

Futurs marchés pour le pétrole canadien

Il est probable que les marchés pour le pétrole canadien se limiteront au Canada et aux États-Unis. Notre pays a certes de vastes réserves de pétrole, mais elles ne se trouvent pas près de la mer; au contraire, elles sont enfermées dans les terres de l'Ouest canadien. Le pétrole brut doit parcourir de grandes distances par voie de terre afin d'atteindre des marchés vastes et croissants. Les frais d'exploration, de mise en valeur et de production du pétrole brut au Canada sont, en moyenne, plus élevés qu'au Venezuela et au Moyen-Orient. Ce concours de circonstances a pour effet de placer le pétrole brut du Canada dans une situation défavorable sur le marché mondial et de limiter les possibilités d'exportation aux États-Unis.

Marchés américains

Offre et demande aux États-Unis

Parmi les pays du monde, les États-Unis sont les plus grands consommateurs des produits du pétrole, tant en quantité absolue que par tête de population, et il est probable qu'il en sera ainsi pendant quelque temps encore. La *Chase Manhattan Bank*, entre autres autorités, a étudié dans quelle mesure la consommation des produits du pétrole augmentera par suite de l'accroissement prévu de la population, qui serait de trente millions environ au cours des dix prochaines années. Diverses autorités ont aussi procédé à des calculs en vue de déterminer jusqu'à quel point l'industrie américaine du pétrole sera en mesure de répondre à la demande considérablement accrue. Certaines de ces estimations relatives à l'offre et à la demande apparaissent au tableau XX.

Dans son estimation de la demande de pétrole en 1967, la *Chase Manhattan Bank* se fonde sur une augmentation annuelle de 5 p. 100 au cours de la période 1957-1967. Selon une autre autorité, il serait probable

Marchés futurs pour le pétrole canadien

que la demande n'augmente que de 3 p. 100 par année*. L'importance de cette diversité des hypothèses ressort de ce que l'accroissement au taux le plus bas aboutirait à une demande de quelque 11,815,000 barils par jour en 1967, au regard des 14,400,000 barils indiqués dans le tableau.

On reconnaît généralement que, si difficile que soit l'estimation de la demande probable en 1967, la prédiction de l'offre possible l'est tout autant. Il existe des divergences d'opinion même au sujet de la capacité possible de l'industrie aux États-Unis à l'heure actuelle. On constate, à l'examen du tableau XX, que les estimations relatives à la production possible aux États-Unis à la fin de 1957 varient de 8,500,000 à 10 millions environ de barils par jour. Étant donné que la production domestique réelle du pétrole brut en 1957 s'est établie, en moyenne, à quelque 7,200,000 barils par jour, l'estimation de la *Chase Manhattan Bank* indiquerait un excédent total de capacité de 1,300,000 barils par jour au cours de l'année en question, tandis que, selon les autres estimations, la capacité excédentaire serait de deux à trois millions de barils par jour.

L'écart entre les différentes estimations relatives à la production possible en 1967 revêt de l'importance dans toute appréciation des exportations possibles de pétrole brut du Canada aux États-Unis. De l'avis du *National Petroleum Council*, le maintien de la capacité présente de production du pétrole brut ne présentera aucune difficulté pourvu que l'on continue, comme à l'heure actuelle, de forer de 41,000 à 50,000 puits par année aux États-Unis. Selon la *Resources for the Future, Inc.*, dont l'estimation paraît au tableau XX, les disponibilités totales de pétrole brut domestique aux États-Unis en 1975, sans hausse sensible des frais en dollars constants, seraient de l'ordre de six milliards de barils. Si l'on se fonde sur cette prévision, la capacité de production en 1967, ainsi qu'il est indiqué au tableau XX, pourrait être de quelque 13,700,000 barils par jour. Advenant que la production atteigne ce niveau en 1967, elle représenterait 95 p. 100 de la demande prévue par la *Chase Manhattan Bank*. D'autre part, l'estimation de la Banque, qui parle d'une production de 10,800,000 barils par jour (pétrole brut et

* « Cette estimation des disponibilités nouvelles de pétrole brut, nécessaires au cours des dix prochaines années, est de beaucoup inférieure à quelques prévisions récentes qui supposent que la demande augmentera à raison de 5 p. 100 par année et que les découvertes devront égaler une fois et demie la production. L'estimation de la *Chase Manhattan Bank*, selon laquelle il faudra 57 milliards de barils de pétrole brut de plus pour que la production domestique continue de répondre aux neuf dixièmes des besoins de la nation, se révélera probablement fautive pour deux raisons. D'abord, il est plus probable que la demande augmente à raison de 3 p. 100 plutôt que de 5 p. 100 pour les raisons déjà mentionnées; et, ensuite, l'amélioration des méthodes de gestion des ressources permettra une accumulation plus rapide des réserves. Compte tenu de tout cela, il suffirait que le taux d'accroissement des réserves de pétrole ne soit que légèrement supérieur à celui des dix dernières années. ».

(*The Dynamics of Domestic Petroleum Resources*, par Morgan J. Davis, président de la Humble Oil and Refining Company, document de l'American Petroleum Institute, novembre 1958.)

Commission royale d'enquête sur l'énergie

TABLEAU XX—ESTIMATIONS DE LA DEMANDE DE PÉTROLE ET DE LA PRODUCTION DOMESTIQUE POSSIBLE AUX ÉTATS-UNIS, 1957 ET 1967

(en milliers de barils par jour)

	1957	1967
<i>Demande totale de pétrole</i>		
The Chase Manhattan Bank (°)		
Total pour les États-Unis	8,817	14,400
<i>Production possible de pétrole</i>		
The Chase Manhattan Bank (°)		
Pétrole brut	8,500	9,500
Gaz-condensat (production réelle)	807	1,300
Total	9,307	10,800
Warren B. Davis, Gulf Oil Corp. (°)		
Pétrole brut		9,000
National Petroleum Council, U.S.A. (°)		
Pétrole brut	9,867	
Independent Petroleum Association of America (°)		
Pétrole brut	9,250	
Gaz-condensat	850	
Total	10,100	
Resources for the Future, Inc. (°)		
Pétrole brut		13,700

(°) The Chase Manhattan Bank, *Future Growth of the World Petroleum Industry*, New York, novembre 1958.

(°) Warren B. Davis, Gulf Oil Corporation, *The Long-Range Crude Oil Productive Capacity of the United States*, document de la Society of Petroleum Engineers of A.I.M.E., février 1958.

(°) Cette estimation, publiée par le *Committee on Petroleum Productive Capacity* du *National Petroleum Council* en octobre 1957, a trait au 1^{er} janvier 1957.

(°) *Independent Petroleum Association of America, Committees on Supply and Demand and Productive Capacity*. Estimation qui s'applique à la fin de l'année.

(°) Chiffre fondé sur des estimations de M. Bruce C. Netschert, *The Future Supply of Oil and Gas*, Resources for the Future, Inc., Washington (D.C.), janvier 1958.

gaz-condensat) en 1967, indique dans quelle mesure, de l'avis de cette institution, la demande accrue des produits du pétrole sera alimentée par les sources domestiques en 1967, compte tenu, entre autres choses, du rôle que continueront de jouer les importations et d'une hausse présumée des frais de remplacement aux États-Unis. L'estimation de M. Warren B. Davis, selon laquelle la production serait de neuf millions de barils par jour en 1967, suppose que le succès du forage sera plus grand qu'au cours des neuf dernières années, mais moindre que pendant les vingt dernières années, que le prix du pétrole brut augmentera jusqu'à \$4 le baril (en dollars de 1956) et que la capacité annuelle maximum de production égalera le dixième des réserves de fin d'année.

Marchés futurs pour le pétrole canadien

Il semble y avoir désaccord aussi au sujet de l'importante question de la tendance des frais. Certaines projections de données récentes, au sujet de la découverte et de la mise en valeur de nouvelles réserves de pétrole aux États-Unis, donnent à penser que les frais augmenteront. Par exemple, d'après une étude des prix de revient effectuée par M. H. J. Struth, expert-conseil en pétrole des États-Unis, les frais en dollars courants de la recherche du pétrole aux États-Unis augmentent sans cesse et les frais moyens, d'après une moyenne mobile de trois ans, auraient été de 98c. le baril pour les années 1954 à 1956, au regard de 51c. le baril pour les années 1950 à 1952 et de 32c. le baril pour les années 1945 à 1947*. L'étude en vient à la conclusion qu'il s'est produit, au cours des dix dernières années, une augmentation sensible des frais de découverte et un resserrement de l'écart entre les prix de revient et les prix du marché. D'autres autorités estiment que les améliorations techniques, le rôle de plus en plus important que le gaz naturel et le gaz-condensat seront appelés à jouer lorsqu'il s'agira d'acquitter les frais de découverte, ainsi que l'amélioration des méthodes de conservation neutraliseront toute tendance à la hausse des prix de revient. Il semble, toutefois, que l'opinion dominante soit que cette tendance à la hausse se maintiendra.

D'après les estimations figurant au tableau XX, il semble que les conditions de l'offre et de la demande du produit domestique aux États-Unis en 1967, eu égard au pétrole brut et au gaz-condensat, pourraient varier depuis la quasi-autarcie jusqu'à la nécessité d'importer le quart environ du pétrole requis dans ce pays. Par conséquent, les importations totales de pétrole en 1967 pourraient être d'importance relativement secondaire ou pourraient atteindre jusqu'à quatre millions de barils par jour**, au regard de 1,600,000 barils par jour en 1958.

Les importations de pétrole brut (exclusion faite des produits) par les États-Unis au cours des cinq dernières années ont atteint les chiffres suivants:

1954—656,000 barils par jour	1957—942,000 barils par jour
1955—782,000 " " "	1958—961,000 " " "
1956—934,000 " " "	

Un autre facteur qui entre en jeu réside dans la politique d'importation qu'adopteront les États-Unis à l'avenir. Si le régime des restrictions obligatoires à l'importation se maintient, l'accroissement des importations

* H. J. Struth, «Oil Finding Costs Hit New Peak», *The Petroleum Engineer*, janvier 1959, p. B-27.

** D'après une étude intitulée *World Oil Trade and International Payments*, présentée par M. Bernard T. Stott au cinquième Congrès international du pétrole tenu à New York en juin 1959, les importations de pétrole par les États-Unis atteindraient en 1967 de trois à quatre millions de barils par jour.

Commission royale d'enquête sur l'énergie

de pétrole brut aux États-Unis pourrait avoir lieu à un rythme plus lent qu'au cours des cinq dernières années. En raison des nombreux aléas et de la grande divergence des opinions exprimées, la Commission n'a pas tenté d'estimer les besoins des États-Unis en pétrole brut importé. Il lui paraît raisonnable de conclure, toutefois, que, même sous le régime actuel des restrictions à l'importation, il y aura probablement augmentation des importations totales de pétrole brut au cours de la prochaine période décennale.

Les perspectives d'exportation de pétrole brut du Canada aux États-Unis dépendront sans doute de l'insuffisance du pétrole dans ce pays, mais elles subiront aussi l'influence d'autres facteurs, y compris les conditions futures de l'offre et de la demande sur le marché mondial.

Offre et demande futures de pétrole dans le monde

La plupart des estimations relatives à l'offre et à la demande de pétrole dans le monde donnent à penser que le présent excédent de capacité de production dans l'industrie du pétrole se maintiendra au cours des dix prochaines années. Le tableau XXI fait voir l'estimation de la *Chase Manhattan Bank* au sujet de l'offre et de la demande dans le monde en 1967. Il fournit aussi des données statistiques pour les années 1946 et 1957 qui montrent, pour tous les pays à l'exclusion de l'URSS et de ses satellites, la croissance rapide de la demande et les changements dans la courbe de l'offre qui sont survenus jusqu'ici ou qui sont prévus jusqu'en 1967.

Bien que cette estimation se limite à une période de 10 ans, des pronostics à l'égard de périodes plus longues indiquent que la demande de pétrole continuera d'augmenter à un rythme rapide. D'après l'estimation de M. Walter J. Levy* pour l'année 1975, la demande mondiale de pétrole, à l'exclusion du pétrole de soude, s'établirait à 37,100,000 barils par jour, au regard de 13,100,000 barils par jour en 1956. Cet accroissement de la demande représente un taux annuel d'augmentation de 5.6 p. 100. Même si l'on estime que l'accroissement de la demande de pétrole en Amérique du Nord au cours de la période de 1956 à 1975 sera de 3.4 p. 100 par année, par contraste avec le taux de 5 p. 100 environ qu'on peut déduire des données du tableau XXI pour la période de 1957 à 1967, la demande quotidienne de pétrole en Amérique du Nord en 1975 serait de 15,800,000 barils environ ou près du double du chiffre de 1956. Ainsi, les tendances générales de croissance jusqu'en 1967, indiquées au tableau XXI, semblent en harmonie avec les prévisions à l'égard de la période plus longue.

* Walter J. Levy et Milton Lipton, *Some Major Determinants of Future Oil Requirements and Supplies*, étude présentée au cinquième Congrès international du pétrole, tenu à New York en juin 1959.

Marchés futurs pour le pétrole canadien

Le graphique 9, intitulé Offre et demande de pétrole dans le monde, fait voir l'augmentation de la production et de la consommation du pétrole qui s'est produite dans le monde entier au cours de la période de 1946 à 1957. Les estimations données au tableau XXI laissent prévoir un rythme semblable d'expansion au cours des dix prochaines années.

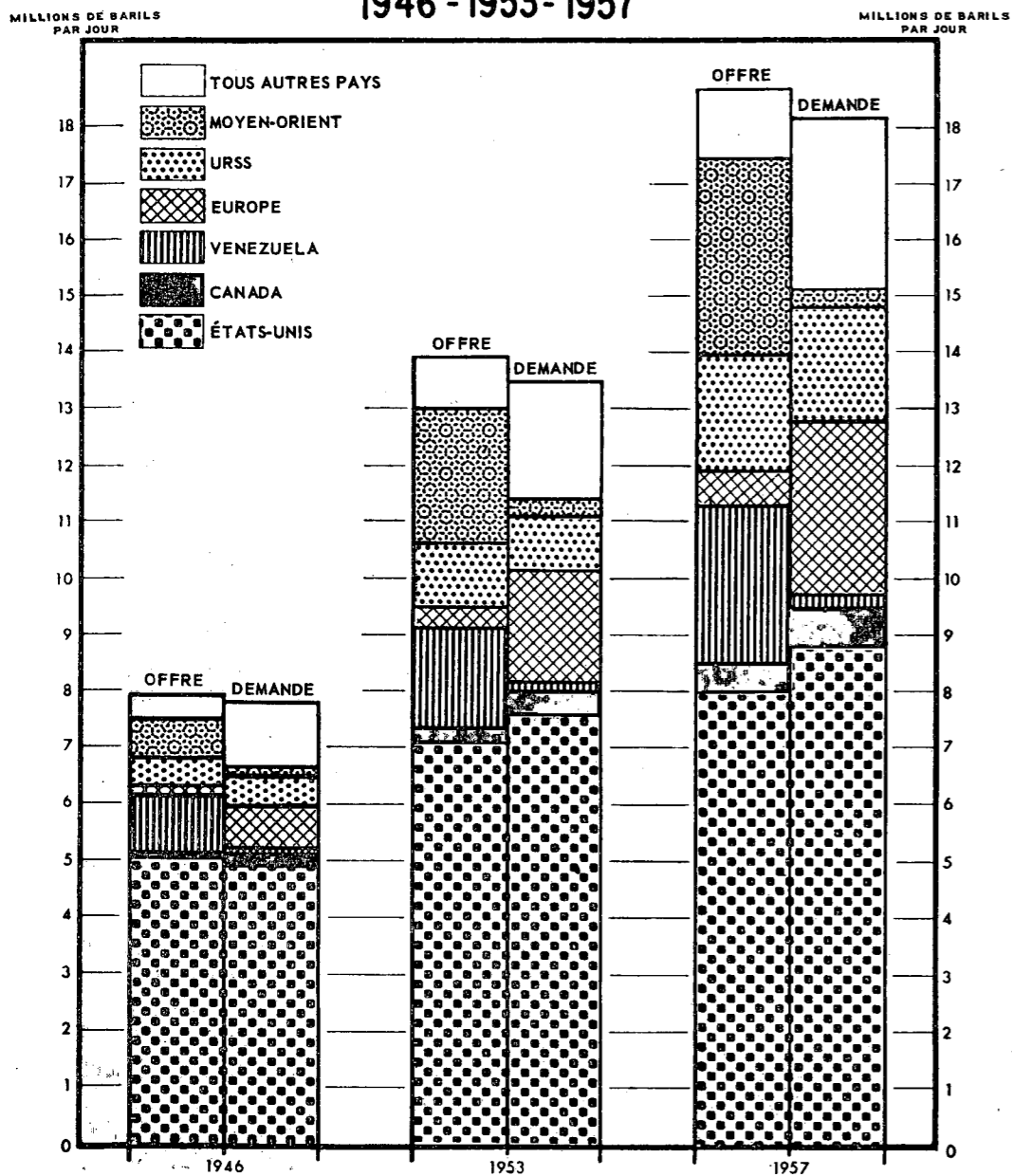
TABLEAU XXI—OFFRE ET DEMANDE DANS LE MONDE
(à l'exclusion de l'URSS et de ses satellites)

	1946	1957	1967	1946	1957	1967	Taux annuel de croissance 1957-1967 (pour-cent)
	(en milliers de barils par jour)			(pour-cent)			
<i>Offre</i>							
Canada	20	497	1,300	0.3	3.0	4.4	10.1
Mexique	135	252	500	1.9	1.5	1.7	7.0
Venezuela	1,065	2,779	5,000	15.3	17.0	17.0	6.1
États-Unis	4,751	7,976	10,800	68.4	48.7	36.6	3.2
Autres pays de l'hémis- phère occidental	214	419	1,000	3.1	2.6	3.4	9.1
Total pour l'hémis- phère occidental	6,185	11,923	18,600	89.0	72.8	63.1	4.3
Moyen-Orient	700	3,533	8,650	10.1	21.6	29.3	9.5
Extrême-Orient	22	465	750	0.3	2.8	2.5	5.0
Autres pays	42	286	1,000	0.6	1.8	3.4	13.5
Total pour l'hémis- phère oriental	764	4,284	10,400	11.0	26.2	35.2	9.2
Total pour le monde libre	6,949	16,207	29,000	100.0	99.0	98.3	6.0
Autres sources		165	500		1.0	1.7	11.7
Total	6,949	16,372	29,500	100.0	100.0	100.0	6.0
<i>Demande</i>							
États-Unis	4,912	8,817	14,400	69.3	55.1	48.8	5.0
Tous les autres pays	2,179	7,173	15,100	30.7	44.9	51.2	7.7
Demande mondiale	7,091	15,990	29,500	100.0	100.0	100.0	6.3

SOURCE: *The Chase Manhattan Bank*. (Le calcul des pourcentages est dû au personnel de la Commission.)

Parmi les changements récents qu'a subis la courbe de l'offre de pétrole dans le monde, l'un des plus importants réside dans l'augmentation de la production dans le Moyen-Orient et au Venezuela. De l'avis général, cette tendance persistera au cours des dix prochaines années. D'après les estimations données au tableau XXI, la production dans le Moyen-Orient en 1967 représenterait près des trois dixièmes de la production mondiale (exclusion faite de l'URSS et des pays associés), au regard de 22 p. 100 environ en 1957. Quant au Venezuela, on estime que sa production continuera de représenter 17 p. 100 environ de la production mondiale fortement accrue.

OFFRE ET DEMANDE DE PÉTROLE DANS LE MONDE 1946 - 1953 - 1957



PRÉPARÉ PAR LE PERSONNEL DE LA COMMISSION

Marchés futurs pour le pétrole canadien

D'autre part, la production des États-Unis par rapport à la production mondiale diminuera vraisemblablement de 49 p. 100 environ à 37 p. 100 en 1967.

Ainsi qu'en fait mention le chapitre 3 du présent rapport, les réserves de pétrole du Moyen-Orient, connues à l'heure actuelle, suffisent pour assurer le présent niveau de production pendant plus d'un siècle. Il ne peut faire de doute que les pays de cette région soient en mesure de répondre à une demande fortement accrue. Les réserves du Venezuela sont aussi très considérables. Qu'elles suffisent présentement pour assurer le niveau actuel de production pendant 16 ans seulement, cela résulte probablement de ce que le gouvernement du Venezuela n'a pas accordé de nouvelles concessions de 1943 à 1956. Le chiffre de l'offre pendant ces 16 années n'est donc pas un indice véritable de la capacité possible de production de l'industrie pétrolière du Venezuela.

Sans aucun doute, l'offre mondiale de pétrole augmentera considérablement par suite de découvertes récentes dans le nord du continent africain.

La situation des réserves de pétrole aux États-Unis vient en contraste frappant avec celle du Moyen-Orient et du Venezuela. Aux États-Unis, les réserves suffisent pour assurer la production pendant seulement 12 ans environ au niveau actuel, en dépit des travaux relativement considérables d'exploration et de mise en valeur qui y sont effectués.

Les chiffres du tableau XXI portent à croire que les besoins des États-Unis au cours des dix prochaines années représenteront un plus faible élément de la demande mondiale que ce n'était le cas jusqu'ici. On estime que la demande américaine en 1967 constituera 49 p. 100 de la demande mondiale, au regard de 55 p. 100 en 1957. Ce changement découle du rythme plus rapide de l'accroissement de la demande dans d'autres pays. Le tableau montre que l'accroissement de la demande de pétrole aux États-Unis serait de 64 p. 100 au cours des dix prochaines années, comparativement à 110 p. 100 pour le reste du monde.

Nous avons déjà mentionné certaines des difficultés que présente l'évaluation des conditions futures de l'offre et de la demande aux États-Unis; l'appréciation des conditions futures de l'offre et de la demande dans le monde comporte des difficultés encore plus grandes. Les éléments de preuve recueillis indiquent, toutefois, que l'offre mondiale de pétrole sera plus que suffisante pour répondre à la demande considérablement accrue qu'on prévoit. Selon la *Chase Manhattan Bank*, même si la capacité actuelle de production de l'industrie dans le monde est plus que suffisante pour répondre aux besoins courants, on fera des placements supplémentaires de 63 milliards de dollars dans les régions pétrolifères du monde, en dehors des

États-Unis, au cours des dix prochaines années, en comparaison de placements de 26 milliards de dollars au cours de la période de 1948 à 1957.

L'intensité de la concurrence que se font les pays exportateurs de pétrole pour s'assurer le marché américain ressort du mémoire en date du 27 février 1959 présenté par le directeur de la mobilisation pour fins civils et pour fins militaires au Président des États-Unis. L'auteur de ce mémoire conclut que les États-Unis importent d'outre-mer du pétrole brut et des produits du pétrole à prix modiques en des quantités et dans des conditions telles que, à son avis, «la sécurité nationale est menacée». Il déclare:

«En fin de compte, il m'apparaît clairement que, compte tenu de la situation actuelle d'une offre mondiale dépassant la demande, des quantités excessives de pétrole brut à prix modiques provenant de sources éloignées se cherchent des débouchés aux États-Unis. Dans de telles circonstances, si la production n'est pas réglementée en fonction de la demande dans les pays d'origine, on peut s'attendre que, pour des raisons d'ordre économique, il y aura augmentation des importations aux États-Unis.

Les conséquences continueront de nuire à un équilibre raisonnable entre les importations et la production domestique, ce qui aura un effet défavorable sur l'exploration et la mise en valeur de réserves supplémentaires suffisantes, lesquelles ne sont possibles que lorsque l'industrie nationale se trouve dans une situation saine.

En conséquence, à la suite de l'enquête que j'ai effectuée en conformité de l'article 8 de la loi dite *Trade Agreements Extension Act* de 1958, je vous fais part de ma conclusion selon laquelle les États-Unis importent du pétrole brut et les principaux dérivés et produits du pétrole en des quantités et dans des circonstances telles que la sécurité nationale s'en trouve menacée.»

Autres facteurs

Nous avons déjà fait mention du rôle éminent qu'ont joué les sociétés pétrolières américaines dans la mise en valeur et l'exploitation commerciale des ressources en pétrole de l'univers. Plus récemment, cette activité s'est aussi caractérisée par la participation d'un nombre croissant de nouvelles sociétés, par contraste avec la situation antérieure, alors que l'exploration et la mise en valeur dans les pays qui accordaient des concessions étaient confiées presque exclusivement à un nombre relativement faible de compagnies internationales. En 1957, 190 sociétés américaines s'occupaient d'exploration et de mise en valeur du pétrole dans 91 pays différents; à la fin de la seconde Grande Guerre, 28 compagnies américaines seulement étaient ainsi occupées dans 78 pays différents.

Cette activité considérablement accrue des maisons américaines dans les régions pétrolifères d'outre-mer a non seulement contribué à augmenter la capacité de production de ces régions mais, ainsi qu'il est dit plus haut, il en résulte un certain effet sur le choix du pétrole brut importé.

Nous avons déjà dit que, selon nous, l'utilisation par les raffineries américaines de pétrole brut d'outre-mer, leur appartenant ou appartenant à leurs filiales, représente une des causes de la diminution des exportations de pétrole brut du Canada aux États-Unis. La mesure dans laquelle ce pétrole brut d'outre-mer, appartenant aux entreprises américaines, continuera de restreindre l'exportation du pétrole brut du Canada aux États-Unis pourrait bien dépendre en partie de la possibilité pour ces compagnies de vendre avec bénéfice ce pétrole brut dans d'autres parties du monde. L'intensité de la concurrence pour s'assurer les marchés peut aussi tendre à faire baisser les cours mondiaux du pétrole brut à l'avenir ou à les empêcher d'augmenter, car les nouvelles sociétés sont souvent moins capables que les compagnies internationales plus anciennes et plus importantes de se passer des recettes que la production immédiate pourrait donner. En conséquence, il se peut que ces nouvelles compagnies trouvent nécessaire de réduire les prix pour s'assurer des débouchés et obtenir ainsi un revenu immédiat.

Quand on examine les prix de revient de la production industrielle, il paraît évident que la concurrence faite au pétrole brut du Canada sur les marchés américains pourrait s'intensifier par suite de baisses des prix de vente du pétrole brut du Moyen-Orient ou du Venezuela. Dans le témoignage qu'elle a présenté à un comité du Congrès en 1957, l'*Independent Petroleum Association of America* a fourni des données, fondées sur un rapport de l'*Arabian-American Oil Company* pour l'année 1956, pour démontrer que le total des frais de la découverte, de la mise en valeur et de la production du pétrole au Moyen-Orient n'excède pas 30c. le baril. Les renseignements que la Commission a reçus tendaient dans le même sens à l'égard du pétrole du Moyen-Orient et indiquaient aussi, d'après un calcul comparable, des frais de 75c. environ le baril dans le cas du pétrole brut du Venezuela et d'un peu plus de \$1 le baril pour le pétrole brut du Canada. Ces chiffres représentent les prix de revient avant le versement d'impôt et de redevances. Le coût moins élevé de la découverte, de la mise en valeur et de la production du pétrole brut du Moyen-Orient, au regard du pétrole brut du Canada, résulte de l'importance des réserves qu'on y a découvertes par rapport aux mises de fonds, et de l'énorme production possible par puits, si on la compare à la moyenne du Canada.

La comparaison des prix de revient ne peut toutefois s'arrêter là. Les grandes dépenses qui se font au Moyen-Orient pour l'exécution de projets de caractère social et généralement économique, en plus des dépenses effectuées directement pour des installations pétrolières, ajoutent évidemment au faible coût initial du pétrole même. D'après les renseignements que la Commission a reçus, les marges de bénéfice par baril au Moyen-Orient, au

Venezuela et au Canada, déduction faite des impôts et des redevances, ne diffèrent pas sensiblement, bien qu'il y ait une très grande différence dans le rendement relatif des placements. Le point important est qu'au Moyen-Orient, la production future de 100 à 150 milliards de barils de pétrole n'exige plus de frais de découverte. En conséquence, les frais d'exploration pourraient être négligeables pendant un bon nombre d'années et les frais futurs de mise en valeur et de production au Moyen-Orient seront relativement peu élevés à cause de la grande productivité des puits existants. Les bénéfices que rapportent les exploitations pétrolières du Moyen-Orient ne devront pas nécessairement être remployés pour de nouvelles explorations et mises en valeur afin d'assurer la continuité des opérations et, par conséquent, pourront servir à d'autres fins. En Amérique du Nord, par contre, une forte portion des bénéfices doit être remise à l'œuvre dans l'entreprise afin d'assurer une proportion suffisante de réserves par rapport à la production.

Les faibles frais de remplacement, le désir d'amortir assez rapidement les placements dans les régions où l'on accorde des concessions et les conditions dans lesquelles ces concessions s'accordent, tout cela a pour effet de stimuler la vente du pétrole brut du Moyen-Orient. Qu'il y ait ou non une réduction marquée des prix à l'avenir, les grandes réserves de pétrole du Moyen-Orient, qui représentent les sept dixièmes du total mondial, occuperont une situation privilégiée en matière de concurrence sur les marchés du monde.

Les tarifs d'affrètement des navires-citernes constituent un élément important du prix de revient du pétrole brut d'outre-mer, livré à destination, et ils continueront d'influer sur la situation du pétrole brut du Canada sur les marchés américains. D'après une récente étude publiée dans *The Oil and Gas Journal**, l'excédent actuel de capacité totale des navires-citernes devrait s'accroître au cours des quelques prochaines années tandis que les tarifs d'affrètement demeureront probablement peu élevés. L'estimation de la capacité totale des navires-citernes pour les années 1958 à 1961, exprimée selon le nombre de navires équivalents au type T-2**, paraît au tableau qui suit:

	1958	1959	1960	1961
Flotte actuelle (moins le déclassement normal)	2,575	2,525	2,475	2,410
Nouveaux navires (total cumulatif)	435	795	1,115	1,415
Disponibilités éventuelles	3,010	3,320	3,590	3,825
Capacité requise	2,570	2,700	2,935	3,060
Excédent théorique	440	620	655	765
Excédent en pour-cent	14.6	18.7	18.2	20.0

* *The Oil and Gas Journal*, 29 décembre 1958, vol. 56, n° 52, p. 141.

** Un navire-citerne du type T-2 porte quelque 16,765 tonnes de cargaison en lourd à la vitesse d'environ 14 nœuds et demi.

Le tableau qui précède fait voir une hausse de l'excédent de capacité, progressant de près de 15 p. 100 en 1958 à 20 p. 100 en 1961. Les chiffres relatifs à la capacité requise se fondent sur un accroissement de 6 p. 100 par année de la demande de pétrole dans le monde, à l'exclusion de l'URSS et de ses satellites. Cet excédent théorique pourrait diminuer si l'on construisait moins de navires qu'on en projette présentement et si l'on réformait les navires plus anciens et plus petits. Les nouveaux pétroliers seront plus grands, plus rapides et plus économiques que ceux qu'on utilise présentement. Des prévisions indiquant un excédent persistant de capacité de cette ampleur donnent du poids à l'avis selon lequel les tarifs d'affrètement des navires-citernes pourraient demeurer à leurs faibles niveaux actuels pendant au moins plusieurs années encore.

D'autre part, certaines autorités s'attendent que les tarifs d'affrètement augmenteront au cours des quelques prochaines années parce que, à leur avis, les tarifs actuels résultent d'un excédent temporaire de capacité et ne donnent pas assez de rentabilité pour assurer le maintien d'une flotte de pétroliers en mesure de répondre aux besoins accrus en fait de transport océanique du pétrole. D'après ces mêmes autorités, le tarif courant USMC, moins 40 à 50 p. 100, afférant au transport par pétrolier, représenterait un prix de crise. Elles estiment qu'il faudra hausser les tarifs pour assurer la construction et le maintien d'une flotte moderne et efficace de pétroliers, en dépit de l'efficacité accrue des navires modernes et d'une certaine diminution des frais de construction ces dernières années.

Il convient de noter que, du point de vue du prix, le pétrole brut du Canada gagnerait, dans la région de Puget Sound, un avantage de 22c. le baril sur le pétrole du Moyen-Orient pour chaque augmentation de 10 points du tarif USMC. Dans les mêmes circonstances, l'avantage concurrentiel du pétrole canadien sur celui du Venezuela serait de 11c. le baril.

Les facteurs qui conditionnent l'entrée aux États-Unis du pétrole du Canada n'exercent pas le même degré d'influence dans les différentes régions des États-Unis et il importe de les examiner en fonction des régions déterminées qui jusqu'ici ont été en partie approvisionnées par le pétrole brut du Canada ou qui pourraient l'être à l'avenir. Pour l'examen de ces marchés en particulier, la Commission a tenu compte de la courbe générale de la demande régionale de pétrole brut aux États-Unis. La demande totale de pétrole brut dans ce pays, exprimée en fonction de la capacité de raffinage, provient dans une proportion de 33 p. 100 de la région en bordure du golfe du Mexique. Le littoral de l'Atlantique, celui du Pacifique et les principaux États producteurs contribuent chacun pour environ 15 p. 100 à la demande totale et le marché intérieur, au nord et à l'est de la plus importante région productrice de pétrole brut, en représente environ 22 p. 100.

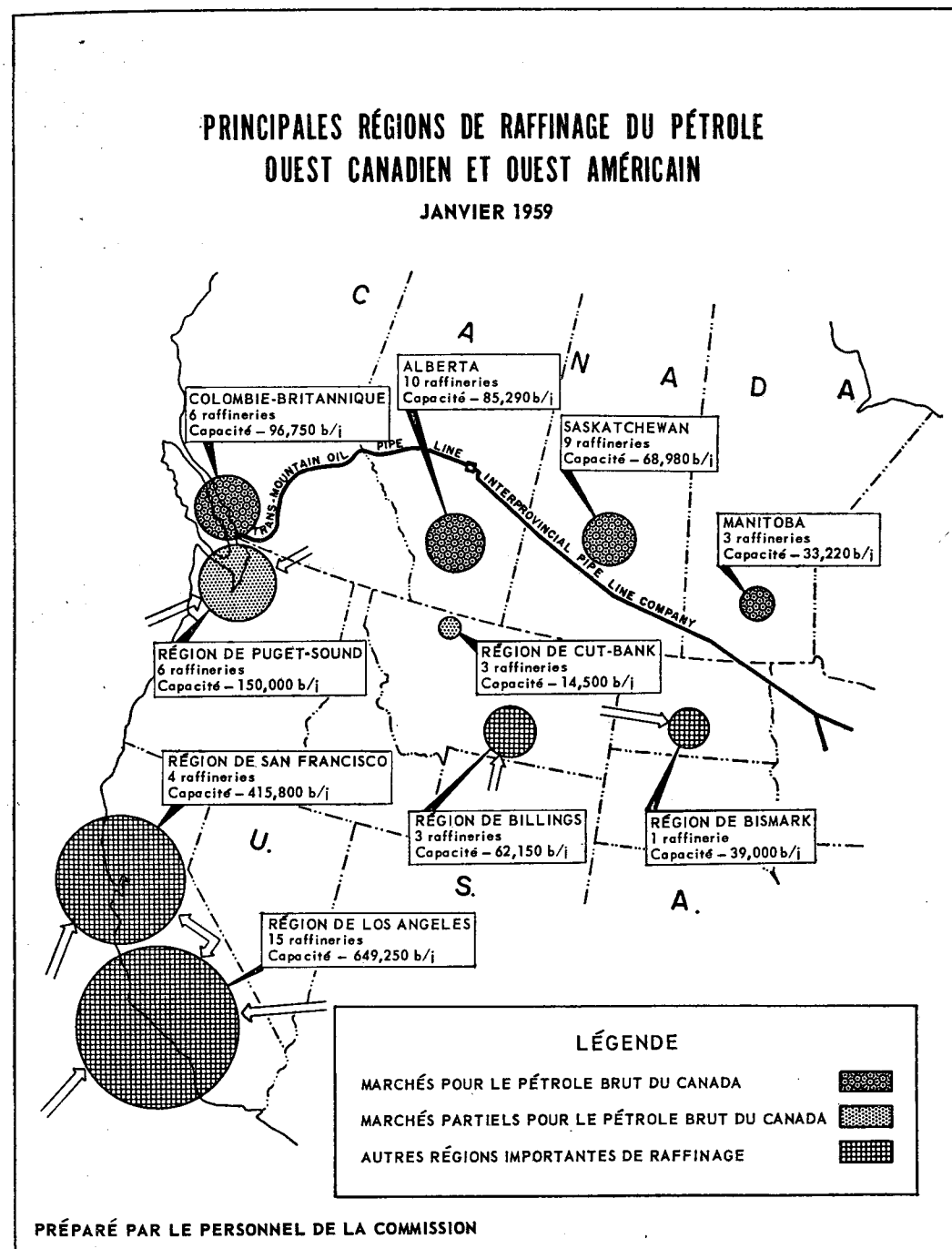
Marchés particuliers

La Chase Manhattan Bank a fait, en 1957, une estimation de la demande future des produits du pétrole sur le littoral ouest des États-Unis. D'après cette estimation, la demande totale de pétrole atteindrait en 1967 quelque 1,900,000 barils par jour, dont un million environ seraient fournis par la production locale et 250,000 barils par d'autres sources américaines. Les auteurs de l'étude concluent qu'on devra importer quelque 650,000 barils. En mai 1959, l'Oil and Gas Conservation Board of Alberta jugeait que les besoins en pétrole brut du District V (Washington, Oregon, Californie, Nevada et Arizona) passeraient de 1,156,000 barils par jour en 1958 à 1,524,000 barils par jour en 1965. Il estimait également que la production du pétrole brut dans le District V se maintiendrait à 950,000 barils par jour. En conséquence, la différence entre la demande et la production de pétrole brut s'établirait en 1965 à 574,000 barils. Il a aussi conclu qu'en 1965, les raffineries de l'État de Washington contribueraient pour 15 p. 100 à la demande totale de pétrole brut du District V, soit 229,000 barils par jour.

L'un des dangers que présente l'estimation des besoins futurs en pétrole brut du littoral ouest réside dans la difficulté de déterminer dans quelle mesure les ventes de gaz naturel influenceront sur la demande de produits du pétrole. L'augmentation des exportations de gaz naturel du Canada pourrait donc avoir pour effet de réduire le volume de pétrole brut du Canada exporté vers cette région. Une autre difficulté que présente l'appréciation des perspectives de ce marché pour le pétrole brut du Canada a trait à la mesure dans laquelle la demande pourrait être satisfaite au moyen de sources de production situées en Alaska. En 1958, on a découvert du pétrole dans la péninsule Kenai et, à l'heure actuelle, des entreprises américaines s'occupent activement de rechercher du pétrole en Alaska. La préférence que les États-Unis accordent à leur propre pétrole brut donne à penser que toute découverte importante de pétrole dans l'État susmentionné pourrait porter gravement atteinte aux perspectives canadiennes d'exportation de pétrole brut au littoral ouest, y compris la région de Puget Sound.

Le graphique 10, intitulé Principales régions de raffinage du pétrole, Ouest canadien et Ouest américain, janvier 1959, démontre l'importance de cette région du littoral Ouest à titre de marché possible de pétrole brut ainsi que la situation géographique favorable des sources canadiennes de pétrole brut par rapport à ce marché.

L'histoire relativement brève du raffinage dans les États du Minnesota et du Wisconsin rend difficiles les pronostics relatifs à l'accroissement des besoins en pétrole brut dans cette partie de l'Ouest central. Le tableau XXII



Commission royale d'enquête sur l'énergie

renferme l'historique des exportations canadiennes de pétrole brut à cette région et fournit quelques pronostics à brève échéance sur les marchés possibles.

TABLEAU XXII—IMPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT DU CANADA PAR RAPPORT À LA DEMANDE TOTALE DE PÉTROLE BRUT SUR LES MARCHÉS DU MINNESOTA ET DU WISCONSIN, 1953-1960

(en milliers de barils par jour)

	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960
Demande de pétrole brut	293	305	329	341	352	365	379	394
Capacité de raffinage	30.0	30.0	61.2	68.0	78.0	78.0	85.0	102.0*
En pour-cent de la demande	10.2	9.8	18.6	19.9	22.2	21.4	22.4	25.9
Importations du Canada	7	5	15	49	56	70	75	88
En pour-cent de la demande	2.4	1.6	4.6	14.4	15.9	19.2	19.8	22.3
En pour-cent de la capacité	23.3	16.7	24.5	72.1	71.8	89.7	88.2	86.3

* La *Northwestern Refining* à St. Paul Park ajoutera 17,000 barils par jour à sa capacité en 1959, dont la moitié à partir de pétrole brut du Canada.

SOURCE: Mémoire supplémentaire présenté par la *Shell Oil Company of Canada Limited*, juillet 1958.

Toute estimation des perspectives de ce marché pour le pétrole brut du Canada doit tenir compte de la possibilité de découvrir de grandes réserves de pétrole brut dans le bassin Williston, au Dakota-Nord et au Montana. L'exploration dans cette région a donné de bons résultats. Si ces travaux progressent au point de rendre possible l'aménagement d'un pipe-line de l'est du Montana et du Dakota-Nord jusqu'à la région de Saint-Paul-Minneapolis, le pétrole brut des États-Unis aurait directement accès à ce marché, ce qui supprimerait l'avantage particulier, du point de vue du transport, dont jouit présentement le pétrole brut du Canada dans la région de Saint-Paul-Minneapolis.

La région de Saint-Paul-Minneapolis se trouve en bordure de la très vaste et très importante région des Grands lacs située dans l'Ouest central, laquelle comprend des centres de raffinage tels que Chicago et Détroit. Jusqu'ici le pétrole brut du Canada n'a pas trouvé de débouchés importants dans cette région qui représente près du cinquième du marché total pour les produits du pétrole aux États-Unis. En 1957, la région utilisait quelque 1,582,000 barils de produits du pétrole par jour. Si l'on se fonde sur le rythme d'accroissement de la demande au cours des vingt dernières années dans la région, la demande s'établirait en 1967 à quelque 2,600,000 barils par jour. Ainsi qu'il est dit au chapitre 3, toutefois, les raffineurs de la région des

Marchés futurs pour le pétrole canadien

Grands lacs située dans l'Ouest central s'approvisionnent depuis longtemps en pétrole brut aux sources domestiques dans lesquelles ils ont des intérêts. Ils ont aussi participé à la création d'un réseau de pipe-lines ayant leur point de départ dans les principaux champs pétrolifères du Texas, de l'Oklahoma, du Kansas et de l'Illinois.

