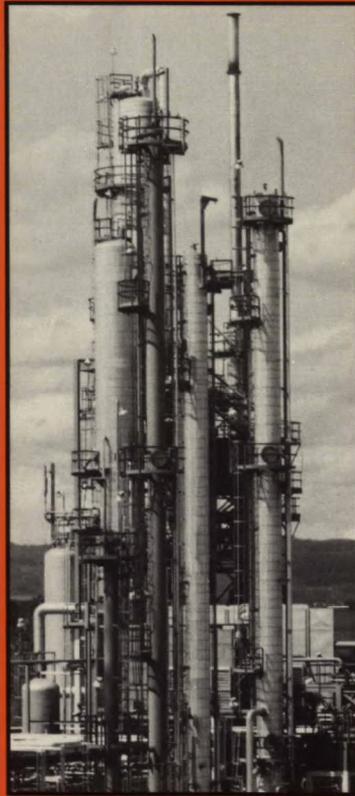
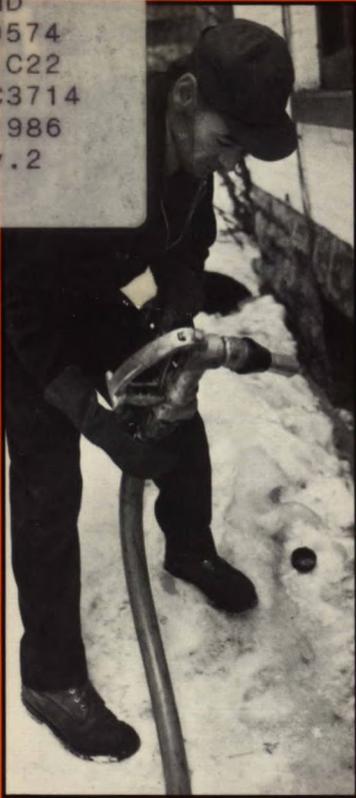
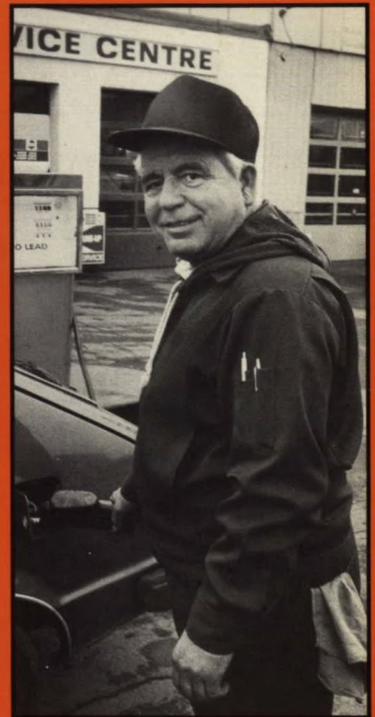


QUEEN
HD
9574
.C22
C3714
1986
v.2

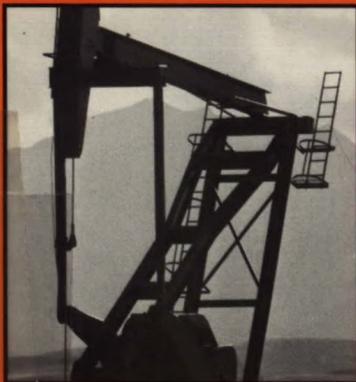
La concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne



Annexes C à M



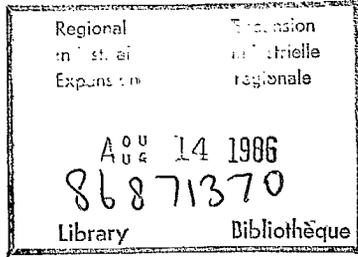
Commission sur
les pratiques
restrictives
du commerce



Canada

La concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne

Queen
HD
9574
.C22
C3714
1986
v.2



Annexes C à M

Commission sur
les pratiques
restrictives
du commerce

Canada

©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

En vente au Canada par l'entremise de nos

agents libraires agréés
et autres librairies

ou par la poste auprès du:

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnement et Services Canada
Ottawa (Canada) K1A 0S9

N° de catalogue RG53-1986/58-2F

au Canada: \$9.95

ISBN 0-660-91749-1

à l'étranger: \$11.95

Prix sujet à changement sans préavis

Table des matières

	Page
Annexe C — L'utilité des données de Statistique Canada pour comparer les prix de gros pendant la période d'application de la Politique pétrolière nationale	1
Annexe D — La preuve relative à la répercussion des «surcoûts»	5
Annexe E — Les critères d'évaluation des prix payés par les sociétés canadiennes pour le brut importé	11
Annexe F — Prix fob et caf payés par les sociétés canadiennes pour les importations de bruts choisis entre 1958 et 1982	61
Annexe G — Statistiques et autres données relatives au raffinage du pétrole.....	161
Annexe H — Comparaison entre les parts du marché des indépendants	173
Annexe I — La croissance dans la capacité des réseaux de ventes au détail.....	175
Annexe J — Tableaux relatifs au marché de l'essence au détail	177
Annexe K — Marges bénéficiaires brutes laissées aux revendeurs indépendants de fuel domestique et d'essence	191
Annexe L — Tableaux relatifs à l'analyse des marges brutes	205
Annexe M — Les difficultés suscitées par la rareté du mazout, dans l'Est du Canada, pendant l'hiver de 1978-1979.....	227

L'utilité des données de Statistique Canada pour comparer les prix de gros pendant la période d'application de la Politique pétrolière nationale

Jusqu'à 1964, Statistique Canada associait (pour des raisons de confidentialité) les expéditions de produits raffinés en ce qui concerne le Québec et les provinces de l'Atlantique. A cet égard, un profil cohérent nous est livré par la valeur moyenne au baril des expéditions de produits de raffinerie pour chacun des principaux produits: les valeurs signalées en Ontario augmentaient relativement à celles observées à la fois dans les provinces de l'Atlantique et au Québec. Dans le cas de l'essence automobile, la valeur des expéditions par baril au Québec et dans les provinces de l'Atlantique était, avant la PPN, la même que celle signalée en Ontario; par ailleurs, la moyenne pour 1968-1969 de la valeur des chargements par baril était de 0,44 \$ plus élevée en Ontario que dans les provinces situées à l'est. Pour ce qui est du mazout léger, la valeur des expéditions par baril s'établissait au départ à 0,06 \$ de plus en Ontario que dans les provinces de l'Est, l'écart s'élargissant à 0,58 \$ pour l'année 1968-1969, soit une augmentation de 0,52 \$ de l'écart même. Parti d'une parité de fait, le mazout lourd afficha une différence de 0,58 \$. On dispose également de chiffres pour comparer les valeurs d'expédition au Québec avec celles de l'Ontario entre 1964 et 1972. Les valeurs moyennes durant ces années sont comparées ci-après dans le cas des trois principaux produits. Les écarts sont en pratique les mêmes pour les trois. Ils sont par la même occasion très voisins de la différence entre les coûts du brut dans une raffinerie de Toronto et dans une raffinerie de Montréal, soit une moyenne de 0,52 \$¹.

1. Voir le tableau A-9 du Volume I du Livre vert. Les 0,15 \$ du coût de transport dont tient compte ce tableau ont été exclus, de façon à obtenir le chiffre de 0,52 \$.

	<u>Ontario</u>	<u>Québec</u>	<u>Différence</u>
Essence automobile	5,11	4,58	0,53 ²
Huile légère	4,25	3,71	0,54
Huile lourde	2,71	2,20	0,51

Source: Tableaux 49 à 51, Volume II du Livre vert.

Ces chiffres donnent à penser que la différence exacte des coûts du brut a été répercutée sur la valeur d'expédition de chaque produit. Une telle interprétation ne tient malheureusement pas compte de la position relative des produits sur le marché. Il est en effet difficile de comprendre comment un écart pourrait persister entre les prix, frais de transport non compris, d'un produit homogène tel que le mazout lourd. Les acheteurs sont des gens avertis et l'on pourrait s'attendre que leur action, de concert avec celle des intermédiaires, élimine tout écart de prix qui ne dépendrait pas du transport d'un produit d'un marché vers l'autre. En outre, il est difficile de croire que le gouvernement ontarien aurait accepté une politique qui produisait une telle augmentation directe des coûts de son industrie.

Dans le cas du mazout léger, les marques de commerce semblent avoir eu moins d'importance que dans le cas de l'essence, et la localisation des vendeurs ne serait probablement pas entrée en ligne de compte dans les décisions d'achat des consommateurs. Bien que les raffineurs aient absorbé nombre de revendeurs indépendants faisant le commerce du mazout léger, les indépendants paraissent avoir occupé une plus large place sur ce marché dans l'Est et le Centre du Canada que ne le faisaient les fournisseurs d'essence indépendants. La part du marché ouverte aux ventes des importateurs et autres courtiers était donc considérable, et les fournisseurs-raffineurs ne pouvaient la céder aux produits importés sans qu'il leur en coûte beaucoup. Bien que l'on sache peu de choses de l'information sur les prix dont les petits détaillants acheteurs de mazout léger disposaient ou de leur vulnérabilité à cet égard, beaucoup de gros acheteurs de l'industrie ou du commerce auraient probablement réagi à de petites différences de prix. Pour conserver leur part du marché, les fournisseurs-raffineurs auraient été tenus de concurrencer les prix des autres vendeurs.

Quant à l'essence, c'était une autre histoire. Le marché de gros était tout d'abord constitué par les ventes aux détaillants franchisés. Dans quelle mesure les prix au camion-citerne allaient-ils devoir baisser pour s'ajuster aux sources d'approvisionnement à meilleur marché? Cela dépendrait de

2. La différence est atténuée du fait qu'on a vendu beaucoup plus de supercarburant au Québec qu'en Ontario.

l'aptitude de ceux qui faisaient usage de ces sources à accroître leurs ventes. Comme on l'a étudié dans une section précédente sur la commercialisation, beaucoup d'indépendants vendaient à des prix considérablement plus bas que ceux pratiqués dans les points de vente franchisés des *Majors*. Seule une faible partie de l'écart de prix pouvait s'expliquer par les différences dans les prix de gros de l'essence. Qu'on attribue le phénomène aux avantages d'une différenciation des produits vendus par les détaillants franchisés, ou à la capacité des *Majors* de contrer les prix concurrentiels des indépendants par le détour de réductions de prix accordées dans certaines régions (p. ex., par le biais de programmes de soutien des prix), il reste que la part du marché des indépendants en Ontario était encore modeste à la fin des années 1960. Tous les avantages que les indépendants tiraient de l'usage d'approvisionnements importés ne représentaient qu'une faible part de leur avantage global en matière de coût, et ces avantages auraient eu relativement peu d'importance par rapport à la situation des indépendants sur le marché. Bien que l'on ait pu s'attendre à ce que les prix de gros ne demeurent pas à l'abri du coût des produits importés payé par les indépendants, les caractéristiques du marché portent à croire que la sensibilité aux prix aurait été moindre dans le cas de l'essence que dans celui du mazout léger, et remarquablement moindre pour ce qui concerne le mazout lourd.

Il est possible que la coïncidence des écarts observés pour chacun des produits pétroliers et pour le brut soit davantage le reflet des pratiques de rapports des sociétés à Statistique Canada que le reflet de différences du prix de gros des produits entre l'Ontario et le Québec. Comme le Livre vert l'a fait remarquer:

«Les résultats du raffinage, telles qu'elles sont rapportées (sic) à Statistique Canada, dans la catégorie 'Valeur des chargements de sa propre raffinerie', posent un problème parce qu'il peut s'agir non de réalisations mais de coûts, en raison des méthodes de rapports permises (volume II, p. 90, note).

Puisque le brut était de loin la source la plus importante des écarts de coûts entre l'Ontario et le Québec, des rapports reposant sur les coûts plutôt que sur les prix de gros refléteraient simplement les différences existant dans le coût du brut. Contrairement à l'opinion exprimée dans le Livre vert³, on ne saurait accorder aucun poids aux données de Statistique Canada pour déterminer l'effet de la PPN sur les prix des produits en Ontario.

3. «... Même si, à cause des [méthodes de rapports permises] les réalisations subissent des distortions dans le secteur du gros, du moment que celles-ci *ne changent pas à la longue*, on pourra évaluer leur performance relative, en comparant un marché à l'autre» (volume II, p. 90). (Italiques de la Commission) Ici, la difficulté réside précisément dans le fait que les coûts du brut suivaient des cheminements chronologiques différents.

D

La preuve relative à la répercussion des «surcoûts»

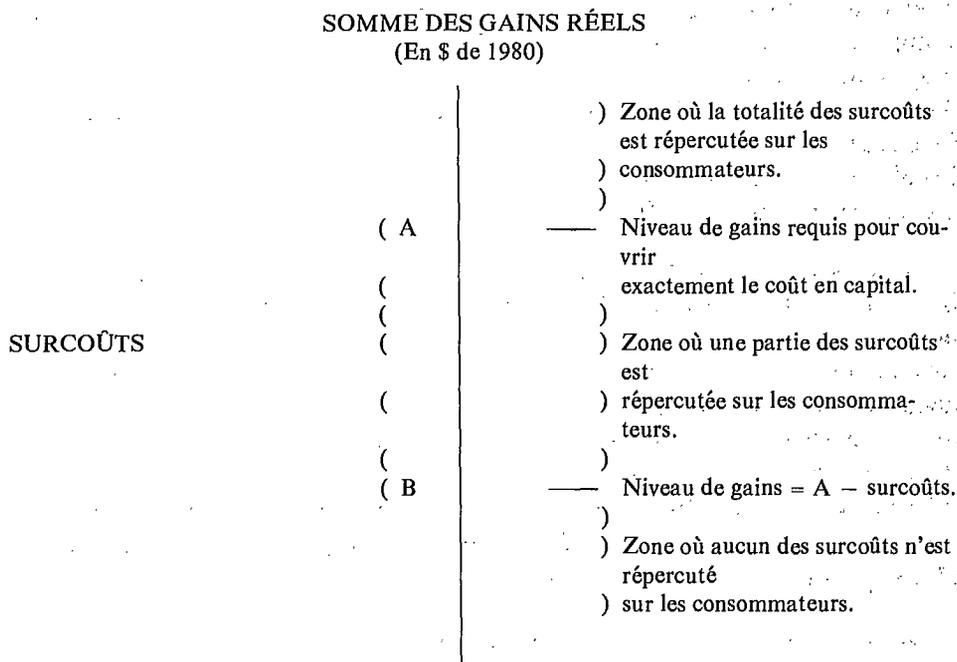
L'étude du professeur David Shaw, de la faculté d'Administration de l'université Western Ontario, constitue l'une des réponses les plus ambitieuses à l'allégation du Directeur des enquêtes et recherches («Directeur») voulant que les sociétés pétrolières aient répercuté leurs surcoûts sur les consommateurs. Cette étude a été subventionnée par la société Gulf Canada, mais celle-ci n'y a pas pris part. Le professeur Shaw a choisi de mesurer le coût en capital supporté par Gulf et la Cie Pétrolière Impériale («Impériale») (les deux grandes sociétés sur lesquelles on jugeait les données suffisantes) et de comparer leurs revenus effectifs avec ceux qui auraient permis de couvrir le coût en capital.

Aux fins de son étude, le professeur Shaw a supposé que l'estimation du Directeur relativement aux présumés surcoûts était exacte. Il a aussi supposé que l'industrie était compétitive et que, sur une longue période, n'eût été la présence de l'excédent de coûts allégué, les gains égaleraient exactement les sommes nécessaires pour couvrir le coût en capital. Trois situations étaient donc possibles. Elles sont schématisées à la Figure 1.

1. Le niveau des gains était égal à celui des sommes qui permettraient de couvrir exactement le coût en capital, moins les présumés surcoûts («B» dans la Figure 1). Avec un niveau de gains égal ou inférieur à celui-là, aucun des présumés surcoûts n'avait été répercuté.
2. Le niveau des gains était plus élevé qu'en (1), tout en ne dépassant pas le niveau de gains nécessaire pour couvrir le coût en capital. (Celui-ci apparaît à «A» dans la Figure 1.) Dans cette fourchette de gains (entre «A» et «B»), il était supposé — selon le point entre «A» et «B» où se situaient les gains considérés — que les surcoûts avaient été répercutés en partie ou en totalité.
3. Le niveau des gains dépassait celui des sommes requises pour couvrir le coût en capital. Cela signifiait que les consommateurs supportaient des prix qui étaient même supérieurs à ceux qui auraient permis une répercussion de tous les surcoûts.

FIGURE D-1

Illustration des trois hypothèses vérifiées à l'aide du modèle du professeur Shaw



D'après les résultats originaux du professeur Shaw, les gains de Gulf se situaient en deçà de «B», tandis que ceux d'Impériale dépassaient légèrement ce seuil. Compte tenu du point de vue adopté, cela signifiait que même si Gulf avait eu des coûts plus élevés, elle n'en aurait répercuté aucun par le biais d'une majoration de prix; dans le cas d'Impériale, seulement une part minime de l'excédent de coûts aurait été répercutée. Les résultats, si l'on y prête foi, sont très éloquentes. En ce qui concerne Gulf et, à toutes fins utiles, Impériale, ils signifient que les consommateurs n'ont pas été exposés à des hausses de prix conséquentes à une augmentation des coûts. Si le débat ne devait porter que sur la majoration des prix à la consommation, il n'y aurait pas lieu d'examiner plus avant les allégations relatives à l'excédent de coûts.

Le Directeur a accepté le modèle de base du professeur Shaw, mais non ses conclusions. Si l'on ne s'était pas entendu sur l'approche choisie, la discussion des preuves présentées par le professeur Shaw aurait été moins longue. Mais une fois terminé le contre-interrogatoire, une longue argumentation du Directeur et plusieurs séries de répliques et de réfutations, il subsistait encore deux divergences majeures entre les parties, de même que certaines autres sur lesquelles le Directeur n'a pas insisté.

C'est aux estimations du coût en capital des sociétés Gulf et Impériale que tient la principale divergence de vues opposant le Directeur et le professeur Shaw. La valeur du capital-actions a été établie au moyen d'un modèle qui fixe les prix d'après le rapport existant entre le capital et l'actif. L'application de ce modèle se fait en deux temps. On établit d'abord le coût moyen du capital-actions, puis le degré selon lequel la valeur des actions d'une société donnée obéit aux variations d'un indice du cours des actions ou s'en écarte. Les actions dont le cours n'évolue pas dans le sens de l'indice bénéficieront d'un coût inférieur à la moyenne puisque la souscription de ces actions permet de diversifier les portefeuilles.

Pour son étude, le professeur Shaw a utilisé des estimations qui étaient beaucoup plus fortes que celles qu'ont employées les sociétés pour leur prise de décision, comme le montre la preuve documentaire présentée par les deux sociétés et comme le confirme la déposition orale d'Impériale¹. La preuve documentaire relative aux taux employés par Shell contribue aussi à montrer que les chiffres du professeur Shaw étaient surévalués par rapport à ceux dont les sociétés pétrolières se sont servies pour établir leur politique d'investissement. Le Directeur a fait valoir qu'il importe d'utiliser les taux sur lesquels les sociétés ont basé leurs décisions en matière d'investissement plutôt que des estimations sujettes à l'erreur.

Il faut reconnaître que les taux des sociétés pourraient eux aussi ne pas être exacts. On ne peut déterminer le coût en capital le plus approprié aux investissements sans faire largement appel à son jugement. Si l'on admet que les dirigeants des sociétés aient pu se tromper, il faut aussi admettre que les principaux actionnaires de Gulf et d'Impériale — leurs sociétés mères américaines — connaissaient et approuvaient vraisemblablement les taux utilisés par leurs filiales. Il faut également tenir compte d'un autre facteur. Si les sociétés ont employé un taux trop bas pendant une période aussi longue que celle sur laquelle porte l'étude du professeur Shaw (1958-1973), l'erreur qu'elles ont ainsi commise aurait dû, toutes choses égales d'ailleurs, entraîner une baisse persistante du cours des actions.

Si l'on utilise un coût en capital moins élevé, il faut abaisser la ligne «A» dans la Figure 1 et faire subir une réduction équivalente à la ligne «B». On abaisse ainsi le niveau de gains au-dessus duquel une répercussion partielle ou totale de l'excédent de coûts aurait pu se produire. Lorsque des aménagements, utilisant les taux de chacune des sociétés, furent apportés au modèle du professeur Shaw, le niveau réel des gains obtenu a montré que 73

1. Dans un exposé écrit, la société Gulf a tenté de faire concorder la preuve documentaire portant sur ses taux et les chiffres présentés par le professeur Shaw, mais ses arguments ont été jugés peu convaincants.

p. 100 des présumés surcoûts avaient été répercutés sur les consommateurs pour ce qui est de Gulf, et que 85 p. 100 l'avaient été dans le cas d'Impériale. Lorsqu'on applique à Gulf le taux supérieur utilisé par Impériale, l'ampleur de l'excédent répercuté est ramené à 57 p. 100.

Le Directeur et le professeur Shaw étaient aussi opposés sur un second point, soit dans leur façon d'aborder les coûts prétendument excessifs du pétrole brut et des services de transport. Le Directeur a prétendu que ces surcoûts correspondaient à des bénéfices nets d'impôt reçus par les sociétés mères, puisque celles-ci pouvaient se soustraire à l'obligation de payer des impôts sur ces revenus. Dans une longue explication accompagnant sa réfutation, le Directeur a montré comment on pouvait, à son avis, incorporer cet argument dans le calcul du pourcentage des coûts présumément excessifs qui ont été répercutés sur les consommateurs. La Commission estimant toutefois la question non résolue s'est refusée aux modifications proposées.

Le fait que les gains se situent au-delà de «B» dans la Figure 1 ne corrobore pas nécessairement l'argument du Directeur voulant que les coûts aient été excessivement élevés et aient ainsi donné lieu à une répercussion sur les prix. Dans son étude, le professeur Shaw a présumé qu'il y avait eu surcoûts et que le Directeur en avait apprécié correctement l'importance. Du point de vue de la Figure 1, conclure que les surcoûts étaient moins (plus) élevés que ne l'avait supposé le Directeur aurait pour effet d'élever (d'abaisser) le niveau de «B».

L'application du modèle présente de nombreuses lacunes qui, selon la Commission, en affaiblissent sérieusement l'utilité dans le cadre du présent Rapport. La plus importante de ces lacunes tient au fait que le professeur Shaw ait, par suite d'un manque de précision des données disponibles, combiné les activités d'amont et d'aval, même s'il paraissait acquis que tous les surcoûts avaient eu un impact sur les activités d'aval. Les résultats y perdent beaucoup de netteté puisqu'on ignore ce qu'ils auraient été s'il avait été possible d'étudier les activités d'aval séparément². Cette critique mise à part, il faut reconnaître que la comptabilité applicable au brut et au gaz naturel et celle qui a trait à d'autres types de capital ne sont pas très

2. On pourrait faire observer que le secteur d'amont est concurrentiel et que les revenus qui en proviennent devraient, à long terme, couvrir exactement le coût en capital. (Le coût en capital varie selon qu'il s'agit de l'amont ou de l'aval parce que les risques eux-mêmes varient.) Étant donné la période sur laquelle porte l'étude — relativement courte dans l'optique d'activités d'exploration — l'argument a du bon, si les résultats de l'industrie sont envisagés comme un ensemble. Il est beaucoup moins valable si les chiffres examinés s'appliquent à des firmes individuelles, Impériale par exemple, qui avait déjà obtenu des résultats très avantageux au Canada en 1958.

compatibles lorsqu'il s'agit de prendre en compte les dépenses d'exploration et l'amortissement. L'utilité des résultats en est donc amoindrie même lorsqu'on étudie la situation de façon globale.

Le professeur Shaw a eu tort d'accepter comme hypothèse de travail les estimations du Livre vert en ce qui concerne le présumé caractère excessif des prix demandés. Cette hypothèse fausse les faits, quel que soit le niveau réel des présumés surcoûts. Dans son modèle, le professeur Shaw suppose que tous les présumés surcoûts ont un effet direct sur les comptes des sociétés pétrolières. Cela n'est pas toujours le cas. Prétendre que des présumés surcoûts ont été répercutés sur les consommateurs n'équivaut pas à dire que les sociétés pétrolières ont directement supporté tous les présumés surcoûts et les ont alors répercutés sur les consommateurs. Selon l'analyse qu'en ont faite les sociétés pétrolières, bon nombre des présumés surcoûts supportés par les fournisseurs intégrés étaient attribuables à la majoration des marges bénéficiaires du détail et, seulement dans une certaine mesure, à la hausse des coûts du gros supportés par les sociétés pétrolières. Quelle qu'ait été la cause de cet accroissement des marges bénéficiaires du détail (faiblesse des volumes, diversité des intrants, etc.), ce sont les exploitants des points de vente au détail, et non les sociétés pétrolières, qui ont été appelés à les supporter³. Mais ces coûts ne s'inscrivant point dans le cadre du modèle, il n'est donc pas possible d'utiliser celui-ci pour déterminer si les présumés surcoûts ont entraîné une hausse des prix à la consommation. Par ailleurs, les comptes des sociétés pétrolières n'auraient fait intervenir qu'une partie des présumés excédents de coûts associés aux importations, étant donné que ces sociétés ne s'approvisionnaient que partiellement à l'aide de l'importation.

Le modèle se révèle faible sous d'autres aspects. L'un concerne l'hypothèse d'un équilibre de la concurrence à long terme. L'intensité de la concurrence variait selon les régions du pays. Si la position concurrentielle détenue sur le marché permettait d'obtenir dans certaines régions des revenus d'un niveau supérieur à celui attribuable à une situation de concurrence, cela se présenterait comme une répercussion de surcoûts sur les consommateurs. Cette hypothèse ne tient pas davantage compte de l'existence permanente de capacités inutilisées au niveau des circuits de détail et de la production du brut.

Bien que le Livre vert insiste sur le phénomène de la répercussion des présumés surcoûts, il importe de ne pas faire fi des autres problèmes que ces

3. On pourrait soutenir que si les prix de détail avaient été moindres, cela aurait permis aux sociétés pétrolières de majorer les prix du gros ou, là où elles étaient propriétaires, ceux du loyer. Que ce raisonnement se tienne ou non, ce n'est pas celui qu'a tenu le professeur Shaw.

surcoûts suscitent lorsqu'ils représentent une mise en oeuvre de ressources additionnelles et non un simple transfert de revenus. Croire qu'un équilibre de la concurrence s'établira à long terme, c'est présumer résolues des questions fort importantes, telle que la rapidité d'adaptation aux besoins changeants des consommateurs.

Outre les faiblesses dont il a déjà été question, le volume de travail qu'exige l'application du modèle et la nécessité de recourir à des hypothèses pour expliquer un certain nombre de points viennent réduire encore un peu plus la fiabilité des résultats obtenus. L'estimation du coût en capital ne représentait que l'une des estimations effectuées et son exactitude pouvait être mise en doute. Établir le niveau des gains qui permettra de couvrir le coût en capital exige des calculs des plus compliqués. En particulier, il s'impose d'estimer ou de calculer le capital-actions qui doit produire le taux de rendement voulu, et l'on imagine facilement les difficultés que peut soulever une telle méthode lorsqu'elle est appliquée aux réserves de brut. Il subsiste encore des points de désaccord entre le Directeur et le professeur Shaw quant à la détermination du taux d'impôt approprié (marginal ou moyen) et quant à l'usage des impôts différés. Bien que certains des problèmes examinés puissent être résolus au prix d'énormes efforts, d'autres résistent à toutes les tentatives de solution.

E

Les critères d'évaluation des prix payés par les sociétés canadiennes pour le brut importé

(Les renseignements, les sources et la méthode utilisée pour calculer les prix aux tiers présentés aux tableaux 1 à 12 de l'annexe F sont examinés dans la présente annexe.)

1. Les prix nets des filiales étrangères

Plusieurs hypothèses ont été envisagées pour évaluer les prix étrangers nets¹ fob et caf applicables aux groupes Petrofina, Murphy, Irving et Ultramar. En premier lieu, la méthode retenue supposait que la filiale étrangère ne faisait affaire pour la vente ou le transport de brut qu'avec sa société mère canadienne. C'est uniquement de cette façon qu'il a été possible d'établir un lien entre, d'une part, les bénéfices nets et les dividendes de la filiale et, d'autre part, la majoration imposée dans le cas du brut importé au Canada. Lorsque le montant des bénéfices nets était indiqué, il s'est avéré plus fiable parce qu'il correspondait à la marge bénéficiaire d'une année particulière, tandis que le montant des dividendes pouvait inclure le revenu gagné au cours de l'année ou des années précédentes².

En deuxième lieu, on a supposé que la marge bénéficiaire annuelle était la même pour tous les bruts importés au cours de l'année visée. Suivant cette hypothèse, la marge avait été la même chaque mois de l'année en question, ce qui signifiait que l'exactitude des calculs applicables à n'importe laquelle des sociétés avait tendance à être inversement proportionnelle au volume croissant de bruts importés et au nombre des relevés (mensuels) de prix par

1. Par convention internationale, tous les prix et tarifs de fret sont indiqués en dollars américains, à moins d'avis contraire.
2. Tous les gains ou pertes extraordinaires de revenu enregistrés par la filiale étrangère, tels que des profits ou pertes attribuables au taux de change ou des profits réalisés grâce au sous-affrètement de navires, etc., lorsqu'ils étaient indiqués de façon distincte, ont été soustraits du montant des bénéfices nets, parce qu'ils n'ont aucun rapport avec la majoration qui s'ajouterait aux prix pratiqués à l'égard des tiers.

année. Ce dernier facteur n'a pas joué au cours des années 1960, car on a signalé avant tout des prix annuels.

En troisième lieu, on a calculé les prix fob étrangers nets en supposant que ni les taux de fret ni les frais de transport n'avaient été majorés. En d'autres termes, la majoration imposée par la filiale étrangère à sa société mère et cliente canadienne représentait une majoration des prix fob applicables aux tiers seulement. Dans la mesure où les frais de transport étaient aussi sujets à majoration, les estimations relatives aux prix fob étrangers nets sont trop modestes, ce qui entraîne une exagération de tout écart observé entre les prix aux tiers et les prix de cession concernant des transactions entre sociétés mères et filiales. Ainsi, on peut se fier davantage aux comparaisons concernant les prix caf étrangers qu'à celles qui ont trait aux prix fob étrangers, sauf lorsque des éléments de preuve permettaient de déterminer avec exactitude que les prix fob étrangers applicables aux tiers étaient effectivement payés (c'est-à-dire Ultramar et Murphy).

Il a été enfin supposé que le prix payé par la filiale étrangère ne comportait pas, de surcroît, une majoration du prix aux tiers payé à l'origine par la société mère multinationale. Le cas échéant, ces calculs ne tiendraient pas compte des prix les plus bas offerts aux sociétés pétrolières non intégrées faisant l'objet de la présente étude.

(a) Le groupe Petrofina

Les prix aux tiers ont été calculés, dans le cas de Petrofina Canada Limited, pour les bruts suivants:

- (a) Brut Lagomedio/MarLago (1960 à 1973)
- (b) Brut du Koweït 31° API (1960 et 1979)
- (c) Brut iranien lourd 31° API (1961, 1969, 1970 et 1973 à 1976)
- (d) Brut saoudien moyen 31° API (1974 et 1981)
- (e) Brut Agha Jari/iranien léger (1960, 1970 à 1977 et 1979)
- (f) Brut saoudien léger (1970, 1974 à 1976 et 1981 à 1982)
- (g) Bruts vénézuéliens légers divers, tels que le Lama 32° API (1960 à 1962), le Tia Juana léger 31° API (1961 et 1965 à 1968), le Lago Treco 30° API (1969 à 1970 et 1981 à 1982)
- (h) Brut nigérien moyen 27° API (1972) et le brut Forcados Export Blend 31° API (1974) et
- (i) Brut de Trinidad 30° API (1972)³.

3. Des données semblables avaient également été publiées, pour diverses années comprises entre 1960 et 1982, sur les prix de certains des bruts non mentionnés dans les tableaux 1 à 12 de l'annexe F. Il s'agissait des bruts suivants: Bachaquero, Tobias, libyen léger, Basrah, Murban, Qatar, Zakum, Safaniya (saoudien lourd), Arzew, Berrie (saoudien extra-léger), Isthmus, Kirkuk, Maya et Rumaila. Dans la présente annexe et dans les tableaux 5, 6 et 12 de l'annexe F, les données relatives aux prix du brut Mar Lago de Petrofina figurent aussi sous le nom Lagomedio/Lagomar.

Les données visant la période de 1960 à 1974 (voir la pièce I-16H) correspondaient aux prix d'achat ou d'importation canadiens majorés payés par Petrofina Canada plutôt qu'aux prix aux tiers effectivement payés par sa société mère, Petrofina S.A. (Belgique). Le brut que la Petrofina S.A. se procurait auprès d'un tiers était expédié au Canada par l'intermédiaire de Pannac Limited (des Bahamas), filiale en propriété exclusive de Petrofina Canada⁴.

Le tableau 1 de l'annexe E présente une répartition des revenus de Pannac Limited et les ratios dividendes/bénéfices nets par baril pour la période de 1960 à 1975⁵. L'écart entre les dividendes et les bénéfices nets par baril demeurait assez mince, le plus considérable s'élevant à 0,66 \$ en 1967. (Il a été impossible d'obtenir les montants des bénéfices nets pour la période de 1960 à 1965.) Toutefois, la ventilation des revenus révèle que les ventes à Petrofina Canada n'ont représenté qu'entre 46 p. 100 et 57 p. 100 des bénéfices bruts de Pannac Limited de 1966 à 1972. Ce n'est qu'en 1974 et en 1975 que ces pourcentages sont passés à 81 p. 100 et à 92 p. 100 respectivement. On pourrait donc croire que les montants des dividendes (ou des bénéfices nets) par baril de Pannac Limited, fondés sur les ventes à l'échelle mondiale, ne pouvaient servir au calcul des prix étrangers ou aux tiers du brut expédié à Petrofina Canada. Toutefois, d'autres éléments de preuve montrent qu'il n'en est pas ainsi.

D'après la pièce I-355 (intercalaire 1), le groupe Petrofina aurait recours à Pannac Limited en vue de réaliser des transactions de vente, d'échange, de traitement, etc. de brut et de produits pétroliers à l'échelle mondiale. Selon la pièce I-355, Petrofina S.A. a obtenu un rabais considérable sur le prix du brut affiché, mais a fait payer à Pannac Limited un prix gonflé (c'est-à-dire majoré) pour du brut Lagomedio que Pannac Limited a ensuite revendu à Petrofina Canada pour le même prix. Bien que Pannac Limited n'ait tiré aucun profit de cette transaction, elle a réalisé des profits grâce à d'autres activités qu'elle mène à l'échelle mondiale. Le montant des dividendes exonérés d'impôt qu'elle a remis à Petrofina Canada, sa société mère, a été fixé à un niveau qui représentait le profit ou la marge bénéficiaire réalisé par Petrofina S.A. sur le brut expédié au Canada.

Les renseignements suivants sur les prix étrangers de Petrofina Canada pour la période de 1966 à 1970 étaient ceux que renfermait la pièce I-355.

-
4. Pannac Limited, constituée en société au mois de décembre 1959, était également chargée du transport du brut vers l'Europe et de diverses autres activités. Voir la transcription, vol. 155, p. 28217.
 5. Le tableau 1 de l'annexe E comporte également des données couvrant la période 1970 à 1975 sur «l'écart de taux Pannac» qui sont reprises dans la pièce I-324, aux intercalaires 1 et 9. Les témoins de Petrofina n'ont pu apporter d'explications sur ces données.

TABLEAU E-1

Données financières concernant la société Pannac Limited, de 1960 à 1975

Année	(Millions de dollars US)			(Barils)		(Cents US le baril)			
	Pannac Limited			Dividendes versés par Pannac à Petrofina ^(c)	Profit ou revenu net de Pannac Limited ^(a)	Brut importé par Petrofina Canada ^(d)	Pannac Limited		
	Revenu brut ^(a)	Recettes ^(b) provenant de					Dividendes par baril	Revenu net par baril ^(e)	Écart de taux par baril ^(f)
	Petrofina Canada	Autres sources							
1960	n.d.			1,405	n.d.	9 659 210	14,6	n.d.	n.d.
1961	n.d.			9,135	n.d.	10 256 083	89,1	n.d.	n.d.
1962	n.d.			8,200	n.d.	10 626 647	77,2	n.d.	n.d.
1963	n.d.			8,550	n.d.	12 150 352	70,4	n.d.	n.d.
1964	n.d.			9,200	n.d.	11 597 994	79,3	n.d.	n.d.
1965	n.d.			9,750	n.d.	12 275 683	79,4	n.d.	n.d.
1966	84,726	38,752	45,974	11,300	11,627	13 359 667	84,6	87,0	n.d.
1967	82,319	40,500	41,819	8,850	8,061	15 738 985	56,2	51,2 (49,6)	n.d.
1968	95,550	45,095	50,455	9,200	9,619	17 668 969	52,1	54,4	n.d.
1969	96,384	48,938	47,446	10,730	10,973	19 243 365	55,8	57,0	n.d.
1970	98,110	53,659	44,451	12,200	11,928	20 853 415	58,5	57,2	18,6
1971	102,953	65,016	37,937	12,762	13,003	21 480 614	59,4	60,5	34,3
1972	122,788	70,113	52,675	14,100	14,606	21 143 699	66,7	69,1	40,3
1973	n.d.	92,886	n.d.	20,200	20,501	22 141 057	91,7	92,6	55,6
1974	226,085	182,755	43,330	9,900	8,852	16 405 365	60,3	54,0	56,1
1975	324,365	298,013	26,352	7,500	6,709	24 471 067	30,6	27,4	30,0

Notes et références:

(a) En ce qui concerne le revenu brut d'exploitation et les profits ou le revenu net, voir les tableaux 2 à 8 des documents I-324 et I-326 (pour 1973).

(b) En ce qui concerne les recettes que Pannac tirait de Petrofina Canada, voir le document I-16H. Ces recettes ont été calculées en multipliant le prix fixé ou la valeur caf de chaque brut (converti en dollars US) par le volume importé et en additionnant les bruts importés par année. Pour 1975, voir les données de l'Office des indemnités pétrolières qui figurent dans le document I-126; on a utilisé des chiffres sur le volume chargé pour maximiser les données sur les recettes.

(c) En ce qui concerne les dividendes versés à Petrofina Canada, voir le tableau 1 des documents I-324 et I-326 (pour 1975).

(d) En ce qui concerne le nombre de barils de brut importés par Petrofina Canada, voir le document I-16H pour 1960 à 1974 et le document I-216 pour 1975.

(e) Les chiffres de «l'écart de taux de Pannac» pour 1970 à 1975 apparaissent au tableau 1 du document I-324, numéro d'ordre 195215 et au tableau 9, numéro d'ordre 194947.

(f) Les données sur le revenu net par baril pour 1967 figurent entre parenthèses et tiennent compte d'un rajustement visant à déduire du revenu net un profit attribuable au cours du change. Voir le tableau 2 du document I-324.

Une diminution parallèle a été observée à l'égard des prix à la livraison (0,33 \$) ou des prix fob (0,31 \$) par baril de Petrofina Canada et du bénéfice net par baril (0,36 \$) ou du dividende par baril (0,28 \$) de Pannac Limited, de 1966 à 1967. Cette baisse des prix, des dividendes ou des bénéfices nets relevée en 1967 tenait apparemment au fait que le ministère du Revenu avait adopté en 1967 la formule du prix affiché moins 12 p. 100 pour déterminer la juste valeur marchande des importations de brut.

Dans une note de service interne datée du 15 décembre 1968⁶ et portant sur les coûts concurrentiels du brut pour 1967 en 1968, Impériale annonçait avoir été informée par sa société mère que Petrofina avait rejeté son offre d'approvisionnement en T.J. moyen (26° API) de 1,60 \$ fob le baril. L'offre retenue aurait varié entre 1,58 \$ et 1,59 \$ le baril. Le prix équivalent du brut Lagomedio (32° API) s'élevait probablement à environ 1,70 \$. (Les 12 cents de différence correspondent au rajustement habituel de 2 cents par degré API effectué dans le cas des bruts de 26° à 32° API.) Les prix fob étrangers dérivés du brut Lagomedio importé par Petrofina Canada de 1967 à 1969 étaient de 1,68 \$, 1,71 \$ et 1,68 \$ respectivement. Ces prix dérivés confirment l'information fournie par Impériale sur les prix aux tiers accordés au groupe Petrofina, si l'on songe que les conditions de crédit favorables accordées à Petrofina équivalaient, selon Impériale, à 0,04 \$ le baril⁷. Dans une note de service datée du 7 février 1969⁸, Impériale annonçait qu'un examen des frais d'approvisionnement d'un concurrent particulier avait révélé que Petrofina et Ultramar bénéficiaient d'un avantage de plus de 0,30 \$ par baril. Comme le prix d'Impériale pour le brut Ceuta 32° API était de 1,98 \$ le baril, en 1969 le prix comparatif de Petrofina pour le brut Lagomedio 32° API aurait donc été d'environ 1,68 \$. Tel qu'il est indiqué ci-dessus, les prix étrangers dérivés du brut Lagomedio de Petrofina pour 1968 et 1969 étaient de 1,71 \$ et 1,68 \$ le baril. Cet écart de 0,30 \$ le baril pour 1969 a également été mentionné dans l'étude sur l'Est canadien qu'a effectuée Impériale en septembre 1970, étude selon laquelle l'écart en question avait été ramené à 0,20 \$ au début de 1970⁹. Lorsqu'il est réduit de 0,20 \$, le prix inférieur de 1,88 \$ d'Impériale pour le brut Ceuta 32° API — entré en vigueur en avril 1970 — a donné un prix aux tiers comparatif de 1,68 \$, à peine un peu plus élevé que le prix étranger dérivé de 1,65 \$ de Petrofina en 1970.

6. Voir la pièce I-70, p. 113255.

7. *Ibid.*, pp. 113244 et 113273 à 113274.

8. Voir la pièce I-56, p. 123685.

9. Voir la pièce I-68, pp. 106593 et 106946.

En conséquence, d'après les éléments de preuve évoqués ci-dessus, on pourrait établir des estimations exactes des prix aux tiers payés à l'origine par Petrofina S.A. en déduisant le montant du dividende par baril réalisé par Pannac Limited des prix d'achat canadiens signalés par Petrofina Canada (voir la pièce I-16H). Le tableau 2 de l'annexe E fournit un exemple de calcul des prix caf et fob du brut Lagomedio pour la période de 1960 à 1973. C'est essentiellement aux prix dérivés de 1961 à 1970 qu'il faut se fier, parce que le brut Lagomedio a représenté la majeure partie du brut livré à Petrofina Canada au cours de ces années et parce que les éléments de preuve évoqués ci-dessus viennent étayer les niveaux des prix étrangers de Petrofina entre 1966 et 1970.

En décembre 1974, des représentants de Petrofina Canada ont fait savoir que les responsables de l'Office des indemnisations pétrolières (OIP)¹⁰, songeaient à obliger Petrofina Canada à modifier sa pratique consistant à déclarer les prix fob que faisait payer Petrofina S.A. à Pannac Limited, plutôt que les prix imposés par Pannac à Petrofina Canada. La Commission ignore si Petrofina Canada a modifié sa méthode de relevés statistiques en 1974-1975¹¹. Toutefois, les prix de l'OIP pour ces deux années, après soustraction du dividende par baril de Pannac, sont comparables à d'autres prix aux tiers. Les montants étrangers nets calculés à partir des données sur les prix annuels de 1974 relevées dans la pièce I-16H ne correspondaient pas aux données mensuelles de l'OIP pour 1974, même déduction faite du dividende par baril de Pannac. Il semble donc que l'on pourrait mettre en doute l'utilité de l'information présentée dans la pièce I-16H.

Il n'a été possible d'identifier les coûts de fret réels qu'en ce qui concerne l'année 1967. Selon la pièce M-529 (intercalaire 1, p. 201998), un représentant de Petrofina Canada aurait déclaré que les frais de transport supportés par la société entre Punta del Palmas, au Venezuela, et Portland étaient de 0,19 \$ ou le taux Intascale¹² moins 42 p. 100¹³. Toutefois, les coûts de fret facturés par Pannac à Petrofina Canada s'élevaient, selon cette dernière, à 0,31 \$ (voir la pièce I-16H). En 1967 par conséquent, il y avait un écart considérable entre les taux de fret payés par le groupe Petrofina à l'égard des tiers et ceux que Petrofina Canada déclarait avoir payés. Cependant, en ce

10. A cette époque, la mise en oeuvre du Programme d'indemnisation des importations pétrolières incombait à l'Office de répartition des approvisionnements d'énergie. Au cours de la majeure partie de la période qui a suivi, c'est l'Office des indemnisations pétrolières qui a été chargé de cette mise en oeuvre. Voir la pièce I-324, intercalaire 8, p. 194880.

11. Les témoins de Petrofina ont laissé entendre qu'il y avait peu de différence entre les deux séries de prix, étant donné la situation relative au cours du brut à cette époque. Voir la transcription, vol. 155, p. 28262.

12. Voir l'explication relative à Intascale à la section 4(a) ci-dessous.

13. Dans son rapport annuel de décembre 1965, Petrofina Canada a annoncé qu'en 1966, elle prévoyait commencer à utiliser des navires de 60 000 tonneaux.

TABLEAU E-2

**Estimation des prix off-shore nets aux tiers pour du
brut Lagomedio^(a) (32,0 à 32,9° API), consentis par le groupe Petrofina, de 1960 à 1972
(dollars US par baril)**

Année	Prix d'achat canadien			Pannac Limited ^(b)			Prix off-shore nets (32,0 à 32,9°)					
	API	Pannac Limited ^(b)		Dividendes par baril	Revenu net par baril	Écart de taux	caf			fob		
		caf	fob				(1)-(3)	(1)-(4)	(1)-(5)	(2)-(3)	(2)-(4)	(2)-(5)
1960	33,5	2,908	2,609	0,146	n.d.	n.d.	2,742	n.d.	n.d.	2,443	n.d.	n.d.
1961	33,6	2,973	2,607	0,891	n.d.	n.d.	2,062	n.d.	n.d.	1,696	n.d.	n.d.
1962	33,3	2,966	2,601	0,772	n.d.	n.d.	2,174	n.d.	n.d.	1,809	n.d.	n.d.
1963	33,3	2,920	2,559	0,704	n.d.	n.d.	2,196	n.d.	n.d.	1,834	n.d.	n.d.
1964	33,0	2,920	2,549	0,793	n.d.	n.d.	2,107	n.d.	n.d.	1,736	n.d.	n.d.
1965	33,1	2,921	2,560	0,794	n.d.	n.d.	2,107	n.d.	n.d.	1,746	n.d.	n.d.
1966	33,3	2,914	2,571	0,846	0,870	n.d.	2,048	2,024	n.d.	1,681	1,681	n.d.
1967	33,1	2,586	2,262	0,562	0,512	n.d.	2,004	2,054	n.d.	1,680	1,730	n.d.
					(0,496)			(2,070)			(1,746)	
1968	32,9	2,552	2,227	0,521	0,544	n.d.	2,013	2,008	n.d.	1,706	1,683	n.d.
1969	32,8	2,544	2,238	0,558	0,570	n.d.	1,97	1,974	n.d.	1,680	1,668	n.d.
1970	32,8	2,548	2,232	0,585	0,572	0,186	1,947	1,976	2,362	1,647	1,660	2,026
1971	32,5	2,990	2,278	0,594	0,605	0,343	2,386	2,385	2,647	1,684	1,672	1,934
	26,7	2,604*	2,278*				2,116*	2,119	2,381	1,790*	1,792	2,054
1972	26,7	3,897*	2,523*	0,667	0,691	0,403	2,336*	2,326	2,614	1,962*	1,952	2,240
1973	26,8	7,408*	6,699*	0,912	0,926	0,556	6,600*	6,602	6,972	5,891*	5,893	6,263
Colonne		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)

Notes et références:

(a) Les prix d'achat ou d'importation au Canada payés par Petrofina Canada pour du Lagomedio sont tirés du document I-16H. Les chiffres accompagnés d'un *astérisque* désignent du MarLago 26,7° API pour 1971-1972 et 26,8° API pour 1973, chiffres qui ont été rajustés à 32° API. Les prix du Lagomedio ont aussi été normalisés à 32° API.

(b) Les chiffres correspondant aux dividendes, au revenu net et à l'écart de taux par baril proviennent du tableau A.

qui concerne l'exactitude des prix étrangers du brut Lagomedio pour la période de 1966 à 1970, l'élément de preuve cité ci-dessus révèle que le calcul des prix fob de ce type de brut — calcul fondé sur une déduction du dividende par baril obtenu de Pannac — n'a pas été faussé.

Outre les estimations des prix étrangers du brut Lagomedio et des autres bruts énumérés ci-dessus pour la période de 1960 à 1975, des données sur des prix fob, des taux de fret et des prix caf communiqués à l'OIP ont pu être examinées¹⁴. Étant donné que le nom de la société Pannac Limited a figuré sur les fiches de renseignement de l'OIP jusqu'en 1979, il semble que les activités de vente des sociétés étrangères se soient poursuivies jusqu'à 1978 inclusivement. Les témoins de Petrofina Canada ne pouvaient décrire avec certitude les répercussions de ces activités sur les prix de Petrofina Canada. Selon les termes de son contrat d'approvisionnement avec Pannac Limited, Petrofina Canada devait verser — du 1^{er} juillet 1973 au mois de décembre 1978 — le plus élevé des deux montants suivants: a) le prix affiché ou b) les coûts de son fournisseur, plus 2 p. 100. Il était donc possible que Pannac majore, pour frais de gestion, de 2 p. 100 les prix aux tiers qu'elle payait ou les prix de transfert que Petrofina S.A. exigeait d'elle¹⁵.

En résumé, les prix étrangers nets du groupe Petrofina auxquels la Commission s'est essentiellement fiée dans le cadre de son enquête étaient les prix du brut Lagomedio de 1961 à 1970 (voir les tableaux 5, 6 et 12 de l'annexe F)¹⁶. L'exactitude des estimations relatives au brut Lagomedio pour 1960, au brut MarLago de 1971 à 1973, et à d'autres types de bruts de 1960 à 1970 pourrait être jugée moins fiable non seulement parce que ces estimations étaient fondées sur des données comportant un grand nombre de types de brut, mais aussi parce qu'elles englobaient des types de brut provenant tant du Venezuela que du Moyen-Orient. Étant donné que les taux de fret du brut du Moyen-Orient représentaient un pourcentage plus élevé du prix total à la livraison à Portland que ceux du brut vénézuélien, toute majoration d'ensemble calculée d'après les dividendes — qui servirait à déterminer les prix étrangers nets réduits dans de telles circonstances — donnerait des prix caf et fob faussés à la baisse dans le cas du brut vénézuélien et des prix faussés à la hausse dans le cas du brut du Moyen-Orient. (Comme un prix relativement élevé a été établi dans le cas du brut Lagomedio en 1960, il a aussi été inclus dans les tableaux présentés dans le

14. Voir la pièce I-126 pour 1974 et 1979 et la pièce I-114 (confidentielle) pour la période de 1980 à 1982 (mai).

15. Voir la pièce I-324, intercalaire 11.

16. Les prix calculés de 1961 à 1970 pour d'autres bruts vénézuéliens tels que le brut Lama, le T.J. léger et le MarLago doivent être considérés seulement un peu moins exacts que ceux du brut Lagomedio.

Rapport.) De 1971 à 1975, les importations du Venezuela ont été si peu élevées que les estimations des prix étrangers nets du brut du Moyen-Orient pour cette période ont été moins sujettes à cette distortion. Toutefois, de 1971 à 1973 le nombre plus élevé de fluctuations de prix relevées pour une année a rendu les comparaisons difficiles entre les données sur les prix annuels moyens de Petrofina et les prix mensuels affichés par d'autres sociétés. Pour la période de 1974 à 1982, des prix mensuels ont été extraits des documents présentés à l'OIP par Petrofina. Les prix de l'OIP de 1974 à 1975 doivent être rajustés au moyen d'une déduction du dividende par baril de Pannac Limited en vue d'obtenir les prix étrangers applicables aux tiers. De 1976 à 1978 des frais de gestion de 2 p. 100 doivent être déduits lorsque les prix de l'OIP excèdent le prix affiché ou le prix officiel fixé par l'État.

(b) Le groupe Murphy Oil

Les prix aux tiers dans le cas des sociétés du groupe Murphy Oil¹⁷ ont été examinés pour les bruts suivants:

- (a) Brut iranien léger (1965 à 1974 et 1976 à 1977)
- (b) Brut Lagomedio et brut Lot 17 vénézuélien léger (1970)
- (c) Brut nigérien Forcados Export Blend (1973)¹⁸.

Trois séries de prix aux tiers figurent dans les tableaux 3 et 4 de l'annexe F en ce qui concerne le brut iranien léger du groupe Murphy Oil. La première série de prix correspondait aux prix relevés dans les marchés conclus avec le groupe BP de 1965 à 1973. Une autre série de prix était fondée sur les prix fob de BP et d'Esso International et sur les frais de transport aux tiers payés par Murphy de 1968 à 1970. La troisième série de prix renvoyait à des prix étrangers nets calculés à partir des prix d'achat canadiens qu'aurait payés Murphy Oil Quebec Limited (rebaptisée Spur Oil Limited en 1976), prix dont on a soustrait soit le dividende par baril, soit le

17. Murphy Oil Corporation (d'Eldorado, dans l'Arkansas) est la société mère du groupe de sociétés Murphy Oil. Murphy Oil Trading Company (du Delaware) était une filiale en propriété exclusive qui s'occupait de la vente de brut. Murphy Oil Company Limited (de Calgary) était la propriété à 78 p. 100 de la société mère qui, quant à elle, était propriétaire à 100 p. 100 de Murphy Oil Quebec Limited (rebaptisée Spur Oil Limited en janvier 1976) et de Tepwin Company Limited (des Bermudes). Après la création de Tepwin, Murphy Oil Trading a été scindée en deux sociétés, soit Murphy Oil (Western) Trading Company et Murphy Oil (Eastern) Trading Company; ces deux sociétés ont été chargées respectivement de la vente du brut aux États-Unis et en Europe.

18. Des données semblables sur les prix existent également pour diverses années entre 1970 et 1975 en ce qui concerne des bruts non mentionnés dans les tableaux 1 à 12 de l'annexe F. Il s'agit des bruts Sassan, Zakum, Safaniya et Murban. Voir la pièce I-375D.

profit net par baril enregistré de 1970 à 1975 par la filiale étrangère chargée de la vente du brut, c'est-à-dire Tepwin Company Limited. Les tableaux 5, 6 et 9 de l'annexe F comportent des données semblables en ce qui concerne le brut Lagomedio et le Lot 17, un brut vénézuélien léger, ainsi que le brut nigérien Forcados Blend, pour février et mars 1970 et novembre 1973 respectivement.

(i) Les prix contractuels aux tiers de BP et Esso International

Aux termes d'un contrat de cinq ans allant du 1^{er} mai 1965 au mois d'avril 1970¹⁹, Murphy Oil Quebec Limited a tout d'abord acheté du brut iranien léger de BP Canada Limited, à un prix caf en vigueur à Montréal. (Le brut était traité à Montréal dans la raffinerie de BP conformément à une entente de traitement de cinq ans qui comportait une clause de tacite reconduction prévoyant une prolongation pouvant aller jusqu'au 30 avril 1979.) Aux termes de ces ententes sur la vente et le traitement du brut, Murphy avait le choix d'avoir recours à son propre brut du Moyen-Orient (c'est-à-dire du brut Sassan ou iranien léger étranger ou à tout brut échangé contre son propre brut). Murphy pouvait également choisir soit de transporter ce brut dans ses propres pétroliers, soit de charger le groupe BP de le faire au taux Intascale moins 45 p. 100. Le prix livré initial à Montréal était de 2,1425 \$, soit 2,11 \$²⁰ plus des droits de port et de quai de 0,0325 \$ (0,035 \$ canadiens) devant être payés à Montréal. La composante fob de 1,35 \$ était valable jusqu'au 30 avril 1968. Une entente provisoire signée le 3 mai 1968²¹ permettait à Murphy d'acheter, entre le 1^{er} juin et le 31 octobre 1968, une quantité prédéterminée de brut iranien léger à un prix fob de 1,33 \$, à condition que son propre brut Sassan ne soit pas encore prêt à être expédié au Canada. Le 23 octobre 1968 ce nouveau prix a été officialisé au moyen d'une modification apportée au contrat original de cinq ans²². A compter du 1^{er} décembre 1967, les prix caf et fob à Montréal ont été ramenés à 2,09 \$ (ou 2,1225 \$ avec les droits de port) et à 1,33 \$ respectivement.

En attendant de pouvoir transporter le brut du groupe Murphy Oil vers le Canada, Murphy Oil Trading Company (du Delaware) a conclu le 28 mars 1968 un contrat d'affrètement avec Associated Bulk Carriers Ltd. (des Bermudes), société faisant partie du groupe Esso International. Ce contrat, qui visait la période du 1^{er} juillet 1968 au 30 décembre 1970²³, prévoyait le

19. Voir la pièce I-289, intercalaires 7 et 8.

20. Le prix de 2,11 \$ englobait le coût de l'assurance et la freinte.

21. Voir le Livre I des pièces, intercalaire 15, affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168 (Cour fédérale, Division de première instance).

22. *Ibid.*, Livre I des pièces, intercalaire 22.

23. *Ibid.*, Livre I des pièces, intercalaire 12.

transport de brut par pétroliers de 35 000 à 65 000 tonneaux jusqu'à Portland au taux Intascale moins 62,5 p. 100 à partir du golfe Persique²⁴, et au taux Intascale moins 57,5 p. 100 à partir de l'Afrique du Nord. Le 2 août 1968²⁵ Murphy Oil Trading a convenu de fournir à Murphy Oil Quebec du brut iranien léger ou des bruts de remplacement convenables à un prix caf à Portland de 1,9876 \$²⁶ (plus toute augmentation subséquente au titre du prélèvement de l'État d'origine) pendant la période comprise entre le 1^{er} août 1968 et le 30 avril 1973. De plus, Murphy Oil Trading devait payer la freinte, l'assurance, les droits de port et de quai, ainsi que toutes pénalités appliquées aux termes des clauses de l'entente en matière de traitement conclue avec BP²⁷.

Il est difficile d'établir à quel moment précis les envois directs de brut par pétrolier à destination de Montréal ont été remplacés par des envois acheminés par le pipeline de Portland. À des fins de comparaison, on a établi un prix caf équivalent à Portland en déduisant les tarifs de terminal (c'est-à-dire les droits de port et de quai) et de pipeline²⁸ des prix caf à Montréal de 2,1425 \$ et de 2,1225 \$ pratiqués par BP, prix qui furent respectivement en vigueur jusqu'au 1^{er} décembre 1967 et, par la suite, jusqu'au 30 avril 1970 (voir le tableau 4 de l'annexe F). Il était également difficile de savoir si BP avait effectivement vendu du brut à Murphy à un prix caf entre le 1^{er} juillet 1968 et avril 1970²⁹. Étant donné que le coût du transport imparté à Murphy dans son contrat d'affrètement, soit le taux Intascale moins 62,5 p. 100 ou 0,499 \$ en 1968 et 0,574 \$ en 1969-70³⁰, était moins élevé que le taux de fret implicite de 0,681 \$ prévu dans le contrat caf BP (et l'option de transport du contrat au taux Intascale moins 45 p. 100), la société Murphy avait intérêt à transporter le brut elle-même. Les volumes de brut importé par Murphy en 1969-1970 correspondaient en outre de près à la capacité des pétroliers prévue dans son contrat d'affrètement. De plus, une pièce établie dans le cadre de la contestation d'un avis de nouvelle cotisation d'impôt adressée à

24. Les ports de chargement mentionnés étaient l'île de Kharg et l'île de Lavan dans le cas du brut iranien léger et du brut Sassan étranger léger respectivement.

25. Voir la pièce I-302.

26. Ce prix était inférieur au prix caf à Portland à 2,02 \$ offert par BP. Ce prix a été dérivé du prix caf 2,1225 \$ à Montréal en soustrayant les frais de pipeline tirés de la pièce I-161.

27. Ce contrat a été remplacé par le contrat Tepwin daté du 1^{er} février 1970. Voir la pièce I-375D, article 8.

28. Voir la pièce I-161.

29. D'après *op.cit.*, *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, Livre I des pièces, intercalaire 21.2, Murphy Oil aurait accepté à la demande de BP un envoi de brut iranien léger au prix caf de 2,13 \$ à Montréal en septembre 1968.

30. Les frais de transport de 0,499 \$ pour 1968 sont fondés sur le taux fixe Intascale, Ras Tanura (voir la section 4(b)). Le chiffre de 0,574 \$ est tiré de *ibid.*, livre III des pièces, intercalaire 178.

Murphy Oil³¹ précise que les prix fob du brut iranien léger ont été de 1,32, 1,33, 1,31 \$ d'avril à juillet 1969, et de 1,27 \$³² d'août 1969 au 7 mars 1970. Les taux de fret indiqués sont constants à 0,574 ou 0,575 \$. Cet élément de preuve ainsi que les déclarations des témoins de Murphy Oil révèlent que Murphy a acheté à un prix fob du brut de BP Trading jusqu'en juillet 1969 et, ensuite, du groupe Esso International d'août 1969 à 1970 en l'échangeant probablement contre son brut Sassan³³. Murphy Oil comptait sur le brut iranien léger parce que son brut Sassan avait été jugé inacceptable par BP Canada après que quelques envois eurent été importés à la fin de 1968 et au début de 1969.

Plusieurs sociétés productrices de pétrole avaient fait des offres à Murphy en 1969 et 1970³⁴. Esso International avait offert d'acheter 7 000 barils par jour du brut Sassan de Murphy à 1,22 \$ fob, à condition que Murphy achète 14 000 barils par jour de son brut iranien léger à 1,27 \$ fob entre les mois de juin et novembre 1969. BP avait tout d'abord offert à Murphy de lui vendre du brut iranien léger à 1,27 \$ fob au mois d'avril 1970. A la même époque, Shell avait proposé d'acheter du brut iranien léger au prix de 1,97 \$ caf à Portland (ou du brut libyen Es Sider à 2,10 \$) entre janvier 1971 et le 30 juin 1973. En mai 1970, BP avait proposé les prix caf à Portland suivants: 2,09 \$ du 1^{er} janvier 1971 au 30 juin 1971; 2,05 \$ du 1^{er} juillet 1971 au 30 juin 1972 et 2,07 \$ du 1^{er} juillet 1972 au 30 avril 1973, ainsi qu'un prix renégociable pour la période comprise entre le 1^{er} mai 1973 et 1976. En juin 1970, Shell (par l'intermédiaire de Asiatic Petroleum) se disait prête à vendre du brut Abu Dhabi (Murban, de 39,0 à 39,9° API) pour 1,45 \$ fob à Jebel Dhanna ou 2,10 \$ caf à Portland de juillet 1970 à décembre 1976.

A la suite de ces négociations entre BP et Murphy, une entente a été conclue le 4 juin 1970 fixant à 1,246 \$ le «prix courant fob aux tiers» pour le brut iranien léger. Les négociations n'ont été confirmées de façon définitive que le 17 septembre 1971, date à laquelle une entente visant la période du 1^{er} janvier 1971 au 31 décembre 1975³⁵ a été signée. Le prix fob devait être le «prix courant négocié» en date du 4 juin 1970 plus toutes augmentations subséquentes au titre du prélèvement de l'État d'origine rapportées pour le

31. *Ibid.*, Livre III des pièces, intercalaire 178.

32. Il y avait aussi un prix unique de 1,28 \$ en novembre 1969.

33. Voir la transcription, vol. 102, pp. 19206 et 19207.

34. *Ibid.*, Livre I des pièces, intercalaires 28, 65, 68 et 71.

35. Voir la pièce I-375A. Cette période a par la suite été prolongée jusqu'au 31 décembre 1976. L'entente en matière de traitement avait également été prolongée le 6 avril 1971 jusqu'au 30 avril 1973. Il était indiqué dans le rapport annuel du 31 décembre 1971 de Murphy Oil Company (Calgary) que cette entente avait été prolongée de trois ans, soit jusqu'en avril 1976. Dans le rapport annuel de 1973, il était indiqué qu'une prolongation allant jusqu'à avril 1978 entrerait en vigueur le 1^{er} mai 1974.

brut de Zakum tandis que le taux de fret avait été fixé à 0,812 \$ (ou le Wordscale 65 courant) jusqu'au 30 avril 1973³⁶ et, par la suite, au taux Wordscale 65 de mai 1973³⁷. Le contrat confirmait en outre que Murphy s'était déjà prévalué, en novembre 1970, de son droit de demander la permission d'extraire 625 860 barils supplémentaires de brut par année selon la formule de prix du 4 juin 1970; le contrat stipulait par contre que le taux de fret des 625 860 premiers barils extraits entre le 1^{er} mai de 1971 et le 30 avril 1972 (et au cours de la même période pour 1972-1973) serait de 100 suivant le barème Wordscale ou de 1,249 \$ par baril afin de tenir compte de l'augmentation des frais de transport survenue à la fin de 1970³⁸. Il est à noter qu'aux termes de ce nouveau contrat, le brut iranien léger a été presque complètement remplacé après le début de 1972 par d'autres bruts plus conformes aux exigences relatives à la teneur en soufre de la ville de Montréal ainsi qu'au mélange de produits d'extraction souhaité par Murphy Oil. Le brut a été livré par le groupe BP à un prix c et f (c'est-à-dire assurance non comprise) à Portland.

Quant aux prix fob du contrat de BP valables de 1971 à avril 1973 et figurant au tableau 3 de l'annexe F, le «prix courant fob négocié» du 4 juin 1970 de l'iranien léger a été rajusté pour tenir compte des hausses du prélèvement de l'État d'origine pour le brut Zakum³⁹. Pour obtenir les prix caf à Portland correspondants qui apparaissent au tableau 4 de l'annexe F, on a ajouté le taux de fret de 0,812 \$ plus toute augmentation des droits de port (0,016 \$ le 1^{er} octobre 1972) et prévu 1 p. 100 du prix c et f pour les frais d'assurance⁴⁰. Le calcul pour la période du 1^{er} mai 1973 à 1976 n'a pas été possible en raison de l'absence de tout document portant sur les prix fob et les taux de fret négociés entre les groupes Murphy et BP pour cette période.

36. La composante fret maritime pourrait être augmentée en fonction des augmentations de droits de port à Portland ou aux ports de chargement. Une augmentation de 0,016 \$ en droits de port entrée en vigueur le 10 janvier 1972 a été signalée dans *op.cit.*, *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, Livre III des pièces, intercalaire 191.

37. Voir la section 4(a) ci-dessous pour l'explication du terme Wordscale.

38. Comme le brut Zakum avait été importé avant que ne le soit le brut iranien léger en 1971 et 1972, le taux Wordscale 100 n'était applicable qu'à un volume négligeable de brut iranien léger (c'est-à-dire de juin à août 1971). Ces prix Wordscale 100 reflètent les taux d'affrètement au jour le jour considérés comme temporaires (c'est-à-dire en vigueur seulement jusqu'au 30 avril 1973) car le taux Wordscale 65 devait être en vigueur jusqu'à la fin de 1975.

39. Les hausses du prélèvement de l'État d'origine sur le brut Zakum figurent dans *op.cit.*, *Spur Oil c. la Reine*, intercalaire 191 pour la période novembre 1970 au 21 janvier 1972. Les changements pour janvier et avril 1973 sont fondés sur des changements visant les bruts Murban et Umm Shaif, aussi au départ d'Abu Dhabi, tel que figurant dans *International Crude Oil and Product Prices* (ICOPP).

40. Comme l'a proposé Newton. Voir la section 4(b) ci-dessous.

- (ii) Les prix estimatifs caf aux tiers du groupe Murphy fondés sur les prix fob contractuels et les taux de fret facturés aux tiers

La deuxième série de prix fournis pour le groupe Murphy Oil a été calculée en ajoutant les taux de fret facturés aux tiers aux prix fob offerts par BP et Esso International. Il a été possible, pour la période de juillet 1968 à mars 1970, de calculer les prix caf à Portland du brut iranien léger (voir le tableau 4 de l'annexe F) en ajoutant les propres frais de transport⁴¹ du groupe Murphy Oil au prix fob du contrat de BP pour la période de 1968 à 1970 et au prix fob d'Esso International pour celle d'août 1969 à 1970, et en ajoutant 1 p. 100 du prix c et f au titre des frais d'assurance. A propos des bruts vénézuéliens légers titrant à 32,3° API dans le cas du Lagomedio et à 34,8° API dans celui du Lot 17, des données analogues sur les prix sont disponibles pour février et mars 1970 respectivement (voir les tableaux 5, 6 et 12 de l'annexe F). En vertu d'un contrat d'affrètement valable du 1^{er} juillet 1968 au 31 décembre 1970, le tarif du transport maritime jusqu'à Portland, depuis le golfe Persique (île de Kharg) de l'iranien léger 34° API était de 0,574 \$ (taux Intascale moins 62,5 p. 100 ou taux Worldscale 46,6). Depuis Punta de Palmas (Venezuela), les taux signalés pour février et mars 1970 étaient de 0,225 \$ et de 0,222 \$ dans le cas du pétrole Lagomedio à 32,3° API et du Lot 17 vénézuélien 34,8° API respectivement (taux Intascale moins 57,5 p. 100 ou taux Worldscale 81). Les prix mensuels fob réels ainsi que les frais de transport encourus par la Murphy Oil Trading Company au titre de la fourniture de pétrole à Murphy Oil Quebec durant la période allant de 1969 à mars 1970 ont été mentionnés, comme on l'a dit ci-dessus, dans une pièce présentée lors du litige concernant la nouvelle cotisation d'impôt mettant en cause Murphy. Pour la période d'avril à octobre 1970, le prix fob de 1,27 \$ a été appliqué à l'iranien léger tandis qu'en novembre-décembre, il passait à 1,36 \$ en raison de l'addition du redressement du prélèvement de l'État d'origine sur l'iranien léger⁴².

- (iii) Prix étrangers de cession aux tiers du groupe Murphy

De février 1970 à 1975 Tepwin Company Limited, filiale en propriété exclusive implantée aux Bermudes de la Murphy Oil Company Limited (Calgary), a servi d'intermédiaire entre Murphy Oil Quebec et les sociétés du groupe Murphy relativement à la fourniture de brut et à la prestation des services de transport.

41. Une cargaison a été importée en septembre 1969 au taux de fret de 0,99 \$ eu égard au prix caf de 2,28 \$. Un taux de fret de 1,279 \$ pour une cargaison de Sassan en février 1969 a également été signalé pour 1969.

42. Le contrat précédent de BP prévoyait des changements fondés sur les modifications du prélèvement de l'État d'origine sur le brut iranien léger; on suppose que le contrat avec Esso International renfermait une disposition analogue.

Le tableau 3 de l'annexe E présente les données financières sur le revenu et les dividendes de Tepwin de 1970 à 1975 ainsi que les calculs au baril. Le tableau 4 de l'annexe E donne un exemple de la manière dont les prix d'achat ou d'importation au Canada d'iranien léger, ont été convertis en prix étrangers nets par la défalcation du revenu net ou du dividende par baril et de la marge bénéficiaire déclarée par baril⁴³. Contrairement à la relation entre Petrofina Canada et Pannac, la seule source de revenu de Tepwin était Murphy Oil Quebec⁴⁴. Le revenu et les dividendes de Tepwin sembleraient donc avoir parfaitement exprimé la marge de bénéfices que cette filiale étrangère prélevait sur les prix aux tiers et les taux de fret payés au départ par le groupe Murphy. En outre, la majoration semble avoir été appliquée également à tous les types de brut⁴⁵.

Cependant, il semble également que pour l'année 1970 une majoration de 0,12 \$ ait été imposée sur le prix fob de l'iranien léger facturé à Tepwin par la Murphy Oil Trading. Le 1^{er} février 1970 Tepwin concluait un accord de sous-affrètement⁴⁶ avec la Murphy Oil Trading portant sur douze à vingt voyages qui devaient commencer le 1^{er} février 1970⁴⁷. Les taux de fret jusqu'à Portland depuis le golfe Persique devaient s'établir au taux Worldscale 46,6 et, au départ du Venezuela, au taux Worldscale 81,0. À la même date, les deux parties signaient une entente⁴⁸ valable du 1^{er} février au 31 décembre 1970 aux prix fob de 1,39 \$ pour le brut iranien léger et de 1,75 \$ pour les bruts vénézuéliens Lagomedio et Lot 17 (plus toute augmentation du prélèvement de l'État d'origine). Ce prix de 1,39 \$ fob est de 0,12 \$ supérieur

43. Les chiffres sur les dividendes ont été tirés de la pièce I-301, tandis que le nombre de barils importés par Murphy Oil Quebec l'a été de la pièce I-375D (voir le tableau E). Les chiffres du revenu net proviennent de l'*op.cit.*, *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, intercalaire 175 du Livre II des pièces, et ils ont été convertis à partir des données en dollars canadiens. Les prix d'achat au Canada sont les prix caf à Portland figurant aussi dans la pièce I-375D. À la page 3 des réponses aux engagements recueillies le 13 octobre 1983 (I-375D), Murphy Oil signalait que la marge bénéficiaire de Tepwin était d'environ 0,25 \$ en 1970, de 0,52 \$ en 1971-1972 et de 0,77 \$ de 1973 à 1975. Voir le tableau 3 de l'annexe E si l'on veut comparer les chiffres du revenu net par baril et ceux du dividende par baril, calculés à l'aide des renseignements financiers de Tepwin.

44. La seule exception fut un profit de 838 545 \$ réalisé en février 1971 grâce au sous-affrètement d'un pétrolier. Murphy Oil de Calgary a touché ce montant sous forme de dividendes.

45. Cette observation se fonde sur les calculs effectués d'après les données de 1970-1971 tirées de l'*op.cit.*, *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, intercalaire 42 du Livre I des pièces.

46. *Op.cit.*, *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, intercalaire 42 du Livre I des pièces.

47. Ce contrat d'affrètement a été prolongé jusqu'au 28 février 1971 par un protocole d'entente intervenu entre Murphy Oil Trading Company (Western) et Tepwin le 4 décembre 1970. Voir *ibid.*, la liste des pièces ayant servi au jugement rendu en cour d'appel.

48. *Ibid.*, Livre I des pièces, intercalaire 43.

TABLEAU E-3

Données financières concernant la société Tepwin Limited, de 1970 à 1975^(a)

	(en dollars US)			(en cents US par baril)			
	Revenu brut	Revenu net ^(a)	Dividendes versés à Murphy Oil ^(d)	Nombre de barils importés au Canada ^(b)	Revenu brut par baril	Revenu net par baril	Dividende par baril ^(c)
1970	1 546 864	1 540 111	1 600 283	5 492 182	28,2	28,1	29,1 (25)
1971	2 911 873	2 899 935	3 522 818	6 011 091	48,4	48,4	58,6 (52) 44,7*
1972	3 550 395	3 537 712	3 396 952	7 180 938	49,4	49,3	47,3 (52)
1973	3 861 854	3 823 982	3 922 867	6 601 184	58,5	57,9	59,4 (77)
1974	4 261 828	4 207 745	4 038 000	5 894 957	72,3	71,4	68,5 (77)
1975	4 060 829	3 996 198	n.d.	6 487 390	62,6	61,6	(77)

Notes et références:

(a) Le revenu net comprend le revenu brut moins les frais généraux et d'administration.

(b) Le nombre de barils de brut importés provient du document I-375D. Pour 1970, on a exclu les 1 275 265 barils de brut importés en vertu de l'ancien contrat de la Murphy Oil Trading Corporation. Les importations susmentionnées se rapportent uniquement au contrat de la Tepwin.

(c) Les chiffres entre parenthèses sont extraits de la page 3 du document adressé le 13 octobre 1983 aux entreprises (document I-375D). Le chiffre suivi d'un *astérisque* en regard de l'année 1971 représente le montant du dividende par baril, duquel on a soustrait les 838 545 \$ de profits réalisés grâce au sous-affrètement d'un pétrolier que la Murphy Oil (Calgary) a touchés sous forme de dividendes.

(d) Les données sur les dividendes proviennent du document I-301. Les autres données financières concernant la Tepwin sont extraites du document 175 (Livre II des documents) relatif à l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168, (Cour fédérale, Division de première instance); ces chiffres étaient à l'origine en dollars canadiens.

au prix de 1,27 \$ que la Murphy Oil Trading a payé à Esso International d'août 1969 à octobre 1970. (Les taux de fret selon le barème Worldscale s'apparentent aux taux Intascale négociés avec la firme Associated Bulk Carriers Ltd.) Si la même majoration avait été appliquée au brut vénézuélien, le prix étranger original fait au groupe Murphy aurait été de 1,63 \$ dans le cas du Lagomedio en 1970.

Le tableau 4 de l'annexe E présente en outre une comparaison entre les prix estimatifs étrangers nets et les prix calculés à l'aide des prix fob d'Esso International et des frais de transport du groupe Murphy jusqu'à Portland depuis le golfe Persique pour 1970, et des prix caf du contrat de BP pour la période de 1971 à avril 1973. Les prix étrangers nets étaient supérieurs aux prix originaux du contrat entre tiers pratiqués en 1970, reflétant ainsi la majoration de 0,12 \$ le baril signalée ci-dessus. Les prix étrangers établis pour la période allant de juin au 1^{er} août 1971 étaient aussi plus élevés, mais seulement parce qu'ils intégraient le taux de fret de 1,249 \$ au taux Worldscale 100 comme le prescrivait le contrat de BP (2,924 \$) pour une quantité limitée de brut. C'est dire que si on utilisait les prix du contrat de BP en fonction du taux Worldscale 100 (1,249 \$), on ne relèverait pas durant ces mois des prix étrangers plus élevés. Les prix estimatifs étrangers livrés étaient en fait légèrement inférieurs aux prix du contrat pour les périodes du 7 août 1971 au mois de novembre 1971 et du mois de janvier au mois de février 1972. Cette anomalie était probablement attribuable à des erreurs dues à la reconversion des dollars canadiens en dollars américains.

