Le pipeline Edmonton-Montréal

Robert Thériault

Volume 36, numéro 1, avril-juin 1960

URI : <https://id.erudit.org/iderudit/1001519ar>

DOI : <https://doi.org/10.7202/1001519ar>

[Aller au sommaire du numéro](#)

Éditeur(s)

HEC Montréal

ISSN

0001-771X (imprimé)

1710-3991 (numérique)

[Découvrir la revue](#)

Citer cet article

Thériault, R. (1960). Le pipeline Edmonton-Montréal. *L'Actualité économique*, 36(1), 5–43. <https://doi.org/10.7202/1001519ar>

Le pipeline Edmonton-Montréal

Depuis 1957, l'industrie canadienne qui avait manifesté probablement l'essor le plus remarquable au cours des années précédentes, l'industrie pétrolière, se voit plongée dans un marasme qui menace de s'éterniser. À la suite de la découverte du gisement de Leduc en 1947, en effet, de nombreux puits de pétrole ont été mis en exploitation en Alberta, puis en Saskatchewan et au Manitoba, constituant ainsi un des secteurs les plus prometteurs du développement économique du Canada d'après-guerre. Malheureusement si, encore tout récemment, la prospection et le creusage de nouveaux puits augmentaient à un rythme accéléré, l'extraction du pétrole, après un rythme prodigieux d'accroissement, connaissait une chute non moins spectaculaire. En 1958, le niveau de production n'atteignait que 40 p.c. de la capacité de l'industrie.

On se rendit alors compte que la situation menaçait de devenir permanente si on ne prenait pas des mesures immédiates pour obtenir de nouveaux débouchés. Diverses solutions furent proposées, parmi lesquelles on distingua très vite deux thèses opposées, correspondant à deux groupes d'intérêts très divergents: celui des producteurs de pétrole indépendants de l'Ouest canadien et celui des grandes compagnies internationales, propriétaires à la fois de gisements pétroliers et de raffineries. Les autorités fédérales ne pouvaient certes demeurer indifférentes devant ce problème d'envergure nationale. La Commission royale d'Enquête sur l'Énergie, nommée à la fin de 1957 pour étudier tous les aspects de la politique canadienne de l'énergie, consacra entièrement à la question du pétrole et à ses débouchés, son deuxième rapport¹.

1. Commission royale d'Enquête sur l'Énergie. *Deuxième Rapport*, 208 pages, Ottawa, juillet 1959. Nous avons puisé abondamment à cette source de première main.

Un aspect fondamental du problème des débouchés pour le pétrole canadien, c'est la construction éventuelle d'un pipeline entre Edmonton et Montréal. Cette solution, qui fera précisément l'objet de cette étude, est apportée par les producteurs indépendants comme un remède efficace à la surproduction virtuelle de notre industrie pétrolière. La région de Montréal, en effet, jusqu'à maintenant le plus important centre de raffinage du Canada, utilise depuis toujours du pétrole importé. Les raffineurs montréalais pour leur part s'objectent violemment à la construction du pipeline pour des raisons d'ordre économique que nous aurons l'occasion d'exposer plus loin en détail. L'essentiel de leur thèse est que la limite économique de la distribution du pétrole canadien venant des puits de l'Ouest se trouve dans la région de Toronto, à la rigueur à la frontière Ontario-Québec. Selon eux, au lieu de chercher à approvisionner le marché de Montréal, les producteurs canadiens devraient plutôt regarder du côté des États-Unis, marché plus naturel et pour le moins aussi important.

L'essor vertigineux de l'industrie pétrolière depuis une douzaine d'années apparaît clairement à la lecture du tableau I, qui fournit outre des renseignements sur les réserves disponibles, des statistiques sur la capacité annuelle de production et la production réelle des puits de pétrole canadiens. On s'aperçoit qu'en dépit d'une production qui a été multipliée par 10 entre 1948 et 1958, la capacité de l'industrie, au cours de cette dernière année, n'a été utilisée que jusqu'à concurrence des deux cinquièmes. La détérioration de la situation se situe à partir de 1957 et se prolonge en 1958; elle se manifeste non seulement par l'écart croissant entre la capacité de production et la production réelle, mais aussi par une chute accentuée de la production en chiffres absolus à partir de 1957.

Voilà précisément le noeud du problème: l'insuffisance des marchés pour le pétrole canadien, le paradoxe d'une industrie qui accroît de façon phénoménale son potentiel, au moment où ses marchés se rétrécissent de plus en plus. Il y a là évidemment un problème de débouchés, mais aussi le résultat assez inattendu du système de prorata régissant en Alberta la production particulière de chaque entreprise, système selon lequel les producteurs marginaux sont encouragés à produire davantage, même si les circons-

tances sont défavorables. Le résultat est une course effrénée des nouveaux producteurs et l'établissement d'une capacité de production sans aucune commune mesure avec les possibilités du marché. Nous reviendrons plus loin sur les détails de ce problème.

Le tableau II nous donne une vue d'ensemble de l'évolution du marché du pétrole et de ses dérivés au Canada entre 1952 et 1958: la hausse rapide de la production canadienne s'explique partiellement par l'élargissement progressif du marché national sans doute, mais aussi par des ventes à l'extérieur qui ont atteint un point culminant en 1957. C'est l'année cruciale de la crise de Suez, alors que le pétrole canadien atteignit le marché nouveau de la Californie, marché éphémère cependant, car des restrictions quantitatives imposées par le gouvernement américain à l'entrée du pétrole canadien ont vite provoqué la chute brusque des exportations canadiennes de 59.3 millions de barils en 1957 à 32.6 millions

Tableau I

Tendances de la croissance de la capacité de production, de la production réelle et des réserves recouvrables de pétrole¹

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

1. Tableau D du *Second Rapport* de la Commission royale d'Enquête sur l'Énergie, p. 191, selon des données fournies par l'Alberta Oil and Gas Conservation Board.

en 1958. On se rend compte par le tableau II qu'en 1954 le pétrole importé et le pétrole national comptaient à peu près également dans l'offre totale de pétrole au Canada. Depuis lors, la part du pétrole national s'est accrue jusqu'en 1957 pour s'abaisser ensuite. On remarquera que les importations restent à un niveau encore très élevé, situation qui ne peut que susciter les revendications des producteurs nationaux et amener des pressions sur les pouvoirs publics pour que ceux-ci restreignent d'une façon ou d'une autre les entrées de pétrole brut ou raffiné.

Tableau II
Offre et demande de pétrole au Canada, 1952 à 1958¹
(en milliers de barils)

	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958
Offre							
Production	61,800	81,500	96,800	130,300	174,600	184,900	168,300
Importations	116,100	116,300	112,400	124,500	144,100	146,500	137,900
Variations de stock	-7,200	-9,400	-2,600	-4,300	-8,400	-2,000	+4,800
Offre totale	170,700	188,400	206,600	250,500	310,300	329,400	311,000
Demande							
Exportations	2,600	2,900	2,800	15,700	45,500	59,300	32,600
Ventes intérieures	153,500	169,500	186,700	214,200	245,400	252,700	259,700
Pertes et usages dans les raff.+ pipelines	10,900	15,200	13,000	17,000	17,400	19,200	18,800
Autres	3,700	800	4,100	3,600	2,000	-1,800	-100
Demande totale	170,700	188,400	206,600	250,500	310,300	329,400	311,000

Notre exposé se partagera en cinq parties: d'abord, une brève description du marché national et du marché d'exportation du pétrole canadien, ainsi qu'une étude de la structure des prix particuliers à l'industrie pétrolière. Puis l'exposé des thèses des producteurs indépendants et des compagnies propriétaires des raffineries montréalaises. Une quatrième partie s'attachera au coût de construction et d'exploitation des divers projets de pipelines, après quoi nous tirerons certaines conclusions sur l'opportunité de la construction du pipeline en question.

* * *

¹ Condensé du tableau T du *Second Rapport*, de la Commission royale d'Enquête sur l'Énergie. Données fournies par le ministère des Mines et Relevés techniques, Ottawa.

Mais avant d'explorer les possibilités d'expansion et de juger si le pétrole canadien peut concurrencer les pétroles étrangers, il importe de faire une brève étude de la détermination des prix. Comme dans toute détermination de prix, c'est le jeu de l'offre et de la demande qui intervient. Dans ce marché, les producteurs de pétrole constituent l'offre et les raffineurs, la demande. Cependant cette industrie présente une particularité; en effet, les mêmes compagnies sont à la fois producteurs de brut et raffineurs, vendeurs et acheteurs dans bien des cas. Cela n'amène pas pour autant suppression complète du marché, car il existe d'autre part de nombreux producteurs indépendants qui constituent une partie importante de l'offre.

Les prix du pétrole brut à la tête du puits et au marché destinataire ne sont certes pas identiques à cause de cet élément capital qui est le transport. Contrairement à l'opinion générale, le prix du marché n'est pas fixé à la tête du puits par une addition des coûts nécessaires pour extraire un baril de pétrole brut et ensuite au marché destinataire par une autre addition du coût de transport. Si l'on procédait de cette façon, on obtiendrait par exemple un coût de 2.50 dollars pour extraire un baril à Redwater, Alberta, plus 70 cents de frais de pipeline pour l'acheminer à Toronto; donc, le prix du pétrole à Toronto serait de 3.20 dollars.