Depuis 1950, le Wyoming a surgi à titre de nouvelle source de pétrole brut et il fournit aujourd'hui environ 15 p. 100 du pétrole requis chaque année par les raffineries de la région des Grands lacs. La mise en valeur de nouvelles réserves dans les Rocheuses retarderait le moment où la région des Grands lacs devrait peut-être importer du pétrole brut du Canada ou d'outre-mer pour compléter les approvisionnements qu'elle obtient des sources domestiques.

Si les sources domestiques nouvelles deviennent insuffisantes pour répondre à la croissance annuelle de la demande dans la vaste région des Grands lacs, il est possible que certains des nouveaux pipe-lines requis pour répondre à cette demande accrue soient reliés à des sources canadiennes de pétrole brut. Cependant, à mesure que les États-Unis augmentent leurs importations d'outre-mer, il se peut que de plus en plus le pétrole brut domestique approvisionne les marchés de l'intérieur, tandis que le pétrole d'outre-mer approvisionnera les marchés du littoral.

Le graphique 11, intitulé Principales régions de raffinage du pétrole de l'Est du Canada et de la région des Grands lacs aux États-Unis, janvier 1959, donne une idée de l'étendue du marché de la région des Grands lacs. L'ampleur de ce marché ressort aussi de ce que l'arrivée de 200,000 barils par jour de pétrole brut du Canada représente moins du cinquième du mouvement courant du pétrole brut dans la région. Il convient de noter que, au taux annuel de croissance prévu, soit 5 p. 100, les arrivées de pétrole brut dans la région doubleront au cours des quinze prochaines années. Le marché des Grands lacs, en conséquence, en raison de son ampleur, du rythme prévu de sa croissance et de sa situation géographique, semble offrir pour un avenir éloigné des perspectives favorables pour l'exportation du pétrole brut du Canada.

Estimation des exportations futures

Il est difficile d'estimer les perspectives d'exportation de pétrole brut canadien vers les marchés de la côte du Pacifique ou de l'Ouest central des États-Unis, non seulement à cause de la difficulté de prévoir jusqu'à quel point les marchés manqueront d'approvisionnement, mais aussi à cause d'autres incertitudes. Il faut recourir à des suppositions hasardeuses quant à l'intensité de la concurrence, directe ou indirecte, que le pétrole brut

La variété des conclusions qu'on peut tirer au sujet des perspectives d'exportation du pétrole brut canadien sur les marchés des États-Unis ressort des estimations présentées à la Commission, qui font l'objet du tableau XXIII.

TABLEAU XXIII—ESTIMATION DES EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT CANADIEN, 1959-1967
(en milliers de barils par jour)

Année	British American Oil Co. Ltd. (a)				Imperial Oil Ltd.		Oil and Gas Conservation Board of Alberta			
	Faible		Élevée		Puget Sound	Ouest central	Modérée		Optimiste	
	Puget Sound	Ouest central	Puget Sound	Ouest central			Puget Sound	Ouest central	Puget Sound	Ouest central
1959	40	60	80	60	65	70	18	50	23	53
1963	40	60	250 ^(b)	60	155 ^(c)	90 ^(c)	39	62	70	77
1967	40	60	420 ^(b)	60	47	74	104	115

(a) La *British American Oil Co. Ltd.* a établi trois prévisions des exportations. Dans le cas du minimum, elle a supposé un volume d'exportation constant, jusqu'à 1967, de 40,000 barils par jour vers la région de Puget Sound, sur la côte occidentale, et de 60,000 barils par jour, vers l'Ouest central. Tels étaient les volumes d'exportation au moment des prévisions. Chacune des autres prévisions de la société comporte également des exportations constantes de 60,000 barils par jour, dans l'Ouest central; mais, à l'égard du littoral Ouest, le maximum de la demande possible en 1967 a été estimé à 420,000 barils par jour, tandis que la prévision intermédiaire (non mentionnée dans ce tableau) était de 120,000 barils.

(b) Cette estimation s'applique à tout le marché du littoral Ouest.

(c) Prévision pour l'année 1962.

SOURCE: Mémoires présentés à la Commission. Le personnel de la Commission a extrapolé à 1967 la prévision de 1958-1965 de l'*Oil and Gas Conservation Board of Alberta*. Toutes les prévisions du tableau XXIII remontent au premier semestre de 1958.

A noter que les estimations diffèrent, non seulement à l'égard du volume total des exportations, mais aussi quant à l'importance relative des divers marchés à desservir.

Les prévisions des marchés du tableau XXIII ont été établies en 1958, alors que, aux États-Unis, les exportations de pétrole brut canadien étaient subordonnées à un programme de réglementation facultative des importations et que certains indices pouvaient faire croire que cette réglementation deviendrait obligatoire et peut-être même plus restrictive. Ces prévisions pourraient bien changer par suite de la récente suppression de cette réglementation à l'égard des pétroles bruts canadiens et de leurs produits.

Il est difficile de calculer toute la portée de ce changement d'attitude des États-Unis. De toute évidence, il importait que les États-Unis reconussent de nouveau le rang unique que l'industrie pétrolière du Canada

peut occuper en tant que source continentale d'approvisionnement, et tout ce que cela comporte. La suppression est également très importante, vu que l'expansion ordonnée et progressive des exportations canadiennes de pétrole brut aux États-Unis n'aurait pu se faire tant que l'importation de ces pétroles aurait été assujettie à la réglementation américaine. On ne saurait dire cependant que la suppression de cette compression obligatoire des importations de la part des États-Unis signifie que le Canada exportera automatiquement sur les marchés américains les quantités de pétrole brut qu'il y exportait auparavant. Le choix des sources où s'approvisionnent en pétrole brut les raffineries des États-Unis qui sont accessibles au pétrole brut canadien appartient encore aux raffineurs particuliers. Il est vrai que ces raffineurs sont maintenant libres de choisir tel ou tel pétrole brut canadien; mais, à la lumière de l'interprétation de certaines des dispositions de la Proclamation présidentielle du 30 avril 1959, il semblerait y avoir divergence d'opinion quant à la question de savoir si ces raffineurs, lorsqu'ils achèteront du pétrole brut chez nous, se verront privés de certains avantages des contingents qu'ils pourraient s'assurer autrement. Toutefois, la proclamation précise que l'importation globale de pétrole brut étranger, d'outre-mer ou du Canada, ne devra jamais nuire aux objectifs généraux des restrictions qui sont de ne pas défavoriser la production intérieure.

Même si nos pétroles bruts sont parfaitement en mesure de soutenir la concurrence des prix, la participation financière plus considérable des raffineries et de leurs filiales productrices d'outre-mer peut constituer un important obstacle à l'exportation de grandes quantités de pétrole brut canadien aux États-Unis. L'exemption dont jouit notre pétrole brut ne supprime évidemment pas certaines autres difficultés de vente auxquelles ont donné lieu les restrictions américaines aux importations. L'échange entre sociétés des contingents de pétrole destiné à la consommation domestique peut se révéler avantageux pour les raffineurs de l'intérieur des États-Unis. Cet échange de contingents,—droit précieux aux États-Unis,—peut réduire les chances de nos pétroles bruts d'être acceptés par les raffineurs américains; de fait, cela s'est produit pour notre pétrole brut dans la région de Saint-Paul-Minneapolis en raison du règlement visant la restriction volontaire des importations. Vers la fin de 1958 et dans les premiers mois de 1959, notre pétrole brut a dû céder du terrain dans cette région en faveur d'autres pétroles bruts que le Venezuela fournissait probablement de façon indirecte suivant un régime d'échange de contingents. De plus, il se peut que les sociétés américaines hésitent à considérer nos pétroles bruts comme une source stable ou importante d'approvisionnement, surtout s'il en résulte

Commission royale d'enquête sur l'énergie

le placement de gros capitaux dans de nouvelles installations de pipe-lines, jusqu'à ce que, avec le temps, le caractère permanent de la ligne de conduite des États-Unis soit nettement établi.

A la suite de la Proclamation présidentielle du 30 avril 1959, la Commission a demandé à l'*Oil and Gas Conservation Board of Alberta*, ainsi qu'à certaines sociétés pétrolières du Canada, de lui dire quelles conséquences aurait, à leur avis, sur les exportations de pétrole brut du Canada aux États-Unis, la suppression de la réglementation des importations par ce pays. Les vues qu'on a fait connaître à la Commission en réponse à sa demande mentionnent les difficultés que nous avons signalées plus haut. Les intéressés ont reconnu en général que l'exemption profitait à l'industrie canadienne du pétrole, surtout à la longue. Mais on s'accordait beaucoup moins sur les conséquences prochaines de cette exemption. On ne s'attendait pas que les exportations vers la région de Saint-Paul-Minneapolis augmentent de beaucoup, peut-être de 5,000 à 10,000 barils par jour, pour atteindre une moyenne de 65,000 barils par jour en 1959. Toutefois, on pensait que, chaque année, l'exemption rendrait vraisemblablement possible une augmentation constante de cet ordre, de sorte que les exportations aux raffineries existantes pourraient atteindre en moyenne 100,000 barils par jour en 1965. L'avis général de l'industrie en cause tendrait donc à appuyer les estimations plutôt optimistes pour cette région en particulier, qui figurent au tableau XXIII.

L'industrie s'attend que les principaux avantages en perspective se trouvent dans la région de Puget Sound. Les estimations des exportations qui auront lieu dans un avenir rapproché vont d'une légère augmentation par rapport à celles de mai 1959 jusqu'à 90,000 barils par jour, pour atteindre peut-être 150,000 barils par jour en 1965.

L'*Oil and Gas Conservation Board of Alberta* estime que l'exemption visant les pétroles bruts canadiens lui permettait d'augmenter ses premières prévisions quant aux exportations. Il est d'avis qu'une augmentation initiale de quelque 15,000 à 25,000 barils par jour, y compris des quantités relativement faibles de gaz de pétrole liquifié, serait suivie d'autres augmentations qui, pour la région de Puget Sound, porteraient à 78,000 et 125,000 barils par jour respectivement les estimations modérées données pour 1963 et 1967, au tableau XXIII, et à 117,000 et 190,000 barils par jour, dans le cas des estimations optimistes. Une légère hausse de 10,000 à 15,000 barils par jour a marqué les prévisions intéressant l'Ouest central. Le *Conservation Board* a fait une réserve quant à ses nouvelles estimations, attirant l'attention sur diverses incertitudes relatives à l'exportation de notre pétrole brut aux

Marchés futurs pour le pétrole canadien

États-Unis, et il déclare que «ce marché possible est beaucoup moins à souhaiter que celui de Montréal où non seulement la demande est plus grande, mais l'avenir plus prévisible».

A noter qu'en juillet 1959 la demande de pétrole brut canadien dans les raffineries de Puget Sound a sensiblement augmenté. Ces raffineries ont offert d'acheter environ 70,000 barils par jour, comparativement à 27,000 barils en mai.

Cette augmentation des exportations réelles est encourageante; mais il est clair que les perspectives d'un accroissement soutenu des exportations de pétrole brut canadien dépendront de l'effort concerté des producteurs de pétrole brut du Canada et des raffineurs des États-Unis pour organiser la vente, si le Canada veut tirer pleinement parti de l'exemption des restrictions que les États-Unis accordent aux importations de pétrole brut du Canada.

Marchés canadiens

Plusieurs sociétés ont présenté à la Commission des estimations visant la demande, dans les diverses régions du Canada, des produits du pétrole et du pétrole brut canadien, au cours de la prochaine période décennale. Ces estimations ne diffèrent pas beaucoup de celles qui ont été communiquées à la Commission par l'*Oil and Gas Conservation Board of Alberta* et qui figurent aux tableaux XXIV et XXV. Il en ressort que, s'attend-on,

TABLEAU XXIV—DEMANDE PAR RÉGION DES PRODUITS DU PÉTROLE AU CANADA, 1955-1967

(en milliers de barils par jour)

Année	Colombie-Britannique	Prairies	Ontario	Québec	Atlantique	Total
1955	69	141	212	159	57	638
1956	81	149	243	183	62	718
1957	80	154	252	188	67	741
1958	85	163	270	199	72	789
1959	90	174	292	212	77	845
1960	95	184	312	224	82	897
1961	100	195	334	237	88	954
1962	105	205	354	249	92	1,005
1963	110	215	375	261	96	1,057
1964	116	226	394	274	101	1,111
1965	122	237	414	288	106	1,167
1966	128	248	434	303	111	1,224
1967	134	259	454	318	116	1,281

SOURCE: *Oil and Gas Conservation Board of Alberta*. Les chiffres pour 1966-1967 ont été extrapolés par le personnel de la Commission d'après les prévisions pour 1958-1965 du *Conservation Board*.

le pétrole brut canadien servira à satisfaire, sauf dans une faible proportion, les besoins de la Colombie-Britannique et des provinces des Prairies en produits du pétrole, et une partie croissante de la demande en Ontario.

TABLEAU XXV—DEMANDE CANADIENNE DE PÉTROLE BRUT DOMESTIQUE*, 1955-1967
(en milliers de barils par jour)

Année	Colombie-Britannique	Prairies	Ontario	Total
1955	63	150	111	314
1956	61	163	134	358
1957	62	153	141	356
1958	62	152	155	369
1959	77	170	199	446
1960	81	180	221	482
1961	85	191	246	522
1962	89	201	306	596
1963	93	211	330	634
1964	98	222	349	669
1965	103	233	369	705
1966	108	244	389	741
1967	113	255	409	777

*Y compris gaz-condensat.

SOURCE: *Oil and Gas Conservation Board of Alberta*. Les chiffres pour 1966-1967 ont été extrapolés par le personnel de la Commission, d'après les prévisions pour 1958-1965 du *Conservation Board*. Celui-ci a également établi des prévisions en supposant que le pétrole brut canadien alimenterait les raffineries de Montréal, comme on l'indique au tableau XXXV du chapitre 5.

En général, l'industrie estime que le pétrole brut canadien s'est définitivement emparé du marché des Prairies. La capacité moindre qu'ont nos pétroles bruts de soutenir la concurrence dans la région de Puget Sound porte certains à se demander si ces pétroles ne seraient pas un jour incapables de soutenir la concurrence même à Vancouver. Interrogée à ce sujet, la *Shell Oil Company of Canada Limited* a déclaré à la Commission que Vancouver était considérée comme un endroit «fondamentalement rentable à la longue» pour le pétrole brut canadien. Elle a affirmé que, par contre, le marché de la Californie ne l'était pas. De l'avis de cette société, des endroits comme Vancouver seraient toujours disponibles pour la production canadienne, même si parfois des importations pouvaient permettre des prix provisoirement avantageux. L'importante participation financière, directe ou indirecte, des raffineries de Vancouver à la *Trans Mountain Oil Pipe Line*, outre leurs mises de fonds dans les réserves de pétrole brut du Canada, renforcerait l'avis suivant lequel cette région de raffinage pourrait être maintenue en qualité de débouché pour le pétrole brut canadien. Toutefois, la situation

pourrait devenir de plus en plus précaire si le prix de revient net du pétrole brut étranger était sensiblement inférieur à celui de notre propre pétrole brut. Il se peut également que l'importation de produits raffinés tirés de pétroles bruts étrangers dont le coût de production est peu élevé pourrait obliger les raffineries à remplacer notre pétrole par un pétrole brut étranger payé moins cher. Les prévisions du tableau XXV supposent l'emploi constant du pétrole brut canadien à Vancouver et indiquent une augmentation soutenue de la demande de pétrole brut canadien sur les marchés de la Colombie-Britannique et des Prairies, augmentation qui irait de 214,000 barils par jour, en 1958, à 368,000 barils, en 1967. C'est un accroissement de 72 p. 100 réparti sur les dix prochaines années ou selon une moyenne de 5½ p. 100 par année.

Témoignant devant la Commission, les principales sociétés pétrolières ont déclaré que, selon elles, c'est probablement en Ontario que la consommation de pétrole brut canadien augmentera davantage. Les estimations de l'*Oil and Gas Conservation Board of Alberta*, qui font l'objet du tableau XXV, appuient également cet avis. L'augmentation en cause vient en partie de ce qu'on prévoit un accroissement sensible de la consommation des produits pétroliers en Ontario. On s'attend aussi qu'elle fasse suite à l'intention de l'industrie, signalée à la Commission, d'employer uniquement du pétrole brut canadien dans les raffineries ontariennes et d'agrandir ces raffineries. Ce programme comporterait en définitive le remplacement par du pétrole brut canadien des faibles quantités de pétrole brut étranger qu'on importe présentement en Ontario et la suppression progressive dans une bonne partie de cette région des produits raffinés qu'on y importe actuellement, surtout des États-Unis, ou qui proviennent des raffineries de la région de Montréal. Les estimations du tableau XXV supposent que ces substitutions se produiront effectivement. Il ressort de ce tableau que l'emploi du pétrole brut canadien dans les raffineries d'Ontario passerait de 155,000 barils par jour, en 1958, à 409,000 barils, en 1967, ce qui expliquerait pour une bonne part l'expansion prévue du marché intérieur. Les prévisions transmises à la Commission indiquent que le rythme d'expansion le plus rapide en Ontario est prévu pour les cinq prochaines années.

Ce rapide accroissement d'ici cinq ans de l'emploi de nos pétroles bruts en Ontario dépendra surtout du succès que les raffineurs ontariens obtiendront dans l'exécution de leurs programmes. Plusieurs raffineries ont déclaré qu'elles sont en mesure d'augmenter leur consommation de pétroles bruts canadiens en les substituant à des produits d'importation. La *British American Oil Company Limited* a signalé que vers 1959 elle emploierait exclusivement du pétrole brut canadien à sa raffinerie de Clarkson. A sa raffinerie de Sarnia, en Ontario, la *Sun Oil Company Limited* utilisait de

faibles quantités de pétroles bruts du Venezuela et des États-Unis au début de 1958. En juin 1958, cette raffinerie de Sarnia a cessé d'employer du pétrole brut des États-Unis, et depuis lors elle se procure environ les sept dixièmes du pétrole brut dont elle a besoin, de sources canadiennes et le reste (c'est-à-dire 5,000 barils par jour) du Venezuela. Le pétrole brut du Venezuela se transporte par bateau à la côte du Golfe, aux États-Unis, d'où il parvient à Sarnia par plusieurs réseaux de pipe-lines. La société en question prétend que le prix de revient net de ce pétrole permet de concurrencer notre pétrole brut, mais qu'elle fait quand même de grands efforts, malheureusement vains, pour échanger avec des raffineries canadiennes de l'Est ce pétrole brut contre du pétrole brut de l'Ouest canadien. Elle a dit à la Commission que ces importations cesseraient probablement dans un avenir rapproché.

Le remplacement de certains produits importés présente de plus grandes difficultés. Il faudra soit fabriquer davantage certains produits que le Canada n'offre pas en quantités suffisantes, ce qui donnerait lieu à des excédents d'autres produits, soit modifier le régime de production des raffineries. Les produits raffinés qu'on importe présentement consistent surtout en pétroles de chauffage, en essence pour avion et en lubrifiants. L'*Imperial Oil Limited* a déclaré qu'elle veut accroître le rendement en pétroles de chauffage de ses raffineries ontariennes. Une même ligne de conduite de la part d'autres raffineurs pourrait entraîner une certaine augmentation de l'emploi des pétroles bruts canadiens. D'autre part, on reconnaît en général que, vu les variations saisonnières de la demande et afin d'assurer la souplesse et l'efficacité du raffinage, des raffineries canadiennes doivent compter sur un faible pourcentage d'importations.

Une bonne part des besoins de l'Ontario en fait de produits du pétrole a été satisfaite grâce aux expéditions de raffineries montréalaises par un pipe-line à pétrole, le *Trans-Northern*, qui va de Montréal à la région de Toronto-Hamilton. Ce pipe-line a une capacité de 80,000 barils par jour et appartient à trois grandes sociétés pétrolières, la *British American Oil Company Limited*, la *Shell Company of Canada Limited* et la *Texaco Canada Limited*. Ces sociétés ont déclaré qu'elles s'attendent que, vers 1962, le pipe-line ne transporte plus de produits vers l'ouest au delà de Cornwall, de sorte qu'on remplacera, dans l'Est ontarien et la région de Toronto-Hamilton, les produits raffinés à Montréal à partir du pétrole brut importé par des produits raffinés à Toronto à partir du pétrole brut canadien. Des représentants des sociétés en cause ont déclaré à la Commission qu'on estimait que fournir ce marché en produits obtenus du pétrole brut canadien serait une entreprise rentable.

En vertu de ce programme, la *Texaco Canada Limited* a porté la production de sa raffinerie de Port Credit de 14,000 à 20,000 barils par jour et aménagé une canalisation qui relie sa raffinerie au pipe-line de la *Trans-Northern*. Il en est résulté un accroissement des expéditions de la société dans les régions du secteur ouest de ce pipe-line. Vers la fin de 1958, la *Cities Service Oil Company Limited* exploitait également à Toronto une nouvelle raffinerie d'une capacité d'environ 20,000 barils par jour. En 1957, la capacité de la raffinerie de la *British American Oil Company Limited*, à Clarkson, a augmenté de quelque 36,000 barils par jour, de sorte que, dans le cas de cette société, les expéditions de la raffinerie de Montréal au marché ontarien se bornent depuis lors à la région située à l'est de Toronto. La *Shell Oil Company of Canada Limited* n'a pas de raffinerie dans la région de Toronto. Même si cette société a signalé à la Commission son intention d'y construire une raffinerie en 1960, elle a dit n'avoir pris aucune décision définitive. L'*Imperial Oil Limited* a déjà une importante raffinerie à Sarnia. Voilà pourquoi ses expéditions de Montréal à l'Ontario se limitent principalement à la vallée de l'Outaouais par voie de wagons-citernes.

Les estimations relatives à la plus grande utilisation de pétrole brut canadien en Ontario présupposent que ce produit continuera à concurrencer suffisamment les pétroles bruts importés dans la région des raffineries de Montréal pour permettre à l'industrie torontoise de réaliser son programme. Nous examinerons ces estimations plus loin; mais, à supposer qu'elles soient exactes, elles indiquent que l'emploi du pétrole brut canadien en Ontario passera rapidement d'environ 150,000 barils par jour en 1958, à plus de 300,000 en 1962, et à plus de 400,000 en 1967. Après quoi, l'accroissement sera égal à l'augmentation normale de la demande de produits du pétrole en Ontario. Les installations actuelles de l'*Interprovincial Pipe Line Company* pourraient, grâce à des stations supplémentaires de pompage, s'accroître dès maintenant pour assurer les livraisons estimatives croissantes de la période 1958-1962. Il faudrait de nouvelles immobilisations, que la société évalue à 116 millions de dollars, pour assurer le surcroît d'envois prévus pour la période précitée.

La *British American Oil Company Limited* calcule que, par suite de l'expansion du raffinage en Ontario et du remplacement, dans cette province, de produits raffinés à Montréal, les raffineries de la région montréalaise emploieront moins de pétrole brut. La société en question conclut que les quantités de pétrole brut traité aux raffineries de Montréal seront de 222,600 barils par jour en 1962, au regard d'une capacité d'au moins 290,000 barils par jour prévue pour ce moment-là. En 1958, les raffineries montréalaises ont utilisé en moyenne 234,000 barils par jour. Après 1962, l'augmentation de la production des raffineries de Montréal dépendra pour

beaucoup de l'augmentation de la demande dans le Québec. Par suite de ce fléchissement de la production des raffineries montréalaises, on constatera une diminution provisoire des importations de pétroles bruts à Montréal.

La comparaison des estimations fournies aux tableaux XXIV et XXV indique que, dans l'ensemble, les besoins du Canada en pétrole brut importé seront quelque peu inférieurs, en 1962, à ceux de 1958. Par contre, elle indique également qu'après 1962 il y aura accroissement des besoins de pétrole brut d'importation parce que, en 1967, l'écart entre la demande globale de produits pétroliers et l'approvisionnement de pétrole brut indigène s'établira à quelque 500,000 barils par jour, comparativement à environ 410,000 en 1962. Il va de soi qu'une partie de cette hausse dépendrait de besoins de pétrole brut plus grands dans les provinces Maritimes qui ne peuvent compter que sur du pétrole brut d'origine étrangère.

Estimations de la production et des mises en valeur futures

Niveau de production

L'Oil and Gas Conservation Board of Alberta a exposé à la Commission ce que sera probablement l'accroissement de la capacité de production dans l'industrie pétrolière du Canada au cours de la prochaine décennie. Dans une large mesure, cette estimation est le résultat d'une projection des tendances récentes dans l'avenir. En comparant les résultats avec le niveau prévu de la demande de pétrole brut canadien sur les marchés intérieurs et extérieurs, l'Office a calculé le rapport, qui pourrait exister chaque année, jusqu'au milieu de 1960, entre la production et la productibilité. L'estimation quant aux débouchés ne prévoit pas de livraisons de pétrole brut canadien au marché de Montréal. Elle comporte cependant un niveau d'exportation modérée et un niveau optimiste.

Pour sa projection relative à la production future, l'Office n'a pas supposé que les récents niveaux d'exploration et de mise en valeur changeraient sensiblement. Bien entendu, la demande, le niveau des prix et les stimulants aux futures mises de fonds formeront en réalité autant d'éléments dont dépendra l'étendue des travaux d'exploration et de mise en valeur; partant, la capacité de production éventuelle de l'industrie en cause. Il faut donc tenir compte de cette réserve quand on examine les rapports production-productibilité dans les hypothèses relatives aux divers marchés, qui figurent au tableau XXVI.

TABLEAU XXVI—PRODUCTION ET PRODUCTIBILITÉ ESTIMATIVES DE PÉTROLE BRUT CANADIEN, 1958-1967

(en milliers de barils par jour)

Année	Production		Productibilité	Production/Productibilité	
	Modérée	Optimiste		Pourcentage modéré	Pourcentage optimiste
1958	456	456	1,004	45	45
1959	512	620	1,072	48	49
1960	557	577	1,157	48	50
1961	611	642	1,250	49	51
1962	690	728	1,320	52	55
1963	733	779	1,386	53	56
1964	773	829	1,445	53	57
1965	814	882	1,486	55	59
1966	856	938	1,523	56	62
1967	896	994	1,556	58	64

NOTA: Les deux prévisions relatives à la production supposent que la demande du marché intérieur passera à 777,000 barils par jour en 1967, comme le laisse voir le tableau XXV. La différence entre le chiffre «modéré» et le chiffre «optimiste» visant la production est donc uniquement attribuable à des hypothèses différentes quant à l'accroissement des exportations au cours des dix prochaines années. Ces estimations des exportations figurent au tableau XXIII.

SOURCE: Alberta Oil and Gas Conservation Board. Prévisions de l'offre et de la demande canadiennes de pétrole brut et de produits pétroliers, 1958-1965. Les chiffres relatifs à 1966-1967 ont été extrapolés par le personnel de la Commission.

Il ressort de ces estimations que le rapport entre la production et la capacité de production de l'industrie passerait de 45 p. 100, en 1958, à 58 p. 100, en 1967, si, à ce moment-là, les exportations ne dépassent pas l'estimation modérée, savoir 121,000 barils par jour (voir tableau XXIII). L'estimation «optimiste» d'exportations de 219,000 barils par jour, en 1967, assurerait une production représentant 64 p. 100 de la capacité totale.

On l'a déjà dit, le Conservation Board a récemment révisé ses estimations relatives aux exportations futures pour tenir compte, en partie, de la suppression des restrictions américaines à l'importation des pétroles bruts du Canada. Selon lui, ces estimations révisées doivent être considérées en regard de l'incertitude des marchés américains. Cependant, si l'on utilise ces estimations récemment rectifiées, le rapport entre la production et la productibilité, en 1967, passerait de 58 à 64 p. 100, d'après les prévisions «modérées» intéressant les exportations, et de 64 à 70 p. 100, dans le cas des prévisions «optimistes». L'estimation «modérée» révisée suppose une production approximative au Canada, en 1967, de 990,000 barils par jour, tandis que, d'après l'estimation «optimiste», la production quotidienne serait de 1,085,000 barils. Si, grâce à l'accroissement du volume des exportations, on atteint ces niveaux de production, le rapport production-productibilité

devrait être supérieur à l'avenir à ce qu'il a été depuis trois ans. Récemment, il a varié de 45 à 60 p. 100. Une augmentation de ce rapport de 64 à 70 p. 100 représenterait une hausse sensible du niveau général de l'activité dans l'industrie pétrolière.

Si les exportations augmentent vraiment, le niveau des travaux d'exploration et de mise en valeur s'élèvera, parce qu'il faudra établir des réserves supplémentaires pour maintenir le rythme élevé de la production qui en résultera et assurer une réserve convenable à la fin de la période à l'étude. De 1952 à 1958, l'augmentation des réserves brutes de pétrole au Canada a été en moyenne de 450 millions de barils par année. A ce rythme, les découvertes dépassent un peu les 355 à 420 millions de barils par année qu'il faudrait, selon les estimations révisées mentionnées auparavant au sujet des marchés, pour répondre aux besoins de la production et laisser des réserves équivalant à douze fois la production du niveau prévu pour 1967. Cet indice réparti sur douze années se compare à ce qui s'est produit aux États-Unis ces dernières années. L'accroissement annuel des réserves du Canada, de 1952 à 1958, dépasse également de beaucoup le rythme des découvertes qui s'imposeraient à cause des niveaux de production d'abord prévus par le *Conservation Board*. Dans ces circonstances, il faudrait une moyenne de 321 à 378 millions de barils par année, d'après un indice réparti sur douze ans.

Cependant, cet indice de durée des réserves réparti sur douze ans est faible, si l'on envisage le stade actuel de mise en valeur de l'industrie canadienne. Même si le rythme annuel de découvertes aux États-Unis permet d'établir un indice des réserves réparti sur environ douze ans, il serait probablement plus prudent pour le Canada d'exploiter ses ressources pétrolières en fonction d'un indice supérieur, étant donné la brièveté relative de sa période antérieure d'exploration. Par conséquent, semble-t-il, l'industrie considérera les estimations susmentionnées du rythme des découvertes annuelles comme le minimum absolu qu'il lui faudra pour maintenir les niveaux hypothétiques de production. En 1957 et 1958, l'indice de la durée des réserves du Canada s'établissait respectivement à 18 et 22 ans. Si l'on prévoit une réserve restante équivalant à la production de dix-huit années, il faudra découvrir de nouvelles réserves au rythme moyen d'environ 650 millions de barils par année pour satisfaire aux estimations maximum révisées par le *Conservation Board*. Dans une pareille hypothèse, le niveau des explorations devrait donc se situer à un niveau beaucoup plus élevé que depuis cinq ans.

Certains changements qu'a subis le prix affiché des pétroles bruts d'outre-mer ont amené la réduction des prix de notre pétrole brut au gisement. Il s'ensuit que le revenu d'exploitation pour chaque baril de pétrole destiné

au marché intérieur ou extérieur sera moins élevé qu'on ne le prévoyait lorsqu'on a exposé à la Commission les perspectives du marché et le niveau d'activité qui en résulterait. La baisse des prix du pétrole canadien au gisement, tout en attirant l'attention sur la question de réductions possibles du prix de revient, a fait ressortir davantage le besoin d'accroître les marchés et la production. La baisse du prix des pétroles bruts importés donne aussi à penser qu'il faut moins se fier qu'on ne l'a fait jusqu'ici aux prévisions relatives à l'expansion des marchés intérieurs qui paraissent au tableau XXV. Dans l'avenir immédiat, cette expansion dépendrait beaucoup des projets de l'industrie en vue de chasser des marchés canadiens les pétroles bruts et les produits pétroliers importés.

Prix au gisement--Changements récents et leurs conséquences

La réalisation des prévisions examinées plus haut au sujet du marché du pétrole brut canadien dépend d'un certain nombre d'éléments. L'aptitude de l'industrie à étendre ou même à maintenir ses marchés actuels au pays comme à l'étranger pourrait diminuer, notamment par suite d'une concurrence plus grande des pétroles bruts d'outre-mer et de leurs produits. L'accroissement de la concurrence résulte des changements survenus l'année dernière, et même avant, dans la situation mondiale du pétrole. Durant ce temps, d'importants excédents de pétrole brut et de produits raffinés se sont constitués, et le prix des pétroles d'outre-mer a eu tendance à baisser. Après la réduction de certains prix affichés aux États-Unis, la baisse des prix affichés du pétrole brut d'outre-mer a commencé, en février 1959, au Venezuela par une réduction de 15c. du prix des pétroles bruts appartenant aux catégories qu'importe le Canada. Peu de temps après, les prix affichés au Moyen-Orient baissaient de 18c. le baril. En avril, les prix affichés du pétrole brut vénézuélien connaissaient une nouvelle baisse, de 10c. par baril cette fois. Dans une certaine mesure, cette réduction des prix affichés indiquait que plusieurs ventes internationales s'effectuaient déjà à des prix inférieurs aux prix affichés, sapaient le régime des prix affichés et créaient des problèmes difficiles pour les concessionnaires et ceux dont ils détenaient leur concession.

L'ampleur de cette diminution des prix affichés du pétrole brut d'outre-mer au cours des premiers mois de 1959 a été telle que ces pétroles auraient fort bien pu envahir le marché de l'Ontario et réduire ainsi les débouchés du pétrole brut canadien. Par exemple, dès l'ouverture de la navigation sur le Saint-Laurent, des expéditions de pétrole brut d'outre-mer auraient pu trouver preneur dans une ou plusieurs raffineries ontariennes, ce qui aurait nui à l'utilisation de notre pétrole brut sur lequel ces raffineries

comptent présentement. En outre, sans une baisse équivalente du prix de nos pétroles bruts, certaines sociétés pétrolières qui ont des raffineries à Montréal auraient peut-être été incitées à continuer et même à accroître la vente de produits raffinés à Montréal sur le marché ontarien, au lieu de laisser ce marché s'approvisionner toujours davantage de produits raffinés en Ontario à partir de pétrole brut ontarien. De même, les revendeurs de l'Ontario et du Québec auraient été portés davantage à acheter leurs pétroles dans les Antilles ou d'autres pays d'outre-mer plutôt que des raffineries canadiennes. L'une ou l'autre de ces éventualités aurait contribué à réduire la demande de pétrole brut canadien et aurait donc empêché ou retardé la réalisation des prévisions du marché ontarien, dont il est question aux pages précédentes.

La baisse du prix des pétroles bruts d'outre-mer et de leurs produits aurait pu amener une plus grande utilisation de ces produits dans la région des raffineries de Vancouver et aussi avoir des conséquences défavorables sur l'exportation de notre pétrole brut dans la région de Puget Sound et, à un degré moindre, dans l'Ouest central des États-Unis.

En mars 1959, les raffineries ont répondu à cet accroissement possible de la concurrence en réduisant, dans l'Ouest canadien, les prix affichés du pétrole brut, de 14c. le baril en Alberta, et de 17c. le baril dans les deux autres provinces des Prairies. Presque simultanément l'*Interprovincial Pipe Line Company* réduisait son tarif de transport d'Edmonton à Sarnia et à Toronto, pour ne mentionner que les principaux changements, de 8c. et de 12c. le baril respectivement. Cependant, la réduction subséquente de 10c. le baril du prix affiché du pétrole brut vénézuélien n'a pas été suivie d'une nouvelle réduction des prix demandés pour le pétrole brut canadien.

La réduction des prix au gisement et du tarif de transport par pipe-line était probablement nécessaire pour parer au risque que couraient nos pétroles bruts et leurs produits raffinés sur leurs marchés actuels, surtout en Ontario. Ces réductions ont permis à notre pétrole de soutenir de nouveau la concurrence dans cet important débouché, de même qu'à Vancouver, dans le Puget Sound et ailleurs. Si les prix au gisement du pétrole brut canadien n'avaient pas baissé, il est bien possible que ce pétrole et ses produits eussent dû céder le pas, du moins en partie, aux pétroles bruts d'outre-mer et à leurs produits sur les marchés de l'Ontario et de la Colombie-Britannique. La préférence commerciale des sociétés pétrolières unifiées du Canada aurait évidemment contribué à protéger dans une certaine mesure les débouchés intérieurs pour notre pétrole. Nombre de raffineries de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ont un droit établi quant à l'emploi constant du pétrole brut canadien, parce qu'elles ont de vastes réserves canadiennes de pétrole brut et une participation financière dans les pipe-lines interurbains. Cepen-

dant, quelques raffineries étant moins intéressées financièrement que d'autres à la production canadienne et l'exploitation des pipe-lines, elles auraient peut-être, à un moment donné, jugé avantageux d'acheter du pétrole brut outre-mer plutôt qu'au Canada. La décision qu'ont prise les raffineries de réduire le prix au gisement et celle qu'a prise l'*Interprovincial Pipe Line* de réduire son prix de transport ont manifestement contribué à amoindrir le risque d'accroissement des importations.

Les réductions de prix, survenues en février 1959 au Venezuela et dans le Moyen-Orient, ont provoqué une modification essentielle de la méthode servant à déterminer les prix au gisement dans l'Ouest canadien. La baisse subséquente de ces prix était la première mesure du genre que prenait directement l'industrie canadienne à la suite de modifications du prix des pétroles bruts d'outre-mer, indépendamment du prix des pétroles bruts d'origine américaine. C'était une rupture bien nette de la relation qui avait toujours existé entre le prix des pétroles bruts du Canada et de l'Illinois. Le prix des pétroles bruts canadiens aux raffineries, et par conséquent au gisement, est devenu fonction du prix auquel le pétrole brut d'outre-mer ou ses produits ou encore les produits raffinés à Montréal pouvaient être livrés dans la région de Toronto. Il s'ensuit que le prix des pétroles bruts canadiens comparables, livrés aux raffineries de Sarnia et dans la région de Toronto, est maintenant d'à peu près 20c. meilleur marché le baril que le prix auquel les pétroles bruts de l'Illinois pourraient être livrés à ces raffineries. Même si les prix au gisement dans l'Ouest canadien ont toujours été inférieurs aux prix à la sortie du puits de pétroles américains rivaux, à cause de la distance plus considérable que doivent parcourir les pétroles bruts de l'Ouest canadien pour atteindre le même marché, il reste néanmoins que l'écart entre les prix à la sortie du pétrole canadien et du pétrole américain est maintenant plus grand que jamais.

Ce nouvel état de choses est lourd de conséquences pour l'industrie pétrolière du Canada. Le régime des prix à la sortie au Canada ne sera plus fonction des prix au puits qui ont cours aux États-Unis. A un certain point de vue, il y a là un désavantage évident pour les producteurs canadiens. Les prix à la sortie des puits aux États-Unis dépasseront vraisemblablement les prix mondiaux du pétrole, parce que le régime des prix aux États-Unis se trouve maintenant soustrait dans une large mesure à l'influence des prix d'outre-mer par suite de la réglementation des importations en vigueur dans ce pays. Si jamais les prix du pétrole brut augmentent aux États-Unis, il est aujourd'hui moins probable que les prix canadiens à la sortie des puits suivront le mouvement. Au contraire, la concurrence menaçante des pétroles importés d'outre-mer au Canada aura pour effet de maintenir le régime des prix canadiens au plus bas niveau des prix mondiaux.

Il s'ensuivra peut-être que notre pétrole brut sera livré un jour sur certains marchés américains à un prix qui concurrencera mieux que jusqu'ici le prix des pétroles bruts des États-Unis. Bref, dans la région de Puget Sound et de l'Ouest central et, finalement, dans tout autre débouché éventuel des États-Unis, les pétroles bruts canadiens devraient être en mesure de soutenir plus efficacement la concurrence des pétroles d'origine américaine. Par contre, comme les prix canadiens au gisement se fondent sur le prix des pétroles bruts d'outre-mer, il faudrait que le prix de notre pétrole brut continue à concurrencer le prix des pétroles bruts d'outre-mer. Maintenir les prix au Canada à un niveau qui permette à notre pétrole brut de soutenir la concurrence sur les marchés intérieurs des États-Unis importe beaucoup, si l'on veut que notre industrie pétrolière exporte plus que par le passé.

Toutefois, si Sarnia n'est plus le point de détermination des prix à la sortie au Canada, c'est donc que notre industrie pétrolière est plus subordonnée qu'auparavant aux forces de la concurrence internationale et, en particulier, aux prix de revient de concurrence et autres avantages inhérents aux pétroles bruts du Moyen-Orient et du Venezuela. D'autres réductions des prix d'outre-mer accentueraient les problèmes auxquels notre industrie pétrolière a dû faire face dans les premiers mois de 1959. A moins que les futurs changements de prix ne s'accompagnent de réductions de prix à la sortie au Canada, de fortes quantités de pétroles bruts d'outre-mer et de produits du pétrole pourraient être importés en Ontario par bateaux-citernes durant les mois d'été. Une augmentation de l'emploi des pétroles bruts d'outre-mer à Montréal pourrait aussi amener la continuation en Ontario de la vente des produits raffinés à Montréal. Pareilles éventualités pourraient obliger l'industrie à différer l'application de ses programmes tendant à l'expansion de ses marchés. Apparemment, l'industrie estime que ce danger existe déjà. La *Canadian Petroleum Association*, dans un exposé de principe publié le 16 avril 1959, a déclaré:

«La *Canadian Petroleum Association* prie instamment le gouvernement canadien d'aider à soulager la crise qui sévit dans l'industrie productrice, par suite de la gravité de plus en plus grande que prennent les excédents mondiaux de pétrole. Cette menace au bien-être économique du Canada découle dans une large mesure des conditions qui règnent à l'extérieur du Canada et des récentes mesures prises ailleurs également, ce qui pourrait écarter le pétrole brut indigène des marchés qu'il dessert présentement.

L'Association a noté avec regret que la situation mondiale du pétrole s'est aggravée à tel point que le pétrole brut du Canada n'est peut-être plus en mesure de soutenir la concurrence sur les marchés canadiens ouverts à l'importation de pétroles bruts et de produits du pétrole vendus à sacrifice. Parce que ce problème et sa solution sont si essentiels au bien général de la nation, l'Association recommande que:

1) Le gouvernement du Canada convoque sans délai une réunion des dirigeants de l'industrie pétrolière du Canada, représentant les pro-

ducteurs, transporteurs, raffineurs, vendeurs et importateurs. Cette réunion devrait s'efforcer de prendre spontanément des dispositions satisfaisantes pour le gouvernement, qui assureraient l'utilisation pratique au maximum du pétrole brut canadien sur les marchés canadiens, depuis la côte du Pacifique jusqu'aux principales zones de consommation de l'Est du pays. L'objectif consisterait à utiliser au maximum tous les services de pipe-lines, pétroliers et raffineries du Canada qui sont ou peuvent être facilement reliés aux réserves canadiennes de pétrole brut, accordant la plus grande priorité possible au pétrole indigène dans l'alimentation des marchés intérieurs. L'Association souhaite vivement que cette réunion soit marquée au coin des bons principes d'administration industrielle, de manière que les mesures volontairement prises sous l'égide du gouvernement soient entièrement efficaces. Nous croyons que le gouvernement du Canada devrait prendre la direction effective et ferme de cette réunion, afin d'assurer l'adoption d'un programme satisfaisant.

