

Z1.1957.9_{26 a}

APR 8 1960

Z1-1957/3-2F

Commission royale
d'enquête sur l'énergie

Deuxième rapport

Juillet 1959

76246-8-1

Commission royale
d'enquête sur
l'énergie

Deuxième rapport

Juillet 1959

18907 10/15/57

18907 10/15/57

18907 10/15/57

18907 10/15/57

L'IMPRIMEUR DE LA REINE. CONTRÔLEUR DE LA PAPETERIE
OTTAWA, 1960

09413153

Deuxième rapport

A Son Excellence le Gouverneur général en conseil,

PLAISE À VOTRE EXCELLENCE,

Nous, les Commissaires nommés, d'après les dispositions des décrets du conseil des 15 octobre 1957 et 13 janvier 1958, pour enquêter et faire des recommandations au sujet des questions précisées dans le décret du conseil du 15 octobre 1957:

AVONS L'HONNEUR DE PRÉSENTER À VOTRE EXCELLENCE
LE DEUXIÈME RAPPORT SUIVANT.

18907 10/15/57

Table des matières

Avant-propos.....	vii
Chapitre 1—Réserves de pétrole brut	
Perspectives générales.....	1
Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada.....	3
Géologie.....	3
Réserves.....	6
Chapitre 2—Production et mise sur le marché du pétrole canadien	
Stades d'expansion.....	14
Expansion de l'Alberta vers l'est.....	14
Expansion de l'Alberta vers l'ouest.....	18
Expansion dans les autres provinces.....	20
Réalizations de l'industrie.....	20
Tendances de l'offre et de la demande au Canada.....	21
Augmentation des exportations de pétrole brut.....	25
La situation actuelle.....	26
Chapitre 3—Exportation du pétrole canadien	
Marché des États du littoral nord-ouest.....	31
Marché de l'Ouest central.....	38
Politique d'importation des États-Unis.....	44
Quelques facteurs de l'industrie mondiale du pétrole qui influent sur l'exportation du pétrole brut canadien.....	55
Chapitre 4—Marchés futurs pour le pétrole canadien	
Marchés américains.....	64
Offre et demande aux États-Unis.....	64
Offre et demande futures de pétrole dans le monde.....	68
Autres facteurs.....	72
Marchés particuliers.....	76
Estimation des exportations futures.....	79
Marchés canadiens.....	85
Estimations de la production et des mises en valeur futures.....	90
Niveaux de production.....	90
Prix au gisement—Changements récents et leurs conséquences....	93

Commission royale d'enquête sur l'énergie

Chapitre 5—Le marché de Montréal	101
Montréal, centre de raffinage.....	101
Affiliations des raffineries.....	110
Pipe-lines projetés pour le transport à Montréal du pétrole brut de l'Ouest canadien.....	111
Groupe Home Oil et(ou) Independant Pipe Line Company.....	112
Interprovincial Pipe Line Company.....	113
Canadian Bechtel Limited.....	114
Pipe-line appartenant à l'État.....	118
Divergences d'opinions quant à l'opportunité de vendre le pétrole brut canadien à Montréal.....	120
Vues des défenseurs du projet.....	120
Vues des adversaires du projet.....	126
Situation du pétrole brut canadien à Montréal en matière de concurrence.....	132
Chapitre 6—Conclusions et recommandations.....	139
Mémoire des réserves du commissaire Britnell.....	164
Supplément au deuxième rapport par le commissaire Howland.....	172
Supplément au deuxième rapport par le commissaire Hardy.....	174
Appendices	
A—Décrets du Conseil.....	177
B—Personnel de la Commission.....	181
C—Audiences.....	182
D—Mémoires.....	183
E—Statistique relative au pétrole canadien.....	186

Liste des tableaux

	PAGE
Tableau I Réserves estimatives de pétrole et de gaz-condensat, décembre 1957	7
Tableau II Réserves récupérables de pétrole brut et de gaz-condensat du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada.....	8
Tableau III Réserves mondiales de pétrole à la fin de 1957.....	11
Tableau IV Changements dans les prix publiés sur place pour le pétrole brut de Redwater, 1948-1959.....	19
Tableau V Emploi de pétroles bruts d'origine étrangère et d'origine canadienne, par région, 1950-1958.....	23
Tableau VI Offre et demande de tous les pétroles en 1957.....	25
Tableau VII Exportations de pétrole brut par rapport au total de la production nationale.....	26
Tableau VIII Distribution du pétrole brut canadien par province d'origine.....	27
Tableau IX Production réelle exprimée en pour-cent de la production possible, 1956-1958, Alberta et Saskatchewan.....	29
Tableau X Répartition sommaire des actions de la Trans Mountain.....	35
Tableau XI Pétrole brut de l'Alberta acheminé vers le littoral Ouest des États-Unis, 1955-1958.....	37
Tableau XII Acheteurs de pétrole brut canadien de l'Ouest central des États-Unis au mois de mars 1958.....	39
Tableau XIII Exportations de pétrole brut canadien vers l'Ouest central des États-Unis, 1955-1958.....	42
Tableau XIV Production et importations de pétrole brut aux États-Unis, 1939-1958.....	45
Tableau XV Exportations de pétrole brut canadien vers l'Ouest central des États-Unis (1954-1958) et contingents d'importation (1957).....	48
Tableau XVI Importations et contingents dans l'Ouest central des États-Unis, 1957-1959.....	49
Tableau XVII Contingents d'importation de pétrole brut assignés aux entreprises du District V exploitant des raffineries dans la région de Puget Sound.....	50
Tableau XVIII Contingents de pétrole brut fixés en mars 1959 en vertu du programme de contingentement obligatoire des États-Unis pour les entreprises se servant de pétrole canadien.....	53
Tableau XIX Production et réserves mondiales de pétrole et de gaz-condensat	59
Tableau XX Estimations de la demande de pétrole et de la production domestique possible aux États-Unis, 1957 et 1967.....	66
Tableau XXI Offre et demande dans le monde.....	69
Tableau XXII Importations de pétrole brut du Canada par rapport à la demande totale de pétrole brut sur les marchés du Minnesota et du Wisconsin, 1953-1960.....	78
Tableau XXIII Estimation des exportations de pétrole brut canadien, 1959-1967....	82
Tableau XXIV Demande par région des produits du pétrole au Canada, 1955-1967	85
Tableau XXV Demande canadienne de pétrole brut domestique, 1955-1967.....	86
Tableau XXVI Production et productibilité estimatives de pétrole brut canadien, 1958-1967.....	91

Commission royale d'enquête sur l'énergie

	PAGE
Tableau XXVII Immobilisations au titre de l'industrie de production, 1947-1959.....	99
Tableau XXVIII Offre et demande de pétrole dans l'Est du Canada, 1958.....	102
Tableau XXIX Capacité de production des raffineries et demande de produits du pétrole dans l'Est du Canada, 1958.....	102
Tableau XXX Capacité proportionnelle des régions de l'Est du Canada en matière de raffinage de pétrole, 1939-1958.....	103
Tableau XXXI Production et vente des produits du pétrole dans l'Est du Canada, 1958.....	105
Tableau XXXII Capacité de production et importations de pétrole brut des raffineries de Montréal, 1957.....	106
Tableau XXXIII Quantités de pétrole reçues par les raffineries de Montréal de 1956 à 1958, par pays d'origine.....	107
Tableau XXXIV Quantités de pétrole reçues à Montréal de 1950 à 1958, par mode de livraison.....	108
Tableau XXXV Besoins du centre de raffinage de Montréal en pétrole brut, étranger et canadien, 1962 et 1967.....	109
Tableau XXXVI Données relatives au coût d'autres pipe-lines reliant Edmonton à Montréal.....	116

Liste des graphiques

Graphique 1 Carte du Canada montrant le bassin sédimentaire de l'Ouest.....	4
Graphique 2 Disponibilités de pétrole brut et de produits du pétrole au Canada en 1950 et en 1957.....	15
Graphique 3 Disponibilités de pétrole brut au Canada en 1958.....	22
Graphique 4 Offre et demande de tous les pétroles au Canada, 1950-1958.....	24
Graphique 5 Distribution du pétrole brut de l'Alberta et de la Saskatchewan, 1956-1958.....	28
Graphique 6 Distribution du pétrole brut canadien, 1947-1958.....	43
Graphique 7 Importations de pétrole aux États-Unis, 1946-1958.....	56
Graphique 8 Réserves de pétrole de certains pays désignés, 1947, 1952, 1957.....	58
Graphique 9 Offre et demande de pétrole dans le monde, 1946, 1953, 1957.....	70
Graphique 10 Principales régions de raffinage du pétrole, Ouest canadien et Ouest américain, janvier 1959.....	77
Graphique 11 Principales régions de raffinage du pétrole de l'Est du Canada et de la région des Grands lacs aux États-Unis, janvier 1959.....	80
Graphique 12 Raffineries de pétrole du Canada—Capacité quotidienne de raffinage de pétrole brut.....	104

Avant-propos

Ce deuxième rapport expose le programme d'action qui, d'après la Commission, peut servir au mieux l'intérêt national en ce qui concerne l'exportation du pétrole brut et la vente de ce pétrole au Canada même. Le premier rapport de la Commission traitait de la plupart des questions mentionnées expressément dans le décret du Conseil qui l'établissait (voir l'Appendice A), sous réserve de certaines exceptions importantes. Ces exceptions se rapportaient au paragraphe du décret qui prescrit à la Commission de faire enquête et de présenter les recommandations nécessaires sur «les mesures qui serviront au mieux l'intérêt national en ce qui concerne l'exportation de l'énergie et les sources d'énergie du Canada». Le premier rapport ne traitait de cette partie du décret que relativement au gaz naturel. Dans le présent rapport, il est question de l'exportation du pétrole brut et des projets de mesures qui intéressent ce produit.

Il a fallu étendre la portée de l'étude dont le présent rapport fait état pour y inclure l'examen des problèmes qui se rapportent au marché domestique et aux débouchés d'exportation, en ce qui concerne le pétrole brut du Canada, car les deux questions sont connexes. Le seul examen des marchés d'exportation aurait donc été insuffisant. L'importance du marché domestique pour le Canada apparaît clairement si l'on considère que le pétrole est la source de 57 p. 100 de l'énergie utilisée au Canada à l'heure actuelle. Au cours des audiences publiques tenues par la Commission en 1958, on a insisté fortement sur la possibilité d'utiliser dans les raffineries de Montréal, exclusivement ou partiellement, le pétrole brut du Canada au lieu du pétrole brut provenant d'outre-mer. En raison de l'importance de cette question pour le Canada et pour son industrie pétrolière, et en raison de la relation étroite qui existe entre ce problème et le problème de l'exportation, la Commission a jugé à propos d'étudier à fond la proposition relative à l'utilisation du pétrole brut canadien dans les raffineries de Montréal, ainsi que les résultats possibles de cette façon d'agir, puis de présenter des recommandations en conséquence dans le présent rapport.

La Commission reconnaît que les problèmes relatifs à la vente du pétrole brut en soulèvent inévitablement d'autres, tels que la conservation, l'exploration, la production, le transport, le raffinage, la vente au détail et le fisc, mais elle n'a pas jugé nécessaire d'étudier tous les aspects de l'industrie pétrolière et de déposer des conclusions sur chacun de ces aspects. Elle a jugé à propos; cependant, conformément à son mandat, d'étudier d'assez près la question des réserves de pétrole brut du Canada et d'évaluer les

perspectives aussi bien que la situation actuelle du marché d'exportation et du marché intérieur. On trouvera à l'Appendice E une série chronologique de statistiques relatives au pétrole canadien.

La tâche de la Commission devenait particulièrement ardue du fait que le marché du pétrole dans l'Amérique du Nord ainsi que le marché international traversent actuellement une période de changement rapide et peut-être fondamental. Cette situation n'apparaissait pas nettement au début de 1958; mais, depuis la fin des audiences publiques de la Commission, l'automne dernier, la situation de l'industrie pétrolière dans le monde a été marquée par l'apparition d'excédents de pétrole brut et de produits du pétrole, par une vive concurrence pour la conquête des marchés et par la baisse des prix. La tendance des États-Unis à restreindre les importations de pétrole s'est intensifiée au cours de cette période, mais elle a pris une tournure nouvelle et plus encourageante en ce qui concerne le Canada du fait qu'on a soustrait à ces restrictions le pétrole brut du Canada transporté par pipe-line. L'industrie pétrolière du Canada se ressent déjà de ces changements survenus dans les conditions du marché international et du marché des États-Unis. Cependant, le Canada n'a pas encore subi toutes les conséquences de ces changements et il se passera encore quelque temps avant que ces dernières se fassent sentir dans toute leur intensité.

