

L'IMPACT DE LA POLITIQUE NATIONALE DU PETROLÉ (1961)
SUR L'INDUSTRIE QUEBECOISE DE RAFFINAGE

Thèse de maîtrise
présentée
au département d'économie,
Université McGill,

par

Jean-Paul Custeau



Août 1981



L'IMPACT DE LA POLITIQUE NATIONALE DU PETROLE (1961)

ABSTRACT

The aim of this thesis is to study the impact of the National Oil Policy of 1961 on the refining industry of Quebec. This Policy can be viewed as the Canadian response to the U.S. Petroleum Import Control Programs, which, in 1957, rescinded the exemption from regulations granted previously to Canadian crude.

The inclusion of Canadian crude in the American Imports Control Programs triggered a crisis for the Canadian petroleum industry. Exports of crude to the U.S. fell by thirty percent, which pulled down production by eight percent. This crisis forced the federal government to envisage a national oil policy in order to ensure markets for the new industry.

Two alternative policies were examined by the central government. First, a renewal of the exemption could be sought. By doing so, continental integration and exports to the U.S. would be preserved. On the other hand, a more nationalistic policy could be pursued by making good the shortfall in exports by granting the Montreal refining centre to the Western producers. Such policy involved the financing and construction of a crude pipeline between the Western Basins and Montreal. Since the U.S. government found it within its interests to grant the desired exemption, the federal government opted for continental integration of the petroleum industry.

Continental integration was a mixed blessing for the industry. By 1959, American crude prices were substantially higher than world prices, and, because of price equalization with U.S. domestic prices, Canadian crude faced cheaper imported crude in its newly acquired Ontario market. Consequently, Canadian prices had to be shielded from competition by imported crude in order to protect its Ontario market and the newly granted exemption.

The protectionist regulations inserted in the policy forbade importation of imported crude and refined products to the west of the Ottawa River Valley, reserving this market solely for Canadian crude. Since Quebec's

petroleum products were refined from imported crude and could thus enjoy a competitive advantage over its Canadian refined counterparts, they were also subjected to the regulations. As a consequence, Quebec was deprived of a market equivalent to 50,000 barrels per day (b/d) of crude.

In theory, this amputation could only result in a reduction of the growth rate of Quebec's refining capacity. Data supports such an expectation. However, they show a deeper adjustment than can be theoretically expected.

Two factors explain such a behavior of Quebec's capacity. Foremost is the impact of the penetration of Canadian crude in Ontario. Previously, Quebec's refined products supplemented an Ontario refining industry hampered by its limited access to sources of crude. With the coming of Canadian crude Ontario's refiners could now envisage the possibility of satisfying the province's demand. They thus built new refineries and began, as early as 1954, to displace Quebec's refined products from Ontario.

Compounding the impact of Quebec's refining industry was the particularity of Quebec's demand for refined products. Gasoline, which is the product maximized by refiners, accounted for less than twenty-five percent of the demand, while refiners desired a composition of output in which gasoline represents in excess of thirty percent of production. When Ontario ceased to be an outlet for the excess gasoline, intake of crude was reduced, and with it, desired level and growth of capacity. Thus, Quebec's refining industry was reduced to a regional industry.

In conclusion, the policy did not initiate the downgrading of Quebec's refining industry. However, it did accelerate and deepen the adjustment of the industry to its new environment when it ordered an immediate pull-back of Quebec's gasoline from the market granted to Ontario refiners.

RESUME

L'industrie pétrolière du Canada connaît une grave crise en 1957. Les exportations pétrolières vers les Etats-Unis, qui représentent 30 pourcent de la production canadienne, chutent dramatiquement. La cause en est la révocation par les Etats-Unis du statut particulier accordé au pétrole canadien, exempté depuis 1952 des contrôles imposés sur les importations pétrolières américaines. Sous les pressions conjuguées des producteurs et des gouvernements provinciaux de l'ouest, le gouvernement fédéral canadien élabore une politique nationale du pétrole dont le but est de garantir des débouchés à l'industrie pétrolière.

Deux options s'offrent aux législateurs; d'une part, tenter de préserver l'intégration continentale de l'industrie pétrolière canadienne en négociant la restauration de l'exemption; ou, d'autre part, suppléer aux exportations par l'intégration du centre de raffinage de Montréal au marché desservi par les producteurs de l'ouest. L'exemption convoitée étant accordée, le gouvernement centrale opte en 1961 pour l'intégration continentale.

Cette politique, en sauvegardant l'égalisation des prix pétroliers canadiens avec ceux des Etats-Unis, aiguise la pressions des pétroles importés sur le marché ontarien du pétrole de l'ouest. Des prix canadiens supérieurs aux prix mondiaux sapent en effet la compétitivité de ce pétrole en Ontario. Le gouvernement canadien réagit en promulguant une mesure protectionniste, laquelle réserve le marché à l'ouest de la vallée de l'outaouais au pétrole canadien. Parce que les produits pétroliers québécois sont raffinés à partir du pétrole importé, ils sont inclus dans l'interdiction. L'industrie québécoise de raffinage perd ainsi un marché équivalent à 50,000 barils/jour en pétrole brut.

Théoriquement, cet embargo sur les envois québécois en Ontario doit résulter en un fléchissement du taux de croissance de la capacité québécoise. Cette attente est corroborée par les données. Toutefois ceux-ci indiquent un ajustement plus profond et prolongé que prévu. Le fléchissement du

taux de croissance de la capacité québécoise commence avant la promulgation de la politique pour se poursuivre tout du long des années soixante. Plus important est, cependant, l'acuité de l'ajustement. La capacité développe un retard sur la croissance de la demande, retard qui prend l'aspect d'un déficit de la capacité sur la consommation domestique québécoise en produits raffinés équivalant en moyenne à 53 pourcent de la demande pour les années 1964-67.

Deux facteurs expliquent ce comportement de la capacité québécoise. Premièrement, il y a l'impact de la pénétration du pétrole de l'ouest en Ontario après 1952. Le pétrole de l'ouest met fin au rôle de suppléance des produits québécois dans cette province. Grâce au pétrole de l'ouest, les raffineurs ontariens peuvent entreprendre la construction de nouvelles raffineries, celui-ci leur permettant pour la première fois d'envisager la satisfaction des besoins ontariens en produits raffinés. Ainsi les produits québécois sont-ils refoulés de l'Ontario, et conséquemment, le taux de croissance de la capacité québécoise réduit.

Le deuxième facteur amplifie l'impact du refoulement. Il tient essentiellement à la nature multi-produits de l'industrie. Afin de maximiser les profits, les raffineurs doivent décider de la composition de leur production. Or, l'essence est le produit-clé de par sa valeur au marché. Aussi, les raffineurs en recherchent-ils sa maximisation. Mais la demande québécoise en produits raffinés ne favorise pas l'essence. L'Ontario sert donc de débouché au surplus d'essence produit. Avec le tarissement de ce marché ontarien la prise journalière en pétrole doit être réduite afin de maintenir la pondération désirée en essence dans la production. Le taux de croissance de la capacité en subit un fléchissement aiguë, lequel réduit l'industrie québécoise de raffinage à une industrie régionale.

REMERCIEMENTS

J'aimerais remercier le professeur Chris Green, mon directeur de thèse, pour son aide inestimable dans l'élaboration de la thèse, et ses encouragements dans les vicissitudes. Des remerciements sont dues également aux professeurs Davenport et Rowley pour leurs conseils opportuns sur les données et l'organisation du Chapitre quatre. A droit également à ma reconnaissance M. David Gardner pour la dactylographie de la thèse, et la compagnie Olivetti pour l'utilisation de son équipement. Finalement, je ne saurais passer sous silence mes parents qui ont bien voulu payer la note.

TABLES DES MATIERES

CHAPITRE UN

Introduction

CHAPITRE DEUX

La politique nationale du pétrole

Introduction	7
<u>Section un:</u> Les exportations pétrolières canadiennes et les politiques américaines de restrictions des importations pétrolières	8
A) Les exportations canadiennes	8
B) Les politiques américaines d'importation de pétrole brut, 1952/59	17
C) L'impact des politiques américaines sur les exportations pétrolières canadiennes	20
<u>Section deux:</u> Conditions à la pénétration de Montréal par le pétrole canadien	24
A) La position concurrentielle du brut canadien à Montréal	24
B) Coûts et tarif de l'oléoduc Edmonton-Montréal	29
C) Interventions gouvernementales	31
D) Choix de la politique	36
<u>Section trois:</u> La ligne de la Vallée de l'Outaouais	37

CHAPITRE TROIS

Analyse théorique de l'impact de la politique nationale du pétrole

Introduction	48
--------------------	----

<u>Section un:</u> Modèles compétitifs	49
A) Modèle de concurrence parfaite	49
b) Modèle avec firmes multi-manufactures	53
<u>Section deux;</u> Modèle de concurrence imparfaite	55
A) Modèle avec firmes multi-manufactures et deux transporteurs	55
B) Comparaison d'un déplacement compétitif de la ligne équiprix avec l'imposition d'un embargo sur les envois d'un centre de raffinage	60

CHAPITRE QUATRE

Analyse empirique

Introduction	67
<u>Section un:</u> Les envois québécois en Ontario durant les années cinquante	69
A) Les prix du pétrole brut	69
B) Le refoulement des envois québécois de l'Ontario	72
<u>Section deux:</u> Impact du fléchissement des prix mondiaux du pétrole	78
A) Les prix	78
B) Impact du fléchissement mondial des prix du pétrole sur les envois québécois en Ontario	79
<u>Section trois:</u> Les années Post-PNP, 1963-1972	84
A) L'évolution des prix	84
B) Impact de la politique nationale du pétrole	91
<u>Section quatre:</u> La position concurrentielle de l'industrie de raffinage au Québec	97

CHAPITRE CINQ

Conclusion	106
Appendice A: Demandes pour produits raffinés	114
Appendice B: Processus de raffinage du pétrole	118
Appendice C: Données	133
Appendice D: Capacité de raffinage par compagnie	156
Appendice E: Lexique	162
Liste des Tableaux	164
Liste des diagrammes	166
Bibliographie	167

CHAPITRE UN INTRODUCTION

LE PROBLEME

La présente thèse a pour objet l'étude de l'impact de la Politique nationale de l'énergie de 1961 sur l'industrie québécoise de raffinage du pétrole. Plus exactement, un volet de la politique est étudié: celui ayant trait à la Ligne de la Vallée de l'Outaouais ou Ligne Borden.

Cet aspect de la politique de l'énergie limitait la commercialisation à l'ouest de la Ligne Borden du pétrole brut importé. Le marché des produits raffinés québécois étaient également restreint à l'est du pays, à l'est de la "Ligne Borden". (1) L'industrie québécoise de raffinage s'en trouva donc particulièrement affectée, puisque l'Ontario représentait un débouché important pour l'industrie.

Ainsi, la politique semble favoriser l'industrie ontarienne de raffinage au détriment de celle du Québec. (2) C'est sur cet aspect de la politique que se penche la présente thèse.

LA POLITIQUE

Avant d'aborder l'étude de l'impact de la Politique nationale de l'énergie, il nous faut connaître les raisons et circonstances entourant sa promulgation. Ceci est le fait du Chapitre deux dont l'argumentation peut se résumer comme suit.

Trois facteurs présidèrent à l'élaboration de la politique en question, à savoir les exportations canadiennes d'hydrocarbures vers les Etats-Unis, les politiques énergétiques américaines, et finalement, la structure mondiale des prix du pétrole brut.

Les exportations canadiennes de pétrole brut représentaient un débouché important pour les producteurs pétroliers de l'Ouest canadien. Parce

que les exportations jouaient un rôle majeur dans la rentabilisation de la production canadienne d'hydrocarbures, les producteurs voyaient en le développement de leurs marchés américains l'assurance de la prospérité future de leur industrie.

Les autorités américaines entrevoyaient cependant, d'un autre oeil, les exportations en pétrole canadien. Aux prises avec les pétroles du Moyen-Orient et la menace que ceux-ci posaient au système de production pétrolière domestique américaine, et afin de contrer cette menace, il fut mis sur pied une série de mesures visant au contrôle des importations d'hydrocarbures.

Bien qu'historiquement exempté des réglementations, le pétrole canadien perdit en 1957 son statut privilégié, et est incorporé dans le programme américain de contrôle des importations de pétrole brut. En conséquence, les exportations canadiennes chûtèrent dramatiquement et entraînent avec elles la production canadienne. Il en émergea le problème des débouchés que le gouvernement fédéral chercha à résoudre par sa politique énergétique.

Au même moment, à cause du "Mandatory Petroleum Import Control Program" de 1959, la structure mondiale des prix du pétrole brut qui, jusqu'alors, s'était basée sur les prix pétroliers domestiques américains, s'écroulait. Les pétroles du Moyen-Orient prirent la relève et devinrent l'étalon des prix mondiaux. Leurs coûts de développement extrêmement bas déclenchèrent une tendance à la baisse des prix mondiaux; laquelle devait durer tout au long des années soixante. Ceci aggrava le problème des débouchés des producteurs de l'Ouest canadien. Non seulement leur pénétration du marché Est canadien, alors approvisionné en pétrole importé, s'en trouva arrêté, mais leurs marchés canadiens acquis, particulièrement l'Ontario, se retrouvaient menacés par un pétrole d'outre-mer nettement moins dispendieux. Ainsi le gouvernement fédéral se devait-il d'inclure ce dernier facteur dans sa politique énergétique.

Deux politiques énergétiques alternatives s'offraient au gouvernement canadien. La première, nationaliste, préconisait l'expansion jusqu'à Montréal du marché domestique desservi par le pétrole de l'Ouest. Ceci signifiait, d'une part, la construction d'un oléoduc liant Montréal aux bassins pétroliers de l'Ouest; et, d'autre part, la mise en place de mesures protectionnistes susceptibles de contrer la menace posée par les pétroles d'outre-mer à la rentabilité commerciale d'un tel projet.

La deuxième politique en était une de retour au statu quo ante 1957. Pour ce faire, le gouvernement canadien entreprit dès 1959 des négociations avec son congénère américain pour l'obtention d'une exemption du pétrole canadien à la réglementation américaine des importations d'hydrocarbures. Comme la négociation de l'exemption équivalait à négocier la préservation de l'intégration continentale de l'industrie pétrolière canadienne, cette politique devait s'assortir également d'une mesure protectionniste pour enrayer les pressions concurrentielles des pétroles d'outre-mer, et permettre un prix pétrolier canadien harmonisé avec celui des Etats-Unis. D'où la nécessité d'une Ligne Borden.

En 1961, sur la recommandation de la Commission royale d'enquête sur l'énergie et parce que le gouvernement américain accordait l'exemption désirée, le gouvernement canadien opta pour la deuxième politique. Le Chapitre deux analysera donc les exportations canadiennes et leur vulnérabilité aux politiques énergétiques américaines, les deux options considérées par le gouvernement, et, finalement les raisons qui poussèrent les gouvernements canadien et américain à rechercher l'exemption.

LA LIGNE BORDEN

La Ligne de la Vallée de l'Outaouais a pour but de protéger le prix canadien du pétrole brut. Mais pourquoi la politique régleme-t-elle les envois québécois de produits raffinés en Ontario?

Le centre de raffinage de Montréal est alimenté par les pétroles d'outre-mer. Aussi les produits raffinés québécois envoyés en Ontario sont-ils en fait du pétrole importé transformé. Avec la baisse des prix pétroliers mondiaux, la position concurrentielle des produits québécois en Ontario s'améliore, rendant ainsi possible le déplacement par les produits québécois des produits ontariens raffinés à partir du pétrole canadien. Ainsi y a-t-il, par l'intermédiaire des produits raffinés québécois, renouvellement des pressions du pétrole importé sur les prix pétroliers canadiens. D'où l'interdiction faite aux produits raffinés québécois de franchir la Ligne.

Cependant, le gouvernement fédéral ne se contente pas de geler les marchés des deux centres de raffinage. Il décide d'allouer une part accrue du marché ontarien aux raffineurs de cette province en ordonnant un reflux des produits québécois de l'Ontario de l'ordre de 50 mb/j en pétrole brut. (3) Cet aspect de la politique est généralement considéré comme le plus dommageable à l'industrie québécoise de raffinage.

Pour l'étude de cet aspect, nous commencerons par l'analyse théorique du problème (Chapitre trois). Un modèle sera élaboré afin d'isoler les facteurs déterminant l'allocation spatiale du marché entre les deux centres de raffinage, à savoir ceux de Montréal et de Toronto-Sarnia. L'analyse théorique passera par différents stages de complexité pour en arriver à un modèle de concurrence imparfaite incluant deux centres de raffinage et deux transporteurs de produits raffinés. Dans ce modèle il sera analysé l'allocation des investissements entre les deux centres, le processus d'ajustement compétitif à des changements dans les prix du pétrole brut et, finalement, l'impact de l'imposition ex abrupto d'un embargo sur les envois d'un des deux centres de raffinage.

L'analyse empirique, développée au Chapitre quatre, couvre les années 1949-1972. L'analyse vise à l'identification des tendances caractérisant la croissance de l'industrie québécoise de raffinage. Ainsi serons-nous

habilité par la connaissance des tendances antérieures et postérieures à la promulgation de la politique, à l'analyse des changements dans ces mêmes tendances et des facteurs sous-jacents à celles-ci.

Deux facteurs détermineront le taux de croissance de la capacité québécoise de raffinage. D'une part, nous avons la pénétration du pétrole de l'ouest en Ontario. Celle-ci occasionnera une relocalisation des investissements des raffineurs vers l'Ontario, et un amoindrissement de la demande ontarienne pour les produits pétroliers du Québec. Il s'en suivra une réduction dans le taux de croissance de l'industrie québécoise de raffinage.

D'autre part, la nature multi-produits de l'industrie jouera un rôle important; car, pour cette industrie, le profit tient à une composition optimale de la production, laquelle est synonyme à la maximisation de la production des essences. Parce que la composition de la demande québécoise pour les produits raffinés est proportionnellement plus élevée en mazout qu'en essence, et que les produits refoulés de l'Ontario sont essentiellement de l'essence, la croissance de la capacité québécoise aura un ajustement beaucoup plus prononcé qu'autrement. Les raffineurs, en fait, opteront pour une réduction du taux de croissance désirée de la capacité afin de maintenir la composition désirée de la production.

Ces deux facteurs donneront naissance aux deux tendances fondamentales du taux de croissance de la capacité québécoise de raffinage. La relocalisation des investissements vers l'Ontario occasionnera un fléchissement de celle-ci, alors que le rétrécissement du marché pour l'essence québécoise en déclenchera un freinage.

Quant à l'impact de la politique sur l'industrie québécoise de raffinage, nous découvriront, avec le Chapitre cinq, que celle-ci accélèra le processus d'ajustement, mais ne l'initia pas.

NOTES DE RENVOI

1. La politique reprend les recommandations de la Commission royale d'enquête sur l'énergie, lesquelles proposaient:
 - a) que l'exportation du pétrole canadien ne soit pas soumise à des licences;
 - b) que les importations de pétrole brut et de produits raffinés soient licenciés et interdites dans les marchés déjà desservis par le pétrole canadien, et que:
 - c) les produits raffinés québécois soient également interdits dans lesdits marchés et que les envois québécois en produits raffinés destinés aux marchés ontariens soient diminués de l'équivalent de 50,000 barils de pétrole brut par jour. (SOURCE: Royal Commission on Energy, Second Report, 1959).

2. Le marché ontarien était approvisionné par deux centres de raffinage: celui de Sarnia-Toronto et celui de Montréal. En 1961, le centre de raffinage Sarnia-Toronto avait une capacité de 260 mb/j, alors que celui de Montréal était de 297 mb/j. Les envois québécois eux, se chiffraient à 72 mb/j. (SOURCE: Statistique-Canada).

3. Voir note 1.

CHAPITRE DEUX
LA POLITIQUE NATIONALE DU PETROLE

INTRODUCTION

Le facteur déterminant à l'émergence de la politique canadienne de l'énergie est le manque de débouchés dont souffrait l'industrie pétrolière. Le terme 'débouchés' peut induire en erreur quant à l'identification du problème. Essentiellement les producteurs se plaignent d'un taux de production insuffisant pour rentabiliser les investissements dévoués à l'exploration et au développement des ressources pétrolières canadiennes. Effectivement, malgré un accroissement nettement plus rapide de la production par rapport aux réserves prouvées durant les années cinquante (soit de 289 et de 154 pourcent respectivement pour la production et les réserves), le taux de productivité, c'est-à-dire le rapport entre la production effective et celle économiquement optimale, ne cesse de décliner durant la même période, passant de 71 pourcent en 1954 à 54 pourcent en 1958. (1) Le déclin du taux de productivité dénote une insuffisance de la demande domestique pour le pétrole canadien; d'où le problème des débouchés.

Trois (3) marchés s'offrent aux producteurs canadiens. Le premier, le marché régional de l'Ouest canadien, rapidement assimilé, n'offre que peu de perspectives de croissance de par sa faible industrialisation et son peu de population. L'autre marché domestique, l'Est canadien industrialisé, se restreint à l'Ontario à cause d'un manque d'infrastructure dans l'acheminement du pétrole brut. Bien que cette province soit la plus peuplée et industrialisée du Canada, la demande en produits raffinés y est insuffisante pour assurer un taux de production adéquat. Aussi, les producteurs canadiens doivent-ils miser sur un dernier marché, celui de l'exportation vers les États-Unis, qui vint à représenter dès 1956 pour près de 20 pourcent de la production pétrolière canadienne. (2) Or, un tel arrangement ne peut être que fragile. Parce que le pétrole,

canadien est dispendieux à produire, il ne peut être exporté que dans des marchés desservis par des sources elles-mêmes dispendieuses, soit les Etats-Unis. De plus, il ne peut garder ses marchés domestiques et d'exportations qu'en l'absence de toute autre concurrence sauf celle du pétrole américain; ou encore, lorsque la structure mondiale des prix pétroliers se base sur les prix domestiques du pétrole américain. Nous avons donc là les conditions permettant l'expansion des débouchés du pétrole canadien, et que tentera de perpétuer la Politique nationale du pétrole.

Ce chapitre examinera l'environnement concurrentiel de l'industrie pétrolière canadienne et la recherche des solutions au problème des débouchés. La Section un se concentrera sur les marchés d'exportation, les politiques énergétiques américaines et leurs répercussions sur l'industrie pétrolière canadienne.

Avec la Section deux, nous retournerons aux marchés domestiques. Celle-ci traitera des différentes options étudiées par le gouvernement fédéral dans la formulation de sa politique énergétique. Quand à la Section trois, elle cherchera à dégager les facteurs qui influencèrent le choix du gouvernement fédéral.

SECTION UN

Les exportations pétrolières canadiennes et les politiques américaines de restrictions des importations pétrolières

A) Les exportations canadiennes.

Les exportations canadiennes exhibent certaines particularités qu'il est bon de mentionner vu les intérêts tant privés que gouvernementaux qui s'y rattachaient et qui entraînent ceux-ci à favoriser la préservation et l'expansion des exportations pétrolières canadiennes vers les Etats-Unis. Premièrement, il y a l'importance des exportations (Tableau

TABLEAU II-1

Réserves, production et exportations
du pétrole brut canadien

(En millions de barils)

Année	Réserves (fin de l'année)	Productions	Exportations
1951	1,376	47	0.3
1952	1,679	60	1.4
1953	1,845	80	2.5
1954	2,207	95	2.3
1955	2,509	127	16.7
1956	2,849	169	42
1957	2,874	181	55
1958	3,165	166	30
1959	3,497	183	34
1960	3,678	191	41
1961	4,173	221	67
1962	4,480	244	86
1963	4,881	256	91
1964	6,177	270	102
1965	6,711	291	108
1966	7,791	316	127
1967	8,168	344	151
1968	8,381	371	169
1969	8,619	393	203
1970	8,558	438	245
1971	8,333	480	275

SOURCE : WAVERMAN, Léonard, The Reluctant Bride: Canadian and American Energy Relations.

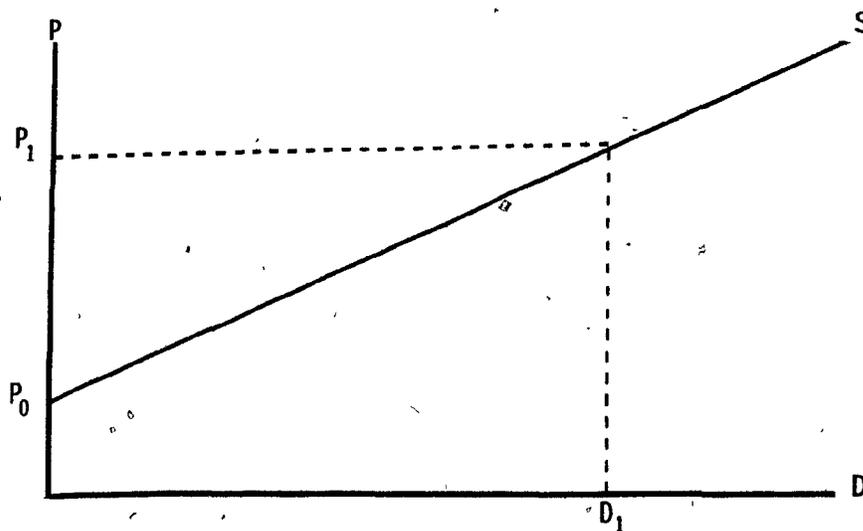
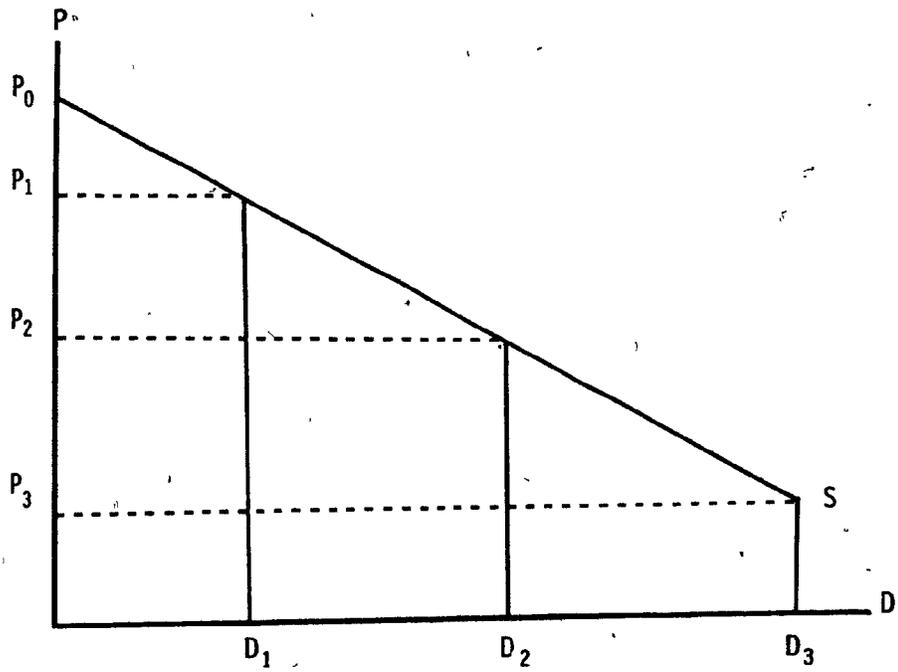
DIAGRAMME II-1Prix affiché et prix de livraison

DIAGRAMME II-2

Egalisation du prix de livraison



II-1) et l'influence qu'elles exerçaient sur les producteurs canadiens grâce à leur proximité et meilleures perspectives de croissance.

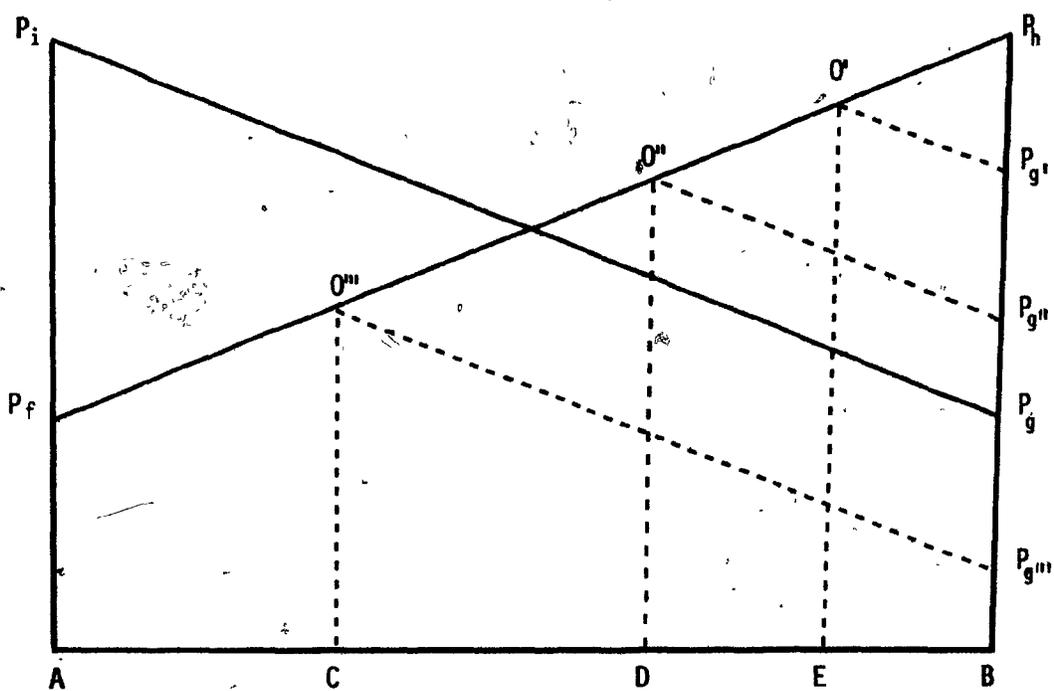
En second lieu, nous avons l'intégration continentale de l'industrie pétrolière canadienne. Les exportations pétrolières vers les Etats-Unis sont facilitées par l'alignement des prix canadiens sur ceux des Etats-Unis. Ainsi, l'intégration continentale découle-t-elle de cette égalisation des prix pétroliers, laquelle est le mécanisme concurrentiel de détermination des prix.

L'égalisation des prix pétroliers procède du système des prix affichés (posted price).

"Under the posted price system, each company posts its price and all producers in a particular field receive the same price for the same grade of crude regardless of the volume purchased. Generally the posted price quotations for crude petroleum are F.O.B., the wellhead, and does not include costs of gathering and transportation to destination." (3)

Par conséquent, et dans un environnement de concurrence parfaite, avons-nous la situation décrite par la diagramme II-1, où le prix de livraison P_1 est déterminé par le prix affiché P_0 et les coûts de transport (pente de P_0S) du réservoir au raffineur D_1 .