2) L'Association s'inquiète de ce que nos importations de pétrole brut ou de produits raffinés puissent s'accroître de façon anormale au cours des négociations et de l'élaboration de plans en vue d'un programme volontaire de réglementation. Nous sommes d'avis que le gouvernement devrait faire en sorte qu'on dispose de renseignements suffisants pour faire connaître tout changement important de l'approvisionnement de pétrole brut étranger durant la mise au point de ce programme volontairement accepté.

L'industrie canadienne du pétrole doit trouver de nouveaux marchés intérieurs et extérieurs. Nous espérons que les mesures proposées ci-dessus en vue de la solution du problème immédiat contribueront à régler les problèmes généraux à long terme que pose la recherche de débouchés pour une industrie canadienne en mesure de jouer un rôle toujours important dans l'expansion de l'économie du pays.»

Une des méthodes qui permettraient aux raffineries de conserver leurs marchés consisterait à parer à la menace de concurrence étrangère grâce à la réduction du prix des produits raffinés au Canada, ce qui comporterait un rétrécissement des marges de bénéfice des raffineries. Il est évident toutefois que cette façon de procéder a des limites. D'autres réductions des prix au gisement dans l'Ouest canadien amoindrieraient également le risque d'importations accrues; mais elles nuiraient certainement aux travaux d'exploration et de mise en valeur, et auraient des répercussions sur les revenus des provinces productrices.

Ainsi que nous l'avons dit auparavant, il y a eu une légère diminution du niveau des mises de fonds consacrées à l'exploration et à la mise en valeur dans l'industrie pétrolière du Canada en 1957 et 1958. Cependant, il n'est pas rare que, dans l'industrie pétrolière, la prospection se poursuive en grand, même lorsque les perspectives immédiates des marchés et des prix ne sont pas particulièrement favorables. Par exemple, mentionnons les programmes d'exploration que certaines sociétés internationales ont lancés au Moyen-Orient, au cours des années 30, ainsi que les travaux d'exploration entrepris récemment, non seulement dans les provinces des Prairies, mais

aussi dans les Territoires du Nord-Ouest, notamment dans les îles de l'Arctique. Il semblerait que les sociétés productrices qui ont des ressources suffisantes envisagent plutôt les perspectives lointaines des marchés futurs.

Quelle que soit l'année, nombre d'éléments influent sur le niveau des dépenses visant l'exploration et la mise en valeur; mais la principale possibilité d'engager de telles dépenses découle des recettes réelles et prévues de la production. Si notre industrie pétrolière peut s'assurer le revenu de ventes croissantes du gaz naturel qu'elle a découvert en recherchant du pétrole ou en recherchant directement du gaz, le niveau des sommes affectées à l'exploration et à la mise en valeur s'en trouvera certainement relevé. L'une des principales sociétés a estimé récemment que, aux prix forfaitaires d'aujourd'hui, le revenu brut au chapitre du gaz naturel et de ses sous-produits atteindrait presque 50 millions de dollars vers 1964.

La difficulté immédiate consiste en ce que l'industrie, par suite d'une baisse des ventes en 1958, a dû faire face, en 1959, à un déclin des prix au gisement. Les faibles bénéfices que l'industrie a tirés du pétrole qu'elle produit ont accentué la nécessité d'en accroître la production. La baisse des prix au gisement et le bas niveau de la production risquent d'amoinrir la capacité et l'intérêt qu'aurait l'industrie à financer d'autres travaux d'exploration et de mise en valeur. Il se peut également que, si les bénéfices à espérer de l'exploration pétrolière au Canada diminuent par rapport à la rentabilité éventuelle de l'industrie pétrolière des États-Unis et d'ailleurs, l'attrait de notre industrie du pétrole en tant que débouché pour le capital étranger pourrait diminuer considérablement.

Entre autres arguments présentés à la Commission, on a fait valoir que, pour maintenir l'exploration et l'expansion au rythme que notre industrie pétrolière a connu depuis deux ou trois ans, l'industrie doit réduire l'écart entre la production réelle et potentielle en s'assurant de nouveaux débouchés. On a insisté sur les conséquences néfastes qu'aurait une grande capacité «inemployée» quant à l'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur, surtout dans le cas des petits producteurs indépendants. A moins que les marchés du pétrole brut canadien n'augmentent au rythme de la capacité de production, a-t-on dit, les producteurs ne pourront toucher un revenu suffisant les premières années d'exploitation de leur entreprise. Voilà une cause particulière de difficultés pour certaines sociétés qui n'ont pas les ressources financières voulues pour continuer les forages, si ce n'est le produit de la vente de la production courante ou d'emprunts à court terme fondés sur la production future. Si les débouchés ne prennent pas une expansion plus rapide, a-t-on exposé, ces producteurs ne pourront pas continuer leurs travaux de forage et, dans des cas exceptionnels, ils seront peut-être obligés de vendre leurs biens à d'autres entreprises financièrement plus solides.

- L'importance des sociétés indépendantes vient de ce que, en tant que groupe, elles ont réalisé depuis dix ans environ 45 p. 100 des forages d'exploration au Canada. La rapide expansion de l'industrie durant ces dix dernières années, favorisée par la guerre de Corée et la crise de Suez, s'est accompagnée de la création de plusieurs sociétés et a stimulé les dépenses d'exploration financées au moyen d'emprunts. Les désappointements qui attendaient ces sociétés sur le marché en auraient mis quelques-unes dans la gêne, et la réduction des prix au gisement, en mars 1959, a sans doute ajouté à leurs difficultés.

L'argent que l'industrie a consacré aux travaux d'exploration et de mise en valeur a joué un rôle important en tant que source d'emplois, de revenu et d'activité économique au Canada. L'ampleur de l'accroissement des mises de fonds dans le secteur productif de l'industrie ressort du tableau XXVII, qui comprend la plupart des dépenses productrices de recettes directes, mais non les paiements aux provinces au titre des droits miniers.

TABLEAU XXVII—IMMOBILISATIONS AU TITRE DE L'INDUSTRIE DE PRODUCTION*, 1947-1959
(en millions de dollars)

Année	Prospection	Mise en valeur et production	Total
1947	**	9.5	9.5
1948	**	37.3	37.3
1949	**	45.0	45.0
1950	**	53.9	53.9
1951	**	72.1	72.1
1952	59.8	101.6	161.4
1953	59.1	107.2	166.3
1954	55.1	126.8	181.9
1955	67.4	201.6	269.0
1956	73.7	252.4	326.1
1957	77.3	237.8	315.1
1958	63.7	199.7	263.4
1959 (prévision)	59.7	216.8	276.5
Total	515.8	1,661.7	2,177.5

* La *Canadian Petroleum Association* a estimé le total de toutes les dépenses relatives à l'acquisition et à la mise en valeur de réserves de pétrole et de gaz naturel, y compris le fonctionnement des puits, à 2,805.7 millions de dollars pour 1951-1957. Les immobilisations pour cette période, indiquées au tableau ci-dessus s'élèveraient à 1,491.9 millions de dollars.

** Inclus dans la colonne «Mise en valeur et production».

SOURCE: Bureau fédéral de la statistique, Ottawa. (Prévisions pour 1959, établies en mars 1959.)

Compte tenu des placements dans d'autres secteurs de l'industrie pétrolière, l'expansion et l'importance de cette industrie, au cours de la dernière décennie d'années, apparaissent encore plus nettement. L'ampleur relative des immobilisations dans l'industrie ressort de ce que les 946 millions placés en 1957 représentaient 10.7 p. 100 de toutes les immobilisations faites au Canada cette année-là. En 1947, les placements dans l'industrie du pétrole ne représentaient que 2.2 p. 100 des immobilisations globales. Cette industrie a donc été, ces dernières années, un important facteur d'accroissement des immobilisations et, par conséquent, de la hausse du niveau de l'activité économique au Canada.

Le fléchissement de la production pétrolière au Canada, en 1958, les perspectives d'exportations moindres de pétrole brut aux États-Unis, à ce moment-là, et la capacité inemployée relativement élevée, particulièrement en Alberta, ont amené cette province et certains secteurs de l'industrie productrice à appuyer un programme visant à alimenter le marché montréalais en pétrole brut canadien. Ce marché est le seul des débouchés intérieurs importants qui obtient encore son pétrole brut d'outre-mer. La possibilité de vendre du pétrole brut canadien à Montréal et les mesures que pourrait prendre l'État pour atteindre cette fin sont des questions sur lesquelles on a insisté lors des audiences de la Commission.

Le marché de Montréal

Montréal, centre de raffinage

Ce sont les raffineries de Montréal qui achètent le gros du pétrole brut importé au Canada. Il est de tradition que les raffineries de cette localité s'approvisionnent en pétrole brut de provenance étrangère et le centre de raffinage de Montréal, qui peut produire environ un tiers du pétrole raffiné dans notre pays, constitue depuis longtemps le plus important marché de pétrole brut du Canada. Ce centre a aidé dans une large mesure à fournir à l'Est du pays les produits du pétrole dont il a besoin.

L'Est du Canada, qui, aux fins de la présente étude, comprend l'Ontario, le Québec et les provinces Maritimes, consomme environ 60 p. 100 des produits du pétrole dont on a besoin au Canada. Par le passé, environ 15 p. 100 de la demande émanant de cette région ont été satisfaits grâce aux importations, le reste ayant été fourni par les raffineries locales. En 1958, les deux tiers du pétrole brut requis ont été fournis par les importations. L'autre tiers, que les raffineries de l'Ontario étaient seules à utiliser, provenait en presque totalité de l'Ouest du Canada.

Les tableaux XXVIII et XXIX montrent l'état de l'offre et de la demande dans l'Est du pays en 1958, et le rapport qui existe entre la capacité des raffineries et la demande de leurs produits dans l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique.

A part une petite usine située près de Moncton (Nouveau-Brunswick) et utilisant des pétroles bruts d'origine locale, la seule raffinerie des provinces de l'Atlantique est celle de l'*Imperial Oil Limited* à Halifax; toutefois, en 1959, l'*Irving Oil Company Limited* a commencé de construire une raffinerie à Saint-Jean (Nouveau-Brunswick). En 1957, la raffinerie d'Halifax importait, en moyenne, quelque 40,500 barils de pétrole brut par jour. Ce pétrole provenait du Venezuela et sa densité A.P.I. était d'environ 30°. Cette raffinerie a une capacité de 49,000 barils par jour. Celle de l'*Irving Oil Company Limited* à Saint-Jean (Nouveau-Brunswick) aura une capacité d'environ 40,000 barils par jour.

Il ressort des tableaux XXVIII et XXIX que les raffineries de Montréal, les seules qui existent dans la province de Québec, traitent la majeure partie du pétrole brut raffiné dans l'Est du Canada, soit, en 1958, plus de

Commission royale d'enquête sur l'énergie

TABLEAU XXVIII—OFFRE ET DEMANDE DE PÉTROLE DANS L'EST DU CANADA, 1958
(en milliers de barils par jour)

	Ontario	Québec	Provinces de l'Atlantique
<i>Offre</i>			
Production de pétrole brut	2
Production de gaz-condensat
Autres matières utilisées
Importations—pétrole brut	11	234	43
—produits pétroliers	20	24	23
Transferts entre régions			
—pétrole brut	164	— 3
—produits pétroliers	60	—62	2
Offre nouvelle	257	193	68
Modification des stocks	(9)	(7)	(2)
Offre totale	266	200	70
<i>Demande</i>			
Demande intérieure	265	199	70
Exportations—pétrole brut
—produits pétroliers	1	1
Demande totale	266	200	70

SOURCE: Établi par le personnel de la Commission d'après les données fournies par le Bureau fédéral de la statistique (estimation préliminaire).

TABLEAU XXIX—CAPACITÉ DE PRODUCTION DES RAFFINERIES ET DEMANDE DE PRODUITS DU PÉTROLE DANS L'EST DU CANADA, 1958

Province	Capacité de production des raffineries au 31 décembre 1958		Demande de produits du pétrole	
	barils par jour	pour cent	barils par jour	pour cent
Ontario	228,822	42.1	265,000	49.7
Québec	264,800	48.8	198,745	37.2
Provinces de l'Atlantique	49,300	9.1	70,082	13.1
	542,922	100.0	533,827	100.0

SOURCE: Établi par le personnel de la Commission d'après les données fournies par le Bureau fédéral de la statistique et le ministère des Mines et des Relevés techniques (estimation préliminaire).

la moitié de la quantité globale. Par contre, la demande de produits au Québec ne représentait que 37 p. 100 de la demande globale de l'Est du Canada pour cette même année. Si on compare la consommation de pétrole brut avec la demande provinciale de produits on constate toute l'importance des raffineries montréalaises quant à l'approvisionnement de l'Est du pays

Le marché de Montréal

en produits du pétrole. En 1958, comme le montre le tableau XXVIII, les raffineries de Montréal ont fourni 60,000 barils de produits pétroliers par jour à l'Ontario et 2,000 barils par jour aux provinces Maritimes. Toutefois, à mesure que l'industrie du raffinage se développera dans ces deux régions, les quantités expédiées de la province de Québec auront tendance à diminuer. Ceci se manifeste déjà, car en 1957 cette province expédiait 74,000 barils par jour.

Le tableau XXX indique que, sauf vers la fin de la seconde guerre mondiale, Montréal est depuis plusieurs années le centre de raffinage le plus important de l'Est du Canada. Le graphique 12, Raffineries de pétrole du Canada, illustre davantage l'importance du centre de raffinage de Montréal.

TABLEAU XXX—CAPACITÉ PROPORTIONNELLE DES RÉGIONS DE L'EST DU CANADA EN MATIÈRE DE RAFFINAGE DU PÉTROLE, 1939-1958

Province	1939	1945	1950	1955	1957	1958
Ontario	32	45	31	40	40	42
Québec	46	35	60	55	51	49
Provinces de l'Atlantique	22	20	9	5	9	9
	100	100	100	100	100	100

SOURCE: Ministère des Mines et des Relevés techniques.

Si la position que Montréal occupait par rapport aux autres centres a récemment accusé un recul, le fait est attribuable au rapide essor du raffinage dans l'Ontario, cette province ayant pu accéder aux pétroles bruts de l'Ouest canadien grâce au prolongement du réseau de pipe-lines Inter-provincial. Toutefois, malgré cette baisse relative, la capacité réelle de raffinage de la région montréalaise est censée augmenter d'au moins 12 p. 100 en 1960.

Dans le passé, les raffineries de l'Est du Canada se sont concentrées davantage dans la région de Montréal du fait que les pétroles bruts venant de l'étranger par voie d'eau pouvaient facilement y parvenir soit directement, soit par le pipe-line Portland-Montréal. C'est pourquoi, même si l'Ontario constitue le marché le plus important de l'Est du Canada pour le pétrole raffiné, Montréal n'en est pas moins demeuré le centre de raffinage par excellence. Comme on pouvait disposer de pétroles bruts provenant de divers pays d'outre-mer à des prix relativement peu élevés, le pétrole raffiné de Montréal pouvait se vendre dans une région située aussi loin vers l'ouest que celle de Toronto-Hamilton où il concurrençait celui qu'on raffinait dans l'Ontario à partir de pétroles bruts provenant, pour la plupart, du centre des États-Unis. Depuis quelques années, toutefois, l'Ontario pouvant se procurer du

Commission royale d'enquête sur l'énergie

Il est impossible de savoir pour le moment si, par suite des changements éventuels d'orientation de la demande, on se servira davantage de pétrole brut de densité moindre, comme celui de l'Alberta, pour remplacer le pétrole brut de 31° que les raffineries montréalaises utilisent à l'heure actuelle.

Le tableau XXXII donne le nom des sociétés de raffinage de la région de Montréal, leur capacité de production et leurs sources de pétrole brut.

TABLEAU XXXII—CAPACITÉ DE PRODUCTION ET IMPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT DES RAFFINERIES DE MONTRÉAL, 1957

Raffinerie	Capacité de raffinage de pétrole brut (barils par jour)	Importations approximatives (barils par jour)	Source	Densité A.P.I.
Imperial Oil Limited	71,800	70,000	Venezuela	31°
Shell Oil Company of Canada Limited	60,000	30,000	Venezuela	30.8°
		30,000	Kuwait	31°
Texaco Canada Limited (ci-devant McColl-Frontenac Oil Company Limited)	59,000	34,800	Venezuela	31°
		3,000	Trinidad	31°
		19,000	Arabie saoudite	31°
		300	É.-U.	
The British American Oil Company Limited	45,000	43,000	Venezuela	31°
Canadian Petrofina Limited	20,000	16,000	Kuwait	31°
BP Refinery Canada Limited *	30,000			

* En voie de construction.

SOURCE: Mémoires présentés à la Commission.

La densité moyenne du pétrole brut importé à Montréal en 1957 était de 31° A.P.I. Le marché de Montréal préfère ce genre de pétrole brut parce qu'il donne moins d'essence que le pétrole brut moyen, de 34° à 35° A.P.I. de densité, produit dans l'Ouest du Canada, et que son rendement en produits de distillation intermédiaires et en huile combustible lourde est supérieur.

Le Venezuela a été la principale source d'approvisionnement en pétrole brut de Montréal. Les quantités expédiées de ce pays ont, en général, été égales à plus des trois quarts des besoins annuels de pétrole brut. On constatera toutefois, d'après le tableau XXXIII, que depuis quelque temps la quantité de pétrole brut provenant du Moyen-Orient augmente.

Le marché de Montréal

TABLEAU XXXIII—QUANTITÉS DE PÉTROLE BRUT REÇUES PAR LES RAFFINERIES DE MONTRÉAL DE 1956 À 1958, PAR PAYS D'ORIGINE

	1956		1957		1958	
	millions de barils	pour-cent	millions de barils	pour-cent	millions de barils	pour-cent
États-Unis	4.0	4.5	0.1	0.1
Venezuela	66.5	76.3	69.5	78.6	55.1	64.5
Trinidad	1.2	1.4	1.0	1.1	0.2	0.2
Colombie	0.2	0.2
Iran-Irak	1.1	1.3	0.3	0.4	0.4	0.5
Kuwait	6.3	7.2	7.5	8.5	17.2	20.1
Arabie saoudite	11.9	13.6	6.1	6.9	12.5	14.6
Total des importations	87.2	100.0	88.4	100.0	85.5	100.0

SOURCE: Établi par le personnel de la Commission d'après les données fournies par le Bureau fédéral de la statistique.

La valeur du pétrole brut importé au Québec à l'usage des raffineries montréalaises pendant les années 1956-1958, en comparaison de la valeur globale des importations de pétrole brut du Canada, est la suivante:

Année	Importations du Québec	Importations globales du Canada
1956	\$223,387,787	\$271,290,793
1957	\$244,894,822	\$305,557,147
1958	\$221,168,099	\$278,541,000

Pendant bien des années le pétrole brut importé arrivait à Montréal par navire-citerne. Il fallait de vastes entrepôts en prévision des mois d'hiver pendant lesquels le port était fermé. En 1941, à cause de la guerre, on a construit d'urgence le pipe-line Portland-Montréal d'une capacité initiale de 50,000 barils par jour. A l'heure actuelle, comme l'indique le tableau XXXIV, le gros du pétrole brut provenant de l'étranger est déchargé des pétroliers océaniques à Portland (Maine) et transporté par le réseau de 236 milles de pipe-lines Portland-Montréal dont la capacité est maintenant d'environ 253,000 barils par jour. Soixante-dix milles du réseau, qui comprend un pipe-line de 18 pouces et un autre de 12 pouces, sont en territoire canadien et le reste, aux États-Unis. Quoique Montréal reçoive toujours du pétrole brut directement par navire-citerne, la quantité ainsi livrée diminue par rapport aux livraisons globales.

Le marché de Montréal reçoit également des produits importés. Ceux-ci représentent en général de 10 à 15 p. 100 de la quantité totale de pétrole fournie à la province de Québec. Ils sont, pour la plupart, livrés

Commission royale d'enquête sur l'énergie

TABLEAU XXXIV—QUANTITÉS DE PÉTROLE BRUT REÇUES À MONTRÉAL
DE 1950 à 1958, PAR MODE DE LIVRAISON
(en millions de barils)

Année	Par pipe-line de Portland (Maine) (*)	Livraisons en port de Montréal par pétrolier (°)
1950	27.0	14.6
1951	45.6	8.6
1952	49.8	5.1
1953	53.0	5.6
1954	53.3	8.4
1955	67.7	6.3
1956	76.8	10.4
1957	81.4	7.0
1958	78.5	7.0

SOURCE: (*) Mémoire soumis à la Commission par la *Montreal Pipe Line Company Limited*.

(°) Rapports annuels du Conseil des ports nationaux.

à Montréal par navire-citerne. Alors que le pétrole brut entre en franchise au Canada, les divers produits du pétrole importés sont passibles de droits de douane qui, dans l'ensemble, se situent aux environs de 18c. par baril. L'entrée de ces produits à Montréal est un élément dont les raffineries de l'endroit tiennent compte lorsqu'elles établissent les prix de leurs produits.

Les produits fabriqués par les raffineries montréalaises sont expédiés vers les marchés du Québec surtout par chemin de fer et par camion, mais aussi par pétroliers naviguant sur le Saint-Laurent. Les expéditions vers les Maritimes, quoique relativement peu importantes, ont été effectuées le plus souvent par navire-citerne. La plupart des expéditions vers l'Ontario se font par le pipe-line de la *Trans-Northern* qui transporte des produits du pétrole. Ce pipe-line de 398 milles entre Montréal et Hamilton a un embranchement de 42 milles qui part d'un endroit situé près de Cornwall pour desservir Ottawa. La capacité de ce pipe-line qui au début, soit en 1952, était de 40,000 barils par jour, atteint maintenant 80,000 barils par jour dans le secteur principal de Montréal-Toronto.

La Commission a reçu divers pronostics concernant le développement futur du centre de raffinage de Montréal. Ces prévisions, qui sont exprimées en fonction des besoins en pétrole brut, sont fondées sur deux hypothèses; selon l'une, Montréal continuerait de recevoir son pétrole brut de l'étranger, selon l'autre, ses approvisionnements lui viendraient du pays même. Les prévisions de l'*Oil and Gas Conservation Board of Alberta* ainsi que celles de la *British American Oil Company Limited* pour les années 1962 et 1967 sont indiquées au tableau XXXV.

Le marché de Montréal

TABLEAU XXXV—BESOINS DU CENTRE DE RAFFINAGE DE MONTRÉAL
EN PÉTROLE BRUT, ÉTRANGER ET CANADIEN, 1962 et 1967
(en milliers de barils par jour)

	<i>Oil and Gas Conservation Board of Alberta</i>	<i>The British American Oil Company Limited</i>
Montréal approvisionné en pétrole brut étranger		
1962—Importations de pétrole brut	261	222.6
—Importations de produits du pétrole	20	65.4
Total, pétrole brut et produits	281	288.0
1967—Importations de pétrole brut	331	283.8
—Importations de produits du pétrole	20	85.1
Total, pétrole brut et produits	351	368.9
Montréal approvisionné en pétrole brut canadien		
1962 (1)—Importations de pétrole brut	51
—Pétrole brut de l'Ouest canadien	210	204.9
—Importations de produits du pétrole	20	81.5
Total, pétrole brut et produits	281	286.4
1967—Importations de pétrole brut	71
—Pétrole brut de l'Ouest canadien	260	261.4
—Importations de produits du pétrole	20	105.6
Total, pétrole brut et produits	351	367.0

(1) Le *Conservation Board* tient comme établi, dans ses prévisions, que les importations de produits continueront à peu près au rythme de 1958, et que le pétrole brut canadien suffira à répondre à 80 p. 100 des besoins des raffineries de Montréal, c'est-à-dire 210,000 barils par jour de pétrole brut canadien et 51,000 barils par jour de pétrole brut importé. La *British American Oil Company* tient comme établi que les raffineries, n'ayant pas réussi à produire suffisamment de distillats moyens et de mazout résiduaire avec le pétrole brut léger de l'Ouest canadien, devront traiter un maximum de 204,900 barils par jour pour répondre à la demande d'essence prévue. Le reste des besoins en pétrole sera entièrement comblé par des importations de produits du pétrole.

SOURCE: Mémoires soumis à la Commission.

A supposer que le pétrole brut canadien se vende à Montréal, les estimations de l'*Oil and Gas Conservation Board of Alberta* et de la *British American Oil Company Limited* ne diffèrent pas beaucoup. Les écarts qu'elles accusent sont dues au plus ou moins d'importance accordée à l'importation du pétrole brut et de ses dérivés. Ils modifient le niveau prévu de production des raffineries de Montréal plutôt que le volume de pétrole brut canadien que le marché pourrait absorber. La demande de pétrole brut canadien s'élèvera en 1962, estime-t-on, à quelque 210,000 barils par jour et, en 1967, à quelque 260,000 barils par jour.

Affiliations des raffineries

La majorité des actions de toutes les sociétés exploitant des raffineries à Montréal est détenue, directement ou indirectement, par des sociétés pétrolières internationales. Ainsi l'*Imperial Oil Limited* relève de la *Standard Oil of New Jersey*, la *British American Oil Company Limited* de la *Gulf Oil Corporation*; la *Shell Oil Company of Canada Limited*, du groupe *Royal Dutch-Shell*; la *Texaco Canada Limited*, de la *Texaco Inc.*; la *Canadian Petrofina Limited*, de la *Petrofina, S.A.*; la *BP Refinery of Canada Limited*, du groupe *British Petroleum* par l'intermédiaire de la *British Petroleum Company of Canada Limited*. Toutes ces sociétés internationales, à l'exception de la *Petrofina, S.A.*, possèdent, directement ou indirectement, de vastes réserves au Moyen-Orient. A l'exception du groupe *British Petroleum*, elles ont aussi de grandes réserves dans les pays de la mer des Caraïbes. La *Standard Oil of New Jersey*, la *Gulf Oil Corporation*, le groupe *Royal Dutch-Shell* et la *Texaco Inc.* ont quelque 87 p. 100 des intérêts dans la production totale du pétrole du Venezuela.

Chacune des raffineries de Montréal a conclu des ententes fermes en vue d'obtenir des approvisionnements en pétrole brut, surtout des sociétés relevant de sa principale actionnaire. Dans le cas de la *Canadian Petrofina Limited*, a-t-on fait savoir à la Commission, la *Petrofina S.A.*, bien que n'ayant pas de réserves au Moyen-Orient, avait accepté de lui garantir un approvisionnement à des prix de concurrence. Les raffineries de Montréal sont donc en mesure d'obtenir du pétrole brut des principaux centres de production de l'univers. Parce que, en général, les filiales internationales approvisionnent les raffineries aux prix qu'elles affichent, le prix du pétrole importé sur le marché de Montréal est rarement coté aussi bas que celui du pétrole «en quête de débouchés».

Les cinq sociétés qui exploitent présentement des raffineries à Montréal possédaient ou contrôlaient à la fin de 1957 quelque 80 p. 100 des établissements de raffinage au Canada et elles possèdent d'assez grandes réserves pétrolières dans l'Ouest canadien. En 1957, elles ont produit quelque 78 millions de barils de pétrole brut canadien, soit environ 43 p. 100 de toute la production du Canada, ou l'équivalent de 90 p. 100 du pétrole brut importé à Montréal cette année-là. Les sociétés en question détiennent des droits sur plus de la moitié des réserves connues de pétrole brut dans l'Ouest canadien et certaines d'entre elles ont investi de fortes sommes d'argent dans les deux réseaux de pipe-lines *Interprovincial* et *Trans Mountain*. Comme groupe, elles bénéficieraient de l'augmentation de la production résultant de la venue du pétrole brut canadien sur le marché montréalais et cela dans des proportions fort élevées à cause du haut degré de capacité inexploité

des champs où elles sont les propriétaires de grandes réserves. Par contre, elles ne profiteraient pas également d'une telle augmentation parce que deux d'entre elles ont la haute main sur environ 75 p. 100 de la présente production annuelle du groupe dans l'Ouest canadien. Les établissements qui ont fait de gros placements dans les aménagements de pipe-lines bénéficieraient aussi d'une plus grande utilisation de ceux-ci.

Les dispositions relatives au transport par navires-citernes varient avec les diverses raffineries de Montréal. Certaines ont leurs propres vaisseaux qui transportent une partie de leurs importations en pétrole brut, tandis que d'autres utilisent les pétroliers mis à leur disposition par les sociétés mères, les filiales ou en vertu de contrats d'affrètement. Une de ces raffineries dispose de deux pétroliers par contrat d'affrètement, dont l'un prendra fin en 1965 et l'autre en 1974. Tous les autres contrats, à l'égard desquels il a été rendu témoignage devant la Commission, expireront en 1962 au plus tard. Bien que les tarifs de transport prévus dans les divers accords varient beaucoup, en général le coût du transport vers Montréal du pétrole brut importé affiche après un certain temps une stabilité plus grande dans le cas des pétroliers appartenant aux compagnies ou affrétés par elles que dans celui des pétroliers «d'occasion» dont les tarifs sont beaucoup plus variables.

Les cinq sociétés qui exploitent des raffineries à Montréal sont les seules propriétaires du pipe-line à pétrole Portland-Montréal. Le *Trans-Northern* est la propriété de la *British American Oil Company Limited*, de la *Texaco Canada Limited* et de la *Shell Oil Company of Canada Limited*. L'*Imperial Oil Limited* n'utilise pas ce réseau. La *Canadian Petrofina Limited* s'en sert pour ses livraisons en vertu d'accords conclus en 1953 et prévoyant son utilisation pendant trois ans. Cette période a depuis été prolongée jusqu'en 1962.

Pipe-lines projetés pour le transport vers Montréal du pétrole brut de l'Ouest canadien

L'importance du marché de pétrole brut dans la région montréalaise, compte tenu de la production en puissance du Canada, constitue une raison suffisante pour que l'on songe à la possibilité d'acheminer ce produit vers Montréal. Plusieurs sociétés ont maintes fois étudié la question au cours des quelques dernières années. Toutefois, les difficultés de vente éprouvées par l'industrie à la fin de 1957 ont eu pour effet d'accroître l'intérêt porté à ce débouché possible. Un projet détaillé de pipe-line a été soumis à la Commission par un groupe de sociétés sous la direction de la *Home Oil Company Limited*. Ce projet fut modifié et amplifié, puis soumis à des séances ultérieures au nom de l'*Independent Pipe Line Company*, qui devint

le porte-parole de la *Home Oil Company Limited*. L'*Interprovincial Pipe Line Company* fit aussi connaître sa manière de voir et exposa à la Commission la marche à suivre pour prolonger sa ligne jusqu'à Montréal. A la demande de la Commission, la *Canadian Bechtel Limited* examina les diverses routes projetées et les dépenses à prévoir.

Groupe Home Oil et (ou) Independent Pipe Line Company

A la suite d'études techniques, la *Home Oil Company Limited* et l'*Independent Pipe Line Company* choisirent comme la route la plus économique celle qui suivrait en général le parcours de la canalisation de l'*Interprovincial Pipe Line Company* depuis l'Alberta jusqu'à la partie nord du Michigan, et qui rentrerait ensuite au Canada par Sault-Sainte-Marie pour se diriger directement vers Montréal.

Dans le premier exposé du projet par le groupe *Home Oil Company Limited*, les capacités de transmission avaient été calculées d'après les livraisons destinées à Montréal seulement. De là on conclut qu'un pipe-line de 30 pouces de diamètre constituerait le moyen de transport le plus économique. Dans un projet plus récent de l'*Independent Pipe Line Company*, la capacité prévue fut augmentée de façon à satisfaire à une partie de la demande de l'Ontario par des livraisons à l'*Interprovincial Pipe Line Company* à Superior et plus tard par l'aménagement d'une nouvelle ligne allant de North Bay aux raffineries de la région de Toronto. Le projet révisé, qui sera étudié plus loin dans le présent rapport, prévoyait un pipe-line de 36 pouces de diamètre allant d'Edmonton à Superior et un autre de 34 pouces entre Superior et Montréal.

La longueur totale de la ligne depuis Edmonton jusqu'à Montréal devait couvrir 2,020 milles, dont 40 p. 100 aux États-Unis. On prévoyait, dans les estimations faites à l'égard du débit, que le pipe-line pourrait, durant sa première année complète d'exploitation, répondre à 70 p. 100 de la demande montréalaise ou transporter, selon l'*Independent Pipe Line Company*, 224,000 barils par jour en 1961. Cette capacité, croyait-on, atteindrait 402,000 barils par jour, soit 85 p. 100 de la demande prévue, en 1970. Une telle estimation comportait aussi des livraisons au réseau de pipe-lines *Interprovincial*, comme il en a été question plus haut. Ainsi, le total du débit initial du pipe-line depuis l'Alberta s'élèverait à 253,000 barils par jour en 1961 et à 718,000 barils par jour en 1970. On estimait que le coût de cette ligne s'établirait au début à 370 millions de dollars, et atteindrait \$414,553,000 en 1970.

Les auteurs du projet ont prétendu qu'un tel pipe-line serait tout aussi économique qu'une canalisation moderne à grand diamètre. Le marché

de Montréal a l'envergure voulue pour entretenir un pipe-line à grand diamètre. De plus, on peut prévoir un facteur de charge élevé puisqu'il ne serait pas nécessaire d'attendre qu'un marché soit établi si le gouvernement prenait des dispositions pour restreindre l'importation des pétroles bruts étrangers. Les prix de revient ont donc été calculés d'après un facteur de charge de 98 p. 100. Les frais estimatifs du fonctionnement du pipe-line comprennent la dépréciation, l'intérêt, les frais d'exploitation, la rémunération de la mise de fond et les impôts sur le revenu. On a estimé que le coût du service de l'Alberta à Montréal, en supposant l'accroissement de débit déjà mentionné, serait de 72.7c. le baril durant la première année de fonctionnement et baisserait à 48.1c. le baril la quatrième année, avec d'autres réductions à mesure qu'augmenterait le débit. On a fait remarquer que ces coûts estimatifs ne tenaient pas compte des variations dans la demande des raffineries que pourraient provoquer divers éléments, notamment les facteurs saisonniers, la concurrence imprévue dans les régions desservies et les fluctuations causées temporairement par l'expansion des marchés.

D'importance capitale dans l'analyse du coût par l'*Independent Pipe Line Company* est le fait que le revenu estimatif pour chacune des dix premières années a été calculé d'après les frais du service durant la quatrième année de fonctionnement. Cette méthode de calcul a permis à la société de laisser espérer des frais de transport relativement bas au cours des premières années. La Société considérait qu'il s'agissait là d'une entreprise commerciale solide que l'on pourrait financer si des ententes appropriées de transmission étaient conclues par les raffineries de Montréal.

Interprovincial Pipe Line Company

L'*Interprovincial* n'a pas soumis de projet détaillé à l'égard de l'aménagement d'un pipe-line qui aurait Montréal pour terminus. Mais elle a souligné qu'à son avis le réseau qu'elle exploitait présentement était moderne et de coût modique, et ne pourrait être remplacé par une nouvelle canalisation simple de 30 pouces de diamètre, avec les stations de pompage nécessaires, à un prix qui se rapprocherait tant soit peu de celui des installations actuelles. L'*Interprovincial* a fait ressortir les avantages qu'elle estimait avoir sur toute société qui voudrait aménager une canalisation en vue de desservir Montréal: elle pourrait utiliser une partie de ses installations existantes; elle serait mieux en mesure de financer le projet qu'une entreprise entièrement nouvelle, et qu'elle pourrait fonctionner avec plus de souplesse que toute autre nouvelle ligne allant directement de l'Alberta à Montréal,

étant donné les sources de pétrole brut auxquelles elle avait accès dans tout l'Ouest canadien et qui lui permettraient de faire des livraisons le long de son parcours.

La Société a informé la Commission que ses études préliminaires du projet lui avaient démontré la possibilité de livrer du pétrole brut canadien à Montréal en prolongeant son réseau par l'addition d'un pipe-line de 26 pouces entre Sault-Sainte-Marie et Montréal, à un tarif de quelque 70c. le baril, si on lui assurait un débit de 150,000 barils par jour. Ce tarif pourrait diminuer avec l'accroissement des volumes au cours des ans. La société a fait savoir par la suite que d'autres enquêtes avaient confirmé que la route du Sault-Sainte-Marie était la plus avantageuse et qu'elle permettrait de livrer à Montréal 200,000 barils de pétrole brut par jour dans une année, moyennant des dépenses de premier établissement de 150 millions de dollars. Il serait possible d'exécuter le projet en accélérant le présent programme d'expansion de la Société et en construisant un pipe-line de 30 pouces de diamètre entre Sault-Sainte-Marie et Montréal. Elle pourrait aussi alimenter le marché ontarien si la capacité de transmission était portée à 100,000 barils de plus par jour et moyennant des immobilisations supplémentaires de 116 millions de dollars.

L'*Interprovincial* a prétendu que le tarif de transport sur son réseau étendu pourrait soutenir la comparaison avec celui de n'importe quel autre réseau si le volume, le débit garanti et les bénéfices étaient semblables. Afin d'obtenir des taux minimums, il faudrait maintenir les dépenses en immobilisations au plus bas niveau possible et veiller à ce que les quantités à transporter se rapprochent toujours le plus possible du plein rendement. La Société a soutenu que la meilleure manière d'obtenir un tarif peu élevé pour le transport du pétrole brut canadien à Montréal était de prévoir un programme progressif de construction, qui correspondrait à la demande du marché et aux objectifs à long terme, et d'éviter d'aménager des installations qui ne seraient peut-être pas utilisées au maximum d'ici quelques années.

Canadian Bechtel Limited

A la demande de la Commission, la *Canadian Bechtel Limited* a préparé une étude sur d'autres méthodes de transporter à Montréal par pipe-line le pétrole brut canadien. En la préparant, la société en question s'est rendue compte qu'à cause du très grand nombre d'éléments variables pouvant être pris en considération, la question deviendrait trop compliquée et l'exposé trop ardu si l'on ne s'en tenait pas à un plan bien arrêté. Elle conclut que l'attitude la plus réaliste à adopter serait de préparer son rapport exactement comme elle le ferait pour l'industrie. Celui-ci fut donc établi

de façon à préciser les normes régulières du commerce qui permettraient à la Commission de juger du caractère économique d'un pipe-line ayant Montréal pour destination. Deux principaux moyens de transmission furent mis à l'étude: un nouveau pipe-line direct et le prolongement du réseau de l'*Interprovincial*.

A l'égard d'un nouveau pipe-line, trois routes ont été prises en considération par la *Canadian Bechtel Limited*: premièrement, une route entièrement canadienne longeant plus ou moins celle du *Trans Canada Gas Pipe Line*; deuxièmement, une route passant par Sault-Sainte-Marie et par l'Ontario septentrional et se dirigeant directement vers Montréal, et troisièmement une route à peu près parallèle au pipe-line *Interprovincial*, passant à Toronto et continuant jusqu'à Montréal. L'examen de ces projets révéla que la ligne passant par Sault-Sainte-Marie, de même parcours et de même longueur que les routes envisagées par l'*Independent Pipe Line Company* et par l'*Interprovincial Pipe Line Company*, serait la moins coûteuse. La *Canadian Bechtel* estimait à \$344,910,000 le coût en immobilisations d'un pipe-line de 30 pouces de diamètre qui suivrait cette route et qui aurait un débit prévu de 300,000 barils par jour et une capacité moyenne de transmission de 255,000 barils par jour. Elle estimait en outre que le coût unitaire de transport d'Edmonton à Montréal sur ce réseau serait de 73.9c. le baril durant la première année d'exploitation. Le coût unitaire de transport serait naturellement plus élevé dans le cas d'un débit moyen peu élevé et il était estimé qu'il s'élèverait à 81.5c. le baril pour une transmission moyenne de 212,500 barils par jour durant la première année d'exploitation, dans le cas d'un pipe-line de 30 pouces de diamètre et d'un débit prévu de 250,000 barils par jour.

En estimant le coût unitaire de transport à 73.9c. le baril pour la première année, la *Canadian Bechtel Limited* s'est inspirée des frais annuels de transport dont la ventilation est la suivante:

Exploitation	\$ 8,358,000
Dépréciation	11,858,000
Amortissement des dépenses de financement	204,000
Intérêt	12,934,000
Taxes générales	3,388,000
Impôt sur le revenu	15,068,000
Revenu net	16,991,000
Total	\$68,801,000

La *Canadian Bechtel Limited* a aussi considéré le coût que demanderait le prolongement du présent réseau de pipe-lines *Interprovincial* de Toronto à Montréal. A son avis, un tel prolongement, compte tenu de la capacité de réserve du réseau, exigerait l'aménagement d'une nouvelle section de pipe-line couvrant les 345 milles entre Toronto et Montréal, outre l'installation de quelques conduites de dérivation et la construction d'autres aménagements de pompage dans le présent réseau. Le coût du transport du pétrole par ce pipe-line depuis Edmonton jusqu'à Montréal, a-t-elle calculé, serait de 69.1c. le baril pour une transmission moyenne de 255,000 barils par jour, de 69.4c. pour 212,500 barils, de 74.7c. pour 170,000 barils, de 76.0c. pour 127,500 barils et de 66.6c. pour 85,000 barils. Il s'agissait là de chiffres estimatifs pour la première année d'exploitation. Le coût en capital des nouvelles installations sur le réseau prolongé, tel qu'il a été calculé par la *Canadian Bechtel*, variait entre \$79,928,000 pour une transmission de 85,000 barils par jour et \$290,022,000 pour une transmission de 255,000 barils par jour. D'autre part, l'effet de la capacité de réserve existante et du prix de construction des installations de pompage et des conduites de dérivation additionnelles sur le réseau existant différerait pour chacune des transmissions moyennes quotidiennes. En conséquence, le coût estimatif du transport par baril d'Edmonton à Montréal était inférieur dans le cas d'une transmission de 85,000 barils par jour à celui d'une transmission quotidienne de 127,500 barils, et, lorsqu'il s'agit de volumes supérieurs, la diminution du coût par baril n'était pas en proportion directe des augmentations de volume.

