

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Westcoast Energy Inc.

Demande du 12 décembre 1991 relative aux
nouveaux droits exigibles à compter du
1^{er} janvier 1992

RH-1-92

Août 1992

Exposé et comparutions

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

PAR SUITE D'une demande présentée par Westcoast Energy Inc., en vertu du paragraphe 19(2) et de la Partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, en vue de la délivrance d'ordonnances relatives à ses droits;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience RH-1-92 de l'Office national de l'énergie.

AUDIENCE TENUE à Vancouver (C.-B.) les 30 et 31 mars et les 1^{er}, 2, 3, 6, 7, 8, 9, 10, 13, 14, 15 et 16 avril, et à Calgary (Alberta) les 21, 22, 23 et 24 avril et les 5, 6, et 7 mai 1992.

DEVANT :

J.-G. Fredette	Membre président
C. Bélanger	Membre
K.W. Vollman	Membre

COMPARUTIONS :

J.J. Lutes R.M. Sirett	Westcoast Energy Inc.
H.R. Ward	Association pétrolière du Canada
J.S. Haythorne D. Burse	Conseil des industries forestières de la Colombie-Britannique, Methanex Corporation et Cominco Fertilizers
M.M. Moseley F. Wiesberg	Groupe des utilisateurs à l'exportation (composé de IGI Resources Inc., Grand Valley Gas Co., Northwest Natural Gas Co., Intermountain Gas Co., Washington Natural Gas Co. et Washington Water Power Co.)
A.S. Hollingworth K.J. Warren	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
B. Rogers	British Columbia Council of Carpenters
C.W. Jobe	Alberta Natural Gas Company Ltd.
S.M. Richards	BC Gas Inc.

R.C. Beattie	CanWest Gas Supply Inc.
I.P. Kacir	Consumers Packaging Inc. et Hiram Walker & Sons Ltd.
C.B. Woods	Mobil Oil Canada
R.A. Cwik T.M. Sutliff	Northwest Pipeline Corporation
C.P. Donahue	Pacific Northern Gas Ltd.
S.R. Miller	Petro-Canada Inc.
W.M. Moreland	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
R. Graw L.A. Boychuk	Office national de l'énergie

Table des matières

	Page
Exposé et comparutions	(i)
Abréviations	(vi)
Aperçu	(viii)
1. Contexte et demande	1
2. Fardeau de la preuve	3
3. Besoins en recettes pour 1992	5
4. Base tarifaire	6
4.1 Compétence de l'Office à l'égard des installations de stabilisation et de fractionnement des produits liquides situées à Taylor, en Colombie-Britannique	6
4.2 Installations de gazoduc en service	19
4.2.1 Projet d'agrandissement de l'usine McMahon	19
4.2.1.1 Installations construites par Westcoast	19
4.2.1.2 Installations acquises auprès de Petro-Canada	21
4.2.2 Rapport sur les dépassements de coûts en capital	24
4.2.3 Rajouts portés au postes des installations de gazoduc en service	25
4.2.4 Rajustement applicable à la valeur nette des installations de gazoduc en service	26
4.2.5 Provision pour les fonds utilisés durant la construction	27
4.3 Matériaux et fournitures	28
4.4 Frais payés d'avance	28
4.5 Système de gestion des activités liées à l'acheminement du gaz	29
5. Dépréciation	30
5.1 Étude sur la dépréciation de 1990	30
5.2 Estimations des réserves de gaz	31
5.3 Opinion de l'Office	33
6. Impôt sur le revenu reporté	36

7.	Structure financière et coût du capital	39
7.1	Ratio de l'avoir ordinaire	39
7.2	Dette consolidée	42
7.3	Dette non consolidée	43
7.4	Actions privilégiées	44
7.5	Taux de rendement des actions ordinaires	44
7.6	Taux de rendement de la base tarifaire	50
7.7	Provision pour l'impôt sur le revenu exigible	50
8.	Frais d'exploitation	51
8.1	Traitements, salaires et avantages sociaux	51
8.1.1	Utilisation des années-personnes	51
8.1.2	Hausses annuelles des traitements et des salaires	52
8.1.3	Programme de primes pour le groupe de la haute direction et de la gestion	54
8.1.4	Traitements et salaires de l'année de référence	55
8.2	Autres frais d'exploitation et d'entretien	56
8.2.1	Formation et éducation	56
8.2.2	Logement	57
8.2.3	Servitudes partagées avec Westcoast Petroleum Ltd.	57
8.2.4	Transport d'eau sur longue distance à l'usine de Sikanni	58
8.2.5	Avion de la société	59
8.3	Gaz perdu et non comptabilisé	59
8.4	Imputation des coûts aux activités non réglementées	62
8.5	Restriction des coûts	64
9.	Conception des droits	65
9.1	Prévisions relatives au débit	65
9.2	Service de stabilisation et de fractionnement des produits liquides	65
9.3	Service de récupération des liquides	69
9.4	Service de livraison à contre-courant	70
10.	Questions tarifaires	72
10.1	Modalités du service de SFPL	72
10.2	Modalités du service de livraison à contre-courant	73

11.	Comptes de report	74
11.1	Traitement des comptes de report existants	74
11.2	Maintien des comptes de report existants	75
11.3	Redressement fiscal applicable à Grizzly Valley	76
11.4	Nouveaux comptes de report relatifs aux recettes et au coût du service	77
11.4.1	Écart entre les coûts prévu et réel du service de SFPL et entre les recettes prévues et réelles connexes en 1992	77
11.4.2	Gas d'appoint	78
11.4.3	Achat d'installations de Petro-Canada	80
12.	Droits provisoires et définitifs	82
13.	Dépôts subséquents de Westcoast	83
14.	Dispositif	84

Liste des annexes

I	Ordonnance TG-6-92	85
II	Taux de dépréciation	87
III	Ordonnance TGI-5-91	89
IV	Ordonnance AO-1-TGI-5-91	91
V	Liste des questions figurant dans la version modifiée de l'ordonnance d'audience RH-1-92	92
VI	Carte du réseau de Westcoast Energy Inc. - Zones tarifaires	94

Abréviations

ACC	amortissement du coût en capital
APC	Association pétrolière du Canada
ASPIC	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
Amoco	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
A.-P.	année-personne
BC Gas	BC Gas Inc.
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
CCPI	Cyanamid Canada Pipeline Inc.
CanWest	CanWest Gas Supply Inc.
COFI	Conseil des industries forestières de la Colombie-Britannique, Methanex Corporation et Cominco Fertilizers
E et E	exploitation et entretien
FMA	flux monétaires actualisés
Fluor Daniel	Fluor Daniel Canada Inc.
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
Groupe de travail	groupe de travail de l'industrie sur les droits et les tarifs de Westcoast
GUE	groupe d'utilisateurs à l'exportation
ICG	Inter-City Gas Corporation
IGES	installations de gazoduc en service
INES	installations nettes en service
Loi sur l'ONE ou la Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie

M et F	matériaux et fournitures
OLTGC	obligations à long terme du gouvernement du Canada
ONE ou l'Office	Office national de l'énergie
Petro-Canada	Petro-Canada Inc.
PFUDC	provision pour fonds utilisés durant la construction
PNC (gaz)	perdu et non comptabilité (gaz)
PNG	Pacific Northern Gas Inc
RAO	rendement des actions ordinaires
SC	station de compression
SFPL	stabilisation et de fractionnement des produits liquides
TransCanada ou TCPL	TransCanada PipeLines Limited
usine de LGN	installation d'extraction et de fractionnement des liquides de gaz naturel
Westcoast, la société ou la requérante	Westcoast Gas Inc.
Westcoast Gas	Westcoast Gas Inc.
WestPete	Westcoast Petroleum Inc.
10^3 m^3	milliers de mètres cubes
10^6 m^3	millions de mètres cubes
10^9 m^3	milliards de mètres cubes

Aperçu

(Note : Le présent aperçu n'est donné que pour la commodité du lecteur et ne fait pas partie des présents motifs de décision. Pour plus de détails, le lecteur est prié de lire les sections pertinentes du présent document.)

La demande et l'audience

Le 12 décembre 1991, Westcoast a déposé auprès de l'Office une demande visant de nouveaux droits exigibles à compter du 1^{er} janvier 1992. L'audience, qui a duré 21 jours, a débuté le 30 mars 1992 à Vancouver et a été suspendue le 16 avril 1992. Elle a repris à Calgary, le 21 avril 1992. L'instruction de la preuve a pris fin le 24 avril 1992, et la plaidoirie et la contre-plaidoirie ont eu lieu les 5, 6 et 7 mai 1992.

Droits de 1992

Le 20 décembre 1991, l'Office a approuvé les droits provisoires que Westcoast pouvait percevoir à compter du 1^{er} janvier 1992 et qui prévoyaient une majoration de 5 pour cent pour un service de livraison type. En ce qui a trait aux droits définitifs pour 1992, l'Office entend approuver des droits uniformes pour toute l'année. Selon l'estimation de l'Office, les droits définitifs pour 1992 seront supérieurs d'environ 2,5 pour cent aux droits de 1991. L'Office a ordonné à Westcoast de rembourser ou d'imputer à ses clients la différence entre les droits découlant des présents motifs de décision et les droits provisoires, ainsi que les frais financiers afférents.

Besoins en recettes

Selon l'Office, ses décisions donneront lieu à des besoins en recettes approuvés de quelque 354 millions de dollars pour 1992, soit environ 12 millions de dollars de moins que le montant visé par la demande, 366 millions de dollars.

L'Office a ordonné à Westcoast de calculer ses droits définitifs en fonction des décisions de l'Office puis de les déposer auprès de ce dernier pour fins d'approbation.

Base tarifaire

Selon l'Office, les installations de stabilisation et de fractionnement des produits liquides («SFPL») situées à Taylor (Colombie-Britannique) sont essentielles au réseau de gazoducs de Westcoast et font partie intégrante de ce dernier. Par conséquent, elles sont assujetties à la réglementation de l'Office. En ce qui a trait au projet d'agrandissement de l'usine McMahon, l'Office a approuvé l'inclusion dans la base tarifaire de la société d'une somme de 102,1 millions de dollars pour les installations construites par Westcoast et d'une somme de 20,1 millions de dollars pour les installations achetées auprès de Petro-Canada. Cependant, l'Office est préoccupé du fait que ces installations de Petro-Canada n'ont pas fait l'objet d'une vérification environnementale et que les stabilisateurs n'ont subi aucune inspection visant à déceler les fissures causées par la corrosion sous tension.

L'Office a approuvé l'inclusion, dans la base tarifaire, des coûts réels, y compris les dépassements de coûts, des projets d'immobilisations entrepris en 1991 et 1992. L'Office a ordonné à Westcoast de soustraire de la provision demandée pour les IGES les montants liés aux projets qui n'ont pas été approuvés en vertu de la Partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, au 1^{er} août 1992.

En ce qui a trait à la méthode de calcul de la provision pour fonds utilisés durant la construction («PFUDC»), l'Office a approuvé la méthode proposée par la société qui consiste à inclure la PFUDC du mois précédent dans la base des coûts.

L'Office a approuvé des provisions de 26,8 millions de dollars au titre des matériaux et fournitures, de 4,3 millions de dollars au titre des frais payés d'avance ainsi que de 2,8 millions de dollars et de 712 000 \$ respectivement pour la première et la deuxième étape de la mise en oeuvre d'un nouveau système de gestion des activités liées à l'acheminement du gaz.

Dépréciation

L'Office a approuvé les nouveaux taux de dépréciation en vertu desquels le taux composite applicable à l'ensemble des installations de Westcoast passe de 2,1 pour cent en 1991 à 2,2 pour cent en 1992.

Impôt sur le revenu reporté

L'Office a approuvé l'extinction graduelle du solde de la provision pour l'impôt sur le revenu reporté à un taux qui ramènera à zéro l'impôt exigible du service public en 1992 et les années subséquentes, jusqu'à ce que le solde soit complètement éteint.

Taux de rendement

L'Office a accepté, à la demande de Westcoast, que le ratio présumé de l'avoir ordinaire soit maintenu à 35 pour cent. Westcoast a demandé également que le taux de rendement de ses actions ordinaires soit maintenu à 13,75 pour cent et l'Office a approuvé un taux de 12,5 pour cent pour l'année d'essai.

Frais d'exploitation

L'Office a décidé que Westcoast devait réduire d'un total de 1 059 000 \$ la provision demandée pour les traitements, les salaires et les avantages sociaux. Cela comprend une somme de 692 000 \$ correspondant à la soustraction de 10 années-personnes de l'augmentation demandée de 42 années-personnes. L'Office a également décidé que la hausse annuelle accordée à tous les employés touchant un traitement serait de 2,5 pour cent et non de 3,0 pour cent comme l'avait demandé Westcoast; la réduction connexe de la provision était de 252 000 \$. L'Office a ordonné à Westcoast d'utiliser la hausse approuvée pour 1991 et non la hausse réelle accordée au titre des traitements, des salaires et des avantages sociaux comme fondement pour les traitements et les salaires de 1992, d'où une réduction de 115 000 \$ de la provision demandée.

L'Office a accepté la provision demandée par Westcoast pour le logement, mais il a ordonné à la société de déposer auprès de l'Office une copie de l'étude prévue sur le logement lorsque celle-ci sera terminée. L'Office a également enjoint Westcoast de réduire d'un total de 71 000 \$ sa provision pour les frais d'entretien des servitudes pour tenir compte de la responsabilité partagée avec Westcoast Petroleum.

L'Office a approuvé une provision de 175 000 \$ au titre du transport d'eau sur longue distance à l'usine de Sikanni ainsi que la provision de 770 000 \$ demandée pour l'exploitation d'un avion de la société. Il a également approuvé la provision de 1,6 millions demandée au titre de la formation et de l'éducation.

L'Office a approuvé la proposition de Westcoast visant à rendre compte du gaz perdu et non comptabilisé au moyen d'une provision dans les ratios relatifs au combustible des expéditeurs et il a ordonné à Westcoast de faire part à ses expéditeurs de ses pertes et de ses gains réels mensuels, par volume et en pourcentage du total du gaz comptabilisable. Cependant, l'Office a rejeté la demande de Westcoast visant à inclure dans la base tarifaire et à amortir dans le coût du service sur une période de trois ans une perte cumulative estimative de 2,4 millions de dollars que la société prétend avoir essuyée depuis 1986 en vertu de la méthode en vigueur.

L'Office a ordonné à Westcoast de retenir les services d'un expert-conseil de l'extérieur pour mener un examen indépendant de la méthode utilisée pour distinguer les coûts liés aux activités réglementées des coûts liés aux activités non réglementées. Westcoast est tenue de faire approuver le mandat de cet expert-conseil par l'Office.

Conception des droits

L'Office a approuvé la méthode de conception des droits proposée par Westcoast pour le service de SFPL à l'usine McMahon.

L'Office a également approuvé la modification de la formule de calcul des droits applicables à la récupération des liquides. En effet, ces droits seront dorénavant calculés en fonction du contenu en liquides au lieu des volumes de gaz résiduel.

L'Office a ordonné à Westcoast d'étendre le service de livraison à contre-courant interruptible du gaz importé jusqu'à la station de compression 2 et de déposer les droits proposés pour ce service élargi, calculés selon la méthode de conception actuellement approuvée.

Questions tarifaires

L'Office a approuvé de façon définitive les modalités générales provisoires et les autres modifications relatives à la prestation du service de SFPL et il a ordonné à Westcoast de réviser les modalités générales du service de livraison à contre-courant pour indiquer qu'«interruptible» signifie sous réserve de la quantité de gaz disponible pour les livraisons dans la direction prévue du gazoduc.

Comptes de report

L'Office a approuvé le traitement proposé par Westcoast des comptes de report relatifs au coût du service et aux recettes. Cependant, les soldes des postes «combustible de compression» et «autre gaz combustible» du compte de report relatif au gaz utilisé à des fins d'exploitation devront être imputés à chaque zone, en fonction de la base tarifaire pertinente.

L'Office a également approuvé, à la demande de Westcoast, le non-renouvellement de certains comptes de report relatifs au coût du service et aux recettes. L'Office a également approuvé le maintien des comptes de report dont Westcoast avait demandé le renouvellement, exception faite du poste «taxe sur l'essence colorée» du compte de report relatif au gaz utilisé à des fins d'exploitation. L'Office a accepté, à la demande de Westcoast, que le solde du compte de report relatif au redressement fiscal applicable à Grizzly Valley soit retiré de la base tarifaire et viré à un nouveau compte de report. Les sommes versées par Revenu Canada seront portées à ce nouveau compte et les coûts liés à l'appel seront imputés à ce même compte et reportés pour fins de traitement comptable à la prochaine audience sur les droits.

L'Office a approuvé des nouveaux comptes de report pour le service de SFPL dans lesquels seront consignés les écarts entre les prévisions du coût du service et des recettes et les chiffres réels.

L'Office a approuvé un nouveau compte de report pour le gaz d'appoint afin de permettre à Westcoast de consigner le coût de ce gaz quand il est impossible d'identifier les expéditeurs qui ont provoqué des déséquilibres ou quand on ne peut imputer aucune faute à une partie.

L'Office a approuvé un nouveau compte de report dans lequel Westcoast consignera les coûts engagés en 1991 pour l'achat et l'exploitation des installations de SFPL de Petro-Canada.

Contexte et demande

Dans sa demande du 12 décembre 1991, Westcoast Energy Inc. («Westcoast», «la requérante» ou «la société») a demandé à l'Office national de l'énergie («l'Office» ou «l'ONE»), en vertu de du paragraphe 19(2) et de la Partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («Loi sur l'ONE» ou «la Loi»), de délivrer une ou plusieurs ordonnances relativement aux droits provisoires et définitifs pour 1992. Le 20 décembre 1991, l'Office a délivré l'ordonnance TGI-5-91 (annexe III) autorisant Westcoast à percevoir, sur une base provisoire, certains droits pour les services fournis aux clients sur le réseau de la société à compter du 1^{er} janvier 1992.

Suite à deux demandes distinctes déposées par Westcoast, l'Office a également rendu des ordonnances provisoires qui seront en vigueur d'ici à ce que l'Office délivre son ordonnance définitive concernant la demande relative aux droits de Westcoast pour 1992. Premièrement, le 5 décembre 1991, l'Office a délivré l'ordonnance TG-8-91 par laquelle il approuvait le barème des droits provisoires exigibles auprès des clients limitrophes, dont les droits applicables au service limitrophe qui y figuraient. Deuxièmement, le 20 décembre 1991, l'Office a délivré l'ordonnance TGI-4-91 par laquelle il approuvait les modalités générales et les droits provisoires applicables au service de stabilisation et de fractionnement des produits liquides («SFPL»).

Le 27 janvier 1992, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience RH-1-92 qui exposait la demande présentée par Westcoast qui serait instruite à compter du 30 mars 1992. L'ordonnance contenait également les instructions relatives à la procédure ainsi que la liste préliminaire des questions à instruire. Dans une lettre datée du 27 février 1992, l'Office a modifié cette liste, et une copie révisée est jointe en annexe V des présents motifs de décision.

Dans cette même lettre, l'Office expliquait qu'il avait décidé de ne pas instruire deux questions soulevées par les intervenants. La première, qui avait été soulevée par Husky Oil Operations Ltd., portait sur la pertinence de la procédure de mise en file d'attente pour l'accès au service garanti sur le réseau de Westcoast. L'Office a reporté l'examen de cette question parce que Westcoast avait, semble-t-il, retenu les services d'un expert-conseil pour étudier le problème que la procédure en vigueur posait aux expéditeurs et pour recommander des mesures susceptibles d'améliorer l'accès au réseau de Westcoast et d'assurer l'aménagement ordonné de ce dernier. La société a prévu soumettre le rapport de l'expert-conseil à l'analyse du groupe de travail de l'industrie sur les droits et les tarifs de Westcoast («le groupe de travail»). L'Office était d'avis que les parties intéressées devraient avoir l'occasion de régler cette question entre elles avant que l'Office ne l'examine. L'Office a également tenu compte du mémoire de l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada («ASPIC»), laquelle appuyait le processus de consultation en cours et était d'avis que la question de la mise en file d'attente et de l'accès était trop complexe pour être réglée dans le cadre de la présente audience.

La deuxième question, qui avait été soulevée par IGI Resources, Inc., portait sur la pertinence du plan quinquennal d'aménagement du réseau de Westcoast. Ce plan prévoit les ajouts en immobilisations de la société pour la période de 1992 à 1996. L'Office était d'avis qu'il valait mieux examiner la question des nouvelles installations dans le cadre d'une instance en vertu de la Partie III de la Loi et non de la Partie IV.

Le 12 mars 1992, l'Association pétrolière du Canada («APC») a demandé à l'Office de radier la question du bien-fondé des taux de dépréciation proposés par Westcoast. L'Office a rejeté cette requête le 13 mars 1992 en alléguant que cette question constituait un volet très important de la demande relative aux droits de 1992 de Westcoast.

Dans sa lettre du 25 mars 1992, l'Office a fait connaître sa décision de joindre le dossier de la demande du 21 novembre 1991 de Westcoast visant l'introduction du service de SFPL au dossier de l'instance RH-1-92 sur les droits. Dans sa lettre du 27 mars 1992 adressée à Westcoast, l'Office a informé les parties qu'il examinerait au cours de l'audience la question de la compétence de l'Office à l'égard des installations de stabilisation et de fractionnement des produits liquides situées à Taylor, en Colombie-Britannique.

L'Office a instruit la preuve à Vancouver du 30 mars au 16 avril 1992 et à Calgary, du 21 au 24 avril 1992. La plaidoirie finale a été entendue les 5 et 6 mai 1992 et la contre-plaidoirie, le 7 mai 1992.

Le 24 avril 1992, l'Office a rendu, séance tenante, une décision sur le traitement comptable proposé par Westcoast pour les frais d'enlèvement et de remplacement de la fondation du groupe compresseur n° 5 à la station 7. Dans une lettre datée du 14 février 1992 et adressée à l'Office, Westcoast expliquait que la fondation s'était détériorée à tel point que l'intégrité de fonctionnement du compresseur pouvait être compromise. La société a proposé d'imputer le coût des travaux de démolition à la dépréciation accumulée, de traiter la valeur comptable nette de la fondation originale comme une réforme ordinaire et de capitaliser le coût d'une nouvelle fondation. Au cours de l'audience, Westcoast a insisté sur l'urgence des travaux. Dans sa demande du 3 avril 1992, Westcoast a demandé à l'Office d'approuver le projet d'enlèvement et de remplacement en vertu de l'article 58 de la Loi, et l'Office a approuvé cette demande en délivrant l'ordonnance XG-14-92 le 27 avril 1992.

Fardeau de la preuve

Au cours de l'audience et de la plaidoirie finale, l'ASPIC a fait des commentaires sur le fait qu'il revient à Westcoast de convaincre l'Office du caractère prudent des dépenses prévues dans la base tarifaire et indiquées dans sa demande. L'ASPIC s'est dite inquiète de ce qu'elle qualifie de déplacement graduel du fardeau de la preuve du service public réglementé aux intervenants parce qu'à son avis, Westcoast semblait être d'avis que toute dépense mise de l'avant devrait être approuvée à moins qu'un intervenant ou l'Office ne démontre qu'elle devrait être refusée. L'ASPIC a fait valoir qu'il revenait encore au service public de prouver que les dépenses qu'il avait engagées étaient prudentes et que les postes inclus dans la base tarifaires sont utilisés et utiles. En outre, l'Office devrait rejeter toute notion voulant que le fardeau initial de la preuve du caractère raisonnable des dépenses incluses dans la demande incombe à une partie autre que Westcoast.

Le conseil des industries forestières de la Colombie-Britannique, Methanex Corporation et Cominco Fertilizers («COFI») étaient d'accord avec les commentaires formulés par l'ASPIC et ont invoqué les Motifs de décision GH-2-87 dans lesquels l'Office a déclaré qu'il incombait au requérant d'établir, selon toute probabilité, que le dédommagement demandé dans la demande devrait être accordé. COFI a pressé l'Office de ne pas donner raison aux témoins de Westcoast selon lesquels les coûts associés aux nouvelles installations devraient être jugés prudents à moins qu'une preuve significative contraire ne soit déposée.

Opinion de l'Office

L'Office n'a pas modifié sa position concernant le fardeau de la preuve qu'elle a énoncée dans les Motifs de décision GH-2-87. Même si la question instruite dans le cadre de la présente audience est différente de celle qui avait été déposée devant l'Office à l'instance GH-2-87, le principe s'applique encore.

Le concept global du fardeau de la preuve comporte plusieurs volets. À l'instance GH-2-87, la question du fardeau de la preuve a été invoquée dans le contexte de l'obligation ultime ou générale dont le requérant doit s'acquitter à la clôture de l'audience pour obtenir le dédommagement sollicité dans sa demande. Le processus que le requérant adopte pour se dégager de son fardeau ultime de la preuve commence avec le dépôt de la demande car il est tenu de déposer auprès de l'Office une demande contenant suffisamment d'éléments de preuve pour constituer un dossier *prima facie* à l'appui du dédommagement sollicité. Cette preuve est étoffée par les réponses aux demandes de renseignements, la preuve écrite et le contre-interrogatoire. Dépendamment des points forts et des faiblesses du dossier *prima facie* du requérant, le fardeau de la preuve peut être transféré aux intervenants au cours de l'audience qui doivent réfuter les allégations du requérant. Malgré ce déplacement apparent du fardeau de la preuve, le fardeau ultime, souvent appelé fardeau de persuasion,

incombe toujours au requérant. Ce dernier doit convaincre l'Office que, tout compte fait, le dédommagement sollicité dans sa demande devrait être accordé.

Pour se décharger du fardeau initial de présenter un dossier *prima facie*, le requérant doit déterminer l'étendue et la qualité de la preuve qu'il choisit de déposer. La question de savoir si cette preuve permettra ou non au requérant de se décharger du fardeau ultime de la preuve doit être examinée en fonction des conditions particulières de chaque cas. Qu'il nous suffise de dire que les intervenants ont la possibilité de contre-examiner et de présenter leur propre preuve à l'encontre de celle du requérant. Cependant, ils ne sont pas obligés de le faire car il revient à chaque intervenant de déterminer la mesure dans laquelle le fardeau de la preuve a été déplacé. En dernier ressort, il revient à l'Office de déterminer, à la lumière de l'ensemble de la preuve produite devant lui, si le requérant s'est déchargé du fardeau de la preuve ou non.

Besoins en recettes pour 1992

Au tableau 3-1, nous présentons un résumé des recettes réelles de l'année de référence 1991, des besoins en recettes visés par la demande de Westcoast pour 1992 et des besoins approuvés par l'Office à partir de ses estimations. Les besoins en recettes visés par la demande représentent une hausse de 20,3 pour cent par rapport aux recettes réelles de l'année de référence. Après avoir examiné la preuve produite à l'instance, l'Office a redressé quelques postes du coût du service pour 1992 et ces rajustements sont analysés dans les chapitres qui suivent. Compte tenu de ces redressements et sous réserve des constatations du chapitre 13, l'Office a estimé que les besoins en recettes de Westcoast pour 1992 devraient être supérieurs de 353,5 millions de dollars ou de 17,1 pour cent aux recettes réelles de 1991.

Tableau 3-1
Recettes réelles de l'année de référence 1991, demande pour
l'année d'essai 1992 et besoins en recettes approuvés
(milliers de dollars)

	Année de référence 1991	Écart	Demande pour 1992 ¹	Rajustements de l'Office	Recettes approuvées pour 1992 (estimations)
Exploitation et entretien	111 980	10 226	122 206	(1 258)	120 948
Frais associés à la réglementation	2 654	718	3 372		3 372
Dépréciation	31 976	14 299	46 275	(6 497)	39 778
Amortissement	150	(6 529)	(6 379)	6 571	192
Taxes autres que l'impôt sur le revenu	45 817	5 361	51 178	-	51 178
Recettes d'exploitation diverses	(2 909)	1 881	(1 028)	-	(1 028)
Franchises	-	965	965	-	965
Change sur la dette	658	192	850	-	850
Coût de remplacement du gaz	1 120	(1 120)	-	-	-
Gaz utilisé aux fins d'exploitation	4 040	(4 039)	1	-	1
Impôt sur le revenu	9 804	(3 575)	6 229	(3 598)	2 631
Rendement de la base tarifaire	107 955	28 486	136 441	(7 168)	129 273
Reports	<u>(11 275)</u>		<u>5 840</u>	<u>-</u>	<u>5 840</u>
Besoins en recettes	<u>301 970</u>		<u>365 950</u>	<u>(11 950)</u>	<u>354 000</u>

1 Demande du 12 décembre 1991, modifiée le 1^{er} mai 1992 (pièce B-81)

Note: La somme des montants peut ne pas correspondre au total en raison de l'arrondissement

Chapitre 4

Base tarifaire

4.1 Compétence de l'Office à l'égard des installations de stabilisation et de fractionnement des produits liquides situées à Taylor, en Colombie-Britannique

Contexte

Les installations de SFPL que Westcoast possède actuellement appartenaient à Petro-Canada Inc. («Petro-Canada») et étaient exploitées par celle-ci; elles sont situées sur des terres adjacentes à l'usine de traitement du gaz de Westcoast à Taylor, en Colombie-Britannique (parfois appelée «usine McMahon»). Le complexe de Taylor a été conçu et construit au milieu des années 1950. La raffinerie de pétrole a été aménagée par Pacific Petroleum Ltd. en 1956 tandis que les usines de gaz et d'acide sulfurique ont été parachevées en 1957 par Westcoast et Jefferson Lake Petrochemicals of Canada Ltd (maintenant Canadian Occidental Petroleum Ltd.) respectivement. L'usine de traitement du gaz était munie d'un séparateur d'entrée qui retenait les liquides libres du flux de gaz qui entrait dans l'usine, des installations de traitement pour l'extraction du gaz acide et de l'eau, des installations d'absorption d'huile pauvre pour l'extraction des liquides de gaz naturel ainsi qu'une petite centrale électrique. Dans son ordonnance MO-45-76 du 18 novembre 1976, l'Office a approuvé l'achat par Westcoast de l'usine d'acide sulfurique qui, depuis, a été assujettie à la réglementation de l'Office. La conduite de condensats, qui s'étend du réservoir de stockage de condensats (relié à l'installation de SFPL par une tuyauterie industrielle) à l'installation de chargement des condensats dans des camions, appartient à Westcoast et est exploitée par celle-ci comme élément d'actif non réglementé depuis sa mise en place en 1986.