Pour une économie possédant un seul centre de raffinage et plusieurs réservoirs de pétrole brut inégalement dispersés sur tout le territoire, les raffineurs coteront un prix F.A.B. pour une même qualité de pétrole selon chaque réservoir. Ceci tient à la nature même du pétrole, lequel est une commodité localisée aléatoirement et en quantité limitée. Au fur et à mesure que leurs besoins augmentent, les raffineurs doivent faire appel à des réservoirs plus éloignés et payer des prix de livraison plus élevés. Par conséquent, le prix du pétrole brut est déterminé par le

DIAGRAMME II-3Egalisation concurrentielle des prix pétroliers

prix de tête de puit (wellhead price) et les coûts de transport du baril marginalement nécessaire à la satisfaction des besoins des raffineurs. Nous avons donc ici un environnement économique donnant naissance à une rente classique, les réservoirs les plus rapprochés commandant des prix affichés permettant l'égalisation de leurs prix de livraison avec celui du baril marginal.

Cette situation est décrite par le diagramme II-2. Pour un coût de transport donné, la pente $P_0 S$, le prix de livraison sera P_0 et les prix affichés respectivement P_1 , P_2 et P_3 pour les réservoirs situés en D_1 , D_2 et D_3 . Ainsi, les prix affichés sont-ils proportionnellement inverses à la distance séparant le centre de raffinage des réservoirs.

Passons maintenant à une économie avec deux réservoirs et trois centres de raffinage et voyons comment se déterminent les prix affichés lorsque émerge un nouveau réservoir. Dans le diagramme II-3, le nouveau réservoir, B, à les mêmes coûts de production que l'ancien, A, ($P_g = P_f$), et des coûts de transport identiques (pente $P_g P_i =$ pente $P_f P_h$). Finalement, à l'arrivée du réservoir B, le marché est entièrement approvisionné par le réservoir A.

Dans un premier temps, le réservoir B envoie son pétrole au centre de raffinage E. Les raffineurs de E étant indifférents entre les deux sources de pétrole au prix EO , les producteurs de B obtiennent un prix affiché, ou de tête de puit, égale à P_{g1} , et une rente égale à $P_g - P_{g1}$. Ainsi, les producteurs de B sont-ils en mesure de capturer l'accroissement de la demande en E et même de déplacer le pétrole provenant de A.

Le déplacement aura lieu lorsque les producteurs de B commenceront à approvisionner le centre D au prix de livraison DO . Alors, le prix de tête de puit baissera de P_{g1} à P_{g2} , ce qui réduira d'autant le prix de livraison en E. Ainsi, le point d'égalisation se retrouvera en D. Il n'ira pas en C puisque le prix de tête de puit nécessaire à l'égalisation des prix de livraison, P_{g3} , est inférieur aux coûts de production P_g . (4)

Il s'en suit donc, que dans un environnement compétitif il n'y a qu'un seul point d'égalisation, généralement le marché le plus éloigné pouvant être approvisionner profitablement par un réservoir donné, et que tous les points situés en deça du point d'égalisation jouissent de prix de livraison inférieurs à celui prévalant au point d'égalisation.

Le pétrole américain étant celui desservant les marchés canadiens accessibles au nouveau pétrole de l'ouest, il est donc normal que les producteurs égalisent avec les prix américains.

Pour la période étudiée, le point d'égalisation du pétrole canadien se situe à Sarnia, Ontario, et le brut américain de référence est l'Illinois. Compte tenu des prix de tête canadiens découlant de cette égalisation, deux marchés d'exportation s'offrent aux producteurs canadiens: les marchés traditionnels et ceux d'expansions.

Les marchés traditionnels doivent leur existence à leur proximité des réservoirs canadiens, à leur éloignement des réservoirs américains, et à la pauvreté de leur dotation en réseaux d'oléoducs. Ceci permet au pétrole canadien de se tailler une place confortable dans les régions du Mid-West ou St-Paul-Minneapolis et de Puget Sound, État de Washington. Toutefois, une demande totale pour ces régions de l'ordre de 112 mb/j en 1958, limite les perspectives d'expansion à long terme; à moins que d'autres débouchés dans des régions limitrophes ne soient développés. (5)

La crise de Suez de 1956, en fermant le canal au trafic maritime, permet au Canada de jouer son rôle de producteur pétrolier continental et d'éviter à la Californie une crise d'énergie. Cependant, la Californie, bien qu'elle eut été approvisionnée en pétrole pendant un an par le Canada, retourne à ces fournisseurs traditionnels une fois la crise passée, et ceci malgré l'apparente compétitivité du pétrole canadien, dénotée au Tableau II-2. Des escomptes sur les prix affichés accordées par les producteurs d'outre-mer résultent en des prix de livraison

TABLEAU II-2

Prix comparés de livraison (1958)
(en dollars U.S.)

Détroit-Toledo

Redwater (Canada)	3.649
Wyoming	3.320
Kansas-Oklahoma	3.570
Illinois	3.330
East Texas	3.545

Chicago

Redwater (Canada)	3.578
Wyoming	3.320
Kansas-Oklahoma	3.450
Illinois	3.240

St-Paul, Minnesota

Redwater (Canada)	3.295
-------------------	-------

Puget Sound, Washington

Redwater (Canada)	3.290
Venezuela	3.770
Kuwait	3.310
Arabia	3.490
Sumatra	3.270
Californie	3.850

Los Angeles

Redwater (Canada)	3.490
Californie	3.660
Venezuela	3.650
Kuwait	3.365
Arabia	3.540
Sumatra	3.300

SOURCES: Présentations de British American Oil Ltd. et
Home Oil Ltd., à la Commission royale sur
l'énergie.

inférieurs à ceux du Tableau II-2 et érodent la position concurrentielle du pétrole canadien.

Un déplacement du point d'égalisation de Sarnia à Chicago, afin d'harmoniser le prix de livraison canadien avec les \$3.24 du brut d'Illinois, permettrait au pétrole canadien de concurrencer favorablement les bruts américains dans la région des Grands Lacs - Détroit - Chicago - Toledo, et ainsi pénétrer un marché de plus d'un million de barils de pétrole par jour. Toutefois, le vaste réseau d'oléoducs liant les raffineurs de la région aux réservoirs domestiques américains et aux terminaux portuaires, et la nécessité pour ces raffineurs de recouvrer leurs investissements, excluent toute pénétration majeure de ce marché dans un avenir prévisible.

Ainsi, les perspectives d'expansion dans la région des Grands Lacs, le seul marché d'expansion accessible au pétrole canadien, sont plutôt de long terme. Toutefois, cette expansion ne peut se réaliser que si le pétrole canadien continue d'être considéré par les autorités américaines comme un brut domestique et, conséquemment, exempté des restrictions imposées par les politiques pétrolières américains.

B) Les politiques américaines d'importation de pétrole brut, 1952/59.

L'industrie mondiale du pétrole connaît au cours des années qui suivirent le Second conflit mondial, d'importantes mutations dont les répercussions touchent surtout les Etats-Unis, et auxquelles ceux-ci répondent par la mise en place de politiques de restrictions des importations pétrolières (Import Control Programs). La domination par les Etats-Unis de l'industrie pétrolière mondiale, les Etats-Unis étant traditionnellement le plus important producteur et un net exportateur d'hydrocarbures, se trouve être menacée par les gisements du Moyen-Orient et la rapide croissance de la demande pétrolière domestique américaine. L'abandon du Gulf Plus pour le New-York Plus au début des années cinquante, aggrave la situation en rendant possible la pénétration du marché domestique par le pétrole arabe. (6)

Les problèmes d'ajustement à cette concurrence du pétrole arabe sont accentués par le système américain de prorationnement; lequel rends la production pétrolière américaine inefficace, coûteuse et incapable de concurrencer les bruts d'outre-mer. Ce système de prorationnement a le défaut de favoriser la production des épuiseurs (stripper wells) en les exemptant de toute réglementation. (7) Ainsi, les puits à débits élevés sont-ils forcés de restreindre leur production afin de rentabiliser les épuiseurs. Il en résulte des coûts moyens de production et des prix pétroliers domestiques élevés. Ces prix génèrent pour les puits autres que les épuiseurs, une rente inversement proportionnelle aux coûts de production des puits en question (scarcity rent), laquelle incite à un développement abusif des réservoirs. Ainsi y-a-t-il augmentation des coûts de production, réduction du taux de rendement et finalement, découragement des investissements d'exploration-développement. Afin de maintenir un niveau désiré d'activité exploratrice, les agences de prorationnement sont forcées d'augmenter périodiquement le prix domestique du pétrole et de renouveler du même coup la spirale rente-coûts-prix. Un tel système de production ne peut évidemment exister que dans le cadre d'une économie fermée.

La prééminence américaine dans l'industrie pétrolière mondiale permet pour un temps d'atténuer la pression concurrentielle des bruts d'outre-mer. Cependant, les intérêts au Moyen-Orient des Majeures américaines (Standard Oil of New Jersey - Exxon, Gulf Oil, Mobil Oil, Texas Co. et Standard Oil of California) leur dictent de non seulement approvisionner leurs raffineries en pétroles bon marché d'outre-mer, mais aussi de le vendre aux raffineurs indépendants, quitte à accepter une réduction marginale dans les prix affichés de ces bruts (d'où le New-York Plus).

Ces importations, en accaparant une partie du marché pétrolier domestique, engendrent une réduction dans la production domestique. Le système de prorationnement est tel que cette réduction se répercute sur les puits les plus productifs, lesquels se voient couper leur taux de production

admissible et augmenter leurs coûts de production. Ainsi, les distorsions engendrées par le système de prorationnement résultent en l'aberrant comportement de répondre à la concurrence par une augmentation des prix; ce qui ne peut manquer de stimuler les importations pétrolières.

Pour briser ce cercle vicieux, les épuiseurs doivent être abandonnés ou soumis à la réglementation de la production. Mais le pouvoir politique, parce qu'intimement lié aux économies régionales érigées sur le prorationnement, ne peut souscrire à une telle politique. Aussi, les agences de prorationnement se mettent-elles à envisager de contrôler les importations pétrolières.

Le premier programme de restriction des importations, qui dura de 1952 à 1954, fut entrepris par les agences de prorationnement elles-mêmes. La formation par celles-ci d'un cartel légal, dont le but est de réduire les importations pétrolières, fut facilitée par la domination du marché des importations de bruts par cinq majeures (Gulf, Mobil, Esso-Exxon, Texaco et Standard Oil of California) et deux indépendantes (Atlantic et Sinclair). La discipline du cartel tenait aux pouvoirs discrétionnaires des agences sur les importantes réserves domestiques de ces compagnies. Cependant, des entrants (essentiellement des raffineurs indépendants), sur lesquels les agences n'avaient aucune juridiction, érodèrent le cartel et mirent fin à cette première tentative.

En 1955, l'"Office of Defence Mobilization" prit en main le programme et tenta de limiter les importations à 10 pourcent de la production domestique. L'Office n'obtint qu'un demi-succès, la moitié des compagnies enregistrées excédant leur quota. (8) La Crise de Suez de 1956 acheva l'enterrement de cette deuxième tentative.

Ce fut alors au gouvernement fédéral américain d'essayer son "Formal Voluntary Program" de 1957. Même pour un cartel légal, le succès dépendait des bénéfices que pouvaient en tirer les participants et des pertes

imposées aux récalcitrants. Au contraire, le programme pénalisait les firmes-membres qui misaient sur une rapide expansion de leurs importations afin d'améliorer leur position vis-à-vis les majeures, et les entrants, pour qui l'allocation des quotas aux importateurs établis leur interdisait la pénétration du marché. Il s'ensuivit un désengagement généralisé de la part d'indépendants comme Sun Oil, Eastern States et Delta Refining, vite suivi par celui des majeures.

Le gouvernement fédéral rétorqua par l'invocation du "Trade Agreement Extension Act" de 1955 et promulga en mars 1959 un programme de contrôle obligatoire. Des quotas furent assignés à chaque importateur de pétrole brut et de produits raffinés, lesquels devaient limiter les importations de brut à neuf pourcent de la production pétrolière domestique américaine.

Les conséquences de l'imposition des quotas allaient être incalculables et conduire, d'une certaine façon, à la Crise du pétrole de 1973. Jusqu'en 1959, les prix mondiaux du pétrole se modelaient sur les prix pétroliers domestiques américains. En fermant ses ports aux bruts d'outre-mer, l'Amérique créa dans le marché pétrolier mondial un surplus de brut dont les pressions brisèrent le système de fixation des prix alors en vigueur. Le nouveau système qui en émergea était dominé par le pétrole du Moyen-Orient dont les coûts de production extrêmement bas lui permettaient de concurrencer n'importe quel brut dans n'importe quel marché. De cette position de force du pétrole arabe découla le fléchissement des prix pétroliers mondiaux des années soixante et la création en 1961 de l'Organisation des pays producteurs de pétrole (OPEC).

C) L'impact des politiques américaines sur les exportations pétrolières canadiennes.

L'année 1957 fut critique pour l'industrie pétrolière canadienne. Auparavant, le pétrole canadien était exempté des contrôles américains sur les importations pétrolières. L'exemption cependant, n'accordait pas carte

blanche à l'expansion des marchés canadiens d'exportation, l'Office of Defence Mobilization" et, par après, le "National Import Administration" s'attendant à ce que la Canada respecte l'esprit du programme. (9) Cela n'ayant pas été le cas, le brut canadien perdit son exemption avec le programme de 1957.

Paradoxalement, le système de prorationnement américain ne peut même pas affronter un pétrole aussi dispendieux que celui du Canada. Avec Sarnia comme point d'égalisation pour le pétrole canadien, les raffineurs américains utilisant le brut canadien jouissent d'une marge bénéficiaire de raffinage (refiners' margin) plus élevée, les prix canadiens étant inférieurs à ceux des bruts américains. L'avantage compétitif dont jouissent ces raffineurs incite leurs concurrents à rechercher du pétrole importé, lequel n'est pas nécessairement du pétrole canadien. Ainsi, les exportations pétrolières canadiennes encourageaient l'importations des pétroles d'outre-mer; ceux-là même qui menacent le système de prorationnement américain. D'où la nécessité d'inclure le brut canadien dans le programme de contrôle des importations pétrolières.

Une fois soumises au programme de 1957, les exportations canadiennes déclinent rapidement même si les quotas alloués aux importateurs de brut canadien couvrent amplement leurs besoins. Car, sans ce traitement privilégié qu'est l'exemption des contrôles, le pétrole canadien ne peut concurrencer dans ses marchés américains le pétrole d'outre-mer.

Dans le Mid-West américain, un marché indirect pour le pétrole d'outre-mer est créé par les raffineurs côtiers américains. Afin de transformer plus de pétrole d'outre-mer que ne leur accordent leurs quotas, ceux-ci troquent du pétrole domestique à prix coupés contre les billets de quotas des importateurs de brut canadien. (10) Ces trocs résultent, comme le démontre le Tableau II-3, en une détérioration majeure des exportations canadiennes, bien que le pire a pu être grâce aux ententes contractuelles de long terme pour le pétrole de la Saskatchewan et à l'étroitesse du marché pétrolier mondial.

TABLEAU II-3

Importations et quotas pour le pétrole brut canadien
dans le Mid-West américain

		<u>mb/j</u>	
		<u>QUOTAS</u>	<u>IMPORTATIONS</u>
<u>1957</u>	Juillet	66.1	55.4
	Septembre	66.7	43.9
	Octobre	75.1	50.5
	Décembre	75.1	66.2
<u>1958</u>	Janvier	75.1	73.7
	Mars	75.1	67.9
	Mai	68.3	49.9
	Juin	67.9	61.6
	Août	64.9	59.1
	Octobre	64.1	42.7
	Décembre	64.1	56.3

SOURCES: Royal Commission on Energy, Second
Report.

Sur la Côte ouest américaine, le pétrole d'outre-mer expulse de Puget Sound le brut canadien. Comme pour la Californie, des escomptes sur les prix affichés du pétrole d'outre-mer annihilent l'avantage commercial du pétrole canadien dans ce marché. (11)

Il n'est donc pas étonnant qu'avec de tels résultats, les producteurs canadiens aient perdu confiance quant à l'avenir de leurs marchés d'exportation, d'autant plus que le programme obligatoire de 1959 n'accorde pas d'exemption au pétrole canadien. Or, l'industrie pétrolière canadienne a besoin de ses marchés d'exportation. Sans ceux-ci, l'industrie ne peut compter que sur un taux de production insuffisant pour maintenir la marge bénéficiaire jugée nécessaire au soutien des investissements d'exploration-développement et de la position future des réserves prouvées canadiennes. (12) En cela, les intérêts des compagnies pétrolières canadiennes rejoignent ceux des gouvernements provinciaux de l'Ouest et du gouvernement central.

Comme le pétrole canadien ne peut préserver ses marchés d'exportation que s'il est exempté des contrôles américains, et que ces marchés sont nécessaires au bien-être de l'industrie, le gouvernement central entreprend en 1959 des négociations avec son congénère américain pour le renouvellement de l'exemption.

Entretemps, le gouvernement fédéral se doit de trouver une solution de rechange au cas où l'exemption ne soit pas accordée. Ceci est nécessaire pour satisfaire les nécessités d'une rude négociation et les revendications des producteurs indépendants, plus touchés que leurs concurrents intégrés par la baisse des marges bénéficiaires. (13) Cette solution de rechange entrevoit la possibilité d'intégrer le marché montréalais aux marchés canadiens desservis par le pétrole de l'Ouest. (14) Mais là aussi le problème du pétrole d'outre-mer se pose.

SECTION DEUXConditions à la pénétration de
Montréal par le pétrole canadien

Montréal attire principalement les producteurs indépendants de l'Ouest, lesquels, victimes de l'affaissement des exportations, y voient la solution de rechange idéale. Par contre, les raffineurs intégrés comme Imperial Oil, Shell, Gulf, etc., estiment qu'elles auront à assumer la presque totalité des coûts d'une telle politique, qui rendrait désuet l'oléoduc Portland-Montréal et créerait dans leurs raffineries montréalaises un excédent indésiré de capacité. (15) Les gouvernements provinciaux de l'Ouest, pour leur part, adoptent une position mitoyenne en recommandant au gouvernement central de négocier l'octroi de l'exemption, à défaut duquel ils suggèrent de prendre toutes les mesures nécessaires, y compris des politiques protectionnistes, pour intégrer Montréal au marché domestique du pétrole de l'Ouest. (16-17)

Toute la discussion sur l'intégration de Montréal tourne autour de la rentabilité du projet. Aussi cette section examinera les arguments apportés de part et d'autre, sur l'opportunité et les coûts d'une telle intégration.

A) La position concurrentielle du brut canadien à Montréal.

Afin d'évaluer le bien-fondé d'une pénétration commerciale hypothétique de Montréal par le pétrole canadien, nous nous concentrerons sur l'analyse des estimations des compagnies pétrolières quant aux prix de livraison des pétroles canadiens et d'outre-mer à Montréal pour l'année 1958. Ces estimations nous sont présentées au Tableau II-4 pour le pétrole d'outre-mer, et au Tableau II-5 pour le pétrole canadien. (18)

Nous pouvons obtenir un aperçu de l'avantage (ou désavantage) concurrentiel du brut canadien à Montréal en soustrayant les estimations du Tableau

TABLEAU II-4Prix de livraison à Montréal du
pétrole d'outre-mer, 1958

<u>Compagnies</u>		<u>Vénézuélien</u>	<u>Kuwait</u>	<u>Arabien</u>
British American	(a)	3.14	2.96	3.15
Canadian Petrofina	(b)		2.94	
McColl-Fronténac	(c)	3.06	2.94	3.08
Home Oil	(d)	3.33 b) 3.27 c)		3.28 b) 3.03 c)

- A) Suppose un tarif pétrolier de USMC. - 40
et un taux de change de \$1.00 U.S. \$1.03.
- b) Suppose un tarif pétrolier de USMC. - 30.
- c) Suppose un tarif pétrolier de USMC. - 45.
- d) Suppose un taux de change de \$1.00 U.S. \$1.05.

SOURCE: Mémoires des compagnies à la Commission royale
sur l'énergie.

TABLEAU II-5

Prix hypothétiques du Redwater (35) à Montréal, 1958
(En dollars canadiens)

<u>Home Oil</u>	
Tête de puits	2.63
Tarif oléoduc à Edmonton	0.07
Tarif oléoduc à Sarnia	0.62
Tarif hypothétique Sarnia-Montréal	0.18
Remise d'oléoduc	<u>0.02</u>
	3.52
 <u>British American</u>	
Tête de puits	2.56
Tarif oléoduc à Edmonton	0.10
Remise d'oléoduc	0.03
Tarif d'oléoduc, Canada	0.36
Charges additionnelles	<u>0.08</u>
Sous-total canadien	3.13
Tarif oléoduc, américain	0.21
Equivalence canadienne à 3%	<u>0.01</u>
	3.35

SOURCES: Mémoires des compagnies à la Commission royale sur l'énergie.

TABLEAU II-6

Différences entre les prix de livraison à Montréal
des pétroles d'outre-mer et canadiens, 1958

(En dollars canadiens)

<u>Bruts d'outre-mer</u>	<u>Brût Canadien</u>	<u>Redwater</u>	
		<u>Home Oil</u>	<u>British American</u>
<u>Vénézuéla</u>			
British American		-.32	-.20
McColl-Frontenac		-.40	-.28
Home Oil		-.24 a) -.19 b)	-.02 a) -.07 b)
<u>Arabe</u>			
British American		-.31	-.19
McColl-Frontenac		-.34	-.26
Home Oil		-.18 a) -.43 b)	-.06 a) -.31 b)
<u>Kuwait</u>			
British American		-.50	-.38
McColl-Frontenac		-.52	-.40

a) Suppose un tarif pétrolier de USMC - 30.

b) Suppose un tarif pétrolier de USMC - 45.

SOURCES: Tableaux II-4 et II-5.

II-5 de celles du Tableau II-4. Dans le Tableau II-6 un signe négatif dénote un désavantage concurrentiel pour le pétrole canadien.

Le Tableau II-5 n'aide guère les tenants de la pénétration de Montréal par le pétrole de l'Ouest. Les estimations les plus favorables au pétrole canadien se retrouvent à la colonne "British American (Gulf)" et aux lignes "Home Oil". Cependant, les estimations des prix de livraison du pétrole importé fournies par Home Oil étant biaisées, il nous faut porter notre regard sur les lignes des autres compagnies; lesquelles indiquent un désavantage de l'ordre de 30 à 40 cents le baril. Mais les estimations de la colonne "British American (Gulf)" sont également biaisées. Comme le souligne la compagnie dans son mémoire à la Commission Royale d'Enquête sur l'Energie, ses estimations du prix de livraison canadien peuvent être considérées comme quelque peu optimistes, puisque dans le calcul de ce prix elle utilisa un tarif pour l'oléoduc Edmonton-Montréal de 60 cents le baril au lieu du tarif généralement admis de 70 cents. (19) Ceci nous conduit à considérer la colonne "Home Oil" comme l'estimation la plus valable de la position concurrentielle du pétrole canadien. Or, le désavantage concurrentiel est maintenant de 30 à 50 cents le baril, étant donné les prix en vigueur en 1958. Ceci exclut bel et bien toute pénétration commerciale de Montréal par le pétrole canadien.

Toutefois, la compétitivité du pétrole canadien pourrait être améliorée si le tarif de l'oléoduc hypothétique Montréal-Edmonton était substantiellement inférieur aux 70 cents le baril postulé ci-dessus. Home Oil, bien qu'ayant estimé pour le calcul de son prix canadien de livraison un tarif de 70 cents le baril, remarque dans son mémoire que d'après elle le véritable tarif commercial ne serait que de 51.8 cents après cinq ans d'exploitation. (20) Si tel était le cas, la compétitivité du pétrole canadien bénéficierait de 18.2 cents le baril; ce qui réduit le désavantage et le situe entre 11 et 32 cents le baril. Ainsi, la position concurrentielle du pétrole canadien à Montréal dépend-elle du tarif nécessaire pour une capitalisation privée d'un oléoduc Edmonton-Montréal.

B) Coûts et tarifs pour l'oléoduc Edmonton-Montréal.

Betchel Ltd. présenta à la Commission royale d'Enquête sur l'Energie une étude comparative sur les coûts d'un nouvel oléoduc Montréal-Edmonton, et d'une prolongation jusqu'à Montréal de l'"Interprovincial Pipeline".

(21) Trois (3) routes furent retenues pour le nouvel oléoduc:

Route A: entièrement en territoire canadien et parallèle au gasoduc Trans-Canada;

coûts: \$395 millions;

frais d'entretien: \$78.1 millions.

Route B: parallèle à l'IPL mais franchit la frontière à Sault Ste-Marie pour rejoindre Montréal par le Nord-Ouest de l'Ontario;

coûts: \$345 millions;

frais d'entretien: \$58.8 millions.

Route C: parallèle à l'IPL et liaison avec Montréal par le sud de l'Ontario;

coûts: \$388 millions;

frais d'entretien: \$73.4 millions. (22)

Tous les calculs précédents supposent un oléoduc d'une capacité totale d'aspiration (through put) moyenne de 255 mb/j et d'une capacité nominale de 300 mb/j.

Les tarifs nécessaires, selon la capacité, pour un financement réussi d'un nouvel oléoduc ou d'un prolongement des aménagements existants nous sont présentés au Tableau II-7. Les économies d'échelle et le volume de la demande montréalaise dictant le choix d'un oléoduc d'une capacité de 300 mb/j, le tarif minimal serait donc de l'ordre de 70 cents le baril avec un "Interprovincial Pipeline" prolongé. Ainsi, nous nous retrouvons encore une fois avec un désavantage de l'ordre de 30 à 50 cents le baril.

TABLEAU II-7Estimations des tarifs pour l'oléoduc Edmonton-Montréal

<u>Volume (b/j)</u>		<u>Tarifs</u>	
<u>Moyenne</u>	<u>Nominale</u>	<u>Nouvel oléoduc</u>	<u>IPL prolongé</u>
42,500	50,000	-	0.754
85,000	100,000	1,390	0.666
127,500	150,000	1.079	0.760
170,000	200,000	0.904	0.747
212,500	250,000	0.815	0.694
255,000	300,000	0.739	0.691

SOURCE: Canadian Betchel Ltd., op. cit.

Puisque le tarif hypothétique demeure à 70 cents le baril, et que la capture du marché montréalais exige le déplacement du point d'égalisation de Sarnia vers Montréal, les producteurs se retrouvent donc devant l'obligation de réduire leur prix de tête de 30 à 50 cents selon le brut d'outremer avec lequel ils égaliseraient leur prix de livraison. (23) Or, une telle réduction serait, selon Imperial Oil, très dommageable pour l'industrie.

"[On the assumption of a field price of \$2.52 per barrel], the future worth of the profit margin, after tax, would be 81 cents, but would decline to 64 cents in the event of a reduction of 25 cents in that field price. The net rate of return depending on the life of the wells and after allowing a 6% return on the present investment, would then range between 6 and 9 per cent as compared with a range of 7 and 12 per cent if the field price were to remain at \$2.52 for the next twenty or thirty years. A reduction in wellhead prices of 50 cents per barrel would reduce the future worth of the profit margin, after tax, to 46 cents and the probable rate of return to a range of 4 and 7 per cent which is... actually less than normal borrowing rate." (24-25)

Ainsi, les coûts de production canadiens limitent l'adaptabilité compétitive du pétrole canadien dans le marché montréalais. (26-27)

Il est donc évident que commercialement le pétrole canadien ne peut pénétrer Montréal aussi longtemps que le prix mondial du pétrole demeure relativement bas. A moins, évidemment, que le gouvernement central n'intervienne.

C) Interventions gouvernementales.

Trois types de politiques protectionnistes s'offrent au gouvernement: soit l'imposition de tarifs douaniers, de quotas ou d'un embargo sur, le

pétrole importé. Le désavantage de l'imposition de tarifs douaniers réside dans la pénalisation des Maritimes, qui aurait payer pour un pétrole canadien inlivrable. Une telle politique est donc discriminatoire et politiquement impossible.

L'imposition de quotas résulterait en certaines complications essentiellement dues à la présence ininterrompue du pétrole importé, auquel serait alloué une partie du marché montréalais. Cette amputation du marché montréalais signifie une demande plus restreinte pour le pétrole canadien, donc une capacité totale d'aspiration plus réduite pour l'oléoduc desservant Montréal et, conséquemment, un tarif plus élevé. Un prix de livraison plus élevé du pétrole canadien inciterait les raffineurs des Maritimes à envoyer leurs produits raffinés à Montréal, et à éroder le marché des raffineurs montréalais. Conséquemment, les produits raffinés auraient à être inclus dans le programme.

Egalement, l'imposition de quotas nécessiterait un gel des parts de marché des raffineurs, pénalisant ainsi les indépendants et les entrants. L'affaiblissement de la concurrence dans un marché aussi étroit que celui de Montréal faciliterait la cartélisation des raffineurs et des producteurs. Les distorsions ainsi créées amèneraient le gouvernement à intervenir plus profondément et à aller jusqu'au contrôle des prix du pétrole brut et des produits raffinés. Le gouvernement en viendrait donc à assumer la responsabilité de la détermination des marges bénéficiaires des producteurs et des raffineurs, ce qui, en fin de compte, nuierait aux activités d'exploration-développement. (28)

L'embargo mène aussi à un cul-de-sac; car, afin d'assurer la viabilité financière de l'oléoduc Alberta-Montréal, il aurait à être imposé non seulement sur les pétroles et les produits raffinés importés, mais également sur toutes les sources pétrolières canadiennes présentes et futures autres que celles de l'Ouest. (29)

Il ne reste donc comme forme d'intervention viable que le financement gouvernemental de l'oléoduc Alberta-Montréal. En supposant que le taux de dépréciation demeure entre 2 et 2.5 pourcent, que la taxe générale sur l'oléoduc soit la même et qu'il n'y ait ni amortissement, ni impact sur le revenu, ni item revenu net, alors, comme l'indique le Tableau II-8, le tarif d'un nouvel oléoduc financé par le gouvernement serait de 50 pourcent inférieur du tarif commercial. (30) Le pétrole canadien obtiendrait ainsi un avantage concurrentiel de 20 cents le baril sur le pétrole vénézuélien importé si, toutefois, le prix de celui-ci demeurerait au niveau de 1958. (31)

Cependant, en 1959, le prix affiché du pétrole vénézuélien baissa en moyenne de 15 cents le baril alors que le prix mondial du pétrole diminua en moyenne de 15 cents le baril en 1960, et d'un autre 15 à 20 cents au cours des années soixante. (32) L'avantage conféré par un financement gouvernemental hypothétique de l'oléoduc s'en trouva donc réduit à néant avant même que le gouvernement fédéral ne formula sa politique.