Le tableau XXXVI montre les coûts estimatifs des quatre autres parcours sur lesquels la *Canadian Bechtel Limited* a fait porter son étude, qu'elle appuie sur d'identiques transmissions moyennes de 255,000 barils par jour.

TABLEAU XXXVI—DONNÉES RELATIVES AU COÛT D'AUTRES PIPE-LINES RELIANT EDMONTON À MONTRÉAL
(coûts pour la première année)

	Distance	Coût total	Coût du transport par baril
Réseau prolongé du pipe-line <i>Interprovincial</i>	2,245*	\$290,022,000	69.1¢
Parcours entièrement canadien.....	2,100	\$395,335,000	83.9¢
Par Sault-Sainte-Marie	2,060	\$344,910,000	73.9¢
Parallèle au réseau de pipe-lines <i>Interprovincial</i>	2,245	\$368,363,000	78.8¢

* Longueur totale du réseau; le prolongement de Toronto à Montréal exigerait 345 milles de nouveau pipe-line, plus des conduites de dérivation sur la présente ligne.

SOURCE: Mémoire de la *Canadian Bechtel Limited*.

La *Canadian Bechtel Limited* en est arrivée aux conclusions spécifiques qui suivent à l'égard de la construction d'un pipe-line pour le transport du pétrole brut de l'Ouest canadien au marché de Montréal:

1. «Du point de vue technique, la construction ou l'exploitation d'un pipe-line pour le transport du pétrole d'Edmonton à Montréal ne présente pas d'obstacles insurmontables.
2. Si la construction d'un pipe-line entièrement nouveau doit se faire, la route la plus économique est celle qui va parallèlement au réseau de l'*Interprovincial* jusqu'à Superior et de là se dirige en ligne directe vers l'Est par Sault-Sainte-Marie jusqu'à Montréal.
3. Le transport de pétrole brut, jusqu'à 300,000 barils par jour en moyenne, par un réseau prolongé de l'*Interprovincial* est économiquement plus avantageux que le transport par un nouveau réseau direct. Dans les conditions et d'après les hypothèses exposées dans le rapport, le transport d'une moyenne de 255,000 barils par jour coûterait 73.9c. le baril dans un nouveau pipe-line direct et 69.1c. le baril par le réseau prolongé de l'*Interprovincial*. Pour des volumes moindres, l'avantage est encore plus grand.
4. Il faudrait à notre avis deux saisons de construction soit pour aménager un réseau entièrement nouveau, soit pour prolonger considérablement le réseau *Interprovincial*.»

La *Canadian Bechtel Limited* a fait remarquer à la Commission que c'est parce qu'elle adhère à des pratiques conventionnelles dans le financement des pipe-lines à pétrole qu'il existe de si grands écarts entre ses propres estimations et celles de l'*Independent Pipe Line Company*. De l'avis de la *Canadian Bechtel*, les modalités qu'observe l'*Independent Pipe Line Company* suivent de très près, par contre, les usages adoptés dans l'industrie des pipe-lines à gaz. Elle a souligné que les deux conditions jugées indispensables au bon financement des pipe-lines à gaz sont les approvisionnements assurés de gaz et les contrats de vente garantissant les marchés. Les approvisionnements sont ordinairement assurés par les contrats d'achat, assez nombreux pour permettre l'amortissement du pipe-line, et par des réserves connues concédées à la société par les autorités compétentes. En plus de prévoir des approvisionnements et des débouchés sûrs, les contrats d'achat et de vente du gaz établissent des conditions à long terme pour l'achat et la vente du gaz. Ces conditions diminuent les risques du financement dans le cas des pipe-lines à gaz, plus que dans celui du pétrole, et permettent d'obtenir un taux moins élevé de rendement de la mise de fonds et une proportion moindre du capital-actions par rapport à la dette fondée, ce qui n'est pas habituellement le cas pour le financement des pipe-lines à pétrole. De telles conditions ont permis aux sociétés de pipe-lines à gaz de se contenter de bénéfices moins élevés durant leurs premières années d'exploitation en établissant une moyenne de bénéfices pour cette période de début. Une troisième condition qui tend à réduire le coût du service des réseaux

de pipe-lines à gaz comparativement aux pipe-lines à pétrole, tient à ce que pour des raisons d'exploitation, un pipe-line à gaz peut utiliser un plus haut facteur de charge que le pipe-line à pétrole. Dans son étude, la *Canadian Bechtel* s'est servie d'un facteur de charge de 85 p. 100 au lieu des 98 p. 100 de l'*Independent Pipe Line Company*.

La *Canadian Bechtel Limited* a déclaré à la Commission que s'il était possible de rendre comparables à ceux des pipe-lines à gaz les risques financiers que présente un pipe-line à pétrole allant de l'Alberta à Montréal par la création des conditions requises pour assurer l'approvisionnement en pétrole et les marchés, les frais estimatifs du service baisseraient en conséquence. S'appuyant sur cette hypothèse, la société a calculé que le coût unitaire du transport par ce pipe-line d'une moyenne de 255,000 barils par jour diminuerait de 73.9c. à 61.5c. le baril au cours de la première année d'exploitation, et que la quatrième année, il baisserait à 58.5c. le baril.

La comparaison des études faites par la *Canadian Bechtel* et l'*Independent Pipe Line Company* démontre que la *Canadian Bechtel* envisage une dette fondée de 75 p. 100 alors que l'*Independent Pipe Line Company* en prévoit une de 85 p. 100 du capital total. L'intérêt de la dette a été calculé à 5 p. 100 par la *Canadian Bechtel* et à 5.25 p. 100 par l'autre société. La *Canadian Bechtel* établit le revenu net d'après un rendement net de 5 p. 100 des frais d'installation une fois l'intérêt payé, ce qui donnerait, avant le paiement de l'intérêt, un rendement de 8.75 p. 100 contre les 7.5 p. 100 de l'*Independent Pipe Line Company*.

Il va de soi que le taux de rendement du capital investi dans un pipe-line influe sensiblement sur le coût du service. Si le taux de rendement de 5 p. 100 que suppose la *Canadian Bechtel* sur les placements variait de 1 p. 100 le coût unitaire du transport accuserait en conséquence une différence de quelque 7c. le baril sur le chiffre précité de 73.9c.

Pipe-line étatisé

Il est évident que les méthodes de financement et les taux d'intérêt jouent un grand rôle dans l'établissement du prix de transport du pétrole par pipe-line. Les frais estimatifs de la transmission doivent aussi tenir compte des impôts sur le revenu. Ces impôts figurent naturellement comme frais dans les prévisions et modifient donc le rendement escompté des placements. Dans les prévisions du coût de la transmission entre également le taux de dépréciation établi suivant les méthodes financières normales. Il se peut que ce taux de dépréciation soit plus élevé que de raison si la durée physique du pipe-line entre seule en ligne de compte. Ces facteurs, de même qu'une appréciation du rôle historique des moyens de transport dans la

création et la consolidation de l'économie canadienne, ont poussé la Commission à demander s'il serait ou non pratique, au moyen d'un pipe-line étatisé, d'améliorer la position de concurrence des pétroles bruts canadiens sur le marché montréalais, sans qu'il soit nécessaire d'augmenter le prix des produits du pétrole vendus aux consommateurs de cette région. On pourrait considérer un tel pipe-line comme un moyen de transport créé en vue de servir l'intérêt public.

Une route entièrement canadienne est la seule qui semblerait convenir à une propriété de l'État. La Commission a demandé à la *Canadian Bechtel Limited* une estimation du coût de transport par un tel pipe-line et, le 1^{er} octobre 1958, celle-ci formulait les observations suivantes:

«Comme vous nous le demandiez dans votre lettre du 24 septembre, nous avons préparé une estimation des frais d'immobilisations et d'exploitation qu'entraînerait le transport de 200,000 barils de pétrole d'Edmonton à Montréal aux termes des conditions financières spéciales que vous avez énoncées. En bref, ces conditions portent

- (1) Que le coût en capital soit établi sous réserve que le parcours se trouve entièrement sur le sol canadien et que la capacité de transmission soit de 200,000 barils par jour; et
- (2) Que les frais d'exploitation soient établis en présumant que le coût total en capital est représenté par une dette fondée à 5 p. 100 d'intérêt plus 2 p. 100 de dépréciation par année, et en ne prévoyant aucun bénéfice.

Dans la préparation de l'estimation nous avons tenu comme établi que le pipe-line fonctionnerait avec un facteur de charge moyen de 85 p. 100. De plus, nous nous sommes inspirés dans toute notre estimation des prix en cours.

Relativement aux conditions spéciales que vous avez énoncées, nous avons tout d'abord considéré le cas d'un pipe-line construit de façon à pouvoir transporter une moyenne de 200,000 barils par jour, et puis celui d'un pipe-line dont la capacité initiale serait de 200,000 barils par jour mais qui pourrait être portée à une moyenne de 300,000 barils par jour.

Selon les méthodes financières habituelles, il serait plus économique d'utiliser dans le premier cas un pipe-line de 26 pouces de diamètre et un de 30 pouces dans le deuxième.

Toutefois, des dispositions financières spéciales que vous avez stipulées en prévoyant une dépréciation exceptionnellement basse et en ne tenant pas compte du revenu ou des impôts sur le revenu modifient tellement le coût global qu'il est beaucoup plus avantageux d'investir des fonds supplémentaires dans l'aménagement du plus grand pipe-line et de réduire ainsi les dépenses d'immobilisations et d'exploitation que représenterait l'installation de stations de pompage supplémentaires. Donc, en vertu de ces conditions spéciales, le coût de transport par un pipe-line de 30 pouces de diamètre serait le même que par un pipe-line de 26 pouces de diamètre et d'un débit moyen de 200,000 barils par jour. La capacité du pipe-line de 30 pouces pourrait être portée à 300,000 barils par jour.

Une telle étude nous a amenés à conclure ceci:

- a) Nous estimons que le coût initial du pipe-line de 30 pouces s'élèverait à 380 millions de dollars calculés, comme nous l'avons mentionné, d'après les prix en cours;
- b) En ne comptant ni le revenu ni les impôts sur le revenu, et en établissant un taux de dépréciation de 2 p. 100 seulement par année, un tarif de transport de 49c. le baril suffirait à couvrir les frais d'exploitation proprement dits, l'intérêt et la dépréciation dans le cas d'un débit moyen de 200,000 barils par jour par un pipe-line entièrement canadien allant d'Edmonton à Montréal.

Pour conclure, je dois ajouter que la méthode de calcul que vous m'avez demandé d'employer ne ressemblant pas à celle dont on se sert ordinairement dans le commerce, les conclusions tirées ne peuvent se comparer directement aux estimations préparées en vue d'un projet ordinaire. Je sais que vous vous rendez bien compte des différences, mais lorsqu'un ingénieur observe une méthode peu usitée dans l'estimation du coût de quelque procédé ou initiative, vous comprendrez qu'il tient à ce que les chiffres ainsi préparés puissent se comparer de quelque façon au coût estimatif du même procédé faisant l'objet d'une estimation selon une méthode financière ordinaire.»

Le fait qu'un tel pipe-line pourrait appartenir à l'État donne naturellement lieu à des considérations qui dépassent la question des tarifs de transport réduits qui faciliterait l'accès du pétrole brut canadien au marché montréalais.

Divergences d'opinions quant à l'avantage qu'il y aurait à vendre le pétrole brut canadien à Montréal

La Commission a tenté de résumer et d'interpréter les témoignages que lui ont apportés à ce sujet ceux qui préconisent et ceux qui combattent l'aménagement d'un pipe-line à pétrole de l'Ouest canadien à Montréal et l'utilisation du pétrole brut canadien par les raffineries de la région de Montréal. L'ordre dans lequel figurent dans le présent sommaire les divers arguments pour ou contre le projet ne saurait être regardé comme un indice du plus ou moins d'importance que leur ont accordé les diverses personnes qui ont témoigné devant la Commission. Il ne faut pas considérer le sommaire et l'interprétation comme des expressions d'opinions de la Commission.

Vues des défenseurs du projet

La proposition du groupe *Home Oil* préconisant la construction d'un pipe-line à pétrole entre Edmonton et Montréal a été formulée à la suite d'enquêtes approfondies. Il y a eu, entre autres, un rapport de *Dutton-Williams Brothers Limited*, de Calgary (Alberta), intitulé "*Preliminary Engineering Report on Proposed Alberta-Montreal Crude Oil Pipeline*" et

une étude complète préparée par la *W. J. Levy Inc.*, de New York, sous le titre de "*Market Outlets for Canadian Crude Oil: Problems and Prospects*".

Suivant son interprétation de ces ouvrages, le groupe *Home Oil* a soutenu que les prix du pétrole brut de l'Ouest canadien transporté à Montréal pourraient concurrencer ceux du pétrole brut importé. Ce consortium a conclu sa proposition en disant qu'il ne sera probablement pas ouvert d'autres débouchés sûrs pour le pétrole brut canadien et qu'étant donné l'ampleur des problèmes de vente auxquels l'industrie doit faire face, il serait parfaitement légitime que le gouvernement prêtât son concours à l'aménagement du pipe-line projeté pour desservir Montréal.

Partant de la thèse que le pétrole brut canadien pourrait être livré à Montréal à des prix susceptibles de concurrencer ceux du pétrole brut étranger, le groupe a soutenu que la seule intervention requise du gouvernement canadien consisterait à exiger des raffineries de Montréal qu'elles s'engagent à accepter le pétrole brut canadien durant la période d'amortissement. Les tenants du projet ont convenu de la nécessité de conclure des contrats de transmission avec les raffineurs montréalais pour faciliter le financement du réseau. Si de tels contrats étaient signés volontairement, une intervention formelle du gouvernement ne serait pas nécessaire. Toutefois, vu que les raffineries de Montréal s'approvisionnent en pétrole brut provenant de concessions exploitées à l'étranger pour le compte de sociétés internationales dont elles dépendent, il faudrait peut-être, à leur avis, que le gouvernement contingente de telles importations, non pas tant pour obvier à des difficultés de concurrence que pour combattre les conséquences de tels intérêts commerciaux. Comme les prix pourraient soutenir la concurrence, aucun droit sur les importations ne serait nécessaire. Des subventions ne seraient pas requises pour l'exploitation du pipe-line parce qu'il s'agirait d'une entreprise purement commerciale du moment que les accords sur transmission auraient été conclus par les raffineries. On a admis que le gouvernement devrait peut-être aussi continger l'importation des produits du pétrole afin d'assurer la plus grande utilisation possible du pétrole brut canadien dans les raffineries de la région de Montréal. Par conséquent, même si l'intervention gouvernementale s'imposait, on était sûr que cela n'entraînerait l'assujettissement d'aucun secteur de l'industrie à un contrôle d'une large portée.

À l'égard d'autres débouchés, le groupe a soutenu que les restrictions imposées à l'importation par les États-Unis empêchaient le pétrole brut canadien de parvenir, en quantité suffisante, à ce que l'on a appelé ses marchés naturels aux États-Unis. De plus, on était d'avis que la «préférence commerciale», accordée aux raffineries américaines pour l'utilisation du pétrole brut des filiales dans les pays étrangers où ces dernières avaient des concessions, a beaucoup contribué à mettre obstacle au produit canadien

qui n'a pu ainsi retirer tous les avantages que lui donnaient sa situation géographique et sa position favorable du point de vue de la concurrence. Une telle préférence existerait même si les États-Unis abolissaient leurs restrictions aux importations. De plus, tout laissait prévoir que l'influence exercée par ces restrictions et par la «préférence commerciale» accordée aux raffineries durerait longtemps et continuerait de se faire sentir même si cessaient d'exister les conditions difficiles de vente occasionnées par la régression des affaires.

Le groupe a allégué qu'à moins de trouver de nouveaux marchés en plus de ceux qui sont alimentés présentement en pétrole brut canadien, l'industrie pétrolière périliterait dans l'Ouest canadien. Le rapport production-productibilité serait alors maintenu à un bas niveau et l'on ne serait plus poussé à continuer les travaux de forage et de mise en valeur des ressources pétrolifères du Canada. Le maintien d'un bas niveau de production aurait de graves répercussions sur le secteur productif de l'industrie. Les revenus ne justifieraient pas les dépenses engagées dans le passé et il deviendrait plus difficile de financer l'expansion future. Parce qu'elles pourraient compter sur le capital réalisé dans le groupe de la société mère, les grandes sociétés réussiraient à surmonter ces difficultés pendant assez longtemps. Les petites sociétés indépendantes qui ont joué un rôle si important dans l'expansion de l'industrie pétrolière du Canada, surtout au stade des sondages d'exploration, devront sans doute céder la place aux grandes sociétés intégrées. Elles ne disposent pas de fonds considérables de roulement et comptent beaucoup dans leur exploitation sur le crédit à court terme que leur ouvrent les banques. Si les difficultés de vente se prolongeaient, cette source de crédit pourrait bien leur être refusée.

Bien que l'on ait reconnu que la demande s'accroîtrait sur les marchés intérieurs actuellement ravitaillés en pétrole brut canadien, cet accroissement ne suffirait pas à résoudre les problèmes de production et de vente de l'industrie. Seul un important marché, nouveau et sûr, pourrait apporter une aide appréciable à cet égard. Les raffineries de la région de Montréal constituent le seul marché virtuel à la fois satisfaisant et accessible; il pourrait assurer une augmentation de quelque 40 p. 100 de la production du pétrole brut canadien. L'expansion éventuelle de ce marché assurerait le maintien d'un haut niveau de production à l'industrie et parce qu'il serait sûr, présenterait beaucoup plus d'avantages que tout autre débouché possible des États-Unis, même d'égale importance. Avec un tel marché l'industrie serait mieux en mesure de prévoir son développement futur et son programme de mise en valeur, étant assurée qu'elle n'aurait pas à réduire sensiblement sa production par suite de mesures échappant à l'emprise du Canada.

On a laissé entendre que les prix de la consommation ne seraient aucunement touchés vu que le pétrole brut canadien pourrait concurrencer le pétrole brut importé et que les prix des produits du pétrole dans l'Est du Canada ne se conforment pas exactement à ceux du pétrole brut employé par les raffineries mais correspondent en général aux prix courants des importations présentes ou éventuelles des produits du pétrole. Les prix à la source ne seraient pas défavorablement atteints car l'on maintiendrait en vigueur le présent régime en vertu duquel ces prix ont été établis d'après le coût à la livraison des pétroles bruts de l'Illinois à Sarnia. Les fluctuations des prix mondiaux ont leurs répercussions sur ce coût du pétrole brut à Sarnia; par conséquent l'emploi du pétrole brut canadien à Montréal ne rend pas nécessairement les prix à la source plus vulnérables qu'ils ne le sont déjà aux fluctuations des cours mondiaux. Ainsi, le projet d'un marché à Montréal avantagerait, a-t-on prétendu, le secteur productif de l'industrie sans nuire au consommateur de l'Est canadien.

D'autres arguments ont été invoqués afin de justifier l'intervention du gouvernement canadien. Il y aurait d'importantes répercussions sur l'embauchage. L'accroissement de la production dans l'Ouest canadien fournirait de l'emploi à un grand nombre de personnes que la stabilisation de la production, du forage et de la mise en valeur aurait autrement privées de travail. En plus d'encourager l'embauchage dans le secteur de la production, la mise à exécution du projet augmenterait les possibilités d'emploi dans les secteurs de l'économie canadienne qui fournissent des biens et des services à l'industrie pétrolière. La construction elle-même de ce pipe-line de 350 millions de dollars fournirait aussi de l'emploi à la main-d'œuvre canadienne et permettrait l'utilisation de vastes quantités de matériaux canadiens. L'existence du pipe-line, dit-on, pourrait aussi donner lieu à l'installation d'autres raffineries dans les centres présentement desservis par les raffineries du sud de l'Ontario ou de Montréal et stimulerait ainsi l'industrie locale tout en réduisant le coût des produits du pétrole dans de tels centres.

Autre avantage, selon le groupe, c'est qu'en substituant le pétrole canadien au pétrole importé pour les raffineries de la région de Montréal, il serait possible de faire ample provision de devises étrangères estimées au quart environ du déficit canadien du commerce des denrées en 1956. Les intéressés ont aussi prétendu qu'un pipe-line allant jusqu'à Montréal raffermirait la sécurité à la nation canadienne. La région desservie par la raffinerie de Montréal est très industrialisée et pourrait éprouver de grands ennuis si les arrivages de pétrole brut étranger s'interrompaient à un moment donné. Par contre, un pipe-line partant de l'Ouest canadien assurerait à la région de Montréal la continuité de l'approvisionnement en pétrole brut du pays et elle n'aurait pas à compter toujours sur les pétroles bruts importés d'outre-mer.

La *Canadian Husky Oil Limited* a appuyé fortement le projet de vendre du pétrole brut à Montréal. Il fut objecté que les États-Unis sont le débouché naturel et logique pour le pétrole brut canadien parce que les producteurs américains se voient déjà imposer des restrictions à leurs marchés et qu'en plus, le pétrole canadien ne peut soutenir la concurrence avec certains pétroles étrangers en ce pays, sauf dans quelques régions frontalières. Cette société est d'avis que la création de nouveaux marchés pour le pétrole canadien ne sera possible qu'avec la construction d'un pipe-line allant jusqu'à Montréal et pourvu que le gouvernement prenne lui-même des mesures pour restreindre les importations.

Un groupe de neuf autres sociétés pétrolières indépendantes, sous la direction de la *Bailey Selburn Oil and Gas Company Limited*, a aussi témoigné devant la Commission. Il y avait des divergences d'opinion au sein du groupe; mais l'opinion générale, quoique difficile à résumer, semble avoir été qu'il fallait pénétrer sur le marché de Montréal si d'autres débouchés, continus et durables, ne pouvaient être créés aux États-Unis dans un délai raisonnable.

La proposition tendant à écouler le pétrole brut canadien sur le marché de Montréal a été fortement appuyée par le gouvernement de l'Alberta, par la voix du premier ministre Manning. Au cours de l'une de ses comparutions devant la Commission, M. Manning s'est exprimé ainsi:

«Les analyses qu'a faites à mon intention le personnel de l'*Oil and Gas Conservation Board* indiquent que l'expansion des ventes sur le marché de l'Ontario et le rétablissement de l'exportation à son niveau antérieur sur les deux marchés des États-Unis (compte tenu d'un accroissement raisonnable) ne suffiraient pas à résoudre efficacement le problème. Je crois que deux marchés sur trois, ceux de l'Est, par suite de leur situation géographique, assureraient aux producteurs du Manitoba et de la Saskatchewan un débouché constant pour leur pétrole brut; mais l'amélioration, dans l'Alberta, serait bien inférieure aux exigences de la situation. Même en ayant accès à ces marchés, m'a-t-on dit, les producteurs de l'Alberta ne pourraient espérer écouler en 1960 que 49 p. 100 environ du pétrole qu'ils seraient en mesure de produire suivant de bons procédés techniques. Je conclus donc que ces propositions, du point de vue tant de l'Alberta que du Canada tout entier, ont une portée trop restreinte et que l'expansion de nos débouchés s'impose, soit dans le Québec, soit davantage aux États-Unis, soit encore dans les deux directions.»

Il a souligné, d'autre part, que le prix demandé au consommateur du marché de Montréal ne devait pas monter.

Le gouvernement de la Saskatchewan a soutenu qu'il était préférable que le pétrole canadien soit acheminé autant que possible vers les marchés économiques les plus rapprochés. Cependant, il a aussi exprimé l'avis que le maintien des restrictions à l'importation, aux États-Unis, pourrait faire de Montréal le seul débouché accessible à la production inemployée de

pétrole brut canadien. Dans de telles circonstances, toute mesure tendant à ouvrir le marché de Montréal au pétrole brut canadien serait d'un grand secours.

L'étude qu'a faite la *W. J. Levy, Inc.*, de New York, et à laquelle nous nous sommes déjà reportés a exposé les vues de cette société à l'égard du marché de Montréal dans les termes suivants:

«31. En somme, le marché de Montréal ne s'impose pas logiquement comme endroit vers lequel diriger l'expansion, et la question suscite les problèmes les plus aigus, même dans le cadre étroit des rapports entre les prix de concurrence. Si les possibilités d'exportation aux États-Unis semblent correspondre à l'essor futur de l'industrie canadienne du pétrole et si les incertitudes de l'expansion du marché aux États-Unis ne portent pas trop au découragement, le pétrole canadien peut fort bien attendre le développement ultérieur de ses marchés d'exportation sans se mettre en quête d'un débouché dans l'Est du Canada.

«32. D'autre part, si les incertitudes du marché d'exportation aux États-Unis semblent gêner l'exploitation rationnelle des ressources canadiennes, ou encore s'il en coûte trop cher aux producteurs canadiens d'attendre les occasions d'accroître ses ventes sur le marché des États-Unis, ils devraient peut-être chercher une solution là où leur programme de portée nationale pourrait se révéler efficace. Cette solution, de fait, comporterait la pénétration dans le marché de Montréal.»

Sur l'invitation de la Commission, M. W. J. Levy a témoigné aux audiences de Calgary et a exposé ses vues sur les facteurs qui doivent être pris en considération, en ce qui concerne l'écoulement du pétrole brut canadien dans les raffineries de la région de Montréal, eu égard au besoin de procurer d'autres débouchés au pétrole brut canadien. Il a dit que le Canada se trouvait en présence d'un grave problème, celui des débouchés où écouler le pétrole brut, et que ce problème avait été aggravé, bien que non causé, par la régression, et qu'à son avis il ne disparaîtrait pas quand la régression serait terminée. Selon lui, il faut envisager le problème de la mise sur le marché du pétrole brut canadien dans la perspective d'une solution provisoire et d'une solution à longue échéance, sans perdre de vue que les mesures immédiatement possibles ne devraient pas porter atteinte à l'industrie. Il a signalé que tout allègement qui exigerait d'amples installations nouvelles ne se ferait sentir que dans un délai d'un an à deux ans et demi et que, par conséquent, toute solution immédiate du problème des ventes auquel fait face l'industrie devrait se fonder sur l'emploi des installations existantes. A son avis, les raffineries de Montréal pourraient être engagées ou encouragées à prendre des dispositions pour expédier une plus grande quantité de pétrole brut canadien vers la côte occidentale des États-Unis, en compensation de la quantité de pétrole brut étranger qu'elles importent. D'après lui, les perspectives de fortes exportations canadiennes vers les États-Unis pourraient bien constituer un débouché avantageux pour le pétrole brut

canadien. A ses yeux, la conclusion d'un accord général entre le Canada et les États-Unis relatif à un marché commun du pétrole exigerait une ligne de conduite commune au Canada, aux États-Unis et à d'autres pays de l'hémisphère occidental; elle exigerait aussi que les mesures de réglementation que les États-Unis ont déjà imposées ou qu'ils pourront imposer en invoquant des raisons de sécurité, soient également examinées par le Canada à la lumière de toute ligne de conduite commune de ce genre.

Vues des adversaires du projet

Ce sont les raffineries de Montréal qui se sont opposées le plus vigoureusement et de la façon la plus serrée à la proposition tendant à aménager à l'heure actuelle un pipe-line jusqu'à Montréal et à fournir à la région du pétrole brut canadien; mais d'autres sociétés internationales, installées au Canada principalement pour la production et le raffinage dans d'autres régions, ont aussi combattu la proposition. Les arguments exposés ont varié à certains égards, mais il y a eu accord assez unanime sur les points essentiels. Les raffineries de Montréal ont précisé que le pétrole brut canadien, à leur avis, ne pouvait être amené à Montréal par des voies commerciales ordinaires et coté à des prix pouvant soutenir la concurrence des pétroles étrangers. Ce fut là un des points essentiels de contestation sur les questions d'ordre pratique. On a soutenu que la proposition concernant le pipe-line ne tenait pas compte de la réalité, parce que le prix minimum de transport jusqu'à Montréal serait d'environ 3c. par 100 milles-barils ou de 60c. le baril, taux auquel, à supposer qu'il n'y ait aucune réduction des prix à la sortie du puits, le pétrole brut canadien livré à Montréal ne pourrait concurrencer les pétroles bruts étrangers. On a signalé que le coût des pétroles bruts étrangers rendus à Montréal était inférieur à celui qui était tenu comme établi dans les calculs soumis par le groupe *Home Oil* et que ce groupe avait utilisé, pour établir la comparaison des prix, un pétrole brut d'une densité semblable à celle du pétrole brut de l'Ouest canadien, même si les raffineries de Montréal n'employaient pas de pétrole brut d'une telle densité en quantité appréciable. Au lieu d'un tel produit, les raffineries de Montréal traitaient des pétroles bruts de plus faible densité dont le prix était moindre et qui convenaient mieux au genre de produits en demande sur le marché de la région de Montréal.

Les raffineries de Montréal ont soutenu que, si elles achetaient du pétrole brut canadien, elles seraient de plusieurs façons désavantagées dans la conduite de leurs opérations de raffinage. Elles devraient sacrifier la souplesse de l'approvisionnement en matières premières sans être assurées de la protection des prix de leurs produits. Il serait nécessaire de relever les

droits d'importation qui frappent les produits du pétrole, afin de conserver aux raffineries de Montréal leur puissance actuelle de concurrence à l'égard des produits d'outre-mer, ce qui causerait un préjudice au consommateur de l'Est du Canada. Les raffineries de Montréal ont reconnu avec le groupe *Home Oil* que le raffinage du pétrole brut canadien à Montréal ne comportait aucune difficulté technique grave, même si certaines modifications pouvaient s'imposer. Cependant, pour certaines raffineries de Montréal, dont l'outillage était spécialement construit pour traiter les pétroles bruts acides de densité moyenne du Moyen-Orient, le fait de dépendre du pétrole brut canadien exigerait l'annulation d'un actif considérable immobilisé dans le matériel.

Il faudrait tenir compte d'autres installations desservant la région des raffineries de Montréal. Il y aurait parmi celles-ci les réservoirs et les quais du port de Montréal, le pipe-line Portland-Montréal, les navires-citernes des sociétés et les navires-citernes affrétés. On a estimé qu'il en coûterait pour abandonner le pipe-line Portland-Montréal l'équivalent de 7c. le baril ajouté au prix du pétrole brut canadien livré à Montréal. Les raffineries de Montréal, à titre d'actionnaires de la *Montreal Pipe Line Company Limited* et de la *Portland Pipe Line Company*, garantissent la dette à long terme des deux sociétés, qui, le 31 mars 1958, s'élevait à \$1,714,157 en devises canadiennes et à \$6,796,666 en devises américaines. Au pair du change et compte tenu du fonds de roulement de ces sociétés de pipe-lines à valoir sur cette dette, la réclamation serait en définitive de 6.7 millions de dollars. A quoi s'ajouteraient les frais des placements des actionnaires. Une des raffineries de Montréal, qui garantit 18 p. 100 de la dette à long terme des deux pipe-lines, a informé la Commission que, advenant la complète fermeture du pipe-line Portland-Montréal, elle perdrait environ \$1,750,000. Ce montant comprend les frais de ses placements d'actionnaire ainsi que son obligation en tant que caution de la dette à long terme.

Les raffineries de Montréal se sont élevées énergiquement contre l'opinion suivant laquelle une «préférence commerciale» accordée au pétrole brut étranger constituait un des motifs de leur opposition à ce projet. Elles ont affirmé que les sociétés qui exploitent des raffineries à Montréal dirigent leurs affaires en tant que sociétés canadiennes. Tout en admettant qu'elles achetaient ordinairement leurs pétroles brut aux prix courants, surtout à des sociétés affiliées détenant des concessions dans des pays étrangers, elles ont déclaré que si d'autres producteurs leur offraient des prix moins élevés, elles accepteraient ces offres pourvu que les livraisons soient normales. Elles ont soutenu que le gouvernement devrait intervenir de quelque manière pour permettre au pétrole brut canadien de se vendre sur le marché de Montréal, que cette intervention nuirait à l'économie de l'industrie et qu'elle n'était pas souhaitable au stade actuel, puisqu'il y avait d'autres marchés plus

avantageux. Il ne serait ni sage ni justifiable que le gouvernement appuie la proposition, ont-elles déclaré. Le gouvernement du Canada devrait plutôt continuer de presser le gouvernement des États-Unis de soustraire le pétrole brut canadien aux mesures de réglementation concernant l'importation, en vue de faciliter l'expansion des marchés d'exportation du pétrole brut canadien aux États-Unis.

Toutes ont admis que l'industrie pétrolière du Canada devait faire des rectifications. Les grandes sociétés ont toutefois prétendu que bien des causes du niveau peu élevé de la production n'étaient pas inhérentes à l'industrie même, mais avaient un caractère cyclique et n'auraient que des effets temporaires. Une fois aplanies les difficultés temporaires, un climat plus sain se manifesterait, pourvu que le marché de l'Ontario pût être saturé de pétrole brut canadien et que les marchés d'exportation, principalement ceux de la région de Puget Sound, pussent être développés. Elles ont reconnu que cela exigerait l'effort concerté de l'industrie et des mesures du gouvernement du Canada pour ce qui est des marchés américains. Le marché de Puget Sound, à leur avis, pouvait être considéré comme un marché éventuellement assuré pour le pétrole brut canadien. Dans l'Ontario, une expansion considérable du marché était possible, car la demande des produits dans la région continuerait à croître à une allure rapide; déjà les raffineries augmentaient leurs possibilités de rendement et l'importation de pétrole brut étranger avait été réduite et pouvait peut-être bientôt être entièrement éliminée. A mesure que la capacité de rendement des raffineries augmenterait, celles de l'Ontario fabriqueraient une plus grande partie des produits employés dans la province et, par suite, les expéditions faites par le pipe-line à partir de Montréal pourraient s'effectuer en sens inverse. Cette dernière mesure, ont-elles déclaré, avait de fait été projetée par les sociétés pétrolières propriétaires du pipe-line *Trans-Northern*, qui en préoyaient la réalisation pour 1962, et toute société qui avait manifesté le désir d'expédier des produits par cette voie en avait été informée.

Supposant un accroissement modéré des marchés d'exportation et la saturation du marché du raffinage de l'Ontario par les pétroles bruts canadiens, les sociétés pétrolières unifiées ont exprimé l'avis que l'industrie pourrait produire au taux de 50 à 70 p. 100 de son rendement potentiel, la proportion de 70 p. 100 correspondant au maximum de production qu'avait atteint l'industrie dans le passé. Toutefois, elles ont prétendu que cette proportion ne constituait pas une norme satisfaisante permettant d'évaluer la condition de l'industrie. Selon elles, le rapport entre les réserves et la production actuelle offre un critère plus sûr.

Elles ont fait observer que les perspectives de l'industrie n'étaient pas aussi sombres que le disait le groupe des producteurs indépendants. De plus,

ce ne sont pas les producteurs indépendants mais bien les sociétés pétrolières unies qui ont le plus souffert du faible niveau de la production, car elles étaient propriétaires de la majeure partie des réserves inutilisées. Des modifications aux règlements provinciaux prévoyant une mise en valeur un peu plus lente des terrains cédés à bail et un plus grand espacement des puits, ce qui réduirait les frais de remplacement, pourraient favoriser un essor mieux équilibré de l'industrie. De même, on pourrait modifier la façon de calculer le contingentement minimum des puits de manière à accorder plus d'importance aux puits d'un bon rendement qu'aux producteurs dont l'exploitation est peu profitable. Le gouvernement de l'Alberta a estimé que l'importance de ces derniers facteurs avait été exagérée.

Les grandes sociétés se sont opposées à la proposition prévoyant le recours à la régie de l'État en vue d'assurer l'entrée du pétrole brut canadien dans la région de Montréal. Elles ont allégué que cette régie entraînerait d'autres mesures de réglementation et priverait l'industrie de la souplesse avec laquelle elle fonctionnait. Des contingents d'importation devraient s'appliquer au pétrole brut, à l'expédition des produits venant des raffineries des provinces Maritimes, qui utiliseraient encore le pétrole brut étranger, et aux importations de produits finis. Une régime de contingents à l'importation pourrait fonctionner, mais il créerait de graves difficultés administratives. Les droits à l'importation seraient d'une application plus facile, mais ils ne seraient vraisemblablement pas efficaces ni appropriés. Les droits à l'importation s'appliqueraient probablement aux importations dans les provinces Maritimes, même s'il n'était pas proposé que les raffineries des provinces Maritimes utilisent du pétrole brut canadien. De plus, la restriction des importations au moyen de droits douaniers manquerait de la souplesse voulue pour s'adapter aux fluctuations des prix mondiaux. Une façon plus directe d'atteindre l'objectif serait de verser aux raffineries des subventions d'État égales à l'écart entre le coût du pétrole brut canadien et celui du pétrole étranger, rendus à Montréal. Toutefois, le montant de la subvention requise varierait de temps à autre et provoquerait des différends entre les parties intéressées. Accorder des subventions directes à une industrie en rapide expansion pourrait fort bien provoquer une réaction du public en faveur d'autres interventions dans les affaires de l'industrie, y compris la réglementation des bénéfices.

Ainsi les efforts tentés par l'industrie de la production pour améliorer sa situation à bref délai pourraient bien l'amener à être tellement comprimée par des règlements de l'État qu'elle perdrait certains des avantages plus permanents qu'elle pourrait autrement retirer d'un régime de liberté complète. En outre, l'appui de l'État aux stades initiaux pourrait ne pas suffire à rendre l'entreprise rentable pendant la période nécessaire à la dépréciation

du pipe-line, car des changements ultérieurs dans la ligne de conduite du gouvernement pourraient amener le retrait de cet appui et, par le fait même, placer l'entreprise dans une situation désavantageuse. Une autre conséquence des mesures gouvernementales tendant à mettre l'industrie canadienne à l'abri de la concurrence du pétrole brut étranger serait, au dire des raffineries, de priver le consommateur des avantages de la concurrence étrangère, actuelle ou éventuelle, à l'égard des prix des produits.

L'entrée du pétrole brut canadien à Montréal, avec l'aide de l'État, a-t-on soutenu, créerait également des problèmes sérieux pour les producteurs. Si les prix concurrentiels des pétroles bruts en provenance d'outre-mer à Montréal devaient déterminer les prix à la sortie du puits dans l'Ouest canadien, ces derniers devraient être réduits de façon appréciable. Il en résulterait une dépréciation de la valeur des réserves actuelles et des réserves futures. Dans de telles conditions, l'industrie manquerait peut-être de l'aiguillon voulue pour chercher et pour exploiter les nouvelles réserves nécessaires à l'alimentation de ce marché supplémentaire. Ces nouvelles réserves devraient équivaloir à l'ensemble des réserves connues d'aujourd'hui, afin d'alimenter le pipe-line pendant une période de trente ans. Il faudrait évaluer soigneusement les frais de remplacement futurs pour établir si l'augmentation de la production découlant de la création du marché de Montréal dédommagerait les producteurs des réductions de prix à la sortie du puits qui pourraient devenir nécessaires. En outre, l'exploitation accélérée des réserves supplémentaires nécessaires à l'approvisionnement du marché de Montréal, en plus d'une plus forte demande sur les marchés existants, amènerait probablement une hausse des frais de remplacement, et la perspective d'un déclin des bénéfices chez les producteurs s'en trouverait accrue.

On a prétendu qu'en plus de trouver à Montréal une concurrence déjà désavantageuse, le pétrole brut canadien, avec les années, verrait probablement sa situation empirer, par suite des avantages fondamentaux qu'ont en matière de prix de revient les pétroles bruts étrangers. Les raffineries ont jugé qu'elles ne pouvaient s'engager envers un pipe-line aboutissant à Montréal et, par le fait, être tenues d'utiliser pendant longtemps des pétroles bruts du Canada, sans avoir obtenu des assurances suffisantes que ces pétroles bruts seraient maintenus sur un pied de concurrence avec les autres sources d'approvisionnement. Ainsi donc, a-t-on prétendu, les producteurs seraient obligés de livrer leur pétrole brut sur un marché exposé à la concurrence des sources de pétrole brut dont la rivalité est la plus dangereuse au monde, et durant cette période d'engagement, d'autres marchés mieux placés du point de vue économique (c'est-à-dire aux États-Unis) pourraient bien devenir disponibles et en nombre croissant. On a prétendu en outre que, si les pétroles bruts canadiens se vendaient sur le marché de Montréal dans

ces conditions, il ne serait peut-être pas possible de continuer d'établir les prix du pétrole brut canadien en fonction du prix des pétroles bruts de l'Illinois livrés à Sarnia. Cette difficulté se présenterait parce que le prix du pétrole brut canadien livré à Sarnia, localité de l'intérieur, est moins directement influencé par le niveau des prix mondiaux qu'il le serait dans une localité maritime comme Montréal. D'autre part, les restrictions imposées à l'importation aux États-Unis mettent dans une certaine mesure à l'abri des prix mondiaux les pétroles bruts de l'Illinois qui déterminent le prix des pétroles bruts canadiens rendus à Sarnia.

En plus d'imposer des restrictions à l'importation destinées à protéger le marché montréalais en faveur des pétroles bruts canadiens, les raffineries de Montréal ont laissé entendre que, si le projet de pipe-line était accepté, le gouvernement serait peut-être obligé de garantir directement les obligations de l'entreprise pour en assurer le bon financement. La plupart des sociétés ont déclaré que, dans les circonstances actuelles, elles ne participeraient pas volontairement à des accords prévoyant livraison, afin d'assurer l'aménagement d'un pipe-line jusqu'à Montréal.