Des diverses méthodes utilisées au tableau 4 de l'annexe E pour calculer les prix étrangers nets, la soustraction du revenu net par baril donnait généralement des prix s'approchant davantage de ceux du contrat de BP pour la période de 1971 à 1972. La méthode de calcul d'après le dividende par baril a donné aussi des approximations assez justes, alors que la méthode de calcul d'après la marge bénéficiaire par baril, méthode reposant sur les propres estimations de Murphy Oil, a produit des écarts plus sensibles. En conséquence, les prix dérivés à l'aide de la méthode faisant intervenir le revenu net par baril ont servi dans les tableaux 3 et 4 de l'annexe F en ce qui a trait à l'iranien léger et, dans le tableau 9 de l'annexe F au Forcados Export Blend nigérien. Les prix étrangers caf nets pour l'iranien léger ont été convertis en prix fob par défalcation du taux de fret de 0,574 \$ pour 1970, de 0,812 \$ jusqu'en septembre 1971 et de 0,828 \$ (y compris la hausse des droits de port de 0,016 \$ en octobre 1972) pour la période d'octobre 1972 à avril 1973. Les prix fob de février et mars 1974 ont été calculés à partir des prix caf en utilisant les données sur les taux de fret (2,04 \$ et 2,45 \$) signalées à l'OIP. Quant à l'année 1974, le prix fob signalé à l'Office des indemnités pétrolières⁴⁹ a été défalqué du chiffre exprimant le revenu net au baril de la

49. Voir les pièces I-114 (confidentielle) et I-126.

TABLEAU E-4

Comparaison entre les prix off-shore nets estimatifs caf à Portland payés par Murphy Oil
et les prix caf fixés par contrat pour du brut iranien léger, de 1970 à 1974
(dollars US par baril)

Dates de livraison	Prix d'achat caf au Canada ^(a)	Tepwin ^(c)			Prix off-shore nets				Prix caf fixés par contrat ^(d)	Marge bénéficiaire eu égard aux prix fixés par contrat ^(e)			
		Revenu net	Dividendes	Marge bénéficiaire	(1)-(2)	(1)-(3)	(1)-(4)	(1)-(3)*		(5)-(9)	(6)-(9)	(7)-(9)	(8)-(9)*
1970 ^(b)													
février									1,862				
mars													
15 avril	2,25	0,281	0,291	0,25	1,969	1,959	2,00			0,107	0,097	0,138	
4 mai	"	"	"	"									
4 juin	"	"	"	"									
30 juin	"	"	"	"									
31 juillet	"	"	"	"									
19 août	"	"	"	"									
20 septembre	"	"	"	"									
8 octobre	"	"	"	"									
14 novembre	"	"	"	"					1,949	0,020	0,010	0,051	
5 décembre	"	"	"	"									
1971													
janvier									2,145				
février									2,418				
mars													
avril													
16 mai	2,894	0,484	0,586	0,52	2,410	2,308	2,374	2,447		(0,008)	(0,111)	(0,044)	0,029
3 juin	3,330	"	(0,447*)	"	2,846	2,744	2,81	2,883	2,483*	0,428	0,326	0,392	0,465
20 juillet	3,311	"	"	"	2,827	2,725	2,791	2,864	(2,924)	0,344	0,242	0,308	0,381
1 août	3,196	"	"	"	2,712	2,61	2,676	2,749		0,229	0,127	0,193	0,266
7 août	2,956	"	"	"	2,472	2,37	2,436	2,509		(0,011)	(0,113)	(0,047)	0,026
12 septembre	2,957	"	"	"	2,473	2,371	2,437	2,510		(0,010)	(0,112)	(0,046)	0,027
8 octobre	2,968	"	"	"	2,484	2,382	2,448	2,521		(0,001)	(0,101)	(0,035)	0,038
23 octobre	"	"	"	"	"	"	"	"		"	"	"	"
21 novembre	"	"	"	"	"	"	"	"		"	"	"	"
Colonne	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)

TABLEAU E-4 (suite)

Dates de livraison	Prix d'achat caf au Canada ^(a)	Tepwin ^(c)			Prix off-shore nets				Prix caf fixés par contrat ^(d)	Marge bénéficiaire eu égard aux prix fixés par contrat ^(e)			
		Revenu net	Dividendes	Marge bénéficiaire	(1)-(2)	(1)-(3)	(1)-(4)	(1)-(3)*		(5)-(9)	(6)-(9)	(7)-(9)	(8)-(9)*
1972													
19 janvier	2,968	0,493	0,473	0,52	2,475	2,495	2,448		2,483*	(0,008)	0,012	(0,035)	
21 janvier	"	"	"	"	"	"	"		2,604	"	"	"	
13 février	2,975	"	"	"	2,482	2,502	2,455		2,604	(0,001)	(0,019)	(0,028)	
mars													
avril													
mai													
juin													
juillet													
août													
septembre													
octobre									2,620				
novembre													
décembre													
1973													
janvier									2,69				
février													
mars													
avril									2,784				
mai													
juin													
juillet													
août													
septembre													
octobre													
novembre													
19 décembre	6,231	0,579	0,594	0,77	5,652	5,637	5,461		n.d.				
Colonne	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)

TABLEAU E-4 (suite)

Dates de livraison	Prix d'achat caf au Canada ^(a)	Tepwin ^(c)			Prix off-shore nets				Prix caf fixés par contrat ^(d)	Marge bénéficiaire eu égard aux prix fixés par contrat ^(e)			
		Revenu net	Dividendes	Marge bénéficiaire	(1)-(2)	(1)-(3)	(1)-(4)	(1)-(3)*		(5)-(9)	(6)-(9)	(7)-(9)	(8)-(9)*
1974													
10 janvier	6,171	0,714	0,685	0,77	5,457	5,486	5,401		n.d.				
26 février	12,080	"	"	"	11,366	11,395	11,31						
12 mars	12,482	"	"	"	11,768	11,797	11,712						
avril													
mai													
juin													
juillet													
août													
septembre													
octobre													
novembre													
décembre													
Colonne	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)

Notes et références:

(a) Les prix d'achat ou d'importation canadiens caf à Portland payés par Murphy Oil Quebec sont tirés du document I-375D.

(b) Les 1 275 265 barils importés en vertu de l'ancien contrat de Murphy Oil Trading Corporation ont été exclus pour 1970.

(c) Les données relatives au revenu net, aux dividendes et à la marge bénéficiaire par baril réalisés par Tepwin proviennent du tableau C. Le chiffre correspondant aux dividendes par baril pour 1971 (colonne 3) a été rajusté en soustrayant les 838 545 \$ de profits réalisés grâce au sous-affrètement d'un pétrolier, qui ont apparemment été remis sous forme de dividendes à Murphy Oil (Calgary).

(d) Les prix caf du contrat pour janvier à mai 1970 sont fondés sur les prix fob (1,27\$) et les coûts de transport (0,574\$) rapportés dans l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168 (Cour fédérale, Division de première instance) à l'intercalaire 178 du Livre II des documents déposés dans cette affaire et qui ont été prolongés jusqu'en octobre et rajustés en novembre pour tenir compte d'une augmentation de 0,065\$ du prélèvement de l'État hôte pour le Zakum telle que prévue par la clause de rajustement du prix apparaissant dans le contrat de BP plus 0,01\$ du prix c et f pour l'assurance. Pour 1971 à avril 1973, les prix c et f signalés dans le contrat de BP trouvés à la pièce I-375A ont été rajustés de façon semblable afin de tenir compte des augmentations du prélèvement de l'État pour le Zakum et des frais douaniers portuaires plus 1 p. 100 du prix c et f ajouté pour l'assurance. Étant donné que les dates des prix d'achat canadiens correspondent aux dates de livraison, on compare en fait les prix du contrat de BP en vigueur au cours du mois précédent (c.-à-d. le mois du chargement à l'île de Kharg dans le golfe Persique). Les *astérisques* indiquent les prix mensuels du contrat de BP auxquels cette pratique s'applique.

(e) Si les prix du contrat de la B.P. pour la période allant de juin au 3 août 1971 étaient calculés à l'aide du taux Worldscale 100 (c.-à-d. 1,249 \$) imputé à Murphy pour ces premiers chargements, on obtiendrait aussi des chiffres négatifs au titre de la marge bénéficiaire avec le prix plus élevé de 2,924\$.

Tepwin pour cette année. On ne disposait d'aucune donnée sur le fret pour le calcul du prix étranger fob du Forcados nigérien en novembre 1973.

Les données sur les prix aux tiers relatives à 1976-1977 en ce qui touche l'iranien léger ont pu être obtenues à même les renseignements sur les prix caf et fob que Murphy a déposés à l'Office des indemnisations pétrolières⁵⁰. Ces prix s'harmonisent étroitement avec ceux qu'on a trouvés dans les contrats que le groupe Murphy a passés avec la société Marc Rich & Co. AG (de Suisse)⁵¹. Selon les clauses de ces contrats, Murphy Oil fournissait Marc Rich de brut iranien léger à un prix fob à l'île de Kharg, tandis que Marc Rich fournissait Spur Oil Ltd. (autrefois Murphy Oil Quebec) à un prix caf à Portland. Les contrats Marc Rich contenaient donc aussi certaines données relatives au fret entre tiers. Les taux de fret dont font mention les contrats s'établissaient à 0,925 \$⁵² pour 1976 et au taux Worldscale 52,5 ou 1,196 \$⁵³ pour 1977 pour les expéditions entre l'île de Kharg et Portland. Ces taux étaient jumelés avec les prix fob (c'est-à-dire le prix officiel fixé par l'État et les prix maximums aux tiers du ministère de l'Énergie des États-Unis) relevés au tableau 3 de l'annexe F pour produire les prix caf du tableau 4 de l'annexe F en 1976-1977⁵⁴.

(c) Le groupe Irving

Un «prix courant négocié» en 1970 et des prix étrangers calculés pour la période de 1971 à 1975 dans le cas du groupe Irving Oil pourraient être traités comme s'il s'agissait de prix aux tiers, même si le fournisseur final de brut et de services de transport à Irving était (depuis 1960) Standard Oil Company of California (SOCAL) et que cette dernière, par l'intermédiaire de sa filiale Standard Oil of British Columbia, avait d'abord détenu 51 p. 100 des actions d'Irving Refining Limited et 49 p. 100 de celles d'Irving Oil Company Limited (la société de commercialisation et de distribution du groupe Irving). En juin 1973, Irving Oil Limited devenait par fusion la société de portefeuille du groupe Irving et la participation globale de SOCAL dans le groupe était ramenée à 48,9 p. 100 en 1976. Les actions de la famille Irving étaient détenues par l'intermédiaire de sociétés privées. Lorsqu'elle fut

50. Voir les pièces I-114 (confidentielle) et I-126.

51. Voir la pièce I-375A, article 6.

52. On obtient ce taux de fret en soustrayant le prix fob de 11,62 \$ et le coût implicite de l'assurance du prix caf (fixé à 1 p. 100) du prix caf de 12,67 \$ dont le contrat fait état.

53. Le taux de fret cité de 1,20 \$ s'appliquait au brut de 33,3° API. Pour le brut de 34° API, le taux serait de 1,196 \$.

54. En ce qui concerne le brut saoudien léger du tableau 2 de l'annexe F ainsi que l'iranien lourd et le brut koweïtien 31° API du tableau 11 de l'annexe F, ces taux de fret du groupe Murphy ont également été jumelés avec des données analogues touchant les prix fob aux tiers pour produire les prix caf.

achetée en 1971, Irving California Oil Company Limited (IRVCAL) des Bermudes était une société-paravent⁵⁵, sous le nom de Bomag International Ltd. Irving Refining Limited et Irving Oil Company Limited en étaient au début les propriétaires à parts égales. Par suite de la fusion de 1973, IRVCAL est devenue une filiale en propriété exclusive d'Irving Oil Limited⁵⁶. Elle fut établie en tant qu'entreprise commerciale étrangère afin que les profits tirés du transport et de la production de brut non canadien reliés à l'approvisionnement de la raffinerie Irving puissent être partagés entre SOCAL et Irving⁵⁷.

De 1960 à juillet 1971, Irving Refining Limited était ravitaillée selon une formule caf à Saint-Jean (Nouveau-Brunswick), aux termes d'un accord de vingt ans passé en 1957 entre elle-même et la California Transport Corporation (une des sociétés SOCAL), où le prix caf de 2,712 \$ devait suivre tous les mouvements qui interviendraient dans les prix affichés le 1^{er} juillet 1956 du saoudien léger (1,93 \$) et de l'iranien léger (1,91 \$)⁵⁸. À la fin de 1960⁵⁹, les prix de contrat caf de ces bruts étaient tombés jusqu'à 2,58 \$. Ils restèrent à ce niveau, sauf l'iranien léger dont le prix s'éleva à 2,59 \$ en 1965, jusqu'au mois de juillet 1971 inclusivement. Le 9 août 1971 Irving Refining Limited signait un traité d'approvisionnement pour l'ensemble de ses besoins⁶⁰ avec Bomag International Limited, récemment acquise, concernant le saoudien et l'iranien légers au prix caf de 2,90 \$ sous réserve des augmentations eu égard a) au prélèvement de l'État d'origine et, b) au taux de fret AFRA LR-2 de 1,05 \$ pour les expéditions effectuées entre le golfe Persique et les installations en eau profonde dont dispose Irving au terminal Mispac⁶¹. (La relation contractuelle entre les entreprises d'importation Irving et l'entreprise commerciale étrangère s'est poursuivie dans plusieurs contrats en 1972, 1980 et 1981)⁶².

55. Voir la transcription, vol. 83, p. 15813.

56. Voir la pièce I-14, pp. 2 et 3. Les actions de SOCAL étaient détenues par la Standard Oil Company of British Columbia (Chevron Canada Limited à partir de 1975).

57. Voir la transcription, vol. 83, p. 15816.

58. Voir la pièce I-318A. La durée de l'accord comprenait la période s'étendant du 14 août 1957 jusqu'à vingt ans après l'ouverture de la raffinerie. Cette entente n'autorisait la révision de la formule du prix qu'au bout de 10 années d'exploitation (soit en 1970), mais on pouvait y mettre fin par préavis d'un an. Par la suite, Chevron Transportation Corporation s'est portée acquéreur des droits de California Transportation en vertu de l'accord en question.

59. La raffinerie de Saint-Jean fut ouverte en 1960.

60. Le contrat d'approvisionnement précédent renfermait aussi une disposition touchant l'ensemble des besoins.

61. Voir la pièce I-257, intercalaire 2.

62. Voir la pièce I-374 (confidentielle) concernant les contrats de 1972, 1980 et 1981.

En 1971, au moment même où elle consentait à approvisionner Irving, Bomag signait parallèlement une entente d'approvisionnement avec Chevron Oil Sales Company (société du Delaware associée à SOCAL), entente où le prix caf de Saint-Jean s'établissait à 2,104 \$⁶³ sous réserve des hausses du prélèvement de l'État d'origine, ainsi que de l'augmentation de divers facteurs associés aux frais de transport. Ainsi, une majoration de 0,796 \$⁶⁴ était imposée sur le prix caf des importations de la Irving le 9 août 1971 par le biais d'une société commerciale étrangère. Dans un document financier d'Irving Oil daté d'avril 1973, on compare le prix étranger de 2,667 \$ au prix déclaré de 3,272 \$ du saoudien et de l'iranien légers⁶⁵, ce qui représente une marge bénéficiaire de 0,605 \$.

La preuve de l'existence d'un «prix courant négocié» antérieurement a été découverte dans un projet d'accord non ratifié entre Irving Refining Limited et Chevron Oil Sales Company, lequel contenait un prix caf de 2,025 \$ des bruts saoudien et iranien légers et un prix analogue fob avec des dispositions prévoyant des rajustements pour les frais de transport comparés aux prix caf de 2,58/2,59 \$ qui étaient effectivement payés⁶⁶.

Afin de calculer les prix étrangers nets des activités commerciales à partir de 1971, on a tiré les chiffres du revenu net par baril et du dividende par baril des données financières dont on disposait pour Bomag-IRVCAL. Le tableau 5 de l'annexe E se borne aux données de 1971 à 1975. La Commission ne possède aucune information sur la période 1976 à 1981. Les prix étrangers nets devraient aussi être calculés pour les années 1976 à 1981 parce qu'Irving Oil a déclaré qu'IRVCAL avait toujours réalisé un bénéfice global sur ses ventes à Irving Oil⁶⁷. (On n'a fait état d'aucun dividende touché en 1982⁶⁸). Les chiffres du revenu net plutôt que ceux du dividende par baril ont

63. Voir la pièce I-374 (confidentielle), intercalaire 1, qui est une entente intervenue le 26 décembre 1972 entre les mêmes parties (sauf que Bomag était devenue IRVCAL) entente dans laquelle le prix établi le 9 août 1971 de 2,104 \$ était signalé comme se rapportant aux 120 000 premiers barils par jour civil de besoins en pétrole pour la raffinerie jusqu'à ce qu'on ait vendu 100 millions de barils, et alors il s'établirait à 2,243 \$, et pourrait atteindre, dans le cas de ventes supplémentaires de 20 000 à 80 000 barils par jour, 2,393 \$ et 2,493 \$. Vu que la quantité maximale importée n'a jamais dépassé 55 millions de barils, seul le prix de 2,104 \$ était pertinent (voir la pièce I-259). Voir également la pièce I-14, p. 4.
64. C'est-à-dire 2,90 \$ moins 2,104 \$.
65. Voir la pièce I-272 (confidentielle).
66. Voir la pièce I-257, intercalaire 1. Le prix de 2,90 \$ établi le 9 août 1971 incorporait, pour le saoudien et l'iranien légers, les hausses du prélèvement de l'État d'origine intervenues en novembre 1970 et en 1971 dans le prix caf pour 1970 de 2,58/2,59 \$.
67. M. Arthur Irving a confirmé que la seule source de revenus d'IRVCAL était la marge bénéficiaire qu'elle tirait de ses ventes à Irving Oil. Voir la transcription, vol. 83A, pp. 42 et 43.
68. Voir les pièces I-318A, 318B et 318C, toutes confidentielles, et la transcription, vol. 83, p. 15826.

TABLEAU E-5

Données financières concernant Irving California Oil Company Limited (IRVCAL), 1971-1975

Année	(dollars US)		Nombre de barils importés au Canada ^(c)	(cents US par baril)	
	Revenu net ^(b)	Dividendes ^(b)		Revenu net par baril ^(a)	Dividendes par baril
1971	10 829 245	Aucun	27 657 991	39,2* (79,6)	Aucun
1972	21 550 218	25 600 000	33 819 804	63,7	75,7
1973	42 549 629	11 800 000	39 850 191	107,0** (60,5)	29,6
1974	48 735 987	63 300 000	36 722 252	132,7	172,4
1975	18 361 558	36 400 000	38 654 567	47,5	94,2

Notes et références:

(a) Les chiffres suivis d'un *astérisque* qui figurent dans la colonne «Revenu net par baril» représentent la marge bénéficiaire annuelle moyenne calculée en divisant le revenu net par le nombre total de barils importés. Cependant, IRVCAL (appelée auparavant Bomag) n'a commencé à vendre à Irving Refining Limited que le 9 août 1971 avec une marge bénéficiaire de 0,796 \$. Par conséquent, la hausse de 0,396 \$ du revenu net par baril n'est utile que pour calculer le coût net à Irving pour l'année 1971. Les chiffres suivis d'un *astérisque* double qui figurent dans la colonne «Revenu net par baril» représentent la marge bénéficiaire annuelle moyenne calculée pour tous les bruts en 1973. Le document I-272 (confidentiel) montre une marge bénéficiaire off-shore de 0,605 \$ pour des bruts saoudien et iranien légers pour avril 1973.

(b) Les données relatives au revenu net et aux dividendes sont tirées du document I-14, Annexe A.

(c) Le nombre de barils importés provient du document I-259.

servi en l'occurrence, parce qu'ils expriment la majoration réelle facturée annuellement, tandis qu'un examen des dividendes déclarés pour la période de 1971 à 1975 indique des décalages dans la répartition. Il n'y eut aucun dividende en 1971; en 1973 (1974-1975) les dividendes furent faibles (élevés) relativement au revenu net touché pendant l'année.

Le tableau 6 de l'annexe E nous fournit un exemple de calcul des prix caf et fob étrangers nets du saoudien léger pour les années 1971 à 1975 à l'aide des chiffres du revenu net par baril, calcul effectué en vue de réduire les prix d'achat ou d'importation caf et fob à Saint-Jean payés par Irving Refining Limited. Des prix caf et fob analogues apparaissent aux tableaux 3 et 4 de l'annexe F en ce qui touche l'iranien léger (1971 à 1974) et aux tableaux 10 et 11 de l'annexe F relativement à l'iranien lourd (1973 à 1974). Il n'était pas possible de calculer les prix étrangers nets (a) du saoudien léger pour les années 1976 à 1981, (b) de l'iranien léger pour 1976 à 1978, et (c) du saoudien à densité moyenne 31° API pour 1980 et 1981. Les prix d'achat ou d'importation fob et caf à Saint-Jean utilisés dans les calculs ci-dessus sont tirés de la pièce confidentielle I-394 (en ce qui a trait aux prix annuels fob et caf de 1971 à 1974), de la pièce I-257, intercalaire 2 (en ce qui a trait au prix caf du 9 août 1971), de la pièce confidentielle I-274 (en ce qui concerne le prix caf d'avril 1973), des pièces I-265, I-266, I-267 (confidentielle) et de la pièce confidentielle I-268 (pour ce qui est des données mensuelles de 1974 à 1981)⁶⁹. La Commission ne dispose d'aucune information concernant les prix caf ou fob d'Irving du brut importé en 1982.

Les contrats d'approvisionnement passés avec les sociétés ne dépendant pas de SOCAL⁷⁰ n'ont pas été déposés; ainsi ne pouvait-on pas déterminer si

69. Irving Oil a déposé ses propres registres renfermant les prix fob, les taux de fret et les prix caf pour 1974 à 1981 (voir la pièce I-265 et la pièce confidentielle I-268). Certaines données concernant le fob ou les taux de fret n'étaient pas disponibles pour divers mois. D'autres l'étaient, à partir des sources ci-dessus, sur les bruts que les tableaux 1 à 12 de l'annexe F ne mentionnent pas. Ces dernières données se rapportaient au saoudien lourd (1975 à 1980), au Boscan (1971 à 1975 et 1980 à 1981), au Maya et Isthmus (1980 à 1981) et au saoudien extra léger (1973 et 1981). En 1974, les chiffres sur les prix annuels étrangers nets de l'iranien léger étaient d'environ 1,50 \$ inférieurs aux prix minimums mensuels (fob ou caf) étrangers nets calculés. On n'a pas observé cette différence à l'examen des chiffres sur les autres bruts. L'anomalie vient probablement de ce que les coûts annuels du brut subventionné pour 1974 ont été signalés, dans la pièce Irving, comme étant le coût d'importation.

70. La liste des pièces produites lors du litige sur la nouvelle cotisation d'impôt d'Irving (voir la pièce I-14) indiquait des contrats conclus avec (a) Asiatic Petroleum (Shell) le 21 septembre 1972 et le 3 janvier 1973, (b) Sun Oil International Inc. le 9 mars 1972 et (c) Esso International Inc. le 14 septembre 1972.

TABLEAU E-6

Estimation des prix off-shore nets à 100 p. 100 pour du brut saoudien léger payés par Irving Oil, de 1971 à 1975
(en dollars US par baril)

Date	Prix d'achat canadien ^(a)		Revenu net réalisé par IRVCAL par baril ^(b)	Prix off-shore nets ^(c)	
	caf	fob		caf (1)-(3)	fob (2)-(3)
1971	2,80	1,69	0,392	2,41	1,30
janvier	2,58	1,80	n.d.	n.d.	n.d.
19 août	2,90	1,85	0,796	2,104	1,054
1972	2,89	1,95	0,637	2,25	1,31
1973	3,57	2,33	1,07	2,50	1,26
avril	3,272	n.d.	0,605	2,667	n.d.
1974	11,91	10,01	1,327	10,58	8,68
janvier	11,63	9,64		10,30	8,31
février	11,74	9,97		10,41	8,64
mars	11,80	9,79		10,47	8,46
avril	11,90	9,87		10,57	8,54
mai	—	—		—	—
juin	11,84	9,90		10,51	8,57
juillet	—	—		—	—
août	11,84	9,97		10,51	8,64
septembre	11,78	10,05		10,45	8,72
octobre	11,99	10,39		10,66	9,06
novembre	12,43	n.d.		11,10	n.d.
décembre	12,51	10,74		11,18	9,41
Colonne	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)

TABLEAU E-6 (suite)

Date	Prix d'achat canadien ^(a)		Revenu net réalisé par IRVCAL par baril ^(b)	Prix off-shore nets ^(c)	
	caf	fob		caf (1)-(3)	fob (2)-(3)
1975			0,475		
janvier	11,92	n.d.		11,45	n.d.
février	11,85	10,83		11,38	10,36
mars	11,84	n.d.		11,37	n.d.
avril	—	—		—	—
mai	11,17	n.d.		10,70	n.d.
juin	11,86	n.d.		11,39	n.d.
juillet	—	—		—	—
août	11,84	10,62		11,37	10,15
septembre	11,85	10,63		11,38	10,16
octobre	12,90	11,70		12,43	11,23
novembre	12,79	11,59		12,32	11,12
décembre	—	—		—	—
Colonne	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)

Notes et références:

- (a) Pour connaître les prix d'achat canadiens, voir l'intercalaire 2 du document I-257 pour le 19 août 1971, le document I-272 (confidentiel) pour avril 1973, le document I-394 (confidentiel) pour les données annuelles portant sur les années 1971 à 1974 et les documents I-265 et I-266 pour les données mensuelles pour 1974 et 1975.
- (b) Les données relatives au revenu net par baril réalisés par IRVCAL sont tirées du tableau 5.
- (c) Les tableaux F-1 et F-2 indiquent aussi des prix off-shore à 50 p. 100 qui ont été calculés puisqu'il semblerait, selon ce qui a été dit, que les profits de la filiale étrangère devaient être partagés équitablement entre SOCAL et Irving. Voir la transcription volume 83, p. 15813.

la marge bénéficiaire représentée par le revenu net par baril était la même pour tous les bruts indépendamment de leur source. L'apparition de différences dans la marge bénéficiaire annuelle et dans celle d'avril, en ce qui concerne le saoudien et l'iranien légers en 1973, laisse à croire à une variation possible des marges bénéficiaires mensuelles quant au brut.

Seuls le «prix courant négocié» caf pour 1970 et les prix étrangers caf du saoudien et de l'iranien légers pour 1971 étaient similaires à ceux observés dans les transactions applicables aux tiers. Les prix étrangers fob calculés pour 1972 à 1975 semblent avoir été influencés à la baisse par une majoration des taux d'affrètement maritime, parce qu'ils étaient souvent inférieurs au coût taxes incluses. Pour la période de 1972 à 1974, les prix étrangers fob et caf calculés dans le cas d'Irving se sont trouvés fort sensiblement inférieurs aux prix signalés par d'autres sociétés canadiennes soit au regard des prix de transfert, soit en fonction des prix aux tiers. En 1975, les prix étrangers de la société Irving étaient également inférieurs à ceux d'autres sociétés, mais pas autant qu'au cours des années précédentes. Il n'est donc possible, pour ces raisons, de se fier aux données sur les «prix courants négociés» ou les prix étrangers caf d'Irving que pour la période de 1970 à 1971. Les prix mentionnés pour les années 1960 à 1969 furent négociés en 1957, au moment où les prix affichés représentaient des prix de transactions. Toutefois, entre 1960 et 1969, les prix affichés ont perdu leur pertinence comme norme du cours du marché.

(d) Le groupe Ultramar

On a pu obtenir des renseignements sur les prix faits aux tiers auprès du groupe Ultramar en ce qui touche les types de bruts suivants, qu'on trouve aux tableaux 1 à 12⁷¹ de l'annexe F:

- (a) Tia Juana moyen 26° API (1961 à 1974)
- (b) Saoudien léger (1974 à 1975, 1977, 1979 et 1980)
- (c) Iranien léger (1975, 1977 et 1978)
- (d) Lagomedio (1966 à 1968 et 1972)
- (e) Nigérien léger (1974)
- (f) Iranien lourd (1975 à 1979)
- (g) Koweït 31° API (1976)

71. Voir les pièces I-335, I-126 et la pièce confidentielle I-114. On disposait également de données sur des types de bruts dont les tableaux 1 à 12 de l'annexe F ne font pas mention. Voir la pièce I-329 et la pièce confidentielle I-337 pour les listes sommaires des bruts importés durant les années 1960 à 1982.

- (h) Bruts légers vénézuéliens, comme le Mesa 33° API (1966, 1967, 1970 et 1971), le Lagotreco (1967 et 1970), le MarLago (1967 et 1968), le Lagocinco 33° API (1969 à 1973), le Tia Juana léger (1970), le Centro Lago (1972) et le Mercedes 31° API (1972)⁷².

La pièce I-263 signale, concernant les années 1961 à 1966, l'existence d'un contrat à terme de 20 ans ayant pour objet l'approvisionnement en T.J. moyen en raison de 5 000 barils par jour entre Aigle d'Or Canada (Golden Eagle Canada) et la société mère Ultramar Company Ltd., de Grande-Bretagne, au prix affiché moins 0,40 \$⁷³. Étant donné que le prix affiché était de 2,27 \$ au départ de La Salina (ou de 2,30 \$ au départ d'Amuay), les prix de cette formule de 1,87 \$ au départ de La Salina ou de 1,90 \$ au départ d'Amuay s'harmonisent étroitement avec les prix fournis par Impériale pour les ventes à des tiers d'Esso International à Ultramar dans les pièces I-50 et I-50A. La variation de 0,03 \$ du plus bas prix était probablement attribuable à une confusion des ports d'embarquement utilisés par Ultramar.

De 1960 à 1966 Ultramar a importé de tiers un peu de brut T.J. moyen 26° API⁷⁴, mais elle s'est fiée principalement à ses propres ressources en brut (Oritupano 24° et Mercedes 31°)⁷⁵ comme à plusieurs autres types de vénézuélien. Canadian and Caribbean Oil Company Limited qui, brièvement

72. Les niveaux API de la plupart des bruts ne sont pas déterminés dans la pièce I-335.

73. Une note de service d'Irving Oil en date du 7 mars 1963 résume une conversation avec Arnold Lorbeer d'Ultramar au sujet du financement et des sources de bruts de la raffinerie de Holyrood à Terre-Neuve. Une hypothèque accordée par Esso International et accompagnée d'une entente sur un achat de brut finançait la raffinerie dans une large mesure. En outre, le gouvernement de Terre-Neuve s'était engagé pour 20 ans à acheter ses produits pétroliers de cette raffinerie. Le financement s'est opéré par l'intermédiaire de Canadian and Caribbean Oil Company créée à cette fin, qui s'est vu accorder une participation de 50 p. 100 au capital-actions de la raffinerie. Par la suite, Ultramar a racheté la participation de 50 p. 100 et a refinancé le prêt hypothécaire consenti sur la raffinerie. Voir *A Golden Adventure: The First 50 Years of Ultramar*, Hurtwood Press, Londres, 1985, p. 117. Dans la pièce confidentielle I-78A, intercalaires C-4/C-5, on fait mention du contrat d'Esso International avec Ultramar comme ayant débuté en juin 1962. Ce fait laisse entendre que Canadian and Caribbean Oil Company servait aussi à approvisionner Esso International en brut en 1961 et au début de 1962. Le volume de brut prévu au contrat original est passé de 17 000 b/j en 1968, 15 000 b/j en 1969 et 25 000 b/j en 1970 avant de tomber à 14 000 b/j en 1971 (voir la pièce I-78A). Toutefois, en 1971 un deuxième contrat fut passé prévoyant des livraisons de 30 000 à 50 000 b/j à la nouvelle raffinerie québécoise ainsi que certaines livraisons à Terre-Neuve équivalant aux volumes de brut vénézuélien utilisé par Ultramar à sa raffinerie québécoise (voir M-675 et I-330).

74. Même si le T.J. moyen était expédié à la Refineria de Panama, dont Ultramar possédait le tiers des actions, les quantités importées en 1962 et en 1967 constituaient une proportion importante des importations au Canada.

75. Voir la pièce I-329 et la transcription, vol. 98, p. 18419.

en 1961, a participé pour 50 p. 100 au capital-actions de la Golden Eagle Refining Company of Canada, tout en étant détentrice d'une hypothèque, aurait été une source du brut⁷⁶ en provenance des tiers expédié à la raffinerie de Holyrood d'Ultramar à Terre-Neuve au début des années 1960. De 1963 à 1974 Ultramar Liberia Ltd. a fourni le brut expédié au Canada selon la formule fob, tandis que Golden Eagle Liberia Ltd. assurait les services de transport⁷⁷. En 1975 Ultramar Panama Inc. devenait une entreprise commerciale étrangère⁷⁸. Toutes ces sociétés étrangères étaient la propriété de la société mère multinationale (Ultramar Company Ltd.)⁷⁹, excepté pendant les années 1966 à 1974, époque où Ultramar Liberia Ltd. était une filiale en propriété exclusive d'Aigle d'Or Canada Ltée (Ultramar Canada Inc. à partir de 1979)⁸⁰ à laquelle elle versait des dividendes calculés sur les marges bénéficiaires provenant du prix fob. Esso International était la source première de brut en provenance des tiers du groupe Ultramar pour des durées données, jusqu'à la fin des années 1970, époque à partir de laquelle les achats furent effectués auprès des sociétés pétrolières des gouvernements producteurs⁸¹.

Comme on l'a signalé ci-dessus, seules les données sur le prix des importations de T.J. moyen sont disponibles pour la période de 1961 à 1965. Toutefois, en ce qui concerne celle de 1966 à novembre 1974, les prix d'achat ou d'importation au Canada et les prix étrangers se trouvent dans la pièce I-335. Le dossier Ultramar de l'Office des indemnisations pétrolières, déposé par le Directeur⁸², contient les données relatives à la période de 1974 à mai 1982. Il n'a donc pas été nécessaire de calculer les prix de la filiale étrangère. Le tableau 7 de l'annexe E fournit un exemple de deux séries de prix fob, départ La Salina⁸³ du T.J. moyen, établis de 1967 à 1974 dans le cas de Holyrood et de Saint-Romuald. Toutefois les prix contractuels fob entre Esso International et Ultramar Panama (M-675), et entre Ultramar Panama et

-
76. Voir la pièce I-263, les rapports annuels de 1961 et de 1962 d'Ultramar Company Limited et la transcription, vol. 98, p. 18414.
77. Voir la transcription, vol. 98, p. 18439. Les pétroliers utilisés étaient soit la propriété des intéressés, soit affrétés au jour le jour. En ce qui concerne Holyrood, on a d'abord eu recours à l'affrètement court en raison des faibles quantités importées qui, jusqu'à 1967, ne justifiaient pas un affrètement à plus long terme. Voir *A Golden Adventure*, p. 227.
78. Voir la transcription, vol. 98, pp. 12519 à 12521.
79. Ultramar Company Ltd. était une société d'investissement. American Ultramar Limited faisait office de société de gestion pour le groupe (voir la transcription, vol. 98, p. 18462 et vol. 99, p. 18600).
80. Voir la transcription, vol. 98, pp. 18415, 18429 et 18520. Ultramar Liberia fut vendue en 1980 à une société associée.
81. Voir la transcription, vol. 98, pp. 18416 à 18417 et 18425.
82. Voir la pièce confidentielle I-114 et la pièce I-126.
83. Au tableau 7 de l'annexe F, les prix fob départ La Salina ont été convertis à des prix au départ d'Amway en les majorant de 0,03 \$.

et Ultramar Liberia, la filiale étrangère (I-330), indiquent une majoration supplémentaire dans les prix payés par la filiale étrangère à Ultramar Panama. En 1971 (seule année pour laquelle des chiffres sont disponibles), les majorations ont été de 0,20 \$ et de 0,09 \$ pour des livraisons aux raffineries du Québec et de Terre-Neuve en vertu du deuxième contrat pour la nouvelle raffinerie du Québec (voir le tableau 7 de l'annexe F). Comme nous l'avons mentionné, ce contrat prévoyait également certaines livraisons à la raffinerie de Terre-Neuve. Les ventes à Terre-Neuve en vertu du contrat original n'étaient pas frappées de cette majoration supplémentaire. On ignore si la majoration supplémentaire prévue au deuxième contrat est demeurée la même de 1972 à 1974. Il se peut donc que les prix étrangers figurant au tableau 7 de l'annexe F pour les années 1972 à 1974 soient exagérés. On pourra noter qu'une majoration des services de transport aurait également été facturée par Golden Eagle Liberia. Cependant, le niveau de cette majoration est inconnu parce qu'Ultramar Canada Inc. ne pouvait avoir accès aux dossiers d'entreprise de la société associée. Les données sur le fret depuis le Venezuela jusqu'à Portland ne sont présentées que pour les années 1968 à 1970, dans les rapports annuels de l'Aigle d'Or Canada Ltée⁸⁴.

Le niveau de majoration des prix fob effectuée par la filiale étrangère était relativement peu élevé avant 1967 (par exemple, 0,10 \$ en 1966 sur le Lagomedio et 0,00 \$ sur le Mesa). Dès 1967, la majoration s'établissait à 0,30 \$ sur le T.J. moyen et sur tous les autres bruts importés. Elle demeura à ce niveau⁸⁵ jusqu'à juin 1971, date où elle s'éleva légèrement à 0,304 \$, mais elle fut ramenée à 0,194 \$ sur le T.J. moyen à destination de la nouvelle raffinerie de Saint-Romuald (Québec), qui a ouvert ses portes en octobre 1971⁸⁶. En 1972 la majoration dans le cas des deux raffineries était de 0,194 \$ en juillet et de 0,14 \$ pour le reste de l'année. Elle chuta à 0,09 \$ en 1973 jusqu'à sa hausse de 0,20 \$ de juillet à novembre de la même année. Elle descendait à 0,10 \$ (pour Québec) dès 1974, mais remontait à 0,20 \$ en juillet de la même année. (On ne dispose d'aucune donnée à partir d'août 1974.)

84. Ces taux de fret majorés depuis le Venezuela jusqu'à Portland s'établissaient à 0,26 \$, 0,29 \$ et 0,28 \$. Voir la pièce M-537 concernant les états financiers de cette entreprise. Les taux de fret d'Ultramar auraient été plus élevés que ceux des raffineurs utilisant Portland ou Halifax/Dartmouth en raison des quantités relativement faibles de brut raffiné à Holyrood; ce fait s'ajoutant à la faible profondeur des eaux à ses quais excluait l'usage des pétroliers plus imposants employés par d'autres raffineurs canadiens.

85. Elle atteignit brièvement 0,32 \$ en août 1969.

86. Le prix fob plus élevé à Terre-Neuve reflétait des frais de transport relativement plus élevés en raison du tirant d'eau plus limité des pétroliers qui pouvaient aborder à Holyrood. Tel que mentionné ci-haut, des majorations additionnelles de 0,20 \$ et de 0,09 \$ ont été payées par la filiale étrangère à Ultramar Panama qui avait acheté le brut d'Esso International.

TABLEAU E-7

Prix off-shore nets fob^(a) du brut Tia Juana moyen (24,0 à 26,9° API) importé par le groupe Ultramar, de 1967 à 1974
(dollars US par baril au départ de La Salina)

Date	PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE DE TERRE-NEUVE				PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE QUÉBÉCOISE			
	API	Prix d'achat canadien ^(b)	Prix off- shore net ^(c)	Marge bénéficiaire ^(d)	API	Prix d'achat canadien ^(b)	Prix off- shore net ^(c)	Marge bénéficiaire ^(d)
1967								
juin	25,5	1,85	1,55	0,30	—	—	—	—
août	"	"	"	"				
septembre	"	"	"	"				
octobre	"	"	"	"				
novembre	"	"	"	"				
décembre	"	"	"	"				
1968								
février	26,0	1,86	1,56	0,30	—	—	—	—
avril	26,0 27,0	1,86 1,88	1,56 1,58	"				
mai	26,0	1,86	1,56	"				
juin	"	"	"	"				
juillet	"	"	"	"				
août	"	"	"	"				
septembre	"	"	"	"				
octobre	"	"	"	"				
novembre	"	"	"	"				
décembre	"	"	"	"				
1969								
janvier	26,0	1,86	1,56	0,30	—	—	—	—
février	"	"	"	"				
mars	"	"	"	"				
avril	"	"	"	"				
mai	"	"	"	"				
juin	"	"	"	"				
juillet	"	"	"	"				
août	26,0 25,0	1,86	1,56 1,54	0,32 0,30				
septembre	26,0	1,86	1,56	0,30				
octobre	"	"	"	"				
novembre	"	"	"	"				
décembre	"	"	"	"				

TABLEAU E-7 (suite)

Date	PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE DE TERRE-NEUVE				PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE QUÉBÉCOISE			
	API	Prix d'achat canadien ^(b)	Prix off-shore net ^(c)	Marge bénéficiaire ^(d)	API	Prix d'achat canadien ^(b)	Prix off-shore net ^(c)	Marge bénéficiaire ^(d)
1970								
janvier	26,0	1,86	1,56	0,30				
février	"	"	"	"				
mars	"	"	"	"				
avril	27,0	1,88	1,58	"				
mai	27,0 26,0	1,88 1,86	1,58 1,56	"				
juin	26,0	1,86	1,56	"				
juillet	"	"	"	"				
août	"	"	"	"				
septembre	24,0	1,82	1,52	"				
octobre	26,0	1,86	1,56	"				
novembre	"	"	"	"				
décembre	"	"	"	"				
1971								
janvier	26,0	1,97	1,67	0,30				
février	26,0	1,97	1,67	"				
mars	26,0	1,97 2,331	1,67 2,031	"				
avril	26,0	2,331	2,031	"				
mai	26,0	2,331	2,031	"				
juin	26,0 27,0	2,331 2,339	2,031 2,039	"	24,0	2,52	2,326	0,194
juillet	26,0	2,535	2,231	0,304		"	"	"
août	27,0 24,0	2,5425 2,52	2,2385 2,216	"		"	"	"
septembre	26,0	2,535	2,231	"		"	"	"
octobre	26,0 27,0	2,535 2,5425	2,231 2,2385	"	25,0	2,5275	2,3335	"
novembre	26,0	2,535	2,231	"		"	"	"
décembre	26,0	"	"	"		"	"	"

TABLEAU E-7 (suite)

Date	PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE DE TERRE-NEUVE				PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE QUÉBÉCOISE			
	API	Prix d'achat canadien ^(b)	Prix off- shore net ^(c)	Marge bénéficiaire ^(d)	API	Prix d'achat canadien ^(b)	Prix off- shore net ^(c)	Marge bénéficiaire ^(d)
1972								
janvier		—	—	—		—	—	—
février	25,6	2,703	2,509	0,194	25,6	2,703	2,509	0,194
mars	"	2,703	2,509	0,194	"	2,703	2,509	0,194
avril	n.d.	2,686	2,492	0,194	n.d.	2,686	2,492	0,194
mai	"	2,686 2,738	2,492 2,544	0,194	"	2,686	2,492	0,194
juin	"	2,678	2,484	0,194	"	—	—	—
juillet	"	2,674	2,480	0,194	"	2,674	2,480	0,194
août	"	2,512 2,528	2,372 2,388	0,140	"	2,52	2,38	0,140
septembre	"	2,528 2,512	2,38 2,372	0,148 0,14	"	2,52	2,38	0,140
octobre	"	2,52	2,38	0,14	"	2,52	2,38	0,140
novembre	"	2,512	2,372	0,14	"	2,52	2,38	0,140
décembre	"	2,512 2,52	2,372 2,38	0,14	"	"	"	"
1973								
janvier	"	2,577	2,487	0,09	"	2,561	2,471	0,09
février	"	2,561 2,603	2,481 2,513	0,09	"	2,603 2,635	2,513 2,545	0,09
mars	"	2,727 2,805	2,637 2,715	0,09	"	2,603 2,74	2,513 2,65	0,09
avril	"	2,805	2,715	0,09	"	2,727 2,805	2,637 2,715	0,09
mai	"	2,805	2,715	0,09	"	2,805	2,715	0,09
juin	"	2,805	2,715	0,09	"	2,805	2,715	0,09
juillet	"	3,094	2,894	0,20	"	3,094	2,894	0,20
août	"	3,329	3,129	0,20	"	3,329	3,129	0,20
septembre	"	3 546	3 346	0 20	"	2 546 3 466	3 346 3 266	0 20
octobre	"	3,796	3,596	0,20	"	3,796 3,716	3,596 3,516	0,20
novembre	"	3,796 5,147	3,596 4,947	0,20	"	5,147 5,36	4,947 5,16	0,20
décembre	"	5,36	5,16	—	"	—	—	—

TABLEAU E-7 (suite)

Date	PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE DE TERRE-NEUVE				PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE QUÉBÉCOISE			
	API	Prix d'achat canadien ^(b)	Prix off-shore net ^(c)	Marge bénéficiaire ^(d)	API	Prix d'achat canadien ^(b)	Prix off-shore net ^(c)	Marge bénéficiaire ^(d)
1974								
janvier	n.d.	—	—	—	n.d.	—	—	—
février	"	9,644	9,444	0,20	"	9,544	9,444	0,10
mars	"	9,644	9,444	0,20	"	9,544	9,444	0,10
avril	"	9,65	9,45	0,20	"	9,55 9,544	9,55 9,444	0,10
						9,7312	9,5312	0,20
mai	"	9,65	9,45	0,20	"	9,544 9,538 9,55	9,444 9,438 9,45	0,10
						9,964	9,764	0,20
juin	"	9,656	9,456	0,20	"	9,544 9,55 9,556	9,444 9,45 9,456	0,10
						9,7026 9,964	9,5026 9,764	0,20
juillet	"	9,836	9,636	0,20	"	9,836 9,873 9,725	9,636 9,673 9 525	0,20
						9,688 9,8396	9,488 9,6396	0,20
août	"	9,193	8,993	0,20	"	—	—	—
septembre	"	—	—	—	"	9,5253 9,3554	9,2253 9,0554	0,20
						9,3148	9,0148	0,20
octobre	"	—	—	—	"	—	—	—
novembre	"	—	—	—	"	—	—	—
décembre	"	—	—	—	"	—	—	—

Notes et références:

- (a) Les données sur les prix sont extraites du document I-335. Pour 1974, les données sur les prix indiquées pour janvier à août dans le document I-335 ont été assujetties à plusieurs rajustements rétroactifs faits au cours des derniers mois de 1974.
- (b) Les prix d'achat ou d'importation canadiens représentent les prix que Golden Eagle Canada Ltd. (Ultramar Canada Inc. depuis 1979) a payés à sa filiale à 100 %, Ultramar Liberia Limited.
- (c) Les prix off-shore nets sont les prix que Ultramar Liberia a payés à ses fournisseurs. Au cours de la période allant de 1967 à 1974, ces derniers étaient Ultramar Panama et Esso International; à la fin cependant, cette société se procurait le brut Tia Juana moyen auprès de la firme Esso International.
- (d) Le tableau F-7 dénote aussi les prix pour le brut T.J. moyen de 24°, 25° et 26° apparaissant dans le contrat d'Esso International de 1971 (de M-675). Ces prix indiquent que les prix off-shore contenus dans ce tableau pour les importations de la raffinerie québécoise incluent une marge bénéficiaire de 0,20\$ pour les mois de juin et de décembre 1971. La marge bénéficiaire pour la raffinerie de Terre-Neuve était de 0,09\$. On n'a pu déterminer si ces marges ont été maintenues à ces niveaux jusqu'à la fin de 1974.

Le niveau de majoration a varié considérablement selon le type de pétrole brut. Pour certains bruts, comme le Bachaquero reconstitué ou le Bachaquero, il était de 0,00 \$ de 1968 à janvier 1970, mais de 0,20 \$ en 1973 et en 1974. Quant au Brega, il a varié de 0,10 \$ qu'il était d'août 1971 à octobre 1972, à 0,35 \$ ou 0,30 \$ à la fin de 1972, pour revenir à 0,20 \$ et 0,10 \$ par la suite. Sur le Lagomedio, la majoration s'est d'abord établie à 0,10 \$ en 1966 pour atteindre 0,30 \$ en 1968 avant de tomber à 0,605 \$ en 1972. Sur ses propres spécialités de brut⁸⁷, la majoration a été de 0,30 \$ et de 0,20 \$ en 1967 et 1971 en ce qui touche l'Oritupano (elle a été de 0,00 \$ en 1972) et de 0,194 \$ en septembre 1972 pour le Mercedes. On ne disposait que de renseignements limités sur la question à savoir si Ultramar Panama a imposé une majoration analogue sur ses importations de brut de 1975 à 1982. Les témoins d'Ultramar ont affirmé⁸⁸ que les prix fob étaient établis au prix officiel fixé par l'État dans les divers contrats à terme qu'Ultramar a conclus avec Ultramar Panama. Cependant, il ressort des comparaisons faites par les témoins du Directeur, MM. Brant et Davidson, que les prix d'Ultramar s'appliquant au saoudien et à l'iranien légers en 1974 et 1975 étaient de 0,20 \$ à 0,30 \$ supérieurs aux prix officiels fixés par l'État⁸⁹. (Ultramar a cessé ses importations de T.J. moyen après 1974.) D'autre part, le groupe Ultramar fut en mesure de compenser certains de ses frais supplémentaires en faisant, pour les voyages de retour, du transport de mazouts lourds et de minerais de fer vers la côte est des États-Unis et l'Europe respectivement⁹⁰. L'application des taux AFRA au contrat d'affrètement pour le Canada⁹¹ a fait apparaître néanmoins que ces économies n'ont pas bénéficié aux entreprises canadiennes d'exploitation par le biais d'une réduction des taux de fret prévus dans les contrats. Elles ne pouvaient pas les présenter sous forme de dividendes détaxés parce que les entreprises de transport étrangères n'ont jamais été la propriété de sociétés ayant leur siège social au Canada.

En résumé, les prix fob étrangers nets disponibles, eu égard à la période de 1961 à 1974 pour le T.J. moyen 26° API et à celle de 1966 à 1971 pour les autres bruts figurant aux tableaux 1 à 12 de l'annexe F, sont des chiffres fiables parce qu'ils ont été fournis directement par Ultramar (sauf à l'égard de la période 1961 à 1965 relativement à laquelle on a lieu de croire qu'ils

87. La spécialité de brut Mercedes a été vendue à Texaco Inc. à la fin de 1972, tandis que d'autres participations vénézuéliennes dans le brut étaient nationalisées à la fin de 1975. Voir les rapports annuels de 1972 et de 1975 d'Ultramar Company Ltd.

88. Voir la transcription, vol. 98, p. 18506.

89. Voir les pièces I-79 et I-113 (confidentielle l'une et l'autre) et le vol. 99, pp. 18608 et 18609.

90. Voir la transcription, vol. 98, p. 18493, ainsi que les rapports annuels d'Ultramar Company Ltd. (rebaptisée Ultramar PLC en janvier 1982).

91. Les taux AFRA apparaissent dans les divers contrats d'affrètement à partir de septembre 1975 (voir les pièces I-332 à 334 ainsi que I-343 et 344, toutes deux confidentielles).

sont moins fiables). Il n'a pas été possible de déterminer si, en ce qui concerne les années 1972 à 1974 et 1975 à 1981, des majorations supplémentaires ont été appliquées aux prix fob étrangers ou aux prix fob des contrats à terme et aux taux de fret respectivement au cours de la période antérieure; les données sur les prix contractuels d'Esso International n'étaient pas disponibles tandis qu'au cours de la dernière période les achats de disponible peuvent expliquer des écarts entre les prix fob et le prix officiel fixé par l'État, alors que les circonstances uniques dans lesquelles se faisaient les transports pour Ultramar rendaient difficiles les comparaisons avec les taux de fret des tiers signalés dans le cas des expéditions vers Portland.

2. Autres données sur les prix aux tiers

On a aussi pu obtenir des prix sur les ventes/achats effectués par des tiers pour la Newfoundland Refining Company Limited, Esso International/Exxon et le groupe Sun Oil en consultant des documents officiels de même que diverses publications professionnelles, universitaires et gouvernementales.

(a) Newfoundland Refining Company

Aucune information sur les prix réels n'a été déposée comme élément de preuve relativement à la Newfoundland Refining Company, qui a ouvert ses portes à Come-By-Chance en 1973 pour les fermer en 1976. Certains renseignements concernant les niveaux de ses prix fob aux tiers se retrouvent cependant dans certains contrats qu'elle a conclus avec divers fournisseurs de brut. Par exemple, le contrat conclu le 17 avril 1970 avec la BP Trading Limited⁹² nous apprend que le «cours du marché» était de 1,275 \$ pour de l'iranien léger 34° API et de 1,21 \$ pour du koweïtien 31° API. Ces prix d'avril 1970 étaient assujettis à des hausses du coût taxes incluses⁹³ et à des augmentations de 0,115 \$ tous les 1^{er} juillet à partir de 1971. Dans les tableaux 3 et 10 de l'annexe F, ces prix de référence ont été rajustés de façon à fournir une série de prix fob pour la période 1970 à 1972. On n'a pas essayé de calculer les prix en vigueur de 1973 à 1976, faute de connaître la formule employée depuis 1973 pour calculer les coûts de participation (associés à la nationalisation partielle). Un autre contrat a été signé le 9 mai 1973 avec Petromin (la société d'État de l'Arabie saoudite) pour des livraisons effectuées de juin 1973 à la fin de 1975. Ce contrat établissait le prix fob du saoudien léger à 7 p. 100 de moins que le prix officiel fixé par l'État (voir le tableau 1 de l'annexe F)⁹⁴.

92. Voir les pièces I-299 et I-322.

93. L'ICOPP a fourni des données sur le coût taxes incluses pour différentes années. Voir les tableaux 3 et 10 de l'annexe F.

94. Voir la pièce I-322. Pour ce qui est du saoudien extra léger et du saoudien lourd, les rabais étaient de 3,328 et 7,30 p. 100 respectivement.

(b) Esso International/Exxon

Impériale a dévoilé à la Commission les prix fob auxquels Esso International/Exxon a vendu à des tiers entre 1960 et 1975 du brut vénézuélien moyen (24 à 26° API) et léger (31 à 35° API). A la demande de la Commission, les données sur les prix des transactions pour chaque acheteur/société ont été réparties entre acheteurs intégrés et non intégrés⁹⁵. Les acheteurs pour le compte de sociétés pétrolières «intégrées» ont été définis comme ayant accès à d'importants approvisionnements de brut étranger, soit directement, soit par l'entremise de sociétés associées pour au moins une certaine période de temps entre 1960 et 1975.

Les prix minimums et maximums déclarés par année par les acheteurs non intégrés ont servi à calculer les fourchettes de prix dont font état les tableaux 5 et 6 de l'annexe F (Lagomedio 32° API), 7 de l'annexe F (T.J. moyen 26° API) et 12 de l'annexe F (Guanipa 30°, T.J. léger 31°, Lagomedio 32° et Oficina 33° et 34° API).

Les données concernant les fourchettes de prix d'Esso International/Exxon étaient plus fiables pour la décennie 1960-1970 que pour les années 1971 à 1975, car les nombreuses variations observées dans les prix ont privé les données annuelles sur les fourchettes de prix d'une partie de leur utilité à des fins de comparaison avec les prix mensuels relevés dans d'autres sources. Les fourchettes de prix du brut vénézuélien moyen étaient fondées sur un grand nombre de transactions, alors que celles du brut vénézuélien léger ne s'appuyaient que sur quelques transactions, d'où leur moins grande utilité⁹⁶.

(c) Le groupe Sun Oil

On a pu obtenir deux séries de prix aux tiers du groupe Sun Oil. Les divers documents de Sun Canada consultés ont révélé des estimations de prix courants fob, appelés valeurs d'option, pour du Lagomedio/Lagomar 32° API (1961 à 1971) et du saoudien léger 34° API (1969 à 1971)⁹⁷. Ceux-ci ont apparemment été calculés pour montrer de quelle façon les prix de transfert faits à Sun Canada étaient supérieurs aux prix que le groupe Sun Oil aurait pu s'attendre à tirer de ventes à des tiers en Europe et en Amérique Latine⁹⁸.

95. Voir les pièces I-78A (confidentielle) et I-50, annexe 3 et I-50A.

96. Durant certaines années, on a observé tantôt une seule transaction, tantôt aucune transaction de brut vénézuélien léger.

97. Voir les pièces I-16, annexe 2, I-188, I-194 et I-196.

98. Ces calculs ont été effectués pour montrer que les prix de transfert de Sun Canada ont en fait permis au groupe Sun Oil de réaliser des profits considérables sur ses ventes de brut au Canada et que ces profits devaient être inclus dans toute analyse du taux de rendement financier de la société Sun Canada.

Outre les valeurs d'option de 1962 à 1971 figurant à la pièce I-188, reproduites aux tableaux 1, 5 et 12 de l'annexe F, on a pu obtenir une fourchette de prix aux tiers de d'autres références aux prix du marché libre faites par des représentants du groupe Sun Oil. On trouvera ces chiffres également aux tableaux 1, 5 et 12 de l'annexe F⁹⁹.

Sun Oil a également communiqué à la Commission les prix mensuels de ses transactions avec des tiers (ventes et achats) de janvier à août 1974¹⁰⁰. A la demande de la Commission¹⁰¹, ces prix ont été de plus ventilés selon qu'il s'agissait de sociétés pétrolières intégrées ou non. (Le groupe Sun Oil n'a cependant pu classer plusieurs de ces prix.) Les prix relatifs aux transactions qui mettent en cause des sociétés pétrolières non intégrées figurent dans les tableaux 3, 8, 10 et 12 de l'annexe F.

(d) Les enquêtes sur les prix réalisées par MM. Adelman, Newton et Blair

On trouve aussi des données sur les prix des transactions entre tiers dans les enquêtes sur les prix effectuées par MM. M.A. Adelman, W.I. Newton et J.M. Blair. M. Adelman a publié dans l'ouvrage intitulé *World Petroleum Market*¹⁰², des données sur les prix pour 1958 à mai 1967 et pour avril 1968 à 1970 applicables à des transactions de brut de l'Afrique, du Moyen-Orient et du Venezuela effectuées par de gros acheteurs aux tiers. Puisées dans des articles de presse, ces données se présentaient en général sous forme de prix caf que l'auteur a convertis en prix fob en déduisant les coûts du fret et du crédit fournis par le vendeur. Les prix des divers bruts énoncés dans l'ouvrage précité ont été normalisés à 31° API et les diverses teneurs en soufre ont été rajustées pour permettre la comparaison avec le brut iranien lourd 31° API. Pour obtenir les prix illustrés dans les tableaux 1, 3, 8 et 10 de l'annexe F, on a inversé les opérations de normalisation utilisées par Adelman. Ces enquêtes nous en apprennent peu sur les ventes de brut vénézuélien.

Dans un rapport adressé en 1969 au Sénat américain, Newton révèle des données analogues sur les prix fob aux tiers pour des bruts du Moyen-Orient

99. Voir la note 10 du tableau 5 de l'annexe F pour les références citées.

100. Voir la pièce I-347.

101. Voir la pièce I-351 (confidentielle).

102. Voir M.A. Adelman, *The World Petroleum Market* (Baltimore, Presses de l'Université John Hopkins; 1972) pp. 384 à 397 et pp. 417 à 421. Voir également la pièce I-51A, intercalaire II-4, pour l'enquête sur la période comprise entre 1958 et mai 1967.

et de l'Afrique vendus entre 1960 et 1968¹⁰³. Dans le même rapport, Blair fournit des renseignements additionnels sur les prix aux tiers, y compris les prix d'achat du brut vénézuélien 35° API signalés par Petrobras du Brésil¹⁰⁴ pour la période 1964 à 1966.

Les prix révélés par ces enquêtes s'appliquaient dans l'ensemble à des contrats portant sur des volumes considérables et conclus pour au moins six mois, mais, plus généralement, pour un an et plus. Ils constituent donc une source utile de renseignements sur les fourchettes de prix aux tiers à terme.

(e) Les prix à l'importation du ministère de l'Énergie des États-Unis

On a également pu obtenir des données sur les prix mensuels aux tiers du pétrole importé aux États-Unis d'octobre 1973 à 1976 et en 1979. Deux séries de prix à terme ont été calculées à partir des rapports déposés par les sociétés pétrolières au ministère de l'Énergie des États-Unis¹⁰⁵. Le prix représentatif (ou médian pondéré) a été défini comme étant le plus bas prix auquel 50 p. 100 ou plus (par volume) des transactions entre tiers ont été conclues. On entend par prix maximum le plus élevé des prix qui suivent:

- a) le prix le moins élevé, plus 0,10 \$ le baril, auquel 50 p. 100 ou plus (par volume) des transactions entre tiers ont été conclues par mois, ou
- b) le prix le moins élevé auquel 65 p. 100 ou plus (par volume) des transactions entre tiers ont été conclues.

On a utilisé les prix représentatifs pour le saoudien léger (tableau 1 de l'annexe F), l'iranien léger (tableau 2 de l'annexe F), le Tia Juana moyen (tableau 7 de l'annexe F), le nigérien léger 34° API (tableau 8 de l'annexe F), l'iranien lourd, le koweïtien 31° API et le saoudien moyen 31° API (tableau 10 de l'annexe F), et le vénézuélien léger 34° API (tableau 12 de l'annexe F). Les prix représentatifs, lorsque non disponibles pour octobre 1973 à 1974 ont été calculés en soustrayant 0,10 \$ du prix maximum. Ces chiffres en raison de la définition du prix maximum ont fourni une estimation de la valeur maximum possible du prix représentatif.

103. Voir les déclarations de Walter I. Newton et de John M. Blair au Sénat américain lors des audiences devant le sous-comité antitrust et monopole de la Commission des affaires judiciaires, à l'occasion de la première session du 91^e Congrès, *Governmental Intervention in the Market Mechanism: The Petroleum Industry*, avril 1969, pp. 41 à 76 (intercalaire II-5 de la pièce I-54A).

104. *Ibid.*, pp. 75 et 76.

105. Voir la pièce I-87 qui renferme des explications sur les données recueillies par ce ministère. Les sources des données sur les prix proviennent du *U.S. Federal Register*, vol. 40, pp. 27058 à 27060, vol. 42, pp. 22190 à 22192, vol. 43, pp. 34186 à 34191, vol. 44, pp. 30720 à 30725 et vol. 45, pp. 21342 à 21344 et 82699 à 82702.

Étant donné que ces prix sont fondés sur des transactions à terme entre tiers auxquelles étaient parties de gros acheteurs, ils sont également utiles pour comparer l'information sur le cours du marché. Les prix des bruts vénézuéliens ont été calculés d'après l'état récapitulatif des prix de toutes les importations de brut faisant partie de diverses gammes d'API variant, par exemple, entre 29° et 36° API pour les prix du pétrole 34° API. Ces normes de prix peuvent donc être moins fiables en raison des suppositions émises pour tenir compte des variations dans la teneur en soufre et dans les niveaux API. Les données sur les prix des bruts de l'Afrique et du Moyen-Orient n'ont pas posé de problèmes de ce genre. Pour les mois pendant lesquels les prix de vente officiels et les prix y afférents ont été modifiés, les prix susmentionnés peuvent être faussés à la hausse ou à la baisse selon le jour auquel le changement s'est produit.

(f) Le cours du disponible et les prix officiels

La revue *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW) renferme des données sur les cours du disponible (prix spot) et les prix officiels en vigueur entre 1960 à 1980 du saoudien léger, du nigérien Bonny léger 37° API et du koweïtien 31° API¹⁰⁶. Les cours du disponible ont été définis comme étant les prix représentatifs de cargaisons unitaires échangées sur le marché libre. Étant donné que, selon le PIW, le marché du disponible n'est vraiment apparu que vers la fin des années 1960, on a utilisé pour les périodes antérieures tous les prix de vente aux tiers pratiqués sur le marché libre. Les prix officiels désignent les prix apparaissant dans les contrats à long terme qui comptaient pour le gros des livraisons de brut. Avec les nationalisations survenues en 1973 et 1975, les gouvernements ont commencé à fixer des prix de vente officiels. Pour la période postérieure à 1972, les prix officiels fixés par l'État donnés dans la revue PIW ont été rajustés pour tenir compte de tout rabais ou prime applicable à l'ensemble des clients. On possède des données annuelles pour 1960 à 1970, semestrielles pour 1971 et 1972 et trimestrielles pour 1973 à 1980.

Par ailleurs, BP Canada a communiqué à la Commission les cours du disponible de l'iranien léger pour 1960 à 1968¹⁰⁷. Adelman a aussi indiqué le cours du disponible des bruts iranien léger (1968 à 1970) et lourd (1968-1969)¹⁰⁸.

106. Voir les pièces I-18 et I-23, ou I-51A, intercalaire II-6, et I-51D, intercalaire VII-8.

107. Voir la pièce I-290.

108. Voir *op.cit.*, *W.P.M.*, pp. 417 à 421.

Les prix officiels fixés par l'État¹⁰⁹ proviennent de divers numéros de la publication *International Crude Oil and Petroleum Products*. Les prix affichés ont été relevés dans différents numéros de *Bulletin statistique* de l'OPEP, et des ouvrages *The World Petroleum Market* d'Adelman et *Multinational Oil* de Jacoby¹¹⁰.

3. Les données sur les coûts de production ou d'acquisition

On possède peu de données relatives aux coûts pour certains types de brut mentionnés dans les tableaux 1 à 12 de l'annexe F. L'utilité de bon nombre des mesures mises au point pour calculer les coûts dépend des hypothèses sur lesquelles elles reposent.

(a) Le coût taxes incluses

Le coût taxes incluses désigne le coût du brut de concession¹¹¹ et comprend la somme des coûts de production et le prélèvement de l'État d'origine (c'est-à-dire redevances et taxes). Dans les coûts de production entrent les coûts relatifs à l'exploration au développement et à l'exploitation des gisements de pétrole brut. Alors que le prélèvement de l'État d'origine est constant, le coût de production peut varier d'une société à l'autre à l'intérieur d'un pays pour le même genre de brut (p. ex., pour le pétrole foré sur le continent ou en mer). Les chiffres relatifs au coût taxes incluses¹¹² donnent une estimation du coût d'acquisition ou du coût marginal assumé par la société productrice, illustrant par conséquent le prix le plus bas auquel elle pourrait vendre du brut sans subir de perte. Ces mesures ont permis de vérifier les niveaux des prix aux tiers. Tout prix off-shore net calculé se situant en-dessous du coût libéré d'impôt ferait naître des doutes. Les prix aux tiers qui figurent dans les tableaux 1 à 12 de l'annexe F (à l'exclusion des exceptions notées ci-dessus pour Petrofina et Irving) rapportent aux sociétés productrices de brut une marge bénéficiaire suffisamment élevée au-dessus du coût taxes incluses pour couvrir le coût d'option du capital investi. Témoignant pour le Directeur, MM. Brant et Davidson ont utilisé les données sur le coût taxes incluses pour calculer les «prix concurrentiels des

109. Pour le Venezuela, les prix officiels fixés par l'État ont été appelés valeurs minimums à l'exportation jusqu'en 1975 inclusivement, et prix de vente minimums par la suite.

110. Neil H. Jacoby, *Multinational Oil* (New York, MacMillan Publishing Co. Inc., 1974).

111. Du fait de concessions pétrolifères dont les diverses sociétés étaient propriétaires, à titre individuel, au Venezuela, au Moyen-Orient, en Afrique, etc.

112. Les données qui figurent dans les tableaux 1 à 12 de l'annexe F ont été puisées dans l'ICOPP, pièce I-16, et les *Bulletins statistiques* de l'OPEP.

approvisionnement» de saoudien léger pour 1964 à 1981, données qui comprenaient une estimation de la marge requise pour réaliser des taux de rendement de 10 et de 15 p. 100 sur le capital investi¹¹³. Pour récupérer les frais d'immobilisation, il fallait tout au moins compter une marge de bénéfices de 0,082 \$ (en 1973)¹¹⁴. Leurs éléments de preuve concernant les «prix concurrentiels des approvisionnements» indiquent que les prix aux tiers n'étaient pas le résultat de ventes à perte, c'est-à-dire au-dessous des coûts variables moyens à court terme ou de l'ensemble des coûts originaires moyens à long terme.

(b) Le coût moyen pondéré

En 1973, le nombre de nationalisations allant croissant, les sociétés pétrolières se sont vues de plus en plus dans l'obligation de s'adresser aux États d'accueil et de payer leurs prix de vente officiels pour s'approvisionner en brut. Le coût moyen pondéré a été déterminé afin de disposer d'une estimation du coût mixte moyen, pour chaque société, du brut de concession (au coût taxes incluses) et du brut acheté auprès des États producteurs (à leurs prix de vente officiels). La formule de pondération utilisée dépendait du pourcentage de gisements de brut nationalisés par pays producteur de brut. Ce pourcentage a varié de 25 p. 100 en 1973 à 60 p. 100 en 1974 pour atteindre 100 p. 100 en 1975-1976. Même après que certains pays eurent nationalisé l'ensemble de leurs gisements de pétrole, d'autres ont continué de permettre à quelques sociétés d'avoir accès à certaines quantités de brut de concession (le Nigeria et la Lybie, par exemple). Le coût moyen pondéré a donc continué de s'appliquer dans ces pays après 1976. Les données sur les coûts moyens pondérés n'ont été calculées que pour le saoudien léger (tableau 1 de l'annexe F).

(c) Les coûts d'acquisition du ministère de l'Énergie des États-Unis

Les données sur les coûts d'acquisition figurent dans la pièce I-80¹¹⁵. Selon les témoins, MM. Brant et Davidson, les données provenaient des chiffres sur les coûts applicables aux transactions à terme entre tiers, communiquées chaque mois au ministère américain de l'Énergie (DOE)

113. Voir les pièces I-79 (confidentielle) ou I-80.

114. Les données relatives aux «prix concurrentiels des approvisionnements» du tableau 1 de l'annexe F ne portent que sur les années 1960 à 1972 parce que leur caractère semestriel les rend peu utiles, après 1970, aux comparaisons avec les prix mensuels.

115. Voir la pièce I-85 pour les feuilles de données brutes que Brant a obtenues du ministère de l'Énergie des États-Unis, et la pièce I-87 pour une explication du système de collecte des données qu'emploie ce ministère.

entre 1974 et 1981. Lorsque les témoins avaient eu le choix entre plusieurs chiffres par brut pour le même mois, ils avaient choisi le chiffre le plus élevé. Si une société a signalé plus d'un chiffre pour un mois donné on n'a retenu que le dernier chiffre ou le chiffre révisé¹¹⁶. Il pouvait s'agir du coût taxes incluses ou du coût moyen pondéré selon la nature de la propriété des types de brut importés aux États-Unis. Un examen des documents de référence du ministère de l'Énergie montre qu'en 1974, les diverses sociétés pétrolières ont réagi de façon différente aux augmentations du prélèvement de l'État d'origine ou des coûts de participation (résultant d'un accroissement de la nationalisation partielle des gisements pétroliers). Ainsi, alors que Texaco Inc. rajustait ses coûts le jour même d'un changement quelconque, Exxon ne le faisait qu'après plusieurs mois en raison des réserves importantes qu'elle conservait dans ses terminaux de transbordement des Antilles et à bord de sa flotte de pétroliers.

(d) Les coûts d'acquisition publiés dans International Crude Oil and Petroleum Product (ICOPP)

Les estimations des cours du marché d'ICOPP ont été obtenues en rajustant les prix de vente officiels fixés par l'État pour tenir compte de tout rabais ou prime accordé à l'ensemble des acheteurs¹¹⁷. Par exemple, tout frais de gestion versé par l'État hôte aux sociétés a été traité comme un rabais quand il n'avait aucun lien avec les services réellement rendus. Là où l'exploitation du brut relevait encore, dans une certaine mesure, du domaine privé, on optait pour les coûts moyens pondérés plutôt que pour les prix officiels fixés par l'État en vue d'obtenir les coûts d'acquisition réels.

4. Les données sur les coûts de transport aux tiers

On dispose de fort peu d'éléments de preuve sur les coûts aux tiers effectivement payés pour l'affrètement à terme et au jour le jour des pétroliers et sur les frais d'assurance qui entraînent l'expédition de brut des pays producteurs aux ports canadiens (tels que Halifax, Montréal, Saint-Jean, Saint-Romuald, Holyrood, Point Tupper et Come-By-Chance) ou au terminal du pipeline de Montréal situé à Portland (Maine)¹¹⁸. Il a cependant été possible de calculer des estimations des taux d'affrètement à terme et au jour le jour pour 1958 à 1976-1977 grâce aux renseignements fournis par Impériale et à d'autres sources.

116. Voir la transcription, vol. 71, p. 13348.

117. Voir la pièce I-79 (confidentielle) et la pièce I-80.

118. On trouvera à la pièce I-161 les tarifs de pipeline pour 1956 à 1981.

- (a) Les taux d'affrètement de pétroliers signalés pour les livraisons entre tiers vers l'Est du Canada.

De 1965 à novembre 1967, et de décembre 1967 à 1970, les taux d'affrètement à terme implicites prévus au contrat entre Murphy et le groupe BP étaient de 0,671 \$ et 0,681 \$ respectivement et s'appliquaient à des livraisons en provenance du golfe Persique¹¹⁹. En 1965-1966 et 1967-1968, BP a aussi accepté de livrer les bruts du groupe Murphy en provenance soit du Venezuela ou du golfe Persique au taux Intascale moins 45 p. 100. (Cela équivalait à des taux de fret de 0,663 \$ en 1965-1966, de 0,828 \$ dans la seconde moitié de 1967 et de 0,732 \$ en 1968.) On disposait d'autres chiffres sur les taux d'affrètement à terme du groupe Murphy Oil pour juillet 1968 à avril 1973, et 1976 à 1977¹²⁰ et sur les taux d'affrètement au jour le jour 1969 et 1970¹²¹.

En ce qui a trait aux expéditions du Venezuela à Portland, les chiffres sur les taux de fret effectivement payés déposés comme éléments de preuve sont encore plus limités. En 1967, selon une note de service interne, Petrofina déclarait avoir payé le fret au taux Intascale moins 42 p. 100, ou 0,19 \$, pour des livraisons de Lagomedio tandis qu'elle avait rapporté pour cette année là des taux de fret de 0,31 \$¹²². Murphy Oil a rapporté des taux entre tiers de 0,222 \$ et 0,225 \$ en février 1970 pour du brut vénézuélien Lagomedio (32,3°API) et Lot 17 (34,8°API). Les taux Worldscale 81 ont été en vigueur de février 1970 à février 1971 entre Punta del Palmas et Portland. Pour la période 1968 à 1970, Ultramar a signalé des taux de 0,26 \$, 0,29 \$ et 0,28 \$ pour du brut de 26° API¹²³. Il ne s'agissait cependant pas de taux entre tiers car ils comprenaient la majoration imposée par Golden Eagle Liberia Ltd.

Comme nous l'avons mentionné, les taux de fret étaient souvent exprimés en termes de remises (ou de majorations) sur le taux Intascale de base ou Worldscale aux niveaux 100 des taux (par exemple, Intascale moins 45 p. 100 ou Worldscale 65)¹²⁴. Le taux Worldscale (Worldwide Tanker Nominal

119. Calculés en soustrayant les prix fob de 1,35 \$ et 1,33 \$ ainsi que les tarifs de pipeline figurant à la pièce I-161 des prix contractuels caf Montréal.

120. On trouvera les sources à la section 1(b) ci-dessus. Les taux étaient de 0,574 \$ pour 1968 à 1970, 0,812 \$ pour 1971 à septembre 1972, 0,828 \$ pour octobre 1972 à avril 1973, 0,925 \$ pour 1976 et 1,196 \$ pour 1977.

121. Les taux de fret au jour le jour étaient de 1,279 \$ pour février 1969, de 0,99 \$ pour septembre 1969 et de 1,249 \$ pour 1970.

122. Pièce M-529, intercalaire 1, p. 201998.

123. Pour du brut 32° API, les taux auraient été de 0,251 \$, 0,279 \$ et 0,270 \$. Les chiffres ont servi au calcul des prix caf figurant au tableau 6 de l'annexe F.

124. Pièce I-49, pp. IV-5 et IV-6.

Freight Scale), qui constitue actuellement la norme en matière de taux d'affrètement, s'applique à des voyages inter-ports aller-retour de diverses catégories de navires. Ce taux est révisé et publié deux fois l'an. En 1970, il remplaçait le taux Intascale (International Tanker Nominal Freight Scale).

- (b) Estimation des taux d'affrètement maritime utilisés pour calculer les coûts livrés aux tiers du pétrole brut.

Impériale a fourni des éléments de preuve sur des taux annuels au jour le jour et à terme (5 ans) pour des livraisons à Portland (Maine) de 1960 à 1974¹²⁵. Ces taux provenaient de H. Clarkson and Company Limited et d'Adelman¹²⁶. Impériale a choisi, pour représenter les taux de fret de contrat à terme annuel effectivement payés, les estimations de taux d'affrètement d'Adelman pour 1960 à la première moitié de 1967, une version corrigée des taux de Clarkson pour la deuxième moitié de 1967 à 1969 et les taux de Clarkson pour 1970 à 1974¹²⁷. (Pour les cargaisons en provenance du Venezuela, la Commission a aussi utilisé les taux plus élevés signalés par Clarkson de 1963 à 1969 car ils tenaient compte des plus petits pétroliers souvent utilisés à partir des ports vénézuéliens). Pour les taux au jour le jour, on a utilisé les taux de 1960 à 1975 mentionnés par Clarkson¹²⁸. Puisque ces taux étaient exprimés en taux Intascale ou Worldscale, il a fallu calculer les cents par baril en appliquant les niveaux Intascale/Worldscale au taux de base ou Worldscale 100 fournis également par Impériale¹²⁹. On a fait ces calculs à l'égard du brut 34° API des tableaux 2 et 4 de l'annexe F, du brut 32° API du tableau 6 de l'annexe F, et du brut 31° API du tableau 11 de l'annexe F. Les tableaux 8 de l'annexe E (pour les cargaisons en provenance du golfe Persique) et 9 de l'annexe E (pour les cargaisons départ La Salina, Venezuela) présentent les taux d'affrètement maritime à terme utilisés pour calculer les estimations des coûts livrés aux tiers des tableaux de l'annexe F. Le tableau 10 de l'annexe E (pour des cargaisons en provenance du golfe

125. Voir les pièces I-49, pp. IV-15 à IV-26 et IX-16 à IX-20; I-50, annexe 2, pp. I-11 à I-25 et annexe 4, pp. 1 à 18.

126. Voir *op.cit.*, *W.P.M.*, pp. 109, 110 et 112.

127. Voir I-49, pp. IX-17 et I-50, annexe 4, p. 8.

128. Voir I-49, pp. IX-19 et I-50, annexe 4, p. 9.

129. Voir I-50, annexe 4, pp. 6, 13 et 19 pour des livraisons entre Ras Tanura, l'Arabe saoudite et Portland; pp. 12 et 18, et l'annexe 2, p. 21 pour des livraisons à Portland à partir de Puerto La Cruz et La Salina, Venezuela, respectivement. Les taux de fret fondés sur le taux Intascale Ras Tanura ou le taux de base Worldscale tendent à exagérer légèrement à la baisse les taux réels à partir de l'Iran ou du Koweït jusqu'en 1974. De 1976 à 1977, on a calculé des taux distincts au départ de l'île de Kharg, en se fondant sur les contrats de Murphy Oil.