Depuis 1957, les installations de SFPL situées à la raffinerie ont toujours été offertes pour la manutention des liquides extraits du flux de gaz naturel à l'usine McMahon. Le 6 juin 1990, Westcoast a demandé à l'Office d'autoriser la construction d'installations additionnelles pour accroître la capacité de traitement du gaz à l'usine McMahon. En septembre 1990, l'Office a délivré l'ordonnance XG-11-90 autorisant Westcoast à construire et à exploiter les installations visées par la demande, y compris les installations voulues pour manutentionner les volumes additionnels de liquides qui résulteraient de l'accroissement de la capacité de traitement de l'usine. Quand Petro-Canada a décidé par la suite de fermer sa raffinerie de Taylor, Westcoast a demandé à l'Office l'autorisation d'acheter certaines parties de la raffinerie, dont les installations de traitement des liquides. L'Office a approuvé l'achat en question en délivrant les ordonnances MO-9-91 et XG-12-91 du 14 mars 1991.

Dans une lettre datée du 21 novembre 1991 puis dans sa demande du 12 décembre 1992 visant les droits, Westcoast a demandé l'approbation des droits provisoires puis des droits définitifs pour 1992 applicables au service de SFPL fourni

par Westcoast aux expéditeurs, à son usine McMahon située à Taylor (Colombie-Britannique). Le 20 décembre 1991, l'Office a rendu l'ordonnance TGI-4-91 approuvant la demande de droits provisoires applicables au service de SFPL présentée par Westcoast. Dans une lettre de commentaires datée du 28 octobre 1991, BC Gas Inc. («BC Gas») a indiqué que les installations de SFPL ne relevaient pas de la compétence de l'Office et que, par conséquent, elles ne devraient pas être réglementées par ce dernier. Des réponses et des demandes ont été échangées entre Westcoast et BC Gas le 19 novembre 1991 et le 26 novembre 1991, respectivement. Dans sa lettre du 23 décembre 1991, l'Office a invité les parties intéressées à faire part de leurs commentaires sur diverses questions, dont la compétence de l'Office, au plus tard le 31 janvier 1992. Cependant, l'Office n'a pas reçu d'autres commentaires sur cette question précise.

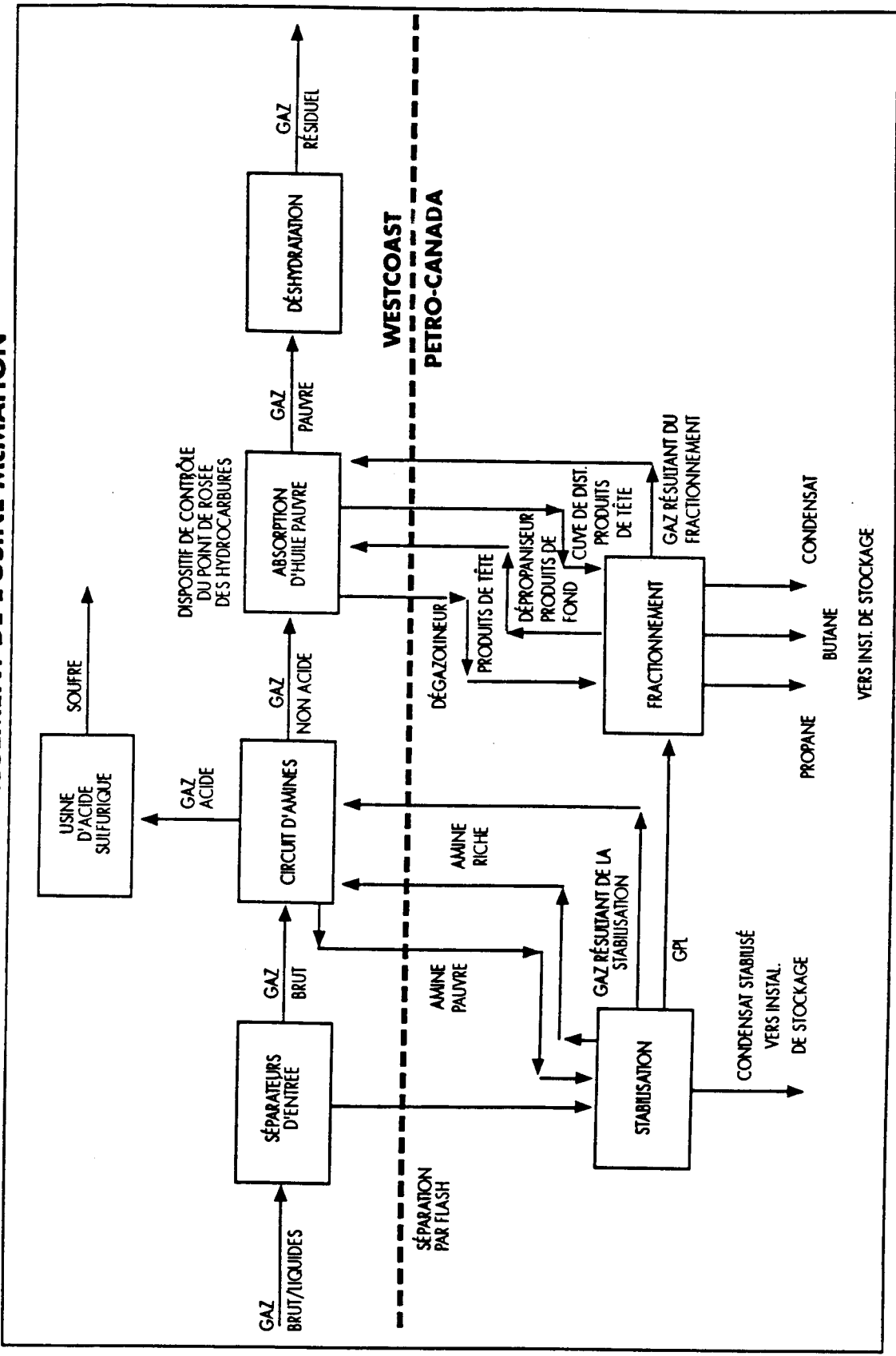
Dans une lettre adressée à Westcoast le 27 mars 1992, l'Office a indiqué qu'il instruirait cette question à l'audience afin de déterminer si les installations de SFPL de la société étaient de son ressort ou non et il a envoyé à Westcoast une demande de renseignements l'invitant à expliquer pourquoi les allégations contenues dans sa lettre adressée à l'Office le 9 juillet 1991, selon lesquelles l'installation d'extraction et de fractionnement des liquides du gaz naturel («l'usine de LGN») n'était pas du ressort de l'Office, ne s'appliqueraient pas aussi aux installations de SFPL. Une copie de la lettre du 27 mars 1992 a été déposée au début de l'audience et les parties ont été invitées à faire des dépositions sur la question de la compétence dans la plaidoirie finale.

Position de Westcoast

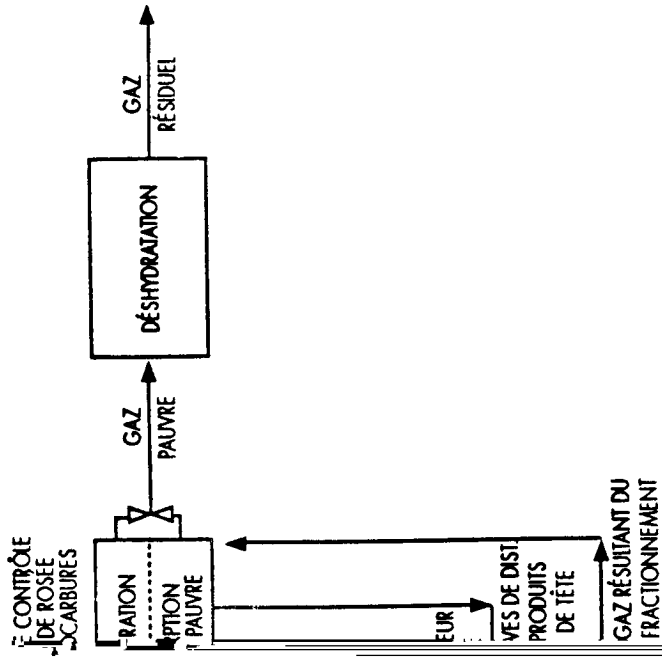
À l'audience, Westcoast a déposé des schémas des procédés de ses installations de traitement du gaz avant l'agrandissement de l'usine McMahon et après les travaux. (Voir les figures 4-1 et 4-2.)

Dans sa réponse à une demande de renseignements de l'Office, Westcoast a fourni des renseignements de fond additionnels sur l'usine McMahon ainsi qu'une description du procédé utilisé afin d'illustrer comment les installations de SFPL agrandies font partie intégrante de son exploitation pipelinière. Westcoast a expliqué que le gaz brut entre dans l'usine en provenance des pipelines de gaz brut où il est séparé en gaz et en liquides dans le séparateur d'entrée. Le gaz est alors comprimé, retourné à l'usine de gaz, épuré dans une solution aux amines puis lavé avec une huile qui absorbe les hydrocarbures lourds, le propane, le butane et le condensat du gaz traité. Les liquides provenant du séparateur d'entrée circulent dans les réservoirs de séparation par flash où la pression est abaissée par étage (le gaz de chaque étage est acheminé vers le circuit de combustible de l'usine). Les liquides entrent alors dans les stabiliseurs où le butane et les hydrocarbure légers sont extraits. Les liquides de tête du stabiliseur sont acheminés vers la cuve d'alimentation du dépropaniseur, les vapeurs sont acheminées vers le circuit de combustible de l'usine tandis que le condensat est refroidi et emmagasiné. Les gaz émanant de la cuve d'alimentation du dépropaniseur entrent dans un réabsorbeur et les liquides provenant de la même cuve entrent dans le dépropaniseur où le propane et les hydrocarbures plus légers sont séparés du butane et des hydrocarbures plus lourds. Les gaz et les liquides de tête provenant du

FIGURE 4-1
SCHÉMA DE PROCÉDÉ
AVANT L'AGRANDISSEMENT DE L'USINE McMAHON



JE McMAHON



INDENSAT

GE

dépropaniseur sont acheminés vers un dééthaniseur où l'éthane et les hydrocarbures plus légers sont séparés et acheminés vers le circuit de combustible de l'usine via le réabsorbeur. Le propane qui sort de la base du dééthaniseur est désulfuré, déshydraté puis stocké. Les produits de fond du dépropaniseur sont retournés à l'usine de gaz puis acheminés vers un réservoir de distillation où une grande partie de l'huile forcée provenant du dégazolineur à vapeur est récupérée. L'huile provenant du dégazolineur est traitée dans le réservoir de distillation aux fins de l'extraction additionnelle de gazoline. Les produits de tête du réservoir sont acheminés au débutaniseur où le butane est séparé de la gazoline et désulfuré. L'essence obtenue est combinée au condensat du stabiliseur et les deux produits sont acheminés à des fins de stockage.

D'après Westcoast, il est impossible de produire du gaz transportable par pipeline à l'usine McMahon sans les installations de SFPL dont on dispose pour manutentionner les liquides au cours du traitement parce que le système d'absorption d'huile pauvre est entièrement intégré au système de fractionnement dans les installations de contrôle du point de rosée des hydrocarbures. Westcoast a expliqué également que les installations de SFPL pourraient être exploitées même si la raffinerie ou l'usine de gaz étaient mises hors de service, mais qu'elle devrait arrêter les opérations de traitement si les installations de SFPL étaient immobilisées. Au cours de l'audience, le témoin de Westcoast a laissé entendre que les installations postérieures à l'agrandissement de l'usine sont même encore plus étroitement reliées aux activités de traitement du gaz. En effet, il a déclaré que les systèmes d'absorption et de fractionnement étaient intégrés dans une large mesure, qu'il ne s'agissait pas d'une unité isolée autonome qui reçoit un seul flux de gaz comme c'est le cas dans d'autres concepts.

Même si les liquides qui émanent du séparateur d'entrée peuvent être stabilisés et expédiés, les liquides traités dans l'installation de fractionnement ne peuvent pas être récupérés en un seul flux puis entreposés en vue de leur expédition à l'extérieur pour un fractionnement ultérieur parce qu'ils sont totalement intégrés à l'installation d'absorption. Cependant, le témoin de Westcoast a admis qu'il est possible de modifier le système de façon à isoler complètement l'installation de fractionnement de l'installation d'absorption, mais qu'il faudrait redessiner complètement l'usine, ce qui coûterait très cher et représenterait une option beaucoup plus dispendieuse que la configuration actuelle.

Westcoast a indiqué également que quelques-uns des liquides manutentionnés dans les installations de SFPL sont utilisés comme combustible pour l'exploitation de l'usine de gaz. En réponse à un engagement, Westcoast a indiqué que sur le total du combustible nécessaire à l'exploitation de l'ensemble du complexe en période de pointe, 38 pour cent de l'approvisionnement total sont obtenus à partir du gaz émanant des stabiliseurs, y compris les réservoirs de séparation par flash, et 22 pour cent sont produits à partir du gaz émanant de l'installation de fractionnement.

En plaidoirie, Westcoast a déclaré que les installations de SFPL constituent des biens meubles et immeubles raccordés au gazoduc existant de Westcoast. Les installations font partie de son entreprise pipelinère, sont nécessaires à l'exploitation quotidienne et soutenue du gazoduc de Westcoast assujetti à la réglementation fédérale et font partie intégrante de cette exploitation. L'usine de gaz a toujours besoin des installations de traitement des liquides et, en fait, elle ne pourrait pas être exploitée sans les installations de SFPL pour manutentionner les liquides extraits du flux de gaz brut livré à l'usine par le réseau de gazoducs. Le réseau de Westcoast diffère des autres gazoducs du fait qu'il est utilisé pour transporter le gaz à partir de la tête du puits, pour traiter ce gaz pour qu'il soit transportable par pipeline et pour le livrer à ses expéditeurs et autres clients en C.-B. et à la frontière internationale. Westcoast a convenu que le fait qu'elle soit propriétaire des installations ne permet pas de conclure à la compétence fédérale; elle a d'ailleurs ajouté que cette question de juridiction ne devrait pas être fondée sur le fait de savoir si les installations de SFPL pourraient être ou non exploitées par d'autres personnes ou d'une manière telle qu'elles ne seraient pas de compétence fédérale.

En outre, le fait que ces installations n'étaient pas réglementées par l'Office antérieurement ne constitue pas un obstacle à l'exercice approprié de cette compétence maintenant. Westcoast a comparé cette situation à celle de l'usine d'acide sulfurique de Taylor qui, suite à son achat par la société en 1976, a été assujettie à la réglementation de l'Office. Westcoast a fait une distinction entre la position qu'elle avait prise dans sa lettre du 9 juillet 1984 au sujet de l'usine de LGN en indiquant que sans égard au fait qu'elle était propriétaire de l'usine en question, cette dernière fonctionne séparément du réseau de gazoducs : elle est reliée au pipeline de gaz résiduel en aval de l'usine McMahon et si on ferme les soupapes d'admission et d'échappement de l'usine, on peut l'isoler complètement du pipeline sans aucune telle mesure n'ait de répercussions sur l'exploitation du gazoduc ou de l'usine McMahon. Par contre, il serait impossible d'exploiter le réseau de Westcoast sans l'installation de SFPL et l'usine d'acide sulfurique.

Opinion des intervenants

Selon l'APC, les arguments invoqués par Westcoast dans sa lettre du 9 juillet 1984 relativement à l'usine de LGN devraient s'appliquer aux installations de SFPL. Elle a souligné que les installations en cause étaient exploitées comme une entreprise privée depuis plus de 30 ans et elle a indiqué qu'elle ne voyait pas pourquoi ces installations seraient considérées comme une entreprise de service public par suite d'un changement de propriété. En dernier lieu, l'APC a souligné que même si les installations de SFPL étaient du ressort de l'Office, ce dernier ne devrait pas exercer cette compétence et devrait exclure les installations des activités réglementées.

BC Gas a soutenu que les installations de SFPL ne constituaient pas des biens meubles ou immeubles ni des ouvrages reliés au gazoduc et elle a indiqué que le fait que Westcoast soit une société pipelinère ne signifie pas que toutes ses activités sont nécessairement reliées à ses installations pipelinères. BC Gas a fait valoir que les installations de SFPL ne sont pas essentielles au réseau de Westcoast; même si elles peuvent être essentielles au produit acheminé par le réseau, elles ne le sont pas pour le réseau lui-même. Faisant une analogie avec un oléoduc, BC Gas a indiqué que même si les conduites, les pompes et les réservoirs de stockage sont nécessaires à l'exploitation de l'oléoduc et qu'il faut également des raffineries aux points de livraison pour assurer le déplacement économique du pétrole (qui est le produit) dans le pipeline, toutes ces installations ne sont pas essentielles à l'oléoduc. De même, bien que la stabilisation et le fractionnement des liquides de gaz naturel constituent des opérations essentielles pour le produit, ces activités ne sont pas essentielles à l'exploitation quotidienne du gazoduc comme réseau de transport. Par conséquent, BC Gas a fait valoir qu'une intégration opérationnelle est requise au lieu d'une intégration fonctionnelle et que le fait que les installations aient été conçues pour être intégrées fonctionnellement ne constitue pas un facteur déterminant de la compétence de l'Office. Les installations de SFPL ne sont pas essentielles et nécessaires et ne font pas partie intégrante de l'exploitation quotidienne du gazoduc de Westcoast car elles ne servent d'aucune façon au transport du gaz. Elles constituent plutôt une activité économique distincte - en l'occurrence la commercialisation des liquides de gaz

naturel - et, en fait, elles représentent un client pour les liquides de gaz naturel extraits à l'usine McMahon.

COFI a souligné que sauf en ce qui a trait à la capacité, le complexe a peu changé depuis les travaux d'agrandissement et que rien ne saurait donc justifier l'intégration des installations de SFPL ou de la conduite de condensats dans les activités réglementées. COFI a indiqué que ces installations ne sont pas essentielles au réseau en dépit de leur intégration physique. Il a invoqué à l'appui la preuve déposée par Petro-Canada selon laquelle La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée («Amoco») l'avait menacée d'acheminer ses liquides à une autre usine de traitement (si Petro-Canada n'abaissait pas ses prix) ainsi que la déclaration faite sous serment par le témoin de Petro-Canada, à savoir qu'il croyait sérieusement que les liquides en question pourraient être traités et manutentionnés ailleurs.

Le groupe des utilisateurs à l'exportation («le GUE») a rallié les autres intervenants en déclarant qu'il ne voyait aucune différence fondamentale entre les installations de SFPL et les installations non réglementées, comme l'usine de LGN. En ce qui a trait à la conduite de condensats qui est reliée à l'usine de SFPL, le GUE a souligné que depuis nombre d'années, cette conduite est exploitée comme un service non réglementé et, selon lui, un simple changement de propriété des installations de SFPL ne saurait justifier l'inclusion de celles-ci dans les activités réglementées. Le GUE a indiqué que les fonctions de l'usine de SFPL et de la conduite de condensats n'ont pas changé et que ces installations devraient demeurer non réglementées.

Par contre, l'ASPIC a soutenu que les installations de SFPL sont du ressort de l'Office et elle a souligné que ce dernier avait déjà exercé sa compétence en approuvant l'achat des installations en cause ainsi qu'un droit provisoire applicable au service de SFPL. L'ASPIC a fait une distinction entre l'usine de LGN de 1984 en ce sens que cette dernière ne faisait pas partie intégrante de l'ensemble du réseau de Westcoast parce que le flux de gaz pouvait être détourné sans nuire aux opérations de Westcoast. Selon l'ASPIC, une analyse des faits particuliers devrait être effectuée et, à la lumière de la preuve déposée par Westcoast selon laquelle l'usine McMahon, dans sa configuration actuelle, n'est pas en mesure de fonctionner sans les installations de SFPL, elle est d'avis que les installations sont essentielles à l'exploitation du gazoduc de Westcoast. Pour étayer davantage sa position, l'ASPIC a fait état de la preuve déposée par Westcoast selon laquelle le gaz naturel ne pourrait pas être traité de façon à être transportable sur le réseau de Westcoast sans les installations de SFPL. Par conséquent, ces installations sont absolument de ressort fédéral et devraient être réglementées par l'Office.

Sans faire de commentaires sur la compétence de l'Office à l'égard des installations de SFPL, Petro-Canada a indiqué que l'Office ne devrait pas réglementer ce service. Selon elle, les installations ont été exploitées pendant des années hors du cadre réglementaire et il n'existe aucune raison à l'appui de leur inclusion parmi les activités réglementées par le gouvernement fédéral, peu importe le fait qu'elles relèvent ou non de la compétence fédérale.

Opinion de l'Office

Pour régler cette question juridictionnelle, il faut se demander si oui ou non les installations de SFPL de Westcoast peuvent être considérées comme une «pipeline» selon la définition donnée à l'article 2 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C. 1985, c. N-7 :

«pipeline» Gazoduc ou oléoduc reliant une province et une ou plusieurs autres ou s'étendant au-delà des limites d'une province ou de la zone extra-côtière, au sens de l'article 123, y compris les branchements, extensions, citernes, réservoirs, installations de stockage ou de chargement, pompes, rampes de chargement, compresseurs, systèmes de communication entre stations par téléphone, télégraphe ou radio, ainsi que les ouvrages, ou autres biens immeubles ou meubles, connexes.

Pour qu'une installation fasse partie d'un pipeline et relève de la compétence de l'Office, elle doit faire partie intégrante du pipeline ou être essentielle à ce dernier. Pour déterminer si tel est le cas, l'Office a puisé dans la jurisprudence concernant l'interprétation de l'alinéa 92(10)a) de la *Loi constitutionnelle de 1867* et il s'est inspiré plus particulièrement des arrêts récents de la Cour fédérale d'appel concernant la compétence de l'Office.

Dans l'arrêt Reference re National Energy Board Act (1987) 48 D.L.R. (4th) 596 (l'arrêt «Cyanamid»), la Cour fédérale d'appel a statué qu'une installation pipelinière devant être construite et exploitée par Cyanamid Canada Pipeline Inc. («CCPI») pour acheminer le gaz de l'usine Welland de la société jusqu'à la station de comptage [*sic*] de Blackhorse de TransCanada PipeLines Limited («TPCL») ne relevait pas de la compétence du gouvernement fédéral. La Cour a confirmé que pour être du ressort fédéral, un ouvrage ou une entreprise doivent être interprovinciaux et être reliés à un ouvrage ou une entreprise interprovinciaux par un lien nécessaire. La Cour a établi qu'un simple raccordement physique à un ouvrage interprovincial de TPCL ne saurait permettre de conclure à la compétence fédérale et il a conclu que la dérivation proposée n'était pas vitale, essentielle ou nécessaire pour l'entreprise interprovinciale de Westcoast et ne faisait pas partie intégrante de celle-ci. Le juge McGuigan a souligné [page 559] que même si TPCL conservait le droit d'isoler le gazoduc de CCPI de son réseau dans des circonstances spéciales en fermant les soupapes manuelles qui relient les deux gazoducs, CCPI pourrait normalement contrôler le débit du gaz circulant dans son gazoduc.

Cependant, il a indiqué [page 610] que si TPCL avait conclu un accord concernant l'exploitation du gazoduc de CCPI, la canalisation en question aurait relevé de la compétence du gouvernement fédéral si l'on se fonde sur la décision antérieure du Comité judiciaire du Conseil privé dans l'arrêt Luscar Collieries Ltd. v. McDonald, [1927] 4 D.L.R. 85. Dans cet arrêt, le fait que la voie ferrée de Luscar faisait partie d'un réseau continu de chemins de fer exploité globalement par CNR a constitué le facteur déterminant de la compétence fédérale.

Dans l'arrêt Dome Petroleum Ltd. v. National Energy Board (1987), 73 N.R. 135, la Cour fédérale d'appel a confirmé la décision de l'Office selon laquelle les cavités de

stockage appartenant à l'entreprise pipelinère était de compétence fédérale en vertu de l'alinéa 92(10)a de la *Loi constitutionnelle de 1867* parce qu'elles faisaient partie intégrante et constituaient un élément essentiel du réseau pipelinier interprovincial. Le juge Mahoney [page 138] a souligné que la question de savoir si les installations faisaient partie intégrante du réseau pipelinier Cochin constituait une question de fait. En outre, l'analyse des faits particuliers de chaque cas est appropriée. Dans l'arrêt Alberta Government Telephones c. Commission canadienne de radio-télévision et de télécommunications, [1989] 5 W.W.R. 385 (S.C.C.), le juge en chef Dickson a déclaré ce qui suit à la page 410 :

«À mon avis, il est impossible de formuler en l'absence de contexte un seul critère qui soit complet et utile dans tous les cas relatifs à l'alinéa 92(10)a. Le dénominateur commun de ces arrêts est simplement que ce sont les faits particuliers de chaque cas qui doivent guider le tribunal, une méthode édictée par l'arrêt de cette Cour Northern Telecom Ltd. c. Les Travailleurs en communication du Canada, [1980] 1 S.C.R. 115.»

Il ne suffit pas que les installations de SFPL soient simplement une entreprise de Westcoast ou qu'elles soient reliées au réseau de celle-ci. Dans l'arrêt Canadian Pacific Railway v. A.G. for British Columbia, [1950] A.C. 122 (Conseil privé) à la page 143, on soutenait que l'hôtel Empress qui appartenait à la Canadien Pacifique Limitée et était exploité par cette société ne faisait pas partie de l'entreprise de «chemin de fer» de CP. Leurs Seigneuries ont indiqué qu'une société de chemin de fer peut mener plusieurs activités diverses parfois sans lien entre elles, mais, à leur avis, un hôtel pourrait fort bien faire partie intégrante de l'entreprise de la société et relever de la compétence du gouvernement fédéral si la société décidait de diriger l'hôtel exclusivement, ou même principalement, dans l'intérêt des voyageurs du réseau.

Même s'il existe un lien physique avec un pipeline ou que l'ouvrage en question est situé à proximité d'un pipeline, ou même s'il existe un lien économique entre un ouvrage et un réseau pipelinier interprovincial, on ne saurait conclure que l'ouvrage répond aux exigences de la définition réglementaire d'un pipeline et relève de la compétence du gouvernement fédéral. C'est d'ailleurs ce qui ressort des commentaires du juge en chef Dickson dans l'arrêt La Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada c. Nor-Min Supplies Limited, [1977] 1 S.C.R. 322 [page 332]. En effet, la Cour a statué qu'une carrière qui produisait de la roche concassée pour le ballast de la voie ferrée ne faisait pas partie intégrante du réseau de chemins de fer de la société même si celle-ci en était la propriétaire et l'exploitante :

«Le simple lien économique entre la carrière du C.N. et l'utilisation de la roche concassée pour le ballast de la ligne de chemin de fer ne font pas de la carrière un élément de l'entreprise au sens où les hangars de chemin de fer ou les gares de triage en font partie. Le fait que la production de la carrière soit destinée exclusivement au chemin de fer convient au C.N., comme le fait n'importe quelle relation économique pour l'approvisionnement en carburant, en équipement ou en matériel roulant, mais ceci ne fait pas entrer les raffineries de pétrole, les entrepôts ou les usines qui fabriquent l'équipement ou le matériel roulant dans le réseau de transport.»

Les parties reconnaissent, et la jurisprudence appuie grandement cette position, qu'un simple lien physique et une relation commerciale bénéfique aux deux parties avec un ouvrage ou une entreprise de compétence fédérale ne sauraient justifier qu'on considère les installations visées comme étant du ressort du gouvernement fédéral. Le fait que Westcoast soit propriétaire des installations ne permet pas de conclure à la compétence fédérale (voir l'arrêt Nor-Min [page 333]) et le fait également que le gouvernement n'ait pas exercé sa compétence antérieurement ne signifie pas que les installations ne sont pas du ressort fédéral (voir Dome [page 138]). Selon l'Office, le règlement de la question juridictionnelle s'articule, par conséquent, autour de la détermination factuelle du fait que les installations de SFPL sont «essentiels» ou non au réseau de Westcoast, conclusion qui repose sur la mesure dans laquelle on peut appliquer le test d'analyse des faits particuliers dans ce cas précis.

Actuellement, Westcoast possède et exploite les installations de SFPL et la conduite de condensats. Même si les installations de SFPL ne lui appartenaient pas antérieurement, Westcoast les utilisait de pair avec son usine de gaz depuis leur construction en 1957. À l'usine McMahan agrandie, ces installations sont entièrement intégrées aux autres éléments du système de traitement du gaz, et notamment avec l'installation d'absorption d'huile pauvre, et il est évident que cette intégration représente plus qu'un simple lien économique ou d'efficacité. L'Office est convaincu qu'en raison de la conception, de l'exploitation et de la configurations particulières des installations de SFPL, l'usine McMahan ne peut pas fonctionner sans les installations visées. L'Office juge que cette situation se compare à celle de l'arrêt Dome où la Cour a conclu que les installations d'entreposage souterrain faisaient partie du réseau Cochin parce que ce dernier ne pouvait pas être exploité de la façon prévue sans le recours à ces cavités d'entreposage.

L'Office convient du fait que les installations auraient pu être conçues autrement et qu'elles pourraient être modifiées, quoique moyennant des dépenses élevées, de façon à séparer l'installation de fractionnement et à réduire son niveau d'intégration avec l'installation d'absorption. Cependant, ce fait ne saurait à lui seul réfuter la compétence du gouvernement fédéral et, à cet égard, l'Office rappelle tout particulièrement les commentaires du Comité judiciaire du Conseil privé dans l'arrêt A.G. for Ontario c. Winner, [1954] A.C. 541 dont il est fait état dans l'arrêt Dome [page 139] :

«La question ne consiste pas à déterminer quelles parties d'une entreprise peuvent être enlevées de celle-ci sans nuire à l'activité globale; il s'agit plutôt de savoir quelle entreprise est menée dans les faits... et leurs Seigneuries ne conviennent pas que si elle pouvait être menée autrement qu'elle ne l'est maintenant, l'entreprise ou une partie de celle-ci demeurerait néanmoins un ouvrage de raccordement.» (italique ajouté)

Par conséquent, l'Office convient avec Westcoast qu'on ne saurait régler la question de compétence en se fondant sur le fait que les installations de SFPL pourraient être exploitées par d'autres personnes ou d'une façon autre qui ferait qu'elles ne relèveraient pas de la compétence de l'Office. Au contraire, l'Office retient le fait qu'étant donné la conception et l'exploitation uniques, et compte tenu notamment de l'histoire de l'usine McMahan, les procédés de stabilisation et de fractionnement sont

essentiels à l'exploitation du gazoduc de Westcoast. L'Office est persuadé que, contrairement à l'usine de LGN, la configuration des installations de SFPL est telle que celles-ci ne peuvent pas être séparées sur le plan opérationnel. L'Office a donné du poids au fait que les installations sont nécessaires à Westcoast et qu'elles sont à la disposition de la société et utilisées par celle-ci depuis 1957. Westcoast possède, exploite et contrôle maintenant ces installations dans l'intérêt de ses expéditeurs en produisant du gaz transportable par pipeline et en améliorant le fonctionnement efficace et efficient de son réseau de transport de gaz. La conduite de condensats, qui facilite la livraison des liquides traités à l'installation de SFPL de l'usine McMahon, constitue également un service accessoire nécessaire et une partie intégrante de l'ensemble du réseau.