Sans compter les effets nuisibles qu'il aurait sur l'industrie elle-même, les sociétés importantes ont prétendu que l'appui donné par l'État à l'entrée du pétrole brut canadien à Montréal par des moyens artificiels risquerait d'être peu avantageux pour l'ensemble de l'économie canadienne. Une ligne de conduite qui pourrait entraîner une augmentation du coût ne favoriserait pas l'intérêt national. On peut mieux réaliser un programme permettant au consommateur de choisir la source d'énergie la mieux appropriée à ses besoins, au plus bas prix possible, quand les ressources énergétiques sont exploitées par l'entreprise privée et que l'intervention de l'État est réduite à un minimum. Le gouvernement, ont-elles dit, devrait se méfier des prétendus avantages que procure à la balance des paiements l'élimination des importations de pétrole brut. Il est avantageux pour le pays de réduire au minimum le coût de son énergie, même si cela exige quelques importations, et de payer ces importations en vendant des denrées que nous pouvons produire à bon marché. L'intervention du gouvernement en vue d'assurer au pétrole brut canadien le marché de Montréal, a-t-on dit, ferait surgir plusieurs problèmes complexes en matière de politique commerciale internationale. De nouvelles entraves au commerce entreraient en conflit avec les obligations que le Canada a contractées en vertu du GATT et pourraient également entraîner des pertes considérables en dollars dans la zone sterling. La sécurité nationale, a-t-on déclaré, est une affaire plus complexe que ce que les auteurs du projet ont indiqué. Du point de vue militaire même, on pourrait soutenir diverses opinions car les principes de la stratégie se modifient et il faudra

peut-être décentraliser les raffineries et l'industrie. Si l'entrée du pétrole brut canadien sur le marché de Montréal devait rendre moins attrayants les placements dans l'industrie, comme cela se pourrait bien, l'industrie s'affaiblirait et ce, en définitive, au détriment de la sécurité du Canada.

Situation du pétrole brut canadien à Montréal en matière de concurrence

Les divergences d'opinion sur la possibilité économique d'employer le pétrole brut canadien à Montréal ont fait ressortir la nécessité de déterminer quel est le coût des pétroles bruts d'outre-mer livrés aux raffineries de Montréal. Au cours des audiences, la Commission a reçu un certain nombre d'estimations des raffineries de Montréal relativement au coût du pétrole brut étranger livré à Montréal. Les calculs portaient sur les catégories les plus typiques de pétrole brut importé d'outre-mer et tenaient compte des prix demandés, des frais de transport (y compris les frais des navires-citernes), de l'assurance et du prix du transport par le pipe-line Portland-Montréal, puis les résultats obtenus en devises américaines ont été exprimés en devises canadiennes. Ces prix de revient à l'arrivée représentaient en fait l'opinion de chaque société sur ce qu'il en avait coûté en moyenne à l'industrie. Les estimations n'englobaient pas, en réalité, le prix de revient des pétroles bruts importés par les raffineries de Montréal, mais on a signalé que l'écart ne serait peut-être pas très considérable. Au moment des audiences, les estimations de ces sociétés variaient de \$2.86 à \$3.14 le baril (en devises canadiennes) pour le pétrole brut de toute provenance, l'écart en ce qui concerne le pétrole brut du Venezuela étant un peu moins grand puisque le prix variait de \$3.07 à \$3.14 le baril. La moyenne pondérée de ces estimations, fondée sur l'approvisionnement en pétrole brut à Montréal en 1957, révèle que le prix de revient moyen à l'arrivée a été d'environ \$3.08 le baril.

Pour obtenir des renseignements plus précis, la Commission a demandé à chacune des raffineries de Montréal certains détails concernant le prix de revient du pétrole brut livré à Montréal en décembre 1958. Ces détails montrent que le pétrole brut de l'Ouest canadien livré à Montréal, en décembre 1958, aurait, sous le rapport de la concurrence, été désavantagé par une différence de 25c. à 35c. le baril, s'il est tenu compte dans le calcul du tarif du pipe-line ou du coût paraissant dans les estimations de la *Canadian Bechtel Limited*, qui est de l'ordre de 70c. le baril pendant la première année de livraison. Si on se sert du coût de transport par le pipe-line, estimé à environ 50c. le baril par l'*Independent Pipe Line Company* pour une quatrième année de service, il y aurait un désavantage concurrentiel de l'ordre de 5c. à 15c. Ces calculs ne tiennent pas compte des frais qu'entraînerait

la transition nécessaire à l'emploi des pétroles bruts canadiens, comme ceux que susciterait l'abandon du pipe-line Portland-Montréal ou la réduction de son débit, ni des pertes possibles découlant d'autres immobilisations, comme les quais et l'affrètement de pétroliers. D'autre part, ils ne tiennent pas compte de la prime qui pourrait être accordée aux pétroles bruts canadiens par suite de leur assez grande densité par rapport aux normes de l'*American Petroleum Institute*, comparativement à la majorité des pétroles bruts importés à Montréal.

Comme on l'a signalé déjà, le fléchissement des prix mondiaux en février 1959 a fait baisser de 15c. le baril le pétrole brut du Venezuela et de 18c. le pétrole brut du Moyen-Orient utilisés à Montréal. Les prix de transport à destination de Toronto par le pipe-line de l'*Interprovincial* ont été réduits et il y a eu également diminution des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien à la sortie du puits. Toutefois, ces changements n'infirmèrent guère la conclusion à laquelle on est venu au sujet du désavantage concurrentiel où le pétrole brut canadien livré à Montréal se trouvait relativement à son prix de revient à la fin de 1958.

La nouvelle baisse du pétrole brut du Venezuela livré à Montréal, baisse survenue en avril 1959 et qui équivalait à environ 10c. le baril, n'a pas encore été suivie d'un changement des prix demandés pour les pétroles bruts du Moyen-Orient ou de l'Ouest canadien. Ainsi donc, au milieu de l'année 1959, les pétroles bruts canadiens semblent théoriquement désavantagés d'environ 35c., si l'on admet que les frais de transport par pipe-line sont de 70c. le baril, ou d'environ 15c., si l'on admet que les frais de transport par pipe-line sont de 50c. le baril.

Ces frais de transport par pipe-line se fondent sur un certain nombre d'hypothèses, dont chacune devra être examinée à la lumière des conditions existantes au moment où il faudra prendre des décisions au sujet d'une projet quelconque. Par exemple, il semble en ce moment que le volume des livraisons considéré comme admis dans les calculs, sauf celui qui concerne une canalisation appartenant à l'État, soit quelque peu supérieur à celui que le marché montréalais pourrait absorber dans un proche avenir. Les estimations présentées à la Commission au sujet du marché indiquent que les besoins en pétrole brut des raffineries de Montréal seront d'environ 210,000 barils par jour dans les premières années 60. Ce chiffre se compare à celui de 255,000 barils considéré comme admis dans les calculs du prix de revient. Les raffineries de Montréal sont assez bien pourvues pour traiter plus de pétrole brut qu'il n'est prévu pour les besoins du marché, mais raffiner beaucoup plus que 210,000 barils de pétrole brut canadien par jour exigerait probablement qu'elles réexpédient le surplus de produits raffinés vers la région de Toronto. Elles entreraient ainsi en concurrence avec les raffineries de

l'Ontario. Cependant, à supposer que les prix à la sortie du puits au Canada fussent être réduits pour permettre aux pétroles bruts canadiens de s'écouler sur le marché de Montréal, ces réductions auraient une répercussion dans le secteur des raffineries de Toronto aussi bien qu'à Montréal, ce qui donnerait aux raffineries de l'Ontario un avantage sur celles de Montréal en matière de prix de revient. Les raffineries de Montréal ne pourraient probablement pas écouler de cette façon un surplus de produits. En conséquence, on peut conclure que les raffineries de Montréal n'auraient probablement pas besoin d'ici environ 1967 de la quantité de pétrole brut canadien considérée comme admise dans les estimations du coût de transport par pipe-line. La plupart des estimations du coût de transport par pipe-line présentées à la Commission peuvent donc se révéler trop faibles.

Il est possible que les aménagements éventuels qu'exigera l'acheminement des gaz de pétrole liquéfiés produits dans les champs de gaz et de pétrole de l'Ouest du Canada, ou celui des pétroles combustibles dérivés des sables pétrolifères de l'Athabasca nécessitent un jour l'agrandissement des installations de transport par pipe-line vers l'Est du Canada. Si cette éventualité s'associait à des projets d'installation de nouveaux pipe-lines destinés à approvisionner en pétrole brut les raffineries de Montréal et de Toronto, l'augmentation du volume des livraisons résultant de l'acheminement des pétroles combustibles et des gaz de pétrole liquéfiés pourrait améliorer la rentabilité d'un pipe-line aboutissant à Montréal.

Il est difficile de prévoir quelle sera la situation des pétroles bruts canadiens sur le marché de Montréal, en matière de concurrence, dans un avenir très rapproché. Les prix courants des pétroles bruts étrangers peuvent devenir plus stables à la suite des récents remaniements des prix mondiaux, ou bien ces remaniements peuvent être les signes avant-coureurs de réductions subséquentes. Les prix de transport par pétroliers océaniques sont exceptionnellement bas à l'heure actuelle et le niveau de ces prix est important dans la détermination du coût des pétroles bruts livrés à Montréal. Les prix de revient des pétroles bruts du Venezuela et du Moyen-Orient en décembre 1958 reflétaient à peu près les prix de la *United States Maritime Commission* pour les pétroliers, moins 40 ou davantage. La possibilité d'un remaniement du tarif des navires-citernes au cours des prochaines années a été examinée au chapitre 4. Il est à noter qu'un changement de 10 p. 100 dans le tarif de la *United States Maritime Commission* ajouterait ou enlèverait quelque 18c. par baril au coût des pétroles du Moyen-Orient livrés à Montréal et quelque 4c. à celui des pétroles du Venezuela.

La mise sur le marché de quelque 200,000 barils de plus par jour en vue de répondre à la demande accrue des raffineries de Montréal représenterait une augmentation d'environ 40 p. 100 de la production actuelle

du Canada. Dans le cours ordinaire des choses, l'adjonction de ce marché à ceux que dessert déjà l'industrie canadienne exigerait des réserves accrues et pourrait vraisemblablement donner lieu à une augmentation considérable des travaux d'exploration et de mise en valeur au Canada. Toutefois, il importe de considérer non seulement l'importance du marché mais également ce qu'il rapporte. L'ampleur que devrait avoir la baisse des prix à la sortie du puits, afin que le pétrole atteigne le marché de Montréal, indiquerait également, jusqu'à un certain point, si ce moyen serait de nature à stimuler ou à décourager l'exploration et la mise en valeur.

La conséquence qu'une réduction des prix à la sortie du puits aurait sur les bénéfices éventuels et, donc sur l'encouragement à exploiter d'autres réserves de pétrole, est démontrée dans une étude préparée par l'*Imperial Oil Limited* et dont le but est d'indiquer les effets de réduction hypothétiques des prix à la sortie du puits s'établissant à 25c. et 50c. le baril. L'étude montre que, dans l'hypothèse d'un prix de \$2.52 le baril à la sortie du puits (le prix du pétrole brut de Redwater en 1957), la marge de bénéfice, après l'acquittement des impôts, serait de 81c., mais qu'elle diminuerait à 64c. dans le cas d'une réduction de 25c. Le rendement net, suivant la durée des puits et déduction faite d'un rendement de 6 p. 100 attribué aux placements actuels, s'établirait alors entre 6 et 9 p. 100, contre 7 à 12 p. 100 si le prix à la sortie du puits demeurait à \$2.52 au cours des 20 ou 30 prochaines années. Une baisse de 50c. le baril à la sortie du puits réduirait la marge de profit, après l'acquittement des impôts, à 46c. et ferait varier le rendement entre 4 et 7 p. 100, marge qui représente, au dire de la société, en certains cas "réellement moins que le taux ordinaire d'emprunt et ne suffirait pas à payer les frais d'intérêt du petit exploitant". Ces calculs se fondent sur la moyenne des prix de revient et, naturellement, ils sont susceptibles de varier notablement d'une société et d'un gisement à l'autre. En outre, ils ne tiennent pas compte des compensations qu'offrirait une augmentation du volume de la production. Une production supplémentaire de quelque 200,000 barils par jour constituerait évidemment un important facteur de compensation dans ces calculs. Entre autres effets, le niveau plus élevé de la production, en abrégant la période nécessaire au remboursement du capital investi dans les réserves reconnues, tendrait à abaisser les prix de revient.

Les principales sociétés pétrolières, se fondant sur leur prévision d'une demande accrue sur les marchés domestiques établis et sur les marchés d'exportation, étaient d'avis que l'exploration et l'exploitation devraient se maintenir à peu près au niveau qu'elles ont atteint ces dernières années au Canada. Elles ont signalé que des marchés plus considérables pour le gaz

naturel et l'augmentation de la demande de pétroles bruts tendraient à maintenir ce niveau de placements. Elles se sont inquiétées de ce que l'adjonction du marché de Montréal et un maximum éventuel d'exportation vers les États-Unis poseraient à l'industrie les problèmes qui accompagnent un rythme très rapide d'expansion. Dans des circonstances extrêmes, ont-elles déclaré, cela pourrait exiger deux fois plus de sondages d'exploration qu'en 1958. Alors qu'une expansion de la production tend à réduire les prix de revient, en grande partie parce que le temps nécessaire au recouvrement des placements originaux se trouve abrégé, la nécessité soudaine d'intensifier considérablement l'exploration et l'exploitation, a-t-on fait remarquer, peut avoir pour conséquence d'augmenter le coût des découvertes.

Il a été question au chapitre 4 de l'amélioration du rapport entre la production et la productivité qui pourrait se réaliser par suite d'une expansion des marchés domestiques et d'exportation. Il est douteux, cependant, que l'accès au marché de Montréal élimine de façon permanente le problème toujours actuel de la capacité de production excédentaire de l'industrie pétrolière de l'Ouest canadien. Les méthodes employées pour réglementer l'exploitation des terrains pétrolifères influent directement sur la question et elles relèvent de l'autorité provinciale.

Le vigoureux encouragement que certaines provinces, par leurs mesures concernant les terres, accordent à l'exploration et à l'exploitation favorise la capacité de production excédentaire. Ces mesures tendent à des fins différentes et bien légitimes, mais elles peuvent avoir pour effet de forcer continuellement l'allure de l'exploration et de l'exploitation. Les frais de remplacement dans l'Ouest canadien tendent aussi à dépasser le niveau qu'ils atteindraient en d'autres circonstances, parce que c'est la règle d'y accorder à tous les producteurs une part du marché disponible. Dans d'autres industries, la concurrence tend à supprimer la production coûteuse et, ainsi, à réduire la capacité de production excédentaire. Le souci bien compréhensible qu'ont les gouvernements provinciaux de répartir largement la propriété des terrains minéralisés, le développement rapide de la production nouvelle et l'octroi d'une part proportionnelle du marché à tous les producteurs peuvent contribuer au coût élevé de la production.

Les méthodes selon lesquelles les terres sont offertes à bail ou en vue de l'établissement de réserves ont pour effet de forcer les producteurs à exploiter un gisement dans un délai donné, même si le niveau de la production courante peut dépasser de beaucoup la demande du marché. Le contingentement encourage l'exploitation des nouvelles réserves en accordant au nouveau venu dans l'industrie, parmi d'autres avantages, une part du marché aux dépens de la part antérieurement accordée aux puits existants. Parce que la demande des marchés doit être répartie entre tous les puits

productifs et qu'une part minimum de production est attribuée à chaque puits, les puits peu lucratifs et les puits nouvellement forés ne peuvent en réalité produire uniquement parce que la part du marché attribuée à tous les autres puits, y compris ceux qui donnent le meilleur rendement et qui produisent à meilleur marché, se trouve simultanément réduite. En vertu de telles dispositions, même les producteurs qui détiennent de grandes réserves doivent exécuter des forages et mettre en valeur de nouveaux puits dans tous les terrains loués à bail, s'ils veulent conserver leur part du marché. Ce régime conduit inévitablement à une capacité de production excédentaire.

Depuis la découverte du champ pétrolifère de Leduc, en 1947, la dépendance du Canada à l'égard des sources étrangères d'approvisionnement de pétrole est passée d'à peu près 90 p. 100 à environ 40 p. 100. Par suite de ce progrès, l'économie canadienne est plus saine. Le climat de vastes régions du pays est tel qu'il faut pouvoir compter sur une source de combustible assurée pour le chauffage. Le Canada compte, d'autre part, parmi les pays dont la consommation d'énergie par habitant est élevée, caractère particulier au continent nord-américain, et les produits du pétrole, surtout dans le transport, sont un des éléments vitaux contribuant à la consommation d'énergie. Les produits du pétrole représentent environ 54 p. 100 de toutes les sources d'énergie au Canada.

Aux États-Unis, les exigences de la sécurité nationale ont été invoquées pour justifier le contingentement des importations de pétrole brut et de ses produits, l'objet du contingentement étant de maintenir l'industrie domestique à son plus haut niveau de production. Beaucoup plus que les États-Unis, le Canada doit importer du pétrole brut et des produits du pétrole; cette dépendance est à peu près complète dans le cas de la province de Québec et des provinces de l'Atlantique. Il va de soi que l'accès du pétrole brut canadien au marché montréalais atténuerait les risques économiques auxquels cette partie du Canada serait exposée advenant une interruption des approvisionnements internationaux. La Commission n'a pas cherché à apprécier la probabilité d'une telle désorganisation de l'approvisionnement en temps de paix. En ce qui concerne la défense nationale, l'importance, en cas d'urgence, de pouvoir nous suffire en pétrole serait subordonnée au caractère du danger. La Commission n'a pas cherché à recueillir de renseignements ni d'opinions à ce sujet; elle se contente de dire qu'en cas d'urgence, alors que la difficulté d'assurer la continuité des approvisionnements existerait à l'égard de nombreux produits, le pétrole serait sans doute un des plus importants.

Un des avantages d'une production accrue par suite de l'approvisionnement du marché de Montréal avec le pétrole brut canadien serait un supplément de revenu pour l'industrie et pour les gouvernements provinciaux. Une

augmentation de production s'élevant à 200,000 barils par jour hausserait la valeur annuelle du rendement de quelque 160 millions de dollars, dont la somme d'environ 20 millions reviendrait aux gouvernements provinciaux sous forme de redevances. Ce montant n'englobe pas les revenus additionnels que les gouvernements provinciaux retireraient de la vente et de la location des terrains.

La répercussion qu'aurait sur les placements un accroissement de production équivalant aux besoins du marché de Montréal serait très importante pour l'économie canadienne. En se fondant sur l'expérience acquise dans le secteur de la découverte et du prix de revient au cours de la période de 1952 à 1958, on estime qu'un marché additionnel de l'ampleur de celui de Montréal donnerait lieu à des immobilisations de 75 à 100 millions de dollars par année dans le secteur de la production de l'industrie. Les placements directs de capitaux pourraient amener des placements secondaires considérables et, bien que l'industrie de la production du pétrole n'emploie pas directement beaucoup de main-d'œuvre, on peut prévoir que le surcroît d'activité résultant d'un taux de production plus élevé ferait augmenter de 15 à 25 p. 100, ou de 3,000 à 5,000, le nombre des employés de cette industrie.

Conclusions et recommandations

Dans notre premier rapport en date du 22 octobre 1958, nous n'avons pas étudié en détail la question des réserves canadiennes de pétrole brut ni les problèmes se rapportant aux débouchés canadiens et étrangers pour ce pétrole. Nous avons seulement signalé dans ce rapport que le Canada possédait indubitablement assez de réserves reconnues et probables de pétrole brut pour qu'il puisse continuer d'en exporter vers les marchés disponibles. Nous avons donc recommandé que cette exportation soit autorisée en vertu d'un permis annuel. Nous songions évidemment à l'exportation de pétrole brut au moyen de pipe-lines et au maintien en vigueur des dispositions relatives aux permis annuels qui avaient été en vigueur pendant plusieurs années au Canada en conformité de la Loi sur l'exportation de la force motrice et des fluides et sur l'importation du gaz et de ses règlements d'exécution. Sous ce régime de délivrance des permis, le gouvernement du Canada a obtenu certaines données et a exercé une certaine mainmise sur l'exportation d'une source importante d'énergie durant les premières années de l'expansion de l'industrie. Il semble qu'un tel régime n'ait pas empêché cette dernière de progresser, puisqu'on a aménagé au Canada des pipe-lines reliés à ceux des États-Unis ainsi qu'à des raffineries des deux pays.

A notre avis, notre deuxième étude de la situation a établi sans le moindre doute que le Canada possède assez de réserves reconnues de pétrole brut pour répondre à ses propres besoins et pour augmenter sensiblement le volume de ses exportations. A la fin de 1958, les réserves reconnues de pétrole brut dépassaient 3 milliards de barils. Si l'on ajoute le gaz-condensat, le volume total des réserves d'hydrocarbures liquides s'établissait à la fin de 1958 à 3 milliards 600 millions de barils au moins. Si le pétrole canadien devait répondre à la totalité de la demande de produits pétroliers par tout le Canada, les réserves reconnues suffiraient pendant 13 ans au rythme de la consommation de 1958. On s'accorde toutefois à dire que les réserves du Canada atteindront en définitive un volume beaucoup plus élevé.

Pour ce qui est du gaz naturel, il faut maintenir un régime de permis d'exportation si on veut être en mesure de répondre aux besoins qui se manifesteront au pays dans un avenir prévisible; nous avons, dans notre premier rapport, fait certaines recommandations à cet égard. La mise sur

le marché du pétrole brut n'entraîne pas la possibilité d'une pénurie future d'approvisionnements comme c'est le cas des méthodes employées pour la mise sur le marché du gaz naturel. Les engagements relatifs à l'exportation du gaz naturel sont pris pour des périodes allant jusqu'à 20 ans. L'industrie pétrolière n'a pas l'habitude de prendre des engagements de longue durée pour ce qui est de l'achat de pétrole brut. Ces engagements sont plutôt pour une courte durée.

En égard aux tendances qui se manifestent dans le domaine de la découverte et de l'accumulation des réserves au Canada, nous sommes d'avis que les besoins futurs du Canada ne seront pas compromis si on permet et si on stimule l'exportation du pétrole brut. En conséquence, nous ne croyons pas qu'il faille continuer de délivrer des permis relatifs aux exportations par pipe-line comme ce fut le cas jusqu'ici. En temps de crise, le Canada pourrait prendre rapidement les mesures qui s'imposent. A l'heure actuelle, la capacité limitée des pipe-lines en service permet dans une certaine mesure de réglementer les exportations. En outre, les renseignements et les données concernant les exportations de pétrole brut que le gouvernement obtenait auparavant sous ce régime de permis peuvent être fournis à l'Office national de l'énergie par le Bureau fédéral de la statistique.

D'autre part, il ne faut pas perdre de vue que les conditions moyennant lesquelles le pétrole brut canadien ou ses produits peuvent être admis aux États-Unis prendront une très grande importance, étant donné l'exemption accordée à ce pétrole, et à ses produits quant à l'application des restrictions imposées par les États-Unis à l'importation. Il se peut que le Canada juge nécessaire de remettre en vigueur le régime des permis d'exportation pour s'assurer que les exportations canadiennes de pétrole brut ou de ses produits vers les États-Unis soient conformes aux modalités de l'exemption accordée par les États-Unis au pétrole brut canadien et à ses produits.

Dans l'avant-propos de notre premier rapport, nous avons déclaré ce qui suit:

«Au cours des séances qu'elle a tenues, la Commission a reçu beaucoup de témoignages sur la possibilité de substituer, en totalité ou en partie, le pétrole brut canadien au pétrole brut de sources étrangères utilisé présentement dans les raffineries de Montréal. Ce problème n'était pas inclus en termes précis dans les attributions de la Commission, mais à cause de son importance pour le Canada, les provinces productrices de pétrole et l'industrie pétrolière en général, ainsi que de sa relation étroite avec les difficultés particulières aux marchés d'exportation du pétrole canadien, la Commission a estimé qu'il n'eût pas été raisonnable de sa part de refuser d'entendre des témoignages à cet égard.»

Au cours des audiences susmentionnées et des délibérations ultérieures, il nous a paru nécessaire d'étudier et d'analyser non seulement les problèmes touchant l'utilisation du pétrole brut canadien dans les raffineries

de Montréal, mais aussi la nature et l'étendue des marchés nationaux actuellement approvisionnés par le pétrole brut canadien, de même que les perspectives qui s'offrent dans le domaine des débouchés possibles d'exportation et la nature de ces derniers. Voilà ce que nous avons tenté de faire dans le présent rapport.

Comme nous l'avons mentionné antérieurement, le Canada possède de vastes réserves de pétrole brut, mais celles-ci sont situées loin de la haute mer à l'intérieur des terres de l'Ouest canadien. Ce pétrole brut doit être transporté sur de longues distances par voie de terre avant d'atteindre les plus importants secteurs de marché. Les frais d'exploration, de mise en valeur et de production du pétrole brut au Canada sont, en général, plus élevés qu'au Venezuela et qu'au Moyen-Orient et se comparent plutôt à ceux des États-Unis. A cause de tous ces éléments, le pétrole brut canadien occupe une situation défavorable sur les marchés mondiaux et les débouchés possibles pour ses exportations se bornent aux États-Unis.

Au cours de la période 1950-1957, la production de pétrole brut au Canada a accusé une augmentation constante et rapide, passant de 79,500 à 498,000 barils par jour. Elle a diminué en 1958. Au printemps de cette année-là, elle était de 400,000 barils par jour et la moyenne annuelle s'établissait à 456,000 barils par jour.

Les exportations de pétrole brut en provenance du Canada sont demeurées faibles jusqu'en 1954, mais au cours de la période 1955-1957 elles sont passées de 40,600 à 152,000 barils par jour. Au cours de cette période, la proportion des exportations par rapport à la production totale est passée de 11.5 à 30.6 p. 100. Une diminution importante à 86,800 barils par jour, soit 19 p. 100 de la production, a eu lieu en 1958.

L'exploitation des champs pétrolifères dans l'Ouest du Canada a nécessité des placements en immobilisations de plus en plus considérables. Les dépenses d'immobilisations, qui s'établissaient à 54 millions en 1950, étaient passées à 326 millions en 1956. En 1958, elles ont diminué à 263 millions. Par suite des considérables travaux d'exploration et de mise en valeur des dernières années, la capacité de production de l'industrie a atteint 989,000 barils par jour en 1958. Les réserves inemployées ont constamment augmenté au point que la production réelle dans l'Ouest du Canada ne représente plus que la moitié de la capacité de production. L'Alberta compte environ 90 p. 100 des réserves inemployées du pays et au début ainsi qu'au milieu de l'année 1958 l'exploitation de son industrie ne représentait qu'un peu plus du tiers de la capacité de production de la province.

Tous ces éléments: diminution de la production, perte des exportations aux États-Unis et augmentation des réserves inemployées ont poussé

certains producteurs et le gouvernement de la province d'Alberta à rechercher le seul marché national important non encore desservi par le pétrole brut canadien, soit les raffineries de Montréal.

Il ressort du chapitre 5 du présent rapport que la construction de pipe-lines pour amener le pétrole brut de l'Ouest canadien aux raffineries de Montréal est une question fort controversable qui suscite des opinions diamétralement opposées. La Commission trouve tout naturel que les raffineries de Montréal n'appuient pas un projet qui, à leur sens, n'est pas rentable à l'heure actuelle. En outre, il en résulterait que leurs sociétés affiliées ou leurs sociétés-mères, du moins dans une grande mesure, perdraient les débouchés assurés et constants pour le pétrole brut venant de l'étranger que constituent ces raffineries, qui verraient donc diminuer sensiblement les ventes qui leur sont faites par leurs sociétés-mères ou les sociétés leur étant affiliées. Il s'agit surtout de ventes de pétrole brut produit par ces sociétés concessionnaires au Moyen-Orient ou au Venezuela. Il s'agit de pétrole «possédé» et non de pétrole «au prorata» et vu que ces réserves sont abondantes et qu'il n'est pas nécessaire de les remplacer comme c'est le cas au Canada, il s'ensuit que le produit des ventes, contrairement à ce qui existe au Canada, peut servir plus facilement à d'autres fins qu'à effectuer de nouveaux placements dans le domaine de la recherche ou de la mise en valeur du pétrole.

Aussi longtemps que les raffineries de Montréal auront la liberté d'importer du pétrole brut de l'étranger, la construction de pipe-lines pour amener du pétrole brut canadien dans cette région ne pourra pas être financée et sera inutile, à moins que ces raffineries ne signent des ententes les obligeant à s'approvisionner de pétrole brut canadien transporté par le pipe-line. Certaines de ces raffineries ont indiqué à la Commission qu'elles n'étaient pas disposées, dans les circonstances régnant au moment des audiences de la Commission, à conclure des ententes de ce genre. Il est évident que si elles prenaient cette initiative, il se pourrait fort bien qu'un exploitant de raffinerie, non encore établi dans la région de Montréal, y aménage éventuellement des installations de raffinage et y importe du pétrole brut de l'étranger à un prix livré inférieur au prix exigé des autres exploitants dont les sources d'approvisionnement seraient restreintes en raison d'ententes visant la fourniture de leur pétrole.

On nous a clairement fait comprendre que les installations nécessaires au transport par pipe-line du pétrole brut canadien jusqu'à Montréal ne seraient probablement pas construites dans un avenir très prochain par l'entreprise privée sans que le gouvernement prenne certaines mesures dans ce domaine. Telle est la conclusion qui se dégage nettement des témoignages que nous avons entendus de la part de ceux qui approuvaient le transport

du pétrole brut canadien jusqu'à Montréal aussi bien que de ceux qui s'y opposaient. Il s'ensuit que si le pétrole brut canadien doit être transporté jusqu'à Montréal par pipe-line, dans un avenir très prochain, le gouvernement du Canada sera appelé soit à prendre des mesures en vue de l'aménagement des installations nécessaires, soit à aménager celles-ci à même les deniers publics.

De l'avis de la Commission, la question de choisir entre un pipe-line aménagé par une société privée et lui appartenant et un pipe-line aménagé par l'État et appartenant à ce dernier revêt une certaine importance, mais elle est d'ordre secondaire par rapport à la question plus importante que voici: le gouvernement du Canada servirait-il l'intérêt public en intervenant pour créer d'autres débouchés pour notre pétrole brut, que cette intervention favorise ou non la fourniture d'énergie à prix modique au consommateur et le maintien d'une industrie pétrolière forte et saine? Plus précisément, le Gouvernement doit-il chercher à modifier les forces économiques (s'il s'agit bien de force d'ordre strictement économique) qui régissent à l'heure actuelle le transport du pétrole à l'intérieur du Canada et par delà ses frontières et qui vraisemblablement ne favorisent pas l'utilisation maximum du pétrole brut canadien sur les marchés nationaux?

Comme on peut s'y attendre dans les circonstances, ceux qui favorisent l'aménagement d'installations en vue du transport du pétrole brut canadien par pipe-line jusqu'à Montréal ont tendance à insister sur les avantages qui en découleront pour les producteurs de pétrole de l'Ouest canadien et à glisser sur la possibilité de la hausse des prix faits aux consommateurs et sur les conséquences désastreuses que les restrictions sur les importations de pétrole pourraient avoir pour le commerce extérieur du Canada. Ceux qui s'opposent à cet aménagement invoquent des arguments contraires.

Dans certaines circonstances, il y aurait sûrement de grands avantages pour les producteurs de l'Ouest du Canada s'ils pouvaient obtenir, dans un avenir très prochain, un nouveau débouché assuré pour quelque 200,000 barils de pétrole par jour et prévoir une expansion de leur entreprise proportionnée à la croissance normale de la demande. Ce volume remplacerait cependant un volume identique d'importations et, comme l'aménagement d'un pipe-line jusqu'à Montréal destiné à alimenter ce marché en pétrole brut canadien dans un avenir très prochain ne serait possible que si le gouvernement prenait certaines mesures appropriées, les répercussions de cette initiative sur le commerce extérieur du Canada, sur ses balances commerciales et sur d'autres éléments du même genre deviennent d'un intérêt immédiat pour le gouvernement.

L'enquête menée par la Commission n'embrasse pas la ligne de conduite poursuivie en matière de commerce. Nous ne nous croyons pas autorisés à déterminer le tort qui pourrait être causé aux exportateurs canadiens en général si l'on réduisait de propos délibéré les importations de pétrole, ni les conséquences connexes qui pourraient en résulter dans les domaines plus vastes des relations internationales et des balances commerciales. Nous reconnaissons cependant que les lignes de conduite en matière de commerce de même que dans le domaine international sont en jeu et devraient être prises en considération par le gouvernement au moment d'adopter certaines mesures diminuant les importations de pétrole brut de l'étranger en vue de permettre l'aménagement d'un pipe-line vers les marchés nationaux pour le transport de pétrole brut canadien aux raffineries qui y sont situées. Il faudrait aussi prendre en considération, évidemment, l'échelle des prix des produits pétroliers, l'ensemble des avantages ou des inconvénients qui résulteraient pour l'industrie pétrolière d'autres diminutions possibles des prix demandés pour le pétrole à sa sortie du puits et les autres conséquences touchant le marché national.

L'idée de transporter du pétrole brut jusqu'à Montréal soulève plusieurs des arguments traditionnels qu'on invoque lorsqu'il s'agit de politique nationale. Quel prix le Canada serait-il disposé à mettre pour renforcer les lignes de commerce et de communication entre l'Est et l'Ouest? Dans quelle mesure le Canada peut-il se tracer des lignes de conduite dans le domaine économique sans bien tenir compte de celles suivies par les États-Unis, eu égard à sa population et à ses ressources ainsi qu'à sa situation géographique sur le continent nord-américain? Le Canada ne constitue pas une entité économique naturelle. La nation a toujours été aux prises avec des forces économiques centrifuges tendant à la morceler en diverses régions et il a fallu résister à ces forces dans une certaine mesure afin d'édifier une nation dans un ensemble de régions largement dispersées. La Confédération elle-même a donné lieu à l'aménagement d'un chemin de fer transcontinental afin de relier les provinces éloignées aux provinces centrales, alors que les frais de transport par les États-Unis eussent été moins élevés. La politique nationale en matière d'exportation de gaz naturel, que nous avons signalée dans notre premier rapport, reconnaît ce même principe sous-jacent qu'illustrent plusieurs autres exemples.

L'aménagement des pipe-lines *Interprovincial* et *Trans Mountain* pour le transport du pétrole brut, qui a marqué un progrès immense dans l'évolution de l'économie canadienne, a comporté certains risques mais a été l'œuvre de l'entreprise privée sans aucune intervention de la part du gouvernement. La Commission est frappée de ce que plusieurs des arguments présentés par ceux qui s'opposent à l'aménagement d'un pipe-line jusqu'à

Montréal pourraient s'appliquer au pipe-line *Interprovincial* si ce dernier n'était pas encore aménagé. A la vérité, de tels arguments pourraient également s'appliquer, peut-être même à plus juste titre, au pipe-line *Trans Mountain* si ce dernier n'était pas encore réalisé. On peut se demander si ces pipe-lines auraient été aménagés ou prolongés, comme ce fut le cas, sans que le gouvernement prenne certaines mesures, si les incertitudes qui existent à l'heure actuelle dans l'industrie mondiale du pétrole et les conditions qui régissent à l'heure actuelle et qui peuvent continuer, pendant un certain temps, de régir la production, la vente, l'établissement des prix et la vente internationale du pétrole avaient existé lorsqu'on décida d'aménager et de prolonger ces deux pipe-lines.

Jusqu'à la découverte du champ pétrolifère de Leduc en 1947, le Canada comptait presque uniquement sur le pétrole importé. C'était là une grave faiblesse de notre structure économique. A la vérité, la découverte du champ pétrolifère de Leduc et les découvertes subséquentes de pétrole brut ont grandement contribué à réduire les dépenses engagées pour les importations de pétrole et ont favorisé le placement de capitaux étrangers considérables. Il y a maintenant au Canada du gaz naturel et du pétrole en abondance. Vu qu'à l'heure actuelle le gaz ne peut être transporté en quantité que par des pipe-lines, qu'on n'en fait pas le commerce au niveau international comme dans le cas du pétrole brut et vu qu'il en fallait des stocks considérables pour répondre à la demande du marché national, il a fallu dès le début arrêter en l'espèce une politique nationale, c'est-à-dire limiter les exportations de gaz aux stocks excédentaires après avoir pourvu à la demande qui se manifesterait au Canada dans un avenir prévisible. A notre avis, le temps est maintenant venu pour le Canada d'étudier à nouveau et de mettre au point sa politique nationale du pétrole.

Il semble évident que si on prenait la décision de permettre l'aménagement de pipe-lines en vue du transport de pétrole brut canadien jusqu'à Montréal, ces derniers ne pourraient, dans les circonstances actuelles, être aménagés par l'entreprise privée, qu'avec l'approbation et la collaboration des raffineries de Montréal. La même situation existait à Vancouver lors de l'aménagement du pipe-line *Trans Mountain*. Le financement en fut rendu possible par la signature d'ententes «de découvert». On pourrait vraisemblablement employer cette méthode dans le cas des raffineries de Montréal. Cependant, il en résulterait un lourd fardeau financier pour ces dernières qui courraient le risque de voir s'établir éventuellement à Montréal des raffineries qui appartiendraient à des sociétés ne possédant aucun intérêt financier dans les pipe-lines et préférant utiliser du pétrole brut importé par bateau de l'étranger plutôt que du pétrole brut canadien.

La nécessité de mesures gouvernementales destinées à faciliter l'aménagement de pipe-lines jusqu'à Montréal a amené les intéressés à étudier devant nous les diverses mesures possibles, y compris l'imposition de droits de douane. A notre avis, un droit de douane, forme que revêt ordinairement la protection contre les importations, n'assurerait pas hors de tout doute l'aménagement des pipe-lines. Il se pourrait bien que les vendeurs de pétrole brut de sources étrangères fussent disposés à apporter, soit directement soit indirectement, des réductions importantes aux prix établis afin de conserver la clientèle des raffineries de Montréal. Il est impossible de déterminer à quel montant devrait s'élever le droit pour que cette mesure soit efficace. En outre, l'imposition d'un droit de douane applicable dans tout le pays pourrait avoir comme résultat d'élever, sans raison valable à notre avis, le coût interne d'une source primordiale d'énergie pour les consommateurs canadiens. Pour ces raisons et pour d'autres, à notre avis, un droit de douane ne devrait pas être imposé en vue de favoriser l'aménagement de pipe-lines pour le transport du pétrole brut canadien jusqu'à Montréal.

Ceux qui ont témoigné devant nous à ce sujet ont convenu en général que les mesures de financement relatives à l'aménagement de pareilles installations nécessiteraient l'imposition de certaines restrictions quantitatives sur les importations. Les répercussions de mesures de ce genre prises par le gouvernement, le manque de débouchés d'exportation pour contrebalancer des importations considérables de pétrole brut étranger sur le littoral de l'Est du Canada et le niveau inférieur de la production de l'industrie ont rendu nécessaire, à notre avis, une étude de ce que pourrait être la politique nationale du Canada relativement à son industrie pétrolière.

Le pétrole revêt une importance primordiale pour l'industrie moderne et constitue la plus importante source d'énergie au Canada. Il représente environ 54 p. 100 de l'énergie actuellement disponible au pays. Le Canada a besoin de pétrole en tout temps et l'intérêt national exige certainement qu'il soit au moins en mesure de pouvoir rapidement se soustraire autant que possible au besoin d'importations dont le flot risque d'être interrompu. Voilà une des raisons pour lesquelles la découverte du champ pétrolier de Leduc et les découvertes ultérieures de gisements de pétrole brut au Canada ont revêtu une telle importance nationale.

On a prétendu à diverses reprises qu'un pays conserve ses ressources en pétrole brut en important du pétrole brut de l'étranger pour l'utiliser de préférence au sien. Cependant, il importe d'étudier les répercussions de ces importations de pétrole étranger sur la recherche et la mise en valeur des ressources du Canada. Ce sont d'abord les recettes réelles et les perspectives de recettes provenant de la production qui permettent de consacrer des fonds à l'exploration et à la mise en valeur. Si on n'affecte

aucune somme à l'exploration et à la mise en valeur, il se peut que les réserves de pétrole ne soient ni découvertes ni rendues exploitables et que, par suite, elles ne soient pas facilement disponibles pour utilisation éventuelle. La découverte et la mise en valeur de champs pétroliers constituent des opérations qui se prolongent pendant plusieurs années et bien que le pétrole puisse se trouver dans le sol, aucun pays ne peut s'en servir avant qu'il ne soit découvert et extrait. Si les importations de pétrole brut de sources étrangères se font au point de priver la production du pays de débouchés, il s'ensuivra une diminution des recettes de l'industrie et par là même un amoindrissement des stimulants absolument nécessaires à la poursuite des travaux d'exploration et de mise en valeur.

Il est évident qu'une industrie canadienne du pétrole saine, forte et solide est essentielle non seulement du point de vue de l'importance qu'elle revêt dans l'économie canadienne, mais aussi parce que le pays devrait avoir d'abondantes réserves à sa disposition pour lui permettre de répondre à ses propres besoins et même de venir à la rescousse d'autres pays qui en cas d'urgence pourraient faire appel aux sources d'approvisionnement du continent nord-américain. Le niveau actuel de la production au Canada est bas par rapport à la capacité de production et il est éminemment souhaitable de l'augmenter sensiblement. Nous avons déjà signalé, au chapitre 4, les craintes entretenues par la *Canadian Petroleum Association* à l'égard de la situation que doit envisager l'industrie, et qu'elle a exprimées dans sa déclaration de principes publiée en avril 1959.

En 1958, le Canada a importé 45 p. 100 environ du pétrole brut dont il avait besoin, bien qu'il eût pu en produire suffisamment pour répondre à plus que la totalité de ses besoins. En conséquence de cette façon d'agir et de la pénurie d'exportations, le niveau de la production de l'industrie pétrolière au Canada n'a atteint que 47 p. 100 de la production possible. Nous ne connaissons aucun autre pays dont la production possible corresponde aux besoins, dont les réserves soient suffisantes pour alimenter une telle production et dont la production effective n'ait représenté que 47 p. 100 de sa capacité, comme ce fut le cas du Canada en 1958.

Le tableau ci-après donne les coefficients de la production, de la demande et des réserves en pétrole pour les États-Unis et le Canada au cours des années 1956-1958.

Tout en nous rendant compte que les comparaisons entre le niveau de production des États-Unis et celui du Canada appellent certaines réserves, nous estimons que le tableau suivant indique la situation où les deux pays se trouvent à certains égards l'un par rapport à l'autre. On constate en effet, d'après ce tableau, qu'en 1958 le rapport entre la production réelle et la production potentielle était de 72 p. 100 aux États-Unis et de 47 p. 100

RAPPORT ENTRE LA PRODUCTION, LA DEMANDE ET LES RÉSERVES
DANS L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE DES ÉTATS-UNIS ET DU CANADA

	États-Unis			Canada		
	1956	1957	1958	1956	1957	1958
Production potentielle ('000 barils/jour)	9,500	9,700	10,373 (1)	772	905	989
Production annuelle ('000 barils/jour)	7,951	7,978	7,506	478	507	463
Demande domestique réelle ('000 barils/jour)	8,777	8,818	9,065	718	742	765
Position de l'industrie						
Production/Capacité de production	84%	82%	72%	62%	56%	47%
Demande/Capacité de production	92%	91%	87%	93%	82%	77%
Production/Demande domestique réelle	91%	90%	83%	67%	68%	61%
Reliquat des réserves ('000,000 barils)	36,300	36,000	36,700	3,129	3,269	3,650
Indice de durée (années d'approvisionnement)						
Fondé sur la production	12.5	12.4	13.4	17.9	17.7	21.6
Fondé sur la demande	11.3	11.2	11.1	11.9	12.1	13.1

(1) *World Petroleum*, 15 février 1959.