TABLEAU E-8

Estimations^(a) des taux d'affrètement pour contrats à terme à partir du golfe Persique jusqu'à
Portland, entre 1958 et 1977
(en dollars US par baril)

Date	34° API		31° API	
1958	0,880*(N)		0,896*(N)	
1959	0,880 (N)		0,896 (N)	
1960	0,663		0,675	
1961	0,663		0,675	
1962	0,639		0,650	
1963	0,639	- 0,680 (N)	0,650	- 0,692 (N)
1964	0,555		0,564	
1965	0,555	- 0,671 (M)	0,564	- 0,683 (M)
1966	0,543	- 0,671 (M)	0,552	- 0,683 (M)
1967				
semes. 1	0,518	- 0,700 (A)	0,528	- 0,712 (A)
semes. 2	0,828 (M)	- 0,843	0,843 (M)	- 0,858
1968	0,499 (M)	- 0,732	0,508 (M)	- 0,745
1969	0,593 (F)	- 0,692	0,603 (F)	- 0,704
1970	1,235		1,257	
semes. 1	0,660 (M)	- 0,902	0,671 (M)	- 0,917
semes. 2	1,249 (M)	- 1,581	1,271 (M)	- 1,609
1971	1,191		1,212	
semes. 1	1,417		1,442	
semes. 2	1,016		1,033	
1972	0,925		0,942	
semes. 1	0,925		0,942	
semes. 2	0,939		0,955	
1973	1,649		1,679	
1974	1,850		1,883	
1975	n.d.		n.d.	
1976 ^(b)	0,848 (M)		0,941 (M)	
1977 ^(b)	1,118 (M)		1,217 (M)	

Notes:

(a) Les lettres entre parenthèses identifient les estimations fondées à partir des données de Newton (N), Murphy (M), Adelman (A) et la Federal Trade Commission (F). Les autres données proviennent des taux d'affrètement représentatifs pour contrats à terme choisis par Impériale. (Voir le texte de l'annexe pour des renseignements plus complets.)

(b) Les taux d'affrètement à partir de l'île de Kharg (Iran) étaient de 0,925 (34°) et de 1,196 (34°) pour 1976-1977.

* Le taux de 1959 signalé par Newton (N) a aussi été utilisé pour 1958.

TABLEAU E-9

Estimations^(a) des taux d'affrètement pour contrats à terme à partir de La Salina (Venezuela)
jusqu'à Portland, entre 1960 et 1972.
(en dollars US par baril)

Date	Brut de 32° API	
1960	0,181	
1961	0,181	
1962	0,174	
1963	0,174	- 0,194 (C)
1964	0,151	- 0,197 (C)
1965	0,151 (M)	- 0,190 (C)
1966	0,148	- 0,190 (C)
1967		
semes. 1	0,141	- 1,190 (C)
semes. 2	0,181	- 0,226 (C)
1968	0,108 (M)	- 0,196 (C)
1969	0,128 (F)	- 0,187 (C)
1970	0,226	- 0,278
semes. 1	0,203	- 0,226
semes. 2	0,278	- 0,356
1971	0,275	
semes. 1	0,234	- 0,327
semes. 2	0,327	
1972	0,210	
semes. 1	0,210	
semes. 2	0,213	

Note:

(a) Les lettres entre parenthèses identifient les estimations fondées à partir des données de Clarkson (C), Murphy (M) et la Federal Trade Commission (F). Les autres données proviennent des taux d'affrètement pour contrats à terme représentatifs choisis par Impériale. (Voir le texte de l'annexe pour des renseignements plus complets.)

TABLEAU E-10

Estimations^(a) des taux d'affrètement au jour le jour à partir du golfe Persique jusqu'à
Portland, entre 1960 et 1974
(en dollars US par baril)

Date	34° API	31° API
1960	0,663	0,675
1961	0,639	0,650
1962	0,711	0,724
1963	0,784 (N) - 0,856	0,797 (N) - 0,871
1964	0,772	0,785
1965	0,723	0,736
1966	0,651	0,663
1967	1,288 (N) - 1,469	1,311 (N) - 1,495
semes. 1	0,603	0,613
semes. 2	2,334	2,376
1968	1,251 - 1,265 (N)	1,273 - 1,287 (N)
1969	0,982 (D) - 1,279 (M)	0,999 (D) - 1,302 (M)
1970	2,340 (D) - 2,363	2,381 (D) - 2,405
semes. 1	1,556	1,584
semes. 2	2,939	2,991
1971	1,166	1,187
semes. 1	1,429	1,454
semes. 2	0,903	0,919
1972	1,020	1,038
semes. 1	0,776	0,789
semes. 2	1,279	1,301
1973	3,026	3,080
1974	1,988	2,023

Note:

(a) Les lettres entre parenthèses identifient les estimations fondées à partir des données de Newton (N), Murphy (M) et Dietze (D). Les autres données proviennent des estimations de Clarkson sur les taux d'affrètement au jour le jour fournies par Impériale. (Voir le texte de l'annexe pour des renseignements plus complets.)

Persique) présente les taux d'affrètement au jour le jour utilisés pour calculer les estimations coûts livrés aux tiers (spot) figurant aux tableaux 2, 4 et 11 de l'annexe F¹³⁰.

Les chiffres sur l'affrètement figurant dans ces tableaux ont été complétés par les renseignements présentés dans la section (a), ci-dessus, ainsi que par des renseignements puisés aux sources suivantes.

130. On n'a pas calculé des coûts de fret au jour le jour pour des cargaisons en provenance du Venezuela car on ne disposait pas des chiffres sur les prix spot fob.

Les taux de fret à terme entre tiers du golfe Persique à Portland (Maine) ont été tirés de Newton pour 1959, 1963 et 1966¹³¹. Les taux de fret pour les années individuelles suivantes ont été tirées du rapport de 1969 du Sénat américain intitulés *Government Intervention in the Market Mechanism: The Petroleum Industry*¹³². Par exemple, Shell et BP Trading ont signalé, pour 1968, des taux de fret maritime de contrat à terme de 0,60 \$ et 0,62 \$. Adelman, dans le rapport susmentionné, rapporte des taux de fret de contrat à terme de 0,70 \$ pour le début de 1967 et pour 1968 tandis que le FTC évaluait le taux à 0,59 \$ en 1969.

Ces taux de fret supplémentaires ont été combinés aux estimations d'Impériale pour calculer l'échelle des taux de fret qui a servi, de concert avec les prix à terme fob entre tiers, à l'obtention des prix c et f, convertis à leur tour en prix caf en ajoutant 1 p. 100 (du prix c et f) pour les frais d'assurance. Selon Newton, au cours des années 1960 les primes d'assurance représentaient en règle générale 1 p. 100 du taux¹³³. Newton signale aussi des taux de fret maritimes annuels au jour le jour pour 1959 (Intascale moins 57,5 p. 100), 1963 (Intascale moins 35 p. 100) et 1967-1968 (Intascale moins 5 p. 100). Les pièces relatives à la nouvelle cotisation d'impôt de Murphy ont fourni les taux au jour le jour en provenance du golfe Persique pour 1969 (0,982 \$) et 1970 (2,34 \$) de Dietze¹³⁴. On a appliqué la même formule à ces chiffres ainsi qu'aux chiffres de Murphy et d'Impériale pour calculer les prix spot c et f et caf.

On a utilisé des données d'autres sources sur le taux de fret maritime pour compléter les estimations d'Impériale, mais seulement pour les années au cours desquelles les ententes sur les taux d'affrètement sont intervenues. Par exemple, tandis que le contrat passé entre Murphy et Associated Bulk Carriers Ltd. portait sur la période 1968 à 1970, on n'a utilisé le taux Intascale moins 62,5 p. 100 seulement pour 1968 car il ne s'appliquait qu'à des contrats d'affrètement passés cette année là.

131. Les taux pour ces années (0,88 \$, 0,68 \$ et 0,55 à 0,60 \$) s'appliquaient à des livraisons vers la côte est des États-Unis du nord de Cap Hattaras, ce qui équivalait à des livraisons à Portland. Voir la pièce S-5E et la pièce I-51A, intercalaire II-5.

132. *Op. cit.*, *U.S. Senate Report*, les 11, 12 et 25 mars 1969, p. 7 (pour Adelman); pp. 171 et 172 (pour les prix de BP et Shell étudiées par Blair); et pp. 601 et 602 (pour l'estimation du taux de fret de la FTC).

133. Voir la pièce I-51A, intercalaire II-5, p. 69.

134. Voir *op. cit.*, livre III, intercalaire 192.

F

Prix fob et caf payés par les sociétés canadiennes pour les importations de bruts choisis entre 1958 et 1982

(Les tableaux F-1 à F-12 de cette annexe ont été décrits au chapitre VII, «L'importation de bruts et de produits finis entre 1958 et 1973» et au chapitre IX, «L'importation du brut depuis 1973».)

TABLEAU F-1

Évolution des coûts fob du brut saoudien léger (34,0 – 34,9° API) 1958 à 1982
(en \$ US le baril, Ras Tanura, sauf indication contraire)

DATE	IRVING Saint- Jean	GULF	SUN	IMPÉRIALE			TEXACO	BP	PÉTRO- FINA	IRVING Étranger		Fourchette de prix de cession aux tiers à terme (valeurs d'options Sun)	Prix de cession spot	Prix d'appro- visionnement concurrentiel*		Prix de vente officiel*	Coût taxes incluses	Prix affiché*
				Portland	Dartmouth	Coût moyen				50%	100%			10%	15%			
1958	—	n.d.	n.d.	—	—	—	n.a*	—	n.d.	—	—	n.d.	n.d.			n.d.	1,09	2,08
1959	—		n.d.	—	—	—	"	—	n.d.	—	—	1,60	n.d.			n.d.	1,00	1,92
1 ^{er} jan.							"											2,08*
1 ^{er} mars							"											1,90
1 ^{er} juil.		1,90					"											
1960			n.d.	—	—	—	"	—	—	—	—		1,63			1,86	0,95	1,86
1 ^{er} jan.	1,90	1,90					"											1,90
9 août	1,80	1,80					"					1,33 - 1,59						1,80
1961	1,80	1,68	n.d.	—	—	—	"	—	—	—	—	1,62 - 1,66	1,57			1,80	0,95	1,80
1962	1,80	1,68	—	—	—	—	"	—	—	—	—	1,36	1,52			1,80	0,95	1,80
1 ^{er} jan.							"											
1 ^{er} août	1,80						"											
1963	"	—	—	—	—	—	"	—	—	—	—	1,40 - 1,67	1,50			1,80	0,95	1,80
1964	"	—	—	n.d.	n.d.	1,65	"	—	—	—	—	1,35 - 1,54	1,45	1,11	1,13	1,80	1,06	1,80
1965	"	—	—	1,61	1,65	1,62	"	—	—	—	—	1,35 - 1,58	1,42	1,11	1,13	1,66	1,06	1,80
1966	"	—	—	1,44*	—	1,44*	"	—	—	—	—	1,30 - 1,46	1,36	1,11	1,14	1,53	1,06	1,80
1967	"	—	—	1,47	—	1,47	"	—	—	—	—	1,34 - 1,55	1,33	1,11	1,14	1,50	1,06	1,80
1968	"	—	—	—	—	—	"	—	—	—	—	1,28 - 1,35	1,32	1,11	1,14	1,45	1,06	1,80
1969	"	—	1,58	—	—	—	"	—	—	—	—	1,18 - 1,30(1,30)	1,27	1,11	1,13	1,40	1,06	1,80
1970	"	—	1,58	—	—	—	"	1,35*	0,967*	—	—	1,25 - (1,30)	1,21	1,10	1,12	1,35	1,06	1,80
sept.							"			n.d.								
1971	1,69*	—		—	—	—	"	—	—	1,49	1,30	(1,65)* - (1,70)*	1,69	1,45	1,47	1,75	1,374	2,19
1 ^{er} jan.	1,80		1,58				"					(1,29) - (1,30)	1,64	1,42	1,44	1,75	1,099	1,80
15 fév.							"											1,371
1 ^{er} juin			1,92				"											2,18
1 ^{er} août	1,85						"			1,45	1,05	(2,00)* - (2,10)*	1,74*	1,48	1,50	1,75	1,435	2,285
14 nov.			1,75				"											
1972	1,95*	—	1,89	—	—	—	"	—	—	1,63	1,31		1,82	1,61	1,63	1,90	1,542	2,48
1 ^{er} jan.							"						1,77			1,90	1,435	2,285
20 jan.							"											1,548
1 ^{er} juil.							"						1,87			1,90	1,548	2,479

TABLEAU F-1 (suite)

DATE	IRVING Saint-Jean	GULF	SHELL OIP	IMPÉRIALE		TEXACO		ULTRAMAR OIP	PETRO-FINA	IRVING Étranger		Contrat de la Nfld. Refining Company	Prix représ. entre tiers DOE	Prix de cession aux tiers spot	Coût moyen pondéré	Coût d'achat DOE	Prix de vente officiel
				Société	OIP	Portland	OIP			50%	100%						
1973	2,33*	—	—	—	—	n.d.*	—	—	—	1,79*	1,26*			2,81		n.d.	2,64
jan.														2,08	1,778		2,10
fév.															"		
mars															"		
avril	n.d.									n.d.	n.d.			2,35	1,848		2,25
mai															"		
juin												2,70			1,922		
juil.												2,75		2,70	1,948		2,55
août												2,85			2,000		
sept.												2,85			2,123		
1 ^{er} oct.												2,80	3,84	4,10	2,085		3,65
16 oct.												4,76			3,520		
nov.												4,81	3,84		3,559		
déc.												4,68	3,81		3,464		

DATE	Société					Société			Contrat de la Nfld. Refining Company	Prix représ. entre tiers DOE	Prix de cession aux tiers spot	Coût moyen pondéré	Coût d'achat DOE	Prix de vente officiel	
	10,01*	10,39*	10,16	10,29	n.d.*	9,786*	9,35*	8,68*							
1974	10,01*	10,39*	10,16	10,29	n.d.*	9,786*	9,35*	8,68*				10,98			9,56
jan.	9,64								10,84	9,55	13,00	9,278	9,29	8,65	
fév.	9,97				10,52			8,98	8,31	"	9,59	"	9,56		
mars	9,79				12,14			9,31	8,64	"	9,70	"	9,36		
avril	9,87				12,13		OIP	9,13	8,46	"	9,70	10,60	9,44	9,60	
mai	—				10,74			9,21	8,54	"	9,75	"	9,60		
juin	9,90				9,84			—	—	"	9,75	"	9,47		
juil.	—				9,83		9,80	9,24	8,57	"	9,88	10,00	9,51	9,60	
août	9,97				9,89			—	—	"	9,88	"	9,46		
sept.	10,05	OIP			9,90			9,31	8,64	"	9,88	"	9,47		
oct.	10,39			10,14	9,90		9,80	9,39	8,72	"	9,88	"	9,84	10,40	
nov.	n.d.	10,51			10,18	10,42	10,30	9,73	9,06	"	10,28	10,30	9,802		
déc.	10,74	10,51	10,45	10,46	10,37	10,76		n.d.	n.d.	10,46	10,46		10,237	10,36	
					10,38	10,76		10,08	941	"	10,46		"	10,36	

TABLEAU F-1 (suite)

DATE	IRVING	TEXACO		SUN		GULF	IMPÉRIALE		ULTRAMAR	PETRO-FINA	IRVING Étranger		Contrat de la Nfld. Refining Company	Prix représ. entre tiers DOE	Prix de cession aux tiers spot	Coût moyen pondéré	Coût d'achat DOE	POFE
	Saint-Jean	Portland	OIP	Société	OIP	OIP	Société	OIP	OIP	OIP	50%	100%						
1975		n.d.*				—	10,46	10,44										
jan.	n.d.		10,38						10,75		n.d.	n.d.	10,46	10,47	10,42	10,244	10,36	10,463
fév.	10,83		10,38	10,46					10,76		10,59	10,36	"	10,46		"	10,37	"
mars	n.d.			10,46	10,45				10,69		n.d.	n.d.	"	10,46		"	10,37	"
avril	—				10,46			10,45	10,66		—	—	"	10,46	10,42	"	10,26	"
mai	n.d.		10,36	10,46	10,46			10,43	10,66		n.d.	n.d.	"	10,46		"	10,24	"
juin	n.d.		10,42	10,46				10,44	10,66		n.d.	n.d.	"	10,46		"	10,26	"
juil.	—		10,42	10,46-49	10,44						—	—	"	10,44	10,43	"	"	"
août	10,62		10,43	10,47	10,47						10,38	10,15	"	10,44		"	"	"
sept.	10,63		10,42	10,51	10,51						10,39	10,16	"	10,46		"	"	"
oct.	11,70		10,95	11,54	10,53						11,46	11,23	11,51	11,48	10,46	11,267	11,28	11,510
nov.	11,59		11,48						11,69		11,35	11,12	"	11,48		"	"	"
déc.	—		11,50	11,52-54	11,52						11,52	—	"	11,49		"	"	"
1976		n.d.					—	—	—		n.d.	n.d.	—		11,63			11,510
jan.	11,55		11,50	11,54	11,54									11,51	11,51	11,30	11,28	"
fév.	11,64		11,51	11,54	11,53									11,51		"	"	"
mars	—		11,51											11,49		"	"	"
avril	11,63		11,50											11,49	11,51	"	"	"
mai	11,64		11,50			11,52								11,50		"	"	"
juin	11,59		11,50											11,49		"	11,26	"
juil.	—		11,50											11,49	11,60	"	11,28	"
août	11,55		11,49											11,50		"	"	"
sept.	11,65		11,50											11,49		"	"	"
oct.	11,54		11,50											11,51	11,90	"	"	"
nov.	11,57		11,50	11,86	11,84									11,51		"	"	"
déc.	11,64		11,51								11,44			11,51		"	"	"

TABLEAU F-1 (suite)

DATE	SHELL	IRVING	SUN		GULF	TEXACO		ULTRAMAR	Prix représ. entre tiers DOE	Prix de cession aux tiers spot	Coût moyen pondéré	Coût d'achat DOE	POFE
	OIP	Saint- Jean	Société	OIP	OIP	Société		OIP					
						Portland	OIP	OIP					
1977	—				—	n.d.*				12,57			12,40
jan.		12,27					12,07		12,09	12,50	11,88	11,82	12,09
fév.		12,20					12,09	12,10	12,09		"	"	"
mars		12,31					12,04	12,08	12,09		"	"	"
avril	12,96	12,34			12,08		12,03	12,06	12,09	12,45	"	"	"
mai		12,23	12,09	12,10			12,05	12,11	12,09		"	"	"
juin		12,24	12,92					12,08	12,09		"	"	"
juil.		—					12,68		12,70	12,63	12,49	12,42	12,70
août		12,83					12,62		"		"	"	"
sept.		12,85					12,68		"		"	"	"
oct.		12,94	12,73	12,73			12,69		"	12,68	"	"	"
nov.		12,88					12,69		"		"	"	"
déc.		12,46	12,73	12,73			12,69	12,70	"		"	"	"
1978	—				—					12,91			12,704
jan.		12,78				13,65*	12,70		12,70	12,66	12,494	12,42	"
fév.		12,76					12,70		"		"	12,43	"
mars		12,80					12,69		"		"	"	"
avril		12,74	12,62-63	12,63			12,69		12,69	12,70	"	"	"
mai		12,83	12,72				12,72		12,70		"	"	"
juin		12,80	12,72	12,70			12,68		"		"	"	"
juil.		11,79							"	12,79	"	"	"
août		12,84					12,72		"		"	"	"
sept.		12,79					12,69		12,71		"	"	"
oct.		12,84					13,00		12,70	13,50	"	"	"
nov.		12,78					12,69		"		"	"	"
déc.		12,80					12,68		"		"	"	"

TABLEAU F-1 (suite)

DATE	IRVING	SUN		GULF	TEXACO		IMPÉRIALE		ULTRAMAR	Prix représ. entre tiers DOE	Prix de cession aux tiers spot	Coût moyen pondéré	Coût d'achat DOE	POFE rajusté*	POFE
	Saint- Jean	Société	OIP	OIP	Société		OIP	OIP							
					Portland	OIP	Société	OIP							
1979		—	—				n.d.								
jan.	13,69				13,68*	13,33				13,42	18,35	13,044	13,51	13,48	13,339
fév.	13,60				14,50*	13,41				13,50		"	13,47		"
mars	13,63				14,62**	13,51				13,50		"	13,49		"
avril	14,71				15,56*	15,52			14,54	14,55	27,35	14,251	14,50	16,15	14,546
mai	"					15,52				14,55		"	14,55		"
juin	18,10					17,97				17,93		"	18,00		18,00
juil.	18,06				19,04*					18,00	32,90	17,705	"	18,89	"
août	18,12									18,00		"	"		"
sept.	18,08					17,97				17,95		"	"		"
oct.	18,05			23,04	18,00*	17,97				18,00	38,17	"	"	22,84	"
nov.	24,01				24,00*	23,97				24,00		23,705	22,86		24,00
déc.	24,00					23,97				24,00		"	24,00		"
1980				—			n.d.								
jan.	26,02					25,99		25,99							
fév.	25,96					25,99		25,99			36,58	25,44	26,00	27,17	26,00
mars	26,03					25,98		25,99				"	"		"
avril	28,04					27,98	28,00	27,99				"	"		"
mai	28,79					27,97		27,98			35,52	27,684	28,00	28,82	28,00
juin	28,06					27,97		27,98				"	"		"
juil.	28,09		29,53			27,97		28,89	27,97			"	"	30,21	"
août	30,84					29,97		30,00			33,30	"	"		"
sept.	31,64	n.d.				29,98		30,00				"	29,25		30,00
oct.	31,69					29,98		31,99				"	30,00		"
nov.	30,40					31,98						"	"		"
déc.	32,00					31,98		31,99				"	32,00		32,00

TABLEAU F-1 (suite)

DATE	SUN		IRVING	TEXACO		IMPÉRIALE		PETRO-FINA OIP	Prix représ. entre tiers DOE	Prix de cession aux tiers spot	Coût moyen pondéré	Coût d'achat DOE	POFE
	Société	OIP	Saint-Jean	Société Portland	OIP	Société	OIP						
1981				n.d.		n.d.		—	n.d.	n.d.			
jan.			32,00		31,94		31,98				31,62	32,00	32,00
fév.	n.d.		32,05		31,98						"	"	"
mars		37,53	32,00				32,00				"	"	"
avril	n.d.		"		31,98						"	"	"
mai	n.d.	n.d.	"		31,97			32,11			"	"	"
juin	n.d.		"		31,97		31,99				"	"	"
juil.	n.d.		"		31,97		31,99	n.d.			"	"	"
août	n.d.	33,36	"		32,76		31,99	32,01			"	32,03	"
sept.			"		32,46		32,00				"	32,06	"
oct.	n.d.		—		33,99		34,00				33,62	34,09	34,00
nov.		34,93	34,00								"	34,12	"
déc.	34,25	34,26	34,03					34,19			"	34,13	"
1982			n.d.	n.d.					n.d.	n.d.	n.d.		
jan.			—									34,16	34,00
fév.		n.d.			33,99		"					"	"
mars			—				"	34,01				"	"
avril	n.d.				33,99		"					"	"
mai		n.d.			n.d.	n.d.	n.d.	n.d.				"	"
juin		"			"	"	"	"				"	"
juil.		"			"	"	"	"				"	"
août		"			"	"	"	"				"	"
sept.		"			"	"	"	"				"	"
oct.		"			"	"	"	"				"	"
nov.		"			"	"	"	"				"	"
déc.		"			"	"	"	"				"	"

Remarques accompagnant le Tableau F-1 sur l'évolution des coûts fob du brut saoudien léger (34,0 — 34,9° API), 1958 à 1982

Notes sur les colonnes:

- Irving:** Pour la période entre 1960 et janvier-juillet 1971, où le prix était de 1,80 \$, les prix indiqués à la colonne Irving Saint-Jean correspondent à ceux prévus à l'accord avec SOCAL du 14 août 1957 et selon lequel l'élément fob du prix caf était le prix affiché (voir I-318 A). Pour obtenir le prix fob du 19 août 1971, il a fallu soustraire du prix caf de 2,90 \$ les coûts de fret de 1,05 \$ indiqués en I-257, intercalaire 2. Les prix mensuels de 1974 à 1981 sont tirés des pièces I-265 à I-268. Les prix annuels moyens pour 1971 à 1974 auxquels est apposé un *astérisque* proviennent de la pièce I-394. Pour obtenir les prix étrangers annuels (avec *astérisque*) et mensuels pour la période août 1971 à 1975, il s'est agi de déduire du prix d'achat canadien le revenu net par baril et par année réalisé par la filiale étrangère. Ils correspondent aux prix étrangers à 100 p. 100. Quant aux prix étrangers à 50 p. 100, cela concorde avec l'affirmation de M. Arthur Irving à savoir que le revenu net de la filiale étrangère devait être partagé en parts égales avec SOCAL (voir références et calculs à l'annexe E). Pour calculer ces prix, il s'est agi de déduire du prix d'achat des importations au Canada seulement la moitié du revenu net par baril de la filiale étrangère. Les prix étrangers pour la période 1976 à 1981 ne sont pas connus parce qu'Irving Oil n'a pas fourni les revenus nets réalisés par la filiale étrangère ces années-là.
- Gulf:** Les prix pour la période 1959 à 1961 sont tirés des contrats (voir I-16E, nos 19 et 21) pour ces années qui renfermaient des clauses sur les prix fondés sur les prix affichés (1959, 1960), ou les prix affichés moins 0,12 \$ (1961). Les prix sont donnés pour 1960 et 1961 parce que la pièce I-360, intercalaire I fait voir les importations pour ces années-là. Le prix annuel indiqué pour 1974 a été donné par Gulf à la pièce I-16E.
- Sun:** Les prix pour 1969 à 1972 sont ceux du pétrole de 34° indiqués à la pièce I-315B intercalaire 3 pour les importations énumérées à la pièce I-161. Le premier ensemble de prix donné pour la période 1975 à 1982 sont les prix contractuels pour le pétrole de 34° tirés de la pièce I-315B. Les autres prix pour cette période sont ceux signalés à l'OIP; leur densité API n'a pas été normalisée à 34°.
- Impériale:** Les prix pour 1966 sont fondés sur les prix fob Sidon dont on a déduit le droit pour le pipeline transarabien de 0,37 \$ afin de les convertir en prix fob Ras Tanura. Les prix annuels pour 1974 et 1975 indiqués par Impériale correspondent simplement aux données mensuelles reportées sur l'année tandis que les données annuelles de l'OIP sont des moyennes pondérées (d'après le volume).
- Texaco:** Pour les années où figure la mention *n.d.**, Texaco a fourni des renseignements sur la freinte et le taux AFRA qui peuvent être utilisés pour calculer les prix fob à partir des prix caf du tableau 2. Ceux-ci ne sont pas indiqués parce que les taux AFRA produisent des prix fob anormalement bas. Les prix signalés par Texaco pour 1978 et 1979 à la pièce I-158 sont les prix fob à un point de transchargement dans les Antilles. Le prix donné pour mars 1979 est celui du 5 février.
- BP:** Pour 1970, le prix indiqué est fondé sur le prix fob Sidon (1,72 \$) dont on a déduit le droit pour le pipeline transarabien de 0,37 \$ afin de le convertir en prix fob Ras Tanura. Le prix en vigueur le 1er janvier 1969 indiqué sur une liste de prix du 27 octobre 1969 incluse dans la pièce I-289, intercalaire 4, a été utilisé pour 1970. Les importations acheminées par le pipeline Portland jusqu'à Montréal ne sont signalées pour 1970 que dans la pièce I-291; la pièce I-289, intercalaire 4 permet de voir qu'en 1969 il n'y a pas eu d'importations directes à Montréal par navires.
- Petrofina:** Les prix assortis d'un *astérisque* pour 1970 à 1974 sont les prix d'achat ou d'importation canadiens annuels moyens (du pétrole brut de 34,3°, et 33,4° respectivement) dont a été déduit le dividende Pannac (c'est-à-dire de la filiale étrangère) par baril. Aucun rajustement ne s'imposait pour la densité, puisque celle-ci se situait dans la gamme prévue au contrat (33,0 à 34,9°). Les prix OIP sont également indiqués pour 1974, 1975, 1976 et 1981.
- Fourchette de prix de cession aux tiers à terme:** Les valeurs minimums et maximums indiquées dans cette colonne représentent les prix des opérations à terme pour différentes sources. Certains des prix donnés pour la période 1960 à 1967 se trouvent dans l'enquête d'Adelman pour 1958 à 1967 que renferme le document intitulé *The World Petroleum Market* (W.P.M.), pages 384 à 397 (voir la pièce I-51A, intercalaire II-4). Les prix originaux qu'indique Adelman ont été normalisés en fonction du pétrole de densité 31,0° API et rajustés pour tenir compte des niveaux de soufre, à raison de 0,015 \$ par degré API et de 0,01 \$ le baril respectivement pour le brut saoudien léger de 34,0°. L'on a obtenu les prix indiqués dans cette colonne en inversant la méthode utilisée par Adelman, c'est-à-dire en ajoutant 0,055 \$ du baril. L'on a également corrigé les erreurs d'arrondissement que renfermaient les calculs du prix fob effectués par Adelman dans tous les cas où étaient signalés des rabais par rapport aux prix affichés. Certains prix donnés pour la période 1968 à 1969 sont tirés du témoignage de Blair au Sénat américain (voir références à l'annexe E). Certains prix pour 1969 et 1970 proviennent de l'enquête sur les prix de 1968 à 1970 d'Adelman, dans W.P.M., pages 417-421. Pour la période 1959 à 1969, certains prix viennent également du témoignage de Newton au Sénat américain (voir la pièce S-5E, ainsi que la pièce I-51A, intercalaire I1-5). Pour la période 1969-1970 les valeurs d'option Sun tirées de la pièce I-188 du 10 mai 1971 sont également publiées et elles sont indiquées entre parenthèses. D'autres prix de cession ou valeurs d'option estimatifs pour 1969 à 1971 sont tirés des pièces Sun I-16A, intercalaire 5, pages 84108-84109; I-188, page 83927 et I-198, page 83917. Si on les ajoute aux valeurs d'option Sun que renferme la pièce I-188, l'on obtient les gammes de prix suivantes: 1,25 \$ à 1,40 \$ (pour 1969); 1,26 \$ à 1,30 \$ (pour 1970); 1,29 \$ à 1,30 \$ (pour le premier semestre de 1971), 2 \$ à 2,10 \$ (pour le second semestre de 1971) et 1,65 \$ à 1,70 \$ (le prix annuel moyen pour 1971). Précisons que les prix estimatifs pour 1971 ont été signalés dans des notes des mois d'avril et de mai de cette année-là. Les chiffres auxquels est apposé un *astérisque* sont donc moins sûrs. La valeur de 1,40 \$ pour 1969 n'est pas utilisée parce qu'elle a été rajustée à la baisse dans des notes subséquentes. Pour la période 1973 à 1979, les prix représentatifs ou moyens du département de l'Energie (DOE) des États-Unis traduisent les prix de cession signalés par des entreprises américaines.
- Prix de cession aux tiers spot:** Il s'agit des prix exigés pour les ventes ne portant que sur une cargaison, mais au début des années 1960, cela englobait davantage. Pour 1971, le prix indiqué pour le 1er juin est celui de juin à décembre. Voir les pièces I-18 et I-23.
- Prix d'approvisionnement concurrentiel:** Il s'agit du prix minimal qui est nécessaire selon le Directeur pour absorber les coûts de production y compris le rendement du capital et le coût taxes incluses (voir la pièce I-79).
- Coût taxes incluses:** Il s'agit du coût du brut de concession. Il inclut les coûts d'exploitation et de production ainsi que les taxes et redevances de l'État d'origine (voir l'annexe E).

Remarques accompagnant le Tableau F-1 sur l'évolution des coûts fob du brut saoudien léger (34,0 — 34,9° API), 1958 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

12. *Prix de vente officiel*: Pour la période 1958 à 1974, les prix traduisent les prix contractuels à long terme auxquels se vendait presque tout le brut; à compter de 1975, les prix sont les prix officiels fixés par l'État (POFE) qui s'appliquent aux ventes à des tiers.
13. *Prix affichés*: Le prix indiqué pour mars 1959 est en fait celui du 13 février. Le prix affiché pour Sidon était le prix Ras Tanura majoré de 0,37 \$ (pour les frais de pipeline) pour la période 1958 à 1967 (voir références à l'annexe E).
14. *Contrat de la Newfoundland Refining Company*: Les prix indiqués pour la période 1973 à 1975 sont fondés sur un contrat conclu avec Petromin (la société pétrolière du gouvernement de l'Arabie Saoudite) et doivent être établis en fonction du prix affiché moins 7 p. 100.
15. *DOE — Prix représentatif entre tiers*: Le département de l'énergie (DOE) des États-Unis a défini le prix représentatif comme étant le prix le plus bas auquel 50 p. 100 ou plus (selon le volume) des opérations avec les tiers (sociétés indépendantes) se sont effectuées au cours du mois. Il s'agit en somme du prix moyen. Voir la pièce I-84 et les références du U.S. Federal Register énumérées à l'annexe E.
16. *Coût moyen pondéré*: Pour la période 1973 à 1981, le coût moyen pondéré correspond au coût d'acquisition ainsi qu'au coût taxes incluses résultant de la nationalisation. Il s'est révélé nécessaire de calculer ce coût en 1973 lorsque la production du brut a été partiellement nationalisée (dans une proportion de 25 p. 100). Outre leur capital investi représentant 75 p. 100 de la production, les sociétés étaient obligées de racheter 22,5 p. 100 de la part de 25 p. 100 de l'État; quant à la part restante de 2,5 p. 100, le gouvernement la vendait à des tiers. Le prix de rachat était fixé à 2,32 \$ le baril jusqu'en septembre 1973; il a alors été établi à 93 p. 100 du prix affiché. Pour calculer le coût moyen pondéré des réserves de brut par société, les coefficients de pondération retenus pour le capital investi (au coût libéré d'impôt) et le brut de rachat étaient respectivement de 73,68 et 26,32 p. 100. (Ces chiffres équivalent respectivement à 75 et 22,5 p. 100 de 97,5, c'est-à-dire la proportion de la production de brut écoulée par l'intermédiaire des sociétés). Lorsque la nationalisation ou la participation a atteint 60 p. 100 en 1974, les sociétés ont été obligées d'acheter 55 p. 100 de la part de 60 p. 100 du gouvernement qui vendait aussi le reste à des tiers. Les coefficients de pondération respectifs utilisés pour obtenir les coûts moyens pondérés de 1974 et 1975 sont par conséquent devenus 42,1 et 57,9 p. 100 (c'est-à-dire 40 et 55 p. 100 de 95). Pour la période de 1976 à 1981, les chiffres sont tirés de *International Crude Oil and Product Prices* (voir la pièce I-80). Ils ont été rajustés pour tenir compte des remises ou primes applicables aux anciens propriétaires de concessions.
17. *Coût d'achat DOE*: Les chiffres sont tirés de la pièce I-80. Selon le témoignage de Brant/Davidson, les données proviennent des chiffres sur les coûts de cession entre tiers signalés au département de l'Énergie (DOE) des États-Unis. Dans les cas où il y avait plus d'un montant pour un mois donné, c'est le montant le plus élevé, selon Brant, qui a été retenu. S'il y avait plus d'une somme par mois indiquée par une société, seule la plus récente ou la somme révisée signalée par la société a été retenue (voir la transcription, vol. 7, p. 13348).
18. *POFE rajusté*: Pour 1979 et 1980, les montants indiqués correspondent aux prix officiels fixés par l'État rajustés pour tenir compte des rabais ou primes s'appliquant à tous les acheteurs (voir les pièces I-18 et I-23).

TABLEAU F-2

Comparaison entre les prix livrés caf du brut saoudien léger (34,0 – 34,9° API) 1958 à 1982
(en \$ US le baril, Portland, sauf indication contraire)

DATE	IRVING	TEXACO		SUN	IMPÉRIALE			GULF	BP	PETROFINA	IRVING		Échelle des prix de cession aux tiers à terme (Valeurs d'options Sun)	Fourchette des prix de cession aux tiers spot
	Saint-Jean	Portland	Halifax	Coût moyen	Portland	Dartmouth	Coût moyen	50%	100%					
1958	—	3,00	—	3,00	n.d.	—	—	n.d.	—	n.d.	—	—	n.d.	n.d.
1959	—	2,81	—	2,81	n.d.	—	—	n.d.	—	n.d.	—	—	2,51	n.d.
1 ^{er} jan.		3,00	—	3,00		—	—				—	—		
1 ^{er} mars		2,86	—	2,86		—	—				—	—		
15 avril		2,79	—	2,79		—	—				—	—		
1 ^{er} mai		2,76	—	2,76		—	—				—	—		
1960	2,682	2,68	—	2,68	n.d.	—	—	n.d.	—	—	—	—	2,01-2,28	2,32
9 août	2,582		—			—	—							
1961	2,58	2,59	—	2,59	n.d.	—	—	n.d.	—	—	—	—	2,31-2,35	2,23
1 ^{er} jan.		2,68	—	2,68		—	—				—	—		
1 ^{er} fév.		2,58	—	2,58		—	—				—	—		
1962	2,58	2,51	—	2,51	—	—	—	n.d.	—	—	—	—	2,02	2,25
1 ^{er} jan.		2,58	—	2,58		—	—				—	—		
1 ^{er} août		2,43	—	2,43		—	—				—	—		
1963	2,58	2,43	—	2,43	—	—	—	—	—	—	—	—	2,06-2,37	2,31-2,38
1964	2,58	2,43	—	2,43	—	n.d.	n.d.	2,27	—	—	—	" "	1,92-2,12	2,24
1965	2,58	2,33	2,35	2,33	—	2,26	2,22	2,25	—	—	—	" "	1,92-2,27	2,16
1966	2,58	2,33	—	2,33	—	2,29	—	2,29	—	—	—	" "	1,86-2,15	2,03
1967	2,58	2,33	2,33	2,33	—	2,19	—	2,19	—	—	—	" "		2,64-2,83
jan.													1,88-2,27	1,95
juil.													2,19-2,42	3,70
1968	2,58	2,33	2,33	2,33	—	—	—	—	—	—	—	" "	1,80-2,10	2,60-2,61
1969	2,58	2,33	2,33	2,33	2,33	—	—	—	—	—	—	" "	1,79-2,01(2,01)	2,28-2,57
1970	2,58	2,28	2,28	2,28	2,39	—	—	—	—	2,00*	2,71*	—	2,51-(2,56)	3,59-3,61
jan.													1,93-(2,22)	2,79
juil.													2,52-(2,91)	4,19
1 ^{er} sept.												2,30*	2,025*	

TABLEAU F-2 (suite)

DATE	IRVING		TEXACO		SUN	IMPÉRIALE			GULF	BP	PETROFINA	IRVING		Fourchette de prix de cession aux tiers à terme (Valeurs d'options Sun)	Fourchette de prix de cession aux tiers spot
	Saint-Jean	Portland	Halifax	Coût moyen	Portland	Dartmouth	Coût moyen	Étranger 50%	100%						
1971	2,80*	2,91	2,95	n.d.	—	—	—	—	—	—	2,60*	2,41*	(2,87)*-(2,92)*	2,89	
1 ^{er} jan.	2,58	2,69	2,69	2,69	2,39	—	—	—	—	—	—	—	(2,73)-(2,74)	3,10	
15 fév.		2,96	2,96	2,96		—	—	—	—	—					
1 ^{er} juin		3,03	3,03	3,03	2,73	—	—	—	—	—					
juil.													(3,05)*-(3,15)*	2,67	
août	2,90										2,502	2,104			
14 nov.					2,56										
1972	2,89*	2,93	3,00	n.d.	2,70	—	—	—	—	—	2,57*	2,25*	n.d.	2,87	
1 ^{er} jan.		3,03	3,03	3,03		—	—	—	—	—				2,57	
20 jan.		3,145	3,145	3,145		—	—	—	—	—					
1 ^{er} juil.		2,90	2,90	2,90		—	—	—	—	—				3,18	

TABLEAU F-2 (suite)

DATE	IRVING		TEXACO			SHELL		GULF		IMPÉRIALE		ULTRAMAR		PETROFINA		IRVING		Prix de cession aux tiers à terme	Prix de cession aux tiers spot
	Société																		
	Saint-Jean	Portland	Halifax	Saint-Romuald	OIP	Société	OIP	Société	OIP	Société	OIP	OIP	Société	OIP	Étranger				
														50%	100%				
1973	3,57*	3,27	3,38													3,03*	2,50*		5,89
jan.		3,075	3,08																
fév.		"	"																5,16
mars		"	"																
avril	3,272	3,170	3,17													2,97	2,667		5,43
mai		"	"																
juin		3,268	3,27																
juil.		3,939	3,88	4,33															5,78
août		4,009	3,95	4,399															
sept.		4,120	4,06	4,510															
1 ^{er} oct.		4,437	4,37	5,047															
16 oct.		5,873	5,803	6,483														5,54	7,20
nov.		5,913	5,843	6,523														5,54	
déc.		5,816	5,746	6,426														5,51	
1974	11,91*					n.d.		n.d.		11,65	10,69			11,32*		11,25*	10,58*		13,10
jan.	11,63	12,091	12,001	12,891*	11,22														
fév.	11,74	"	"	"	13,06											10,97	10,30	11,51	15,14
mars	11,80	"	"	"	13,01											11,08	10,41	11,55	
avril	11,90	11,76	11,70	11,79*	12,09											11,14	10,47	11,67	
mai		"	"	"	11,61											11,24	10,57	11,67	12,71
juin	11,84	"	"	"	11,61													11,72	
juil.		11,71	11,65	11,74*	11,53									11,25	11,18	10,51		11,72	
août	11,84	"	"	"	11,58													11,85	12,11
sept.	11,78	"	"	"	11,56											11,18	10,51	11,85	
oct.	11,99	11,96	11,90	11,99*	11,90					10,57	12,87			11,10	11,12	10,45	11,85		
nov.	12,43	12,14	12,08	12,17*	11,95				11,55		12,80			11,55	11,33	10,66	12,25	12,41	
déc.	12,51	12,14	12,08	12,17*	11,99		12,05		10,98		10,82	12,91				11,77	11,10	12,43	
																11,85	11,18	12,43	

TABLEAU F-2 (suite)

DATE	SUN OIL		TEXACO			IRVING		GULF		IMPÉRIALE		ULTRA-MAR		PETROFINA		IRVING		Prix de cession aux tiers à terme	Prix de cession aux tiers spot
	Société	OIP	Société			OIP	Saint-Jean	Société	OIP	Société	OIP	OIP	Société	OIP	Étranger				
			Portland	Halifax	Saint-Romuald										50%	100%			
1975	n.d.				—			—	—	11,75	10,83							n.d.	n.d.
jan.			12,04	11,98	—	11,92	11,92					12,91			11,68	11,45			
fév.	n.d.		"	"	—	11,91	11,85					12,92			11,61	11,38			
mars	n.d.	13,50	"	"	—		11,84					12,67			11,60	11,37			
avril		11,70	12,08	12,03	—		—				10,84	12,59			—	—			
mai	11,70	11,70	"	"	—	11,94	11,17				10,82	12,59			10,93	10,70			
juin	11,70		"	"	—	11,95	11,86				10,83	12,59			11,62	11,39			
juil.	11,70-.73	13,49	12,05	12,01	—	11,84	—								—	—			
août	n.d.	12,34	"	"	—	11,93	11,84								11,60	11,37			
sept.	n.d.	12,69	"	"	—	11,78	11,85								11,61	11,38			
oct.	n.d.	12,85	13,17	13,13	—	12,47	12,90								12,66	12,43			
nov.			"	"	—	13,02	12,79					13,27			12,55	12,32			
déc.	n.d.	12,84	"	"	—	12,99	—							12,77	—	—			
1976								n.d.		—	—	—		n.d.			n.d.		12,68
jan.	n.d.	12,86	13,00	13,01	13,11	13,01	12,88											12,48	12,56
fév.	n.d.	12,87	"	"		13,01	12,88											12,48	
mars			"	"		13,00	—											12,46	
avril			"	"		13,00	12,90											12,46	12,56
mai			"	"		12,99	12,85		12,80									12,47	
juin			"	"		12,99	12,88											12,46	
juil.			12,77	12,74		12,73	—											12,46	12,65
août			"	"		12,75	12,85											12,47	
sept.			"	"		12,75	12,86											12,46	
oct.			12,86	12,87		12,85	12,83											12,48	12,95
nov.	n.d.	12,98	"	"		12,85	12,78											12,48	
déc.			"	"		12,87	12,80							12,34				12,48	

TABLEAU F-2 (suite)

DATE	SUN OIL	IRVING	TEXACO			GULF	IMPÉRIALE	ULTRA-MAR
	Société	OIP	Société			OIP	Société	OIP
			Saint-Jean	Portland	Halifax			
1979	—	—					n.d.	n.d.
jan.			15,43	14,22				14,91
fév.			15,32	15,04				14,92
mars			15,21	15,16*	15,33			14,82
avril			16,38	16,10				17,06
mai			16,46	"				17,05
juin			19,89	"				19,59
juil.			19,90	19,58				
août			20,10	"				19,65
sept.			20,41	"				19,68
oct.			20,38	19,91			24,86	19,95
nov.			26,26	25,71				25,52
déc.			26,30	"				26,10
1980					n.d.	n.d.	—	—
jan.			28,46					27,96
fév.			28,56					27,97
mars			28,54					28,04
avril			30,38					29,91
mai			30,35					29,80
juin			30,31					29,85
juil.		31,41	30,36					29,68
août			32,07					31,97
sept.	31,07*		31,87					31,93
oct.			32,05					32,01
nov.			32,42					34,19
déc.			34,79					34,26
								27,99
								27,75
								27,94
								29,83
								29,70
								29,60
								30,89
								29,98
								31,92
								32,37
								34,25
								34,29

Notes du tableau F-2 sur la comparaison entre les prix livrés (caf) du brut saoudien léger (34,0-34,9°API) 1958 à 1982

Notes sur les colonnes:

1. *Irving*: En ce qui concerne le prix de 2,56 \$ en vigueur de 1960 à la période de janvier à juillet 1971, les prix d'achat ou d'importation caf à Saint-Jean (N.-B.) sont fondés sur le marché conclu le 14 août 1957 avec SOCAL (pièce I-318A) selon lequel le prix de 2,712 \$ devait varier en fonction des modifications apportées au prix affiché fob de 1,93 \$ à compter du 1er juillet 1956. En ce qui concerne les prix d'août 1971 et d'avril 1973, les prix annuels (avec *astérisque*) pour 1971 et 1974 et les prix mensuels pour 1974 à 1981, voir les pièces I-257 intercalaire 2, I-272, I-394, I-265, I-266, I-267 et I-268. Pour la période 1971 à 1975, l'on a obtenu les prix étrangers nets à 100 p. 100 et 50 p. 100 en déduisant le revenu net par baril de Bomag-Irvalc (filiale étrangère). Voir justification à la note du tableau 1. Le prix étranger pour septembre 1970 est fondé sur un prix du marché négocié de 2,025 \$ qui se trouve dans un projet d'accord entre Irving Refining Limited et la Chevron Oil Sales Company (SOCAL), qui apparemment n'a jamais été signé (voir la pièce I-257, intercalaire 1). Le prix indiqué de 2,30 \$ est à mi-chemin entre les prix de 2,025 \$ et 2,58 \$. Les prix étrangers pour la période 1976 à 1981 sont incomplets parce que les montants de revenu net de la filiale étrangère n'étaient pas disponibles.
2. *Gulf*: Parce qu'ils étaient inconnus, les coûts de fret ne pouvaient être ajoutés aux prix fob du tableau 1 pour la période 1959 à 1962.
3. *Sun*: Voir note du tableau 1. Les prix caf du pétrole de 34° indiqués pour la période 1969 à 1972 sont fondés sur les prix fob du pétrole de 34° tirés du tableau 1 et les coûts de fret indiqués en I-161. Pour 1971, l'on s'est servi de la moyenne des coûts de fret de 1970 et 1972. Le premier ensemble de prix pour la période 1975 à 1982 correspond aux prix contractuels du pétrole à 34° tirés de I-315B; les montants avec *astérisque* pour 1980 et 1981 sont les prix fob au terminus de transbordement des Antilles (Curaçao, Freeport ou Aruba). Les prix OIP pour la période 1975 à 1982 n'ont pas été corrigés en fonction du pétrole brut de 34°.
4. *Impériale*: Les montants annuels de la société indiqués pour 1974 et 1975 sont simplement les prix mensuels reportés sur l'année fondés sur les prix caf Montréal dont on a déduit le tarif du pipeline; les prix OIP annuels sont des moyennes pondérées (d'après le volume).
5. *Texaco*: Les prix de 1970 sont fondés sur le prix du pétrole de 33° de 2,26 \$ indiqué en I-158. Pour 1974, aucune importation n'était déclarée pour Saint-Romuald; pour 1979, le montant de mars est celui du 5 février.
6. *BP*: Voir note du tableau 1.
7. *Petrofina*: Les montants avec *astérisque* pour 1970 et 1974 correspondent aux prix annuels moyens d'achat ou d'importation au Canada dont on a déduit le dividende Pannac (filiale étrangère) par baril. Les montants OIP sont également indiqués pour 1974, 1975, 1976 et 1981.
8. *Fourchette des prix de cession aux tiers à terme*: Ces montants correspondent aux prix caf minimums et maximums que l'on a obtenus en ajoutant à l'échelle des prix de cession à terme fob du tableau 1 les coûts estimatifs d'affrètement à terme indiqués à l'annexe E. Les coûts d'assurance de 1 p. 100 du prix coût et fret sont également inclus. Pour 1973, 1974 et 1976 à 1977, l'on a également utilisé les prix de cession à terme représentatifs ou moyens du DOE américain comme prix fob afin de calculer les prix caf.
9. *Fourchette des prix de cession aux tiers spot*: L'on a obtenu ces montants en ajoutant aux prix de cession aux tiers spot du tableau 1 les coûts estimatifs de transport spot indiqués à l'annexe E et en incluant 1 p. 100 du prix du produit débarqué pour l'assurance.

TABLEAU F-3

Comparaison entre les prix fob du brut iranien léger (34,0 - 34,9° API), 1958 à 1980
(en \$ US le baril)

DATE	IRVING Saint-Jean	GULF	IMPÉRIALE	SUN	SHELL	TEXACO	BP	PETRO-FINA	MURPHY			Fourchette des prix de cession aux tiers à terme	Prix de cession aux tiers spot	Coût taxes incluses	Prix affiché
									Prix étranger estimatif	Contrats BP et (Esso)	Nfld. Refining Company*				
1958	—	n.d.	n.d.	n.d.	—	—	—	n.d.	—	—	—	1,79	n.d.	n.d.	2,04
1959 fév.	—	n.d.	n.d.	n.d.	—	n.d.*	n.d.	n.d.	—	—	—	1,56	"	"	2,04 1,86
1960 août	1,86 1,78	—	n.d.	n.d.	—	n.d.*	1,79* 1,68*	1,71*	—	—	—	1,43-1,56	1,79	"	1,86 1,78
1961	1,78	—	—	n.d.	—	n.d.*	1,43*	—	—	—	—	1,43	1,60	"	1,78
1962	1,78	—	—	—	n.d.	n.d.*	1,43*	—	—	—	—	1,38-1,43	1,55	"	1,78
1963	1,78	1,66	—	—	n.d.	—	1,43*	—	—	—	—	1,38-1,52	1,50	"	1,78
1964	1,78	1,66	1,60	—	—	—	1,43*	—	—	—	—	1,29-1,53	1,45	"	1,78
1965 nov.	1,78 1,79	1,47 1,45	—	—	—	—	1,42*	—	—	1,35	—	1,27-1,55	1,40	"	1,78 1,79
1966	1,79	—	—	—	—	n.d.*	1,42*	—	—	1,35	—	1,07-1,50	1,28	"	1,79
1967 déc.	1,79	1,44	—	—	—	n.d.*	1,42*	—	—	1,35 1,33	—	1,18-1,54	1,28	0,95	1,79
1968	1,79	1,44	—	—	—	n.d.*	1,42*	—	—	1,33	—	1,18-1,43	1,27- 1,35	0,96	1,79
1969 jan.	1,79	—	—	—	—	n.d.*	1,30	—	—	1,33	—	1,24-1,35	1,31- 1,34		1,79
avril										1,32					
mai										1,33					
juin										1,31					
juil.										1,31					
août										(1,27)					
sept.										(1,27)					
2 nov.										(1,28)					
20 nov.										(1,27)					

TABLEAU F-3 (suite)

Comparaison entre les prix fob du brut iranien léger (34,0 – 34,9° API), 1958 à 1980
(en \$ US le baril)

DATE	IRVING	GULF	BP	TEXACO	SUN	Nfld. Refining Company*	PETRO- FINA	MURPHY		IRVING Étranger		Prix de cession aux tiers à terme	Prix de cession aux tiers spot	Coût taxes incluses	Prix affiché
	Saint- Jean							Prix étranger estimatif	Contrats BP Trading	50%	100%				
1970 jan. mars avril juin nov.	1,79	—	—	—	n.d.*	1,30	0,95*		1,33 (1,27) (1,27)			1,14 to 1,28	1,28	1,017	1,79
									1,395		1,275			1,103	
									1,395	1,36	1,361	1,25*-1,28*			
												1,31*-1,36*			
1971	1,68*	1,82		n.d.*	n.d.		1,34*					1,48*,1,29*	n.d.	n.d.	
jan. 15 fév. mai juin juil. août sept. oct. nov. déc.	1,79	1,455 1,75	1,37 1,65			1,361 1,628			1,312 1,582		— —			1,103 1,370	1,79 2,17
		1,81	1,72			1,691 1,696			1,598 1,597 1,578	1,646				1,433	2,274
	1,85								1,463-1,66 1,661 1,672 1,672	" " " "	1,65,1,46				
1972	1,95*	1,89		n.d.*	—		1,51*					1,63*,1,31*	n.d.	n.d.	
jan. 20 jan. fév. mars avril mai juin juil.		1,81 1,93	1,72 1,84			1,696 1,813			1,663 1,646 1,766 1,67					1,433 1,550	2,274 2,467
						1,818									

TABLEAU F-3 (suite)

DATE	GULF		TEXACO		SUN OIL		IRVING		BP		Nfld. Refining Company*	PETRO- FINA	MURPHY		IRVING Étranger		Prix représ. entre tiers DOE	Coût d'achat	Coût DOE	POFE	
	Société	OIP	Société	OIP	Société	OIP	Saint- Jean	Société	OIP	Société			Prix étranger estimatif	Contrat BP	100%	50%					
1973	—	—	—	—	2,90	—	2,48*	2,84	—	—	1,61*	—	—	—	1,41	1,94*	—	n.d.	n.d.	—	
jan.								2,05		1,885			1,835								
fév.																					
mars																					
avril							n.d.	2,14		1,976		1,928	n.d.	n.d.							
mai					2,20																
juin					n.d.			2,24		2,071											
juil.					"			2,28		2,11											
août					"			2,35		2,176											
sept.					"																
1 ^{er} oct.					"					2,143										4,28	
16 oct.					"			4,06		3,565											
nov.					"			4,06		3,601											4,28
déc.					"			3,96		3,512			n.d.								4,23
1974			n.d.*		(Prix de cession aux tiers*) 10,80		OIP 8,43*			n.d.	(OIP) 7,64*		Murphy OIP*		7,10*	7,77*					
jan.	10,28				10,49		—	9,17	10,02		(9,81)*	n.d.	9,31					10,57	9,606	9,56	11,163
fév.	"	10,38			"	(9,94*)	10,33	9,86	9,44*	"	(9,81)*	9,326	9,29	8,53	9,20			11,62	"	"	"
mars	"	"			"			9,90		10,00		9,318		8,57	9,24			10,62	"	"	"
avril	"				10,06	(10,97*)	11,30	—		9,92	(9,81)*			—	—			11,09	"	9,63	"
mai	"	10,38			10,05			9,84		9,88				8,51	9,18			10,94	"	"	"
juin	10,41	9,93			"	(9,93*)		"						—	—			10,90	"	9,62	11,263
juil.	10,01*				10,20	(10,11*)	10,37	10,02	9,44					8,69	9,36			10,68	9,702	9,66	"
août	10,55	10,49			"	(10,11*)	10,27	—			(9,95)*			—	—			10,46	"	"	"
sept.					10,20			10,20			(9,95)*			8,87	9,54			10,29	"	9,62	"
oct.					10,39			9,19	9,06					—	—			10,50	10,037	9,98	11,044
nov.	11,59*	10,83			10,57	10,52	10,52	—	n.d.	10,80				—	—			10,64	10,45	10,42	10,672
déc.	11,02*	10,88			"	10,525	10,42	—	n.d.	10,73				—	—			10,70		10,44	"

TABLEAU F-3 (suite)

DATE	IRVING	TEXACO		BP		SHELL	SUN OIL	GULF		MUR-PHY	ULTRA-MAR	PETRO-FINA		IRVING Étranger		Prix représ. entiers DOE	Coût d'achat	Coût DOE	POFE
	Saint-Jean	Société	OIP	Société	OIP	OIP	Société et OIP	Société	OIP	OIP	OIP	OIP	OIP	100%	50%				
1975		n.d.*						n.d.											
jan.	10,86			10,77	10,78				10,68				10,68*	10,39	10,62	10,68	10,452	10,55	10,672
fév.	10,74		10,57						"				"	10,27	10,50	10,67	"	10,50	"
mars	n.d.		10,57		10,68		10,67		"		11,00		"	n.d.	n.d.	10,68	"	10,49	"
avril	—			10,76	10,60	10,67	"		"				"	—	—	10,60	"	10,46	"
mai	—				10,60		"		10,46				"	—	—	10,65	"	10,47	"
juin	n.d.		10,69		10,64	10,67	10,67*		10,68		10,92		"	n.d.	n.d.	10,64	"	10,49	"
juil.	—		10,67		10,76									—	—	10,62	"	10,47	"
août	—			10,74	10,74									—	—	10,63	"	"	"
sept.	—													—	—	10,61	"	"	"
oct.	11,84			11,62	11,62								11,63*	11,37	11,60	11,53	11,40	11,62	11,620
nov.	11,86				"								11,63*	11,39	11,62	11,59	"	11,42	"
déc.	11,78				"		11,63						11,63*	11,31	11,54	11,56	"	"	"
										OIP (Contrat)									
1976		n.d.	n.d.					n.d.											n.d.
jan.	11,78			11,62	11,62				11,56				11,63			11,56	11,40	11,40	11,62
fév.	—			"	"				"				11,62			11,56	"	11,42	"
mars	11,86			"	"		11,61		11,55				"			11,56	"	"	"
avril	11,69			"	11,61											11,57	"	"	"
mai	—			"	11,62		11,61		11,56	(11,62)			11,60			11,59	"	"	"
juin	—			"	11,60	11,60	11,64		"	11,63						11,58	"	"	"
juil.	—			"												11,55	"	"	"
août	—			"			11,54			11,63						11,56	"	"	"
sept.	11,84			"						11,63						11,56	"	11,40	"
oct.	11,77			"												11,57	"	"	"
nov.	—			"						11,56						11,62	"	11,42	"
déc.	11,73			"												11,59	"	"	"

TABLEAU F-3 (suite)

DATE	IRVING	SUN OIL		GULF	MURPHY	PRIX contrac- tuels	PETRO- FINA	ULTRAMAR	Prix représ. entre tiers DOE	Coût d'achat	Coût DOE	POFE	DATE	BP		PETRO- FINA			
	Saint- Jean	Société	OIP	OIP	OIP		OIP	OIP						Société	OIP	OIP	Coût d'achat	Coût DOE	POFE
1977													1979						
jan.	—				12,82				12,77	12,59	12,81	12,81	jan.	13,45			13,23	19,21	13,45
fév.	12,98	12,81		12,79	"		12,80		12,78	"	"	"	fév.				"	"	"
mars	—	12,78			"				"	"	12,62	"	mars		17,63		"	"	"
avril	12,92		12,81		"				"	"	12,64	"	avril				16,57	16,81	16,57
mai	—				12,82			12,66*	12,79	"	"	"	mai				"	17,49	17,17
juin	—	12,91			"				12,78	"	"	"	juin				"	20,21	18,47
juil.	—		12,91		"	12,81			12,76	"	"	"	juil.			22,10	22,00	21,99	22,00
août	—				"	"			12,76	"	"	"	août				"	22,11	"
sept.	—				"	"			12,75	"	12,81	"	sept.				"	28,74	"
oct.	—				12,82	"			"	"	"	"	oct.			23,78	"	29,44	23,71
nov.	—				12,80	"			"	"	12,63	"	nov.				"	31,40	"
déc.	—				12,82	"			"	"	"	"	déc.				"	"	28,71
1978													1980						
jan.	—								12,75	12,59	12,81	12,81	jan.				n.d.	n.d.	
fév.	—								12,77	"	"	"	fév.						30,37
mars	—								12,74	"	"	"	mars						"
avril	12,99								12,76	"	12,67	"	avril						35,37
mai	—							12,80	12,74	"	12,69	"	mai						"
juin	12,88	12,62	12,62				12,80		12,73	"	12,59	"	juin						"
juil.	—								12,70	"	12,66	"	juil.						"
août	12,93								12,72	"	"	"	août						"
sept.	12,91		12,59						12,75	"	"	"	sept.						"
oct.	—	n.d.	12,65						12,72	"	"	"	oct.						"
nov.	—								12,81	"	12,69	"	nov.						"
déc.	—								12,81	"	12,66	"	déc.						"

Notes du tableau F-3 sur la comparaison entre les prix fob du brut iranien léger (34,0-34,9° API), 1958 à 1980

Notes sur les colonnes:

- Irving:** En ce qui concerne le prix de 1,79 \$ en vigueur de 1960 à janvier-juillet 1971, les montants indiqués dans la colonne de Saint-Jean (N.-B.) correspondent à l'accord conclu le 14 août 1957 avec SOCAL selon lequel la composante fob du prix caf est le prix affiché. Pour la période d'août 1971 à 1975, l'on a obtenu les prix étrangers annuels (avec *astérisque*) et mensuels à 100 p. 100 et 50 p. 100 en déduisant des prix d'achat canadiens le revenu net (ou la moitié du revenu net) réalisé par baril et par année par la filiale étrangère. Les prix étrangers pour la période 1976 à 1981 sont incomplets étant donné qu'Irving Oil n'a pas fourni les revenus nets de la filiale étrangère. Voir les références et des détails supplémentaires au tableau 1 et à l'annexe E.
- Gulf:** Le prix contractuel (voir I-16E, n° 22) pour 1964 (au prix affiché moins 0,12 \$) est indiqué parce que la pièce I-360, intercalaire 1 fait voir les importations cette année-là. Les prix pour la période 1967 à 1974 ont été corrigés en fonction du pétrole de densité 34° par l'application de la formule de 0,02 \$ par degré API jusqu'en 1973, 0,015 \$ en 1974. Les prix mensuels indiqués pour 1971 et 1972 sont les prix contractuels pour le pétrole brut iranien léger de 34° tirés des documents du secteur international déposés par le Directeur (voir Livre 6, intercalaire 240, 78768). Le prix de juillet 1974 est celui de juin; les prix indiqués pour novembre et décembre 1974 s'appliquent aux deux mois.
- Sun:** Les prix annuels moyens pour 1973 et 1974 sont tirés de la pièce I-161 et ont été corrigés en fonction du pétrole brut de 34° par l'application de la variante de 0,0015 \$ par 0,1° API. Pour la période février à août 1974, les prix avec *astérisque* correspondent aux prix d'achat de cession versés par le Sun Group à des sociétés pétrolières non intégrées, tel qu'indiqué à la pièce I-383. Les prix de sociétés de mai 1973 et de novembre et décembre 1974 sont les prix contractuels tirés de la pièce I-315B, intercalaire 3 à 5. Les prix contractuels tirés de la même source sont également indiqués pour 1975 à 1978. En 1975, ceux-ci incluaient les prix avec *astérisque* plus les prix OIP indiqués. En 1976, les prix contractuels étaient de 11,50 \$ (février), 11,55 \$ et 11,62 \$ (mars), 11,64 \$ (mai) et 11,65 \$ (juin). A compter de juin 1978, les prix contractuels indiqués incluent un droit d'agence ou de manutention de 0,02 \$ le baril versé à Sun International.
- Texaco:** Bien que l'on puisse obtenir les prix estimatifs de a) 1958, 1959, 1962 et 1966 à 1969 en soustrayant le taux AFRA de Ras Tanura à Portland déclaré par Texaco du prix caf jusqu'à Portland indiqué au tableau 4 et b) les prix 1970 à 1975 à partir des taux AFRA pour les trajets de l'Iran à Portland, ceux-ci ne sont pas indiqués parce que l'utilisation de taux AFRA produit des prix fob faussés à la baisse. Les importations de 1976 à 1978 ont été déclarées par Texaco à la pièce I-158, mais il n'y a pas de données OIP sur les prix publiés pour ces années-là.
- BP:** Pour la période 1960 à 1968, les prix fob réels versés par BP Canada à BP Trading n'étaient pas publiés. Les prix indiqués sont tirés des dossiers de BP Trading (voir I-290), qui étaient apparemment les prix offerts à tous les clients, y compris BP Canada. Dans ce cas, les prix indiqués pour BP Canada avant 1969 représenteraient un autre ensemble de prix de cession ainsi que les prix accordés à BP Canada. Le prix fob tirés de I-290 pour la période 1960 à 1970 correspondent à ceux obtenus au moyen des prix contractuels caf en vigueur pour ces années-là (voir I-289, intercalaires 1 et 2) moins les taux de fret indiqués à I-290 qui étaient apparemment les frais de transport réels de BP Canada. Les prix indiqués pour février 1974 sont ceux du 10 janvier.
- Petrofina:** Les prix avec *astérisque* indiqués pour 1960 et 1970 à 1975 sont les prix d'achat ou d'importation canadiens dont on a soustrait le dividende Pannac (filiale étrangère) par baril. Il n'était pas nécessaire d'effectuer de correction pour la densité API étant donné que le brut importé se situait dans les marges (33,0 à 34,9° API) prévues aux contrats pour 1970 à 1974.
- Murphy:** Il y a deux ensembles de prix indiqués. L'on a obtenu les prix étrangers estimatifs pour 1970 en soustrayant du prix d'importation canadien le revenu net par baril Tepwin (filiale étrangère) et le taux de fret de 0,574 \$ signalés dans les pièces déposées au sujet de la nouvelle cotisation d'impôt touchant Murphy Oil Québec (Spur Oil Ltd.). Voir les références citées à l'annexe E sur le Murphy Oil Group. Pour la période 1971 à 1972, l'on a estimé les prix étrangers nets en déduisant des prix d'importation ou d'achat canadiens le revenu net par baril Tepwin et le taux de fret fixe de 0,812 \$ pour 1971 (1,249 \$ pour juin, juillet et le 1er août 1971) et de 0,812 \$ pour 1972. Vu l'absence de données sur les taux de fret, il était impossible de calculer les prix étrangers nets pour décembre 1973 et janvier 1974. Toutefois, pour février et mars 1974, l'on a utilisé les taux de fret (2,04 \$ et 2,45 \$) signalés par l'OIP afin de calculer les prix étrangers estimatifs pour ces mois. Les prix contractuels de BP pour 1965 à 1970 se trouvent à l'intercalaire 7 de la pièce I-289 et à l'intercalaire 22 du Livre II de *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168. Pour la période janvier 1971 à avril 1973, l'on a corrigé le prix négocié du 4 juin 1970 de 1,246 \$ indiqué à la pièce I-354 pour tenir compte des augmentations du prélèvement de l'État d'origine (PEO) s'appliquant au Zakum 40° (d'Abu Dhabi), conformément à la clause sur le rajustement du prix incluse dans le contrat de BP. Les variations du PEO se trouvent à l'intercalaire 191 du Livre III de *op.cit.*, *Spur Oil c. la Reine* pour 1971 à 1972. Pour 1973, l'on a utilisé les variations indiquées dans ICOPP pour le Murban 39° (également d'Abu Dhabi). Pour décembre 1973 et 1974, il n'y avait pas d'élément de preuve sur les modalités des prix contractuels renégociés par BP et le Murphy Oil Group. Les prix contractuels d'Esso International pour août 1969 à mai 1970 ont été tirés du Livre III, intercalaire 191 (*op.cit.*, *Spur Oil c. la Reine*). L'on a projeté ceux-ci jusqu'à la fin de 1970 en ajoutant la hausse de novembre du prélèvement de l'État d'origine (c.-à-d. 0,086 \$) pour le brut iranien léger. L'on a par ailleurs soustrait des prix ces mois-là. Pour 1976 et 1977, les prix fob déclarés à l'OIP et les prix signalés dans les contrats Marc Rich sont indiqués (voir I-126 et I-375A, point 6). Voir détails supplémentaires à l'annexe E. Dans toute comparaison des prix étrangers et contractuels, il faut noter que toutes variations de ces derniers mettent quelques mois à se répercuter sur les prix étrangers du pétrole importé déchargé à Portland. Autrement dit, le prix étranger indiqué du pétrole importé au Canada correspond à celui des achats de brut chargé au Moyen-Orient plusieurs mois auparavant. Il faut également noter une majoration de 0,12 \$ le baril du prix du brut iranien léger (d'Esso International) vendu par le Murphy Oil Group à Tepwin (filiale étrangère). C'est ce qui explique la différence entre les prix contractuels et étrangers de 1970.
- Newfoundland Refining Company:** Les prix indiqués pour 1970 à 1973 sont fondés sur le marché conclu avec BP Trading qui établissait un prix du marché de base de 1,275 \$ pour avril 1970, qui devait augmenter en fonction des hausses du coût libéré d'impôt plus 0,05 \$ le 1er juillet de chaque année, à compter de 1971. La Newfoundland Refining Company a été exploitée de 1973 à 1976, mais les prix ne sont pas indiqués pour 1974 à 1976 parce qu'il était impossible de déterminer les répercussions, sur la clause de rajustement des prix du marché avec BP, de la nationalisation partielle.

Notes du tableau F-3 sur la comparaison entre les prix fob du brut iranien léger (34,0-34,9° API), 1958 à 1980 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

9. *Fourchette des prix de cession aux tiers à terme:* Pour la période 1958 à 1970, les valeurs minimums et maximums sont fondées sur les prix signalés par Adelman, Newton et Blair (voir références à la note du tableau 1). Les données sur les prix d'Adelman pour la période 1960 à 1967 ont été corrigées en fonction du brut de 31° API à raison de 0,015 \$ par degré API. L'on a obtenu les prix utilisés dans ce tableau en inversant la méthode appliquée par Adelman, c'est-à-dire en ajoutant 0,045 \$ le baril. L'on a également corrigé les données d'Adelman afin d'éliminer les erreurs d'arrondissement dans les cas où il était possible d'identifier les rabais accordés sur les prix affichés; le prix le plus bas signalé en 1960 n'a pas été utilisé (voir explication dans Adelman, *The World Petroleum Market*, pp. 385 à 386). Les montants avec *astérisque* pour 1970 correspondent aux prix du marché que BP a négociés avec Murphy et Newfoundland Refining Company (voir détails supplémentaires à l'annexe E).
10. *Prix de cession aux tiers spot:* Les prix pour la période 1960 à 1967 et le prix le plus bas pour 1968 sont ceux indiqués par BP dans la pièce I-290. Le prix le plus élevé pour 1968 et les prix pour 1969 sont tirés d'Adelman, *W.P.M.*, pp. 417 à 421.
11. *Coût taxes incluses:* Il s'agit du coût du brut de concession. Il comprend les coûts de production plus les taxes et redevances de l'État d'origine mais exclut tout taux de rendement du capital d'investissement de la société de production.
12. *Prix affiché:* Jusqu'au début de 1965, le prix affiché du brut iranien léger était au départ de Bandar Mashur. À compter de novembre 1965, le prix affiché est au départ de l'île de Kharg.
13. *DOE — Prix représentatif entre tiers:* Le prix représentatif a été défini par le DOE américain comme étant le prix le plus bas auquel 50 p. 100 ou plus (selon le volume) des transactions entre tiers se sont effectuées au cours du mois. Autrement dit, il s'agit du prix médian. Les montants sont tirés de I-83 et des sources du U.S. Federal Register citées à l'annexe E. Pour la période octobre 1973 à septembre 1974, les montants indiqués représentent les prix estimatifs fondés sur les prix maximums déclarés par le DOE, dont on a déduit 0,10 \$. Le prix maximum est défini comme étant le plus élevé des deux prix suivants, soit a) le prix le plus bas plus 0,10 \$ le baril auquel 50 p. 100 ou plus (d'après le volume) des transactions entre tiers se sont effectuées au cours du mois, soit b) le prix le plus faible auquel 65 p. 100 (d'après le volume) ou plus des transactions entre tiers se sont effectuées. Les prix estimatifs représentatifs ou médians indiqués pour ces mois représentent les valeurs maximums que ces prix auraient pu atteindre étant donné que, d'après une comparaison limitée des prix réels et estimatifs, il est possible que les prix les plus bas soient jusqu'à 0,05 \$ de moins.
14. *Coût d'achat:* Ces montants sont tirés du *International Crude Oil and Product Prices (ICOPP)* (voir la pièce I-80) et tiennent compte de tous les rabais par rapport au POFE qui peuvent s'appliquer aux anciennes sociétés pétrolières propriétaires de concessions.
15. *Coût DOE:* Les montants sont tirés de la pièce I-80. Selon Brant/Davidson, les données sont tirées des chiffres sur les coûts d'achat à terme entre tiers déclarés au ministère de l'Énergie (DOE) américain. Brant a déclaré que, lorsqu'il y avait plusieurs chiffres pour un mois donné, c'est le plus élevé qui était retenu. Dans les cas où une société a déclaré plusieurs prix pour un mois donné, seul le prix révisé ou le plus récent déclaré par la société a été retenu (voir *Transcription*, vol. 71, p. 13348).
16. *POFE:* Il s'agit des prix qui s'appliquent aux ventes entre gouvernement et tiers. Pour 1982, les prix indiqués de février à avril sont en fait ceux des 5, 12 et 21 février.
17. *Ultramar:* Pour 1977, le prix est celui de Sassan ou du brut iranien léger étranger.