Comme ces changements sont très récents et qu'ils continuent de se produire, la Commission n'a pu que difficilement déterminer jusqu'à quel point certains problèmes auxquels l'industrie pétrolière doit faire face peuvent être tenus pour provisoires.

La Commission est heureuse de la collaboration que lui ont accordée les gouvernements provinciaux, l'industrie pétrolière, les sociétés qui exploitent des pipe-lines, la *Canadian Petroleum Association*, la *Canadian Bechtel Limited*, M. W. J. Levy ainsi que plusieurs autres groupes et un grand nombre de particuliers. Nous avons reçu de ces diverses sources d'excellents mémoires et des renseignements précieux, oraux et écrits. La Commission remercie sincèrement toutes ces personnes et tous ces groupes pour les renseignements qu'ils lui ont fournis et pour l'assistance qu'ils lui ont accordée de diverses manières.

Il nous plaît de mentionner en particulier les services rendus par les membres du personnel de la Commission, par nos avocats-conseils, par nos conseillers, par notre secrétaire et par les préposés aux recherches. M^e Arthur S. Pattillo, Q.C., de Toronto, et M^e M. H. Patterson, de Calgary, ont rendu des services inappréciables dans leurs fonctions respectives d'avocat-conseil et d'avocat-conseil adjoint. M. R. L. Hearn, ingénieur conseil, et M. R. Bruce West, conseiller financier, tous deux de Toronto, et M. J. C. Sproule et ses associés, de Calgary, conseillers techniques, ont accordé à la Commission

sans compter leur temps, leur expérience et leurs connaissances. Nous sommes profondément reconnaissants au ministère des Finances de nous avoir prêté M. J. F. Parkinson, notre secrétaire, et M. M.-F. Bélanger. Le major N.-A. Lafrance, qui a rempli les fonctions de secrétaire adjoint grâce à la bienveillance du ministère de la Défense nationale, nous a été d'une très grande utilité pour nos voyages à travers le Canada et pour le travail administratif de la Commission. Nous sommes reconnaissants envers le ministère des Mines et des Relevés techniques de nous avoir fourni les services de M. Ralph B. Toombs. Si nous n'avions pas bénéficié de ses connaissances de l'industrie pétrolière et de l'industrie du gaz, notre tâche aurait été beaucoup plus difficile qu'elle ne l'a été. Nous sommes aussi reconnaissants au ministère du Commerce de nous avoir prêté M. G. W. Green pendant une période de temps appréciable. A tous ces messieurs et à tous les membres du personnel de la Commission nous exprimons notre gratitude pour leur franche collaboration et leur inlassable dévouement.

Réerves de pétrole brut

Perspectives générales

Il existe au Canada plusieurs régions dont les formations géologiques sont propices à la présence de gisements de pétrole, mais le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada est, de beaucoup, la plus importante de ces régions. Il constitue la source même de toute la production de pétrole et de gaz de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba et des Territoires du Nord-Ouest. Certaines autres régions non comprises dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien ont fourni, au cours de plusieurs décennies, le pétrole nécessaire à la consommation régionale. D'autres régions n'ont pas été explorées ou n'ont pas encore révélé de gisements d'une valeur commerciale.

Du point de vue des possibilités de rendement en pétrole et en gaz, le principal bassin sédimentaire de l'Est canadien se trouve dans la partie de l'Ontario méridional située au sud-ouest du Bouclier canadien, à partir du nord de l'île Manitoulin jusqu'aux environs de Kingston, à l'est. Ce bassin sédimentaire est le prolongement, au Canada, des bassins de l'Ohio et du Michigan des États-Unis, la portion ontarienne ayant une superficie d'au moins 25,000 milles carrés. Bien que l'exploitation du pétrole du sud-ouest de l'Ontario soit la plus ancienne, puisqu'elle date du début des années 60 du 19^e siècle, la production du gaz y a maintenant une plus grande importance, surtout depuis le succès des forages récents du lac Érié.

Le bassin des terres basses du Saint-Laurent, dans l'Est du Canada, présente certaines caractéristiques géologiques des strates paléozoïques qui favorisent l'accumulation de quantités limitées de pétrole et de gaz. Cependant, aucun dépôt de valeur commerciale ni de pétrole ni de gaz n'a encore été découvert dans cette région. On peut dire, de façon générale, que ce bassin a un axe est-ouest occupé par la vallée du Saint-Laurent et la partie supérieure du golfe Saint-Laurent.

Une autre région sédimentaire de l'Ontario côtoie la baie James, au sud et à l'ouest, pour s'étendre le long de la baie d'Hudson jusqu'à la rivière Churchill, au Manitoba. Cette plaine de 125,000 milles carrés qui constitue les terres basses de la baie d'Hudson recouvre des strates, surtout

de l'âge paléozoïque. Les sédiments y sont relativement maigres et, jusqu'ici, on n'a pas d'indices suffisants de la présence en cette région de dépôts de pétrole et de gaz d'une valeur commerciale.

Des bassins sédimentaires se trouvent également dans la région des Appalaches, autre grande région physiographique et géologique du Canada, qui comprend la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, l'Île du Prince-Édouard, l'île de Terre-Neuve ainsi que la plus grande partie du Québec située à l'est de la ville de Québec et au sud du fleuve Saint-Laurent. Les couches souterraines de ce territoire se composent principalement de roches du paléozoïque. On a découvert l'existence de sédiments marins propices à la présence de pétrole dans les régions qui bordent le golfe Saint-Laurent, à partir de la péninsule de Gaspé jusqu'à Terre-Neuve. Malgré de fréquents suintements de pétrole remarquables au siècle dernier dans la partie est de la péninsule de Gaspé, des forages intermittents commencés dans les années 80 n'ont révélé aucune accumulation de pétrole de quelque valeur commerciale. Cependant, certaines autorités considèrent que les formations géologiques de la péninsule gaspésienne sont favorables et qu'éventuellement on y découvrirait du pétrole.

La seule production des Maritimes provient du petit champ pétrolier de Stony Creek découvert en 1909 près de Moncton. On a fait certains travaux d'exploration dans cette région pendant quelques années, mais les résultats ont été décevants. Les explorations entreprises ailleurs dans les Maritimes comprennent le forage d'un puits de 14,696 pieds de profondeur près de la baie de Hillsborough (Île du Prince-Édouard) en 1945. Ces tentatives et quelques autres qui les ont suivies ont été vaines, mais les recherches se continuent dans la région de l'Atlantique, y compris à Terre-Neuve.

La ceinture montagneuse, connue sous le nom de région de la Cordillère, qui côtoie l'océan Pacifique pour s'étendre jusqu'à 500 milles à l'est dans les Plaines intérieures, renferme, le long de son flanc oriental et dans les montagnes Rocheuses canadiennes, un territoire considérable qui se prête à l'exploration pour le pétrole et le gaz. Un bon nombre de dépôts sédimentaires ont été explorés en divers endroits de la Cordillère, mais jusqu'ici rien n'indique la présence de gisements de valeur commerciale, sauf, naturellement, dans la zone orientale des montagnes Rocheuses qui fait partie du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Les autorités admettent unanimement qu'il n'y a guère de possibilités de trouver du pétrole ou du gaz dans l'immense région de l'ossature précambrienne qui forme ce qu'on appelle le Bouclier canadien.

Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada

Situées entre la région de la Cordillère et le Bouclier canadien, se trouvent les Plaines intérieures, prolongement septentrional des Plaines intérieures des États-Unis. Ces plaines s'étendent du golfe du Mexique en direction du nord-ouest et traversent le Canada pour atteindre l'océan Arctique. Pour les besoins de la présente analyse, nous désignons les Plaines intérieures du Canada et leur prolongement vers l'ouest dans la région de la Cordillère sous le nom de «Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada». Le graphique 1 indique la position géographique et l'étendue du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada.

Géologie

La partie continentale du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada s'étend de la frontière internationale, en direction du nord, jusqu'à l'océan Arctique, sur une distance de 1,500 milles, et elle englobe de grandes régions des provinces des Prairies et de la partie nord-est de la Colombie-Britannique de même que le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest. A la frontière internationale, le bassin a 800 milles de largeur et il se rétrécit jusqu'au littoral de l'océan Arctique, où sa largeur n'est que de 300 milles. Du point de vue géologique, cette région constitue la partie nord du grand bassin continental intérieur. Le bassin est limité à l'est par le Bouclier précambrien et à l'ouest par la région de la Cordillère. L'océan Arctique forme la limite nord de la partie continentale du bassin, mais le bassin sédimentaire proprement dit comprend les îles de l'archipel arctique situées à l'ouest et au nord du Bouclier canadien. La région continentale du bassin renferme une superficie d'environ 750,000 milles carrés de territoires riches en pétrole et en gaz naturel. Si l'on fait entrer l'archipel arctique* dans ce territoire, la superficie totale du

* Les îles de l'Arctique, appelées aussi l'archipel arctique, se trouvent au nord du Canada continental. Les terres de cette région couvrent une superficie de plus d'un demi-million de milles carrés, soit presque le septième de la zone terrestre du Canada. Du point de vue géologique, l'archipel est le prolongement du continent nord-américain vers le nord et, pour cette raison, il se trouve à être, en partie, le prolongement du Bouclier canadien et, en partie, le prolongement des strates sédimentaires horizontales de l'ère paléozoïque qui forment les basses terres et les plateaux arctiques et qui sont un prolongement des Plaines intérieures. Au nord et à l'ouest de ces strates, on trouve différentes couches de roches sédimentaires qui constituent la région innuitienne, tandis que l'archipel est limité, à l'extrême ouest, par une plaine côtière. On peut donc dire que le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada se prolonge en réalité au nord de la côte de l'Arctique et au delà du Bouclier canadien pour englober une bonne partie des îles de l'Arctique. Il n'est pas sans intérêt de signaler que, depuis la fin de 1958, le gouvernement fédéral a reçu un grand nombre de demandes de permis d'exploration portant sur plusieurs millions d'acres de territoire dans les îles de l'Arctique.



bassin se trouve augmentée de quelque 230,000 milles carrés. La plateforme continentale submergée par l'océan Arctique offre peut-être, elle aussi, des possibilités en fait de pétrole. Il est donc possible que le bassin ait une superficie encore plus grande qu'on ne le croit.

Étant donné la diversité des conditions géologiques qui ont existé dans le passé, il y a plusieurs bassins de moindre importance à l'intérieur même du grand bassin. Ces petits bassins sont formés des strates en formes de voûte qui s'étendent à l'ouest et au sud de la limite du Bouclier canadien. Du sud au nord, ces régions sédimentaires comprennent le bassin Williston, le bassin de l'Alberta, un bassin qui se trouve dans le voisinage de la rivière de la Paix et de la rivière Liard et le bassin du delta du Mackenzie. On trouve aussi des strates sédimentaires dans les régions intermédiaires, mais jusqu'ici la plupart des découvertes se sont faites dans les limites ou dans le voisinage immédiat de ces différents bassins. Pour la découverte de gisements de pétrole et de gaz naturel, l'industrie attache une grande importance aux caractéristiques structurales et stratigraphiques de ces bassins. Dans la région des Rocheuses et à l'ouest de cette région, il existe d'autres bassins qui n'ont pas encore été complètement explorés.

Le bassin Williston occupe une grande partie du sud de la Saskatchewan et, bien que le centre s'en trouve aux États-Unis, on a relevé des sédiments d'une puissance de 12,000 pieds en territoire canadien. Le bassin de l'Alberta et celui de la région des rivières de la Paix et Liard, qui sont séparés par l'arche de la rivière de la Paix, renferment des strates sédimentaires d'une puissance totale de plus de 15,000 pieds. Dans ces bassins comme dans les autres on trouve des formations géologiques de presque toutes les ères et les sondages ont permis de constater que plusieurs de ces couches renferment du pétrole et du gaz naturel. Les travaux d'exploration ont révélé que les caractéristiques structurales du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada ont créé des conditions favorables à l'accumulation du pétrole et du gaz naturel.

Les formations structurales et stratigraphiques qu'on a découvertes au moyen des levés géologiques et géophysiques et au moyen de l'analyse des carottes de sonde tirées de centaines de puits de forage permettent de croire qu'on devra peut-être augmenter considérablement les estimations actuelles au sujet des réserves connues. La partie continentale du bassin, qui a une superficie d'environ 750,000 milles carrés et une profondeur variant de 1,000 à 2,000 pieds dans la région de l'affleurement précambrien, à l'est du bassin, et allant jusqu'à une profondeur de 15,000 pieds à la limite occidentale des Plaines intérieures et même jusqu'à une plus grande profondeur dans les contreforts des Rocheuses et dans les Rocheuses elles-mêmes, renferme près

d'un million de milles cubes de sédiments. Les dimensions du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada permettent donc de croire que le volume des réserves de pétrole sera considérable.