SOURCES: U.S. Bureau of Mines, Bureau fédéral de la statistique, *Canadian Petroleum Association*.

au Canada, alors que la demande de pétrole brut représentait 87 p. 100 de la production potentielle aux États-Unis et 77 p. 100 au Canada. Lorsqu'on étudie le rapport entre la production et la demande, les chiffres de 1958 montrent un écart encore plus significatif entre les États-Unis et le Canada. Aux États-Unis, l'industrie a suffi à 83 p. 100 de la demande intérieure, tandis qu'au Canada la production n'a pu satisfaire que 61 p. 100 de la demande.

Même si nous n'avons pas inclus dans le tableau la statistique et les pourcentages applicables à l'Alberta et à la Saskatchewan, il est significatif qu'en 1958 le rapport entre la production réelle et la production potentielle ait été de 39 p. 100 en Alberta et de 79 p. 100 en Saskatchewan.

La découverte de gisements pétrolifères importants au Canada ne remonte qu'à 10 ou 12 ans. Les travaux de recherche et de mise en valeur ont été passablement poussés et ont donné d'excellents résultats. Les possibilités de production sont devenues considérables, mais la demande de cette production ne s'est pas accrue dans la même mesure. On peut néanmoins s'attendre que le rapport entre la production réelle et la production

potentielle soit moins prononcé et que l'indice de la durée des réserves soit plus considérable qu'aux États-Unis, où l'industrie du pétrole évolue et se développe depuis plusieurs décennies.

Les États-Unis ont annoncé qu'ils établissaient un programme destiné à maintenir forte et prospère leur industrie du pétrole et qu'ils continuaient d'encourager l'intensification de la recherche et de la mise en valeur, afin de se suffire le plus possible dans l'intérêt de la sécurité nationale.

Le Canada, tout autant que les États-Unis, doit veiller à ce que son industrie du pétrole demeure prospère et, comme cette dernière en est encore à ses débuts du point de vue de la production et qu'elle a atteint le stade où des débouchés suffisants lui sont nécessaires, il est tout aussi urgent que nous prenions des mesures appropriées, quoique les nôtres ne doivent pas nécessairement être identiques à celles des États-Unis.

Il existe sans aucun doute de vastes quantités de pétrole au Canada, mais l'exploitation n'en est rentable qu'en fonction des marchés de l'Amérique du Nord. L'industrie canadienne du pétrole a la compétence voulue, elle peut obtenir les capitaux dont elle a besoin, elle a la volonté et l'énergie qu'exigent la recherche, l'exploitation et la production de quantités plus importantes de pétrole brut. Si on ne l'encourage pas suffisamment à cela, l'industrie, malgré le vaste potentiel que représentent les réserves inconnues ou inexploitées, ne connaîtra qu'une production et un chiffre d'affaires relativement peu importants, avec toutes les conséquences qui en découlent pour elle-même, pour les industries connexes et pour l'économie du Canada dans son ensemble. Par contre, une industrie pétrolière florissante, pourvue de fortes réserves, capable de continuer d'attirer les capitaux et assurée d'avoir des marchés de plus en plus importants, aidera l'économie du pays à se développer davantage et nous assurera une source d'énergie aussi importante que celle du pétrole brut; elle permettra d'établir un meilleur équilibre entre les diverses régions du pays, fournira un apport considérable au commerce du Canada et continuera de procurer de grands avantages à notre économie.

Le problème est de savoir quelle est la meilleure manière d'augmenter la production jusqu'à un niveau qui permette à l'industrie canadienne du pétrole de se maintenir forte et prospère sans porter atteinte au prix que le consommateur canadien paie l'énergie. Lorsqu'on étudie ce problème, il importe de chercher une formule susceptible d'amener les raffineries du pays qui à l'heure actuelle se servent soit exclusivement, soit en partie, de pétrole brut indigène, à en employer davantage et aussi d'examiner les perspectives actuelles d'exportation du pétrole brut canadien.

Les raffineries de Vancouver se servent uniquement de pétrole brut canadien qu'elles reçoivent par le réseau de pipe-line de la société *Trans*

Mountain. Toutefois, il est toujours à craindre que du pétrole brut d'origine étrangère n'arrive dans la région de Vancouver par voie d'eau ou, même, que certains consommateurs ou commerçants de la région ne fassent venir de plus fortes quantités de produits obtenus par le raffinage de pétrole brut étranger et qu'en conséquence les raffineries ne traitent plus autant de pétrole brut canadien. Les raffineurs de Vancouver, ayant investi des capitaux dans le réseau de pipe-lines de la *Trans Mountain* et étant, en outre, propriétaires de champs pétrolifères, ont certes tout intérêt à se servir de pétrole brut canadien, mais il se pourrait que de nouveaux raffineurs, indifférents à de tels motifs, s'installent dans la région avec l'intention d'importer du pétrole brut de l'étranger.

Les raffineries de l'Ontario utilisent surtout du pétrole brut canadien, mais en 1958 quelque 59,000 barils par jour de produits obtenus à Montréal par le raffinage de pétrole brut étranger, pénétraient dans cette province. Certains raffineurs qui ont la haute main sur le pipe-line de la *Trans Northern*, par lequel sont acheminés ces produits raffinés à Montréal, ont signalé qu'ils se proposaient de remplacer d'ici 1962 la plupart de ces produits par ceux des raffineries ontarienne. A l'heure actuelle, les pétroles bruts canadiens soutiennent parfaitement la concurrence dans les raffineries de l'Ontario; on pourrait sans doute accélérer l'exécution de ce programme, de façon à permettre à ces raffineries d'utiliser sous peu environ 50,000 barils de pétrole brut canadien de plus par jour. Nous croyons savoir que le réseau de pipe-lines *Interprovincial* peut se charger d'acheminer cette quantité supplémentaire de pétrole brut canadien vers les raffineries d'Ontario et que ces dernières sont en mesure de traiter ce pétrole brut, même si les sociétés intéressées devaient faire des échanges entre elles et prendre des dispositions commerciales de même nature.

Toutefois, d'autres baisses du prix des pétroles bruts d'outre-mer pourraient entraver l'exécution de ce programme. En outre, il ne faut pas oublier que, par suite de l'aménagement de la Voie maritime du Saint-Laurent, du pétrole brut ou des produits obtenus par le raffinage du pétrole brut d'origine étrangère peuvent être livrés en Ontario par navire-citerne et qu'ainsi les raffineries de cette province traiteraient moins de pétrole brut canadien.

L'unique raffinerie des provinces Maritimes est celle d'Halifax, mais une autre est en voie de construction à Saint-Jean (Nouveau-Brunswick). Nous ne disons pas que ces raffineries pourraient utiliser du pétrole brut canadien qu'elles recevraient par pipe-line et, dans les circonstances actuelles, nous n'estimons pas qu'il y ait lieu de prendre des mesures pour amener les raffineries des Maritimes à remplacer le pétrole d'origine étrangère par du pétrole brut indigène.

Selon les prévisions de l'*Alberta Oil and Gas Conservation Board* (tableau XXVI), la capacité de production de pétrole brut du Canada atteindra 1,072,000 barils par jour en 1959. D'après les estimations que l'*Imperial Oil Limited* a soumises à la Commission, au début de juillet 1959, les marchés intérieurs qui s'approvisionnent aujourd'hui en pétrole brut canadien auront besoin, cette même année, de 422,000 barils de pétrole brut et de produits de condensation, par jour. L'*Alberta Board* estime que la capacité de production atteindra 1,157,000 barils par jour en 1960 et 1,250,000 en 1961. L'*Imperial Oil Limited* estime qu'en 1960 les marchés domestiques qui s'approvisionnent à présent en pétrole brut canadien, auront besoin par jour de 440,000 barils de pétrole brut et de produits de condensation d'origine canadienne. Si les produits fabriqués à Montréal en utilisant 50,000 barils de pétrole brut étranger par jour étaient remplacés sur le marché d'Ontario par une quantité équivalente de produits traités dans les raffineries ontariennes et provenant de pétrole brut canadien, la demande de ce dernier dans les divers centres de raffinage du pays, autres que ceux de Montréal et des provinces Maritimes, serait de l'ordre de 490,000 barils par jour en 1960. S'il y avait un pipe-line et si les raffineries de la région montréalaise se servaient également de pétrole brut canadien, la production de ce dernier pourrait atteindre alors près de 700,000 barils par jour, même sans exportations.

Comme nous l'avons déjà signalé, le seul marché d'exportation accessible au pétrole brut canadien à l'heure actuelle est celui des États-Unis. Ce pays a levé les restrictions obligatoires à l'importation du pétrole brut, du pétrole partiellement rectifié et des produits finis arrivant de leur pays d'origine par pipe-line, par camion ou par chemin de fer, ce qui dénote chez nos voisins un changement d'attitude considérable à l'égard du pétrole brut et des produits du pétrole d'origine canadienne. Bien qu'on n'ait sans doute pas encore examiné à fond les multiples possibilités, problèmes et conséquences qu'un tel geste fait présager, cette exemption pourrait être un premier pas vers l'établissement d'un programme continental en matière de pétrole brut, en vertu duquel les centres de raffinage de l'Amérique du Nord pourraient utiliser librement le pétrole brut provenant du Canada et des États-Unis; si les quantités fournies par les sources situées en Amérique du Nord étaient insuffisantes, on pourrait combler cette lacune en important la quantité requise de l'étranger.

Nous mentionnons la possibilité d'un programme continental non pas parce que nous pensons qu'il peut nécessairement se réaliser très prochainement, mais parce que nous croyons qu'il faut veiller à ce que le Canada, par ses actes et ses engagements, n'aille pas compromettre l'adoption éventuelle d'un tel programme. Cela présuppose, évidemment, que le maintien

d'une puissante industrie canadienne du pétrole ne sera pas compromis par des retards exagérés dans l'élaboration d'un tel programme continental et que les problèmes qui préoccupent en ce moment l'industrie pourront trouver une solution satisfaisante.

La levée des restrictions à l'importation du pétrole brut canadien ayant pris effet le 1^{er} juin 1959, nous estimons impossible, vu le peu de temps qui s'est écoulé, de nous former définitivement une opinion quant à l'effet que l'importation de pétrole brut canadien pourrait avoir sur les contingents individuels des diverses raffineries américaines, ou sur l'ensemble des contingents d'autres pétroles bruts étrangers dans les divers districts administratifs établis aux États-Unis aux fins de la régie. Une interprétation des règlements porte à conclure que cette mesure aura des conséquences adverses pour les contingents des raffineries américaines et qu'en conséquence elles ne tiendront pas autant à importer du pétrole brut canadien.

Il n'y a aucun doute que l'abolition des restrictions à l'importation n'ait amélioré les perspectives d'exportation de notre pétrole brut vers les États-Unis. Cependant, cette exemption ne garantit nullement une augmentation du nombre des ventes de pétrole brut canadien sur les marchés américains. Le raffineur américain peut encore choisir son fournisseur. Pour que les exportations de pétrole brut canadien augmentent sensiblement et que l'augmentation se maintienne, il faudra que l'industrie canadienne du pétrole et les sociétés qui exploitent aux États-Unis des raffineries accessibles au pétrole brut canadien procèdent de façon que ces raffineries américaines remplacent les autres pétroles étrangers par du pétrole brut canadien et qu'elles continuent de s'en servir à l'avenir.

Étant libéré des restrictions à l'importation, le pétrole brut du Canada peut désormais mieux soutenir la concurrence sur les marchés des États-Unis. Néanmoins, outre le prix, il y a bien des facteurs qui influencent ses perspectives de vente. Il semble incontestable que, même compte tenu des droits de douane américains, le pétrole brut du Canada, pour ce qui est du prix, fait plus que soutenir la concurrence avec celui de la Californie dans la région de Pudget Sound et en Californie même. Certaines raffineries des États-Unis peuvent toutefois se servir de pétrole brut domestique dont elles sont propriétaires ou qui appartient à leurs filiales, et dont la production leur rapporte un bénéfice en plus de celui qu'elles réalisent sur le raffinage. Il faut également tenir compte des capitaux que les sociétés ont placés dans les pipe-lines et autres installations. Bref, il y a d'autres facteurs que le prix auquel le pétrole brut canadien doit faire face pour être préféré au pétrole domestique sur les marchés des États-Unis.

Sous le régime en vigueur aux États-Unis, le contingent ou permis d'importation constitue un droit précieux, de sorte qu'il est peu probable

que le pétrole brut du Canada puisse remplacer celui que les raffineries américaines peuvent importer en vertu des contingents qu'elles peuvent obtenir de temps à autre. Les raffineurs américains ont sans doute tout intérêt à maintenir des débouchés aux États-Unis pour leur pétrole d'outre-mer, aussi il ne faut guère s'attendre qu'ils préfèrent utiliser du pétrole brut canadien dans leurs usines avant d'avoir épuisé tous les moyens, par importation directe ou par échange (qu'on appelle communément «troc» ou «transfert» dans le langage du métier) d'utiliser le pétrole brut provenant des concessions qu'ils détiennent à l'étranger et dans lesquelles ils ont, eux-même ou leurs filiales, investi des capitaux considérables. Il est donc à prévoir qu'au lieu d'avoir recours au pétrole canadien, ils préféreront user pleinement de leurs contingents pour importer du pétrole d'outre-mer.

Comme nous l'avons déjà fait remarquer, les prix du pétrole brut canadien à la sortie du puits ne sont plus fondés sur le prix de revient du pétrole brut de l'Illinois livré à Sarnia (Ontario). Lorsqu'on a réduit le prix du transport du pétrole brut sur le réseau de pipe-lines de l'*Interprovincial*, on a simultanément abaissé, au début de 1959, le prix du pétrole brut canadien à la sortie du puits afin que les produits obtenus par le raffinage puissent continuer de soutenir la concurrence en Ontario. Cela a eu pour effet d'abaisser les prix du pétrole brut canadien bien au-dessous de ceux auxquels il pouvait concurrencer le pétrole brut américain dans certains centres de raffinage des États-Unis. Ce changement dans la façon d'établir les prix à la sortie du puits au Canada démontre que l'industrie canadienne du pétrole est assujettie aux prix mondiaux lorsqu'il y a excédent de pétrole brut dans le monde.

Il est fort probable que l'incertitude et la surproduction subsisteront pendant quelques années encore dans l'industrie mondiale du pétrole et il se peut que les prix mondiaux du pétrole baisse davantage. Si la baisse est marquée et qu'elle entraîne une diminution des prix du pétrole brut canadien à la sortie du puits, l'industrie canadienne risque de s'en ressentir très sérieusement. Les frais d'exploration, de mise en valeur et autres frais d'usage n'étant pas les mêmes au Canada qu'au Venezuela et au Moyen-Orient, un prix à la sortie du puits qui serait satisfaisant au Venezuela ou au Moyen-Orient pourrait, s'il avait des répercussions sur le prix correspondant au Canada, porter gravement atteinte à notre industrie pétrolière.

Pour que le volume des exportations vers les marchés des États-Unis augmente de façon constante, il faut que les programmes des États-Unis et du Canada concernant le pétrole soient stables et continus. Il existe déjà des pipe-lines capables d'approvisionner la région côtière de l'Ouest des États-Unis en pétrole brut canadien; il y en a aussi pour transporter l'approvisionnement actuel de pétrole brut canadien vers la région de l'Ouest

central. La capacité des installations qui desservent la région côtière de l'Ouest est telle qu'on pourrait exporter des quantités beaucoup plus importantes vers cette région. Par contre, pour augmenter sensiblement les quantités exportées vers la région de l'Ouest central, il faudrait installer d'autres pipe-lines et agrandir les raffineries actuelles ou en construire d'autres. Il faudrait alors de nouveau investir des capitaux considérables et il se passerait beaucoup de temps avant que ces installations soient prêtes. Pour que les dépenses à cet égard soient justifiées, les importateurs de pétrole brut canadien devraient selon toute probabilité s'engager pour une période relativement longue. Si le programme des États-Unis en matière d'importation et celui du Canada en matière d'exportation ne sont pas stables, les mises de fonds considérables qu'exigeraient les installations permettant d'augmenter sensiblement les exportations de pétrole brut canadien ne pourraient se justifier et feraient probablement défaut.

La demande de pétrole brut sur les marchés du Nord des États-Unis, de la côte de l'Ouest jusqu'aux Grands lacs, est de l'ordre de 1,500,000 barils par jour, soit près du double de la demande globale actuelle de pétrole brut au Canada. Ainsi, même un accroissement normal de la demande dans cette région offre d'excellentes perspectives au pétrole brut canadien et, à notre avis, il ne faudrait rien faire en ce moment qui puisse amoindrir l'aptitude du Canada à prendre et à conserver une bonne part de l'accroissement de la demande dans ce vaste marché.

La plupart des sociétés qui ont comparu devant nous ont signalé que les marchés les plus économiques pour le pétrole brut canadien étaient ceux de la côte de l'Ouest, de l'Ouest central et de la région étatsunienne des Grands lacs, mais que le pétrole brut canadien pouvait difficilement atteindre ces marchés à cause des restrictions à l'importation qu'imposaient les États-Unis. Ces restrictions ont été supprimées depuis lors; mais, comme nous l'avons déjà dit, cette mesure ne signifie pas que de plus fortes quantités de pétrole brut canadien s'achemineront vers les marchés des États-Unis. Les sociétés pétrolières du Canada, de concert avec leurs filiales internationales, doivent prendre des mesures énergiques pour que le Canada puisse bénéficier pleinement de cette exemption que les États-Unis lui ont accordée.

L'industrie canadienne du pétrole se doit maintenant, dans l'intérêt du pays, de mettre en œuvre un énergique programme visant à favoriser l'exportation du pétrole brut canadien vers ces régions et vers d'autres, afin d'alimenter les marchés des États-Unis de façon constante et en quantité suffisante pour lui permettre d'atteindre un niveau élevé de production et de s'y maintenir. De fait, cela suppose que l'industrie elle-même prendra l'initiative afin que le niveau de la production de pétrole brut canadien augmente sensiblement grâce aux exportations et que, dans l'intérêt du pays, les

sociétés pétrolières auront l'occasion de profiter pleinement de la mesure que les États-Unis ont prise dernièrement en soustrayant le pétrole brut et les produits du pétrole canadien aux restrictions à l'importation.

Après avoir examiné les marchés domestiques et étrangers, réels et probables, qui existent pour le pétrole brut canadien, nous sommes arrivés à la conclusion que si un programme efficace de portée nationale assurait l'utilisation du pétrole brut canadien sur les marchés domestiques, devenus accessibles grâce aux pipe-lines, et encourageait ces marchés à employer des produits obtenus par le raffinage du pétrole brut canadien, et si le Canada réussissait sous peu à augmenter sensiblement ses exportations de pétrole brut vers les États-Unis, il serait possible de maintenir la production de pétrole brut canadien à un niveau suffisant pour soutenir une puissante industrie et susciter d'autres travaux de recherche et de mise en valeur.

Il faudrait, selon nous, que la production atteigne 700,000 barils par jour à la fin de 1960. Une fois ce but atteint, l'accroissement normal de la demande sur les marchés domestiques qui s'approvisionnent, en ce moment, en pétrole brut canadien ainsi que l'augmentation des exportations que l'industrie devrait pouvoir assurer si elle fournit un sérieux effort, permettraient de dépasser ce niveau de production. Si la recherche de nouvelles réserves se révélait très fructueuse, l'industrie devrait s'attendre à voir se rétrécir l'écart entre la production et la productivité. L'essentiel, à notre avis, c'est que la production atteigne un niveau qui permette de maintenir l'industrie en pleine activité et que l'industrie elle-même se mette en quête et s'assure de marchés d'exportation qui, avec l'accroissement normal des marchés domestiques accessibles au moyen de pipe-lines, suffiront à cette fin.

Il devrait être possible d'atteindre ce niveau de production de 700,000 barils par jour à la fin de 1960 et de le dépasser ensuite, si on fait en sorte que les centres de raffinage canadiens accessibles par pipe-line se servent de pétrole brut indigène et si l'industrie pétrolière prend des mesures énergiques et sagement conçues pour obtenir une part plus importante des marchés américains actuels et futurs. A notre avis, il faut fournir à l'industrie l'occasion d'exploiter ces marchés et de les assurer au pétrole brut canadien.

Nous sommes d'opinion que si les efforts fournis par l'industrie démontrent le bien-fondé de ces hypothèses fondamentales relatives à la demande domestique et étrangère, il n'est ni nécessaire ni souhaitable de prendre des mesures pour que le centre de raffinage de Montréal devienne un débouché pour le pétrole brut canadien. En outre, nous estimons que la décision d'imposer des restrictions en vue d'obtenir le marché montréalais, si elle était prise avant qu'on ait tiré pleinement parti des possibilités qu'offrent les marchés des États-Unis, amoindrirait sérieusement l'aptitude du Canada à se procurer ces marchés, pourrait être préjudiciable à notre position vis-à-vis

des restrictions à l'importation imposées par les États-Unis et pourrait compromettre l'établissement d'un programme continental en matière de pétrole.

Étant donné les relations internationales qu'entretiennent les raffineurs de Montréal et des provinces Maritimes et vu les importants gisements de pétrole brut de l'Ouest du Canada sur lesquels ces raffineurs détiennent, pour la plupart, des droits de propriété considérables, il faudrait, à notre avis, que ces derniers s'efforcent constamment de contrebalancer leurs importations de pétrole brut par des exportations aux États-Unis. Ils devraient être disposés à négocier privément des accords commerciaux avec leurs fournisseurs, avec leurs filiales ou d'autres sociétés qui ont de gros intérêts dans la production du pétrole canadien et qui pourraient utiliser ce pétrole dans les raffineries des États-Unis. Certains raffineurs de Montréal ont déjà pris de telles dispositions; mais nous estimons qu'eux et d'autres raffineurs n'ont pas encore atteint le niveau d'exportation qui serait réalisable si l'industrie intensifiait ses efforts dans ce sens. Les raffineurs de Montréal qui possèdent des sources de pétrole brut canadien et qui ont déjà pris des mesures de cette sorte pour en écoulé certaines quantités devraient réussir à augmenter le volume de ces exportations. Ceux qui n'en ont rien fait encore devraient recourir à de telles mesures, les quantités étant établies d'après le volume de leurs importations; l'importance de leurs ressources en pétrole brut canadien et leurs affiliations et relations avec les sociétés de pétrole et de raffinage des États-Unis.

Les prix du pétrole canadien ne devraient pas présenter d'obstacles à ces ententes; ils devraient, au contraire, être intéressants, surtout si, par l'entremise d'une filiale ou d'une société associée, l'importateur américain obtenait, au Canada, un débouché correspondant pour le pétrole brut étranger. Nous croyons donc qu'aucune raison véritable n'empêche les importateurs canadiens, leurs fournisseurs étrangers ou les raffineurs des États-Unis qui pourraient utiliser le pétrole brut canadien de recourir à de telles dispositions commerciales.

Nous reconnaissons que, pour assurer l'emploi maximum du pétrole brut canadien dans les raffineries du Canada qui s'approvisionnent déjà à cette source, il faudra peut-être établir un régime de permis pour les importations de pétrole brut. Autant que nous sachions présentement, le pétrole brut importé n'entrave pas l'utilisation du pétrole brut canadien dans les raffineries du Canada qui peuvent être alimentées en quantités suffisantes par les pipe-lines existants. Cependant, nous avons signalé qu'une telle éventualité n'est pas exclue. Il faudrait, le cas échéant, pour assurer l'utilisation maximum du pétrole brut canadien dans ces raffineries, recourir à des permis d'importation de pétrole brut et refuser ces permis (sauf pour des

raisons valables et suffisantes) à tout raffineur établi dans une région qui est actuellement ou sera plus tard desservie par un pipe-line affecté au transport du pétrole canadien et pouvant satisfaire aux besoins de la région. Ce régime de permis pourrait s'appliquer à tout le pays ou seulement à une ou plusieurs régions de raffinage, selon que les circonstances l'exigeraient.

Un tel régime de permis, s'il était appliqué à tout le pays, viserait les importations de pétrole brut de toutes les régions de raffinage du Canada; mais il n'imposerait des restrictions à l'importation que dans les régions pourvues d'installations de pipe-line pour le transport du pétrole brut canadien. Par exemple, les restrictions s'appliqueraient aux importations de pétrole brut dans les régions de raffinage de Toronto et de Vancouver qui sont pourvues de telles installations. Les importations de pétrole brut dans la région de raffinage de Montréal ne feraient l'objet de restrictions qu'à partir du jour où un pipe-line y transporterait du pétrole brut canadien. Il ne semble pas, à l'heure actuelle, que ces restrictions s'appliqueront jamais aux importations dans les provinces Maritimes.

Les importations canadiennes de pétrole brut proviennent de la région des Antilles et du Moyen-Orient. Nous n'importons presque pas de pétrole brut extrait aux États-Unis. De fait, en 1958, nous importons du pétrole brut des États-Unis au rythme de seulement 3,800 barils par jour, ce qui ne représentait que 1.3 p. 100 des importations totales, 98.7 p. 100 venant des autres régions productrices. Dans les conditions actuelles, nous ne voyons pas la nécessité de restreindre les importations de pétrole brut extrait aux États-Unis; si jamais un régime de permis était adopté, nous recommanderions que, eu égard aux engagements internationaux du Canada, il ne s'applique pas à ces importations, si possible. Nous supposons que les restrictions actuelles des États-Unis à l'importation ne permettraient pas de faire dans l'industrie des échanges selon lesquels les États-Unis importeraient du pétrole pour remplacer le pétrole brut extrait de leurs puits et exporté au Canada. D'ailleurs, le gouvernement canadien exercerait un certain droit de regard, étant donné que l'aménagement du Canada de pipe-lines destinés à transporter le pétrole brut depuis la frontière relève de sa compétence.

Comme nous l'avons déjà signalé, les États-Unis imposent un droit de douane de 10.5c. sur chaque baril de pétrole brut importé. Nous ne dirons pas si, à notre avis, dans l'intérêt d'une politique continentale des pétroles, on pourrait abolir ce droit sur le pétrole brut canadien, si les États-Unis pourraient appliquer la suppression des restrictions aux importations au pétrole brut canadien et à ses dérivés qui sont expédiés par les bateaux-citernes côtiers, ni si le Canada devrait imposer un droit de douane semblable sur ses importations de pétrole brut. Cependant, voilà des questions dont il faudrait tenir compte dans l'établissement d'une politique continentale du pétrole.

Nous n'avons pas cherché à présenter en détail ce que serait un régime de permis, parce que nous savons que certains types de pétrole brut pourraient faire l'objet d'exceptions et que des problèmes d'ordre technique pourraient se poser. Ainsi, à l'heure actuelle, le Canada doit importer certains dérivés du pétrole pour équilibrer la production des raffineries et faire face aux variations saisonnières de la demande, et il y a lieu de croire qu'il en sera ainsi pendant quelques années encore. Selon nous, l'industrie du pétrole peut fournir elle-même tous les renseignements nécessaires et aider à résoudre toute difficulté administrative que pourrait entraîner l'application d'une telle méthode de permis. En tant qu'organisme permanent de l'État, l'Office national de l'énergie offre à l'industrie un moyen d'étudier ses problèmes au palier gouvernemental. Ce qui est encore plus important peut-être, c'est que l'Office, en tant qu'organisme de l'État, peut et doit demeurer en contact étroit avec tous les secteurs de l'industrie pétrolière et se tenir au courant de ses problèmes, vu qu'ils intéressent la prospérité de l'économie du pays et de l'industrie elle-même. Nous croyons donc que les problèmes que susciterait l'application d'un tel régime de permis peuvent et doivent se régler au moyen de pourparlers entre l'Office de l'énergie et l'industrie en cause.

Ce régime de permis ouvrirait la voie à l'aménagement d'un pipe-line destiné à transporter le pétrole brut canadien à Montréal, s'il devenait jamais nécessaire et souhaitable d'y procéder. Lorsqu'il sera prévu en vertu d'un programme national que le pétrole brut canadien doit alimenter les raffineries de Montréal, ceux qui s'intéressent à l'aménagement d'un pipe-line pourront former une société et demander à l'Office national de l'énergie la permission de l'aménager, car ils sauront qu'une fois le pipe-line aménagé, les raffineurs de la région de Montréal n'obtiendront un permis d'importation pour le pétrole brut étranger que dans la mesure où le pipe-line sera incapable de leur livrer leur proportion de pétrole brut canadien. L'Office de l'énergie devra alors s'occuper des demandes de cette sorte en tenant compte des circonstances pertinentes.

Nous désirons signaler que, faute d'un régime de permis comme celui dont nous avons parlé, les raffineries de Montréal ou l'une quelconque d'entre elles seraient en mesure de faire échec à tout programme visant l'usage du pétrole brut canadien dans la région de Montréal et aucun pipe-line ne saurait être aménagé à cette fin sans leur approbation ni leur collaboration. En d'autres termes, nous croyons que, si jamais il y a lieu de transporter le pétrole brut canadien jusqu'à Montréal pour que l'industrie pétrolière du Canada soit prospère, il faudra établir un régime de permis comportant des restrictions à l'importation du pétrole d'outre-mer.

Un régime d'accords sur la livraison du pétrole reposant sur des permis d'importation et l'assurance d'approvisionnements constants, devrait

suffire à attirer les capitaux nécessaires. En théorie, on risquerait peut-être qu'un gouvernement ou une législature à venir modifie le régime de permis de façon à permettre l'établissement de raffineries qui ne seraient pas tenues d'utiliser une partie du pétrole brut canadien transporté par le pipe-line; mais agir ainsi serait tellement discriminatoire qu'il est fort improbable que la chose se produise. Nous avons parlé d'approvisionnements assurés, parce que, selon nous, ceux-ci permettraient de financer les installations de la façon la plus économique. Pour cela, il faudra que les gouvernements des provinces productrices de l'Ouest canadien prennent les mesures appropriées ou énoncent une ligne de conduite par laquelle ils garantissent aux raffineurs de Montréal un volume suffisant de pétrole brut canadien à des prix justes et raisonnables.

La Commission n'a pas jugé nécessaire d'en venir à une décision finale quant au tracé que devrait suivre un pipe-line dirigé vers Montréal, s'il faut en aménager un. Le choix du tracé dépendra de plusieurs facteurs. Si les éléments économiques en jeu, par exemple, le débit du pipe-line et la demande de pétrole canadien, motivaient l'aménagement d'un nouveau pipe-line à partir de l'Ouest canadien, un tracé entièrement canadien comporterait certains avantages. On serait assuré qu'un tel pipe-line relèverait toujours des autorités canadiennes, notamment pour ce qui est de la réglementation des taux et tarifs. On serait également assuré qu'aucune partie du pipe-line ou du pétrole qu'il transporterait ne serait soumise à une autorité fiscale autre que le Canada. En outre, si l'on songe à l'avenir, le choix d'un tracé entièrement canadien pourrait amener l'aménagement de raffineries et d'autres installations à des endroits où il n'y en a pas à l'heure actuelle et contribuer ainsi au progrès des régions que traverserait le pipe-line. D'un autre côté, insister en principe sur un parcours exclusivement canadien, si le financement de la canalisation était laissé à l'entreprise privée, risquerait de mettre le gouvernement du Canada dans une situation semblable à celle où il s'est trouvé quand, pour le transport du gaz naturel de l'Ouest à l'Est, il décida que le pipe-line à gaz devrait être aménagé en territoire exclusivement canadien. Le choix du tracé dépend aussi de la question de savoir si le pipe-line pourra ou non alimenter, en tout ou partie, certains marchés d'exportation des États-Unis. Si l'État aménageait un pipe-line à pétrole, il est tout probable qu'un tracé entièrement canadien s'imposerait.

Si jamais l'on décide que les raffineries de Montréal doivent être alimentées, en totalité ou en partie, au moyen de pétrole brut canadien, il faudra étudier soigneusement l'économie qu'on réaliserait sur le prix unitaire de transport en utilisant un pipe-line à grand diamètre de type récent. Avant de prendre une décision il faudra tenir compte de la diminution possible de la demande de pétrole brut de la part des raffineurs de Montréal, pendant

les premières années, lorsque, comme le proposent actuellement certains raffineurs ontariens, les marchés d'Ontario utiliseront au maximum des produits dérivés du pétrole brut canadien et raffinés dans cette province. De toute façon, les raffineurs de Montréal seront obligés de continuer à importer certaines désignations de pétrole brut ou d'autres dérivés du pétrole. En conséquence, il faudrait étudier soigneusement, non seulement le tracé d'un tel pipe-line, mais aussi les marchés que ce pipe-line permettrait de desservir en plus des raffineries de Montréal. En outre, il ne faudrait pas négliger les répercussions qu'aurait toute mesure en vue d'assurer l'aménagement d'une telle canalisation sur les importantes mises de fonds que représente le réseau actuel de pipe-lines de l'*Interprovincial*. Il importe de veiller à ce que ces placements ne soient pas compromis.

Nous ne croyons pas qu'il soit nécessaire d'établir prochainement, comme cela pouvait arriver, avons-nous dit, dans le cas du pétrole brut d'outre-mer, un régime de permis d'importation des produits obtenus par le raffinage du pétrole brut étranger. L'importation des dérivés du pétrole a une répercussion sur le prix fait au consommateur canadien de produits obtenus par le raffinage du pétrole brut canadien et toute restriction à ces importations, sauf les droits de douane existants, pourrait ébranler le régime des prix des produits du pétrole au Canada. Cependant, il est bien possible qu'avec le temps un régime de permis s'impose pour les produits du pétrole, afin d'assurer la mise en vigueur intégrale d'un programme fondé sur les propositions que nous avons représentées comme étant d'intérêt national.

Nous estimons que, si le programme national que nous proposons est adopté, l'industrie canadienne du pétrole verra immédiatement et dans les années à venir sa production augmenter beaucoup plus que si l'on décidait dès maintenant d'approvisionner les raffineries de Montréal en pétrole brut canadien. De toute façon, on ne pourrait donner suite à cette décision avant 1962. Nous supposons et, cela va de soi, nous espérons qu'après ses premiers efforts pour s'emparer de marchés domestiques et étrangers suffisants pour hausser le niveau de sa production, l'industrie pétrolière continuera à accroître la production du pétrole brut canadien au rythme de l'accroissement de ses débouchés au pays et à l'étranger.

Le principal but de nos propositions est de fournir à l'industrie l'occasion de hausser le niveau de production du pétrole brut canadien afin que cette industrie canadienne soit solide et prospère. Nous n'avons pas traité la question de l'approvisionnement du marché de Montréal en pétrole brut canadien pour le cas où l'on ne réussirait pas à assurer un niveau suffisant et constant de la production. En ce qui concerne Montréal on pourra étudier la question à nouveau et prendre une décision à la lumière des circonstances

éventuelles. Entre-temps, l'industrie aura bénéficié, le gouvernement s'ingérant ou intervenant le moins possible, d'un niveau de production qu'elle n'aurait pu atteindre autrement.

En résumé, voici ce que recommande la Commission:

(1) Que, en vertu d'un programme national, il y a lieu:

- a) D'encourager et permettre l'exportation du pétrole brut canadien sans régime de permis, et
- b) D'assurer, compte tenu de l'intérêt du consommateur canadien de dérivés du pétrole, l'usage constant du pétrole brut canadien dans les raffineries canadiennes desservies par les pipe-lines existants, et d'augmenter ainsi les débouchés pour notre pétrole brut.

(2) Que, pour mettre à exécution ce programme national, les sociétés pétrolières intéressées prennent le plus tôt possible des dispositions pour remplacer par des produits obtenus par le raffinage du pétrole brut canadien le volume de dérivés du pétrole que les raffineries de Montréal expédient actuellement en Ontario et qui équivaut à environ 50,000 barils de pétrole brut par jour.

(3) Que, pour assurer davantage l'application de ce programme national, l'industrie canadienne du pétrole prenne des mesures énergiques et hardies, en vue principalement d'accroître ses débouchés aux États-Unis, sur une base telle que le pétrole brut canadien aura sa place assurée dans ces marchés et dans leur expansion.

(4) Que le gouvernement du Canada ne prenne pour le moment aucune mesure pour assurer l'aménagement d'un pipe-line destiné à transporter le pétrole brut canadien aux raffineries de Montréal, et que, avant de prendre une telle décision, il fournisse à l'industrie pétrolière l'occasion de démontrer qu'elle peut trouver ailleurs, au Canada et aux États-Unis, des débouchés suffisants pour maintenir une industrie canadienne du pétrole forte et prospère, et encouragée à accroître ses travaux d'exploration et de mise en valeur.

(5) Que, si une intervention de l'État devenait nécessaire pour appliquer le programme national que nous avons proposé ci-dessus, les importations de pétrole brut soient soumises à un régime de permis et que les permis soient refusés (sauf pour des raisons valables et suffisantes) aux raffineries canadiennes situées dans une région du pays où existent des services de pipe-line suffisants pour le transport du pétrole brut canadien dont ces raffineries ont besoin; mais que le pétrole brut importé par pipe-line, camion ou chemin de fer et produit dans le pays d'où ce pétrole brut est importé ne soit pas soumis à ce régime de permis.

Commission royale d'enquête sur l'énergie

Nous ne voulons pas donner à entendre que, ces recommandations étant acceptées et appliquées, les problèmes des producteurs de pétrole brut de l'Ouest du Canada seront définitivement réglés. D'un autre côté, si l'industrie accomplit ce qu'elle peut et devrait accomplir, selon nous, particulièrement en ce qui concerne la hausse du niveau de la demande pour les exportations aux États-Unis, nous estimons que l'intérêt du Canada et des producteurs de l'Ouest en sera mieux servi aujourd'hui et plus tard que si l'on décidait maintenant de faciliter, par une mesure du gouvernement, l'aménagement d'un pipe-line pour transporter le pétrole brut canadien aux raffineries de la région de Montréal. Si l'industrie prend les mesures hardies qui s'imposent, les douze ou dix-huit prochains mois devraient suffir pour démontrer si la production de pétrole brut canadien peut être élevée au niveau désiré. L'Office national de l'énergie devrait, à notre avis, être invité à se tenir au fait de la situation et à étudier la question de l'approvisionnement des raffineries de la région de Montréal en pétrole brut canadien, à la lumière des circonstances du moment.

L'histoire de l'industrie pétrolière du Canada, depuis la découverte des gisements de Leduc (Alberta) en 1947, indique que certains secteurs de l'industrie ont consacré plus d'efforts à découvrir et à produire du pétrole qu'à chercher des débouchés. Ce n'est que depuis quelques mois que les conditions mondiales de l'industrie du pétrole ont fait saisir l'importance de mener l'expansion des marchés de pair avec l'exploration et la mise en valeur des réserves. Il est fort à souhaiter qu'on établisse le plus tôt possible le volume des réserves de pétrole brut du Canada. D'autre part, il faudrait, selon nous, exhorter les autorités compétentes de chaque province productrice à réviser constamment leurs programmes et règlements relatifs à l'exploration et à la mise en valeur, afin que l'industrie pétrolière se développe d'une façon aussi ordonnée que possible en fonction des débouchés disponibles pour le pétrole brut du Canada.

L'énergie à faible prix de revient a été et restera un élément capital de l'économie canadienne. A notre avis, les programmes destinés à encourager l'expansion de l'industrie pétrolière du Canada devraient toujours tenir compte de cet élément, eu égard en particulier à l'expansion industrielle croissante du pays et à sa dépendance des débouchés étrangers.

NOUS SOUMETTONS RESPECTUEUSEMENT LE TOUT
À L'ATTENTION DE VOTRE EXCELLENCE

Le président,

Henry Borden

Les commissaires,

J. Louis Levesque

*George E. Britnell **

*Robert D. Howland, ***

Lucy Labrecque

*R. M. Hardy ****

Le secrétaire,

J. F. Parkinson

Le 20 juillet 1959.

* M. G. E. Britnell a signé le rapport en y apportant les réserves contenues dans le mémoire qui suit immédiatement.

** Des remarques de M. R. D. Howland paraissent en supplément, aux pages 172 et 173.

*** Des remarques de M. R. M. Hardy paraissent en supplément, aux pages 174 à 176.

Mémoire des réserves

par G. E. BRITNELL

J'approuve, dans sa presque totalité, l'analyse qui fait l'objet des chapitres 1 à 5 du rapport qui précède et, sauf une seule réserve mentionnée ci-dessous, les recommandations de la Commission qui figurent à la fin du chapitre 6. Mes réserves tiennent à l'importance qu'on accorde à certaines questions étudiées et analysées au chapitre 6. Je crois voir là une tendance à envisager les perspectives qui s'offrent à l'industrie pétrolière d'un œil bien plus pessimiste que ne le justifient les conditions actuelles et l'on suppose trop vite qu'il faut recourir à l'intervention de l'État pour résoudre le problème de la concurrence étrangère en restreignant les importations. Il me semble aussi qu'on n'a pas songé assez aux graves problèmes que susciterait une intervention du gouvernement en vue de réserver le marché de Montréal au pétrole brut canadien ou de protéger l'industrie canadienne du pétrole contre la concurrence que les importations peuvent lui faire sur les marchés nationaux qu'elle dessert actuellement.