La fixation du prix se fait en réalité par référence à la position de concurrence du pétrole national avec le pétrole importé à un endroit précis appelé *basic point*. Au Canada, depuis 1951, c'est-à-dire depuis l'extension du pipeline Interprovincial jusqu'à Sarnia, Ontario, ce dernier endroit est devenu le *basic point*; ainsi, le prix à la sortie du puits est déterminé par rapport au prix fixé à Sarnia, lui-même établi par comparaison avec le prix du pétrole venant de l'Illinois. En effet si le prix du pétrole brut de l'Illinois est de 3.10 dollars le baril à Sarnia et que le coût de transport de Redwater à Sarnia est de 65 cents, le prix à la sortie du puits à Redwater sera de 2.45 dollars. Si par suite d'une concurrence effrénée aux États-Unis, le pétrole de l'Illinois peut être acheminé à Sarnia pour 3 dollars, le prix à la tête du puits à Redwater devra baisser de 10 cents, soit de 2.45 à 2.35 dollars. Dans cet exemple, le prix du pétrole à la tête du puits a baissé de 10 cents sans qu'il y ait de changement dans les coûts d'extraction.

Le tableau III nous présente une liste des prix affichés du pétrole brut de Redwater durant la période 1948 à 1959. Plusieurs des changements provenaient souvent des variations du taux de change qui influençaient chaque fois le prix du pétrole brut de l'Illinois à Sarnia. On constate aussi qu'en avril 1951, le prix affiché a subi une baisse de 29 cents, à cause du changement de *basic point*. Avant 1948, c'est Regina qui était le *basic point*; par suite de l'extension du pipeline, Winnipeg en 1948, puis Sarnia en 1951 le devinrent successivement. On constate aussi que chaque réduction de tarif du pipeline Interprovincial amène une augmentation correspondante du prix affiché. Ainsi ce n'est pas le consommateur qui profite de la réduction mais le producteur.

Cependant la date la plus importante dans cette liste est probablement le 24 mars 1959, alors qu'apparaît une diminution de

Tableau III
Changements des prix à la tête des puits
à Redwater, Alberta, 1948-1959¹

Année	Date	Prix (en dollars)	Raisons des changements
1948	Ja.-No.	3.20	
"	Déc.	2.68	Permettre au pétrole de l'Alberta de faire face à la concurrence à Winnipeg.
1949	Sept.	2.80	Dévaluation du dollar canadien.
1950	Oct.	2.73	Changement dans le taux de change.
1951	Avril	2.44	Permettre au pétrole de l'Alberta de concurrencer le pétrole de l'Illinois.
"	Juin	2.46	Réduction dans le tarif du pipeline.
1952	Avril	2.315	Changement dans le taux de change.
"	Oct.	2.325	Réduction dans le tarif du pipeline compensée par une variation du change.
1953	Mars	2.385	Changement dans le taux de change.
"	Juil.	2.645	Augmentation des prix mondiaux reflétée à Sarnia.
1954	Oct.	2.555	Changement dans le taux de change.
1955	Jan.	2.485	Changement du prix du pétrole brut de l'Illinois.
"	Fév.	2.49	Ajustement du tarif de pipeline.
1957	Jan.	2.67	Augmentation des prix mondiaux.
"	Août	2.63	Changement dans le taux de change et changement des prix de l'Illinois.
1958	Avril	2.56	Changement dans le taux de change et du prix du brut de l'Illinois.
1959	Mars	2.42	Réduction des prix mondiaux.

1. Tiré du tableau IV, *Second Rapport de la Commission royale d'Enquête sur l'Énergie*, p. 19.

14 cents, à la suite d'une réduction des prix mondiaux. Depuis cette date, on voit que le prix du pétrole canadien à Sarnia est inférieur de quelque 20 cents au prix auquel pourrait être acheminé le pétrole de l'Illinois à cet endroit. C'est donc dire que les prix affichés sont maintenant influencés par de nouvelles forces de concurrence qui peuvent être à l'origine d'une ère nouvelle dans le commerce du pétrole canadien. Quelles sont ces nouvelles forces?

Au début de 1959, par suite d'une concurrence accrue, causée par des surplus mondiaux de pétrole brut et de produits raffinés, il y eut une réduction dans certains prix affichés aux États-Unis. La réaction ne fut pas lente à se faire sentir. On connaît l'importance du marché américain pour les producteurs du Venezuela et du Moyen-Orient; aussi, en février, les prix du pétrole de ces deux régions tombèrent-ils respectivement de 15 et de 18 cents. Il va sans dire que cet ajustement dans les prix des producteurs d'outre-mer influença considérablement l'industrie canadienne qui souffrait déjà d'une pénurie de débouchés pour sa production.

En effet, avec l'approche du printemps et la réouverture de la navigation, certains craignaient une pénétration du pétrole importé jusqu'aux raffineries de l'Ontario ou encore un effort des raffineurs de Montréal pour accroître leur production par suite des prix favorables du pétrole vénézuélien, et pour expédier des produits raffinés sur le marché ontarien. À l'autre extrémité du Canada, marché très sensible à l'importation, on pouvait envisager une perte possible du marché de Vancouver et peut-être aussi du marché américain de la région de Puget Sound. Aussi les prix affichés du pétrole brut canadien connurent une baisse de 14 cents le baril. Plus tard, une baisse de 12 cents dans le tarif du pipeline Interprovincial contribua à compenser une seconde diminution de prix de 10 cents le baril du pétrole vénézuélien en avril.

Nous constatons donc que l'industrie canadienne en cessant de fixer ses prix selon la concurrence avec les États-Unis, entreprend une étape nouvelle. En effet le nouveau *basic point* pour la détermination du prix à la tête du puits est la région de Toronto. Cependant, ce n'est plus le pétrole de l'Illinois qui sert de donnée de référence mais bien le pétrole importé d'outre-mer à Toronto. Le marché canadien se trouve désormais sensibilisé à la concurrence internationale.

Les incidences d'une telle situation peuvent être très variables. D'abord si le surplus mondial se maintient ou s'accroît et que d'autres diminutions de prix du pétrole importé surviennent, jusqu'à quel point les raffineurs consentiront-ils à diminuer les prix à la tête du puits? L'industrie pétrolière est vitale pour des pays tels que le Venezuela et l'Iran et ceux-ci semblent prêts à réduire davantage leurs prix pour maintenir leurs marchés actuels ou les accroître. D'autre part, le marché américain est devenu isolé depuis l'imposition de restrictions sur les importations, et seuls le Canada et le Mexique ont fait l'objet d'exemptions. Ainsi, si nos prix sont établis selon la concurrence internationale, ils deviendraient certes beaucoup plus bas que les prix américains et de cette façon nos possibilités d'exportation deviendraient beaucoup plus favorables.

* * *

Cette brève étude des mécanismes régissant les prix du pétrole brut nous montre d'une façon assez évidente que notre seul marché d'exportation se situe aux États-Unis, surtout dans la région du Nord-Ouest, appelée région de Puget Sound, et dans le Centre-Ouest. Chacun de ces deux marchés possède ses caractéristiques particulières et présente des possibilités différentes permettant l'exportation éventuelle du pétrole canadien. Avant de chercher à amener à grands frais le pétrole canadien à Montréal et à affronter ainsi la concurrence étrangère, il est logique de considérer les marchés d'exportation où notre pétrole devient de plus en plus avantageux par suite du récent changement dans la structure de nos prix.

Si l'on jette un regard sur les graphiques I et II qui donnent respectivement les exportations en volume absolu et en pourcentage de la production totale, on constate une poussée spectaculaire avec un point culminant en 1957 et une chute en 1958. Ces deux graphiques nous montrent à quel point les exportations, durant la crise de Suez, ont influencé notre production durant 1956 et 1957. En effet, durant cette période, la pénurie mondiale qui résulta de la crise du Moyen-Orient permit aux producteurs canadiens de pénétrer dans des marchés jusqu'alors inexplorés, tels que celui de la Californie. Ce dernier marché, qui importait de nous quelque

PIPELINE EDMONTON-MONTREAL

Graphique I

Graphique II

60,000 barils par jour en mai 1957, était disparu de la liste de nos clients en octobre de la même année. On peut s'expliquer alors assez facilement la chute constatée en 1958.

En somme, si l'on élimine les données relatives aux deux années 1956 et 1957, qui sont le résultat d'éléments artificiels et temporaires, on voit que nos exportations connaissent depuis 1951 une montée régulière qui présage bien de l'avenir si l'on considère que nos prix deviennent de plus en plus concurrentiels. Le premier marché qui attire notre attention est celui du Nord-Ouest des États-Unis, ou région de Puget Sound. Les premières exportations de pétrole brut canadien dans cette région débutèrent en 1954 avec la fin de la construction du pipeline Trans-Mountain. L'obtention de ce marché est essentiellement due à des considérations d'ordre stratégique de la part du gouvernement américain et plus particulièrement de la United States Petroleum Administration for Defense, qui favorisait le pétrole de l'Alberta comme source d'approvisionnement de la région du Nord-Ouest.

Le pipeline Trans-Mountain, par suite d'une demande toujours croissante, augmenta sa capacité originale de 75,000 à 250,000 barils par jour en 1957 en pleine crise de Suez. Cependant la fin du conflit, doublée d'une politique américaine de restriction sur les importations, provoqua une diminution très importante de nos exportations dans cette région. En effet, de 74,000 barils par jour en 1957, celles-ci tombèrent à 24,000 en 1958; cependant les restrictions sur le pétrole canadien ayant été levées par la suite, on doit se demander dans quelle mesure cette région peut être considérée comme débouché permanent.

La capacité de raffinage de la région de Puget Sound est maintenant de 150,000 barils par jour; la plupart des six raffineries qui s'y trouvent possèdent des intérêts dans le pétrole canadien ou dans le pipeline Trans-Mountain. Cependant ces compagnies ont aussi des réserves de pétrole au Venezuela ou au Moyen-Orient et l'on doit se demander s'il est plus avantageux pour elles d'importer de ces pays du pétrole brut qui leur appartient totalement, ou d'importer du Canada du pétrole selon le système du «prorata». Certes, le marché n'est soumis à aucune restriction officielle, mais il dépend cependant du choix des raffineurs quant à l'endroit où ils s'approvisionneront, selon leurs intérêts.