Abstraction faite de la préférence marquée des gouvernements pour les marchés d'exportation, est-ce que l'option Montréal peut avoir une certaine crédibilité au-delà des obstacles à sa réalisation? La discussion sur l'intégration de Montréal démontre premièrement, qu'une pénétration strictement commerciale est impossible et que, deuxièmement, les politiques protectionnistes causent des distorsions économiques importantes. Toutefois, l'étude de la pénétration de Montréal par le pétrole canadien, quoiqu'elle se concentre sur les obstacles à sa réalisation, ne doit pas nous conduire à conclure à son impossibilité; car, il y a une forme d'intervention gouvernementale qui non seulement cause peu ou pas de distorsions économiques mais garantit également un prix de tête canadien élevé et le marché montréalais aux producteurs. Cette politique, c'est le financement gouvernemental de l'oléoduc Alberta-Montréal et l'absorption des déficits d'opération.

TABLEAU II-8

Tarifs hypothétiques pour un oléoduc Edmonton-Montréal
avec ou sans financement gouvernemental

	\$ Can		
	<u>Cas I</u>	<u>Cas II</u>	<u>Cas III</u>
Estimations de Betchel	0.839	0.739	0.788
Financement gouvernemental	0.429	0.371	0.406

SOURCE: Interprovincial Pipeline, Reference: Canadian
Betchel Ltd. Report, August 22, 1958.

Une pénétration du marché montréalais par un financement gouvernemental de l'oléoduc Alberta-Montréal exige de l'industrie pétrolière l'abandon de son intégration continentale pour égaliser son prix avec celui d'un pétrole d'outre-mer, disons l'Oficina vénézuélien. Le principal problème soulevé par le déplacement du point d'égalisation vers Montréal réside en la répercussion des réductions du prix mondial du pétrole sur les prix de tête canadiens. Mais le gouvernement, en acceptant d'assumer les déficits d'opération, garantit en fait le prix de tête canadien, puisqu'il s'engage à ajuster le tarif selon le prix de livraison requis pour maintenir la position concurrentielle du pétrole canadien à Montréal.

Cette politique permet également l'approvisionnement de Montréal par un pétrole dont le prix de livraison demeure inférieur à celui de Toronto. L'"Interprovincial Pipeline", en continuant d'approvisionner Toronto sur une base commerciale, livrerait le pétrole canadien à Toronto pour \$3.05 le baril, tandis que Montréal recevrait le sien par l'entremise de l'oléoduc gouvernemental pour \$2.88 le baril, étant donné les prix de 1958. (33) Il s'ensuit donc que les parts de marché des deux centres de raffinage, Toronto et Montréal, ne sont pas influencés, du moins à court terme, par la politique.

Finalement, cette même politique n'interdit nullement le pétrole importé à Montréal, mais en réduit le volume.

Par contre, elle a deux désavantages. Premièrement, le traitement préférentiel de Montréal par rapport à Toronto, sous-entendu par la perpétuation d'un prix de livraison inférieur à Montréal, pourrait créer certains remous politiques, d'autant plus que les deux centres seraient approvisionnés par la même source domestique. Cependant, la politique n'empêche nullement les propriétaires de l'"Interprovincial Pipeline" de réduire leur tarif, comme cela fut le cas après 1960 alors que celui-ci fut fixé à 48 cents le baril. De plus, puisque le prix de livraison du pétrole d'outre-mer aurait tendance dans le court terme, à augmenter à Montréal

suite aux réajustements du tarif de l'oléoduc Portland-Montréal, on peut s'attendre à ce que les prix de livraison de Toronto et de Montréal viennent à s'égaliser.

Plus grand, cependant, est le problème lié à la viabilité du programme suite aux réductions du prix pétrolier mondial au cours des années soixante. Avec la tendance à la baisse des prix mondiaux du pétrole, le programme se retrouverait rapidement avec une opération largement déficitaire.

Qu'aurait été alors le coût d'un tel programme. En supposant un prix de tête canadien de \$2.41, le coût est pour la seule année de 1968, qui vit le creux de la baisse des prix mondiaux, d'environ 30 cents le baril de pétrole canadien envoyé à Montréal. (34) Pour une capacité totale d'aspiration de l'oléoduc Alberta-Montréal de 255 mb/j, le déboursé gouvernemental pour l'année 1968 s'établit donc à \$75,500 par jour ou \$27.9 millions pour l'année. Pour la période allant de 1963 à 1971, le déficit moyen est d'environ 20 cents par baril, soit, sous la même restriction d'une capacité totale d'aspiration de 255 mb/j, \$51,000 par jour ou \$18.6 millions par année. (35) En y ajoutant le coût de l'oléoduc, la dépense gouvernementale pour le programme sur une période de neuf ans s'établit à \$512 millions. (36)

D) Choix de la Politique.

On peut ici se poser la question, à savoir: qu'est-ce qui motiva le gouvernement fédéral à choisir l'une des options offertes. Il est à remarquer que les autorités et l'industrie pétrolière canadiennes étaient déjà enclins à favoriser le statu quo, c'est-à-dire les marchés d'exportation. Mais en fin de compte, la décision quant à la Politique nationale du pétrole n'était pas vraiment du ressort des autorités canadiennes mais bien celui des autorités américaines, qui seules pouvaient décider de l'exemption du pétrole canadien aux contrôles des importations pétrolières

américaines. Par conséquent, l'intégration du marché montréalais au marché domestique du pétrole canadien ne pouvait être dans les circonstances qu'une solution de rechange ou, plus exactement, qu'un instrument de négociation dans les pourparlers entre les gouvernements américain et canadien pour l'octroi de l'exemption convoitée. Aussi, devrait-on reformuler la question comme suit: qu'est-ce qui incita le gouvernement américain à accorder l'exemption le 7 juin 1959?

Le gouvernement américain, en octroyant l'exemption, poursuivait un autre but que celui de satisfaire un gouvernement ami. La politique américaine de contrôle des importations pétrolières pénalisait un autre producteur hémisphérique, le Vénézuéla, dont le bien-être économique, donc la stabilité politique, reposait essentiellement sur ses exportations d'hydrocarbures, et pour lesquelles les Etats-Unis constituaient le plus important débouché. Le Canada, pour sa part, était le deuxième client en importance du Vénézuéla, ses achats constituant 16 pourcent des exportations pétrolières vénézuéliennes. Aussi le gouvernement américain

"would have viewed with utmost nervousness a reduction large enough to threaten the economic and political stability of [Venezuela]. Since successful utilization of the Alberta-Montreal pipeline was contingent upon a drastic cutback in imports, the U.S. government found it to its advantage to grant an exemption in return for abandonment of the pipeline project." (37)

SECTION TROIS

La Ligne de la Vallée de l'Outaouais

Le gouvernement fédéral se décide en 1961 pour l'intégration continentale de l'industrie pétrolière canadienne. Bien que la politique se préoccupe essentiellement des exportations pétrolières vers les Etats-unis, elle

doit néanmoins tenir compte des importations canadiennes d'hydrocarbures. La raison en est simple.

L'intégration continentale signifie l'égalisation des prix canadiens avec les prix domestiques américains. Or, la Politique nationale du pétrole des Etats-Unis, en détachant le marché américain du marché mondial, assure un prix domestique américain supérieur au prix mondial.

En facilitant l'égalisation des prix pétroliers canadiens avec les prix américains, la Politique nationale canadienne détermine également un prix canadien supérieur au prix mondial. La question est donc de savoir si une telle politique peut résister aux pressions des importations pétrolières canadiennes, qui, rappelons-le, représentent pour 1958 49 pourcent de la consommation domestique canadienne.

Le problème est quelque peu épineux du fait qu'il existe une relation particulière entre le centre de raffinage de Montréal et le marché pétrolier de Toronto. En effet, le Québec est un fournisseur traditionnel de l'Ontario en produits raffinés. Cette liaison est renforcée par l'existence d'un oléoduc pour produits raffinés, le "Trans Northern Pipeline". (38) Or, le Québec est alimenté par du pétrole d'outre-mer. Ainsi, y a-t-il à Toronto concurrence indirecte entre le pétrole importé et le pétrole canadien.

Il est évident qu'un prix canadien substantiellement supérieur au prix mondial menace la position du pétrole canadien à Toronto. Lorsqu'en 1959 les prix vénézuéliens sont coupés en février et avril respectivement de 15 et 10 cents, et que le brut arabe se livre à Toronto pour \$3.10 le baril comparativement aux \$3.38 du Redwater, les producteurs et les administrateurs de l'IPL s'entendent pour réduire le prix de tête canadien de 14 à 17 cents le baril et retrancher 8 cents sur le tarif de l'IPL. (39-40) Ceci résulte en un rétablissement de la compétitivité du pétrole canadien à Toronto (Tableau II-9).

TABLEAU II-9Prix du pétrole brut, 1959U.S. \$ par baril

<u>Brût</u>	<u>Toronto</u>	<u>Sarnia</u>
Redwater, Alta.	3.19	3.15
Oficina, Vén.	3.46	-
Arabian Light	3.10	-
Illinois	-	3.43

SOURCE: Oil and Gas, Vol. 57, no. 14,
1959.

En s'ajustant ainsi au prix de livraison du pétrole d'outre-mer à Toronto, le pétrole canadien adopte en fait un système d'égalisation à Toronto de ses prix avec les prix mondiaux. Or, la baisse du prix du canadien, en permettant la livraison du pétrole canadien à Chicago pour U.S. \$3.20 le baril comparativement aux U.S. \$3.43 du brut West Texas, sabote les négociations canadiennes pour l'obtention de l'exemption du pétrole canadien au programme américain des importations pétrolières. (41) Ainsi, Sarnia doit-il demeurer le point d'égalisation avec le brut Illinois. (42)

Afin de prévenir que ce point d'égalisation ne se déplace de Sarnia à Toronto et garantir l'intégration continentale du pétrole canadien, le gouvernement fédéral doit restreindre les importations pétrolières en Ontario. Pour ce faire, il doit également restreindre l'envoi des produits raffinés québécois à Toronto étant donné que ces envois établissent dans cette localité une concurrence indirecte entre le pétrole canadien et le pétrole importé. Aussi, le gouvernement fédéral est-il amené à interdire l'importation du pétrole brut et des produits raffinés, et l'envoi des produits québécois à Toronto. Il en résulte l'établissement de la Ligne de la Vallée de l'Outaouais qui stipule l'utilisation obligatoire du pétrole canadien à l'ouest de celle-ci.

En conclusion, on peut voir que le gouvernement canadien en choisissant le maintien du statu quo, soit l'exportation du pétrole canadien, se porte garant de l'intégration continentale du pétrole canadien; ce qui signifie, protéger le prix canadien des pressions des prix mondiaux. Il scinde donc le marché pétrolier canadien en deux parties: une approvisionnée exclusivement par le pétrole canadien, l'autre continuant à être approvisionnée par le pétrole d'outre-mer. Egalement, il interdit les produits raffinés québécois à Toronto afin d'empêcher que les pressions concurrentielles ne forcent les producteurs canadiens à déplacer leur point d'égalisation.

La politique résulte en la perte du marché de Toronto pour les raffineurs montréalais, soit l'équivalent de 50,000 b/j. de brut. (43) Ceci ne peut manquer d'influencer la croissance de l'industrie québécoise de raffinage. C'est à l'étude de cet impact sur l'industrie québécoise de raffinage que nous allons maintenant dévouer les prochains chapitres.

NOTES DE RENVOI

1. British American Co. Ltd: Submission to the Royal Commission on Energy, May 1958, Tableau: Production and Production Rate for Canadian Oil Industry.

2. Source et disposition du pétrole brut canadien, 1956

(000 B/J)

<u>Disposition</u> <u>Source</u>	<u>Consommation</u> <u>domestique</u>	<u>Exportations</u> <u>aux E.-U.</u>	<u>Total</u>
Production domestique	367.7	115.1	482.8
Importation	331.3	-	331.3
<u>Total</u>	697.0	115.1	814.3

SOURCE: WAVERMAN, Leonard, The Reluctant Bridge: Canadian and American Energy Relation; Plotnik, Alan, op. cit.; Dominion Bureau of Statistics: Refined Petroleum Products.

3. CASSADY, Ralph Hr., Price Making and Price Behavior in the Petroleum Industry, Kennikat Press; p. 117!

4. CASSADY, Ralph Jr; op. cit., p. 117-29
PLOTNICK, Alan R. Petroleum: Canadian Markets and United States Trade Policy; Tableau: Wellhead Price for Redwater, Alberta Crude Oil; University of Washington Press, Seattle; 1964.

5. DAVIS, John, Oil and Canada-U.S. Relations, Toronto-Dominion Bank, 1963, p. 15.

6. Si le prix de livraison à New-York pour les bruts américains et persiques est de \$2.96 le baril, et les coûts de transport du Golfe persique jusqu'à New-York sont de \$1.21 le baril, alors le prix réalisé pour le brut persique est de \$1.75 le baril, lequel devient le prix affiché de ce pétrole. Si les coûts de transport entre le Golfe persique et Londres sont de \$0.94 le baril, le prix de livraison à Londres devient donc \$2.64 le baril (\$1.75 + \$0.94).

ALDEMAN, Morris, A. The World Petroleum Market, The John Hopkins Press, 1977.

7. Le prorationnement fut établi en 1932 avec la promulgation du National Recovery Act (NIRA) et du Connally "Hot Oil" Act. Ces lois interdisèrent les envois entre états du pétrole ne respectant pas les agences de prorationnement. En 1935, l'Interstate Compact to Conserve Oil and Gas mit un terme à la résistance des producteurs, en interdisant la mise en marché du pétrole violant les règlements du prorationnement.

Le prorationnement est un système d'allocation de "droit à produire". Selon l'estimation par l'agence de la demande, un taux de production basé sur la production allouée, laquelle n'est pas nécessairement égale à la capacité de production, est déterminée pour chaque puits.

Les épuiseurs (stripper well), qui sont des puits ne pouvant produire plus de dix barils par jour, sont exemptés de la réglementation.

LANDSBERG, Hans H. & SAM, H. Shurn, Energy in the United States, John Hopkins Press, 1963, p. 18.

8. LANDSBERG, Hans H., op. cit., p. 18.

9. LEVY, W.J. Inc., Review of U.S. Imports Policies, dans Home Oil Co., Ltd. Submission to the Royal Commission on Energy. February 1958, p. 6.

10. Si le prix de livraison du brut canadien à St-Paul, Minnesota, est de \$3.24 le baril, alors que le prix de livraison du brut d'Oklahoma à une raffinerie côtière est de \$3.55 le baril, comparativement aux \$2.20 par baril demandés

à cette même raffinerie par le brut d'outre-mer, il paierait aux raffineurs côtiers de troquer à \$1.60 le baril d'Oklahoma chaque baril d'outre-mer (\$3.55/\$2.20), et aux raffineurs de St-Raul d'accepter un minimum de \$1.10 en échange d'un ticket équivalent à un baril importé (\$3.55/\$3.24).

11. Shell Oil Company of Canada Ltd., Submission to the Royal Commission on Energy, May 1958, p. 22.

12. Le taux de production en terme de pourcentage de la capacité ne fit que tomber après 1954. De 71.4% qu'il était en cette même année, il passa à 65.0% en 1955, 61.6% en 1956, 57.0% en 1958.

British American Company Ltd., Submission to the Royal Commission on Energy, May 1958, Table: Production and Production Rate for Canadian Oil Industry.

13. Husky Oil Ltd., Submission to the Royal Commission on Energy, February 1958, p. 6.

14. Montréal comptait en 1958, pour 35% de la capacité de raffinage du Canada, soit 247 mb/j.

PLOTNICK, Alan, Tableau: Demand for Canadian Petroleum.

15. L'oléoduc Portland-Montréal pour pétrole brut fut construit en 1945 et financé par tous les raffineurs montréalais. En 1958, 78.5 milliers de barils de brut sur un approvisionnement total de 86.5 milliers de barils furent acheminés par l'oléoduc.

SOURCE: Royal Commission on Energy, Second Report).

16. HON. MANNING, E.C., Submission to the Royal Commission on Energy Concerning Crude Oil, May 1958, p. 12.

17. Royal Commission on Energy, op. cit., p. 121

18. Les estimations de Home Oil quant aux prix de livraison du pétrole importé (Tableau II-4) sont biaisées en ce que la compagnie n'a pas tenu compte des escomptes sur les prix affichés généralement consentis par les producteurs d'outre-mer à cette époque. Dans le Tableau II-5, la rubrique "charges supplémentaires" réfère aux pertes en rendement sur le capital et aux coûts d'entretien d'un oléoduc Portland-Montréal inutilisé. Cette rubrique inclue également les coûts en intérêts du capital investi dans un nouvel oléoduc Edmonton-Montréal. Finalement, la différence entre les prix de tête cités provient des prix affichés du Red-water utilisés. Home Oil se sert ici du prix affiché en vigueur entre le 30 août 1957 et le 12 avril 1958, tandis que British American (Gulf) usa du prix affiché du 12 avril 1958. Afin d'harmoniser le tableau, l'estimation de Home Oil doit être réduite de 7 cents pour donner \$3.46.
19. British American Company Ltd., op. cit., p. 9.
20. Home Oil Company Ltd., Submission to the Royal Commission on Energy, February 1958, p. 17.
21. Canadian-Betchel Ltd., A Submission to the Royal Commission on Energy, July 1958.
22. IDEM, p. 5.
23. Un tel déplacement du point d'égalisation vers Montréal, signifie l'abandon de l'intégration continentale de l'industrie pétrolière canadienne pour une intégration au marché mondial dominé par les bruts du Moyen-Orient.
24. Royal Commission on Energy, op. cit., p. 121.
25. Imperial Oil Ltd., Submission to the Royal Commission on Energy, May 1958, p. 10.
26. Imperial Oil Ltd. estime les coûts de remplacement par baril net à \$1.30 en dollars de 1957. IDEM p. 54.

27. Pour un calcul détaillé du taux de rendement, voir Imperial Oil Co. Ltd., Supplementary Submission to the Royal Commission on Energy, July 1958, p. 21.
28. Britnell, G.E., Memorandum of Reservation, dans Royal Commission on Energy, op. cit., p. 153.
29. Shell Oil Co. Ltd., op. cit., p. 11.
30. Interprovincial Pipeline, op. cit.
31. Tableau II-6.
32. Appendice A, Tableau: Prix F.A.B. moyen des pétroles importés.
33. Le prix de tête de puits canadien en 1958 et le tarif hypothétique cas B avec financement gouvernemental étant respectivement \$2.41 et \$0.37 le-baril, le prix de livraison à Montréal du pétrole canadien via un oléoduc direct Edmonton-Montréal est de \$2.88 le baril. Avec un tarif commercial pour le même oléoduc, IPL, le prix de livraison du pétrole canadien à Toronto est de \$3.05.
34. Etant donné un prix de livraison du pétrole canadien à Montréal de \$2.88 (avec le financement gouvernemental de l'oléoduc) et un de \$2.58 pour le pétrole vénézuélien, le déficit par baril, sous l'hypothèse d'une égalisation des prix de livraison, est de 30 cents le baril.
35. Voir appendice A.
36. Pour un coût de construction de l'oléoduc, cas B de Betchel, de \$345 millions de dollars amorti en un an, et une subvention totalisant \$167 millions pour neuf (9) ans, le coût du programme se situe à \$512 millions de dollars. Cependant, le coût serait plus important si la capitalisation de l'oléoduc s'effectuait au moyen d'un emprunt échéant dans 20 ans.
37. SCHAFFER, Edward H., The Oil Imports Program of the United States, Frederick A. Praeger, 1968, p. 122.

38. Le Trans-Northern, d'une capacité de 60 mb/j, fut inauguré en 1952, et conjointement financé par Shell, British American (Gulf) et McColl-Frontenac (Texaco) quoique utilisé par Imperial Oil.
39. Royal Commission on Energy, op. cit., p. 112.
40. Oil and Gas, Vol. 57, no 14, March 30, 1959, p. 97.
41. IDEM.
42. L'élégalisation des prix de livraison du Redwater canadien avec l'Illinois tient à leur gravité respective de 34.70 API et 39.60 API.

Shell Oil Co. Ltd., op. cit. Tableau: Laid Down Cost of Selected Crude at Sarnia, 1958.
43. HOWLAND, Robert D., Canada's National Oil Policy, a Paper Presented at the Annual Meeting of the Canadian Institute of Mining & Metallurgy, Quebec City, April 22-27, 1966.

CHAPITRE TROIS

ANALYSE THEORIQUE DE L'IMPACT DE LA POLITIQUE NATIONALE DE PETROLE

INTRODUCTION

La Politique nationale du pétrole vise essentiellement deux buts: d'une part, garantir les exportations pétrolières canadiennes aux Etats-Unis; et d'autre part, protéger l'industrie pétrolière canadienne de la concurrence étrangère. Comme le Québec ne peut être approvisionner par le pétrole brut canadien, puisqu'aucun oléoduc ne le lie avec les bassins pétroliers de l'Ouest et que la construction d'un tel oléoduc a été rejetée par le gouvernement centrale, les mesures protectionnistes traditionnelles ne peuvent être envisagées. Aussi, le gouvernement centrale a-t-il recours à une mesure inusitée: scinder le marché canadien en deux. L'importation du pétrole brut et des produits raffinés est maintenant restreinte aux seules provinces des Maritimes et du Québec, le reste du pays devant obligatoirement s'approvisionner à partir des sources canadiennes. Les produits raffinés québécois, parce que raffinés à partir du pétrole brut importé, sont également interdits dans les régions dévolues au pétrole canadien. Ainsi, l'industrie pétrolière québécoise voit-elle son marché comprimé au seul marché régionale du Québec alors qu'auparavant elle desservait une partie du marché ontarien, y inclus Toronto. Il s'en suit que le Québec se trouve pénalisé par la politique adoptée par le gouvernement centrale.

Le présent chapitre effectue l'analyse théorique de l'impact présumé de la Ligne Borden ou Ligne de la Vallée de l'Outaouais. Pour ce faire, nous allons étudier un modèle comportant deux centres de raffinage partageant un même marché. Le partage du marché est déterminé par les prix de livraison, c'est-à-dire par les prix F.A.B. et le frêt de transport. Il en résulte une ligne équiprix, en l'emplacement duquel les prix de livraison des deux centres sont égaux. Ainsi, en concurrence parfaite, la ligne de démarcation des marchés est identique à la ligne équiprix.

Théoriquement, la politique étudiée revient à imposer au modèle un embargo sur les envois d'un des centres. En un mot, le gouvernement décide de l'emplacement de la ligne de démarcation des marchés et la dissocie du processus compétitif exprimé par la ligne équiprix. Pour étudier l'impact théorique d'une telle politique, nous allons commencer par la spécification dans la Section un d'un modèle de concurrence parfaite. Dans la Section deux, nous aborderons un modèle de concurrence imparfaite où les acteurs seront des firmes intégrés multi-usines (integrated multi-plant firms). Finalement, dans la Sous-section B, nous extraieront les effets de l'embargo.

SECTION UN

Modèles compétitifs

A) Modèle de concurrence parfaite.

La nature pondéreuse des produits pétroliers et leur rapport valeur-poids relativement bas, nous amènent à considérer l'économie spatiale comme la plus appropriée à la spécification des modèles de ce chapitre. (1) Cependant, avant d'entamer la discussion des modèles, certaines remarques quant aux hypothèses restrictives doivent être abordées.

Premièrement, les raffineurs n'ont accès qu'à deux transporteurs pour produits raffinés, soit le rail et l'oléoduc. (2) Pour le modèle compétitif simple, un seul transporteur est utilisé par les raffineurs puisque les pressions compétitives conduisent à l'utilisation du transporteur le plus efficace. Par contre, le modèle de concurrence imparfaite permet de par la présence de firmes verticalement intégrées l'utilisation de deux transporteurs simultanément.

En second lieu, les modèles supposent également l'existence de seulement deux centres de raffinage ou points optimaux de localisation, donc de

deux terminaux pour pétrole brut. (3) Dans le modèle simple, chaque centre de raffinage n'a qu'une seule firme, alors que dans les autres modèles, plusieurs firmes s'y retrouvent. (4)

Finalement, la demande pour les produits raffinés démontre les caractéristiques suivantes. Premièrement, la densité de la demande est égale en chaque point. Si les densités ponctuelles exhibaient des différences marquées (comme cela est le cas dans le monde réel), alors la répartition du marché entre les deux centres de raffinage ne reposerait plus uniquement sur les coûts de production et le fret; car la présence de demandes ponctuelles importantes inciteraient les raffineurs à se concentrer sur ces points et laisser à des rivaux les points marginaux, même si ceux-ci se trouvent en deça de la ligne équiprix. Deuxièmement, la demande est élastique par rapport au prix en chaque point. (5) Ceci a pour but, encore une fois, de bien isoler l'impact des coûts de transport sur le partage du marché entre les raffineurs.

Les hypothèses sous-tendant le modèle de concurrence parfaite sont les usuelles:

- a) la concurrence entre les firmes ne s'effectue que sur la base de prix f.a.b. non discriminatoires. De plus, les firmes du modèle ne perçoivent la concurrence qu'en termes de prix et s'y engagent volontiers.
- b) Le but de chaque firme est la maximisation des profits par la réduction optimale des coûts de production et de transport. Il s'ensuit que les firmes sont localisées aux points optimaux de localisation.
- c) Les entrants potentiels sont également des entrepreneurs qui minimisent leurs coûts afin de maximiser leurs profits face à une concurrence qui ne s'effectue que sur les prix.

- d) Les firmes ne peuvent s'intégrer verticalement ou horizontalement, les firmes appartenant à des entrepreneurs; et le système financier ne permet pas l'acquisition de firmes existantes. Aussi, les entrepreneurs contractent-ils l'envoi de leurs produits à des transporteurs indépendants.
- e) Les réserves prouvées de pétrole, qui appartiennent à des producteurs indépendants, sont suffisantes pour satisfaire les besoins présents et futurs des raffineurs et des entrants.
- f) Les raffineries sont toutes optimales selon les connaissances technologiques de l'heure. C'est-à-dire qu'elles se situent au point minimal de leur fonction de coûts à long terme. Aucune technologie nouvelle n'est attendue par les raffineurs dans un avenir prévisible.
- (6)

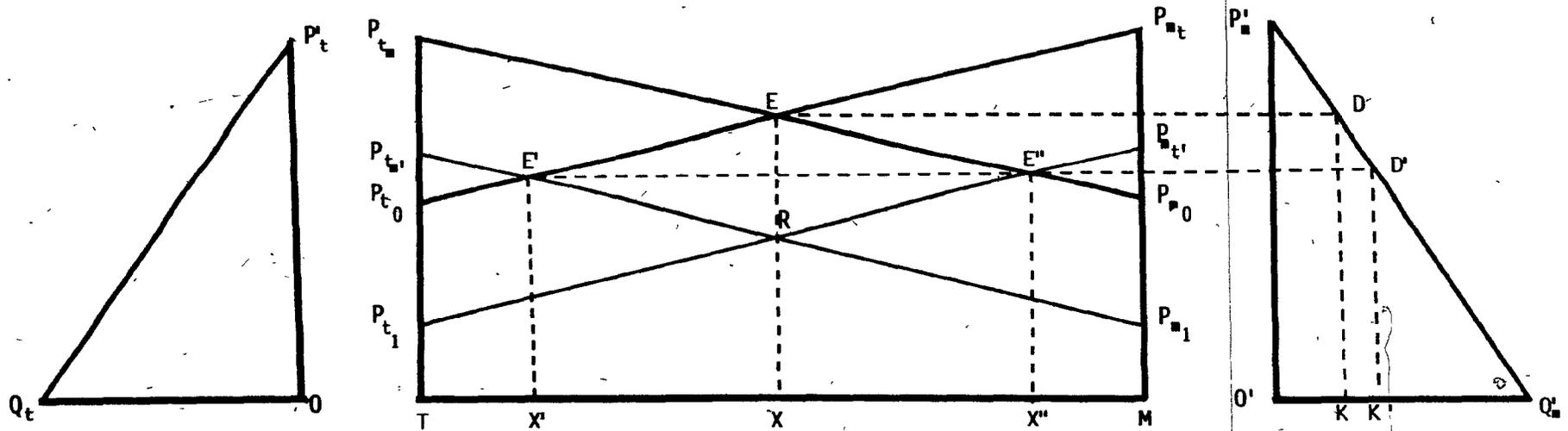
Le modèle concurrentiel simple, illustré par le diagramme III-1, suppose l'existence de deux firmes localisées respectivement en T et M et dont les coûts de production (P_{n_0} , P_{t_0}) et de transport des produits raffinés (pentes P_{n_0} , P_{t_0} , P_{t_0} , P_{n_t}) sont les mêmes. Les cédules des demandes pour les deux raffineurs sont également identiques, $P'_n OQ_n$ représentant la demande pour le raffineur M et $P'_t OQ_t$ celle du raffineur T. Il en résulte donc un partage spatial égal du marché ($TX=MX$). Toutefois, s'il advient qu'une des deux firmes ait accès à un pétrole moins dispendieux (P'_{n_1} , P_{t_0}), la ligne équiprix EX se déplacerait en E'X' dans une proportion déterminée par les frais de transport des produits raffinés et la réduction des coûts de production. Ainsi, XX' devient le marché spatial supplémentaire acquis par M. Quant à sa demande, le raffineur M voit celle-ci augmenter de l'équivalent de K'K.

Le raffineur T pourrait recapturer le marché perdu en réduisant son prix f.a.b. de P_{t_0} à P_{t_1} . Quant au raffineur M., une baisse analogue de son prix protégerait sa nouvelle acquisition, obligeant ainsi le raffineur

DIAGRAMME III-1

52)

Concurrence parfaite entre deux firmes



T à renchérir. (7) Un tel comportement myopique des raffineurs qui, rappelons le, possèdent des raffineries optimales, aurait tôt fait de réduire à néant leurs marges de profit et de les conduire vers la faillite. Aussi, est-il nécessaire d'introduire une restriction dans le comportement des raffineurs.

Nous allons donc supposer que les raffineurs, par leurs connaissances des séquelles d'une concurrence à outrance, agissent de façon à maximiser compétitivement leurs profits à long terme. Ainsi, le raffineur T, face à l'amélioration de la position de son concurrent, escompte sur le long terme l'impact sur sa marge de profit de la perte du marché XX' et des coûts attachés à son recouvrement. Compte tenu que dans les circonstances prescrites, une guerre de prix ne peut lui être profitable, il cherchera plutôt à réduire ses coûts de production en se procurant un pétrole brut moins dispendieux. Ceci aura pour effet de rétablir à long terme la ligne équiprix à sa position originelle tout en minimisant les pertes. En ce qui concerne les consommateurs, ils bénéficieront de prix réduits pour les produits raffinés, comme le veut la concurrence parfaite.

B) Modèles avec firmes multi-manufactures.