Selon l'Office, les commentaires formulés dans l'arrêt Nor-Min, et tout particulièrement les commentaires suivants du juge Mahoney dans l'arrêt Dome [page 140], viennent étayer la position selon laquelle ces installations font partie intégrante du réseau de Westcoast et devraient être assujetties à la réglementation de l'Office :

«Les installations de terminal d'un pipeline, sans égard à la société qui les fournit ni à la destination finale des livraisons, sont fournies seulement dans l'intérêt des expéditeurs empruntant la canalisation. À mon avis, quand elles sont fournies par le propriétaire de l'entreprise de transport, elles font partie intégrante de cette entreprise. C'est le cas ici. Les installations de stockage en cavité saline de la coentreprise constituent un élément essentiel de son réseau Cochin et font partie intégrante de ce réseau.»

Décision

L'Office juge que les installations de SFPL de Westcoast situées à Taylor (Colombie-Britannique) et la conduite de condensats qui est raccordée aux installations de SFPL relèvent de sa compétence. Il s'agit là essentiellement d'une conclusion de fait. Compte tenu de la nature, de la conception et de l'histoire uniques du réseau de Westcoast, l'Office est persuadé, dans le cas présent, que ces installations particulières font partie intégrante du réseau de Westcoast et sont essentielles à son exploitation. L'Office juge que ces installations font partie du réseau de Westcoast et sont utilisées d'une manière intégrée pour l'exploitation quotidienne de ce dernier et qu'elles sont assujetties à la réglementation de l'Office.

Tableau 4-1
Bases tarifaires moyennes¹
Année de référence 1991, base demandée pour l'année d'essai 1992
et base approuvée
(milliers de dollars)

	Base réelle 1991	Demand pour 1992 ²	Rajustement de l'Office	Base approuvée pour 1992 (estimation) ³
Installations de gazoduc en service	1 535 688	1 811 241	-	1 811 241
Dépréciation accumulée	<u>(610 519)</u>	<u>(647 891)</u>	<u>3 249</u>	<u>(644 643)</u>
Valeur nette des IGES	925 169	1 163 350	3 249	1 166 599
Rajustement de la valeur nette des IGES	-	(12 875)	(41)	(12 916)
Contributions pour aider à la construction	<u>(4 400)</u>	<u>(4 403)</u>	<u>-</u>	<u>(4 403)</u>
Investissement dans les installations	920 769	1 146 072	3 208	1 149 280
Matériaux et fournitures	21 792	26 764	-	26 764
Gaz en canalisation	3 798	3 912	-	3 912
Frais payés d'avance	4 005	4 327	-	4 327
Reports	(2 921)	2 920	-	2 920
Redressement fiscal relatif aux installations Grizzly Valley	17 028	17 084	(17 084)	-
Impôt sur le revenu reporté	(73 733)	(70 045)	(3 688)	(73 733)
Gaz perdu et non comptabilisé	<u>-</u>	<u>2 004</u>	<u>(2 004)</u>	<u>-</u>
Base tarifaire moyenne à l'exclusion du fonds de roulement en espèces	890 738	1 133 038	(19 568)	1 113 470
Fonds de roulement en espèces	<u>11 031</u>	<u>10 641</u>	<u>-</u>	<u>10 641</u>
Base tarifaire moyenne	<u>901 769</u>	<u>1 143 679</u>	<u>(19 568)</u>	<u>1 124 111</u>

1 À l'exclusion des installations albertaines (zone 5)

2 Demande du 12 décembre 1991, modifiée le 1^{er} mai 1992 (pièce B-81)

3 Ne tient pas compte de l'incidence des décisions de l'Office qui touchent la base tarifaire notamment le retrait de quelques projets d'immobilisations du compte des IGES

Note: La somme des montant peut ne pas correspondre au total en raison de l'arrondissement fait

4.2 Installations de gazoduc en service

Au tableau 4-1, nous présentons la base tarifaire réelle de l'année de référence 1991, la base tarifaire demandée pour 1992 ainsi que la base approuvée pour l'année d'essai 1992 selon les estimations de l'Office. Par suite des rajustements apportés par l'Office à la base tarifaire visée par la demande, qui sont d'ailleurs analysés dans les sections suivantes, la base pour l'année d'essai 1992 excédera de 24,7 pour cent la base réelle de 1991. Presque la moitié de cette hausse découle des virements effectués au poste des installations de gazoduc en service («IGES») en 1991 qui sont inclus dans la base tarifaire pour tous les mois de 1992, et l'autre moitié est imputable aux virements prévus à ce poste pour 1992. Au chapitre 13, l'Office a ordonné à Westcoast de réviser sa base tarifaire pour l'année d'essai 1992 en fonction des décisions de l'Office énoncées dans les présents motifs de décision.

Les intervenants ont exprimé leurs préoccupations au sujet des dépassements de coûts associés au projet d'agrandissement de l'usine McMahan, des dépassements associés à plusieurs autres projets de moindre envergure, du caractère prudent de l'achat par Westcoast des installations de SFPL de Petro-Canada au complexe de Taylor ainsi que de l'inclusion de certains projets d'immobilisations que Westcoast prévoit terminer en 1992.

4.2.1 Projet d'agrandissement de l'usine McMahan

Le 6 juin 1992, Westcoast a demandé à l'Office, en vertu de l'article 52 de la Loi, de délivrer un certificat l'autorisant à construire des installations additionnelles de traitement du gaz et une usine de récupération du soufre à son usine McMahan. Dans le cadre de ce projet, Westcoast devait modifier les séparateurs d'entrée et installer un nouveau circuit d'amines, un nouveau dispositif de contrôle du point de rosée des hydrocarbures, un nouveau stabilisateur de condensats et une nouvelle unité de fractionnement des liquides d'hydrocarbures avec les installations de stockage et de chargement connexes.

Une audience publique a été tenue à Fort St-John en Colombie-Britannique, le 20 et le 21 août 1990, et l'Office a publié ses Motifs de décision GH-5-90 et délivré l'ordonnance XG-11-90 dans lesquels il approuvait la construction des installations décrites.

4.2.1.1 Installations construites par Westcoast

Au moment de l'audience GH-5-90, le coût de l'agrandissement de l'usine McMahan était estimé à 85,9 millions de dollars. Westcoast a indiqué que le degré d'exactitude de cette estimation était de ± 30 pour cent parce que le projet se trouvait à l'étape de l'aménagement préliminaire. Dans son témoignage, Westcoast a indiqué que des estimations de coûts plus précises, fondées sur le plan final d'agrandissement de l'usine, seraient fournies en décembre 1990, après l'audience en cours. Cette première

estimation a été abaissée à 72,2 millions de dollars en février 1991 quand Westcoast a décidé de remplacer quelques installations approuvées par l'Office pour le projet d'agrandissement de l'usine McMahon par des installations qu'elle achèterait de Petro-Canada. Le 6 mars 1991, Westcoast a déposé auprès de l'Office une estimation mise à jour s'établissant à 104,4 millions de dollars, accompagnée d'une annexe expliquant l'écart entre les estimations déposées à l'instance GH-5-90 et la mise à jour du 6 mars 1991.

Au cours de l'audience, l'APC et l'ASPIC ont procédé à un vaste contre-interrogatoire sur la méthode d'estimation des coûts de Westcoast, les modalités d'appel d'offres, les coûts des études techniques et les frais d'installation associés aux installations construites par Westcoast pour l'agrandissement de l'usine. L'APC a fait valoir que le projet d'agrandissement était mené à la hâte et d'une manière imprudente et l'APC et l'ASPIC ont toutes deux recommandé que l'Office autorise seulement l'imputation aux IGES d'une somme de 81 482 700 \$ sur les coûts réels engagés qui s'élevaient à 102 millions de dollars. Cette somme comprend l'estimation de 72,2 millions de dollars fournie par Westcoast au moment de l'achat des installations de Petro-Canada moins la somme de 9 millions de dollars incluse dans cette estimation à titre de provision pour les dépassements et les omissions, plus un dépassement de 30 pour cent ajouté au solde de 63,2 millions, compte tenu de l'intervalle prévu de précision de ± 30 pour cent de l'estimation originale. À titre d'exemples de l'imprudence de Westcoast, l'APC et l'ASPIC ont mentionné l'utilisation d'une estimation pondérée fondée sur des études techniques réalisées dans une proportion de 1 pour cent seulement, l'accélération du projet et la sous-utilisation actuelle des installations agrandies. Pour ces raisons supplémentaires, elles estiment que l'Office ne devrait pas inclure le coût global du projet dans la base tarifaire.

Westcoast a réitéré que l'Office devrait examiner son estimation finale de 104 millions de dollars et non l'estimation préliminaire de 85 millions de dollars pour l'évaluation du coût du projet. Elle a également fait valoir que le projet d'agrandissement a été réalisé dans le délai prévu et essentiellement dans les limites du budget.

Opinion de l'Office

L'Office convient avec Westcoast qu'à la lumière des conditions dans lesquelles le projet a été entrepris, on ne pouvait guère se fier à l'estimation originale des coûts présentée par Westcoast. L'Office a approuvé le projet d'agrandissement de l'usine McMahon en tenant pour acquis que l'estimation originale était préliminaire, donc sujette à modification. L'Office fait remarquer qu'une fois les travaux terminés, la question primordiale qui doit être instruite dans le cadre d'une audience sur les droits consiste à savoir si les dépenses liées au projet ont été engagées de façon prudente. Dans le cadre de cet examen, l'Office doit tenir compte du coût final comparativement aux diverses estimations des coûts, ce qui peut fournir parfois des renseignements quant au caractère prudent des sommes dépensées et quant à l'efficacité des mesures administratives et des mesures de contrôle des coûts prises par Westcoast relativement au projet. Se fondant sur la preuve déposée, l'Office est convaincu que

la requérante s'est déchargée du fardeau de la preuve qui lui incombait et que les coûts liés au projet ont été engagés de façon prudente.

Décision

L'Office approuve l'inscription d'une somme de 102 056 000 \$ au poste des IGES pour les installations d'agrandissement de l'usine McMahon construites par Westcoast en vertu de l'ordonnance XG-11-90.

4.2.1.2 Installations acquises auprès de Petro-Canada

En janvier 1991, l'Office a reçu de Westcoast une demande visant l'acquisition d'installations de Petro-Canada adjacentes à l'usine McMahon. Petro-Canada avait annoncé son intention de fermer sa raffinerie à Taylor (C.-B.). Westcoast entendait acheter les installations de SFPL, les installations de traitement des effluents, une petite centrale hydro-électrique et d'autres bâtiments et matériels à un coût de 20 350 000 \$. Ces installations devaient remplacer une partie des installations dont l'Office avait approuvé la construction en vertu de l'ordonnance XG-11-90.

Dans sa demande visant l'acquisition des installations de Petro-Canada, Westcoast a présenté la ventilation suivante : 4,2 millions de dollars pour les installations de SFPL en place; 7 millions de dollars pour faire en sorte que les installations de SFPL répondent aux normes de Westcoast; 3 millions de dollars pour les installations de traitement des effluents; 1 million de dollars pour la centrale hydro-électrique et 5,2 millions de dollars pour les autres bâtiments et matériels. L'Office a approuvé l'achat et l'amélioration des installations de Petro-Canada en vertu des ordonnances MO-9-91 et XG-12-91.

Au cours de la présente audience, l'APC a soutenu que Westcoast n'avait pas effectué le test de rendement prévu dans le contrat d'achat. L'APC a souligné également que les stabilisateurs n'ont pas subi d'inspection visant à déceler les fissures causées par la corrosion sous tension, que la valeur marchande des installations n'a pas été établie et qu'aucune inspection environnementale n'a été menée. Selon elle, toutes ces omissions donnent à penser que Westcoast est loin d'avoir fait preuve de la minutie propre à un acheteur prudent. L'APC a soutenu aussi que les volumes additionnels de liquides pour lesquels le projet d'agrandissement a été conçu ne se sont pas concrétisés. Selon l'APC, cela indiquait que la somme de 7 millions de dollars affectée à l'amélioration des installations de SFPL n'était pas justifiée. L'APC a donc indiqué que le prix d'achat des installations de Petro-Canada devrait être entièrement exclus de la base tarifaire et elle a recommandé l'exclusion de la base tarifaire des autres dépenses associées aux installations de Petro-Canada, dont 336 000 \$ au titre des frais juridiques et des relevés, 1,98 million de dollars pour les frais irrévocables de conception et d'annulation liés aux installations qui faisaient partie du projet original d'agrandissement de l'usine McMahon, 1,5 million de dollars pour les installations de traitement des effluents, 1,5 million de dollars pour les installations de stockage du butane comprises dans le projet d'agrandissement de l'usine McMahon, 655 000 \$ pour

une conduite de condensats et 38 000 \$ pour la partie du matériel de contrôle de la qualité de l'air appartenant à Petro-Canada.

COFI a soutenu que cet achat n'était pas une transaction purement commerciale. Selon lui, Westcoast n'a pas faite preuve de la diligence voulue dans cette affaire, et il a recommandé que toute responsabilité pour atteinte à l'environnement découlant de cet achat ne soit pas assumée par les payeurs de droits. Il a aussi également recommandé que l'Office ordonne une inspection environnementale des installations achetées à ce moment-ci.

BC Gas a allégué que le prix d'achat était excessif compte tenu de l'âge des installations et des répercussions environnementales qui pourraient être associées à cet achat. Selon BC Gas, le prix payé n'était pas un prix négocié véritable en ce sens qu'il semblait fondé principalement sur les coûts évités par Westcoast et sur le fait que Westcoast ne serait pas tenue de construire certaines installations qui faisaient partie du projet original d'agrandissement de l'usine McMahan. BC Gas a soutenu qu'aucune véritable valeur marchande des installations achetées n'avait été établie et que Westcoast aurait dû négocier une baisse de prix compte tenu du fait que Petro-Canada avait l'intention de fermer sa raffinerie de pétrole. En résumé, BC Gas a soutenu que, de toute évidence, Westcoast n'avait absolument pas fait preuve de la prudence normalement attendue de la part d'un service public relativement à l'achat de biens devant être inclus dans la base tarifaire. Elle a recommandé que les coûts liés aux installations de SFPL soient totalement exclus de la base tarifaire. En ce qui a trait aux installations de traitement des effluents, de la centrale électrique et des bâtiments divers, BC Gas a fait valoir que si l'Office autorisait leur inclusion dans la base tarifaire, il devrait assortir son autorisation d'une modalité selon laquelle les coûts environnementaux futurs ne seraient pas imputés aux payeurs de droits au même titre que les frais d'entretien futurs attribuables à l'âge des installations.

Petro-Canada a recommandé qu'une partie des coûts en capital des installations de SFPL soient reportés et exclus de la base tarifaire pour le moment étant donné que ces installations sont sous-exploitées. Le pourcentage des coûts reportés devrait être examiné tous les ans en fonction de l'utilisation courante des installations.

Dans son témoignage, Westcoast a déclaré que Fluor Daniel Canada Inc. («Fluor Daniel»), une société-conseil en construction, a fourni une estimation du coût de l'amélioration des installations de SFPL et que, selon cette estimation, il en aurait coûté au moins 12,5 millions à une entreprise autre que Petro-Canada pour réaliser les travaux. La société a également soutenu que l'achat des installations de traitement des effluents de Petro-Canada était justifié puisque ces installations avaient été utilisées à la fois par Petro-Canada et Westcoast avant la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada. Westcoast a estimé que la construction d'une nouvelle installation de traitement répondant aux normes de rejet de niveau A aurait coûté environ 10,5 millions de dollars. De même, elle a soutenu que l'achat de la petite centrale hydro-électrique à un coût de 1 million de dollars était nécessaire pour répondre à la demande accrue en électricité liée à l'agrandissement de l'usine McMahan et que la construction d'un nouveau poste électrique aurait coûté 1,2 million

de dollars. Westcoast s'était servie des autres bâtiments achetés à un coût de 5,2 millions de dollars avant la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada et elle estimait que le coût de remplacement de ces installations aurait été de 6,8 millions pour les bâtiments seuls et une somme supplémentaire de 1,7 million de dollars pour le contenu, les véhicules et le matériel.

Dans son témoignage, Westcoast a déclaré qu'elle n'a pas procédé à l'inspection environnementale des installations lors de l'achat. La société a indiqué que l'entente d'achat et de vente prévoit de façon adéquate la répartition des coûts environnementaux à venir entre Westcoast et Petro-Canada. Westcoast a également indiqué qu'étant donné que les installations achetées étaient en service, on ne pouvait procéder qu'à une inspection visuelle extérieure au cours de la période de 30 jours prévue au contrat d'achat. Cependant, le personnel des Westcoast a effectué toutes les inspections internes possibles de l'équipement pendant l'arrêt total des opérations.

Opinion de l'Office

L'une des questions soulevées au cours de la présente instance consistait à déterminer si la somme de 4,2 millions de dollars versée par Westcoast pour l'achat des installations de SFPL de 35 ans représentait un prix «raisonnable». La somme de 4,2 millions de dollars a été établie en fonction d'une entente conclue entre Petro-Canada et Amoco en vertu de laquelle Amoco avait le premier droit de refus d'achat des installations de SFPL advenant que Petro-Canada décide de ne plus exploiter les installations en cause. L'Office estime qu'il s'agit là d'une bonne indication de la juste valeur des installations originales et il est d'avis que la preuve déposée ne permet pas de conclure que le prix d'achat de 4,2 millions de dollars n'était pas raisonnable compte tenu notamment du coût des autres solutions qui s'offraient à Westcoast. L'Office juge également raisonnable le coût de 7 millions de dollars engagé pour les travaux d'amélioration des installations de SFPL exécutés par Petro-Canada si on le compare à l'estimation de 12,5 millions de dollars fournie par Fluor Daniel.

L'Office prend note du fait que Westcoast n'a pas demandé à un expert indépendant d'évaluer les autres installations achetées. Pour attester du caractère prudent du prix d'achat des installations de Petro-Canada, Westcoast a préféré se fonder principalement sur les coûts qu'elle aurait dû engager pour la construction ou l'achat d'installations neuves. Même si la preuve produite à l'audience n'a pas amené l'Office à conclure que ces dépenses ont été engagées imprudemment, l'Office est préoccupé du fait que Westcoast se soit fiée uniquement à des évaluations internes.

L'Office est conscient des coûts environnementaux que Westcoast pourrait devoir engager par suite de l'achat de ces installations et il s'inquiète fait que Westcoast n'ait pas mené une inspection environnementale des installations dans le but d'évaluer les risques de responsabilité future pour atteinte à l'environnement. En outre, l'Office est préoccupé du fait que les cuves de stabilisation n'ont pas fait l'objet d'une inspection visant à déceler les fissures causées par la corrosion sous tension. Faute de données de référence au moment de l'achat, il peut s'avérer difficile pour Westcoast de démontrer à l'Office dans le futur que les fissures ou la contamination du site se sont produites après l'achat de ces installations par Westcoast.

Décision

L'Office approuve l'inscription au poste des IGES de la somme de 20 116 000 \$ versée par Westcoast pour l'achat et l'amélioration des installations de Petro-Canada en vertu de l'ordonnance XG-12-91.

4.2.2 Rapport sur les dépassements de coûts en capital

Dans sa demande relative aux droits pour 1992, Westcoast a joint un rapport sur les dépassements de coûts en capital dans lequel il énumérait tous les projets dont le dépassement est supérieur de 50 000 \$ ou de 10 pour cent à l'estimation de coûts fournie à l'Office lors de la demande relative aux installations, et dans lequel il expliquait également chaque dépassement. Westcoast a déposé ce rapport pour se conformer à la directive de l'Office contenue dans les Motifs de décision RH-1-90.

Après avoir examiné tous les projets faisant l'objet du rapport, l'APC a laissé entendre que plusieurs dépassements ont été le fait de l'imprudence. L'APC a recommandé que seul le montant estimatif original de 1 342 000 \$ prévu pour le compresseur de gaz acide soit inclus dans la base tarifaire au lieu du coût final prévu de 2 094 000 \$. En outre, l'APC a indiqué que l'Office devrait examiner attentivement les dépassements applicables au remplacement de la conduite de raccordement du gazoduc Grizzly ainsi qu'aux séparateurs de vapeur des chaudières récupératrices à l'usine de Pine River.

L'ASPIC a laissé entendre que l'Office devrait ordonner à Westcoast de signaler à l'Office et aux parties intéressées tous les dépassements de plus de 5 pour cent ou de 10 000 \$. L'Association était préoccupée du fait que Westcoast ne semble pas contrôler les dépassements de coûts en dollars ou en pourcentage inférieurs à ceux qui sont actuellement exigés par l'Office, à moins que le total de ces dépassements de coûts ne soit appréciable.

Westcoast a soutenu que les coûts liés à tous les projets étaient pleinement justifiés. Elle a fait valoir que la majorité des dépassements encourus s'expliquaient par le redressement des estimations préliminaires qu'elle a fournies à l'Office lorsqu'elle a déposé sa demande d'approbation en vertu de la Partie III de la Loi. Ces redressements découlaient du parachèvement des activités de conception et des études techniques. Les autres dépassements de coût étaient attribués au fait qu'un projet est devenu plus complexe que lors de son approbation par l'Office ainsi qu'aux retards causés par les fournisseurs et les entrepreneurs, lesquels ont nécessité, par ricochet, la modification de projets pour tenir compte des créneaux étroits d'interruption de Westcoast pour ses installations.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que les approbations réglementaires accordées en vertu de la Partie III de la Loi sont souvent fondées sur des estimations de coûts et des études techniques très préliminaires et il souligne que la différence existant entre

l'estimation de coût original et le coût final n'est pas en soi une preuve de manque de contrôle des coûts ou d'imprudence. L'Office juge raisonnable l'explication donnée par Westcoast concernant les dépassements de coûts en capital de 1992, mais elle invite la société à s'efforcer de présenter des estimations de coûts plus complètes à l'avenir, si possible.

L'Office juge que le fait d'obliger Westcoast à signaler et à expliquer ses dépassements de 5 pour cent ou de 10 000 \$ ne ferait qu'ajouter au fardeau administratif. Cependant, l'Office est préoccupé du fait que Westcoast ait négligé de présenter, en vertu de l'article 21 de la Loi, une demande de dérogation à une décision de l'Office dans les cas où un dépassement de coût résulte d'une modification sensible de la portée d'un projet qui a été approuvé par l'Office à l'origine. L'Office rappelle à Westcoast que l'approbation d'un dépassement de coût est une question instruite en vertu de la Partie IV de la Loi (c'est-à-dire dans le cadre d'une audience relative aux droits) tandis qu'une approbation de modification de la portée d'un projet entraînant un changement de conception doit faire l'objet d'une demande d'ordonnance modificatrice en vertu de l'article 21 de la Loi.

Décision

L'Office approuve l'imputation au poste des IGES des coûts liés aux projets figurant dans le rapport de Westcoast sur les dépassements de coûts.

4.2.3 Rajouts portés au poste des installations de gazoduc en service

En ce qui a trait aux rajouts prévus pour l'année d'essai, Westcoast a fourni une liste des projets de construction qu'elle prévoyait parachever en 1992 ainsi que les prévisions relatives aux coûts des travaux terminés qui sont portés chaque mois au poste des IGES. Certains des projets que la société prévoit terminer en 1992 n'avaient pas encore été approuvés par l'Office à la date de la demande relative aux droits de 1992 et, dans certains cas, ils n'avaient pas encore fait l'objet d'une demande d'approbation.

Westcoast était d'avis que les projets à inclure dans la base tarifaire de l'année d'essai 1992 devraient comprendre les projets approuvés par l'Office en vertu de la partie III au moment de sa décision à l'instance RH-1-92. Le GUE s'est opposé à l'inscription, au poste des IGES, des projets pour lesquels Westcoast n'avait pas reçu l'approbation en vertu de la Partie III au début de l'année d'essai. Il a invoqué la décision prise par l'Office dans les Motifs de décision RH-1-90, soit celle d'enjoindre Westcoast de soustraire de la provision pour les IGES les sommes prévues pour les projets qui n'avaient pas été approuvés par l'Office en vertu de la Partie III de la Loi sur l'ONE au 1^{er} janvier 1991. Le GUE a soutenu que la proposition de Westcoast visant l'établissement d'une date limite flottante était incompatible avec le cadre réglementaire de l'année d'essai à venir utilisé dans le cas de Westcoast depuis 1986. En vertu de cette réglementation, la requérante est tenue d'établir une prévision, avant l'année d'essai, des projets d'immobilisations qu'elle entend ajouter aux IGES

au cours de l'année en question. Cette prévision ne devrait pas comprendre des projets pas encore approuvés, comme le stipule l'Office dans les Motifs de décision RH-1-90. En réponse, Westcoast a souligné que ces motifs de décision ont été publiés en janvier 1991 relativement à l'année d'essai 1991 tandis que les motifs de décision de l'Office relativement à l'instance RH-1-92 ne seraient pas publiés au début de l'année d'essai 1992.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que pour déterminer les rajouts à inscrire au poste des IGES au cours de l'année d'essai, il devrait se servir des renseignements les plus récents à sa disposition. Par conséquent, l'Office est prêt à accepter l'inclusion, dans les rajouts prévus, des projets qui ont été approuvés en vertu de la Partie III de la Loi au moment où il a rendu ses décisions dans la présente instance.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de soustraire de la provision demandée pour les IGES les montants prévus pour les projets qui ont été refusés ou qui n'ont pas été approuvés par l'Office en vertu de la Partie III de la Loi sur l'ONE au 1^{er} août 1992.

4.2.4 Rajustement applicable à la valeur nette des installations de gazoduc en service

Comme le prévoient les Motifs de décision RH-2-87, et pour dissiper les craintes exprimées par l'Office face à la tendance observée dans le cas de Westcoast, à savoir que les prévisions approuvées excédaient généralement le coût réel des installations aménagées, Westcoast a déduit une somme de 12,9 millions de dollars de la valeur nette prévue des installations en service, soit l'équivalent de 1,248 pour cent, pour tenir compte de l'écart enregistré au cours d'une période mobile de cinq ans (1987 à 1991) entre la valeur nette des installations de gazoduc dont on prévoyait la mise en service et la valeur nette des installations qui ont été réellement mises en service. Conformément aux directives données par l'Office dans les Motifs de décision RH-1-90, Westcoast a exclu du compte de rajustement de la valeur nette des installations en service le coût en capital de l'agrandissement de l'usine McMahon. De même, comme la société a demandé le report de la comptabilisation des installations de SFPL, du poste électrique et des installations de traitement des effluents, la valeur nette de ces installations a également été exclue du compte de rajustement de la valeur nette des installations en service.

Les intervenants n'ont exprimé aucune réserve au sujet de ce redressement.

Décision

L'Office approuve l'utilisation du facteur de 1,248 pour cent pour le redressement de la valeur nette des installations en service pour l'année d'essai 1992.

4.2.5 Provision pour les fonds utilisés durant la construction

Pour l'année d'essai 1992, Westcoast a demandé une révision de sa méthode de calcul de la provision pour fonds utilisés pendant la construction («PFUDC»). La société a proposé de composer la PFUDC mensuelle en incluant la provision du mois précédent dans la base de la PFUDC. Auparavant, Westcoast calculait la PFUDC en utilisant le 1/12 du taux demandé de rendement de la base tarifaire et les soldes mensuels moyens des travaux de construction en cours. La PFUDC n'était donc pas composée. Si on applique la méthode proposée par Westcoast, la PFUDC de l'année d'essai 1992 passe de 6,125 millions à 6,386 millions de dollars, soit une majoration de 261 000 \$. La société a fait valoir que lorsque la provision n'est pas composée, le coût de financement de celle-ci est assumé par les actionnaires tandis qu'avec la méthode révisée, la PFUDC serait traitée de la même façon que le rendement de la base tarifaire qui est perçu tous les mois par Westcoast. La requérante a soutenu que la méthode de calcul proposée était compatible avec la méthode approuvée par l'Office pour TPCL dans les Motifs de décision RH-1-91 et elle a reconnu que le taux réel de la PFUDC serait supérieur au taux de rendement de la base tarifaire. Cependant, Westcoast a indiqué que, de cette façon, les projets ne seraient pas retardés dans le but d'obtenir un rendement supplémentaire sur la PFUDC.

L'APC s'est opposée à la proposition de Westcoast visant la composition mensuelle de sa PFUDC. Elle a fait valoir que si cette proposition était approuvée, les installations de gazoduc en construction afficheraient un taux de rendement supérieur à celui des IGES.

Opinion de l'Office

L'Office juge pertinente l'inclusion proposée de la PFUDC du mois précédent dans la base des coûts et autorise Westcoast à composer sa provision, parce que, selon lui, cette méthode de calcul donne une approximation raisonnablement juste des coûts d'emprunt de la société.

Décision

Aux fins du calcul de la PFUDC pour l'année d'essai de 1992, l'Office approuve la demande de Westcoast visant l'inclusion de la PFUDC du mois précédent dans la base des coûts.

4.3 Matériaux et fournitures

Westcoast prévoit que ses dépenses au titre des matériaux et fournitures («M et F») augmenteront de 4,5 millions de dollars au cours de l'année d'essai 1992 par rapport à celles de 1991, ce qui représente une hausse de 19 pour cent. Westcoast a indiqué que cette hausse s'expliquait surtout par le vieillissement de l'équipement lourd, lequel n'est plus fabriqué en grande partie. Pour assurer la fiabilité constante de son réseau, Westcoast a jugé nécessaire d'acheter, si possible, des machines et des pièces supplémentaires pour disposer de pièces de rechange au moment voulu. En outre, vu l'accroissement du débit, il a fallu augmenter les stocks de fournitures et de matériaux.

Le GUE s'est opposé à cette augmentation importante des dépenses au titre des M et F en invoquant le fait que dans les Motifs de décision RH-1-90, l'Office a approuvé une hausse de 3,1 millions de dollars de la provision pour les pièces de rechange à l'égard de matériel qui n'est plus fabriqué mais qui est encore utilisé sur le réseau de la société. Selon le GUE, une partie importante de la hausse demandée par Westcoast a déjà été accordée à l'instance RH-1-90 et la quantité de pièces de rechange est excessive et inutile. Le GUE a donc recommandé que l'Office soustraie de la hausse demandée un montant de 3,1 millions de dollars.

L'APC s'est dite préoccupée par le ratio de rotation des stocks roulement des stocks établi à 45 pour cent seulement pour l'année d'essai 1992, par le niveau élevé des stocks compte tenu de l'âge des machines ainsi que par l'impact possible de ce facteur sur la base tarifaire quand les machines seront remplacées. L'Association a soutenu qu'aucune augmentation ne devrait être accordée au titre des M et F.

Décision

L'Office juge que l'accroissement du niveau des stocks de M et F pour l'année d'essai est raisonnable, quoique important, compte tenu de la situation de Westcoast, et l'Office approuve l'inclusion d'une somme de 26,8 millions de dollars dans la base tarifaire moyenne de l'année d'essai 1992 au poste des M et F.