Tout d'abord, je trouve que le chapitre 6 comporte au sujet de la situation présente de l'industrie pétrolière une mise en garde et un sentiment de nécessité urgente qui ne concordent guère avec les perspectives brillantes qui, on l'a dit dans les chapitres précédents, s'offrent à cette industrie. Parler du niveau peu élevé de production dans l'industrie pétrolière me semble quelque peu exagéré, si l'on songe aux progrès déjà accomplis dans le domaine de la production et de l'organisation des marchés, et qui, selon les prévisions, continueront à se manifester d'ici dix ans et, plus particulièrement, d'ici trois ans. L'analyse des problèmes auxquels l'industrie doit faire face n'insiste pas assez sur un fait: les revers de 1958 et du début de 1959 se sont produits après dix années d'une expansion très rapide, qui s'est faite à un rythme tel qu'on ne pouvait guère s'attendre qu'elle se perpétue sans rencontrer d'obstacles. L'impulsion particulière que la crise de Suez a donnée à l'industrie pétrolière du Canada et le retour ultérieur à une situation normale du point de vue de l'offre et de la demande dans le monde devaient inévitablement se traduire par une augmentation soudaine, puis par une réduction provisoire, de l'importation de notre pétrole par les États-Unis. En outre, la régression économique qui s'est généralement fait sentir aux États-Unis, en 1958, a naturellement englobé l'industrie pétrolière et entraîné l'imposition de restrictions aux importations de pétrole du Canada et d'autres pays, ce qui a également contribué à réduire la demande de notre pétrole brut. Cependant, certains de ces facteurs défavorables n'existent déjà plus et la demande du marché extérieur et national a tellement augmenté depuis quelques mois que la production canadienne de pétrole a atteint de nouveau le volume

Mémoire des réserves

annuel moyen qu'elle avait connu durant l'année de pointe de la crise de Suez. De plus, comme il est dit dans un chapitre précédent du rapport, tout laisse prévoir que, d'ici quelques années, l'expansion du marché national et étranger permettra d'atteindre dans l'Ouest du Canada une production de pétrole brut dépassant d'au moins 50 p. 100 le niveau sans précédent atteint en 1957. Il semble bien, en effet, qu'on pourra au moins doubler le rythme actuel de la production vers 1967. En d'autres termes, les perspectives immédiates de la production pétrolière sont probablement bien meilleures que celles que la plupart des autres industries canadiennes d'exploitation des ressources peuvent raisonnablement prévoir. Par conséquent, si l'on peut dire qu'une hirondelle ne fait pas le printemps, de même les revers temporaires qu'ont subis les producteurs canadiens de pétrole, en 1958, ne permettent nullement de croire que l'industrie pétrolière est languissante, encore moins qu'elle est sur son déclin.

Le tableau plutôt sombre qu'on fait de l'industrie pétrolière du Canada au chapitre 6 semble s'inspirer surtout des préoccupations qu'ont suscitées les changements récents qui se sont produits dans le rapport entre la production réelle et la production virtuelle dans l'Ouest du Canada. Une telle comparaison porte nécessairement à exagérer les difficultés de l'industrie pétrolière. Pour dissiper cette impression fautive, il faut signaler qu'il est tout à fait normal qu'une industrie pétrolière comparativement jeune et active comme la nôtre, dont l'expansion initiale a été stimulée par la crise de Suez, soit en mesure de produire plus que les besoins. On ne doit pas oublier non plus que les méthodes auxquelles recourent les provinces pour favoriser l'exploitation des réserves de pétrole, même si elles sont défendables à d'autres points de vue, tendent trop à stimuler le forage sans égard à l'expansion des marchés. Mais cela ne veut pas dire, comme semble généralement le laisser entendre le chapitre 6, que le gouvernement du Canada soit toujours obligé de trouver à n'importe quel prix de nouveaux débouchés où pourra s'écouler une production sans cesse grandissante de pétrole brut. Un tel précédent inciterait inévitablement plusieurs autres industries à réclamer un traitement analogue. L'économie à prix de revient élevé qui en résulterait serait préjudiciable à la fois aux consommateurs canadiens et aux industries canadiennes d'exportation. Quoi qu'il en soit, il convient d'observer ici que l'expansion des marchés intérieurs et extérieurs du pétrole canadien, comme le prévoient le rapport et la plupart des personnes au fait de cette industrie, devrait se traduire, d'ici quelques années, par une amélioration sensible du rapport qui existe entre la production et la productibilité, même s'il n'était pas donné suite à certains vœux de la Commission.

Voilà pourquoi, à mon avis, on dit trop dans le chapitre 6 qu'il importe que le pétrole brut canadien ait accès prochainement aux raffineries

de Montréal sans accorder l'attention voulue aux difficultés qui pourraient s'ensuivre si l'on s'engageait dans pareille voie en dépit des inconvénients d'ordre économique qui, dans les circonstances actuelles, caractérisent le projet. On parle longuement des avantages qu'il y aurait à réserver le marché de Montréal pour le pétrole canadien et, quoique le rapport propose de ne rien faire immédiatement pour donner suite à ce projet, le dernier chapitre donne l'impression qu'il faudra certainement prendre des dispositions pour vendre du pétrole brut canadien à Montréal d'ici peu d'années.

A mon avis, on n'a pas exposé assez explicitement tous les problèmes qui découleraient de l'exécution d'un tel projet. Je ne parle pas des perturbations que pourrait entraîner dans les programmes commerciaux du Canada une intervention du gouvernement comme celle qu'on envisage, bien que j'accorde à cet aspect de la question beaucoup plus d'importance que ne le fait le rapport. Je parle plutôt des simples désavantages que présente le projet du point de vue économique. La vérité est que, dans des circonstances normales, l'industrie pétrolière obtiendra un meilleur prix pour sa production, si elle s'en tient aux marchés qu'elle dessert actuellement au Canada et dans les régions voisines des États-Unis, que si elle s'efforce, avec l'appui du gouvernement, de s'emparer du marché éloigné de Montréal. En insistant outre mesure sur le besoin de débouchés vastes et plus sûrs, le rapport oublie trop qu'il importe d'obtenir le meilleur rendement possible de chaque baril de pétrole, si l'on veut s'assurer que les ressources du pays rapportent le plus possible. Quand on cherche de nouveaux marchés, il faut aussi tenir compte de la nécessité d'obtenir un prix convenable à la sortie du puits, de façon à stimuler sans cesse les recherches qui permettront de découvrir les réserves considérables dont on aura besoin pour alimenter les marchés en expansion. Les conditions économiques actuelles ne se prêteraient pas, comme il est dit dans le chapitre 5, au transport du pétrole brut canadien à Montréal, à moins qu'on ne réduise sensiblement le prix à la sortie du puits ou qu'on n'établisse un régime de protection en règle. J'estime donc qu'il serait peu sage et désavantageux du point de vue économique de prendre des mesures, qui seraient nécessairement irrévocables, pour écouler le pétrole brut canadien sur le marché de Montréal avant d'avoir étudié à fond et en y mettant le temps, la possibilité de trouver aux États-Unis des débouchés de rechange aussi vastes.

A cet égard, je dirai que, contrairement à l'opinion exprimée dans le rapport, je ne suis pas d'avis que le temps prévu pour étudier les perspectives quant à ces exportations devrait être limité à un ou deux ans et que si, pendant cette période, nos exportations de pétrole brut aux États-Unis n'augmentaient pas sensiblement, il faudrait alors songer sérieusement à demander au gouvernement d'adopter les mesures qui permettraient de

remplacer le pétrole brut d'outre-mer par du pétrole brut canadien sur le marché de Montréal. Je suis bien d'avis que ceux de qui relèvent nos exportations doivent s'efforcer plus qu'ils ne l'ont fait jusqu'ici de prendre avec les raffineries américaines des dispositions tendant à augmenter nos ventes à l'étranger; mais j'estime qu'une période d'un ou deux ans serait beaucoup trop courte pour motiver les grandes décisions propres à instaurer un programme qui influera de façon capitale sur le bon état de cette industrie importante. De même, je ne crois pas du tout qu'il y ait lieu, comme on le fait dans le rapport, de tant s'inquiéter de la nécessité d'améliorer rapidement la production d'ici 1960 ou 1961 plutôt que de songer aux perspectives à long terme de l'industrie en cause.

Selon moi, on est trop enclin, dans le dernier chapitre du rapport, à croire que le gouvernement devra protéger l'industrie pétrolière pour peu que la concurrence des importations s'accroisse. Il conviendrait sans doute de signaler ici que la Commission n'a pas été établie pour étudier la nécessité de mesures destinées à protéger les marchés nationaux existants et qu'elle n'a recueilli aucun témoignage à ce sujet. Il est vrai, sans doute, que l'augmentation des excédents mondiaux de pétrole a entraîné une baisse des prix du pétrole sur le marché mondial et une baisse de près de 6 p. 100 des prix à la sortie des puits dans l'Ouest du Canada. Il y a peut-être là un état de choses malencontreux, mais il ne faut pas y voir un recul important. Je reconnais qu'une forte baisse des prix mondiaux du pétrole susciterait des problèmes à l'industrie canadienne de la production du pétrole. Mais, comme le rapport le signale, cette industrie n'a encore cédé la place aux importations dans aucun de ses marchés nationaux. Pourtant, le rapport semble supposer que cette industrie est incapable d'affronter une plus forte concurrence sur les marchés intérieurs et qu'il faudra imposer des restrictions aux importations afin de parer à toute nouvelle concurrence créée par les importations. Ces hypothèses me semblent présupposer implicitement que les divers secteurs de l'industrie pétrolière n'offrent pas ou à peu près pas de latitude pour abaisser les prix ou le coût de production et que cette façon de protéger les débouchés d'une industrie contre la concurrence des importations, chose normale dans la plupart des autres industries d'exploitation des ressources, est pour ainsi dire inconnue dans le cas de l'industrie pétrolière. Le rapport oublie trop qu'une intensification de la concurrence étrangère n'amènerait pas nécessairement une augmentation considérable du volume des importations, mais qu'elle tendrait plutôt à faire baisser les prix du pétrole, ce qui pourrait influencer sur la marge de bénéfice des raffineries et le prix au gisement. On n'a pas réussi à démontrer que l'industrie pétrolière n'est aucunement en mesure d'envisager une réduction du prix, du coût de la production ou de la marge de bénéfice. D'autres industries exploitantes de ressources doivent affronter

la concurrence étrangère au pays et à l'extérieur et s'adapter aux conditions changeantes de la concurrence. Il est beaucoup trop tôt pour conclure qu'une industrie aussi nouvelle et aussi fertile en ressources que l'industrie pétrolière du Canada ne peut, sans l'intervention de l'État, maintenir et améliorer sa situation dans un régime de concurrence.

Il me semble aussi que l'analyse faite dans le chapitre 6 ne souligne pas assez que l'expansion de l'industrie pétrolière du Canada doit à la longue reposer surtout sur l'accroissement des marchés d'exportation et que, pour en venir là, il faudra que le coût de production du pétrole brut et des dérivés du pétrole permette de concurrencer, non seulement les importations éventuelles, mais aussi les prix du pétrole que les raffineries des États-Unis, notre seul marché d'exportation, peuvent obtenir ailleurs. Il semble donc qu'on néglige cet aspect très important de la question, lorsqu'on insiste sur la nécessité de réserver à notre pétrole brut les marchés nationaux actuels et finalement le marché de Montréal, au moyen de restrictions aux importations et en portant notre régime des prix au-dessus du régime des prix mondiaux. Il importe de bien préciser que réserver le marché de Montréal au pétrole brut canadien ne serait tout simplement qu'une solution de pis aller pour les problèmes de l'industrie pétrolière, si ce moyen devait avoir pour effet de protéger le régime des prix du Canada contre les prix mondiaux. L'industrie pétrolière du Canada devra s'employer constamment à accroître ses débouchés aux États-Unis, si elle veut connaître un essor satisfaisant au cours des prochaines décennies. Une telle expansion n'est possible que si l'on donne libre cours aux forces qui régissent une production efficace et à faible prix de revient. Mais un régime de restrictions aux importations ne pourrait qu'émousser graduellement, comme cela est arrivé aux États-Unis, semble-t-il, le stimulant nécessaire pour faire disparaître la production périlante et inefficace.

Les nombreux rapprochements que l'on fait entre le régime de la production pétrolière du Canada et des États-Unis, la nécessité, dit-on, de maintenir le niveau des prix du pétrole, au Canada, plus près du niveau des prix en vigueur aux États-Unis et l'avantage que comporterait une politique continentale du pétrole me semblent démontrer qu'on oublie que parce que l'industrie pétrolière du Canada doit exporter son produit, elle ne peut tout simplement pas se permettre de modeler sa ligne de conduite sur celle de son homologue des États-Unis. L'industrie pétrolière des États-Unis est pour ainsi dire devenue incapable de soutenir la concurrence sur les marchés étrangers. En outre, les États-Unis ont de la difficulté à conserver un rapport satisfaisant entre le volume de la production et celui des réserves. Voilà pourquoi on a cru nécessaire de maintenir élevés les prix à la sortie du puits, afin de favoriser les explorations, même dans les régions à rende-

ment incertain. Les mesures de protection destinées à permettre aux États-Unis une production à prix de revient élevé se fondent donc sur des conditions qui n'existent pas au Canada. Dans le cas de l'industrie pétrolière du Canada, il n'y a absolument aucune nécessité de favoriser les entreprises peu rémunératrices ou à prix de revient élevé, car une telle ligne de conduite ne pourrait que rendre plus difficile pour l'industrie la vente de son pétrole brut sur le marché d'exportation. Je conclus donc qu'il n'est pas nécessairement sage d'imiter au Canada ce qui peut être bon aux États-Unis.

Je dois admettre que certaines réserves peuvent découler d'un passage du premier vœu de la Commission, où il est dit que, en vertu d'un programme national, il y a lieu «d'assurer, compte tenu de l'intérêt du consommateur canadien de dérivés du pétrole, l'usage constant du pétrole brut canadien dans les raffineries canadiennes desservis par les pipe-lines existants, et d'augmenter ainsi les débouchés pour notre pétrole brut». On entend sans doute par là qu'il serait à souhaiter que les grandes sociétés pétrolières continuent à utiliser uniquement du pétrole brut canadien en Colombie-Britannique et qu'on ne devrait ni abandonner ni différer le programme actuel de l'industrie, qui consiste à fournir le marché ontarien des seuls produits obtenus par le raffinage en Ontario de pétrole brut canadien. Étant donné, que les projets de l'industrie, à cet égard, sont fondés sur de bonnes raisons, je ne vois pas pourquoi on ne les mettrait pas à exécution. Mais, même si j'appuie le vœu, je ne voudrais pas donner l'impression que je favoriserais le recours aux contingents d'importation ou aux droits de douane sur le pétrole brut ou ses dérivés pour empêcher l'accroissement des importations, du moins dans des circonstances semblables à celles qui existent actuellement. Selon moi, si le prix mondial du pétrole brut ne subit pas une baisse très prononcée, il est peu probable que le pétrole brut d'outre-mer fasse jamais une forte concurrence au pétrole canadien en Ontario et en Colombie-Britannique, et que seule une baisse très marquée des prix mondiaux, qui amènerait une perte considérable du marché canadien au profit des pétroles bruts d'outre-mer et de leurs dérivés, soit jugée suffisante pour motiver des mesures destinées à protéger ces marchés intérieurs. Il se peut très bien que, en raison de l'augmentation saisonnière des importations de produits raffinés, la demande de pétrole brut canadien dans les deux régions susmentionnées diminue provisoirement de temps à autre. A mon avis, une telle situation ne serait pas anormale et ne devrait pas exiger le recours à un régime complet de contingentement des importations (conclusion qu'on peut tirer d'une interprétation littérale du premier vœu), à moins que le gouvernement du Canada ne constate que les importations ont atteint ou menacent d'atteindre un très haut niveau et ne soit convaincu que l'industrie pétrolière serait absolument incapable de faire face à cette concurrence par un abaissement de prix.

Cette conclusion se rattache à ce que j'ai dit précédemment, à savoir que proposer des mesures pour protéger le marché national pourrait bien comporter la protection du régime actuel des prix et des bénéfices.

En laissant entendre que le marché de Montréal devrait, à assez bref délai, être réservé à la vente du pétrole brut canadien et que le gouvernement devrait intervenir pour réserver certains marchés nationaux tels que ceux de l'Ontario et la Colombie-Britannique, exclusivement à la vente du pétrole brut ou des produits raffinés du Canada, le rapport semble oublier que, dans les circonstances actuelles, pour réaliser l'un ou l'autre de ces objectifs, il faudrait que le gouvernement impose une régie intégrale. Il est donc regrettable que le rapport ne renferme pas une étude approfondie des difficultés administratives et des problèmes économiques nombreux qui résulteraient d'une intervention gouvernementale de cette sorte. Je mentionnerai donc brièvement certains problèmes qui se poseraient presque certainement. Tout d'abord, le gouvernement devrait imposer un régime impressionnant, élaboré et détaillé de contingents pour le pétrole importé sous quelque forme que ce soit. Il faudrait répartir les contingents d'importation entre les raffineries et les sociétés commerciales qui importent ou importeront probablement un jour du pétrole brut et des dérivés du pétrole. Il faudrait que les contingents soient limités à des quantités qui permettraient aux sociétés en cause de répondre à la demande «normale» de leurs clients, mais non d'accroître leurs débouchés au détriment de leurs concurrents. Ainsi, par exemple, les raffineries et les revendeurs des provinces Maritimes obtiendraient les contingents d'importation de pétrole brut et de produits raffinés jugés suffisants pour répondre à la demande normale de leurs clients. Mais il faudrait leur refuser rigoureusement le droit d'importer des quantités additionnelles de pétrole brut ou de produits raffinés qui leur permettraient de se faire des clients dans la province de Québec, par exemple, où ils concurrenceraient des produits dérivés du pétrole brut canadien. En d'autres termes, le contingentement des importations immobiliseraient à leur niveau actuel les affaires des sociétés et particuliers qui s'occupent du raffinage du pétrole brut ou de la vente des produits raffinés. L'admission des débutants dans l'un ou l'autre secteur de l'industrie poserait aussi un problème. Par conséquent, ce régime restreindrait sensiblement le libre exercice de la concurrence et la souplesse dans l'industrie pétrolière, tandis que son application exposerait presque certainement le gouvernement à être taxé de favoritisme envers certaines sociétés et certaines régions du pays.

En outre, le contingentement des importations soustrairait complètement le régime des prix des dérivés du pétrole au Canada à la concurrence des importations. Ce serait la porte ouverte à une réglementation de prix que fixeraient les quelques grandes sociétés pétrolières qui tendent à dominer

l'industrie du raffinage et le commerce du pétrole au Canada. Mais ces sociétés possèdent et produisent aussi la plus grande partie du pétrole dans l'Ouest du Canada. A l'heure actuelle, la concurrence, du moins la menace de concurrence que représentent les importations, sert à enrayer toute tendance vers des pratiques qui pourraient aboutir à l'établissement de monopoles ou d'«oligopoles». Il est difficile de croire que, si la concurrence des importations n'existait plus, les raffineries continueraient à établir des prix à la sortie du puits au moyen de négociations à distance. Il est plus logique de s'attendre que les prix seraient maintenus à des niveaux beaucoup plus élevés que s'il y avait libre concurrence des importations. Il n'est pas déraisonnable de prévoir que, dans ces circonstances, le gouvernement du Canada pourrait finalement juger nécessaire de réglementer les prix du pétrole brut et de ses dérivés. De cette façon, le gouvernement se chargerait directement ou indirectement d'établir la marge de bénéfice à la raffinerie et dans le commerce du pétrole, et, ce qui peut être plus significatif encore, de fixer les prix à la sortie du puits. A mon sens, le gouvernement canadien ne devrait pas s'engager à la légère dans un programme qui pourrait facilement conduire à la régie complète d'une industrie parfaitement capable de s'adapter elle-même aux fluctuations des marchés nationaux et mondiaux.

Quand il a imposé des restrictions obligatoires, le gouvernement des États-Unis a reconnu que la restriction des importations pourrait amener une hausse des prix et par conséquent la nécessité éventuelle d'une réglementation des prix. Vu le nombre relativement faible des grandes sociétés pétrolières au Canada, par comparaison avec les États-Unis, et vu qu'un très petit nombre de grandes entreprises canadiennes produisent plus de la moitié du pétrole brut (situation bien différente de celle des États-Unis), il semble raisonnable de supposer que toute restriction importante des importations obligerait probablement le gouvernement canadien à imposer d'autres réglementations beaucoup plus rapidement que ce ne serait le cas aux États-Unis. En conséquence, la limitation des importations au Canada ne doit être envisagée que comme dernier ressort, et seulement si l'industrie pétrolière du Canada, devant faire face à une augmentation considérable et inévitable des importations, était en même temps incapable, pour des raisons qui ne dépendent pas d'elle, de créer des marchés d'exportation satisfaisants. Mais trêve d'illusion! Montréal serait une bien mince compensation pour la perte d'un grand marché d'exportation de pétrole. Du point de vue politique et économique, le prix de cette mesure serait payé par le consommateur canadien, par les industries canadiennes d'exportation et par les pays insuffisamment développés, dont quelques-uns font partie de la zone sterling et d'où viennent nos importations de pétrole.

SASKATOON, le 6 août 1959.

Supplément au deuxième rapport

par ROBERT D. HOWLAND

J'approuve les vœux formulés à la fin du chapitre 6 du présent rapport; mais je dois exprimer une certaine inquiétude au sujet de la portée générale de ce chapitre. Je conviens que tout effort tendant à présenter sous une forme succincte et acceptable par les intéressés les aspects multiples et quelquefois contradictoires d'un problème complexe est susceptible d'aboutir à des vues plus ou moins tranchées sur tel ou tel aspect du problème qui ne satisfont pas telle ou telle personne en particulier. Quoi qu'il en soit, j'estime qu'on aurait pu pousser plus loin l'analyse de certains éléments d'ordre économique qui se rattachent aux questions étudiées dans les premiers chapitres du rapport et les appliquer à l'étude qui fait l'objet du chapitre 6. Les omissions seront peut-être moins graves dans le cas qui nous occupe, vu la nature des conclusions et propositions générales de la Commission.

Néanmoins, je trouve pertinentes les observations de M. Britnell sur la teneur du chapitre 6 et sur certaines distinctions que renferme son mémoire sur la question du marché de Montréal. Je suis de son avis dans la mesure où ses remarques découlent d'une analyse plus ample des points à étudier pour résoudre le problème que pose l'organisation des marchés du pétrole brut canadien à Montréal et dans la mesure où elles tendent à faire ressortir le danger qu'il y a d'établir un tel programme à longue portée d'après l'analyse de problèmes qui se révéleront peut-être de nature provisoire.

Les conditions auxquelles est soumise l'industrie du pétrole ont changé considérablement, même depuis le peu de temps qu'existe notre Commission, et d'importantes variables des problèmes que nous avons étudiés sont particulièrement indéterminées à l'heure actuelle. Par exemple, il est difficile de prévoir ce que pourront être nos exportations vers les États-Unis. Il n'est pas moins difficile de prévoir ce que sera probablement le prix international du pétrole brut et des dérivés du pétrole, par conséquent de dire à quelle concurrence l'industrie canadienne du pétrole devra faire face pour maintenir et étendre son marché intérieur.

Jusqu'à ces derniers temps, l'industrie canadienne du pétrole a bénéficié d'une période de rapide expansion. Par conséquent, l'expérience est trop limitée pour nous permettre de savoir si elle pourra s'adapter à d'importants changements d'ordre économique. Pour cette raison et vu les incertitudes

Supplément au deuxième rapport

susmentionnées, on ne saurait vraiment pour l'instant envisager l'avenir de l'industrie pétrolière avec optimisme ou pessimisme. A mon avis, ces remarques appuient la conclusion de la Commission, selon laquelle il faut étudier la question d'une manière objective et constante. Par là seulement pourra-t-on juger s'il y a lieu pour le gouvernement canadien de prendre des mesures pour assurer la vente du pétrole brut canadien sur le marché de Montréal.

OTTAWA, le 12 août 1959.

Supplément au deuxième rapport

par R. M. HARDY

L'analyse, les conclusions et les vœux contenus dans le second rapport de la Commission me conviennent, mais j'estime que certains aspects de la situation d'ensemble relative à l'industrie pétrolière du Canada devraient être étudiés plus qu'on ne l'a fait. Ils ont, à mon avis, une importance particulière pour décider la question de savoir dans quelle mesure il appartient au gouvernement du Canada de s'occuper des opérations de l'industrie pétrolière.

Les témoignages recueillis par la Commission démontrent nettement que l'économie de l'industrie internationale du pétrole est extrêmement compliquée. Cela, qui semble particulièrement vrai de la mise sur le marché du pétrole, tient en partie à ce que les grandes sociétés sont d'envergure mondiale. De plus, dans presque toutes les grandes régions productrices de pétrole, les gouvernements exercent sur cette industrie une influence et un empire exceptionnels comparativement à ce qui se passe d'ordinaire dans le cas d'autres industries d'envergure internationale. Voilà pourquoi le commerce international de pétrole brut et des dérivés du pétrole est loin de se ramener à la seule question des approvisionnements disponibles et de la concurrence des prix.

Le deuxième rapport de la Commission signale que, à cause de certaines circonstances, le pétrole brut canadien n'a pu, ces derniers mois, s'emparer d'un marché étranger même si, d'après les prix affichés et les approvisionnements disponibles, il semblait, du point de vue économique l'emporter sur toute autre source d'approvisionnement. Il est évident que les principes économiques qui régissent l'industrie internationale du pétrole peuvent favoriser une région de production qui concurrence d'autres sources d'approvisionnement dont les prix sembleraient plus avantageux. Il a été démontré que l'industrie canadienne du pétrole a bénéficié de cet état de choses sur certains marchés canadiens, mais aussi qu'elle en a souffert ailleurs. Outre les considérations qui tiennent aux sociétés pétrolières, il y a, bien entendu, les mesures que peuvent prendre des gouvernements étrangers et qui peuvent influencer directement sur la disponibilité des marchés pour notre pétrole.

Cependant, l'élément décisif, dans ces cas-là, réside en ce qu'on peut prendre des décisions contraires au bien de l'industrie canadienne du pétrole et de l'économie nationale en général. De fait, on peut actuellement prendre

les décisions pertinentes sans songer à l'intérêt bien compris du Canada. Dans des circonstances semblables, il appartient certainement au gouvernement d'intervenir pour s'assurer que l'intérêt national du Canada sera protégé dans la plus grande mesure possible.

C'est pourquoi je tiens à souligner que, pour donner suite aux vœux de la Commission relatifs à un programme national d'organisation des marchés du pétrole canadien, il faudra que le gouvernement du Canada énonce une ligne de conduite ferme et clairement définie. En outre, il faudra préciser à qui il incombera de l'appliquer et quelle sera la méthode d'application. Sans cela, on perpétuerait simplement la situation présente, l'intérêt de l'industrie canadienne du pétrole étant en butte à des considérations qui peuvent être étrangères à l'intérêt bien compris de l'économie nationale.

Quant à la question très controversable du marché de Montréal, je souscris sans réserve aux conclusions du second rapport de la Commission savoir: qu'aucune mesure de l'État ne soit actuellement prise pour assurer l'aménagement d'un pipe-line qui transporterait le pétrole brut canadien vers les raffineries de la région de Montréal et que, avant de recourir à une mesure de ce genre, on fournisse à l'industrie du pétrole l'occasion de trouver ailleurs des marchés suffisants pour maintenir une industrie canadienne du pétrole forte et prospère; mais que l'Office national de l'énergie se tienne constamment au courant de la situation. Je suis aussi d'accord avec la Commission quand elle déclare que les douze ou dix-huit prochains mois devraient suffire à démontrer si le pétrole canadien peut pénétrer en quantité suffisante sur les marchés des États-Unis qui sont naturellement rentables. De plus, je trouve que l'objectif d'environ 700,000 barils par jour, qui est le niveau de production que l'industrie canadienne du pétrole se propose d'atteindre vers la fin de 1960, est un objectif raisonnable. Cependant, je suis aussi d'avis que, si l'on veut atteindre ce niveau de production, il faudra que le gouvernement du Canada apporte une aide puissante sous forme d'un énoncé ferme et positif du programme national.

Je ne suis pas d'avis que, du point de vue de la rentabilité, le marché de Montréal ne saurait remplacer avantageusement les marchés de l'Ouest central et de l'Ouest des États-Unis et que, par conséquent, on devrait renvoyer à beaucoup plus tard cette solution comme l'un des moyens de résoudre le problème d'organisation de la vente de notre pétrole brut. Les données présentées à la Commission sur le coût de transport du pétrole brut canadien jusqu'à Montréal indiquent, à mon avis, qu'on aurait là un marché de rechange aussi réel que commode, si notre industrie pétrolière ne pouvait avoir accès aux marchés des États-Unis. Au reste, je ne suis pas

d'avis que l'application d'un programme national en vue d'aider à la vente de notre pétrole brut amènerait inévitablement le gouvernement du Canada à régir intégralement l'industrie pétrolière. Par tradition, l'industrie internationale du pétrole est fortement vouée au régime de l'entreprise privée. Il ressort nettement des témoignages rendus devant la Commission que l'industrie canadienne se conformerait du mieux qu'elle pourrait à un programme national bien défini. Il y a donc parfaitement lieu de croire que l'industrie collaborerait sans réserve à l'application d'un programme national ferme et fondé sur l'intérêt bien compris de l'économie canadienne.

EDMONTON, le 14 août 1959.

Décrets du Conseil

C.P. 1957-1386

Copie certifiée conforme au procès-verbal d'une réunion du Comité du Conseil privé, approuvé par Son Excellence le Gouverneur général le 15 octobre 1957.

Le Comité du Conseil privé a été saisi d'un rapport émanant du très honorable John George Diefenbaker, premier ministre, et exposant ce qui suit:

Étant donné que le Canada possède dans les limites de son territoire de vastes sources d'énergie sous forme de gaz, de pétrole, de houille, d'eau et d'uranium, les besoins toujours plus grands en matière d'énergie pour faire face aux exigences croissantes de l'industrie au Canada démontrent toute l'importance qu'il y a d'assurer l'utilisation la plus efficace de ces ressources dans l'intérêt public;

Il est opportun d'instituer à l'heure actuelle une enquête sur nombre de questions se rapportant aux sources d'énergie afin d'aider à l'établissement de principes et de procédures devant s'appliquer à l'administration de certains aspects du programme d'énergie relevant de la compétence du Parlement du Canada; et

Il est également opportun d'établir une forme convenable d'organisation qui verra, lors de l'octroi de licences pour l'exportation d'énergie ou de source d'énergie, à ce qu'il soit tenu compte pleinement et systématiquement des besoins présents et futurs du Canada en matière d'énergie:

À CES CAUSES, sur avis conforme du premier ministre, le Comité recommande que MM.

Henry Borden, C.M.G., C.R., de la cité de Toronto,
J.-Louis Lévesque, de la cité de Montréal,
George Edwin Britnell, de la cité de Saskatoon,
Gordon G. Cushing, de la cité d'Ottawa,
Robert D. Howland, de la cité de Halifax, et
Leon J. Ladner, C.R., de la cité de Vancouver

soient nommés commissaires sous le régime de la Partie I de la Loi sur les enquêtes, pour étudier les questions suivantes et faire les recommandations qui s'imposent:

- a) les mesures qui serviront au mieux l'intérêt national en ce qui concerne l'exportation de l'énergie et des sources d'énergie du Canada;

- b) les problèmes inhérents et les mesures qui devraient s'appliquer à la réglementation de la transmission du pétrole et du gaz naturel entre les provinces ou du Canada à un autre pays, y compris, mais sans restreindre la généralité de ce qui précède, la réglementation des prix ou des taux à exiger ou à verser, l'organisation financière et le contrôle des sociétés de pipe-lines en ce qui concerne l'établissement de prix ou frais convenables et toutes les autres questions sur lesquelles il est nécessaire de faire enquête et rapport, afin d'assurer l'exploitation efficace et économique des pipe-lines dans l'intérêt national;
- c) le degré d'autorité qui pourrait au mieux être accordé à une commission nationale de l'énergie en vue d'administrer, sous réserve du contrôle et de l'autorité du Parlement, les dispositions du programme relatif à l'énergie qui ressortissent au Parlement et dont il peut être souhaitable de charger une telle commission, ainsi que le genre d'administration et de procédure qui pourrait être établi au mieux pour une telle commission;
- d) la question de savoir si, en raison de son rapport spécial avec la société de la Couronne *Northern Ontario Pipeline* et vu la nature de son financement et de sa direction, il faut prendre des mesures spéciales à l'égard de la *Trans-Canada Pipe Lines Limited* pour sauvegarder les intérêts des producteurs ou consommateurs de gaz canadiens; et
- e) les autres questions connexes que les commissaires jugeront nécessaires d'inclure en présentant un rapport sur les pouvoirs ci-dessus précisés.

De plus, le Comité recommande:

1. Que l'établissement de la Commission et la conduite de son enquête ne doivent en aucune manière retarder ni ajourner les négociations ou les études, que ce soit au sein de la Commission conjointe internationale ou autrement, relatives aux eaux qui traversent la frontière internationale et l'aménagement, dans les meilleurs intérêts du Canada, de l'énergie électrique en provenant, ou toute autre question du ressort de la Commission mixte internationale, mais les commissaires pourront, à l'égard de tout aspect de ces questions et des programmes qui s'y rapportent, faire les commentaires et présenter les rapports qu'ils estiment pertinents aux matières dont ils sont saisis;

- 2. Que les commissaires soient autorisés à exercer tous les pouvoirs qui leur sont conférés par l'article 11 de la Loi sur les enquêtes et reçoivent, dans toute la mesure possible, l'aide des ministères, départements et organismes de l'État;
 - 3. Que les commissaires adoptent la procédure et les méthodes qu'ils peuvent à l'occasion juger opportunes pour la poursuite régulière de l'enquête, et siègent aux époques et aux endroits au Canada dont ils pourront convenir au besoin;
 - 4. Que les commissaires soient autorisés à retenir les services d'avocats, du personnel et de conseillers techniques dont ils peuvent avoir besoin aux taux de rémunération et de remboursement approuvés par le Conseil du Trésor;
 - 5. Que les commissaires fassent rapport au Gouverneur en conseil;
- et
- 6. Que M. Henry Borden soit président de la Commission.

Le greffier du Conseil privé,
R. B. BRYCE.

C.P. 1958-58

Copie certifiée conforme au procès-verbal d'une réunion du Comité du Conseil privé, approuvé par Son Excellence le Gouverneur général le 13 janvier 1958.

Le Comité du Conseil privé, sur avis conforme du très honorable John George Diefenbaker, premier ministre, recommande que M. R. M. Hardy, doyen de la faculté du Génie de l'Université d'Alberta, soit nommé membre de la Commission nommée sous le régime de la Partie I de la Loi sur les enquêtes, en conformité du décret en conseil C.P. 1957-1386 du 15 octobre 1957 (Politiques énergétiques).

Le greffier du Conseil privé,
R. B. BRYCE.

C.P. 1957-1473

Copie certifiée conforme au procès-verbal d'une réunion du Comité du Conseil privé, approuvé par Son Excellence le Gouverneur général le 13 novembre 1957.

Le Comité du Conseil privé, sur avis conforme du très honorable John George Diefenbaker, premier ministre, recommande que M. Joseph Frederick Parkinson, conseiller économique, ministère des Finances, soit nommé secrétaire de la Commission royale établie en conformité du décret en conseil C.P. 1957-1386 du 15 octobre 1957 (Politiques énergétiques).

Le greffier du Conseil privé,
R. B. BRYCE.

Commission royale d'enquête sur l'énergie

C.P. 1957-1574

Copie certifiée conforme au procès-verbal d'une réunion du Comité du Conseil privé, approuvé par Son Excellence le Gouverneur général le 22 novembre 1957.

Le Comité du Conseil privé, sur avis conforme du très honorable John George Diefenbaker, premier ministre, recommande que M. le major N. Lafrance, d'Ottawa, soit nommé secrétaire adjoint de la Commission royale établie en conformité du décret en conseil C.P. 1957-1386 du 15 octobre 1957 (Politiques énergétiques).

Le greffier adjoint du Conseil privé,
A. M. HILL.

Appendice B

COMMISSAIRES

Henry Borden, C.M.G., C.R., *président*
J.-Louis Lévesque
George Edwin Britnell
Robert D. Howland
Leon J. Ladner, C.R.
R. Macdonald Hardy

MEMBRES DU PERSONNEL

Secrétaire
J. F. Parkinson

Secrétaire adjoint
N. A. Lafrance

AVOCATS-CONSEILS

Avocat-conseil général
A. S. Pattillo, C.R., de Toronto

Avocat-conseil adjoint
M. H. Patterson, de Calgary

CONSEILLERS

R. L. Hearn, docteur en génie, Ing. P., de Toronto
R. Bruce West, vice-président, A. E. Ames & Co. Limited, de Toronto
J. C. Sproule & Associates, de Calgary

ASSISTANTS

Ralph B. Toombs, ministère des Mines et des Relevés techniques, Ottawa,
G. W. Green, ministère du Commerce, Ottawa,
M.-F. Bélanger, ministère des Finances, Ottawa

Audiences

Appendice C

La Commission a tenu des audiences publiques dans les villes suivantes:

Calgary	3 au 28 février 1958
	29 avril au 16 mai 1958
Regina	14 au 17 avril 1958
Victoria	21 au 24 avril 1958
Winnipeg	21 et 22 mai 1958
Toronto	2 au 10 juillet 1958
Montréal	14 au 22 juillet 1958

Mémoires

Appendice D

Mémoires reçus aux audiences publiques

Ministère des Mines et Minéraux, province de l'Alberta
M. Floyd K. Beach
Oil and Gas Conservation Board, province de l'Alberta
La ville de Calgary
Canadian Western Natural Gas Company Limited et Northwestern Utilities Limited
Canadian Petroleum Association
Westcoast Transmission Company Limited
Pacific Northwest Pipeline Corporation et El Paso Natural Gas Company
Jefferson Lake Sulphur Company
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
Trans-Canada Pipe Lines Limited
La ville d'Edmonton
The Alberta Gas Trunk Line Company Limited
The British American Oil Company Limited
Northern Natural Gas Company
Amurex Oil Co., Bailey Selburn Oil & Gas Ltd., Banff Oil Ltd., Canadian Export Gas Ltd., Canadian Husky Oil Ltd., Canadian Superior Oil of California, Ltd., Dome Exploration (Western) Limited, Great Plains Development Company of Canada Ltd., Medallion Petroleum Limited
Canadian-Montana Pipe Line Company
Le gouvernement de la province de Saskatchewan
Woodley Canadian Oil Company
The Coal Operators Association of Western Canada et The Western Coal Utilization Council
Producers Pipelines Ltd., et Westspur Pipe Line Company
Consolidated Mining & Smelting Co. of Canada, Ltd.
British Columbia Electric Company Limited
Trans Mountain Oil Pipe Line Company
La ville de Prince George et Prince George Gas Co. Ltd.
Act Oils Limited
L'hon. E. C. Manning, premier ministre, gouvernement de la province d'Alberta

Canadian Devonian Petroleum Limited, Canadian Homestead Oils Limited, Canpet Exploration Ltd., Colorado Oil & Gas Ltd., Consolidated East Crest Oil Company Limited, Consolidated Mic Mac Oils Ltd., Home Oil Company Limited, Medallion Petroleum Limited, Merrill Petroleum Limited, Okalta Oils, Limited, Westburne Oil Company Ltd., Western Decalta Petroleum Limited

Interprovincial Pipe Line Company
Shell Oil Company of Canada Limited
Imperial Oil Limited
McCull-Fontenac Oil Company Limited
Triad Oil Co. Ltd.
Canadian Oil Companies, Limited
MM. W. J. Levy et M. Lipton
Crow's Nest Pass Towns Committee
The Research Council of Alberta
Royalite Oil Company Limited
West Maygill Gas & Oil Limited
Texaco Exploration Company
Mobil Oil of Canada Ltd., et Pan American Petroleum Corporation
The California Standard Company
Le gouvernement de la province du Manitoba
Trans-Prairie Pipelines Ltd.
Saskatchewan Coal Operators
Hudson Bay Mining and Smelting Co., Limited
The Great Plains Gas Company Limited
Stone & Webster Canada Limited
L'hon. Leslie M. Frost, premier ministre, gouvernement de la province d'Ontario
Ontario Fuel Board
The Consumers' Gas Company
Independent Pipeline Company
M. Gilbert Jackson
Cities Service Oil Company Limited
M. Cyril T. Young
B P Canada Limited
Canadian Bechtel Limited
National Coal Association, Washington (D.C.)
Canadian Commercial Coal Dock Operators Association
Sun Oil Company Limited
Canadian Petrofina Limited
Irving Oil Company Limited

Canadian Husky Oil Ltd.
Montreal Pipe Line Company Limited
United Electrical Radio and Machine Workers of America (UE)—
Section canadienne
Union Gas Company of Canada Limited
Ministère des Mines, province de la Nouvelle-Écosse
Mid-Continent Pipelines Limited
Canadian Devonian Petroleum Limited, Canadian Homestead Oils Limited, Consolidated East Crest Oil Company Limited, Consolidated Mic Mac Oils Ltd., Home Oil Company Limited, Merrill Petroleum Limited, Okalta Oils, Limited, Westburne Oil Company Ltd., Western Decalta Petroleum Limited
The Quebec Gasoline Retailers and Garage Operators' Association Inc.

Autres mémoires reçus

Calgary Power Ltd.
Ville de Peace River, ville de High Prairie, ville de McLennan, ville de Falher, Village de Girouxville, Village de Donnelly
Le professeur Eric J. Hanson
Northland Utilities Limited
Lloydminster Petroleum Association
L'hon. Hugh John Fleming, premier ministre du Nouveau-Brunswick
Fisheries Association of B.C.
La Chambre de Commerce de la ville de Toronto
Lambton Gas Storage Association
L'Association des manufacturiers canadiens
Oil Heating Association
La Chambre de Commerce du Canada
Le gouvernement de la Saskatchewan
Liquifuels Limited
Le gouvernement de la Colombie-Britannique
Weaver Coal Company
La Corporation de gaz naturel du Québec
Trans-Northern Pipe Line Company
Niagara Mohawk Power Corporation et New York State Natural Gas Corporation
Ligue d'action civique

Statistique relative au pétrole canadien

Liste des tableaux

L'industrie de la production du pétrole brut

- Tableau A—Estimation du reste des réserves connues d'hydrocarbures liquides au Canada à la fin de l'année, 1951-1958.
- Tableau B—Production canadienne de pétrole brut, par province, 1930-1958.
- Tableau C—Réserves et production de pétrole brut de l'Ouest du Canada, 1950-1958.
- Tableau D—Alberta—tendances de l'accroissement de la production possible, production réelle et réserves récupérables de pétrole et de condensés de pétrole.
- Tableau E—Nombre de puits forés dans l'Ouest du Canada, 1953-1958.
- Tableau F—Nombre de pieds de forage pour fins de prospection et de mise en valeur dans l'Ouest du Canada, 1947-1958.
- Tableau G—Revenus des gouvernements provinciaux provenant de la vente et de la location de terrains et des redevances de production, 1947-58.