L'importance des coûts de transport dans les prix de livraison du pétrole brut et des produits raffinés oblige une firme voulant couvrir tout le marché, à s'établir en plusieurs points du dit marché, généralement aux points optimaux de localisation. Ainsi, avec deux terminaux pour brut, obtenons-nous la création de deux centres de raffinage, M et T, lesquels possèdent chacun plus d'une raffinerie. Parce que l'introduction des centres de raffinage conduit au relâchement de l'hypothèse b, nous voyons apparaître le modèle des firmes multi-usines. Ce genre de firmes pose immédiatement la question de leur localisation. Est-ce qu'une firme peut profitablement construire une raffinerie en-dehors du centre de raffinage?

Le prix de livraison du pétrole brut constitue le facteur déterminant dans la localisation des raffineries. Comparativement aux livraisons

volumineuses du pétrole brut, les envois de produits raffinés se font en de plus petits lots et sont destinés à divers points du marché. Aussi les raffineries sont-elles en mesure de réaliser des économies substantielles dans les coûts de production en se localisant près des terminaux du pétrole brut. Qu'arriverait-il donc à un raffineur qui décide de localiser sa raffinerie ailleurs que près du travail?

Par hypothèse, le modèle possède deux terminaux pour pétrole brut, soit M et T. Un raffineur s'établissant en X se verrait pénalisé par des coûts de transport plus élevés pour son pétrole brut, et ceci parce qu'il aura à utiliser un transporteur plus dispendieux que celui qui dessert le terminal. Même s'il décidait de joindre sa raffinerie au terminal par un oléoduc, il encourrerait tout de même un prix de livraison plus élevé que ses concurrents à cause de l'amortissement de l'oléoduc et des coûts d'intérêt du financement. Ainsi, étant donné les prix plus élevés de ses produits raffinés (à moins que la réduction des coûts de transport de ses produits raffinés ne compense le supplément payé pour son pétrole brut), il sera contraint d'accepter une marge de profits inférieure à celle de ses rivaux. De plus, même s'il se situait au centre du marché, soit en X, son prix f.a.b. (XR) lui donnerait accès qu'à un marché plus restreint (X'X") que s'il ne s'établissait en M. Ainsi, ce raffineur n'a d'autre choix que de s'établir près des terminaux.

L'introduction des firmes multi-usines nous amène également à considérer l'allocation des investissements entre les raffineries situées aux points optimaux de localisations. La planification de l'investissement pour une firme mono-usine revient à choisir entre l'acceptation pour un certain temps d'une capacité excédentaire ou d'une capacité déficitaire. Mais, pour le raffineur multi-usines, des décisions d'investissements prises indépendamment par les raffineries pourraient conduire à des coûts de productions plus élevés que nécessaires à cause de la présence de capacités excédentaires ou déficitaires non minimisées. Ainsi, le raffineur multi-usines doit voir à l'allocation des investissements entre ses

raffineries et à la minimisation des coûts attachés au soutien d'une capacité excédentaire ou déficitaire.

Pour ce faire, un raffineur possédant une raffinerie dans chacun des deux centres de raffinage peut choisir d'investir optimalement dans une de ses raffineries, disons celle en T, et différer l'investissement pour son autre raffinerie en M. Ainsi, pourra-t-il minimiser la capacité excédentaire globale indésirée pour sa firme. Quant à la capacité déficitaire (ou la réduction de la capacité au-dessous de son niveau désiré) qui se développera en M, elle pourra être suppléée par la capacité excédentaire indésirée de T, laquelle se chargera de satisfaire les clients que M ne pourra approvisionner. (8)

Ainsi, pour un raffineur, la ligne équiprix se déplacerait vers T. Mais, comme le centre de raffinage possède plusieurs raffineries et que leurs cédules d'investissement diffèrent les unes des autres, on peut considérer qu'en agrégat le ligne équiprix reste intouchée par le comportement des raffineurs en matière d'investissement. Donc, l'introduction des firmes multi-usines et des centres de raffinage ne modifie pas substantiellement les conclusions dérivées du modèle précédent. Les prix de livraison du pétrole brut et les coûts de transport des produits raffinés demeurent les uniques déterminants de la ligne équiprix.

SECTION DEUX

Modèle de concurrence imparfaite

A) Modèle avec firmes multi-usines et deux transporteurs.

Pour ce dernier modèle, toutes les restrictions précédemment imposées, sauf celles ayant trait à la demande et à l'optimalité des raffineries, sont relâchées. C'est donc dire que les conditions de concurrence imparfaite conduisent à des firmes intégrées verticalement, à des prix déter-

minés en fonction de ceux en vigueur et à une concurrence portant essentiellement sur des stratégies de promotion, des marques déposées et autres tactiques similaires. (9) Ainsi, les prix des produits raffinés sont déterminés en rapport avec le prix d'une commodité-référence, lequel prix est généré par la concurrence à "arms' length" qu'est celle du marché du disponible pour produits raffinés. (10) Pour l'industrie de raffinage la commodité-référence est l'essence, et ceci parce que ce produit est le plus largement distribué. L'industrie se basera donc, pour déterminer les prix de ses nombreux produits, sur le prix d'un wagon-réservoir d'essence coté publiquement sur le marché du disponible, sauf lorsque des instabilités de marché créent des fluctuations disproportionnées. (11) En de telles circonstances, l'industrie a recours au leadership de prix.

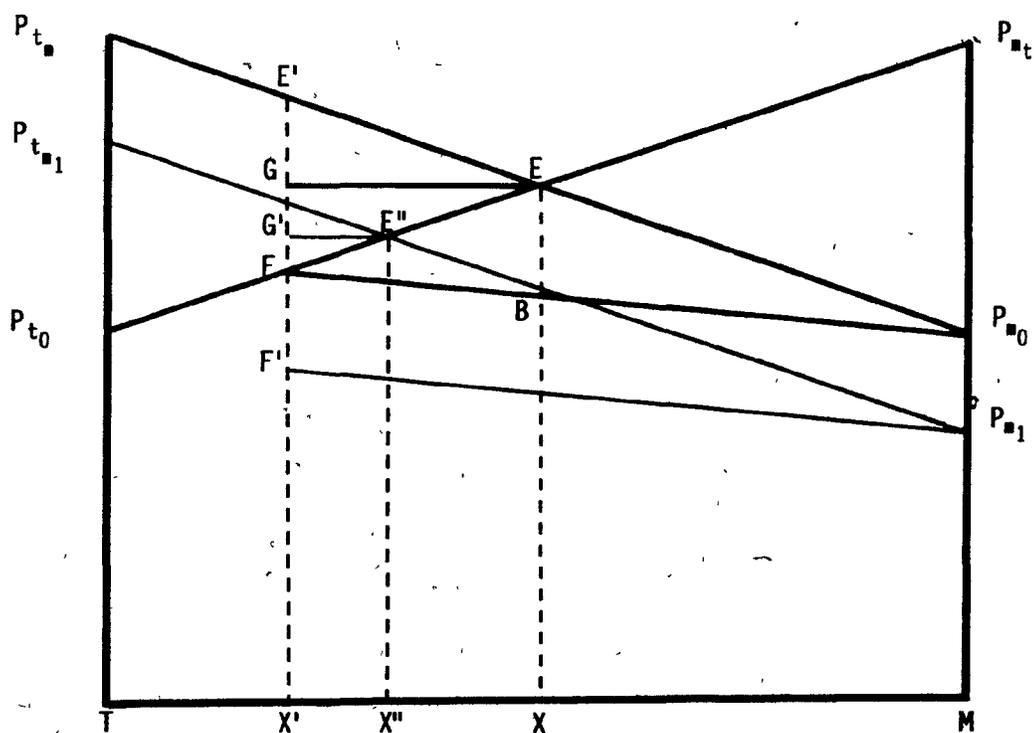
L'intégration verticale importe au modèle à cause de son impact sur l'accessibilité des raffineurs aux oléoducs pour produits raffinés. Généralement la construction d'un oléoduc nécessite un financement conjoint de la part de plusieurs firmes, qui, par le contrôle qu'elles exercent sur leur filiale administrant l'oléoduc, peuvent se réserver l'utilisation de celui-ci et en nier l'accès à leurs rivaux. Ainsi, et contrairement au modèle de concurrence parfaite, le présent modèle réserve l'utilisation de et les avantages conférés par l'oléoduc aux seules firmes associées pour son financement, restreignant les autres firmes au transporteur alternatif et plus dispendieux qu'est le rail.

L'accessibilité n'est pas l'unique caractéristique de l'oléoduc. L'augmentation de la capacité de l'oléoduc pour produits raffinés au-delà de celle planifiée exige d'importants investissements. Ainsi peut-on considérer que la capacité est fixe dans les courts et moyens termes. Finalement, l'oléoduc est un véhicule de transport reliant deux points fixes, soit un centre de raffinage avec un centre de consommation important. Ainsi le tracé de l'oléoduc est également fixe dans les courts et moyens termes.

Dans le présent modèle, l'oléoduc a une capacité planifiées pour desservir le marché des raffineurs-proprétaires. C'est donc dire que l'oléoduc ne peut satisfaire qu'une partie de la demande pour les produits raffinés du centre de raffinage en question. Quand au tracé de l'oléoduc, de par la densité ponctuelle égale de la demande, il liera le centre de raffinage au point du marché où les prix de livraison déterminés par les cédules de frets des deux centres de raffinage sont égaux (soit le point F dans le diagramme III-2).

Dans le diagramme III-2, un seul centre de raffinage possède un oléoduc pour produits raffinés, soit le centre M. Les coûts de production, sont égaux pour les deux centres ($P_{n0} = P_{t0}$). Il en est de même pour les coûts de transport via le transporteur alternatif décrits par les cédules $P_{n0}P_t$ et $P_{t0}P_n$ (le rail). La cédule $P_{n0}F$ pour sa part, représente les coûts de transport de l'oléoduc. Etant donné que le prix de livraison par oléoduc égale en X' le prix de livraison du centre T pour ce point, la cédule $P_{n0}F$ se termine au point X' . Ainsi, la cédule des coûts de transport des produits raffinés pour les utilisateurs de l'oléoduc suit la ligne $P_{n0}FE'P_t$.

Il est évident que dans des conditions d'accessibilité générale à l'oléoduc, la ligne équiprix serait $E X'$. Toutefois, l'accessibilité est limitée par hypothèse aux seules firmes ayant participé à son financement, de telle sorte que les autres raffineurs en M sont astreints à utiliser le transporteur alternatif plus dispendieux. Les utilisateurs de l'oléoduc sont donc dans la possibilité de s'accaparer de tout le marché $M X'$. Ainsi, leurs seraient-ils possible de couper les prix, et cela même si leur oléoduc était utilisé à pleine capacité. Ils n'auraient qu'à fixer leurs prix de livraison inférieurs en tous les points à ceux de leurs concurrents utilisant le rail, les profits réalisés sur les produits envoyés par l'oléoduc compensant les pertes encourues sur les produits livrés par le rail. Cependant une telle accapuration est semée d'embûches.

DIAGRAMME III-2Modèle avec firmes intégrées et deux transporteurs

Premièrement, les firmes associées auraient à s'entendre sur le partage du marché et constituer un cartel illégal. Deuxièmement, même si la formation d'un cartel était possible et viable, l'expulsion des rivaux serait une entreprise à long terme de par un marchandage centré sur la promotion d'une marque déposée et les ententes contractuelles à long terme liant les fournisseurs à leurs clients. (12)

Plus important est le pouvoir de représailles de la part des firmes menacées. (13) D'une part, ces firmes pourraient s'associer pour financer leur oléoduc, mettant ainsi fin à la situation privilégiée de leurs rivaux; et, d'autre part, si ces firmes sont également intégrées et multi-usines, des représailles pourraient être entreprises contre leurs rivaux dans des marchés où ils sont moins bien établis. Conséquemment, il serait dans l'intérêt des utilisateurs de l'oléoduc d'adopter une stratégie susceptible d'apporter les profits attendus sans pour autant déstabiliser l'environnement concurrentiel.

Ces buts peuvent être atteints si les prix des utilisateurs de l'oléoduc sont déterminés en fonction de la cédule du transporteur alternatif utilisé par les autres raffineurs et dont les quotations sont publiques. Il s'ensuit pour les utilisateurs, un profit supplémentaire par baril envoyé via l'oléoduc égal à la différence entre les frets des deux transporteurs en un point donné.

Le secteur XX' pose certains problèmes quant à la détermination des prix. Ce secteur est approvisionné à partir de M par les utilisateurs et de T par les autres raffineurs. L'égalisation des prix selon la cédule FE, résulterait en une diminution des profits supplémentaires par baril pour les utilisateurs de l'oléoduc. Or, la position de dominance que leur confère l'accès exclusif à l'oléoduc leur permet d'initier pour ce secteur (XX) un système particulier des prix de livraison (EG) basés sur les frets cotés en X'. Avec cet arrangement, non seulement les utilisateurs sauvegardent leur marge de profits supplémentaires, mais assurent l'adhésion

au plan de leurs concurrents en offrant à ceux-ci un profit supplémentaire par baril envoyé dans le secteur XX' égal à la différence à un point donné entre les cédules GE et FB. (14)

B) Comparison d'un déplacement compétitif de la ligne équiprix avec l'imposition d'un embargo sur les envois d'un centre de raffinage.

Soumettons le modèle développé ci-dessus à un choc exogène telle qu'une réduction dans le prix de livraison du pétrole brut de M. La diminution dans les coûts de production en M, ceux-ci passant de $P_{\cdot 0}$ à $P_{\cdot 1}$, résulte en un déplacement vers le bas des cédules $P_{\cdot 0}$, $P_{\cdot 1}$, $P_{\cdot 0}$, F, et en une mutation de la ligne équiprix vers T. La ligne EX' est toutefois intouchée par le choc exogène puisqu'elle est déterminée par les capacités et tracés fixes de l'oléoduc. Le déplacement de la ligne équiprix ne présuppose nullement un déplacement de la ligne de démarcation des marchés car, dans un modèle de concurrence imparfaite, plusieurs alternatives d'ajustement s'offrent aux raffineurs.

L'influence de la capacité excédentaire sur le comportement des raffineurs est capital dans un contexte de concurrence imparfaite avec firmes multi-usines. S'il y a une adhésion immédiate de la part des raffineurs au déplacement de la ligne équiprix par un déplacement analogue de la ligne de démarcation des marchés, il se crée dans les raffineries en M et T des capacités excédentaires respectivement inférieures et supérieures à leurs niveaux désirés. Or, il s'ensuivrait pour les raffineurs des coûts additionnels provenant d'une part des coûts d'entretien de la capacité excédentaire indésirée et des coûts d'opportunité liés à la perte de la marge de manoeuvre offerte par une capacité excédentaire planifiée. Aussi, dans l'immédiat, la ligne de démarcation des marchés aura tendance à demeurer fixe, le secteur X'X continuant à être approvisionné par les raffineries de T, et les utilisateurs de l'oléoduc.

La présence d'un oléoduc stabilise également dans le court terme la ligne de démarcation des marchés d'une part, les utilisateurs de l'oléoduc continuent d'alimenter le marché MX' à partir de M , puisque le tracé et la capacité de l'oléoduc reste fixe dans le court terme. D'autre part, les raffineurs multi-usines n'ayant pas accès à l'oléoduc doivent tenir compte de l'impact d'un déplacement immédiat de la ligne de démarcation des marchés en $E''X''$ sur leurs capacités excédentaires. Cependant, l'adhésion de ses raffineurs au système de détermination des prix de livraison dans le marché $X X'$ leur permet de compenser les pertes subites dues au maintien de la ligne précédente de démarcation des marchés par les profits supplémentaires ainsi générés (GB). Même si les prix de livraison de M reflétaient immédiatement la réduction des coûts de production, ces raffineurs retireraient encore des profits supplémentaires ($G' E''$) susceptibles de couvrir les coûts additionnels encourus par l'approvisionnement de XX' à partir du centre T .

Ainsi, est-ce seulement à long terme que s'effectuera le déplacement de la ligne de démarcation des marchés en réponse à celui de la ligne équiprix, abstraction faite naturellement des autres chocs exogènes pouvant avoir lieu entretemps. Les raffineurs s'ajusteront aux nouvelles conditions en augmentant le taux de croissance de la capacité de raffinage de M comparativement à celle de T , et ainsi absorberont peu à peu le marché supplémentaire créé par la baisse des prix. Donc, en conclusion, une réduction des prix de livraison du pétrole brut résulterait en une diminution des prix de livraison des produits raffinés cependant que le déplacement de la ligne de démarcation des marchés ne s'effectuera qu'à long terme au fur et à mesure que les investissements en permettent l'ajustement.

L'imposition d'un embargo sur les envois d'un des centres de raffinage assorti d'une allocation du marché, a ceci de particulier que la politique est immédiatement effective et, par conséquent, neutralise les effets de la capacité excédentaire et de l'oléoduc sur le déplacement de la ligne

de démarcation des marchés. Si un centre se retrouvait avec un marché agrandi après l'allocation politique de marché, alors celui-ci subirait une baisse dans son niveau de capacité excédentaire; cependant que l'autre centre écoperait de l'inverse. Les coûts supplémentaires de production dérivés de cette modification des capacités excédentaires des deux centres se répercuteraient sur les prix des produits raffinés et sur la répartition des investissements.

Les pressions à la hausse sur les prix des produits raffinés des deux centres seraient occasionnées par l'affaiblissement de la concurrence entre les deux centres, le partage gouvernemental du marché excluant tout envoi de part et d'autre de la ligne de démarcation imposée. Ce qui revient à scinder le marché en deux portions exclusivement desservies par chacun des deux centres. Car, même si l'embargo ne frappe qu'un seul centre, disons M, (celui-ci ne pouvant envoyer de ses produits au-delà de la ligne de démarcation), en l'absence de tout changement dans les conditions de marché, le centre favorisé, T, ne peut espérer pousser au-delà de la ligne prescrite du fait que son prix de livraison des produits raffinés dans son marché nouvellement acquis est supérieur à celui du centre M.

Cet affaiblissement de la concurrence permet donc aux raffineurs de passer les coûts supplémentaires aux consommateurs, d'autant plus que les effets de l'embargo frappent également tous les raffineurs des deux centres. Pour le centre M, le centre préjudicié, la hausse des prix se trouve justifiée par l'augmentation des coûts de production due à la capacité excédentaire indésirée, alors que pour le centre T, le centre bénéficiaire, la hausse des prix provient des coûts d'opportunité attachés à une réduction de la capacité excédentaire au-dessous du niveau désiré. Toutefois, si la concurrence inter-firmes est suffisamment intense dans les centres, les prix pourront amorcer une rectification de long terme lorsque les investissements auront rétabli les niveaux désirés de capacité excédentaire.

Le deuxième effet de la politique se retrouve dans les taux de croissance. La présence d'une capacité excédentaire indésirée pour le centre préjudicié incite les raffineurs à y réduire leurs investissements pour concentrer leurs capitaux dans le centre bénéficiaire qui lui exhibe une capacité excédentaire inférieure au niveau désiré. Ainsi, ce dernier centre a-t-il un taux de croissance de la capacité de raffinage supérieur à l'autre, croissance qui restera supérieur pour l'avenir prévisible étant donné que son marché est également supérieur à celui du centre préjudicié. De plus, le niveau désiré de la capacité excédentaire des deux centres s'en trouve également modifié, les raffineurs n'ayant plus à tenir compte des possibles déplacements de la ligne équiprix.

L'embargo se différencie d'un déplacement compétitif de la ligne équiprix en ce que le déplacement de la ligne de démarcation des marchés a lieu immédiatement au lieu de s'effectuer à long terme. C'est ce déplacement immédiat de la ligne de démarcation qui est à l'origine des distorsions telles que la hausse des prix. Il est vrai qu'un déplacement compétitif de la ligne de démarcation suite à une relocalisation de la ligne équiprix résulte en une modification des taux de croissance des deux centres. Mais une altération de l'allocation des investissements sous-jacente à cette modification des taux de croissance repose sur l'appréciation des raffineurs quant à la permanence des nouvelles conditions de marché et au retour des conditions antérieures via le développement de nouvelles sources moins dispendieuses de pétrole brut ou de nouveaux transporteurs. Par contre, l'embargo écarte un tel raisonnement en excluant tout retour aux conditions antérieures, quelle que soit l'évolution des prix du pétrole brut ou des coûts de transport des produits raffinés. Ainsi, les restrictions imposées par le gouvernement sur le comportement des raffineurs conduisent à un amoindrissement de la concurrence, une hausse des prix et à un rajustement plus prononcé des taux de croissance des capacités de raffinage.

NOTES DE RENVOI

1. GREENHUT, Melvin L. Plant Location in Theory and in Practice The University of North Carolina Press, 1956.

——— Microeconomics and Space Economy, Chicago, Scott Foresman, 1963.

SMITH, David M., Industrial Location: An Economic Geographical Analysis, John Wiley & Sons Inc., 1971.

NOURSE, Hugh O., Regional Economics, McGraw Hill, 1968, pp. 63-92.

2. Les transporteurs de brut et de produits raffinés peuvent être classés en deux groupes. Le premier est constitué de transporteurs véhiculaires comme les pétroliers, le rail et le routier, lesquels n'exigent l'investissement que dans une unité supplémentaire pour augmenter la capacité de la dotation.

Les oléoducs constituent le deuxième groupe. Ceux-ci demandent des mises de fonds considérables pour leur mise en place et n'offrent que peu de flexibilité, le tracé étant inaltérable. Toute augmentation de la capacité de la dotation exige d'importants investissements pour la construction d'un second oléoduc. Aussi un oléoduc pour pétrole brut lie préférablement un réservoir à un important centre de consommation.

WATKINS, R.E. Transport of Crude Oil dans British Petroleum Co. Our Industry Petroleum, 1970, p. 130.

3. Parce que le fret représente une part importante du prix de livraison, les raffineurs ont tendance à s'installer le plus près possible des terminaux de brut, lesquels deviennent les points optimaux de localisation. Qu'on considère que le fret représente respectivement 23 et 20 pourcent du prix de livraison du brut canadien à Toronto et du brut vénézuélien à Montréal. (Voir Appendice B).

4. SCHERER, F.M. The Economics of Multi-Plant Operations, Harvard University Press, Cambridge, Mass., 1975, p. 30.

5. La spécification d'une demande ayant une élasticité par rapport aux prix est désirable pour la stabilité du modèle. Considérons le cas où la demande serait parfaitement inélastique en chaque point du marché.

Sous un environnement parfaitement compétitif, tant sur les prix que sur la localisation, chaque raffineur aurait intérêt à se situer au centre du marché de façon à tout le couvrir, et à couper férocement ses prix. De même, ils y amèneraient chacun leur oléoduc puisqu'ils sont capables de passer tous leurs frais de transport au consommateur. Ainsi, en dernière instance, il n'y aurait qu'un seul réservoir d'hydrocarbures, le moins dispendieux, qui alimenterait les raffineurs.

Pour que le modèle puisse refléter une concurrence entre deux raffineurs localisés en deux points différents et approvisionné par des réservoirs différents, il faut donc que la demande ait un certain degré d'élasticité afin d'empêcher une localisation au centre du marché.

Réf.: SMITHIES, Arthur, "Optimum Location in Spatial Competition", the Journal of Political Economy, Vol. XLIX (1941), pp. 423-439.

HOTELLING, Harold, "Stability in competition", The Economic Journal, Vol. XXXIX (1929), pp. 41-57.

6. L'optimalité des raffineries garantit que la position concurrentielle des firmes et des centres de raffinage dépend exclusivement sur les prix de livraison du pétrole brut et les coûts de transport des produits raffinés. L'optimalité permet également d'isoler le pétrole brut des coûts de production, lesquels sont constitués à 85 pourcent du coût de production. (Voir Appendice B, tableau B-7.)
7. Avec seulement deux raffineurs, le modèle se transforme en duopolie. Les raffineurs se comportent en duopole pour la simple raison que les coûts de transport du brut sont prohibitifs et les obligent à se localiser près des terminaux d'oléoducs ou portuaires. Il ne peuvent donc en aucun cas s'éloigner de ces terminaux, ni même construire leurs

propres oléoducs jusqu'au centre du marché. Le coût d'une telle entreprise est très élevé et augmenterait du même coup leurs frais de production. Aussi ne peuvent-ils que concurrencer sur les prix. (Voir p.65 et note 5).

8. SCHERER, F.M., op. cit., 1975, p. 40.
9. CHAZEAU, Melvin G., op. cit., pp. 265-77.
GREENHUT, Melvin L., op. cit., 1956, p. 65.
10. L'industrie de raffinage du pétrole a ceci de particulier en ce que d'un seul input est obtenu plusieurs outputs, tel que la gazoline, le mazout, l'asphalte, aromatiques, etc... (Voir Appendice B).
11. CHAZEAU, Melvin L., op. cit., 1956, p. 403.
CASSADY, Ralf Jr., op. cit., p. 180.
12. Dans un environnement inflationniste, les contraintes imposées par les ententes contractuelles à long terme sont affaiblies mais non éliminées. Ces ententes couvrent habituellement des périodes allant de deux à cinq ans et incorporent des clauses d'escalade et de renégociations.
13. SHERER, F.M., op. cit., 1970, p. 278.
14. Cette coïncidence d'intérêt qui permet l'émergence d'une égalisation des prix influe également sur les indépendants grâce aux trocs entre raffineurs. Ainsi, un raffineur n'ayant qu'une seule raffinerie, laquelle se situe en M, peut couvrir le marché MT en entier en échangeant avec un de ses concurrents une partie de sa production en M contre l'équivalent en T. Ainsi, et particulièrement au Canada, le troc lie les raffineurs les uns aux autres et incite ceux-ci à une concurrence "loyale" et stable.

SOURCE: Dr. W. Don Eldon

CHAPITRE QUATRE
ANALYSE EMPIRIQUE

INTRODUCTION

Le Chapitre trois conclut à un effet négatif de la Politique nationale du pétrole sur l'industrie québécoise de raffinage. Théoriquement, l'allocation de marché décrétée par la politique doit résulter en un amoindrissement de la croissance de la capacité québécoise de raffinage et de sa production en produits raffinés; cependant que, l'industrie de raffinage ontarienne en retire une stimulation de la croissance de sa capacité et de sa production. Les données, résumées dans le Tableau IV-1, semblent contredire les conclusions du modèle. En fait l'inverse semble s'être produit, la capacité de raffinage du Québec augmentant plus rapidement que celle de l'Ontario après l'imposition de la Ligne de la Vallée de l'Outaouais. Il semble même que la politique fut bénéfique au Québec puisque capacité et production augmentèrent plus rapidement que l'Ontario après la promulgation de la politique qu'avant, et ceci malgré un net fléchissement de la croissance des envois québécois vers cette province.

Un regard sur la croissance de la demande rend cependant perplexe. Alors que pour l'Ontario, la croissance de la production suit assez bien celle de la demande, celle du Québec développe un écart important avec l'output en ce que la production est insuffisante pour satisfaire la demande domestique québécoise et les envois vers l'Ontario. Ainsi émerge une demande excédentaire qui est satisfaite par une importation accrue de produits raffinés. Il y a donc contradiction dans les données. En d'autres termes, pourquoi, contrairement aux années 1949-61, la capacité québécoise se développe plus rapidement que la demande? Pourquoi émerge-t-il entre 1962 et 1972 une production québécoise déficitaire malgré une coupure de marché de l'ordre de 50,000 barils par jour de brut, ou 25,000 barils par jour d'essence? Finalement, pourquoi le fléchissement des envois québécois ne fut-il pas plus important?

TABLEAU IV-1

Capacité, demande, production, envois et importations
pour le Québec et l'Ontario
(augmentation en pourcentage)

	%			
	<u>Québec</u>		<u>Ontario</u>	
	<u>1949-61</u>	<u>1962-72</u>	<u>1949-61</u>	<u>1962-72</u>
Capacité	141	94	211	80
Demande	286	85	276	59
Production	258	85	260	61
Envois qué- bécois en Ontario	215	54	-	-
Importation en Produits raffinés	309	200	82	50

SOURCE: Statistique-Canada, nos. 65-205, 31-205,
31-303, 45-004, 45-204.

L'analyse empirique se fera chronologiquement, les sections analysant chacune des périodes. La période précédant la mise en place de la politique, soit les années 1949-58, est dévolue à la Section un. Celle-ci s'attachera à discerner les tendances démontrées par les données et qui influencèrent l'allocation des investissements entre les deux centres de raffinage. Il y sera également étudié les prix du pétrole brut.

La période de transition des années 1959-63 sera le fait de la Section deux, laquelle analysera l'impact du fléchissement des prix mondiaux sur la position concurrentielle des produits québécois et sur l'allocation des investissements entre les deux centres.

La période post P.N.P., étudiée à la Section trois, fera l'objet d'une analyse des tendances exhibées par les données afin de discerner tout changement par rapport aux tendances analysées dans la Section deux.

La Section quatre, pour sa part, synthétisera les sections précédentes et introduira de nouveaux facteurs susceptibles d'expliquer les tendances notées lors de l'analyse des données.

SECTION UN

Les envois québécois en Ontario durant les années cinquante

A) Les prix du pétrole brut.

L'événement majeur des années cinquante pour l'industrie pétrolière canadienne fut la pénétration du pétrole de l'Ouest en Ontario. L'approvisionnement des raffineries ontariennes par le pétrole de l'Ouest résulta en une baisse moyenne des prix de puits de tête canadien de 1.71 pourcent par année entre 1949 et 1954. Cependant, le prix de livraison à Toronto du brut canadien n'en fut pas affecté, et ceci à cause de l'égalisation des prix canadiens avec les prix de livraison des pétroles américains

TABLEAU IV-2Augmentations moyennes annuelles des prix
F.A.B. et de livraison

	<u>1949-58</u>	
	%	
	<u>1949-54</u>	<u>1955-58</u>
<u>Montréal</u>		
Vénézuélien	-00.25	1.00
prix de livraison	-00.11	0.27
<u>Toronto</u>		
Canadien	-1.71	-0.95
prix de livraison	+0.38	-1.42

SOURCES: Statistique-Canada, no. 65-205.
Canadian Petroleum Association,
Statistical Handbook - 1975,
Platt's Price Service Ltd.,
Platt's Oil Price Handbook,
1949-72.
National Energy Board's files
on Pipeline Tariffs.

TABLEAU IV-3

Prix moyens des bruts canadiens et importés

	\$ Can	
	<u>1950-54</u>	<u>1955-58</u>
Vénézuélien f.a.b.	2.64	2.66
Vénézuélien livré (Montréal) (a)	3.22	3.10
Importé f.a.b. moyen (b)	2.50	2.60
Canadien f.a.b.	2.54	2.40
Canadien livré (Toronto)	3.30	3.16
Marge entre prix de livraison (c)	-.08	-.06

(a) Calculé pour un tarif de pétrolier liant Maracaibo à la côte est américaine.

(b) Exclue les Etats-Unis.

(c) Prix de livraison à Montréal moins celui de Toronto.

SOURCES: Statistique-Canada, no. 65-205.
 Canadian Petroleum Association, Statistical Handbook - 1955.
Platt's Price Service Ltd., Platt's Oil Price Handbook, 1949-72.
 National Energy Board's files on Pipelines Tarifs.