Dans les recherches qui ont été faites en vue de découvrir du pétrole, on n'a pu procéder jusqu'ici à des explorations préliminaires, notamment des forages, que dans la moitié de la partie continentale du bassin. On a surtout exploré l'intérieur et les régions environnantes des bassins qui se trouvent dans les régions les plus peuplées et les plus accessibles des Prairies. On a eu recours, dans une grande mesure, aux méthodes sismiques et autres méthodes géophysiques, mais seulement un peu plus du dixième de la région a été exploré au moyen de forages. Et, même dans ces régions relativement peu étendues qui ont été explorées à fond, bien peu de forages ont pénétré jusqu'à la profondeur maximum du bassin. De fait, sur un total de 22,500 forages effectués dans l'Ouest du Canada à la fin de 1958, il n'y en a pas plus de 400 qui ont atteint les couches sous-jacentes des roches précambriennes. Il reste donc de grandes superficies du bassin à explorer à fond avant qu'on puisse faire une estimation précise des réserves du sous-sol. La région centrale de l'Alberta méridionale, à l'est des contreforts des Rocheuses, est la région qui a suscité jusqu'ici le plus d'intérêt; en effet, elle renferme plus de la moitié des puits de pétrole exploités au Canada. Depuis quelque temps, les travaux d'exploration se poursuivent dans des régions plus au nord et l'on a fait des découvertes importantes dans la région située à mi-chemin entre Edmonton et le district de la rivière de la Paix, ainsi que dans le nord-est de la Colombie-Britannique. En Saskatchewan, les explorations se sont limitées surtout à la région située au sud de Lloydminster jusqu'à la frontière internationale, le long de la frontière de l'Alberta, et dans le secteur sud-est de la province. Au Manitoba, les explorations et les travaux de mise en valeur se sont limités à la partie sud-ouest de la province. En Colombie-Britannique, l'activité s'est concentrée dans le district de la rivière de la Paix, tandis que, dans les Territoires du Nord-Ouest, elle s'est concentrée dans la vallée du Mackenzie.

Réserves

Les opérations de forage et la mise en valeur des ressources dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada sont assez poussées à l'heure actuelle pour permettre, croyons-nous, d'avancer une estimation relativement précise des ressources que renferme la partie continentale du bassin. Dans les estimations du tableau 1, l'expression «pétrole» s'applique à tous les hydrocarbures liquides qui ont une valeur marchande, c'est-à-dire le pétrole brut et le gaz-condensat. Ces estimations ne s'appliquent donc pas aux sables

TABLEAU 1—RÉSERVES ESTIMATIVES DE PÉTROLE ET DE GAZ-CONDENSAT
DÉCEMBRE 1957

(en milliers de barils)

Organisme	Réserves connues (°)	Réserves probables (°)
<i>Alberta</i>		
Alberta Oil and Gas Conservation Board	3,366,000 (°)
Canadian Petroleum Association	2,721,587	816,771
<i>Saskatchewan</i>		
Gouvernement de la Saskatchewan	675,000 (°)	916,000 (°)
Canadian Petroleum Association	420,954	172,074
<i>Manitoba</i>		
Gouvernement du Manitoba	34,258	5,065
Canadian Petroleum Association	34,258	5,065
<i>Colombie-Britannique</i>		
Gouvernement de la Colombie-Britannique	21,266 (°)
Canadian Petroleum Association	25,602	44,153
<i>Territoires du Nord-Ouest</i>		
Canadian Petroleum Association	52,858	58,500
TOTAL, BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST DU CANADA		
Canadian Petroleum Association	3,255,259	1,096,563
The British American Oil Company Limited	4,295,000.....

°) Les réserves connues sont les réserves de pétrole jugées exploitables dans les conditions économiques et techniques actuelles, y compris les réserves sondées et les réserves non sondées, d'après la définition du *Committee on Petroleum Reserves of the American Petroleum Institute*.

°) Les réserves probables sont les réserves de pétrole jugées exploitables compte tenu des progrès possibles de la technologie et du prolongement des régions connues fondé sur des données dignes de foi fournies par des géologues et des ingénieurs.

°) Dans sa façon de calculer les réserves, l'*Oil and Gas Conservation Board* de l'Alberta tient compte de certaines réserves probables. C'est ce qui explique que ses estimations concordent avec les estimations des réserves connues et probables de la *Canadian Petroleum Association*.

°) Pétrole brut seulement. Conformément aux instructions du comité de l'*American Petroleum Institute* chargé d'estimer les réserves de pétrole, les données estimatives sur le pétrole brut comprennent tout le liquide condensé qui sort du séparateur en même temps que le pétrole brut et qui est traité comme partie du pétrole brut liquide. Tous les autres liquides condensés sont compris dans les prévisions des quantités d'hydrocarbures liquéfiables. Quant aux différences qui existent entre les données estimatives des réserves connues et les données estimatives des réserves probables de la Saskatchewan, la *Canadian Petroleum Association* a fait remarquer que certaines découvertes de cette province sont relativement nouvelles et qu'on possède très peu de renseignements sur le rendement de certaines nappes pétrolifères. L'Association a fait la déclaration suivante à la Commission: «Le ministère des Ressources minérales et la *Canadian Petroleum Association* sont convaincus que leurs données estimatives sont les meilleures qu'ils pouvaient fournir d'après les renseignements qu'ils possédaient et, bien qu'ils comprennent les raisons qui expliquent les différences marquant les deux séries de données, ni l'un ni l'autre ne se sentiraient en droit de modifier ses données estimatives à l'heure actuelle».

SOURCE: Mémoires présentés à la Commission.

pétrolifères de l'Athabasca dont la mise en valeur ne peut encore se faire avantageusement du point de vue économique. N'oublions pas, toutefois, qu'on a consacré des sommes considérables à des tentatives de mise en valeur de ces sables pétrolifères et qu'on s'évertue à trouver des méthodes et des procédés qui en permettraient l'exploitation de façon rentable. Il se peut fort bien que, dans un avenir assez rapproché, ces sables pétrolifères aient une importance beaucoup plus grande qu'il n'en ont à l'heure actuelle.

Les estimations des réserves connues et des réserves probables qui apparaissent au tableau 1 se fondent sur l'analyse des opérations de forage et sur l'expérience du passé. Selon l'opinion unanime des personnes appelées à témoigner à ce sujet devant la Commission, les réserves connues ne représentent qu'une faible partie du pétrole qu'on pourra extraire éventuellement de ce secteur du bassin.

La récupération totale du pétrole de n'importe quel bassin se fonde nécessairement sur des conjectures, étant donné certains impondérables tels que les facteurs géologiques, les progrès techniques, les frais variables de l'exploitation et l'ensemble des perspectives économiques. Des données estimatives sur les réserves récupérables «possibles» de la partie continentale du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada figurent au tableau II. Il ne faut pas oublier que les méthodes employées pour en arriver aux données estimatives du tableau II restent subordonnées à des marges d'erreurs assez considérables, qu'il s'agisse du volume estimatif des sédiments ou du choix des facteurs d'accumulation appropriés.

TABLEAU II—RÉSERVES RÉCUPÉRABLES DE PÉTROLE BRUT ET DE GAZ-CONDENSAT DU BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST DU CANADA*

Organisme	Volume des sédiments en milles cubes	Facteur d'accumulation en barils	Total des réserves possibles (en milliers de barils)
Canadian Petroleum Association	956,738	50,000	50,000,000
Shell Oil Company of Canada Limited	1,060,000	47,000	50,000,000
The British American Oil Company Limited	789,166	69,380	54,700,000

* A l'exclusion des îles de l'Arctique.
SOURCE: Mémoires présentés à la Commission.

Les renseignements dont nous disposons ne nous permettent pas de procéder à une estimation précise de la répartition, par province ou région, des réserves possibles du bassin. Quoi qu'il en soit, comme on estime que l'Alberta a environ les deux cinquièmes du volume de sédiments de la

section continentale du bassin, on peut raisonnablement supposer que cette province sera la plus importante source de pétrole du Canada pendant plusieurs années.

Lorsqu'on a fait l'estimation des réserves possibles qui figurent au tableau II, on s'est servi d'une «méthode volumétrique». Cette méthode consiste à établir l'estimation, fondée sur les données géologiques disponibles, du volume de roches sédimentaires qui peuvent contenir du pétrole brut et du gaz-condensat. Exprimé en milles cubes, ce volume est multiplié par un facteur d'accumulation qui est une estimation du nombre de barils de pétrole censément récupérable par mille cube. Ces facteurs d'accumulation s'établissent d'après les expériences auxquelles on a procédé dans des bassins semblables parvenus à un stade avancé d'exploitation.

Pionnier de cette méthode d'estimation des réserves possibles, L. G. Weeks en est arrivé à un facteur d'accumulation de 50,000 barils d'hydrocarbures liquides par mille cube établi d'après des études qu'il a faites sur des bassins producteurs des États-Unis. La similarité entre les caractéristiques géologiques du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada et celles des bassins importants des États-Unis ainsi que la comparaison des résultats des explorations qui ont été réalisées dans les deux pays nous permettent de croire que le facteur d'accumulation de Weeks peut s'appliquer au Canada.

Dans son analyse, la *Canadian Petroleum Association* a eu recours au facteur d'accumulation établi par Weeks. La *British American Oil Company Limited* a employé un facteur de 69,380 barils par mille cube. Ce dernier se conforme à une étude du rendement des champs pétrolifères Mid-Continent des États-Unis. L'estimation de la société *British American Oil*, de 54,700 millions de barils pour les réserves possibles du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada, se compose d'un montant estimatif de 48,400 millions de barils de pétrole brut et de 6,300 millions de barils de gaz-condensat.

Dans son analyse, la *Shell Oil Company of Canada Limited* a employé un facteur d'accumulation de 47,000 barils par mille cube. Elle a établi ce facteur en divisant les réserves récupérables connues des États-Unis (publiées en 1957 par l'*American Petroleum Institute*) majorées de la production totale jusqu'à cette année-là, par le volume total estimatif des sédiments des États-Unis, soit deux millions de milles cubes.

La *Shell Oil* a aussi fait une étude de la capacité génératrice totale du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Elle est arrivée à la conclusion que le volume total de pétrole généré dans ce bassin était de 4,600 milliards de barils. Il va sans dire que cette estimation ne peut se comparer à celles des réserves possibles qui figurent au tableau II. Ces dernières représentent

les disponibilités actuelles et futures du pétrole généré depuis l'origine. Les résultats des deux analyses de la *Shell Oil* nous portent à croire que les estimations du tableau II tendent à être trop modestes.

Aucune de ces estimations des réserves possibles ne comprend les réserves des sables pétrolifères d'Athabasca en Alberta. Les estimations de ces réserves se sont échelonnées entre 100 et 300 milliards de barils de pétrole lourd.

D'après le tableau I, on constate que l'Alberta renferme la plus forte proportion des réserves établies du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Cela est attribuable en partie à ce que l'exploration et l'expansion de l'industrie pétrolière se poursuivent depuis plus longtemps dans cette province. Étant donné que l'exploration du bassin ne remonte qu'à une date relativement récente, le tableau I a tendance à sous-estimer la production possible de pétrole en dehors de l'Alberta et plus particulièrement en Colombie-Britannique et dans les Territoires du Nord-Ouest.

Dans une période de moins de dix ans, les réserves connues de pétrole du bassin ont atteint plus de trois milliards de barils en 1957, compte tenu de la production de 835 millions de barils. Depuis 1952, la moyenne annuelle de l'augmentation des réserves globales de pétrole brut et de gaz-condensat du bassin a été de 435 millions de barils.

Sans aucun doute, les ressources du Canada en pétrole dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada ont une grande importance même si, comme l'indique le tableau III, les réserves connues sont peu élevées par rapport au total des réserves mondiales connues. Elles ne représentent, en effet, que 2 p. 100 du total mondial. Mais cette proportion augmenterait d'une façon phénoménale si les ressources virtuelles qui se trouvent dans les sables pétrolifères d'Athabasca se révélaient récupérables du point de vue économique.

Les réserves connues de pétrole qui se trouvent dans le bassin suffisent pour assurer l'exploitation pendant 18 ans au rythme de la production de 1957 ou pendant 12 ans si on se fonde sur la consommation des produits du pétrole au Canada en 1957. Ces données estimatives au sujet des réserves de pétrole sont bien au-dessous de la réalité si on considère que les réserves connues ne représentent qu'une petite fraction des réserves possibles qu'on espère récupérer éventuellement.