Si l'on considère que la demande des raffineurs de la région de Puget Sound était d'environ 70,000 barils par jour en juillet comparativement à 27,000 en mai, on peut espérer que les années à venir deviendront très prometteuses pour notre pétrole d'autant plus que certaines prévisions vont jusqu'à évaluer à quelque 190,000 barils par jour, en 1967, la capacité d'absorption de ce marché.

L'autre marché américain importateur de pétrole canadien est celui du Centre-Ouest. Ce marché, de par sa situation géographique, se trouve beaucoup moins sensible à la concurrence internationale. Au cours des quatre dernières années, nos exportations vers cette région furent respectivement de 15,800 barils par jour en 1955, 50,000 en 1956, 57,400 en 1957 et 61,300 en 1958. On constate donc un accroissement régulier pour un marché qui peut servir d'antichambre à un marché considérable, celui de Chicago. Une des caractéristiques du mouvement du pétrole vers ce marché, c'est qu'en 1956, 60 p.c. des exportations étaient originaires de l'Alberta tandis qu'en 1958 les deux tiers provenaient de la Saskatchewan. Cette dernière province, grâce à une production accrue et à sa proximité de la région du Centre-Ouest a pu profiter de l'augmentation de la demande.

Tableau IV

Raffineries de la région de Chicago et capacités respectives¹

Compagnies	Nombre de raffineries	Capacité (barils par jour)
Ashland Oil and Refining Co.....	3	72,000
Aurora Gasoline Co.....	2	59,500
Cities Service Co.....	1	53,000
Clark Oil and Refining Corp.....	1	30,000
Gulf Oil Corp.....	1	42,000
Naph-Sol Refining Co.....	1	5,250
Pure Oil Co.....	3	103,900
Sinclair Refining.....	1	111,000
Socony Mobil Oil Co.....	3	91,500
Standard Oil Co. of Indiana.....	1	209,000
Standard Oil Co. of Ohio.....	3	122,000
Sun Oil Co.....	1	95,000
The Texas Co.....	1	65,000
	22	1,059,150

1. Second rapport de la Commission royale d'Enquête sur l'Énergie, p. 41. Données fournies par le Bureau des Mines des États-Unis.

Un des événements déterminants dans l'obtention de ce marché fut de faire passer le pipeline Interprovincial par Superior, Wis. Les raffineries actuellement acheteuses de pétrole canadien ont une capacité totale de près de 90,000 barils par jour et environ les deux tiers de cette capacité sont approvisionnés par notre pétrole. On peut donc en déduire que même si les raffineries fonctionnaient à pleine capacité et que le pétrole canadien y fût consommé exclusivement, seulement 30,000 barils par jour pourraient y être ajoutés. Mais à côté de ce marché aux possibilités très limitées, un champ immense s'ouvrirait autour des Grands-Lacs. Jusqu'ici ce dernier marché a été saturé par le pétrole de la région du Golfe du Mexique, acheminé grâce à un réseau complet de pipelines. L'industrie canadienne peut difficilement espérer pénétrer là tant que le présent réseau de pipelines pourra satisfaire la demande. Plus de la moitié de la capacité totale de raffinage est en effet directement ou indirectement soumise aux mêmes contrôles financiers que les compagnies productrices canadiennes. Le tableau V montre la liste des entreprises concernées.

Tableau V
Raffineries opérant dans la région de Chicago et ayant
des affiliations avec des compagnies canadiennes

Compagnie américaine	Compagnie canadienne	Capacité (barils par jour)
Gulf Oil Corp.....	(British American Oil Co.).....	42,000
Standard Oil of Indiana.....	(Imperial Oil Ltd.).....	209,000
Standard Oil of Ohio.....	(Imperial Oil Ltd.).....	122,000
Sun Oil Co.....	(Sunoco Co.).....	95,000
The Texas Co.....	(Texaco).....	65,000

Il est loisible de prévoir que, lorsque les facilités actuelles de transport seront devenues insuffisantes, notre industrie pourra trouver des ouvertures de ce côté, étant donné la position avantageuse de notre pétrole quant au prix et les affiliations des grandes compagnies propriétaires de réserves canadiennes. Cependant cette possibilité ne peut vraisemblablement pas être envisagée à court terme et comme solution immédiate aux problèmes posés par notre excédent de capacité.

PIPELINE EDMONTON-MONTRÉAL

Le marché américain, donc, dans son ensemble, offre certes des possibilités assez limitées à court terme mais prometteuses à plus longue échéance. Si l'on élimine, en effet, les années exceptionnelles de la crise de Suez, la tendance générale est à la hausse.

* * *

Que ce marché s'ouvre plus largement dans l'avenir ou qu'il reste restreint comme il l'est actuellement, il faut considérer la possibilité de pousser le marché canadien plus à l'Est, c'est-à-dire vers Montréal. Puisqu'il est avéré que la prospérité de l'industrie canadienne du pétrole exige l'obtention de nouveaux marchés, celui de Montréal apparaît comme un substitut possible au marché américain. En fait, depuis une dizaine d'années, l'aire de distribution du pétrole brut canadien s'est constamment déplacée vers l'Est.

Le tableau VI et la carte qui l'accompagne nous montrent de façon assez évidente que la barrière économique effective du pétrole national se situerait, à l'heure actuelle, un peu à l'Est de

Tableau VI¹
Situation du pétrole, 1957
(en milliers de barils par jour)

	Col.- Brit.	Prairies	Ontario	Québec	Mari- times	Total
Demande						
Domestique.....	78	153	253	192	71	747
Exportation.....	99	56	2	—	1	158
Total.....	177	209	255	192	72	905
Offre						
Production de brut.....	1	495	2	—	—	498
Gaz naturel, etc.....	1	7	1	—	—	9
Importations-brut.....	—	—	22	243	41	306
—produits.....	14	3	23	28	26	94
Mouvements-brut.....	155	(286)	133	—	—	2
—produits.....	7	(9)	70	(76)	6	(2)
Variations.....	(1)	(1)	4	(3)	(1)	(2)
Total.....	177	209	255	192	72	905

1. Supplementary Submission to the Royal Commission on Energy, Imperial Oil Limited, juillet 1958, p. III-3.

la région de Toronto. Cette limite, selon les producteurs de l'Ouest, est très mobile de par sa nature et son histoire. En effet, lors de la découverte des premiers gisements de pétrole en Alberta, à cause des coûts élevés de l'extraction initiale, le pétrole brut ne pouvait être acheminé économiquement que vers les marchés environnants d'Edmonton puis de Calgary. Depuis, grâce à la construction de pipelines, notre pétrole a rapidement atteint la Côte du Pacifique et, à un rythme plus lent, le marché de Toronto. C'est donc dire que cette ligne imaginaire tend continuellement à se déplacer vers l'Est.

C'est en 1951, alors que le pipeline Interprovincial était complété jusqu'à Superior, Wis., que pour la première fois le pétrole brut canadien envahissait un marché autre que celui des Prairies. En effet, le transport de Superior à Sarnia par des navires-citernes permit une augmentation de production de 30,000 barils par jour. Plus tard, soit en 1954 et 1957, par suite de l'aménagement du pipeline jusqu'à Sarnia et Toronto, le pétrole brut canadien accrut son emprise sur le marché ontarien, comme en témoigne le tableau suivant, donnant les proportions respectives de pétrole importé et canadien utilisé dans les raffineries d'Ontario:

Actuellement le marché ontarien est littéralement envahi (98 p.c.) par le pétrole brut canadien, mais par ailleurs, 60,000 barils de produits finis importés y pénètrent quotidiennement. Évidemment pour assurer la saturation complète du marché ontarien, il

Tableau VII¹
Pétrole utilisé dans les raffineries d'Ontario

	Importé	Canadien	Total
1950.....	68.7	—	68.7
1951.....	48.7	30.0	78.7
1952.....	37.3	47.6	84.9
1953.....	30.3	73.2	103.5
1954.....	24.1	97.3	121.4
1955.....	26.6	107.0	133.6
1956.....	25.3	131.9	157.2
1957.....	21.7	137.1	158.8
1958.....	4.0	156.0	160.0

1. *Submission to the Royal Commission on Energy*, Imperial Oil Limited, mai 1958, p. 14. Les chiffres de 1958 proviennent de l'Office fédéral de la Statistique.

faudrait diminuer les importations de produits venant de Montréal par le pipeline Trans-Northern. Les compagnies propriétaires de ce pipeline ont de fait déclaré que ce transport serait graduellement remplacé d'ici 1962 par le raffinage de produits canadiens dans la région de Toronto. Ainsi, on peut prévoir qu'en 1962, le marché ontarien sera exclusivement approvisionné par du pétrole national; cependant, même dans ce cas, la demande n'aura été accrue que de 65,000 barils par jour, quantité certes insuffisante pour absorber les surplus de pétrole.

L'Alberta Oil and Gas Conservation Board a préparé un tableau illustrant la demande régionale de produits du pétrole, de 1955 à 1965 (tableau VIII). Ce tableau a été accepté par la majorité des grandes compagnies et par la commission Borden, qui a même soumis des chiffres pour 1966 et 1967 selon les normes de prévisions établies. Il révèle des points à la fois intéressants et importants pour l'industrie pétrolière; en effet la demande éventuelle de 1967 représenterait une augmentation de 52 p.c. c'est-à-dire que la consommation actuelle de 845,000 barils par jour serait augmentée à 1,281,000 en huit ans. Dans les régions actuellement pourvues de pétrole national, c'est-à-dire en excluant le Québec et

Tableau VIII¹
Demande régionale pour les produits du pétrole
au Canada, 1955 à 1967
 (en milliers de barils par jour)

Année	Colombie-Britannique	Prairies	Ontario	Québec	Provinces atlantiques	Total
1955.....	69	141	212	159	57	638
1956.....	81	149	243	183	62	718
1957.....	80	154	252	188	67	741
1958.....	85	163	270	199	72	789
1959.....	90	174	292	212	77	845
1960.....	95	184	312	224	82	897
1961.....	100	195	334	237	88	954
1962.....	105	205	354	249	92	1,005
1963.....	110	215	375	261	96	1,057
1964.....	116	226	394	274	101	1,111
1965.....	122	237	414	288	106	1,167
1966.....	128	248	434	303	111	1,224
1967.....	134	259	454	378	116	1,281

1. Tiré du *Second Rapport* de la Commission royale d'Enquête sur l'Énergie, p. 85.

les provinces maritimes, on assisterait à un accroissement de la demande de l'ordre de 290,000 barils par jour.