4.4 Frais payés d'avance

La seule question soulevée à propos des frais payés d'avance avait trait aux rentes constituées. Westcoast a estimé que les charges de retraite qui s'élevaient en moyenne à 2 millions pour l'année de référence 1991 afficheraient un solde mensuel nul tout au long de l'année d'essai 1992. La société a expliqué cette situation par le fait que les prestations étaient versées sur une base mensuelle. L'APC a contesté cette méthode de comptabilisation des dépenses au titre des pensions pour deux raisons. Premièrement, Westcoast s'est fondée sur la même hypothèse que pour l'année d'essai 1991, mais elle n'a pas fait de versements mensuels au cours de cette année-là. Deuxièmement, les charges de retraite sont exigibles seulement en mars de

l'année suivante pour les fins de l'impôt et l'APC a soutenu qu'elles ne devraient donc pas se solder par un décaissement mensuel.

Opinion de l'Office

L'Office fait remarquer que, dans le cadre de la présente instance, Westcoast a déposé un document indiquant en détail les dépenses mensuelles au titre des pensions et elle retient la déclaration selon laquelle la société fera des paiements mensuels en 1992.

Décision

L'Office accepte que Westcoast cumule les charges de retraite sur une base mensuelle au cours de l'année d'essai et approuve le solde moyen de 4,3 millions de dollars de l'année d'essai au titre des frais payés d'avance.

4.5 Système de gestion des activités liées à l'acheminement du gaz

Dans son témoignage, Westcoast a déclaré que la première étape du projet de gestion des activités liées à l'acheminement du gaz a été achevée en novembre 1991 dans le délai prévu et les limites du budget adopté et que la deuxième étape serait réalisée en 1992. Dans sa demande, la société a inclus dans sa base tarifaire une provision de 2 815 000 \$ pour la première étape et une provision de 712 000 \$ pour la deuxième étape du projet, pour l'année d'essai 1992.

L'APC et l'ASPIC ont toutes deux formulé des réserves sur le rendement du système de gestion. L'APC a fait valoir qu'étant donné que le système ne fonctionne pas encore correctement, les coûts connexes devraient être exclus de la base tarifaire.

Opinion de l'Office

L'Office ne tient pas compte des problèmes que Westcoast a connus dans la mise en place de ce système de gestion des activités liées à l'acheminement du gaz, problèmes inhabituels pour un projet de cette nature.

Décision

L'Office approuve l'inclusion dans la base tarifaire des provisions demandées de 2 815 000 \$ pour la première étape et de 712 000 \$ pour la deuxième étape de mise en oeuvre du système de gestion des activités liées à l'acheminement du gaz.

Chapitre 5

Dépréciation

Westcoast a demandé à l'Office l'autorisation d'utiliser de nouveaux taux de dépréciation qui auraient pour effet de porter à 2,6 pour cent le taux composite de dépréciation qui était de 2,1 pour cent en 1991. Les dépenses visées par la demande au titre de la dépréciation représentent une hausse de 14,3 millions de dollars ou de 44,7 pour cent par rapport à celles de 1991. Sur la somme de 14,3 millions de dollars, environ 8,2 millions de dollars sont imputables aux hausses proposées des taux de dépréciation et le reste s'explique par une augmentation dans la base tarifaire.

5.1 Étude sur la dépréciation de 1990

Les taux de dépréciation proposés ont été fournis dans une étude sur la dépréciation fondée sur les réserves et la production de gaz de 1990 que Westcoast a déposée en mars 1991 («étude sur la dépréciation de 1990»). La société a mené cette étude pour donner suite à une directive de l'Office figurant dans les Motifs de décision RH-2-89.

Les taux de dépréciation utilisés actuellement par Westcoast ont été établis selon la méthodologie approuvée par l'Office dans ses Motifs de décision RH-6-85. Selon cette méthode, on divise la valeur nette amortissable figurant dans une section donnée de la base tarifaire par la durée de production des réserves applicable au gaz disponible pour cette section afin de calculer les dépenses annuelles au titre de la dépréciation. On divise ensuite ce montant par la valeur brute des installations en service pour la section en question afin d'obtenir le taux de dépréciation. Pour calculer la durée de production des réserves, Westcoast doit inclure les réserves prouvées de gaz qui sont raccordées à son réseau de gazoducs, les réserves prouvées non raccordées ainsi qu'une provision pour les réserves de gaz prévues. Cependant, pour le calcul des taux de dépréciation, on ne tient pas compte des frais de raccordement des réserves non raccordées et des réserves de gaz prévues. Dans le cadre de la présente instance, Westcoast a fait valoir, comme lors de l'instance RH-6-85, qu'il n'était pas pertinent d'inclure les réserves non raccordées sans également inclure le coût estimatif de raccordement de ce gaz.

L'étude sur la dépréciation de 1990 a porté sur trois scénarios différents. Le premier était fondé sur des durées de production des réserves qui comprenaient à la fois les réserves prouvées, raccordées et non raccordées, mais excluaient les réserves de gaz prévues. Les taux de dépréciation visés par la demande de Westcoast sont fondés sur le deuxième scénario qui correspond à la méthode approuvée par l'Office. Dans ce deuxième scénario, Westcoast a calculé les durées de production des réserves de gaz en utilisant des estimations des réserves incluant les réserves prouvées, raccordées et non raccordées, ainsi qu'une prévision des futures découvertes (réserves de gaz prévues) sur une période de dix ans, et en se servant des taux de production réels de

1990. Westcoast a fixé la limite supérieure des durées de production des réserves à un maximum de 40 ans, ce qui correspond à la durée utile de l'actif, soit le délai écoulé entre la mise en service des installations et le moment où celles-ci deviennent obsolètes ou non rentables. D'après Westcoast, ce plafond de 40 ans constitue une norme industrielle généralement reconnue et il est utilisé dans les cas où la durée utile prévue d'un élément d'actif dépasse 40 ans mais ne peut pas être estimée de façon fiable ni clairement démontrée. Pour calculer les taux de dépréciation demandés, Westcoast a utilisé les coûts historiques ou d'origine des installations à la fin de 1990.

Dans le troisième scénario, Westcoast a utilisé la même méthode que dans le scénario précédent pour calculer la durée de production des réserves. Cependant, elle a ajouté à l'assiette de l'amortissement une estimation du coût en capital au titre de l'entretien et du remplacement du réseau en place prévu pour les dix prochaines années.

Westcoast a déclaré que la hausse demandée du taux de dépréciation composite s'expliquait en grande partie par la diminution de la durée de production des réserves causée par l'accroissement de la production annuelle, laquelle est passée de $239 \cdot 10^9$ pi³ dans son étude des taux de dépréciation de 1985 à $406 \cdot 10^9$ pi³ dans l'étude de 1990. Cette majoration du dénominateur est compensée en partie seulement par l'augmentation des réserves prouvées et prévues qui sont passées de $9,3 \cdot 10^{12}$ pi³ dans l'étude de 1985 à $11,95 \cdot 10^{12}$ pi³ dans l'étude de 1990.

Pour les installations diverses, comme les bureaux de chantier et autres installations de soutien, Westcoast a calculé le taux composite proposé en se fondant sur le rapport entre les frais de dépréciation globaux et la valeur brute totale des installations pour l'ensemble des sections des installations de traitement et des gazoducs. Les taux de dépréciation pour les installations générales, y compris l'ameublement et l'équipement de bureau, les outils et le matériel de transport, ont été calculés à l'aide des estimations de la vie utile et d'autres méthodes.

L'étude sur la dépréciation de 1990 ne prévoyait aucune provision pour l'effet de la récupération négative, laquelle devrait encore être consignée de façon ponctuelle.

5.2 Estimations des réserves de gaz

À la fin de 1990, Westcoast prévoyait que son réseau disposerait de $339 \cdot 10^9$ m³ ou de $11,95 \cdot 10^{12}$ pi³ de gaz (ce qui comprend les réserves prouvées et les réserves prévues sur une période de dix ans). Cette estimation comprenait le gaz à la disposition du réseau de Westcoast en provenance du nord-est de la Colombie-Britannique et des Territoires, mais elle excluait les régions d'approvisionnement de Deep Basin et de Ring-Border étant donné que le gaz de ces régions est acheminé au réseau de NOVA Corporation of Alberta.

Westcoast a indiqué que ses estimations des réserves prouvées comprenaient les réserves probables dans les où il existait des évaluations détaillées de gisements particuliers. En ce qui a trait aux réserves prévues, la société a déclaré que son

évaluation reposait sur les taux de découverte historiques dans le cas des grandes régions d'approvisionnement et sur une moyenne des réserves prouvées par puits, jumelée à une prévision de l'activité industrielle, dans le cas des régions moins étendues et moins exploitées. À la demande de l'Office, Westcoast a également déposé ses estimations des réserves restantes non découvertes pour ses régions d'approvisionnement en gaz, par section de la base tarifaire, à la fin de l'année 1990.

L'APC a soutenu que les estimations de réserves de Westcoast n'avaient pas fait l'objet d'analyses indépendantes suffisantes et que l'examen de la question de l'estimation de réserve aux fins du calcul des taux de dépréciation devrait être reporté jusqu'à ce que l'analyse des questions techniques soit terminée. Le 12 mars 1992, l'APC a déposé une requête visant le retrait de cette question de la liste des questions instruites à la présente instance, requête rejetée par l'Office. Au cours de l'audience, l'APC a déposé une autre requête demandant à l'Office d'enjoindre Westcoast de fournir un complément de réponse à la demande de renseignements sur les réserves établies ou, à défaut, de fournir des renseignements sur le potentiel ultime. Après avoir obtenu des explications de Westcoast sur les données relatives à ces réserves de gaz au moyen d'une demande de renseignements, le 15 avril 1992, l'Office a statué que Westcoast avait répondu de manière satisfaisante à la deuxième demande de l'APC.

Le 21 avril 1992, l'APC a déposé des éléments de preuve supplémentaires sur la dépréciation. En se fondant sur son interprétation des décisions antérieures de l'Office, elle a fait valoir que la démarche de Westcoast consistant à limiter les réserves prévues à une prévision des découvertes sur une période de dix ans allait à l'encontre des directives de l'Office. Selon l'APC, les réserves prévues devraient comprendre tout le gaz qu'on prévoit découvrir à un moment quelconque dans le futur et qui pourrait être transporté sur le réseau de Westcoast. Par conséquent, l'APC a remplacé la prévision de dix ans de la société par l'estimation du potentiel restant non découvert établie par Westcoast au 31 décembre 1990 et elle a dressé son propre barème de taux de dépréciation applicable à Westcoast. Pour les autres éléments, y compris le plafond de 40 ans, elle a utilisé la méthode prévue dans l'étude de 1990. En procédant ainsi, elle a obtenu un taux de dépréciation composite de 2,0 pour cent pour l'ensemble des installations et de 1,6 pour cent pour le réseau de gazoducs en utilisant les soldes de la fin de l'année 1990 comme assiette de l'amortissement. L'APC a soutenu que l'estimation faite par Westcoast du potentiel restant non découvert constituait la meilleure estimation du gaz dont disposerait le gazoduc. L'APC a également fait état des nombreuses annonces publiques de découvertes ainsi que d'études indiquant des réserves potentielles plus importantes. Les estimations des réserves fournies par Westcoast dans son étude de 1990 ne tiennent pas compte de ces facteurs.

L'APC a recommandé que l'Office adopte un taux de dépréciation composite de 1,6 pour cent pour le réseau de gazoducs de Westcoast à la lumière de la preuve supplémentaire déposée. En outre, elle a fait valoir qu'on devrait entreprendre des analyses techniques auxquelles participent les parties intéressées sur une tribune appropriée comme celle du groupe de travail de l'industrie ou d'un comité technique spécial.

L'ASPIC croyait également que les estimations des réserves de gaz étayant l'étude sur la dépréciation de 1990 n'avaient pas été soumises à suffisamment d'analyses indépendantes. L'ASPIC a indiqué que les réserves de gaz utilisées pour les besoins de cette étude étaient trop faibles. Par conséquent, l'examen de la question des taux de dépréciation devrait, selon elle, être reporté jusqu'à l'audience sur les droits de 1993 ou, à défaut, l'Office devrait utiliser l'estimation faite par Westcoast du potentiel restant non découvert parce que l'ASPIC convenait avec l'APC que ces chiffres constituaient la meilleure preuve des volumes de gaz à la disposition du réseau de Westcoast. L'ASPIC a recommandé que l'Office abaisse à 1,6 pour cent le taux composite de dépréciation applicable au réseau de gazoducs de Westcoast comme le proposait l'APC. L'ASPIC a également appuyé la proposition de l'APC concernant la création d'un groupe de travail technique chargé d'examiner les estimations des réserves et le bien-fondé des hypothèses utilisées au sujet de la production.

COFI a fait valoir que l'examen de la question de la dépréciation devrait être reporté pour permettre l'analyse des questions techniques et l'évaluation des réserves et que les taux de dépréciation en vigueur devraient être maintenus. Le GUE a soutenu que la décision de l'Office énoncée dans les Motifs de décision RH-1-84 relativement aux taux de dépréciation applicables à TPCL constituait un précédent clair quant à l'utilisation du potentiel restant non découvert pour l'évaluation de la durée de production des réserves. Le GUE a recommandé que l'Office accepte le taux composite de 2,0 pour cent pour l'ensemble des installations selon la proposition de l'APC et que la question des réserves de gaz soit examinée par le groupe de travail de l'industrie et soumise à l'arbitrage de l'Office à la prochaine audience sur les droits.

En contre-plaidoirie, Westcoast a indiqué qu'il serait injuste pour la société que l'Office accepte les taux de dépréciation recommandés par les intervenants et fondés sur les réserves restantes non découvertes potentielles parce que cela représenterait un changement de méthodologie. Westcoast avait compris que cette question de la méthodologie ne serait pas instruite dans le cadre de l'audience. En outre, elle estimait que des discussions techniques sur les réserves ne feraient que retarder inutilement la procédure.

En outre, Westcoast a fait valoir que, par comparaison avec le taux de dépréciation de 2,5 pour cent approuvé par l'Office dans le cas de TPCL, le taux proposé par la société, soit 2,6 pour cent, est pertinent, surtout si l'on tient compte du fait que les usines de traitement constituent plus de 50 pour cent de l'actif amortissable de la société.

5.3 Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que les taux de dépréciation visés par la demande de Westcoast pour les installations générales, qui reflètent en général la vie utile des éléments d'actif sous-jacents, sont raisonnables.

L'Office est encore d'avis que les taux de dépréciation applicables au réseau de gazoducs de Westcoast devraient être établis en fonction des réserves de gaz à la

disposition du réseau de la société, en tenant compte également des découvertes futures. À cet égard, l'Office juge acceptable l'estimation des réserves de la société, exception faite des cas précis analysés ci-dessous.

En ce qui a trait au potentiel non découvert ou aux futures découvertes (réserves de gaz prévues) dont on devrait tenir compte pour les besoins de la dépréciation, l'Office fait remarquer que Westcoast a utilisé une prévision de dix ans, comme dans le cas de l'étude de 1985, qui a été examinée dans le cadre de l'audience RH-6-85. L'Office reconnaît le caractère incertain des prévisions de cette nature et, par conséquent, il juge inapproprié d'établir des taux de dépréciation en se fondant sur le potentiel restant non découvert comme l'APC l'a laissé entendre. Par contre, l'Office est d'avis que les estimations faites par Westcoast du potentiel non découvert sont trop prudentes pour les besoins du calcul des taux de dépréciation. L'Office est notamment persuadé qu'en fondant son évaluation sur les taux de découverte historiques pour les grandes régions d'approvisionnement et sur les réserves moyennes prouvées pour les régions moins étendues et mises en valeur, Westcoast risque de sous-estimer les futures découvertes. En outre, l'Office craint que l'évaluation actuelle du potentiel non découvert faite par Westcoast ne reflète pas toute l'information existante. Pour ces raisons, l'Office a donné du poids aux données relatives aux réserves de gaz utilisées dans la préparation de l'étude de juin 1991 intitulée «L'énergie au Canada - Offre et demande 1990 - 2010».

En se fondant sur la preuve produite à la présente instance, l'Office accepte les taux de dépréciation demandés par Westcoast pour le matériel de compression obsolète, les réseaux collecteurs de Beaver River, de Pointed Mountain, d'Aitken Creek et de Fort St. John ainsi que pour la canalisation principale et les installations de transport du gaz brut de Grizzly Valley. Il approuve également les taux demandés pour les gazoducs de 16 et de 26 pouces. En outre, l'Office est satisfait des taux proposés pour les usines de traitement de Boundary Lake et de Pine River.

Cependant, l'Office juge que les taux de dépréciation pour le gazoduc Alces, le gazoduc Sikanni et les installations de transport du gaz brut de Fort Nelson ainsi que pour les usines de traitement de Sikanni, de McMahan-Aitken Creek et de Fort Nelson devraient être inférieurs aux taux visés par la demande. Pour parvenir à cette conclusion, l'Office s'est fondé sur ses estimations plus élevées des réserves restantes établies.

En ce qui a trait aux sections de la base tarifaire relatives aux trois autres canalisations principales, soit la canalisation principale de Fort Nelson, celle reliant la station 1 à la station 2 et celle s'étendant de la station 2 à Huntingdon, l'Office est d'avis que des taux inférieurs aux taux demandés sont pertinents. Pour ces sections de la base tarifaire, l'Office a inclus une provision plus importante au titre du potentiel non découvert que l'estimation des réserves prévues sur une période de dix ans utilisée par Westcoast. L'Office estime que ces canalisations principales seront en service tant qu'il y aura des volumes suffisants de gaz à transporter, depuis les régions d'approvisionnement du réseau de Westcoast aux centres de consommation de la Colombie-Britannique et aux marchés d'exportation. Le réseau de la société est

le principal réseau de transport capable d'acheminer des volumes considérables de gaz en provenance des régions éloignées de la Colombie-Britannique et des Territoires. Néanmoins, compte tenu de l'incertitude associée à l'estimation des réserves dans un avenir très éloigné, l'Office a également utilisé le plafond de 40 ans pour la durée estimative des réserves.

En ce qui a trait à l'inclusion des projets d'immobilisations futurs pour les fins du calcul des taux de dépréciation, l'Office est encore d'avis que l'incorporation de ces coûts donnerait lieu à des taux de dépréciation excessifs pour les installations en place. Les payeurs de droits seraient pénalisés car ils devraient assumer une partie des coûts de ces installations avant même leur construction. Comme il l'a indiqué dans les Motifs de décision RH-6-85, l'Office estime que si les installations prévues ne sont jamais aménagées, le recouvrement du coût des installations en place se ferait à un taux plus élevé que nécessaire, d'où un recouvrement excessif du capital.

Décision

L'Office approuve les nouveaux taux de dépréciation figurant à l'annexe II et entrant en vigueur le 1^{er} janvier 1992. Ces taux donnent un taux de dépréciation composite de 2,2 pour cent pour l'ensemble des installations en 1992.

Chapitre 6

Impôt sur le revenu reporté

Westcoast a proposé l'extinction graduelle de son solde de l'impôt sur le revenu reporté qui s'établit à environ 73,7 millions de dollars en l'amortissant dans son coût du service selon la méthode d'amortissement linéaire, sur une période de dix ans débutant en janvier 1992. La société a fait cette proposition afin d'atténuer l'impact des majorations tarifaires sur ses expéditeurs. Westcoast a déclaré qu'il était pertinent d'amortir l'impôt reporté pour réduire les hausses du coût de service dans les circonstances actuelles, c'est-à-dire parce que la demande à l'égard d'une capacité pipelinère accrue se maintient en dépit de la faiblesse des prix du gaz naturel et que le coût unitaire différentiel de la nouvelle capacité est généralement supérieur aux droits en vigueur. Westcoast a indiqué que sa proposition d'amortir l'impôt reporté est conçue pour être reliée directement aux hausses proposées des taux de dépréciation et que, compte tenu de la marge brute d'autofinancement de la société et d'autres facteurs financiers, l'extinction graduelle ne devrait pas se faire sur une période inférieure à dix ans.

De 1978 à 1982, Westcoast a accumulé un solde de quelque 73,7 millions de dollars au titre de l'impôt reporté lorsqu'elle était assujettie à la méthode de l'impôt sur le revenu normalisé. En 1983, l'Office a approuvé l'utilisation de la méthode de l'impôt exigible. Dans ses Motifs de décision RH-1-83, l'Office a indiqué qu'il n'autoriserait aucune extinction graduelle de l'impôt sur le revenu reporté antérieurement avant que le point de chevauchement ne soit atteint, dans lequel cas Westcoast pourrait demander la disposition du solde. En 1984, Westcoast avait demandé de ne pas prélever l'impôt reporté accumulé alors que le chevauchement était prévu pour 1985, et l'Office avait accédé à sa demande.

Dans le cadre de la présente instance, Westcoast a déclaré que compte tenu de la construction d'installations nouvelles ces dernières années, le point de chevauchement ne serait pas atteint avant quelque temps. Au cours de l'audience, il a été établi que si l'actif en service au 1^{er} janvier 1983 était considéré comme un groupe distinct, le point de chevauchement avait été atteint.

En ce qui a trait à la question de savoir si l'extinction graduelle proposée aurait pour effet de déroger à la méthode des droits fondés sur les coûts, Westcoast a déclaré qu'en qualité de service public réglementé établissant les coûts selon la méthode de l'impôt exigible, cette mesure aurait pour effet de rétablir les comptes de façon qu'ils reflètent l'inscription des impôts sur le revenu selon la méthode de l'impôt exigible pour les années 1978 à 1982. La société a fait valoir que sa proposition ne constitue pas davantage une dérogation à la tarification en fonction des coûts que ne l'est la méthode de l'impôt exigible.

L'APC a déclaré que depuis que l'Office a adopté la méthode de l'impôt exigible, le maintien de l'impôt reporté accumulé a donné lieu à un traitement comptable hybride.

En amortissant le solde de l'impôt reporté le plus rapidement possible, on réduirait au minimum la durée de la période pendant laquelle on pourrait se préoccuper, le cas échéant, d'une dérogation à la méthode des droits fondés sur les coûts. L'APC est d'avis que le principe de l'équité intergénérationnelle est mieux servi par l'utilisation de la méthode de l'impôt exigible et l'amortissement de l'impôt reporté accumulé. Selon elle, l'amortissement de l'impôt reporté ne permet pas d'atténuer les majorations tarifaires découlant de la dépréciation accrue ou autres éléments du coût du service; cette démarche sert plutôt à «rembourser» les expéditeurs qui, selon l'APC, ont assumé le coût d'un recouvrement excessif de l'impôt sur le revenu en payant des droits supérieurs à ceux qui auraient été perçus autrement au cours de la période pendant laquelle Westcoast a été assujettie à la méthode du revenu normalisé. L'APC n'a proposé aucune période d'amortissement particulière, mais elle a recommandé l'utilisation de l'impôt reporté pour réduire à zéro l'impôt exigible du service public. Au cours de l'audience, Westcoast a déclaré que la société pourrait composer avec la proposition de l'APC, sous réserve de l'aval des parties intéressées.

L'ASPIC a appuyé la méthode d'extinction graduelle de la provision pour l'impôt reporté proposée par l'APC. Elle a fait valoir que l'actif utilisé par Westcoast pour desservir ses clients pendant la période où l'impôt sur le revenu était perçu selon la méthode du revenu normalisé avait atteint le point de chevauchement. Par conséquent, l'Office serait bien fondé d'autoriser l'extinction graduelle de la provision. En outre, cette question devrait être examinée indépendamment des modifications proposées aux taux de dépréciation. L'ASPIC a convenu avec Westcoast que l'extinction graduelle de la provision pour l'impôt sur le revenu reporté ne constitue pas une dérogation à la tarification fondée sur les coûts.

COFI s'est opposé au fait qu'on établisse un lien entre l'extinction graduelle de la provision pour l'impôt reporté et la majoration des taux de dépréciation et il a privilégié le maintien de la pratique courante, soit ne pas procéder à un prélèvement avant d'atteindre le point de chevauchement. Par contre, si l'Office approuvait l'amortissement, COFI appuyait la proposition de l'APC.

Opinion de l'Office

Le solde de l'impôt sur le revenu reporté de quelque 73,7 millions de dollars que Westcoast a proposé d'éteindre graduellement a été accumulé entre 1978 à 1982, période pendant laquelle Westcoast a été autorisée à inclure une provision pour l'impôt sur le revenu dans le coût du service selon la méthode du revenu normalisé. Il a été reconnu que si on percevait auprès des clients de 1978 à 1982 une provision pour l'impôt sur le revenu en sus de l'impôt alors exigible et si on accumulait le solde de l'impôt reporté, une génération future de clients n'aurait pas à payer l'impôt sur le revenu applicable au revenu gagné par Westcoast (selon la comptabilité d'exercice) pendant une période où l'amortissement du coût en capital («ACC») exigible au titre de l'impôt sur le revenu sur les installations en service de 1978 à 1982 était supérieur aux frais de dépréciation. Cette future génération de clients que la méthode du revenu normalisé devait protéger serait constituée des clients qui utiliseraient le réseau après l'atteinte du point de chevauchement, c'est-à-dire quand l'ACC serait

inférieur aux frais de dépréciation, d'où un impôt sur le revenu supérieur à celui inclus dans les droits alors en vigueur.

Dans la présente instance, il a été établi que le point de chevauchement avait été atteint dans le cas des éléments d'actif à la source du solde actuel de l'impôt sur le revenu reporté accumulé. L'Office est donc persuadé que s'il autorisait une extinction graduelle à ce moment-ci, l'équité intergénérationnelle serait assurée. Pour tirer cette conclusion, l'Office s'est fondé sur le fait que presque toutes les parties intéressées ont appuyé la proposition de Westcoast visant l'extinction graduelle du solde.

En ce qui a trait à l'amortissement, l'Office est d'avis que le taux auquel le solde de l'impôt sur le revenu reporté devrait être amorti dans le coût du service devrait être établi en tenant compte des répercussions de cette mesure sur la marge brute d'autofinancement et les ratios de couverture de Westcoast. L'Office estime que la méthode d'amortissement visant à ramener à zéro le revenu imposable du service public a pour effet d'équilibrer les intérêts concurrents des parties à la présente instance. De l'avis de l'Office, cette méthode assure un appariement approprié des coûts et des recettes.

Décision

L'Office autorise l'extinction graduelle du solde de l'impôt sur le revenu reporté accumulé qui s'établit à environ 73,7 millions de dollars. Westcoast devra amortir dans le coût du service à compter de janvier 1992 la somme requise pour ramener à zéro le revenu imposable du service public en 1992 et les années suivantes, jusqu'à ce que le solde de la provision soit éteint.

Structure financière et coût du capital

Westcoast a demandé un taux de rendement de ses actions ordinaires («RAO») de 13,75 pour cent pour l'année d'essai 1992, le ratio présumé de l'avoir ordinaire étant de 35 pour cent. Le détail de la structure financière et les taux de rendement demandés sont présentés au tableau 7-1.

Tableau 7-1

**Structure financière moyenne présumée et
taux de rendement demandés pour l'année d'essai 1992**

	<u>Montant</u> (000 \$)	<u>Structure</u> <u>financière</u> (%)	<u>Taux du coût</u> (%)	<u>Composante</u> <u>du coût</u> (%)
Dette - consolidée	694 205	57,36	11,14	6,39
- non consolidée	<u>57 737</u>	<u>4,77</u>	<u>10,50</u>	<u>0,50</u>
Total du capital emprunté	751 942	62,13		6,89
Actions privilégiées	34 723	2,87	7,97	0,23
Actions ordinaires	<u>423 589</u>	<u>35,00</u>	<u>13,75</u>	<u>4,81</u>
Total de la structure financière	<u>1 210 254</u>	<u>100,00</u>		
Taux de rendement de la base tarifaire				<u>11,93¹</u>

1 Déposé comme pièce B-81

7.1 Ratio de l'avoir ordinaire

Westcoast a demandé le maintien de son ratio présumé de l'avoir ordinaire actuellement approuvé, soit 35 pour cent.

Comme par le passé, pour déterminer le ratio approprié pour Westcoast, l'Office a examiné au premier chef les risques d'affaires applicables aux activités réglementées

de Westcoast et il a visé le maintien d'un équilibre approprié entre les éléments «dette» et «actions» de la structure financière présumée ainsi que le maintien d'un équilibre approprié entre la partie du financement, qui est censée être par actions, des activités réglementées et la partie du financement par actions réel qui est tacitement associée aux activités non réglementées de la société (interfinancement).

En ce qui a trait aux risques d'affaires, Westcoast était d'avis que pour l'année d'essai 1992, elle serait exposée à des risques comparables à ceux que l'Office a examinés à l'instance RH-1-90. Comme point de départ de leur présente analyse qui a été axée sur l'évolution des risques, les témoins-experts de la société ont retenu l'évaluation des risques présentée à l'instance précédente. En présumant que l'Office autoriserait les comptes de report demandés, ces experts n'ont perçu aucun changement sensible dans les risques des années d'essai de Westcoast depuis l'instance RH-1-90. Par conséquent, ils ont jugé important de maintenir à 35 pour cent le ratio présumé de l'avoir ordinaire. Ces témoins ont appuyé également cet avis en comparant les risques d'affaires de Westcoast avec ceux de TransCanada. Ils ont conclu qu'à court terme, il y avait très peu de différence entre les risques des deux sociétés, mais qu'à plus long terme, ceux de Westcoast sont sensiblement plus élevés. En outre, cet écart entre les risques était resté essentiellement le même.

Le témoin-expert de l'APC et de la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta («CCPA») a réitéré la position qu'il avait adoptée à l'instance RH-1-90, à savoir que la fourchette appropriée pour le ratio présumé de l'avoir ordinaire de Westcoast, compte tenu des risques d'affaires associés aux activités réglementées de la société, est de 30 à 32 pour cent. À son avis, la limite supérieure de 32 pour cent pour Westcoast serait comparable à celle de 30 pour cent établie pour TransCanada. L'écart entre les limites supérieures des deux sociétés tient compte du fait que, selon lui, les risques d'affaires de Westcoast à long terme sont légèrement supérieurs à ceux de TransCanada. De l'avis de ce témoin, les risques d'affaires ont peu changé depuis l'année de référence 1991.

En ce qui a trait aux risques d'affaires, l'ASPIC a déclaré qu'elle n'acceptait pas la prémisse selon laquelle l'évaluation des risques faite par l'Office lors d'instances antérieures constituait un point de départ approprié pour l'analyse des risques pour l'année d'essai 1992. Se fondant sur son évaluation des marchés intérieurs et d'exportation de Westcoast et sur les opérations de la société, l'ASPIC a déclaré que les risques d'affaires pour l'année d'essai 1992 étaient très peu élevés. Quant aux risques à long terme de la société, l'ASPIC a indiqué qu'il était plus probable que ces risques soient assumés par les payeurs de droits que par les actionnaires de la société.