Du point de vue de la qualité, il faut noter que les réserves de pétrole connues du bassin se composaient jusqu'ici, en général, de pétroles bruts d'un poids spécifique élevé et qu'on estime que les autres réserves à découvrir auront la même densité que celles du passé. Dans ce cas, les pétroles bruts qu'on découvrira dans le bassin seront en grande partie des pétroles bruts

TABLEAU III—RÉSERVES MONDIALES DE PÉTROLE À LA FIN DE 1957

(en millions de barils)

Hémisphère occidentale	1957	Hémisphère orientale	1957
ÉTATS-UNIS		MOYEN-ORIENT	
Pétrole brut	30,300	Iran	32,000
Gaz-condensat	5,688	Irak	25,000
		Koweït	60,000
Total	35,988	Zone neutre	5,000
MER DES CARAÏBES		Katar	1,750
Venezuela	16,000	Arabie séoudite	45,000
Colombie	650	Arabie du Sud	500
La Trinité	300	Autres pays du Moyen-Orient	251
		Total	169,501
Total	16,950		
CANADA		AFRIQUE	814
Pétrole brut	2,874	EUROPE DE L'OUEST	1,369
Gaz-condensat	395	INDES	8,085
		AUTRES PAYS D'EXTRÊME-ORIENT	493
Total	3,269	URSS et autres associés	24,500
MEXIQUE	2,750	EUROPE ORIENTALE	900
ARGENTINE	750	CHINE	800
PÉROU	275		
AUTRES PAYS	280		
TOTAL POUR L'HÉMISPHERE OCCIDENTAL	60,262	TOTAL POUR L'HÉMISPHERE ORIENTAL	206,462
TOTAL DES RÉSERVES MONDIALES			
1957 — 266,724			

SOURCE: Données établies par la BP Canada Limited à l'aide de chiffres publiés antérieurement.

clairs dont la densité varie entre 30° et 40° A.P.I.*. Environ 90 p. 100 des réserves connues du bassin se trouvent dans cette catégorie. Les pétroles bruts d'une densité moyenne constituent environ 7 p. 100 des réserves connues. Ces pétroles bruts dont la densité varie de 20° à 29° A.P.I. ont été découverts dans les parties peu profondes du bassin, qui se trouvent principalement dans l'Ouest de la Saskatchewan. Il reste une portion de 3 p. 100 des réserves connues du bassin qui contient des pétroles lourds d'une densité

* La densité A.P.I. est un échelle arbitraire adoptée par l'American Petroleum Institute pour établir le poids spécifique des pétroles. Plus le pétrole est clair, plus la densité A.P.I. est élevée. Le rapport avec le poids spécifique s'établit comme il suit:

$$\text{A.P.I.} = \frac{141.5}{\text{Poids spécifique à } 60^{\circ}\text{F}} - 131.5$$

de 8° à 19° A.P.I. On les trouve entre Kinderly et Lloydminster dans l'Ouest de la Saskatchewan, et dans l'Est de l'Alberta, au nord des régions où l'on rencontre des pétroles bruts d'une densité moyenne.

Le degré élevé de densité A.P.I. des pétroles bruts de l'Ouest canadien facilite le transport par pipe-line sur de grandes distances. Pour que les pétroles lourds se transportent d'une façon économique par pipe-line, il est nécessaire de leur faire subir un certain traitement ou de les mélanger avec des pétroles bruts plus clairs afin d'en diminuer la viscosité. De plus, dans les conditions normales de raffinage qui existent en Amérique du Nord, les pétroles bruts d'une densité moins grande donnent un rendement plus élevé en essence et en huile combustible claire que les pétroles lourds. En raison de ce fait, là où on peut répondre au reste de la demande de combustible plus lourd par d'autres moyens, les prix de base des pétroles bruts plus légers reflètent les avantages particuliers qu'ils offrent. Les progrès technologiques réalisés quant aux méthodes de raffinage et les fluctuations du marché peuvent naturellement diminuer la différence de prix entre les pétroles bruts de forte densité et les pétroles bruts plus légers.

Le fait que l'industrie canadienne du pétrole se fonde sur l'importance des gisements et la qualité du produit ne semble pas soulever de problèmes particuliers. La plus grande partie des pétroles est d'une bonne qualité et les réserves suffisent évidemment pour alimenter une industrie importante et progressive.

Production et mise sur le marché du pétrole canadien

L'industrie pétrolière du Canada a connu une expansion rapide depuis la découverte du champ de pétrole de Leduc, en Alberta, en 1947. La production de pétrole brut en 1946 était de 7,586,000 barils. En 1957, elle s'est élevée à 181,848,000 barils environ. Le nombre des puits, qui était au-dessous de 150 dans l'Ouest du Canada en 1946, avait atteint un sommet de 3,300 en 1956. Au cours de cette période, l'industrie pétrolière a consacré plus de trois milliards de dollars à la prospection et à la production du pétrole et du gaz naturel dans l'Ouest du Canada. De 1947 à 1957, les droits de concession, de location et de production ont augmenté les revenus des provinces d'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba de 781 millions de dollars environ*. La multiplication des découvertes de nappes de pétrole dans l'Ouest du Canada, à la suite de celle de Leduc, de même que l'expansion rapide de la production ont amené un changement complet quant à l'approvisionnement du Canada en pétrole. En 1947, la production nationale ne répondait qu'au dixième des besoins du pays en produits du pétrole, comparativement à 47 p. 100 en 1957. L'importance de cette augmentation ressort de ce fait que la consommation de pétrole, d'origine canadienne ou importé, qui s'élevait à 267,000 barils par jour en 1947, avait atteint 742,000 barils par jour en 1957. Le Canada n'exportait pas de pétrole brut en 1947. En 1957, les exportations se sont élevées en moyenne à 152,000 barils par jour, soit 30 p. 100 environ de la production totale, ce qui représente une valeur approximative de 141 millions de dollars. Durant le mois de pointe de l'année, la proportion a atteint environ 40 p. 100. Compte tenu des exportations de pétrole brut canadien, et des importations et exportations de produits raffinés, le Canada, en 1957, était indépendant dans le domaine du pétrole à raison de 67 p. 100. Le volume considérable des exportations de 1957 est attribuable évidemment à l'augmentation de la demande occasionnée par la crise de Suez. La capacité de production des champs de pétrole canadiens s'était assez développée cette année-là pour produire, au besoin, une quantité de pétrole supérieure à la demande totale du marché canadien.

* Sur ce revenu total de 781 millions de dollars, le gouvernement de l'Alberta a touché 724 millions, le gouvernement de la Saskatchewan, 54 millions, et le gouvernement du Manitoba, 3 millions.

Production et mise sur le marché du pétrole canadien

Le graphique 2 intitulé «Disponibilités de pétrole brut et de produits du pétrole au Canada en 1950 et en 1957» fait bien ressortir le changement phénoménal qui s'est produit dans la production et dans la mise sur le marché du pétrole au Canada au cours de ces dernières années.

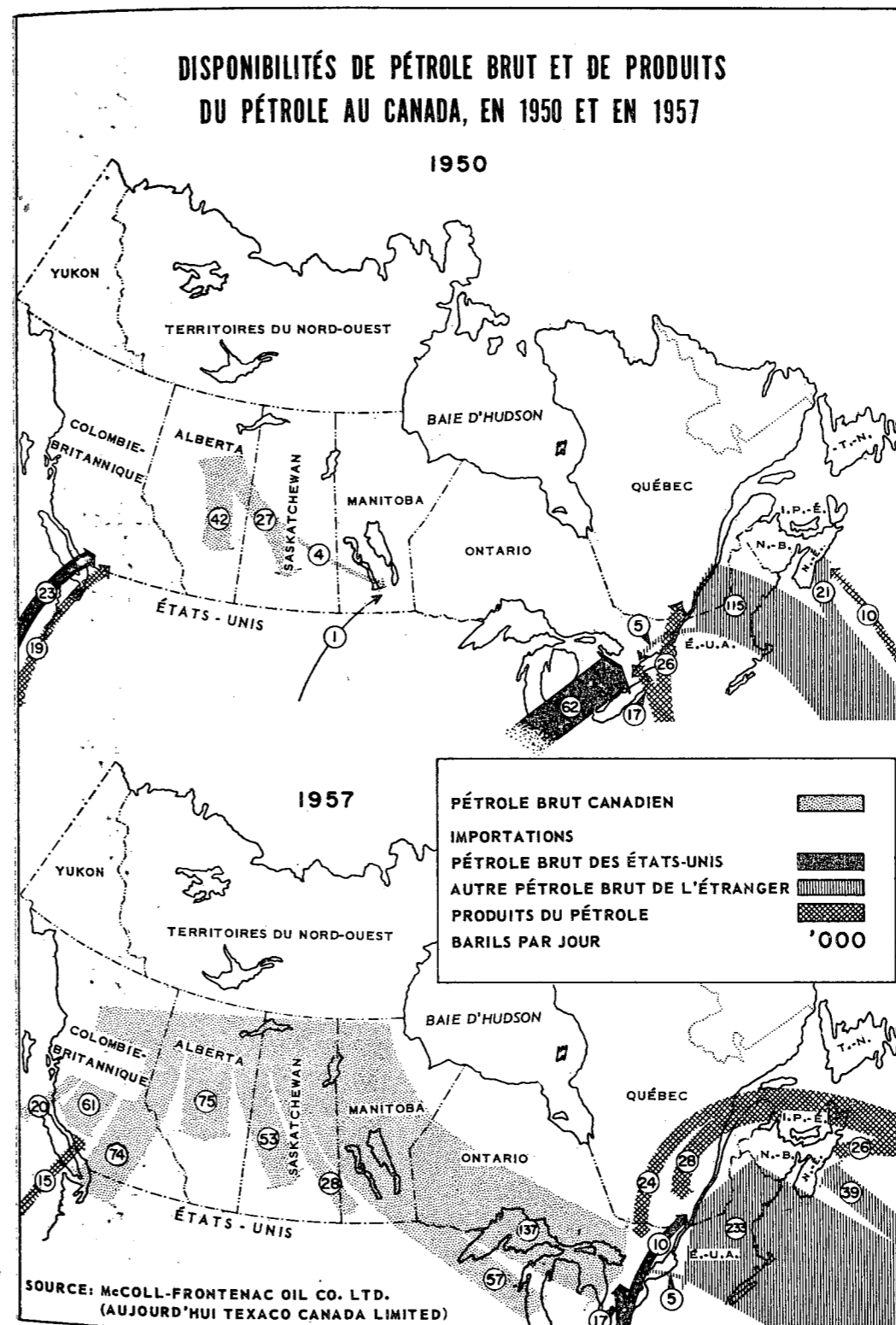
L'expansion de la production et la mise en valeur de nouvelles ressources et de nouveaux marchés se sont poursuivies sans interruption jusqu'en 1957, au fur et à mesure qu'on a réussi à écouler le pétrole canadien sur des marchés de plus en plus éloignés. Après 1957, comme on le montrera plus loin, certains événements ont contribué à mettre un frein à l'expansion rapide qui s'était produite au cours des dix années précédentes.

Stades d'expansion

Expansion de l'Alberta vers l'est

L'expansion qui a résulté de la découverte du champ pétrolifère de Leduc a permis à l'industrie pétrolière du Canada de s'emparer graduellement de presque tout le marché de la région des Prairies et d'y écouler ses produits, à l'exception de produits spéciaux. Avant cette découverte, les provinces des Prairies devaient compter sur les importations de pétrole brut et de produits du pétrole des États-Unis; en raison de l'éloignement des sources d'approvisionnement de l'étranger, l'achat des produits du pétrole avait toujours été coûteux dans cette région. Bientôt les usines de raffinage se mirent à faire usage seulement du pétrole brut canadien. A cette même époque, les raffineries se multiplièrent, tout d'abord en Alberta puis en Saskatchewan, pour faire face à la demande croissante de produits du pétrole. Dès lors, la production nationale a réussi de plus en plus à répondre à la demande. Au début, le pétrole brut parvenait aux raffineries par wagons-citernes et par camions-citernes plutôt que par pipe-line.