TABLEAU F-4

Comparaison entre les prix livrés (caf) du brut iranien léger (34,0 – 34,9° API), 1958 à 1980
(en \$ US le baril, Portland, sauf indication contraire)

DATE	IRVING Saint- Jean	TEXACO	SHELL	IMPÉRIALE	GULF	BP	PETRO- FINA	MURPHY			Fourchette des prix de cession aux tiers à terme	Fourchette des prix de cession au tiers spot
								Prix étranger estimatif	Contrat caf de BP Trading	Esso ou (BP) fob plus fret		
1958	—	—	—	n.d.	n.d.	—	n.d.	—	—	—	2,70*	n.d.
1959 jan. 1 ^{er} mai	—	3,00 2,76	—	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	—	—	—	2,46	n.d.
1960 Août	2,661 2,58	2,68	—	n.d.	—	2,58* 2,48*	2,494*	—	—	—	2,11 – 2,25	2,48
1961 jan. 1 ^{er} fév.	2,58	2,68 2,58	—	—	—	2,18*	—	—	—	—	2,11	2,26
1962	2,58	2,58	2,20 2,61*	—	—	2,18*	—	—	—	—	2,04 – 2,09	2,28
1963	2,58	—	2,20	—	2,72	2,11*	—	—	—	—	2,04 – 2,22	2,31 – 2,38
1964	2,58	—	—	2,24 (2,20)*	2,70	2,11*	—	—	—	—	1,86 – 2,11	2,24
1965	2,58 2,59	—	—	—	2,13	2,10*	—	—	2,02	—	1,84 – 2,24	2,14
1966	2,59	2,33	—	—	—	2,02*	—	—	2,03	—	1,63 – 2,19	1,95
1967 jan. juil. 1 ^{er} déc.	2,59	2,33	—	—	2,31	2,02*	—	—	2,03 2,01	—	1,72 – 2,26 1,90 2,39 – 2,41	2,59 – 2,78 3,65
1968 juil.	2,59	2,33	—	—	2,07	2,02*	—	—	2,02	— (1,923)	1,70 – 2,18	2,55 – 2,64
1969 jan. fév. avril mai juin juil. août sept. 2 nov. 20 nov.	2,59	2,33	—	—	—	1,96	—	—	2,02 2,02 — — — — — — —	— (1,923) (1,913) (1,923) (1,903) (1,904) 1,862 1,862 1,874 1,862	1,85 – 2,06	2,32 – 2,65

TABLEAU F-4 (suite)

DATE	IRVING Saint- Jean	TEXACO	SHELL	IMPÉRIALE	GULF	BP	PETRO- FINA	Irving Étranger		MURPHY		Fourchette des prix de cession aux tiers à terme	Fourchette des prix de cession au tiers spot	SUN	
								50%	100%	Prix étranger estimatif	Contrat caf de BP Trading				Esso ou (BP) fob plus fret
1970	2,59	2,28*	—	—	—	1,96	1,98*			2,02	(1,923)	2,40 -2,54	3,66 - 3,68	—	
jan.											1,862	1,93*-2,20*	2,86		
avril											1,969				
juin											1,862				
juil.											1,969	2,58*-2,97*	4,26		
sept.	2,59										1,862				
14 nov.								2,31	2,025		1,969				
											1,949				
DATE	IRVING Saint- Jean	GULF Portland	TEXACO Portland	BP	SUN	PETRO- FINA	IRVING Étranger		MURPHY		Prix de cession aux tiers à terme	Prix de cession aux tiers spot			
1971	2,76*	2,50			n.d.	2,496*	2,56*	2,37*			n.d.	n.d.			
jan.	2,59	2,14	2,28*	2,39			—	—		2,145					
1 ^{er} fév.5		2,43		2,67						2,418					
mai									2,410						
juin		2,49	3,03	2,74					2,409-.846	2,483-.924					
juil.									2,390-.827	2,483-.924					
août	2,90						2,502	2,104	2,275-.712	2,483-.924					
sept.									2,472	2,483					
oct.									2,473						
nov.									2,484						
									2,484						
1972	2,90*	<u>Pt. Tupper</u> 2,54			—	2,725*	2,58*	2,26*			n.d.	n.d.			
jan.		2,43	3,03	2,74						2,475	2,483				
20 jan.		2,55	3,14								2,604				
fév.				2,86						2,482					
juin		2,57													
oct.											2,620				

TABLEAU F-4 (suite)

DATE	TEXACO			BP		SUN OIL		IRVING		GULF		PETROFINA		MURPHY			IRVING Étranger		Prix de cession aux tiers à terme
	Société			OIP	Société	OIP	Société	OIP	Saint-Jean	Société	OIP	Société	OIP	Prix étranger estimatif	Contrat caf de BP Trading	OIP*	50%	100%	
	Portland	Halifax	St-Romuald																
1973					3,90		3,86*		3,70*			3,132*						3,16*	2,63*
jan.					3,03										2,69				
fév.																			
mars																			
avril					3,12				3,272						2,784			2,97	2,667
mai							3,17												
juin					3,22														
juil.	4,09*				3,26														
août	4,159*				3,33														
sept.	4,261*																		
1 ^{er} oct.	4,588*																		5,99
16 oct.	6,185*				5,04														5,99
nov.	6,227*				5,04														5,99
déc.	6,124*		6,734*		4,94									5,652	n.d.				5,94
1974							12,34*		10,44*	Pt. Tupper		9,275*			n.d.		9,78*	9,11*	
jan.	12,679	12,60	13,509	13,37	10,61	11,53				11,42-43*		10,90*	11,50	5,457		11,35			12,54
fév.	"	"	"	"	11,10*	11,18	12,83	12,76	11,77			10,71*	11,31	11,366		11,74	11,107	10,44	13,60
mars	"	"	"	"	"	11,65			12,04			11,42		11,768			11,38	10,71	12,59
avril	12,02	11,96	12,05	11,88		11,56		13,43				10,70*	11,30						13,07
mai	"	"	"	11,89		11,52			12,08			11,51						11,42	10,75
juin	"	"	"	"					11,98	11,55-56*	11,03							11,32	10,65
juil.	12,06	12,00	12,08	11,93	11,03				12,05	11,15-16*								11,39	10,72
août	"	"	"	"					12,81			11,59	10,73*	11,33					12,43
sept.	"	"	"	11,93					12,71				10,69*	11,29			11,31	10,64	12,26
oct.	12,21	12,15	12,23	12,08	10,78*	10,58													12,47
nov.	12,39	12,33	12,41	12,28		12,32	12,05	11,66		11,69-70*	11,88								12,61
déc.	"	"	"	12,27		12,28	12,06	12,64		12,16-17*	11,96								12,68

TABLEAU F-4 (suite)

DATE	IRVING	BP		SUN OIL		GULF	TEXACO	ULTRAMAR	PETROFINA	MURPHY		Prix de cession aux tiers à terme	DATE	BP		PETROFINA
	Saint-Jean	Société	OIP	Société	OIP	OIP	OIP	OIP	OIP	Contrat	OIP			Société	OIP	OIP
1977		—	n.d.			n.d.	—						1979			
jan.	—	14,20*									13,94	14,11	jan.	14,91		
fév.	14,34	"				13,73			14,06		14,00	14,12	fév.			
mars	—	"			13,78						"	"	mars		19,28	
avril	14,34	"										"	avril			
mai	—	"						14,74*			13,99	14,13	mai			
juin	—	"			13,91						13,89	14,12	juin			
juil.	—	"										14,10	juil.			23,90
août	—	"								14,01	"	"	août			
sept.	—	"								"	"	14,09	sept.			
oct.	—	"								"	14,02	"	oct.			25,11
nov.	—	"								"	14,00	"	nov.			
déc.	—	"								"	14,05	"	déc.			
1978		—				—	n.d.		—	—	—	n.d.	1980	—	—	—
jan.	—	14,20*											jan.			
fév.	—												fév.			
mars	—												mars			
avril	14,23												avril			
mai	—							14,43					mai			
juin	14,23				13,58			14,60					juin			
juil.	—												juil.			
août	14,25					13,55							août			
sept.	14,25					13,61							sept.			
oct.	—	14,29*		13,735									oct.			
nov.	—												nov.			
déc.	—												déc.			

Notes du tableau F-4 sur la comparaison entre les prix livrés (caf) du brut iranien léger (34,0 — 34,9° API), 1958 à 1980

Notes sur les colonnes:

1. *Irving*: Pour la période entre 1960 et janvier-juillet 1971, où le prix était de 2,59 \$, les prix d'achat ou d'importation caf à Saint-Jean sont fondés sur le marché passé le 14 août 1957 entre Irving Refining Limited et SOCAL (pièce I-318A), qui stipulait que le prix de 2,712 \$ devait varier en fonction du prix fob affiché de 1,191 \$ du 1^{er} juillet 1956. Pour les prix d'août 1971, d'avril 1973, les prix annuels (avec *astérisque*) de 1971 à 1974 et les prix mensuels de 1974 à 1978, voir les pièces I-257, intercalaire 2, I-274, I-394, I-265, I-266, I-267 et I-268. Pour la période 1971-1975, les prix nets étrangers à 100 % et à 50 % ont été calculés en déduisant le revenu net (ou la moitié du revenu net) par baril de Bomag-Irvacal (filiale étrangère). Le prix étranger pour septembre 1970 est fondé sur un prix négocié de 2,025 \$ qui était prévu dans un projet d'entente entre Irving Refining Limited et Chevron Oil Sales Company (SOCAL) que l'on affirme n'avoir jamais été signé (voir la pièce I-257, intercalaire 1). Le prix de 2,31 \$ est la moyenne entre les prix de 2,59 \$ et 2,025 \$. Les prix étrangers pour la période 1976-1978 ne sont pas connus parce qu'Irving Oil n'a pas fourni les revenus nets réalisés par la filiale étrangère. Pour de plus amples renseignements, voir la note accompagnant le tableau 3 et l'annexe E.
2. *Texaco*: Les chiffres pour 1970 et janvier 1971 sont les prix du brut à 33° API, soit 2,26 \$, qui ont été rajustés à 34° API. Aucune importation n'a été faite aux prix contractuels de janvier 1971 et de 1973. Pour la période allant de 1976 à 1978, les renseignements sur les importations ont été donnés en fonction de Montréal dans la pièce I-158, bien qu'aucune donnée concernant l'OIP n'ait été fournie.
3. *Shell*: Le deuxième prix de 1962 représente un achat sur disponible.
4. *Impériale*: Deux prix sont donnés pour 1964. Le premier est la somme du prix fob et du taux de fret moyen applicable au transport du brut du Moyen-Orient rendu à Portland. Le deuxième prix, entre parenthèses, est fondé sur le taux de fret moyen du Moyen-Orient rendu à Dartmouth.
5. *Gulf*: Pour 1965, le prix caf a été établi à partir de l'Intascale moins le taux de 55 % obtenu par Gulf dans son marché d'affrètement du 1^{er} octobre 1965 (voir le document Gulf n° 62200). Ce taux de fret de 0,586 \$ a été ajouté au prix fob de novembre, soit 1,47 \$. Les chiffres de 1972 et 1974 portant *astérisque* désignent la livraison à Point Tupper. Il a été possible d'établir un prix caf pour 1972 en calculant un coût de transport de 0,647 \$ (du même ordre que le prix mentionné pour le brut iranien lourd, soit 0,646 \$, dans le Livre vert, vol. III, page 141) et en y ajoutant la freinte et les primes d'assurance estimées (fondées sur la pièce I-361, intercalaire 6, page 65320) et, à compter de février 1972, une taxe anti-pollution de 0,0228 \$ au chiffre de transport par mer de 0,607 \$ dont font état les documents sur le secteur international déposés par le Directeur, Livre 9, intercalaire 282, page 63047. Pour 1974, le chiffre mentionné dans le Livre vert pour le brut iranien lourd a été utilisé. Le chiffre donné pour juillet 1974 est celui de juin, tandis que les prix indiqués pour novembre-décembre 1974 s'appliquent à ces deux mois. Les chiffres de l'OIP à partir de 1974 visent les livraisons à Portland et à Point Tupper. Les documents de l'OIP pour mai 1982 font état des volumes importés mais non des prix.
6. *Sun Oil*: Les moyennes annuelles de 1973 et 1974, portant *astérisque*, sont tirées de la pièce I-16H; les prix caf mensuels pour 1973 et 1974 de la société se fondent sur les prix fob de la pièce I-315B, intercalaires 3 à 5. L'autre série de prix mensuels pour 1974 provient de l'OIP. Les prix contractuels sont également donnés pour la période 1975-1978. Le prix d'octobre 1978 comprend une commission d'agence de 0,02 \$ versée à Sun International.
7. *BP*: Voir la note accompagnant le tableau 3. En 1974, le prix de février est en réalité le prix du 10 janvier, tandis que le prix d'octobre est une estimation fondée sur le taux de fret du mois précédent. En 1977 et 1978, aucune importation n'a été faite aux prix contractuels indiqués.
8. *Petrofina*: Les chiffres pour 1960 et la période 1970-1975, portant *astérisque*, sont les prix d'achat canadien ou d'importation desquels a été déduit le dividende par baril versé à Pannac (filiale étrangère).
9. *Murphy*: Trois séries de prix sont données. Pour la période allant d'avril 1970 à 1974, les prix étrangers nets ont été estimés en soustrayant du prix d'achat canadien ou du prix d'importation le revenu net par baril de Tepwin (filiale étrangère). Les prix caf stipulés dans les marchés avec BP pour la période 1965-1970 sont tirés de la pièce I-289, intercalaires 7 et 8 et du Livre I, intercalaire 22, des pièces de l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168. Ils ont été obtenus en déduisant des prix caf à Montréal les frais de transport par pipeline donnés dans la pièce I-161. Pour la période allant de 1971 à avril 1973, le prix fob négocié le 4 juin 1970, soit 1,246 \$, a été rajusté pour tenir compte de l'augmentation des prélèvements de l'État d'origine sur le brut Zakum (voir la note accompagnant le tableau 3), puis combiné au taux de fret fixe de 0,812 \$ pour la période 1971-septembre 1972 et de 0,824 \$ pour la période octobre 1972-1973 (c.-à-d., tenant compte de l'augmentation de 0,016 \$ des taxes portuaires entrée en vigueur en octobre 1972). Tant pour les prix étrangers que pour les prix caf des marchés avec BP pour la période allant de juin au début-août 1971, deux séries de prix sont données, mais le prix supérieur, basé sur un taux de fret de 1,249 \$, a été retenu du fait que les livraisons pendant ces mois représentaient des volumes supplémentaires à ceux prévus dans le marché original passé entre les deux parties au milieu de 1970; ces livraisons ont été faites à un taux majoré pour tenir compte de l'augmentation des taux de transport survenus à la fin de 1970. Les données sur le taux de fret et sur les prix fob n'étant pas disponibles pour calculer les prix caf du marché avec BP pour décembre 1973 et le début de 1974, les prix c et f ont été majorés de 1 p. 100, représentant les primes d'assurance. Les prix de la troisième série, couvrant la période allant de juillet 1968 à 1970, constituent la somme des coûts de transport de Murphy Group, plus les prix fob de la société Esso International, mentionnés dans le Livre I, intercalaire 22, et Livre II, intercalaire 178, de l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168 et les prix fob du marché avec BP plus 1 p. 100, représentant les primes d'assurance, ajoutés aux prix c et f. Pour 1974, le prix caf est celui communiqué à l'OIP. Les prix off-shore ont été calculés pour 1974 à partir des prix donnés par l'OIP desquels a été déduit le revenu net par baril de Tepwin. Pour 1976-1977, les prix communiqués à l'OIP et les prix figurant dans les marchés de Marc Rich sont tous deux mentionnés (voir les pièces I-1126 et I-375A, article 6). Pour 1971, certaines des transactions de Murphy ont été portées à la colonne Prix de cession aux tiers spot. Pour de plus amples renseignements, voir les notes accompagnant le tableau 3 et l'annexe E.
10. *Fourchette des prix de cession aux tiers à terme*: Les prix donnés pour 1958-1960, 1963 et 1966-1970 constituent la somme des prix fob de cession aux tiers à terme, dont l'échelle est donnée au tableau 3, des estimations des coûts de transport mentionnées à l'annexe 1 et de 1 p. 100 du prix de livraison, représentant les primes d'assurance. Les prix fob moyens ou représentatifs du DOE des États-Unis ont également été ajoutés à ces estimations des coûts de transport, plus 1 p. 100 du prix c et f représentant l'assurance, afin d'obtenir les prix caf pour les périodes 1973-1974 et 1976-1977.
11. *Fourchette des prix de cession aux tiers spot*: Ces prix ont été calculés à partir des prix fob de cession aux tiers spot figurant dans le tableau 3 et des coûts de transport spot mentionnés dans l'annexe E. Pour tenir compte des primes d'assurance, 1 p. 100 du prix c et f a été ajouté.
12. *Ultramar*: Pour 1977, le prix fourni se rapporte à des importations de brut iranien léger (Sassan) off-shore.

TABLEAU F-5

Comparaison entre les prix fob des bruts Lagomar¹/Lagomedio² importés (31,0 — 32,9° API)³, 1958 à 1982
(en \$ US le baril à partir de ports équivalents à La Salina)⁴

DATE	SUN ^{2,1} 32°	TEXACO ² 32°			IMPÉRIALE ² 32°	GULF ^{1,2} 32°	SHELL ¹ 32°	PETROFINA ^{2,1} 32°	ULTRAMAR ^{2,1}	SUN 32° Valeur d'options	Fourchette des prix de cession aux tiers 32°	Coût libéré d'impôt (31° API)	Prix affiché	
		Portland	Halifax	Moyenne									31° API 32° Lago- mar	Lago- medio
1958	n.d.	2,79 ¹	—	2,79 ¹	—	n.d.	—	n.d.	—	n.d.	2,00*	1,62	2,77	2,79
1959	n.d.	2,73	—	2,73	—	n.d.	—	n.d.	—	n.d.	n.d.	1,48	2,77 2,62	2,79 2,64
1960 nov.	n.d.	2,44	—	2,44	— 2,14	n.d.	— —	2,44	—	n.d.	1,41-1,80*	1,39	2,62 2,52	2,64 2,54
1961	2,10	2,44	—	2,44	2,14	2,19 ¹	—	1,70	—	n.d.	n.d.	1,43	2,52	2,54
1962 1 ^{er} janv. 1 ^{er} août	2,48 (2,24)	2,38	—	2,38	2,14	2,19 ¹ (2,09) ¹	2,11* 2,06*	1,81	—	1,60	1,60-2,34	1,47	2,52	2,54
1963	2,48 (2,24)	2,29	—	2,29	2,14	—	2,11 2,08*	1,83	n.d.	1,60	1,60-2,25	1,49	2,52	2,54
1964	2,28 (2,24)	2,23* (2,29)	—	2,23*	2,14 (1,75)*	—	2,11 2,08*	1,74 (1,79) ¹	n.d.	1,63	1,60-2,54	1,45	2,52	2,54
1965	2,28 (2,24)	2,19*	—	2,19*	2,14	—	2,11 2,08*	1,75	n.d.	1,63	1,60-2,18	1,45	2,52	2,54
1966	2,21	2,19	—	2,19	2,14	—	2,11 2,08*	1,68	1,53	1,63	1,58-2,18	1,45	2,52	2,54
1967 janv. sept.	2,24	2,19	2,19	2,19	—	—	2,11 2,08* 2,00	1,68	1,63 (1,55*) ¹	1,63	1,63-1,64	1,48	2,52	2,54
1968	2,24	2,19	2,19	2,19	—	1,89 ²	2,00	1,71	1,70 (1,55*) ¹	1,80	1,70-1,80	n.d.	2,52	2,54
1969	2,24 2,23 ¹	2,19	2,19	2,19	—	—	2,00 2,00 ²	1,68	—	1,70	1,65-1,80	n.d.	2,52	2,54

TABLEAU F-5 (suite)

DATE	SUN ^{2,1} 32°	GULF ^{2,1} 32°	IMPÉ- RIALE ² 32°	TEXACO ² 32°	SHELL ¹ 32°	ULTRAMAR ²	MURPHY ¹	PETROFINA ² 32°	SUN 32° Valeur d'options	Fourchette des prix de cession aux tiers 32°	Coût libéré d'impôt (31° API)	Prix affiché		
												31° Lago- mar	API	32° Lago- medio
1970 janv. avril 20 sept.	2,23 ¹	—	2,04 1,94 2,15	n.d.*	2,00	—	1,75* (1,63)	1,65 ²	1,70	1,70- 2,04	1,663	2,52		2,54
1971 1 ^{er} janv.	2,24 ²	2,54 ² 2,00 ²	—	n.d.*	2,21 2,00	—	—	1,68 ² 1,79 ¹	1,70	1,70- 2,04	1,925 1,676	2,52		2,54
1 ^{er} fév. 18 mars 1 ^{er} avril 1 ^{er} juil. 1 ^{er} oct. 20 déc.	2,87 ²	2,22 ² 2,54			2,00 2,33 2,34 2,32				2,87*	2,87*	1,990			
1972 1 ^{er} janv. 1 ^{er} avril mai juin 1 ^{er} juil. 1 ^{er} oct. déc.	2,80 ¹	2,66 ² 2,69 ² 2,67 ² 2,68 ¹ 2,65 ¹ 2,60 ² 2,56 ¹	2,62	n.d.*	2,54 2,56 2,54		—	1,96 ¹	n.d.	n.d.	2,192 2,212 2,194	2,52		2,54
					2,53	2,59					2,180			

TABLEAU F-5 (suite)

DATE	(32°) SUN OIL ¹		(32°) GULF ²		(32°) TEXACO ¹		SHELL ¹		PETROFINA				
	Société		Société		Société		Société 32°		Mar-Lago 32°	Coût d'achat DOE	Coût libéré d'impôt	Coût taxes incluses	Valeur fiscale minimum
1973	3,76	—	—		n.d.*	—	Moins de 80 000 tonnes	Plus de 80 000 tonnes	5,89	32° API	31° API	32° API	31° API
janv.	2,95						2,678	2,644		n.d.	2,305		3,249
fév.							2,724	2,689		"			
mars			2,84				2,897	2,862		"	2,517		3,610
avril							2,975	2,806		"	2,594		3,744
mai										"			
juin										"			
1 ^{er} juil.			3,06				3,107	2,710		"	2,749		3,972
15 juil.							3,105	2,875		"			
août							3,363	3,133		"	3,007		4,410
sept.	4,80		3,55				3,568	3,339		"	3,203		4,760
1 ^{er} oct.							3,840	3,440		"	3,493		5,203
16 oct.										"			
1 ^{er} nov.							5,208	4,808		"	5,090	5,457	7,563
22 nov.							5,457	5,057		"			
déc.			5,55				5,574	5,174		"	5,206	5,70	7,762
							Majorations pour teneur en soufre et péages						
1974	12,20	OIP		OIP	n.d.*	OIP	Sortie	Entrée	OIP	—			
janv.	13,40	13,41				11,14	9,195	9,30	9,28		9,84	9,259	9,79
fév.		13,41	10,43	10,51		11,86	9,646	9,75	9,77		10,46	9,672	10,41
mars		13,41	"			11,43			9,71		"	"	"
avril		13,40	"			11,20			9,73		"	"	"
mai	12,80	12,74	"			11,29			9,73		"	"	"
juin	12,60	12,54	"	10,49		11,12			9,73		"	"	"
juil.	12,00	11,94	10,82	10,82		11,07	9,967	10,11	10,04		10,80	10,01	10,79
août	11,50	11,50							10,07		"	"	"
sept.	11,25	—	10,79*			11,07	10,182	10,32	10,18		10,75	"	"
oct.	"	11,21	10,79*			11,38	10,335	10,47	10,45		11,42	"	"
nov.	"	11,25				11,08			10,48		"	"	"
déc.	11,20	11,14				11,05			10,50		"	"	11,72

TABLEAU F-5 (suite)

DATE	(32°) TEXACO ²		SUN OIL ^{1,2}		SHELL		Coût d'achat DOE	Coût taxes incluses	Coût taxes incluses	Valeur fiscale minimum
	Société	OIP	Société	OIP	1 OIP	2 OIP				
1975	n.d.*									
janv.		11,41	11,20	—	10,73	—	11,18	31° API 10,573	32° API 11,18	31° API 14,134
fév.		11,41	11,10	11,05	10,84		11,18			"
mars		11,35	11,10	11,05	10,75		11,17		11,08	
avril		11,31	"	11,05	10,78		11,19			
mai		11,31			10,76		11,17			
juin		11,24			10,76		11,18			
juil.					10,79		"			
août		11,19			10,77		"			
sept.		11,18			10,75		"	"		
oct.		12,32			11,82		12,23	11,608		15,579
nov.		12,31			11,83		"			
déc.		12,31			11,80		"			
LAGOMEDIO										LAGOMEDIO
LAGOMEDIO										Prix de vente minimum
1976	n.d.*		32°							32° API
janv.					12,32		12,226	11,608		12,40
fév.		12,41			12,24		"			
mars		12,49			12,27		"			
avril		12,45			12,34		12,49			
mai		12,44			12,34		"			
juin		12,42			12,29	12,36	"			
juil.		12,46			12,27		12,46			
août		12,44			12,26		"			
sept.		12,49			12,24		"			
oct.		12,50	12,58	12,65	12,26		12,53			12,45
nov.		12,46			12,33		"			
déc.		12,50		12,81	12,27	12,81	"			

TABLEAU F-5 (suite)

DATE	SUN OIL ^{1,2}		TEXACO ²			SHELL ¹		Coût d'achat DOE	Prix de vente minimum	
	LAGOMAR		32° Société			OIP	OIP			
	Société	OIP	Portland	Halifax	Moyenne					
1977	—	—			n.d.				32°API	
janv.			13,64	13,64		13,67	13,58	13,70	13,64	
fév.			"	"		13,68	13,58	"		
mars			"	"		13,48	13,57	"		
avril			"	"		13,70	13,58	"		
mai			"	"		13,70	13,57	"		
juin			"	"		13,64	"	"		
juil.			"	"		13,71	"	13,72		
août			"	"		13,71	13,56	"		
sept.			"	"		13,72	13,58	"		
oct.			"	"		13,71	13,58	13,73		
nov.			"	"		13,71	13,57	"		
déc.			"	"		13,69	13,57	"		
			LAGOMEDIO							
1978		32°			n.d.					
janv.			13,64	13,64		13,69	13,56	13,75	13,64	
fév.			"	"		"	13,57	"		
mars			"	"		13,68	13,58	"		
avril			"	"		"	13,57	13,72		
mai			"	"		13,65	"	"		
juin			"	"		13,66	13,56	"		
juil.			"	"		"	13,56	13,71		
août			"	"		13,69	"	"		
sept.			"	"		13,65	13,57	"		
oct.			"	"		"	13,56	"		
nov.	14,25	14,26	"	"		"	"	"		
déc.			"	"		13,66	13,57	"		

TABLEAU F-5 (suite)

DATE	TEXACO ²			SHELL ¹				DATE	TEXACO ²			SHELL ¹		Prix de vente minimum
	32° Société			OIP	OIP	Coût d'achat DOE	Prix de vente minimum		32° Société	OIP	OIP	Coût d'achat DOE		
	Portland	Halifax	Moyenne											
1979			n.d.				32°API	1981	n.d.			n.d.	32°API	
janv.	14,32	14,32		14,34	14,24	14,40	14,32	janv.		36,70	36,74	"	36,32	
fév.	"	"		14,36	"	14,38		fév.		36,63	36,67	"		
mars	"	"		14,33	"	14,44		mars		36,85	36,68	"		
avril	n.d.	16,81		16,81	16,73	16,86	16,81	avril		36,44	36,70	"		
mai	"	17,41		17,20	17,14	17,29	17,41*	mai		36,74	36,74	"		
juin	"	"		17,44	17,34	17,48		juin			36,63	"		
juil.	21,32	21,32		21,34	21,00	21,28	21,32	juil.		36,81	36,69	"		
août	"	"		21,35	21,13	21,40		août		36,77	36,64	"		
sept.	"	"		"	21,00	21,49		sept.		36,81	36,67	"		
oct.	"	"		21,34	21,06	21,30		oct.		36,85	36,58	"		
nov.	"	"		21,35	21,08	21,26		nov.		35,81	35,30	"	35,32	
déc.	n.d.	25,22		25,23	22,68	22,72	25,22	déc.		35,81	35,32	"	35,32	
1980	n.d.	n.d.	n.d.			n.d.		1982	n.d.			n.d.		
janv.				27,23	27,19		27,22	janv.	"	35,83	35,28	"	35,32	
fév.				29,34	29,15		29,22*	fév.	"	35,88	35,30	"		
mars				"	29,24			mars	"		35,23	"		
avril				"	29,24			avril	"	35,85		"		
mai				31,07	29,59		32,72*	mai	"		35,20	"		
juin				33,23	32,53			juin	n.d.	n.d.	n.d.	"		
juil.				33,80	33,12		33,32	juil.	"	"	"	"	35,32	
août				33,71	33,18			août	"	"	"	"		
sept.				33,74	33,17			sept.	"	"	"	"		
oct.				33,77	33,19			oct.	"	"	"	"		
nov.				33,53	33,21			nov.	"	"	"	"		
déc.				33,59	33,16			déc.	"	"	"	"		

Notes du tableau F-5 sur la comparaison entre les prix fob des bruts Lagomar/Lagomedio importés (31,0 à 32,9° API), 1958 à 1982

Notes générales:

1. Les sociétés ayant fourni des données relatives au brut Lagomar sont désignées par le chiffre 1 dans les titres de colonnes ou dans le tableau lui-même.
2. Pareillement, les sociétés ayant fourni des données relatives au brut Lagomedio sont désignées par le chiffre 2.
3. Les titres de colonnes renseignent sur le degré API des bruts importés par chaque société. Pour la période allant de 1960 à 1972, les prix cités par les sociétés ont été uniformisés à 32,0° API au moyen d'une formule de rajustement de 0,02 \$ par degré API. Le degré API des bruts importés par Ultramar n'est pas connu.
4. Les prix fob donnés pour Impériale, Texaco, Gulf et Sun, ainsi que les prix affichés, ont trait à des chargements dans des ports équivalant à La Salina (c.-à-d. Puerto Miranda pour le brut Lagomar de Sun et Punta de Palmas pour le brut Lagomedio d'Impériale, de Gulf, de Texaco, de Petrofina, de Murphy et de Sun). Les prix fob fournis par Shell se rapportent à des chargements en partance de Cardon. Comme ce port est à proximité d'Amuay, ces prix ont été réduits de 0,03 \$ aux fins de comparaison avec les prix fob. Aucun renseignement n'a été communiqué quant aux ports de chargement utilisés par Ultramar, mais les prix indiqués laissent supposer qu'il s'agit de ports équivalant à La Salina.

Notes sur les colonnes:

1. *Sun*: Les prix communiqués par Sun pour les bruts à 31° et à 33° ont été convertis à 32°. Les prix indiqués pour 1961-1965 sont tirés de la pièce I-197, qui a trait à la nouvelle cotisation établie par le ministère du Revenu national pour le début des années 1960. Les prix pour la période 1966-1969 sont fondés sur les pièces I-187, I-161 et I-315B, intercalaire 3. Les prix pour la période 1970-1974 sont fondés sur les pièces I-161, I-187, I-200, intercalaire 1 et I-349. Les prix mensuels de la société pour la période de 1973-1978, sont les prix contractuels tandis que les prix annuels moyens sont tirés de la pièce I-161 et des renseignements fournis par Sun Oil. Dans le tableau I de la pièce S-41, Sun Oil a fait remarquer que les prix indiqués pour 1962-1965 ont été réduits à 2,24 \$ du fait qu'une nouvelle cotisation d'impôt a obligé son fournisseur à faire un remboursement. Le prix de 2,24 \$ est entre parenthèses.
2. *Texaco*: Les chiffres pour la période 1961-1968 sont fondés sur les prix du brut à 31°. Le prix cité pour 1958 étant celui du brut Lagomar, il a été réduit de 0,03 \$ pour le rendre équivalent au prix du brut en partance de La Salina. Le prix pour 1959 a été obtenu en soustrayant du prix cité à Montréal de 3,12 \$ (voir les pièces I-161 et I-16G) les coûts de transport par pipeline (0,111 \$) et les coûts de fret (0,30 \$). En 1964, Texaco Canada a demandé et a obtenu une réduction de 0,075 \$ le baril sur le volume de ses importations de Lagomedio à Montréal dépassant 2,7 millions de barils. Cette réduction visait à compenser les coûts plus lourds supportés lorsque des volumes supplémentaires de Lagomedio et de Lama ont été utilisés pour remplacer le brut saoudien léger pour lequel la raffinerie de Montréal était spécialement conçue. Le prix indiqué pour 1964 reflète une réduction moyenne de 0,06 \$ sur l'ensemble du volume de Lagomedio importé par la raffinerie de Montréal. Le prix entre parenthèses indique le prix contractuel de la raffinerie de Montréal pour cette année-là. En 1964, le prix contractuel à Halifax est demeuré à 2,29 \$ (32°), mais aucune importation n'a été signalée pour cette année-là. En 1965, semble-t-il, aucune importation n'a été faite au prix contractuel indiqué. Pour la période allant de 1970 à 1976, Texaco a fourni des données sur la freinte et sur le taux AFRA afin de permettre le calcul des prix fob à partir des prix caf du Lagomedio donnés dans le tableau 6. Ceux-ci ne sont pas indiqués du fait que l'utilisation des taux AFRA entraîne une erreur systématique à la baisse. Pour la période 1974-1982, les prix indiqués par l'OIP sont accompagnés de certains prix fob communiqués par Texaco pour la période 1977-1979 (voir la pièce I-158).
3. *Impériale*: Une conversion à 32° API a été opérée sur les chiffres portant sur la période allant de 1960 à 1966, à l'aide des pièces I-51C, intercalaire IV-32 et I-49, page IX-14. Le prix pour 1960 est également basé sur le prix précisé dans un contrat entre Impériale et Sohio Petroleum Company pour des livraisons devant débuter en novembre de cette année-là (document n° C-14 du secteur international). Le chiffre entre parenthèses pour 1964 représente un achat sur disponible. Les chiffres donnés pour la période 1970-1972 sont les prix payés par la filiale étrangère, selon la pièce I-51C, intercalaire 40, page 113799.
4. *Gulf*: Les chiffres de 1961 et 1962 pour le brut à 32° sont fondés sur les prix contractuels du MarLago à 27° en partance de San Lorenzo, port équivalent à La Salina (voir la pièce I-380, intercalaires 5 et 6); le deuxième chiffre, entre parenthèses, donné pour 1961 résulte d'une conversion du prix de 2,09 \$ pour du brut à 31°, dont fait état la pièce I-353. Les prix pour la période 1968-1974 du Lagomedio à 32° sont une conversion des prix moyens annuels donnés dans la pièce I-16E et des prix mensuels contractuels (voir la pièce I-380, intercalaires 19, 21, 24, 30, 32, 33, 39, 40 et 46, et les documents du secteur international, Livre 8, intercalaire 240, page 78774), ainsi que des prix d'importation mensuels mentionnés dans la pièce I-16E. En 1972, les prix d'importation mensuels du MarLago sont également donnés. Les prix communiqués par l'OIP en 1974 ont été uniformisés à 32°.
5. *Shell*: Les prix donnés pour la période allant de 1962 à 1971 sont fondés sur les prix fob du brut Lagomar à 31° au départ de Cardon. Les prix originaux communiqués par Shell ont été réduits de 0,03 \$ pour les rendre équivalents aux prix fob à La Salina, mais aussi majorés de 0,02 \$ pour tenir compte du degré API; le rajustement net du prix consistait donc en une réduction de 0,01 \$. Le prix pour 1972 étant celui d'un brut à 32°, il a été réduit de 0,03 \$. Aucun rajustement visant le degré API ou le port de chargement n'a été jugé nécessaire relativement au prix du Lagomedio à 32° en 1969, puisque ce brut était ordinairement chargé dans des ports d'eau douce équivalant à La Salina. Les chiffres pour 1962, qui sont ceux du 24 et du 30 avril, sont fondés sur des prix spot et les prix contractuels d'un mélange Lagomar-Bachaquero (à 30° API) de 2,07 \$ et 2,02 \$, respectivement. Les chiffres portant *astérisque* pour la période allant de 1963 à 1967 représentent les réductions de prix disponibles à l'égard des importations dépassant 50 000 barils par jour. Le deuxième chiffre indiqué pour 1969 est le prix du Lagomedio. Pour 1973, deux séries de chiffres sont données, l'une pour les navires jaugeant moins de 80 000 tonneaux et l'autre pour ceux en jaugeant plus. La première colonne de 1974 montre les prix communiqués par Shell (pièce I-16), à l'exclusion des majorations pour teneur en soufre d'environ 0,10 \$ sur le Lagomar à partir du 1^{er} janvier et des péages de 0,038 \$ à Puerto Miranda, entrés en vigueur le 12 juin. La deuxième colonne de prix pour 1974 comprend ces majorations, comme le proposait Shell dans la pièce I-16, note 15. La troisième colonne fait état des prix communiqués par l'OIP.
6. *Murphy*: Les prix de 1970 portant *astérisque* sont tirés du Livre III, intercalaire 178, de l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168. Le deuxième prix pour 1970, entre parenthèses, représente le prix susmentionné moins la majoration de 0,12 \$ convenue, au début de 1970, entre Murphy Oil Trading Company et Tepwin, filiale étrangère, à l'égard des prix du brut iranien léger.

Notes du tableau F-5 sur la comparaison entre les prix fob des bruts Lagomar/Lagomedio importés (31,0 à 32,9° API), 1958 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

7. *Petrofina*: Les chiffres indiqués pour la période 1960-1971 et pour 1973 sont les prix d'achat canadien ou d'importation desquels a été soustrait le dividende annuel de Pannac (filiale étrangère). Le deuxième prix indiqué pour 1971 et les prix pour 1972 et 1973 sont ceux du brut MarLago à 26,7° et 26,8°, convertis à 32° API.
8. *Ultramar*: Les prix pour la période de 1970-1968 et pour 1972 ne comprennent pas la majoration fob de la filiale étrangère, bien qu'ils comprennent toute majoration dont on pu faire l'objet les services de transport. Les chiffres pour 1967 et 1968, entre parenthèses, se rapportent au MarLago. Si ces prix concernent le brut à 26° API, le prix du brut à 32° serait de 1,67 \$.
9. *Sun — Valeur d'options*: Il s'agit d'estimations des prix fob sur le marché, déterminés par Sun Oil Canada à partir de renseignements sur les prix que sa société mère pouvait obtenir sur ses ventes à des tiers de brut Lagomedio en Europe et en Amérique du Sud, ainsi que sur les prix du marché qu'elle avait payés pour le Lagomar acheté au Shell Oil Group. Les chiffres donnés sont tirés de la pièce I-188, datée du 10 mai 1971. Dans cette pièce, les notes en marge indiquent que, pour la période de 1962-1970, la colonne de prix du brut vénézuélien (soit le Lagomedio et le Lagomar) se rapportait au brut à 32° API. Le prix pour 1971 donné dans la pièce I-188 est le prix de référence aux fins d'impôt du brut Lagomar à 31° (voir la pièce I-315B, intercalaire 3, qui fait état du prix contractuel en vigueur le 1^{er} janvier 1972). Une conversion à 32° a été opérée par l'addition de 0,02 \$ le baril.
10. *Fourchette des prix de cession aux tiers*: Mis à part les prix de valeur d'options pour la période 1962-1971 donnés dans la pièce I-188, les mentions précédentes des prix convenus avec des sociétés indépendantes ou des prix du marché par les représentants du Sun Oil Group ont été tirés des pièces suivantes: pour 1966, I-16B, intercalaire 5; pour 1966 et 1967, I-205, page 83116; pour 1968, I-189 et I-16B, intercalaire 3; pour 1969, I-198 et I-201, page 83914; pour la période 1968-1971, I-16A, intercalaire 5. La liste du prix des ventes de Lagomedio réalisées par Sun Oil Group de 1962 à 1966 à des tiers a également été tirée des pièces I-194, I-196 et I-16B, intercalaire 5. Les prix cités dans la pièce I-188 et les sources énumérées ci-dessus ont servi à déterminer l'échelle des prix indiqués. Le prix maximal cité pour 1964 est celui d'une série de prix de cession aux tiers à terme de Lagomedio payés à Esso International par des acheteurs non intégrés en 1964 et 1965, d'après la pièce I-50A. (Les prix de vente d'Esso International ont varié, en 1964, entre 2,12 et 2,54 \$ et ont été, en 1965, de 2,12 \$.) Le plus haut prix rapporté par Sun Group en 1964 a été de 2,23 \$. Pour la période 1964-1966, les prix minimums ont été calculés en déduisant un rabais de 0,60 \$ le baril sur les taux de fret des prix donnés dans la pièce I-196 portant sur les ventes à Wesseling, raffineur implanté en Allemagne, selon les renseignements contenus dans la pièce I-194. (Les prix demandés à Petrobras du Brésil ont été réduits d'un rabais de 0,37 \$ sur le taux de fret. Les prix ainsi réduits sont presque identiques à ceux du brut à 32° déterminés d'après les prix du brut vénézuélien à 35° acheté par Petrobras aux groupes Shell et Sun et à Atlantic Richfield Co. pendant la période 1964-1966, qui ont été donnés dans la pièce I-51A, intercalaire II-5, page 76, contenant le témoignage de Blair devant le Sénat des États-Unis.) Comme en fait état la note 19, le prix au 18 mars 1971 est un prix dérivé, soit celui du brut à 31° majoré de 0,02 \$. Les données pour 1970 ont été utilisées pour la période de 1971 précédant le 18 mars. Les prix tirés de la pièce I-196 ne portent que sur des ventes à des acheteurs non intégrés et, de plus, ne contiennent aucun prix sur les ventes faites aux États-Unis ou au Puerto Rico. (Si les ventes à Puerto Rico étaient comprises, les prix maximums pour 1963, 1964 et 1966 atteindraient, respectivement, 2,39 \$, 2,37 \$ et 2,37 \$.) La pièce I-194 contient également certains prix de cession à des acheteurs au Venezuela. Par exemple, un prix de 1,40 \$ consenti, à la fin de 1965 ou au début de 1966, à un acheteur non intégré (Space Petroleum) y est cité. Le prix le plus bas rapporté pour les ventes faites à l'intérieur du Venezuela est de 1,13 \$ (alors que le coût de production est d'environ 1,00 \$), mais ni l'acheteur ni l'année de la vente ne sont précisés. Les acheteurs opérant au Venezuela en vue de la revente à l'extérieur de ce pays étaient tenus de faire approuver par les autorités vénézuéliennes leurs prix de vente à l'étranger. Bien qu'aucun renseignement n'ait été obtenu sur les prix fixés par les autorités vénézuéliennes, on a laissé entendre que le prix le plus élevé était de 10 % inférieur au prix affiché du brut Tia Juana léger, du fait que ce brut et le Lagomedio ont des propriétés assez semblables. Dans son argumentation (S-41, page 18), Sun Oil a également fait état d'un rabais de 0,75 \$ accordé en 1962 à Petrobras du Brésil, qui a été consigné dans la pièce I-192. Dans *The World Petroleum Market* (p. 388), Adelman donne les prix fob des ventes de brut Lac Maracaibo au Brésil, à savoir 2,00 \$ à la fin de 1958 et 1,80 \$ pour la deuxième moitié de 1960. Sun a communiqué à la Commission (voir la pièce I-383) les prix de cession du Lagomedio pour 1974, soit 12,48 \$ en juin et 12,80 \$ en juillet. Toutefois, comme il n'a pas été possible de savoir s'il s'agissait de ventes à des acheteurs intégrés ou non intégrés, ces chiffres n'ont pas été portés au tableau.
11. *Coût taxes incluses*: Les données sur le brut à 31° API pour la période allant de 1958 à 1967 sont les coûts moyens de la société, d'après la pièce I-16, tableau VIII, pour le T.J. léger à 31°. Sun Oil (transcription vol. 39, pp. 8271-72 et pièce I-16B, intercalaire 5) a indiqué que ses coûts taxes incluses pour le Lagomedio étaient plus élevés (soit 1,38 \$, comme en fait état la pièce I-16B, intercalaire 5) du fait que ses redevances étaient fixées à 21 % (tandis que celles des autres sociétés pétrolières étaient à 16,6 %). Aucune donnée n'était disponible pour 1968 et 1969. Pour la période 1970-1976, les chiffres portant sur les coûts libérés d'impôt pour le brut à 31° sont fondés sur la pièce I-107, dans laquelle entrent en ligne de compte les majorations des taux de fret, mais aucune des majorations pour teneur en soufre. Les données de 1973-1975 relatives au brut à 32° API sont tirées des documents sur les coûts d'acquisition que Sun Oil a déposés auprès du ministère de l'Énergie des États-Unis (voir les pièces I-85, I-226 et I-348).
12. *Prix affichés*: Les données sur le Lagomar à 31,0° API résultent d'une conversion des prix affichés par Shell pour le Lagomar en partance de Cardon (à proximité d'Amuay) à un prix équivalant à La Salina, et ce, par la soustraction de 0,03 \$ le baril. Les données sur le Lagomedio à 32,0° API résultent d'une conversion des prix affichés à La Salina pour le brut T.J. léger à 31°, à savoir une majoration de 0,02 \$ le baril. Voir les pièces I-187, I-51C, intercalaire VI-35, le Livre vert du Directeur, vol. III, p. 163, la pièce I-51D, intercalaire XI-2, et *International Crude Oil and Product Prices* (ICOPP).
13. *Coût d'achat DOE*: Ces chiffres, tirés de la pièce I-80 de Brant/Davidson, sont les coûts d'achat à terme communiqués au ministère de l'Énergie (DOE) des États-Unis. Brant a témoigné que si plus d'un chiffre était communiqué pour le même mois, le chiffre supérieur était retenu. Toutefois, si la même société communiquait plusieurs chiffres au cours d'un seul mois, seul le chiffre révisé ou le plus récent entrait en ligne de compte (transcription vol. 71, p. 13348).
14. *Valeur fiscale minimum*: Il s'agit des prix de référence fixés par le Venezuela aux fins d'imposition des exportations. Ils comprennent les majorations des taux de fret et pour teneur en soufre et s'appliquent aux bruts à 31,0° API pour la période allant de 1973 à 1975.
15. *Prix de vente minimum*: Les chiffres pour la période 1976-1982 équivalent au prix de vente officiels du brut Lagomedio à 32,0° API. Les prix portant astérisque sont entrés en vigueur le 16 mai 1979, le 9 février 1980 et le 26 mai 1980.
16. *Irving Oil*: La pièce I-259 fait état d'importations pour la période 1968 à 1971, mais aucun renseignement n'était disponible quant aux prix. Il se peut également qu'il y ait eu des importations de Lagomedio avant 1968.
17. *BP*: La pièce I-289, intercalaire 4, fait état de certaines importations de Lagomar en 1963, mais aucune donnée sur les prix n'était disponible.

TABLEAU F-6

Comparaison entre les prix livrés (caf) des bruts importés Lagomar¹/Lagomedio² (31,0 — 32,9° API),³ 1958 à 1982
(en \$ US le baril, Portland, sauf indication contraire)⁴

DATE	SUN ^{2,1} 32°	TEXACO ² (32°)			IMPÉRIALE ² (32°)			SHELL ¹ 32°	GULF ^{1,2} 32°	IRVING ² Saint-Jean	MURPHY ²	PETRO- FINA ^{2,1} 32°	ULTRA- MAR ^{2,1} Holyrood	Sun 32° Valeur d'options	Fourchette des prix de cession aux tiers
		Portland	Halifax	Moyenne	Portland	Dartmouth	Moyenne								
1958	n.d.	3,08 ¹	—	3,08 ¹	—	—	—	—	n.d.	—	—	n.d.	—	n.d.	n.d.
1959	n.d.	3,01	—	3,01	—	—	—	—	n.d.	—	—	n.d.	—	n.d.	"
1960	n.d.	2,78	—	2,78	2,39*	2,35*	2,37*	—	n.d.	n.d.	—	2,74	—	n.d.	1,61-2,00
1961	n.d.	2,74	—	2,74	2,39	2,35	2,36	—	n.d.	n.d.	—	2,06	—	n.d.	n.d.
1962 1 janv. 1 août	2,63* (2,39)	2,71 2,77 2,62	—	2,71 2,77 2,62	2,37	2,34	2,36	2,39* 2,34*	n.d.	n.d.	—	2,17	—	1,79	1,79-2,54
1963	2,60 (2,36)	2,64*	—	2,64*	2,38	2,36	2,37	2,39 2,36*	—	n.d.	—	2,20	n.d.	1,79-1,81	1,79-2,47
1964	2,42 (2,38)	2,46	—	2,46	2,35	2,35	2,35 (1,96)*	2,36 2,33*	—	n.d.	—	2,11 (2,16 ¹)	n.d.	1,80-1,85	1,77-2,76
1965	2,45 (2,41)	2,45*	—	2,45*	—	2,35	2,35	2,37 2,34*	—	n.d.	—	2,11	n.d.	1,80-1,84	1,77-2,39
1966	2,39	2,40	—	2,40	—	2,38	2,38	2,36 2,33*	—	n.d.	—	2,05	n.d.	1,80-1,84	1,75-2,39
1967 janv. juil. sept.	2,53	2,39	2,40	2,39	—	—	—	2,33 2,30* 2,22	—	n.d.	—	2,00	n.d.	1,79-1,84 1,83-1,87	1,79-1,85 1,83-1,88
1968	2,53	2,39	2,40	2,39	—	—	—	2,22	2,04 ²	n.d.	2,03*	2,03	1,90 (1,82)	1,93-2,02	1,83-2,02
1969	2,55 2,54 ¹	2,39	2,43	2,40	—	—	—	2,21 2,26 ²	—	n.d.	—	1,99	—	1,85-1,91	1,80-2,01
1970 janv. fév. mars juil.	2,55 ¹	2,23	2,23	2,23	2,27 2,17 2,38	2,28 2,18 2,39	2,27 2,17 2,38	2,20	—	n.d.	1,99 (1,87)	1,96	—	1,95-2,00 1,92-1,95	1,95-2,34 1,92-2,29
														2,00-2,08	2,00-2,42

TABLEAU F-6 (suite)

DATE	SUN ^{2,1} 32°	TEXACO ² (32°)			IMPÉRIALE ² (32°)			GULF ^{1,2} 32°	SHELL ¹ 32°	IRVING ²	PETRO- FINA ^{1,2} 32°	ULTRA- MAR ² Holyrood	SUN (32°) Valeur d'options	Fourchette des prix de cession aux tiers
		Portland	Halifax	Moyenne	Portland	Dartmouth	Moyenne							
1971		n.d.	n.d.	n.d.	—	—	—	2,71 ²	2,50	n.d.	2,40, ² (2,12) ¹	—		
1 janv.	2,55 ¹	2,46	2,46	2,46				2,17 ²	2,24				1,95-2,05	1,95-2,39
1 fév.								2,39 ²						
18 mars	3,20 ¹	2,77	2,77	2,77				2,71 ²	2,24				3,14-3,23	3,14-3,23
1 avr.		2,76	2,76	2,76					2,57					
1 juil.		2,76	2,76	2,76					2,58				3,23	3,23
1 oct.		2,76	2,76	2,76					2,56					
20 déc.								2,62 ²						
1972		n.d.	n.d.	n.d.	2,92	2,92	2,92	2,84		—	2,34 ¹	n.d.	n.d.	n.d.
1 janv.	3,13 ¹	3,01	3,01	3,01				2,86 ²	2,80					
1 avril		3,01	3,01	3,01				2,85 ²	2,78					
mai								2,86 ¹						
juin								2,83 ¹						
1 juil.		2,90	2,90	2,90				2,77 ²	2,77					
déc.								2,73 ¹						

TABLEAU F-6 (suite)

DATE	SUN OIL ¹	TEXACO ²			GULF ² (32°)	SHELL ¹ (32°)		PETRO-FINA	
	32° Société	32° Société			Société	Société		Mar-Lago 32°	
		Portland	Halifax	St-Romuald		Moins de 80 000 tonnes	Plus de 80 000 tonnes		
1973	4,13								6,60
janv.	3,32	3,02	3,02	n.d.		2,93	2,89		
fév.		3,06	3,06	"		2,97	2,94		
mars		3,23	3,23	"	3,10	3,15	3,11		
avril		3,31	3,31	"		3,23	3,06		
mai		"	"	"					
juin		"	"	"		3,36*	2,96*		
juil.		4,39	4,40	"	3,32	3,36*	3,13*		
août		4,65	4,66	"		3,61	3,38		
sept.	5,17	4,85	4,86	"	3,81	3,82	3,59		
1 oct.		5,52	5,53	"		4,09	3,69		
16 oct.		"	"	"		5,46*	5,06*		
nov.		6,89	"	7,17		5,71*	5,31*		
déc.		7,01	7,02	7,29	5,81	5,82	5,42		

1974	12,64	Majorations pour teneur en soufre et péages					OIP	OIP	OIP	Sortie	Entrée	OIP	—
		OIP											
janv.	13,84	13,73	11,33	11,33	11,71	11,64				9,59	9,69	9,58	
fév.		"	11,96*	11,96*	12,34*	12,52	11,01	11,11	10,04	10,14	10,11		
mars		"	11,96*	11,96*	12,34*	11,98	"				10,08		
avril		12,49	11,43	11,44	11,54	11,69	"				10,21		
mai	13,24	13,05	"	"	"	11,75	"				10,13		
juin	13,04	12,84	"	"	"	11,59	"	11,07			10,12		
juil.	12,44	12,24	11,49	11,50	11,60	11,51	11,36	11,37	10,36	10,50	10,40		
août	11,94	11,80	"	"	"						10,40		
sept.	11,69	"	"	"	"	11,49	11,34*		10,57	10,71	10,53		
oct.	"	11,55	11,48	11,49	11,59	11,99	11,39*		10,73	10,87	10,82		
nov.	"	11,56	"	"	"	11,48					10,91		
déc.	11,64	11,45	"	"	"	11,43					10,99		

TABLEAU F-6 (suite)

DATE	SUN OIL ^{1,2}		TEXACO ²			SHELL		
	LAGOMAR		Société			OIP	1 OIP	2 OIP
	Société	OIP	Portland	Halifax	St-Romuald			
1975	32°				n.d.			
janv.	n.d.		11,82	11,83		11,79	11,22	
fév.	n.d.	11,47	"	"		11,76	11,41	
mars	n.d.	"	"	"		11,71	11,30	
avril	n.d.	"	11,70	11,70		11,68	11,19	
mai			"	"		11,67	11,15	
juin			"	"		11,58	11,26	
juil.			11,61	11,61			11,21	
août			"	"		11,61	11,12	
sept.			"	"		11,57	11,18	
oct.			12,75	12,75		12,74	12,21	
nov.			"	"		12,67	12,22	
déc.			"	"		12,72	12,18	
1976	32°				n.d.			
janv.			12,77	12,78			12,72	
fév.			"	"		12,78	12,65	
mars			"	"		12,87	12,66	
avril			"	"		12,88	12,80	
mai			"	"		12,85	12,78	
juin			"	"		12,81	12,64	12,75
juil.			12,76	12,77		12,82	12,79	
août			"	"		12,80	12,92	
sept.			"	"		12,86	12,54	
oct.	n.d.	13,10	12,82	12,83		12,87	12,86	
nov.			"	"		12,83	12,83	
déc.		13,28	"	"		12,88	12,77	12,80

TABLEAU F-6 (suite)

SUN OIL ^{1,2}		TEXACO ²		SHELL ¹		TEXACO ²		SHELL ¹		TEXACO ²		SHELL ¹				
LAGOMAR		Société				Société				Société						
DATE	Société	OIP	Portland	Halifax	OIP	OIP	DATE	Portland	Halifax	OIP	OIP	DATE	Portland	Halifax	OIP	OIP
1977	—	—					1979					1981	n.d.	n.d.		
janv.			14,03	14,16	14,10	14,06	janv.	14,97	15,23	15,12	14,81	janv.			37,96	37,89
fév.			"	"	14,19	13,94	fév.	"	"	15,27	14,88	fév.			37,55	37,91
mars			"	"	13,91	13,97	mars	"	"	15,03	14,89	mars			37,62	37,87
avril			"	"	14,18	13,97	avril	n.d.	17,72	17,93	17,46	avril			37,74	37,87
mai			"	"	14,22	13,96	mai	"	18,32	18,19	17,92	mai			37,51	37,87
juin			"	"	14,09	14,02	juin	"	"	18,11	18,11	juin				37,75
juil.			"	"	14,15	13,96	juil.	21,97	22,23	22,39	21,72	juil.			37,73	37,76
août			"	"	14,15	13,96	août	"	"	22,39	21,89	août			37,48	37,85
sept.			"	"	14,17	13,97	sept.	"	"	22,41	21,75	sept.			37,44	37,87
oct.			"	"	14,13	13,97	oct.	"	"	22,08	21,81	oct.			37,59	37,78
nov.			"	"	14,14	13,96	nov.	"	"	22,13	21,90	nov.			36,57	36,39
déc.			"	"	14,02	13,91	déc.	n.d.				déc.			36,48	36,36
1978	<u>LAGOMEDIO</u> 32°						1980	n.d.	n.d.			1982	n.d.	n.d.		
janv.			14,03	14,13	14,12	13,99	janv.			28,66	28,15	janv.			36,59	36,13
fév.			"	"	14,08	13,95	fév.	"	"	30,29	30,16	fév.			36,54	36,13
mars			"	"	14,25	14,01	mars	"	"	30,65	30,21	mars				36,05
avril			"	"	14,21	13,96	avril	"	"	30,09	30,16	avril			36,66	
mai			"	"	14,10	13,94	mai	"	"	32,21	30,74	mai				35,93
juin			"	"	14,08	13,93	juin	"	"	33,91	33,49	juin			n.d.	n.d.
juil.			"	"	14,08	14,10	juil.	"	"	34,48	34,38	juil.			"	"
août			"	"	14,14	14,07	août	"	"	34,38	34,36	août			"	"
sept.			"	"	14,04	14,07	sept.	"	"	34,44	34,26	sept.			"	"
oct.			"	"	14,07	14,10	oct.	"	"	34,42	34,34	oct.			"	"
nov.	n.d.	15,45	"	"	14,06	14,07	nov.	"	"	34,70	34,41	nov.			"	"
déc.			"	"	14,20	14,07	déc.	"	"	34,42	34,37	déc.			"	"

Notes du tableau F-6 sur la comparaison des prix livrés (caf) des bruts importés Lagomar/Lagomedio (31,0 — 32,9° API), 1958 à 1982

Notes générales:

1. Les sociétés ayant fourni des données pour le brut Lagomar sont désignées par le chiffre 1 dans les titres de colonnes ou dans le tableau lui-même.
2. Pareillement, les sociétés ayant fourni des données pour le brut Lagomedio sont désignées par le chiffre 2.
3. Les titres de colonne renseignent sur le degré API des bruts importés par chaque société. Pour la période 1960-1972, les données sur les prix fournis par les sociétés ont été normalisées à 32,0° API au moyen de la formule de 0,02 \$ par degré API. Aucun renseignement sur le degré API des bruts importés par Ultramar n'était disponible.
4. Les prix fob indiqués pour Impériale, Texaco, Gulf et Sun, ainsi que les prix affichés, désignent des ports équivalant à La Salina (c.-à-d. Puerto Miranda pour le Lagomar de Sun et Punta de Palmas pour Impériale, Gulf, Texaco, Petrofina, Murphy et le Lagomedio de Sun). Les prix fob fournis par Shell ont trait à des bruts en partance de Cardon. Comme ce port est à proximité d'Amuay, ces prix ont été réduits de 0,03 \$ aux fins de comparaison des prix fob. Aucun renseignement n'était disponible quant au port de chargement utilisé par Ultramar, mais les prix indiqués laissent supposer qu'il s'agit de ports équivalents à La Salina.

Notes sur les colonnes:

1. *Sun*: Voir le tableau 5 pour les prix fob et la pièce I-161 pour les coûts de transport retenus. Pour la période 1962-1966, les coûts de transport représentaient des livraisons directes à Montréal; les prix équivalents à Portland ont été obtenus en déduisant les frais de transport par pipeline cités dans la pièce I-161. Pour 1971, les coûts de transport moyens de 1970 et 1972 ont été utilisés (soit 0,33 \$).
2. *Texaco*: Voir la note du tableau 5. Pour 1963, le prix indiqué est la somme du prix du brut, soit 2,29 \$ et des coûts de transport (0,35 \$) cités pour les livraisons à Portland de brut Mata à 30°. Les prix de février-mars 1974, portant *astérisque*, désignent des bruts en partance de Punta de Palmas (voir I-16G); les autres prix se rapportent à des bruts en partance de La Estacada, selon la pièce I-158. Voir la note accompagnant le tableau 5 pour des renseignements sur le prix du Lagomar en 1970.
3. *Impériale*: Les chiffres pour la période allant de 1960 à 1966 sont fondés sur le prix contractuel fob de 2,14 \$ pour le brut à 32° API, plus les taux de fret et la freinte dont font état les pièces I-78 et I-62. Le chiffre de 1960 fait entrer en ligne de compte les taux de fret à Portland et Dartmouth et leur moyenne simple. Pour la période 1961-1966, une moyenne pondérée des taux de fret, comprenant la freinte (fondée sur les volumes importés) est également utilisée. Le chiffre de 1964, entre parenthèses, représente un achat sur disponible par Impériale auquel le taux de fret moyen a été ajouté. Les chiffres pour 1970-1972 sont les prix payés par la filiale étrangère (voir la note du tableau 5) auxquels ont été ajoutés les taux de fret fournis dans la pièce I-62. Pour 1972, les prix sont des estimations obtenues en déduisant des prix payés par Impériale la nouvelle cotisation d'impôt par baril et en ajoutant le taux de fret indiqué dans I-62.
4. *Shell*: Voir la note accompagnant le tableau 5. Les chiffres couvrant la période 1962-1971 sont fondés sur les prix du Lagomar à 31°, convertis à 32° au moyen d'une majoration de 0,02 \$. Contrairement aux prix fob consignés dans le tableau 5, les prix caf n'ont pas eu à être réduits de 0,03 \$ pour tenir compte du port de chargement puisque le rajustement des prix fob traduisait les coûts de transport plus élevés des exportations transitées par les ports du Lac Maracaibo. Aucun rajustement n'a été nécessaire relativement au prix du Lagomedio à 32° indiqué pour 1969. Pour 1973, les prix de juin, de juillet, du 16 octobre et de novembre sont en réalité ceux du 1^{er} juillet, du 15 juillet, du 1^{er} novembre et du 15 novembre. Pour 1974, la première colonne de prix ne comprend pas les majorations pour teneur en soufre et les péages à Puerto Miranda, tandis que la deuxième colonne les comprend. Les chiffres dans la troisième colonne sont les prix communiqués par l'OIP.
5. *Gulf*: Voir la note accompagnant le tableau 5. Les prix fob tirés de la pièce I-16E ont été combinés aux taux de fret figurant également dans ce document, et les corrections signalées dans I-353 ont été apportées. Les prix fob tirés de la pièce I-380 et des documents du secteur international, Livre 8, intercalaire 240, p. 78774, ont été combinés aux taux de fret indiqués dans I-16E. Tous les prix ont été normalisés en fonction de 32°, y compris les données de l'OIP pour 1974.
6. *Irving*: Voir la note accompagnant le tableau 5.
7. *Murphy*: Le chiffre pour 1978, portant *astérisque*, est fondé sur une offre faite par BP sur une cargaison de Lagomedio à livrer en septembre au prix caf de 2,13 \$ à Montréal. Ce prix a été converti au prix caf à Portland en déduisant les droits portuaires de Portland et les frais de transport par pipeline. Le chiffre de 1970 est tiré du Livre III, intercalaire 178, de l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168, qui donne un prix caf de 1,975 \$, majoré de 1 p. 100 pour tenir compte des primes d'assurance. Le prix entre parenthèses est le prix susmentionné moins la majoration de 0,12 \$ qu'ajoutait Murphy Oil Trading au début de 1970 à ses prix de cession de brut iranien léger obtenus d'Esso International.
8. *Petrofina*: Ces chiffres sont les prix d'achat canadien ou d'importation desquels a été soustrait le dividende par baril de Pannac (filiale étrangère). Le second prix indiqué pour 1964, 1971 et les prix de 1972 et 1973 correspondent aux prix du MarLago à 31,4°, 26,7°, 26,8° et 26,8° API convertis à 32° API.
9. *Ultramar*: Voir l'annexe E pour les frais de transport qui ont été retenus, ainsi que la majoration de 1 p. 100 du prix c et f, représentant les primes d'assurance. Il se peut que les coûts de fret comprennent la majoration de la filiale étrangère.
10. *Sun — Valeur d'options*: Les coûts de transport au Venezuela cités à l'annexe E ont été ajoutés aux prix fob dans le tableau 5, de même qu'une majoration de 1 p. 100 du prix c et f, représentant les primes d'assurance.
11. *Fourchette des prix de cession aux tiers à terme*: Les coûts de transport au Venezuela cités dans l'annexe E, ont été ajoutés aux chiffres constituant la fourchette des prix fob dans le tableau 5, de même qu'une majoration de 1 p. 100 du prix c et f, pour tenir compte des primes d'assurance.

TABLEAU F-7
Comparaison entre les prix fob du brut T.J. moyen¹ importé
(24,0 à 26,9° API), 1960 à 1982
(en \$ US le baril au départ d'Amuay, sauf indication contraire)²

DATE	GULF 26°	TEXACO 26°	IMPÉ- RIALE 26°	BP 26°	GROUPE ULTRAMAR				Exxon — Fourchette des prix de cession aux tiers	Prix affiché (26°)
					Prix off-shore signalés des importations à Terre-Neuve		Prix des contrats d'Esso International			
					API	Prix	26° API	26° API	Acheteurs non intégrés	
1960	2,30	2,20*	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,04 — 2,20	2,30
1961	2,10	—	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	1,93	1,93 — 2,30	2,30
1962						n.d.	n.d.	1,93	1,93 — 2,18	2,30
janv.	2,10	2,20	2,05	—	n.d.		n.d.			
août		2,05					n.d.			
1963	2,10	—	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	1,93	1,93 — 2,18	2,30
1964	2,10	1,99*	2,03	—	n.d.	n.d.	n.d.	1,93	1,91 — 1,95	2,30
1965	2,10	—		—	n.d.	—	n.d.	1,93 (1,90)	1,90 — 1,93	2,30
1 ^{er} janv.			2,03							2,30
1 ^{er} fév.			1,95							2,30
1966	2,10	1,95	1,95	—	—	—	—	1,91	1,88 — 1,96	2,30
1967	2,01	—		—					1,59 — 2,25	2,30
1 ^{er} janv.			1,95		n.d.	n.d.	n.d.	1,91		2,30
mars					n.d.	n.d.	n.d.			
1 ^{er} avril			1,91		—	—	—			2,30
mai					—	—	—			
juin					25,5	1,58	1,59	1,59		2,30
déc.					25,5	1,58	1,59	1,59		2,30
1968	2,01	—	1,91	1,68					1,56 — 2,02	2,30
janv.					—	—	—	91,59 (1,56)		2,30
fév.					26,0	1,59				
avril					26,0,27,0	1,59,1,61	1,59			
mai					26,0	1,59	1,59			
nov.										2,30
déc.					26,0	1,59	1,59			

TABLEAU F-7 (suite)

DATE	GULF	TEXACO	IMPÉ- RIALE	BP	GROUPE ULTRAMAR				Exxon — Fourchette des prix de cession aux tiers	Coût taxes incluses 26°API	Prix affiché (26°)
	26°	26°	26°	26°	Prix off-shore signalés des importations à Terre-Neuve		Prix des contrats d'Esso International				
	26°	26°	26°	26°	API	Prix	26° API	26° API	Acheteurs non intégrés		
1969		2,10*		1,74					1,56 — 1,87	1,24	2,30
janv.	2,01		1,91	1,74	26,0	1,59	1,59	1,59			2,30
fév.					26,0	1,59	1,59	(1,56)			
mars					26,0	1,59	1,59	(1,56)			
avril			1,89		26,0	1,59	1,59	1,59			2,30
mai					26,0	1,59	1,59	(1,56)			
juin					26,0	1,59	1,59	1,59			
juil.					26,0	1,59	1,59	1,59			
août					26,0	1,59 1,57	1,59 1,57	1,59			2,30
sept.	2,01				26,0	1,59	1,59	1,59			2,30
nov.	2,01			1,74	26,0	1,59	1,59	1,59			2,30
déc.					26,0	1,59	1,59	1,59			
1970	2,01			1,74					1,56 — 1,94	1,55	2,01
janv.		1,80*	1,89		26,0	1,59	1,59	1,59 (1,56)	(1,56 — 1,89)*		
fév.					26,0	1,59	1,59				
mars					26,0	1,59	1,59	1,59 (1,56)			
avril			1,79		27,0	1,61	1,59	"			
mai					27,0 26,0	1,61 1,59	1,59	"			
juin					26,0	1,59	1,59	"			
juil.					26,0	1,59	1,59	"			
août					26,0	1,59	1,59	"			
20 sept.			2,01		24,0	1,55	1,59	"			
oct.					26,0	1,59	1,59	"			
nov.				1,74				"			
17 déc.					26,0	1,59	1,59	1,70 (1,67)	(1,67 — 1,94)*		

TABLEAU F-7 (suite)

Date	GULF 26°	IMPÉ- RIALE 26°	BP 26°	GROUPE ULTRAMAR									Exxon — Fourchette des prix de cession aux tiers (26°)	Coût taxes incluses 26°API	Prix affiché (26°)
				Prix off-shore signalés des importations											
				à Terre-Neuve			au Québec			Prix des contrats d'Esso International					
				API	Prix	26° API	API	Prix	26° API	24° API	25°API	26°API			
1971	2,43												1,63 — 2,67		
1 ^{er} janv.	2,09*	2,01	1,85	26,0	1,70	1,70	—	—	—	1,66	1,68	1,70	(1,63 — 2,37)*	1,559	2,09
fév.				26,0	1,70	1,70	—	—	—						
1 ^{er} mars				26,0	1,70	1,70	—	—	—	1,66	1,68	1,70			
18 mars	2,66*		2,22	26,0	2,061	2,061	—	—	—	2,046	2,054	2,061	(1,99 — 2,67)*	1,935	2,665*
1 ^{er} avril		2,44		26,0	2,061	2,061	—	—	—						2,647
mai				26,0	2,061	2,061	—	—	—	2,156	2,164	2,171			
1 ^{er} juin				26,0 27,0	2,061 2,069	2,061	24,0	2,356	2,371	2,156	2,164	2,171			2,647
1 ^{er} juil.				26,0	2,261	2,261	24,0	2,356	2,371	2,156	2,164	2,171			2,625
1 ^{er} août				27,0 24,0	2,268 2,246	2,261	24,0	2,356	2,371	2,156	2,164	2,171			2,625
sept.				26,0	2,261	2,261	24,0	2,356	2,371	2,156	2,164	2,171			
1 ^{er} oct.				26,0 27,0	2,261 2,268 5	2,261	25,0	2,363 5	2,371	2,156	2,164	2,171			2,640
nov.				26,0	2,261	2,261	25,0	2,363 5	2,371	2,156	2,164	2,171			
déc.				26,0	2,261	2,261	25,0	2,363 5	2,371	2,156	2,164	2,171			
1972													2,22 — 2,62		
janv.	2,61	2,63	2,22	—	—	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	(2,25 — 2,62)*		2,951
fév.			2,42*	25,6	2,539	2,542	25,6	2,539	2,542					2,128	
mars				25,6	2,539	2,542	25,6	2,539	2,542				(2,22 — 2,52)*		
avril	2,59	2,44		n.d.	2,522	n.d.	n.d.	2,522	n.d.					2,11	2,921
mai				n.d.	2,522 2,574	n.d.	n.d.	2,522	n.d.						
juin	2,58			n.d.	2,514	n.d.	n.d.	—	n.d.						
juil.				n.d.	2,510	n.d.	n.d.	2,51	n.d.					2,095	
août	2,58			n.d.	2,402 2,418	n.d.	n.d.	2,41	n.d.						
sept.	2,58			n.d.	2,41 2,402	n.d.	n.d.	2,41	n.d.						
oct.	2,58			n.d.	2,41	n.d.	n.d.	2,41	n.d.						
nov.	2,58			n.d.	2,402	n.d.	n.d.	2,41	n.d.						
déc.	2,58			n.d.	2,402 2,41	n.d.	n.d.	2,41	n.d.						

TABLEAU F-7 (suite)

DATE	GULF		IMPÉRIALE		GROUPE ULTRAMAR							
					Prix off-shore signalés des importations						Prix des contrats d'Esso International	
	26° Société	OIP	26° Société	OIP	à Terre-Neuve		au Québec			26° API	24° API	26° API
				API	Prix	26° API	API	Prix				
1973		—		—	n.d.		n.d.	n.d.		n.d.	n.d.	n.d.
janv.	2,69*		2,56			2,517		2,501				
fév.	2,72		n.d.			2,511 2,543		2,543 2,575				
mars	2,87*		n.d.			2,667 2,745		2,543 2,68				
avril	2,94		2,88			2,745		2,667 2,745				
mai	2,94		n.d.			2,745		2,745				
juin	2,94		n.d.			2,745		2,745				
juil.			n.d.			2,924		2,924				
août			n.d.			3,159		3,159				
sept.	3,46		n.d.			3,376		3,376 3,296				
1 ^{er} oct.			n.d.			3,626		3,326 3,546				
nov.	5,29		n.d.			3,626 4,977		4,977 5,19				
déc.			5,49			5,19						
1974										n.d.	n.d.	n.d.
janv.	9,46		9,16	9,16	n.d.	—	n.d.	n.d.	—			
fév.	9,46	9,52	9,58		n.d.	9,474	n.d.	n.d.	9,474			
mars	9,46				n.d.	9,474	n.d.	n.d.	9,474			
avril		9,52	9,64	9,61	n.d.	9,48	n.d.	n.d.	9,58 9,474 9,5612			
mai				9,62	n.d.	9,48	n.d.	n.d.	9,474 9,468 9,48 9,794			
juin					n.d.	9,486	n.d.	n.d.	9,474 9,48 9,486			
juil.			9,98		n.d.	9,666	n.d.	n.d.	9,5326 9,794			
août			10,38	10,39	n.d.	9,023	n.d.	n.d.	9,666 9,703 9,555			
sept.					n.d.	—	n.d.	n.d.	9,518 9,6696			
oct.			10,51		n.d.	—	n.d.	n.d.	—			
nov.					n.d.	—	n.d.	n.d.	9,2553 9,0854 9,0448			
déc.					n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	—			

TABLEAU F-7 (suite)

DATE	EXXON 26°	DOE 26°	Coût taxes incluses (26°)	Valeur fiscale minimale (26°)
	Fourchette des prix de cession aux tiers à des acheteurs non intégrés	Prix de cession aux tiers représentatif		
1973	2,44 — 5,49			
janv.			2,210	3,094
fév.				
mars			2,382	3,390
avril			2,460	
mai				
juin				
juil.			2,614	3,752
août			2,857	4,163
sept.			3,057	4,492
1 ^{er} oct.		5,21	3,323	4,925
nov.		5,21	4,894	7,261
déc.		5,40	5,011	7,462
1974	9,01 — 10,45			
janv.		9,21	9,055	13,706
fév.		9,56	9,4684	
mars		9,81		
avril		9,51		
mai		9,52		
juin		9,52		
juil.		9,92	9,798	14,242
août		9,99		
sept.		10,19		
oct.		10,38		
nov.		10,19		
déc.		10,38		

TABLEAU F-7 (suite)

IMPÉRIALE		EXXON 26°	DOE 26°				GULF	TEXACO	IMPÉRIALE		Prix de vente minimal (26°)		
DATE	Société	OIP	Fourchette des prix de cession aux tiers à des acheteurs non intégrés	Prix représentatif de cession aux tiers	Coût taxes incluses (26° API)	Valeur fiscale minimale (26°)	DATE	Société	OIP	OIP	Société	OIP	
1975			10,62 — 11,12				1977	n.d.		—			
janv.	10,95	10,91		11,27	10,341	13,471	janv.				12,72	12,74	12,72
fév.				11,05			fév.					12,72	
mars				10,82			mars					12,73	
avril	10,85	10,86		10,82			avril					12,77	
mai		10,86		10,80			mai						
juin		10,80		10,68			juin					12,76	
juil.	10,65	10,61		10,48			juil.						
août				10,48			août					12,73	
sept.		10,68		10,52			sept.						
oct.	11,35	11,31		11,17	11,137	14,573	oct.		12,81		12,82		12,82
nov.				11,25			nov.					12,83	
déc.		11,32		11,25			déc.					12,85	
1976			n.d.				1978	—	—	n.d.			
janv.	11,12			11,09	11,137	11,12	janv.				12,82	12,86	12,82
fév.		11,16		11,12			fév.					12,85	
mars		11,16		11,08			mars					12,84	
avril	11,22	11,23		11,18		11,22	avril				12,72	12,83	12,72
mai		11,25		11,19			mai					12,72	
juin		11,25		11,17			juin					12,78	
juil.	11,32	11,34		11,27		11,32	juil.						
août		11,35		11,22			août					12,75	
sept.		11,35		11,25			sept.						
oct.	11,65	11,62		11,46		11,65	oct.						
nov.		11,66		11,49			nov.						
déc.		11,66		11,46			déc.					12,75	

TABLEAU F-7 (suite)

DATE	TEX- ACO OIP	IMPÉRIALE		Prix de cession aux tiers représentatif DOE		Prix de vente minimal	DATE	Prix de vente minimal (26°)
		Réel	OIP	Mélange	Leona			
1979				25°	26°		1981	
janv.	13,35*	13,36	13,78	13,16	13,22	13,36	janv.	32,88
fév.			13,86	13,16	13,22		fév.	
mars			13,35	13,17	13,23		mars	
avril		15,76	15,75	15,54	15,60	15,76	avril	
mai		16,36	16,35	16,14	16,20	16,36	mai	
juin			16,35	16,12	16,18		juin	
juil.		19,31	19,30	19,17	19,23	19,31	juil.	
août			19,29	19,18	19,24	19,48	août	
sept.			19,36	19,17	19,23		sept.	
oct.		19,48	19,49	19,45	19,51		oct.	
nov.			19,52	19,43	19,49		nov.	
déc.		23,48	23,50	23,58	23,64	23,48	déc.	
1980	—			n.d.	n.d.		1982	32,88
janv.		25,20				25,20	janv.	
fév.						26,78	fév.	
mars							mars	
avril							avril	
mai						29,28	mai	
juin			29,69				juin	
juil.		29,88	30,22			29,28	juil.	
août			29,83				août	
sept.			29,93				sept.	
oct.			30,01				oct.	
nov.			29,74				nov.	
déc.			29,71				déc.	

Notes accompagnant le Tableau F-7 sur la comparaison entre les prix fob du brut T.J. moyen importé (24,0 — 26,° API), 1960 à 1982

Notes générales:

1. À l'exception des bruts d'Ultramar dont on ne connaît pas, pour certaines années, le degré API, tous les prix indiqués ont été normalisés à 26,0° API au moyen de la formule suivante.
0,02 \$ par degré de 1958 à 1973, 0,06 \$ de 1974 à 1976 et 0,10 \$ par la suite.
2. Dans certains cas, des données sur les bruts vénézuéliens moyens autres que le T.J. moyen ont été utilisées; il s'agissait surtout de bruts entre 24,0 et 28,0° API.
3. Les données d'Impériale, de Gulf et de Texaco ont trait à des chargements à Amuay ou dans des ports équivalents (Puerto La Cruz). Quant à Ultramar, le prix des bruts en partance de La Salina a été converti au prix à Amuay par une majoration de 0,03 \$ le baril. En l'absence de renseignements sur le port de chargement utilisé habituellement par BP, on a supposé qu'il s'agissait d'Amuay. Or, il pourrait s'agir de La Salina, auquel cas les prix indiqués seraient trop bas de 0,03 \$.