L'optimisme de ces prévisions s'explique par le désir commun des grandes compagnies d'augmenter le nombre des raffineries, surtout dans la région de Toronto. Plusieurs ont été complétées dernièrement, d'autres sont en chantier tandis que plusieurs projets sont en bonne voie. L'expansion du marché ontarien au cours des prochaines années semble telle que certains craignent même que les raffineries de Montréal n'en soit affectées.

Cette analyse du marché d'exportation et du marché canadien actuellement approvisionnés par le pétrole brut national, nous permet d'envisager d'ici 1962 une augmentation, tout en demeurant très conservateur sur les possibilités du marché d'exportation. Cette prédiction suppose que le pétrole canadien demeure avantageux pour l'Ontario et que cette dernière province devienne un marché exclusif du pétrole canadien. Ainsi, on peut prévoir une augmentation de la demande de 150,000 barils par jour pour le marché canadien, de l'ordre de 40,000 barils pour la région de Puget Sound correspondant à une pénétration plus intense dans ce marché, et de 10,000 barils dans la région du Centre-Ouest, reflétant une augmentation normale de la demande.

Or le marché de Montréal, si ardemment convoité par les producteurs indépendants de l'Ouest, représente une capacité de raffinage largement supérieure à 200,000 barils par jour. L'attrait de ce marché pour les producteurs indépendants se conçoit du fait que son obtention signifierait l'acquisition d'un marché stable, non soumis à la multitude de facteurs politiques et économiques qu'implique tout marché d'exportation.

La région de Montréal a toujours constitué le plus grand centre de raffinage au Canada et jusqu'ici tout le pétrole qui y a été raffiné a été importé, principalement du Venezuela. La concentration de l'industrie du raffinage dans cette région résulte de son accès facile d'une part par le pipeline Portland-Montréal et d'autre part par l'intermédiaire du port de Montréal.

On constate dans le tableau IX qu'environ 74 p.c. du pétrole importé pour fins de raffinage à Montréal provient du Venezuela tandis que Kuweit et l'Arabie Séoudite sont à l'origine du quart de nos importations. Il est fort possible que la quantité de pétrole

L'ACTUALITÉ ÉCONOMIQUE

brut actuellement raffiné dans la région de Montréal demeure presque stable durant les cinq prochaines années. En effet, l'augmentation normale de la demande compensera la perte graduelle de certains marchés ontariens qui consomment actuellement des produits raffinés à Montréal jusqu'à concurrence de 60,000 barils par jour.

Après cette période d'ajustement l'on peut prévoir une augmentation assez constante de la quantité demandée. Dans le tableau VIII, l'Alberta Oil and Gas Conservation Board prédisait un total de 288,000 barils par jour pour la province de Québec, selon une augmentation approximative de 12,000 barils par année. D'autre part, le marché des Maritimes sera probablement perdu pour les raffineries montréalaises. En effet, la seule raffinerie qui y existe actuellement est celle de l'Imperial Oil Limited à Halifax, d'une capacité de 49,000 barils par jour. Cependant, Irving Oil Company Limited entreprend maintenant la construction d'une raffinerie à St-Jean, N.-B., d'une capacité de 40,000 barils, ce qui saturera la demande locale. En 1958, en effet, la demande totale pour les Maritimes était de 72,000 barils. On voit que le marché des raffineries montréalaises est refoulé par des pressions bilaté-

Tableau IX
Capacité de raffinage et importations à Montréal

Compagnies	Capacité ¹	Importations 1957 ²	Source
Imperial Oil Ltd.	71,800	70,000	Venezuela
Shell Oil Company of Canada Ltd.	60,000	30,000	Venezuela
		30,000	Kuweit
Texaco Canada Ltd.	59,000	34,800	Venezuela
		3,000	Trinidad
		19,000	Arabie Séoudite
		300	États-Unis
B.A. Oil Co. Ltd.	45,000	43,000	Venezuela
Can. Petrofina Ltd.	29,000	16,000	Kuweit
B.P. Refinery Can. Ltd.	30,000	(en construc- tion)	
	294,800	246,100	

1. Chiffres tirés de *Petroleum Refineries in Canada*, janvier 1959, p. 6, Ministère des Mines et Relevés techniques, Ottawa.

2. Chiffres présentés à la Commission Borden, *Rapport*, p. 106.

rales; d'une part le marché ontarien deviendra l'exclusivité des raffineries de Toronto et de Sarnia, tandis que d'autre part, les Maritimes par l'addition d'une raffinerie pourront désormais satisfaire leur demande. La question que nous nous poserons au cours des pages qui suivent est celle-ci: étant donnée la perte éventuelle de certains marchés, peut-on pratiquement obliger les raffineries montréalaises à absorber certains quotas de pétrole canadien, quotas qui sont essentiels au financement d'un pipeline qui acheminerait le pétrole canadien à Montréal?

* * *

Abordons maintenant l'exposé des deux thèses opposées concernant la construction d'un pipeline entre l'Alberta et Montréal. Commençons par le groupe des indépendants, que nous désignons aussi parfois sous le nom de «groupe Home Oil» parce que cette dernière compagnie a joué le rôle de porte-parole pour un grand nombre de ces producteurs.

La construction d'un pipeline transportant le pétrole canadien à Montréal apparaît aux yeux des producteurs indépendants comme une question de survivance. Ils prétendent que le taux de production par rapport à la capacité ayant atteint un minimum de 39.2 p.c. en 1958, il apparaît urgent de trouver des marchés nouveaux au pétrole canadien afin de permettre aux producteurs de survivre et de poursuivre leurs travaux de recherche. Le marché américain, l'expérience l'a démontré, est trop soumis à des aléas, tant économiques que politiques, pour être considéré comme un débouché sûr et définitif; le marché de Montréal semble être ainsi le seul qui puisse assurer une certaine permanence à l'industrie productrice.

Bien plus, le groupe Home Oil prétend pouvoir acheminer économiquement le pétrole canadien à Montréal; c'est-à-dire de façon que le pétrole canadien concurrence le pétrole importé aux prix actuels. Dans le but de se former une opinion sérieuse sur la question, le groupe Home Oil retint les services d'un groupe d'économistes dirigés par M. V. Levy de New-York. Ceux-ci produisirent un rapport dont une des principales conclusions fut de mettre en doute le caractère économique du projet, comme en

témoigne M. J.-R. Brown jr. président de Home Oil Company Limited:

« Avant de recevoir le rapport Levy, nous avions pris pour acquis que le marché du pétrole brut était régi par les lois économiques normales. M. Levy, cependant, fit remarquer que les grandes compagnies internationales avaient mis la main sur d'énormes réserves de pétrole à l'étranger. L'existence de ces réserves étrangères a donné naissance à l'établissement d'une 'préférence commerciale' incontestable en faveur du raffinage du pétrole de leurs propres concessions plutôt que du pétrole national soumis au régime des quotas. »¹

Ainsi, par suite des ententes préalables entre filiales et compagnies-mères, les producteurs indépendants prétendent-ils que l'argument des grandes compagnies d'exclure le pétrole canadien du marché de Montréal aux fins de maintenir des conditions économiques normales, n'est qu'un prétexte, car les rouages fondamentaux d'une économie saine sont viciés par l'existence de ce favoritisme.

Le rapport Levy, étudiant la possibilité d'acheminer le pétrole brut à Montréal par le système de pipeline Interprovincial, conclut à un désavantage de 25 cents par baril pour le pétrole canadien comparé avec le pétrole vénézuélien, déficit qui devrait normalement, prétend-il, être absorbé conjointement par les producteurs, la compagnie de transport et un tarif sur le pétrole importé. Non satisfait de cette conclusion, le groupe Home Oil recourut aux services de la firme d'ingénieurs Dutton-Williams, qui parvint à la conclusion que le pétrole pourrait être transporté à un coût de 51.8 cents grâce à un nouveau pipeline de 30 pouces de diamètre. Ce coût permettrait le raffinage du pétrole à Montréal sans réduction des prix à la tête du puits et sans augmentation du prix au consommateur québécois. D'après ce calcul le pétrole canadien coûterait à Montréal 3.16 dollars le baril tandis que le prix du pétrole vénézuélien varie actuellement entre 3.07 et 3.28 dollars; ainsi le pétrole national ne souffrirait d'aucun désavantage. La supériorité du nouveau pipeline sur le pipeline Interprovincial semble évidente, si l'on considère que le pétrole canadien coûte 72 cents de transport aux raffineurs de Sarnia et 64 cents à ceux de Toronto, par le pipeline Interprovincial, alors qu'il n'en coûterait que 52 cents pour les raffineurs de Montréal avec le nouveau pipeline.

De concert avec Dutton-Williams, le groupe Home Oil poursuivit ses recherches et recommanda dans un rapport final un

1. Discours prononcé par M. J.-R. Brown aux Bermudes, le 26 février 1959.

PIPELINE EDMONTON-MONTRÉAL

pipeline de 36 pouces de diamètre jusqu'à Superior et de 34 pouces de Superior à Montréal en passant par Sault Ste-Marie et North Bay avec des capacités absolues variant de 410,000 à 733,000 barils par jour. Ce pipeline serait le plus gros au monde et coûterait environ 395,000,000 de dollars. Cette proposition finale de Dutton-Williams apparaît encore plus économique que la précédente, donnant un coût de transport de 48.1 cents pour un prix de 3.145 dollars le baril.