à Sarnia. La prolongation de l'oléoduc "Interprovincial Pipeline" de Sarnia à Toronto, en 1957, occasionna une seconde réduction des prix qui, cette fois, se répercuta sur les prix de livraison, ceux-ci étant réduits de 7.10 pourcent entre 1955-59. S'y ajouta durant la même période, une réduction dans le prix de tête de puits canadien provenant de la dévaluation du dollar canadien. (1)

Ces réductions de prix améliora la position du pétrole de l'Ouest en Ontario; car, durant ces mêmes périodes, le prix de livraison du pétrole d'outre-mer à Montréal augmenta en moyenne de 0.27 pourcent par année, ou 1.35 pourcent pour la période de 1954-59. (Tableau IV-2) Mais, la différence entre les prix moyens de livraison ne passa qu'à 6 cents le baril pour le pétrole d'outre-mer de ses 8 cents précédents. (Tableau IV-3)

Une marge aussi faible ne peut expliquer la présence de produits québécois en Ontario. Des marges de prix de l'ordre de 8 cents en moyenne le baril entre 1949-54 et de 6 cents entre 1955-58, sont en effet trop mince, surtout lorsque les coûts de transport des produits raffinés de Montréal à Toronto, sont de 42 cents le baril. (2) Aussi, doit-on conclure que les prix ne jouèrent qu'un rôle marginal dans la répartition du marché ontarien et que les envois québécois en Ontario dépendaient essentiellement de leur rôle d'appoint à la production ontarienne. (3) Il en résulte qu'avec la pénétration du pétrole de l'Ouest en Ontario et la mise en production dans cette province de capacités additionnelles, les envois québécois devaient nécessairement être refoulés. (4)

B) Le refoulement des envois québécois de l'Ontario.

Le rôle d'appoint des envois québécois et son importance tant pour l'Ontario que pour le Québec est clairement démontré par le Tableau IV-4. Les envois québécois représentent en moyenne pour la période 1950-54 respectivement 43 et 31 pourcent des consommations domestiques québé-

TABLEAU IV-4

Les envois québécois en Ontario en pourcentages
moyens des capacités, consommations et productions, 1950-58

	%	
	<u>1950-54</u>	<u>1955-58</u>
<u>Capacité</u>		
Québec	22.84	24.51
Ontario	38.20	33.68
<u>Consommation</u>		
Québec	42.89	33.10
Ontario	31.37	26.24
<u>Production</u>		
Québec	31.72	29.07
Ontario	52.75	38.27

SOURCES: Statistique-Canada, no. 45-204.
Energy, Mines and Resources:
Petroleum Refineries.

coise et ontarienne, et pour 32 et 53 pourcent des productions individuelles des deux provinces. Par contre, dans de la période subséquente, les envois québécois sont en nette régression, leurs rapports diminuant partout sauf pour la capacité québécoise, laquelle passe de 23 à 25 pourcent. Il y a donc là une anomalie que nous éluciderons plus loin.

La régression des envois québécois est la conséquence de la pénétration du pétrole de l'Ouest en Ontario, lequel assure aux raffineurs ontariens un approvisionnement illimité en pétrole brut. Grâce au pétrole de l'Ouest, la capacité ontarienne de raffinage double entre 1952, date de la pénétration du pétrole de l'Ouest en Ontario, et 1958; celle-ci passant de 100,800 à 207,850 barils par jour. (5) Cependant, malgré cette croissance de la capacité ontarienne, le refoulement des produits québécois ne s'effectue pas immédiatement. Tout au contraire, celui-ci ne prend de l'ampleur qu'après 1957, lors du parachèvement de l'IPL Edmonton-Toronto. En effet, ce n'est qu'en 1958 qu'eut lieu la première baisse substantielle des envois québécois, ceux-ci chûtant de 14 pourcent par rapport à l'année précédente. Auparavant, ils avaient connu, entre 1955 et 1957, une expansion moyenne annuelle de 7 pourcent. (6)

La lenteur du déplacement des envois québécois de l'Ontario est le fait des firmes multi-usines. Le modèle développé dans le Chapitre trois explique ce comportement des raffineurs. Les raffineurs intégrés et multi-usines réagissent aux changements majeurs de leur marché avec un certain retard afin d'en minimiser l'impact sur leur capacité excédentaire et étaler le réajustement sur un certain nombre de périodes. Ainsi, sont-ils en mesure d'en minimiser les coûts. Le réajustement s'effectue d'une part par l'allocation préférentielle des investissements au centre de raffinage (ou raffinerie pour une firme) favorisé par les événements, ce qui permet à ce centre d'absorber graduellement le marché additionnel; et, d'autre part, en restreignant la croissance de la capacité du centre défavorisé, permettant à la croissance de la demande d'absorber la capacité excédentaire potentiellement indésirée. Ainsi s'explique l'ajournement de la prolongation de l'IPL jusqu'en 1957.

TABLEAU IV-5

Augmentations annuelles moyennes en
pourcentage des variables-clés, 1950-58

	%	<u>1949-54</u>	<u>1955-58</u>
<u>Consommation</u>			
Québec		11.79	17.90
Ontario		13.48	15.55
<u>Marchés*</u>			
Québec		12.99	14.84
Ontario		12.46	18.81
<u>Production</u>			
Québec		15.00	18.67
Ontario		9.95	15.24
<u>Envois québécois en Ontario</u>		16.38	7.39
<u>Capacité</u>			
Québec		7.72	9.44
Ontario		12.40	8.53
<u>Capacité excédentaire moyenne</u> (en % de la capacité)			
Québec		27.23	13.83
Ontario		27.98	12.00

*Marché: Consommation + envois pour le Québec;
Consommation - envois pour l'Ontario.

SOURCES: Statistique-Canada, no. 45-204.
Energy, Mines and Resources:
Petroleum Refineries.

Le comportement des raffineurs décrit ci-dessus est confirmé par le Tableau IV-5. Celui-ci suggère, de par l'égalité des taux moyens de croissance des marchés pour 1950-54 et leurs divergences subséquentes, que le refoulement des envois québécois commence bel et bien durant les années 1955-58, et qu'auparavant les raffineurs ontariens se contentèrent d'accaparer le marché des importations.

Les données des capacités excédentaires ne semblent pas à première vue dénoter une allocation préférentielle de l'investissement. La présence d'une telle préférence devrait se refléter en une capacité excédentaire ontarienne supérieure à celle du Québec. La décomposition annuelle des capacités excédentaires du Tableau IV-6 offre cependant une perspective différente. Au cours des années 1955-59, la capacité et capacité excédentaire québécoises ne cessent de décliner. Par contre, durant la même période, la capacité excédentaire ontarienne varie à la hausse. De plus, la capacité ontarienne augmente par près de 65.3 pourcent entre 1957 et 1959, alors que celle du Québec n'enregistre durant ces mêmes années qu'une croissance de 43.6 pourcent; et ceci en dépit d'une croissance supérieure de la demande québécoise. Ainsi, y a-t-il allocation préférentielle des investissements à l'Ontario.

Deux tendances ressortent donc de la discussion précédente. La première a trait au fléchissement de la croissance de la capacité québécoise durant ces années suite à l'allocation préférentielle des investissements au centre de raffinage Toronto-Sarnia. Le refoulement des envois québécois de l'Ontario en est la cause.

La deuxième tendance est moins évidente puisqu'elle s'exprime par l'impact du refoulement des envois québécois sur la relation entre la capacité de raffinage et la demande. On remarquera qu'il y émerge un freinage de la croissance de la capacité de raffinage par rapport à la croissance de la demande.

TABLEAU IV-6

Capacités de raffinage et capacités excédentaires1955-59

%

	<u>Québec</u>		<u>Ontario</u>	
	Capacité (Augmentations annuelles)	Capacité excédentaire	Capacité (Augmentations annuelles)	Capacité excédentaire
1955	22.22	28.25	2.29	10.39
1956	14.54	20.87	9.78	5.19
1957	-2.46	10.38	22.81	18.12
1958	8.14	-4.10	3.23	14.29
1959	1.13	-13.20	27.18	21.21

SOURCE: Energy, Mines and Resources: Petroleum Refineries.

Le marché des raffineurs montréalais (consommation domestique plus envois en Ontario) s'accroît de 174,199 b/j ou de 210% entre 1949 et 1958, pour donner 257 mb/j en 1958. La capacité québécoise augmente pour sa part de 215 pourcent ou de 142,000 b/j pour la même période, et passe à 265 mb/j en 1958. Ainsi y a-t-il convergence de la capacité avec la demande (consommation domestique plus envois) en 1958 et un surplus de 9,000 b/j de capacité sur la demande ou 3.4 pourcent de la capacité. L'analyse de la production et de la demande projette cependant une autre image. La production augmente durant ces mêmes années de 201,370 b/j ou de 267 pourcent. La croissance plus rapide de la production donne un surplus de 27,251 b/j sur la demande, laquelle surplus passe à 41,527 b/j lorsque des importations en produits raffinés de 14,276 b/j sont incluses. La présence de ce surplus suggère des débouchés inter-provinciaux additionnels, fort probablement les Maritimes. (7) Mais le plus intrigant est l'évolution de la capacité excédentaire québécoise laquelle passe de 1,324 b/j pour 1949 à une capacité excédentaire négative de 19,426 b/j. Plus de 70 pourcent de l'output excédentaire provient donc d'un survoltage de la production québécoise par rapport à la capacité existante. (8) Pourquoi y a-t-il un tel survoltage? Tout simplement pour permettre le maintien des inventaires à leurs niveaux désirés. En effet, les inventaires sont pour 1958 de l'ordre de 39,854 b/j, soit une augmentation de 34,231 b/j sur leur niveau de 1949. (9) Il est donc évident qu'il y a, malgré la présence d'un surplus de l'offre sur la demande, freinage de la croissance de la capacité québécoise puisque celle-ci ne fut pas suffisante pour maintenir à leur niveaux désirés la capacité excédentaire et les inventaires.

SECTION DEUX

Impact du fléchissement des prix mondiaux du pétrole

A) Les prix.

Il fut noté dans le Chapitre deux que les producteurs canadiens répondirent au fléchissement des prix mondiaux du pétrole en réduisant leur

prix de tête. Les prix du pétrole brut baissèrent par rapport à 1958 de 7.5 pourcent pour le pétrole canadien, 11.5 et 13.5 respectivement pour le pétrole vénézuélien et le pétrole d'outre-mer. Cependant le prix moyen de livraison à Montréal pour 1958-62 ne baissa que de 4.2 pourcent pour passer de \$2.87 à \$2.72 le baril; le prix de livraison du pétrole canadien à Toronto enregistra une réduction de 18.8 pourcent au cours de la même période, portant le prix moyen de livraison de \$3.13 à \$2.74 le baril. Il en résulta qu'en 1962, la marge entre les prix de livraison du pétrole se réduisit à 2 cents le baril en faveur du pétrole importé, pour une moyenne de 8 cents pour la période de 1958-62. La position concurrentielle du pétrole de l'Ouest en Ontario fut donc bel et bien couverte par les ajustements de prix qui ne coûtèrent que 18 cents le baril aux producteurs.

La formation de l'OPEP à Bagdad en 1960 interrompit temporairement le fléchissement des prix mondiaux. En 1962, les prix mondiaux amorcèrent une remontée de 8 pourcent en moyenne pour les pétroles d'outre-mer et de 3 pourcent pour le pétrole vénézuélien. Cette remontée des prix mondiaux encouragea une rectification dans les prix canadiens, lesquels augmentèrent en moyenne de 15 cents le baril. Grâce à cette augmentation, les pertes encourues par les producteurs furent réduites à 3 cents le baril cependant que la marge entre les prix de livraison augmenta à 10 cents le baril. La période 1959-63 se termina donc par le retour à la situation antérieure au fléchissement de 1959 et 1960 des prix mondiaux et sans modification notable de la position concurrentielle du pétrole de l'Ouest en Ontario.

B) Impact du fléchissement des prix mondiaux du pétrole sur les envois québécois en Ontario.

Au moment même où les prix mondiaux du pétrole amorcèrent leur fléchissement, fut promulguée la Politique nationale du pétrole. Bien que promulguée en 1961, la politique ne devint effective en ce qui concerne la Ligne

TABLEAU IV-7Envois québécois en pourcentage des consommations
et productions ontariennes

	<u>1959/1963</u>				
	<u>1959</u>	<u>1960</u>	<u>1961</u>	<u>1962</u>	<u>1963</u>
Consommation	22.25	23.03	21.79	22.64	22.92
Production	30.72	33.25	29.83	31.12	30.12

SOURCE: Statistique-Canada, no. 45-204.

de la Vallée de l'Outaouais qu'en 1963, alors que le "Trans-Northern Product Pipeline" était sectionné. Ainsi, l'industrie de raffinage n'eut à subir durant les années 1959-63 que l'assaut du fléchissement des prix mondiaux.

Théoriquement, une réduction dans les prix mondiaux doit résulter en une expansion des envois québécois en Ontario, quoique les attentes quant à la Politique nationale du pétrole devrait en mitiger l'impact. Le modèle développé dans le Chapitre trois postule toutefois qu'un événement de cette nature n'occasionne pas une expansion immédiate des envois québécois. Dans un premier temps, les parts de marché des deux centres se stabilisent afin de permettre par des modifications à long terme dans les capacités de raffinage une absorption ordonnée du marché additionnel dévolue aux raffineurs montréalais. Ainsi est-ce dans le long-terme que s'effectue l'allocation des marchés.

Le Tableau IV-7 indique qu'une telle stabilisation a effectivement eu lieu. En terme de pourcentage, les envois québécois représentent en moyenne, durant les années 1959-63, 22.53 pourcent de la consommation ontarienne. Mais le Tableau IV-8 révèle qu'alors que la consommation et les envois québécois, entre 1959 et 1963, s'accroissent respectivement de 43 et 34 pourcent, la production et la capacité n'augmentent eux que de 11 et 14 pourcent. Ainsi, les raffineurs, avec une croissance rapide de la demande domestique, au lieu d'être incités par la stabilisation des envois québécois en Ontario à réajuster leur tir par rapport à la période précédente, continuent à retrancher leurs production et capacité.

Le survoltage des années 1960-61 avait permis l'instauration d'un surplus moyen de la production sur le "marché" de 25 mb/j. Après 1961, le freinage s'accroît. Au lieu d'un surplus, il se développe un déficit de l'ordre de 50 mb/j, déficit qui fut en partie absorbé par une recrudescence des importations des produits raffinés. Le surplus de la production sur la consommation domestique québécoise passe de 79 mb/j qu'il

TABLEAU IV-8Consommation, Production, Envois,
Importations et CapacitéQuébec, 1958-1963

	<u>1958</u>	<u>1959</u>	<u>1960</u>	<u>1961</u>	<u>1962</u>	<u>1963</u>
<u>Consommation</u>						
000 b/j	198	221	227	236	263	284
Changement %	6.26	11.61	0.27	13.96	11.44	7.98
<u>Production</u>						
000 b/j	277	304	332	269	282	300
Changement %	25.47	9.97	9.31	-19.02	4.72	6.51
<u>Envois</u>						
000 b/j	59	64	69	68	72	79
Changement %	-13.58	8.99	7.74	-1.34	6.58	9.10
<u>Importations</u>						
000 b/j	24	41	42	38	42	50
Changement %	-14.04	71.62	2.41	-10.31	10.30	19.97
<u>Capacité</u>						
000 b/j	266	268	292	297	297	304
Changement %	8.14	1.13	8.63	1.71	-	2.52

SOURCES: Statistic-Canada, pub. no 45-204.
Energy, Mines and Resources: Petroleum Refineries.

TABLEAU IV-9

Capacités de raffinage et capacités excédentaires
1959-1963

	%			
	<u>Québec</u>		<u>Ontario</u>	
	Capacité (augmentation annuelle)	Capacité excédentaire	Capacité (augmentation annuelle)	Capacité excédentaire
1959	1.13	-13.20	27.18	21.21
1960	8.63	-13.90	.59	22.03
1961	1.71	9.31	-2.06	12.47
1962	-	5.03	-6.76	4.07
1963	2.52	1.33	14.97	5.94

SOURCES: Statistique-Canada, no. 45-204.
Energy, Mines and Resources: Petroleum Refineries.

était en 1958, à moins de 16 mb/j en 1963, soit une diminution de 78 pourcent par rapport à 1958. Quant à la capacité, son excédent par rapport à la consommation domestique québécoise s'effondre par 40 mb/j, pour se retrouver en 1963 à 28 mb/j. Finalement la capacité excédentaire atteint en 1960, les basfonds comme l'indique le Tableau IV-9. (10, 11) Les raffineurs montréalais rétablissent en 1961 leur position en capacité excédentaire non pas en investissant dans de nouvelles installations mais en coupant la production. (12) De la coupure de 19 pourcent de la production en 1961 sortit la capacité excédentaire de 9.31 pourcent.

Le fléchissement des prix et la stabilisation des envois québécois n'ont donc pas contré les tendances notées dans la section précédente. Au contraire, elles semblent avoir aggravé le fléchissement et le freinage du taux de croissance de la capacité québécoise de raffinage.

SECTION TROIS

Les années post-PNP/1964-72

A) L'évolution des prix.

Après une accalmie de deux (2) ans, le fléchissement des prix mondiaux reprend en 1964 pour ne s'arrêter qu'en 1971. Durant cette période, le prix moyen de livraison à Montréal subit une réduction de 5 pourcent, ou 14 cents le baril. Comparativement aux prix de 1958, la réduction est de l'ordre de 10 pourcent ou 31 cents le baril. (Tableau IV-10)

Grâce à la Ligne Borden, les prix canadiens purent se dissocier de l'évolution des prix mondiaux. Ils se stabilisèrent jusqu'en 1970 autour des \$2.41 le baril pour les prix de puits de tête, ce qui représenté essentiellement leur niveau de 1958. Ainsi, la Ligne Borden n'occasionna pas une remontée substantielle des prix canadiens tel que postulée dans le modèle théorique du Chapitre Trois.

TABLEAU IV-10

Augmentations annuelles moyennes en pourcentage,
des prix du pétrole brut

	<u>1959-1972</u>		
	<u>1959-63</u>	<u>1964-67</u>	<u>1968-72</u>
<u>Montréal</u>			
Vénézuélien f.a.b.	-1.93	-1.56	2.89
Prix de livraison	1.42	-1.36	2.50
<u>Toronto</u>			
Canadien f.a.b.	-0.21	-	2.73
Prix de livraison	-1.28	-	2.25

SOURCES: Statistique-Canada, no. 65-205.
API, Petroleum Facts and Figures
Canadien Petroleum Association,
Statistical Handbook.
Platt's Oil Price Handbook.
National Energy Board.

Deux facteurs inhibèrent une augmentation des prix de tête de puits canadiens au-delà de leur niveau historique. Une augmentation substantielle des prix canadiens, en élargissant hors de toute proportion la marge entre les prix des pétroles canadiens et importés, pouvait mettre en danger l'existence même de la Ligne Borden. Car, une politique économique, même coercitive, ne peut atteindre son but que si les acteurs ne sont pas pénalisés outre mesure ou incités à transgresser la loi par la perspective de profits plus que compensatoires des risques encourus. Un élargissement important de la marge entre les prix f.a.b. canadiens et d'outre-mer répercuté sur les prix de livraison pouvait être l'incentif nécessaire au franchissement de la Ligne par les raffineurs mono-usines et les importeurs. Ceci fut effectivement le cas en 1969 et 1970, lorsque la marge entre les prix de livraison fut de 33 cents le baril. (13)

Un facteur international eut aussi un effet inhibiteur. Le Tableau IV-11 indique que les raffineurs montréalais commencèrent en 1962 à remplacer le pétrole vénézuélien par du pétrole arabe, et ceci à cause des politiques du gouvernement civil et nationaliste au pouvoir en 1958, lesquelles rendirent le pétrole vénézuélien plus dispendieux que ses concurrents. Non seulement fut-il un des fondateurs de l'OPEP, mais il adopta des mesures qui restreignirent les concessions pétrolières détenues par les compagnies étrangères, augmentèrent substantiellement la part gouvernementale des revenus pétroliers et politisèrent le système des prix affichés en requérant l'imprimaturé gouvernementale pour leurs modifications. (14, 15) Toutes ces mesures rendirent le pétrole vénézuélien plus dispendieux et incitèrent les raffineurs à se tourner vers d'autres sources d'approvisionnement, ce qui réduisit d'autant le prix moyen de livraison du pétrole importé et incita les producteurs de l'Ouest à la tempérance.

Ces mêmes facteurs inhibiteurs agissèrent aussi sur les prix des produits raffinés ontariens. Malheureusement l'étude de ces prix est rendue quelque peu difficile à cause du manque de données, Statistiques-Canada ne

TABLEAU IV-11Importations de brut par pays d'origine

%

	<u>1958</u>	<u>1962</u>	<u>1966</u>	<u>1970</u>
Vénézuéla	77.97	68.10	49.18	62.67
Kuwait	4.83	3.29	2.82	2.55
Arabie Saoudite	14.83	13.26	10.92	6.97
Iran	.10	10.23	14.76	9.23
Autres	<u>2.27</u>	<u>5.12</u>	<u>22.32</u>	<u>18.58</u>
	100.00	100.00	100.00	100.00

SOURCE: Statistique-Canada, no. 65-205.

décomposant pas ses indices de prix régionalement. (16) Aussi, l'évolution de ces prix doit-elle être abordée via les données sur les valeurs de la production et les marges des raffineurs.

La marge des raffineurs pour les produits raffinés est égale à la différence entre la valeur de ces produits et le prix du brut utilisé. Dans le Tableau IV-12, les marges sont calculées à partir des valeurs de production fournies par Statistiques-Canada et les prix moyens de livraison des pétroles bruts.

Malgré des hausses dans les prix de livraison entre 1963 et 1966, les prix des produits raffinés ontariens, tels que décrits par les marges des raffineurs (Tableau IV-12), ne marquent aucune augmentation. Tout au contraire, ils se stabilisent à un niveau inférieur à celui de 1958. La marge québécoise cependant fait un saut de plus de 123 pourcent en 1961. Trois facteurs peuvent être à la source d'un tel bond: une réduction substantielle dans les prix de livraison, un changement dans la composition de la production ou une augmentation des prix des produits raffinés.

Le Tableau IV-13 permet d'exclure la première option, celui-ci révélant que l'augmentation de la marge est imputable à la valeur de la production. La deuxième option demande un peu plus d'explication. La production d'une raffinerie n'est pas homogène. (17) Quelques vingt produits, ayant chacun leur marché et leur valeur, sont commercialisés par les raffineurs. Toutefois, le gros de la production consiste en essence et mazout, l'essence ayant le plus de valeur. Ainsi, une production proportionnellement élevée en essence a-t-elle plus de valeur que son inverse.

Pour le Québec, aucune augmentation substantielle de la pondération en essence à la production est révélée par les données. La pondération pour les années 1959-63 oscille autour de 30 pourcent de la production, le volume en essence pour 1961 restant au même niveau qu'il était en 1960,

TABLEAU IV-12Marges des raffineurs

\$ Can./bb1

	<u>Québec</u>		<u>Ontario</u>
	<u>Du brut véné-</u> <u>zuélien f.a.b.</u>	<u>Du brut</u> <u>importé f.a.b.</u>	<u>Du brut canadien</u> <u>f.a.b.</u>
	\$	\$	\$
1959	.78	.93	2.42
1960	.63	.78	2.25
1961	1.41	1.59	2.58
1962	1.54	1.71	1.97
1963	1.49	1.66	2.06
1964	1.58	1.72	2.03
1965	1.45	1.62	2.04
1966	1.28	1.54	2.04
1967	1.45	2.21	2.13
1968	1.40	1.55	2.24

SOURCES: Statistique-Canada, no. 65-205.
Canadian Petroleum Association.

TABLEAU IV-13

Marge des raffineurs, vénézuélien f.a.b. et
valeur de la production

	Québec					
	\$ Can./bbl					
	Marge des raffineurs Vénézuélien f.a.b.		Vénézuélien f.a.b.		Valeur de la production	
	<u>\$/bbl</u>	<u>Change%</u>	<u>\$/bbl</u>	<u>Change%</u>	<u>\$/bbl</u>	<u>Change%</u>
1960	.63	19.23	2.40	-6.25	3.03	-9.31
1961	1.41	123.81	2.36	-1.67	3.77	24.48
1962	1.54	9.23	2.44	3.39	3.98	5.59
1963	1.49	-3.25	2.44	-	3.93	-1.23
1964	1.58	6.04	2.37	-2.87	3.94	-

SOURCE: Statistique-Canada.

soit 86 mb/j. (18) Il ne reste donc pour expliquer le bond dans la valeur de production que la majoration des prix des produits raffinés québécois.

Que les raffineurs montréalais aient pu augmenter leurs prix démontre bien le peu de contrainte pesant sur eux. Les importations en produits raffinés, au lieu d'être redoutées, sont au contraire bienvenues. Le retranchement de l'output et le déficit de la production exigent en effet une entrée plus importante de ces importations. Une hausse des prix ne peut en de telles circonstances que faciliter les choses en incitant les importateurs à considérer les débouchés québécois.

Il y a donc là, dans la hausse des prix, une infirmation de la conclusion généralement acceptée que la garantie d'accès aux pétroles d'outre-mer accordée par la Politique nationale du pétrole donna au Québec des prix plus bas qu'autrement. Si un effet de prix eut lieu, il se trouve bien amoindri par la hausse des prix des produits raffinés au Québec.

B) Impact de la Politique nationale du pétrole.

Les réductions dans les envois québécois en Ontario, indiquées dans le Tableau IV-14, sont plutôt faibles, soit 6 pourcent entre 1964-67 ou 1.40 pourcent par année. L'impact de la Ligne Borden paraît donc de prime abord non seulement faible mais de courte durée, les envois québécois récupérant à partir de 1968 le marché perdu. Cette récupération est telle que, l'application à la consommation moyenne ontarienne pour 1968-72 de la part de ce marché dévolue aux produits québécois pour 1958-63 donne des envois hypothétiques québécois de l'ordre de 100,051 b/j, comparative-ment aux envois moyens réels de 98,644 b/j pour 1968-72. Mais il ne faut pas conclure immédiatement au peu d'effet sur le Québec de la politique car il nous faut examiner son impact sur la composition des envois québécois en Ontario.

TABLEAU IV-14

Augmentations annuelles moyennes en pourcentage
des variables-clés

	1959-1972		
	1959-63	1964-67	1968-72
<u>Consommation</u>			
Québec	7.18	7.64	4.44
Ontario	4.89	4.28	3.53
<u>Production</u>			
Québec	1.43	2.44	9.26
Ontario	7.90	3.92	3.18
<u>Marché</u>			
Québec	6.86	5.69	4.79
Ontario	4.73	5.97	2.47
<u>Envois québécois en Ontario</u>			
	5.79	-1.40	8.46
<u>Capacité</u>			
Québec	2.42	5.68	9.09
Ontario	5.72	3.24	5.82
<u>Capacité excédentaire (% de la capacité.)</u>			
Québec	-2.29	6.57	4.36
Ontario	13.14	3.47	5.46

SOURCE : Statistique-Canada, catalogue # 45-204;
Energy, Mines and Resources,
Petroleum Refineries.

L'essence à moteur compte en moyenne pour 55 pourcent des envois québécois entre 1949 et 1954. Dans les périodes subséquentes cette proportion passe successivement à 37, 27 et 23 pourcent. (Tableau IV-15) Le mazout lourd, par contre, voit sa part des envois passer de 7 pourcent pour 1950-54, à 27 pourcent pour 1968-72, alors que la part du mazout léger n'augmente que faiblement passant des 20 pourcent des années cinquante aux 25 pourcent des années 1964-72. Cette inversion dans la composition des envois québécois suggère donc une application effective de la politique, le Québec suppléant la production ontarienne en mazout lourd, lequel est exclu de la réglementation, afin de remplacer l'importation de ce produit par l'Ontario.

La faiblesse du fléchissement des envois québécois en Ontario, outre l'inversion de la composition, se répercute sur les raffineurs montréalais qui augmentent les taux de croissance de la capacité et de l'output par rapport aux périodes antérieures. (Tableau IV-14) La nécessité de reconstituer la position en capacité excédentaire est à la base de cette recrudescence de l'investissement au Québec. D'une moyenne de -2.29 pourcent entre 1959-63, la capacité excédentaire passe à 6.57 pourcent pour 1964-67, pour tomber à 4.36 pourcent durant la période suivante. Toutefois, ces chiffres sont légèrement biaisés par un nouvel entrant indépendant.

En 1971, entré en production la nouvelle raffinerie de 100,000 b/j de la Golden Eagle. Cependant, cette raffinerie ne possède pas de procédés d'aval, de telle sorte que sa production est composée à 50 pourcent de mazout lourd. De plus, une partie de celle-ci est destinée à l'exportation, ce qui fait passer les exportations québécoises en produits raffinés de 9,973 b/j pour 1971, à 33,523 b/j en 1972, soit de 2.15 à 6.30 pourcent de la production québécoise correspondante.

Malgré tout le freinage de la capacité québécoise se continue après la Ligne Borden. Sauf pour 1968-72, les taux de croissance de la consomma-

TABLEAU IV-15

Rapports des catégories aux agrégatsQuébec%

	<u>1950-54</u>	<u>1955-58</u>	<u>1959-63</u>	<u>1964-67</u>	<u>1968-72</u>
<u>Essence à moteur</u>					
% consommation	35.6	26.0	25.5	25.2	25.5
% production	25.4	36.3	29.5	30.5	26.9
% envois en Ontario	59.6	55.1	37.2	26.7	23.5
<u>% Importations</u>	9.6	3.4	3.3	5.8	10.4
<u>Mazout léger</u>					
% consom.	19.4	18.7	20.6	21.3	22.2
% production	11.2	17.4	19.7	20.4	19.6
% envois Ont.	20.0	21.0	30.8	27.5	24.7
<u>% Importations</u>	29.0	32.2	28.1	14.6	16.4
<u>Mazout lourd</u>					
% consom.	24.6	27.2	27.7	30.7	30.8
% production	18.1	22.2	20.2	22.2	26.0
% envois Ont.	6.7	7.9	12.4	19.1	26.6
<u>% Importations</u>	23.8	18.0	36.8	51.3	54.9

SOURCE: Statistique-Canada.

tion domestique québécoise restent supérieurs à ceux de la production et de la capacité, quoique les taux de croissance du marché soient les mêmes que ceux de la capacité. (Tableau IV-16) Le déficit de la production par rapport à la consommation domestique et le marché continue de s'accroître et ceci jusqu'en 1971 alors que commence une atténuation des tendances. La production est inférieure, en 1965, de 47,000 b/j par rapport à la consommation domestique et de 134,000 b/j lorsque les envois québécois en Ontario sont comptabilisés. En 1970, le déficit de la production au marché passe à 152,000 b/j, bien que le déficit sur la consommation domestique reste aux alentours des 45,000 b/j. Finalement, pour 1972, et grâce à la nouvelle raffinerie, émerge un surplus de 35,000 b/j de la production sur la consommation domestique. Cependant, des envois québécois en Ontario de 111,000 b/j transforment celui-ci en un déficit de 76,000 b/j.