Dès 1949, les réserves découvertes en Alberta étaient assez importantes pour fournir éventuellement une production supérieure à la demande globale des provinces des Prairies, compte tenu des principes de conservation reconnus. En 1950, à la demande de l'industrie et à la suite d'audiences publiques organisées en vue de déterminer la meilleure manière de procéder en l'espèce, on établit en Alberta un programme destiné à proportionner la production à la demande et à résoudre ainsi le problème des excédents de production. D'après ce programme, la *Petroleum and Natural Gas Conservation Board of Alberta*, qui est aujourd'hui l'*Oil and Gas Conservation Board*, demande aux raffineries de lui faire connaître leurs besoins de pétrole brut pour les mois à venir. D'après ces prévisions et d'autres données, la production



Commission royale d'enquête sur l'énergie

globale autorisée par le gouvernement provincial est répartie entre les différents champs pétrolifères et entre les différents puits exploités dans la province. La première étape de la répartition consiste à accorder un minimum suffisant de production, autrement dit un palier de départ à chaque puits en exploitation. La deuxième étape consiste à partager le reste de la demande proportionnellement au maximum du régime de production établi par la Commission pour chaque puits ou pour chaque champ pétrolifère. Ce programme établi par la Commission en 1950 s'applique encore avec quelques légères modifications. On projette des changements plus considérables qui seront probablement en vigueur vers le 1^{er} janvier 1960; ils auront pour effet d'assurer un plus fort débit aux puits ou aux champs pétrolifères les plus productifs de la province. Les autres provinces productrices de pétrole n'ont pas encore établi une réglementation semblable de la production.

L'*Interprovincial Pipe Line Company*, constituée en société en 1949, a fait le premier pas dans la voie du transport des pétroles bruts canadiens par pipe-line à fort diamètre, initiative appelée à jouer un grand rôle dans l'expansion de l'industrie. A l'origine, on projetait d'aménager et d'exploiter un pipe-line pour le pétrole brut entre Edmonton et Regina, afin de bénéficier des économies que ce moyen de transport permet de réaliser, lorsqu'on le compare au transport routier ou au transport par rail. On a bientôt modifié ce projet pour permettre au pétrole canadien l'accès des marchés plus éloignés de l'Est du Canada.

La saturation rapide des marchés de la région des Prairies et la découverte d'autres champs pétrolifères, tels que celui de Redwater près d'Edmonton en 1948, ont nécessité l'ouverture de nouveaux marchés. Le marché canadien le plus rapproché à l'ouest se trouvait dans la région de Vancouver. Du côté de l'est, c'est l'Ontario qui offrait les grands débouchés canadiens les plus rapprochés. Ces nouveaux marchés laissaient entrevoir la possibilité d'une demande croissante de pétrole brut, mais la tâche de les alimenter présentait des problèmes difficiles de transport. Seul un pipe-line à fort diamètre pouvait les atteindre économiquement; mais on ne pouvait en entreprendre l'aménagement avant que les réserves connues de pétrole et le rythme de la découverte de nouvelles sources en garantissent les frais d'exploitation durant la période requise pour l'amortissement du capital engagé. L'industrie de la production eut tôt fait de réaliser toutes ces conditions.

L'expansion des marchés a influencé les prix du pétrole à la source. Jusqu'en 1948, les prix du pétrole brut de l'Alberta à la source étaient déterminés par la concurrence des pétroles bruts exportés des États-Unis à Regina, de sorte que les prix du pétrole de l'Alberta à la source, compte tenu des frais de transport jusqu'à Regina, étaient aussi élevés que les prix,

Production et mise sur le marché du pétrole canadien

à la source, du pétrole brut importé, y compris les frais du transport vers Regina et les mises au point nécessitées par le change. Une expansion du marché vers l'Est du Canada comportait une augmentation des frais de transport et, par conséquent, une réduction inévitable des prix à la source. On prévoyait qu'il faudrait peut-être une baisse supplémentaire pour soutenir la concurrence du pétrole brut des États-Unis dans cette région de l'Est canadien et qu'on ne pourrait réaliser un bénéfice sur l'ensemble des opérations que par un accroissement du volume de production qui donnerait des bénéfices nets plus que suffisants pour compenser les effets de la réduction des prix à la source.

Vers la fin de 1950, l'*Interprovincial Pipe Line Company* avait complété l'établissement de son pipe-line jusqu'à Superior (Wisconsin). L'aménagement d'installations portuaires à Superior a permis le transport du pétrole brut canadien à Sarnia par bateaux-citernes des grands Lacs. L'installation d'un réservoir de forte capacité à Superior a assuré le pompage continu du pétrole de l'Alberta pendant la saison morte de la navigation. L'expansion a aussi assuré, grâce à des réseaux d'embranchements, l'approvisionnement des autres raffineries situées dans la région des Prairies et dans l'Ouest central des États-Unis. En 1951, quand le pétrole brut de l'Alberta a commencé à approvisionner les raffineries de l'Ontario, les prix à la source fléchirent de plus de 44c. le baril. Sarnia, qui était le théâtre le plus éloigné de la concurrence alberto-américaine, est devenue alors ce qu'on appelle couramment dans l'industrie le «point de détermination» des prix de base du pétrole brut de l'Ouest du Canada.

En 1953, afin de profiter de l'économie réalisable grâce à la transmission du pétrole par pipe-line en comparaison des frais de transport par bateau-citerne, qui occasionne des dépenses d'entreposage pendant l'hiver, et pour répondre à la demande accrue de pétrole brut dans l'Ontario, l'*Interprovincial Pipe Line Company* a prolongé son pipe-line de Superior à Sarnia. En 1957, on a prolongé le réseau jusqu'aux raffineries de la région de Toronto. Ce dernier tronçon n'a pas entraîné une réduction des prix à la source, car le pétrole brut de l'Ouest canadien pouvait alors soutenir à Toronto la concurrence des pétroles bruts des États-Unis, même compte tenu des frais supplémentaires de transport sur le tronçon de Sarnia à Toronto.

L'*Interprovincial Pipe Line* a entrepris l'établissement initial de son réseau et chaque expansion subséquente en se fondant sur ce fait que les grandes entreprises pétrolières comptaient que les pétroles bruts pourraient continuer à soutenir victorieusement la concurrence sur le nouveau marché.

En raison du risque, il fallait des garanties pour protéger le financement. En conséquence, lors des premières dispositions d'ordre financier prises au sujet de l'aménagement du pipe-line, l'*Imperial Oil Limited* prit

Commission royale d'enquête sur l'énergie

pour le transport de son pétrole des engagements dont le recettes suffiraient au service de la dette consolidée de l'*Interprovincial Pipe Line*. L'*Imperial Oil* s'engagea aussi, auprès de certaines raffineries, à leur livrer du pétrole brut canadien à des prix qui soutiendraient la concurrence des pétroles bruts des États-Unis. Cela a permis à ces compagnies de mettre à exécution des programmes de construction de raffineries fondés sur l'utilisation du pétrole brut canadien.

Expansion de l'Alberta vers l'ouest

En 1950, la capacité de production des raffineries de la Colombie-Britannique était d'environ 28,000 barils par jour. Elles se trouvaient toutes concentrées dans la région de Vancouver et recevaient de la Californie, par bateaux-citernes, le plus fort de leur approvisionnement de pétrole brut. Plus de la moitié de la demande totale de produits du pétrole pour la province était satisfaite par les importations, surtout par les importations des États-Unis. Une expansion de la capacité de raffinage en Colombie-Britannique et l'utilisation du pétrole brut canadien, de préférence au pétrole brut importé, offraient donc la perspective d'un débouché considérable au pétrole brut canadien, mais non au point de motiver l'installation d'un pipeline venant de l'Alberta.

La région de Puget Sound laissait entrevoir d'autres perspectives. Les États de Washington et de l'Orégon, qui offraient des débouchés considérables aux produits du pétrole, n'avaient alors que peu de raffineries, mais on projetait d'en construire d'autres. Pour des raisons de défense, le gouvernement des États-Unis considérait qu'il serait préférable d'alimenter ces raffineries à partir d'une source qui n'exigerait pas le transport océanique. En outre, la demande pour les produits du pétrole croissait rapidement en Californie et, vu la diminution de la production, la livraison du pétrole brut de la Californie aux autres États avait diminué.

Ajoutés à l'expansion continue des réserves de pétrole de l'Alberta et au succès que remportait l'industrie canadienne du pétrole pour obtenir de l'aide financière de plusieurs sociétés des États-Unis qui s'intéressaient au raffinage du pétrole brut de l'Alberta dans la région de Puget Sound, ces facteurs ont provoqué la constitution en corporation de la *Trans-Mountain Oil Pipe Line Company* au printemps de 1951. Les installations principales du pipeline de la compagnie étaient complétées en 1953, permettant la transmission du pétrole brut de la région d'Edmonton jusqu'aux raffineries des terres basses de la côte de la Colombie-Britannique et, par un embranchement, jusqu'aux raffineries de la région de Puget Sound. Cette expansion du marché n'a pas provoqué de réduction des prix à la source en Alberta,

Production et mise sur le marché du pétrole canadien

qui se sont maintenus au niveau du point de concurrence fixé à Sarnia et le pétrole brut canadien se vendait moins cher à Vancouver et dans la région de Puget Sound, même après le paiement du droit de 10½c. le baril imposé par le tarif d'importation des États-Unis.

Le tableau IV donne le détail des prix publiés depuis 1948 pour le pétrole brut de Redwater ainsi que la date des changements de prix et les raisons qui les ont motivés. Les changements apportés en mars 1959 sont

TABLEAU IV—CHANGEMENTS DANS LES PRIX PUBLIÉS SUR PLACE POUR LE PÉTROLE BRUT DE REDWATER

1948-1959			
Année	Dates	Prix publié, en dollars par baril	Principale raison des changements de prix à la source
1948	Janv.-nov.	3.20	Permettre au pétrole brut de l'Alberta de faire face à la concurrence à Winnipeg.
	déc.	2.68	
1949	24 sept.	2.88	Dévaluation du dollar canadien.
1950	16 oct.	2.73	Modification du taux du change (libération du dollar canadien).
1951	24 avril	2.44	Permettre au pétrole brut de l'Alberta de faire concurrence au pétrole brut de l'Illinois à Sarnia.
	1 ^{er} juin	2.46	
1952	23 avril	2.315	Modification du taux du change et concurrence à Sarnia.
	15 oct.	2.325	
1953	19 mars	2.385	Modification du taux du change et concurrence à Sarnia.
	21 juil.	2.645	
1954	15 oct.	2.555	Modification du taux du change.
1955	7 janv.	2.485	Changement du prix du pétrole brut de l'Illinois et une certaine mise au point par suite de la modification du taux du change.
	1 ^{er} fév.	2.49	
1957	16 janv.	2.67	Augmentation du prix mondial général qui s'est fait sentir à Sarnia.
	30 août	2.63	
1958	12 avril	2.56	Modification du taux du change et changement des prix de l'Illinois.
1959	24 mars	2.42	Baisses des prix mondiaux publiés et répercussion de ces baisses sur les prix du pétrole brut et des produits du pétrole sur les marchés canadiens.

SOURCE: Alberta Oil and Gas Conservation Board.

Commission royale d'enquête sur l'énergie

l'indice d'une innovation importante dans l'établissement des prix du pétrole brut canadien. Comme le présent rapport l'explique plus loin, ces changements ont déterminé l'abandon définitif du point de détermination des prix, qu'on avait fixé à Sarnia, et la mise au point des prix canadiens en vue de faire face à de nouvelles forces de concurrence.

Expansion dans les autres provinces

Le succès obtenu en Alberta a contribué à activer les recherches dans toute l'étendue du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada et particulièrement en Saskatchewan. Jusqu'en 1953, c'est le pétrole noir lourd qu'on trouvait près de Lloydminster et qui formait la plus grande partie de la production de cette province. Ce pétrole était surtout employé par les raffineries de l'Alberta pour produire principalement du mazout C à soute et des produits bitumineux. On a découvert du pétrole brut clair dans le sud-est de la Saskatchewan en 1954. Depuis l'aménagement du pipe-line Westspur en 1956, la région de l'Ontario et celle de l'Ouest central des États-Unis situées le long de la route de l'*Interprovincial Pipe Line Company* ont constitué un débouché de plus en plus important pour le pétrole brut clair.

Les découvertes de pétrole brut d'une densité moyenne et d'une haute teneur en soufre dans l'ouest de la Saskatchewan au début des années 50 ont créé des problèmes spéciaux de mise sur le marché. Ce pétrole n'était pas exactement ce qu'il fallait pour les raffineries accessibles de l'Ontario et des États-Unis. Cet état de choses a amené la mise sur pied d'une production intégrée comportant le transport et le raffinage en vue de servir particulièrement le marché de la région de Saint-Paul (Minnesota). A cette fin on a construit dans cette région une raffinerie pour le traitement de ces pétroles.