Tableau X
Coûts de transport selon Dutton-Williams
(en cents par baril)

	Interprovincial	Pipeline de 34" et 36"
Redwater-Superior.....	44	22.2
Redwater-Sarnia.....	64	39.6 (North-Bay)
Redwater-Toronto.....	72	—
Redwater-Montréal.....	—	48.1

Dans la mesure où ces données peuvent être acceptées, la position de concurrence du pétrole canadien sur le marché de Montréal ne semble faire aucun doute. Les producteurs indépendants soulignent, cependant, la nécessité d'une action gouvernementale pour que les raffineurs montréalais s'approvisionnent d'une quantité suffisante de pétrole brut canadien pour la durée de l'amortissement du pipeline. Ainsi pour éviter que les raffineurs montréalais ne recourent à la «préférence commerciale», le groupe Home Oil croit-il qu'une politique de contingents sur les importations serait peut-être nécessaire. Mais il insiste sur le fait que l'imposition de ces contingents n'est pas causée par une incapacité de concurrencer le pétrole étranger, mais par la tendance des compagnies internationales à exploiter leurs réserves mondiales sans tenir compte de la concurrence des prix. On ajoute qu'une politique de contingents sur les importations de produits raffinés devrait probablement être appliquée aussi afin de permettre une utilisation maxima de pétrole brut canadien dans les raffineries montréalaises.

Poursuivant la même ligne de pensée, le groupe Home Oil prétend que ce super-pipeline serait très avantageux pour l'Ontario

où les coûts de transport diminueraient dans une proportion de 44 p.c. Le marché Ontario-Québec serait donc considéré comme une entité qui, par sa capacité de consommation, profiterait de coûts toujours décroissants. Un autre aspect invoqué est celui qu'un tel pipeline permettrait des profits à la fois suffisants et indispensables à la constitution d'une saine industrie canadienne du pétrole. En effet, ce point revêt une importance considérable dans l'argumentation des producteurs indépendants. Les grandes compagnies internationales peuvent, à cause de leurs affiliations, supporter facilement une production faible de leurs puits de l'Ouest car elles n'en dépendent pas, leurs profits étant surtout réalisés par les raffineries, alors que les bénéfices des compagnies indépendantes sont directement liés à leur production.

Même si les arguments concernant la position de concurrence du pétrole canadien à Montréal peuvent laisser le gouvernement un peu sceptique, on peut se poser la question suivante: le pétrole n'est-il pas trop vital dans l'économie canadienne pour que l'État reste indifférent à une cessation des investissements dans ce secteur, qui a vu engloutir quelque cinq milliards de dollars depuis la guerre, si l'on y ajoute le gaz naturel? N'y aurait-il pas lieu pour le gouvernement d'empêcher une disparition éventuelle de certains producteurs canadiens par une politique favorisant une expansion des marchés actuels? Dans cette optique, il semble que le marché de Montréal soit le seul débouché susceptible de maintenir l'intérêt des bailleurs de fonds.

Quant à l'argument des adversaires du pipeline, selon lequel les producteurs canadiens devraient diriger surtout leurs activités vers le marché des États-Unis, le groupe Home Oil prétend qu'à cause de la «préférence commerciale», il est presque impossible aux producteurs canadiens d'y pénétrer. En effet, avant que le gouvernement américain ne lève les restrictions sur les importations canadiennes de pétrole, les grandes compagnies prétendaient que si Washington levait ses restrictions, le pétrole brut canadien pourrait y être vendu. M. J.-R. Brown jr., président de Home Oil, répondait alors à cette objection en affirmant que les restrictions américaines aux importations n'empêchent pas un seul baril de notre pétrole de pénétrer sur notre soi-disant marché naturel d'exportation. La décision, d'après M. Brown, relève beaucoup

plus des compagnies internationales que du gouvernement américain.

Maintenant que Washington a décidé d'exempter le Canada de ses restrictions sur le pétrole, il importe aux grandes compagnies de relever ce défi et de permettre l'exportation une fois les portes ouvertes. L'avenir jugera de la valeur de l'argument de la «préférence commerciale» et comme l'ont suggéré les recommandations de la Commission Borden, un délai de deux ans devrait nous en dire plus long sur les possibilités du marché américain et sur les intentions des grandes compagnies.

Un autre argument utilisé par le groupe Home Oil, a trait à la nécessité pour le Canada de préparer son économie en considérant les possibilités de conflits éventuels. Actuellement, les navires-citernes peuvent sillonner les mers librement; cependant si une guerre éclatait, ils seraient exposés continuellement. Le Canada doit assurer une sécurité d'approvisionnement à tout le continent et cette idée ne peut être négligée dans un programme de défense nationale.

Les producteurs indépendants prétendent au surplus que l'acheminement du pétrole brut canadien à Montréal permettrait au pays de diminuer considérablement son déficit commercial, qui dépasse un milliard de dollars annuellement. En effet, si l'on calcule rapidement: 250,000 à 275,000 barils par jour à environ 3 dollars le baril forment un total dépassant 250 millions de dollars par année. Ils croient que le Canada doit tendre à diminuer son déficit et par le fait même diminuer les entrées de capitaux nécessaires pour financer ce déficit.

Considérant, enfin, les effets salutaires d'un projet de pipeline, ils affirment qu'il y aurait un certain relâchement dans la crise du chômage. En effet, l'obtention du marché de Montréal aurait pour effet de stimuler la production et les travaux d'exploitation et par le fait même l'embauche d'une main-d'œuvre plus nombreuse. D'ailleurs la construction d'un pipeline de près de 400 millions de dollars fournirait de l'emploi à des milliers de Canadiens pour une période de plus de deux ans tout en permettant à l'économie canadienne et plus particulièrement à l'industrie de l'acier de connaître un essor marqué.

* * *

Une thèse aussi catégorique ne devait pas manquer d'attirer une riposte tout aussi ferme de la part des grands producteurs internationaux. Ceux-ci utilisèrent une foule d'arguments centrés sur le fait que l'acheminement du pétrole canadien vers Montréal constitue un geste anti-économique. Ils prétendirent que le coût du pétrole importé était plus bas que ne l'avaient supposé les compagnies indépendantes et que le coût de transport unitaire du pétrole canadien ne pourrait être réduit à moins de 60 cents le baril.

British American Oil dans son mémoire à la Commission royale sur l'Énergie indiqua certains désavantages de prix que le pétrole canadien devait encourir par rapport au pétrole brut importé à Montréal (tableau XI).

Cette estimation a été faite au début de 1958; on sait que depuis lors le pétrole vénézuélien a connu deux diminutions de prix successives au début de 1959, tandis que le prix du pétrole canadien baissait de 14 cents en avril 1959. Les écarts seraient ainsi probablement élargis par suite de ces variations dans les prix mondiaux.

Pour sa part, l'Imperial Oil Limited présenta une étude comparative des coûts respectifs du pétrole importé du Venezuela et du pétrole canadien à Montréal.

L'écart de 27 cents que nous suggère le tableau XII serait augmenté de quelque 11 cents, si l'on tient compte des derniers changements de prix. Le coût de transport de 60 cents par baril est certes plus élevé que le coût de 43 cents proposé par Dutton-

Tableau XI
Estimation des coûts de transport et des coûts totaux
des différents pétroles bruts à Montréal
(en dollars)

Source	Coût de transport et coûts divers	Coût total	Pétrole brut de Redwater Est
Redwater	0.78	3.50	—
Kuweit	1.20	3.05	0.45 plus cher
Arabie	1.15	3.23	0.27 " "
Venezuela	0.38	3.24	0.26 " "

1. Submission by the British American Oil Company Limited, Calgary, Alberta, mai 1958, p. 20.

Williams, mais n'est nullement invraisemblable en comparaison des données de Canadian Bechtel Limited que nous étudierons plus loin. Même en adoptant la proposition de Dutton-Williams, que les raffineurs de Montréal jugent irréaliste, un écart de 26 cents persisterait.

De ce dernier argument, selon lequel le pétrole national ne peut concurrencer le pétrole importé à Montréal, il s'ensuit une argumentation sur les conséquences d'un marché artificiel. Premièrement, on prétend que pour obtenir le marché montréalais, l'intervention gouvernementale serait nécessaire et se manifesterait de

Tableau XII

Comparaison des prix courants du pétrole importé et du prix théorique du pétrole canadien à Montréal

(en dollars par baril)

	Redwater	Guanipa
A—Coûts en dollars américains		
Prix affiché F.O.B.		2.800
Taux des navires pétroliers (O.S.M.C.—45 p.c.) ..		0.226
Manipulation.		0.035
Allocation-pipeline.		0.015
Tarif du pipeline (portion américaine).	0.270	0.060
	<hr/>	<hr/>
	0.270	3.136
Équivalent en monnaie canadienne (1 dollar américain=97 cents canadiens).	0.62	3.042
B—Coûts en dollars canadiens		
Prix au puits.	2.560	
Acheminement vers Edmonton.	0.083	
Allocation pour pipeline.	0.026	
Tarif du pipeline Edmonton-Montréal (portion canadienne).	0.330	0.030
	<hr/>	<hr/>
Sous-total.	2.999	3.072
Total du coût en monnaie canadienne.	3.261	3.072
AJOUTER:		
Compensation pour non-utilisation du pipeline Portland-Montréal.	0.07	
Intérêt sur stocks supplémentaires.	0.01	
	<hr/>	<hr/>
Coût net.	3.34	3.07

1. Submission to the Royal Commission on Energy, Imperial Oil Ltd., mai 1958, p. 26.

trois façons: par des quotas sur les importations, par des tarifs ou par des subventions. L'imposition de quotas, les grandes compagnies l'admettent, ne poserait pas de problème administratif au début, sauf que l'on devra imposer aux raffineries des Maritimes d'importer seulement les quantités nécessaires à l'approvisionnement du marché local. Les plus grandes difficultés viendraient des importations de produits raffinés. Celles-ci permettent d'ordinaire d'équilibrer l'offre et la demande globale; elles seraient cependant désormais soumises aux prévisions très arbitraires établies par l'État. Il pourrait en résulter des conséquences assez dangereuses dans la détermination des stocks et la formation de surplus ou de déficits fâcheux pour l'industrie. De plus, le danger de discrimination à l'égard de certains raffineurs rendrait l'administration du système très délicate, surtout si les écarts de prix entre le pétrole canadien et le pétrole importé augmentaient.