COFI était d'avis que les risques de Westcoast avaient diminué parce que le gazoduc est utilisé davantage et que la société n'est plus responsable des cas de force majeure en amont.

Le GUE a fait valoir que les risques de Westcoast et de TPCL étaient comparables.

En ce qui a trait à l'équilibre entre les éléments «dette» et «actions» de la structure présumée du capital, le témoin-expert de Westcoast a fait remarquer que la structure

financière proposée est semblable à celle qui a été approuvée à l'instance RH-1-90. Si on compare les structures financières approuvées par les commissions de réglementation dans le cas de 26 grandes entreprises de service public canadiennes, on constate que le ratio de la dette de Westcoast se situe encore dans le quartile supérieur et que le ratio de l'avoir ordinaire visé par le demande, 35 pour cent, est inférieur à la médiane des ratios approuvés qui est de 37,3 pour cent.

L'APC et la CCPA ont déclaré que le ratio devrait être abaissé de cinq points de pourcentage pour être fixé à 30 pour cent et que ce redressement n'aurait pas d'incidence négative sur la cote des obligations de la société.

Au cours du contre-interrogatoire, les témoins-experts de Westcoast ont indiqué que, selon eux, les agences d'appréciation des obligations verraient d'un mauvais oeil un abaissement du ratio de 5 pour cent et jugeraient que l'Office déroge à la méthode établie qui consiste à établir le ratio de l'avoir ordinaire en fonction des risques d'affaires.

À la présente instance, la question de l'interfinancement possible des activités non réglementées de Westcoast a été longuement débattue. Dans leur analyse, les témoins-experts de Westcoast ont fait une distinction entre l'investissement récent de Westcoast dans WestCoast Gas Inc («WestCoast Gas»), une filiale qui appartient exclusivement à Westcoast et qui administre les services de distribution locale acquis auprès d'Inter-City Gas Corporation («ICG»), et les autres placements. En ce qui touche WestCoast Gas, la requérante a indiqué que le seul changement appréciable survenu depuis la plus récente audience sur les droits est le fait que les actions que possède Westcoast dans WestCoast Gas passeront de 171 millions de dollars à la fin de 1991 à 208 millions de dollars à la fin de 1992. Westcoast a souligné également que dans les Motifs de décision RH-1-90, l'Office partageait l'opinion des témoins-experts de la société, à savoir que le financement de l'acquisition d'ICG ne devrait pas d'incidence négative sur la cote de crédit de la société.

En ce qui a trait aux autres placements, la requérante a affirmé que le seul changement survenu depuis l'instance RH-1-90 est l'émission prévue d'actions de Westcoast Petroleum Ltd. («WestPete») d'une valeur totale de 150 millions de dollars, dont 120 millions serviront à réduire la participation de Westcoast dans WestPete pour financer la base tarifaire de la société. L'émission de ces actions, jumelée à d'autres transactions prévues pour 1992, aurait pour effet d'éliminer la dette attribuée à WestPete et de réduire la participation de Westcoast dans les activités de prospection et de production du pétrole et du gaz. La requérante a également souligné que les ratios de la dette pour la fin de l'année 1992 seraient inférieurs à ceux de la fin de l'année 1991. Westcoast était d'avis que ces transactions dissiperaient les inquiétudes que l'Office peut avoir au sujet du financement des activités non réglementées de Westcoast.

Dans sa preuve, le témoin-expert de l'APC/de la CCPA a inclus une analyse de la structure financière pro-forma de Westcoast, qui présumait que les besoins en capitaux de l'entreprise de service public, de WestCoast Gas, de Foothills Pipe Lines Ltd. («Foothills») et de Pacific Coast Energy Corporation (fondés sur leur structure

financière présumée) seraient comblés avant ceux des activités non réglementées. D'après les résultats de cette analyse, les activités non réglementées de Westcoast afficheraient un ratio de l'avoir ordinaire de quelque 9 pour cent à la fin de l'année 1991 et d'environ 28 pour cent à la fin de l'année 1992. Dans sa plaidoirie, l'APC et la CCPA ont affirmé que Westcoast ne disposait pas suffisamment d'actions ordinaires pour soutenir le niveau de 35 pour cent demandé pour les activités réglementées si l'on tient compte du montant des actions ordinaires nécessaire pour garantir que ses autres divisions commerciales n'accroîtront les risques de Westcoast au détriment des payeurs de droits du service public. Il serait donc injuste d'approuver un ratio particulier si l'on ne dispose pas de ces actions pour soutenir les activités pipelinières.

L'ASPIC a exprimé ses doutes quant à la réalisation du projet d'émission d'actions d'une valeur de 150 millions en 1992. La preuve déposée par le témoin-experts de l'ASPIC renfermait aussi une analyse de l'avoir consolidé de Westcoast d'après laquelle l'avoir disponible pourrait servir à soutenir les investissements dans l'ordre suivant : exploitation du gazoduc, service de distribution du gaz et autres activités de Westcoast. Les résultats de cette analyse laissent croire qu'en adoptant un ratio présumé de 35 pour cent pour l'exploitation du gazoduc, on ne disposerait pas d'actions suffisantes pour financer les autres activités.

Opinion de l'Office

Pour déterminer la structure financière appropriée pour les activités réglementées de Westcoast, l'Office s'inspire, entre autres, de son évaluation des risques d'affaires associés aux activités réglementées. Se fondant sur la preuve produite à cet égard, l'Office est d'avis que les risques d'affaires associés aux activités réglementées de la société n'ont à peu près pas changé depuis l'instance RH-1-90. Quant à savoir si le ratio présumé de 35 pour cent de l'avoir ordinaire semble raisonnable, l'Office croit encore que les risques fondamentaux d'affaires inhérents aux activités réglementées de Westcoast sont légèrement supérieurs à ceux de TCPL. L'Office juge que le ratio présumé de 35 pour cent demandé est raisonnable et assure un équilibre approprié entre les éléments « dette » et « actions » de la structure financière du service public. Quant à l'interfinancement possible des activités réglementées et non réglementées de Westcoast, l'Office se demande d'abord si les activités non réglementées de la société ont une incidence négative sur le coût de la dette de celle-ci. À cet égard, l'Office n'est pas convaincu que cela risque de se produire au cours de l'année d'essai.

Décision

L'Office approuve un ratio présumé de l'avoir ordinaire de 35 pour cent pour l'année d'essai 1992.

7.2 Dette consolidée

Westcoast a demandé un taux de 11,14 pour cent sur le solde de sa dette consolidée de 694 205 000 \$ pour l'année 1992. Le montant en dollars de la dette consolidée et le taux du coût connexe ont été calculés conformément à la méthode du produit net

approuvée par l'Office dans ses Motifs de décision RH-1-90 applicables à Westcoast. Aucun intervenant n'a formulé de réserves sur le montant demandé de la dette consolidée ou sur le taux de coût connexe.

Décision

L'Office approuve le montant de la dette consolidée de Westcoast qui s'établit à 694 205 000 \$ ainsi le taux de 11,14 pour cent pour l'année d'essai 1992.

7.3 Dette non consolidée

Westcoast a demandé un taux de coût de 10,50 pour cent applicable au solde prévu de sa dette non consolidée pour l'année d'essai 1992. À l'audience, la société a affirmé qu'elle prévoyait financer le solde de sa dette non consolidée avec des émissions d'obligations à long terme d'ici le milieu de 1992. Le taux visé par la demande est fondé sur le taux de rendement prévu de 9,25 pour cent des obligations à long terme du gouvernement du Canada sur une période de 20 ans pour l'année d'essai et sur un surplus de 125 points de base par rapport aux obligations des sociétés. Westcoast a prévu ce taux de 10,50 pour cent à la lumière des estimations faites par un certain nombre de prévisionnistes, dont les prévisions fournies à Westcoast variaient de 8,69 à 9,64 pour cent. Dans sa plaidoirie, Westcoast a souligné que le taux prévu de 9,25 pour cent pour l'année d'essai se comparait favorablement à la prévision moyenne fournie par les témoins-experts de la société et à la prévision de l'APC/de la CCPA, en l'occurrence 9,375 pour cent.

Westcoast a fondé sa prévision de l'écart de rendement de 125 points de base sur les conditions actuelles du marché et, selon elle, cette prévision est prudente.

Le témoin-expert représentant l'APC et la CCPA a réitéré son point de vue, à savoir que le coût du solde de la dette non consolidée devrait être calculé au taux applicable aux obligations à long terme des sociétés. Il a jugé raisonnable le taux de 9,25 pour cent prévu par la société pour l'année d'essai 1992 tout comme l'écart de 125 points de base.

Au cours de la plaidoirie, le GUE a indiqué que la formule appropriée de calcul du taux de la dette non consolidée consistait, selon lui, à ajouter l'écart proposé de 125 points de base à un taux prévu de rendement des OLTGC de 8,8 ou 8,9 pour cent.

Opinion de l'Office

L'Office convient avec les parties que dans le cas de Westcoast, le taux du coût applicable à la dette non consolidée devrait correspondre au taux applicable aux obligations à long terme des sociétés. L'Office juge raisonnable d'établir ce taux en additionnant le taux de rendement prévu des OLTGC et l'écart entre celui-ci et le taux de rendement des obligations des sociétés. Après avoir évalué les diverses prévisions relatives au rendement des OLTGC fournies à l'audience, l'Office juge raisonnable une

fourchette de 9 à 9,25 pour cent. En outre, l'Office est persuadé qu'un écart de l'ordre de 125 points de base pour l'année d'essai est acceptable.

Décision

L'Office juge raisonnable le taux de 10,50 pour cent applicable à la dette non consolidée pour l'année d'essai 1992.

7.4 Actions privilégiées

Dans sa demande, Westcoast a encore imputé l'ensemble de ses actions privilégiées de 35 millions de dollars, à un taux de 7,68 pour cent, aux activités réglementées de la société. En utilisant la méthode modifiée du produit net approuvée par l'Office dans les Motifs de décision RH-2-89, Westcoast a demandé un taux de coût de 7,97 pour cent applicable au solde des actions privilégiées de 34 723 000 \$ pour l'année d'essai 1992.

Aucun intervenant ne s'est opposé au montant demandé au titre des actions privilégiées ni au taux du coût connexe.

Décision

L'Office approuve un montant en dollars d'actions privilégiées de 34 723 000 \$ et un taux de coût de 7,97 pour cent pour l'année d'essai 1992.

7.5 Taux de rendement des actions ordinaires

Westcoast a demandé un taux de RAO de 13,75 pour cent, soit la limite supérieure de la fourchette de taux de rendement de l'avis ordinaire moyen de 13,5 à 13,75 pour cent recommandée par les témoins-experts de la société. Pour en arriver à cette recommandation, les témoins-experts ont analysé les résultats de leurs tests et de leurs analyses de la comparaison des gains, de la prime du capital-risque et des flux monétaires actualisés («FMA»).

Les témoins-experts de Westcoast ont fondé leur test de comparaison des gains sur le rendement d'un échantillon de 28 sociétés industrielles à faible risque au cours de la période de 1983 à 1991 parce qu'à leur avis, cette période, qui comprend le dernier cycle financier complet, traduit bien les conditions commerciales prévues pour l'année d'essai. De 1983 à 1990, le rendement des sociétés formant l'échantillon a été en moyenne de 14,2 pour cent. Si on combine ce taux de rendement réel au taux de 7,7 pour cent prévu pour 1991, on obtient un taux moyen de 13,5 pour cent pour l'ensemble du cycle. Si on soustrait 25 points de base pour tenir compte des risques moins élevés de Westcoast par rapport à ceux des entreprises échantillonnées, on obtient un rendement de 13,25 pour cent.

À la présente instance, les témoins-experts n'ont accordé presque aucune pondération aux résultats de leur analyse des FMA. Ils ont déclaré que vu la diminution des gains des sociétés industrielles canadiennes, les cours relativement élevés des valeurs mobilières sont fondés sur la reprise sensible anticipée des gains des entreprises. Nul ne saurait prévoir les perspectives de croissance à long terme ni à quel moment cette reprise va se concrétiser. En outre, les taux prévus de croissance à long terme du rendement des dividendes sont tellement bas qu'ils ne correspondent pas aux conditions actuelles du marché.

Pour l'analyse de la prime de risque, les témoins-experts de la société ont utilisé une fourchette de taux prévus de rendement des OLTGC de 9,25 à 9,50 pour cent à laquelle ils ont ajouté une prime de capital-risque de 3,5 pour cent. Les taux de base obtenus, soit 12,75 à 13,0 pour cent, ont été ensuite redressés selon un ratio donné valeur marchande-valeur comptable, et le taux de rendement requis est de 14,1 pour cent. Pour en arriver à leur recommandation finale, les témoins-experts de la société se sont fiés également aux résultats de leur comparaison des gains et de l'analyse de la prime de capital-risque. Au début, ils avaient proposé une fourchette de taux de rendement de 13,5 à 13,75 pour cent et recommandé que l'Office retienne la limite supérieure de 13,75 pour cent. Au cours de l'audience, se fondant sur des données plus à jour, ils ont effectué un léger rajustement à la baisse et recommandé la fourchette de 13,5 à 13,75 pour cent.

Pour l'année d'essai, l'APC et la CCPA ont recommandé un taux de rendement de 12,0 à 12,25 pour cent, en insistant sur la limite inférieure de la fourchette, sur un ratio présumé de l'avoir ordinaire de 30 pour cent. Pour faire cette recommandation, l'APC et la CCPA se sont fiées à la preuve produite par leur témoin-expert qui a recouru aux techniques des FMA et de la prime capital-risque (voir le tableau 7-2).

Pour son analyse du capital-risque, le témoin de l'APC/de la CCPA a estimé à 11,0 pour cent le taux de rendement exigé par les actionnaires des sociétés privées à faible risque. Ce taux comprenait un facteur de croissance de 8,4 pour cent, étant donné le taux de dividendes récent de 2,6 pour cent enregistré par les sociétés échantillonnées. Le témoin a réduit ce taux de 60 à 80 points de base, pour obtenir une fourchette de 10,25 à 10,50 pour cent, parce que les risques associés aux entreprises exclusivement de service public étaient plus faibles que ceux des sociétés industrielles à faible risque. Vu l'instabilité des marchés financiers, le témoin a accordé moins d'importance aux résultats de cette analyse.

La fourchette de 11,2 à 11,80 pour cent établie par le témoin à partir de l'analyse de la prime du capital-risque était fondée sur un taux estimatif de rendement des OLTGC de 9,4 pour cent et une prime de risque de 1,8 à 2,4 pour cent pour les entreprises exclusivement de service public. Pour obtenir cette fourchette de primes de capital-risque, il s'est fondé d'abord sur la prime de risque du marché (4,5 à 5,7 pour cent) dont il a soustrait la prime de protection du pouvoir d'achat de 1 pour cent pour obtenir une fourchette de 3,5 à 4,7 pour cent. Il a ensuite réduit cette fourchette de moitié vu les risques moins élevés courus par ces services publics à part entière. Ensuite, pour tenir compte de l'instabilité des marchés financiers, il a ajouté un «coussin» d'environ 50 points de base pour recommander un taux de rendement se

situant entre 12 et 12,25 pour cent pour Westcoast. Au cours du contre-interrogatoire, le témoin a déclaré que si le ratio présumé de l'avoir ordinaire devait être maintenu à 35 pour cent, sa recommandation serait inférieure de 25 points de base. Pendant la plaidoirie, COFI a appuyé la preuve et les recommandations du témoin de l'APC/de la CCPA.

Selon le GUE, la formule appropriée pour le calcul du rendement des actions ordinaires consiste à combiner la prime de capital-risque à un taux prévu de rendement des OLTGC sur 20 ans se situant entre 8,8 et 8,9 pour cent. Pour obtenir cette fourchette, il a utilisé le taux estimatif de 8,7 pour cent des OLTGC sur une période de dix ans, auquel il a ajouté l'écart moyen de 13 points de base établi par le témoin-expert de l'APC/de la CCPA.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, le témoin-expert de l'ASPIC a formulé des commentaires sur des aspects financiers de la demande relative aux droits de Westcoast. En ce qui a trait aux gains enregistrés par Westcoast, il a conclu que la société avait enregistré un excédent de 1983 à 1991 et, à la lumière de cette conclusion et de son point de vue sur les risques d'affaires de Westcoast, les conditions des marchés financiers et la structure financière du service public, l'ASPIC a recommandé que l'Office approuve un RAO qui reflète le ratio présumé de 30 pour cent de l'avoir ordinaire et un taux de RAO situant entre 12 et 12,50 pour cent. Si l'Office décidait de maintenir le ratio à 35 pour cent, l'ASPIC recommandait une fourchette de 11,75 à 12,25 pour cent.

Opinion de l'Office

Pour établir un taux de rendement admissible et approprié pour Westcoast, l'Office s'est fié aux résultats des trois méthodes utilisées pour calculer un taux de rendement à la fois juste et raisonnable. Néanmoins, dans le cas présent, l'Office a accordé une pondération supérieure aux résultats de l'analyse de la prime de capital-risque. L'Office estime aussi que sa décision quant au taux approprié de RAO est conforme aux principes d'équité envers les actionnaires et les payeurs de droits et assure le maintien de la solvabilité et de la capacité de la société d'attirer des capitaux à des conditions raisonnables.

En ce qui a trait à l'analyse de la prime du capital-risque, les principaux points de dissension entre les témoins-experts étaient les suivants : premièrement, l'ampleur de la réduction de la prime de risque du marché appliquée pour tenir compte des risques moins élevés courus par les entreprises de service public; deuxièmement, le bien-fondé de l'utilisation d'une prime de protection du pouvoir d'achat ou d'une prime «bloquée» et, troisièmement, la pertinence des écarts allégués entre les taux de rendement réels et prévus des obligations. L'Office fait remarquer que les témoins-experts de Westcoast, de l'APC/de la CCPA s'entendent de façon générale pour utiliser une prime de capital-risque du marché d'au moins 4,5 pour cent. Cependant, l'Office reconnaît que ces témoins-experts ne s'entendent pas sur la limite supérieure de la fourchette de primes. En ce qui a trait au redressement appliqué pour tenir compte des risques moins élevés courus par Westcoast, l'Office juge quelque peu excessif le facteur de redressement proposé par le témoin-expert de l'APC/de la CCPA. Quant

au concept de la prime de protection du pouvoir d'achat, l'Office est d'avis qu'une telle prime peut exister. Cependant, compte tenu du faible taux d'inflation prévu, l'Office n'est pas persuadé que cette prime devrait être aussi élevée que celle que le témoin-expert de l'APC/de la CCPA a proposée. Pour calculer le taux de rendement admissible pour Westcoast dans le cas présent, l'Office n'a pas tenu compte de cette prime. En outre, il ne juge pas raisonnable, aux fins du calcul du rendement exigé, de présumer que les prêteurs ou les actionnaires ont nécessairement enregistré les résultats escomptés.

Lorsqu'il instruit la preuve produite relativement à la comparaison des gains, l'Office est conscient des difficultés inhérentes à cette technique. À titre d'exemple, l'Office souligne la déclaration faite par le témoin de l'APC/de la CCPA, selon laquelle des taux d'inflation plus élevés que les taux actuels peuvent fausser les résultats du test de comparaison des gains. Néanmoins, l'Office juge utiles les résultats présentés par le témoin de la société.

En ce qui a trait à l'analyse des FMA, l'Office convient avec les témoins-experts de Westcoast et de l'APC/de la CCPA qu'on ne peut guère se fier aux résultats de cette analyse, compte tenu des conditions actuelles des marchés financiers.

Après avoir examiné l'ensemble de la preuve produite, l'Office estime justifié d'approuver un taux de RAO inférieur à celui qui a été autorisé à l'instance RH-1-90. Pour parvenir à cette conclusion, comme il l'a fait pour le taux applicable à la dette non consolidée de Westcoast, l'Office a accordé une pondération à la fourchette de 9,0 à 9,25 pour cent de rendement des OLTGC prévue pour l'année d'essai. Puis, se fiant à son jugement quant à l'ampleur de la prime de capital-risque et aux taux de rendement prévus pour des sociétés exposées à des risques comparables à ceux de Westcoast, l'Office a conclu qu'un taux de RAO de 12,50 pour cent est juste et raisonnable pour l'année d'essai.

Décision

L'Office juge équitable et raisonnable un taux de RAO de 12,50 pour cent pour l'année d'essai 1992.

Tableau 7-2
Taux exigé de rendement des actions ordinaires
Recommandations des témoins-experts

Westcoast		APC-CCPA			
(i)	Comparaison des gains	(%)	(i)	Comparaison des gains	(%)
	Résultats de l'échantillon pour 1983 à 1990	14,20		s.o.	
	Rendement estimatif pour 1991	<u>7,70</u>			
	Rendement moyen pour 1983 à 1991	13,50			
	Moins : redressement pour risques moindres courus par Westcoast par rapport aux sociétés échantillonnées	<u>0,25</u>			
		13,25			
(ii)	FMA		(ii)	FMA	
	Taux des dividendes des sociétés échantillonnées	2,10		Taux des dividendes pour les sociétés industrielles à faible risque	2,60
	Facteur de croissance	<u>10,00</u>		Facteur de croissance implicite	<u>8,40</u>
	Coût approximatif minimum	12,10		Taux de rendement exigé par les actionnaires des sociétés industrielles à faible risque échantillonnées	11,00
	Moins : redressement pour risques moindres courus par Westcoast par rapport aux sociétés échantillonnées	<u>0,30</u>		Moins : redressement pour risques moindres courus par Westcoast par rapport aux sociétés échantillonnées	<u>0,60 - 0,80</u>
	Coût minimum rajusté	11,80			10,25 - 10,50
	Plus : redressement pour ratio valeur marchande-valeur comptable	<u>1,15</u>			
		12,95			

Tableau 7-2
Taux exigé de rendement des actions ordinaires
Recommandations des témoins-experts
(suite)

Westcoast				APC-CCPA		
(iii)	Prime de capital-risque		(%)	(iii)	Prime de capital-risque	(%)
	Rendement des OLTGC		9,375		Prime de capital-risque - ensemble du marché	4,50 - 5,70
	Plus : prime de capital-risque pour Westcoast		3,50		Moins : prime de risque - pouvoir d'achat	1,00
	Plus : redressement pour ratio valeur marchande - valeur comptable		<u>1,225</u>		Multipliée par : facteur de redressement pour risques moindres de Westcoast	<u>0,50</u>
			14,10		Prime de capital-risque - services publics	1,80 - 2,40
					Rendement des OLTGC	<u>9,40</u>
						11,20 - 11,80
(iv)	Rendement recommandé des actions ordinaires			(iv)	Rendement recommandé des actions ordinaires	
		Rendement	Pondération		Taux de rendement exigé des investisseurs	11,25 - 11,75 ¹
		(%)	(%)			
	a) Comparaison des gains	13,25	50		Coussin additionnel	0,50 ²
	b) FMA	13,00				
	c) Prime de capital-risque	14,10	50		Taux final recommandé	12,00 - 12,25
	Taux final recommandé		13,5 - 13,75			

1. Monsieur Waters s'est fié davantage aux résultats de l'analyse de la prime de capital-risque pour établir le taux de rendement exigé pour Westcoast.

2. Les 50 points de base supplémentaires représentent un «coussin» pour tenir compte de l'instabilité des marchés financiers.

7.6 Taux de rendement de la base tarifaire

L'Office ordonne à Westcoast de calculer le taux de rendement de sa base tarifaire conformément aux présents motifs de décision.

7.7 Provision pour l'impôt sur le revenu exigible

Opinion de l'Office

L'Office a évalué l'incidence financière des décisions énoncées dans les présents motifs de décision. En ce qui a trait à la provision pour l'impôt sur le revenu exigible de 1992, l'Office a appliqué l'amortissement de coût en capital nécessaire pour ramener à zéro le revenu imposable du service public de la société. Dans la mesure où l'ACC utilisé est inférieur au maximum admissible, le montant inutilisé devrait être reporté aux années futures aux fins du calcul de la provision pour l'impôt sur le revenu du service public.

Pour l'année d'essai 1992, le provision pour l'impôt sur le revenu du service public devrait comprendre seulement l'impôt des grandes corporations que l'Office estime à 2,6 millions de dollars.

Décision

L'Office a rajusté la provision de Westcoast pour l'impôt sur le revenu exigible de 1992 de façon à traduire ses décisions énoncées dans les présents motifs de décision.

Frais d'exploitation

8.1 Traitements, salaires et avantages sociaux

Plusieurs parties intéressées ont exprimé leurs inquiétudes au sujet des dépenses de Westcoast au titre des traitements, des salaires et des avantages sociaux ainsi qu'au sujet de questions connexes. Comme nous l'indiquons dans les sections qui suivent, l'Office, à la lumière de la preuve au dossier, juge raisonnable de soustraire 1,07 million de dollars de la provision demandée au titre des traitements, des salaires et des avantages sociaux pour 1992.

8.1.1 Utilisation des années-personnes

Pour estimer les traitements et les salaires pour l'année d'essai 1992, Westcoast a prévu utiliser 1 140 années-personnes («A.-P.»), compte tenu d'un rajustement pour postes vacants de 13 A.-P. Cela représente un surplus de 47 A.-P. par rapport à l'effectif réel de 1991, qui était de 1 093 A.-P. Westcoast a calculé son rajustement pour postes vacants en utilisant le nombre de postes vacants réels enregistré au cours de la période d'essai de 1989 à 1991, selon les directives données par l'Office dans ses Motifs de décision RH-1-90.

La société a justifié cette hausse du nombre d'A.-P. par l'ajout de nouvelles installations et les besoins accrus en matière d'exploitation et d'entretien («E et E») découlant de l'accroissement du débit prévu pour 1992. Westcoast a déclaré qu'elle avait besoin de 22 A.-P. supplémentaires en 1992 pour l'E et E de l'usine McMahon agrandie, de deux A.-P. pour l'exploitation des nouvelles installations pipelinaires et d'une hausse nette de trois A.-P. pour les opérations sur le terrain dans le district nord, le district sud et l'usine de Pine River. L'effectif supplémentaire demandé est destiné aux services de Vancouver, surtout l'ingénierie, les matériaux, les achats et la comptabilité. Westcoast a expliqué que la hausse du nombre d'années-personnes est attribuable en partie à l'annualisation des ajouts de personnel faits en 1991 et à la diminution du budget du temps supplémentaire pour 1992.

Plusieurs intervenants, notamment l'APC, l'ASPIC et BC Gas, ont exprimé leurs préoccupations concernant l'utilisation accrue d'A.-P. proposée par la requérante. L'APC a affirmé que bon nombre des explications fournies par Westcoast à l'appui de ces augmentations ne justifiaient de manière satisfaisante les ajouts proposés. Selon l'APC, l'évolution de la conjoncture à Westcoast ne saurait justifier le fait que l'effectif passe de 1 005 A.-P. en 1990 au niveau proposé de 1 140 A.-P. en 1992. L'APC a fait remarquer que Westcoast a réduit le nombre des employés occasionnels en convertissant certains de ces postes en postes permanents qui sont beaucoup plus rémunérateurs et qui offrent des avantages sociaux plus importants. De l'avis de l'APC, au moins quelques-unes des A.-P. supplémentaires demandées n'étaient pas

nécessaires pour l'année d'essai. L'APC a recommandé que l'effectif supplémentaire de 22 A.-P. demandé pour l'usine McMahon agrandie soit autorisé et elle a fait valoir sur les 25 autres A.-P. demandées, l'Office devrait en refuser 23. L'ASPIC et BC Gas ont appuyé la position de l'APC.

Opinion de l'Office

L'Office accepte le fait que Westcoast ait besoin de 22 A.-P. supplémentaires pour l'exploitation de l'usine McMahon agrandie et de deux A.-P. pour l'exploitation des nouvelles installations pipelinières. Cependant, les raisons données à l'appui de bon nombre des autres additions de personnel ne l'ont pas parfaitement convaincu du bien-fondé de la demande de Westcoast.

Dans le cadre de son examen des besoins en A.-P. de Westcoast, l'Office tient compte de la conjoncture économique actuelle et des mesures prises dans tous les secteurs de l'économie, notamment par les producteurs de gaz et de pétrole, pour comprimer leurs effectifs et, dans nombre de cas, réduire les coûts liés à la main-d'oeuvre. L'Office est d'avis que Westcoast devrait augmenter son effectif modestement.

À la lumière des observations précédentes, l'Office juge raisonnable de soustraire les traitements et les avantages sociaux de 10 A.-P., lesquelles représentent environ 1 pour cent de l'effectif total de la société, au poste des frais d'E et E prévus pour 1992. L'Office estime qu'une diminution de l'ampleur indiquée n'aura pas d'incidence négative sur l'exploitation et la sécurité du gazoduc.

Se fondant sur le chiffre fourni par Westcoast quant au coût moyen des traitements et des avantages sociaux par employé en 1991, soit 69 200 \$, l'Office estime que la diminution qu'il préconise aura pour effet de réduire de 692 000 \$ la provision demandée pour les traitements et les avantages sociaux.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de soustraire la somme de 692 000 \$ au poste «traitements, salaires et avantages sociaux» des dépenses d'exploitation et d'entretien prévues pour 1992 de façon à tenir compte de la diminution de 10 A.-P. de l'effectif demandé.

8.1.2 Hausses annuelles des traitements et des salaires

Pour l'année d'essai 1992, Westcoast a proposé une hausse annuelle de 2,75 pour cent pour la haute direction et de 3,25 pour cent pour les autres employés qui touchent un traitement, avec une provision supplémentaire pour les promotions. Dans le cas des employés salariés, Westcoast a proposé une hausse générale de 3,0 pour cent. La société a déclaré qu'une hausse de 3,0 pour cent avait été récemment consentie dans le cadre d'une entente à l'échelle de l'industrie et qu'elle espérait négocier la même hausse avec ses employés syndiqués.

Westcoast a soutenu que les hausses de traitements proposées suivaient les tendances de l'industrie et, à l'appui de son allégation, elle a fourni les résultats de diverses enquêtes sur les traitements. Westcoast a soutenu qu'il n'y avait pas lieu de s'attarder seulement aux pourcentages d'augmentations demandés sans tenir compte du caractère raisonnable des échelles de traitements de la société par rapport aux traitements versés par d'autres employeurs sur le marché pour des compétences semblables. Dans son témoignage, Westcoast a affirmé que même après l'application de la hausse proposée pour l'année d'essai, les traitements des employés de la société équivalaient en 1992 à environ 96 pour cent de la «valeur marchande» comparativement à quelque 97 pour cent à la fin de 1990.