Notes sur les colonnes:

1. *Gulf*: Le prix de 1960 est le prix contractuel en vigueur cette année-là, qui était le prix affiché. Les prix de janvier et d'avril 1972 sont les prix contractuels du T.J. moyen à 26° en partance d'Amuay d'après les documents du secteur international déposés par le Directeur, Livre 6, intercalaire 240, p. 78766. Dans la pièce I-16E, un prix de 2,65 \$ est indiqué pour les importations de brut à 26,8° entre janvier et mars 1972; normalisé à 26°, le prix est de 2,64 \$. Les prix indiqués pour septembre 1969 et août-décembre 1972 sont basés sur les prix fob à La Salina. Une majoration de 0,03 \$ permet de les convertir en prix fob à Amuay. Les chiffres donnés pour le 1^{er} janvier et le 20 mars 1971, portant *astérisque*, sont les prix de référence aux fins d'impôt en vigueur cette année-là; les prix contractuels ne se sont pas écartés des prix de référence. Les prix donnés pour janvier et mars 1973, portant *astérisque*, sont tirés de la pièce I-361, intercalaire 22, p. 78431. Les prix communiqués par l'OIP, à savoir 9,53 \$ (26,2°) pour février et mars 1974 et 12,85 \$ (26,4°) pour 1977, ont été normalisés à 26°.
2. *Texaco*: Le prix de 1960 est celui du brut Sylvestre à 26° API. Le prix déclaré des importations de 1962 était de 2,20 \$, mais le prix contractuel a été ramené à 2,05 \$ le 7 août. Le prix pour 1964 reflète une réduction moyenne de 0,06 \$ le baril du prix contractuel du brut vénézuélien livré à Montréal (voir la note accompagnant le tableau 5). Les prix donnés pour 1969 et 1970 résultent du rajustement à 26° des prix Mesa à 28°, soit 2,14 \$ et 1,84 \$. Le prix du Mesa à 28° indiqué pour 1970 a été obtenu en soustrayant les frais de transport par pipeline (0,104 \$) et les coûts de fret (0,249 \$) du prix caf à Montréal de 2,194 \$ (voir pièce I-16G). Le prix donné pour janvier 1979 est celui du brut T.J. moyen à 24°, rajusté à 26° par une majoration de 0,10 \$ par degré API. La formule de rajustement API de 1978 s'appliquait dans ce cas puisque le brut avait été chargé en 1978.
3. *Impériale*: Pour la période allant de 1968 à 1972, les chiffres donnés sont les prix d'achat de la filiale off-shore.
4. *BP*: Il semblerait que BP ait acheté du T.J. moyen à Esso International en contrepartie d'achats par Esso de brut iranien léger à BP Trading Company Ltd. (voir pièce I-289). Le prix de 1978 a trait au brut en partance d'Amuay. Le prix indiqué pour février 1972 est en réalité celui du 20 janvier.
5. *Ultramar*: Les chiffres donnés sont les prix fob à La Salina convertis en prix fob à Amuay par une majoration de 0,03 \$ le baril. Deux séries de prix sont données. a) *Prix off-shore*: Les prix off-shore pour la période allant de juin 1967 à novembre 1974 ont été communiqués par Ultramar dans la pièce I-335. Bien que ce document ne contienne aucun renseignement sur le degré API, les chiffres indiqués reflètent le degré API des bruts les moins chers d'après la pièce I-50, annexe 3, qui renferme des renseignements sur les cessions par Esso International, fournisseur du brut du groupe Ultramar. Dans la pièce S-30 (pp. I-9 à I-11), Impériale indique que les prix les plus bas communiqués dans I-50 pour la période 1968-1972 ont été consentis au groupe Ultramar. En 1974, il y a eu plusieurs rajustements rétroactifs des prix, comme en fait mention la pièce I-335. Seuls les chiffres de la dernière révision figurant dans I-335 sont indiqués. Certaines des ventes aux raffineries de Terre-Neuve et du Québec ont été facturées, respectivement, en août et en septembre 1974, bien que le fournisseur off-shore (Ultramar Liberia) ait d'abord rapporté son achat original de ces bruts en mars 1974. (L'annexe du tableau E-7 contient de plus amples renseignements sur les prix off-shore.) b) *Prix contractuels*: Les prix contractuels d'Esso International pour la période 1961-1965 sont tirés de la pièce d'Irving Oil (I-263), qui précise qu'Ultramar avait un contrat à terme de vingt ans au prix affiché moins 0,40 \$ (pour de plus amples renseignements, voir l'annexe E). Les prix affichés étant de 2,030 \$ à Amuay et de 2,27 \$ à La Salina, les prix nets seraient de 1,90 \$ et 1,87 \$. L'écart entre le prix indiqué, soit 1,93 \$ et 1,90 \$, est vraisemblablement dû à la confusion qui règne quant aux ports de chargement utilisés par Ultramar. Le prix de 1,93 \$ est le plus faible qui figure dans la liste des prix de cession du T.J. moyen entre 1960 et 1963 (pièce I-50, annexe 3). Des prix inférieurs à 1,93 \$ ont été rapportés pour 1964-1965, mais les renseignements contenus dans I-78 (intercalaires C4 et C5) laissent supposer qu'en 1965 ainsi qu'en 1968-1970, Esso International a parfois vendu à Ultramar du brut en partance d'Amuay aux prix inférieurs applicables à La Salina. Ces prix sont donnés entre parenthèses. Les prix contractuels pour la période allant de 1966 au 17 décembre 1970 sont tirés de la pièce I-78A. Les prix entre janvier et le 1^{er} mars 1971 sont également tirés de I-78A relativement à certaines livraisons à la raffinerie de Terre-Neuve, tandis que les prix entre le 18 mars et décembre 1971 (des livraisons à la raffinerie du Québec et de certaines livraisons à Terre-Neuve) sont tirés des pièces M-675 et I-330, qui font état des marchés de la nouvelle raffinerie du Québec pour du T.J. moyen variant entre 24,0 et 24,9° entre (i) Esso International et Ultramar Panama, (ii) Ultramar Panama et Ultramar Liberia et (iii) Ultramar Liberia et Golden Eagle Canada (maintenant appelée Ultramar Canada). Aux termes de ces marchés, Ultramar Panama pouvait également approvisionner la raffinerie de Terre-Neuve en brut T.J. moyen aux mêmes conditions qui s'appliquaient à la raffinerie québécoise afin de remplacer les volumes de bruts exclusifs au groupe Ultramar (c.-à-d. Oritupano et Mercedes) qui étaient livrés au Québec. La pièce I-335 fait état d'importations au Québec d'Oritupano en août 1971 (180 775 bl), en février 1972 (175 704 bl), en mars 1972 (1 015 981 bl) et de Mercedes en décembre 1972 (243 638 bl). Par conséquent, les prix stipulés dans le marché de la raffinerie du Québec s'appliquaient également aux importations par la raffinerie de Terre-Neuve en

Notes accompagnant le tableau F-7 sur la comparaison entre les prix fob du brut T.J. moyen importé (24,0 — 26,9° API), 1960 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

1971 et 1972. Le marché passé avec Esso International prévoyait des variations de prix en fonction des modifications des prélèvements par l'État hôte. Ce marché devait expirer le 31 décembre 1980, mais les prix pouvaient être renégociés à tout moment après le 31 décembre 1974; ils devaient entrer en vigueur le 1^{er} janvier 1976. Ultramar a cessé d'importer le T.J. moyen à la fin de 1974. c) *Prix off-shore contre prix contractuels*: Les prix contractuels indiquent que les prix off-shore fournis par le groupe Ultramar dans la pièce I-335 pour la période juillet-décembre 1971 comprenaient des majorations de 0,20 \$ et 0,09 \$ des importations au Québec et à Terre-Neuve, respectivement. La majoration des livraisons à Terre-Neuve était inférieure en raison des coûts de fret plus élevés qu'entraîne l'utilisation de pétroliers de plus faible tonnage. Aucun renseignement quant au maintien, à la modification ou à l'élimination de la majoration entre 1972 et 1974 n'est disponible. Lorsqu'il s'agit de comparer les prix off-shore et les prix contractuels, il importe de rappeler qu'il y a souvent eu décalage de plusieurs mois entre les variations des prix off-shore d'importation et celles des prix contractuels. Cela tenait à ce que les bruts importés dans un mois donné avaient été chargés le mois précédent au Venezuela. De plus, le délai de paiement de 120 jours consenti à Ultramar par Esso International (voir M-675 et I-78A) peut avoir retardé l'effet de la variation des prix contractuels sur les prix off-shore facturés des importations au Canada. (Par exemple, tandis que le prix contractuel a enregistré une hausse le 10 mai 1971, ce n'est qu'en juillet que l'on constate une modification du prix des importations à Terre-Neuve.) d) *Formules d'ajustement du degré API*: Pour la période allant de 1960 au 1^{er} mars 1971, les rajustements du degré API se sont faits selon la méthode habituelle, à savoir 0,02 \$ par degré. Pour la période allant du 18 mars à décembre 1971, le rajustement des prix off-shore a été fait en calculant 0,0075 \$ par degré, conformément aux stipulations du marché passé entre Ultramar Liberia et Golden Eagle Canada (voir M-330). Cette formule a également été appliquée au prix contractuel d'Esso International parce que la pièce M-675, tout en confirmant le taux de 0,02 \$ par degré, prévoyait la révision de la formule de rajustement de la densité API en cas de modification imposée par les autorités vénézuéliennes. Cela s'est effectivement produit au début de 1971, moment auquel le taux de 0,015 \$ par degré a été adopté. Le taux de 0,0075 \$ a été utilisé parce qu'il concordait avec les modifications de prix qui ont été déclarées. En 1972, le degré API des bruts n'a été donné (dans la pièce I-335) que pour les mois de février et mars. Il n'a donc pas été possible de savoir quel était le degré API des bruts auxquels s'appliquent les prix off-shore fournis pour la période allant d'avril 1972 à novembre 1974. Si l'on se fie au degré API des bruts importés précédemment, on peut supposer qu'il variait entre 24 et 27°.

6. *Exxon — Fourchette des prix de cession aux tiers*: Ces chiffres sont les prix minimums et maximums payés à Esso International par des tiers non intégrés. Les chiffres de 1970 entre parenthèses représentent une ventilation de deux séries de prix données par acheteur pour cette année; la pièce I-78A, intercalaires C4 et C5, établit qu'il y a eu, le 17 décembre, une augmentation du prix des ventes faites au groupe Ultramar. Pour la période 1971-1975, les données ne représentent que les échelles de prix pour l'année donnée ou une partie de celle-ci. Il n'a pas été possible d'établir des échelles de prix mensuels pour cette période. Pour 1971 et 1972, les échelles de partie d'année ont été tirées de la pièce I-78A, intercalaire 6B, pp. 7 à 10, qui comporte la liste des prix pour les périodes allant de janvier au 17 mars 1971, du 18 mars au 31 décembre 1971, de janvier à mars 1972 et d'avril à décembre 1972. Ces données ont été rajustées d'après les renseignements sur les prix contenus dans I-50, et les prix ainsi obtenus figurent entre parenthèses. La conciliation des prix provenant des deux sources a exigé une majoration de 0,03 \$ pour convertir les prix à La Salina en prix fob à Amuay. Bien que les prix indiqués concernent surtout le T.J. moyen, certains ont trait à d'autres bruts vénézuéliens moyens comme le Tigre et le LaRosa tous deux à 24° API. Le prix de ces deux bruts a été converti à 26° à raison de 0,02 \$ par degré jusqu'en 1973 et de 0,06 \$ en 1974 et 1975. Les prix du LaRosa, étant des prix fob à La Salina ont été majorés de 0,03 \$ pour les convertir en prix fob à Amuay. Comme les prix du Tigre sont ceux d'un brut en partance de Puerto La Cruz, ils sont les mêmes que les prix à Amuay. Si les ventes de ces deux bruts étaient exclues, les prix maximums annuels en 1960, 1968, 1969 et 1970 seraient moins élevés (soit 2,04 \$, 1,92 \$, 1,63 \$ et 1,87 \$), tandis que les prix minimums et maximums en 1966 auraient été de 1,191 \$. Les prix maximums pour les deux périodes de 1970 auraient été, respectivement, de 1,87 \$ et 1,76 \$. En 1974, les prix minimums auraient été plus élevés (9,20 \$).
7. *Coûts taxes incluses*: Il s'agit du coût du brut de concession, qui comprend les coûts de production plus les taxes et redevances versées à l'État hôte (voir le Livre vert du Directeur, volume III, p. 42 pour 1969 et la pièce I-107 pour la période 1970-1976). Ce coût comprend les majorations des taux de fret, mais non les majorations pour teneur en soufre.
8. *Prix affiché*: Le prix donné pour le 18 mars 1971 est en réalité celui du 20 mars. Les chiffres pour 1970-1975 sont les valeurs minimales aux fins d'imposition des exportations et comprennent les majorations des taux de fret.
9. *Prix représentatifs de cession aux tiers DOE*: Le ministère de l'Énergie (DOE) des États-Unis a défini le prix représentatif comme le prix le plus bas auquel 50 p. 100 ou plus (selon le volume) des cessions se sont effectuées dans un mois donné. Il s'agit en somme du prix moyen pondéré. Pour la période octobre 1973 à septembre 1974, les chiffres indiqués ont été obtenus en soustrayant 0,10 \$ du prix DOE maximal. Étant donné la définition du prix maximal, ce chiffre constitue la valeur la plus élevée que le prix représentatif aurait pu atteindre pendant ces mois (pour de plus amples renseignements, voir les notes accompagnant le tableau 1). Les chiffres de 1979 ayant trait au T.J. moyen n'étaient pas disponibles; les prix publiés du mélange Leona, supposé à 25° API, ont été convertis à 26° aux fins de comparaison.
10. *Valeur fiscale minimale*: Il s'agit des prix de référence fixés par le Venezuela aux fins d'imposition des exportations entre 1973 et 1975. Ils comprennent les majorations des taux de fret, mais non celles pour teneur en soufre.
11. *Prix de vente minimal*: À compter de 1976, les chiffres donnés équivalent aux prix de vente officiels.

TABLEAU F-8 (suite)

Date	GULF		BP		TEXACO		PETROFINA		ULTRAMAR		SUN OIL		Prix de cession aux tiers représentatif DOE (34°)	Bonny Léger 37° API						
	Société		OIP		Société		OIP		OIP		Société			OIP		Tiers non intégrés		Officiel	Spot	Affiché
	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix		API	Prix	API	Prix			
1973			—	—	30,3		—	—	36,0	n.d.	—	—	—					3,20	3,40	4,75
janv.	36,0	3,02				2,80												3,10	3,05	
fév.	"	"																		
mars	"	"																		
avr.	"	3,15				3,21												3,30	3,75	
mai	"	"																		
juin	37,3	3,47				3,35														
juil.	"	3,55				3,43												3,85	4,50	
août	36,8	3,62*				3,53														
sept.	"	3,62*				3,53														
1 ^{er} oct.	"	6,40				3,52											7,07	5,90	7,00*	
20 oct.	"	"				6,02														
nov.	36,4	6,46				6,02											7,07			
déc.	36,8	6,65				5,88											7,10			
1974	36,2	10,48			30,3						31,0	8,60*						11,40	12,92	14,19
janv.						10,86	31,1	10,87												
fév.			36,4	9,95														16,94	10,75	15,50*
mars			35,7	9,95			30,8	10,85										16,47		
avr.			36,4	9,95														12,54		
mai																		14,59	11,55	13,00
juin													40,2	10,45*				13,52		
juil.																		13,26		
août															30,0	13,04		12,80	11,55	11,50
sept.							30,8	11,61							37-40,0	14,22		12,50		
oct.						11,10*												12,18		
nov.							30,7	n.d.										11,70	11,75	11,70
déc.							31,5	12,10	31,3	11,77								11,93		
							25,5	11,96										11,85		

TABLEAU F-8 (suite)

Date	GULF				TEXACO				BP				Prix de cession aux tiers repré- sentatif DOE 34°	Bonny léger 37-40° API			Forcados 31° POFE
	Société		OIP		OIP		Société		OIP		Officiel	Spot		POFE			
	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix							
1975	36,0*	12,00*										11,61	11,50		n.d.		
janv.	"	"					30,3	11,90									
fév.	"	"						"	31,0	11,91	11,74	11,80	11,50				
mars	"	"					31,0	"	30,9	n.d.	11,75						
avr.					30,9	11,66		11,66			11,62	11,80	11,40				
mai					31,2	11,66		"			11,63						
juin								"	30,1	11,66	11,36						
juil.					30,7	11,39		11,59			11,23	11,43	11,50	11,43			
août								11,41			11,23						
sept.			36,6	11,37				"	30,9	11,41	11,33						
oct.								12,56			12,55	11,43	11,60	12,70			
nov.			35,5	12,76	31,1	12,64		"	30,9	12,56	12,61						
déc.					31,3	12,64		"	31,3	12,57	12,61						
1976	36,0	12,91*			37,3	12,92*						12,97	13,14				
janv.			30,5	12,84	31,0	12,74	31,0	12,70			12,76	12,84	12,90	12,70	n.d.		
fév.			30,6	12,84	30,6	12,73			30,8	n.d.	12,78						
mars		36,9	12,93					31,0	12,71	12,82							
avr.									31,1	"	12,86	12,84	12,95	12,89	12,71		
mai									30,9	12,70	12,82						
juin									31,0	12,71	12,89						
juil.								12,90			13,07	13,10	13,15	13,10	12,92		
août									30,9	12,90	13,03						
sept.											13,05						
oct.								13,05			13,25	13,10	13,56	13,25	13,07		
nov.									30,6	13,04	13,27						
déc.									30,5	"	13,42						

TABLEAU F-8 (suite)

BP							IMPÉRIALE					POFE			
Date	OIP		Bonny léger 37-40° API			Forcados 31° POFE	Date	OIP		Prix de cession aux tiers représentatif DOE	Bonny léger 37-40° API			Forcados 31°	Brut nigérien moyen 26°
	API	Prix	Officiel	Spot	POFE			API	Prix		Officiel	Spot	POFE		
1977	30,7	14,09	14,48	14,30			1979	—	—						
janv.			14,33	14,45	14,31	14,08	janv.		15,21	14,84	21,05	14,80	14,44	14,23	
fév.							fév.		15,12						
mars							mars		15,12						
avr.	30,5	14,24	14,33	14,45	14,61	14,40	avr.		18,72	19,52	29,90	18,50	18,10	17,50	
mai							16 mai		20,98			20,96	20,60	20,00	
juin							juin		21,40						
juil.			14,63	14,28	14,28	14,40	juil.		24,27	23,41	35,75	23,47	23,10	22,00	
août							août		25,60						
sept.							sept.		26,76						
oct.			14,63	14,05			oct.		25,87	26,14	40,33				
nov.							6 nov.		31,26			26,24	25,87	24,77	
déc.							17 déc.		32,00			29,97	29,80	28,70	
1978	—	—	14,10	14,21			1980		n.d.						
janv.			14,33	14,00	14,31	14,01	janv.			34,67	38,92	29,97	29,80	28,70	
fév.							4 fév.					34,18	34,01	32,91	
mars							mars								
avr.			14,33	13,89	13,93*	13,58*	avr.			36,72	38,15	34,69	34,52	33,42	
mai							22 mai					36,69	36,52	35,42	
juin							juin	29,5	36,21						
juil.			13,87	13,98	13,85*	13,55*	juil.	25,4*	36,09*	37,73	34,77	37,00	36,83	35,73	
août							août								
sept.							sept.								
oct.			13,87	15,00	14,10	13,60*	oct.								
nov.							nov.								
déc.							déc.								

TABLEAU F-8 (suite)

Date	GULF		ULTRAMAR		IMPÉRIALE		POFE	
	OIP		OIP		OIP		Bonny léger 37° API	Nigérien medium 26 °
	API	Prix	API	Prix	API	Prix		
1981	—	—			—	—		
janv.							40,00	38,70
fév.								
mars			34,9	36,76				
avr.	37,7	40,04						
mai								
juin								
juil.								
26 août							36,00	34,70
sept.								
oct.							34,50	33,20
nov.							36,50	35,20
déc.								
1982								
janv.							36,50	33,75
fév.								
20 mars							35,50	33,50
avr.								
mai					25,1	33,51		
juin								
juil.							35,50	33,50
août								
sept.								
oct.								
nov.								
déc.								

Notes du tableau F-8 qui présente une comparaison entre les prix fob des bruts nigériens (24,0 — 37,0° API) importés, 1965 à 1982

Note générale:

1. Comme la société Gulf a été le principal importateur de brut nigérien pour la période allant de 1965 à 1976, les données sur les prix pratiqués par les autres importateurs, ainsi que celles signalées par des tiers, peuvent être rajustées de manière à refléter les niveaux API du brut nigérien importé par Gulf Canada. En vertu d'une convention internationale, avant le 20 mars 1971, la formule de rajustement utilisée était 0,02 \$ le baril par degré API. Du 20 mars 1971 jusqu'en 1973, on a utilisé 0,03 \$ le baril par degré API. En 1974, la formule appliquée a été celle du 0,06 \$/0,03 \$, soit 0,06 \$ au-dessus de 34° API et 0,03 \$ au-dessous de ce seuil. De 1975 à 1982, on est revenu à 0,03 \$ par degré API. Bien qu'elles soient exprimées ici en \$ par degré API, les formules utilisées à partir de 1971 donnaient lieu à des rajustements pour des variations d'un deuxième de degré API.

Les formules de rajustement API mentionnées ci-dessus découlent des diverses ententes internationales conclues entre l'OPEP et les sociétés pétrolières. Les formules de rajustement appliquées au niveau interne par Gulf, BP et Texaco après le 20 mars 1971 ont été jugées trop divergentes pour qu'on tente de les comparer dans le présent tableau. Du 20 mars 1971 au 30 juin 1975, par exemple, la société BP a indiqué qu'elle utiliserait comme formule de rajustement pour toute variation des niveaux API, 0,01 \$ par degré API (pièce I-289, tableau 4). Cela témoigne probablement du fait qu'au cours de la plus grande partie de cette période, le coût libéré d'impôt du pétrole brut acheté par sa société mère n'a varié que d'environ 0,01 \$ par degré API. Par contre, jusqu'à la fin de 1973, les contrats de Gulf conservent la formule traditionnelle de 0,02 \$ par degré API (voir la pièce I-380). Lorsque, le 1er juillet 1985, BP adopte la formule de 0,03 \$ par degré API, Gulf applique un rajustement de 0,06 \$ par degré. Ce n'est qu'en 1976 que les deux sociétés utilisent la même formule (0,03 \$ par degré API). Quant à Texaco, ses formules de rajustement ont été de 1,5 \$ de 1971 à 1973, 0,06 \$/0,03 \$ en 1974 et 1975 et 0,03 \$ en 1976. Cette grande différence dans les formules de rajustement adoptées par les sociétés est compréhensible vu que ces dernières tiennent habituellement à des variations limitées (c.-à-d. de moins de 2 degrés) des niveaux API de leur brut importé. Les retards observés en ce qui concerne l'adoption individuelle des nouvelles formules par les sociétés pétrolières peuvent avoir découlé d'un simple manque d'empressement ou de la nécessité de respecter des contrats existants.

Les formules API utilisées pour effectuer les rajustements dans les cas de variations d'au moins un dixième de degré dans les niveaux API n'ont en général figuré dans les contrats des sociétés pétrolières canadiennes que plusieurs années après leur introduction dans les accords de Téhéran, de Tripoli et de Lagos, conclus en 1971 avec l'OPEP. D'après la pièce I-16E, il semble que la société Gulf ait, de 1966 à 1974, rétroactivement appliqué ces formules de rajustement à ses prix du brut. Les données API indiquées dans le cas de BP sont les moins élevées des intervalles de variation qui figurent dans les pièces I-289, tableau 4, et I-314. Cet intervalle était de 0,9° API avant mars 1975 et de 0,09 par la suite.

Notes sur les colonnes:

1. *Gulf*: Les niveaux API et les prix indiqués pour la période allant de 1966 à avril 1973 inclusivement sont ceux mentionnés dans les contrats alors en vigueur (voir la pièce I-380) plutôt que dans la pièce I-16E qui, pour le brut nigérien du nouveau API moyen importé, donne souvent les prix des importations par année ou pour plusieurs mois au cours d'une année. Il y a exception toutefois dans le cas du prix indiqué pour septembre 1972. Celui-ci a été calculé par extrapolation à partir de la moyenne pondérée (par volume) des prix de 2,927 \$ et 2,871 \$ indiqués pour mars à août et septembre à décembre dans la pièce I-16E dans laquelle est mentionné un prix de 2,90 \$ pour du brut de 37° API, prix qui s'applique au prix de 2,88 \$ pour du brut de 36°, soit le prix du brut nigérien déclaré pour la seconde moitié de 1972 (voir la pièce I-361, tableau 22, p. 78431). Donc, si le 20 janvier le prix du marché pour du brut de 36° API était de 2,90 \$ (ou 2,92 \$ à 37°), en septembre, il aurait dû avoir été ramené à 2,85 \$ pour du brut de 36° API (ou 2,87 \$ pour 37°). En outre, il est à noter qu'en 1972, Gulf Canada aurait dû payer le prix du marché seulement pour les 10 000 premiers barils de brut nigérien importés par jour. En effet, il devait verser pour la deuxième tranche de 10 000 b/j un prix équivalent ou inférieur à celui du brut Ceuta 31° (2,578 \$) parce que le brut nigérien supplémentaire était destiné à remplacer les livraisons de brut Ceuta 31° (moins coûteux) jamais fournies pour la raffinerie de Montréal. Cependant, Gulf Canada a déclaré dans la pièce I-361, tableau 13, pp. 65297-98, que son fournisseur associé (Gulf Oil Trading Company) n'avait pas respecté cette entente pour la seconde moitié de 1972. (Comme il est mentionné dans la pièce I-16E, son fournisseur a par la suite également manqué à son engagement pour la première moitié de 1972.) Le prix moyen de septembre (2,85 \$) représentait en réalité un rabais de 0,10 \$ puisque le rabais accordé s'appliquait uniquement à la deuxième tranche de 10 000 b/j importés. Cette réduction était tout de même beaucoup moins élevée que le rabais de 0,326 \$ convenu à l'origine (voir la pièce I-361, tableau 8, pp. 62991 et 62995 à 62998 et tableau 11, p. 65302). Une réduction analogue de 0,10 \$ était comprise dans le prix de marché du brut Ceuta 31° en vigueur le 20 décembre afin de tenir compte des économies réalisées parce que le transbordement avait pu se faire par navires très gros porteurs (VLCC) jusqu'à Point Tupper et par pétroliers plus petits jusqu'à Portland. Les prix d'août et de septembre sont un prix moyen mentionné dans la pièce I-16E pour ces deux mois. Le prix annuel applicable à 1974 provient de la pièce I-16E. Les données de 1975 et 1976 accompagnées d'un *astérisque* sont les niveaux API et les prix mentionnés dans les contrats. Les prix mensuels de l'OIP sont aussi indiqués pour 1974 à 1976 et pour 1981.
2. *BP*: De 1969 à janvier 1972, BP a signalé des données identiques sur les prix du brut nigérien léger de 34 ou 36,2° API et le brut Forcados (mélange de bruts nigériens destiné à l'exportation) de 29,0 ou 31,2° API (voir la pièce I-280, tableau 4). Comme le brut importé a été du brut Forcados, seuls les prix des contrats pour du brut de 29,0 ou 31,2° API sont indiqués. Bien que des données sur les importations soient fournies pour 1966 et 1967, les données fob pour ces années-là ne sont pas disponibles. En 1969, aucun brut n'a été importé aux prix indiqués. Les données mentionnées pour octobre 1974 correspondaient à un prix fob autorisé applicable à des paiements provisoires avant l'application définitive des augmentations prévues du coût (fiscalité comprise) et des frais de participation. Les deux séries de données de l'OIP pour décembre 1974 correspondent aux importations de deux différents types de brut nigérien au cours de ce mois. Pour 1982, aucune donnée fob n'était disponible en ce qui concerne le prix caf déclaré au tableau 9.
3. *Petrofina*: Les données applicables à 1971, 1972 et 1974 sont les prix d'achat canadien ou prix à l'importation excluant le dividende par baril de la Pannac (filiale étrangère). Les données déclarées par Petrofina pour 1974 (voir la pièce I-16H) n'ont pas été retrouvées dans les dossiers de l'OIP soumis par le Directeur (pièce I-114).

Notes du tableau F-8 qui présente une comparaison entre les prix fob des bruts nigériens (24,0 — 37,0° API) importés, 1965 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

4. *Prix de cession aux tiers à terme:* Il s'agit de la fourchette et de la moyenne simple des prix observées par Adelman et Newton de 1965 à 1968 (voir la pièce I-51A, tableau II-4 et tableau II-5 respectivement). A l'origine, les données d'Adelman sur le brut nigérien avaient été rajustées en fonction du degré API et des variations de la teneur en soufre pour qu'il soit possible de les comparer avec celles sur le brut iranien lourd (31° API). La méthode utilisée par Adelman a été inversée afin d'obtenir les observations sur les prix qui ont été employées avec les données de Newton pour obtenir les chiffres figurant dans le présent tableau. Une formule de rajustement de 0,02 \$ a ensuite été appliquée afin que ces prix correspondent aux niveaux API de Gulf (34° pour 1965 et 1967 et 35° pour 1968).
5. *Prix officiel, spot, affiché, officiel fixé par l'État:* a) La première série de chiffres concernant le brut nigérien Bonny léger de 37,0° API proviennent de la pièce I-18 pour ce qui est des données annuelles pour 1965 à 1976 et des pièces I-23 ou I-51D, tableau VII-8 pour les données semestrielles ou trimestrielles applicables à la période allant de 1970 à 1980. Les prix affichés déclarés pour 1965 et 1966 peuvent être des extrapolations du *Petroleum Intelligence Weekly*, source de ces données, parce que le prix du brut nigérien n'a été officiellement affiché qu'à compter de 1967. (A cette époque, les prix affichés étaient fixés par BP et Shell à 2,17 \$ pour du brut de 34° API et à 2,03 \$ pour du brut de 27° API. Les données trouvées dans le *Petroleum Intelligence Weekly* avaient été rétroactivement rajustées de 0,02 \$ par degré API, à 37°.) b) La deuxième série de chiffres reflètent les rajustements des niveaux API de Gulf pertinents au cours des années 1965 à 1972. Pour les rajustements API, la formule de 0,02 \$ a été utilisée jusqu'au 20 mars 1971. La règle du 0,03 \$ a été ensuite appliquée jusqu'à la fin de 1972. Aucun rajustement n'a été fait de 1973 à 1980, car les niveaux API de Gulf étaient près de 37° API. Après 1976, Gulf n'a plus été le principal importateur. c) Il est à noter que les prix officiels sont les prix qui étaient payés en vertu des contrats à terme jusqu'à la fin de 1974. Pour 1975 et 1976, ils comprennent toute prime ou tout rabais, respectant les prix officiels fixés par l'État, applicable aux acheteurs. Les données de 1978 sur le POFE, accompagnées d'un *astérisque*, représentent un rabais par rapport au POFE qui était de 14,10 \$ pour le brut Bonny léger et de 13,70 \$ pour le brut Forcados. On a déclaré que les prix spot marqués d'un *astérisque* pour le quatrième trimestre de 1973 et le premier trimestre de 1974 n'avaient été appliqués que dans le cas d'un très petit nombre de transactions.
6. *Ultramar:* Le chiffre indiqué pour juin 1974 est le prix d'achat canadien ou le prix à l'importation à l'exclusion de la majoration fob de la filiale étrangère, mais non de toute majoration étrangère découlant des frais de transport.
7. *Texaco:* Les prix fob pour 1970, 1972 et 1973 n'étaient pas disponibles. Ceux applicables aux années 1974 à 1976 proviennent de l'OIP. Les deux séries de chiffres indiquées pour janvier 1976 correspondent aux importations de deux différents types de brut nigérien au cours de ce mois.
8. *Sun, tiers:* Ces données indiquent les prix de vente et d'achat pratiqués en juillet et août respectivement entre des sociétés pétrolières non intégrées et le groupe Sun, tels qu'ils figurent dans la pièce I-383. Le niveau API auquel s'applique le prix du nigérien léger mentionné pour août se situait, semble-t-il, entre 37 et 40°.
9. *Prix de cession aux tiers représentatif du DOE:* Le prix représentatif a été défini par le département de l'Énergie des États-Unis (DOE) comme étant le prix le moins élevé demandé dans au moins 50 p. 100 (par volume) des transactions entre tiers effectuées par mois. C'est-à-dire le prix médian pondéré. Le DOE a uniquement publié des données sur les prix du brut nigérien de 34° API pour 1973 à 1976 et sur le Bonny léger pour 1979. Les prix pour la période allant d'octobre 1973 à septembre 1974 ont été calculés en soustrayant 0,10 \$ du prix maximum indiqué par le DOE. En raison de la définition du prix maximum, cette estimation indique le maximum que peut atteindre un prix représentatif. Le prix représentatif réel peut donc être inférieur à celui-ci.
10. *Impériale:* Le chiffre accompagné d'un *astérisque* donné pour juillet 1980 vaut en réalité pour juin.

TABLEAU F-9

Comparaison entre les prix livrés (caf) des bruts nigériens importés (24,0 – 37,0° API)¹, 1965-1982
(en \$ US par baril, à Portland sauf indication contraire)

DATE	GULF		IMPÉRIALE (Dartmouth)		TEXACO		BP		SHELL		PETROFINA	
	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix
1965	34,0	2,17	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1966	34,0	2,04	—	—	—	—	33,0	2,27	36,0	2,20	—	—
1967	34,0	2,04	32,6	2,28	—	—	33,0	2,27*	—	—	—	—
1968	35,0	2,06	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1969	35,0	2,14	—	—	—	—	29,0 24,0	2,08* 2,00*	—	—	—	—
1970	35,0	2,14	—	—	34,0	2,30	29,0 24,0	2,08 2,00	—	—	—	—
1971 janv.	35,0	2,47	—	—	—	—	29,0 24,0	2,35 2,29	—	—	28,9	2,88*
20 mars	35,0	3,09	—	—	—	—	29,0 24,0	2,99 2,93	—	—	—	—
avril 10 sept.	—	—	—	—	—	—	30,3 24,8	2,99 2,93	—	—	—	—
1972 1 ^{er} janv.	36,0	3,12	—	—	—	—	30,3 24,8	2,99 2,93	—	—	26,9	2,85*
20 janv. 15 fév.	36,0	3,28 3,31	—	—	—	—	30,3	3,155	—	—	—	—
juil. sept.	36,0	3,23	—	—	36,0	3,29	—	—	—	—	—	—

TABLEAU F-9 (suite)

Date	GULF				BP				TEXACO				ULTRAMAR	
	Société		OIP		Société		OIP		Société		OIP		OIP	
	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix
1975					30,3					36,0				
janv.	36,0*	n.d.				12,58				12,69				
fév.	"	"				"	31,0	12,59						
mars	"	"			31,0	12,59	30,9	n.d.						
avril						12,35			12,60	30,9	12,38			
mai					"				31,2	"				
juin						12,36	30,1	12,36						
juil.						12,29			12,22	30,7	12,06			
août						12,13								
sept.			36,6	12,16		"	30,9	12,13						
oct.						13,28			13,49					
nov.			35,5	13,44		12,27	30,9	13,27		31,1	13,03	36,9	13,66	
déc.						12,28	31,3	13,29		31,3	13,15			
1976	36,0*	n.d.			31,0				31,0		37,3	13,71*		
janv.			30,5	13,60		13,30				13,49	31,0	13,49*		
fév.			30,6	13,60			30,8	n.d.		"	30,6	13,49		
mars			36,9	13,65			31,0	13,30		"				
avril							31,1	"		"				
mai							30,9	"		"				
juin							31,0	13,29		"				
juil.						13,50				"				
août							30,9	13,49		"				
sept.										"				
oct.						13,64				"				
nov.							30,6	13,63		"				
déc.							30,5	"		13,49				

Notes du tableau F-9 qui présente une comparaison entre les prix livrés caf des bruts nigériens (24,0 — 37,0° API) importés, 1965 à 1982

Note générale:

1. Comme la société Gulf a été le principal importateur de brut nigérien pour la période allant de 1965 à 1976, les données sur les prix pratiqués par les autres importateurs, ainsi que celles signalées par des tiers, peuvent être rajustées de manière à refléter les niveaux API du brut nigérien importé par Gulf Canada. En vertu d'une convention internationale, avant le 20 mars 1971, la formule de rajustement utilisée était 0,02 \$ le baril par degré API. Du 20 mars 1971 jusqu'en 1973, on a utilisé 0,03 \$ le baril par degré API. En 1974, la formule appliquée a été celle du 0,06 \$/0,03 \$, soit 0,06 \$ au-dessus de 34° API et 0,03 \$ au-dessous de ce seuil. De 1975 à 1982, on est revenu à 0,03 \$ par degré API. Bien qu'elles soient exprimées ici en \$ par degré API, les formules utilisées à partir de 1971 donnaient lieu à des rajustements pour des variations d'un deuxième de degré API.

Les formules de rajustement API mentionnées ci-dessus découlent des diverses ententes internationales conclues entre l'OPEP et les sociétés pétrolières. Les formules de rajustement appliquées au niveau interne par Gulf, BP et Texaco après le 20 mars 1971 ont été jugées trop divergentes pour qu'on tente de les comparer dans le présent tableau. Du 20 mars 1971 au 30 juin 1975, par exemple, la société BP a indiqué qu'elle utiliserait comme formule de rajustement pour toute variation des niveaux API, 0,01 \$ par degré API (pièce I-289, tableau 4). Cela témoigne probablement du fait qu'au cours de la plus grande partie de cette période, le coût taxes incluses du pétrole brut acheté par sa société mère n'a varié que d'environ 0,01 \$ par degré API. Par contre, jusqu'à la fin de 1973, les contrats de Gulf conservent la formule traditionnelle de 0,02 \$ par degré API (voir la pièce I-380). Lorsque, le 1er juillet 1985, BP adopte la formule de 0,03 \$ par degré API, Gulf applique un rajustement de 0,06 \$ par degré. Ce n'est qu'en 1976 que les deux sociétés utilisent la même formule (0,03 \$ par degré API). Quant à Texaco, ses formules de rajustement ont été de 1,5 \$ de 1971 à 1973, 0,06 \$/0,03 \$ en 1974 et 1975 et 0,03 \$ en 1976. Cette grande différence dans les formules de rajustement adoptées par les sociétés est compréhensible vu que ces dernières tiennent habituellement à des variations limitées (c.-à-d. de moins de 2 degrés) des niveaux API de leur brut importé. Les retards observés en ce qui concerne l'adoption individuelle des nouvelles formules par les sociétés pétrolières peuvent avoir découlé d'un simple manque d'empressement ou de la nécessité de respecter des contrats existants.

Les formules API utilisées pour effectuer les rajustements dans les cas de variations d'au moins un dixième de degré dans les niveaux API n'ont en général figuré dans les contrats des sociétés pétrolières canadiennes que plusieurs années après leur introduction dans les accords de Téhéran, de Tripoli et de Lagos, conclus en 1971 avec l'OPEP. D'après la pièce I-16E, il semble que la société Gulf ait, de 1966 à 1974, rétroactivement appliqué ces formules de rajustement à ses prix du brut. Les données API indiquées dans le cas de BP sont les moins élevées des intervalles de variation qui figurent dans les pièces I-289, tableau 4, et I-314. Cet intervalle était de 0,9 degré API avant mars 1975 et de 0,09 par la suite.

Notes sur les colonnes:

1. *Gulf*: Voir la note du tableau 8 pour les prix fob et les pièces I-16E et I-353 pour les frais de transport utilisés pour la période allant de 1966 à 1974. Le prix de 1965 provient du volume III du Livre vert (p. 152) où le prix caf indiqué pour Montréal est de 2,29 \$ et devient 2,17 \$ après soustraction des frais de transport par pipeline (0,12 \$). On ne sait pas au juste à quel niveau API s'applique ce prix de 2,17 \$. On suppose que c'est 34° à cause de la mention contenue dans la pièce I-353. Dans les notes sur le tableau 8, il est indiqué que le prix des importations supplémentaires de brut nigérien par Gulf Canada en 1972, qui devaient remplacer l'approvisionnement en Ceuta 31° moins coûteux et à l'origine destiné à la raffinerie de Montréal, aurait dû correspondre au prix du Ceuta qui était de 2,578 \$ (prix fob) ou de 2,979 \$ (prix caf Portland). Cependant, comme il est mentionné au tableau 8, le fournisseur de Gulf Canada (Gulf Oil Trading Company) n'a pas respecté cet engagement. Les frais de transport mentionnés à la pièce I-16E ne comprennent pas les frais liés à la freinte. En 1972 et 1973 (I-361, tableau 8, p. 63002), ceux-ci ont équivalu à 1,62 \$ le baril. Pour 1975 et 1976, les prix caf n'étaient pas disponibles, mais les prix déclarés par l'OIP sont indiqués.
2. *Texaco*: Voir la note du tableau 8. Aucune importation n'a été déclarée au prix du marché de janvier 1971 indiqué.
3. *BP*: Voir la note du tableau 8. Le prix mentionné pour février 1974 vaut en réalité pour le 10 janvier. Le chiffre indiqué pour octobre 1974 est fondé sur une estimation autorisée du prix fob et sur le tarif de fret en vigueur le 10 janvier. Dans la pièce I-314, BP a déclaré un achat sur le marché spot de pétrole brut nigérien Brass River 43° au prix caf Portland de 30,40 \$ le baril incluant un droit de grossiste de 0,05 \$. Aucune donnée n'a été fournie par l'OIP au sujet de cette transaction.
4. *Petrofina*: Voir la note du tableau 8. Les données accompagnées d'un *astérisque* sont les prix d'achat canadien ou les prix à l'importation excluant le dividende par baril de Pannac (filiale étrangère).
5. *Ultramar*: Le prix de juin 1974 est le prix à l'importation ou le prix d'achat canadien à l'exclusion de la majoration fob de la société commerciale étrangère (Ultramar Liberia Ltd.), mais non des majorations imposées par la société Golden Eagle Liberia Ltd. au chapitre des frais de transport.
6. *Murphy*: Le chiffre indiqué pour novembre 1973 est un prix étranger estimatif obtenu en soustrayant le revenu net par baril (57,9 \$) de la filiale étrangère Tepwin du prix d'achat canadien ou prix d'importation (7,556 \$).
7. *Impériale*: Le chiffre accompagné d'un *astérisque* et donné pour juillet 1980 vaut en réalité pour juin.

TABLEAU F-10
Comparaison entre les prix fob des bruts koweïtien¹, iranien lourd² et saoudien moyen³ importés (31° - 31,9° API), 1958-1982
(en \$ US par baril)

DATE	SHELL		GULF		BP		PETROFINA		Fourchette de prix de cession aux tiers à terme		Koweïtien 31°	Iranien lourd	Koweïtien 31°	Iranien lourd	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Prix affiché	
	Koweïtien 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien API	Iranien lourd Prix	API	Prix	Koweïtien ¹ /Iranien lourd ²	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Prix à terme officiel	Prix de cession aux tiers Spot	Prix Spot	Coût taxes incluses	Coût taxes incluses	Prix affiché	Abadan	Île de Kharg
								API	Prix									
1958	1,85	n.d.	n.d.	— —	— —			n.d.	n.d.	1,56-1,86	—	n.d.	n.d.	n.d.		1,85	1,80	
1959	1,68	n.d.	n.d.	— —	— —			n.d.	n.d.	1,47-1,59	—	n.d.	n.d.	n.d.				
janv. 13 fév.	1,85 1,67															1,85 1,67	1,80 1,62	
1960	1,63		—	— —	— —			31,5	1,55 ¹	1,24 1,47	—	1,64	1,46	n.d.		1,64 1,67	1,62	
janv. juil.	1,67	1,67								1,28-1,45								
1 ^{er} août																		1,67
9 août	1,59	1,59								1,24-1,47						1,59	1,56	
16 août 14 sept.																	1,58	1,63
1961	1,59	1,47	—	— —	— —			31,4	0,71* ²	1,34-1,59	1,26	1,59	1,41	n.d.	n.d.	1,59	1,58	1,63
1962	1,59	1,47	—	— —	— —					1,29-1,43	—	1,59	1,38	n.d.	n.d.	1,59	1,58	1,63
1963	—	1,47	1,51	— —	— —					1,16-1,44 1,24-	1,42-1,48 1,35-	1,59	1,35	n.d.	n.d.	1,59	1,58	1,63
1964	—	1,47	1,51	— —	— —					1,45	1,48	1,59	1,33	n.d.	n.d.	1,59	1,58	1,63
1965	—	1,34	1,34	— —	— —					1,06-1,45	1,23-1,47	1,45	1,31	n.d.	n.d.	1,59	1,58	1,63
1966	—	1,34	1,34	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			1,17-1,43	1,30-1,44	1,38	1,28	n.d.	n.d.	1,59		1,63
1967	—	1,34	1,34	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			1,05-1,40	1,28-1,44	1,35	1,27	n.d.	n.d.	0,91	1,59	1,63
1968	—	1,26	1,31	31,0	1,20* 1,30*	31,0	1,30*			1,15-1,37	1,20-1,38	1,32	1,24	1,25-1,27	0,88	0,92	1,59	1,63
1969	—	1,26	1,31	31,0	1,20*	31,0	1,24	30,9	0,93* ²	1,15-1,20	1,20-1,23	1,30	1,20	1,23-1,27	0,89	0,94	1,59	1,63

TABLEAU F-10

Comparaison entre les prix fob des bruts koweïtien¹, iranien lourd² et saoudien moyen³ importés (31° - 31,9° API), 1958-1982
(en \$ US par baril)

DATE	GULF		BP		PETROFINA		Nfld. Ref. Co.	Fourchette de prix de cession aux tiers à terme		Koweïtien 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°			
	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien API	Prix	Iranien lourd API	Prix	Koweïtien API	Koweïtien lourd ² Prix	Koweïtien 31°	Koweïtien	Iranien lourd	Prix officiel à terme	Prix de cession aux tiers spot	Coût taxes incluses	Coût taxes incluses	Prix affiché	Prix affiché
1970	1,30	—	31,0	1,20	31,0	1,24	30,6	0,88 ²	1,15-1,34	1,20-1,25	1,30	1,15					
janv.	1,26			1,20		1,24			1,15-1,34	n.d.			0,886	0,94	1,59	1,63	
avril							1,21		"	n.d.							
14 nov.	1,35						1,342		1,34	1,20-1,25			1,018	1,06	1,68	1,72	
1971	—						—	—	1,34-1,68		1,68	1,61					
jan.		1,43	31,0	1,32	31,0	1,36			1,342	1,34		1,68	1,59	1,018	1,06	1,68	1,72
15 fév.		1,71		1,596		1,647			1,615	1,62				1,291	1,28	2,085	2,125
mars																	
juin		1,77		1,661		1,712			1,677	1,68				1,353	1,34	2,187	2,228
juil.									1,682	1,68	1,68	1,62					
août																	
10 sept.				1,663													
oct.																	
nov.																	
déc.																	
1972	1,76		31,0		31,0		—	—	1,80-1,68	n.d.	1,80	1,71			2,37		
1 ^{er} janv.	1,68	1,77		1,663		1,712			1,682	1,68		1,80	1,65	1,353	1,34	2,187	2,228
20 janv.	1,773	1,885		1,773		1,872			1,795	1,80				1,466	1,52	2,373	2,417
mars																	
juin		1,83									1,80	1,77					
juil.		"							1,80	1,80							
nov.		"															

TABLEAU F-10 (suite)

Date	GULF				IRVING				PETROFINA			TEXACO		Prix aux tiers représentatif du DOE des É.-U.			Koweïtien 31°		Koweïtien	Iranien lourd
	Iranien lourd/Saoudien moyen ³		Total		Iranien lourd		Off-shore		Iranien lourd/Saoudien moyen ³			Iranien lourd 31°		Koweïtien 31°			Prix de cession aux tiers spot	31° Affiché	Affiché	
	API	Prix	Leonard	OIP	API	Prix	50%	100%	API	Prix	OIP	API	Prix	Koweïtien 31°	Saoudien moyen 31°	Iranien lourd 31°	Prix officiel à terme		île de Karg	
1973			—	—	n.d.	2,10*	1,564*	1,03*	30,6	2,58*	—	—	—				2,04	2,07	3,12	
janv.	31,0	1,99															1,97	1,94	2,48	2,53
fév.		"																		
mars		"																		
avril	31,0	2,09															2,10	2,20	2,63	2,67
mai		"																		
juin																			2,78	2,88
juil.	31,1	2,21															2,40	2,55	2,83	2,88
août	31,2	2,28																	2,94	2,99
sept.	"	"																		
1 ^{er} oct.	"	"											3,78	n.d.	n.d.		3,50	3,90*	2,88	2,94
16 oct.	"	"																	4,90	4,99
nov.	31,3	3,62																	4,96	5,05
déc.																			4,82	5,01

Date	Société				Société				Société		Société		POFE		POFE					
	API	Prix	OIP	OIP	API	Prix	OIP	OIP	API	Prix	OIP	OIP	API	Prix	OIP	OIP				
1974					n.d.	9,88*	9,22*	8,55*	31,2	9,46*	9,63* ³			9,44	10,25					
janv.	31,0	9,57	10,13	9,81					"	9,01*	9,61			9,55	n.d.	n.d.	8,57	11,00*	10,852	10,937
fév.	"	"	"	9,69					31,0	"	"			9,70	n.d.	n.d.				
mars	"	"	"	9,75					"	"	"			"	n.d.	n.d.				
avril	"	"	"						31,1	"	"			9,75	n.d.	n.d.	9,51	10,00		
mai	"	"	"	9,73	—	—	—	—						10,00	n.d.	n.d.				
juin	30,9	9,71	10,21	9,75	31,0	9,81	9,15,	8,49	30,8	9,01*	9,61			"	n.d.	n.d.			10,95	11,035
juil.	30,8	9,78		9,72	31,1	9,87	9,20,	8,54	30,4	9,09* ³	9,69 ³			9,75	n.d.	n.d.	9,51	9,80		
août	"	9,70, ³		9,69, ³																
sept.	30,9	9,78	10,36	9,91	—	—	—	—	30,7	9,15*	9,75			9,94	n.d.	n.d.				
oct.	"	9,78		9,72	32,0	9,85	9,19,	8,52						9,95	n.d.	n.d.				
nov.	"	10,24 ³		10,02 ³	—	—	—	—						10,16	10,19	10,33	10,17	10,20	10,737	10,821
déc.	"		11,37	11,22	—	—	—	—	31,0	10,07*	10,67			10,46	10,37	10,50			10,365	10,449
				10,50, ³																
déc.	"		"	11,22	—	—	—	—	31,1	10,07*	10,67			10,46	10,39	10,54				

TABLEAU F-10 (suite)

Date	GULF			Koweïtien/ Saoudien moyen ³			ULTRAMAR			PETROFINA			POFE							
	Iranien lourd			Koweïtien/ Saoudien moyen ³			Iranien lourd			Iranien lourd			Prix aux tiers représentatif du DOE des É.U.			Koweïtien 31°				
	Société			Société			OIP			Société			Koweïtien 31°	Saoudien moyen 31°	Iranien lourd 31°	Prix officiel à terme	Prix de cession aux tiers spot	Koweï- tien 31°	Iranien lourd 31°	Saoudien moyen 31°
	API	Prix	OIP	API	Prix	OIP	API	Prix	Prix	API	Prix	OIP								
1975																10,37	10,35			
janv.				30,3	10,38*	10,37 ³				31,1	10,14*	10,45	10,33	10,38	10,46	10,37	10,35	10,365	10,449	10,380
fév.	31,1	10,46*	10,46	31,3		10,39							10,34	10,39	"					
mars	31,0		"	31,2		10,39							"	10,45	10,45					
avril	30,9		"										10,37	10,38	"	10,37	10,35			
mai	30,8		"										"	10,44	10,44					
juin	30,9		"	30,8		10,38	30,7						n.d.	10,38	10,45					
juil.	32,0		10,53										"	10,35	10,42	10,37	10,35			
août													"	"	"					
sept.	30,9		10,46										"	10,36	"					
oct.	30,8		n.d.	31,0		10,38							"	11,29	11,41	10,37	10,35	11,30	11,495	11,331
nov.							30,8						"	"	11,45					
déc.									n.d.				"	11,30	11,45					
										31,3	11,16*	11,47	"	11,30	11,45					
1976													n.d.			11,26	11,25			
janv.													"	11,33	11,41	11,30	11,18	11,30	11,495	11,331
fév.							31,0	11,53	11,72				"	"	11,36				11,400	
mars							31,2	(31,4°)	11,65	31,1	n.d.	11,47	"	"	"					
avril							31,3		11,62				"	11,30	"					
mai													"	11,33	11,35	11,30	11,18			
juin										31,0	n.d.	11,40	"	11,31	11,34					
juil.							30,7	11,51	11,54	30,6	n.d.	11,32	"	11,28	11,30			11,23	11,330	11,280
août								(30,8°)					"	"	11,28	11,23	11,25			
sept.	30,8		11,29										"	11,25	11,25					
oct.	31,0		11,30										"	11,24	11,30					
nov.	30,9		"										"	11,29	"	11,23	11,40			
déc.	31,1		11,41										"	11,28	"					
													"	"	11,32					

TABLEAU F-10 (suite)

Date	GULF		TEXACO		ULTRAMAR				Koweïtien 31°		Prix officiels fixés par l'État		
	Iranien lourd		Koweïtien		Saoudien moyen		Iranien lourd		Prix officiel rajusté	Prix de cession aux tiers spot	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Saoudien moyen 31°
	API	OIP	API	OIP	API	OIP	API	OIP					
1977									12,37	12,23	12,37	12,49	11,690
janv.	31,6	12,48			—	—	31,4	12,50	"	12,30			
fév.									"				
mars	31,0	12,47							"				
avril	31,2	12,47							"	12,30			
mai	30,8	n.d.							"				
juin	30,9	12,46					31,1	12,49	"				
juil.									"	12,20			12,320
août									"				
sept.	30,7	12,46	31,2	12,28			30,9	12,49	"				
oct.	30,9	12,46	31,2	12,28			30,8	n.d.	"	12,12			
nov.	30,7	12,47							"				
déc.	31,1	12,47					30,8	12,50	"				
1978									12,27	12,26			
janv.	31,0	12,46*					31,1	12,51	"	12,10	12,27	12,49	12,323
fév.	31,4	12,47							"				
mars	31,1	12,47					31,1	12,48	"				
avril	31,1	12,47							"	12,07	12,22		
mai	30,9	12,46							"				
juin	30,9	12,46					31,0	12,50	"				
juil.									"	12,13			
août					30,5	12,31			"				
sept.							30,6	12,48	"				
oct.							31,0	12,49	"	12,75			
nov.							30,9	12,49	"				
déc.									"				

TABLEAU F-10 (suite)

Date	GULF		TEXACO		IRVING			PETROFINA		Prix officiels fixés par l'État		
	Koweïtien		Saoudien moyen		Saoudien moyen		Off-shore	Saoudien moyen		Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Saoudien moyen 31°
	API	OIP	API	OIP	Saint-Jean			API	OIP			
					API	Prix						
1981												
janv.					—	—	—			35,50	36,00	31,454
fév.			31,0	31,45	"	"	"					
mars	30,9	35,56			"	"	"					
avril					"	"	"					
mai					"	"	"					
juin	30,8	35,57			"	"	"					
juil.			31,0	31,45	"	"	"					
août					"	"	"	30,2	31,16			
sept.					"	"	"					
oct.					"	"	"					33,00
nov.					"	"	"			33,00	33,40	
déc.			31,3	33,01	30,9	32,99	n.d.					
1982	—	—	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	—	—			
janv.	"	"	"	"	"	"	"	"	"	32,30	32,30	32,40
fév.	"	"	"	"	"	"	"	"	"		31,30*	
mars	"	"	"	"	"	"	"	"	"		30,30*	
avril	"	"	"	"	"	"	"	"	"		28,30*	
mai	"	"	"	"	"	"	"	"	"			
juin	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	"	"	"	n.d.	n.d.			
juil.	"	"	"	"	"	"	"	"	"	32,30	29,30	32,40
août	"	"	"	"	"	"	"	"	"			
sept.	"	"	"	"	"	"	"	"	"			
oct.	"	"	"	"	"	"	"	"	"			
nov.	"	"	"	"	"	"	"	"	"			
déc.	"	"	"	"	"	"	"	"	"			

Notes du tableau F-10 comparant les prix fob des bruts koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen importés (31,0 — 31,9° API), 1958 à 1982

Notes générales:

- 1, 2, 3. Les données sur les bruts koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen sont identifiées dans le corps du tableau par les chiffres 1, 2 et 3 respectivement chaque fois que des données sur plus d'un de ces bruts figurent dans une colonne. Les bruts koweïtien et saoudien moyen ont moins de valeur que le brut iranien léger à cause de leur teneur en soufre relativement plus élevée (2,5 et 2,4 contre 1,66 %). Jusqu'à la fin de 1973, le prix de l'iranien lourd était en général de 0,04, à 0,05 \$ plus élevé. Les écarts se sont élargis par la suite et ont varié de façon considérable. Les prix affichés des bruts koweïtien et saoudien moyen ont été les mêmes jusqu'en 1974, après quoi les prix officiels fixés par l'État de ces deux produits ont indiqué un écart de 0,02 à 0,05 \$ en faveur du saoudien moyen. Du début de 1979 à octobre 1981, le prix du brut koweïtien a été sensiblement supérieur à celui du saoudien moyen. Par la suite, toutefois, on a observé que le prix du saoudien moyen était de 0,10 \$ plus élevé en moyenne.

Notes sur les colonnes:

1. *Shell*: De 1958 à 1962, le prix contractuel utilisé par Shell était le prix affiché; les prix annuels correspondent au prix moyen payé par année pour chaque brut importé.
2. *Gulf*: a) *Brut koweïtien*: Les prix contractuels sont précisés pour 1960, 1961 et 1964 (sans qu'il soit tenu compte de la pièce I-353 qui ne déclarait que les prix mentionnés pour 1962 et 1965) parce que la pièce I-360, intercalaire 1, indique qu'il y a eu des importations ces années-là. En 1960, le prix contractuel était le prix affiché (voir I-16E, n° 19). De 1961 à 1967, il s'agissait du prix affiché moins 0,12 \$. Pour 1968 à 1970, les prix sont fondés sur les renseignements figurant dans la pièce I-357, intercalaire 3, p. 65544 et 65448, qui révèle qu'au cours de cette période, la revente sur le prix affiché était de 0,33 \$. Le prix annuel moyen pour 1970 provient de la pièce I-16E. Les prix de 1972 figurent dans la pièce I-361, intercalaire 8, p. 63004. Les prix déclarés par l'OIP sont indiqués pour 1975, 1977 et 1979 à 1981. b) *Brut iranien lourd*: Le prix contractuel pour 1964 (prix affiché à l'île de Kharg moins 0,12 \$) est indiqué à cause des renseignements sur les importations qui figurent dans la pièce I-360, intercalaire 1. Les prix applicables à 1963 et 1965 proviennent de la pièce I-353. Les prix pour 1966 à 1967 sont fondés sur le prix contractuel correspondant au prix affiché du brut de 31° moins 0,12 \$ plutôt que sur les prix des importations indiqués dans la pièce I-16E applicables à des bruts de niveaux API variables au cours de chaque année. Comme dans le cas du brut koweïtien ci-dessus, les prix pour 1968 à 1969 sont fondés sur les renseignements figurant dans la pièce I-357, intercalaire 3, p. 65544 et 65448, qui indique que le prix contractuel était de 0,32 \$ de moins que le prix affiché pour le brut de 31°. Les prix pour 1971 à janvier 1972 proviennent de la pièce I-380, intercalaires 18, 23, 26 et 35. Le prix pour juin à novembre est un prix moyen pour cette période mentionné dans la pièce I-16E. Il témoigne d'une entente (voir I-361, intercalaire 8, p. 62997) en vertu de laquelle pour des cargaisons de bruts koweïtien et iranien lourd mélangés, le prix devait être fixé comme si la proportion de brut koweïtien dans le mélange était d'au moins 25 %. (Aux prix en vigueur le 20 janvier 1972, le prix moyen pondéré aurait été de 1,857 \$.) Le prix indiqué (1,83 \$) révèle que la proportion de brut koweïtien dans le mélange était d'environ 50 %. Les prix pour janvier et avril 1973 proviennent de la pièce I-355, intercalaire 10, p. 63740. Les autres prix pour 1973 et ceux de 1974 figurent dans la pièce I-16E. Les prix de 1974 indiqués pour Total Leonard s'inscrivent dans le cadre d'un accord réciproque selon lequel Gulf Canada achetait de l'iranien lourd tandis que Total Leonard lui achetait du brut canadien (voir I-380, intercalaires 44 et 45). Les prix déclarés par l'OIP sont aussi indiqués pour 1974 et 1975 à 1979. Les données accompagnées d'un *astérisque* et applicables à 1975 et à janvier 1978 sont les prix contractuels signalés dans la pièce I-380, intercalaires 50 et 62. c) *Brut saoudien moyen*: Deux séries de prix sont indiquées pour 1974. La première, applicable à août et octobre, provient de la pièce I-16E et concerne des importations de bruts de 30,3 et 30,9° API. La deuxième donne les prix déclarés par l'OIP en août, octobre et décembre pour des importations de bruts de 30,3°, 30,9°, et 30,5° API. Le prix de janvier 1975 a aussi été déclaré par l'OIP pour des importations de brut de 30,3° API.
3. *BP*: Les données indiquées pour 1968 proviennent de la pièce I-293, p. 11176, qui renferme des estimations des prix du brut koweïtien et iranien lourd fondées sur les prix de soumission de BP Trading en février (1,20 \$ et 1,30 \$ respectivement). Le prix de 1,30 \$ aussi indiqué pour le brut koweïtien en 1968 provient du Livre 22, intercalaire 481, p. 9322 (voir le Secteur international, documents B déposés par le Directeur), qui présente une estimation des prix caf/fob, datée du 11 juillet 1968, à partir de laquelle des frais de transport de 0,60 \$ ont été calculés. Les valeurs caf du tableau 11 applicables aux bruts koweïtien et iranien lourd ont été calculées à l'aide de cette donnée sur les frais de transport. Les prix de 1969 au 14 février 1971 pour le koweïtien et l'iranien lourd sont les prix contractuels du brut dont le degré API se situe dans une fourchette allant de 31,0° à 31,9°, tels qu'ils sont déclarés dans la pièce I-289, intercalaire 4. Le 15 février 1971, les degrés API mentionnés dans les contrats sont passés de 30,3° à 31,2° pour l'iranien lourd et de 31,4° à 32,3° pour le koweïtien et les prix ont été modifiés en conséquence. Le niveau applicable au koweïtien est ensuite passé de 31,2° à 32,1° le 10 septembre 1971. Les prix indiqués à compter du 15 février 1971 ont été convertis à 31° à l'aide de la formule de 0,01 \$ par degré API utilisée par BP. Cette conversion a été effectuée pour des variations d'un dixième de degré par rapport au niveau API normalisé (31°) dans le cas des deux bruts, même si les listes de prix de contrats de BP ne prévoyaient de modification du prix que lorsque les variations des niveaux API étaient d'un degré ou plus par rapport aux niveaux API mentionnés dans les contrats. Le prix pour août 1979 qui a été déclaré par l'OIP est indiqué entre parenthèses dans la colonne «Ultramars».
4. *Petrofina*: Les données accompagnées d'un *astérisque* indiquées pour 1960, 1961, 1969, 1970 et 1973 à 1975 sont les prix d'achat canadiens ou prix à l'importation (ou prix mensuels de l'OIP pour 1974 à 1975) à l'exclusion du dividende par baril de la Pannac (filiale étrangère). Deux séries de données mensuelles de l'OIP sont indiquées pour 1974 et 1975 à cause de l'affirmation de Petrofina mentionnée dans la pièce I-324, intercalaire 8, p. 194880 portant qu'elle avait déclaré des prix étrangers nets en vertu du Programme d'indemnisation des importations de pétrole. Cependant, on ne sait pas avec certitude si Petrofina a mis fin à cette pratique vers la fin de 1974 ou en 1975, comme le lui avait demandé l'Office de répartition des approvisionnements d'énergie chargée d'appliquer ce programme (voir la pièce I-324, intercalaire 8, p. 194880). En conséquence, les deux séries de prix — corrigée (la première) et non corrigée (la seconde) — figurent dans le tableau.
5. *Fourchette de prix de cession aux tiers à terme*: Les chiffres indiqués sont les prix minimum et maximum déclarés dans les enquêtes menées par Adelman (voir la pièce I-51A, intercalaire 11-4, p. 186 et 418 à 421, du *World Petroleum Market*) et Newton (voir la pièce I-51A, intercalaire 11-5). Les données sur les prix du brut koweïtien fournies par Adelman ont été normalisées par rapport à celles qui portent sur l'iranien lourd grâce à l'addition de 0,05 \$ afin de supprimer ainsi l'écart dû à la teneur en soufre. Ce processus a été inversé afin d'obtenir les données sur les prix utilisées dans le présent tableau. On a corrigé les erreurs d'arrondissement applicables aux calculs d'Adelman chaque fois que des remises par rapport aux prix affichés étaient signalées. Les prix les plus bas du brut koweïtien pour 1960 et 1963 n'ont pas été utilisés pour les raisons données par Adelman dans *W.P.M.*, p. 386 et 387. Les données de Blair sur le prix du brut koweïtien de 24 à 26° API, déclarées à la p. 75 du document de Newton, n'ont pas été utilisées. Cependant, un prix du koweïtien (1,15 \$) déclaré par Shell au gouvernement américain pour décembre 1968 a été utilisé parce qu'il s'appliquait à des contrats à long terme prévoyant des achats importants (voir page 173 du document de Newton). Les prix pour 1966 à 1967 (1,18 \$ à 1,23 \$) cités par Adelman pour l'iranien lourd (p. 186) n'ont pas été utilisés parce qu'ils sont de toute évidence fondés sur les prix d'autres bruts, ce qui signifie qu'il s'agit de prix équivalents et non de prix réels. De 1970 à 1972, les prix calculés pour le contrat liant la Newfoundland Refining Company et BP Trading sont aussi utilisés.
6. *Prix à terme aux tiers/Prix officiel rajusté/Prix officiel fixé par l'État (POFE)*: Les prix aux tiers officiels à terme sont les prix mentionnés dans des contrats à long terme en vertu desquels la plus grande partie du brut était vendue jusqu'en 1975, année où les États producteurs ont commencé à vendre d'importantes quantités de leurs bruts nationalisés aux prix officiels fixés par l'État. À compter de 1975, les données sur les prix officiels rajustés comprennent toute remise sur le prix officiel fixé par l'État ou majoration de ce prix appliquée universellement. Les données sur le POFE de l'iranien lourd pour mai 1979 valent en réalité pour le 15 mai. Les données sur le POFE du koweïtien pour février et mai 1979 sont pour le 20 février et le 15 mai. Le prix de juin 1979 du brut koweïtien équivaut au POFE plus la surtaxe de 2,60 \$ imposée pour ce mois. Les données sur le POFE de l'iranien lourd pour février à mars 1982 valent en réalité pour les 5, 12 et 21 février.
7. *Prix de cession aux tiers spot*: Les prix spot concernent des achats de cargaison unique et proviennent des pièces I-18 et I-23 pour le brut koweïtien et du livre d'Adelman (*W.P.M.*, p. 417 à 421) pour l'iranien lourd. On a déclaré que les prix accompagnés d'un *astérisque* pour le brut koweïtien au cours du quatrième trimestre de 1973 et du premier trimestre de 1974 n'avaient été appliqués que dans le cas d'un très petit nombre de transactions.

Notes du tableau F-10 comparant les prix fob des bruts koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen importés (31,0 — 31,9° API), 1958 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

8. *Prix affiché de l'iranien lourd:* Deux séries de chiffres sont indiquées jusqu'en 1965 lorsque l'île de Kharg a remplacé Abadan à titre de principal terminal d'exportation.
9. *Newfoundland Refining Company:* Les prix du brut koweïtien indiqués pour 1970 à 1972 reflètent le prix du marché d'avril 1970 (1,21 \$) négocié avec BP Trading (voir la pièce I-299) et sont caractérisés par des échelons fondés sur les hausses du coût (taxes incluses) ainsi que des augmentations de 0,05 \$ tous les 1^{er} juillet à compter de 1971. Les prix de 1973 et de 1974 ne sont pas indiqués parce qu'il a été impossible d'obtenir de l'information sur l'effet qu'une nationalisation partielle (accord de participation) aurait eu sur ces prix contractuels.
10. *Irving:* Les prix annuels (marqués d'un *astérisque*) de Saint-Jean (N.-B.) ou prix à l'importation canadiens du brut iranien lourd pour 1973 et 1974 proviennent de la pièce I-394, tandis que les prix mensuels de l'iranien lourd en 1974 et les prix de 1980-1981 du saoudien moyen proviennent des pièces I-265, I-266, I-267 et I-268. On a obtenu les prix nets étrangers à 100 % et à 50 % pour 1973 et 1974 en déduisant le revenu net (ou la moitié du revenu net) par baril de la filiale étrangère (Bomag-Irvcal). Pour plus de détails, voir l'annexe E. Aucun prix étranger net n'a été calculé pour 1980-1981 parce que les données sur le revenu net par baril n'étaient pas disponibles.
11. *Prix aux tiers représentatif du DOE des É.-U.:* Le prix représentatif a été défini par le ministère de l'énergie des États-Unis (DOE) comme étant le prix auquel 50 % (par volume) des transactions entre tiers ont été effectuées. Il s'agit du prix médian. Pour octobre 1973 à septembre 1975, le prix représentatif du brut koweïtien est une estimation fondée sur le prix maximum DOE moins 0,10 \$ par baril. En raison de la définition du prix maximum (voir la note du tableau 3), ces estimations fournissent la valeur maximum du prix représentatif au cours de ces mois.

TABLEAU F-11

Comparaison entre les prix livrés (caf) des bruts koweïtien¹, iranien lourd² et saoudien moyen³ (31,0 — 31,9° API), 1958 à 1982
(en \$ US par baril, à Portland sauf indication contraire)

DATE	SHELL		GULF		BP		PETROFINA		FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS				
	Koweïtien 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien		Iranien lourd		Koweïtien ¹ API	Iranien lourd ² Prix	À terme		Spot	
				API	Prix	API	Prix			Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°
1958	2,84	n.d.	n.d.	—	—	—	—	n.d.	n.d.	2,48-2,78*	n.d.	n.d.	
1959	2,66*	n.d.	n.d.	—	—	—	—	n.d.	n.d.	2,39-2,51	n.d.	n.d.	
janv. 13 fév.	2,83 2,65												
1960	2,61*	2,54	—	—	—	—	—	31,5	2,33* ¹	1,93-2,17 1,98-2,15 1,93-2,17	n.d.	2,16	n.d.
janv. juil. 9 août 14 sept.	2,65 2,57												
1961	2,57	2,40*	—	—	—	—	—	31,4	1,55* ²	2,04-2,29	1,95	2,08	n.d.
1962	2,57	2,40	—	—	—	—	—			1,96-2,10	n.d.	2,13	n.d.
1963	—	2,23	2,59	—	—	—	—			1,83-2,15	2,09-2,19	2,17- 2,24	n.d.
1964	—	2,22	2,57	—	—	—	—			1,82-2,03	1,93-2,06	2,14	n.d.
1965	—	1,99	2,08	—	—	—	—			1,64-2,15	1,81-2,17	2,07	n.d.
1966	—	1,99	1,99	n.d.	n.d.	31,0	1,92			1,74-2,13	1,87-2,14	1,96	n.d.
1967												2,61- 2,79	
janv. juil.	—	1,98	2,14	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			1,59-2,13 1,91-2,28	1,83-2,17 2,14-2,32	1,90 3,68	n.d. n.d.

TABLEAU F-11 (suite)

DATE	SHELL		GULF		BP		PETROFINA		FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS				
	Koweïtien 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien		Iranien lourd		Koweïtien ¹ API	Iranien lourd ² Prix	À terme		Spot	
				API	Prix	API	Prix			Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°
1968	—	1,92	1,97	31,0	1,80* 1,90*	31,0	1,90*			1,67-2,14	1,73-2,15	2,53 2,55	2,55- 2,56
1969	—	1,99	2,12	31,0	1,87*	31,0	1,90	30,9	1,96* ²	1,77-1,92	1,82-1,95	2,22- 2,53	2,25- 2,60

DATE	BP		GULF				PETROFINA		FOURCHETTES DE PRIX DE CESSION AUX TIERS					
	Koweïtien 31°		Iranien lourd 31°		Koweïtien 31°		Iranien lourd 31°		À terme		Spot			
	Koweïtien API	Prix	Iranien lourd API	Prix	Portland	Pt. Tupper	Portland	Pt. Tupper	Koweïtien ¹ API	Iranien lourd ² Prix	Koweïtien	Iranien lourd	Koweïtien	Iranien lourd
1970	31,0	1,87	31,0	1,90	2,21	—	—	—	30,6	1,95* ²	2,43-2,62		3,57-3,59	n.d.
janv.		1,87		1,90	2,17						1,84-2,15	n.d.	2,76	
avril												n.d.		
juin													4,18	
juil.											2,64-2,98	2,50-2,89		
14 nov.					2,26									
1971					—	—	—	2,38	—	—	2,58-2,92	n.d.	2,82	n.d.
janv.	31,0	2,36	31,0	2,40				2,04			2,81-3,09		3,07	
14 fév.		2,636		2,687 2,752				2,32						
mars														
juin		2,701						2,38						
juil.											2,74		2,56	
août														
10 sept.		2,703												
nov.														
déc.														

TABLEAU F-11 (suite)

1972	31,0		31,0		2,59(2,54)	2,41				2,48	—	—	2,65-2,77	n.d.	2,78	n.d.	
1 ^{er} janv.		2,703			2,752	2,51(2,44)	2,31			2,60(2,53)			2,65-2,76		2,46		
20 janv.		2,813			2,852	2,61(2,54)	2,41			2,72(2,65)							
15 fév.						(2,56)	2,43			(2,67)							
mars										2,66(2,62)							
juin																	
juil.													2,78	3,10			
nov.																	
	TEXACO		GULF				IRVING				PETROFINA			FOURCHETTES DE PRIX DE CESSIION AUX TIERS(31°)			
	Iranien lourd		Iranien lourd/Saoudien moyen ³				Iranien lourd				Iranien lourd/Saoudien moyen ³						
			Gulf		Total Leonard			Saint-Jean		Off-shore		Société		À terme		Spot	
Date	API	OIP	API	Prix	OIP	API	Prix	50%	100%	API	Prix	OIP	Koweïtien	Iranien lourd	Saoudien moyen	Koweïtien	
1973					—	—	n.d.	3,10	2,56	2,03	30,6	4,28*	—	n.d.	n.d.	5,20	
janv.			31,0	2,70												5,07	
fév.				"													
mars				"													
avril			31,0	2,80												5,33	
mai				"													
juin				"													
juil.			31,1	2,94												5,69	
août			31,2	3,01													
sept.			"	"													
1 ^{er} oct.			"	"									5,51			7,05	
16 oct.			"	"													
nov.			31,3	4,35									5,51				
déc.													5,43				
1974							n.d.	11,89	11,23	10,56	31,2	11,10*	11,18* ³			12,40	
janv.			31,0	10,71	11,27	10,87					"	10,73	11,33	11,55	n.d.	n.d.	13,15
fév.			"	"	"	10,77					31,0	10,54	11,14	11,70			
mars	31,0	13,37	"	"	"	10,81					"	10,51	11,11	11,70			
avril			"	"	"						31,1	10,52	11,12	11,75		12,14	
mai			"	"	"	10,88	—	—	—					12,00			
juin			30,9	10,85	11,35	10,89	31,0	11,84	11,18	10,51	30,8	10,51	11,11	12,00			
juil.			30,8	10,92		10,88	31,1	11,91	11,25	10,59	30,4	10,46* ³	11,06* ³	11,75		11,94	
				10,84 ³		10,82 ³											
août			30,9	10,92	11,50	11,03	—	—	—		30,7	10,55	11,15	11,94			
sept.			"	10,92		10,82	32,0	11,84	11,18	10,51				11,95			
oct.			"	11,38 ³		11,12 ³	—	—	—					12,16	12,34	12,19	
nov.			"		12,51	12,28	—	—	—		31,0	11,42	12,02	12,47	12,51	12,38	
						11,60 ³	—	—	—								
déc.			"		"	12,32	—	—	—		31,1	11,44	12,04	12,47	12,55	12,40	

TABLEAU F-11 (suite)

Date	GULF				ULTRAMAR		PETROFINA			Fourchette de prix de cession aux tiers (31°)					
	Iranien lourd		Koweïtien ³ / Saoudien moyen		Iranien lourd		Iranien lourd			À terme			Spot		
	API	OIP	API	OIP	API	OIP	API	Prix	OIP	Koweïtien	Saoudien moyen	Iranien lourd	Koweïtien	Saoudien moyen	Iranien lourd
1975										n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
janv.			30,3	11,49 ³			31,1	11,44*	11,75						
fév.	31,1	11,60													
mars	31,0	11,65	31,3	11,58											
avril	30,9	11,66	31,2	11,59											
mai	30,8	11,63													
juin	30,9	11,65	30,8	11,57	30,7	12,38									
juil.	32,0	11,69													
août															
sept.	30,9	11,70	31,0	11,63											
oct.	30,8	n.d.													
nov.					30,8	n.d.									
déc.							31,3	12,40*	12,71						
1976															
					(Koweï- tien)	Iranien lourd									
					OIP	OIP							12,30	n.d.	n.d.
janv.			31,0	13,23	13,46					n.d.	12,39	12,47	12,23		
fév.			31,2	(31,4°)	13,32		31,1	n.d.	12,81		"	12,42			
mars			31,3		13,31						"	"			
avril											12,36	"			
mai											12,39	12,41	12,23		
juin							31,0	n.d.	12,57		12,37	12,40			
juil.			30,7	13,21	13,23		30,6	n.d.	12,47		12,34	12,36			
août				(30,8°)							"	12,34	12,30		
sept.	30,8	12,24									12,31	12,31			
oct.	31,0	12,25									12,30	12,36			
nov.	30,9	12,26									12,35	"	12,45		
déc.	31,1	12,28									12,34	"			
											"	12,38			

TABLEAU F-11 (suite)

Date	GULF		TEXACO		ULTRAMAR		Fourchette de prix de cessation aux tiers (31°)							
	Iranien lourd		Koweïtien		Saoudien moyen		Iranien lourd		À terme			Spot		
	API	OIP	API	OIP	API	OIP	API	OIP	Koweïtien	Saoudien moyen	Iranien lourd	Koweïtien	Saoudien moyen	Iranien lourd
1977					—	—	31,4	14,44				13,56	n.d.	n.d.
janv.	31,6	13,37							13,72	13,04	13,84	13,64		
fév.									"		"			
mars	31,0	13,37							"		"	13,64		
avril	31,2	13,43							"		"			
mai	30,8	n.d.							"		"			
juin	30,9	13,36					31,1	14,47	"		"			
juil.									"	13,67	"	13,53		
août									"		"			
sept.	30,7	13,36	31,2	13,21			30,9	14,47	"		"			
oct.	30,9	13,37	31,2	13,21			30,8	n.d.	"		"	13,45		
nov.	30,7	13,54*							"		"			
déc.	31,1	13,56					30,8	14,40	"		"			
1978			—	—					n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
janv.							31,1	14,24						
fév.	31,4	13,29												
mars	31,1	13,29					31,1	14,29						
avril	31,1	13,29												
mai	30,9	13,28												
juin	30,9	13,34					31,0	14,16						
juil.														
août					30,5	13,65								
sept.							30,6	14,12						
oct.							31,0	14,13						
nov.							30,9	14,36						
déc.														