Quant à l'imposition de droits de douane, elle éviterait la possibilité de discrimination entre les raffineurs. Cependant l'établissement du niveau souhaitable de droits serait probablement difficile à réaliser. Les conditions variant constamment, il faudrait les rajuster à tout moment. Par exemple, il est difficile de prévoir jusqu'à quel point le Venezuela serait porté à baisser ses prix pour conserver son marché au Canada. De plus on peut imaginer les implications multiples qu'une telle politique engendrerait dans les relations du Canada avec GATT. Le Venezuela perdant environ 95 p.c. de ses exportations vers le Canada exercerait certes de fortes pressions lors des entretiens internationaux.

La troisième méthode de protection gouvernementale est celle des subventions, grâce auxquelles l'État compenserait l'écart entre les deux prix en subventionnant les raffineurs de Montréal. Les répercussions qu'une telle politique pourrait avoir dans le public sont assez faciles à prévoir et ne méritent même pas de discussion. Étant donné la position désavantageuse du pétrole canadien à Montréal, les raffineurs ne sont pas prêts à s'engager à acheter du pétrole canadien dans une proportion de 80 p.c. de leurs besoins, pour une période de 15 ou 20 ans, comme l'a suggéré un groupe de compagnies indépendantes. Or un engagement de ce genre serait une condition *sine qua non* du financement du pipeline. Voici la réaction d'une des compagnies, telle qu'énoncée par M. Vernon

Taylor, directeur général de la production d'Imperial Oil Ltd. pour la région de l'Ouest.

« Nous de l'Imperial Oil, nous sommes penchés sur ce problème depuis cinq ans. Aucune compagnie en Alberta n'a plus d'intérêt que nous à trouver de nouveaux débouchés. Toutefois, je suis sûr qu'en tant qu'hommes d'affaires vous vous rendez compte de nos problèmes. En somme, on demande à notre compagnie d'offrir une garantie qui nous coûtera entre 75 et 100 millions de dollars pour l'établissement d'une voie de transport qui, nous en sommes certains, est incapable de faire face à la concurrence sans limitation gouvernementale des importations. »¹

Les raffineurs prétendent d'autre part que la production du Québec, par suite de l'accroissement de la capacité de raffinage de l'Ontario et des Maritimes, perdra de son importance et c'est une autre raison qui les pousse à croire qu'il serait présomptueux de s'aventurer de la sorte dans un projet à long terme de 15 ou 20 ans. De plus, il existe certaines différences dans les caractéristiques du pétrole brut national et du pétrole importé, et quelques raffineries montréalaises sont équipées spécialement pour le raffinage d'un pétrole brut très différent du pétrole national.

Un autre argument présenté par les compagnies internationales et repris par certains groupements québécois, dont la Ligue d'Action Civique, est celui du coût supérieur qui serait absorbé par le consommateur. Ils prétendent que la concurrence entre les différents combustibles: huile, charbon et gaz naturel, est très vive et que tout coût additionnel encouru par l'un ou l'autre des combustibles le placerait dans une position nettement désavantageuse. En 1957, environ 50 p.c. de la production pétrolière globale des raffineries du Québec et des Maritimes consistaient en combustibles; il est donc important pour l'industrie de conserver ses prix le plus bas possible afin de résister à la concurrence qui s'avive constamment.

Le port de Montréal, ajoute-t-on, serait lourdement affecté si l'on décidait de limiter les importations de pétrole. Environ seulement 10 p.c. du pétrole brut importé à Montréal entre par bateau; cependant, au point de vue tonnage, ce pourcentage est très important pour les arrivages du port de Montréal comme nous l'indique le tableau XIII:

1. « A Producer's View of the Oil Business », allocution de M. Vernon Taylor, gérant de la production d'Imperial Oil pour la région de l'Ouest, au Club Kiwanis, Edmonton, Alberta, 5 août 1958.

Les raffineurs de Montréal estiment que la Province de Québec porterait à elle seule le triple fardeau d'un tel projet. En effet, les raffineries elles-mêmes devraient s'engager pour une longue période à fonctionner avec un coût des matières premières supérieur. Deuxièmement, le consommateur québécois devrait payer de 2 à 4 cents de plus pour un gallon d'essence ou d'huile à chauffage, ainsi que le laisse prévoir le Mémoire de la Ligue d'Action Civique. Finalement, le port de Montréal deviendrait une autre victime en subissant la perte de 15 p.c. de ses arrivages.

D'autre part, le pipeline Portland-Montréal qui transporte 90 p.c. des importations pénétrant à Montréal appartient aux cinq raffineries montréalaises: l'Imperial Oil, la Shell Oil, la Texaco, la British American Oil et la Canadian Petrofina. Il va sans dire que ces compagnies réclameraient une compensation pour l'abandon du pipeline. On a évalué que ce dédommagement occasionnerait un coût de 7 cents par baril, imputé au coût de transport du nouveau pipeline. Les raffineurs de Montréal indiquent que les producteurs indépendants n'ont jamais, dans leurs estimations, envisagé cet aspect du problème et que des compensations analogues devraient être versées pour le pipeline Trans-Northern et le pipeline Interprovincial qui deviendraient aussi inutiles.

Alors que les producteurs indépendants envisagent le problème d'un bas niveau de production comme une menace permanente à l'industrie canadienne, les grandes compagnies prétendent que l'industrie pétrolière traverse en ce moment une période de diffi-

Tableau XIII
Arrivages au port de Montréal, 1950 à 1957
(en tonnes)

Année	Total	Pétrole brut	Pourcentage
1950.....	8,579,024	2,284,702	26.6
1951.....	6,797,082	1,345,935	19.8
1952.....	6,942,228	801,417	11.5
1953.....	8,407,153	869,231	10.3
1954.....	8,859,959	1,215,553	13.7
1955.....	8,550,659	980,318	11.7
1956.....	9,284,346	1,621,571	17.4
1957.....	8,071,509	1,100,296	13.6

1. Mémoire soumis à la Commission Borden, Ligue d'Action Civique, sept. 1958, p. 38; Rapport annuel du Conseil des Ports nationaux du Canada, 1950 à 1957.

cultés qu'elle surmontera dans un bref délai. Le point de vue de la compagnie Shell Oil résume fort bien l'opinion générale:

«Personne n'est plus intéressé que notre compagnie à obtenir de nouveaux marchés pour le pétrole brut canadien; nous augmenterions ainsi nos revenus et obtiendrions un certain rendement sur nos investissements très importants dans l'Ouest canadien. Ce que nous craignons, c'est l'incapacité de résister à la tentation de guérir des difficultés à court terme de nature cyclique par des mesures foncièrement anti-économiques, très dangereuses à long terme pour l'économie du Canada, et qui ne peuvent être maintenues que par des moyens artificiels.»¹

Les grandes compagnies considèrent que l'expansion prochaine des marchés naturels du pétrole canadien est la solution idéale. La saturation du marché ontarien et l'augmentation prévue des exportations aux États-Unis, surtout dans la région de Puget Sound, devraient à leur avis constituer une demande suffisante.

Les grandes compagnies soulèvent un autre problème en alléguant que cette situation de bas niveau de production par rapport à la capacité est presque inévitable selon le système de prorata présentement utilisé dans les provinces de l'Ouest. Ce système stimule les accroissements de capacité en ce sens que chaque producteur se voit accorder un certain quota de distribution par le gouvernement provincial: lorsque la production fait mine de hausser et que les rendements sont bons, on essaye d'augmenter sa capacité de production pour augmenter son quota et par suite son revenu. On constate un manque de souplesse du côté de l'offre de pétrole; en effet, sur un marché normal, la limitation de l'offre se fait par le retrait des producteurs marginaux tandis que dans le système de prorata, le producteur marginal est encouragé à produire davantage.

De 1947 à 1957, le système n'a pas posé de problèmes à cause de l'essor continu de l'industrie caractérisé par une constante pénétration sur des marchés nouveaux; cependant, les grandes compagnies prétendent que cette période de croissance très rapide est terminée et que déjà nous ressentons les effets nocifs d'un tel système.

Cette position cherche à démontrer que la relation établie entre la production réelle et la capacité n'est pas un critère significatif de la situation d'une industrie dans un système de prorata.

1. *Submission to the Royal Commission on Energy*, Shell Oil Company of Canada, p. 26.

C'est ainsi que cette entreprise suggère une autre méthode pour comparer les industries productives des différents pays: soit le rapport entre les réserves et la production annuelle.

Tableau XIV
Rapport entre les réserves et la production annuelle
pour différents pays¹

Pays	Production annuelle (millions de barils)	Réserves	Rapport
Canada.....	181.7	2,750.0	15.1
États-Unis.....	2,551.8	30,434.6	11.9
Venezuela.....	1,040.6	15,890.0	15.3
Moyen-Orient.....	1,286.6	154,416.0	120.0

Les producteurs indépendants, dans leur argumentation, ont beaucoup insisté sur la «préférence commerciale» régissant les transactions sur le marché mondial du pétrole. On se souvient qu'ils ont souligné que cette pratique compromettrait le fonctionnement normal du marché pétrolier. Ils prétendaient que les compagnies canadiennes, contrôlées jusqu'à concurrence de 75 p.c. des actions par des entreprises américaines ou britanniques, ne pouvaient être gérées sur une base strictement canadienne et indépendante; cette situation provoquerait des courants internationaux motivés non par une concurrence libre, mais par une préférence ne tenant pas ou tenant peu compte des prix.