Dépenses et revenus de l'industrie par rapport à l'économie nationale

- Tableau H—Immobilisation dans l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel, 1947-1959.
- Tableau I—Dépenses estimatives de l'industrie du pétrole et du gaz naturel dans l'Ouest du Canada pour la période de 1951-1957.
- Tableau J—Placements dans l'industrie de la production du pétrole comparés aux autres placements publics et privés au Canada, 1948-1959.
- Tableau K—L'industrie du pétrole et l'économie des provinces des prairies: quelques mesures de l'expansion de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba et du Canada, années 1946, 1953 et 1957.

L'industrie du raffinage du pétrole

- Tableau L—Capacité de raffinage du pétrole brut au Canada par province, 1940-1948.
- Tableau M—Quantités de pétrole brut reçues par les raffineries du Canada de 1940-1958.
Propriétaires des installations de raffinage du Canada et capacité de ces installations, 1958.

Commerce international—Pétrole brut et produits du pétrole

- Tableau N—Exportations du pétrole brut et de produits raffinés du pétrole, 1930-1958.
- Tableau O—Importations de pétrole brut et de produits raffinés du pétrole, 1930-1958.
- Tableau P—Balance du commerce—pétrole brut et produits raffinés du pétrole, 1930-1958.
- Tableau Q—Sources d'importation du pétrole brut, 1950-1958.
- Tableau R—Sources d'importation des produits raffinés du pétrole, 1950-1958.

Tendances de l'offre et de la demande

- Tableau S—Différences entre l'offre et la demande du pétrole canadien, 1956-1958.
- Tableau T—Offre et demande, tous les pétroles, 1952-1958.
- Tableau U—Importance relative du pétrole comme source d'énergie au Canada, 1945-1958.

Comparaison entre les prix du pétrole brut

- Tableau V—Quelques prix pour le pétrole brut en Alberta, aux États-Unis, au Venezuela et au Moyen-Orient, 1946-1959.

TABLEAU A — ESTIMATION DU RESTE DES RÉSERVES CONNUES D'HYDROCARBURES LIQUIDES AU CANADA
À LA FIN DE L'ANNÉE, 1951-1958

(en barils de 35 gallons du Royaume-Uni qui sont équivalents aux barils de 42 gallons des États-Unis)
(milliers de barils)

	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958
PÉTROLE BRUT								
Territoires du Nord-Ouest.....	27,100	26,767	26,442	26,172	53,707	53,258	52,858	52,409
Alberta et Colombie-Britannique.....	1,328,000	1,526,389	1,624,496	1,928,479	2,169,985	2,391,778	2,363,026(1)	2,581,568
Saskatchewan.....	21,000	124,247	182,159	222,365	236,872	358,693	420,457	497,372
Manitoba.....	500	2,106	10,890	29,127	45,211	42,005	34,258	27,500
Total pour l'Ouest du Canada.....	1,376,600	1,679,509	1,843,987	2,206,143	2,505,775	2,845,734	2,870,599	3,158,849
Ontario et Nouveau-Brunswick.....	1,435	1,471	3,759	3,636	3,855	7,055
TOTAL DU PÉTROLE BRUT.....	1,376,600	1,679,509	1,845,422	2,207,614	2,509,534	2,849,370	2,874,454	3,165,904
GAZ-CONDENSAT.....	11,348	65,374	198,126	208,331	247,085	279,934	394,660	484,193
TOTAL DES HYDROCARBURES LIQUIDES AU CANADA.....	1,387,948	1,744,883	2,043,548	2,415,945	2,756,619	3,129,304	3,269,114	3,650,097

(1) Ces réserves ne révèlent aucune augmentation qui pourrait être attribuée au programme d'injection liquide visant le champ pétrolière de Pembina.

SOURCE: Canadian Petroleum Association.

TABLEAU B — PRODUCTION CANADIENNE DE PÉTROLE BRUT,
PAR PROVINCE
1930-1958

Année	Nouveau-Brunswick		Ontario		Manitoba		Saskatchewan	
	barils	\$	barils	\$	barils	\$	barils	\$
	(en milliers)							
1930.....	6.8	17.4	117.3	235.7
1935.....	13.0	18.2	165.0	346.2
1940.....	22.2	31.2	187.6	397.1
1945.....	30.1	42.4	113.3	268.5	14.4	15.4
1950.....	17.1	24.0	250.7	892.0	1,041.1	1,134.8
1951.....	15.6	21.8	197.2	677.9	10.7	26.5	1,249.3	1,659.0
1952.....	14.2	19.9	191.8	641.0	104.8	229.3	1,696.5	2,256.4
1953.....	14.7	20.6	299.7	994.8	653.5	1,714.8	2,797.9	3,833.1
1954.....	13.0	18.3	412.5	1,391.7	2,148.2	5,619.6	5,422.9	8,183.3
1955.....	12.5	17.6	525.5	1,599.3	4,145.8	9,618.2	11,317.2	18,318.0
1956.....	16.6	23.3	593.4	1,958.1	5,786.5	13,633.1	21,077.4	36,253.1
1957.....	19.4	27.2	623.7	2,160.0	6,089.7	15,467.9	36,861.1	79,325.1
1958(1).....	15.4	21.6	770.9	2,606.0	5,900.0	14,475.6	46,500.0	100,905.0

	Alberta		Colombie-Britannique		Territoires du Nord-Ouest		Total Canada	
	barils	\$	barils	\$	barils	\$	barils	\$
	(en milliers)							
1930.....	1,398.2	4,780.7	1,522.3	5,033.8
1935.....	1,263.5	3,102.2	5.1	25.6	1,446.6	3,492.2
1940.....	8,362.2	10,694.4	18.6	37.3	8,590.6	11,160.0
1945.....	7,979.8	13,169.7	345.2	136.3	8,482.8	13,632.3
1950.....	27,548.2	82,216.5	186.7	352.7	29,043.8	84,620.0
1951.....	45,915.4	113,870.2	227.4	399.9	47,615.6	116,655.3
1952.....	58,915.7	139,512.4	314.2	379.2	61,237.2	143,038.2
1953.....	76,816.4	193,761.6	316.7	257.3	80,898.9	200,582.2
1954.....	87,713.9	228,319.2	369.9	345.0	96,080.4	243,877.1
1955.....	113,035.0	274,901.2	404.2	1,185.8	129,440.2	305,640.1
1956.....	143,909.6	353,629.2	148.5	302.4	449.4	762.8	171,981.4	406,562.0
1957.....	137,492.3	355,555.1	340.9	763.7	420.8	294.6	181,847.9	453,593.6
1958(1).....	112,300.0	281,536.1	519.0	1,008.0	471.0	475.0	166,476.3	401,027.3

(1) Estimation préliminaire.

SOURCE: Données compilées par le personnel de la Commission d'après les renseignements fournis par le Bureau fédéral de la statistique.

TABLEAU C — RÉSERVES ET PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT DE L'OUEST DU CANADA 1950-1958 (en milliers de barils)

Année	Reste des réserves connues au 31 décembre	Production	Durée prévue des réserves	Pour-cent de retrait ⁽¹⁾
1950.....	1,202,600	28,378	42.4	2.36
1951.....	1,376,600	47,402	29.0	3.44
1952.....	1,679,509	61,037	27.5	3.63
1953.....	1,843,987	80,580	22.9	4.37
1954.....	2,206,143	95,578	23.1	4.33
1955.....	2,505,775	128,903	19.4	5.14
1956.....	2,845,734	171,372	16.6	6.02
1957.....	2,870,599	181,171	15.8	6.31
1958.....	3,158,849	164,740	19.1	5.21

⁽¹⁾ Le pourcentage de retrait est le rapport entre la production annuelle et le reste des réserves à la fin de l'année.

SOURCE: Canadian Petroleum Association.

ALBERTA
TABLEAU D — TENDANCES DE L'ACCROISSEMENT DE LA PRODUCTION POSSIBLE DE PÉTROLE RÉELLE ET RÉSERVES RÉCUPÉRABLES DE PÉTROLE ET DE CONDENSÉS DE PÉTROLE

Année	Réserves vierges récupérables (millions de barils)	Reste des réserves récupérables (millions de barils)	Production annuelle (millions de barils)	Production accumulée (millions de barils)	Production possible (millions de barils/jour)	Production réelle (milliers de barils/jour)	Production annuelle exprimée en pour-cent du reste des réserves récupérables	Production exprimée en pour-cent de la production possible
1946.....	157	72	7	85	18	18	9.72	100
1947.....	271	180	6	91	18	18	3.33	100
1948.....	613	512	10	101	29	29	1.95	100
1949.....	1,046	925	20	121	79	54	2.16	68
1950.....	1,248	1,100	27	148	146	74	2.45	51
1951.....	1,520	1,326	46	194	203	126	3.47	62
1952.....	1,810	1,557	59	253	264	161	3.79	61
1953.....	2,245	1,915	77	330	317	211	4.02	67
1954.....	2,605	2,187	88	418	343	240	4.02	70
1955.....	3,034	2,503	113	531	492	310	4.51	63
1956.....	3,641	2,966	144	675	684	393	4.86	57
1957.....	3,926	3,114	137	812	756	376	4.40	50
1958.....	3,947 ⁽¹⁾	3,022 ⁽¹⁾	113	925	793	311	3.74	39

⁽¹⁾ Y compris les réserves estimatives de condensés.
SOURCE: (Alberta Oil and Gas Conservation Board).

Commission royale d'enquête sur l'énergie

TABLEAU E — NOMBRE DE PUIXS FORÉS DANS L'OUEST DU CANADA
1953-1958

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Territoires du Nord-Ouest	Ouest du Canada
1953						
Pétrole.....	811	340	67	1,218
Gaz.....	20	159	22	201
Secs.....	19	455	315	25	6	820
Total.....	39	1,425	577	92	6	2,239 ⁽¹⁾
1954						
Pétrole.....	683	391	206	1,280
Gaz.....	15	134	24	173
Secs.....	12	376	344	103	6	841
Total.....	27	1,193	759	309	6	2,294
1955						
Pétrole.....	1	1,137	549	270	1,957
Gaz.....	12	135	20	1	168
Secs.....	23	348	343	91	5	810
Total.....	36	1,620	912	361	6	2,935
1956						
Pétrole.....	7	1,347	784	191	4	2,333
Gaz.....	34	134	12	180
Secs.....	16	375	312	63	3	769
Total.....	57	1,856	1,108	254	7	3,282
1957						
Pétrole.....	8	874	853	117	1,852
Gaz.....	43	135	16	194
Secs.....	43	441	358	108	4	954
Total.....	94	1,450	1,227	225	4	3,000
1958						
Pétrole.....	11	870	498	61	1,440
Gaz.....	15	168	17	200
Secs.....	49	512	275	31	9	876
Total.....	75	1,550	790	92	9	2,516

⁽¹⁾ Le nombre de puits forés a augmenté régulièrement depuis 1947, alors qu'il s'établissait en tout à 300.

SOURCE: *Canadian Petroleum Association, Statistical Yearbook, 1958.*

Appendice E

TABLEAU F — NOMBRE DE PIEDS DE FORAGE POUR FINS DE PROSPECTION ET DE MISE EN VALEUR DANS L'OUEST DU CANADA
1947-1958

Année	Nombre de pieds forés pour fins de prospection	Nombre de pieds forés pour fins de mise en valeur	Nombre total de pieds
1947.....	*	*	1,089,112
1948.....	*	*	1,814,560
1949.....	*	*	3,344,885
1950.....	*	*	4,602,263
1951.....	*	*	6,038,342
1952.....	3,556,723	5,156,110	8,712,833
1953.....	3,796,741	5,343,211	9,139,952
1954.....	3,991,813	5,167,489	9,159,302
1955.....	3,978,114	8,737,680	12,715,794
1956.....	4,405,607	11,056,911	15,462,518
1957.....	4,974,340	9,034,403	14,008,743
1958.....	4,183,228	8,211,301	12,394,529

* La décomposition du total n'est pas disponible.

SOURCES: Gouvernements provinciaux et *Canadian Petroleum Association.*

TABLEAU G — REVENUS DES GOUVERNEMENTS PROVINCIAUX PROVENANT DE LA VENTE ET DE LA LOCATION DE TERRAINS ET DES REDEVANCES DE PRODUCTION
1947-1958

Année	Alberta	Saskatchewan ⁽¹⁾	Manitoba
	\$	\$	\$
1947.....	1,329,740
1948.....	6,539,988
1949.....	28,057,273
1950.....	49,697,330	45,246
1951.....	39,485,267	197,196
1952.....	53,206,475	657,083	14,449
1953.....	60,182,708	1,857,830	56,507
1954.....	108,920,509	4,939,426	268,859
1955.....	108,956,114	4,480,393	885,532
1956.....	133,052,550	7,859,805	983,079
1957.....	134,359,861	18,097,156	906,951
1958.....	105,440,360 ⁽²⁾	21,329,956 ⁽²⁾	⁽³⁾

⁽¹⁾ Année financière terminée le 31 mars.

⁽²⁾ Estimations provisoires.

⁽³⁾ Données pas encore disponibles.

SOURCE: Gouvernements provinciaux.

TABLEAU H—IMMOBILISATIONS DANS L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL, 1947-1959
(en millions de dollars)

Année	Prospection	Extraction	Transport	Traitement	Immobilisations au Canada			
					Mise sur le marché	Pétrole	Industrie du pétrole et du gaz naturel	Toutes les industries
1947.....		9.5	2.6	25.7	14.9	2.5	55.2	2,419.0
1948.....		37.3	4.3	32.6	9.7	3.8	87.7	3,151.0
1949.....		45.0	7.7	21.6	11.3	4.3	89.9	3,491.0
1950.....		53.9	55.0	24.1	16.7	6.6	156.3	3,815.0
1951.....		72.1	10.7	50.9	18.1	6.8	158.6	4,577.0
1952.....	59.8	101.6	97.6	61.8	25.0	6.3	352.1	5,285.0
1953.....	59.1	107.2	79.5	66.8	36.7	11.2	360.5	5,841.0
1954.....	55.1	126.8	65.1	92.4	46.3	9.7	395.4	5,620.0
1955.....	67.4	201.6	46.0	105.8	56.5	9.4	486.7	6,350.0
1956.....	73.7	252.4	177.1	89.6	68.5	46.6	707.9	8,024.0
1957.....	77.3	237.8	310.1	116.0	74.9	69.8	885.9	8,717.0
1958(1).....	63.7	199.7	235.6	142.9	68.2	88.9	799.0	8,417.0
1959(2).....	59.7	216.8	50.0	132.3	92.5	75.4	626.7	8,321.0
Total.....	515.8	1,661.7	1,141.3	962.5	539.3	341.3	5,161.9	74,028.0
Pour-cent.....	10.0	32.2	22.1	18.6	10.5	6.6	100.0	

(1) Données provisoires.

(2) Prévisions.

NOTE: Les chiffres du tableau ci-dessus représentent les dépenses d'immobilisations pour fins de construction et pour achat de machinerie et d'outillage. Avant 1952, les dépenses d'immobilisations pour fins de prospection étaient réunies avec les dépenses pour fins d'extraction. Les montants donnés pour la mise sur le marché du pétrole représentent les dépenses faites surtout au sujet des débouchés des compagnies de pétrole tandis que les dépenses pour le gaz sont les dépenses qui ont été faites pour fins de distribution du gaz naturel.

SOURCE: Bureau fédéral de la statistique, Division des attributions générales.

TABLEAU I—DÉPENSES ESTIMATIVES DE L'INDUSTRIE DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL DANS L'OUEST DU CANADA(1) POUR LA PÉRIODE 1951-1957

(en milliers de dollars)

	Alberta	Colombie-Britannique	Saskatchewan	Manitoba	Total
Frais d'acquisition					
Acquisition et location de terrains.....	487,300	24,100	119,800	25,200	656,400
Travaux de géologie et de géophysique.....	377,700	32,800	53,300	6,700	470,500
Forage pour fins de prospection.....	380,400	33,900	80,800	15,200	510,300
	1,245,400	90,800	253,900	47,100	1,637,200
Frais de mise en valeur					
Exploitation des puits.....	666,300	6,900	169,800	36,400	879,400
	250,900	200	30,800	7,200	289,100
TOTAL.....	2,162,600	97,900	454,500	90,700	2,805,700

(1) Estimations établies d'après les chiffres publiés par les gouvernements provinciaux de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique. Les dépenses estimatives pour le Manitoba sont établies d'après le nombre de puits forés, l'activité géophysique et l'arpentage. On estime que les frais d'exploitation des puits sont les mêmes par baril qu'en Alberta. Les dépenses qui ont été faites dans les Territoires du Nord-Ouest et dans le Territoire du Yukon ne sont pas comprises. Les dépenses estimatives du tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des dépenses occasionnées par l'aménagement de pipe-lines et d'usines de gaz naturel.

SOURCE: Canadian Petroleum Association.

TABLEAU J — PLACEMENTS DANS L'INDUSTRIE DE LA PRODUCTION DU PÉTROLE COMPARÉS AUX AUTRES PLACEMENTS PUBLICS ET PRIVÉS AU CANADA

1948-1959
(en millions de dollars)

Année	Industries primaires ⁽¹⁾		Industries manufacturières	Services publics	Commerce, finance et services commerciaux	Habitat	Services sociaux et organismes du gouvernement	Total
	Pétrole brut et gaz naturel ⁽²⁾	Total						
1948.....	37	529	579	551	281	682	529	3,151
1949.....	45	622	536	678	294	768	593	3,491
1950.....	54	697	502	720	397	845	654	3,815
1951.....	72	820	793	900	412	821	831	4,577
1952.....	161	878	973	1,159	344	826	1,105	5,285
1953.....	166	928	969	1,209	526	1,084	1,125	5,841
1954.....	182	809	822	1,124	582	1,178	1,105	5,620
1955.....	269	999	947	1,099	561	1,499	1,245	6,350
1956.....	326	1,306	1,394	1,724	611	1,575	1,414	8,024
1957.....	315	1,246	1,479	2,308	690	1,430	1,564	8,717
1958 ⁽³⁾	263	997	1,082	2,135	693	1,781	1,729	8,417
1959 ⁽⁴⁾	277	1,001	1,043	1,844	799	1,728	1,906	8,321
TOTAL.....	2,167	10,832	11,119	15,451	6,190	14,217	13,800	71,609

(1) Les industries primaires comprennent l'agriculture, la pêche, l'industrie forestière, l'industrie minière, l'exploitation des carrières, l'industrie du pétrole et du gaz naturel et celle de la construction.

(2) Placements dans la prospection et l'extraction seulement et non dans le transport, la transformation ou la mise sur le marché.

(3) Données provisoires.

(4) Prévisions.

SOURCE: Données compilées par le personnel de la Commission d'après les renseignements fournis par le ministère du Commerce.

TABLEAU K — L'INDUSTRIE DU PÉTROLE ET L'ÉCONOMIE DES PROVINCES DES PRAIRIES: QUELQUES MESURES DE L'EXPANSION DE L'ALBERTA, DE LA SASKATCHEWAN, DU MANITOBA ET DU CANADA

	Alberta			Saskatchewan			Manitoba			Canada ^(a)		
	1946	1953	1957	1946	1953	1957	1946	1953	1957	1946	1953	1957
Population (en milliers d'âmes au milieu de l'année).....	803	1,012	1,160	833	861	879	727	809	860	11,962	14,462	16,163
Emploi industriel (1949 = 100).....	83	129	152	92	116	125	90	107	111	88	113	123
Revenu personnel (en millions de dollars).....	666	1,278	1,641	602	1,112	1,007	579	920	1,123	9,761	17,880	22,692
Valeur de la production minérale (en millions de dollars) ^(b)	60	249	410	24	48	173	16	25	63	503	1,302	2,108
Valeur de la production de pétrole brut et de gaz naturel (en millions de dollars).....	22	200	371	4	80	2	15	27	211	475
Valeur brute de la production manufacturière (en millions de dollars).....	257	556	762	168	267	303	352	585	673	8,036	17,678	21,981

(a) Les statistiques de Terre-Neuve ne sont pas disponibles pour l'année 1946. En conséquence, pour que la comparaison soit valable, cette province n'a pas été incluse dans les colonnes indiquant le total pour le Canada.

(b) Y compris l'industrie du pétrole brut et du gaz naturel.

SOURCE: Données compilées par le personnel de la Commission d'après les données fournies par le Bureau fédéral de la statistique.

TABLEAU L — CAPACITÉ DE RAFFINAGE DU PÉTROLE BRUT AU CANADA
PAR PROVINCE, 1940-1948
(en barils par jour)

Année	Nouvelle-Écosse	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique	Territoires du Nord-Ouest	Total Canada
1940	32,500	250	64,500	57,500	4,150	16,220	16,850	24,500	800	217,270
1945	34,000	250	59,000	75,450	4,500	18,075	18,100	21,000	840	231,215
1950	22,000	300	143,000	75,200	7,800	33,575	46,900	28,850	1,250	358,875
1951	22,000	300	160,000	79,400	20,500	47,500	61,750	28,850	1,250	421,550
1952	22,000	300	164,000	104,500	19,700	50,300	68,000	28,350	1,250	458,400
1953	18,000	300	176,000	135,000	20,000	58,100	69,150	45,850	1,250	523,650
1954	18,000	300	171,500	142,300	20,000	67,300	68,600	55,500	1,250	544,750
1955	18,000	300	210,000	148,800	29,800	66,300	77,500	66,500	1,250	618,450
1956	42,000	300	247,000	159,700	30,800	69,350	79,350	70,250	1,300	700,050
1957	44,000	300	255,800	198,510	33,220	68,975	85,540	74,250	1,300	761,895
1958	49,000	300	264,800	228,822	33,220	67,875	85,290	96,750	1,300	827,407

SOURCE: Division des ressources minérales, ministère des Mines et des Relevés techniques.

TABLEAU M — QUANTITÉS DE PÉTROLE BRUT REÇUES PAR LES
RAFFINERIES DU CANADA, 1940-1958
(en barils de 35 gallons du Royaume-Uni)

Année	Pétrole brut Canadien	Pétrole brut ⁽¹⁾ importé	Total du pétrole brut
1940	8,635,309	41,235,956	49,871,265
1945	7,852,318	58,050,996	65,903,314
1950	26,666,376	82,476,476	109,142,852
1951	47,185,925	83,139,573	130,325,498
1952	58,894,631	82,467,322	141,361,953
1953	69,345,587	81,406,110	150,751,697
1954	92,679,819	76,773,031	169,452,850
1955	105,050,563	86,751,128	191,801,691
1956	125,592,074	106,305,532	231,897,606
1957	126,914,237	111,706,671	238,620,908
1958	134,513,998	107,444,741	241,958,738

(¹) Les quantités de pétrole brut reçues par les raffineries ne correspondent pas toujours exactement aux importations de pétrole brut déclarées aux bureaux de la douane en raison des stocks détenus par les compagnies de pipe-lines et du délai que comporte le transport du pétrole des ports d'entrée aux raffineries.

SOURCE: Données compilées par le personnel de la Commission d'après les renseignements fournis par le Bureau fédéral de la statistique.

PROPRIÉTAIRES DES INSTALLATIONS DE RAFFINAGE DU CANADA ET
CAPACITÉ DE CES INSTALLATIONS
1958

Société	Nombre de raffineries	Capacité de raffinage (barils par jour)	Pour-cent de la capacité totale de raffinage au Canada
Imperial Oil Limited	9	318,650	38.5
The British American Oil Company Ltd.	6	146,250	17.7
Texaco Canada Limited	3	91,500	11.0
Shell Oil Company of Canada Ltd.	2	81,500	9.8
Canadian Petrofina Limited	1	29,000	3.5
Canadian Oil Companies Limited	1	27,400	3.3
Cities Service Company Limited	1	20,000	2.4
Standard Oil Company of British Columbia, Ltd.	1	18,000	2.2
Royalties Oil Company Limited	4	16,625	2.0
Consumers' Co-operative Refineries Limited	1	16,000	1.9
Sun Oil Company Limited	1	15,000	1.8
North Star Oil Limited	2	15,000	1.8
Canadian Husky Oil Ltd.	3	14,562	1.8
Toutes les autres compagnies	7	20,420	2.4
	42	827,407	100.0

SOURCE: Division des ressources minérales, ministère des Mines et des Relevés techniques.

Commission royale d'enquête sur l'énergie

TABLEAU N — EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT ET DE PRODUITS
RAFFINÉS DU PÉTROLE, 1930-1958

Année	Pétrole brut		Produits raffinés du pétrole		Total du pétrole brut et des produits raffinés du pétrole	
	barils	\$	barils (en milliers)	\$	barils	\$
1930.....	717	1,281	197	1,250	914	2,531
1935.....			468	1,008	468	1,008
1940.....			440	2,000	440	2,000
1945.....			3,157	14,635	3,157	14,635
1950.....			399	2,386	399	2,386
1951.....	342	807	338	3,129	680	3,936
1952.....	1,425	3,452	1,206	6,870	2,631	10,322
1953.....	2,507	6,228	348	1,630	2,855	7,858
1954.....	2,345	6,318	733	3,573	3,078	9,891
1955.....	14,834	36,254	1,272	5,640	16,106	41,714
1956.....	42,908	103,923	2,745	12,258	45,653	116,181
1957.....	55,674	140,975	3,718	16,331	59,392	157,306
1958.....	31,679	73,044	967	4,927	32,646	77,971

SOURCE: Données compilées par le personnel de la Commission d'après les renseignements fournis par le Bureau fédéral de la statistique.

Appendice E

TABLEAU O — IMPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT ET DE PRODUITS
RAFFINÉS DU PÉTROLE, 1930-1958

Année	Pétrole brut (1)		Produits raffinés du pétrole (2)		Total du pétrole et des produits du pétrole	
	barils	\$	barils (en milliers)	\$	barils	\$
1930.....	31,724	48,351	4,074	15,158	35,798	63,509
1935.....	30,254	31,293	3,632	9,379	33,886	40,672
1940.....	42,623	48,320	6,217	17,624	48,840	65,944
1945.....	56,807	72,321	5,657	23,208	62,464	75,529
1950.....	80,124	203,996	27,140	108,950	107,264	312,946
1951.....	84,237	233,148	30,373	127,353	114,610	360,501
1952.....	82,751	210,035	33,796	136,764	116,547	346,799
1953.....	81,628	213,094	35,303	149,810	116,931	362,904
1954.....	78,884	212,787	35,321	136,246	114,205	349,033
1955.....	86,792	229,779	37,694	149,122	124,486	378,901
1956.....	106,641	271,291	37,534	157,522	144,175	428,813
1957.....	111,905	305,557	34,734	155,975	146,641	461,532
1958.....	105,859	278,541	30,445	127,072	136,304	405,613

(1) Les données relatives au pétrole brut comprennent de petites quantités de produits pétroliers de haute qualité importés pour fins de mélange.

(2) Les quantités de produits raffinés du pétrole sont réduites en barils de 35 gallons du Royaume-Uni. Pour les années 1940 et 1945, seule la valeur des importations de gaz de pétrole liquéfié nous a été fournie.

SOURCE: Données compilées par le personnel de la Commission d'après les renseignements fournis par le Bureau fédéral de la statistique.

Commission royale d'enquête sur l'énergie

TABLEAU P — BALANCE DU COMMERCE—PÉTROLE BRUT ET
PRODUITS RAFFINÉS DU PÉTROLE, 1930-1958
(en milliers de dollars)

Année	Pétrole brut			Produits raffinés du pétrole		
	Importations	Exportations	Importations nettes	Importations	Exportations	Importations nettes
1930.....	48,351	1,281	47,070	15,158	1,250	13,908
1935.....	31,293	31,293	9,379	1,008	8,371
1940.....	48,320	48,320	17,624	2,000	15,624
1945.....	72,321	72,321	23,208	14,635	8,573
1950.....	203,996	203,996	108,950	2,386	106,564
1951.....	233,148	807	232,341	127,353	3,129	124,224
1952.....	210,035	3,452	206,583	136,764	6,870	129,894
1953.....	213,094	6,228	206,866	149,810	1,630	148,180
1954.....	212,787	6,318	206,469	136,246	3,573	132,673
1955.....	229,779	36,254	193,525	149,122	5,640	143,482
1956.....	271,291	103,923	167,368	157,522	12,258	145,264
1957.....	305,557	140,975	164,582	155,975	16,331	139,644
1958.....	278,541	73,044	205,497	127,072	4,927	122,145

SOURCE: Données compilées par le personnel de la Commission d'après les renseignements fournis par le Bureau fédéral de la statistique.

TABLEAU Q — SOURCES D'IMPORTATION DU PÉTROLE BRUT(1)
1950-1958

Année	Venezuela		États-Unis		Moyen-Orient	
	barils	\$	barils (en milliers)	\$	barils	\$
1950.....	28,777	80,374	31,267	90,139	17,872	28,113
1951.....	45,474	125,634	21,724	59,596	13,636	38,795
1952.....	50,976	126,581	20,337	54,406	8,272	22,711
1953.....	56,944	144,785	14,575	40,510	7,609	21,763
1954.....	60,090	158,230	9,168	28,114	6,695	19,593
1955.....	66,329	172,883	7,166	22,446	9,863	26,608
1956.....	77,235	196,560	6,161	18,621	19,122	46,496
1957.....	88,079	241,629	8,076	25,973	14,382	34,464
1958.....	72,365	199,910	1,398	4,684	30,097	68,902

Appendice E

Année	Trinidad		Tous les autres pays		Total des importations	
	barils	\$	barils (en milliers)	\$	barils	\$
1950.....	2,208	5,370	80,124	203,996
1951.....	1,987	4,335	1,416	4,788	84,237	233,148
1952.....	1,988	4,093	1,178	2,244	82,750	210,035
1953.....	2,351	5,536	149	500	81,628	213,094
1954.....	2,931	6,850	78,884	212,787
1955.....	2,860	6,704	574	1,138	86,792	229,779
1956.....	3,096	7,387	1,027	2,227	106,641	271,291
1957.....	1,368	3,491	111,905	305,557
1958.....	1,999	5,045	105,860	278,541

(1) Y compris les produits pétroliers de haute qualité importés pour fins de raffinage.

SOURCE: Données compilées par le personnel de la Commission d'après les renseignements fournis par le Bureau fédéral de la statistique.

TABLEAU R — SOURCES D'IMPORTATION DES PRODUITS RAFFINÉS
DU PÉTROLE, 1950-1958
(en milliers de dollars)

Année	États-Unis	Antilles néerlandaises		Venezuela	Trinidad	Tous les autres pays	Total
1950.....	85,340	17,089	5,582	363	576	108,950	
1951.....	106,134	10,655	10,435	86	43	127,353	
1952.....	117,253	11,528	7,895	4	84	136,764	
1953.....	132,680	7,799	7,189	114	2,028	149,810	
1954.....	106,890	20,275	8,544	98	439	136,246	
1955.....	103,944	30,422	13,959	76	721	149,122	
1956.....	107,329	37,947	11,184	3	1,058	157,522	
1957.....	109,945	39,259	5,967	9	795	155,975	
1958.....	78,200	39,450	8,814	217	391	127,072	

SOURCE: Données compilées par le personnel de la Commission d'après les renseignements fournis par le Bureau fédéral de la statistique.

Commission royale d'enquête sur l'énergie

TABLEAU S — DIFFÉRENCE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE DU PÉTROLE CANADIEN, 1956-1958
(quantités exprimées en milliers de barils par jour)

	1956	1957	1958	Différence entre 1958 et 1957 exprimée en pour-cent
Production domestique de pétrole.....	470	498	454	-9
Essence de pétrole naturelle et gaz de pétrole liquéfié domestiques.....	8	9	10	+11
Moins: Augmentation des inventaires et des stocks de:				
Pétrole.....	2	-5	5
Gaz de pétrole liquéfié.....	1
Total de l'offre domestique.....	475	512	459	-10
Plus: Importations — Pétrole.....	291	306	294	-4
— Gaz de pétrole liquéfié et ses produits.....	103	95	82	-14
— Mélanges et autres pro- duits.....	6	2	2
Moins: Exportations — Pétrole.....	119	152	84	-45
— Produits.....	7	9	4	-56
Moins: Pertes attribuables aux pipe-lines et ne figurant pas dans l'offre.....	12	1	-100
Total de l'approvisionnement disponible.....	737	753	749	-1
Augmentation des inventaires de produits.....	19	11	-16	-245(1)
Total de la demande des consommateurs en fait de pétrole et de produits du pétrole.....	718	742	765	+3
Production domestique de pétrole exprimée en pour-cent du total de la demande de pétrole des consommateurs.....	74.6	75.9	68.4	
Offre domestique exprimée en pour-cent du total de la demande des consommateurs en fait de pétrole et de produits du pétrole.....	66.2	69.0	60.0	
Offre domestique réelle(2) exprimée en pour- cent du total de la demande des consom- mateurs en fait de pétrole et de produits du pétrole.....	45.3	47.2	48.5	
Importations nettes exprimées en pour-cent du total de la demande des consommateurs en fait de pétrole et de produits du pétrole.....	38.2	32.6	37.9	
Importations nettes de produits du pétrole exprimées en pour-cent du total de la demande des consommateurs en fait de pétrole et de produits du pétrole.....	14.2	11.9	10.5	

(1) Augmentation des stocks d'ouverture.

(2) Approvisionnements domestiques qui ont servi à alimenter la demande canadienne.

SOURCE: Données compilées par l'Oil and Gas Conservation Board of Alberta, d'après les renseignements fournis par le Bureau fédéral de la statistique et les gouvernements provinciaux.

Appendice E

TABLEAU T — OFFRE ET DEMANDE, TOUS LES PÉTROLES, 1952-1958
(en barils par année)

	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958 **
OFFRE							
Production							
Pétrole brut.....	61,237,322	80,898,897	96,080,345	129,440,247	171,981,413	181,848,004	165,520,737
Essence de pétrole naturelle et autres(1)	579,873	602,368	673,564	868,416	2,595,210	2,980,504	2,809,016
Total de la production.....	61,817,195	81,501,265	96,753,909	130,308,663	174,576,623	184,828,508	168,329,753
Production, en barils par jour.....	168,899	223,291	265,079	357,010	476,985	506,423	461,177
Importations							
Pétrole brut(2).....	81,876,206	80,266,682	78,883,670	86,792,460	106,641,358	111,905,473	107,444,741
Produits du pétrole(3).....	34,218,692	36,015,666	33,501,082	37,657,197	37,456,653	34,644,099	30,435,271
Total des importations.....	116,094,898	116,282,348	112,384,752	124,449,657	144,098,011	146,549,572	137,880,012
Mouvement des stocks							
Pétrole brut.....	+ 104,917	- 2,899,590	- 871,857	+ 699,643	- 949,217
Produits du pétrole(6).....	- 2,688,573	- 1,380,113	- 7,549,496	- 2,661,024	+ 5,720,516
Total du mouvement des stocks.....	- 7,199,565	- 9,358,227	- 2,583,656	- 4,279,703	- 8,421,353	- 1,961,381	+ 4,771,299
Total de l'offre.....	170,712,528	188,425,386	206,555,005	250,478,617	310,253,281	329,416,699	310,981,064
DEMANDE							
Exportations							
Pétrole brut.....	1,424,456	2,507,314	2,344,948	14,833,971	42,908,086	55,674,228	31,679,429
Produits du pétrole.....	1,213,344	352,412	484,726	880,932	2,560,313	3,635,832	936,600
Total des exportations.....	2,637,800	2,859,726	2,829,674	15,714,903	45,468,399	59,310,060	32,616,029
Ventes domestiques							
Essence à moteur.....	62,140,038	67,193,393	70,116,107	75,644,262	83,020,237	87,724,628	92,137,073
Produits intermédiaires de la distil- lation(4).....	43,507,842	47,818,022	56,414,725	71,434,493	84,577,275	87,645,800	94,155,317
Mazout lourd.....	34,225,505	36,700,421	39,840,857	43,193,422	50,549,199	48,596,728	43,247,833
Tous les autres produits(5).....	13,665,838	17,799,653	20,327,445	23,920,554	27,245,311	28,701,008	30,186,830
Total des ventes domestiques.....	153,539,223	169,511,489	186,699,134	214,192,731	245,392,022	252,668,164	259,727,053

TABLEAU T — OFFRE ET DEMANDE, TOUS LES PÉTROLES, 1952-1958 (Fin)
(en barils par année)

	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958 **
Quantités utilisées et quantités perdues dans les raffineries.....	11,099,014	14,672,752	12,514,002	14,851,203	16,845,131	17,811,405	18,845,108
Quantités utilisées et quantités perdues dans les champs et dans les pipe-lines.....	—	234,344	516,544	2,134,160	551,515	1,409,122	—
Total des quantités utilisées et des quantités perdues.....	10,864,670	15,189,296	13,018,062	16,985,363	17,396,646	19,220,527	18,833,655
Mazout provenant des entrepôts et des stocks des navires.....	445,679	537,042	235,477	48,788
Total de la demande.....	167,487,372	187,560,511	202,782,347	246,941,785	308,257,067	331,198,751	311,176,737
Pétroles ne figurant pas dans les calculs...	3,225,156	864,875	3,772,658	3,536,832	1,996,214	1,782,052	195,673
Total de la demande domestique de tous les pétroles.....	164,403,893	184,163,743	199,717,196	231,178,094	262,788,668	271,888,691	278,560,708
Demande domestique de tous les pétroles, en barils par jour.....	449,191	504,558	547,170	633,365	718,002	744,901	763,180

** Données provisoires.

(1) Y compris le gaz de pétrole liquéfié.

(2) Y compris de petites quantités d'essence de pétrole naturelle.

(3) Y compris de petites quantités de produits pétroliers de haute qualité.

(4) Y compris l'essence pour les avions turbo-propulsés, la kérosène, le pétrole à chauffage, l'essence à tracteur, l'essence à diesel et le mazout léger (n^{os} 2 et 3).

(5) Y compris les stocks de gaz de pétrole liquéfié, de pétrole pétro-chimique, les produits spéciaux de naphte, l'essence à avion, l'asphalte, le coke de pétrole, l'huile et la graisse de lubrification, la cire, le gaz de distillerie et de petites quantités de produits divers.

(6) Y compris le gaz de pétrole liquéfié en entrepôt en Alberta, 1956-1958.
SOURCE: Division des ressources minérales, ministère des Mines et des Relevés techniques, Ottawa.TABLEAU U — IMPORTANCE RELATIVE DU PÉTROLE COMME SOURCE D'ÉNERGIE AU CANADA, 1945-1958
(les quantités sont exprimées en pourcentage)

Année	Houille	Énergie hydro-électrique	Gaz	Pétrole brut			Total
				Importé	Canadien	Total	
1945.....	64.3	8.0	3.4	21.4	2.9	24.3	100.0
1950.....	53.0	7.8	4.1	27.6	7.5	35.1	100.0
1953.....	40.4	8.7	5.5	26.6	18.8	45.4	100.0
1955.....	31.6	9.1	7.3	25.2	26.8	52.0	100.0
1956.....	29.3	8.3	7.6	24.7	30.1	54.8	100.0
1957.....	25.4	8.4	9.8	24.9	31.5	56.4	100.0
1958.....	20.0	9.6	16.1	24.3	30.0	54.3	100.0

SOURCE: Energy Sources in Canada, études annuelles par C. L. O'Brien et A. W. Lovett, Office fédéral du charbon.

TABLEAU V — QUELQUES PRIX POUR LE PÉTROLE BRUT EN ALBERTA, AUX ÉTATS-UNIS, AU VENEZUELA
ET AU MOYEN-ORIENT
1946-1959

(en dollars des États-Unis par baril(1) à la fin de l'année)

Année	CANADA		ÉTATS-UNIS				VENEZUELA(2)			MOYEN-ORIENT(2)	
	Alberta (Redwater) 35° densité de	Bassin de l'Illinois	Oklahoma- Kansas densité de 36°-36.9°	Californie (Long Beach) densité de 27°-27.9°	Est du Texas densité de 38°-38.9°	Texas (Golfe) densité de 30°-30.9°	Officina densité de 35°-35.9°	Tia Juana densité de 26°-26.9°	Koweït densité de 31°-31.9°	Arabie saoudite densité de 34°-34.9°	
1945.....	*	1.17	1.15	1.25	1.28	*	*	*	*	
1946.....	*	1.37	1.33	1.44	1.47	*	*	*	*	
1947.....	*	1.90	1.85	1.98	2.05	*	*	*	*	
1948.....	3.20	*	2.57	2.45	2.65	2.68	*	*	*	*	
1949.....	2.88	2.77	2.57	2.40	2.65	2.68	*	*	*	*	
1950.....	2.73	2.77	2.57	2.37	2.65	2.68	*	*	*	*	
1951.....	2.44	2.77	2.57	2.41	2.65	2.68	2.63	2.30	1.65	1.71	
1952.....	2.32	2.77	2.57	2.41	2.65	2.68	2.63	2.24	1.65	1.71	
1953.....	2.38-2.64	3.02	2.71	2.72	2.79	2.92	2.76	2.25	1.64	1.81	
1954.....	2.55	2.90	2.82	2.76	2.90	3.03	2.88	2.30	1.72	1.93	
1955.....	2.49	3.00	2.82	2.76	2.90	3.03	2.87	2.30	1.72	1.93	
1956.....	2.49	2.90	2.82	2.78	2.90	3.03	2.80	2.30	1.72	1.93	
1957.....	2.63-2.67	3.15	3.07	3.17	3.25	3.48	3.04	2.54	1.80	2.05	
1958.....	2.56	3.00	3.00	3.06	3.25	3.58	3.05	2.55	1.85	2.08	
1959(mars).....	2.42	3.00	2.97	3.06	3.25	3.58	2.90	2.40	1.67	1.89	

* Prix non disponibles.

(1) S'applique aux prix de tous les pétroles bruts excepté ceux du pétrole de Redwater (Alb.) qui sont en dollars canadiens.

(2) Prix f. à b. port d'expédition. Les prix pour les États-Unis et le Canada sont les prix aux champs pétroliers.

SOURCES: *Bulletin mensuel de statistiques* d'avril 1959, publié par les Nations Unies à New York; Bureau des Mines des États-Unis; *Oil and Gas Conservation Board of Alberta*.