La production a commencé lentement dans la région de Virden au Manitoba en 1951. Cette région a été alors reliée au réseau de l'*Interprovincial Pipe Line Company* et le pétrole a été transporté vers le marché de l'Est.

On a commencé à produire du pétrole brut en Colombie-Britannique en 1956. Jusqu'ici cette production reste relativement faible et le pétrole est raffiné et mis sur le marché sur place dans le district de la rivière de la Paix en Alberta et en Colombie-Britannique.

Réalisations de l'industrie

Si l'industrie du pétrole a de l'importance au Canada depuis plusieurs dizaines d'années, elle est devenue l'une des plus considérables en 1958. Au cours des dix dernières années, elle a fait dans tout le Canada des placements

Production et mise sur le marché du pétrole canadien

considérables, qui témoignaient d'une grande confiance en l'avenir, pour permettre la prospection et l'exploitation des gisements, pour augmenter la capacité des raffineries, pour aménager et prolonger les pipe-lines et pour faciliter la mise sur le marché. Ces placements se sont élevés à 4,600 millions de dollars et ils ont donné à l'industrie une base solide pour l'exploitation et des perspectives d'expansion sans limite. La production de pétrole brut a augmenté régulièrement et elle se pratique dans toutes les provinces de l'Ouest. L'Alberta à elle seule fournit 75 p. 100 de la production totale. Le potentiel de production a augmenté encore plus rapidement. Le graphique 3 intitulé «Disponibilités de pétrole brut au Canada en 1958» indique les principales sources d'approvisionnement et la distribution du pétrole au cours de cette année-là.

Tendances de l'offre et de la demande au Canada

Les réalisations de l'industrie se manifestent particulièrement par le changement qui s'est produit dans les sources d'approvisionnement du pétrole brut utilisé par les raffineries du Canada. Au cours de la période 1947-1957, les besoins du Canada en pétrole ont augmenté considérablement. En 1947, les raffineries du Canada employaient 76,800,000 barils de pétrole brut dont 7,300,000 barils ou 9½ p. 100 provenaient des champs pétrolifères du pays. En 1957, les raffineries du Canada ont reçu 238,600,000 barils, dont 126,900,000 ou 53 p. 100 provenaient des champs pétrolifères canadiens. De plus, au cours de la même année, les exportations de pétrole brut se sont élevées à 55,300,000 barils. En conséquence, les gisements du Canada ont fourni en 1957 l'équivalent de 76 p. 100 des quantités de pétrole brut dont les raffineries du Canada avaient besoin. Et il ne faut pas oublier que les besoins des raffineries ont triplé au cours de la période 1947-1957. Le graphique 4 intitulé «Offre et demande de tous les pétroles au Canada, 1950-1958» dénote le progrès réalisé par les principaux éléments de l'industrie pétrolière qui ont fait l'objet de l'offre et de la demande au cours des dernières années.

Le tableau V montre que les importations totales de pétrole brut au Canada ont aussi augmenté au cours de la période 1950-1957 et qu'elles se concentrent principalement dans la province de Québec et les provinces Maritimes. On constate une baisse progressive des importations dans toutes les autres provinces. La baisse des importations de l'Ontario a une signification particulière pour l'industrie canadienne du pétrole.

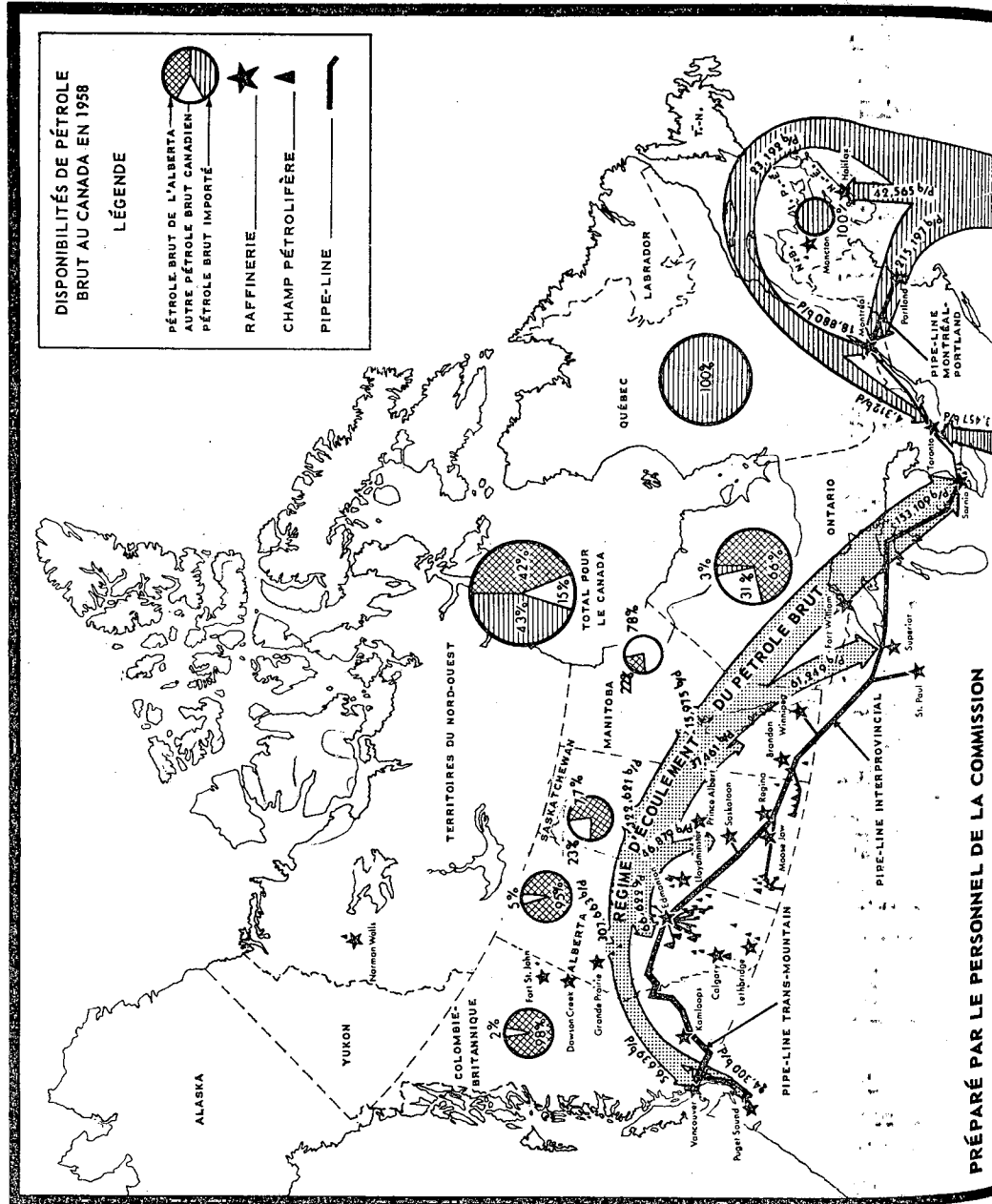


TABLEAU V—EMPLOI DE BRUT D'ORIGINE ÉTRANGÈRE ET D'ORIGINE CANADIENNE*, PAR RÉGION

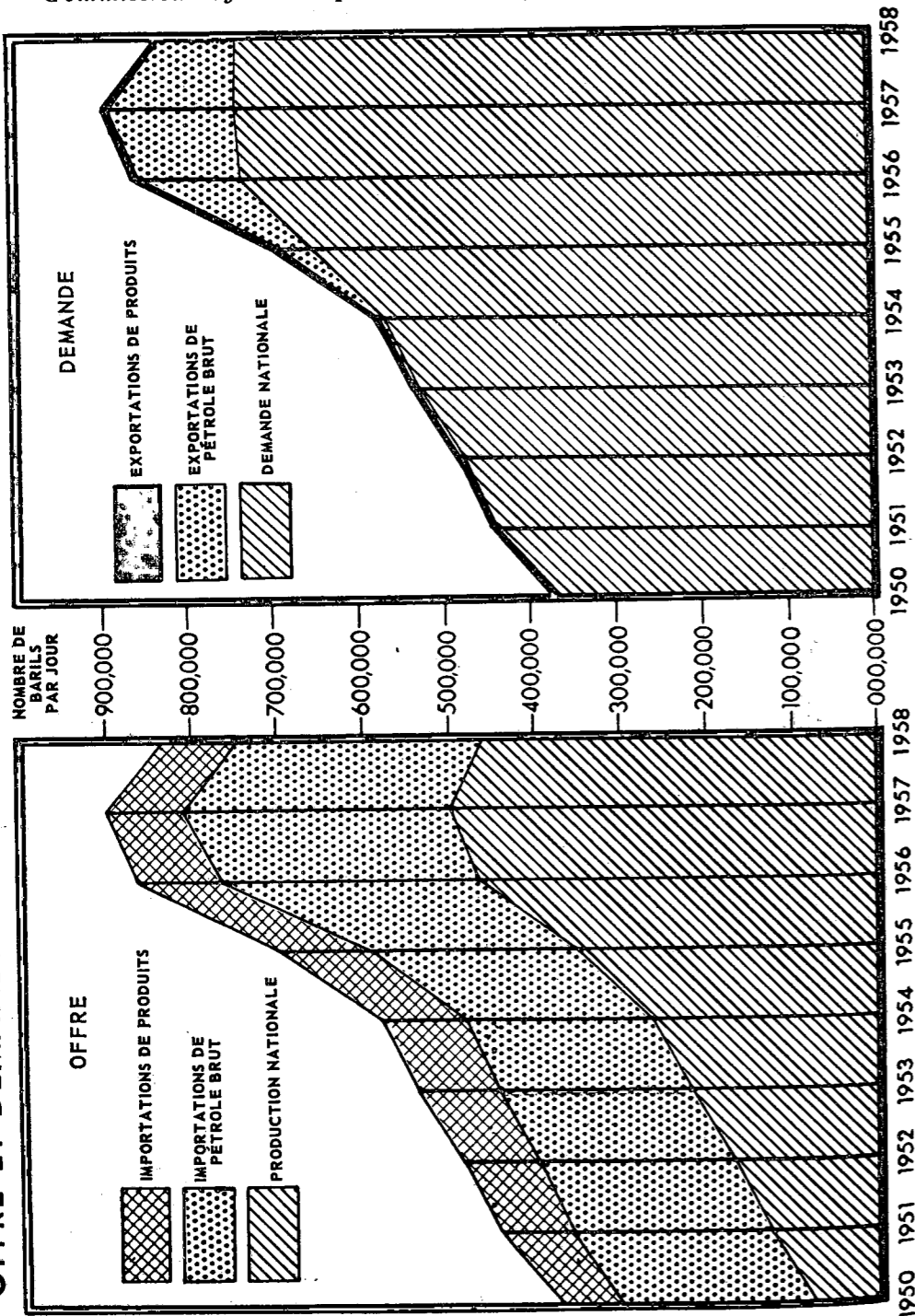
1950-1958

(en milliers de barils par jour)

Année	Colombie-Britannique		Prairies		Ontario		Québec et provinces Maritimes		Canada	
	Impor-tations	Approvi-sionnement total de brut	Impor-tations	Approvi-sionnement total de brut	Impor-tations	Approvi-sionnement total de brut	Impor-tations	Approvi-sionnement total de brut	Impor-tations	Approvi-sionnement total de brut
1950	21	21	1	80	69	70	133	133	224	304
1951	22	22	...	93	44	82	162	162	228	359
1952	20	21	...	109	37	93	168	168	225	391
1953	16	23	...	145	30	95	177	177	223	440
1954	5	42	...	126	24	119	181	181	210	468
1955	...	53	...	151	28	139	210	210	238	553
1956	...	60	...	163	25	159	266	267	291	649
1957	...	61	...	153	22	163	284	284	306	661
1958	...	58	...	154	4	160	277	277	281	649

* Comprend le pétrole brut et gaz-condensat.
Source: Bureau fédéral de la statistique et publications des gouvernements provinciaux.

OFFRE ET DEMANDE DE TOUS LES PÉTROLES AU CANADA, 1950 - 1958



Production et mise sur le marché du pétrole canadien

L'analyse de l'offre et de la demande régionales au Canada, d'après les données du tableau VI, indique que, en 1957, les bruts canadiens sont devenus la seule source d'approvisionnement de pétrole brut en Colombie-Britannique et dans les provinces des Prairies, et la source la plus importante en Ontario.