Les grandes compagnies ont réagi violemment contre cette accusation. Tout en admettant le contrôle financier par des compagnies-mères, elles répondirent que ces dernières ne contrôlaient cependant pas l'administration de l'entreprise canadienne, qui était une entité autonome. Les raffineurs de Montréal affirmèrent que si d'autres producteurs offraient des prix plus bas que les prix des producteurs affiliés, ces offres seraient acceptées indiscutablement. Cependant, à égalité de prix et de service, il n'était que normal que les achats se fissent chez des producteurs appartenant aux mêmes intérêts.

* * *

1. *Supplementary Submission to the Royal Commission on Energy*, Imperial Oil Ltd., juillet 1958, p. II-3.

L'étude des deux thèses, nous permet de mesurer les écarts importants qui existent entre les estimations faites par les compagnies indépendantes et celles qui émanent des grandes compagnies, à tel point que les premières nous présentent le pétrole canadien comme pouvant concurrencer le pétrole importé à Montréal tandis que les dernières concluent à un résultat contraire.

Nous nous reportons maintenant à des calculs préparés par Canadian Bechtel Limited pour le compte de la Commission Borden. Cette étude peut être considérée comme étant tout à fait impartiale; elle ne contient aucune recommandation spécifique et constitue fondamentalement une étude technique des différentes routes possibles d'un pipeline transcanadien, faite par une compagnie d'ingénieurs spécialisés dans la construction de pipelines.

Il existe deux façons de transporter le pétrole canadien à Montréal: soit par un nouveau pipeline, soit par le prolongement du pipeline Interprovincial. Trois routes distinctes ont été proposées pour la construction d'un pipeline direct d'Edmonton à Montréal.

A) Pipeline parallèle au Trans-Canada Pipeline.....	2,100 milles
B) Pipeline passant par Superior (Wis.), Sault Sainte-Marie
et North-Bay.....	2,060 "
C) Pipeline passant par Superior (Wis.), Sarnia et Toronto....	2,245 "

L'étude comparative de ces voies tient compte d'un pipeline identique de 30 pouces de diamètre ayant un débit moyen de 255,000 barils par jour et une capacité totale de 300,000 barils. Les coûts apparaissent au tableau XV, soit respectivement 395,345 et 368 millions de dollars, pour les routes A, B et C. On constate qu'au point de vue capitalisation, la route B par Sault-Ste-Marie et North-Bay est la plus économique. Canadian Bechtel estime que le financement devrait se faire dans la proportion de 75 p.c. par l'émission d'obligations et de 25 p.c. par l'émission d'actions. Cette haute proportion de la dette à long terme se justifie par le peu de rendement que peut offrir un pipeline, surtout dans les premières années d'exploitation. Ainsi, il importe d'emprunter le plus possible afin que le rendement sur le capital soit raisonnable.

Un exemple fera comprendre ce raisonnement. Supposons un pipeline coûtant 400 millions de dollars, financé dans un premier cas à 100 p.c. par des actions, dans un deuxième à 75 p.c. par des obligations et 25 p.c. par des actions. Pour obtenir un rendement

après impôt de 10 p.c. sur le capital, il faudrait un revenu annuel de 98 millions de dollars dans le premier cas et de 57 millions dans le deuxième, en supposant que le taux d'intérêt sur les obligations soit de 5 p.c. À la lumière de ces données, il semble assez évident que le financement d'un pipeline doit se faire surtout par des émissions d'obligations sur le marché, tout en tenant compte des conditions d'emprunts. Il est à noter que le taux d'intérêt utilisé dans la démonstration est de 5 p.c. et qu'il ne correspond pas exactement aux conditions actuelles du marché obligataire; cependant cette circonstance n'affecte en rien le principe en jeu dans la démonstration.

Tableau XV
Évaluation du coût d'un pipeline
d'après Canadian Bechtel Limited¹

	Route A via Trans- Canada Pipeline	Route B via Sault- Ste-Marie	Route C via Grands- Lacs
Description			
Diamètres en pouces.....	30	30	30
Longueurs en milles.....	2,100	2,060	2,245
Débit possible (barils par jour).....	300,000	300,000	300,000
Volume moyen (barils par jour).....	255,000	255,000	255,000
Nombre de pompes.....	9	9	10
Tonnage.....	630,000	610,000	670,000
Coûts (en milliers de dollars)			
Pipeline.....	268,720	232,495	248,258
Pompes.....	33,550	33,550	37,300
Coût des réservoirs.....	5,422	5,422	5,422
Frais d'administration.....	840	840	980
Frais de communications.....	1,150	1,131	1,232
Taxes.....	19,515	13,661	13,487
Autres.....	59,296	51,774	55,240
Coût total moins fonds de roulement.....	388,493	338,813	361,919
Fonds de roulement.....	1,000	1,000	1,000
Coût total.....	389,493	339,813	362,919
Dépenses de financement.....	5,842	5,097	5,444
Coût total du projet.....	395,335	344,910	368,363

1. *Oil in Canada*, mémoire de la Canadian Bechtel Limited, 24 novembre 1958, p. 22.

PIPELINE EDMONTON-MONTRÉAL

Il ne suffit pas, cependant, de savoir que la route B telle que désignée par la Canadian Bechtel est la plus économique au point de vue capitalisation. Il importe aussi de considérer laquelle permet un coût de transport minimum en tenant compte de tous les frais d'exploitation.

Nous voyons, d'après le tableau XVI, que le rapport de la Canadian Bechtel Limited rejoint les vues du rapport Dutton-Williams et du groupe Home Oil quant au choix de la route d'un pipeline direct Edmonton-Montréal, c'est-à-dire la route B passant par Superior (Wis.), Sault-Ste-Marie et North-Bay. Cette route semble la plus économique tant au point de vue capitalisation, qu'au point de vue exploitation, puisqu'elle permet de transporter le pétrole à un coût de 73.9 cents par baril, comparativement à 83 cents et 78.8 cents pour A et C. Cependant, il existe un écart de 25 cents entre les deux estimations de 48 et 73 cents et il semble assez difficile de prouver qu'il est dû uniquement à la différence de

Tableau XVI
Estimations sur les coûts de transport¹

	Route A Trans- Canada	Route B Sault- Ste-Marie	Route C Grands- Lacs
1—Volumes livrés			
moyen (barils par jour).....	255,000	255,000	255,000
total (barils par jour).....	300,000	300,000	300,000
(milliers de barils par année).....	93,075	93,075	93,075
2—Coût de construction			
(en milliers de dollars).....	389,493	339,813	362,919
3—Coût de transport annuel			
(en milliers de dollars)			
Opération.....	8,844	8,358	8,796
Amortissement.....	13,597	11,858	12,667
Amort. de la dépense de financement..	234	204	218
Intérêt.....	14,825	12,934	13,814
Taxes générales.....	3,885	3,388	3,619
Taxe sur le revenu.....	17,270	15,068	16,092
Profit net.....	19,475	16,991	18,146
Total.....	78,130	68,801	73,352
Coût par baril (en dollars).....	0.839	0.739	0.788

1. Oil in Canada, mémoire de la Canadian Bechtel Limited, 24 novembre 1958, p. 22.

diamètre des pipelines. En effet, si l'on considère un pipeline de 36 pouces de diamètre jusqu'à Superior, puis de 34 pouces jusqu'à Montréal, comme le suggère la firme Dutton-Williams, on aboutit à un coût de transport annuel certainement supérieur à 68,801,000 dollars (estimation B du tableau XVI) dû principalement à une augmentation des dépenses d'intérêt et d'amortissement. Il est, par ailleurs, fort improbable qu'on puisse répartir le coût total sur un volume moyen plus élevé que 255,000 barils par jour. Or, le président de la Home Oil mentionne dans son projet les capacités suivantes pour le pipeline :

	Capacité initiale	Capacité maxima
	(en barils par jour)	
Bellshill/Lake-Superior	259,000	733,000
Superior/North-Bay	229,000	527,000
North-Bay/Montréal	229,000	410,000

En réalité, lorsqu'on projette le coût du transport à Montréal du pétrole brut national, on peut difficilement tenir compte dans les calculs de la «capacité maxima». La capacité initiale semble une mesure plus adéquate même si elle est conservatrice et, sur cette base, il semble impossible d'en arriver à un coût de transport inférieur à 70 cents.

Après avoir conclu que la route B par Sault-Ste-Marie est la plus favorable, dans l'hypothèse d'un pipeline entièrement nouveau, nous allons maintenant étudier les possibilités d'aménagement du pipeline Interprovincial en un système pouvant acheminer le pétrole brut à Montréal. Cette étude comporte des complications dues au fait que dans le présent pipeline, les volumes varient constamment à cause d'une multitude de points de réception et de livraison s'échelonnant le long de son parcours. Canadian Bechtel a néanmoins préparé une étude assez complète des travaux nécessaires à chaque section du pipeline existant, par suite d'une augmentation de volume. Dans le tableau XVII, on voit les coûts estimatifs d'un système de pipeline Interprovincial comparés à ceux d'un pipeline direct par Sault-Ste-Marie, selon les quantités nécessaires à Montréal.