TABLEAU F-11 (suite)

Date	GULF		TEXACO		IRVING			PETROFINA		ULTRAMAR		BP
	Iranien lourd		Koweïtien		Saoudien moyen					Iranien lourd		Iranien lourd
					Saint-Jean			Koweïtien		Saoudien moyen		
	API	OIP	API	OIP	API	Prix	Off-shore	API	OIP	API	OIP	OIP
1979												30,4°
janv.			31,1	13,77								
fév.			33,0	13,77								
mars												
avril	31,3	17,06							31,5	17,80		
mai	31,1	17,12	31,5	16,89								
juin			31,2	20,28	30,5	19,27						
juil.	30,0	21,20							31,1	21,36	31,1	20,61
août												19,41
sept.	30,7	21,52	31,0	20,93	30,2	19,30			31,0	21,38		
oct.	30,8	24,31										22,47
nov.	31,1	24,39			31,1	25,13						
déc.					31,3	26,21						
1980	—	—										
janv.			31,6	28,97								
fév.					31,6	27,48						
mars			31,4	28,91	31,5	27,59						
avril			31,1	28,90								
mai					30,5	29,33						
juin			31,1	31,14	31,0	29,37						
juil.												
août												
sept.												
oct.												
nov.			32,2	33,57	30,9	33,54	31,1	33,33	n.d.			
déc.					30,9	33,76						

TABLEAU F-11 (suite)

Date	GULF		IRVING			TEXACO		PETROFINA	
			Saoudien moyen						
	Koweïtien		Saint-Jean		Off-shore	Saoudien moyen		Saoudien moyen	
	API	OIP	API	Prix		API	OIP	API	OIP
1981			—	—	—				
janv.			"	"	"				
fév.			"	"	"	31,0	33,71		
mars	30,9	37,83	"	"	"				
avril			"	"	"				
mai			"	"	"				
juin	30,8	37,55	"	"	"				
juil.			"	"	"	31,0	33,64		
août			"	"	"			30,2	33,14
sept.			"	"	"				
oct.			"	"	"				
nov.			"	"	"				
déc.			30,9	35,06	n.d.	31,3	34,93		

TABLEAU F-11 (suite)

1982	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	—	—	—	—
janv.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
fév.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
mars	"	"	"	"	"	"	"	"	"
avril	"	"	"	"	"	"	"	"	"
mai	"	"	"	"	"	"	"	"	"
juin	n.d.	n.d.	"	"	"	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
juil.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
août	"	"	"	"	"	"	"	"	"
sept.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
oct.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
nov.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
déc.	"	"	"	"	"	"	"	"	"

Notes du tableau F-11 comparant les prix livrés (caf) des bruts koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen importés (31,0 — 31,9° API).

Notes générales:

1. 2. 3. Les données sur le brut koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen sont identifiées dans le corps du tableau par les chiffres 1, 2 et 3 respectivement, chaque fois que des données sur plus d'un de ces bruts figurent dans une colonne. Les bruts koweïtien et saoudien moyen ont moins de valeur que le brut iranien léger à cause de leur teneur en soufre relativement plus élevée (2,5 et 2,4 contre 1,66 p. 100). Jusqu'à la fin de 1973, le prix de l'iranien lourd était en général de 0,04 à 0,05 \$ plus élevé. Les écarts se sont élargis par la suite et ont varié de façon considérable. Les prix affichés des bruts koweïtien et saoudien moyen ont été les mêmes jusqu'en 1974, après quoi les prix officiels fixés par l'État de ces deux produits ont indiqué un écart de 0,02 à 0,05 \$ en faveur du saoudien moyen. Du début de 1979 à octobre 1981, le prix du brut koweïtien a été sensiblement supérieur à celui du saoudien moyen. Par la suite, toutefois, on a observé que le prix du saoudien moyen était de 0,10 \$ plus élevé, en moyenne.

Notes sur les colonnes:

1. *Shell:* De 1959 à 1962, les données caf indiquées sont fondées sur les prix fob des contrats qui étaient les prix affichés et (ou) les prix annuels moyens figurant dans la pièce I-16F, plus des droits de 0,98 \$ prévus au contrat pour la freinte, les frais de transport et l'assurance.
2. *Gulf:* (a) *Brut koweïtien:* Les prix moyens annuels à la livraison pour 1960, 1962 à 1970 et 1972 proviennent du volume III du Livre vert, p. 152, où sont indiqués les prix caf pour Montréal; on a calculé les prix caf pour Portland en soustrayant de ces prix les frais de transport par pipeline mentionnés dans la pièce I-161. Pour 1961, les frais de transport de 1962 ont été utilisés pour calculer le prix caf puisque les prix fob étaient identiques et que des importations étaient déclarées dans la pièce I-360, intercalaire 1. Pour 1966 à 1970, la somme des prix fob du tableau 10 et des frais de transport déclarés dans la pièce I-16E donne des prix livrés légèrement plus bas que ceux indiqués parce qu'ils ne comprennent pas une indemnité pour la

Notes du tableau F-11 comparant les prix livrés (caf) des bruts koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen importés (31,0 — 31,9° API). (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

freinte. Les prix de janvier et novembre 1970 sont fondés sur les sommes des frais de transport fob auxquels 0,02 \$ ont été ajoutés pour la freinte. Les prix de 1972 concernent: (i) les livraisons directement à Portland; (ii) les livraisons à Portland via Point Tupper (comme il est indiqué entre parenthèses); (iii) les livraisons à Point Tupper. L'augmentation de prix du 15 février reflète une taxe de pollution de 0,023 \$ alors imposée aux navires très gros porteurs (VLCC) (voir I-361, intercalaire 1, p. 79857, intercalaire 6, p. 65320 et 65321 et intercalaire 8, p. 63002 et 63004). Le prix moyen annuel pour les livraisons à Portland est fondé sur le prix fob moyen mentionné dans I-16E et les frais de transport implicites indiqués dans I-361. Les prix de 1975, 1977 et 1979 à 1981 sont ceux déclarés par l'OIP. On ne sait pas avec certitude s'ils concernent des livraisons à Portland et à Point Tupper ou à un seul de ces points de débarquement. b) *Brut iranien lourd*: Les prix annuels moyens pour 1963 à 1969 sont fondés sur les prix caf à Montréal déclarés à la page 152 du volume III du Livre vert. Les frais de transport par pipeline en ont été soustraits. Les prix moyens annuels caf de 1971 et 1972 pour Point Tupper proviennent aussi de cette source. Comme il est mentionné ci-dessus dans le cas du brut koweïtien, la somme des prix fob du tableau 10 et des frais de transport déclarés dans la pièce I-16E donne des prix caf moins élevés pour 1966 à 1969 à cause de l'exclusion des frais de freinte. Les prix de 1971 sont fondés sur les prix fob du tableau 10 et les frais de transport de 0,614 \$ déclarés dans le Livre vert, volume III, p. 141. Les prix de 1972 portent sur (i) les livraisons directement à Portland; (ii) les livraisons à Portland via Point Tupper (comme il est indiqué entre parenthèses); (iii) les livraisons à Point Tupper. Voir l'explication et les sources citées ci-dessus dans le cas du brut koweïtien. On a obtenu les prix de 1973 et 1974 en utilisant les prix fob du tableau 10 et les frais de transport de 0,73 \$ et 1,14 \$ déclarés à la page 141 du volume III du Livre vert. Les prix de 1974 comprennent aussi la somme des prix fob et des frais de transport déclarés par l'OIP. D'autres renseignements fournis par l'OIP sont présentés pour 1975 à 1979. On ne sait pas avec certitude à quel(s) port(s) s'appliquent les données de l'OIP. Les chiffres de 1977 correspondent au prix caf de Portland pour une cargaison spot (voir I-380, intercalaire 61). c) *Brut saoudien moyen*: Pour 1974, la première série de prix caf est donnée sur les prix fob du tableau 10, pour août et octobre, et les frais de transport utilisés pour l'iranien lourd (1,14 \$). La deuxième série de prix sont ceux déclarés par l'OIP. Le prix de 1975 provient aussi des dossiers de l'Office.

3. *BP*: Voir la note du tableau 10. Le prix de 1966 provient de la pièce I-289, intercalaire 2, qui indique un prix contractuel caf pour l'iranien lourd inférieur de 0,28 \$ au prix de base de Qatar (2,20 \$ caf).
4. *Petrofina*: Les données accompagnées d'un astérisque indiquées pour 1960, 1961, 1969, 1970 et 1973 à 1975 ne comprennent pas le dividende par baril de la Pannac (filiale étrangère). Deux séries de données mensuelles de l'OIP — prix corrigés et non corrigés — sont mentionnées pour 1974 et 1975 parce qu'on ne sait pas avec certitude quand Petrofina a abandonné sa pratique qui consistait à déclarer des prix étrangers nets en vertu du Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole (voir la pièce I-324, intercalaire 8, p. 194880). Le dividende par barils de la Pannac a aussi été soustrait de la première série de données de l'OIP indiquées pour ces années-là.
5. *Fourchettes des prix de cession aux tiers*: Voir le tableau 10 pour les données sur les prix fob de cession à terme et spot utilisées pour 1958 à 1971. Pour les prix de cession à terme indiqués pour 1976, on a utilisé les prix représentatifs du DOE et pour 1977, les prix officiels fixés par l'État. La fourchette de prix spot pour 1968 et 1969 est fondée sur les prix fob spot déclarés par Adelman dans *W.P.M.* Les frais de transport utilisés figurent dans l'Annexe E. L'assurance (1 % du prix livré) a été ajoutée.
6. *Irving*: Voir la note du tableau 10.

TABLEAU F-12

Comparaison entre les prix fob des bruts vénézuéliens légers et trinitadiens
(30,0 – 34,0° API)¹, 1958 à 1982
(en \$ US par baril au départ de La Salina ou de ports équivalents)²

DATE	TEXACO			IMPÉRIALE					SHELL			GULF		
	Mata 30°	Lago- medio (Lama) 32°	Guanipa (Trini- dad) 30°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Oficina 34° jus- qu'à 1963, Mesa 33° jusqu'à 1971	Vénézué- lien moyen 33°	Mesa 30°	Lago- treco 31°	Lagomar 32°	Ceuta 31°	Mesa 30° 1961 33° 1965	Est véné- zuélien 34°
1958	2,84		(2,63)	n.d.	2,77*	n.d.	2,98	2,76	—	—	—	n.d.	n.d.	3,24
janv.	2,85	2,79	2,75											
15 nov.	2,75													
1959	2,54		(2,38)		2,44*	n.d.		2,56	—	—	—	n.d.	n.d.	3,12
janv.	2,75	2,73	2,75	2,60	2,62*		2,85							
13 fév.	2,60			2,42	2,44*									
4 avril	2,50		2,50	2,42	2,44*									
juil.							2,45							
1960		2,44	(2,43)			n.d.		2,38	2,50	2,37	—	—	n.d.	3,12
janv.	2,40			2,42	2,44*		2,38							
avril				2,35	2,27*									
juil.							2,33							
9 août				2,25	2,17*									
1961	2,40	2,44	(2,43)	2,25	2,17*	n.d.	2,33	2,10	2,50	2,37	—	2,30*	2,27	2,50
mars			2,25											
avril									2,17	2,11				
								30°						

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO		IMPÉRIALE					SHELL			GULF			
	Mata 30°	Lago- medio (Lama) 32°	Guanipa (Trini- dad) 30°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Oficina 34° jus- qu'à 1963, Mesa 33° jusqu'à 1971	Vénézué- lien moyen 33°	Mesa 30°	Lago- treco 31°	Lagomar 32°	Ceuta 31°	Mesa 30° 1961 33° 1965	Est véné- zuélien 34°
1962	2,34	2,38				2,17	2,33	2,09	2,17	2,11		—	n.d.	
janv.	2,40			2,25	2,17*									
avril											2,11*			
mai		2,44			2,17						2,06*			2,31
août	2,25	2,29	2,25											
1963			—			2,17		2,09	2,17			—	n.d.	2,18
janv.	2,25	2,29		2,23	2,15		2,33			2,11				
juil.							2,28							
nov.							Mesa 33°		2,10	2,00	2,11 2,08*			
1964	2,23	2,23*	—	2,23	2,15	2,15	2,26	2,02	2,10	2,00	2,11	—	n.d.	n.d.
juil.		(2,23*)					2,16				2,08*		Mesa 33°	
1965		2,19*	—				2,16	2,01	2,10	2,00	2,11	—	2,33	—
janv.	2,15			2,23	2,15	2,15					2,08*			
fév.				2,15	2,10	2,10								
1966	2,15	2,19	—	2,15	2,10	2,10	2,16	2,01	2,10	2,00	2,11	—	n.d.	n.d.
											2,08*			

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	PETROFINA		ULTRAMAR		BP	SUN	Fourchette de prix de cession au tiers d'Exxon		Fourchette de prix de cession aux tiers	
	Lago-medio (Mar Lago) 32°	T.J. léger 31° (Lama 32°)	Lago-medio (Mar Lago)	Mesa	Mélange Trinidad 30°	Valeur d'option 32°	Acheteur non intégré		Lagomedio/Lagomar 32°	Oficina 34° jusqu'en 1964, 33° 1965, 1966
		Guanipa 30°					T.J. léger 31°			
1958 janv. 15 nov.	n.d.	n.d.	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,00*	n.d.
1959 janv. 13 fév. 4 avril juil.	n.d.	n.d.	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1960 janv. avril juil. 9 août	2,44	(2,51)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,23-2,53	2,52	1,41-180*	2,75
1961 mars avril	1,70	(1,71) 2,19* 1,59	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,23	—	n.d.	2,49
1962 janv. avril mai août	1,81	(1,74)	n.d.	n.d.	n.d.	1,60	2,23	—	1,60-2,34	2,49

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	PETROFINA		ULTRAMAR		BP	SUN	Fourchette de prix de cession au tiers d'Exxon		Fourchette de prix de cession aux tiers	
	Lago-medio (Mar Lago) 32°	T.J. léger 31° (Lama 32°)	Lago-medio (Mar Lago)	Mesa	Mélange Trinidad 30°	Valeur d'option 32°	Acheteur non intégré		Lagomedio/Lagomar 32°	Oficina 34° jusqu'en 1964, 33° 1965, 1966
							Guanipa 30°	T.J. léger 31°		
1963 janv. juil. nov.	1,83	—	n.d.	n.d.	n.d.	1,60	—	—	1,60-2,25	—
1964 juil.	1,74 (1,79)	—	n.d.	n.d.	n.d.	1,63	—	2,10	1,60-2,54	1,73* <u>33° API</u>
1965 janv. fév.	1,75	1,75	n.d.	n.d.	n.d.	1,63	2,08	2,10	1,60-2,18	1,68*-2,31
1966	1,68	1,70	1,53	1,80	1,76	1,63	—	2,10	1,58-2,18	1,68*

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO				IMPÉRIALE				SHELL			GULF	
	Mata 30°	Mesa 33°	Lago- medio 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Mesa 33° jusqu'à 1971	Vénézué- lien moyen 30°	Lago- treco 31°	Lagomar 32°	Ceuta 31°	Mesa 33°	Est véné- zuélien 33°
1967 janv. avril juil. sept.	2,15	—	2,19	2,15 2,03	2,10 2,02	2,10 1,96	2,08	2,01	2,00	2,11, 2,08*	2,01	—	1,88
1968	2,15	—	2,19	2,03	2,02	1,96	2,08	2,01	2,00	2,00	1,89	—	1,90
1969 janv. août	2,15*	2,21	2,19	2,03	2,02	1,96	2,08	2,01	2,00	2,00	1,78 1,83	1,87	1,88
1970 janv. mars avril juin juil. août 20 sept. nov.	n.d.*	1,94	n.d.*	2,01 2,03	2,02	1,96	2,08	2,01	2,00	2,00	1,82	1,93	—
				1,93	1,92	1,86						1,86	
				2,14	2,15	2,10	2,13						

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO			IMPÉRIALE				SHELL			GULF		
	Mata 30°	Mesa 33°	Lago- medio 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Mesa 33° jusqu'à 1971	Vénézué- lien moyen 30°	Lago- treco 31°	Lagomar 32°	Ceuta 31°	Mesa 33°	Est véné- zuélien 33°
1971	n.d.*	—	n.d.*	2,43				2,27				—	—
janv.				2,14	2,15	2,10	2,13	2,01	2,00	2,00	2,00		
fév.											2,22		
mars											2,22		
16 mars							2,53				2,54		
avril				2,52	2,52	2,48					2,54		
juin								2,34	2,35	2,33	2,54		
juil.								2,34	2,35	2,34	2,54		
oct.								2,33	2,34	2,32	2,54		
20 déc.											2,45		

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	BP	ULTRAMAR		PETROFINA		SUN	FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AU TIERS D'EXXON		FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS	
		Mélan- ge Trini- dad 30°	Mesa Lago- cinco) 33°	Lago- medio (Mar- Lago)	Divers		Lago- medio (Mar- Lago) 32°	T.J. léger (Lago- treco) 31°		Valeur d'option 32°
							Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Lagomedio/Lagomar 32°	
1967 janv. avril juil. sept.	1,76	—	1,63	<u>Mesa</u> 1,63	1,68	1,66	1,63	—	1,60- 2,10	1,63-1,64
			(1,55)	<u>Lago- treco</u> 1,57						
1968	1,76	—	1,70 (1,55)	—	1,71	1,73	1,80	—	—	1,70-1,80
1969 janv. août	1,76	1,75* (1,81*)	—	—	1,68	(1,69)	1,70	—	—	1,65-1,80
1970 janv. mars avril juin juil. août 20 sept. nov.	1,76 <u>Murphy</u> <u>Lago- medio</u> 1,75 (1,63)	1,75 (1,81)	—	<u>Lago- treco</u> 1,61*	1,65*	(1,45)	1,70	—	1,66	1,70-2,04
		(1,79)		<u>T.J. léger</u> 1,64						

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	BP	ULTRAMAR			PETROFINA		SUN	FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AU TIERS D'EXXON		FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS		
		Mélan- ge- Trini- dad 30°	Mesa Lago- cinco) 33°	Lago- medio (Mar- Lago) 32°	Divers	Lago- medio (Mar- Lago) 32°		T.J. léger (Lago- treco) 31°	Valeur d'option 32°		Acheteur non intégré	
											Guanipa 30°	T.J. léger 31°
1971	—	1,83	—	—	1,68*	—	2,87	2,65-	—	1,70-2,04 2,87*		
janv.		(1,87)			(1,79)			2,66				
fév.												
mars												
16 mars												
avril												
juin												
juil.												
oct.												
20 déc.												

DATE	TEXACO		GULF			IMPÉRIALE			SHELL		ULTRAMAR		PETROFINA	FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS D'EXXON		
	Mata 30°	Lago- medio 32°	Ceuta 31°	Mesa 32°	Lago- treco 31°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Lago- treco 31°	Lagomar 32°	Lago- medio (Mer- cedes)	Divers (Tri- nidad)	Lago- medio (Mar- Lago) 32°	Trinidad 30°	Acheteur non intégré	
															Guanipa 30°	T.J. léger 31°
1972	n.d.*	n.d.*				2,72							(1,96)	2,36	2,83-	2,58-
janv.			2,69	2,66*	2,69*	2,74	2,75	2,71	2,58	2,56					2,86	2,83
fév.			2,69													
mars			2,69	2,65	2,69											
avril			2,69	2,65*	2,69	2,71	2,65	2,65	2,56	2,54						
mai			2,69	2,61	2,69											
juin			2,69	2,51	2,65											
juil.			2,60						2,55	2,53						
août			2,60	2,51	2,60											

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	SUN	TEXACO		IMPÉRIALE		SHELL		GULF		PE-TRO-FINA	FOURCHETTE DE PRIX DE CESSIION AUX TIERS D'EXXON			Prix aux tiers repré-sentatif du DOE	Coût d'achat DOE	Coût taxes incluses Ceuta	Coût taxes incluses T.J. léger	Coût taxes incluses Lago-medio		
		Lago-mar 32°	Mata 30°	Lago-medio 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Lago-treco 31°	Lago-mar 32°		Ceuta 31°	Mesa 32°	Lago-treco* (Lago-medio) 32°						Mar-Lago 32°	Acheteurs non intégrés
		Société		Société		Société		Société												
sept.	4,80				"	n.d.	"	3,33	3,34	3,52								3,203		
1 ^{er} oct.					"	"	"	3,43	3,44	3,79	3,78							3,493		
16 oct.					"	"	"	4,80*	4,81*											
nov.					"	"	"	5,04*	5,06*	5,17								5,09	5,457	
déc.					5,91	5,80	5,82	5,16	5,17	5,52								5,206	5,70	
											<u>EXXON</u>									
1974	<u>Société*</u> OIP	—	OIP							10,88	10,30*	—	11,00	—	11,25	Lago-medio				
janv.	13,41		11,14	9,89	9,62	9,64	9,29	9,30	10,16	PRIX DE CESSIION AUX TIERS DE SUN			9,84	9,52	9,259	9,79				
fév.	"		11,86	10,31	10,04	10,06	9,74	9,75	10,37				10,46	9,93	9,672	10,41				
mars	"		11,43										Lago-cinco 32°	9,93	"	"				
avril	13,40		11,20			10,13*							lago 34°	n.d.	"	"				
mai	12,74		11,29											"	"	"				
juin	12,54		11,12											"	"	"				
juil.	11,94		11,07	10,68	10,41*	10,43	10,10	10,11	10,89					"	"	"	10,80	10,27	10,01	10,79
août	11,50			11,08	10,81*	10,83									"	"	"	"	"	
sept.			11,07					10,33	10,32							"	"	"	"	
oct.	11,21		11,38	11,18	10,96*	10,98	10,48	10,47						13,47-	10,64	11,42	"	"	"	
nov.	11,25		11,08										13,48	10,67	"	"	"	"	"	
déc.	11,14		11,05											10,61	"	"	"	"	11,72	

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO		GULF		IMPÉRIALE			SHELL		BP	SUN	EXXON	Prix de cession aux tiers représentatif du DOE 34°	Coût d'achat du DOE T.J. léger 31°	Coût d'achat du DOE Lago-medio 32°	Coût taxes incluses Ceuta 30°	Coût taxes incluses 31°	Coût taxes incluses Lago-medio 32°	
	Lago-medio 32°	Ceuta	Mesa 32°	Oficina 34°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Lago-treco	Lago-mar	Lago-medio 32°	Lago-treco 32°	Lago-mar 32°	Prix de cession T.J. léger 31°	Coût d'achat du DOE T.J. léger 31°	Coût d'achat du DOE Lago-medio 32°	Coût taxes incluses Ceuta 30°	Coût taxes incluses 31°	Coût taxes incluses Lago-medio 32°	
	OIP				Société									Prix de cession aux tiers représentatif du DOE 34°	Coût d'achat du DOE T.J. léger 31°	Coût d'achat du DOE Lago-medio 32°	Coût taxes incluses Ceuta 30°	Coût taxes incluses 31°	Coût taxes incluses Lago-medio 32°
1975	OIP	OIP	OIP					OIP	OIP	OIP	OIP	OIP	11,10-11,30						
janv.	11,41	11,26		11,70	11,54	11,29*	11,31	10,72	10,73				11,75	10,94	11,18	10,75	10,573	11,18	
fév.	"	11,23		11,67				10,82	10,84			11,05	11,45	10,94	"	"	"	11,18	
mars	11,35	11,25		11,65				10,79	10,75			"	11,15	10,93	11,17	"	"	11,08	
avril	11,31	11,23		"	11,37	11,10	11,12	10,82	10,78			"	11,10	10,82	11,19	"	"		
mai	"	11,25		"				10,80	10,76				11,16	10,88	11,17	n.d.	"		
juin	11,24	11,24						10,79	10,76				11,17	11,17	11,18	10,75	"		
juil.		11,04						10,80	10,79				11,10	10,93	"	"	"		
août	11,19	11,05						10,86	10,77				10,88	"	"	10,79	"		
sept.	11,18	11,04						10,84	10,75				11,11	"	"	"	"		
oct.	12,32	12,04			12,26	12,05	11,95	11,92	11,82				12,18	11,92	12,23	11,80	11,608		
nov.	12,31	12,05	12,25*					11,89	11,83			11,94	11,82	"	"	"	"		
déc.	12,31	12,05						11,86	11,80				11,92	"	"	"	"		
1976	OIP							(Ceuta) 31°	Lago-medio 32°			n.d.	T.J. léger Prix de vente min. 31°	Ceuta Prix de vente min. 30°	Lago-medio Prix de vente min. 32°				
janv.		12,17			12,40	12,30	12,26	12,30	12,32				12,13	12,30	12,26	12,20	11,608	12,40	
fév.	12,41	12,20						12,28	12,24				12,21	"	"	"	"	"	
mars	12,49	12,25						12,32	12,27	12,20*			12,11	"	"	"	"	"	
avril	12,45	12,24						12,28	12,34				12,11	"	12,49	"	"	"	
mai	12,44	12,25						"	12,30	12,34			12,23	"	"	"	"	"	
juin	12,42	12,29						"	12,33	12,29	(12,31*)		12,17	"	"	"	"	"	
juil.	12,46	12,24						"	12,29	12,27			12,13	"	12,46	"	"	"	
août	12,44	12,23						"	12,32	12,26			12,12	"	"	"	"	"	
sept.	12,49	12,20						"	12,23	12,24			12,12	"	"	"	"	"	
oct.	12,50	12,18				12,35		"	12,27	12,26			12,12	"	"	"	"	"	
nov.	12,46	"						"	12,23	12,33		12,65	12,31	12,35	12,53	"	"	12,45	
déc.	12,50	"						"	12,30	12,27	(12,76*)	12,81	12,31	"	"	"	"	"	

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	SUN	TEXACO		IMPÉRIALE		SHELL		GULF		Coût d'achat du DOE	Prix de vente minimums			
		Lago-medio 32°	Lagomedio 32°		Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Lago-treco	Lago-mar	Ceuta		Lago-medio 32°	Ceuta 30°	T.J. léger 31°	Lago-medio 32°
			Société	OIP										
1977	—					OIP	OIP	OIP						
janv.		13,64	13,67	13,59	13,54	13,55	13,58	13,38	13,70	13,39	13,54	13,64		
fév.			13,68			13,55	13,58	13,37	"	"	"	"		
mars			13,48			13,56	13,57	"	"	"	"	"		
avril			13,70			13,60	13,58	13,38	"	"	"	"		
mai			13,70			13,55	13,57	13,37	"	"	"	"		
juin			13,64			13,60	"	"	13,72	"	"	"		
juil.			13,71			13,52	"	13,38	"	"	"	"		
août			13,71			13,62	13,56	13,48	"	"	"	"		
sept.			13,72			13,57	13,58	13,42	13,73	"	"	"		
oct.			13,71			13,59	13,58	13,38	"	"	"	"		
nov.			13,71			13,59	13,57	"	"	"	"	"		
déc.			13,69			13,55	13,57	13,42	"	"	"	"		
1978	OIP													
janv.		13,64	13,69	13,59	13,54	13,58	13,56	13,43	13,75	13,39	13,54	13,64		
fév.			13,69			13,57	13,57	13,44	"	"	"	"		
mars			13,68			13,56	13,58	"	"	"	"	"		
avril			13,68			13,57	13,57	13,05	13,72	"	"	"		
mai			13,65			13,55	"	13,39	"	"	"	"		
juin			13,66			13,54	13,56	13,32	"	"	"	"		
juil.			13,66		13,39		"	"	13,71	"	"	"		
août			13,69				"	13,06	"	"	"	"		
sept.			13,65				13,57	"	"	"	"	"		
oct.			13,65				13,56	13,10	"	"	"	"		
nov.	14,26		13,65				"	13,04	"	"	"	"		
déc.			13,66			13,54	13,57	13,05	"	"	"	"		

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO		IMPÉRIALE		SHELL		GULF		Coût d'achat du DOE Lagomedio 32°	Prix de vente minimums		
	Lagomedio 32°		Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Lago-treco	Lago-mar	Ceuta	Prix aux tiers rep. du DOE Ceuta 31°		Ceuta 30°	T.J. léger 31°	Lago-medio 32°
	Société	OIP	Société									
1979					OIP	OIP	OIP					
janv.	14,32	14,34	14,27	14,22	14,22	14,24	13,82	13,98	14,40	14,06	14,22	14,32
fév.	"	14,36				"		14,12	14,38			
mars	"	14,33				"	14,07	13,97	14,44			
avril	16,81	16,81		16,70		16,73	16,53	16,51	16,86	16,53	16,70	16,81
mai	17,41	17,20		17,30	17,31	17,14		16,93	17,29	17,13	17,30	17,41
juin	"	17,44			17,28	17,34	17,11	17,00	17,48			
juil.	21,32	21,34		20,90	21,24	21,00	20,60	20,47	21,28	20,58	20,90	21,32
août	"	21,35			21,30	21,13	20,59	20,42	21,40			
sept.	"	"			21,24	21,00	20,62	20,37	21,49			
oct.	"	21,34			20,93	21,06	20,57	20,46	21,30			
nov.	"	21,35			20,93	21,08	20,57	n.d.	21,26			
déc.	25,22	25,23	25,52	24,90	21,83	22,68	20,58	24,37	22,72	24,58	24,90	25,22
1980	Société	OIP	OIP	OIP			—	n.d.	n.d.			
janv.	n.d.	27,23	27,52*	26,90*	27,01	27,19				26,58	26,90	27,22
fév.		29,34	29,46	28,78	28,47	29,15				28,48	28,90	29,22
mars		"	29,46	29,36	29,21	29,24						
avril		"	29,59	29,27	29,43	"						
mai		31,07	29,46	29,30	29,13	29,59				31,98	32,40	32,72
juin		33,23		32,82	32,27	32,53						
juil.		33,80	33,52*	33,00*		33,12				32,58	33,00	33,32
août		33,71	33,56	33,53		33,18						
sept.		33,74		33,56		33,17						
oct.		33,77	33,59	33,53		33,19						
nov.		33,53	33,56	33,52		33,21						
déc.		33,59	33,56	33,65		33,16						

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO	IMPÉRIALE	SHELL	PETROFINA	GULF	Prix de vente minimums			
	Lago-medio 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Lago-mar	Lago-treco 32°	Ceuta	Ceuta 30°	T.J. léger 31°	Lago-medio 32°
1981	OIP	OIP	OIP	OIP	OIP	—			
janv.	36,70		36,60	36,74			35,58	36,00	36,32
fév.	36,63		36,70	36,67					
mars	36,85	36,56	36,48	36,68					
avril	36,44		36,64	36,70					
mai	36,74		36,73	36,74					
juin			36,54	36,63					
juil.	36,81		36,39	36,69					
août	36,77		36,45	36,64					
sept.	36,81		36,42	36,67					
oct.	36,85		36,60	36,58	36,49		34,58	35,00	35,32
nov.	35,81		35,52	35,30	35,26				
déc.	35,81		35,60	35,32	35,64				
1982						OIP			
janv.	35,83		35,59	35,28	34,99	34,63	34,58	35,00	35,52
fév.	35,88		35,72	35,30	35,93	34,91	"	"	"
mars			35,62	35,23	35,06	34,87	"	"	"
avril	35,85		35,79			34,87	"	"	"
mai		35,90	35,43	35,20	35,06	34,72	"	"	"
juin	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	"	"	"
juil.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
août	"	"	"	"	"	"	"	"	"
sept.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
oct.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
nov.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
déc.	"	"	"	"	"	"	"	"	"

Notes du tableau F-12 comparant les prix fob des bruts importés du Venezuela et de Trinidad (30,0 — 34,0° API), 1958 à 1982

Notes générales

1. Les données sur les prix fob figurant dans le présent tableau concernent principalement les bruts légers vénézuéliens dont les niveaux API vont de 30 à 34°. Dans certains cas, il a été nécessaire de convertir des données sur les prix déclarés pour du brut d'un niveau API ne s'inscrivant pas dans cette échelle. Pour établir des comparaisons entre les sociétés, les prix de certains bruts ont été normalisés (au même niveau API). La formule de rajustement utilisée a été de 0,02 \$ par degré API jusqu'à 1973, 0,06 \$ pour 1974 à 1976, 0,10 \$ pour 1977 à 1978 et 0,06 \$ par la suite.

Les tableaux 5 et 6 étudient en détail les bruts Lagomar/Lagomedio (31,0 à 32,9° API). Les données sur ces bruts ont aussi été utilisées dans le présent tableau chaque fois que les autres données d'une société sur les prix du brut léger vénézuélien étaient insuffisantes pour permettre des comparaisons significatives. Ce fut le cas pour Texaco, Shell, Petrofina et Ultramar.

Pour 1958 à 1975 inclusivement, les niveaux API sont indiqués dans les titres des colonnes. Pour 1976 à 1982, les niveaux API déclarés dans les données mensuelles de l'OIP ne sont pas indiqués parce qu'ils varient d'un mois à l'autre.

2. Les prix fob indiqués sont en vigueur au départ de La Salina ou d'un port d'embarquement équivalent. Les prix fob des sociétés au départ d'Amuay ou de ports équivalents (c.-à-d. Puerto La Cruz, Cardon) ont été convertis en prix équivalents à ceux en vigueur au départ de La Salina grâce à une soustraction de 0,03 \$ par baril.

Notes sur les colonnes:

1. *Texaco*: Les prix du Mata, Guanipa, Oficina/Mesa et Mesa pour 1969 ont été convertis en prix équivalent aux prix fob départ La Salina. Pour ce faire, on a soustrait 0,03 \$ par baril des prix originaux départ Puerto La Cruz déclarés. a) *Mata*: Le prix de janvier 1958 est fondé sur un prix de 2,89 \$ applicable à du brut de 32°. Pour 1964, le chiffre indiqué est une moyenne pondérée (par volume) des prix fob (2,25 \$ à 2,19 \$) applicables aux importations destinées à Halifax et Portland. Le prix de 1969 est fondé sur un prix de 2,19 \$ valable pour du brut de 32° API. Pour les années 1970 à 1973, Texaco a fourni des données sur la freinte et les taux AFRA afin de permettre de calculer les prix fob à partir des prix caf stipulés dans les contrats de la pièce I-158. Ces données ne sont pas indiquées parce que le recours aux taux AFRA donne des prix fob systématiquement trop bas. b) *Guanipa*: Le prix de 1958 est fondé sur un prix de 2,77 \$ pour du brut de 31° API. Les données indiquées pour mars 1961 et août 1962 portent sur du brut acheté d'Impériale (voir les documents sur le secteur international, Livre 2, intercalaire 10, p. 57572 et 57574. c) *Lagomedio/Lama*: Les données pour 1960 à 1968 sont fondées sur les prix du brut de 31° API. Le prix de 1964 était en vigueur en janvier. Aucune importation n'a été déclarée au prix contractuel de 1965 mentionné. Les prix fob pour 1970 à 1976, calculés à partir des prix caf à l'aide des données sur la freinte et les taux AFRA fournies par Texaco, n'ont pas été mentionnés parce que les prix ainsi obtenus étaient systématiquement trop bas. Voir les notes des tableaux 5 et 6 pour plus de détails. Les prix du Lagomedio et du Lama indiqués pour 1964 tiennent compte d'une réduction de 0,06 \$ le baril accordée pour les importations destinées à la raffinerie de Montréal. Le brut importé à Halifax a été payé au prix contractuel de 2,29 \$ (voir le tableau 5 concernant le Lagomedio). d) *Mesa*: Le prix du brut de 33° API indiqué pour 1969 est fondé sur le prix de 2,14 \$ pour du brut de 28° API. Le prix de 1970 vaut pour le brut Oficina de 33° API; il a été calculé à partir des données sur les prix caf contenues dans la pièce I-16G en utilisant les droits de transport par pipeline (0,104 \$ et le taux de fret (0,249 \$) figurant dans les pièces I-161 et I-16G respectivement.
2. *Gulf*: Les prix indiqués pour 1958 à 1973 pour le Mesa, l'Ofínica et l'Est vénézuélien ont été convertis de prix fob départ Puerto La Cruz à des prix fob départ La Salina par une soustraction de 0,03 \$. a) *Ceuta*: Le chiffre de 1961 est fondé sur un prix contractuel de 2,26 \$ pour du brut de 29°; il n'y a eu aucune importation à ce prix (voir I-360, intercalaire 1). Les prix pour 1967 à 1974 ont été normalisés (31° API) à partir des prix moyens annuels et mensuels déclarés dans I-16E et des prix contractuels mensuels que l'on retrouve dans la pièce I-380, intercalaires 20, 22, 25, 31, 33, 39, 40 et 46. Selon la pièce I-361, intercalaire 8 (p. 62992), Gulf Canada aurait dû bénéficier de prix moins élevés que le prix contractuel de 2,69 \$ déclaré pour janvier 1972 pour des volumes de Ceuta 31° utilisés pour remplacer ses approvisionnements en koweïtien et iranien lourd de 31°. Ces bruts étaient moins chers en raison de frais de transport moins élevés et des prix fob plus bas du Moyen-Orient. Gulf Canada a estimé que les prix équivalents au Ceuta 31° pour remplacer le koweïtien et l'iranien lourd de 31° ont été en avril et mai 1972, de 2,37 \$ et 2,67 \$ respectivement. En décembre 1972, Gulf Canada a bénéficié d'une réduction de 0,10 \$ offerte à cause des économies réalisées parce que le transbordement avait pu se faire par navires très gros porteurs (VLCC) jusqu'à Point Tupper et par pétroliers plus petits jusqu'à Portland. Le prix a donc été ramené de 2,69 \$ à 2,59 \$. Les prix mensuels de l'OIP pour 1974, convertis à 31° étaient: 10,02 \$, 10,46 \$, 10,46 \$, 10,49 \$, 10,47 \$, 10,47 \$, 10,83 \$, 10,84 \$, 10,82 \$, 10,79 \$, 10,82 \$ et 10,79 \$. Les prix de l'OIP indiqués pour 1975 à 1982 n'ont pas été normalisés par une conversion à 31° API. b) *Mesa*: Les prix mentionnés ont été normalisés (30° pour 1961, 33° pour 1965 à 1970 et 32° pour 1972 à 1975). Les prix de l'OIP accompagnés d'un astérisque pour octobre 1974 et novembre 1975 ont aussi été convertis à 32°. Ils étaient auparavant de 10,78 \$ (30,5°) et de 12,28 \$ (32,4°). Les prix de 1972 aussi accompagnés d'un astérisque proviennent des documents sur le secteur international, Livre 8, intercalaire 240, p. 78774. c) *Est vénézuélien/Oficina*: Pour 1958 à 1961, les prix valent pour le brut Oficina normalisé de 34° (voir I-16E, contrat n° 3, et I-353). Les prix de 1962-1963 portent sur un mélange d'Est vénézuélien converti de 33 à 34° (voir I-353). Pour 1967 à 1969, les prix du mélange d'Est vénézuélien ont été convertis à 33°. Le prix de l'OIP d'avril 1974 a été converti à 31° à partir d'un prix de 10,44 \$ (31,4°). Les prix de l'Oficina pour 1975 ont aussi été normalisés (34° API) afin qu'il soit possible de les comparer avec les prix aux tiers représentatifs du DOE pour le brut vénézuélien de 34° API. d)

Notes du tableau F-12 comparant les prix fob des bruts importés du Venezuela et de Trinidad (30,0 — 34,0° API), 1958 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

- Lagotrecó*: Les prix indiqués ont été normalisés (31° API). Le prix de janvier 1972, marqué d'un *astérisque*, provient des documents sur le secteur international, Livre 8, intercalaire 240, p. 78774. e) *Lagomedio*: Les prix mensuels de l'OIP indiqués entre parenthèses ont été normalisés (32°) à partir de prix de 10,57 \$ (33°), 10,57 \$ (33,4°) et 10,90 \$ (33,3°).
3. *Impériale*: a) *Guanipa*: Les prix fob originaux pour 1958 à 1973 au départ de Puerto La Cruz ont été convertis aux prix fob départ La Salina par une soustraction de 0,03 \$. Les données annuelles pour 1970 à 1973 sont une moyenne pondérée en fonction du temps en utilisant le nombre de mois par prix comme coefficient de pondération. Pour 1980, les chiffres accompagnés d'un *astérisque* correspondent aux prix déclarés par l'Impériale dans la pièce I-49, p. IX-6. Le prix de l'OIP pour janvier 1980 était de 26,55 \$. b) *T.J. léger*: Pour 1958 à janvier 1962, les données sur les prix indiqués ont été rajustées à partir des prix fob originaux départ Amuay déclarés par Impériale afin de correspondre aux prix fob départ La Salina grâce à une réduction de 0,03 \$ par baril. Les prix pour mai 1962 à 1982 sont tous des prix départ La Salina originaux. De juillet 1974 à janvier 1975 inclusivement les prix ont été obtenus à partir des prix du brut de 34° qui étaient disponibles. Les prix du brut de 34° pour les mois correspondants indiqués dans le tableau étaient: 10,31 \$, 10,68 \$, 11,08 \$, 11,23 \$ et 11,50 \$ respectivement. Pour 1980, les chiffres accompagnés d'un *astérisque* sont les prix déclarés par Impériale dans la pièce I-49, p. IX-6. Les prix de l'OIP pour janvier et juillet étaient de 27,17 \$ et 33,24 \$. c) *Ceuta*: Les prix pour du brut de 31° présentés dans le tableau sont fondés sur le prix du brut de 35° en 1963 (I-51C, intercalaire VI-32) et les prix du brut de 31° indiqués dans la pièce I-49 pour 1968 à 1976. La pièce I-51C, intercalaire VI-40, présente des données sur les prix en vigueur de 1968 à 1970 selon lesquelles les prix du brut de 32° pour ces années, figurant dans la pièce I-49, s'appliquent en réalité à du brut de 31°. On croit que les prix indiqués pour 1971 à janvier 1972 sont également à tort attribués à du brut de 32°. d) *Oficina*: Les prix fob originaux départ Puerto La Cruz ont été convertis aux prix fob départ La Salina par une soustraction de 0,03 \$. Les données sur les prix pour 1958 et 1959 ont été obtenues à partir des contrats figurant aux pages C-16 à C-14 des Documents C. On a soustrait des prix affichés en vigueur ces années-là, les indemnités ou remises accordées par Esso Export à Impériale (voir la pièce I-51C, intercalaire VI-29). e) *Mesa*: Les prix fob originaux départ Puerto La Cruz ont été convertis aux prix fob de La Salina par une soustraction de 0,03 \$. Le prix de 1967 pour le brut de 33° est fondé sur le prix de 2,05 \$ départ Puerto La Cruz pour du brut de 30° mentionné dans la pièce I-49. f) *Prix de la filiale étrangère Albany*: Pour 1968 à 1972, les prix indiqués ne comprennent pas la marge bénéficiaire de la filiale étrangère.
4. *Shell*: Dans le cas des prix du brut Oficina de 33° déclarés dans la colonne du vénézuélien moyen de 33° de 1958 à 1961, du Mesa de 30° de 1960 à 1966 et du Lagomar de 30° de 1962 à 1971 et de 32° en 1972, les données indiquées reflètent une réduction de 0,03 \$ par baril effectuée pour convertir les prix départ Puerto La Cruz ou Cardon indiqués dans les pièces de Shell aux prix fob départ La Salina ou un port équivalent. a) *Vénézuélien moyen*: Selon la pièce I-16F, de 1958 à mars 1960, Shell a exclusivement importé du brut Oficina de 33° API. D'avril 1960 à mars 1961 inclusivement, d'autres bruts vénézuéliens non identifiés ont aussi été de plus en plus importés. D'avril 1961 à mars 1962, ces bruts de remplacement ont été le Mesa de 30° API et le Lagotrecó de 28° API. Le 30 avril 1962, aucun brut Oficina de 33° n'était plus importé, mais un nouveau produit de remplacement, un mélange Lagomar/Bachaquero de 30° API, était disponible. Le 28 mai 1963, un autre mélange de brut de remplacement, le Lagotrecó/Lagomar de 30° s'est ajouté. Les prix moyens du brut vénézuélien indiqués pour 1958 à 1961 portent sur du brut de 33° API, tandis que les prix de 1962 et des années suivantes concernent des mélanges de brut de 30° API. b) *Mesa*: Les prix pour 1958 à mars 1961 et du 1^{er} avril 1962 à octobre 1963 déclarés dans la pièce I-234, annexes A et B concernent du brut de 30° API départ Puerto La Cruz. On suppose que le même niveau de densité s'applique dans le cas des prix mentionnés pour novembre 1963 à 1966 (voir I-234, p. 15). c) *Lagotrecó*: Les prix du brut de 31° indiqués pour 1960 à mars 1971 sont fondés sur les prix du brut de 28° départ Puerto Miranda déclarés par Shell. Pour avril à décembre 1971, les prix figurant dans I-16F, à la pièce C, ont été déterminés (par comparaison avec les prix du brut Lagomar de 31°) comme étant des prix applicables à du brut de 29° convertis en prix applicables à du brut de 31°. Les notes accompagnant la pièce C précisent que les prix de 1972 et de 1973-1974 provenant de cette source valent pour du brut de 31 et 32° respectivement. Les prix de 1973-1974 ont été convertis aux prix du brut de 31°. Les données accompagnées d'un *astérisque* pour 1973 valent en réalité pour le 1^{er} juillet, le 15 juillet, le 1^{er} novembre et le 15 novembre respectivement. Les prix de l'OIP pour 1975 à 1980 n'ont pas été normalisés. d) *Lagomar*: Voir la note du tableau 5. Les prix du brut de 32° API pour 1962 sont fondés sur des prix déclarés pour une vente spot de mélange de Lagomar/Bachaquero de 30° API à 2,10 \$ le 24 avril et sur un prix contractuel de 2,05 \$ payé pour le même mélange le 30 avril. Les données accompagnées d'un *astérisque* indiquées pour 1963 à janvier 1967 correspondent au prix le plus bas payé par Shell lorsque plus de 50 000 barils de brut Lagomar étaient enlevés par jour. Les chiffres marqués d'un *astérisque* en 1973 valent pour le 1^{er} juillet, le 15 juillet, le 1^{er} novembre et le 15 novembre respectivement. Les prix plus élevés pour des livraisons dans des pétroliers de moins de 80 000 tonneaux figurent au tableau 5. e) *Lagomedio*: Voir la note du tableau 5. Les prix du brut de 32° API indiqués pour 1976 sont fondés sur des prix du brut de 32,9° API de 12,36 \$ et 12,81 \$ respectivement. f) *Ceuta*: Le prix du brut de 31° API indiqué pour 1976 est fondé sur un prix de 12,17 \$ pour du brut de 30,5° API. g) *Majorations pour teneur en soufre et péages*: Les prix de 1974 pour le Lagotrecó et le Lagomar comprennent des majorations pour teneur en soufre de 0,15 \$ et 0,10 \$ respectivement, comme il est indiqué dans la pièce I-16F à la note 14, et des péages de 0,038 \$ prenant effet le 12 juin pour le brut embarqué à Puerto Miranda (voir la note 15 de la pièce I-16F). Les prix mensuels de l'OIP pour 1974 dans le cas du Lagotrecó, convertis à 32°, sont les suivants: 9,37 \$, 9,82 \$, 9,84 \$, 9,82 \$, 9,81 \$, 9,81 \$, 10,14 \$, 10,11 \$, 10,23 \$, 10,52 \$, 10,51 \$ et 10,50 \$. Les prix non convertis de l'OIP pour le Lagomar figurent au tableau 5.
5. *Petrofina*: Les données présentées sont les prix d'achat canadien ou prix à l'importation à l'exclusion du dividende par baril de la Pannac (filiale étrangère). a) *Lagomedio (MarLago) 32°*: Voir la note du tableau 5. b) *T.J. léger 31°*: Les prix du T.J. léger indiqués pour 1961 ont été convertis en prix du brut de 32°. Le prix accompagné d'un *astérisque* correspond à une acquisition d'Impériale en mars 1961 (voir les documents sur le secteur international, Livre 2, intercalaire 10, p. 57573). Les prix de 1961 et de 1962 étaient fondés sur les prix départ Amuay réduits de 0,03 \$ par baril afin de les rendre équivalents aux prix fob départ La Salina. On a supposé que les prix du T.J. léger pour 1965 à 1968 étaient des prix fob départ La Salina. c) *Lagotrecó 31°*: Les prix pour 1969 et 1970 ont été convertis à partir du prix applicable au brut de 30°. Les prix de 1981 et de 1982 pour le Lagotrecó ont été normalisés (32° API) à l'aide des données sur les prix figurant dans les dossiers de l'Office des indemnités pétrolières. d) *Trinidad 30°*: Le prix indiqué est fondé sur un prix applicable au brut de 29°.

Notes du tableau F-12 comparant les prix fob des bruts importés du Venezuela et de Trinidad (30,0 — 34,0° API), 1958 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

6. *Ultramar*: Les prix indiqués ne comprennent pas la marge bénéficiaire pour l'achat du brut par la filiale étrangère (Ultramar Liberia Ltd.), mais comprennent toute majoration qui peut avoir été ajoutée par la filiale étrangère chargée du transport (Golden Eagle Liberia Ltd.). Aucune information n'était disponible sur les niveaux API des bruts du Venezuela et de Trinidad importés par Ultramar.
7. *BP*: a) *Mélange Trinidad de 30°*: Les prix sont indiqués pour le brut Trinidad de 30° à cause de sa ressemblance déclarée avec le Guanipa et le Mata de 30° importés par Impériale et Texaco. Les prix sont fondés sur un prix caf, mentionné dans les contrats, de 1,91 \$ pour 1966 à 1968 à partir duquel un prix fob estimatif de 1,76 \$ a été retenu des suggestions figurant dans la pièce I-296. Comme le prix caf de 1,91 \$ a seulement augmenté à 1,92 \$ dans le contrat de 1969, il a été raisonnable de supposer que les prix fob ont été constants au cours de cette période. Comme il était indiqué, le prix contractuel fob de 1969 était de 1,70 \$ pour du brut de 27° ou 1,76 \$ pour du brut de 30°. Selon le contrat de 1960, le prix caf à Portland pour un mélange Trinidad 30° aurait été de 2,50 \$ en février et de 2,40 \$ en août 1960. En 1960, Texaco a déclaré un prix caf de 2,78 \$ pour le Mata de 30° et Impériale a déclaré pour le Guanipa de 30° des prix fob de 2,42 \$ (janvier), 2,35 \$ (avril) et 2,25 \$ (août) qui lorsqu'ils sont ajoutés au taux de fret moyen (0,21 \$) en vigueur au début des années 1960 dans le cas du Guanipa (voir I-49, p. IX-2) donnent des prix caf de 2,63 \$, 2,56 \$ et 2,46 \$ respectivement. En 1961, Texaco a importé du Trinidad de 30° à un prix fob de 2,43 \$ et un prix caf de 2,69 \$. Ces données étaient fondées sur un prix fob de 2,476 \$ pour du brut de 32,3° (voir les documents sur les secteur international, Livre 2, intercalaire 10, p. 57513). b) *Mesa 33°*: Les prix indiqués étaient fondés sur les prix départ Puerto La Cruz réduits de 0,03 \$ le baril afin d'équivaloir aux prix fob départ La Salina. Pour 1969, aucune importation n'a été déclarée pour Montréal via le pipeline de Portland. Les prix du Mesa de 33° API pour 1969 à 1971 sont fondés sur des prix de 1,68 \$, 1,76 \$ et 1,84 \$ pour du brut de 28°, 32° et 32° respectivement, mentionnés dans la pièce I-289, intercalaire 4. c) *Lagocinco 33°*: Les prix du brut de 33° API pour 1969 à 1971 sont fondés sur des prix de 1,83 \$, 1,83 \$ et 1,91 \$ pour du brut de 34°, 35° et 35° respectivement. Aucune importation n'a été déclarée en 1969. d) *Lagotrec 32°*: Le prix de 1975 du Lagotrec a été normalisé (32° API) à partir d'un prix de l'OIP de 11,91 \$ pour du brut de 31,5° API.
8. *Valeur d'option Sun*: Voir la note du tableau 5. Les données sur la valeur d'option correspondent aux estimations de la valeur du marché ou entre tiers du brut Lagomedio/Lagomar 32° indiquées dans la pièce I-188. Le prix de 1974 du brut Lagomar, accompagné d'un *astérisque*, provient de la pièce I-161, tandis que les prix mensuels proviennent des dossiers de l'Office des indemnisations pétrolières. Les prix pour février, juin et juillet s'appliquent à du brut Lagomedio.
9. *Fourchette de prix de cession aux tiers d'Exxon*: Ces données correspondent aux prix de cession à des acheteurs non intégrés (départ La Salina). Le prix marqué d'un *astérisque* pour 1970 s'applique à du Ceuta de 31°.
10. *Fourchette de prix de cession aux tiers pour le Lagomedio/Lagomar de 32°*: Il s'agit des ventes à des acheteurs non intégrés. Voir la note du tableau 5.
11. *Fourchette de prix de cession aux tiers pour l'Oficina de 34°/33°*: Il s'agit de ventes à des acheteurs non intégrés réalisées par Esso International (I-50, annexe 3, I-50A et I-78A) et des ventes à Petrobras de 1964 à 1966 réalisées par les groupes Sun Oil et Shell et par Atlantic Richfield Co. (voir I-51A, intercalaire II-5, p. 76). Les prix d'achat payés par Petrobras, accompagnés d'un *astérisque*, découlent des prix du brut de 35°, supposément de l'Oficina départ Puerto La Cruz. Par conséquent, ils ont été réduits de 0,03 \$ le baril afin de les rendre équivalents aux prix fob départ La Salina.
12. *Murphy*: Les prix de 1970 du Lagomedio de 32° sont indiqués dans la colonne BP Mélange Trinidad 30°. Pour une explication des prix de 1970, voir la note du tableau 5.
13. *Prix de cession aux tiers Sun*: Ces chiffres correspondent aux prix de cession de brut par le groupe Sun Oil à des sociétés pétrolières non intégrées comme il est indiqué dans la pièce I-347, intercalaire 6.
14. *Coût taxes incluses*: Il s'agit du coût du brut de concession. Il correspond à la somme des taxes et redevances imposées par le pays d'origine plus les coûts de production. Les données pour 1970 et les années suivantes comprennent les majorations de fret, mais non les majorations pour teneur en soufre applicables (voir la pièce I-107).
15. *Coût d'achat du DOE*: Ces chiffres proviennent de la pièce I-80, document de Brant/Davidson. Il s'agit des données sur les coûts d'achat pour des cessions aux tiers à terme déclarée au Ministère de l'Énergie des États-Unis (DOE). Brant a affirmé que lorsque plus d'une donnée était déclarée par mois, le chiffre le plus élevé avait été retenu. Cependant, si plusieurs données étaient déclarées pour la même société au cours d'un mois donné, alors seul le dernier chiffre ou le chiffre révisé indiqué par cette société était retenu (transcription, vol. 71, p. 13348).
16. *Prix de ventes minimums*: Ces données équivalent aux prix officiels fixés par l'État.
17. *Prix aux tiers représentatif du DOE*: Le prix représentatif a été défini par le Ministère de l'Énergie des États-Unis (DOE) comme étant le prix le moins élevé demandé dans au moins 50 % (par volume) des transactions entre tiers effectuées par mois. C'est-à-dire le prix médian pondéré. Le DOE a uniquement publié des données sur le brut vénézuélien léger de 34° API pour octobre 1974 à 1976. Aucune information n'est disponible sur le niveau API exact correspondant aux données sur les prix représentatifs du Ceuta pour 1979. On suppose qu'il s'agit de 31°, à cause de l'information donnée à la page 18279 de la pièce I-87.

G

Statistiques et autres données relatives au raffinage du pétrole

TABLEAU G-1

Rendement de produits pétroliers par les raffineries au Canada, 1952-1984 (en %)

Année	Essence	Mazout lourd (No 4-6)	Mazout léger (No 2-3)	Fuel diesel	Charge d'alimentation pétrochimique	Carburant d'aviation*	Autres
1952	42,0	19,9	11,1	7,1	0,6	1,1	18,2
1955	39,6	20,1	16,6	6,8	1,0	1,7	14,2
1960	36,2	16,5	19,9	8,4	2,2	2,1	14,7
1965	36,1	17,1	19,9	8,6	2,8	2,3	13,2
1967	36,0	17,3	15,8	11,4	1,9	2,7	14,9
1968	35,6	17,8	15,9	11,6	1,7	2,7	14,7
1969	35,8	17,9	15,8	11,5	1,9	2,9	14,2
1970	35,1	18,2	15,6	11,8	2,1	3,3	13,9
1971	32,8	20,5	15,5	11,9	2,1	3,4	13,8
1972	33,0	22,0	14,9	11,5	2,4	3,4	12,8
1973	32,9	21,4	15,0	11,4	2,0	3,7	13,6
1974	32,9	21,5	14,4	11,2	1,6	3,9	14,5
1975	35,4	20,2	13,4	11,6	1,4	4,2	13,8
1976	35,7	18,6	13,5	12,2	2,1	4,3	13,6
1977	34,3	19,1	13,3	12,6	3,6	4,1	13,0
1978	34,8	18,2	12,4	12,9	4,7	4,5	12,5
1979	35,0	17,6	14,6	13,2	4,7	4,5	10,4
1980	36,1	16,4	14,5	13,6	4,6	4,6	10,2
1981	37,4	15,7	12,6	14,1	5,0	4,7	10,5
1982	39,5	13,6	12,1	14,6	5,3	4,8	10,1
1983	39,3	11,1	10,5	16,1	5,1	4,8	13,1
1984	40,9	10,7	10,3	18,8	4,9	4,9	9,5

Note: *Comprend l'essence d'aviation et les turbocombustibles — de type kérosène et naphte.

Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VIII, tableau 7.

TABLEAU G-2

Répartition de la capacité de raffinage du pétrole
par taille de raffinerie — Canada, États-Unis,
Japon, Europe occidentale, 1970 et 1984

Ordre de grandeur Barils/jour	Pourcentage du total de la capacité de raffinage							
	Canada		États-Unis		Japon		Europe occidentale	
	1970	1984	1970	1984	1970	1984	1970	1984
0 — 24 999	17,4	3,7	8,7	5,5	1,7	1,2	2,1	1,4
25 000 — 49 999	26,4	12,1	13,5	11,8	10,1	3,7	4,6	2,0
50 000 — 74 999	26,8	13,5	11,6	9,0	19,6	7,9	10,5	5,3
75 000 — 99 999	12,6	23,1	12,0	7,5	—	8,1	20,4	11,9
100 000 — 149 000	16,8	24,9	13,2	17,1	37,1	39,4	21,6	19,0
150 000 +	—	22,7	41,1	49,1	31,5	39,7	40,6	60,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Source: Énergie, Mines et Ressources, dossiers et *Traitement du pétrole au Canada*,
Petroleum Times: World Refineries Survey 1984, (mars 1984).

TABLEAU G-3

Canada — pourcentage de la capacité de raffinage du pétrole
par taille de raffinerie, pour certaines années, 1960-1984

Ordre de grandeur Barils/jour	Nombre de raffineries				Pourcentage de la capacité			
	1960	1970	1980	1984	1960	1970	1980	1984
0 — 24 999	30	20	12	8	29,0	17,4	7,8	3,7
25 000 — 49 999	9	10	6	6	34,4	26,4	10,8	12,1
50 000 — 74 999	3	6	5	3	18,6	26,8	12,9	13,5
75 000 — 99 999	2	2	7	5	18,0	12,6	37,4	23,1
100 000 — 149 000	—	2	3	4	—	16,8	11,8	24,9
150 000 +	—	—	2	2	—	—	19,3	22,7
Total	44	40	35	28	100,0	100,0	100,0	100,0

Sources: Pour 1960, 1970, et 1980, Énergie, Mines et Ressources, *Traitement du pétrole au Canada*, numéros de janvier 1961, janvier 1971, et décembre 1979. Pour 1984, dossiers d'Énergie, Mines et Ressources.

TABLEAU G-4

Raffineries de pétrole canadiennes — certaines données, 1947-1984

Année	Capacité utilisée (%)	% de brut canadien utilisé
1947	80,2	8,8
1948	77,4	13,4
1949	78,7	21,4
1950	84,2	24,4
1951	85,5	36,2
1952	84,5	41,7
1953	84,6	46,0
1954	84,8	54,7
1955	86,3	55,7
1956	87,5	53,9
1957	85,5	53,2
1958	77,8	55,6
1959	83,8	56,6
1960	81,0	54,1
1961	84,7	54,1
1962	82,3	56,2
1963	89,3	56,0
1964	88,4	58,1
1965	89,2	59,2
1966	91,2	58,1
1967	86,2	57,9
1968	88,6	57,2
1969	88,3	56,0
1970	91,4	55,4
1971	84,4	51,9
1972	90,9	48,6
1973	90,6	48,9
1974	86,9	54,1
1975	81,5	51,6
1976	79,3	57,4
1977	83,8	62,8
1978	81,0	65,6
1979	87,3	68,6
1980	87,8	70,7
1981	81,4	70,7
1982	72,0	77,2
1983	76,7	82,4
1984	76,3	82,8

Source: Pour la capacité utilisée, Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VIII, tableau 6, juin 1985. Pour le pourcentage de brut canadien utilisé, Énergie, Mines et Ressources, *Traitement du pétrole au Canada*, divers numéros.

TABLEAU G-5

Raffineries de pétrole au Canada — Nombre de raffineries en exploitation et capacité par province
en (A) barils et (B) mètres cubes par jour civil, 1940-1984

ANNÉE	TERRE-NEUVE		N.-É.		N.-B.		QUÉBEC		ONTARIO		MANITOBA		SASKATCHE- WAN		ALBERTA		C.-B./T.N.-O.		CANADA	
	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.
1940	1	A) 32 500 B) 5165,3	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 64 500 B) 10251,1	5	A) 57 500 B) 9138,6	4	A) 4 150 B) 659,6	10	A) 16 220 B) 2577,9	9	A) 16 850 B) 2678,0	4	A) 25 300 B) 4021,0	38	A) 217 270 B) 34531,1		
1941	1	A) 34 500 B) 5403,7	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 67 000 B) 10648,4	5	A) 68 000 B) 10807,4	4	A) 4 150 B) 659,4	9	A) 17 300 B) 2749,5	7	A) 16 250 B) 2582,6	4	A) 25 340 B) 4027,3	35	A) 232 290 B) 36918,3		
1942	1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 67 000 B) 10648,4	5	A) 68 000 B) 10807,4	4	A) 4 150 B) 659,4	8	A) 16 775 B) 2666,1	8	A) 18 100 B) 2876,7	4	A) 25 340 B) 4027,3	35	A) 233 615 B) 37128,9		
1943	1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 67 000 B) 10648,4	6	A) 76 250 B) 12118,6	4	A) 4 150 B) 659,4	8	A) 17 025 B) 2705,8	7	A) 18 400 B) 2924,3	4	A) 25 340 B) 4027,3	35	A) 242 415 B) 38527,5		
1944	1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 63 000 B) 10012,7	6	A) 76 250 B) 12118,6	3	A) 3 900 B) 619,8	7	A) 17 075 B) 2713,8	6	A) 19 300 B) 3067,4	4	A) 25 340 B) 4027,3	32	A) 238 865 B) 37963,3		
1945	1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 59 000 B) 9377,0	6	A) 75 450 B) 11991,4	3	A) 4 500 B) 715,2	7	A) 18 075 B) 2872,7	4	A) 18 100 B) 2876,7	4	A) 21 840 B) 3471,1	30	A) 231 215 B) 36747,5		
1946	1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 71 000 B) 11284,2	6	A) 77 950 B) 12388,7	3	A) 4 500 B) 715,2	7	A) 18 175 B) 2888,6	4	A) 17 300 B) 2749,5	4	A) 22 640 B) 3598,2	30	A) 245 865 B) 39075,8		
1947	1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 73 000 B) 11602,0	6	A) 87 950 B) 13978,1	3	A) 4 500 B) 715,2	7	A) 17 475 B) 2777,3	6	A) 21 300 B) 3385,2	4	A) 23 400 B) 3719,0	32	A) 261 925 B) 41628,2		
1948	1	A) 25 000 B) 3973,3	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 107 000 B) 17005,7	6	A) 88 700 B) 14097,3	3	A) 4 500 B) 715,2	7	A) 26 475 B) 4207,7	7	A) 35 750 B) 5681,8	4	A) 27 750 B) 4410,4	33	A) 315 475 B) 50139,1		
1949	1	A) 22 000 B) 3496,5	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 124 000 B) 19707,6	5	A) 83 700 B) 13302,6	3	A) 7 300 B) 1160,2	7	A) 26 475 B) 4207,7	7	A) 43 200 B) 6865,9	4	A) 26 650 B) 4235,5	32	A) 333 625 B) 53023,7		
1950	1	A) 22 000 B) 3496,5	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 143 000 B) 22727,3	4	A) 75 200 B) 11951,7	3	A) 7 800 B) 1239,7	8	A) 33 575 B) 5336,1	7	A) 46 900 B) 7453,9	4	A) 30 100 B) 4783,8	32	A) 358 875 B) 57036,7		

TABLEAU G-5 (suite)

ANNÉE		TERRE-NEUVE		N.-É.		N.-B.		QUÉBEC		ONTARIO		MANITOBA		SASKATCHE- WAN		ALBERTA		C.-B./T.N.-O.		CANADA	
		Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.
1951				1	A) 22 000 B) 3496,5	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 160 000 B) 25429,1	4	A) 79 400 B) 12619,2	4	A) 20 500 B) 3258,1	10	A) 47 500 B) 7549,3	11	A) 61 750 B) 9814,0	4	A) 30 100 B) 4783,8	39	A) 421 550 B) 66997,8
1952				1	A) 22 000 B) 3496,5	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 164 000 B) 26064,8	5	A) 104 500 B) 16608,4	4	A) 19 700 B) 3131,0	10	A) 50 300 B) 7994,3	9	A) 68 000 B) 10807,4	4	A) 29 600 B) 4704,4	38	A) 458 400 B) 72854,4
1953				1	A) 18 000 B) 2860,8	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 176 000 B) 27972,0	6	A) 135 000 B) 21455,8	4	A) 20 000 B) 3178,6	10	A) 58 100 B) 9233,9	10	A) 69 150 B) 10990,1	4	A) 47 100 B) 7485,7	40	A) 523 650 B) 83224,7
1954				1	A) 18 000 B) 2860,8	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 171 500 B) 27256,8	6	A) 142 300 B) 22616,0	4	A) 20 000 B) 3178,6	10	A) 67 300 B) 10696,1	10	A) 68 600 B) 10902,7	5	A) 56 750 B) 9019,4	41	A) 544 750 B) 86578,2
1955				1	A) 18 000 B) 2860,8	1	A) 300 B) 47,7	5	A) 210 000 B) 33375,7	6	A) 148 800 B) 23649,1	4	A) 29 800 B) 4736,2	9	A) 66 300 B) 10537,2	10	A) 77 500 B) 12317,2	6	A) 67 750 B) 10767,6	42	A) 618 450 B) 98291,5
1956				1	A) 42 000 B) 6675,1	1	A) 300 B) 47,7	5	A) 247 000 B) 39256,2	6	A) 159 700 B) 25381,4	4	A) 30 800 B) 4895,1	9	A) 69 350 B) 11021,9	11	A) 79 350 B) 12611,2	6	A) 71 550 B) 11371,6	43	A) 700 050 B) 111260,3
1957				1	A) 44 000 B) 6993,0	1	A) 300 B) 47,7	5	A) 255 800 B) 40654,8	6	A) 198 510 B) 31549,6	4	A) 33 220 B) 5279,7	9	A) 68 975 B) 10962,3	11	A) 85 540 B) 13595,0	6	A) 75 550 B) 12007,3	43	A) 761 895 B) 121089,5
1958				1	A) 49 000 B) 7787,7	1	A) 300 B) 47,7	5	A) 264 800 B) 42085,2	7	A) 228 822 B) 36367,1	3	A) 33 220 B) 5279,7	8	A) 67 875 B) 10787,5	10	A) 85 290 B) 13555,3	7	A) 98 100 B) 15591,2	42	A) 827 407 B) 131501,4
1959				1	A) 49 000 B) 7787,7	1	A) 300 B) 47,7	5	A) 265 000 B) 42117,0	7	A) 254 272 B) 40411,9	3	A) 33 220 B) 5279,7	6	A) 63 610 B) 10109,7	10	A) 90 960 B) 14456,4	7	A) 96 900 B) 15400,5	40	A) 853 262 B) 135610,6
1960				1	A) 49 000 B) 7787,7	2	A) 47 800 B) 7596,9	6	A) 297 000 B) 47202,8	7	A) 260 820 B) 41452,6	3	A) 36 120 B) 5740,6	6	A) 64 250 B) 10211,4	11	A) 95 070 B) 15109,7	8	A) 100 200 B) 15925,0	44	A) 950 260 B) 151026,7
1961	1	A) 8 500 B) 1350,9		1	A) 49 000 B) 7787,7	2	A) 47 800 B) 7596,9	6	A) 297 000 B) 47202,8	7	A) 260 820 B) 41452,6	3	A) 37 420 B) 5947,2	6	A) 70 750 B) 11244,4	10	A) 90 670 B) 14410,4	7	A) 98 800 B) 15702,5	43	A) 961 760 B) 152854,4
1962	1	A) 8 500 B) 1350,9		1	A) 50 000 B) 7946,6	2	A) 45 300 B) 7199,6	6	A) 304 500 B) 48394,8	7	A) 279 170 B) 44369,0	3	A) 37 420 B) 5947,2	6	A) 69 720 B) 11080,7	10	A) 94 560 B) 15028,6	7	A) 98 800 B) 15702,5	43	A) 987 970 B) 157019,9
1963	1	A) 8 500 B) 1350,9		1	A) 50 000 B) 7946,6	2	A) 45 300 B) 7199,6	6	A) 305 000 B) 48474,2	8	A) 305 470 B) 48548,9	3	A) 40 420 B) 6424,0	6	A) 70 010 B) 11126,8	8	A) 88 800 B) 14113,1	7	A) 99 200 B) 15766,0	42	A) 1012 700 B) 160950,4

TABLEAU G-5 (suite)

ANNÉE	TERRE-NEUVE	N.-È.	N.-B.	QUÉBEC	ONTARIO	MANITOBA	SASKATCHE- WAN	ALBERTA	C.-B./T.N.-O.	CANADA										
	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.								
1964	1	A) 8 500 B) 1350,9	2	A) 50 000 B) 7946,6	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 318 700 B) 50651,6	7	A) 306 900 B) 48776,2	3	A) 41 300 B) 6563,9	6	A) 70 010 B) 11126,8	7	A) 86 700 B) 13779,4	7	A) 103 400 B) 16433,6	40	A) 1052 510 B) 167277,5
1965	1	A) 8 500 B) 1350,9	2	A) 72 000 B) 11443,1	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 328 700 B) 52240,9	7	A) 322 400 B) 51239,7	3	A) 41 300 B) 6563,9	6	A) 69 650 B) 11069,6	7	A) 93 300 B) 14828,3	7	A) 102 300 B) 16258,7	40	A) 1083 150 B) 172147,2
1966	1	A) 8 500 B) 1350,9	2	A) 72 000 B) 11443,1	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 373 700 B) 59392,9	7	A) 324 400 B) 51557,5	3	A) 43 000 B) 6834,1	6	A) 75 550 B) 12007,3	7	A) 95 300 B) 15146,2	7	A) 102 300 B) 16258,7	40	A) 1138 750 B) 180983,8
1967	1	A) 11 500 B) 1827,7	2	A) 72 000 B) 11443,1	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 401 200 B) 63763,5	7	A) 352 400 B) 56007,6	3	A) 43 000 B) 6834,1	6	A) 74 550 B) 11848,4	7	A) 98 000 B) 15575,3	8	A) 111 800 B) 17768,6	41	A) 1209 450 B) 192220,2
1968	1	A) 13 000 B) 2066,1	2	A) 70 100 B) 11141,1	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 400 400 B) 63636,4	7	A) 359 100 B) 57072,5	3	A) 44 300 B) 7040,7	6	A) 75 950 B) 12070,9	7	A) 100 000 B) 15893,2	8	A) 114 300 B) 18165,9	41	A) 1222 150 B) 194238,7
1969	1	A) 13 000 B) 2066,1	2	A) 74 600 B) 11856,3	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 449 600 B) 71455,8	7	A) 367 000 B) 58328,0	2	A) 47 600 B) 7565,2	6	A) 77 150 B) 12261,6	7	A) 109 500 B) 17403,0	8	A) 114 400 B) 18181,8	40	A) 1297 850 B) 206269,8
1970	1	A) 13 000 B) 2066,1	2	A) 77 100 B) 12253,6	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 460 600 B) 73204,1	7	A) 389 200 B) 61856,3	2	A) 47 500 B) 7549,3	6	A) 79 350 B) 12611,2	7	A) 112 000 B) 17800,4	8	A) 128 500 B) 20422,7	40	A) 1352 250 B) 214915,7
1971	1	A) 13968,2 B) 2 220	3	A) 160257,2 B) 25 470	1	A) 119988,4 B) 19 070	7	A) 577416,8 B) 91 770	7	A) 389160,2 B) 61 850	2	A) 48511,3 B) 7 710	4	A) 65248,0 B) 10 370	7	A) 172149,1 B) 27 360	8	A) 128577,0 B) 20 435	40	A) 1675245,0 B) 266 250
1972	1	A) 13968,2 B) 2 220	3	A) 178441,1 B) 28 360	1	A) 119988,4 B) 19 070	7	A) 587421,1 B) 93 360	7	A) 410741,8 B) 65 280	2	A) 48511,3 B) 7 710	4	A) 65248,0 B) 10 370	7	A) 173596,2 B) 27 590	8	A) 132100,5 B) 20 995	40	A) 1730048,3 B) 274 960
1973	2	A) 114011,0 B) 18 120	3	A) 179951,2 B) 28 600	1	A) 119988,4 B) 19 070	7	A) 608373,5 B) 96 690	7	A) 413636,0 B) 65 740	2	A) 48511,3 B) 7 710	4	A) 65248,0 B) 10 370	7	A) 174225,4 B) 27 690	8	A) 133107,2 B) 21 155	41	A) 1857020,8 B) 295 140
1974	2	A) 114011,0 B) 18 120	3	A) 180454,6 B) 28 680	1	A) 119988,4 B) 19 070	7	A) 646503,0 B) 102 750	7	A) 522613,5 B) 83 060	2	A) 48385,4 B) 7 690	4	A) 67890,6 B) 10 790	7	A) 177937,7 B) 28 280	8	A) 145880,0 B) 23 185	41	A) 2023003,8 B) 321 520
1975	2	A) 114011,0 B) 18 120	3	A) 181775,9 B) 28 890	1	A) 119988,4 B) 19 070	7	A) 643986,2 B) 102 350	7	A) 540231,1 B) 85 860	1	A) 30012,8 B) 4 770	3	A) 37500,3 B) 5 960	7	A) 262376,4 B) 41 700	8	A) 152864,1 B) 24 295	38	A) 2082652,0 B) 331 000

TABLEAU G-5 (suite)

ANNÉE	TERRE-NEUVE	N.-É.	N.-B.	QUÉBEC	ONTARIO	MANITOBA	SASKATCHE- WAN	ALBERTA	C.-B./T.N.-O.	CANADA
	Nbre Cap.	Nbre Cap.	Nbre Cap.	Nbre Cap.	Nbre Cap.	Nbre Cap.	Nbre Cap.	Nbre Cap.	Nbre Cap.	Nbre Cap.
1976	A) 114011,0 2 B) 18 120	A) 181964,6 3 B) 28 920	A) 249918,2 1 B) 39 720	A) 645685,0 7 B) 102 620	A) 549543,2 7 B) 87 340	A) 30012,8 1 B) 4 770	A) 40268,8 2 B) 6 400	A) 269675,1 6 B) 42 860	A) 166832,3 8 B) 26 515	A) 2247942,8 37 B) 357 270
1977	A) 114011,0 2 B) 18 120	A) 184859,0 3 B) 29 380	A) 249918,2 1 B) 39 720	A) 645685,0 7 B) 102 620	A) 537920,8 7 B) 85 520	A) 30012,8 1 B) 4 770	A) 40268,8 2 B) 6 400	A) 276659,2 6 B) 43 970	A) 167964,9 8 B) 26 695	A) 2247299,7 37 B) 357 195
1978	A) 13968,2 1 B) 2 220	A) 184859,0 3 B) 29 380	A) 249918,2 1 B) 39 720	A) 618126,1 7 B) 98 240	A) 647178,1 8 B) 102 890	A) 30012,8 1 B) 4 770	A) 53293,2 2 B) 8 470	A) 281063,6 6 B) 44 670	A) 184575,8 8 B) 29 335	A) 2262995,0 37 B) 359 695
1979	A) 13968,2 1 B) 2 220	A) 184859,0 3 B) 29 380	A) 249918,2 1 B) 39 720	A) 617308,1 7 B) 98 110	A) 587989,2 7 B) 93 480	A) 30012,8 1 B) 4 770	A) 53293,2 2 B) 8 470	A) 280371,5 6 B) 44 560	A) 171394,0 8 B) 27 240	A) 2189114,2 35 B) 347 950
1980	A) 14975,0 1 B) 2 380	A) 101993,3 2 B) 16 210	A) 249918,2 1 B) 39 720	A) 619195,7 7 B) 98 410	A) 587863,4 7 B) 93 460	A) 30012,8 1 B) 4 770	A) 49266,3 2 B) 7 830	A) 281378,2 6 B) 44 720	A) 171394,0 8 B) 27 240	A) 2105996,9 35 B) 334 740
1981	A) 14975,0 1 B) 2 380	A) 101993,3 2 B) 16 210	A) 237617,4 1 B) 37 765	A) 590063,8 7 B) 93 780	A) 585536,1 7 B) 93 090	A) 30012,8 1 B) 4 770	A) 49266,3 2 B) 7 830	A) 285593,8 6 B) 45 390	A) 175987,2 8 B) 27 970	A) 2071045,7 35 B) 329 185
1982	A) 13968,2 1 B) 2 220	A) 104321,4 2 B) 16 580	A) 249981,2 1 B) 39 730	A) 533687,4 6 B) 84 820	A) 580818,6 7 B) 92 340	A) 30012,8 1 B) 4 770	A) 54174,1 2 B) 8 610	A) 347230,3 7 B) 55 186	A) 179447,8 8 B) 28 520	A) 2093641,8 35 B) 332 776
1983	— —	A) 104321,4 2 B) 16 580	A) 249981,2 1 B) 39 730	A) 387083,9 4 B) 61 520	A) 521906,5 6 B) 82 974	— —	A) 54174,1 2 B) 8 610	A) 382528,4 6 B) 60 796	A) 174665,9 7 B) 27 760	A) 1874661,4 28 B) 297 970
1984	— —	A) 106930,0 2 B) 17 000	A) 250342,0 1 B) 39 800	A) 387464,0 4 B) 61 600	A) 528989,0 6 B) 84 100	— —	A) 49062,0 2 B) 7 800	A) 412624,0 6 B) 65 600	A) 173604,0 7 B) 27 600	A) 1909015,0 28 B) 303 500

Notes: Les données de 1940 à 1970 ont été publiées en barils par jour et de 1971 à 1984 en mètres cubes par jour. La conversion s'effectue en divisant ou en multipliant par 6,292. Les chiffres relatifs à la capacité totale de raffinage au Canada publiés à l'origine ne correspondent pas au total publié des chiffres provinciaux pour treize années. Les écarts sont toujours inférieurs à 2 p. 100 et l'on a utilisé les chiffres publiés à l'origine.