Westcoast a fait valoir qu'il n'y avait pas lieu de juger du caractère raisonnable des hausses proposées par Westcoast à la lumière de la rationalisation qui caractérise le secteur du pétrole et du gaz en amont à Calgary. Westcoast n'a pas embauché ses employés qui touchent un traitement dans le secteur de la prospection et de l'exploitation du pétrole et du gaz et elle n'embauche pas non plus d'employés pour travailler à Calgary. Westcoast a fait valoir qu'elle doit attirer et retenir des employés de bureau, du personnel de gestion et des professionnels à Vancouver et ailleurs en Colombie-Britannique ainsi que dans les collectivités éloignées du Nord. Westcoast était d'avis que la hausse proposée de 3,25 pour cent correspondait parfaitement au minimum requis pour maintenir sa position concurrentielle et lui permettre d'attirer et de retenir des employés qualifiés.

Les intervenants ne se sont pas opposés à la hausse de 3,0 pour cent demandée pour les employés salariés étant donné qu'elle correspond en tous points au règlement salarial à l'échelle nationale. Cependant, plusieurs d'entre eux ont contesté la majoration de 3,25 pour cent proposée pour les traitements.

L'APC estimait que Westcoast, en raison de son appartenance à l'industrie du gaz naturel, devrait exercer le même contrôle et imposer les mêmes restrictions que les autres secteurs de l'industrie. L'APC a fait remarquer que cette année, le gouvernement fédéral a instauré un programme de restrictions salariales appréciables. Elle a recommandé que la hausse approuvée concorde avec les programmes de restrictions du secteur d'amont et du gouvernement. L'APC a présenté les résultats d'une enquête menée auprès des sociétés membres relativement aux hausses de traitements accordées ou envisagées pour 1992. L'enquête en question a révélé que la moyenne pondérée des traitements des sociétés pétrolières et gazières d'amont augmenterait de 1,3 pour cent en 1992. L'APC a indiqué que la majoration globale des traitements, des avantages sociaux et du programme de primes, à l'exclusion des salaires, devrait être limitée à 1,3 pour cent.

L'ASPIC a fait valoir que la politique salariale en vigueur dans l'industrie d'amont devrait avoir une incidence sensible sur les hausses que Westcoast consent à ses employés. L'ASPIC n'a fait aucune recommandation particulière quant à la hausse des traitements, mais elle a indiqué que rien ne saurait justifier une majoration supérieure à celle autorisée récemment par l'Office pour Foothills, soit 2,5 pour cent.

Le GUE a rallié l'APC et l'ASPIC et a exprimé de sérieuses réserves concernant la majoration sans cesse croissante des traitements et des salaires de Westcoast. Il a contesté l'allégation de Westcoast selon laquelle les hausses des traitements et des salaires traduisent l'accroissement du débit. Il a souligné qu'au cours des trois dernières années, les traitements et les salaires de Westcoast avaient augmenté à un rythme sensiblement supérieur à celui du débit. COFI a appuyé la position de l'APC concernant la hausse des traitements.

Opinion de l'Office

L'Office accepte la hausse des salaires de 3,0 pour cent qui correspond à la hausse accordée aux employés syndiqués à l'emploi de sociétés semblables à Westcoast dans le cadre d'une entente à l'échelle de l'industrie. Cependant, après avoir examiné la preuve produite à la présente instance, l'Office a conclu que pour l'ensemble des employés touchant un traitement, y compris les cadres de direction, une augmentation de 2,5 pour cent est raisonnable pour l'année d'essai 1992. L'Office estime qu'ainsi, les dépenses au titre des traitements et des salaires diminueraient de 280 000 \$ et les avantages sociaux de 42 000 \$, pour un total de 322 000 \$. Cela se traduirait par une réduction de 252 000 \$ des dépenses d'E et E et par une diminution de 70 000 \$ des dépenses au titre des traitements, des salaires et des avantages sociaux imputées aux activités non réglementées et capitalisées.

Décision

Pour 1992, l'Office approuve une hausse annuelle de 2,5 pour cent pour tous les employés qui touchent un traitement et une hausse de 3 pour cent pour les salariés.

8.1.3 Programme de primes pour le groupe de la haute direction et de la gestion

En 1989, Westcoast a instauré le programme de primes pour la haute direction et les cadres dans le cadre du régime de rémunération globale. La société a déclaré que l'intégration de l'enveloppe salariale établie et du régime de primes s'était faite par une baisse de traitement en contrepartie d'une participation au programme de primes. Selon Westcoast, ce programme est nécessaire car il permet de donner à la haute direction et aux cadres de la société un régime de rémunération globale comparable à ceux qu'offrent d'autres sociétés sur le marché. La preuve produite à la présente instance indique que le montant de la prime accordée à un employé est établie en fonction du rendement de la société, du rendement de la division d'appartenance et du rendement de l'employé.

Les intervenants se sont interrogés sur les mesures de rendement de la société, la relation de celles-ci avec les objectifs de la société et la façon dont ces mesures profitent aux payeurs de droits. L'ASPIC estimait que le programme de primes de Westcoast était généreux et au-delà des limites du raisonnable. Elle a laissé entendre

que l'Office devrait enjoindre Westcoast de déposer une étude comparative qui permettra à l'Office d'évaluer le caractère raisonnable du programme établi par la société.

Opinion de l'Office

L'Office juge que les primes accordées au groupe de la haute direction et de la gestion de la société peuvent constituer un élément acceptable de la rémunération versée par les pipelines réglementés. Pour déterminer si un programme de primes est raisonnable ou non, l'Office est d'avis qu'il faut examiner les primes versées dans le contexte du régime de rémunération globale - traitements, salaires et avantages sociaux - nécessaire pour attirer et garder des cadres de direction et du personnel de gestion. L'Office reconnaît le bien-fondé d'un programme de primes dans le régime de rémunération du groupe de la haute direction et de la gestion et, après avoir examiné la preuve au dossier pour l'année d'essai 1992, il est disposé à approuver la provision proposée par Westcoast pour le programme de primes.

Décision

L'Office accepte la provision pour le programme de primes demandée pour l'année d'essai 1992.

8.1.4 Traitements et salaires de l'année de référence

D'après la preuve produite, au cours de l'année de référence 1991, Westcoast a accordé des hausses réelles de traitements et de salaires de 6,5 pour cent alors que l'Office avait approuvé une hausse de 6,0 pour cent. Par conséquent, les dépenses au titre des traitements, des salaires et des avantages sociaux imputées au poste des opérations ont excédé d'environ 115 000 \$ le niveau approuvé par l'Office. Westcoast a affirmé que ce surplus a été épongé par les actionnaires de la société pour 1991. Cependant, elle a admis qu'au cours de l'année d'essai et des années d'essai subséquentes, ce coût serait assumé par les payeurs de droits.

Westcoast a fait valoir que les hausses salariales pour l'année d'essai devraient être fondées sur les hausses réelles plutôt que sur les hausses approuvées pour l'année de référence. Westcoast a soutenu que les rajustements qu'elle a accordés en 1991 étaient nécessaires pour attirer et garder du personnel qualifié et pour maintenir sa position concurrentielle par rapport aux autres employeurs sur le même marché du travail. Par conséquent, c'est le taux réel d'augmentation accordé par la société qui devrait présider à l'établissement des hausses pour l'année d'essai.

L'ASPIC était préoccupée du fait que Westcoast ait accordé des hausses salariales excédant les taux approuvés par l'Office. L'ASPIC a fait valoir que cela «gonfle» l'assiette salariale pour les années à venir. L'ASPIC a indiqué que Westcoast devrait être tenue de fonder les hausses salariales proposées sur le taux maximum autorisé par l'Office l'année précédente.

L'APC a souligné que les traitements et les salaires imputés au poste d'E et E ont constamment été supérieurs à ceux que l'Office a autorisés. L'APC a déclaré que l'Office ne devrait pas tolérer cette pratique.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis qu'aux fins du calcul des traitements, des salaires et des avantages sociaux pour l'année d'essai 1992, on devrait rajuster le montant de l'année de référence 1991 de façon à tenir compte des hausses annuelles autorisées dans les Motifs de décision RH-1-90. Par conséquent, les dépenses demandées au titre des traitements, des salaires et des avantages sociaux et imputées aux opérations devraient être réduites de 115 000 \$.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de réduire de 115 000 \$ sa provision pour les traitements, les salaires et les avantages sociaux imputée aux opérations demandée pour l'année d'essai 1992.

8.2 Autres frais d'exploitation et d'entretien

8.2.1 Formation et éducation

Pour l'année d'essai 1992, Westcoast a proposé de porter à 1 560 000 \$ sa provision pour la formation et l'éducation qui était de 925 000 \$ pour l'année de référence 1991. L'APC, l'ASPIC, le GUE et COFI ont tous exprimé des réserves sur cette augmentation. À l'appui de cette demande de hausse appréciable, Westcoast a invoqué les raisons suivantes : étant donné la forte charge de travail enregistrée en 1991, il a fallu reporter la formation technique prévue ainsi que les cours sur la sécurité, lesquels devront être dispensés au cours de l'année d'essai à venir; nombre d'employés prendront bientôt leur retraite et on devra former d'autres employés pour les remplacer; bon nombre d'employés occupent leur poste actuel depuis moins de cinq ans, et les exigences des postes doivent être modifiées en raison de l'accroissement de la charge de travail.

Opinion de l'Office

L'Office prend note des préoccupations des intervenants à propos de la hausse très importante de la provision pour la formation et l'éducation proposée par Westcoast. Cependant, l'Office est d'avis que dans les conditions que la société connaît actuellement, le budget général de la formation et de l'éducation est raisonnable.

Décision

L'Office approuve la provision de 1 560 000 \$ demandée par Westcoast pour la formation et l'éducation pour l'année d'essai.

8.2.2 Logement

Westcoast pourvoit au logement de ses employés dans les districts nord et sud ainsi qu'aux installations de Fort Nelson et de Pine River. Westcoast justifie cette dépense comme suit : précédent, car la société héberge ses employés depuis 35 ans; éloignement des lieux de travail, et délais d'intervention moins longs en cas de pannes d'équipement étant donné que le personnel vit sur place. En contre-interrogatoire, l'APC a fait valoir que le budget du logement de l'année d'essai était excessif (p. ex. 6 000 \$ par unité à Fort Nelson) et que la société n'avait pas démontré que ces dépenses étaient essentielles à l'exploitation sécuritaire, efficace et fiable du gazoduc. Westcoast a répondu que la région de Fort Nelson avait affiché un taux très élevé d'attrition et que les conditions d'hébergement constituaient un facteur important d'insatisfaction des employés. Westcoast a expliqué que les maisons appartenant à la société dans la région avaient 25 ans et que, pour tenir compte des doléances des employés et réduire le roulement, Westcoast renouvait actuellement les logements fournis par la société. La société s'attend à ce que ses dépenses au titre du logement chutent à environ 3 000 \$ par unité une fois les travaux de rénovation en cours terminés.

L'ASPIC doute du bien-fondé de loger tous les employés dans des régions qu'on ne peut plus qualifier d'«éloignées». Westcoast a indiqué qu'elle prévoyait mener une étude sur la nécessité de fournir l'hébergement dans les régions plus peuplées de son réseau.

Décision

L'Office accepte l'explication de Westcoast au sujet des dépenses de logement et approuve la provision demandée. L'Office ordonne à Westcoast de déposer auprès de l'Office un exemplaire du rapport de l'étude prévue sur le logement lorsque celle-ci sera terminée.

8.2.3 Servitudes partagées avec Westcoast Petroleum Ltd.

Au cours du contre-interrogatoire mené par l'ASPIC, Westcoast a admis qu'elle partageait des servitudes pipelières avec WestPete sur une distance de 770 kilomètres entre Fort St. John et Kamloops. Westcoast a admis qu'elle a assumé toutes les dépenses liées à l'entretien des servitudes partagées. Ses dépenses d'entretien figurent aux comptes des dépenses de débroussaillage dans le district nord et des dépenses de débroussaillage et de stabilisation des cours d'eau et des criques dans le district sud. Selon l'ASPIC, Westcoast devrait assumer le tiers de ces coûts et s'efforcer de percevoir une somme raisonnable auprès de WestPete pour les économies que cette dernière a réalisées relativement à l'entretien des servitudes.

Opinion de l'Office

En ce qui a trait aux servitudes que Westcoast partage avec WestPete, l'Office convient avec l'ASPIC que WestPete devrait payer le tiers des dépenses d'entretien. L'Office estime qu'un tiers des dépenses d'entretien pertinentes sont engagées dans le district nord et deux-tiers dans le district sud et qu'elles devraient être réparties de cette manière. Cependant, l'Office n'est pas d'accord avec la recommandation de l'ASPIC voulant que les avantages dont WestPete a profité par le passé soient pris en compte dans le calcul des droits pour l'année d'essai.

Décision

Pour l'année d'essai 1992, l'Office ordonne que Westcoast réduise d'un total de 71 000 \$ les dépenses de débroussaillage dans le district nord et les dépenses de débroussaillage et de stabilisation des criques et des cours d'eau dans le district sud. Westcoast pourra proposer, si elle le désire, une méthode différente de répartition des dépenses d'entretien des servitudes à sa prochaine audience relative aux droits.

8.2.4 Transport d'eau sur longue distance à l'usine de Sikanni

Pour l'année d'essai 1992, Westcoast prévoit dépenser 303 000 \$ au titre du transport d'eau sur longue distance à l'usine de Sikanni. L'APC a fait valoir que cette somme n'était pas raisonnable du fait qu'elle représentait le maximum que Westcoast pourrait être appelée à dépenser et non ce que la société prévoyait dépenser au cours de l'année d'essai. Au cours du contre-interrogatoire mené par l'APC, Westcoast a soutenu que le fait que les dépenses réelles aient chuté à 37 000 \$ en 1991 alors qu'elles s'élevaient à 172 000 \$ en 1990 constituait une anomalie. Elle a indiqué que quelques puits de gaz à forte teneur en eau étaient fermés, ce qui expliquait les dépenses moins élevées engagées cette année-là.

BC Gas a souligné que la provision de 303 000 proposée par Westcoast pour le transport de l'eau était sept fois plus élevée que les dépenses réelles de 1991.

Opinion de l'Office

Pour 1992, Westcoast a demandé une provision de 303 000 \$ pour les dépenses de transport d'eau sur longue distance à l'usine de Sikanni comme elle le fait pour chaque année d'essai depuis 1989. L'Office fait remarquer que les dépenses engagées s'élevaient à 236 000 \$ en 1988 et qu'elles ont fléchi chaque année par la suite. L'Office est d'avis que Westcoast ne devrait pas demander une provision correspondant au maximum possible.

Vu les tendances enregistrées de 1988 à 1991, l'Office a établi qu'une provision de 175 000 \$ serait raisonnable pour le transport de l'eau sur longue distance.

Décision

L'Office rejette la demande de provision de 303 000 \$ pour le transport de l'eau sur longue distance à l'usine de Sikanni et approuve une provision de 175 000 \$ pour l'année d'essai 1992.

8.2.5 Avion de la société

Westcoast a demandé une provision de 770 000 \$ pour ses dépenses liées à l'exploitation de l'avion de la société, le BA-125. L'ASPIC s'est dite préoccupée par le niveau de ces dépenses et a soutenu que Westcoast n'avait pas fourni une ventilation suffisamment détaillée des dépenses ni justifié adéquatement l'utilisation de cet avion sur le plan économique.

Opinion de l'Office

L'Office fait remarquer que pour 1992, les dépenses d'exploitation de l'avion seraient réparties en fonction du temps consigné.

Décision

À la lumière de la preuve produite, l'Office n'est pas convaincu que la part imputée au service public des dépenses liées à l'utilisation du BA-125 est irraisonnable et il approuve la provision demandée pour l'année d'essai 1992.

8.3 Gaz perdu et non comptabilisé

Westcoast a proposé de modifier sa méthode de comptabilisation du gaz perdu et non comptabilisé («PNC») à compter du 1^{er} janvier 1992. La société inclurait une provision pour le gaz PNC dans les ratios de gaz utilisé comme combustible des expéditeurs tous les mois et rajusterait cette provision chaque mois en fonction des pertes ou des gains réels enregistrés au cours des trois mois précédents. Cette méthode de calcul remplacerait la méthode actuelle qui consiste à calculer la provision en fonction de la moyenne des trois dernières années et à acheter et vendre du gaz tous les mois pour solder le compte de gaz PNC.

À l'appui de sa proposition, Westcoast a indiqué que la méthode actuelle n'est plus pertinente car la société n'a plus avec les fournisseurs de gaz des contrats qui lui permettraient de concilier ses gains et ses pertes de gaz PNC au moyen de ventes et d'achats de gaz.

D'après Westcoast, pendant la méthode d'application de cette méthode, la société a enregistré une perte cumulative de gaz PNC de 2 404 000 \$. Westcoast a donc proposé d'inclure cette perte dans la base tarifaire entrant en vigueur le 1^{er} janvier 1992 et d'amortir cette somme dans le coût du service sur une période de trois ans.

Compte tenu que certains intervenants craignent que Westcoast exerce moins de contrôle sur le gaz PNC, la société a déclaré qu'elle contrôle les volumes de gaz PNC en enquêtant sur les fluctuations importantes des volumes acheminés aux points de livraison et en menant un programme d'entretien préventif mensuel qui comporte la surveillance des installations et l'étalonnage. Elle a également indiqué qu'elle avait installé récemment des appareils de mesure électroniques plus précis à son point d'exportation.

À propos du recouvrement de la perte cumulative, Westcoast a fait valoir que la méthode actuelle de comptabilisation du gaz PNC s'inspire du compte de report et est conçue pour préserver les intérêts de toutes les parties. La société a soutenu que la perte cumulative relativement élevée est imputable aux fonctions de transport et de traitement du gaz brut. Par exemple, la collecte de gaz brut dont le facteur calorifique est différent à une multitude de points de réception munis de dispositifs de mesure différents représente une source appréciable de gains et de pertes de gaz PNC.

L'APC s'est opposée à la proposition de Westcoast parce que, selon elle, la nouvelle méthode permettrait à Westcoast de recouvrer les frais réels engagés au cours de la période d'application de la méthode comptable en vigueur. En outre, l'APC a indiqué que cette modification n'est pas recommandée parce que les fluctuations des ratios relatifs au combustible attribuables au gaz PNC seraient camouflées et que Westcoast ne serait pas incitée à contrôler les volumes de gaz PNC. L'APC a recommandé qu'on adopte une méthode dans le cadre de laquelle Westcoast établirait une prévision de la quantité de gaz PNC, l'Office statuerait sur cette prévision et Westcoast assumerait les risques ou profiterait des avantages de tout écart entre la prévision et les volumes réels. Cependant, l'APC a concédé qu'une estimation relative au gaz PNC pourrait être incluse dans les ratios relatifs au combustible si Westcoast était tenue de l'indiquer séparément et appelée à justifier encore les écarts entre les volumes prévus et les volumes réels.

L'APC s'est aussi opposée à la proposition de Westcoast concernant le recouvrement de la perte cumulative parce que cela reviendrait à recouvrer rétroactivement des coûts qui n'ont présumément pas été recouverts au cours des années antérieures. L'APC a souligné qu'à l'instance RH-6-85, l'Office avait refusé l'établissement d'un compte de report pour le gaz PNC.

BC Gas ne s'est pas opposée à la proposition de Westcoast visant la modification de la méthode de comptabilisation du gaz PCN, mais elle a fait valoir que l'Office ne devrait pas autoriser le recouvrement de la perte cumulative. BC Gas a indiqué que la dernière proposition de la société soulève la question de l'équité intergénérationnelle parce que des coûts seraient assumés par des payeurs de droits qui n'utilisaient pas le réseau de Westcoast pendant la période où les coûts ont été engagés et non par les autres parties, comme Northwest Pipeline Corporation, qui ne comptent plus parmi les clients de Westcoast.

Opinion de l'Office

L'Office juge acceptable la méthode de comptabilisation des pertes et des gains de gaz PNC mise de l'avant par Westcoast. La société ne s'occupe plus du commerce du gaz et agit seulement en qualité de transporteur de gaz naturel. Selon l'Office, la méthode proposée est plus compatible avec les contrats et le mode d'exploitation actuels de Westcoast.

Cependant, l'Office est d'avis que l'application de cette nouvelle méthode devrait faire l'objet d'une surveillance étroite de façon à s'assurer que Westcoast prend encore les mesures voulues pour minimiser la quantité du gaz PNC. À cette fin, l'Office juge que Westcoast devrait fournir à ses expéditeurs un relevé mensuel des pertes et des gains réels par volume ainsi qu'en pourcentage du gaz comptabilisable total.

En ce qui a trait à la proposition de Westcoast visant le recouvrement de la perte cumulative dans son coût de service, l'Office fait remarquer que dans le cadre réglementaire du coût de service prévu pour l'année d'essai à venir, la réglementation se fait sur une base prospective. Autrement dit, on se fonde sur des estimations de coûts et non sur des coûts réels, sauf dans des situations particulières comme celles pour lesquelles des comptes de report ont été approuvés. Dans ses Motifs de décision RH-6-85, l'Office a approuvé la méthode actuelle de calcul de la provision pour le gaz PNC qui comporte une prévision du gaz PNC établie en fonction des pertes et des gains réels enregistrés au cours des trois années précédentes. Dans cette décision, l'Office avait expressément rejeté la demande de compte de report de Westcoast pour le gaz PNC et, dans les Motifs de décision RH-1-90, il a maintenu la méthode actuelle qui ne prévoit pas l'utilisation d'un compte de report.

Si l'Office approuvait le recouvrement demandé des pertes cumulatives, les résultats seraient les mêmes que s'il avait approuvé un compte de report pour le gaz PNC depuis 1986. Pour ces raisons, l'Office est d'avis que la proposition de Westcoast devrait être rejetée.

Décision

L'Office autorise Westcoast, à compter du 1^{er} janvier 1992, à comptabiliser le gaz perdu et non comptabilisé en incluant une provision dans les ratios relatifs au combustible des expéditeurs sur une base mensuelle et en rajustant cette provision chaque mois pour tenir compte des pertes et des gains réels enregistrés par la société au cours des trois mois précédents. L'Office ordonne à Westcoast de calculer ses pertes et ses gains mensuels par volume et en pourcentage du gaz comptabilisable total et de fournir le relevé établi à ses expéditeurs. L'Office entend surveiller étroitement l'efficacité de la méthode approuvée dans la présente décision pour s'assurer que Westcoast prend les mesures voulues pour minimiser la quantité de gaz perdu et non comptabilisé.

En ce qui a trait à la perte cumulative de 2,404 millions de dollars enregistrée par Westcoast au titre du gaz perdu et non comptabilisable, l'Office rejette la demande de Westcoast visant l'inclusion de cette somme dans la base tarifaire et son amortissement dans le coût du service sur une période de trois ans.

8.4 Imputation des coûts aux activités non réglementées

Constatant que le nombre de filiales de Westcoast a connu une hausse sensible, les intervenants se sont interrogés sur le caractère raisonnable de l'imputation des coûts de Westcoast - notamment les coûts liés aux traitements, aux salaires et aux avantages sociaux - aux activités non réglementées de la société. L'APC s'est dite également préoccupée par les forfaits qui ont cours entre Westcoast et ses filiales.

L'APC a fait valoir qu'à lumière de la preuve, Westcoast n'a aucune politique précise relativement à la répartition des coûts entre les activités réglementées et les activités non réglementées. Par exemple, la répartition des dépenses salariales entre les deux groupes d'activités pour l'année d'essai n'est pas fondée sur des estimations du temps que les employés consacrent aux deux catégories d'activités mais plutôt sur des pourcentages pré-établis calculés à partir de données historiques. L'APC a soutenu que cette façon de procéder pourrait fausser la répartition des dépenses entre les activités réglementées et les activités non réglementées. L'APC s'est dite inquiète du fait que Westcoast ait imputé 6,3 pour cent des dépenses salariales totales aux activités non réglementées tandis que le temps supplémentaire a été considéré en totalité comme une activité réglementée.

À titre d'exemple particulier du fait que Westcoast n'a pas imputé de coûts à ses activités non réglementées, l'ASPIC a fait état de la preuve selon laquelle Westcoast partage des servitudes avec WestPete, une filiale à part entière, mais ne perçoit pas auprès de cette dernière sa part des frais d'entretien (voir la section 8.2.3). Comme nous l'avons indiqué à la section 8.2.5, l'ASPIC était également préoccupée par la part des dépenses imputées au service public pour l'exploitation de l'avion BA-125 de la société ainsi que par le fait que Westcoast soit propriétaire de l'avion. D'après la preuve produite, l'avion a été utilisé à l'occasion pour des vols à destination des diverses usines de traitement de la société. L'ASPIC a soutenu que cette utilisation restreinte de l'avion ne justifiait pas les dépenses liées à cet avion en particulier. L'ASPIC a recommandé que cette question soit examinée plus à fond à la prochaine audience relative aux droits.

Selon l'APC, l'Office devrait ordonner à Westcoast de mener une analyse des avantages et des coûts ainsi que des mesures à prendre en vue de la création d'une société distincte et autonome qui serait entièrement réglementée par l'ONE. Cela permettrait à l'Office et aux parties intéressées de déterminer s'il serait pratique de réglementer le service public à part.

Westcoast a fait valoir que l'Office avait analysé cette question de la répartition des coûts entre les activités réglementées et les activités non réglementées dans le cadre de toutes les audiences récentes sur les droits. Elle a réfuté l'allégation de l'APC voulant que l'Office ait toujours exprimé des réserves quant à la justesse de la répartition des coûts entre les activités réglementées et les activités non réglementées. À l'appui de sa déclaration, Westcoast a cité d'une part, les Motifs de décision RH-2-89 dans lesquels l'Office conclut que la répartition, faite par Westcoast, des coûts entre les activités réglementées et les activités réglementées pour l'année d'essai 1990 répond aux critères d'équité, de caractère raisonnable et d'absence d'interfinancement

et d'autre part, les Motifs de décision RH-1-90, dans lesquels l'Office indique que la méthode de répartition des coûts pour l'année d'essai 1991 «permet une répartition équitable et cohérente des coûts entre les activités réglementées et les activités non réglementées et minimise les risques d'interfinancement».

Opinion de l'Office

L'Office examine la répartition des coûts entre les activités réglementées et les activités non réglementées dans la plupart des audiences relatives aux droits pour s'assurer que cette répartition est toujours équitable et raisonnable. Comme les activités non réglementées constituent une proportion croissante des opérations de Westcoast, il est plus important que jamais que l'Office s'assure que les payeurs de droits du service public ne financent pas les activités non réglementées de Westcoast.

L'Office n'est pas persuadé que l'imputation des coûts au titre des traitements, des salaires et des avantages sociaux aux activités non réglementées pour l'année d'essai 1992 est irraisonnable et il accepte cette répartition. Cependant, l'Office s'inquiète du fait que Westcoast assume la totalité des frais d'entretien des servitudes qu'elle partage avec WestPete.

Compte tenu de la hausse sensible du nombre de filiales de Westcoast, de la gamme sans cesse croissante des activités auxquelles les filiales autres que le service public participent ainsi que des préoccupations exprimées constamment par les intervenants, l'Office croit que, même si l'étude proposée par l'APC en vue d'évaluer les avantages et les coûts de la création d'un service public distinct et autonome qui serait réglementé par l'ONE n'est pas nécessaire, un examen de la méthode de répartition des coûts de Westcoast serait utile. Selon l'Office, Westcoast devrait retenir les services d'un expert-conseil externe pour mener un examen indépendant de la méthode de répartition des coûts entre les activités réglementées et les activités non réglementées adoptée par Westcoast, pour recommander des formules de répartition qui soient à la fois équitables et raisonnables pour les payeurs de droits et qui n'entraînent pas un interfinancement ainsi que pour élaborer une politique écrite officielle sur la répartition des coûts entre les activités réglementées et les activités non réglementées.

Décision

Exception faite des dépenses d'entretien des servitudes partagées avec Westcoast Petroleum Ltd., l'Office accepte la répartition, faite par Westcoast, des coûts entre ses activités réglementées et ses activités non réglementées pour l'année d'essai. L'Office ordonne à Westcoast de retenir les services d'un expert indépendant pour mener un examen de sa méthode de répartition des coûts entre les activités réglementées et les activités non réglementées. Westcoast est tenue de déposer auprès de l'Office le mandat de cet expert pour fins d'approbation et ce, dans les 60 jours suivant la date de diffusion des présents motifs de décision. L'Office espère que la société déposera un rapport d'examen auprès de l'Office et en signifiera des exemplaires aux parties intéressées à la

présente instance, dans les six (6) mois suivant la date d'approbation du mandat d'examen par l'Office.

8.5 Restriction des coûts

Pour l'année d'essai 1992, Westcoast demande l'approbation d'un budget d'E et E de 122,2 millions de dollars, ce qui représente une hausse de 9,1 pour cent ou de 10,2 millions de dollars par rapport au budget de l'année de référence 1991, ventilée comme suit : 5,1 millions de dollars au titre des hausses de traitements et de salaires et un montant égal pour les autres dépenses d'E et E. Westcoast maintient qu'il s'agit du minimum requis pour assurer une exploitation sécuritaire, fiable et efficace du réseau de gazoducs.

L'APC a fait valoir que compte tenu des difficultés que connaît actuellement l'industrie du pétrole et du gaz, Westcoast a négligé de procéder à un exercice de restriction des coûts. L'APC a soutenu qu'une hausse des frais d'exploitation et d'entretien trois fois plus élevée que le taux de l'inflation est inacceptable. L'ASPIC, COFI, BC Gas et le GUE ont tous appuyé la position de l'APC.

L'APC a proposé des réductions appréciables des dépenses à chaque poste budgétaire. De même, elle a indiqué que l'Office devrait ordonner une vérification de gestion au siège social et dans les principaux bureaux régionaux de la société afin de déterminer, par exemple, quelles fonctions peuvent être éliminées ou quelles activités peuvent être réduites afin d'évaluer les économies possibles au titre de la main-d'oeuvre, et afin de cerner les domaines d'activité qui pourraient être confiés à des experts-conseils de l'extérieur à meilleur coût.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que Westcoast est tenue d'exploiter son réseau de gazoducs en respectant les normes de sécurité et de fiabilité. Cependant, sur un marché du gaz naturel nord-américain de plus en plus intégré, l'Office est d'avis que Westcoast doit contrôler ses coûts dans l'intérêt de ses expéditeurs afin de fournir à ces derniers des services moyennant des droits raisonnables sans compromettre la sécurité et la fiabilité ainsi que pour maintenir et améliorer sa position concurrentielle. Néanmoins, à la lumière de la preuve produite, l'Office ne saurait conclure que Westcoast ne se préoccupe pas des économies d'argent. Par ailleurs, l'Office n'est tout particulièrement pas convaincu qu'il serait justifié d'ordonner, à ce moment-ci, une vérification de gestion de Westcoast compte tenu du temps et des dépenses qu'une telle mesure représenterait.

Conception des droits

9.1 Prévisions relatives au débit

Pour l'année d'essai 1992, Westcoast prévoit que la demande annuelle s'établira à $13\,901,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($490,7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) et qu'environ 43 pour cent des livraisons seront destinées au marché d'exportation.