La capacité, pour sa part, démontre également un déficit sur la consommation domestique, lequel est respectivement pour les années 1968 et 1970, de 24,000 b/j et 25,000 b/j. Un surplus de 88,000 b/j de la capacité sur la consommation en 1972 devient également un déficit de 23,000 b/j lorsque les envois québécois en Ontario sont comptabilisés. L'apport de l'entrant est ici important dans l'absorption du déficit sur la consommation domestique car, abstraction faite de cet entrant, il émerge un déficit de 22,000 b/j par rapport à la consommation domestique.

A l'opposé du développement de ces déficits se retrouve l'essor des importations de produits raffinés. Celles-ci enregistrent en 1964 une augmentation de 75 pourcent, et demeurent le double de ce qu'elles étaient en moyenne durant la période 1959-63 pour solde des années soixante. Ainsi, représentent-elles, en comparaison des 12.81 de la consommation moyenne domestique et des 15.30 pourcent de la production moyenne des années 1955-63, respectivement 20.55 et 21.91 pourcent de la consommation et de la production moyennes des années post PNP.

TABLEAU IV-16Consommation, production, importations et envois

	<u>Québec</u>				
	<u>1968-1972</u>				
	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>
Consommation 000 b/j	425	456	475	461	489
Changement %	1.51	4.12	2.95	-2.95	6.79
Production 000 b/j	378	395	429	464	524
Changement %	12.04	4.48	8.76	5.04	12.04
Importation 000 b/j	106	114	105	87	84
Changement %	7.17	7.16	-7.41	-17.60	-3.81
Envois 000 b/j	87	88	106	101	111
Changement %	17.97	1.79	19.80	-4.21	9.43

SOURCE: Statistique-Canada.

Ainsi, deux tendances fondamentales caractérisent l'industrie québécoise de raffinage tout au long des périodes étudiées. Il y a, premièrement, le fléchissement de la croissance de la capacité québécoise. Celui-ci est imputable à la pénétration du pétrole de l'Ouest en Ontario, lequel initia une allocation préférentielle de l'investissement vers l'Ontario et subséquent un refoulement des envois québécois vers cette province. Cette tendance s'accorde avec les attentes du modèle développé dans le Chapitre trois.

Inattendue est, cependant, le freinage de la croissance de la capacité québécoise. Nous attendons par freinage, une réduction de la croissance au-delà du nécessaire à l'égalisation à long-terme de la capacité avec la demande; d'où, l'apparition des déficits de la capacité et de la production par rapport à la demande, notés dans le présent chapitre. Pourquoi y a-t-il eut freinage de la croissance de la capacité québécoise et quelles sont les facteurs qui déterminèrent ce freinage, voilà ce à quoi nous allons maintenant tenter de répondre.

SECTION QUATRE

La position concurrentielle de l'industrie de raffinage au Québec

Le freinage de la croissance de la capacité québécoise de raffinage peut s'envisager sous un autre angle. Dans le Tableau IV-17, des rapports entre les capacités de raffinage et les consommations domestiques sont calculés. Théoriquement, un ajustement parfait de la capacité à la consommation engendrerait des ratios égaux à un. L'inclusion d'une capacité excédentaire désirée donnerait des ratios légèrement supérieurs, alors que des importations de produits raffinés les rendraient inférieurs à un. Des importations marginales ne devraient pas modifier les attentes dérivées d'un ajustement parfait.

TABLEAU IV-17

Rapports entre la capacité et la demande

	Rapports <u>Capacité/Consommation</u>		Rapports <u>Capacité/Marché</u>	
	<u>Québec</u>	<u>Ontario</u>	<u>Québec</u>	<u>Ontario</u>
1950-54	1.870	.839	1.308	2.012
1955-58	1.351	.739	1.013	1.333
1959-63	1.120	.842	.882	1.206
1964-67	.891	.812	.755	1.030
1968-72	.950	.799	.787	1.008

SOURCES: Statistic-Canada, pub. no. 45-204.
Energy, Mines and Resources;
Petroleum Refineries.

Les rapports ontariens correspondent à peu près aux attentes compte tenu des envois québécois en Ontario. L'industrie ontarienne dénote une tendance vers l'ajustement à son marché disponible tel que suggéré par les ratios au marché supérieurs à un. Par contre, le Québec dénote des ratios décroissants pour la consommation domestique et pour le marché. Les ratios deviennent inférieurs à un en 1964 pour la consommation, et en 1959 pour le marché; ce qui confirme la présence d'une tendance au freinage de la capacité québécoise plus forte qu'il n'eut été nécessaire un ajustement au marché disponible. Pourquoi donc l'existence d'un freinage aussi intensif? Une partie de la réponse réside en l'ajustement des raffineurs aux particularités de la composition de la demande québécoise.

La demande québécoise, décrite au Tableau IV-15, a une pondération en essence à moteur du quart de la consommation, alors que le mazout lourd en représente 30 pourcent. Puisque l'essence a une valeur au marché supérieure, au mazout lourd, la maximisation des profits passe par celle de la production de l'essence. (19) Trois stratégies, compte tenu des contraintes de la demande, peuvent permettre l'obtention de la pondération désirée en essence dans la production. Premièrement, un marché d'exportation peut être développé et fournir le marché additionnel nécessaire. Mais le marché d'exportation le plus accessible, l'Est américain, est déjà amplement desservi par ses propres raffineries de telle sorte que les exportations ne peuvent être que marginales. Obstacle supplémentaire: ces raffineries américaines appartiennent aux maisons-mères dont les raffineries québécoises sont les filiales.

Le deuxième option réside en un développement d'un marché inter-provincial actif et suffisant pour fournir les débouchés en essence désirés. Historiquement ce fut le rôle de l'Ontario de fournir ces débouchés, alors que les envois québécois représentaient en moyenne, entre 1950 et 1958, 48 pourcent de la production québécoise d'essence. (20)

L'impossibilité d'obtenir des débouchés additionnels d'essence force l'adoption d'une troisième alternative: celle de réduire la production de mazout lourd, donc le volume de pétrole brut traité. Il est possible d'atteindre la pondération désirée en essence en réduisant tout simplement la prise journalière en pétrole brut et, par ricochet, la production en mazout lourd. (21) Il en résulte une capacité désirée moindre qu'auparavant et une augmentation des importations de produits raffinés afin de suppléer à une production déficitaire en mazout lourd.

Cette dernière option s'imposa aux raffineurs montréalais lorsque commença l'érosion de leur marché ontarien vers 1957. Comme l'indique le Tableau IV-15, le refoulement des envois québécois de l'Ontario provoqua une réduction de la production qui permit le maintien d'une pondération désirée en essence de 30 pourcent de la production. (22) Comme prévu, le déficit de la production par rapport à la consommation fut absorbé par des importations dont 50 pourcent étaient après 1963 du mazout lourd. Ainsi, avons-nous l'explication de la tendance au freinage de la croissance de la capacité québécoise.

L'impact de la politique ne réside donc pas dans l'instigation du freinage de la capacité québécoise, mais en son accélération, et ceci en prohibant l'envoi d'essence au-delà de la Ligne Borden. En 1964, les envois d'essence en Ontario sont réduits de 11,858 b/j, soit une réduction de 44 pourcent par rapport à 1963. Ceci représente 10 pourcent de la production québécoise en essence pour la même année. Les 26,770 b/j d'essence envoyés en Ontario en 1963 ne reviennent que neuf ans plus tard alors que la composition des envois québécois se trouve complètement inversée. De cette coupure dans les envois en essence résulte l'ajustement de la capacité observée dans le Tableau IV-17.

Un autre facteur aggrave la position des raffineurs montréalais. Si l'importation de mazout lourd s'explique par les réajustements de la production québécoise face au tarissement de ses débouchés en essence,

Les importations d'essence vont à l'encontre des intérêts des raffineurs montréalais. La compétitivité internationale des raffineries québécoises est la cause de cette anomalie. Qu'on se rappelle que le processus de distillation repose sur l'application de la chaleur au pétrole pour en extraire ses différentes composantes. Les raffineries ont donc des coûts en énergie proportionnels aux températures requises par la distillation. Ainsi, le climat est-il un facteur susceptible d'influencer les coûts de production, un climat chaud permettant l'obtention des températures requises à moindre coût. Or, le climat particulièrement rigoureux du Québec fait du centre de raffinage de Montréal l'un des plus dispendieux en Amérique du Nord. (23, 24)

Le fléchissement des prix mondiaux n'améliore pas la position concurrentielle du centre montréalais; car ce même fléchissement affecte également les autres raffineries s'alimentant en pétrole d'outre-mer, et plus spécialement celles des Caraïbes. Celles-ci firent parvenir en moyenne pour les années 1968-72, 12,623 b/j ou 11 pourcent de la production québécoise en essence. (25) Aussi, y a-t-il un autre réajustement de la part des raffineurs montréalais, qui fut certainement facilité par les liens rattachant les uns et les autres aux mêmes firmes multinationales.

Donc, deux facteurs sont à la source du freinage de la croissance de la capacité québécoise de raffinage. La composition particulière de la demande québécoise pour les produits raffinés et les coûts de production relativement élevés des raffineries québécoises forceront les raffineurs à ajuster leur capacité désirée à un niveau inférieur à celui de la demande totale en produits raffinés. Il s'en suit qu'il y a eut une réduction de la croissance de la capacité plus importante que prévue par le modèle.

NOTES DE RENVOI

1. PLOTNICK, Alan, op. cit. Tableau: Wellhead Prices, for Redwater, Alberta Crude Oil.
2. British American Company Ltd., A Submission to the Royal Commission on Energy, May 1958, Exhibit 5.
3. L'industrie ontarienne de raffinage du pétrole avait, avant 1951, deux sources d'approvisionnement, soit la production ontarienne d'hydrocarbures et les importations de pétrole américain. Ces deux sources étant limitées, il en résulta une restriction sur la croissance de l'industrie. Ainsi pour une consommation ontarienne en produits raffinés de l'ordre de 96,359 barils par jour, en 1950, la production ontarienne ne s'éleva qu'à 56,962 barils par jour pour une capacité de distillation de 74,700 barils par jour. Les envois québécois étaient, pour la même année, de 35,800 barils par jour.

La contradiction entre les production et capacité ontariennes tient à la nature multi-produits de l'industrie et de la demande. D'une part, la demande ontarienne pour les produits raffinés est proportionnellement élevée en essence, et représentait en 1950 53 pourcent de la consommation ontarienne en produits raffinés. Or, la production en essence dépend de la qualité du pétrole brut utilisé et de l'efficacité des techniques de craquage. Il reste cependant qu'en utilisant un brut de 39° API et le craquage catalytique, la production maximale d'essence reste inférieure à 40 pourcent de la production totale. Aussi, pour permettre l'écoulement des autres produits, tel que le mazout, le gazole, etc... la capacité d'aspiration (through put) doit être réduite, ce qui résulte en une réduction de la production. Afin de suppléer à une production déficitaire, les raffineurs se tournèrent vers les raffineries de Montréal, dont les envois en essence représentaient 67 pourcent des envois totaux. D'où le rôle d'appoint joué par le centre de raffinage de Montréal.

SOURCE: Gray, Earle, Impact of Oil: The Development of Canada's Oil Resources, Toronto, Ryerson Press, 1969, p. 32. ; Statistique-Canada, catalogue # 45-204; British Petroleum Co., Our Petroleum Industry, p. 470.

4. "[No mere conclusive evidence] as the competitive position in the Toronto market of products refined from Canadian crude in the Sarnia-Toronto area [can be found] than the fact that all refiners who have an established market in the Sarnia-Toronto area large enough to warrant construction of a refinery have already constructed refineries in this area".

• British American Oil Co. Ltd., Supplemental Data for the Royal Commission on Energy, July 1938, p. 5.

5. Petroleum Refineries in Canada, Operator List Five, Minerals, Department of Energy, Mines and Resources.

6. Appendice C: Tableau: Envois québécois en Ontario.

7. Le Québec fit parvenir aux Maritimes, en 1958, l'équivalent de 3,353 b/j en produits raffinés.

SOURCE: Statistic-Canada, Refined Petroleum Products, catalogue # 45-204.

8. Appendice C: Tableau: Consommation domestique des produits raffinés; Capacité de raffinage; Production de produits raffinés; Importations de produits raffinés; Envois québécois de produits raffinés en Ontario.

9. Les inventaires représentaient, en 1958, 20 pourcent de la consommation domestique. Le rapport inventaire-consommation domestique fut, pour les années 1955, 1956, et 1957, respectivement 23, 21 et 23 pourcent. Les rapports inventaire-consommation domestique pour l'Ontario furent pour la même période (soit: 1955-56-57-58): 22, 28, 27 et 22 pourcent.

SOURCE: Statistic-Canada, catalogue # 45-204.

10. Les changements en pourcentage négatifs pour la capacité ontarienne sont dûs à la rationalisation des opérations à la raffinerie Canadian Oil à Corunna.

11. La présence d'une capacité excédentaire négative peut s'expliquer comme suit: étant donné que la capacité nominale est calculée pour un type de brut, l'utilisation d'un autre type de brut modifie la capacité totale d'aspiration d'une unité de distillation et, par conséquent, l'output, sans que la capacité réelle ne soit changée. Durant la période étudiée, le brut arabe remplaça le brut vénézuélien, ce qui causa une augmentation de l'output, alors même que la capacité nominale se calculait encore selon le brut vénézuélien. (Voir Appendice B.)
12. L'augmentation de la capacité ne nécessite pas la construction de nouvelles unités de distillation. Généralement, la capacité planifiée est supérieure à la capacité totale d'aspiration sur laquelle se base les données. Ainsi, la capacité de distillation peut-elle augmenter dans un laps de temps relativement court puisqu'il suffit d'investir dans de nouvelles pompes, tuyauteries, unités de chauffage, etc...

BELL, O.A. Refining, in British Petroleum Co. , op. cit., p. 160.
13. Dominion Law Report , 15 p.l.r. (3d). Caloil Inc. Vs. Attorney General of Canada. (No 1), pp. 165-6.
14. Edwards, Gertrud, G., Foreign Petroleum Companies and the State in Venezuela dans Foreign Investment in the Petroleum and Mineral Industries, Raymond F. Mikesell (ed.), Resources for the Future Inc., John Hopkins Press, 1971.
15. HARRIS, William G. The Impact of the Petroleum Export Industry in the Pattern of Venezuelan Economic Development. Raymond F. Mikesell, op. cit.
16. Statistique-Canada ne décompose pas les données contenues dans les publications nos 62-0111 et 62-528. (Voir Appendice C).
17. Le processus de distillation est illustré à l'appendice B.

18. Statistique-Canada, catalogue # 45-204.
19. Voir Appendices A et B.
20. Il est à remarquer que dans les tableaux de l'Appendice C, la production québécoise est inférieure au marché. La production québécoise en essence commence à équivaloir la demande à compter de 1956 seulement. Cette anomalie s'explique par l'exclusion des envois des autres provinces vers le Québec.
21. Par exemple, supposons une demande de 100 mb/j dont 25 mb/j sont de l'essence; l'obtention d'une pondération désirée à la production de 35 pourcent en essence peut être atteinte en réduisant la prise journalière en brut à 71 mb/j au lieu de 100 mb/j requise par la demande.
23. Le rapport de 26.9 pourcent en essence, entre les années 1968 et 1972, est dû à la Golden Eagle dont l'output est constitué à 50 pourcent de mazout.
23. Imperial Oil Ltd., Submission to the Royal Commission on Energy, May 1958, p. 28.
24. M. Carmine Falcone, ingénieur de Shell Canada Ltd., dans une entrevue.
25. Statistic-Canada, Imports by Commodities, publication # 65-205.

CHAPITRE CINQCONCLUSION

Le gouvernement fédéral visait par la promulgation de la Politique nationale du pétrole à la perpétuation de l'intégration continentale de l'industrie pétrolière canadienne. Ce gouvernement devait donc garantir l'égalisation des prix pétroliers canadiens avec ceux des Etats-Unis, alors même que ceux-ci étaient substantiellement supérieurs aux prix pétroliers mondiaux. Aussi se devait-il de protéger les prix canadiens des pressions du pétrole importé par l'est du pays. De cette nécessité découle l'établissement de la Ligne de la Vallée de l'Outaouais, qui interdit l'importation du pétrole brut et des produits pétroliers dans les provinces situées à l'ouest de cette ligne. Parce que les produits pétroliers québécois sont raffinés à partir du pétrole importés, ceux-ci se trouvaient également assujetti à la réglementation des importations pétrolières. Ainsi, le Québec perdait une partie de son marché ontarien.

Le Chapitre trois démontra que, théoriquement, l'amputation du marché ontarien résultait, pour l'industrie québécoise de raffinage, en un amoindrissement du taux de croissance de sa capacité. Les données analysées dans le Chapitre quatre confirmèrent les conclusions du modèle, le taux de croissance québécois passant d'une moyenne de 13.83 pourcent entre 1955-58 à 2.42 pourcent pour 1959-63. Cependant, l'analyse empirique révéla une tendance à la baisse du taux de croissance de la capacité québécoise de raffinage antérieure à la politique. La pénétration du pétrole de l'Ouest en Ontario en fut la source.

- Cette pénétration occasionna un déplacement d'investissement vers cette province et un accroissement rapide de sa capacité de raffinage. (1) Cette capacité additionnelle permit aux raffineurs ontariens d'envisager pour la première fois la possibilité de satisfaire totalement la demande ontarienne en produits raffinés et de mettre fin au rôle de suppléance joué par les produits québécois. Il résulta donc de ce développement le réfolement des envois québécois de l'Ontario, spécialement les envois en essence. La politique accéléra le réfolement des produits québécois

de l'Ontario; car, selon le modèle, et confirmé par l'analyse empirique, en l'absence de la politique, le refoulement s'aurait effectué à long-terme. La nature multi-usines des raffineries dictait, en effet, un ajustement à long terme des marchés afin de minimiser les coûts attachés à la présence de capacités excédentaires indésirées.

Toutefois, les données révélèrent un retranchement ou freinage de la capacité québécoise au-delà du nécessaire à l'ajustement au nouveau marché. La croissance québécoise de la capacité se révéla même inférieure à la croissance de la demande québécoise pour ces mêmes produits. Parallèlement, il y eut un essor des importations en produits raffinés. Ainsi le Tableau IV-17 démontra que le rapport capacité/marché fut en moyenne pour les années 1964-67 et 1965-72 respectivement 0.755 et 0.787; ce qui dénote une capacité nettement insuffisante à la satisfaction de la demande québécoise, laquelle inclut les envois en Ontario. Le freinage de la capacité québécoise est le fait de deux facteurs: une composition de la demande québécoise en produits raffinés proportionnellement faible, en essence et la position concurrentielle internationale de l'industrie québécoise.

Le facteur le plus important est sans doute la composition désirée de la production. Rappelons que le produit pétrolier que veulent maximiser les raffineurs est l'essence. Or, la demande québécoise en essence est proportionnellement faible, ne comptant que pour 25 pourcent de la demande en produits raffinés. Par contre, les raffineurs désirent que l'essence représente au minimum 30 pourcent de leur production. L'Ontario se révèle donc essentielle à l'industrie québécoise de raffinage en ce que cette province permet l'absorption du surplus d'essence produit. Aussi en l'absence de ce débouché, les raffineurs se voient obligés de diminuer la prise journalière en pétrole afin de préserver la composition désirée de la production. Il en résulte une capacité désirée moindre, donc un freinage de la croissance de la capacité québécoise.

La Ligne Borden n'aida pas à contrer les tendances notées, puisque la politique restreignait l'entrée en Ontario du produit raffiné stratégique pour la croissance de la capacité québécoise: l'essence à moteur. L'efficacité de la politique, comme en témoigne l'inversion de la composition des envois québécois en Ontario, non seulement perpétua les tendances mais les accéléra. Quel fut donc pour le Québec, le coût en capacité perdue? Le Tableau V-1 essaie d'y répondre.

L'estimation de l'impact de la Ligne Borden ne peut se baser que sur l'extrapolation des conditions prévalant avant sa mise en place, soit celles de la période 1959-63. Le choix de cette période comme étalon repose sur la stabilisation des envois québécois en Ontario qui y eut lieu et noté en termes de pourcentage, de ces envois sur la consommation ontarienne. (Tableau IV-7) L'essence étant au coeur du problème, c'est donc sur ce produit que seront basés les calculs d'extrapolation. Le Tableau IV-14 suggère que la pondération désirée en essence oscille autour des 30 pourcent. Ainsi, l'application de son inverse à la demande estimée d'essence doit donner la production correspondante.

Trois cas sont étudiés dans le Tableau V-1. Le cas I suppose en l'absence de la politique un maintien, durant les périodes subséquentes, de la part québécoise du marché ontarien en essence, soit 24 pourcent. A la production qui en est dérivé, est ajoutée une capacité excédentaire de 5 pourcent telle que suggérée par le Tableau IV-17; ce qui donne la capacité hypothétique correspondante.

Les mêmes conditions sont respectées par le cas II, sauf qu'il y est tenu compte de l'impact des importations, lesquelles sont retranchées de la demande estimée. Quant au cas III, la part en pourcentage du marché ontarien des envois québécois en essence est réduite à 21 pourcent afin de tenir compte d'un refoulement additionnel dû à la pénétration du pétrole de l'Ouest en Ontario et permettre la formulation d'un plancher. Sont aussi retranchées de la demande estimée les importations de produits raffinés.

TABLEAU V-1Estimations de la capacité de raffinage du Québec

	<u>1959-63</u>	<u>1964-67</u>	<u>1968-72</u>
Consommation moyenne ontarienne d'essence ³ 000 b/j	110	134	169
Pourcentage des envois québécois d'essence sur la consommation ontarienne en essence	24.0	17.7	13.7
Capacité québécoise moyenne annuelle 000 b/j	292	331	459
Capacité hypothétique moyenne annuelle 000 b/j			
Cas I	312	418	553
Cas II	312	399	518
Cas III	312	384	500
<u>Différences</u>			
000 b/j			
Cas I	20	87	94
Cas II	20	68	59
Cas III	20	53	41
<u>Différence</u> %			
Cas I	6.8	26.3	20.5
Cas II	6.8	20.5	12.9
Cas III	6.8	16.0	8.9

Les pertes moyennes en capacité estimées dans le Tableau V-1 varient pour les années 1968-72, entre 94,000 b/j pour le cas I et 42,000 b/j pour le cas III. La capacité moyenne pour la même période étant de 458,000 b/j, les pertes encourues équivalent à une raffinerie majeure supplémentaire. Pour l'année 1972, les pertes en capacité sont de 71,985 b/j pour le cas I, de 46,698 b/j pour le cas II et de 26,476 b/j pour le cas III. Ainsi, la capacité réelle de 1972 se retrouve-t-elle dans la zone inférieure des estimations et ceci grâce à l'apport de la Golden Eagle. (Tableau V-2)

On ne peut donc pas imputer exclusivement à la Politique nationale du pétrole la responsabilité de ces pertes en capacité pour le Québec. L'étude des politiques américaines de contrôle des importations pétrolières a démontré que le succès de ce genre de politique dépend en partie de l'adhésion des raffineurs; ce qui exige une certaine concordance avec les intérêts de ceux-ci. Or, le pouvoir coercitif de la commission chargée de l'administration de la politique reposait essentiellement sur une clause dans le permis d'importation distribué aux importateurs et raffineurs. La recrudescence des envois québécois d'essence en Ontario au début des années soixante-dix dénote bien la possibilité d'outrepasser les règlements. Aussi, peut-on déduire que le succès de la politique fut en partie dû à son harmonisation avec les intérêts pétroliers. Même sans la politique le refoulement des envois québécois de l'Ontario et le freinage de la croissance de capacité qui en résulte auraient eu lieu, les tendances existant avant sa promulgation. Toutefois, en l'absence de la Ligne Borden, ce réajustement se serait effectué sur une période relativement plus longue, mais aurait abouti au même résultat. La convergence entre les estimations du Cas III et les capacités réelles pour les années 1968-72 atteste à cette interprétation des fondements des tendances.

Une telle conclusion, si elle conduit à exonérer la Politique d'un impact important sur le Québec, force cependant une interrogation sur son bien-

TABLEAU V-2

Décomposition annuelle des estimations 1968-72

	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>
Capacité 000 b/j.	401	400	450	461	577
Capacité hypothétique 000 b/j					
Cas I	496	517	551	553	649
Cas II	462	484	502	516	624
Cas III	446	467	485	498	604
<u>Différence</u> 000 b/j					
Cas I	97	117	101	92	72
Cas II	61	84	52	55	47
Cas III	45	67	35	37	27
<u>Différence</u> %					
Cas I	24.2	29.2	22.4	20.0	12.5
Cas II	15.2	21.0	11.5	11.9	8.1
Cas III	11.2	16.7	7.8	8.0	4.5

fondé. Une politique ou un segment d'une politique rend toujours perplexé lorsqu'il n'y a pas d'effet. Les données démontrent que la menace posée aux producteurs canadiens par les pétroles d'outre-mer n'était pas aussi inquiétante qu'ils ne voulaient le laisser croire. La protection offerte aux produits raffinés ontariens par la Ligne Borden semble être plus politique qu'économique. Le Chapitre deux concluait son analyse de la Politique nationale du pétrole et de ses causes, en définissant comme seul but de la Politique, le maintien du statu quo et la sauvegarde d'une exemption du "Mandatory Petroleum Import Control Program" de 1959 accordée aux exportations de pétrole canadien. C'est donc dire que le but de la politique était de maintenir l'intégration continentale de l'industrie pétrolière canadienne, et que par la Ligne Borden le gouvernement canadien se portait garant de cette volonté d'intégration. Aussi ne pouvons-nous ici que réitérer la conclusion du Chapitre deux, à savoir que la Politique nationale du pétrole n'avait de national que le nom.

NOTES DE RENVOI

1. L'Ontario connut à partir de 1952, mais surtout après 1956, un accroissement dramatique de sa capacité de raffinage, celle-ci doublant entre 1950 et 1958. La capacité de la raffinerie Imperial Oil à Sarnia passa de 35.5 mb/j qu'elle était en 1950, à 80.0 mb/j en 1958; les raffineries de British American (Gulf) à Clarkson augmenta durant la même période sa capacité de 55.3 mb/j des 10.5 mb/j qu'elle était antérieurement; finalement, les entrants furent très nombreux: Canadian Oil à Corunna (1950), Canadian Husky à Port Williams (1954), Sun Oil à Sarnia (1954), Regent à Port Credit (1954).

SOURCE: Appendice D.

APPENDICE A
DEMANDES POUR PRODUITS RAFFINES

Des effets substitutions entre les sources d'énergie caractérisèrent la croissance de la demande de l'après-guerre pour les produits raffinés. Le caractère bon marché du pétrole, sa flexibilité de maniement et un entreposage moins dispendieux lui donnèrent un avantage marqué sur son principal concurrent d'alors, le charbon. Ainsi, la substitution du pétrole au charbon alimenta la croissance particulière rapide de la demande ontarienne et québécoise pour les produits raffinés, comme l'indique le Tableau A-1.

Une deuxième substitution tourna cependant au désavantage du pétrole, quoique celle-ci se cantonna essentiellement en Ontario. Le gaz naturel, dont la pénétration en Ontario date de 1957, contribua à ralentir la croissance de la demande ontarienne, alors qu'une pénétration marginale du Québec permit à la demande québécoise de sauvegarder son rythme de croissance.

La substitution du pétrole au charbon fut, comme le démontre le Tableau A-2, plus prononcée au Québec et s'étala sur une longue période. La consommation du charbon et de la coke, qui ne baissa que de 10 pourcent en Ontario durant les années 1949-72, chûta par près de 88 pourcent au Québec durant la même période. La substitution du mazout léger au charbon pour le chauffage domestique, et une structure industrielle dominée par les industries extractives et de pâtes et papiers expliquent l'importance du recul du charbon. Entre 1954 et 1960, la consommation du mazout lourd s'accrut de 124 pourcent, celle de l'huile de chauffage de 92 pourcent et celle de l'essence de 60 pourcent. La composition de la demande québécoise en fut radicalement altérée. La consommation de l'essence qui représentait en 1954 35 pourcent de la demande québécoise pour les produits raffinés, n'équivalait plus en 1960 que 26 pourcent de la demande. Quant au mazout, il conserva sa part du marché, soit 48 pourcent de la demande.

TABLEAU A-1

Augmentations en pourcentage de la consommation
en produits raffinés et des marchés (a)

(%)

	<u>1948-54</u>	<u>1955-58</u>	<u>1959-63</u>	<u>1964-67</u>	<u>1968-72</u>
<u>Consommation</u>					
Québec	11.79	17.90	7.18	5.97	4.10
Ontario	13.48	15.55	4.89	4.28	2.41
<u>Marché</u>					
Québec	12.99	14.84	6.86	5.67	4.79
Ontario	12.46	18.81	4.64	5.97	2.48

(a) Les marchés sont définis comme étant (1) pour le Québec, consommation domestique québécoise plus les envois québécois en Ontario; et (2) pour l'Ontario, consommation domestique ontarienne moins les envois québécois en Ontario.

SOURCE: Statistique-Canada

TABLEAU A-2

Augmentations moyennes en pourcentage des consommations
de charbonnage et de gaz naturel

	(%)				
	<u>1949-54</u>	<u>1955-58</u>	<u>1959-63</u>	<u>1964-67</u>	<u>1968-72</u>
<u>Charbon et coke</u>					
Québec	-0.01	-5.14	-5.23	6.16	-10.91
Ontario	-0.01	-4.71	3.58	-1.41	+1.01
<u>Gaz naturel</u>					
Québec (7.13a)		
(38.60b)	5.51	10.82
Ontario (12.94	55.13			
(16.95a)	13.31	16.32

a) Taux calculé pour les années 1961-63.

b) Taux combiné pour le Québec et l'Ontario, calculé pour les années 1959-60.

SOURCE: Statistique-Canada

Comparativement, l'Ontario montra pour la période 1954-60 une augmentation respective des consommations d'essence et de mazout de 73 et 179 pourcent. Toutefois, l'essence continua à représenter une part importante de la demande, passant des 48 pourcent qu'elle était en 1954 aux 42 pourcent de 1960. La part du mazout passa pour les mêmes années, de 36 à 51 pourcent de la demande. Le gaz naturel de par son déplacement de l'huile de chauffage et du mazout industriel contribua au maintien d'une pondération favorable à l'essence dans la consommation ontarienne. Mais le gaz naturel n'en affaiblit pas moins la croissance de la demande ontarienne qui demeura sur toute la période étudiée, inférieure à la croissance de la demande québécoise.