Sources: Pour 1940 à 1981, *Traitement du pétrole au Canada*, Ottawa, Énergie, Mines et Ressources, et publications antérieures de la *Operators List No. 5* du même ministère, divers numéros de 1955 à 1981. Petrosar est exclue dans ces chiffres à compter de 1977. Pour 1982 et 1983, Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, Calgary, mise à jour annuelle. Pour 1984, données fournies par Énergie, Mines et Ressources.

TABLEAU G-6

Cycles de raffinage du brut*, importations de produits et exportations de produits en pourcentage de la consommation canadienne apparente de brut et de produits (CCABP), 1947-1984

Année	Cycle de raffinage du brut	Importations de produits	Exportations de produits
	CCABP %	CCABP %	CCABP %
1947	83,6	17,6	1,3
1948	81,3	20,7	1,9
1949	85,3	15,4	0,7
1950	84,4	15,6	0,3
1951	82,3	17,7	—
1952	86,3	14,5	0,8
1953	87,6	12,4	—
1954	90,1	10,1	0,2
1955	84,0	16,4	0,4
1956	87,0	13,9	1,0
1957	88,3	12,8	1,1
1958	89,5	10,9	0,4
1959	88,0	12,7	0,7
1960	89,5	11,5	1,0
1961	91,4	9,1	0,6
1962	92,3	9,0	1,3
1963	92,4	9,1	1,5
1964	90,7	11,6	2,3
1965	86,3	14,3	0,6
1966	87,0	13,6	0,6
1967	85,7	15,0	0,7
1968	85,6	15,3	1,0
1969	86,0	14,8	0,8
1970	87,6	13,5	1,1
1971	92,3	10,1	2,4
1972	97,0	8,9	5,9
1973	99,6	7,2	6,8
1974	101,4	4,7	6,2
1975	102,8	2,4	5,2
1976	101,3	2,1	3,5
1977	101,8	2,6	4,3
1978	104,6	2,9	7,5
1979	104,4	1,7	6,1
1980	104,6	2,4	7,0
1981	104,7	2,6	7,2
1982	103,1	3,1	6,2
1983	105,3	4,0	9,3
1984	103,5	6,5	10,0

Note: *Comprend les condensats et les pentanes plus les propane/butane/mélanges.

Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VII, tableau 1.

TABLEAU G-7

Consommation d'énergie au Canada et part du pétrole, en pourcentage, 1950-1984

Année	Consommation d'énergie au Canada Petajoules	Part du pétrole de la consommation d'énergie au Canada %
1950	2898	28,6
1955	3555	42,3
1960	4045	45,1
1965	5186	48,4
1970	7069	46,7
1975	8412	45,0
1980	9839	41,4
1984	9635	33,0

Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VII, tableau 4, juin 1985.

TABLEAU G-8

**Rang des quatre *Majors* et des autres principaux
raffineurs par capacité, Canada et régions,
certaines années, 1950-1984**

Entreprise	CANADA				
	Rang				
	1950	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	1	1	1	1
Gulf(a)	2	2	2	3	2
Texaco(b)	3	4	(5)	(5)	(7)
Shell	4	3	3	2	3
BP(d)			4		
Irving				4	4
Petro-Canada					(5)

TABLEAU G-8 (suite)

ATLANTIQUE

Entreprise	Rang			
	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	1	2	2
Irving	2	2	1	1
New Brunswick Oil	3			
Texaco		3	3	3
Ultramar(c)		4	4	

QUÉBEC

Entreprise	Rang			
	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	2	4	
Shell	2	1	1	1
Texaco	3			
Gulf	4	4		4
BP(d)		3		
Ultramar			2	2
Petrofina(d)			3	
Petro-Canada				3

ONTARIO

Entreprise	Rang			
	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	1	1	1
Gulf	2	3	4	
Canadian Oil(e)	3			
Texaco	4	4	3	2
Shell		2	2	
Suncor				3
Petro-Canada				4

TABLEAU G-8 (suite)

PRAIRIES

Entreprise	Rang			
	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	1	1	1
Gulf	2	2	2	2
Shell(f)	3	3	4	3
Consumers' Co-operative	4	4	3	4

C.-B./T.N.-O.

Entreprise	Rang			
	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	2	2	1
Shell	2	3	4	4
Gulf(h)	3	1	1	2
Chevron	3	4	3	3

Notes:

- (a) Gulf est représentée par British American Oil dans laquelle elle avait une participation minoritaire en 1946 et qui est devenue majoritaire en 1966. Le changement de nom est survenu en 1968.
- (b) Texaco est représentée par McColl-Frontenac dont elle avait obtenu le contrôle en 1938. En 1959, son nom est devenu Texaco Canada Ltd. À partir de 1957, Texaco était propriétaire de Regent Refining Ltd. en Ontario.
- (c) Connue à ses débuts sous le nom de Golden Eagle.
- (d) Achetée par Petro-Canada.
- (e) Achetée par Shell.
- (f) En 1960 Shell est représentée par North Star que Shell a par la suite achetée.
- (g) Comprend la raffinerie d'Impériale à Norman Wells dans les territoires du Nord-Ouest.
- (h) De 1982 à 1985, Petro-Canada détenait 49 p. 100 des actions de la raffinerie de Gulf.



H

Comparaison entre les parts du marché des indépendants

(Les tableaux 3 et 4 du chapitre XIV, «Le commerce de l'essence au détail»)

Plusieurs témoins ont déclaré que les commerces des détaillants indépendants établis hors des grands centres urbains étaient particulièrement florissants. Il serait facile de contrôler la véracité de ces constatations si l'on pouvait comparer directement les tableaux 3 et 4 du chapitre XIV. Toutefois, ces tableaux diffèrent non seulement sur le plan géographique mais aussi parce que les parts du marché apparaissant au tableau 3 se rapportent aux ventes par poste d'essence tandis que celles apparaissant au tableau 4 portent sur l'ensemble des ventes d'essence dont 84 p. 100 proviennent des ventes réalisées par les détaillants. Il est probable que la part des ventes effectuées par les indépendants dans le secteur agricole et dans les secteurs commercial et industriel est beaucoup plus modeste que celle qu'ils détiennent grâce à leurs points de vente au détail. Lorsqu'il s'agit de la vente globale de l'essence (tableau 4), la part du marché qui revient aux indépendants devrait, par conséquent, être inférieure à celle qui a trait aux ventes réalisées au niveau des postes d'essence au détail (tableau 3). Pour convertir les parts de marché du tableau 4 aux parts estimatives du marché que représentent les ventes au détail, il suffit d'attribuer des parts de marché aux indépendants pour les secteurs agricole, commercial et industriel. En attachant une valeur zéro à ces parts de marché, celles que représentent les ventes d'essence des points de vente au détail prennent une valeur assez forte. En 1984, l'estimation ainsi obtenue se montait à 15,2 p. 100 (12,8/0,842) pour l'ensemble du Canada ce qui est légèrement plus élevé que le chiffre correspondant de 14,5 p. 100 du tableau 3. Cela donne à penser que les parts du marché que détiennent les indépendants dans les 12 agglomérations urbaines sur lesquelles portaient les

données de Kent Marketing Services soumises à titre de preuve (voir les tableaux 1 à 3 de l'annexe J) demeurent représentatives dans l'ensemble de leur part globale des ventes effectuées au Canada. Les renseignements des tableaux 3 et 4 nous incitent à croire de surcroît que, de 1981 à la fin de 1984, les indépendants ont perdu du terrain à l'extérieur des 12 centres urbains figurant au tableau 3.

I

La croissance dans la capacité des réseaux de ventes au détail

(Voir le chapitre XIV, «Le commerce de l'essence au détail»)

Les données de Kent Marketing Services, qui analysent la situation dans six grandes agglomérations urbaines de 1974 à 1980 (voir le tableau 11 de l'annexe J), démontrent que l'augmentation du débit des stations libres-services requise pour empêcher la capacité de l'ensemble de l'industrie de diminuer était de 1,5 à 2,7 fois plus grande que celle pour les stations à plein service étant remplacées par les libres-services. L'augmentation de la ville médiane était de 1,7. L'augmentation de débit que devait prévoir les grands raffineurs-fournisseurs dans la ville médiane était légèrement plus forte, soit de 2,0. Plus particulièrement, cette augmentation se chiffrait à 3,1 chez Impériale, à 2,8 chez Gulf et à 1,7 tant chez Shell que chez Texaco. Au niveau de l'industrie, mises à part ces quatre *Majors*, l'augmentation requise était de 1,3 étant donné que ce groupe de fournisseurs avait fermé un nombre plus restreint de postes d'essence.

Ces chiffres semblent indiquer que la fermeture de stations à plein service en vue de les remplacer par des installations libres-services de plus grandes dimensions a fait croître la capacité de vendre de l'essence dans les grandes agglomérations urbaines de 1974 à 1980 plutôt que de provoquer la contraction attendue.



J

Tableaux relatifs au marché de l'essence au détail

(Les tableaux figurant à cette annexe sont décrits au Chapitre XIV, «Le commerce de l'essence au détail»).

TABLEAU J-1

Répartition du marché de l'essence au détail dans douze agglomérations urbaines, 1974¹²

	St. John's	Halifax- Dartmouth	Saint- Jean	Montréal	Hull	Ottawa	Oshawa- Whitby	Toronto (Agglo- mération) ¹	Winnipeg	Regina	Edmonton	Vancouver	Total (Moyenne pondérée)
Impériale ²	40,5	24,5	18,0	17,5	13,5	12,2	12,2	15,8	17,9	22,1	26,2	23,0	18,4
Shell ³	1,3	17,0	13,2	17,2	17,9	17,0	15,6	19,0	21,4	14,9	14,2	12,9	16,7
Gulf ⁴	17,4	12,8	5,8	9,1	3,4	6,5	9,1	13,7	18,0	18,1	16,2	14,4	12,5
Texaco ⁵	10,8	14,1	6,8	16,0	18,1	11,0	11,0	10,8	10,6	11,2	10,2	7,1	11,9
4 Majors ¹³	70,0	68,4	43,8	59,7	53,0	46,7	47,9	59,3	68,0	66,4	66,9	57,4	59,6
BP				12,6	12,4	9,4	13,4	13,3					8,6
Sunoco ⁶				6,5	7,2	6,6	4,9	7,4					4,7
Fina		16,5	4,2	8,1	4,8	3,2	1,9	3,3					4,0
Chevron ⁷												19,2	2,4
Irving	15,7	14,5	48,9	2,1									1,7
Pacific Pet ⁹									4,6	3,7	5,9	4,9	1,4
Ultramar ¹⁰	14,4			1,9	6,0	0,8	2,7	1,3					1,3
Co-op ⁸									3,5	10,2	3,2	0,3	0,7
Husky									1,1	1,7	3,0		0,3
Union Oil											0,6	1,0	0,2
Petro-Canada													
Turbo ¹¹													
Sociétés régionales ¹³	30,1	31,0	53,1	31,3	30,5	20,0	22,9	25,4	9,2	15,6	12,7	25,5	25,1
Indépendants	—	0,7	3,1	9,0	16,6	33,3	29,2	15,3	22,8	18,0	20,4	17,2	15,3
Total ¹³	100,1	100,1	100,0	100,0	100,1	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,1	100,0

Notes:

1. L'agglomération de Toronto comprend Toronto métropolitain, Ajax/Pickering, Vaughan/Markham, Brampton/Bramalea, Mississauga.

2. Impériale comprend Esso, Econo, Gain, Champlain et Home.

3. Shell comprend Beaver, Gas Mart, Savex et Allouette.

4. Gulf comprend Royalite et Henderson.

5. Texaco comprend Regent et Independent.

6. Sunoco comprend Pronto et Baron.

7. Chevron comprend Standard.

8. Co-op (dans l'Ouest) comprend Tempo.

9. Pacific Pet comprend Discount Gas (à Winnipeg, Edmonton et Vancouver).

10. Ultramar comprend Golden Eagle et Arrow.

11. Turbo était compris dans la catégorie des indépendants jusqu'à l'ouverture de sa raffinerie en 1982.

12. Ces données sont basées sur les renseignements disponibles au 31 décembre 1974 sur l'appartenance des sociétés considérées.

13. Le total et les totaux partiels se rapportant aux Majors et Sociétés régionales peuvent ne pas être égaux à 100 à cause des chiffres arrondis.

Source: Kent Marketing Services Limited; données de la pièce M-77B.

TABLEAU J-2

Répartition du marché de détail de l'essence dans douze agglomérations urbaines, 1980¹³

	St. John's	Halifax- Dartmouth	Saint- Jean	Montréal	Hull	Ottawa	Oshawa- Whitby	Toronto (Agglo- mération) ¹	Winnipeg	Regina	Edmonton	Vancouver	Total (Moyenne pondérée)
Impériale ²	38,0	25,9	18,3	15,3	8,1	12,0	14,9	20,0	18,6	23,0	24,8	23,8	19,3
Shell ³	—	13,1	7,2	16,7	13,4	15,0	12,0	19,8	22,1	12,1	15,1	14,7	16,9
Gulf ⁴	17,7	10,6	5,3	8,7	3,2	8,0	6,7	12,5	16,9	16,5	14,7	14,9	11,8
Texaco ⁵	8,5	12,2	3,6	13,9	19,1	12,6	19,8	10,2	7,8	9,7	7,4	4,8	10,5
4 Majors ¹⁴	64,2	61,8	34,4	54,6	43,8	47,6	53,4	62,6	65,4	61,2	62,0	58,1	58,4
BP				12,6	14,2	12,3	11,9	12,5					8,1
Sunoco ⁶				7,1	6,7	4,9	8,4	6,3					4,2
Fina		18,4	3,0	7,7	8,0	4,1	1,9	4,0					4,1
Chevron ⁷												22,1	2,9
Irving	19,1	18,2	54,5	1,4									1,7
Pacific Pet													
Ultramar ⁹	14,0			2,8	4,4	0,7	5,8	1,2					1,6
Co-op ⁸									6,7	9,2	4,3	0,5	1,2
Husky ¹¹									2,3	2,4	4,5	0,8	0,7
Union Oil													
Petro-Canada ¹⁰									6,7	6,0	8,1	5,1	1,9
Turbo ¹²													
Sociétés régionales ¹⁴	33,1	36,6	57,5	31,6	33,3	22,0	28,1	24,0	15,7	17,6	16,9	28,5	26,4
Indépendants	2,7	1,6	8,0	13,8	22,9	30,4	18,4	13,4	18,9	21,2	21,1	13,4	15,2
Total ¹⁴	100,0	100,0	99,9	100,0	100,0	100,0	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,1	100,0

Notes:

1. L'agglomération de Toronto comprend Toronto métropolitain, Ajax/Pickering, Vaughan/Markham, Brampton/Bramalea, Mississauga.
2. Impériale comprend Esso, Econo, Gain, Champlain et Home.
3. Shell comprend Beaver, Gas Mart, Savex et Allouette.
4. Gulf comprend Royalite et Henderson.
5. Texaco comprend Regent et Independent.
6. Sunoco comprend Pronto et Baron.
7. Chevron comprend Standard.
8. Co-op (dans l'Ouest) comprend Tempo.

9. Ultramar comprend Golden Eagle, Arrow et XL.

10. Petro-Canada comprend Pacific Pet et Discount Gas (à Winnipeg, Edmonton et Vancouver).

11. Husky comprend Roco.

12. Turbo était compris dans la catégorie des indépendants jusqu'à l'ouverture de sa raffinerie en 1982.

13. Ces données sont basées sur les renseignements disponibles au 31 décembre 1980 sur l'appartenance des sociétés considérées.

14. Le total et les totaux partiels se rapportant aux Majors et Sociétés régionales peuvent ne pas être égaux à 100 à cause des chiffres arrondis.

Source: Kent Marketing Services Limited; données de la pièce M-77B.

TABLEAU J-3

Répartition du marché de détail de l'essence dans douze agglomérations urbaines, 1984¹³

	St. John's	Halifax-Dartmouth	Saint-Jean	Montréal	Hull	Ottawa	Oshawa-Whitby	Toronto (Agglomération) ¹	Winnipeg	Regina	Edmonton	Vancouver	Total (Moyenne pondérée)
Impériale ²	32,8	22,2	16,2	13,7	4,1	9,5	8,1	14,5	15,1	21,7	22,0	17,2	15,4
Shell ³	—	13,7	8,7	15,5	13,1	15,9	10,6	20,3	23,4	15,0	15,6	16,0	17,1
Gulf ⁴	17,0	9,3	1,9	8,4	5,6	10,2	6,9	12,0	14,2	13,9	14,8	14,0	11,3
Texaco ⁵	7,3	10,7	1,8	12,5	13,1	11,6	17,3	9,3	6,7	8,4	8,9	5,1	9,6
4 Majors ¹⁴	57,1	55,8	28,6	50,2	36,0	47,3	42,9	56,1	59,4	59,0	61,3	52,4	53,5
BP													
Sunoco ⁶				8,0	6,3	7,0	5,3	7,9					5,1
Fina												24,4	3,3
Chevron ⁷													1,7
Irving	22,4	20,5	55,2	1,1									
Pacific Pet													
Ultramar ⁹	15,4			6,3	11,6	1,2	2,5	1,8					2,4
Co-op ⁸									3,9	6,9	2,0	0,4	0,5
Husky ¹¹									1,8	1,6	3,2	0,8	0,5
Union Oil													
Petro-Canada ¹⁰	4,9	23,5	8,4	21,3	21,7	18,5	15,9	19,8	9,8	8,7	11,1	11,3	17,2
Turbo ¹²									3,8	17,5	6,5	1,4	1,3
Sociétés régionales ¹⁴	42,8	44,0	63,6	36,8	39,6	26,7	23,7	29,5	19,3	34,6	22,7	37,9	32,2
Indépendants	0,1	0,2	7,8	13,0	24,3	26,0	33,4	14,3	21,4	6,4	16,0	9,7	14,3
Total ¹⁴	100,0	100,0	100,0	100,0	99,9	100,0	100,0	99,9	100,1	100,0	100,0	100,0	100,2

Notes:

1. L'agglomération de Toronto comprend Toronto métropolitain, Ajax/Pickering, Vaughan/Markham, Brampton/Bramalea, Mississauga.
2. Impériale comprend Esso, Econo, Gain, Champlain et Home.
3. Shell comprend Beaver, Gas Mart, Savex et Allouette.
4. Gulf comprend Royalite et Henderson.
5. Texaco comprend Regent et Independent.
6. Sunoco comprend Pronto et Baron.
7. Chevron comprend Standard.
8. Co-op (dans l'Ouest) comprend Tempo.

9. Ultramar comprend Golden Eagle et Arrow.

10. Petro-Canada comprend Pacific Pet et Discount Gas (à Edmonton et Vancouver), Merit, Pay-N-Save, BP et Fina.
11. Husky comprend Roco.
12. Indépendants comprend les postes Turbo situés en Ontario qui ont été vendus en décembre 1984 à Alberta Gas Chemicals Ltd.
13. Ces données sont basées sur les renseignements disponibles au 31 décembre 1984 sur l'appartenance des sociétés considérées.
14. Le total et les totaux partiels se rapportant aux Majors et Sociétés régionales peuvent ne pas être égaux à 100 à cause des chiffres arrondis.

Source: Kent Marketing Services Limited; données de la pièce M-783.

TABLEAU J-4

**Ventes annuelles moyennes par postes d'essence
opérant sous les marques principales et les marques
secondaires des *Majors*
(en milliers de gallons)**

	Postes d'essence opérant sous une marque secondaire	Postes d'essence opérant sous une marque principale
Montréal	188	278
Toronto métropolitain	517	336
Winnipeg	352	269
Regina	643*	276
Edmonton	402	276
Vancouver	302	240

*Indique que les données de 1974 ont été utilisées.

Source: Kent Marketing Services Limited; données de la pièce M-77.

TABLEAU J-5

**Postes d'essence opérant sous la
marque secondaire de Suncor, 1972-1982**

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Postes d'essence	19	35	40	43	47	42	43	37	38	42	59
Volume total (en millions de gallons)	0,4	15,6	27,3	26,0	25,1	24,9	31,9	27,8	25,0	30,3	30,8

Source: Pièce M-560, tableau 6.

TABLEAU J-6

**Volume des ventes d'essence au détail pour
l'industrie pétrolière, 1950-1980**

	1950	1960	1970	1980
Millions de gallons	1062	2452	4510	6933
Croissance annuelle moyenne de la demande pendant la décennie		8%	6%	4%

Sources: Estimations de la Cie Pétrolière Impériale Ltée, 1950-1960. Statistique Canada, n° de catalogue 45-208, 1970. Statistique Canada, n° de catalogue 57-003, 1980 (Pièce R-17, Vol. C, Livre 11, intercalaire X-6).

TABLEAU J-7(a)

Nombre de postes d'essence et volume moyen par catégorie de postes
au détail dans six marchés urbains, années 1974, 1980 et 1984
(en milliers de gallons)

	Marques principales		Marques secondaires		Raffineurs régionaux		Marques secondaires des sociétés régionales		Indépendants		Industrie	
	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.
<u>Montréal</u>												
1974	(901)	309	(73)	186	(626)	239	(4)	920	(213)	206	(1817)	269
1980	(740)	473	(11)	652	(589)	343	(4)	1018	(231)	391	(1575)	415
1984	(668)	386	(9)	358	(503)	334	(71)	328	(265)	255	(1516)	343
<u>Ottawa</u>												
1974	(130)	328	(10)	422	(90)	223	(—)	—	(65)	515	(295)	340
1980	(115)	447	(5)	267	(74)	330	(—)	—	(69)	490	(263)	422
1984	(104)	496	(4)	355	(76)	382	(2)	409	(70)	415	(256)	437
<u>Toronto</u>												
1974	(647)	368	(28)	722	(313)	299	(4)	976	(119)	540	(1111)	378
1980	(440)	630	(48)	788	(267)	398	(10)	428	(115)	562	(880)	557
1984	(389)	574	(45)	736	(216)	455	(39)	667	(119)	564	(808)	554
<u>Winnipeg</u>												
1974	(279)	286	(8)	502	(39)	290	(—)	—	(74)	380	(400)	308
1980	(165)	548	(5)	688	(67)	321	(8)	119	(46)	591	(291)	493
1984	(155)	498	(—)	—	(75)	320	(4)	254	(44)	631	(278)	468
<u>Edmonton</u>												
1974	(242)	335	(7)	645	(51)	320	(—)	—	(66)	396	(366)	350
1980	(174)	705	(3)	592	(47)	678	(5)	417	(67)	632	(296)	678
1984	(198)	527	(—)	—	(75)	489	(4)	507	(68)	400	(345)	493

TABLEAU J-7(a) (suite)

	Marques principales		Marques secondaires		Raffineurs régionaux		Marques secondaires des sociétés régionales		Indépendants		Industrie	
	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.
<i>Vancouver</i>												
1974	(419)	263	(77)	319	(226)	258	(1)	1554	(77)	525	(800)	294
1980	(285)	596	(18)	731	(169)	516	(7)	436	(84)	504	(563)	561
1984	(263)	546	(7)	538	(167)	593	(16)	462	(57)	478	(510)	551
Total												
1974	(2618)	317	(203)	350	(1345)	260	(9)	1015	(614)	385	(4789)	312
1980	(1919)	553	(90)	719	(1213)	390	(34)	425	(612)	491	(3868)	495
1984	(1777)	483	(65)	639	(1112)	409	(136)	445	(623)	395	(3713)	447

Notes:

1. Toronto comprend Toronto métropolitain seulement.
2. *Majors* comprennent Impériale, Gulf, Shell et Texaco.
3. *Raffineurs régionaux* comprennent Petro-Canada.

Source: Kent Marketing Services Limited; données des pièces M-77A, M-77B et M-783.

TABLEAU J-7(b)

**Nombre de postes d'essence et volume moyen par catégorie de postes
au détail, ajusté pour les postes fermés et pour les postes avec volumes non déclarés,
dans six marchés urbains, années 1974 et 1980
(en milliers de gallons)**

	Marques principales		Marques secondaires		Raffineurs régionaux		Marques secondaires des sociétés régionales		Indépendants		Industrie	
	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.
<u>Montréal</u>												
1974	(818)	336	(30)	357	(559)	261	(4)	920	(179)	245	(1590)	301
1980	(708)	490	(11)	652	(571)	353	(3)	1075	(214)	416	(1507)	430
<u>Ottawa</u>												
1974	(124)	342	(8)	502	(83)	238	(—)	—	(63)	528	(278)	358
1980	(106)	479	(4)	318	(71)	343	(—)	—	(60)	557	(241)	456
<u>Toronto</u>												
1974	(582)	402	(26)	743	(297)	311	(3)	1302	(102)	617	(1010)	408
1980	(426)	648	(46)	811	(256)	411	(9)	487	(105)	615	(842)	579
<u>Winnipeg</u>												
1974	(250)	312	(6)	522	(36)	313	(—)	—	(73)	385	(365)	330
1980	(161)	560	(5)	688	(61)	347	(4)	226	(41)	660	(272)	525
<u>Edmonton</u>												
1974	(220)	396	(7)	645	(46)	350	(—)	—	(61)	424	(334)	400
1980	(166)	732	(2)	822	(45)	707	(5)	417	(56)	750	(274)	726

TABLEAU J-7(b) (suite)

	Marques principales		Marques secondaires		Raffineurs régionaux		Marques secondaires des sociétés régionales		Indépendants		Industrie	
	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.
<i>Vancouver</i>												
1974	(385)	280	(73)	335	(215)	270	(1)	1554	(72)	562	(746)	311
1980	(278)	611	(17)	761	(160)	540	(7)	436	(75)	563	(537)	586
<i>Total</i>												
1974	(2379)	346	(150)	441	(1236)	278	(8)	1142	(550)	426	(4323)	342
1980	(1739)	572	(85)	750	(1164)	404	(28)	487	(551)	541	(3673)	518

Notes:

1. Toronto comprend Toronto métropolitain seulement.
2. *Majors* comprennent Impériale, Gulf, Shell et Texaco.
3. *Raffineurs régionaux* comprennent Petro-Canada.

Source: Kent Marketing Services Limited; données des pièces M-77A, M-77B et M-783.

TABLEAU J-8

**Postes d'essence au détail opérant sous les marques principales
et ceux de l'industrie: nombre total et stations libres-services
en 1970, 1973, 1975, 1980 et 1982**

		1970	Mai 1973	Nov. 1975	1980	1982
Impériale	Total	6 752	n.d.	5 457	4 386	n.d.
	libres-services	—	6	230	478	527
Shell	Total	5 856	n.d.	4 609	3 626	n.d.
	libres-services	6	40	£269	520	536
Gulf	Total	5 723	n.d.	4 451	2 770	n.d.
	libres-services	n.d.	14	92	335	396
Texaco	Total	4 600*	n.d.	4 444	3 538	n.d.
	libres-services	n,a,	1	192	461	472
4 Majors	Total	22 931	n.d.	18 961	14 320	n.d.
	libres-services	n.d.	61	783	1 794	1 931
Industrie	Total	35 703	n.d.	29 986	23 952	n.d.
	libres-services	n.d.	93	1 231	2 758	2 961

* approximatif

n.d. non disponible

Sources: 1. Pièce S-5H, tableau 2 établi à partir de données du *National Petroleum News Factbook* et de *Oilweek*.

2. Divers numéros du *Automotive Marketer* tels que signalés à la pièce M-451, Vol. C, livre II, intercalaire X-7.

TABLEAU J-9

**Postes d'essence au détail: nombre total et
libres-services, par société, années 1976 et 1981**

		1976	1981	% augm. ou (dim.)	Libres- services en % des postes d'essence
		(#)	(#)	(%)	1981 (%)
Gulf	Total	4 451	2 765	(38)	
	libres-services	178	361	103	13
Impériale	Total	5 457	4 125	(24)	
	libres-services	298	496	66	12
Shell	Total	4 599	3 675	(20)	
	libres-services	365	536	47	15
Texaco	Total	4 444	3 005	(32)	
	libres-services	340	493	45	16
4 Majors	Total	18 951	13 570	(28)	
	libres-services	1 181	1 886	60	14
BP	Total	1 879	1 658	(12)	
	libres-services	176	230	31	14
Chevron	Total	436**	343	(21)**	
	libres-services	37	58	57	17
Co-op Fédérée	Total	397	404	2	
	libres-services	60	96	60	24
Husky	Total	261	326	25	
	libres-services	22	29	32	9
Pacific Petroleum*- Petro-Canada	Total	400	363	(9)	25
	libres-services	61	91	(49)	
Petrofina*	Total	1 462	941	(36)	
	libres-services	32	104	225	11
Sunoco	Total	1 105	921	(17)	
	libres-services	157	194	24	21
Ultramar	Total	610	875	43	
	libres-services	18	14	(22)	2
Total Raffineurs régionaux	Total	6 550	5 831	(11)	
	libres-services	563	816	45	14

TABLEAU J-9 (suite)

Postes d'essence au détail: nombre total et
libres-services, par société, années 1976 et 1981

		1976	1981	% augm. ou (dim.)	Libres- services en % des postes d'essence
		(#)	(#)	(%)	1981 (%)
Caloil	Total	133	80	(40)	
	libres-services	2	2	0	3
Canadian Tire	Total	62	72	16	
	libres-services	39	59	51	82
Mohawk	Total	196	257	31	
	libres-services	18	31	72	12
Pioneer	Total	37	60	62	
	libres-services	13	6	(54)	10
Top Valu	Total	16	107	569	
	libres-services	n.d.	4	n.d.	4
Turbo	Total	219	289	32	
	libres-services	9	3	(67)	1
Total Indépendants faisant rapport	Total	663	865	30	
	libres-services	81	105	30	12

* Petro-Canada a acquis Pacific Petroleum en 1979 et Petrofina en 1981.

** Les données de 1977 ont été utilisées dans ce cas.

Source: Voir pièce R-94, pp. 104-105, établie à partir de divers numéros du *Automotive Marketer*.

TABLEAU J-10

Estimation par Impériale des différentiels dans les prix d'équilibre¹, années 1978, 1981 (3^e trimestre) à 1982 (1^{er} trimestre) et 1983

L'Offre	Cents le litre			Cents le Gallon		
	1978	1981/82	1983	1978	1981/82	1983
Marque privée libre-service/ et marque secondaire libre-service ²	X	X	X	X	X	X
Marque privée plein service/ et marque secondaire plein service	X+0.22	X+0.1	X+0.1	X+1	X+0.455	X+0.455
Marque principal libre-service	X+0.44	X+0.2	X+0.2	X+2	X+0.91	X+0.91
Marque principale plein service	X+0.88 à 1.1	X+0.8 à 1.2	X+0.7	X+4 à 5	X+3.64 à 5.46	X+3.18

Notes:

1. Tous les prix sont indiqués en rapport au prix de détail des libres-services offrant des marques privées ou des marques secondaires, prix représenté par la lettre X.
2. Impériale a signalé que les prix des libres-services offrant des marques privées à Montréal étaient les mêmes que les prix des pleins service offrant des marques privées puisqu'il n'y avait que quelques libres-services offrant des marques privées dans cette ville.

Sources: Pièces M-451, XIV-40, pour 1978; M-462, intercalaire 1, pp. 1592-1593, pour le troisième trimestre de 1981 au premier trimestre de 1982; et M-617, intercalaire 32 pour 1983.

TABLEAU J-11

Augmentation implicite de la capacité des postes libres-services requise afin de maintenir à un niveau constant la capacité globale au détail des principaux raffineurs-fournisseurs individuellement et collectivement et de d'autres fournisseurs d'essence dans certaines agglomérations urbaines, de 1974 à 1980

	Montréal	Toronto métropolitain	Ottawa	Winnipeg	Edmonton	Vancouver
Impériale	3,3	1,8	3,2	2,9	2,1	3,5
Shell	1,4	2,3	1,0	2,0	1,3	2,0
Gulf	1,6	3,6	1,2	4,4	2,0	3,7
Texaco	1,4	1,5	1,1	2,8	1,9	2,9
Sous-total des <i>Majors</i> Industrie excluant les <i>Majors</i>	1,9	2,1	1,5	2,9	1,8	3,1
Total pour l'industrie	1,5	1,9	1,5	2,5	1,5	2,7

Note: Les chiffres ci-dessus ont été obtenus en divisant le nombre de postes d'essence (excluant les postes libres-services) qui ont été fermés entre le 31 décembre 1974 et le 31 décembre 1980 par le nombre de postes libres-services qui ont été ouverts après la fin de 1974 et qui l'étaient toujours à la fin de 1980.

Source: Kent Marketing Services Limited; données de la pièce M-77B.

TABLEAU J-12

**Volume¹ de ventes au détail de l'essence dans
certaines agglomérations urbaines, années 1974 et 1980
(en milliers de litres)**

	1974	1980	Variation ² exprimée en pourcentage (%) 1974-1980
Montréal	2 175 713	2 945 912	30,1
Toronto métropolitain	1 873 353	2 235 440	17,6
Ottawa	452 445	499 597	9,9
Winnipeg	547 577	647 945	16,8
Edmonton	607 358	911 800	40,1
Vancouver	1 054 720	1 440 338	30,9
Total	6 711 166	8 681 032	25,6

Notes:

1. Le volume des ventes a été établi à partir des données Kent qui ont été ajustées afin de défalquer le volume des postes qui ont été fermés durant les années 1974 et 1980.
2. La variation a été calculée en prenant la différence entre les données de 1980 et de 1974 et en exprimant celle-ci comme pourcentage des volumes moyens des deux années.

Source: Kent Marketing Services Limited ; données des pièces M-77B.

TABLEAU J-13

**Nombre de postes d'essence sans marque et
répartition du marché, années 1974, 1980 et 1984**

	1974		1980		1984	
	(#)	%	(#)	%	(#)	%
St. John's	—	—	(1)	1,5	(1)	0,1
Halifax/ Dartmouth	—	—	—	—	—	—
Saint-Jean	—	—	—	—	—	—
Montréal	(38)	1,6	(44)	1,7	(52)	2,0
Hull	(3)	1,5	—	—	(1)	0,3
Ottawa	(32)	12,1	(24)	9,1	(16)	4,7
Oshawa/ Whitby	(8)	7,2	(6)	4,3	(2)	0,4
Toronto (agglomération)	(73)	6,2	(56)	4,1	(36)	2,0
Winnipeg	(8)	4,3	(14)	2,8	(4)	0,8
Regina	(7)	3,7	(6)	3,1	(3)	0,3
Edmonton	(8)	2,1	(1)	—	(11)	2,8
Vancouver	(8)	1,3	(20)	1,4	(7)	0,6

Source: Kent Marketing Services Limited; données des pièces M-77B et M-783.

Marges bénéficiaires brutes laissées aux revendeurs indépendants de fuel domestique et d'essence

La présente annexe fournit des éclaircissements sur les données et la méthode utilisées pour calculer les marges bénéficiaires brutes annuelles (1973 à 1982) et mensuelles (1979 à 1983) dont disposaient les revendeurs indépendants (distribuant des produits pétroliers sous leur propre marque) de fuel domestique et d'essence faisant l'objet des tableaux 1 à 18 de l'annexe L. Ces tableaux sont analysés aux chapitres XVI et XVIII, intitulés respectivement «L'établissement du prix de l'essence au détail» et «Le secteur du mazout». Les marges brutes annuelles représentent la différence entre les prix de détail et les réalisations moyennes des raffineurs sur leurs ventes aux revendeurs indépendants. Les marges bénéficiaires brutes mensuelles se fondent non seulement sur les réalisations moyennes, mais encore sur les réalisations pondérées effectuées à partir de ventes exprimées en volume. Les tableaux des marges brutes annuelles et mensuelles sont exprimés en dollars constants de 1981, corrigés du taux d'inflation. Les marges brutes figurant dans les tableaux sont exprimées en dollars nominaux et constants. Les moyennes annuelles des marges brutes mensuelles ont aussi été calculées de sorte qu'on puisse les comparer avec les tableaux portant sur les marges brutes annuelles.

1. Les marges brutes annuelles (tableaux 1 à 6 de l'annexe L)

La présente section décrit les données qui ont permis d'estimer les marges brutes annuelles dont disposaient les revendeurs typiques de fuel domestique et d'essence au Québec, dans les provinces de l'Atlantique et en Ontario, entre 1973 et 1982. La source des données utilisées figure dans les tableaux 1 à 6 de l'annexe L.

(a) La description des données

(i) Les données relatives aux réalisations sur les ventes de *fuel domestique ou de mazout* aux revendeurs indépendants (ceux qui distribuent leur

propre marque) ont été fournies par Shell et Gulf pour les années 1973 à 1982 et par Impériale pour les années 1977 à 1980. Le tableau 2 de l'annexe L fait état des réalisations annuelles moyennes sur les ventes dans les deux régions, d'après les renseignements fournis par Shell et Gulf pour l'Ontario et le Québec/provinces de l'Atlantique¹. (Afin de ne pas rompre la continuité de la présentation, les données fournies par Impériale, portant sur la période de 1977 à 1980, n'ont pas été incluses; l'incorporation de ces données n'aurait, de toute façon, à peu près rien changé aux résultats.) Les marges brutes représentent la différence entre la moyenne annuelle du prix de détail mensuel établi par Statistique Canada du fuel domestique n° 2² dans les régions métropolitaines de Toronto et de Montréal et les réalisations sur les ventes. Ces prix annuels sont la moyenne des prix mensuels pondérés, calculés par Statistique Canada.

Les chiffres relatifs aux réalisations sur les ventes dans le secteur commercial-industriel (CI), actualisés pour tenir compte de l'inflation, ont été subséquemment rajustés par la soustraction de 0,011 \$ de 1981 par litre. Ce rajustement, représentant les coûts de livraison et les frais connexes³ qui sont en principe compris dans le chiffre des ventes au secteur CI, permet la comparaison avec les chiffres relatifs aux réalisations sur les ventes effectuées par les revendeurs indépendants. Cette opération s'est avérée nécessaire parce que les chiffres des indépendants représentent les prix de vente fob départ raffinerie, au terminal de stockage ou au point de distribution, tandis que les chiffres de ventes au secteur CI représentent des prix caf, c'est-à-dire des prix livrés. Ces chiffres rajustés ont servi à évaluer les marges implicites de gros dont disposaient les revendeurs indépendants relativement à leurs ventes de fuel au secteur CI. Les consommateurs du «marché» CI se composent de grandes entreprises industrielles, d'immeubles commerciaux, d'établissements de services publics et d'immeubles collectifs.

(ii) Quant aux ventes d'essence, les chiffres portant sur l'essence ordinaire avec plomb ont été communiqués par Shell et Gulf pour la période 1973-1982, par Suncor pour 1974-1982 et par Impériale pour 1977-1980. L'estimation des marges bénéficiaires brutes sur l'essence ordinaire au plomb

-
1. Comme les plaintes des revendeurs provenaient de l'Est du Canada, l'examen des données n'a pas porté sur la situation dans l'Ouest canadien. Dans cette dernière région, c'est d'ailleurs le gaz naturel qui est le principal combustible.
 2. Les ventes aux particuliers représentent probablement plus de 70 p. 100 du chiffre d'affaires des revendeurs de mazout.
 3. Dans l'étude publiée en juin 1979 par le groupe de travail d'Énergie, Mines et Ressources Canada (voir la pièce C-198B), on estimait que les coûts de livraison et de commercialisation compris dans les réalisations sur les ventes au secteur CI s'élevaient à 0,0088 \$ par litre pour 1979, soit 0,011 \$ de 1981 par litre. Ce montant est du même ordre que les coûts de livraison ayant été signalés par plusieurs revendeurs.

entre 1973 et 1982 (et pour diverses tranches de cette période) représente la différence entre, d'une part, les prix de détail dans certains débits d'essence des régions métropolitaines de Toronto et de Montréal et, d'autre part, les chiffres relatifs aux réalisations sur les ventes dont il est question ci-dessus, sur le marché qui comprend l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique⁴. (Afin de ne pas rompre la continuité chronologique de l'analyse, les données d'Impériale n'ont pas été incluses; l'incorporation de ces données aurait, de toute façon, donné des résultats à peu près identiques.) Les prix de détail retenus comprennent: a) la moyenne pondérée annuelle, calculée par Statistique Canada à partir des prix relevés mensuellement dans les stations offrant des services complets et les libres-services pour les périodes de 1973-1982 et 1976-1982 respectivement, et b) les moyennes simples annuelles des prix de détail relevées par la Kent Marketing Services Limited pour le compte d'Énergie, Mines et Ressources Canada (Kent/EMR) entre 1973 et 1979⁵ dans les débits d'essence des catégories suivantes: (i) les libres-services vendant des produits de grande marque des raffineurs nationaux; (ii) les stations offrant des services complets sous la marque secondaire des raffineurs nationaux; (iii) les stations des revendeurs indépendants offrant des services complets. Dans ces sondages, le cabinet Kent relevait les prix de deux à six fois par année. En l'absence de renseignements sur la stabilité des prix, il est impossible de dire si cet échantillonnage était suffisant. Les prix et les réalisations sur les ventes ont été rajustés de façon à ne comprendre que la taxe fédérale sur les ventes afin d'uniformiser les données communiquées par toutes les sociétés et de permettre des comparaisons entre les diverses provinces et régions⁶.

Les sociétés Shell et Gulf ont communiqué les statistiques ayant trait aux réalisations sur leurs ventes d'essence ordinaire au plomb et sans plomb selon qu'il s'agissait de leurs clients commerciaux/industriels ou de revendeurs

-
4. Bien que certains revendeurs de la Colombie-Britannique aient formulé des plaintes, les données communiquées ne permettaient d'examiner que les marges brutes des revendeurs de l'Est du Canada.
 5. Les données pour 1980 n'ayant trait qu'à la période précédant le mois d'août, ne sont pas utilisées puisqu'elles ne peuvent être comparées aux données pour la période de 1973 à 1979 portant sur des années complètes.
 6. La taxe fédérale sur les ventes a été ajoutée aux chiffres des réalisations effectuées par Gulf. Ce rajustement a été opéré comme suit: pour la période allant de 1973 au 1er mars 1977, les réalisations ont été multipliées par un coefficient de 1,107. Du 2 mars 1977 au 21 avril 1980, la taxe était fixée à 0,011 \$ par litre. A compter du 22 avril 1980, il s'est agi d'une taxe *ad valorem* de 9 p. 100 du prix de vente du raffineur.

indépendants⁷. Pour harmoniser ces différentes statistiques entre elles — en ajustant plus particulièrement les statistiques de réalisations sur les ventes au secteur commercial/industriel, corrigées du taux d'inflation — le personnel de la Commission a de plus défalqué 0,004 \$/litre (en dollars constants de 1981) pour les coûts de livraison⁸. Cette opération s'imposait puisque ces statistiques sur les ventes aux revendeurs représentent des prix fob départ terminal de stockage ou raffinerie, tandis que les autres se rapportent à des prix caf, c'est-à-dire à des prix livrés.

Il n'a pas été possible à la Commission d'inclure ici des évaluations sur les marges brutes annuelles applicables aux ventes d'essence ordinaire sans plomb, le nombre de données chronologiques dont elle disposait ne lui permettant pas d'effectuer une analyse tendancielle.

2. Les marges brutes mensuelles (tableaux 7 à 18 de l'annexe L)

Les sociétés Impériale, Shell, Gulf, Texaco, Petro-Canada et Suncor ont répondu à la demande de la Commission faite le 23 janvier 1984 (voir la pièce M-727) en vue d'obtenir des renseignements sur chacun des plus petits et des plus grands revendeurs indépendants ou distribuant une marque privée de mazout et d'essence (des trois catégories)⁹ de 1979 à 1983 dans les agglomérations métropolitaines de Toronto et Montréal. La Commission a jugé nécessaire d'inclure une nouvelle classe d'acheteurs («réunis») lorsque les raffineurs ne pouvaient pas ventiler suffisamment leurs chiffres pour répondre à nos besoins. Le lecteur trouvera une énumération des sources de données utilisées à la fin du tableau 1.

La moyenne des marges brutes représente la différence entre la moyenne des prix nets du fuel domestique (ou, dans le cas de l'essence, les prix à la pompe dans les libres-services taxes non comprises, sauf la taxe de vente fédérale) et la moyenne des réalisations sur les ventes, soit les prix de gros

7. Seules les sociétés Shell, Gulf et Impériale ont fait connaître, à des fins d'information, leurs statistiques relatives aux réalisations sur leurs ventes. Toutefois, les données de Shell portant sur ses ventes d'essence ordinaire sans plomb n'ont été établies qu'à compter de 1978, puisqu'avant cette date, cette société ne réalisait dans ce domaine qu'un volume de ventes nul ou négligeable. Les chiffres de la société Impériale n'ont pas été utilisés, car on a voulu respecter la continuité chronologique. Par conséquent, seules les statistiques de Gulf portant sur les années 1973 à 1977 sont utilisées pour illustrer les réalisations sur les ventes d'essence ordinaire sans plomb.

8. Cette estimation des coûts de livraison s'appuie sur les témoignages que plusieurs raffineurs et revendeurs ont faits au sujet des prix pratiqués dans les agglomérations métropolitaines, telles que Toronto et Montréal.

9. Aucun tableau n'a été consacré aux ventes de supercarburant sans plomb.

TABLEAU K-1

Composition de l'échantillon constitué par les moyennes des réalisations sur les ventes

(a) FUEL DOMESTIQUE

(1) Toronto métropolitain/Ontario

— Deux plus gros revendeurs	1979 à 1980: 1981 à 1983:	Gulf (1), Texaco (2) Gulf (1), Texaco (2), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1981: 1982 à 1983:	Texaco (1) Texaco (1), Petro-Canada (2)
— Revendeurs réunis	1979 à 1983:	Impériale, Shell, Gulf (1)

(2) Montréal métropolitain/Québec

— Deux plus gros revendeurs	1979 à 1980: 1981 à 1983:	Gulf (2), Texaco (2) Gulf (2), Texaco (2), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1980: 1981 à 1983:	Gulf (2), Texaco (1) Gulf (2), Texaco (1), Petro-Canada (2)
— Revendeurs réunis	1979 à 1983:	Impériale, Shell

(b) ESSENCE ORDINAIRE AU PLOMB

(1) Toronto métropolitain/Ontario

— Deux plus gros revendeurs	1979: 1980: 1981 à 1983:	Gulf (2), Texaco (1) Gulf (2), Texaco (2) Gulf (1), Texaco (2), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1980: 1981: 1982 à 1983:	Gulf (2), Texaco (1) Texaco (1) Petro-Canada (2), Texaco (1)
— Revendeurs réunis	1979 à 1980: 1981 à 1983:	Impériale, Shell, Suncor Impériale, Shell, Suncor, Gulf (1)

(2) Montréal métropolitain/Québec

— Deux plus gros revendeurs	1979 à 1980: 1981 à 1982: 1983:	Gulf (2), Texaco (2) Gulf (2), Texaco (2), Petro-Canada (2) Gulf (2), Texaco (1), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1983:	Gulf (2), Texaco (1)
— Revendeurs réunis	1979 à 1980: 1981 à 1983:	Impériale, Shell, Suncor Impériale, Shell, Suncor

TABLEAU K-1 (suite)

Composition de l'échantillon constitué par les moyennes des réalisations sur les ventes

(c) ESSENCE ORDINAIRE SANS PLOMB

(1) Toronto métropolitain/Ontario

— Deux plus gros revendeurs	1979:	Gulf (2), Texaco (1)
	1980:	Gulf (2), Texaco (2)
	1981 à 1983:	Gulf (1), Texaco (2), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2)
	1981:	Texaco (1)
	1982 à 1983:	Petro-Canada (2)
— Revendeurs réunis	1979:	Impériale, Shell, Suncor, Texaco (1)
	1980:	Impériale, Shell, Suncor, Texaco (1), Gulf (1)
	1981:	Impériale, Shell, Suncor, Gulf (1)
	1982 à 1983:	Impériale, Shell, Suncor, Texaco (1), Gulf (1)

(2) Montréal métropolitain/Québec

— Deux plus gros revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2), Texaco (2)
	1981 à 1982:	Gulf (2), Texaco (2), Petro-Canada (2)
	1983:	Gulf (2), Texaco (1), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1983:	Gulf (2), Texaco (1)
— Revendeurs réunis	1979 à 1980:	Impériale, Shell, Suncor
	1981 à 1983:	Impériale, Shell, Suncor

(d) SUPERCARBURANT SANS PLOMB

(1) Toronto métropolitain/Ontario

— Deux plus gros revendeurs	1979:	Gulf (2), Texaco (1)
	1980:	Gulf (2), Texaco (2)
	1981 à 1983:	Gulf (1), Texaco (2), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2)
	1981:	n.d.
	1982 à 1983:	Petro-Canada (2)
— Revendeurs réunis	1979 à 1980:	Impériale, Shell, Suncor, Texaco (1), Gulf (1)
	1981 à 1982:	Impériale, Shell, Suncor, Gulf (1)
	1983:	Impériale, Shell, Suncor, Texaco (1), Gulf (1)

(d) SUPERCARBURANT SANS PLOMB—(fin)

(2) Montréal métropolitain/Québec

— Deux plus gros revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2), Texaco (2)
	1981 à 1982:	Gulf (2), Texaco (2), Petro-Canada (2)
	1983:	Gulf (2), Texaco (1), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1983:	Gulf (2), Texaco (1)
— Revendeurs réunis	1979 à 1980:	Impériale, Shell, Suncor
	1981 à 1983:	Impériale, Shell, Suncor

Notes:

1. Les chiffres entre parenthèses indiquent si ceux fournis par la société concernent ses (2) plus gros ou plus petits revendeurs ou seulement son (1) plus gros ou plus petit revendeur.
2. Les chiffres par volume étaient généralement disponibles pour les échantillons décrits ci-dessus, sauf pour les mois d'été où l'on observait souvent une absence totale de ventes de mazout.

Sources:

- (a) Impériale — pièce M-734 et pièce M-735, confidentielle.
- (b) Shell — pièce M-738 et pièce M-759, confidentielles.
- (c) Gulf — pièce M-724 pour 1979 à 1981, pièce M-728, confidentielle, pour 1982 à 1983 et pièce M-806.
- (d) Texaco — pièce M-726 pour 1979 à 1980, pièce M-730, confidentielle, pour 1981 à 1983 et pièce M-771, confidentielle, pour 1979 à 1983.
- (e) Petro-Canada — pièce M-742, confidentielle.
- (f) Suncor — pièce M-672, article 12, pour 1979 à 1981 et pièce M-673, confidentielles, pour 1982 à 1983.

auxquels chaque catégorie de revendeurs paie le mazout (ou chacune des catégories d'essence). Les marges brutes nominales ont été converties en dollars constants de 1981 par litre en utilisant les indices mensuels des prix à la consommation pour Toronto et Montréal.

Les données que les sociétés ont présentées sur leur chiffre d'affaires ont permis de calculer des marges brutes ayant pour point de départ les réalisations moyennes pondérées des trois catégories de revendeurs. Ces chiffres illustrent mieux que d'autres la situation réelle de l'industrie pétrolière, étant donné une inégale répartition des ventes aux revendeurs parmi les sociétés pétrolières.

(a) La description des données

(i) *En ce qui concerne le fuel domestique*, les prix de ventes aux particuliers (libres de toutes remises ou allocations) ont été consignés par Impériale, Shell, Gulf, Texaco et Petro-Canada¹⁰ (cette dernière pour 1981 et

10. Suncor n'a pas fourni de données sur les prix du fuel domestique ou sur les réalisations ayant trait à ses ventes dans ce domaine. On trouvera au tableau K-1 la composition annuelle de l'échantillon du fuel domestique par catégorie de revendeurs et par ville, de 1979 à 1983.

1983 seulement). Toutefois, les données relatives aux réalisations sur les ventes, et les chiffres sur le volume des ventes correspondants, pour chacun des deux plus grands revendeurs des agglomérations métropolitaines de Toronto et de Montréal n'ont été communiqués par Texaco que de 1979 à 1983 et par Petro-Canada, que de 1981 à 1983. Gulf a aussi fourni ces chiffres pour la ville de Montréal mais, à Toronto, les données de cette société ne s'appliquaient qu'au plus important des revendeurs. Il a été possible d'obtenir des chiffres complets sur les deux plus petits revendeurs de Gulf (pour Montréal seulement) et de Petro-Canada (pour Toronto en 1982 et 1983 et pour Montréal de 1981 à 1983). Texaco a présenté des chiffres seulement sur le plus petit de ses revendeurs. Les chiffres d'Impériale et de Shell portaient, pour leur part, sur la valeur moyenne ou globale des réalisations sur les ventes aux revendeurs, et sur le volume de ventes à l'ensemble des revendeurs (envisagés en tant que groupe)¹¹.

Les marchés définis par les chiffres dont il vient d'être question variaient de même selon les sociétés. Impériale a fourni des données sur le total de ses transactions avec les revendeurs aussi bien en Ontario qu'au Québec. Les coûts estimatifs de transport ont été défalqués de ces réalisations pour obtenir des chiffres nets départ raffinerie¹². (Aussi, ces données ne tiennent pas compte de fortes ventes au jour le jour¹³.) Selon Impériale, ses plus gros clients revendeurs n'ont pris qu'une partie de leurs enlèvements totaux au niveau provincial à Toronto et à Montréal respectivement (avec de fortes variations d'un mois à l'autre).

Shell a indiqué que son effectif de revendeurs était trop modeste pour qu'elle puisse utilement ventiler les données relatives aux réalisations sur ses ventes par catégorie de revendeurs. Ses zones de marché se trouvaient à Toronto/Oakville et à Montréal. Gulf, Texaco et Petro-Canada ont communiqué des statistiques sur les transactions effectuées dans les agglomérations métropolitaines de Toronto et de Montréal.

La fourchette des réalisations mensuelles (ou des prix de gros) correspondait de très près à celle des prix de gros que publie à Toronto et à Montréal la

11. Les chiffres fournis par la société Gulf à l'égard de la catégorie des deux plus grands revendeurs se rapportaient à un revendeur, mais ils ont été inclus dans la catégorie des revendeurs réunis pour l'agglomération métropolitaine de Toronto parce qu'ils y représentaient la totalité des ventes de cette société à ses revendeurs de 1979 à 1983.

12. Il s'agit ici de Sarnia et de Montréal.

13. Des données provenant d'autres données d'Impériale, et se recouvrant pour les années 1979 et 1980, ont indiqué que cette exclusion faisait baisser les réalisations moyennes d'Impériale de 0,004 \$ le litre.

revue *Oil Buyers' Guide*, ainsi qu'aux prix de gros qu'ont mentionnés à l'occasion plusieurs revendeurs témoignant au cours des audiences.

En répondant à la demande de la Commission, certains raffineurs ont allégué qu'une simple comparaison des chiffres mensuels ayant trait aux prix nets de vente aux particuliers et aux réalisations sur les ventes (ou des prix de gros départ raffinerie) fausserait peut-être l'estimation des marges brutes puisque les revendeurs stockent généralement leur mazout pendant plusieurs mois¹⁴ avant de l'écouler sur le marché de détail. Cela dit, plusieurs raffineurs ont laissé entendre qu'il serait plus avantageux d'utiliser des données décalées pour comparer les réalisations sur les ventes aux prix courants mensuels du fuel domestique. Il n'a pas été tenu compte de cette suggestion parce qu'en examinant les achats mensuels par volume des revendeurs indépendants, nous avons constaté que c'est surtout à l'automne et à l'hiver que ceux-ci s'approvisionnaient en mazout auprès des raffineurs. Il nous a donc semblé que les achats de mazout effectués pendant la morte-saison, soit de mai à août, n'étaient pas assez considérables pour justifier l'emploi de données décalées.

Ce volume annuel d'achats qu'effectuent auprès des raffineurs les plus petits revendeurs se situe en général en-dessous de 2,1 millions de litres, ce qui représente moins de la moitié du volume minimal requis pour qu'un distributeur de fuel domestique, disposant d'un seul camion-citerne (voir le tableau 2), puisse avoir un rendement efficace. Le fait qu'on relève des chiffres aussi bas indique sans doute que certains acheteurs se ravitaillent auprès de plus d'un distributeur (qu'il s'agisse d'un autre revendeur ou d'un autre raffineur). La taille modeste du volume moyen des revendeurs installés au Québec en particulier, mais aussi en Ontario, rend cependant plus plausible la thèse voulant que les revendeurs se soient approvisionnés auprès d'un seul distributeur.

(ii) *En ce qui concerne l'essence*, la Commission a résolu, après que les sociétés lui eurent fait savoir qu'il ne leur serait pas possible de fournir des chiffres sur les prix de détail de leurs réseaux de marques secondaires à Toronto et à Montréal, de leur demander les prix à la pompe dans les libres-services contrôlés par l'une ou l'autre des sociétés pétrolières. Ces prix devaient porter sur l'essence ordinaire au plomb, l'essence ordinaire sans plomb et le supercarburant sans plomb. (Il a fallu ajuster les prix de détail à la pompe consignés par la plupart des sociétés afin d'en défalquer les taxes provinciales ou les taxes d'accise fédérales et de les rendre compatibles avec

14. Ils rempliraient leurs réservoirs de stockage à l'été (ou au début de l'automne) en vue des ventes qu'ils effectueraient à l'automne (ou au cours de l'hiver).

TABLEAU K-2

Volumes de mazout et d'essence pour moteur achetés par chacun des deux plus petits revendeurs (millions de litres)

A. MAZOUT					
	Gulf		Texaco	Petro-Canada	
	(1)	(2)	(1)	(1)	(2)
<i>A. Montréal</i>					
1979	154	423	2 480	n.d.	n.d.
1980	171	490	2 056	n.d.	n.d.
1981	160	338	1 532	1 808	580
1982	115	211	1 267	1 984	375
1983	248	415	1 362	2 002	516
<i>B. Toronto</i>					
1979	—	—	2 044	n.d.	n.d.
1980	—	—	2 007	n.d.	n.d.
1981	—	—	1 776	n.d.	n.d.
1982	—	—	1 553	1 959	1 299
1983	—	—	1 470	1 069	1 110
B. ESSENCE POUR MOTEUR					
	Gulf		Texaco	Petro-Canada	
	(1)	(2)	(1)	(1)	(2)
<i>A. Montréal</i>					
1979	592	1 475	1 125	n.d.	n.d.
1980	528	1 171	1 454	n.d.	n.d.
1981	397	705	1 114	n.d.	n.d.
1982	1 045	750	848	—	—
1983	606	937	51	—	—
<i>B. Toronto</i>					
1979	6 266	8 667	274	n.d.	n.d.
1980	5 341	2 902	240	n.d.	n.d.
1981	—	—	250	n.d.	n.d.
1982	—	—	184	3 050	2 279
1983	—	—	97	777	594

Source: Voir le tableau 1 pour les sources se rapportant aux sociétés Gulf, Texaco et Petro-Canada.

les données relatives aux réalisations sur les ventes¹⁵ d'essence aux revendeurs, données que nous avons également exigées.

15. Les chiffres fournis ne devaient pas inclure les allocations de soutien des prix dont avaient bénéficiées certains revendeurs et ne tenir compte que de la taxe fédérale sur les ventes, ces exigences ayant pour fin d'uniformiser les données provenant des diverses sociétés et de permettre les comparaisons entre des villes situées en Ontario et au Québec.

Impériale n'a pu fournir que les prix à la pompe les plus courants pour les ventes d'essence ordinaire au plomb à Toronto et à Montréal. Elle entendait désigner par là les prix les plus couramment utilisés dans ses libres-services Esso au cours d'une journée donnée par mois. Les données consignées par Shell portaient sur les grands marchés du Sud de l'Ontario et de la vallée du fleuve St-Laurent au Québec: a) parce que la société ne pouvait harmoniser les prix à la pompe avec les données sur les réalisations puisque ces dernières n'étaient disponibles (allocations de soutien financier non comprises) que pour le marché le plus grand; b) parce que s'il était vrai que les revendeurs faisaient leurs enlèvements à Toronto et à Montréal, il était également vrai qu'ils livraient à des points situés à l'extérieur de ces villes et qu'en conséquence, les prix moyens à la pompe portant sur des zones plus vastes représentaient mieux le niveau des prix concurrentiels à la pompe. Bien que les données sur les prix fournies par Shell se rapportaient indifféremment aux points de vente gérés par la société et offrant soit un libre service, soit des services complets, des raisons statistiques nous obligeaient à les utiliser. En effet, le nombre de sociétés ayant fourni des données sur les prix de diverses catégories d'essence sans plomb était fort restreint¹⁶. L'inclusion des points de vente à services complets a créé quelque prédisposition à la hausse des marges bénéficiaires brutes calculées pour les indépendants par rapport aux libres-services.

Gulf a communiqué des prix mensuels moyens pratiqués respectivement par 17 et 23 des libres-services exploités par la société (Servico) à Toronto et à Montréal. Le personnel de la Commission a établi la moyenne des prix de ces points de vente individuels pour obtenir les prix moyens pratiqués à Toronto et à Montréal. Petro-Canada a fourni les prix de vente mensuels moyens utilisés par les débouchés qu'elle exploite (c'est-à-dire respectivement 10 et 10 lave-autos équipés de pompes à essence à Toronto et à Montréal), mais seulement de 1981 à 1983. Texaco et Suncor n'ont pas fourni de données sur les prix à la pompe.

La disponibilité des données relatives aux réalisations sur les ventes d'essence et sur le volume de ces ventes par catégorie de revendeurs variait beaucoup d'une société à l'autre¹⁷. Nous avons obtenu des chiffres sur les

16. Certes, nous disposons des données mensuelles de Statistique Canada sur les prix à la pompe des libres-services, mais nous avons trouvé qu'elles se comparaient moins bien aux prix moyens de cet échantillon de 1982 à 1983, période de la guerre des prix.

17. Les descriptions de l'échantillon qui suivent font surtout état de la disponibilité des données sur les ventes d'essence ordinaire au plomb. Pour ce qui concerne les autres catégories d'essence, on a pu constater que l'échantillon présentait des caractéristiques semblables. Voir le tableau K-1 pour la composition de l'échantillon suivant chaque catégorie d'essence.

deux plus grands revendeurs de Gulf (pour Toronto, ces chiffres ne concernaient qu'un de ces grands revendeurs de 1981 à 1983), de Texaco (de 1979 à mai 1980 pour Toronto et en 1983 pour Montréal, les données fournies ne se rapportaient qu'à un seul grand revendeur) et de Petro-Canada de 1981 à 1983 (pour Montréal, les chiffres fournis concernaient un revendeur de 1979 à mai 1981 inclusivement, puis deux revendeurs pour le reste de la période). Pour les deux plus petits revendeurs, nous avons pu exploiter les données fournies par Gulf (de 1979 à 1983 pour Montréal et de 1979 à 1980 pour Toronto), Texaco (à l'égard du plus petit revendeur seulement) et Petro-Canada (de 1982 à 1983 pour Toronto seulement).

Les données relatives aux réalisations moyennes qui nous ont été signalées par Impériale, Shell et Suncor envisageaient les ventes de ces sociétés à leurs revendeurs de façon globale¹⁸. Les données d'Impériale ne tenaient pas compte de fortes ventes au jour le jour. Des données provenant d'autres données d'Impériale, et se recouvrant partiellement pour les années 1979 à 1980, nous ont permis d'observer que cette exclusion faisait baisser les réalisations de la société Impériale de 0,011 \$ à 0,0044 \$ le litre. Il nous a fallu ajuster les chiffres d'Impériale et de Suncor en y ajoutant la taxe fédérale sur les ventes¹⁹ de manière à pouvoir comparer ces chiffres à d'autres.

Dans la réponse qu'elle a fournie à la Commission (voir la pièce M-728), la société Gulf a déclaré que ses réalisations mensuelles sur ses ventes d'essence comprenaient la taxe fédérale. Ces chiffres et d'autres données soumises par la société ont donc été combinés pour former les réalisations moyennes qui ont servi au calcul des marges brutes figurant aux tableaux 11 à 18 de l'annexe L. Plus tard, on a constaté que les chiffres sur les réalisations s'harmonisaient avec les prix de gros signalés ailleurs par Gulf (voir la pièce M-615, article 5) pour les années 1982 et 1983 et ne comprenant pas de taxes. Gulf a subséquemment informé la Commission qu'une erreur s'était glissée dans les chiffres de la pièce M-728 et que les réalisations mensuelles qui y figuraient ne comprenaient pas de taxes de 1979 à 1983 (voir la pièce M-806). Toutefois, en ajoutant la taxe fédérale sur les ventes à ces

18. Les chiffres relatifs à des revendeurs individuels, signalés par Gulf et Petro-Canada pour les deux plus grands revendeurs, ont également été inclus dans la catégorie des revendeurs réunis pour Toronto et Montréal respectivement lorsque ces sociétés ont indiqué que ces chiffres représentaient la totalité de leurs ventes aux revendeurs pour une année ou un mois donné.

19. De 1979 au 21 avril 1980, la taxe fédérale sur les ventes était établie sur une base unitaire; à compter du 22 avril 1980, elle est devenue une taxe *ad valorem* de 9 p. 100 sur les prix de vente du fabricant. Les chiffres sur les taxes unitaires, par catégorie d'essence, ont été obtenus d'Énergie, Mines et Ressources Canada.

réalisations mensuelles de 1979 à la moitié de 1981, on a obtenu des chiffres qui dépassaient de beaucoup ceux que les autres raffineurs avaient signalés. De plus, la moyenne annuelle des marges brutes mensuelles calculées d'après les données non révisées de la société Gulf paraissait comparable aux données du tableau sur les marges annuelles. Si l'utilisation des données non corrigées de Gulf paraît avoir entraîné de fortes variations au niveau des marges mensuelles, elle ne semble pas, par contre, avoir eu une grande influence sur la moyenne annuelle calculée à partir de ces marges mensuelles.

Le faible volume (voir le tableau 2) des achats effectués par la plus petite catégorie des revendeurs d'essence nous apprend possiblement que ces ventes concernaient des petites transactions au jour le jour ou même les achats de points de vente au détail individuels plutôt que le volume d'achats associé aux revendeurs ayant une fonction de grossistes ou de détaillants.



L

Tableaux relatifs à l'analyse des marges brutes

TABLEAU L-1

**Marges bénéficiaires annuelles brutes accessibles aux revendeurs indépendants de mazout,
de 1973 à 1982, en cents de 1981 nominaux et constants, par litre**

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
A. La marge bénéficiaire brute provient du prix moyen annuel fait aux particuliers ^(b) défalqué par la moyenne simple des réalisations de ventes effectuées telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell ^(c) et Gulf ^(d) pour l'Ontario	1,94	2,47	2,16	2,82	3,09	3,23	2,75	2,60	4,45	6,00
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	2,05	2,00	2,32	3,04	2,99	3,46	2,54	2,88	4,80	7,46
B. La marge bénéficiaire brute ^(a) , en cents constants de 1981, provient du prix annuel moyen fait aux particuliers ^(b) défalqué par la moyenne simple des réalisations de ventes effectuées telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	4,03	4,64	3,67	4,46	4,54	4,37	3,41	2,93	4,45	5,39
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	4,29	3,76	3,93	4,83	4,38	4,68	3,15	3,24	4,80	6,69

Notes et sources:

- (a) Les chiffres des marges bénéficiaires brutes de la partie A ont été rajustés de façon à supprimer l'effet de l'inflation. En ce qui concerne l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique, on a utilisé l'indice des prix à la consommation de Toronto et de Montréal.
- (b) Les prix annuels moyens faits aux particuliers utilisés dans les calculs susmentionnés valent pour Toronto et Montréal. Ils ont été fournis par la Division des prix de Statistique Canada.
- (c) En ce qui concerne Shell, les données sont tirées de la pièce M-664, intercalaire 25714, pour la période de 1973 à 1980, et de la pièce M-664A confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982.
- (d) En ce qui concerne Gulf, les données sont tirées des pièces M-614 et M-615 confidentielles, pour la période de 1973 à 1980, et pour celle de 1981 à 1982 respectivement.

TABLEAU L-2

Réalisations annuelles effectuées par les raffineurs sur les ventes de mazout aux comptes commerciaux/industriels (C/I) et aux revendeurs indépendants, de 1973 à 1982, en cents de 1981, nominaux et constants, par litre

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
A. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell ^(c) et Gulf ^(d) pour l'Ontario	3,98 3,76	5,81 4,73	7,24 5,98	7,90 6,78	8,68 7,91	9,99 9,37	11,82 11,28	15,36 14,25	21,30 19,85	24,94 23,70
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	4,64 3,85	6,64 5,70	7,99 6,18	8,68 6,76	9,69 8,11	10,84 9,14	12,80 11,86	16,87 14,42	23,50 20,10	26,78 22,98
B. Moyenne simple des réalisations de ventes^(a) aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants en cents constants de 1981 telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	8,27 7,82	10,92 8,89	12,29 10,15	12,50 10,73	12,75 11,62	13,52 12,68	14,65 13,98	17,28 16,03	21,30 19,85	22,41 21,29
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	9,71 8,05	12,48 10,71	13,54 10,48	13,78 10,73	14,21 11,89	14,67 12,37	15,88 14,72	18,96 16,20	23,50 20,10	24,00 20,59
C. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I (moins les frais de livraison)^(b) et des réalisations de ventes aux revendeurs indépendants, en cents constants de 1981, telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	7,17 7,82	9,82 8,89	11,19 10,15	11,40 10,73	11,65 11,62	12,42 12,68	13,55 13,98	16,18 16,03	20,20 19,85	21,31 21,29
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	8,61 8,05	11,38 10,71	12,44 10,48	12,68 10,73	13,11 11,89	13,57 12,37	14,78 14,72	17,86 16,20	22,40 20,10	22,90 20,59

Notes et sources:

- (a) Les réalisations annuelles moyennes de la partie A ont été rajustées de façon à supprimer l'effet de l'inflation. Pour l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique, on a utilisé l'indice des prix à la consommation de Toronto et de Montréal.
- (b) Les réalisations annuelles moyennes rajustées en raison de l'inflation, pour ce qui est des comptes commerciaux et industriels de la partie B, ont été de nouveaux rajustées en défalquant 1,1¢ constant de 1981 par litre, au titre des frais de livraison, en fonction de l'estimation de 0,88¢ par litre pour 1979, estimation que l'on trouve dans l'étude du groupe de travail d'Énergie, Mines et Ressources en date de juin 1979 au tableau IV, note 2 de la pièce C-198B.
- (c) Pour ce qui est de Shell, les données sont tirées de la pièce M-664, intercalaire 25714, pour la période de 1973 à 1980, et de la pièce M-664A confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982.
- (d) Quant à Gulf, les données proviennent des pièces M-614 et M-615 confidentielles, pour la période de 1973 à 1980, et pour celle de 1981 à 1982 respectivement.

TABLEAU L-3

**Certaines marges bénéficiaires annuelles brutes accessibles aux revendeurs indépendants
d'essence ordinaire au plomb, de 1973 à 1982, en cents par litre**

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Marge brute provenant de la défalcation de la moyenne simple des réalisations de ventes aux revendeurs indépendants, signalées par (i) Shell et Gulf ^(c) et (ii) Shell, Gulf et Suncor ^(c) d'après certains prix de détail à la pompe établis annuellement ^(d)										
A. PRIX À TORONTO — RÉALISATIONS DES VENTES EN ONTARIO										
1. Statistique Canada — Services complets ^(a)										
a) Shell et Gulf	3,71	3,63	3,34	3,55	3,60	3,87	4,13	4,70	6,59	7,29
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	3,36	3,21	3,40	3,57	3,77	4,09	4,47	6,54	7,48
2. Statistique Canada — Libres-services ^(a)										
a) Shell et Gulf	s.o.	s.o.	s.o.	2,41	2,37	2,94	3,23	3,05	4,49	4,99
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	s.o.	s.o.	2,31	2,34	2,87	3,19	2,87	4,44	5,18
3. Kent/Énergie, Mines et Ressources — <i>Majors</i> nationales (raffineurs) libres-services ^(b)										
a) Shell et Gulf	2,29	2,27	1,83	2,13	2,26	3,07	3,46	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	1,98	1,70	2,03	2,23	3,00	3,42	s.o.	s.o.	s.o.
4. Kent/Énergie, Mines et Ressources — <i>Majors</i> nationales (raffineurs) services complets — marques secondaires ^(b)										
a) Shell et Gulf	1,65	1,99	1,54	1,67	1,64	2,49	2,73	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	1,70	1,41	1,57	1,61	2,39	2,69	s.o.	s.o.	s.o.
5. Kent/Énergie, Mines et Ressources — Revendeurs indépendants, services complets ^(b)										
a) Shell et Gulf	1,90	2,20	1,54	1,91	2,02	2,65	2,86	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	1,91	1,41	1,81	1,99	2,58	2,82	s.o.	s.o.	s.o.
B. PRIX À MONTRÉAL — RÉALISATIONS DES VENTES AU QUÉBEC ET DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE										
1. Statistique Canada — Services complets ^(a)										
a) Shell et Gulf	2,90	2,77	2,52	3,00	3,03	3,27	3,64	4,29	5,75	6,29
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	2,96	2,53	2,82	2,97	3,42	3,51	3,87	5,57	6,04
2. Statistique Canada — Libres-services ^(a)										
a) Shell et Gulf	s.o.	s.o.	s.o.	2,54	2,61	2,91	3,24	3,65	4,85	5,69
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	s.o.	s.o.	2,41	2,55	3,06	3,11	3,27	4,67	5,44
3. Kent/Énergie, Mines et Ressources — <i>Majors</i> nationales (raffineurs) libres-services ^(b)										
a) Shell et Gulf	1,95	2,04	1,70	2,31	2,59	2,74	3,00	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	2,16	1,74	2,18	2,53	2,89	2,87	s.o.	s.o.	s.o.

TABLEAU L-3 (suite)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
4. Kent/Énergie, Mines et Ressources — <i>Majors nationales (raffineurs) services complets — marques secondaires^(b)</i>										
a) Shell et Gulf	1,59	1,78	1,38	2,05	2,31	2,24	2,45	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	1,90	1,42	1,92	2,25	2,39	2,32	s.o.	s.o.	s.o.
5. Kent/Énergie, Mines et Ressources — <i>Revendeurs indépendants, services complets</i>										
a) Shell et Gulf	1,97	2,11	1,62	2,35	2,68	2,49	2,53	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	2,23	1,66	2,22	2,62	2,64	2,40	s.o.	s.o.	s.o.

Notes et sources:

- (a) Les prix annuels de détail à la pompe, dans le cas des services complets et des livres-services, chiffres fournis par Statistique Canada et utilisés dans le calcul des marges bénéficiaires brutes ci-dessus, valent pour les régions métropolitaines de Toronto et de Montréal. Les prix annuels sont une moyenne pondérée des prix mensuels.
- (b) Les données sur les prix annuels fournies par le cabinet Kent et Énergie, Mines et Ressources sont fondées sur des études des prix de détail à la pompe pratiqués dans les points de vente d'essence particuliers de la région métropolitaine de Montréal et de celle de Toronto, études réalisées par Kent Marketing Services Limited à raison de deux à six fois par année. Les données sur les débouchés particuliers selon la date de l'étude ont été fournies au Directeur des enquêtes et recherches par Énergie, Mines et Ressources sous la forme d'une moyenne pondérée par (volume) pour les diverses catégories de points de vente, y compris les trois utilisés dans ce tableau. Voir le Livre vert, volume VI, p. 461 et p. 462 ainsi que p. 467 à p. 477. Les prix annuels utilisés pour les calculs ci-dessus sont les moyennes simples des prix disponibles annuellement selon les séries de deux à six études.
- (c) Les données sur les réalisations de ventes moyennes annuelles ont été signalées par Shell et Gulf pour la période de 1973 à 1982 et par Suncor pour la période de 1974 à 1982. Pour ce qui est de Shell, voir les pièces M-664, intercalaire 25714 pour la période de 1973 à 1980, et M-664A, confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982. Quant à Gulf, voir les pièces M-614 pour la période de 1973 à 1980 et M-615 confidentielle pour la période de 1981 à 1982. En ce qui concerne Suncor, voir les pièces M-672, article 12, pour la période de 1973 à 1981 et M-673, confidentielle, pour 1982.
- (d) Les données sur les prix et les réalisations ont été rajustées de façon à ne comprendre que la taxe fédérale afin d'établir des comparaisons entre les provinces et entre les régions.