Décision

L'Office juge raisonnable la prévision du débit établie par Westcoast pour l'année d'essai 1992 et accepte l'utilisation de cette prévision pour la répartition des coûts et la conception des droits.

9.2 Service de stabilisation et de fractionnement des produits liquides

Dans sa lettre du 21 novembre 1991, Westcoast a demandé à l'Office d'approuver un droit provisoire applicable à son service de SFPL, ce qui permettrait à la société de fournir ce service après la conclusion du contrat d'achat des installations à l'appui appartenant à Petro-Canada. Dans sa demande du 12 décembre 1991 relativement aux droits exigibles en 1992, Westcoast a révisé le droit provisoire proposé pour le service de SFPL en fonction de l'estimation du coût du service de 1992. L'Office a alors délivré les ordonnances TGI-4-91 et TGI-5-91 autorisant un droit provisoire applicable au service de SFPL pour 1992.

Dans sa demande, Westcoast a expliqué qu'elle s'était jointe aux principaux expéditeurs menant des activités liées aux liquides de gaz naturel à l'usine McMahan, en l'occurrence Amoco, CanWest Gas Supply Inc. («CanWest») et Petro-Canada, pour examiner trois méthodes différentes de conception des droits. Ces formules de remplacement s'inspiraient des méthodes de répartition fondées sur les dépenses d'immobilisations exprimées respectivement en dollars non actualisés, en dollars courants et en une combinaison de dollars non actualisés et de dollars courants.

Si on adoptait la formule des dollars non actualisés, les parties craignaient qu'une trop grande partie du coût du service à l'usine McMahan ne soit imputée au service de SFPL parce que, en comparaison avec les installations plus anciennes affectées à la fonction de traitement, les installations de SFPL étaient capitalisées pour la plupart en dollars de 1991. Si on optait pour les dollars courants, le coût en capital associé directement à la fonction de SFPL était inférieur au coût réel des installations. Comme Westcoast et les principaux expéditeurs n'ont pas réussi à s'entendre sur la méthode de répartition, un droit applicable au produit calculé en dollars non actualisés et en dollars courants a été établi puis utilisé dans la demande. Pour calculer le droit applicable au service de SFPL visé par la demande, Westcoast a imputé au service de SFPL les coûts irrécupérables de conception et d'annulation de

1,98 million de dollars associés aux installations de SFPL, qui faisaient partie du projet initial d'agrandissement de l'usine McMahon.

Au cours de l'audience, Westcoast a diminué sa prévision quant au volume de liquides qui serait traité dans les installations de SFPL. Cette diminution explique en grande partie le fait que le droit proposé est passé de 11,35 \$ à 14,15 \$ le mètre cube de produits liquides, ce qui représente une majoration d'environ 25 pour cent.

Dans son témoignage, Westcoast a déclaré que CanWest et Amoco étaient toutes deux d'accord avec les droits demandés, contrairement à Petro-Canada. Cette dernière a maintenu que les droits applicables au service de SFPL calculés selon les trois méthodes étaient trop élevés parce qu'ils excédaient tous le tarif pratiqué par Amoco pour le même service dans le cadre d'un contrat qui la liait encore avec Amoco. Ce contrat est en vigueur depuis février 1980 et a été modifié en octobre 1990 par suite de négociations qui, selon Petro-Canada, n'étaient pas reliées à la vente de ses installations de SFPL. Les clauses modifiées portaient sur les capacités de traitement quotidiennes, l'abaissement du tarif de traitement et le prolongement du contrat.

Petro-Canada a ajouté qu'elle devait réduire ce tarif à compter du 1^{er} avril 1992 et que le tarif moyen par mètre cube de produits liquides serait de 8,94 \$ en 1992. Petro-Canada a affirmé qu'elle avait accepté de réduire ce tarif parce qu'Amoco l'avait menacée de résilier le contrat et de faire fractionner ailleurs les liquides stabilisés. La durée du contrat liant Amoco et Petro-Canada a également été modifiée en octobre 1990 : le service garanti sera assuré jusqu'en l'an 2000 et le contrat peut être reconduit tous les ans jusqu'en 2005.

En octobre 1990, Petro-Canada a communiqué avec Westcoast en vue de la vente, entre autres choses, de ses installations de SFPL, et un contrat d'achat et de vente a été signé le 7 janvier 1991. Westcoast a déclaré que pendant les négociations, elle avait fourni à Petro-Canada des estimations préliminaires des droits applicables au service de SFPL à la fin de décembre 1990. Ces estimations étaient inférieures au droit applicable au service de SFPL proposé dans la présente demande. Au cours de l'audience, Westcoast a expliqué que le calcul de ces droits préliminaires ne tenait pas compte des dépenses en capital maintenant imputées au service de SFPL.

D'après Petro-Canada, même si elle savait qu'il était possible que le droit applicable de SFPL établi soit supérieur au tarif qu'elle percevait auprès d'Amoco, elle a procédé à la vente. Petro-Canada croyait que Westcoast percevrait un droit équitable et raisonnable qui refléterait les conditions du marché de sorte que les risques de pertes auxquels Petro-Canada serait exposée en vertu de son contrat seraient minimes.

Westcoast a affirmé qu'elle avait envisagé de proposer un droit applicable au service de SFPL traduisant les clauses du contrat entre Amoco et Petro-Canada, mais elle a rejeté l'option parce qu'Amoco et CanWest s'y opposaient. La société a laissé entendre que si l'Office acceptait un droit non fondé sur les coûts, tous les coûts non épongés seraient imputés à la fonction de récupération des liquides de sorte qu'ils seraient assumés par les expéditeurs de l'usine McMahon qui ont des liquides dans leur flux gazeux.

En plaidoirie, Westcoast a modifié sa proposition et déclaré que le droit applicable au service de SFPL devrait être calculé selon la méthode de répartition en dollars courants (décrite dans sa réponse à la demande de renseignements numéro 42 de l'Office) et en imputant des frais d'annulation de 1,98 million de dollars au coût d'exécution du projet d'agrandissement de l'usine McMahon. Westcoast a estimé que le droit applicable au service de SFPL ainsi calculé serait alors d'environ 10,70 \$ le mètre cube. En premier lieu, Westcoast a fait valoir que si elle avait construit les nouvelles installations de SFPL autorisées par l'Office dans le cadre du projet d'agrandissement de l'usine McMahon, il aurait fallu imputer une partie des coûts de ces nouvelles installations à d'autres fonctions de l'usine McMahon, sinon le droit fondé sur ses installations de SFPL supplémentaires aurait été de l'ordre de 71,41 \$ à 95,85 \$ le mètre cube suivant la méthode de répartition utilisée.

En deuxième lieu, la société était d'avis que l'acquisition des installations de Petro-Canada constituait la solution la plus économique pour la manutention de la totalité du flux de liquides à l'usine McMahon. Faisant état des pertes que Petro-Canada essuyait par suite des arrangements contractuels antérieurs, Westcoast a laissé entendre que les gains économiques enregistrés ne devraient pas être réalisés au détriment d'une tierce partie.

En outre, Westcoast a fait valoir que la méthode de répartition des coûts adoptée donnerait lieu à des droits conformes à l'utilisation continue de la méthode de péréquation sur le réseau de Westcoast. À la lumière des contrats privés en vigueur, Westcoast croyait qu'un droit applicable au service de SFPL calculé selon sa proposition finale était conforme à ce critère.

Petro-Canada était d'avis que les droits visés par la demande, y compris ceux que Westcoast a proposés dans sa plaidoirie finale, étaient injustes pour elle compte tenu des contrats qui étaient en vigueur antérieurement. Elle estimait aussi qu'ils ne reflétaient pas les réalités commerciales. D'après Petro-Canada, les droits en question sont presque deux fois plus élevés que les tarifs commerciaux applicables à un service semblable offert ailleurs.

À propos de son contrat avec Amoco, Petro-Canada a expliqué qu'elle s'attend à ce que le tarif demeure sensiblement inférieur au droit établi et que l'Office n'autorise pas le transfert à Amoco de ses coûts associés aux droits applicables au service de SFPL exigibles par Westcoast. En tenant pour acquise l'application du droit de 10,70 \$ estimé par Westcoast dans la plaidoirie finale, Petro-Canada a calculé que le manque à gagner cumulatif pourrait s'élever à environ 9 millions de dollars d'ici l'an 2000.

Même si elle préférerait que l'Office ne réglemente pas les installations de SFPL, Petro-Canada a proposé, à défaut, deux méthodes de conception des droits. D'abord, le droit applicable au service de SFPL devrait être fondé sur le calcul du tarif de traitement défini dans l'entente entre Amoco et Petro-Canada. Tout manque à gagner serait estimé au début d'une année d'essai et inclus dans les besoins en recettes pour la fonction de récupération des liquides et on consignerait dans un compte de report tout écart associé à cette prévision des recettes. C'était là la méthode privilégiée par Petro-Canada. Cette dernière a déclaré que cette méthode permettrait non seulement de

respecter les arrangements contractuels antérieurs mais inciteraient aussi les clients qui ont d'autres options à utiliser les installations.

Comme autre solution, Petro-Canada a recommandé qu'une partie des coûts en capital identifiables imputés au service de SFPL ne soit pas incluse dans la conception des droits applicables au service de SFPL pour le moment. Westcoast a jugé cette proposition inacceptable parce qu'elle ne faisait que reporter le règlement final de la question de la conception des droits à une date ultérieure et suscitait de l'incertitude quant à la façon dont le solde reporté serait traité dans l'avenir.

L'APC, COFI, le GUE et BC Gas ont également proposé que le service de SFPL soit exclu des activités réglementées. Seule l'ASPIC a exprimé son désaccord en déclarant que si les installations n'étaient pas réglementées, ses membres, qui acheminent normalement des volumes moindres, seraient appelés à payer des frais de traitement moins favorables par rapport à ceux applicables à d'autres plus gros clients.

BC Gas a indiqué que l'entente entre Petro-Canada et Amoco est une affaire privée et que les questions contractuelles devraient être réglées par les parties intéressées et Westcoast, sans mettre en cause les payeurs de droits de Westcoast. Selon BC Gas, les payeurs de droits ne devraient pas avoir à assumer les coûts liés à la minimisation des pertes essuyées par Petro-Canada par suite d'un contrat imprévoyant.

BC Gas a allégué que les droits perçus par Westcoast à l'usine McMahon ne reflètent pas avec justesse les coûts des différents services offerts. BC Gas a fait valoir qu'à la lumière de la preuve produite par Westcoast, cette dernière était capable d'associer directement certaines dépenses d'E et E à des services particuliers. La méthode simplifiée de Westcoast qui consiste à répartir les dépenses d'E et E indirectement en se fondant sur les investissements dans les installations pourrait entraîner l'interfinancement d'un service par d'autres services. À son avis, Westcoast devrait relever toutes les dépenses qui peuvent être imputées à des services particuliers offerts à l'usine McMahon. Les droits devraient alors être calculés à nouveau et analysés par le groupe de travail.

L'ASPIC a déclaré qu'elle entendait revoir la question du bien-fondé du droit établi pour le service de SFPL à l'occasion d'audiences futures sur les droits quand les expéditeurs seront au fait des volumes vraiment acheminés dans les installations.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que les droits applicables aux services devraient généralement être fondés sur les coûts historiques. Néanmoins, l'Office est disposé à tenir compte des circonstances propres au service de SFPL offert à l'usine McMahon et à déroger en conséquence à la méthode habituelle de conception des droits fondés sur les coûts historiques. Après avoir examiné les propositions mises de l'avant pour la conception du droit applicable au service de SFPL, l'Office est persuadé que la méthode recommandée par Westcoast en plaidoirie est la plus appropriée.

Décision

L'Office juge que le droit applicable au service de SFPL devrait être calculé en utilisant la méthode de répartition des coûts en dollars courants (décrite dans le deuxième scénario de la réponse de Westcoast à la demande de renseignements n° 42 de l'ONE) et en imputant des frais d'annulation de 1,98 million de dollars au coût d'exécution du projet d'agrandissement de l'usine McMahan.

9.3 Service de récupération des liquides

Westcoast offre un service de récupération des liquides aux expéditeurs à l'usine de traitement de Taylor. Dans les droits à composante-produit et à composante-demande applicables à ce service, on se sert des volumes de gaz résiduel comme unité de répartition. À la présente instance, Petro-canada a proposé que les droits applicables à la récupération des liquides soient fondés sur le contenu en liquides des flux de gaz individuels plutôt que sur les volumes de gaz résiduel.

Au cours de l'audience, Westcoast a reconnu que ce changement est raisonnable. Aucun intervenant n'a formulé de commentaires sur cette proposition.

Opinion de l'Office

La question de la méthode de calcul des droits applicables à la récupération des liquides a été examinée pour la dernière fois à l'audience RH-2-87 sur les droits. Dans les motifs de décision pertinents, l'Office a accepté que, pour simplifier le calcul des droits, Westcoast utilise des unités de gaz résiduel au lieu des équivalents en liquides associés au gaz résiduel. Comme les droits payés par un client sous le régime actuel sont fondés sur le contenu moyen en liquides du gaz de l'ensemble des expéditeurs de l'usine McMahan, ils peuvent être très différents des droits que ce client aurait payés si ceux-ci étaient calculés en fonction d'un contenu particulier en liquides.

En outre, l'Office juge que les droits applicables au service de récupération devraient correspondre le plus possible aux coûts associés au traitement et au transport du gaz d'un expéditeur et qu'on devrait peu se fier aux moyennes.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de modifier la base de calcul des droits applicables à la récupération des liquides, soit utiliser le contenu en liquides au lieu des unités de gaz résiduel.

9.4 Service de livraison à contre-courant

Le 1^{er} janvier 1992, conformément aux directives de l'Office contenues dans les Motifs de décision RH-1-90, Westcoast a instauré un service de livraison à contre-courant interruptible du gaz importé qui, en théorie, consiste à acheminer le gaz du point de livraison à l'exportation sur le réseau de Westcoast près de Huntingdon (C.-B.) jusqu'au point de livraison de Pacific Northern Gas Inc. («PNG») de la société ainsi que dans les zones de livraison Inland et Lower Mainland.

À la présente instance, l'ASPIC a proposé que Westcoast étende ce service de livraison à contre-courant à tous les endroits le long du réseau de Westcoast. Comme le service est déjà offert dans la zone 4 de Huntingdon à la station de compression («SC») 4A, le point d'approvisionnement de PNG, et étant donné également que le gaz peut déjà circuler dans les deux directions dans la zone 3, la proposition de l'ASPIC signifierait que le service serait offert de la SC 4A à la SC 2, le point d'intersection des zones 3 et 4.

Comme elle l'avait fait à l'instance RH-1-90, Westcoast a déclaré que le service de livraison à contre-courant n'était pas nécessaire sur son réseau. Elle a déclaré également que le groupe de travail devrait examiner la question de l'élargissement du service de livraison à contre-courant afin de déterminer s'il existe une demande pour ce service.

Dans le contre-interrogatoire mené par l'ASPIC, Westcoast a déclaré que depuis janvier de l'année en cours, soit depuis l'instauration du service de livraison à contre-courant, elle n'a reçu qu'une seule demande à l'égard de ce service, demande qui a été refusée parce qu'elle prévoyait des livraisons à contre-courant au nord de la SC 4A. En outre, Westcoast ne croyait pas à l'existence d'un marché pour le gaz acheminé au nord de cette station.

En ce qui a trait aux droits, Westcoast a proposé le maintien de la méthode de conception des droits applicables aux livraisons à contre-courant, à savoir que les droits sont établis à des niveaux équivalents aux droits applicables aux livraisons interruptibles dans le sens prévu du gazoduc. Les droits seraient calculés selon des facteurs de charge hivernal et estival respectifs de 75 pour cent et de 100 pour cent qui seraient appliqués à la composante-demande des droits, et on ajouterait une composante-produit. Même si Westcoast a reconnu qu'on n'utilise pas de combustible pour les livraisons à contre-courant, elle était d'avis que la composante-produit du droit devrait comprendre le coût du gaz utilisé comme combustible ainsi que la taxe sur ce combustible. Comme les recettes tirées du service de livraison à contre-courant interruptible sont créditées aux expéditeurs qui paient les droits applicables à l'acheminement du gaz dans la direction prévue, les livraisons dans les deux directions devraient contribuer d'égale façon au coût fixe du service et partager également les économies au titre du combustible et de la taxe sur l'essence colorée.

Dans sa preuve directe, l'ASPIC a déclaré qu'un service de livraison à contre-courant interruptible accroît la marge de manoeuvre des producteurs pour la vente de leur gaz. Dans le cadre du contre-interrogatoire, l'ASPIC a concédé que la demande à

l'égard du service de livraison à contre-courant au nord de la SC 4A n'est pas considérable. L'ASPIC a déclaré également qu'elle réviserait sa position s'il était démontré que le service de livraison à contre-courant a entraîné une baisse de la demande contractuelle de Westcoast au chapitre du service de transport garanti sur longue distance dans la direction prévue du gazoduc. Dans la plaidoirie finale, l'ASPIC a ajouté qu'il n'y avait pas lieu que cette question soit examinée par le groupe de travail.

En ce qui a trait aux droits, l'ASPIC a souligné qu'elle était prête à accepter la méthode de conception des droits en vigueur. Elle a fait valoir qu'il est justifiable d'inclure le coût du gaz utilisé comme combustible dans le droit applicable au service de livraison à contre-courant parce qu'une livraison à contre-courant ne peut se faire que si on dispose des installations voulues pour l'acheminement du gaz dans la direction prévue et qu'on utilise du combustible pour ces livraisons. En outre, le fait de percevoir un droit applicable aux livraisons à contre-courant et des frais de combustible consiste simplement à créditer des droits que les expéditeurs qui acheminent leur gaz dans la direction prévue auraient payés autrement.

Dans la plaidoirie finale, COFI a affirmé que le service de livraison à contre-courant confère plus de souplesse de fonctionnement et contribue à l'exploitation de l'ensemble du réseau. COFI ne voit aucune raison de limiter ce service à une zone ou de confier cette question au groupe de travail. Il a recommandé également que le coût du combustible ne soit pas inclus dans les droits.

Opinion de l'Office

L'Office est encore d'avis que la prestation du service de livraison à contre-courant contribue à la diversification des sources d'approvisionnement en gaz à la disposition des clients de Westcoast. Si on élargissait ce service comme l'ASPIC l'a proposé, les expéditeurs auraient une plus grande marge de manoeuvre pour la vente de leur gaz.

Quant à la méthode de conception des droits applicables aux livraisons à contre-courant, l'Office juge raisonnable la proposition de Westcoast selon laquelle les droits établis devraient correspondre aux droits applicables aux livraisons interruptibles équivalentes dans la direction prévue et sur la même distance.

Décision

L'Office ordonne d'étendre son service de livraison à contre-courant interruptible du gaz importé jusqu'à la station de compression n° 2 et de déposer les droits proposés pour ce service élargi, calculés selon la méthode approuvée, dans les 60 jours suivant la date de diffusion des présents motifs de décision.

Chapitre 10

Questions tarifaires

10.1 Modalités du service de SFPL

En délivrant l'ordonnance TGI-4-91, l'Office a approuvé à titre provisoire certaines modalités relatives à la prestation du service de SFPL qui entraînent en vigueur le 1^{er} janvier 1992. Au cours de l'audience, Petro-Canada a soulevé trois questions.

La première a trait à l'article 22.17 des «Modalités générales - Service» selon lequel Westcoast a le droit de vendre le produit liquide qui ne répond pas aux normes («produit non conforme») et de porter au compte des payeurs de droits, au pro rata, les recettes tirées de ces ventes moins ses coûts. Cet article stipule aussi que Westcoast doit s'efforcer de mélanger à nouveau le produit non conforme quand les conditions le permettent. Petro-Canada a indiqué qu'en procédant ainsi, on tient pour acquis que les coûts associés au produit non conforme devraient toujours être assumés par les clients même si la faute peut incomber à Westcoast.

Petro-Canada a fait valoir que la production d'un produit non conforme découle de la mise en service et de l'exploitation de l'usine de traitement. La fonction première de celle-ci est de produire du gaz résiduel et l'installation de fractionnement est un service accessoire de l'usine de traitement. Westcoast devrait continuer d'exploiter les installations de fractionnement même quand elle connaît des problèmes d'exploitation et devrait ensuite prendre les mesures voulues pour mélanger à nouveau le produit non conforme.

Dans la plaidoirie finale, Petro-Canada a recommandé que l'Office autorise Westcoast à recouvrer ses coûts seulement dans les cas où celle-ci n'a pas fait preuve de négligence ou n'a pas commis de faute.

La deuxième question soulevée par Petro-Canada a trait à la priorité des livraisons prévue aux articles 22.01, 22.02 et 22.03. Petro-Canada a indiqué que le service garanti de SFPL semble offert seulement aux expéditeurs qui ont des contrats de service garanti pour le traitement du gaz et la récupération des liquides à l'usine McMahon. Il semble en effet que les expéditeurs dont le flux de gaz de pétrole liquéfié provient d'une autre installation ne peuvent avoir accès au service garanti. Petro-Canada a fait valoir que tout expéditeur dont les volumes de gaz ont été pris en compte lors de la conception et de l'établissement du calibre des installations, devrait être admissible au service garanti.

Westcoast a répondu que cette exclusion est nécessaire parce que la fonction première de l'installation de fractionnement est de traiter les liquides associés au flux de gaz brut acheminé à l'usine. Si le service garanti de fractionnement était offert à un expéditeur qui ne recourt pas nécessairement au service de traitement, l'installation de traitement des liquides fonctionnerait à pleine capacité et il n'y aurait plus de capacité pour le gaz épuré à l'usine.

En dernier lieu, Petro-Canada était préoccupée par les facteurs de contraction applicables aux produits liquides indiqués à l'article 22.07c. Selon elle, cet article devrait préciser que les facteurs de contraction reflètent uniquement le traitement subi par les flux de liquides individuels. Dans le cas des liquides stabilisés ailleurs, comme les liquides de Boundary Lake d'Esso, Petro-Canada a indiqué que ces facteurs devraient correspondre seulement à la contraction susceptible de se produire dans l'installation de fractionnement. Westcoast a répondu qu'elle avait calculé un facteur pour les liquides de Boundary Lake en fonction seulement de la contraction résultant du fractionnement.

Aucune autre intervenant n'a formulé de commentaires sur les modalités générales provisoires du service de SFPL.

Opinion de l'Office

L'Office juge acceptable les modalités générales de prestation du service de SFPL. Cependant, il est conscient du fait que Westcoast exploite depuis très peu de temps les installations de SFPL. L'Office est disposé à examiner, dans le cadre d'audiences futures, des modifications possibles de nature à améliorer les conditions dans lesquelles le service de SFPL est fourni.

Décision

L'Office approuve de façon définitive les «Modalités générales -Service» ainsi que les modifications du tarif qui en découlent relativement à la prestation du service de SFPL.

10.2 Modalités du service de livraison à contre-courant

À la présente instance, Westcoast a réaffirmé sa position à savoir que le service de livraison à contre-courant ne peut pas être fourni sur une base garantie parce qu'il est offert seulement quand on dispose de suffisamment de gaz dans la direction prévue du gazoduc. Lors du contre-interrogatoire par COFI, la société a convenu que dans le cas des livraisons à contre-courant, l'interruption se distingue de celle des autres livraisons. De même, Westcoast a convenu de revoir les modalités du service pour tenir compte du fait que la disponibilité du service dépend des livraisons de gaz dans la direction prévue. En outre, la société a souligné que sur le plan opérationnel, son service de contrôle du gaz reconnaît déjà cette différence entre la nature «interruptible» du service de livraison à contre-courant et celle des autres services.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de réviser ses modalités générales de façon à stipuler, en qui a trait au service de livraison à contre-courant, que le terme «interruptible» signifie sous réserve de la quantité de gaz disponible pour les livraisons dans la direction prévue du gazoduc.

Chapitre 11

Comptes de report

11.1 Traitement des comptes de report existants

Westcoast a calculé les soldes réels, au 31 décembre 1991, de ses comptes de report autorisés en vertu de l'ordonnance TG-2-91. La société a proposé de porter ces soldes au crédit ou au débit, selon le cas, du coût du service de 1992 des zones ou des fonctions pertinentes et, dans deux cas particuliers, de recouvrer des sommes auprès de clients particuliers. La seule objection soulevée par les intervenants avait trait à la méthode proposée par Westcoast pour l'utilisation du solde figurant au poste «combustible de compression» du compte de report relatif au gaz utilisé pour fins d'exploitation. Westcoast a déclaré que ce solde reporté est relié au recouvrement insuffisant des coûts liés au combustible de compression auprès des clients-ventes en 1991, notamment BC Gas et PNG. Cependant, les contrats avec ces sociétés ont pris fin le 31 octobre 1991. Westcoast a proposé de récupérer les soldes reportés auprès de ces deux clients en appliquant un tarif une fois à leur facture mensuelle. Ces frais perçus s'élèveraient à 1 082 000 \$ dans le cas de BC Gas et à 15 000 \$ dans le cas de PNG.

BC Gas s'est opposée à la méthode proposée parce qu'elle va à l'encontre de celle qui a été utilisée par le passé dans pareil cas. BC Gas a souligné que lorsque Northwest Pipeline a déclaré un cas de *force majeure* en regard de son entente avec Westcoast à la fin des années 1980, certains coûts résiduels ont été recouverts auprès des payeurs de droits canadiens. Elle a fait valoir que l'imputation proposée par Westcoast ne relève pas de la compétence de l'Office. BC Gas a soutenu qu'elle comptait parmi les clients-ventes de Westcoast en 1991 et que le recouvrement de toute somme additionnelle par Westcoast constituait une question contractuelle privée régie par l'entente de ventes entre les deux parties. BC Gas a fait valoir que les droits de 1991 ne sont pas examinés dans le cadre de la présente audience et que la seule répartition pertinente est l'imputation du montant reporté au coût du service de l'ensemble des payeurs de droits.

Dans la contre-plaidoirie, Westcoast a déclaré que sa proposition ne représentait pas un rajustement rétroactif des droits de 1991 ni une tentative de recouvrement en vertu des ententes de ventes, mais plutôt un recouvrement des coûts à même les droits de 1992 par l'imputation de ces coûts aux contrats de service de BC Gas et de PNG.

Opinion de l'Office

En ce qui a trait aux soldes figurant aux postes «combustible de compression» et «autre gaz combustible», l'Office juge qu'il est habilité à approuver le traitement comptable des soldes des comptes de report aux fins du calcul des droits que Westcoast peut percevoir auprès de ses clients actuels seulement. À cet égard, étant donné que BC Gas et PNG ne sont plus des clients-ventes de la société, l'Office est

d'avis que ces coûts reportés devraient être assumés par l'ensemble des payeurs de droits. Recouvrer le manque à gagner auprès de BC Gas et de PNG expressément reviendrait à établir des droits rétroactivement.

L'Office approuve les propositions de Westcoast concernant le traitement comptable des autres comptes de report existants.

Décision

L'Office approuve le traitement comptable des comptes de report relatifs au coût du service et aux recettes actuellement approuvés de la façon proposée par Westcoast, exception faite des soldes figurant aux postes «combustible de compression» et «autre gaz combustible» du compte de report relatif au gaz à des fins d'exploitation qui doivent être imputés à chaque zone en fonction de la base tarifaire pertinente.

11.2 Maintien des comptes de report existants

Westcoast n'a pas demandé le renouvellement pour 1992 de la liste suivante des comptes de report actuellement approuvés par l'ordonnance TG-2-91.

Coût du service

- Échanges entre services publics
- Autre gaz combustible (compte auxiliaire du compte relatif au gaz utilisé aux fins d'exploitation)
- Pensions - redressement de l'impôt sur le revenu - frais financiers
- Écarts du compte de report relatif au coût du service de 1990
- Projet de gazoduc de l'île de Vancouver
- Projet d'agrandissement de l'usine McMahon
- Report de l'actualisation des traitements et des salaires

Recettes

Écarts du compte de report relatif aux recettes de 1990

En outre, la société n'a pas sollicité le renouvellement du compte de report relatif à l'achat des installations de Petro-Canada (voir la section 11.4.3) visé dans la présente demande.

Westcoast a demandé le maintien des comptes de report actuellement approuvés énumérés ci-dessous.

Coût du service

- Impôt foncier
- Change de la dette
- Gaz utilisé aux fins d'exploitation
- Recouvrement des coûts de l'ONE
- Modification du taux de l'impôt sur le revenu
- Crédits au titre des frais liés à la demande applicables à la zone 2
- Inspection et réparation des récipients sous pression
- Redressement de l'impôt sur le revenu

Recettes

- Volumes de la demande contractuelle
- Recettes associées aux volumes interruptibles

Au sujet des comptes de report dont Westcoast a demandé le maintien, BC Gas a fait valoir que le poste «taxe sur l'essence colorée» du compte relatif au gaz utilisé aux fins d'exploitation était inutile. L'APC a déclaré que Westcoast devrait facturer à chaque expéditeur la taxe sur l'essence colorée actuelle en proportion directe avec le combustible fourni par l'expéditeur. COFI partageait l'opinion de l'APC. Westcoast a souligné que même si la formule proposée par l'APC pourrait être appliquée assez facilement, la méthode actuelle du compte de report exige une tenue de livres plus simple.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que le maintien d'un compte de report devrait être approuvé seulement quand le coût du service sous-jacent (ou les recettes) demeure hors du contrôle de la société. L'Office estime qu'une tenue de livres plus simple ne saurait justifier le maintien du poste «taxe sur l'essence colorée». Westcoast devrait facturer cette taxe directement aux expéditeurs.

Décision

L'Office accepte la demande de Westcoast visant le non-renouvellement des comptes de report relatifs au coût du service et aux recettes indiqués par la société. L'Office approuve le maintien des comptes de report dont Westcoast a demandé le renouvellement, exception faite du poste «taxe sur l'essence colorée» du compte de report relatif au gaz utilisé aux fins d'exploitation dont l'Office ordonne la suppression.

11.3 Redressement fiscal applicable à Grizzly Valley

En 1985, Westcoast a reçu un règlement de 20,3 millions de dollars de la part des parties poursuivies par la société pour le coût de remplacement du gazoduc Grizzly Valley qui est tombé en panne pendant qu'il était en service. En 1989, Revenu

Canada a réclamé à Westcoast une nouvelle cotisation d'environ 13 millions de dollars en impôt sur le revenu et en pénalités d'intérêt applicables au règlement de 20,3 millions de dollars. Westcoast a payé cette cotisation et une somme additionnelle de 2,5 millions de dollars relative à un redressement antérieur applicable au gazoduc Grizzly Valley, en attendant le jugement d'appel. En janvier 1990, à l'instance RH-2-89, l'Office a approuvé la proposition de Westcoast visant à inclure dans la base tarifaire la somme de 15,5 millions de dollars versée à Revenu Canada ainsi que des frais financiers de 1,5 million de dollars. Cette somme devait être amortie dans le coût du service seulement après le processus d'appel. Suite à l'ajout de frais juridiques de 59 000 \$ en décembre 1991, ce compte s'élevait à 17,1 millions de dollars à la fin de 1991. Au cours de la présente audience, Westcoast a informé l'Office qu'en mars 1992, la Cour fédérale d'appel avait débouté Revenu Canada de sa demande de nouvelle cotisation. Westcoast a affirmé qu'elle prévoyait savoir vers le 15 mai 1992 si Revenu Canada interjetterait appel de cette décision.