TABLEAU VI—OFFRE ET DEMANDE DE TOUS LES PÉTROLES EN 1957
(en milliers de barils par jour)

	Colombie-Britannique	Prairies	Ontario	Québec et Maritimes	Total, Canada
<i>Offre</i>					
Production (*)	1	504	2	507
Importations					
Pétrole brut			22	284	306
Produits du pétrole	16	3	24	54	97
Transferts entre régions					
Pétrole brut	61	-196	135
Produits du pétrole	7	-5	68	-70
Offre nouvelle	85	306	251	268	910
Baisse du stock	-1	+5	-11	-7
Offre totale	84	306	256	257	903
<i>Demande</i>					
Exportations					
Pétrole brut	152	152
Produits du pétrole	5	2	2	9
Demande domestique	79	154	254	255	742 (*)
Demande totale	84	306	256	257	903

(*) Y compris la production de pétrole brut, de gazoline, de produits G.P.L. et autres produits qui entrent dans les mélanges.

(*) La demande domestique a augmenté de 3 p. 100 en 1958 pour se chiffrer par 765,000 barils par jour.

SOURCE: Alberta Oil and Gas Conservation Board.

Augmentation des exportations de pétrole brut

En 1957, les exportations ont atteint un rythme moyen d'environ 152,000 barils par jour, soit un total de 55,300,000 barils pour cette année-là. Mais, en 1958, elles ont baissé jusqu'à 31,700,000 barils. On remarquera, d'après le tableau VII, que le haut niveau de production des années 1956 et 1957 reflète la demande exceptionnellement élevée de pétrole canadien pendant la crise de Suez. Le déclin de la production qui s'est fait sentir en 1958 tient, dans une certaine mesure, à la perte des marchés d'exportation ouverts temporairement au pétrole canadien pendant la crise de Suez.

TABLEAU VII—EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT PAR RAPPORT AU TOTAL DE LA PRODUCTION NATIONALE

Année	Exportations (en millions de barils)	Total de la production (en millions de barils)	Exportations en pour-cent de la production
1950	29.0
1951	.3	47.6	0.6
1952	1.4	61.2	2.3
1953	2.5	80.9	3.1
1954	2.3	96.1	2.4
1955	14.8	129.4	11.5
1956	42.9	172.0	25.0
1957	55.7	181.8	30.6
1958	31.7	166.5	19.0

SOURCE: Bureau fédéral de la statistique.

L'Alberta a été la principale source de ces exportations. Environ les trois dixièmes de sa production totale, soit 43,400,000 barils, ont été exportés du Canada en 1957. La Saskatchewan a exporté pour sa part 11,800,000 barils cette année-là, soit 32 p. 100 de sa production. Comme le montre le tableau VII, la baisse des exportations du Canada en 1958 a été la cause principale du premier recul qui s'est produit dans la montée régulière de la production que l'industrie pétrolière avait connue depuis 1947. Les conséquences de cette baisse des exportations et la diminution de production qui en a résulté n'ont atteint que l'Alberta.

La situation actuelle

Le tableau VIII donne la liste des exportations canadiennes de pétrole brut par province d'origine et il indique dans quelle mesure le total des exportations a baissé au cours des années 1956, 1957 et 1958. Il montre aussi que la baisse de production n'a atteint que l'Alberta et que les exportations de la Saskatchewan ont continué d'augmenter. Ces tendances du marché paraissent d'une façon plus détaillée au graphique 5 intitulé «Distribution du pétrole brut de l'Alberta et de la Saskatchewan, 1956-1958».

Le tableau VIII indique aussi que, contrairement à ce qui est arrivé dans le domaine des exportations, il ne s'est pas produit de diminution des ventes faites sur le marché intérieur. Cependant, les ventes domestiques n'ont accusé aucune augmentation considérable en 1958, surtout en raison du fait que la demande de produits pétroliers a augmenté de 3 p. 100 seulement au Canada au cours de cette année-là comparativement à l'augmentation moyenne annuelle de 12 p. 100 depuis 1947. On a aussi liquidé

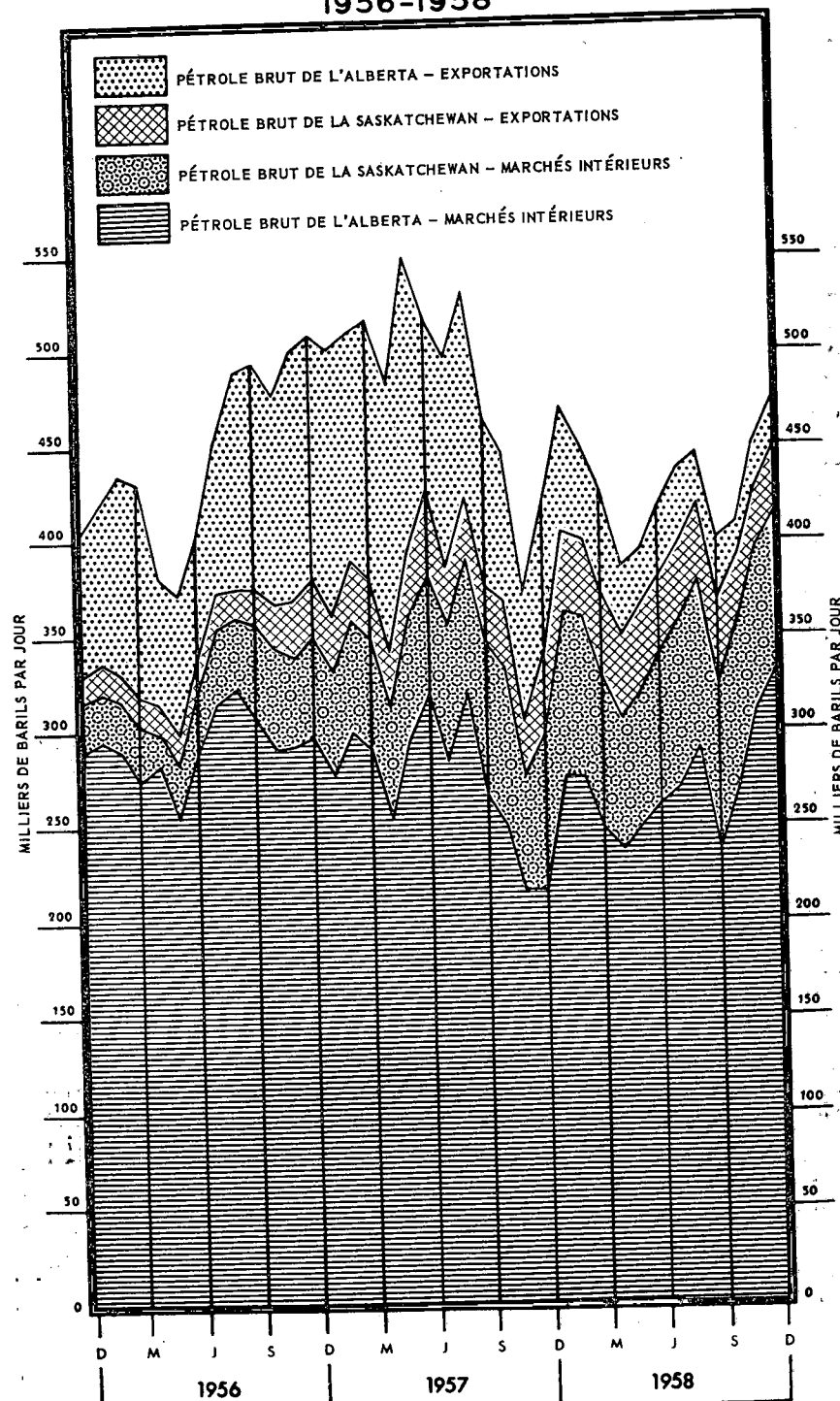
TABLEAU VIII—DISTRIBUTION DU PÉTROLE BRUT CANADIEN PAR PROVINCE D'ORIGINE

(en milliers de barils par jour)

	Alberta		Saskatchewan		Manitoba	
	Exportations	Ventes domestiques	Exportations	Ventes domestiques	Exportations	Ventes domestiques
1956						
Janvier	85.1	294.4	15.7	25.7	13.7
Février	105.2	289.1	14.2	26.8	14.6
Mars	113.1	275.1	16.2	26.8	15.5
Avril	66.3	282.6	16.0	15.2	13.5
Mai	74.4	254.5	15.7	27.7	15.0
Juin	63.5	289.0	17.8	32.7	14.8
Juillet	82.6	315.2	18.6	38.7	20.2
Août	114.9	321.6	14.9	37.6	25.0
Septembre	120.4	305.8	17.2	49.9	15.6
Octobre	109.6	290.7	23.5	52.7	16.8
Novembre	133.2	292.5	29.5	45.9	16.7
Décembre	129.9	296.0	29.1	53.8	7.4	3.0
1956, moyenne	98.8	292.2	19.0	36.1	0.6	15.4
1957						
Janvier	141.3	277.0	29.4	53.5	8.0	7.9
Février	119.7	299.1	30.7	60.2	16.9	0.4
Mars	137.1	290.0	31.5	58.5	10.2	10.2
Avril	142.6	253.0	30.5	46.9	9.4	1.5
Mai	155.0	295.2	33.7	65.6	7.6
Juin	90.4	318.9	34.8	63.0	7.8	17.7
Juillet	111.7	282.8	29.4	72.9	7.1	18.7
Août	107.9	319.2	31.2	73.0	7.3
Septembre	88.7	265.9	30.2	78.7	5.8	9.1
Octobre	77.7	250.6	35.7	81.8	6.4
Novembre	70.0	214.2	27.0	61.9	8.3	17.1
Décembre	83.2	213.7	40.4	83.2	9.0	14.6
1957, moyenne	110.4	273.3	32.0	66.6	8.6	8.1
1958						
Janvier	66.2	276.2	42.5	85.5	15.8	1.0
Février	48.6	275.4	42.6	83.4	12.1	4.7
Mars	57.2	247.7	43.1	79.2	11.0	5.8
Avril	35.8	237.2	46.7	66.5	5.3	10.5
Mai	29.3	249.9	46.6	68.1	5.8	10.8
Juin	38.1	260.9	40.4	78.7	5.7	11.0
Juillet	40.1	270.0	40.0	87.6	5.2	11.4
Août	26.9	288.6	40.0	89.5	4.5	11.3
Septembre	35.2	237.5	40.3	88.0	3.0	12.4
Octobre	17.9	266.9	35.4	88.1	5.9	9.3
Novembre	24.9	308.9	32.4	86.0	12.5	2.4
Décembre	23.7	329.1	36.8	84.0	9.3	5.0
1958, moyenne	37.0	270.7	40.6	82.1	8.0	8.0

SOURCE: Préparé par le personnel de la Commission d'après les renseignements fournis par les gouvernements provinciaux.

DISTRIBUTION DU PÉTROLE BRUT DE L'ALBERTA ET DE LA SASKATCHEWAN 1956-1958



PRÉPARÉ PAR LE PERSONNEL DE LA COMMISSION

Production et mise sur le marché du pétrole canadien

certaines stocks accumulés. En 1958, les ventes de la Saskatchewan ont augmenté tandis que celles de l'Alberta ont diminué. Au cours de ces dernières années, la Saskatchewan a conquis une plus forte proportion du marché canadien et du marché d'exportation. La production de cette province par rapport au total de la production domestique de pétrole brut a passé de 3 à 27 p. 100 au cours de la période 1952-1958. Compte tenu des exportations et des importations, l'autarcie du Canada en fait de pétrole a passé de 67 p. 100 qu'elle était en 1957 à 60 p. 100 en 1958 en raison de la baisse des exportations de pétrole brut.

Les nouvelles découvertes qui ont été faites dans l'Ouest du Canada et la baisse du marché d'exportation ont causé en 1958 un déclin considérable du rapport entre la production réelle et la capacité de production de l'industrie pétrolière. Ce déclin s'est fait sentir surtout en Alberta.

TABLEAU IX—PRODUCTION RÉELLE EXPRIMÉE EN POUR-CENT DE LA
PRODUCTION POSSIBLE—1956-1958, ALBERTA ET SASKATCHEWAN (*)
(moyenne journalière en milliers de barils)

Année	Alberta			Saskatchewan		
	Production		Pour-cent	Production		Pour-cent
	réelle	possible		réelle	possible	
1956	393	684	58.7	58	68	85
1957	377	756	50.7	101	125	81
1958	310	793	39.2	125	175	79

(*) La production réunie du Manitoba et de la Colombie-Britannique ne représente que 3 p. 100 du rendement de l'Ouest du Canada et elle n'est pas comprise dans le tableau ci-dessus.

SOURCE: Mémoire présenté par l'Oil and Gas Conservation Board of Alberta.