APPENDICE B
L'INDUSTRIE DE RAFFINAGE DU PETROLE

A) Processus de Production

Une raffinerie a quatre fonctions.

1. Elle décompose le pétrole brut en ses diverses fractions, soit les gaz, essences, distillats moyens et distillats lourds (ou résidus).
2. Les fractions lourdes (plus de 14 atomes de carbones) sont fractionnées en hydrocarbures légers.
3. Les hydrocarbures sont réarrangés et purifiés afin d'en améliorer leur performances.
4. Finalement, ils sont mélangés pour donner les produits finis.

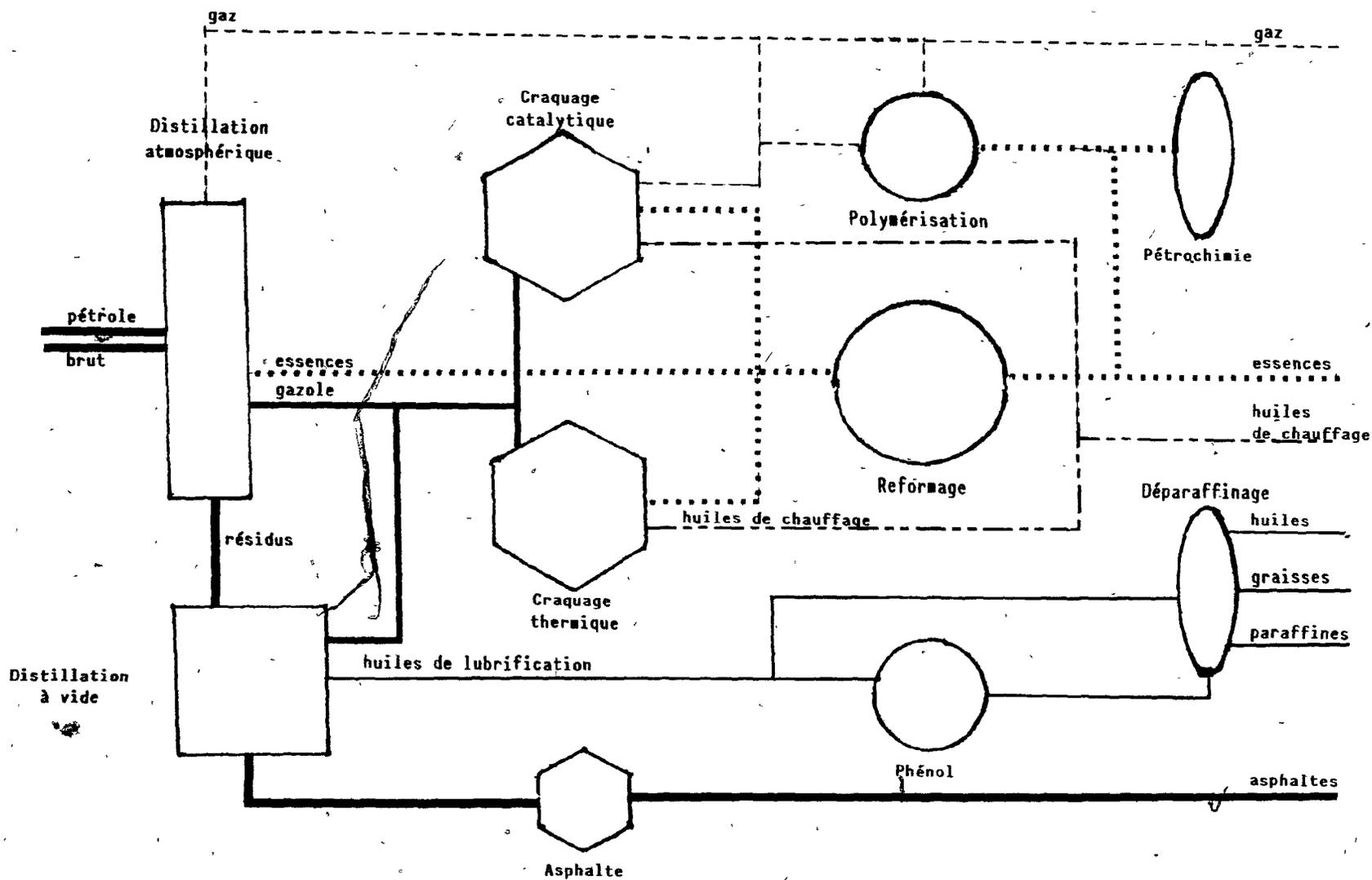
Ces différentes fonctions sont assumées par les processus illustrés dans le diagramme B-1. Ces processus sont classifiés selon l'input, les processus d'amont utilisant le pétrole brut et ceux d'aval les fractions.

Processus d'amont
Distillation atmosphérique

Le pétrole brut passe premièrement par cette installation qui le décompose en ses fractions naturels. La distillation capitalise sur les degrés d'ébullition de chaque fraction, lesquels sont proportionnels aux poids moléculaires. (Tableau B-1)

Le processus est fort simple. Le pétrole brut est vaporisé par l'application de hautes températures, pour être en suite condensé dans la tour de refroidissement. Les molécules légères se condensent sur paliers supérieurs de la tour alors que les plus lourdes se déposent aux niveaux inférieurs. De cette première distillation,

DIAGRAMME B-1



gazs, essences, naphtas, kérosène, huiles diésels, gazoles et résidus sont obtenus.

Distillation à vide

La distillation atmosphérique ne permet pas de séparer les fractions ayant plus de 14 atomes de carbones. Aussi, sont-ils acheminés vers la distillation à vide qui marie forte pression et vide relatif à la chaleur. De ce processus sont retirés les gazoles lourds, mazouts, huiles de lubrification et bitumes.

Processus d'aval Craquage

Le craquage a pour fonction de fractionner les hydrocarbures en fractions plus légères, préférablement de la classe des essences. Trois types de craquages sont utilisés.

1. Craquage thermique:

Chaleur et pression sont encore une fois utilisés pour fractionner des molécules lourdes (e.g. $C_{12}H_{26} \longrightarrow C_6H_{14} + C_5H_{10} = CH_2$). Cependant ce processus est dispendieux et peu flexible; aussi est-il essentiellement employé pour les molécules lourdes de la classe des alphaltes.

2. Craquage catalytique:

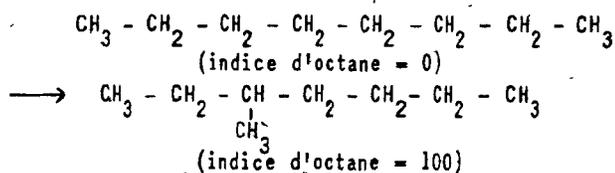
Grâce au catalyseur, le fractionnement est accéléré et mieux orienté. Ainsi le processus peut être orienter vers la production maximale d'essence ($C_{16}H_{34} \longrightarrow C_8H_{16} + C_8H_{18}$) ou en celle des gazs ($C_{16}H_{34} \longrightarrow 8CH_2 = CH_2 + H_2$).

3. Hydrocraquage:

Le plus efficace et dispendieux, ce craquage est un nouveau venu. Il est utilisé comme processus d'appoint au craquage catalytique, utilisant ses hydrocarbures lourds résiduels. Ici, chaleur, pression et hydrogène sont mis à contribution pour obtenir un fractionnement de la classe des essences ($C_{12}H_{26} + H_2 \longrightarrow 2C_6H_{14}$).

Reformage:

La fonction du reformage est de réarranger les molécules sans en changer le poids. Il en résulte une amélioration de la qualité des essences par une augmentation de leur indice d'octane afin de prévenir les cognements (e.g.



Polymérisation:

Alors que le craquage fractionne les molécules légères pour en faire des hydrocarbures de la classe des essences, la polymérisation recombine les fractions légères en fractions plus lourdes.

Processus mineurs:

Ceux-ci sont principalement utilisés pour purifier et mélanger les hydrocarbures. Le traitement hydrogène retire l'hydrogène du naphthas; le stabilisateur, le butane des produits de première distillation; le déparaffinage, la paraffine des huiles lourdes; etc.

B) La composition de l'output

Le raffinage du pétrole est une industrie multi-produits, car d'un input est tiré plus d'une vingtaine de produits finis. Cependant les proportions relatives de ces produits dans la production totale diffèrent selon les raffineries. La composition de l'output est déterminée par la qualité du pétrole brut utilisé et la configuration de la raffinerie.

La qualité du pétrole brut dépend essentiellement de la présence d'hydrocarbures légers. Les fractions naturelles légères du pétrole brut influencent la viscosité du pétrole et la composition de première distillation. L'importance des essences soustraites du pétrole est proportionnelle à sa légèreté. Aussi les raffineurs ont-ils établis des échelles d'évaluation de la qualité du pétrole.

Deux échelles sont utilisées: l'"American Petroleum Association" (API) et la gravité spécifique. L'API est inversement proportionnel à la densité du pétrole brut, alors que la gravité spécifique lui est proportionnel. (Tableaux B-2, B-3, B-4)

La gravité spécifique du pétrole brut ne détermine pas seulement la composition de première distillation. Elle influence également la configuration de la raffinerie. Comme l'indique le Tableau B-5, les installations diffèrent selon le pétrole brut utilisé. Ainsi, un pétrole de API 20° exige des processus d'amont, spécialement la distillation à vide, plus importants que pour un pétrole API 35°. La distillation à vide et le craquage thermique représentent respectivement 74 et 38.5 pourcent de la capacité d'aspiration de la raffinerie lorsque un pétrole API 20° est raffiné, alors que ceux-ci ne comptent plus respectivement que pour 52.5 et 20.0 pourcent de la capacité d'aspiration pour un pétrole API 35°. Il s'en suit que dès sa conceptualisation une raffinerie a une configuration appropriée au pétrole brut qu'elle raffinera, et que cette configuration ne peut, une fois concrétisée, changée sans encourir des

TABLEAU B-1

Composantes du pétrole brut

	Nombre d'atomes de carbone	Point d'ébullition	Utilisation
Gaz naturel	1 à 4	Inférieur à 20 c	Gaz naturel, LPG, Dächats
Essence	5 à 11	30 à 200 c	Essence Commer- ciale
Solvants	3 à 12	130 à 220 c	Solvants
Kerosines	9 à 13	150 à 280 c	Essences° de Tracteur et d'aviation.
Distillats Moyen	12 à 22	200 à 360 c	Essence, diesel huile de lubrifica- tion légère, mazout
Huile de Lubrification	20 ou plus	Distillation à vide	Huile de lubrifica- tion, parafine
Bitume Asphaltique	Centaines	Incertain	Asphalt, goudron, etc.

TABLEAU B-2API et gravité spécifique du pétrole brut

<u>Degrés API</u>	<u>Gravité Spécifique</u>
25	0.904
26	0.898
27	0.893
28	0.887
29	0.882
30	0.876
31	0.871
32	0.865
33	0.860
34	0.855
35	0.850
36	0.845
37	0.840
38	0.835
39	0.830
40	0.825
41	0.820
42	0.816

SOURCE: SKINNER & ROGERS,
The Oil Industry, p.40

TABLEAU B-3Gravités spécifiques des composantes

Pétrole brut	0.80 - 0.97
Essences d'aviation	0.70 - 0.78
Essences à moteur	0.71 - 0.79
Kerosines	0.78 - 0.84
Gazote	0.82 - 0.90
Diésel	0.82 - 0.92
Huiles de lubrification	0.85 - 0.95
Mazout	0.92 - 0.99
Bitume	1.00 - 1.10

SOURCE: SKINNER, C. Roger, The Oil Industry, p. 40

TABLEAU B-4API et production d'essence

<u>API</u>	<u>% d'essence</u>
15	27.2
20	30.9
25	34.6
30	39.6
35	44.5
40	48.7
45	55.8

SOURCE: Oil and Gas Journal
2 septembre 1962.

pertes et investissements importants. (Tableau B-6) Il y a donc la contrainte technique importante qui rend la raffinerie particulièrement inflexible face à des changements majeurs dans son approvisionnement.

L'approvisionnement en pétrole brut détermine donc la configuration de la raffinerie. Mais les raffineurs doivent également tenir compte de la demande pour les produits finis. Une raffinerie offre une grande variété de produits finis qui doivent trouver leur marché. Aussi, les raffineurs doivent-ils décider dès le stage de planification de la raffinerie la composition de l'output susceptible de satisfaire une demande tout aussi hétérogène. Or, la composition de l'output est déterminé par les installations d'aval. Une raffinerie qui maximise l'essence a une configuration différente d'une qui maximise le mazout. De même, une raffinerie peut être planifié pour donner un maximum de flexibilité dans la détermination de la composition de l'output. Ceci est généralement le cas pour les raffineries nord-américaines qui ont une configuration permettant la maximisation des essences durant la saison estivale et celle des huiles de chauffage durant l'hiver. Cependant, malgré cette flexibilité, la raffinerie reste peu apte à modifier sa production face à un changement majeur de la demande.

Les contraintes techniques de la raffinerie offrent peu de flexibilité aux raffineurs hormis celle pour laquelle elle fut planifié. Des changements majeurs dans la composition de la demande ou dans les débouchés peuvent acculer les raffineurs à réduire leur prise journalière en pétrole brut afin de réarranger leur production. Ceci est le cas de l'industrie québécoise de raffinage, auquel le pétrole de l'Ouest enleva les marchés ontariens en essence.

TABLEAU B-5

API et procédés d'aval

API	15	20	25	30	35	40	45
Procédés bb capacité/ bb pétrole brut							
Distillation à vide	82.5	74.0	65.5	59.5	52.5	45.0	32.0
Craquage Thermique	47.0	38.5	31.5	25.5	20.0	14.0	09.0
Craquage Catalytique	35.0	34.0	34.0	34.0	33.0	31.0	28.0
Reformage Catalytique	5.5	9.0	11.0	15.0	19.0	22.0	25.0
Alcalisation	3.5	3.5	3.6	3.5	3.4	3.0	2.7
Traitement d'huile légère (essence exclue)	15.5	21.8	26.2	28.1	29.2	31.7	30.7
Hydrodésulphuri- sation	15.5	21.8	26.2	28.1	29.2	31.7	30.7

SOURCE: Oil and Gas Journal, 2 septembre 1962

TABLEAU B-6Coûts pour certains procédés d'aval\$U.S. (1962)

<u>Installation</u>	<u>Capacité</u>	<u>Coûts</u>
Distillation atmosphérique	100,000 bpsd*	\$ 4.7 MM
Craquage catalytique	35,000 bpsd	14.0 MM
Hydrocraquage	28,000 bpsd	21.0 MM
Reformage	23,000 bpsd	7.5 MM
Alkanisation	10,000 bpsd	7.75 MM

* barrel per stream day
(baril par jour d'aspiration)

SOURCE: SKINNER AND ROGER, op. cit. p. 74

TABLEAU B-7

Coûts de raffinage d'un pétrole brut API 35

U.S. cents par barril

	<u>1956</u>	<u>1960</u>	<u>1968</u>
Distillation	7.0	7.5	7.1
Désalinésation	0.4	0.4	0.4
Distillation à vide	5.3	5.7	5.4
Cracquage catalytique	11.6	12.4	11.8
Reformage catalytique	5.3	5.7	5.4
Polymérisation	2.4	2.6	2.4
Hydrodésulphurisation	4.1	4.4	4.2
Traitement d'essence	1.3	1.4	1.3
Additifs à l'essence	1.1	1.2	1.1
Autres traitements	1.0	1.1	1.1
Cracquage thermique	2.2	2.4	2.2
Correction du sulfure	2.6	2.9	2.6
Désuétude, etc.	33.5	39.2	35.5
Administration	<u>16.6</u>	<u>19.4</u>	<u>17.6</u>
Sous-total	<u>94.4</u>	<u>106.3</u>	<u>98.1</u>
Coût du pétrole brut 35 API \$US/bbl	<u>3.020</u>	<u>2.970</u>	<u>3.070</u>
Total \$US/bbl	3.964	4.033	4.051

SOURCE: Oil and Gas Journal, 9 septembre 1962.

TABLEAU B-8Prix des produits raffinés*(U.S. cents par gallon)

	<u>1958</u>	<u>1966</u>	<u>1969</u>
Essence (régulière)	11.55	11.37	10.37
Essence (premium)	14.05	13.26	12.87
Mazout #2 (légère)	9.94	9.51	-
Mazout #6 (lourd)	5.2	5.3	4.8

* F.A.B. aux raffineries du golf mexicain.

SOURCE: PLATT'S Oil Price Handbook.

Sources: British Petroleum, Our Industry Petroleum, 1950.

Skinner & Rogers, The Oil Industry, Richard, Irwin, Inc., 1970

Oil and Gas Journal, 2 septembre 1962.

M. Carmine Falcone, ingénieur, Shell Oil of Canada Co. Ltd.

M. W.N. Sand, Directeur, Services de Planification Corporative,
Imperial Oil Ltd.

APPENDICE C: DONNEESConsommation domestique des produits pétroliers raffinés

	<u>Québec</u>		<u>Ontario</u>	
	<u>B/J</u>	<u>Changement %</u>	<u>B/J</u>	<u>Changement %</u>
1949	61,288	-	82,970	-
1950	69,489	14.20	96,359	16.14
1951	81,183	15.99	110,077	14.24
1952	93,627	15.33	120,688	9.64
1953	97,014	3.62	133,162	10.34
1954	104,663	7.88	150,085	12.71
1955	162,066	54.85	212,994	41.92
1956	181,186	11.80	244,285	14.69
1957	186,800	3.10	256,225	4.89
1958	198,320	6.16	266,794	4.12
1959	221,736	11.81	287,584	7.79
1960	227,241	6.70	299,282	4.07
1961	236,603	11.10	312,140	4.30
1962	262,863	7.94	320,140	2.57
1963	283,737	9.69	345,057	7.78
1964	311,235	14.36	369,173	6.99
1965	315,945	1.51	367,507	-0.45
1966	361,329	8.54	398,118	8.33
1967	392,205	9.69	418,973	5.24
1968	424,967	8.51	443,545	5.86
1969	456,052	4.12	449,504	1.34
1970	474,827	6.10	487,537	8.46
1971	460,803	-2.95	493,896	1.30
1972	488,816	6.79	507,841	2.82

SOURCE: Statistiques-Canada, catalogue 45-204.
Produits pétroliers raffinés.

Consommation par catégories, Québec

(B/J)

	<u>Essence à moteur</u>	<u>Mazout léger H2, 3</u>	<u>Mazout lourd H4, 5, 6</u>
1949	23,401	8,106	17,633
1950	25,296	11,311	20,013
1951	28,490	14,829	23,043
1952	33,825	19,419	25,802
1953	34,858	17,921	26,643
1954	36,298	22,928	27,612
1955	40,748	31,980	42,835
1956	45,822	32,996	51,474
1957	49,853	34,088	51,661
1958	53,001	36,997	51,922
1959	55,950	43,163	64,283
1960	58,265	43,964	61,721
1961	62,417	47,471	64,059
1962	66,688	57,193	72,674
1963	71,466	62,141	78,582
1964	77,317	66,337	90,736
1965	83,660	70,965	101,598
1966	89,376	75,611	109,440
1967	97,226	81,832	121,919
1968	104,845	92,571	134,290
1969	109,612	97,345	146,836
1970	117,567	108,248	145,480
1971	115,823	105,171	141,661
1972	140,628	107,900	142,288

SOURCE: Statistique-Canada, Catalogue # 45-204

Consommation d'essence à moteur - Ontario

(B/J)

1950	51,263
1951	56,681
1952	62,024
1953	67,695
1954	72,722
1955	80,984
1956	88,329
1957	92,855
1958	96,718
1959	101,823
1960	104,970
1961	108,897
1962	113,755
1963	120,255
1964	125,617
1965	132,066
1966	138,808
1967	145,346
1968	154,406
1969	159,409
1970	166,907
1971	176,759
1972	188,020

SOURCE: Statistique-Canada, Catalogue # 45-204.

Consommation d'électricité*

	<u>Québec</u>		<u>Ontario</u>	
	<u>Million K/H</u>	<u>Changement %</u>	<u>Millions K/H</u>	<u>Changement %</u>
1949	20,000	-	15,227	±
1950	22,590	12.92	18,797	23.44
1951	25,161	11.38	21,504	14.40
1952	27,622	9.78	22,648	5.32
1953	29,534	6.92	23,881	5.44
1954	30,420	3.00	25,042	4.86
1955	32,117	5.61	26,944	7.56
1956	32,537	1.28	29,529	9.59
1957	32,706	0.52	31,231	5.76
1958	37,154	13.60	32,049	2.62
1959	38,664	4.06	35,613	11.12
1960	44,002	13.81	37,157	4.33
1961	43,767	-00.58	38,277	3.01
1962	44,160	.90	40,141	4.87
1963	44,832	1.52	42,078	5.07
1964	46,353	3.39	44,846	6.58
1965	49,242	6.23	48,551	8.26
1966	53,761	9.18	53,235	9.65
1967	56,992	6.01	56,670	6.26
1968	59,325	4.09	60,983	7.80
1969	63,503	7.04	64,550	5.85
1970	68,647	8.10	69,368	7.46
1971	69,957	1.91	72,883	5.07
1972	73,520	5.09	79,018	8.42

* Consommation calculée pour les industries et les utilités

SOURCE: Statistique-Canada, catalogue # 57-202

Consommation de gaz naturel*Québec et Ontario

	<u>Millions C.F.</u>	<u>Changement %</u>
1949	7,979	-
1950	9,432	18.23
1951	10,320	9.41
1952	11,311	9.60
1953	12,532	5.64
1954	14,173	8.69
1955	20,462	4.44
1956	26,670	30.34
1957	35,693	33.83
1958	53,241	49.17
1959	88,258	65.78
1960	114,900	30.19

QuébecOntario

	<u>Millions C.F.</u>	<u>Changement %</u>	<u>Millions C.F.</u>	<u>Changement %</u>
1961	24,210	-	125,187	-
1962	23,138	-4.43	149,082	19.09
1963	27,661	17.39	167,619	12.43
1964	33,166	22.11	194,254	15.84
1965	31,235	-5.82	219,197	12.84
1966	32,521	3.78	240,085	9.53
1967	35,289	8.51	279,201	16.29
1968	44,162	25.14	308,100	10.35
1969	50,796	15.02	351,461	14.07
1970	50,704	-0.18	406,000	15.52
1971	55,397	9.25	459,532	13.18
1972	58,198	5.05	552,650	20.26

* Statistique Canada ne désagrège pas entre les provinces de l'Est.

SOURCE: Statistique Canada, catalogue # 26-213

Consommation de charbon et de coke

	<u>Québec</u>		<u>Ontario</u>	
	<u>Tonnes courtes</u> (000)	<u>Changement %</u>	<u>Tonnes courtes</u> (000)	<u>Changement %</u>
1949	5,882	-	15,985	-
1950	7,206	22.51	22,007	35.74
1951	6,994	-2.94	21,467	-2.45
1952	6,393	-8.59	19,940	-7.11
1953	5,506	-13.87	18,946	-4.98
1954	5,547	.74	15,583	-17.75
1955	5,317	-4.15	16,615	6.62
1956	5,930	11.53	19,597	17.95
1957	5,459	-7.94	11,056	-43.58
1958	4,122	-24.49	11,916	7.79
1959	3,927	-4.73	12,181	2.22
1960	3,390	-13.67	11,130	-8.63
1961	3,458	2.01	11,140	.09
1962	3,036	-12.20	11,727	-5.27
1963	2,828	-6.85	14,473	23.42
1964	2,477	-12.41	11,649	-19.51
1965	2,604	5.13	12,836	10.19
1966	2,125	-18.39	12,759	-.60
1967	1,957	-7.90	13,456	5.46
1968	1,913	-2.24	14,467	7.51
1969	1,953	2.09	14,045	-2.92
1970	1,510	-22.68	15,621	11.22
1971	864	-42.78	15,426	-1.25
1972	676	-21.76	14,238	-7.70

SOURCE: Statistique-Canada, Catalogue # 26-206

F.A.B. vénézuélien et prix de livraison à Montréal

	<u>F.A.B. vénézuélien</u>		<u>Prix de livraison</u>	
	<u>\$ Can./bbl</u>	<u>Changement %</u>	<u>\$ Can./bbl</u>	<u>Changement %</u>
1949	2.67	-	3.03	-
1950	2.79	4.49	3.28	8.34
1951	2.76	-1.07	3.65	11.12
1952	2.48	-10.14	3.25	-10.77
1953	2.54	2.42	2.93	-9.95
1954	2.63	3.54	3.01	2.76
1955	2.61	-.76	3.07	1.96
1956	2.54	-2.68	3.23	5.27
1957	2.74	7.87	3.16	-2.31
1958	2.76	.73	3.05	-3.42
1959	2.56	-7.25	2.84	-6.79
1960	2.40	-6.25	2.70	-4.92
1961	2.36	-1.66	2.65	-1.92
1962	2.44	3.39	2.72	2.49
1963	2.44	-	2.79	2.58
1964	2.37	-2.87	2.69	-3.48
1965	2.34	-1.26	2.66	-1.15
1966	2.31	-1.28	2.60	-2.41
1967	2.25	-2.60	2.60	-.11
1968	2.24	-.44	2.58	-.39
1969	2.21	-1.34	2.65	2.67
1970	2.16	-2.26	2.74	3.24
1971	2.37	9.72	2.76	.84
1972	2.64	11.39	2.99	8.33

SOURCE: Pour le vénézuélien F.A.B., Statistique-Canada, Importations par marchandises, catalogue # 65-205.

F.A.B. canadien et prix de livraison à Toronto

	<u>Prix de tête canadien</u>		<u>Prix de livraison</u>	
	<u>\$ Can./bbl</u>	<u>Changement %</u>	<u>\$ Can./bbl</u>	<u>Changement %</u>
1949	2.82	-	-	-
1950	2.88	2.13	-	-
1951	2.49	-13.54	3.33	-
1952	2.33	-6.42	3.17	-4.80
1953	2.46	5.58	3.30	4.10
1954	2.53	2.84	3.37	2.12
1955	2.35	-7.11	3.19	-5.34
1956	2.36	.42	3.20	.31
1957	2.50	5.93	3.22	.62
1958	2.41	-3.60	3.13	-2.79
1959	2.31	-4.15	2.91	-7.03
1960	2.27	-1.73	2.81	-3.44
1961	2.28	.44	2.79	-.71
1962	2.23	-2.19	2.74	-1.79
1963	2.38	6.73	2.89	5.47
1964	2.45	2.94	2.96	2.42
1965	2.41	-1.63	2.92	-1.35
1966	2.39	-.83	2.90	-.68
1967	2.38	-.42	2.89	-.34
1968	2.40	.84	2.91	.69
1969	2.42	.83	2.93	.69
1970	2.49	2.89	3.00	2.39
1971	2.75	10.44	3.26	8.66
1972	2.77	.73	3.28	.61

SOURCE: Pour prix de tête de puits canadiens (moyenne),
Canadian Petroleum Association, Statistical Handbook,
1975.

Tarifs de l'Interprovincial Pipeline

(\$ Can./bbl)

	<u>A Sarnia</u>	<u>A Port Credit</u>
1952	.64	.84*
1953	.64	.84*
1954	.64	.84*
1955	.64	.84*
1956	.64	.84*
1957	.64	.72
1958	.64	.72
1959	.56	.60
1960	.50	.54
1961	.48	.51
1962	.48	.51
1963	.48	.51
1964	.48	.51
1965	.48	.51
1966	.48	.51
1967	.48	.51
1968	.48	.51
1969	.48	.51
1970	.48	.51
1971	.48	.51
1972	.48	.51

* Le tarif Edmonton-Toronto fut calculé pour les années 1952-1956 par variation du tarif Edmonton-Sarnia d'un tarif hypothétique de 3 cents par cent barils le mille.

SOURCE: Canadian Petroleum Association,
Statistical Handbook, 1975.

Coût de livraison à Montréal du pétrole brut

(\$ Can. par baril)

	<u>Oléoducs</u>	<u>Pétroliers*</u>
1949	.11	.25
1950	.11	.383
1951	.11	.778
1952	.11	.665
1953	.11	.281
1954	.11	.272
1955	.11	.351
1956	.11	.583
1957	.11	.308
1958	.11	.180
1959	.11	.173**
1960	.11	.193
1961	.115	.176
1962	.115	.162
1963	.125	.222
1964	.125	.195
1965	.12	.199
1966	.11	.175
1967	.115	.227
1968	.105	.237
1969	.105	.336
1970	.11	.467***
1971	.11	.280
1972	.11	.240

* Tarifs pétroliers basés sur une moyenne annuelle pondérée des taux du marché disponible.

** Pour pétroliers 25,000 PWT et plus.

*** Pour pétroliers 30,000 PWT et plus.

SOURCES: Tarifs d'oléoducs: Filiales de la Commission nationale de l'énergie; Tarifs pétroliers: Platt's Oil Price Handbooks, Platt's Price Services Inc. 1949-72.

Valeur par baril de la production,

(\$ Can. par baril)

	<u>Québec</u>	<u>Ontario</u>
1949	5.237	5.121
1950	5.758	6.700
1951	5.960	7.320
1952	5.854	
1953	5.214	6.199
1954	5.956	7.479
1955	6.374	6.256
1956	6.028	6.304
1957	5.223	6.071
1958	4.631	6.051
1959	3.342*	4.734*
1960	3.031	4.517
1961	3.772	4.399
1962	3.983	4.814
1963	3.934	4.353
1964	3.946	4.506
1965	3.790	4.442
1966	3.594	4.435
1967	3.703	4.512
1968	3.640	4.645
1969	3.312	4.583
1970	3.324	4.459
1971	3.602	4.854
1972	3.978	5.220

* Changement dans la compilation.

SOURCES: Statistique-Canada, Catalogue # 31-204 et # 31-203;
Industries manufacturières du Canada, Québec et Ontario.