TABLEAU L-4

**Certaines marges bénéficiaires brutes annuelles accessibles aux revendeurs indépendants
d'essence ordinaire au plomb, de 1973 à 1982, en cents constants de 1981, par litre^(a)**

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Les marges bénéficiaires brutes proviennent de la défalcation de la moyenne simple des réalisations de vente aux revendeurs indépendants, telles qu'elles ont été signalées par (i) Shell et Gulf ^(a) et (ii) Shell, Gulf et Suncor ^(d) d'après certains prix de détail à la pompe établis annuellement ^(e)										
A. PRIX À TORONTO — RÉALISATIONS DES VENTES EN ONTARIO										
1. Statistique Canada — Services complets ^(b)										
a) Shell et Gulf	7,71	6,82	5,67	5,62	5,29	5,24	5,12	5,29	6,59	6,55
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	6,32	5,45	5,38	5,24	5,11	5,07	5,03	6,54	6,72
2. Statistique Canada — Libres-services ^(b)										
a) Shell et Gulf	s.o.	s.o.	s.o.	3,81	3,48	3,98	4,00	3,43	4,49	4,48
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	s.o.	s.o.	3,66	3,44	3,89	3,95	3,23	4,44	4,65
3. Kent/Énergie, Mines et Ressources — <i>Major</i> nationales (raffineurs) libres-services ^(c)										
a) Shell et Gulf	4,76	4,27	3,11	3,37	3,32	4,15	4,29	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	3,73	2,89	3,21	3,28	4,05	4,24	s.o.	s.o.	s.o.
4. Kent/Énergie, Mines et Ressources — <i>Majors</i> nationales (raffineurs) services complets — marques secondaires ^(c)										
a) Shell et Gulf	3,43	3,74	2,62	2,64	2,41	3,37	3,38	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	3,20	2,39	2,48	2,36	3,23	3,33	s.o.	s.o.	s.o.
5. Kent/Énergie, Mines et Ressources — Revendeurs indépendants, services complets ^(c)										
a) Shell et Gulf	3,95	4,14	2,62	3,02	2,97	3,58	3,54	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	3,59	2,39	2,86	2,92	3,49	3,49	s.o.	s.o.	s.o.
B. PRIX À MONTRÉAL — RÉALISATIONS DES VENTES AU QUÉBEC ET DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE										
1. Statistique Canada — Services complets ^(b)										
a) Shell et Gulf	6,07	5,21	4,27	4,76	4,44	4,43	4,52	4,82	5,75	5,64
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	5,56	4,29	4,48	4,36	4,63	4,36	4,35	5,57	5,41
2. Statistique Canada — Libres-services ^(b)										
a) Shell et Gulf	s.o.	s.o.	s.o.	4,03	3,83	3,94	4,02	4,10	4,85	5,10
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	s.o.	s.o.	3,83	3,74	4,15	3,86	3,67	4,67	4,88

TABLEAU L-4 (suite)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
3. Kent/Énergie, Mines et Ressources — <i>Majors nationales (raffineurs) libres-services^(a)</i>										
a) Shell et Gulf	4,07	3,84	2,88	3,67	3,80	3,71	3,72	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	4,07	2,95	3,46	3,71	3,91	3,56	s.o.	s.o.	s.o.
4. Kent/Énergie, Mines et Ressources — <i>Majors nationales (raffineurs) services complets — marques secondaires^(a)</i>										
a) Shell et Gulf	3,33	3,34	2,34	3,25	3,39	3,03	3,04	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	3,57	2,41	3,05	3,30	3,23	2,88	s.o.	s.o.	s.o.
5. Kent/Énergie, Mines et Ressources — <i>Revendeurs indépendants, services complets^(a)</i>										
a) Shell et Gulf	4,12	3,97	2,75	3,73	3,93	3,36	3,14	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	4,19	2,81	3,52	3,84	3,57	2,98	s.o.	s.o.	s.o.

Notes et sources:

- (a) Les chiffres sur les marges bénéficiaires brutes du tableau 3 ont été rajustés de façon à supprimer l'effet de l'inflation. Pour ce qui est de l'Ontario, du Québec et des provinces de l'Atlantique, l'indice des prix à la consommation à Toronto et à Montréal a servi aux calculs.
- (b) Les prix annuels de détail à la pompe, dans le cas des services complets et des libres-services, chiffres fournis par Statistique Canada et utilisés dans le calcul des marges bénéficiaires brutes ci-dessus, valent pour les régions métropolitaines de Toronto et de Montréal. Les prix annuels sont une moyenne pondérée des prix mensuels.
- (c) Les données sur les prix annuels fournies par le cabinet Kent et Énergie, Mines et Ressources sont fondées sur des études des prix de détail à la pompe pratiqués dans les points de vente d'essence particuliers de la région métropolitaine de Montréal et de celle de Toronto, études réalisées par Kent Marketing Services Limited à raison de deux à six fois par année. Les données sur les débouchés particuliers selon la date de l'étude ont été fournies au Directeur des enquêtes et recherches par Énergie, Mines et Ressources sous la forme d'une moyenne pondérée (par volume) pour les diverses catégories de points de vente, y compris les trois utilisés dans ce tableau. Voir le Livre vert, volume VI, p. 461 et p. 462 ainsi que p. 467 à p. 477. Les prix annuels utilisés pour les calculs ci-dessus sont les moyennes simples des prix disponibles annuellement selon les séries de deux à six études.
- (d) Les données sur les réalisations de ventes moyennes annuelles ont été signalées par Shell et Gulf pour la période de 1973 à 1982 et par Suncor pour la période de 1974 à 1982. Pour ce qui est de Shell, voir les pièces M-664, intercalaire 25714, pour la période de 1973 à 1980 et M-664A, confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982. Quant à Gulf, voir les pièces M-614 pour la période de 1973 à 1980 et M-615 confidentielle pour la période de 1981 à 1982. En ce qui concerne Suncor, voir les pièces M-672, article 12, pour la période de 1973 à 1981 et M-673, confidentielle, pour 1982.
- (e) Les données sur les prix et les réalisations ont été rajustées de façon à ne comprendre que la taxe fédérale afin de normaliser les données reçues de toutes les sociétés et d'établir des comparaisons entre les provinces et entre les régions.

TABLEAU L-5

**Réalisations annuelles effectuées par les raffineurs sur les ventes d'essence ordinaire
au plomb aux comptes commerciaux/industriels (C/I) et aux revendeurs indépendants, de
1973 à 1982, en cents de 1981, nominaux et constants, par litre**

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
A. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants, telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell ^(c) et Gulf ^(d) pour l'Ontario	4,51	6,95	8,32	9,27	10,48	11,79	13,45	17,66	25,15	29,00
	4,43	6,45	7,57	8,24	9,73	10,56	12,68	16,20	22,85	27,41
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	4,84	7,62	8,87	9,60	11,06	12,14	13,84	18,24	26,20	30,39
	4,54	7,12	7,78	8,11	9,53	10,56	13,06	16,41	22,98	27,75
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	5,12	6,98	8,68	9,99	11,38	12,70	14,20	17,89	25,98	30,28
	4,25	6,34	7,41	8,30	9,89	11,14	12,52	15,15	23,19	27,51
B. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants en cents constants de 1981^(a) telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	9,38	13,06	14,13	14,67	15,39	15,95	16,67	19,87	25,15	26,06
	9,21	12,12	12,85	13,04	14,29	14,29	15,71	18,22	22,85	24,63
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	10,13	14,32	15,03	15,24	16,22	16,43	17,17	20,49	26,20	27,23
	9,50	13,38	13,19	12,87	13,97	14,29	16,20	18,44	22,98	24,87
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	10,81	13,35	14,91	15,76	16,56	17,05	17,58	20,15	25,98	27,13
	8,97	12,12	12,73	13,09	14,40	14,96	15,50	17,06	23,19	24,65
C. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I (moins les frais de livraison) et aux revendeurs indépendants en cents constants de 1981^(b) telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	8,98	12,66	13,73	14,27	14,99	15,55	16,27	19,47	24,75	25,66
	9,21	12,12	12,85	13,04	14,29	14,29	15,71	18,22	22,85	24,63
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	9,73	13,92	14,63	14,84	15,82	16,03	16,77	20,09	25,80	26,83
	9,50	13,38	13,19	12,87	13,97	14,29	16,20	18,44	22,98	24,87
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	10,41	12,95	14,51	15,36	16,16	16,65	17,18	19,75	25,58	26,73
	8,97	12,12	12,73	13,09	14,40	14,96	15,50	17,06	23,19	24,65

Notes et sources:

- (a) Les réalisations annuelles de la partie A ont été rajustées de manière à éliminer l'effet de l'inflation. En ce qui concerne l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique, on a utilisé l'indice des prix à la consommation de Toronto et de Montréal. Pour ce qui est de la C.-B. et des Prairies, la moyenne des indices des prix à la consommation de Vancouver, Calgary, Regina et Winnipeg a servi aux calculs.
- (b) Les réalisations annuelles moyennes rectifiées en fonction de l'inflation pour les comptes commerciaux et industriels de la partie B ont été de nouveau rajustées par défalcation de 0,4¢ le litre pour les frais de livraison basés sur des estimations signalées par les raffineurs et les revendeurs.
- (c) Pour ce qui est de Shell, les données sont tirées de la pièce M-664, intercalaire 25714, pour la période de 1973 à 1980, et de la pièce M-664A confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982.
- (d) Quant à Gulf, les données sont tirées de la pièce M-614 et de la pièce M-615, confidentielles, pour la période de 1973 à 1980, et pour celle de 1981 à 1982 respectivement.

TABLEAU L-6

**Réalisations annuelles effectuées par les raffineurs sur les ventes d'essence ordinaire
sans plomb aux comptes commerciaux/industriels (C/I) et aux revendeurs indépendants, de
1973 à 1982^(a), en cents de 1981, nominaux et constants, par litre**

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
A. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants, telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell ^(d) et Gulf ^(e) pour l'Ontario	7,15	9,01	9,14	10,13	11,27	11,93	13,69	18,52	26,00	30,04
	5,50	7,30	7,34	8,88	10,20	11,33	13,64	17,65	24,62	28,88
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	7,56	9,41	9,42	10,21	11,64	12,64	14,91	19,90	27,67	32,01
	4,31	8,24	8,27	8,99	10,16	11,05	14,01	17,80	24,06	28,98
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	6,58	8,41	9,74	10,95	12,50	13,18	14,81	18,68	27,79	31,70
	—	7,63	8,28	9,11	10,60	11,79	13,27	16,23	24,83	28,82
B. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants en cents constants de 1981^(b) telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	14,87	16,94	15,52	16,03	16,55	16,14	16,96	20,83	26,00	26,99
	11,44	13,72	12,46	14,05	14,98	15,33	16,90	19,85	24,62	25,95
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	15,82	17,69	15,97	16,21	17,07	17,10	18,50	22,36	27,67	28,68
	9,02	15,49	14,02	14,27	14,90	14,95	17,38	20,00	24,06	25,97
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	13,89	16,08	16,73	17,27	18,20	17,70	18,33	21,04	27,79	28,41
	—	14,59	14,22	14,37	15,43	15,83	16,43	18,28	24,83	25,82
C. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I (moins les frais de livraison) et aux revendeurs indépendants en cents constants de 1981^(c) telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	14,47	16,54	15,12	15,63	16,15	15,74	16,56	20,43	25,60	26,59
	11,44	13,72	12,46	14,05	14,98	15,33	16,90	19,85	24,62	25,95
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	15,42	17,29	15,57	15,81	16,67	16,70	18,40	21,96	27,27	28,28
	9,02	15,49	14,02	14,27	14,90	14,95	17,38	20,00	24,06	25,97
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	13,49	15,68	16,33	16,87	17,80	17,30	17,93	20,64	27,39	28,01
	—	14,59	14,22	14,37	15,43	15,83	16,43	18,28	24,83	25,82

Notes et sources:

(a) Les chiffres touchant la période de 1973 à 1977 valent seulement pour Gulf. Shell a signalé que ses ventes avant 1978 étaient inexistantes ou négligeables.

(b) Les réalisations annuelles moyennes de la partie A ont été rajustées de manière à éliminer l'effet de l'inflation. En ce qui concerne l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique, on a utilisé l'indice des prix à la consommation de Toronto et de Montréal. Pour ce qui est de la C.-B. et des Prairies, on s'est servi de la moyenne des indices des prix à la consommation de Vancouver, Calgary, Regina et Winnipeg.

(c) Les réalisations moyennes rectifiées pour tenir compte de l'inflation en ce qui concerne les comptes commerciaux et industriels de la partie B ont été de nouveau rajustées par défalcation de 0,4c par litre pour les frais de livraison basés sur des estimations signalées par les raffineurs et les revendeurs.

(d) Pour ce qui est de Shell, les données sont tirées de la pièce M-664, intercalaire 25714, pour la période de 1973 à 1980 et de la pièce M-664A confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982.

(e) Quant à Gulf, les données sont tirées de la pièce M-614 et de la pièce M-615 confidentielle pour la période de 1973 à 1980 et pour celle de 1981 à 1982 respectivement.

TABLEAU L-7

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs de mazout, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,8	3,5	3,4	3,9	3,3	3,3	3,3	3,2	2,9	3,0	3,0	2,9	3,3
	1980	3,0	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	3,1	2,5	2,8	3,4	3,6	3,6	3,1
	1981	3,5	3,8	3,8	3,5	2,2	3,5	3,8	2,7	4,3	4,9	5,3	5,7	3,9
	1982	5,9	6,0	6,0	6,2	6,3	6,1	5,5	4,6	6,5	7,6	7,7	7,8	6,4
	1983	7,6	7,5	8,1	7,7	7,8	6,3	7,0	7,3	7,5	7,5	8,0	7,9	7,5
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,4	3,1	2,9	3,3	2,7	2,7	2,5	2,1	2,6	2,8	2,8	2,7	2,8
	1980	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	s.o.	s.o.	2,6	2,9	3,1	3,2	2,9
	1981	3,1	3,2	3,3	3,0	2,4	2,8	2,8	2,3	2,2	3,5	3,7	3,9	3,0
	1982	5,1	5,5	6,8	7,0	7,3	7,0	6,2	5,6	7,7	8,1	8,3	8,6	6,9
	1983	7,4	7,4	9,1	9,4	9,3	7,9	8,6	8,6	6,9	7,1	7,2	7,2	8,0
Revendeurs réunis	1979	4,0	3,5	3,5	4,1	3,5	3,7	3,5	3,4	2,9	2,6	3,0	2,8	3,4
	1980	3,0	3,0	3,1	3,1	2,8	3,0	3,4	2,8	2,9	3,4	3,0	3,0	3,0
	1981	2,9	2,8	2,9	2,9	3,7	4,2	3,5	2,6	2,6	4,4	4,7	5,1	3,5
	1982	5,1	5,2	5,8	5,9	6,7	6,1	5,4	4,5	7,6	8,4	7,8	7,2	6,3
	1983	6,7	6,7	8,2	7,5	7,4	6,1	8,0	6,1	7,5	8,0	6,7	6,8	7,1
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,6	3,2	2,6	2,9	2,6	2,8	2,7	2,6	2,3	2,4	2,5	2,4	2,6
	1980	2,9	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,8	2,3	2,5	2,9	2,9	3,0	2,6
	1981	2,9	2,9	3,7	3,1	3,3	3,8	3,7	4,4	5,0	5,7	5,7	5,9	4,2
	1982	5,8	6,2	7,6	7,4	7,3	7,4	7,4	7,3	7,5	7,8	7,9	7,3	7,2
	1983	7,2	7,3	8,2	7,0	7,2	6,8	7,0	6,9	6,4	6,4	6,4	6,2	6,9
Les deux plus petits revendeurs	1979	2,6	2,7	2,4	2,5	2,3	2,6	2,6	2,5	2,2	2,2	2,5	2,3	2,5
	1980	1,9	2,0	2,0	2,2	2,3	2,4	2,6	2,3	2,3	3,2	3,0	2,7	2,4
	1981	2,5	2,8	3,2	2,6	2,4	3,3	3,3	4,0	4,0	4,4	4,7	5,3	3,5
	1982	5,9	6,2	7,3	6,8	6,8	6,6	5,7	5,8	7,0	7,1	7,2	6,9	6,6
	1983	6,3	7,0	7,4	5,9	6,5	6,5	6,7	6,3	5,5	5,9	5,7	6,1	6,3
Revendeurs réunis	1979	3,4	3,4	2,9	2,9	3,0	2,6	3,0	2,9	2,7	2,2	2,5	2,7	2,9
	1980	2,4	2,5	2,6	2,4	2,4	2,5	2,7	3,2	2,8	2,9	2,6	2,3	2,6
	1981	2,3	2,4	2,6	2,6	3,2	3,2	3,0	3,3	4,3	4,7	4,9	5,9	3,5
	1982	5,5	5,7	6,4	6,4	7,0	7,4	6,2	6,1	6,9	6,9	6,9	6,3	6,5
	1983	6,2	6,0	6,2	5,9	5,9	5,8	7,2	6,0	5,2	5,4	5,4	4,9	5,8

TABLEAU L-8

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs de mazout ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	4,9	4,5	4,3	4,9	4,1	4,1	4,1	3,9	3,5	3,6	3,6	3,4	4,1
	1980	3,6	3,6	3,6	3,5	3,4	3,3	3,5	2,8	3,1	3,7	3,9	3,9	3,5
	1981	3,7	4,0	3,9	3,6	2,2	3,5	3,8	2,7	4,2	4,7	5,1	5,5	3,9
	1982	5,6	5,6	5,5	5,7	5,7	5,4	4,9	4,1	5,7	6,7	6,7	6,8	5,7
	1983	6,6	6,5	6,9	6,6	6,7	5,3	5,9	6,1	6,3	6,3	6,7	6,6	6,4
Les deux plus petits revendeurs	1979	4,4	4,0	3,7	4,2	3,4	3,4	3,1	2,6	3,2	3,4	3,3	3,2	3,5
	1980	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	3,2	n.d.	n.d.	2,9	3,2	3,4	3,4	3,3
	1981	3,3	3,4	3,4	3,1	2,4	2,8	2,8	2,3	2,2	3,4	3,6	3,7	3,0
	1982	4,9	5,2	6,3	6,4	6,6	6,2	5,5	5,0	6,8	7,1	7,2	7,5	6,2
	1983	6,4	6,4	7,8	8,1	8,0	6,7	7,2	7,2	5,8	5,9	6,0	6,0	6,8
Revendeurs réunis	1979	5,2	4,5	4,4	5,2	4,4	4,6	4,3	4,2	3,5	3,1	3,6	3,3	4,2
	1980	3,6	3,5	3,6	3,6	3,2	3,4	3,8	3,1	3,2	3,7	3,3	3,2	3,4
	1981	3,1	2,9	3,0	3,0	3,8	4,2	3,5	2,6	2,5	4,2	4,5	4,9	3,5
	1982	4,9	4,9	5,4	5,4	6,1	5,4	4,8	4,0	6,7	7,4	6,8	6,2	5,7
	1983	5,8	5,8	7,0	6,5	6,4	5,1	6,7	5,1	6,3	6,7	5,6	5,6	6,1
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,4	4,1	3,3	3,7	3,3	3,5	3,3	3,2	2,8	2,9	3,0	2,9	3,3
	1980	3,4	2,7	2,7	2,8	2,7	2,7	3,1	2,5	2,7	3,2	3,1	3,2	2,9
	1981	3,1	3,0	3,8	3,2	3,4	3,8	3,7	4,3	4,9	5,5	5,5	5,6	4,2
	1982	5,5	5,8	7,0	6,8	6,6	6,6	6,6	6,4	6,6	6,8	6,8	6,3	6,5
	1983	6,3	6,3	7,1	6,0	6,2	5,8	5,9	5,8	5,4	5,3	5,3	5,2	5,9
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,4	3,5	3,1	3,1	2,9	3,3	3,2	3,1	2,7	2,7	3,0	2,7	3,1
	1980	2,2	2,3	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	2,5	2,5	3,5	3,2	2,9	2,7
	1981	2,6	2,9	3,3	2,7	2,4	3,3	3,3	3,9	3,9	4,3	4,5	5,0	3,5
	1982	5,6	5,8	6,7	6,2	6,1	5,9	5,1	5,1	6,1	6,2	6,2	6,0	5,9
	1983	5,5	6,1	6,4	5,1	5,6	5,5	5,7	5,3	4,6	4,9	4,7	5,1	5,4
Revendeurs réunis	1979	4,4	4,4	3,7	3,7	3,8	3,6	3,7	3,6	3,3	3,1	3,0	3,2	3,6
	1980	2,8	2,9	3,0	2,8	2,7	2,8	3,0	3,5	3,1	3,2	2,8	2,5	2,9
	1981	2,4	2,5	2,7	2,7	3,2	3,2	3,0	3,3	4,2	4,6	4,7	5,6	3,5
	1982	5,2	5,3	5,9	5,9	6,3	6,6	5,5	5,4	6,1	6,0	6,0	5,5	5,8
	1983	5,4	5,2	5,3	5,1	5,0	4,9	6,1	5,1	4,4	4,5	4,5	4,1	5,0

TABLEAU L-9

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données touchant les réalisations moyennes pondérées)
accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs de mazout, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit,
de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	4,0	3,8	3,6	4,0	3,3	3,2	3,3	3,5	2,9	2,9	3,0	2,9	3,4
	1980	3,0	3,0	3,1	3,0	3,0	2,9	3,0	2,6	2,8	3,5	3,8	3,7	3,1
	1981	3,3	4,2	4,0	3,4	2,2	3,4	3,6	3,1	4,4	4,8	5,4	5,8	4,0
	1982	5,9	6,2	6,1	6,3	6,8	6,8	6,5	6,8	6,6	7,8	8,0	7,7	6,8
	1983	8,0	7,6	7,8	8,7	8,5	7,4	8,0	8,1	8,7	7,2	8,2	8,1	8,0
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,4	3,1	2,9	3,3	2,7	2,7	2,5	2,1	2,6	2,8	2,8	2,7	2,8
	1980	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	n.d.	n.d.	2,6	2,9	3,1	3,2	2,9
	1981	3,1	3,2	3,3	3,0	2,4	2,8	2,8	2,3	2,2	3,5	3,7	3,9	3,0
	1982	5,1	5,6	6,9	7,2	7,5	7,5	4,7	5,5	7,3	7,4	8,2	8,6	6,8
	1983	7,4	7,4	8,8	9,1	8,9	8,5	9,3	6,1	6,6	7,0	7,1	7,1	7,8
Revendeurs réunis	1979	4,1	3,7	3,8	4,3	3,7	4,0	3,7	3,6	2,9	2,7	3,0	3,0	3,5
	1980	3,1	3,1	3,2	3,1	2,3	3,0	3,6	2,9	3,3	3,6	3,4	3,2	3,2
	1981	3,2	3,2	3,6	3,6	4,5	5,2	3,5	3,0	2,6	4,6	4,3	4,8	3,8
	1982	4,8	5,3	4,9	6,1	6,6	5,7	5,5	4,9	9,0	8,9	8,6	8,2	6,5
	1983	7,1	7,2	7,5	8,7	9,0	6,8	9,1	5,4	8,4	8,3	6,0	7,2	7,6
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,2	3,2	2,6	2,9	2,5	2,8	2,8	2,7	2,4	2,4	2,5	2,4	2,6
	1980	3,0	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,6	2,3	2,5	2,9	2,9	3,1	2,6
	1981	2,9	3,1	4,2	3,3	3,3	4,6	3,9	4,3	5,0	5,8	5,8	6,2	4,4
	1982	6,3	6,5	8,2	7,5	7,6	7,6	7,3	7,6	7,7	7,8	7,8	7,3	7,4
	1983	7,2	7,3	8,5	7,0	7,2	6,8	7,0	6,9	6,5	6,6	6,5	6,4	7,0
Les deux plus petits revendeurs	1979	1,8	3,0	2,3	2,3	2,2	2,6	2,6	2,6	2,4	2,1	2,2	2,2	2,4
	1980	1,4	1,3	2,0	2,0	2,1	2,4	2,6	2,2	2,4	2,5	2,7	2,6	2,2
	1981	2,5	2,8	3,8	2,7	2,5	4,0	3,6	4,5	4,3	4,7	4,9	5,7	3,8
	1982	6,2	6,7	7,7	7,2	6,8	7,1	5,4	5,4	7,2	7,5	7,4	7,1	6,8
	1983	6,8	7,0	7,6	6,3	6,7	6,6	6,5	6,6	5,6	6,0	5,9	6,1	6,5
Revendeurs réunis	1979	3,4	3,4	2,9	3,0	3,0	2,9	3,0	2,8	2,8	2,7	2,6	2,8	2,9
	1980	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	3,1	3,2	2,9	3,0	2,7	2,4	2,7
	1981	2,3	2,4	2,8	2,7	3,1	3,4	3,4	3,1	4,5	4,8	4,8	6,1	3,6
	1982	5,4	5,7	6,4	6,3	6,9	7,5	6,0	6,1	6,9	6,8	7,4	6,4	6,5
	1983	6,2	5,7	6,4	5,9	6,2	5,7	7,1	6,2	4,5	5,8	5,6	5,4	5,9

TABLEAU L-10

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données touchant les réalisations moyennes pondérées)
accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs de mazout, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit,
de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	5,2	4,9	4,6	5,1	4,1	4,0	4,1	4,3	3,5	3,5	3,6	3,5	4,2
	1980	3,6	3,5	3,6	3,5	3,4	3,3	3,4	2,9	3,1	3,8	4,1	4,0	3,5
	1981	3,5	4,4	4,1	3,5	2,2	3,4	3,6	3,1	4,3	4,6	5,2	5,6	4,0
	1982	5,6	5,8	5,6	5,8	6,1	6,1	5,8	6,0	5,8	6,8	7,0	6,7	6,1
	1983	7,0	6,6	6,7	7,5	7,3	6,2	6,7	6,8	7,3	6,0	6,8	6,7	6,8
Les deux plus petits revendeurs	1979	4,4	4,0	3,7	4,2	3,4	3,4	3,1	2,6	3,2	3,4	3,4	3,2	3,5
	1980	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	3,2	n.d.	n.d.	2,9	3,2	3,4	3,4	3,3
	1981	3,3	3,4	3,4	3,2	2,4	2,8	2,8	2,3	2,2	3,4	3,6	3,7	3,0
	1982	4,9	5,3	6,4	6,6	6,8	6,7	4,2	4,9	6,4	6,5	7,1	7,5	6,1
	1983	6,4	6,4	7,5	7,8	7,7	7,2	7,8	5,1	5,5	5,8	5,9	5,9	6,6
Revendeurs réunis	1979	5,3	4,8	4,8	5,4	4,6	5,0	4,6	4,4	3,5	3,3	3,6	3,6	4,4
	1980	3,7	3,6	3,7	3,6	2,6	3,4	4,0	3,2	3,6	3,9	3,7	3,4	3,5
	1981	3,4	3,4	3,7	3,7	4,6	5,2	3,5	3,0	2,5	4,4	4,1	4,6	3,8
	1982	4,6	5,0	4,5	5,6	6,0	5,1	4,9	4,3	7,9	7,8	7,5	7,1	5,9
	1983	6,2	6,2	6,4	7,5	7,7	5,7	7,7	4,5	7,0	6,9	5,0	6,0	6,4
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,9	4,1	3,3	3,7	3,1	3,5	3,5	3,3	2,9	2,9	3,0	2,9	3,3
	1980	3,6	2,8	2,7	2,8	2,7	2,7	2,9	2,5	2,8	3,2	3,1	3,3	2,9
	1981	3,1	3,2	4,3	3,4	3,4	4,6	3,9	4,2	4,9	5,6	5,6	5,9	4,3
	1982	5,9	6,1	7,6	6,9	6,9	6,8	6,5	6,7	6,8	6,8	6,8	6,3	6,7
	1983	6,3	6,4	7,3	6,0	6,2	5,8	5,9	5,8	5,5	5,5	5,4	5,3	6,0
Les deux plus petits revendeurs	1979	2,3	3,9	2,9	2,9	2,8	3,3	3,2	3,2	2,9	2,5	2,6	2,6	2,9
	1980	1,7	1,5	2,3	2,3	2,4	2,7	2,9	2,4	2,6	2,7	2,9	2,8	2,4
	1981	2,6	2,9	3,9	2,8	2,5	4,0	3,6	4,4	4,2	4,6	4,7	5,4	3,8
	1982	5,8	6,2	7,1	6,6	6,2	6,3	4,8	4,8	6,3	6,6	6,4	6,2	6,1
	1983	5,9	6,1	6,5	5,4	5,7	5,6	5,5	5,6	4,7	5,0	4,9	5,1	5,5
Revendeurs réunis	1979	4,4	4,4	3,7	3,8	3,8	3,6	3,7	3,4	3,4	3,3	3,1	3,3	3,7
	1980	3,0	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,5	3,5	3,2	3,3	2,9	2,6	3,1
	1981	2,4	2,5	2,9	2,8	3,2	3,4	3,4	3,1	4,4	4,7	4,6	5,8	3,6
	1982	5,1	5,3	5,9	5,8	6,2	6,7	5,3	5,4	6,1	5,9	6,4	5,6	5,8
	1983	5,4	5,0	5,5	5,1	5,3	4,8	6,0	5,2	3,8	4,8	4,7	4,5	5,0

TABLEAU L-11

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire au plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,8	1,7	2,1	2,2	1,7	1,6	1,9	2,5	2,0	2,4	2,5	2,5	2,2
	1980	2,2	2,2	2,0	2,5	2,1	3,1	3,3	3,6	3,8	4,7	4,8	4,6	3,2
	1981	4,2	4,2	4,1	4,5	4,6	4,6	5,0	5,4	5,6	5,5	5,5	5,5	4,9
	1982	5,2	5,4	4,5	4,9	5,9	4,9	5,6	6,9	6,1	4,8	6,5	6,9	5,6
	1983	6,2	8,0	9,2	3,2	5,4	9,4	8,7	8,1	7,8	5,7	5,2	8,3	7,1
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,2	3,2	1,9	1,7	2,2	1,3	1,6	2,1	2,4	2,1	2,0	2,2	2,2
	1980	2,0	2,0	1,7	1,7	1,6	1,7	2,6	1,9	2,4	1,9	2,9	2,9	2,1
	1981	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,4	3,0	3,0	2,6	1,6	2,9
	1982	2,9	2,6	2,3	3,4	4,3	3,7	4,2	6,0	5,7	2,4	4,5	4,8	3,9
	1983	2,0	2,4	5,8	(2,5)	(5,0)	5,9	5,4	6,5	5,6	2,7	1,1	4,7	2,9
Revendeurs réunis	1979	3,4	3,4	3,2	3,3	2,7	2,8	2,9	3,3	2,7	3,1	3,1	3,2	3,1
	1980	2,8	2,7	2,8	2,7	2,9	2,8	3,0	3,0	3,4	3,1	3,0	3,2	3,0
	1981	3,7	3,7	3,9	3,9	4,3	4,3	4,4	4,9	4,6	4,8	4,9	4,6	4,3
	1982	4,6	4,9	4,5	4,6	5,3	4,0	5,1	6,3	5,4	3,6	5,9	6,3	5,0
	1983	4,0	5,7	9,2	1,7	0,0	14,4	10,7	8,2	7,7	6,2	4,9	9,6	6,9
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,0	2,7	3,1	3,3	2,6	3,2	3,1	3,0	2,4	2,7	3,0	2,6	2,8
	1980	3,6	2,8	2,6	2,9	3,1	3,7	4,4	3,8	4,8	3,7	3,7	4,0	3,6
	1981	3,7	3,9	4,0	3,3	3,6	5,8	5,6	5,8	6,3	6,4	7,0	5,7	5,1
	1982	5,6	4,5	4,9	6,4	6,2	6,4	6,8	7,0	6,5	7,1	5,9	5,9	6,1
	1983	5,3	3,2	9,1	4,0	3,8	6,9	7,6	7,5	5,4	6,5	4,0	9,7	6,1
Les deux plus petits revendeurs	1979	1,5	1,5	2,3	2,2	1,3	2,1	2,1	1,9	1,3	1,4	1,8	1,6	1,8
	1980	1,8	1,4	1,3	1,6	1,6	1,7	2,3	1,6	2,8	1,3	1,6	1,5	1,7
	1981	2,1	1,6	1,6	1,1	3,6	2,7	1,9	3,6	2,1	1,6	2,9	1,3	2,2
	1982	0,1	(0,1)	0,1	4,8	2,3	5,3	2,3	4,3	4,3	3,2	2,6	1,6	2,6
	1983	1,4	(0,2)	4,9	1,3	(0,5)	3,8	2,9	3,6	4,3	3,7	1,3	6,3	2,7
Revendeurs réunis	1979	3,2	3,0	3,3	3,6	2,2	3,0	3,8	4,4	4,5	3,1	3,4	3,1	3,4
	1980	3,0	2,9	2,9	3,0	3,2	3,1	3,8	3,6	4,5	3,4	3,3	3,6	3,4
	1981	3,8	3,6	3,6	3,5	4,0	4,5	4,8	4,7	5,5	5,6	6,3	5,2	4,6
	1982	4,8	3,4	3,3	5,4	6,2	5,1	5,7	6,9	7,0	6,4	6,2	6,5	5,6
	1983	5,3	2,6	7,6	3,6	2,9	8,3	6,8	6,9	5,0	6,0	2,9	9,6	5,6

TABLEAU L-12

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire au plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,6	2,2	2,7	2,8	2,1	2,0	2,3	3,1	2,4	2,9	3,0	3,0	2,7
	1980	2,6	2,6	2,3	2,9	2,4	3,5	3,7	4,0	4,2	5,1	5,2	4,9	3,6
	1981	4,4	4,4	4,2	4,6	4,7	4,6	4,9	5,3	5,5	5,3	5,3	5,3	4,9
	1982	4,9	5,1	4,2	4,5	5,3	4,4	5,0	6,1	5,4	4,2	5,6	6,0	5,1
	1983	5,4	6,9	7,9	2,8	4,6	7,9	7,3	6,8	6,5	4,8	4,3	6,9	6,0
Les deux plus petits revendeurs	1979	4,2	4,1	2,4	2,1	2,7	1,6	2,0	2,6	2,9	2,5	2,4	2,6	2,7
	1980	2,4	2,3	2,0	2,0	1,8	1,9	2,9	2,1	2,6	2,1	3,1	3,1	2,4
	1981	3,1	3,0	3,1	3,2	3,2	3,1	3,1	3,3	2,9	2,9	2,5	1,5	2,9
	1982	2,8	2,4	2,1	3,1	3,9	3,3	3,7	5,3	5,0	2,1	3,9	4,2	3,5
	1983	1,7	2,1	5,0	(2,2)	(4,3)	5,0	4,6	5,4	4,7	2,3	0,9	3,9	2,4
Revendeurs réunis	1979	4,4	4,4	4,1	4,2	3,4	3,5	3,6	4,1	3,3	3,8	3,7	3,8	3,9
	1980	3,3	3,2	3,2	3,1	3,3	3,2	3,4	3,3	3,7	3,4	3,2	3,4	3,3
	1981	3,9	3,9	4,0	4,0	4,4	4,3	4,4	4,8	4,5	4,6	4,7	4,4	4,3
	1982	4,4	4,6	4,2	4,2	4,8	3,6	4,5	5,3	4,8	3,2	5,1	5,5	4,5
	1983	3,5	4,9	7,9	1,5	0,0	12,1	9,0	6,9	6,4	5,2	4,1	8,0	5,8
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,6	3,5	3,9	4,2	3,3	4,0	3,8	3,7	2,9	3,3	3,6	3,1	3,5
	1980	4,3	3,3	3,0	3,4	3,5	4,2	4,9	4,2	5,3	4,0	4,0	4,3	4,0
	1981	3,9	4,1	4,1	3,4	3,7	5,8	5,6	5,7	6,2	6,2	6,7	5,4	5,1
	1982	5,3	4,2	4,5	5,9	5,6	5,7	6,0	6,2	5,7	6,2	5,1	5,1	5,5
	1983	4,6	2,8	7,8	3,4	4,2	5,9	6,4	6,3	4,5	5,4	3,3	8,1	5,1
Les deux plus petits revendeurs	1979	2,0	1,9	2,9	2,8	1,6	2,6	2,6	2,3	1,6	1,7	2,2	1,9	2,2
	1980	2,1	1,6	1,5	1,9	1,8	1,9	2,6	1,8	3,1	1,4	1,7	1,6	1,9
	1981	2,2	1,7	1,7	1,1	3,7	2,7	1,9	3,5	2,1	1,6	2,8	1,2	2,2
	1982	0,1	(0,1)	0,1	4,4	2,1	4,7	2,0	3,8	3,8	2,8	2,3	1,4	2,3
	1983	1,2	(0,2)	4,2	1,1	(0,4)	3,2	2,5	3,0	3,6	3,1	1,1	5,2	2,3
Revendeurs réunis	1979	4,2	3,9	4,2	4,5	2,8	3,8	4,7	5,4	5,5	3,7	4,1	3,7	4,2
	1980	3,6	3,4	3,4	3,5	3,7	3,5	4,2	4,0	4,9	3,7	3,5	3,9	3,8
	1981	4,0	3,8	3,7	3,6	4,1	4,5	4,8	4,6	5,4	5,4	6,1	4,9	4,6
	1982	4,5	3,2	3,0	4,9	5,6	4,6	5,1	6,1	6,1	5,6	5,4	5,6	5,0
	1983	4,5	2,3	6,5	3,1	(2,5)	7,0	5,8	5,8	4,2	5,0	2,4	8,0	4,8

TABLEAU L-13

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire sans plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,6	2,3	2,9	2,8	2,5	2,3	2,6	2,8	2,7	2,9	2,9	3,0	2,8
	1980	2,6	2,6	2,4	2,6	2,5	3,3	3,4	3,4	3,2	4,9	4,7	5,0	3,4
	1981	4,5	4,5	4,7	5,0	4,5	5,0	5,4	5,4	5,9	5,7	6,0	6,6	5,3
	1982	5,7	5,9	5,8	5,5	6,6	5,7	5,6	6,8	7,7	6,3	6,8	7,0	6,3
	1983	6,7	8,7	9,4	5,2	7,9	9,3	8,6	8,2	8,4	5,5	4,5	8,1	7,5
Les deux plus petits revendeurs	1979	n.d.	n.d.	2,1	1,8	2,6	1,4	1,7	2,1	2,5	1,7	2,0	1,6	2,0
	1980	2,0	1,9	1,2	0,8	0,9	0,8	(1,7)	0,6	2,4	1,1	2,8	n.d.	1,2
	1981	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	2,3	n.d.	2,6
	1982	3,9	3,2	4,2	4,6	5,6	5,2	4,8	6,4	8,1	4,4	5,4	4,9	5,1
	1983	1,5	2,7	6,4	0,2	(1,0)	7,8	5,9	6,7	6,2	2,6	0,2	4,3	3,6
Revendeurs réunis	1979	4,0	4,0	3,8	3,8	3,5	3,3	3,6	3,7	3,4	3,9	3,9	3,8	3,7
	1980	3,1	3,0	2,9	2,9	3,2	3,0	3,1	3,0	3,0	3,5	3,2	3,4	3,1
	1981	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,3	4,6	4,7	4,8	5,0	5,0	5,3	4,5
	1982	5,1	5,4	5,4	5,6	6,0	4,6	4,9	6,0	6,4	5,1	6,2	6,1	5,6
	1983	4,4	6,3	8,6	3,4	1,6	12,0	10,2	7,9	8,2	5,6	4,3	9,1	6,8
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,7	3,3	4,2	3,6	2,7	3,5	3,3	3,4	3,1	3,3	3,3	3,4	3,3
	1980	3,9	4,0	3,3	3,5	3,6	3,7	3,7	4,1	3,7	4,3	4,6	4,7	3,9
	1981	4,4	4,7	4,7	4,1	4,8	6,6	6,5	6,6	7,3	7,4	7,0	6,9	5,9
	1982	7,4	6,0	5,8	6,8	7,2	7,5	7,6	7,4	7,6	7,8	7,9	6,8	7,2
	1983	5,8	4,3	9,8	4,7	6,8	7,9	8,6	7,5	7,0	6,3	5,1	6,9	6,7
Les deux plus petits revendeurs	1979	2,3	2,3	3,6	2,5	1,6	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	1,9	2,4
	1980	3,4	2,7	2,5	2,5	2,4	2,6	2,6	2,2	2,5	2,3	3,6	2,8	2,7
	1981	2,3	4,4	4,9	3,7	5,9	3,4	3,4	3,4	4,0	3,5	3,9	3,0	3,8
	1982	4,0	2,2	2,3	3,1	5,8	4,7	4,6	4,6	8,1	6,8	6,3	3,5	4,7
	1983	4,3	0,3	7,7	3,8	4,6	5,0	3,3	3,8	5,3	3,2	2,8	5,9	4,2
Revendeurs réunis	1979	4,0	3,9	4,4	3,2	2,5	3,9	4,2	5,0	6,3	4,1	4,0	4,1	4,1
	1980	4,0	4,2	3,9	3,9	4,0	3,9	4,0	4,2	4,1	4,0	4,5	4,5	4,1
	1981	4,4	4,6	4,2	4,6	5,1	5,1	5,6	5,5	6,3	6,4	6,1	6,1	5,3
	1982	6,6	5,1	3,9	5,8	6,8	5,9	6,3	7,4	8,0	7,3	7,8	7,4	6,5
	1983	5,4	3,7	8,1	4,1	4,7	8,5	7,4	6,9	6,0	5,5	3,9	7,6	6,0

TABLEAU L-14

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire sans plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	4,7	3,0	3,7	3,5	3,1	2,9	3,2	3,4	3,3	3,5	3,5	3,6	3,5
	1980	3,1	3,0	2,8	3,0	2,9	3,7	3,8	3,8	3,5	5,3	5,1	5,4	3,8
	1981	4,8	4,7	4,9	5,1	4,6	5,0	5,3	5,3	5,8	5,5	5,8	6,3	5,3
	1982	5,4	5,5	5,4	5,0	6,0	5,1	5,0	6,0	6,8	5,5	5,9	6,1	5,6
	1983	5,8	7,5	8,0	4,5	6,8	7,8	7,2	6,9	7,0	4,6	3,8	6,7	6,4
Les deux plus petits revendeurs	1979	n.d.	n.d.	2,6	2,3	3,2	1,7	2,1	2,6	3,0	2,1	2,4	1,9	2,4
	1980	2,4	2,2	1,4	0,9	1,0	0,9	(1,9)	0,7	2,6	1,2	3,0	n.d.	1,3
	1981	n.d.	n.d.	n.d.	2,9	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	2,2	n.d.	2,6
	1982	3,7	3,0	3,9	4,2	5,1	4,6	4,3	5,7	7,1	3,9	4,7	4,2	4,5
	1983	1,3	2,3	5,5	0,2	(0,9)	6,6	5,0	5,6	5,2	2,2	0,2	3,6	3,1
Revendeurs réunis	1979	5,2	5,1	4,8	4,8	4,4	4,1	4,4	4,5	4,1	4,7	4,7	4,5	4,6
	1980	3,7	3,5	3,4	3,3	3,6	3,4	3,5	3,3	3,3	3,8	3,5	3,6	3,5
	1981	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,3	4,5	4,6	4,7	4,8	4,8	5,1	4,5
	1982	4,9	5,1	5,0	5,1	5,4	4,1	4,4	5,3	5,6	4,5	5,4	5,3	5,0
	1983	3,8	5,4	7,4	2,9	1,4	10,1	8,6	6,6	6,9	4,7	3,6	7,6	5,8
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,5	4,2	5,3	4,5	3,4	4,4	4,1	4,2	3,8	4,0	4,0	4,0	4,1
	1980	4,6	4,7	3,8	4,1	4,1	4,2	4,1	4,5	4,1	4,7	4,9	5,0	4,4
	1981	4,6	4,9	4,9	4,2	4,9	6,6	6,5	6,5	7,1	7,2	6,7	6,5	5,9
	1982	7,0	5,6	5,4	6,2	6,5	6,7	6,7	6,5	6,7	6,8	6,8	5,9	6,4
	1983	5,1	3,7	8,4	4,0	5,8	6,7	7,3	6,3	5,9	5,3	4,2	5,7	5,7
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,0	3,0	4,6	3,1	2,0	2,9	3,0	2,9	3,0	3,1	3,1	2,3	3,0
	1980	4,0	3,2	2,9	2,9	2,7	2,9	2,9	2,4	2,7	2,5	3,9	3,0	3,0
	1981	2,4	4,6	5,1	3,8	6,0	3,4	3,3	3,3	3,9	3,4	3,8	2,8	3,8
	1982	3,8	2,0	2,1	2,8	5,2	4,2	4,1	4,1	7,1	5,9	5,5	3,0	4,2
	1983	3,8	0,3	6,6	3,3	3,9	4,2	2,8	3,2	4,5	2,7	2,3	4,9	3,5
Revendeurs réunis	1979	5,2	5,0	5,6	4,0	3,1	4,9	5,2	6,1	7,7	4,9	4,8	4,9	5,1
	1980	4,7	4,9	4,5	4,5	4,6	4,4	4,5	4,6	4,5	4,4	4,8	4,8	4,6
	1981	4,6	4,8	4,3	4,7	5,2	5,1	5,6	5,4	6,2	6,2	5,9	5,8	5,3
	1982	6,2	4,7	3,6	5,3	6,1	5,3	5,6	6,5	7,0	6,4	6,8	6,4	5,8
	1983	4,7	3,2	7,0	3,5	4,0	7,2	6,3	5,8	5,0	4,6	3,2	6,3	5,1

TABLEAU L-15

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données touchant les réalisations moyennes pondérées)
accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire au plomb, ainsi qu'aux revendeurs
réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,1	2,1	2,4	2,5	1,8	1,8	2,1	2,9	2,3	2,7	3,0	3,2	2,5
	1980	2,9	2,6	2,7	3,0	3,0	4,0	4,2	4,2	3,8	4,4	4,3	4,4	3,6
	1981	4,3	4,1	4,5	4,6	4,6	4,5	4,5	5,3	5,1	5,1	5,0	5,0	4,7
	1982	4,8	5,2	3,7	4,9	5,5	4,3	5,1	6,9	6,4	5,6	6,6	7,6	5,6
	1983	5,4	7,6	9,4	3,3	4,0	10,2	9,6	8,0	7,8	6,7	7,3	9,5	7,4
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,2	3,2	1,5	1,2	2,9	0,9	1,2	1,8	1,8	2,2	1,8	2,1	2,0
	1980	1,7	1,6	1,5	1,0	0,7	0,9	2,6	1,1	1,7	1,2	2,9	2,9	1,7
	1981	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,4	3,0	3,0	2,6	1,6	2,9
	1982	3,4	4,0	3,2	4,2	4,8	4,5	5,0	6,8	6,9	3,1	5,2	5,2	4,7
	1983	1,9	2,3	6,7	(1,8)	(4,5)	6,5	5,6	6,7	5,5	2,6	1,2	4,7	3,1
Revendeurs réunis	1979	3,4	3,4	3,3	3,3	2,8	2,9	3,0	3,4	2,7	3,2	3,1	3,2	3,1
	1980	2,8	2,8	2,8	2,7	3,0	2,8	3,0	3,0	3,5	3,2	3,1	3,2	3,0
	1981	3,6	3,5	3,8	3,8	4,0	4,0	3,9	4,5	4,3	4,5	4,6	4,4	4,1
	1982	4,3	4,7	4,1	5,0	5,0	3,8	4,8	6,0	5,2	3,4	5,8	6,1	4,9
	1983	4,2	5,9	8,7	2,0	0,3	13,5	10,2	8,3	7,6	6,0	4,6	8,6	6,6
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,3	2,8	3,2	3,7	2,6	3,5	3,3	3,2	3,3	3,0	3,1	2,7	3,1
	1980	4,1	2,9	2,9	3,1	3,5	3,9	4,7	4,0	5,1	4,1	4,2	4,3	3,9
	1981	4,0	3,6	5,0	3,5	3,7	5,6	5,7	5,5	6,4	6,4	7,0	5,4	5,2
	1982	5,2	4,2	5,2	6,7	6,8	6,0	6,6	7,1	6,2	6,7	6,1	5,4	6,0
	1983	4,7	2,5	8,4	4,4	3,7	8,3	8,8	8,7	6,6	7,5	4,5	10,8	6,6
Les deux plus petits revendeurs	1979	1,6	1,4	2,3	2,3	1,6	2,1	2,4	2,1	1,3	1,5	1,8	1,8	1,9
	1980	1,8	2,3	1,7	1,8	2,7	1,7	3,3	2,1	3,2	2,2	2,2	2,0	2,3
	1981	2,5	2,3	3,5	2,0	2,7	3,1	2,4	2,8	2,6	2,2	3,8	2,1	2,7
	1982	1,1	0,5	1,8	5,5	3,8	4,4	4,6	5,0	5,8	5,1	3,1	2,4	3,6
	1983	1,9	0,3	4,7	3,1	1,4	3,6	3,3	3,2	4,6	3,9	2,8	7,0	3,3
Revendeurs réunis	1979	3,4	3,1	3,6	3,9	2,9	3,7	3,8	4,2	3,4	3,2	3,3	3,1	3,5
	1980	3,2	2,9	3,0	2,9	3,3	3,2	3,8	3,4	4,3	3,3	3,2	3,4	3,3
	1981	4,1	3,6	3,6	3,5	4,1	4,8	5,2	5,1	5,6	5,8	6,4	5,4	4,8
	1982	4,9	3,8	3,5	5,5	6,2	5,3	5,9	7,0	6,9	6,2	6,0	6,4	5,6
	1983	5,3	2,2	7,5	3,6	2,5	7,6	6,7	6,7	4,8	5,8	3,0	9,6	5,4

TABLEAU L-16

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données touchant les réalisations moyennes pondérées)
accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire au plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit,
de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	4,0	2,7	3,0	3,2	2,2	2,2	2,6	3,6	2,8	3,3	3,6	3,8	3,1
	1980	3,4	3,0	3,1	3,5	3,4	4,5	4,7	4,7	4,2	4,8	4,7	4,7	4,1
	1981	4,6	4,3	4,6	4,7	4,7	4,5	4,5	5,2	5,0	4,9	4,8	4,8	4,7
	1982	4,6	4,9	3,4	4,5	5,0	3,8	4,5	6,1	5,6	4,9	5,7	6,6	5,0
	1983	4,7	6,6	8,0	2,8	3,4	8,6	8,1	6,7	6,5	5,6	6,1	7,9	6,3
Les deux plus petits revendeurs	1979	4,2	4,1	1,9	1,5	3,6	1,1	1,5	2,2	2,2	2,7	2,2	2,5	2,5
	1980	2,0	1,9	1,7	1,2	0,8	1,0	2,9	1,2	1,9	1,3	3,1	3,1	1,8
	1981	3,1	3,0	3,1	3,2	3,2	3,1	3,1	3,3	2,9	2,9	2,5	1,5	2,9
	1982	3,2	3,8	3,0	3,8	4,3	4,0	4,4	6,0	6,1	2,7	4,5	4,5	4,2
	1983	1,7	2,0	5,7	(1,5)	(3,9)	5,5	4,7	5,6	4,6	2,2	1,0	3,9	2,6
Revendeurs réunis	1979	4,4	4,4	4,2	4,2	3,5	3,6	3,7	4,2	3,3	3,9	3,7	3,8	3,9
	1980	3,3	3,3	3,2	3,1	3,4	3,2	3,4	3,3	3,9	3,5	3,4	3,4	3,4
	1981	3,8	3,7	3,9	3,9	4,1	4,0	3,9	4,4	4,2	4,3	4,4	5,8	4,2
	1982	4,1	4,4	3,8	4,6	4,5	3,4	4,3	5,3	4,6	3,0	5,0	5,3	4,4
	1983	3,7	5,1	7,4	1,7	0,3	11,4	8,6	7,0	6,4	5,0	3,8	7,1	5,6
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,0	3,6	4,1	4,7	3,3	4,4	4,1	3,9	4,0	3,6	3,7	3,2	3,8
	1980	4,9	3,4	3,4	3,6	4,0	4,4	5,3	4,4	5,6	4,5	4,5	4,6	4,4
	1981	4,2	3,8	5,2	3,6	3,8	5,6	5,7	5,4	6,3	6,2	6,7	5,1	5,1
	1982	4,9	3,9	4,8	6,1	6,1	5,4	5,9	6,3	5,4	5,9	5,3	4,7	5,4
	1983	4,1	2,2	7,2	3,8	3,2	7,0	7,5	7,3	5,5	6,3	3,7	9,0	5,6
Les deux plus petits revendeurs	1979	2,1	1,8	2,9	2,9	2,0	2,6	3,0	2,6	1,6	1,8	2,2	2,1	2,3
	1980	2,1	2,7	2,0	2,1	3,1	1,9	3,7	2,3	3,5	2,4	2,4	2,1	2,5
	1981	2,6	2,4	3,6	2,0	2,7	3,1	2,4	2,8	2,5	2,1	3,7	2,0	2,7
	1982	1,0	0,5	1,7	5,0	3,4	3,9	4,1	4,4	5,1	4,5	2,7	2,1	3,2
	1983	1,7	0,3	4,0	2,7	1,2	3,1	2,8	2,7	3,9	3,3	2,3	5,8	2,8
Revendeurs réunis	1979	4,4	4,0	4,6	4,9	3,6	4,6	4,7	5,2	4,1	3,9	3,9	3,7	4,3
	1980	3,8	3,4	3,5	3,4	3,8	3,6	4,2	3,8	4,7	3,6	3,4	3,6	3,7
	1981	4,3	3,8	3,7	3,6	4,2	4,8	5,2	5,0	5,5	5,6	6,2	5,1	4,8
	1982	4,6	3,5	3,2	5,0	5,6	4,7	5,2	6,2	6,1	5,4	5,2	5,6	5,0
	1983	4,6	1,9	6,5	3,1	2,1	6,5	5,7	5,6	4,0	4,8	2,5	8,0	4,6

TABLEAU L-17

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données concernant les réalisations moyennes pondérées)
accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire sans plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit,
de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,9	2,9	3,3	3,1	2,8	2,8	2,8	3,2	3,1	3,1	3,5	3,8	3,2
	1980	3,6	3,3	3,1	3,4	3,7	4,7	4,4	4,2	3,6	4,8	4,8	4,9	4,0
	1981	4,9	4,7	5,1	5,3	4,9	5,1	5,2	5,4	5,5	5,6	5,4	6,2	5,3
	1982	5,5	5,9	5,1	5,4	6,2	5,2	5,1	6,6	7,7	7,3	7,1	7,7	6,2
	1983	6,2	8,3	8,9	5,2	6,6	9,9	9,6	8,1	8,5	6,6	6,7	9,3	7,8
Les deux plus petits revendeurs	1979	n.d.	n.d.	2,2	2,0	3,0	1,4	1,7	2,1	2,5	1,5	2,3	1,6	2,0
	1980	2,3	2,0	1,2	0,8	0,9	0,8	(1,7)	0,6	2,3	1,1	2,8	n.d.	1,2
	1981	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	2,3	n.d.	2,6
	1982	4,1	3,1	4,2	4,5	5,6	5,2	4,7	6,3	8,1	4,4	5,4	4,9	5,0
	1983	1,5	n.d.	6,4	0,2	(0,9)	7,8	5,9	6,7	6,2	2,6	0,8	4,9	3,8
Revendeurs réunis	1979	4,0	4,0	3,9	3,8	3,5	3,4	3,7	3,7	3,4	3,9	3,9	3,9	3,8
	1980	3,2	3,2	3,0	2,9	3,2	3,0	3,2	3,1	3,1	3,5	3,2	3,4	3,2
	1981	3,9	3,9	4,0	4,1	4,1	4,1	4,2	4,3	4,5	4,7	4,7	5,1	4,3
	1982	4,8	5,3	5,0	5,0	5,6	4,3	4,7	5,4	6,1	4,8	5,9	5,9	5,2
	1983	4,2	6,5	8,1	3,8	2,3	10,3	9,6	7,7	7,9	5,4	4,0	8,3	6,5
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,2	3,4	4,4	4,0	2,6	4,0	3,7	3,5	4,1	3,9	3,5	3,8	3,7
	1980	4,5	4,0	3,5	3,8	4,2	4,5	4,6	4,5	4,7	4,7	5,1	5,0	4,4
	1981	4,8	4,5	5,0	4,0	4,4	5,9	6,8	6,4	7,6	7,6	7,1	6,8	5,9
	1982	6,7	5,8	5,4	7,4	9,1	6,8	7,4	7,5	7,2	7,7	8,0	6,2	7,1
	1983	5,2	3,4	9,2	5,1	7,0	8,4	8,8	8,3	7,9	7,0	5,5	7,8	7,0
Les deux plus petits revendeurs	1979	2,6	2,0	3,5	2,4	1,5	2,0	2,1	2,3	2,3	2,3	2,2	0,7	2,2
	1980	2,8	2,2	1,9	1,9	2,1	2,1	2,1	1,9	2,0	2,0	4,0	2,6	2,3
	1981	1,8	4,4	4,8	3,6	7,2	2,7	3,4	3,3	4,1	3,5	3,7	2,7	3,8
	1982	4,0	2,3	2,3	3,0	7,8	4,0	4,0	3,9	n.d.	8,8	8,4	3,3	4,7
	1983	6,3	1,0	9,0	7,4	7,4	4,7	3,4	3,5	6,1	2,8	3,4	6,0	5,1
Revendeurs réunis	1979	4,0	3,9	4,7	4,1	3,3	4,3	4,2	4,4	4,2	4,2	3,9	4,2	4,1
	1980	4,1	4,2	3,9	4,2	4,0	4,0	4,3	4,0	4,0	3,8	4,4	4,3	4,1
	1981	4,8	5,1	4,1	4,3	4,9	5,5	6,2	6,0	6,2	6,5	6,4	6,4	5,5
	1982	6,8	5,2	4,2	5,9	7,3	6,3	6,5	7,5	7,9	7,3	7,7	7,3	6,7
	1983	5,3	3,6	8,2	3,8	4,6	7,7	6,9	6,7	5,8	5,3	3,9	7,4	5,8

TABLEAU L-18

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données touchant les réalisations moyennes pondérées)
accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire sans plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit,
de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	5,1	3,7	4,2	3,9	3,5	3,5	3,4	3,9	3,8	3,7	4,2	4,5	4,0
	1980	4,3	3,9	3,6	3,9	4,2	5,3	4,9	4,7	4,0	5,2	5,2	5,3	4,5
	1981	5,2	4,9	5,3	5,4	5,0	5,1	5,1	5,3	5,4	5,4	5,2	5,9	5,3
	1982	5,2	5,5	4,7	4,9	5,6	4,6	4,5	5,8	6,8	6,4	6,2	6,7	5,6
	1983	5,4	7,2	7,6	4,5	5,7	8,3	8,1	6,8	7,1	5,5	5,6	7,7	6,6
Les deux plus petits revendeurs	1979	n.d.	n.d.	2,8	2,5	3,7	1,7	2,1	2,6	3,0	1,8	2,7	1,9	2,5
	1980	2,7	2,3	1,4	0,9	1,0	0,9	(1,9)	0,7	2,5	1,2	3,0	n.d.	1,3
	1981	n.d.	n.d.	n.d.	2,9	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	2,2	n.d.	2,6
	1982	3,9	2,9	3,9	4,1	5,1	4,6	4,2	5,6	7,1	3,9	4,7	4,2	4,5
	1983	1,3	n.d.	5,5	0,2	(0,8)	6,6	5,0	5,6	5,2	2,2	0,7	4,1	3,2
Revendeurs réunis	1979	5,2	5,1	4,9	4,8	4,4	4,2	4,6	4,5	4,1	4,7	4,7	4,6	4,7
	1980	3,8	3,8	3,5	3,3	3,6	3,4	3,6	3,4	3,4	3,8	3,5	3,6	3,6
	1981	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	4,1	4,2	4,2	4,4	4,5	4,5	4,9	4,3
	1982	4,7	5,0	4,6	4,6	5,1	3,8	4,2	4,8	5,4	4,2	5,1	5,1	4,7
	1983	3,7	5,6	6,9	3,3	2,0	8,7	8,1	6,4	6,6	4,5	3,3	6,9	5,5
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	4,2	4,4	5,6	5,0	3,3	5,0	4,6	4,3	5,0	4,7	4,2	4,5	4,6
	1980	5,3	4,7	4,1	4,4	4,8	5,1	5,2	5,0	5,2	5,1	5,5	5,4	5,0
	1981	5,1	4,7	5,2	4,1	4,5	5,9	6,7	6,3	7,4	7,3	6,8	6,5	5,9
	1982	6,3	5,4	5,0	6,8	8,2	6,1	6,6	6,6	6,3	6,7	7,0	5,4	6,4
	1983	4,5	3,0	7,9	4,4	6,0	7,1	7,4	7,0	6,6	5,8	4,6	6,5	5,9
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,4	2,6	4,5	3,0	1,9	2,5	2,6	2,8	2,8	2,8	2,6	0,8	2,7
	1980	3,3	2,6	2,2	2,2	2,4	2,4	2,4	2,1	2,2	2,2	4,3	2,8	2,6
	1981	1,9	4,6	5,0	3,7	7,3	2,7	3,4	3,2	4,0	3,4	3,6	2,6	3,8
	1982	3,8	2,1	2,1	2,7	7,1	3,6	3,6	3,5	n.d.	7,7	7,3	2,9	4,2
	1983	5,5	0,9	7,7	6,4	6,3	4,0	2,9	2,9	5,1	2,3	2,8	5,0	4,3
Revendeurs réunis	1979	5,2	5,0	6,0	5,2	4,1	5,4	5,2	5,4	5,1	5,1	4,7	5,0	5,1
	1980	4,9	4,9	4,5	4,9	4,6	4,5	4,8	4,4	4,4	4,1	4,8	4,6	4,6
	1981	5,1	5,3	4,2	4,4	5,0	5,5	6,1	5,9	6,1	6,3	6,1	6,1	5,5
	1982	6,4	4,8	3,9	5,4	6,6	5,6	5,8	6,6	7,0	6,4	6,7	6,3	6,0
	1983	4,6	3,1	7,1	3,3	3,9	6,5	5,8	5,6	4,9	4,4	3,3	6,1	4,9



M

Les difficultés suscitées par la rareté du mazout, dans l'Est du Canada, pendant l'hiver de 1978-1979

La période comprise entre la fin de janvier et la fin de février de 1979 a été marquée par une diminution brutale des approvisionnements de mazout aux particuliers, compte tenu de la demande existant dans la province de Québec et dans certaines régions de l'Est ontarien. Cette situation a amené un petit nombre de revendeurs à formuler auprès de la Commission des plaintes selon lesquelles les raffineurs avaient, de propos délibéré, réduit ou retenu les approvisionnements qui leur étaient destinés, de façon à les évincer du marché. La présente analyse a pour but d'éclaircir ce point.

Le secteur du marché principalement touché était alors celui desservi par les raffineries montréalaises et par celle d'Ultramar à Saint-Romuald, à l'est de la ville de Québec. Dans les régions où se trouvaient des terminaux d'entreposage maritimes, comme celles de Chicoutimi, du lac Saint-Jean, de l'Abitibi et de Sept-Iles, il n'existait pas de problèmes d'approvisionnement, les stocks ayant été reconstitués pendant l'été. Selon une étude préparée par Énergie, Mines et Ressources les pénuries ont été temporaires et localisées plutôt que permanentes et généralisées¹. Quelques raffineurs furent contraints d'imposer des contingentements à leurs clients (y compris les revendeurs), tandis que d'autres raffineurs, durant un certain nombre de jours, n'eurent pas assez de produit pour en fournir aux revendeurs. Selon M. Servais, directeur de la Distribution au ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, aucun consommateur québécois n'a manqué de mazout pendant la crise, mais certains revendeurs, privés de contrats fermes, durent s'en remettre, pour leurs approvisionnements, à un système de distribution centralisé dirigé par le ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec (système mettant en contact les revendeurs à court et les raffineurs), ou bien s'approvisionner chez des fournisseurs de l'Ontario.

1. Le *Rapport d'enquête sur les pratiques de commercialisation des produits pétroliers* (juin 1979, voir la pièce C-198) a été rédigé par un groupe de travail formé d'experts-conseils du secteur privé et de fonctionnaires d'Énergie, Mines et Ressources.

Les problèmes d'approvisionnement ont eu pour cause toute une série de difficultés de fonctionnement ou autres, éprouvées par les raffineries de Montréal et de Québec. Ces difficultés ont entraîné une perte de production de plus de 180 millions de litres de fuel, à une époque de demande accrue occasionnée par une longue période de temps exceptionnellement froid en janvier et février 1979². Le 13 février 1979, une explosion suivie d'un gros incendie se produisit à la raffinerie de Gulf, à Montréal Est. Le sinistre occasionna la fermeture de l'usine et une perte de production de 285 millions de litres de produits pétroliers, y compris 123 millions de litres de mazout. Shell, pour sa part, a perdu l'usage de son élément d'hydrocraquage pendant une semaine en janvier et 10 jours en février. Ce contretemps a signifié une perte de 19 millions de litres de mazout pour poêle. Le problème fut toutefois circonscrit, si bien que Shell ne connut point de pénurie générale. Impériale, de son côté, a eu des ennuis mécaniques à sa raffinerie de Montréal, dont la capacité fut réduite à 60 p. 100 durant 13 jours à la fin de février³. Pour ce qui est de la production de mazout (y compris le mazout pour poêle), la perte totale chez Impériale s'est établie à 40 millions de litres. Une fermeture inattendue effectuée d'urgence dans la première semaine de décembre réduisait les stocks de Texaco; ainsi, toujours en mesure d'une part de servir ses propres clients, l'entreprise était d'autre part incapable de venir en aide à d'autres fournisseurs de façon appréciable. Ultramar se trouva quant à elle à court de brut à sa raffinerie de Saint-Romuald. Ses sources étant toutes à l'étranger, elle perdit 40 p. 100 de son approvisionnement en brut entre novembre 1978 et février 1979 par suite des perturbations associées au renversement de la monarchie persane. Les sociétés Petrofina et BP signalèrent elles aussi des ralentissements de production côté raffinage en janvier 1979, en raison de la perte de certains approvisionnements de brut à l'étranger ainsi que des difficultés d'approvisionnement en brut canadien suscitées par des contraintes touchant la capacité du pipeline interprovincial.

Les sociétés Ultramar et Gulf subirent les pénuries les plus graves. Ultramar imposa aux détaillants de son réseau un régime de répartition et réduisit ses ventes aux revendeurs. Gulf conclut avec Ultramar un accord sur le traitement d'urgence du brut afin que cette dernière traite 700 000 barils de brut appartenant à Gulf, pour le compte de cette société, à Saint-Romuald, puis Gulf a eu recours à la capacité excédentaire de ses raffineries de l'Ontario et de la Nouvelle-Écosse pour renforcer ses stocks montréalais.

-
2. Qui pis est, à mesure que le marché se durcissait, de nombreux revendeurs auraient, selon les raffineurs, prélevé des quantités de beaucoup supérieures à leur volume mensuel habituel. Les raffineurs ont dû, par conséquent, faire face à la nécessité de satisfaire une demande plus importante que la normale de la part de ces revendeurs.
 3. L'entreprise a eu également des problèmes d'exploitation à sa raffinerie de Sarnia (Ontario), toujours en février.

Impériale fit traiter pour sa part 450 000 barils de brut par BP. En février et mars 1979, un total de 19 millions de litres furent échangés entre Texaco et d'autres raffineurs pour livraison éventuelle, tandis que la raffinerie de Texaco en Ontario satisfaisait les besoins de ses clients d'Ottawa.

Impériale, Shell, Gulf et Texaco s'entendirent pour apporter au Québec plus de 123 millions de litres de distillats, y compris du mazout, en provenance des provinces voisines et par le biais des importations. Murphy Oil (Spur) fournit 3,2 millions de litres de mazout provenant d'Irving Oil située au Nouveau-Brunswick, et elle fit transporter 4,5 millions de litres du même produit par le pipeline Trans Northern jusqu'à Ottawa, d'où 909 000 litres furent expédiés à Montréal. D'autres revendeurs du Québec obtinrent aussi des produits de fournisseurs ontariens.

En réponse aux griefs selon lesquels leurs politiques à l'égard des revendeurs n'étaient pas équitables au cours de cette période d'approvisionnement difficile, les raffineurs, y compris Impériale, Shell, Gulf et Texaco, ont produit des preuves montrant une hausse réelle de leurs ventes de fuels domestiques aux revendeurs au début de 1979, au lieu d'une chute.

Le volume des ventes d'Impériale aux revendeurs du Québec lors des premier et deuxième trimestres de 1979 a été respectivement de 9,6 et de 40,4 p. 100 plus élevé qu'en 1978⁴. Les ventes de fuel que Shell a faites aux revendeurs pendant la crise ont doublé comparativement à la période précédente de 1977-1978; d'autre part, le pourcentage du total de ces ventes de mazout aux revendeurs en 1979 s'établissait à 25,3 p. 100, soit 5,3 p. 100 de plus qu'en 1978⁵. Au paroxysme de la crise, Shell a toutefois signalé n'avoir offert le produit à de nouveaux clients que lorsque se produisaient des excédents provisoires. De son côté, Gulf a été en mesure d'approvisionner constamment ses revendeurs montréalais liés par contrats, sur une base de contingentement ou de répartition, et elle a en outre fourni la demande de M. Servais et des autorités du gouvernement fédéral 13,6 millions de litres de produits achetés sur le marché libre à 16 revendeurs sans contrat. Si le total des ventes de mazout effectuées par Gulf au Québec et dans les provinces de l'Atlantique a accusé une baisse de 50 millions de litres de 1978 à 1979, les ventes aux revendeurs effectuées en 1979 se sont accrues d'environ 55 millions de litres⁶. Texaco a, pour sa part, imposé à tous ses clients (y compris les revendeurs) un régime de contingentement en février et mars

4. Voir la pièce M-451, pp. XVIII — 21 et 22.

5. Voir la pièce S-32A, volume 2, p. 7.133 et la pièce M-399.

6. Voir la pièce M-347, pp. 25 à 28, et la pièce C-189A ainsi que la transcription, pp. 23992 à 23996.

1979. L'entreprise a cependant signalé une hausse au Québec de ses ventes aux revendeurs entre novembre 1978 et février 1979 comparativement à la période précédente de 1977-1978; elle a également signalé un taux de croissance plus considérable de ses ventes aux revendeurs que de l'ensemble des ventes de Texaco aux particuliers⁷.

Suncor a fait savoir que 65 p. 100 des ventes de distillats qu'elle a effectuées en 1979 ont eu pour destination le secteur de la revente⁸. Même si ce dernier chiffre était de neuf points inférieur à celui de 1978, il représentait toujours la majorité des ventes de Suncor.

Petrofina et BP (Petro-Canada a fait par la suite l'acquisition de l'une et de l'autre) n'ont fourni aucun détail sur la période d'approvisionnement difficile de 1978-1979. Néanmoins, plusieurs revendeurs de mazout au Québec se sont plaints de la manière dont Petrofina a administré son système de contingentement et de répartition⁹. D'après leurs témoignages, les revendeurs n'ont pas été traités équitablement parce que Petrofina n'a pas imposé de restrictions à ses propres détaillants du réseau des distributeurs de mazout. Par ailleurs, d'autres raffineurs, comme BP, auraient autorisé certains revendeurs à emprunter sur leur quota des mois suivants lors de la période critique de février à avril¹⁰.

Ultramar a déclaré avoir diminué ses ventes aux détaillants du réseau des distributeurs, de même son approvisionnement des revendeurs¹¹. En février 1979, elle a cessé de fournir du pétrole aux revendeurs qui n'avaient pas acheté de ses produits en janvier 1979¹². Les clients qui, auparavant, avaient acheté d'Ultramar, se virent assujettis au régime de répartition pendant février et mars. En outre, Ultramar (a) imposa le régime de répartition aux détaillants qu'elle possédait ou qui lui étaient liés par un contrat à terme, (b) cessa d'accepter de nouveaux clients, particulièrement de nouveaux clients commerciaux, et (c) ne renouvela pas, à l'occasion, le contrat des revendeurs. En Ontario par exemple, neuf distributeurs de mazout furent informés bien à l'avance qu'Ultramar ne renouvelerait pas leur contrat, en raison des difficultés d'approvisionnement¹³. Tous les neuf, ultérieurement, s'approvi-

7. Voir la pièce R-94, pp. 191 à 196.

8. Voir la pièce M-560, tableau 7.

9. Il s'agit, entre autres, de M. Nino Ravenda (Ravenda Incorporée) en transcription, vol. 25, pp. 5539 et ss; de M. Michel Bellemare en transcription, vol. 25, pp. 5587 et ss, et 5596 et ss, ainsi que dans la pièce C-200; de M^{me} Louise Dubé (Verne et Laurin Inc.), en transcription, vol. 25, pp. 5943 et ss.

10. Voir le volume 25, pp. 5551 et ss, en ce qui concerne le témoignage de M. Nino Ravenda.

11. Transcription, pp. 18452 à 18458, 18510 à 18519, 28415 et 28416, 28424 à 28426, et 28428 à 28517.

12. Une liste de ces revendeurs apparaît sur la pièce M-536.

13. Transcription, p. 28428.

sionnèrent ailleurs. Ultramar a aidé un certain nombre d'entre eux à obtenir des approvisionnements de remplacement.

Irving Oil Limited quant à elle, a toujours eu pour principe de ne pas approvisionner les revendeurs. Mais, pendant la crise, elle a fourni à Spur Oil 3,2 millions de litres de mazout à la demande de l'Office national de l'énergie¹⁴ et, par l'intermédiaire de Gulf Canada, 909 000 litres de mazout et 159 000 litres de mazout pour poêle à huit revendeurs de la région de Shawinigan à la demande du gouvernement québécois¹⁵.

La comparaison contenue dans l'étude d'Énergie, Mines et Ressources portant sur le volume des ventes de 1978-1979 par rapport à celui de 1977-1978, indiquait qu'en moyenne les grands raffineurs et les raffineurs régionaux avaient accru leur part du marché au détail, en ce qui concerne le mazout au Québec, de 3 et de 1 p. 100 respectivement. Cette étude en concluait que ce résultat ne dépendait pas particulièrement des difficultés d'approvisionnement rencontrées au cours de l'hiver de 1979, mais faisait plutôt partie d'une tendance continue observée dans l'industrie. Quant à la situation anormale provenant du fait que les principaux raffineurs accroissaient leur part du marché tout en signalant une hausse du pourcentage des ventes aux revendeurs, l'étude a indiqué aussi que les raffineurs sont parvenus à vendre davantage aux secteurs commercial et industriel aux dépens des revendeurs. De plus, il n'y avait pas de preuve pertinente sur les données relatives aux ventes effectuées par BP, Petrofina et Ultramar.

Les faits précédents donnent à penser que les raffineurs, en tant que groupe, n'ont pas profité de la période d'approvisionnement difficile pour coincer les revendeurs et les contraindre à abandonner le marché du mazout. Au contraire, plusieurs raffineurs ont fait un effort particulier pour approvisionner les revendeurs. Seulement, sans l'intervention des gouvernements fédéral et québécois qui ont veillé à ce que les revendeurs reçoivent les approvisionnements excédentaires conservés par les raffineurs et d'autres revendeurs, les répercussions de la crise des approvisionnements sur certains revendeurs auraient sans doute été plus prononcées.

De l'avis de M. Servais, les revendeurs ont été en mesure de satisfaire les demandes de leur clientèle pendant cette période critique, bien qu'ils n'aient pas toujours été capables d'obtenir les quantités souhaitées. Il a attribué le gros des difficultés rencontrées à l'absence de contrats d'approvisionnement. En 1979-1980, a-t-il dit à la Commission, son bureau a écrit aux revendeurs, les exhortant à passer des contrats avec les fournisseurs, mais, toujours selon M. Servais, la plupart des revendeurs ont semblé négliger ce conseil,

14. Voir la pièce C-198B, p. 10.

15. Transcription, vol. 97, pp. 18166 à 18170 et 18274 à 18275.

préférant courir le risque d'une coupure éventuelle des approvisionnements en échange des avantages qu'offrait le recours au marché du disponible.

Les revendeurs qui ont témoigné devant la Commission se sont plaints que du fuel léger ait été exporté du Québec, alors qu'on subissait localement une pénurie à cet égard. Or, la plus grande partie de ces exportations est intervenue à la fin de 1978, notamment en novembre. Le groupe de travail d'Énergie, Mines et Ressources Canada a examiné la nature de ces exportations d'après les informations fournies par les raffineurs et les exploitants de terminaux. Son rapport fait état de statistiques sur les exportations de distillats moyens de l'Est du Canada depuis novembre 1978 jusqu'à février 1979. Il est évident que les grands raffineurs (Impériale, Shell et Texaco) n'ont été responsables de cette activité que dans une très faible mesure; Ultramar et deux exploitants de terminaux (Canadian Fuel Marketers et Metropolitan Petroleum) furent en l'occurrence les principaux exportateurs. Le groupe Ultramar a exporté 332 millions de litres de distillats moyens pendant la crise des approvisionnements, conformément à des contrats signés avant que les difficultés ne surgissent. Les seules exportations importantes dues à un raffineur des provinces de l'Atlantique furent celles d'Irving Oil depuis Saint-Jean (Nouveau-Brunswick).

Le rapport susmentionné fait également observer que les licences d'exportation ont été approuvées par l'Office national de l'énergie bien avant les dates d'expédition. «Aucun fait inhabituel relativement à ces exportations ne s'est produit», conclut le document. Cependant, le groupe de travail a recommandé à l'Office national de l'énergie de faire dépendre les licences d'exportation de la suffisance des approvisionnements canadiens au moment de l'expédition plutôt qu'à l'époque seulement de l'octroi des licences.

On peut examiner les conditions de l'approvisionnement pour la période en cause à la lumière des données mensuelles de Statistique Canada touchant l'approvisionnement net et les ventes nettes de fuels légers nos 2 et 3, ainsi que de kérosène et de mazout pour poêle respectivement, au Québec, de septembre 1977 à avril 1978 et de septembre 1978 à avril 1979¹⁶.

L'indicateur principal de la difficulté des approvisionnements a été la modification des niveaux de stocks observée entre les deux périodes susmentionnées. Les raffineurs de fuel léger au Québec ont entrepris la saison de chauffage de 1978-1979 avec, en septembre, des stocks d'environ 15 p. 100 inférieurs à ceux de l'année précédente et avec des engagements quant à l'exportation qui s'établissaient à 10 p. 100 des stocks de novembre 1978.

16. Voir les numéros mensuels pertinents pour la période de 1977 à 1979 publiés par Statistique Canada sous le titre: *Produits pétroliers raffinés* (n° 45-004 au catalogue).

Comme les niveaux de production chutèrent en novembre 1978 (par rapport à novembre 1977), les raffineurs ont été obligés de baisser leurs stocks un mois plus tôt que l'année précédente et dans une plus large mesure, afin d'assurer l'approvisionnement net du marché québécois ainsi que des marchés d'exportation. Les niveaux de production ont continué à descendre en janvier et en février 1978 en raison des pannes survenues dans les raffineries et les niveaux de stocks se sont établis à environ 50 p. 100 des chiffres de l'année précédente. A la fin d'avril 1979, ils étaient de 49 p. 100 inférieurs à ce qu'ils avaient été à la fin d'avril 1978.

En ce qui concerne le kérosène et le mazout pour poêle, les stocks du début de septembre 1978 étaient inférieurs de 13 p. 100 à ceux de septembre 1977. A la fin de novembre et de décembre, les stocks avaient baissé de 19 et de 32 p. 100 par rapport aux niveaux de l'année précédente, la production ayant baissé au cours de ces deux mois. Les stocks du début d'avril 1979 étaient inférieurs de 30 p. 100 à ceux d'avril 1978. En comparant l'importance relative des volumes de production, des stocks, des transferts intervenus entre les produits et de l'approvisionnement net, on incline à croire que les baisses de l'approvisionnement net ont été occasionnées par l'usage que les raffineurs ont fait du kérosène et du mazout pour poêle pour permettre un accroissement de l'approvisionnement d'autres produits pétroliers.