Dans sa lettre du 22 mai 1992, Westcoast a confirmé que Revenu Canada n'interjetterait pas appel de la décision de la cour. Par conséquent, Westcoast a demandé, conformément à ses dépositions antérieures, que l'Office lui ordonne de supprimer la somme de 17,1 millions de dollars de la base tarifaire à compter du 1^{er} janvier 1992 et de porter ce montant à un nouveau compte de report relatif à Grizzly Valley. Les sommes versées par Revenu Canada seraient portées au crédit de ce nouveau compte, et tous les coûts liés au processus d'appel, y compris les intérêts payés relativement à l'impôt sur le revenu versés par Revenu Canada, seraient portés au débit de ce compte. Les frais financiers calculés au taux de rendement de la base tarifaire seraient imputés à ce compte également et le montant net serait crédité au coût du service de 1993. Westcoast a estimé que ce montant s'élèverait à 2,3 millions de dollars.

Décision

L'Office approuve la proposition exposée par Westcoast dans sa lettre du 22 mai 1992 concernant le traitement réglementaire du redressement fiscal applicable à Grizzly Valley.

11.4 Nouveaux comptes de report relatifs aux recettes et au coût du service

11.4.1 Écarts entre les coûts prévu et réel du service de SFPL et entre les recettes prévues et réelles connexes en 1992

En délivrant l'ordonnance TGI-4-91, l'Office a approuvé l'utilisation, à titre provisoire, de comptes de report relatifs au coût du service de SFPL et aux recettes connexes à compter du 1^{er} janvier 1992. Toutes les recettes associées au droit provisoire applicable au service de SFPL seraient portées au crédit du compte de report relatif aux recettes et tous les éléments du coût du service associés à la prestation de ce service seraient imputés au nouveau compte de report relatif au coût du service. Au

cours de l'audience, Westcoast a affirmé que pour le service de SFPL, elle accepterait un droit à composante-produit seulement pour recouvrer à la fois les coûts fixes et les coûts variables associés à la prestation du service à condition que l'Office approuve un compte de report pour les recettes afin de consigner les écarts découlant de ses prévisions relatives au débit. Westcoast a également déclaré qu'Amoco, CanWest et Petro-Canada étaient d'avis qu'un nouveau compte s'imposait.

L'APC a fait valoir que le compte de report relatif aux recettes serait nécessaire jusqu'à ce que Westcoast acquiert de l'expérience dans la prestation de ce service. Cependant, elle croyait que si l'Office approuvait un droit à composante-produit et à composante-demande, le compte ne serait pas nécessaire parce qu'on dispose déjà du compte de report relatif aux crédits au titre des frais liés à la demande applicables à la zone 2 ou du compte relatif au volume de la demande contractuelle pour inscrire les écarts.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que Westcoast a très peu d'expérience dans l'exploitation des installations de SFPL. Il souligne notamment que la société a éprouvé beaucoup de difficultés à prévoir le débit de ce nouveau service. L'Office juge donc que Westcoast devra établir un compte de report pour consigner les écarts entre les prévisions relatives au coût du service de SFPL et aux recettes associées à ce service et les chiffres réels. L'Office examinera le bien-fondé du maintien de ces comptes de report à la prochaine audience sur les droits.

Décision

L'Office approuve de façon définitive les comptes de report autorisés à titre provisoire par l'ordonnance TGI-4-91 : un compte de report relatif au coût du service pour consigner l'écart entre le coût prévu et le coût réel du service de SFPL, et un compte de report relatif aux recettes pour consigner l'écart entre les recettes prévues et les recettes réelles associées au service de SFPL.

11.4.2 Gaz d'appoint

Westcoast a demandé un nouveau compte de report pour consigner le coût net de tous les volumes de gaz achetés par la société pour maintenir le niveau du gaz dans la canalisation et assurer la souplesse d'exploitation du réseau advenant que, collectivement, les expéditeurs n'aient pas livré une quantité voulue de gaz. Westcoast a expliqué que suite à l'expiration de son contrat d'achat et de vente avec CanWest le 1^{er} novembre 1991, elle ne pouvait plus corriger les déséquilibres en commandant plus de gaz ou moins de gaz auprès de CanWest. Westcoast est maintenant obligée de passer des commandes de gaz en fonction des livraisons quotidiennes et des besoins en combustible des expéditeurs.

À l'appui de sa demande de compte de report pour le gaz d'appoint et de son allégation selon laquelle l'ensemble des payeurs de droits devraient assumer le coût de ce gaz, Westcoast a donné des exemples de situations qui donnent lieu à des déséquilibres et nécessitent l'achat de gaz d'appoint. Ainsi, en vertu des modalités générales actuelles, les expéditeurs peuvent prélever jusqu'à 2,5 pour cent de gaz en sus de la quantité autorisée sans être passibles d'amende. Les expéditeurs peuvent aussi livrer une quantité de gaz inférieure de 2,5 pour cent à la quantité indiquée à la société. Des déséquilibres peuvent en découler. Selon Westcoast, étant donné que le gaz est prélevé et livré selon la marge de tolérance établie, on ne saurait imputer la faute à l'une ou l'autre partie même s'il y a déséquilibre. De même, Westcoast a indiqué que dans le cas d'installations de transport de gaz brut qui collectent du gaz renfermant des liquides, des hydrocarbures et de l'eau dans nombre de puits de production, le gaz peut se liquéfier sous l'effet de la basse température et provoquer un déséquilibre. Dans ce cas, Westcoast ne serait pas en mesure d'identifier l'expéditeur ou les expéditeurs responsables.

Westcoast a affirmé que si elle pouvait identifier l'expéditeur à la source d'un déséquilibre d'importance, le coût du gaz d'appoint pourrait être imputé à cet expéditeur. La société a indiqué qu'elle s'était entretenue avec ses clients de divers moyens de minimiser le recours au gaz d'appoint comme l'imposition d'amendes en cas de non-livraison de la quantité prévue et l'établissement de droits de reconduction des contrats dans les modalités générales du service.

L'APC ne s'est pas opposée à l'approbation du compte de report pour 1992 parce que, selon elle, le coût du gaz d'appoint est un nouvel élément du service de Westcoast qui peut s'avérer difficile à prévoir cette année. L'ASPIC a appuyé l'établissement d'un compte de report pour le gaz d'appoint. BC Gas a indiqué que, la plupart du temps, Westcoast devrait être en mesure d'identifier les expéditeurs à la source des déséquilibres de façon à leur imputer les coûts directement. BC Gas a fait valoir que si l'Office approuve ce compte de report, Westcoast sera moins portée à identifier les auteurs des déséquilibres. À son avis, l'Office devrait rejeter la demande de Westcoast. En revanche, BC Gas a soutenu que, si l'Office accédait à la demande de Westcoast, le compte devrait être utilisé seulement dans les cas où Westcoast, après s'être vraiment efforcée de trouver les coupables, ne réussissait pas à identifier les expéditeurs à la source des déséquilibres.

Opinion de l'Office

Depuis novembre 1991, Westcoast n'achète et ne vend plus de gaz pour son propre compte et, compte tenu de son manque d'expérience dans ce nouveau contexte, on ne peut pas s'attendre à ce qu'elle établisse des prévisions précises quant au volume et au coût du gaz d'appoint nécessaire. L'Office est persuadé que la demande de Westcoast visant l'établissement d'un compte de report pour le gaz d'appoint est raisonnable.

L'Office est également d'avis que chaque fois que possible, Westcoast devrait imputer le coût du gaz d'appoint aux expéditeurs qui causent des déséquilibres de gaz dans la canalisation et nécessitent l'utilisation de gaz d'appoint. Néanmoins, l'Office convient

avec Westcoast que lorsque le gaz est livré et prélevé conformément aux modalités générales du service et que des déséquilibres sont relevés, on ne saurait imputer la faute à une partie quelconque. Par conséquent, Westcoast devrait recourir au compte de report seulement lorsqu'il est impossible d'identifier les expéditeurs à la source des déséquilibres ou lorsqu'aucune faute ne peut être imputée à une partie quelconque.

L'Office s'attend à ce que Westcoast consigne les cas où le gaz d'appoint est utilisé de façon à pouvoir justifier, sur demande, le recours au compte de report.

Décision

L'Office approuve l'établissement d'un compte de report relatif au gaz d'appoint. Westcoast peut recourir à ce compte dans les cas où elle n'est pas en mesure d'identifier les expéditeurs à la source des déséquilibres ou lorsqu'on ne peut imputer aucune faute à une partie.

11.4.3 Achat des installations de Petro-Canada

Westcoast a finalisé l'acquisition des installations de Petro-Canada, approuvée par les ordonnances MO-9-91 et XG-12-91, le 31 décembre 1991 au lieu du 1^{er} janvier 1992, date qui, selon l'Office, constituait la date de clôture d'après la lettre du 29 novembre 1991 de Westcoast. Ce faisant, Westcoast s'est prévalu de l'ACC applicable aux installations de SFPL en 1991. Il n'existe aucun règlement qui pourrait autoriser Westcoast à reporter à 1992 les coûts associés à l'achat et à l'exploitation des installations de SFPL de Petro-Canada. Pour cette raison, Westcoast a demandé un compte de report relatif à l'achat des installations de Petro-Canada dans sa demande du 12 décembre 1991. Le solde de ce compte de report proposé, qui représente en grande partie les économies réalisées au titre de l'impôt sur le revenu associées à l'ACC exigible en 1991, est estimé à 788 000 \$. Westcoast a proposé de créditer cette somme au coût du service de 1992 dans la zone 2.

Au cours de l'audience, Westcoast a proposé trois autres façons de procéder relativement à ce compte de report proposé : (1) réviser l'ordonnance TGI-4-91; (2) réexaminer la demande présentée par la société le 12 novembre 1991 en vue de l'approbation d'un compte de report relatif au coût du service pour consigner tous les éléments du coût du service associés à la prestation du service de SFPL en 1991; ou (3) inclure les installations de SFPL achetées auprès de Petro-Canada dans le compte de report relatif au projet d'agrandissement de l'usine McMahon.

Aucun intervenant n'a exprimé son opinion sur cette question à l'audience.

Opinion de l'Office

En vertu de l'ordonnance TGI-5-91, l'Office a approuvé des droits provisoires pour 1992 en se fondant sur la demande présentée par Westcoast le 12 décembre 1992, dans laquelle celle-ci sollicitait un compte de report relatif à l'achat des installations

de Petro-Canada. Cependant, l'Office estime qu'en délivrant cette ordonnance, il n'a pas statué sur le compte de report demandé. L'Office a approuvé, en délivrant l'ordonnance AO-1-TGI-5-91 (annexe IV) du 22 juillet 1992, le compte de report susmentionné à titre provisoire. Pour ce qui est du traitement comptable final du compte, l'Office est d'accord avec la proposition de Westcoast qui consiste à créditer le solde au coût du service de 1992 dans la zone tarifaire 2.

En ce qui a trait aux solutions de rechange mises de l'avant par Westcoast, l'Office ne juge pas pertinente l'inclusion des installations de SFPL achetées auprès de Petro-Canada dans le compte de report relatif au projet d'agrandissement de l'usine McMahon parce que ce compte a été établi dans le contexte de la construction de nouvelles installations de SFPL à l'usine McMahon, plan d'action qui a été mis de côté par la suite. L'Office convient avec Westcoast qu'il aurait pu modifier l'ordonnance TGI-4-91 ou réexaminé la demande du 12 décembre 1991 de la société dans le même but. Cependant, l'Office juge qu'étant donné que Westcoast a demandé ce compte de report dans une demande relative aux droits de 1992, il est plus approprié de modifier l'ordonnance TGI-5-91.

Décision

L'Office approuve l'établissement d'un compte de report relatif à l'achat des installations de Petro-Canada dans lequel Westcoast consignera les coûts engagés en 1991 pour l'achat des installations de SFPL de Petro-Canada et pour leur exploitation à Taylor, en Colombie-Britannique. Pour ce qui est du traitement comptable, l'Office approuve la proposition de Westcoast visant à créditer le solde de 788 000 \$ au coût du service de 1992 dans la zone 2.

Chapitre 12

Droits provisoires et définitifs

En vertu de l'ordonnance TGI-5-91 du 20 décembre 1991, l'Office a approuvé les droits provisoires que la société peut appliquer aux services fournis aux clients du réseau de Westcoast à compter du 1^{er} janvier 1992. Ces droits provisoires prévoyaient une majoration de 5 pour cent des droits applicables à un service de livraison type de la zone 1 au point d'exportation de la zone 4.

Après avoir examiné toute la preuve produite, l'Office est d'avis que les droits définitifs pour 1992 devraient être uniformes, c'est-à-dire perçus au même niveau tout au long de 1992. L'Office a estimé que les droits définitifs pour 1992 établis de cette manière donneraient lieu à une majoration d'environ 2,5 pour cent par rapport aux droits de 1991 applicables à un service de livraison type de la zone 1 au point d'exportation de la zone 4. Dans sa demande modifiée, la société a demandé une majoration de 6 pour cent. Par conséquent, Westcoast sera tenue de porter au crédit (et, dans certains cas, au débit) des clients de la société, la différence entre les droits établis en vertu des présents motifs de décision et les droits approuvés dans l'ordonnance TGI-5-91, ainsi que les frais financiers calculés au taux de rendement approuvé pour la base tarifaire.

Décision

L'Office entend approuver pour 1992 des droits définitifs qui seront uniformes tout au long de l'année civile 1992. Westcoast doit porter au crédit ou au débit, le cas échéant, des clients de la société la différence entre les droits établis en vertu des présents motifs de décision et les droits approuvés dans l'ordonnance TGI-5-91, ainsi que les frais financiers calculés au taux de rendement approuvé pour la base tarifaire pour 1992.

Dépôts subséquents de Westcoast

Dans les présents motifs de décision, l'Office a estimé l'incidence de ses décisions sur le coût du service et les droits de 1992, en se fondant sur l'information dont il disposait à la présente instance. L'Office n'a pas inclus une base tarifaire, un coût du service ou des droits définitifs approuvés pour l'année d'essai 1992.

Par conséquent, Westcoast est tenue de déposer pour fins d'approbation par l'Office des renseignements révisés sur la base tarifaire et le coût du service ainsi que tous les barèmes connexes traduisant les décisions de l'Office énoncées aux chapitres 4 à 12 inclusivement. Les documents révisés ainsi que les droits et tarifs doivent être déposés auprès de l'Office immédiatement et signifiés aux parties intéressées. Les documents déposés doivent fournir des explications détaillées et, le cas échéant, des tableaux et des documents de travail doivent être fournis à l'appui des explications.

Chapitre 14

Dispositif

Les chapitres précédents, ainsi que l'ordonnance TG-6-92 (annexe I), constituent nos motifs de décision et notre décision relativement à cette demande.

J.-G. Fredette
Membre président

C. Bélanger
Membre

K. W. Vollman
Membre

Calgary, Canada
Août 1992

Ordonnance TG-6-92

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

PAR SUITE d'une demande présentée par Westcoast Energy Inc. («Westcoast») afin de faire approuver des droits provisoires et définitifs exigibles à compter du 1^{er} janvier 1992 en vertu du paragraphe 19(2) et de la Partie IV de la Loi, demande déposée auprès de l'Office le 12 décembre 1991 sous le numéro de dossier 4200-W005-5.

Devant l'Office le 30 juillet 1992.

ATTENDU QUE dans la version modifiée d'une demande qu'elle a présentée le 12 décembre 1991, Westcoast a demandé à l'Office de délivrer une ou plusieurs ordonnances, conformément au paragraphe 19(2) et à la Partie IV de la Loi, établissant des droits justes et raisonnables que la société peut exiger à compter du 1^{er} janvier 1992 pour les services de transport de gaz brut, de traitement et de transport de gaz résiduel qu'elle fournit.

ET ATTENDU QUE l'Office a délivré l'ordonnance TGI-5-91 modifiée autorisant les droits provisoires que Westcoast peut exiger à compter du 1^{er} janvier 1992 parce qu'il prévoyait ne pouvoir rendre une décision finale concernant les droits avant la fin d'une audience publique.

ET ATTENDU QU'en vertu de la version modifiée de l'ordonnance d'audience RH-1-92, l'Office a tenu une audience publique à Vancouver (Colombie-Britannique) qui a débuté le 30 mars 1992 et s'est poursuivie à Calgary (Alberta).

ET ATTENDU QUE les décisions prises par l'Office relativement à la demande sont énoncées dans les Motifs de décision RH-1-92 d'août 1992 et dans la présente ordonnance.

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. Westcoast calcule les nouveaux droits conformément aux décisions énoncées dans les Motifs de décision RH-1-92 et dans la présente ordonnance et qu'elle dépose pour approbation auprès de l'Office et signifie à tous les intervenants à l'instance RH-1-92, les nouveaux tarifs mettant en vigueur ces nouveaux droits.
2. Westcoast, à des fins de comptabilité, d'établissement des droits et de tarifs, applique des modalités conformes aux décisions de l'Office énoncées dans les Motifs de décision RH-1-92.

3. L'ordonnance TGI-4-91, qui autorisait les droits et les modalités provisoires applicables au service de stabilisation et de fractionnement des produits liquides («SFPL») ainsi que les comptes de report relatifs au coût du service et aux recettes associés au service de SFPL, sur une base provisoire à compter du 1^{er} janvier 1992, soit révoquée à la fin de la journée, le 31 juillet 1992.
4. L'ordonnance TG-8-91, qui approuvait les barèmes de droits applicables au service limitrophe, ainsi que les droits qui y sont énoncés, sur une base provisoire à compter du 1^{er} janvier 1992, soit révoquée à la fin de la journée, le 31 juillet 1992.
5. L'ordonnance TGI-5-91, qui autorisait les droits provisoires que Westcoast peut exiger d'ici à ce qu'une décision finale soit rendue sur la demande citée en rubrique, soit révoquée et que les droits autorisés par cette ordonnance soient révoqués également à la fin de la journée, le 31 juillet 1992.
6. Westcoast facture les services fournis à compter du 1^{er} janvier 1992 en fonction des droits définitifs autorisés en vertu du paragraphe 1 de la présente ordonnance.
7. Les décisions de l'Office énoncées dans les Motifs de décision RH-1-92 ainsi que les modifications au tarif de Westcoast autorisées dans la présente ordonnance entrent en vigueur de façon définitive à compter du 1^{er} janvier 1992.
8. Westcoast rembourse ou impute à ses clients la différence entre les droits facturés par la société en vertu de l'ordonnance TGI-5-91 et les droits que l'Office a jugé justes et raisonnables dans la présente ordonnance, ainsi que les frais financiers applicables au montant remboursé ou recouvré, calculés en fonction du taux de rendement approuvé pour la base tarifaire dans les Motifs de décision RH-1-92.
9. Westcoast procède immédiatement au remboursement ou au recouvrement autorisés par la présente ordonnance.
10. Westcoast dépose immédiatement auprès de l'Office et signifie aux parties intéressées à l'instance RH-1-92, des nouveaux tarifs, y compris les modalités générales, et des droits conformes aux décisions énoncées dans les Motifs de décision RH-1-92 d'août 1992 et dans la présente ordonnance.
11. Les dispositions des droits et des tarifs de Westcoast, ou une partie de celles-ci, qui vont à l'encontre de la Loi, des décisions rendues par l'Office dans les Motifs de décision RH-1-92 d'août 1992 ou d'une ordonnance de l'Office, y compris la présente, soient révoquées.

L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire,

J.S. Richardson

Annexe II

Taux de dépréciation

<u>Section:</u>		<u>Taux de dépréciation (%)¹</u>	
		<u>Demandé</u>	<u>Approuvé</u>
Zone 1			
4	Inst. de transport du gaz brut de Fort Nelson	2,7	2,2
5	Gazoduc de Beaver River	0,8	0,8
6	Gazoduc de Pointed Mountain	0,8	0,8
9	Inst. de transport du gaz brut de Fort St. John	2,2	2,2
9A	Inst. de transport du gaz brut d'Aitken Creek	2,2	2,2
13A	Inst. de transport du gaz de brut Grizzly Valley	1,6	1,6
Zone 2			
3	Usine de traitement de Fort Nelson	2,9	2,3
8	Usine McMahon	2,4	2,3
8A	Usine d'Aitken Creek	2,4	2,3
11	Usine de traitement de Boundary Lake	3,7	3,7
13B	Usine de traitement de Pine River	1,5	1,5
14A	Usine de gaz de Sikanni	7,3	6,1
Zone 3			
2 et 2A	Canalisation principale de Fort Nelson et conduite de transport d'Aitken Creek		
	Matériel de compresseur obsolète	3,6	3,6
	Autre matériel	2,5	1,5
7	Canalisation principale de la station 1 à la station 2	2,0	1,5
10A et B	Gazoducs de 16 pouces et de 26 pouces	1,4	1,4
13C	Installations de transport de gaz brut Grizzly Valley	1,4	1,4
14B	Gazoduc Sikanni	7,3	6,1
15	Gazoduc Alces	10,8	9,2

<u>Section:</u>		<u>Taux de dépréciation (%)¹</u>	
		<u>Demandé</u>	<u>Approuvé</u>
	Zone 4		
1	Canalisation principale - station 2 à Huntingdon		
	Matériel de compression obsolète	3,7	3,7
	Autre matériel	2,0	1,5
	Zone 5		
12	Réseau pipelinier de l'Alberta (WEI)	1,4	1,4
12	Réseau pipelinier de l'Alberta (WTCL - Alta)	4,5	4,5
	Installations diverses	2,2	1,8
<u>N° de compte de l'ONE</u>	<u>Installations générales</u>		
482	Structures et améliorations	4,5	4,5
483	Meubles et équipement de bureau	12,2	12,2
484	Transport et matériel		
	PBV de moins de 5 tonnes	17,0	17,0
	PBV de plus de 5 tonnes	6,5	6,5
	avion BA 125-700	4,5	4,5
	avion Islander C-FSTJ	7,2	7,2
485	Matériel lourd	5,7	5,7
486	Outils et équipement de travail	10,0	10,0
488	Équipement de communications	10,0	10,0
489	Autre équipement	5,0	5,0
	Total - installations¹	2,6	2,2

-
1. Pour estimer les taux composites de dépréciation pour l'ensemble des installations, nous avons utilisé les soldes moyens applicables aux installations de 1992.

ORDONNANCE TGI-5-91

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

PAR SUITE d'une demande présentée par Westcoast Energy Inc. («Westcoast») afin de faire approuver des droits provisoires et définitifs exigibles à compter du 1^{er} janvier 1992 en vertu du paragraphe 19(2) et de la Partie IV de la Loi, demande déposée auprès de l'Office le 12 décembre 1991 sous le numéro de dossier 4200-W005-5.

Devant l'Office le 20 décembre 1991.

ATTENDU QUE Westcoast, dans sa demande du 12 décembre 1991 («la demande») présentée en vertu de la Partie IV de la Loi, sollicitait l'approbation d'une majoration de 5 pour cent des droits approuvés pour un service de livraison type de la zone 1 au point d'exportation de la zone 4, à compter du 1^{er} janvier 1992.

ET ATTENDU QUE l'Office ne s'attend pas à rendre une décision finale concernant les droits définitifs de Westcoast pour 1992 avant la fin du processus d'audience publique.

IL EST ORDONNÉ, EN VERTU DU PARAGRAPHE 19(2) ET DE L'ARTICLE 59 DE LA LOI, QUE:

1. Westcoast facture ses services en fonction des droits nets exigibles au 1^{er} janvier 1992 figurant à la page 11 de la demande, sur une base provisoire à compter du 1^{er} janvier 1992.
2. Aux fins de la comptabilité et de l'établissement des droits, tous les comptes de report relatifs au coût du service et aux recettes autorisés dans l'ordonnance TG-2-91 soient maintenus à titre provisoire jusqu'à ce que l'ordonnance définitive de l'Office concernant les droits de 1992 entre en vigueur.
- 3.. Aux fins de la comptabilité et de l'établissement des droits, la demande de Westcoast visant l'utilisation d'un compte de report relatif au coût du service pour consigner le coût net des volumes de gaz achetés par la société pour maintenir le niveau du gaz en canalisation et assurer la souplesse d'exploitation du réseau dans les cas où, collectivement, les expéditeurs ne livrent pas une quantité prévue de gaz, soit approuvée provisoirement.
4. Aux fins de la comptabilité et de l'établissement des droits, la demande de Westcoast visant l'utilisation d'un compte de report pour consigner, le cas échéant, les écarts entre les soldes prévus et réels des comptes de report pour 1991, soit refusée.

5. En ce qui a trait au service de stabilisation et de fractionnement des produits liquides, dans le cadre de la présente ordonnance, l'Office refuse la demande de la société visant l'utilisation d'un compte de report pour consigner les écarts entre les recettes prévues associées au service de stabilisation et de fractionnement des produits liquides de l'année d'essai et les recettes réelles tirées des droits applicables à ce service en 1992.
6. La présente ordonnance provisoire demeure en vigueur jusqu'au jour où l'ordonnance finale de l'Office concernant les droits de 1992 de Westcoast entrera en vigueur.

L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire,

G. A. Laing

Ordonnance AO-1-TGI-5-91

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

RELATIVEMENT À la demande que la Westcoast Energy Inc. («Westcoast») a déposée le 12 décembre 1991 en vue de l'approbation de droits provisoires et de droits définitifs, conformément au paragraphe 19(2) et à la Partie IV de la Loi (demande déposée auprès de l'Office sous la référence 4200-W005-5).

Devant l'Office le 22 juillet 1992.

ATTENDU QUE la Westcoast a demandé à établir un compte de report de coût relativement à l'«achat d'installations de Petro-Canada» dans sa demande en date du 12 décembre 1991 concernant ses droits pour 1992;

ATTENDU QUE la Westcoast se proposait de comptabiliser dans le compte de report demandé certains coûts rattachés à l'acquisition et à l'exploitation d'installations de stabilisation et de fractionnement de produits liquides («SFPL») situées à Taylor (Colombie-Britannique) qu'elle avait achetées de Petro-Canada, lesquels coûts comprendraient des dépenses d'exploitation et d'entretien ainsi que le montant d'impôt correspondant à la déduction pour amortissement demandée pour l'année 1991 en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu;

ATTENDU QUE l'Office ne s'est pas prononcé dans l'ordonnance TGI-5-91 au sujet sur la demande de la Westcoast en vue de l'établissement de ce compte de report et qu'il n'a pas rendu d'autre ordonnance l'autorisant à y inscrire les coûts en question;

ET ATTENDU QUE l'Office n'a pas encore rendu d'ordonnance définitive au sujet des droits de la Westcoast pour 1992;

IL EST ORDONNÉ QUE, conformément au paragraphe 21(1) et à l'article 59 de la Loi, l'ordonnance TGI-5-91 soit modifiée par l'ajout du paragraphe 2.1 qui suit :

«2.1 La demande de la Westcoast en vue de créer un compte de report pour l'inscription des coûts rattachés à l'achat et à l'exploitation des installations de SFPL qu'elle a achetées de Petro-Canada en 1991 est approuvée de façon provisoire, pour fins de comptabilisation et d'établissement des droits.»

L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire,

J.S. Richardson

Annexe V

Liste des questions énumérées dans la version modifiée de l'ordonnance d'audience RH-1-92

Cette liste est fournie pour aider les parties intéressées à cerner les principales questions qui seront instruites à l'audience, ce qui n'empêche pas l'Office d'examiner les autres questions qui sont normalement de son ressort en vertu de la Partie IV de la Loi, soit les questions relatives à la base tarifaire, au coût du service et au taux de rendement.

À l'audience, l'Office instruira les questions suivantes, sans toutefois s'y limiter :

1. Bien-fondé des taux de dépréciation proposés par Westcoast.
2. Question de savoir s'il y a lieu de procéder à l'extinction graduelle de l'impôt sur le revenu reporté au titre des activités réglementées et, selon qu'il y a lieu ou non, question de savoir si les immobilisations acquises ou construites pendant la période au cours de laquelle Westcoast a été assujettie à la méthode du revenu normalisé devraient être considérées comme un groupe distinct.
3. Bien-fondé de l'utilisation des années-personnes et des augmentations des traitements et des salaires proposées pour l'année d'essai 1992.
4. Bien-fondé du maintien des comptes de report, actuellement autorisés pour l'année d'essai 1992, relatifs au coût du service et aux recettes.
5. Bien-fondé d'un nouveau compte de report relatif au coût du service pour ce qui est du coût net du gaz d'appoint.
6. Méthode de conception des droits appropriée au service de stabilisation et de fractionnement des produits liquides.
7. Bien-fondé de la méthode de conception des droits et des modalités approuvées relativement au service de livraison à contre-courant du gaz importé.
8. Caractère raisonnable des prévisions de Westcoast concernant les livraisons intérieures et les livraisons à l'exportation pour l'année d'essai 1992.
9. Méthode appropriée pour fonctionnaliser les coûts de traitement à McMahon.
10. Traitement comptable approprié pour le gaz perdu et non comptabilisé. Caractère raisonnable de la proposition de Westcoast visant à recouvrer à même son coût de service, sur une période de trois ans, un manque à gagner imputable au gaz perdu et non comptabilisé au 31 décembre 1991.

11. Caractère prudent des dépenses engagées par Westcoast pour l'achat d'installations de la raffinerie de pétrole de Petro-Canada en 1991, et choix des coûts et des installations qui devraient être compris dans la base tarifaire relativement à cet achat.
12. Pertinence de la méthode actuellement utilisée pour calculer les besoins de Westcoast en fonds de roulement en espèces.
13. Méthode de conception des droits et modalités appropriées pour le service de livraison à contre-courant à des points autres que ceux qui sont prévus dans le service de livraison à contre-courant du gaz importé approuvé pour la zone 4, transport au sud.
14. Traitement approprié des coûts associés à la mise en oeuvre du système de gestion des activités liées à l'acheminement du gaz.

15. Pertinence de la méthode actuelle de conception des droits applicables à la récupération des liquides étant donné l'utilisation actuelle des installations servant à fournir ce service. Traitement comptable approprié des recettes tirées de ces services.
16. Question de savoir si les coûts liés à la capacité de la canalisation principale non assujettie à des contrats garantis à long terme devraient être assumés par les expéditeurs, notamment par ceux qui ne sont pas susceptibles de bénéficier de cette capacité, à l'heure actuelle ou dans l'avenir.

Annexe VI

Westcoast Energy Inc. Carte du réseau – zones tarifaires