PIPELINE EDMONTON-MONTREAL

Tableau XVII

Coûts estimatifs pour pipeline direct et pipeline interprovincial, selon le volume transporté

Débit barils par jour à Montréal		Coûts Estimatifs			
		Coût par baril		Capital requis	
		Route B	Interprovincial	Route B	Interprovincial
Moyen	Total	(en dollars)		(milliers de dollars)	
42,500	50,000.....	—	0.680	—	33,582
85,000	100,000.....	1.390	0.666	222,755	79,928
127,500	150,000.....	1.079	0.760	258,482	150,265
170,000	200,000.....	0.904	0.747	287,138	204,741
212,500	250,000.....	0.815	0.694	326,303	241,106
255,000	300,000.....	0.739	0.691	344,910	290,910

Le tableau XVII et son illustration (graphique III) nous démontrent clairement la nécessité d'un large débit de pétrole quant à la construction d'un nouveau pipeline. L'expansion du pipeline Interprovincial est beaucoup moins sensible aux fluctuations des volumes car l'amortissement du coût total est déjà assuré en grande

Graphique III

partie par le marché de l'Ouest et celui de l'Ontario pour un maximum de 413,000 barils par jour. Le graphique montre, en même temps, la quasi-nécessité pour le gouvernement d'intervenir pour obliger les raffineurs de Montréal à absorber une quantité minima de pétrole. Ces derniers, on le sait, ne sont nullement intéressés à s'engager pour 15 ou 20 ans, alors que le marché mondial du pétrole se révèle instable. On a vu, en effet, que le marché mondial connaît actuellement une période de surplus considérables. Cette situation, compliquée par le niveau très bas des taux de tankers, pourrait faire baisser les prix d'une façon importante. Dans un tel cas, les raffineurs montréalais, obligés de respecter leurs ententes avec le pipeline, ne pourraient faire profiter leurs consommateurs des prix inférieurs du marché international. Le marché de Montréal deviendrait isolé et fortement défavorisé.

Même sans effondrement des prix mondiaux, un coût de transport de 73 cents ne peut certes pas permettre au pétrole canadien de concurrencer le pétrole importé, et il semble de toute façon que nous aurions un marché artificiel à Montréal. Dans ses conclusions, Canadian Bechtel Limited affirme que pour un débit ne dépassant pas 300,000 barils par jour, le moyen le plus économique est d'aménager le pipeline Interprovincial.

Jusqu'ici nous avons étudié le pipeline en tant qu'entreprise privée et au nombre des éléments constituant le coût de transport intervenaient à 3.5 p.c. (28.6 ans) en ligne directe, les profits et l'impôt sur le revenu. Si le pipeline devait être propriété publique pour des motifs d'intérêt national, on constate que certains éléments du coût total de transport pourraient être sinon éliminés du moins diminués. En effet, la dépréciation de 3.5 p.c. établie pour des fins industrielles pourrait être diminuée à 2 p.c. si la durée devenait le seul facteur entrant en ligne de compte; de plus les profits, et par conséquent l'impôt sur les profits seraient éliminés. En tenant compte de ces nouveaux facteurs, Canadian Bechtel, à la demande de la Commission Borden, a conclu qu'un taux de 49 cents suffirait à couvrir les coûts. Il semble donc que seule la propriété publique permettrait au pétrole canadien de concurrencer le pétrole importé, du moins dans les conditions actuelles du marché.

Cependant, une telle démarche du gouvernement canadien créerait certes un précédent dans une industrie qui jusqu'ici a été

exclusivement financée par des investissements privés. Mais l'histoire ne nous fournit-elle pas des exemples d'autres grands projets financés par l'État, tels que les Chemins de Fer nationaux et plus récemment la canalisation du Saint-Laurent? Ordinairement de tels financements ont pour cause fondamentale l'impossibilité d'un financement privé à cause de possibilités de rendement trop lointaines. Ainsi, la formation des Chemins de Fer nationaux fut le résultat d'une mesure de l'État pour nationaliser un groupe de lignes privées qui éprouvaient des difficultés, et l'histoire de ce projet nous montre les obstacles que l'entreprise d'État a dû et doit encore surmonter pour assurer sa survivance. Cependant, le rôle qu'elle a pu jouer dans l'économie canadienne ne peut être mis en doute, même si sa situation financière a souvent été instable. Un pipeline financé de cette façon serait-il amené à jouer un rôle semblable?

De toutes façons, on peut imaginer les discussions et les débats engagés par les différents intérêts en cause avant que le projet ne soit accepté par le gouvernement. On sait les délais qu'a connus la canalisation du Saint-Laurent avant sa construction par suite d'interminables tergiversations pour savoir si le Canada devrait ou ne devrait pas s'engager dans un tel projet.

* * *

Que conclure de tout cet exposé? Le problème auquel fait face actuellement l'industrie pétrolière canadienne présente un paradoxe assez significatif. D'une part, nous sommes en face d'une industrie contrôlée à plus de 70 p.c. par des capitaux américains, qui ont certes contribué à améliorer le niveau de vie des Canadiens, mais qui ont aussi réussi à réaliser des revenus intéressants pour leurs propriétaires. D'autre part, le marché américain ne semble pas accepter d'emblée le pétrole canadien, qui pourtant peut y être acheminé très économiquement. L'argument que les grandes compagnies américaines ont évoqué dans les mémoires présentés à la Commission Borden, à savoir qu'il importait que le gouvernement canadien négociât avec le gouvernement américain afin de faciliter l'entrée du pétrole brut aux États-Unis, ne vaut plus. Les restrictions sur le pétrole canadien ont été levées; les grandes

compagnies propriétaires de raffineries américaines peuvent à leur gré s'approvisionner en pétrole canadien moyennant un droit d'entrée de 10.5 cents le baril.

L'entrée massive de capitaux américains qui a fait naître et grandir l'industrie nationale du pétrole ne doit pas être interprétée comme un geste philanthropique ou une aide aux pays sous-développés. Si ces capitaux sont venus dans ce pays, c'est que leurs propriétaires ont jugé que les ressources canadiennes leur procureraient un rendement plus intéressant. Jusqu'ici leur confiance a été plus que justifiée. Cependant, les Canadiens ont aussi bénéficié de ces investissements; en effet, parallèlement à l'essor de l'industrie pétrolière, la province de l'Alberta qui fut le centre principal de développement a augmenté son activité économique de façon étonnante comme en témoigne le tableau XVIII. D'autres statistiques nous montrent de quelle façon le niveau de vie de la population de l'Alberta a été accru. La dette publique de la province a été réduite au minimum, et le gouvernement, grâce aux revenus énormes provenant de la vente des terres de la Couronne, a pu créer une sorte de précédent au Canada en distribuant des dividendes aux citoyens, dividende qui fut de 20 dollars en 1957 et de 17.50 dollars en 1958.

Ces données permettent de douter que le marché de Montréal soit aussi indispensable à l'économie de l'Alberta. Il est normal que l'Alberta Oil and Gas Conservation Board convoite le marché de Montréal; cependant, il ne faudrait pas que le consommateur québécois soit amené à payer plus cher une denrée à la seule fin de favoriser encore davantage une province qui n'a tout de même pas été trop mal partagée. Ainsi en 1958, année non favorable à l'industrie du pétrole, le revenu personnel par tête s'établissait à 1,520 dollars en Alberta et à 1,230 dollars seulement dans le Québec.

D'autre part, au cours des dix dernières années, 45 p.c. des forages ont été financés par des intérêts étrangers aux grandes compagnies pétrolières et c'est ce groupe qui est le plus affecté par le bas niveau de production qui sévit actuellement.

Il semble qu'il serait actuellement téméraire et prématuré que l'État force les raffineurs montréalais à s'approvisionner en pétrole brut canadien pour les raisons données précédemment. Cependant, l'éventualité de la construction du pipeline place les grandes

Tableau XVIII

L'industrie pétrolière et l'économie des Prairies
Quelques mesures de la croissance en Alberta et au Canada¹
 (années choisies 1946, 1953 et 1957)

	Alberta			Canada		
	1946	1953	1957	1946	1953	1957
Population (en milliers).....	803	1,012	1,160	11,962	14,462	16,163
Indice de l'emploi industriel (1949=100)....	83	129	152	88	113	123
Revenu personnel (millions de dollars).....	666	1,278	1,641	9,761	17,880	22,692
Valeur de la production minérale..... (millions de dollars)	60	249	410	503	1,302	2,108
Valeur du pétrole et du gaz..... (millions de dollars)	22	200	371	27	211	475
Valeur brute de la production manufac- turière (millions de dollars).....	257	556	762	8,036	17,678	21,981

compagnies devant un dilemme. Elles devront, dans un délai raisonnable, prendre position: soit faciliter l'entrée de plus grandes quantités de pétrole canadien dans leurs raffineries américaines, soit utiliser du pétrole canadien dans leurs raffineries de Montréal.

Trop d'impondérables existent, à l'heure actuelle, dans les mouvements internationaux de pétrole brut pour qu'une décision à portée aussi lointaine que celle de la construction d'un pipeline puisse être prise à la légère. On a vu que récemment le marché canadien s'est quelque peu affranchi de l'emprise des prix américains, que le marché des États-Unis a tendance à s'isoler de plus en plus des influences extérieures, que les taux de transport par navires-pétroliers sont descendus à des niveaux exceptionnellement faibles, que les stocks mondiaux tendent à augmenter. Tous ces facteurs rendent le marché du pétrole tout à fait instable, de sorte qu'il n'est pas du tout sûr que nous ne regretterions pas notre geste si nous construisions immédiatement un pipeline.

Au surplus, étant donné l'opposition irréductible des grandes compagnies, l'intervention de l'État serait indispensable et l'on peut se demander si un gouvernement quelconque prendrait la responsabilité de prôner un projet, économiquement fort discutable, au risque de compromettre ses relations avec un secteur très influent de l'économie.

Robert THÉRIAULT,
licencié en sciences commerciales.

¹. Extrait d'une statistique compilée par le personnel de la Commission royale d'Enquête sur l'Énergie, *Second Rapport*, p. 197.