Production en produits raffinés

	<u>Québec</u>		<u>Ontario</u>	
	<u>B/J</u>	<u>Changement %</u>	<u>B/J</u>	<u>Changement %</u>
1949	75,326	-	63,301	-
1950	89,767	19.17	56,962	-10.01
1951	113,822	26.80	57,463	.88
1952	123,901	8.85	70,515	22.71
1953	135,553	9.40	85,564	21.34
1954	143,112	5.58	101,104	18.16
1955	157,860	10.30	133,825	32.36
1956	199,400	26.31	155,433	16.15
1957	220,520	10.59	164,860	6.06
1958	276,696	25.47	178,148	8.06
1959	304,274	9.97	208,282	16.91
1960	332,592	-9.30	207,315	-.46
1961	269,345	-19.02	227,945	9.95
1962	282,063	4.72	232,940	2.19
1963	300,441	6.51	262,572	12.72
1964	286,345	-4.69	284,425	8.32
1965	290,375	1.40	302,666	6.41
1966	320,949	10.53	314,575	3.93
1967	337,131	5.04	314,052	-.17
1968	377,712	12.04	329,145	4.80
1969	394,647	4.48	342,315	4.00
1970	429,216	8.76	371,041	8.39
1971	464,173	8.14	379,184	2.19
1972	524,460	12.99	373,920	-1.38

SOURCE: Statistique-Canada, Catalogue #45-204

Produits raffinés importés

	<u>Québec</u>		<u>Ontario</u>	
	<u>B/J</u>	<u>Changement %</u>	<u>B/J</u>	<u>Changement %</u>
1949	9,225	-	7,115	-
1950	18,219	97.50	11,331	59.25
1951	9,208	-49.46	16,564	46.18
1952	11,290	22.61	16,490	-.44
1953	7,589	-32.78	11,551	-29.95
1954	9,457	-24.61	8,405	-27.24
1955	34,499	264.80	19,614	133.36
1956	27,726	-19.63	25,493	29.97
1957	27,863	.49	23,030	-9.66
1958	23,951	-14.04	19,027	-17.38
1959	41,104	7.162	21,931	15.26
1960	42,093	2.40	21,389	-2.47
1961	37,759	-10.30	12,920	39.59
1962	41,383	10.80	11,778	-8.84
1963	50,192	19.97	11,850	.67
1964	87,688	74.70	11,901	.37
1965	85,455	-2.55	19,285	62.04
1966	87,449	2.33	22,652	17.46
1967	99,181	13.41	24,874	9.81
1968	106,293	7.17	22,367	-10.07
1969	113,907	-7.16	23,630	5.64
1970	86,910	-17.60	11,304	-41.36
1971	86,785	-	8,767	-26.27
1972	83,584	-3.83	18,014	51.33

SOURCE: Statistique-Canada, Catalogue # 45-204.

Production par catégories, Québec

(B/J)

	<u>Essence à moteur</u>	<u>Mazout léger # 2, 3</u>	<u>Mazout lourd # 4, 5, 6</u>
1949	17,691	7,380	17,612
1950	22,826	5,355	15,635
1951	28,193	12,637	18,786
1952	34,244	15,329	23,046
1953	34,308	16,102	26,657
1954	34,665	18,271	25,507
1955	69,239	29,643	37,900
1956	75,768	32,004	49,820
1957	83,521	43,917	52,140
1958	81,337	43,204	50,270
1959	81,850	52,178	55,560
1960	86,859	55,203	55,053
1961	86,621	57,799	59,493
1962	91,212	60,636	64,771
1963	93,210	67,425	65,379
1964	84,515	59,379	64,628
1965	89,959	58,740	63,072
1966	98,248	67,058	70,175
1967	104,056	66,851	76,459
1968	110,568	76,000	91,763
1969	113,512	78,887	98,202
1970	122,092	82,958	107,489
1971	120,140	89,203	126,479
1972	123,823	102,342	145,065

SOURCE: Statistique-Canada, Catalogue # 45-204

Envois de produits raffinés québécois en Ontario

	<u>B/J</u>	<u>Changement %</u>
1949	21,614	-
1950	35,808	65.67
1951	38,855	8.51
1952	30,877	-20.54
1953	40,279	30.43
1954	42,860	6.40
1955	53,671	25.22
1956	60,345	12.43
1957	67,926	12.56
1958	58,701	-13.58
1959	63,978	8.99
1960	68,929	7.74
1961	68,008	-1.34
1962	72,485	6.58
1963	79,082	9.10
1964	64,677	-18.21
1965	61,482	-4.94
1966	67,575	9.91
1967	73,562	8.86
1968	86,781	17.97
1969	88,331	1.78
1970	105,819	19.79
1971	101,364	-4.21
1972	110,926	9.43

SOURCE: Statistique-Canada, Catalogue # 45-204.

Envois québécois en Ontario

(B/J)

	<u>Essence à moteur</u>	<u>Mazout léger</u>	<u>Mazout lourd</u>
1950	23,954	7,609	3,054
1951	20,765	4,656	1,039
1952	18,002	10,246	2,661
1953	24,976	6,862	2,787
1954	24,713	8,375	3,135
1955	30,491	6,203	4,391
1956	38,284	10,744	5,952
1957	32,853	16,982	5,257
1958	30,882	16,553	3,542
1959	25,271	19,982	5,011
1960	28,873	20,245	7,487
1961	24,691	19,802	6,481
1962	25,624	23,940	12,146
1963	26,770	24,505	12,433
1964	14,912	17,356	11,934
1965	16,948	17,623	13,093
1966	18,656	18,603	13,929
1967	20,500	19,818	12,063
1968	20,777	23,150	18,541
1969	21,999	25,010	19,764
1970	22,299	26,211	29,682
1971	24,927	25,106	30,543
1972	26,165	22,338	32,821

* SOURCE: Statistique - Canada, Catalogue # 45-204.

Capacité de distillation

	<u>Québec</u>		<u>Ontario</u>	
	<u>B/J</u>	<u>Changement %</u>	<u>B/J</u>	<u>Changement %</u>
1949	123,000	-	83,700	-
1950	143,000	16.26	74,700	-10.75
1951	160,000	11.89	78,700	5.35
1952	165,000	3.12	100,800	28.08
1953	180,000	9.09	119,500	18.55
1954	180,000	-	146,000	22.18
1955	220,000	22.22	149,350	2.29
1956	252,000	14.54	163,950	9.77
1957	245,800	-2.46	201,350	22.81
1958	265,800	8.13	207,850	3.23
1959	268,000	1.13	264,350	27.18
1960	292,000	8.63	265,900	.59
1961	297,000	1.71	260,420	-2.06
1962	297,000	-	242,820	-6.74
1963	304,500	2.52	279,170	14.97
1964	305,000	.16	305,470	9.42
1965	318,700	4.49	306,900	.47
1966	328,700	3.14	322,400	5.05
1967	373,700	13.59	324,400	.62
1968	401,200	7.36	352,400	8.63
1969	400,400	-.20	359,100	1.90
1970	449,600	12.29	367,000	2.20
1971	460,600	2.45	389,200	6.05
1972	577,500	25.38	437,700	12.46

SOURCES: Petroleum Refineries in Canada,
Operators List Five;
Minerals,
Department of Energy, Mines and Resources.

Capacité en aval

(B/J)

	<u>Québec</u>	<u>Ontario</u>
1949	76,650	42,150
1950	92,000	36,650
1951	92,350	32,650
1952	93,300	44,400
1953	158,600	56,240
1954	138,600	75,900
1955	179,250	105,450
1956	208,080	138,450
1957	262,030	124,390
1958	257,200	217,180
1959	312,200	223,650
1960	313,500	285,700
1961	442,600	268,950
1962	433,600	314,600
1963	472,500	338,600
1964	498,900	387,850
1965	508,300	387,400
1966	496,500	401,000
1967	529,500	397,300
1968	558,400	414,100
1969	558,200	418,000
1970	598,500	476,500
1971	637,600	560,600
1972	695,000	533,900

SOURCES: Petroleum Refineries in Canada; Operators List Five Minerals, Department of Energy, Mines and Resources.

Capacité de reformage et de craquage

(MB/J)

	<u>Québec</u>			<u>Ontario</u>		
	<u>Thermal</u>	<u>Catalytique</u>	<u>Hydro</u>	<u>Thermal</u>	<u>Catalytique</u>	<u>Hydro</u>
1955	43.1	79.7	-	26.7	51.7	-
1956	41.0	97.1	-	22.5	59.7	-
1957	51.0	96.8	-	24.0	52.7	-
1958	34.1	98.9	-	27.6	66.4	-
1959	34.1	97.8	-	27.6	67.8	-
1960	34.1	100.0	-	13.6	75.2	-
1961	34.3	104.5	-	16.4	78.0	-
1962	34.3	104.5	-	12.4	78.0	-
1963	34.5	110.8	-	12.9	78.0	-
1964	34.5	113.2	-	12.9	92.7	-
1965	34.5	112.0	-	12.1	93.3	3.6
1966	34.5	112.3	-	12.1	98.9	3.6
1967	24.5	116.2	-	12.1	98.9	3.6
1968	24.5	125.0	-	12.6	101.2	3.6
1969	24.5	125.0	-	13.1	103.0	3.6
1970	24.5	127.0	-	13.1	103.7	3.6
1971	24.5	130.0	12.0	14.6	113.0	18.2
1972	24.5	130.0	12.0	14.6	113.0	18.2

SOURCES: Petroleum Refineries in Canada; Operators List Five, Minerals, Department of Energy, Mines and Resources.

Importations de produits raffinés, Québec

(B/J)

	<u>Essence à moteur</u>	<u>Mazout léger # 2, 3</u>	<u>Mazout lourd # 4, 5, 6</u>
1949	9,381	748	6
1950	2,523	6,207	5,441
1951	442	2,348	4,523
1952	798	2,752	2,865
1953	951	1,962	261
1954	620	2,925	174
1955	308	10,153	9,326
1956	1,016	12,568	7,606
1957	1,367	7,218	4,779
1958	1,231	6,838	3,940
1959	1,540	10,967	13,734
1960	281	9,006	14,714
1961	676	14,126	10,007
1962	817	12,339	17,032
1963	3,691	13,397	22,928
1964	3,251	16,612	35,051
1965	3,788	14,013	47,573
1966	5,669	11,170	48,921
1967	7,727	10,871	53,070
1968	9,829	16,093	52,085
1969	8,568	17,100	60,189
1970	13,969	16,094	56,055
1971	10,547	15,456	49,462
1972	7,232	14,761	46,010

SOURCE: Statistique-Canada, catalogue # 45-204.

Produits raffinés importés par pays d'origine*

(000 B.)

	<u>Europe</u>	<u>Moyen Orient</u>	<u>Vénézuéla</u>	<u>Antilles Néerlandaises</u>	<u>Autres</u>
1949	1	-	-	949	1,748
1950	26	-	2,686	4,810	100
1951	2	-	3,768	3,549	-
1952	5	-	3,414	8,215	-
1953	9	-	3,744	2,488	2,609
1954	10	-	3,902	6,470	305
1955	9	-	4,532	9,457	114
1956	14	-	3,913	10,857	-
1957	12	-	1,711	11,263	250
1958	8	-	3,231	10,696	4,205
1959	124	385	6,541	14,145	756
1960	305	128	8,005	12,331	-
1961	219	138	8,126	6,425	22,683
1962	138	-	6,350	6,664	8,499
1963	259	-	8,379	14,292	6,534
1964	529	-	10,697	15,159	4,452
1965	2,620	83	22,263	21,668	4,404
1966	2,566	419	22,023	18,126	3,643
1967	3,755	-	20,620	27,325	3,671
1968	2,040	-	34,279	20,080	3,523
1969	1,981	193	30,213	19,640	3,080
1970	2,358	-	27,030	24,780	691
1971	1,870	624	20,853	14,113	7,086
1972	3,736	211	19,261	12,460	7,354

* Excluant les Etats-Unis

SOURCE: Statistique-Canada, catalogue # 65-205.

Sources de pétrole brut importé*

(%)

	<u>Vénézuela</u>	<u>Moyen-Orient</u>	<u>Iran</u>
1950	60.70	37.67	-
1951	73.87	13.60	-
1952	83.74	4.45	-
1953	87.72	1.23	-
1954	86.33	1.14	-
1955	83.43	3.59	.32
1956	77.01	11.17	.17
1957	84.84	13.76	.01
1958	74.24	25.26	.10
1959	67.76	25.40	3.95
1960	61.94	21.92	10.85
1961	70.54	25.72	7.30
1962	68.31	18.67	10.26
1963	65.79	19.16	12.63
1964	78.09	10.30	9.80
1965	68.69	19.14	10.10
1966	50.69	15.43	15.22
1967	61.54	9.74	12.24
1968	70.10	13.41	11.70
1969	64.79	15.06	9.57
1970	62.76	11.52	9.24
1971	58.68	7.61	14.32
1972	48.47	15.49	12.78

* Excluant les Etats-Unis

SOURCE: Statistique-Canada, catalogue # 65-205

Exportations de produits raffinés

-(b/d)

	<u>Québec</u>	<u>Ontario</u>
1949	329	-
1950	-	-
1951	-	-
1952	-	-
1953	-	-
1954	-	-
1955	33	1,479
1956	112	2,200
1957	436	2,685
1958	507	1,567
1959	901	1,857
1960	531	3,942
1961	3	2,255
1962	186	3,553
1963	252	4,296
1964	293	5,151
1965	1,951	3,038
1966	353	3,126
1967	503	3,315
1968	921	5,003
1969	1,079	5,471
1970	4,992	5,474
1971	9,973	5,737
1972	33,523	9,079

SOURCE: Statistique-Canada, catalogue # 45-004.

APPENDICE DCapacité de raffinage par compagnie

(B/J)

QuébecBP Refinery Canada Limited

(opère depuis mai 1960)

1960	45,000
1967	67,500
1969	68,000
1970	75,000

Golden Eagle Canada Limited

(opère depuis octobre 1971)

1972	100,000
------------	---------

Gulf Oil Canada Limited

(auparavant British American Oil Company Limited; opère depuis 1931)

1948	15,000
1949	32,000
1951	40,000
1952	45,000
1956	50,000
1957	45,000
1967	67,500

Imperial Oil Enterprises Limited

(opère depuis 1916)

1948	37,000
1949	37,500
1950	44,000

Imperial Oil Enterprises Limited (suite)

1951	46,000
1955	65,000
1956	69,000
1957	71,800
1960	72,000
1961	77,000
1965	84,700
1966	94,700
1968	92,200
1969	89,400
1970	93,100
1971	95,100
1972	106,000

Petrofina Canada Limited

(opère depuis 1955)

1955	20,000
1958	30,000
1960	29,000
1961	28,000
1963	30,000
1967	52,500
1970	53,000
1971	57,000
1972	63,000

Shell Canada Limited

(opère depuis 1933)

1948	14,000
1949	14,500
1950	22,000
1951	29,000
1953	44,000
1955	45,000
1956	55,000
1957	50,000
1958	60,000

Shell Canada Limited (suite)

1959	63,000
1961	62,000
1970	100,000

Texaco Canada Limited

(entré par l'achat de McColl-Frontenac
Oil Company Limited en 1958;
opère depuis 1927)

1948	40,000
1950	45,000
1956	58,000
1957	59,000
1969	61,000
1971	66,000

OntarioBP Refinery Canada Limited (Oakville)

(auparavant Cities Service Refinery
(Canada) Limited, jusqu'en 1965;
opère depuis 1958)

1958	20,000
1960	18,850
1963	20,200
1964	22,000
1966	34,000
1971	38,000

Gulf Oil Canada Limited (Clarkson)

(auparavant British American Oil
Company Limited; opère depuis 1943)

1948	10,000
1951	12,700
1952	17,000
1954	21,500
1957	55,350

Gulf Oil Canada Limited (Toronto)

(opère de 1909 à 1949)

1948 5,000

Imperial Oil Enterprises Limited (Sarnia)

(opère depuis 1897)

1948	53,000
1949	52,000
1950	55,500
1951	57,000
1953	71,500
1954	78,000
1956	80,000
1957	77,000
1958	80,000
1959	94,000
1968	122,000
1971	126,800

Regent Refining (Canada) Limited (Port Credit)(auparavant Trinidad Leaseholds (Canada) Ltd.
jusqu'en 1954; opère depuis 1938)

1948	5,000
1949	6,000
1952	6,800
1953	7,000
1954	7,500
1955	8,500
1956	14,000
1957	20,000
1961	26,000
1967	37,000
1971	47,000

Husky Oil Canada Limited (Fort William)(auparavant Riverlake Oils Ltd. jusqu'en
1954; opère de 1952 à 1964)

1952	4,000
1955	3,850

Husky Oil Canada Limited (suite)

1956	3,450
1957	4,000
1958	3,800

Shell Canmada Limited (Corunna)

(auparavant Canadian Oil Companies Ltd.
jusqu'en 1964; opère depuis 1952)

1952	20,000
1955	22,000
1956	30,000
1959	50,000
1960	47,500
1961	45,000
1963	46,000
1964	40,000
1969	42,000
1970	50,000
1971	56,000

Shell Canada Limited (Oakville)

(opère depuis octobre 1963)

1964	30,500
1966	36,000
1971	40,000

Sun Oil Company Limited (Sarnia)

(opère depuis 1953)

1954	15,000
1959	18,000
1963	25,000
1969	32,000
1971	33,000

McCull-Frontenac Oil Company Limited (Toronto)
(opéra de 1927 à 1949)

1948 12,000

SOURCES: Petroleum Refineries in Canada; Operators List Five
Minerals, Department of Energy, Mines and Resources.

APPENDICE E

Lexique

Bulk Storage Plant	Dépôt de stockage en vrac
Bunker Fuel	Mazout lourd (ii)
Composite barrel	Baril composite
Cracking Processes	Craquage - procédés de
Design Capacity	Capacité nominale
Distillate	Distillat
Downstream processes	Procédés d'aval
Excess capacity	Capacité excédentaire
F.O.B. Prices	Franco à bord (F.A.S.)
Fuel Oil	Mazout
Gasoline	Essence
Gas Oil	Gazote (ii)
Hydrocracking	Hydrocraquage Hydroformage
Intake	Prise
Isomerer	Isomériser
Joint Enterprise	Co-entreprise
Jobber	Revendeur
Knock	Cognement (M) (Indice d'octane)
Loop	Doublement
Loop Line	Circuit en boucle
Market Price	Prix courant
Multi-Plant	Firme multi-usine (Firme mono-usine)
Net back	Revenu net
Network	Réseau
Posted price	Prix affiché
Refiner's margin	Marge des raffineurs

Reforming processes	Reformage
	Reformeur
Spot market	Marché du disponible
Straight run	Première distillation
Stripper well	Epuiseur
Throughout capacity	Capacité totale d'aspiration
Trunk Line	Conduite principale
Vacuum	A vide
Wax	Paraffine

SOURCES: Publications de l'Institut français du Pétrole.
Dictionnaire technique des termes utilisés dans l'industrie
du pétrole, Edition Technip, Paris, 1903.

Régie de la Langue française,
Lexique Anglais-Français de l'industrie pétrolière (raffinage)
Gouvernement du Québec, 1976.

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II-1	Réservés, production et exportations du pétrole brut canadien	9
Tableau II-2	Prix comparés de livraison (1953)	16
Tableau II-3	Importation et quotas pour le pétrole brut canadien dans le Mid-West américain	22
Tableau II-4	Prix de livraison à Montréal des bruts d'outre-mer, 1958	25
Tableau II-5	Prix hypothétique du Redwater (35a) à Montréal, 1958	26
Tableau II-6	Différence entre les prix de livraison à Montréal des pétroles d'outre-mer et canadien, 1958	27
Tableau II-7	Estimations des tarifs pour un oléoduc Edmonton-Montréal	30
Tableau II-8	Tarif hypothétique pour un oléoduc Edmonton-Montréal avec ou sans financement gouvernemental	34
Tableau II-9	Prix du pétrole brut, 1953	39
Tableau IV-1	Capacité, demande, production, envois et importation pour le Québec et l'Ontario	68
Tableau IV-2	Augmentations moyennes annuelles en pourcentage des prix F.A.B. et de livraison, 1949-53	70
Tableau IV-3	Prix moyens des bruts canadiens et importés, 1949-58	71
Tableau IV-4	Envois québécois en Ontario en pourcentage moyen des capacités, consommation et production, 1950-58	73

Tableau IV-5	Augmentations moyennes annuelles des variables-clés, 1950-58	75
Tableau	Capacité de raffinage et capacité excédentaire, 1955-59	77
Tableau IV-7	Envois québécois en pourcentage des consommations et productions ontariennes, 1959-63	80
Tableau IV-8	Consommation, production, envois, importations et capacité, Québec, 1958-63	82
Tableau IV-9	Capacité de raffinage et capacité excédentaire, 1959-63	83
Tableau IV-10	Augmentations annuelles moyennes des prix des pétroles bruts, 1959-72	85
Tableau IV-11	Importations de brut par pays d'origine	87
Tableau IV-12	Marge des raffineurs	89
Tableau IV-13	Marge des raffineurs et valeur de la production, Québec	90
Tableau IV-14	Augmentations annuelles moyennes des variables-clés, 1959-72	92
Tableau IV-15	Rapports des catégories aux agrégats produits raffinés, Québec	94
Tableau IV-16	Consommation, production, importation et envois, Québec, 1958-72	96
Tableau IV-17	Rapports entre la capacité et la demande	98
Tableau V-1	Estimations de la capacité de raffinage du Québec, moyennes annuelles	109
Tableau V-2	Décomposition annuelle des estimations, 1963-72	111

LISTE DES DIAGRAMMES

Diagramme II-1	Prix affichés et de livraison	10
Diagramme II-2	Egalisation du prix de livraison	11
Diagramme II-3	Egalisation concurrentielle des prix pétroliers	13
Diagramme III-1	Concurrence parfaite entre deux firmes	52
Diagramme III-2	Modèle avec firmes intégrées et deux transporteurs	58

BIBLIOGRAPHIELIVRES

- ALDEMAN, Morris A., The World Petroleum Market, The John Hopkins Press, 1977.
- AITKEN, Hugh J. and DEUTSCH, J.J., The American Economic Impact on Canada, N.C. Duke University Press, 1959.
- British Petroleum Co., Our Petroleum Industry, The British Petroleum Co. Ltd., 1970.
- CASSADY, Ralf Jr., Price Making and Price Behavior in the Petroleum Industry, Kennikat Press.
- CHAZEAU, Melvin G. and KAHN, Alfred E., Integration and Competition in the Petroleum Industry, Yale University Press, 1959.
- ERICKSON, Edward W. and WAVERMAN Leonard, (Eds.), The Energy Question; an International Failure of Policy, Vol. II: North America, The Toronto University Press, 1974.
- GARY, James H., Petroleum Refining: Technology and Economics, New York, M. Dekker, 1975.
- GRAY, Earle, Impact of Oil: The Development of Canada's Oil Resources, Toronto, Ryerson Press,
- GREENHUT, Melvin L., Plant Location in Theory and in Practice, The University of North Carolina Press, 1956.
- _____, Microeconomics and Space Economy, Scott Foresman, 1963
- JACOBY, Neil H., Multinational Oil, MacMillan Publishing Co. Inc., 1974.
- LANDSBERG, Hans and FISTHMAN, Leonard, Resources in America's Future The John Hopkins Press, 1963.
- _____, and SCHURN, Sam H., Energy in the United States, The John Hopkins Press, 1963.
- MANNE, Alan S., (Ed.), Investment for Capacity Expansion, George Allan & Urwin Ltd, 1967.

MIKESELL, Raymond F., (Ed.) Foreign Investment in the Petroleum and Mineral Industries, Resources for the Future, Inc., The John Hopkins Press, 1971.

NETSCHERT, Bruce, C., The Future of Oil and Gas, The John Hopkins Press, 1958.

PLOTNICK, Alan R., Petroleum Markets and United States Foreign Trade Policy, University of Washington Press, Seattle, 1964.

SCHAFFER, Edward H., The Oil Import Program of the United States: An Evaluation, Praeger Special Studies in International Economics and Development, Praeger, 1968.

SCHERER, F.M., Industrial Market Structure and Economic Performance, Rand McNally College Publishing Co, Chicago, 1970.

The Economics of Multi-Plants Operations, Harvard University Press, Cambridge, Mass., 1975.

Shell International Petroleum Co. Ltd., The Petroleum Handbook, Shell International Petroleum Co. Ltd., 1965.

SMITH, Davis, M., Industrial Location: An Economic Geographical Analysis, John Wiley & Sons, Inc., 1971.

SMITH, Vernon L., Investment and Production, Harvard University Press, Cambridge, Mass., 1961.

UTTON, Albert, (Ed.) National Petroleum Policy: A Critical Review, Albuquerque: University of New Mexico Press, 1970.

ZANNETOS, Zenon S., The Theory of Oil Tankship Rate: An Economic Analysis of Tankship Operations, The M.I.T. Press, 1966.

ARTICLES

ADAMS, F. Gerard and GRIFFIN, James M., "An Economic-Linear Programming Model of the United States Petroleum Refining Industry" in American Statistical Association Journal, Sept., 1972, Vol. 67; pp. 542-51

AMACHER, R.C.; TOLLISON, R.D., and WILLETT, T.D., "Import Control on Foreign Oil: Comment"; in American Economic Review, Dec., 1973, 63 (5), pp. 1031-34.

- CICCHETTI, G.J. and GILTEN, W.J.; "The Mandatory Oil Import Quota Program: A Consideration of Economic Efficiency and Equity," in National Resources Journal, July 1973, 13 (3), pp. 399-412.
- DAM, Kenneth, W., "Implementation of Import Quotas: The Case of Oil", in Journal of Law and Economics, April 1971, 14 (1) pp. 1-60.
- ENOS, L. John, "A Measure of the Rate of Technological Progress in the Petroleum Refining Industry" in Journal of Industrial Economics, Vol. 6, no. 3, June 1958; pp. 181-92.
- GRIFFIN, James M., "An Economic Measure of Capacity in a Joint Product, Multi-process Industry", in Journal of Political Economy, July 1972, 80 (4), pp. 703-23.
- "The Process Analysis Alternative to Statistical Cost Function: An Application to Petroleum Refining", in American Economic Review, March 1972, pp. 46-56
- HECTMANN, G., "U.S. Oil Import Quotas and the Price of Foreign Oil", in Journal of Industrial Economics, July 1973, 21 (3), pp. 266-71.
- HICKMAN, Bert G., "Capacity Utilization and the Acceleration Principle", in Problems of Capital Formation Studies, Income and Wealth, Vol. 19, National Bureau of Economic Research, Princeton University Press, pp. 419-449.
- KHAN, A.E., "The Combined Effects of Prorating, the Depletion Allowance and Import Quotas in the Cost of Producing Crude Oil in the United States", in National Resources Journal, Jan. 1970, 10 (1), pp. 53-61.
- KLEIN, L.R., "Some Theoretical Issues in the Measurement of Capacity", in Econometrica, Vol. 28 no. 2, April 1960, pp. 272-86.
- LEEuw, Frank de, "The Concept of Capacity", in American Statistical Association, Vol. 57, Dec. 1962, pp. 826-840.
- MANNE, Alan S., "A Linear Programming Model of the U.S. Petroleum Refining Industry", in Econometrica, 1958, pp. 67-87.
- MCDougall, Ian, "Canada's Oil and Gas: An "Eleventh Hour" Option that Must not be Ignored", in Canadian Public Policy, Winter 1975, 1 (1), pp. 47-60.

- MILLER, E., "Some Implication of Land Ownership Pattern for Petroleum Policy", in Land Economics, Nov. 1973, 49 (4), pp. 414-23.
- RITCHIE, Royal S., "Public Policies Affecting Petroleum Development in Canada", in Canadian Public Policy, Winter 1975, 1 (1), pp. 66-72.
- SCOTT, Anthony, "Policy for Crude Oil", in Canadian Journal of Economics and Political Science, Feb. 1961, 27, pp. 267-74
- THERIAULT, Robert, "Le pipeline Edmonton-Montréal", in L'Actualité économique, avril/juin 1960, 36 (1), pp. 5-43.
- UHLER, R.S., "Costs and Supply in Petroleum Exploration: The Case of Alberta", in Canadian Journal of Economics, February, 1976, 9 (1), pp. 72-90.
- WATKINS, G.C., "Prorating and the Economic Efficiency of Crude Oil Production," in Canadian Journal of Economics, August, 1970, 9 (3), pp. 511-20.

PUBLICATIONS

- API, Petroleum Facts and Figures, Centennial Edition, 1959.
- British American Company Ltd., Submission to the Royal Commission on Energy, May 1958.
- Canadian Betchel Ltd., A Submission to the Royal Commission on Energy, July 1958.
- DAVIS, John, Oil and Canada-U.S. Relations, Toronto-Dominion Bank, 1963.
- Home Oil Ltd., Submission to the Royal Commission on Energy, February 1958.
- HOWLAND, Robert D., Vice-Chairman, National Energy Board, Canada's National Oil Policy, A Paper presented at the Annual Meeting of the Canadian Institute of Mining and Metallurgy, Quebec City, April 25-27. 1966.
- Husky Oil Ltd., Submission to the Royal Commission on Energy, February 1958.

Imperial Oil Co. Ltd., Submission to the Royal Commission on Energy,
May 1958.

_____ Supplementary Submission to the Royal Commission on Energy,
July 1958.

MANNING, Hon. E.C., Submission of the Royal Commission on Energy
Concerning Crude Oil, May 1958.

Platt's Oil Price Handbook, Platt's Price Service, Inc.

Shell Oil Company of Canada Ltd., A Submission to the Royal Commission
on Energy, May 1958.

_____ The Responses of Shell Oil Company of Canada to the
Questionnaire of the Royal Commission on Energy Directed
to the Company on June 4, 1958, July 1958.

DOCUMENTS GOUVERNEMENTAUX

Dominion Law Reports, 15 D.L.R. (3d).

National Energy Board, Canadian Oil and Requirements, February 1972.

_____ Reasons for Decision in the Matter of a Public Hearing
Respecting Tariffs and Tolls Charged by Interprovincial
Pipeline Ltd., February 1977.

Office national de l'Energie, Rapport au gouverneur en conseil au
sujet de la demande déposée en vertu de la loi sur
l'Office national de l'Energie par l'Interprovincial
Pipeline Ltée, mai 1975.

Statistic-Canada, Refined Petroleum Products, catalogue # 45-204.

Statistic-Canada, Electricity, catalogue # 57-202.

Statistic-Canada, Natural Gas, catalogue # 26-213.

Statistic-Canada, Coal and Coke, catalogue # 26-206.

Statistic-Canada, Imports by Commodities, catalogue # 65-205.

Statistic-Canada, Refining Petroleum Industry, Quebec, catalogue
31-205.

Statistic-Canada, Refining Petroleum Industry, Ontario, catalogue # 31-203.

Statistic-Canada, Refined Petroleum Products, catalogue # 45-004.

Petroleum Refineries in Canada, Operators List Five, Minerals, Department of Energy, Mines and Resources.

ENTREVUES

Tarifs d'oléoducs

Mr. John McPherson, Canadian Pacific Co. Ltd.

Tarifs des pétroliers

Captain Phil George
Canadian Pacific Maritime Division,
Canadian Pacific Co. Ltd.

Prof. Zenan Zannetos, Economic Department, Massachusetts
Institute of Technology.

Informations générales

Mr. Carmine Falcone,
Shell Refinery, Engineering Department,
Shell Oil of Canada Co. Ltd.

Mr. Peter Scotmen,
Director of Oil Policy,
National Energy Board.

Mr. R.B. Stevens
Chief, Refined Oil Division,
Oil Policy Branch,
National Energy Board.

M. W.N. Sand,
Directeur,
Corporate Planning Services,
Imperial Oil Ltd.

Dr. W. Don Eldon,
Senior Adviser,
Governmental Relations,
Imperial Oil Ltd.