Vers la fin de 1957 et au cours de 1958, les dépenses d'exploration et d'expansion du secteur de la production de l'industrie pétrolière ont baissé considérablement. D'après l'estimation que la *Canadian Petroleum Association* a faite au début de 1959, les dépenses de mise en valeur ont passé de 242 millions de dollars qu'elles étaient en 1957 à 150 millions de dollars en 1958 et les dépenses d'exploration ont décliné, passant de 305 millions de dollars à 290 millions. Cette diminution des dépenses est attribuable, en partie, à une baisse des frais de forage causée par une diminution des entreprises d'exploration et de mise en valeur. Le nombre de puits forés dans toutes les catégories de production a baissé d'environ 3,000 qu'il était en 1957 à un peu plus de 2,500 en 1958, mais la diminution des frais de mise en valeur a été plus importante que celle des frais de prospection. Cela est attribuable en partie au parachèvement de plusieurs programmes de mise en valeur des ressources. Le nombre de puits forés pour fins de sondage est descendu de 1,058 qu'il était en 1957 à 849 en 1958.

La réduction des dépenses consacrées au forage pour découvrir du pétrole a été plus importante que les chiffres nous le laissent croire, car ces dépenses comprennent celles qu'a occasionnées la recherche croissante de gaz naturel. La diminution du forage en vue de trouver du pétrole aurait pu être plus considérable si la portée lointaine des programmes de prospection n'avait contribué à diminuer l'influence des conditions adverses du marché sur la prospection pétrolière. Ces programmes de prospection, en effet, visent un avenir lointain. De plus, l'obligation pour l'industrie pétrolière de se conformer à certaines exigences en fait de forage et à certains règlements imposés en vertu de lois provinciales a contribué à maintenir à un certain niveau les dépenses de prospection et de mise en valeur.

La diminution qui s'est fait sentir généralement en 1958 dans les dépenses de l'industrie résulte, entre autres choses, du déclin des marchés d'exportation, d'un ralentissement général de l'activité commerciale et d'une demande de produits canadiens du pétrole inférieure à la demande prévue. Le déclin des marchés d'exportation réels et éventuels semble avoir été le facteur le plus important. Par suite de la diminution de l'activité sur place il s'est constitué moins de compagnies et il s'est fait un plus grand nombre de fusions d'entreprises.

D'après les dépositions rendues devant la Commission, il est évident que la perte des marchés d'exportation de pétrole inquiète l'industrie pétrolière et les autorités gouvernementales. En conséquence, nous avons cru qu'il était à propos d'étudier l'expérience de l'industrie pétrolière à l'égard de ces marchés d'exportation et d'essayer de voir dans quelle mesure ces marchés ou d'autres marchés seront ouverts au Canada à l'avenir.

Exportation du pétrole canadien

Les premières exportations de pétrole brut canadien sont de date récente et, sauf quelques exceptions négligeables, se limitaient aux États-Unis d'Amérique. L'Alberta a fait ses premières exportations en 1951 et ces exportations se rattachaient au mouvement du pétrole brut vers les marchés de l'Ontario. Les installations de l'*Interprovincial Pipe Line Company* qui traversaient les États du Minnesota et du Wisconsin avant d'atteindre le lac Supérieur étaient reliées à deux raffineries peu considérables des États-Unis. Lorsqu'on a prolongé le réseau jusqu'à Sarnia, par le nord de l'État du Michigan, d'autres raffineurs des États-Unis ont commencé à acheter des quantités relativement faibles de pétrole brut canadien.

Marché des États du littoral nord-ouest

Le premier projet de transmission du pétrole brut aux marchés d'exportation a été entrepris par la *Trans Mountain Oil Pipe Line Company Limited*. Au printemps de 1951, la production du pétrole brut de l'Alberta avait atteint un débit de 126,000 barils par jour, soit 60 p. 100 de ce qu'était alors son potentiel de production. Fondé sur les nouvelles découvertes de pétrole du temps, on estimait qu'en 1953 le potentiel de production de l'Alberta s'élèverait à 325,000 barils par jour. C'était plus que suffisant pour répondre aux exigences éventuelles du marché de l'Ontario, déjà partiellement desservi par les expéditions de pétrole brut de l'Alberta. À l'ouest des montagnes Rocheuses, une région industrielle s'annonçait très favorable à l'écoulement d'un fort volume du pétrole brut de l'Alberta. En 1950, la demande de pétrole brut et de produits du pétrole en Colombie-Britannique s'élevait à 46,000 barils par jour. Ce marché était alimenté surtout par des importations quotidiennes d'environ 23,000 barils de pétrole brut de la Californie et d'une quantité à peu près égale de produits du pétrole. On recevait aussi de l'Alberta une petite quantité de produits du pétrole. L'expansion projetée du raffinage à Vancouver a été l'un des facteurs déterminants de l'aménagement d'un pipe-line d'Edmonton à la côte du Pacifique pour le transport des pétroles bruts de l'Ouest du Canada.

Les États du littoral nord-ouest, c'est-à-dire le Washington, l'Oregon et l'Idaho, offraient aussi la perspective d'un débouché. La capacité de raffinage de cette région n'était que de 12,000 barils par jour et la région pouvait alors absorber environ 200,000 barils par jour. La construction de nouvelles raffineries était à l'étude. Il n'y avait là aucune production locale de pétrole brut et la demande, tant pour le pétrole brut que pour les produits du pétrole, était alimentée par des approvisionnements provenant de la Californie. La capacité de raffinage de la Californie suffisait aux besoins civils et militaires de la région située à l'ouest des montagnes Rocheuses. Cependant, l'Administration américaine des pétroles pour les besoins de la défense, dans une étude de la situation qu'elle avait faite en 1951, concluait que l'augmentation des réserves de la Californie n'était pas proportionnée à l'augmentation de la demande. Il s'ensuivait que, si on ne découvrait pas de nouvelles réserves en Californie, il faudrait trouver une autre source de pétrole brut pour les raffineries dont on projetait la construction dans la région de Puget Sound.

Bien qu'il fût possible d'obtenir des approvisionnements d'un certain nombre de sources étrangères, des facteurs stratégiques militaient en faveur de l'utilisation d'une source d'approvisionnement au Canada. Dans un rapport publié en décembre 1951, l'Administration des pétroles pour les besoins de la défense avait conclu, après une étude de l'offre et de la demande dans les États du littoral nord-ouest, que la production régionale probable de pétrole brut ne suffirait pas aux besoins prévus du District V, qui englobait les États de la côte du Pacifique, à moins d'avoir recours à certaines réserves spéciales détenues par la Marine des États-Unis. On envisageait alors six autres sources possibles d'alimentation, à savoir: importations par bateaux-citernes de l'hémisphère oriental, importations de la région des Antilles et des États américains situés sur le Golfe, expéditions par pipe-line de la région Texas occidental-Nouveau-Mexique, importations de la région des montagnes Rocheuses et, enfin, importations du Canada par pipe-line. Une analyse de ces différentes sources d'approvisionnement indiquait que l'importation du pétrole brut du Canada par pipe-line, pour compléter l'approvisionnement du District V à l'égard des besoins de la défense, était nettement la solution la plus avantageuse. L'un des principaux avantages, c'est que le pétrole brut canadien pouvait se transporter par terre dans la région en question, alors que les importations de l'étranger ne pouvaient y parvenir que par les routes océaniques, qui sont plus vulnérables. En conséquence, le rapport de l'Administration des pétroles pour le besoin de la défense concluait comme il suit:

«Il est impossible de prévoir toutes les éventualités inhérentes à ce problème. La plupart, d'ailleurs, sont moins importantes que la première des considérations, à savoir les besoins de la défense dans la région du littoral nord-ouest des États-Unis et la nécessité d'établir, dans l'hémisphère occidental, un marché de pétrole brut aussi productif que possible. Le seul

moyen de réaliser ce projet désirable au point de vue de la défense est de construire un pipe-line reliant l'Alberta à la région de Puget Sound. En conséquence, l'aménagement d'un pipe-line pour le transport du pétrole brut de l'Alberta jusqu'à la région de Puget Sound est recommandé conjointement avec la construction d'usines qui augmenteraient la capacité de raffinage de la région. Il est proposé que l'Administration des pétroles pour les besoins de la défense aide à l'acquisition de l'acier nécessaire à la réalisation de ce projet.»

Le gouvernement du Canada, dans une note adressée au gouvernement des États-Unis, le 8 mars 1955, rappelait les motifs de stratégie qui avaient déterminé, en partie, le projet du pipe-line *Trans Mountain*:

«On se rappellera que, pour des raisons de stratégie militaire, la Marine des États-Unis a donné son appui à l'aménagement du pipe-line *Trans Mountain* et à la construction de nouvelles raffineries dans l'État du Washington.»

Cette façon d'envisager le problème de la défense du continent était conforme à une entente antérieure intervenue entre le Canada et les États-Unis au sujet des principes de collaboration économique en matière de défense qui avaient été énoncés dans un échange de notes entre les deux pays en 1950. Dans une note du 26 octobre 1950, le secrétaire d'État des États-Unis déclarait:

«Les États-Unis et le Canada ont atteint un niveau remarquable de collaboration dans le domaine de la mobilisation industrielle pendant la Seconde Guerre et subséquemment, grâce à l'application des principes énoncés dans l'accord de Hyde Park de 1941, par la mise en œuvre de ces principes au cours de l'après-guerre et, plus récemment encore, grâce au travail du Comité conjoint de coordination des projets de mobilisation industrielle. En vue de la sécurité des deux pays et pour aider les deux gouvernements à remplir les obligations qu'ils ont contractées aux termes de la Charte des Nations Unies et du traité de l'Atlantique-Nord, il est à désirer que ce champ d'action s'élargisse. En conséquence, nos deux gouvernements collaboreront, dans tous les domaines possibles et dans toute la mesure de leurs pouvoirs, en vue de coordonner les efforts économiques des deux pays pour la défense conjointe et afin de mettre en commun la production et les ressources des deux pays en vue d'obtenir les meilleurs résultats.»

«Les principes énumérés ci-après ont été établis dans le dessein de faciliter la réalisation de ces objectifs:

1. Afin d'obtenir une production optimum du matériel essentiel à la défense conjointe, les deux pays établiront un programme coordonné de leurs besoins, de leur production et de leurs sources d'approvisionnement.
2. A ces fins, les deux pays devront, à mesure que la nécessité s'en imposera, établir des administrations coordonnées qui seront chargées de la distribution des matières premières et des approvisionnements dont il y a pénurie.
3. Ces organes canadiens et américains devront viser, aux mêmes objectifs; ils seront constitués et administrés de façon à obtenir des résultats à peu près semblables dans chaque pays. Dans la mesure du possible,

Commission royale d'enquête sur l'énergie

des consultations devront précéder l'institution d'une administration dans l'un des deux pays, lorsque cet organe peut influer sur l'économie de l'autre pays.

4. Afin de faciliter la production essentielle, on échangera librement les connaissances techniques appliquées à la production dans les deux pays, lorsque la chose sera possible.

5. Les obstacles qui existent actuellement entre le Canada et les États-Unis et qui peuvent nuire au passage du matériel essentiel à la défense commune d'un pays à un autre seront levés dans toute la mesure du possible.

6. Par l'entremise de leurs institutions compétentes, les deux gouvernements se consulteront quant aux problèmes financiers ou aux questions de change qui pourraient se présenter par suite de la mise en vigueur du présent accord.»

Au début de la guerre de Corée, en 1950, l'Administration américaine des pétroles pour les besoins de la Défense est intervenue à l'occasion pour aider à maintenir un niveau très élevé d'exploration et de mise en valeur des ressources pétrolières de l'Ouest du Canada. Ainsi, par exemple, elle a obtenu pour l'industrie pétrolière certaines priorités dans la répartition de l'acier et autres matériaux rares produits aux États-Unis.

L'industrie canadienne du pétrole étudie depuis 1950 la possibilité de trouver de nouveaux marchés sur le littoral du Pacifique. Lorsqu'il s'est agi de motiver l'aménagement d'un pipe-line de l'Alberta jusqu'à la côte du Pacifique, on a jugé qu'il serait possible d'employer le pétrole brut canadien dans les raffineries de la Colombie-Britannique et que le pétrole brut de l'Alberta pourrait concurrencer avec succès celui de la Californie et celui d'outre-mer dans les États du littoral nord-ouest. La déclaration de la guerre de Corée et les besoins de la défense ont précipité la décision d'entreprendre l'aménagement du pipe-line. La *Trans Mountain Oil Pipe Line Company* a donc commencé en 1952 l'établissement de ce second pipe-line de grande envergure. Le réseau partait d'Edmonton pour atteindre Vancouver et la région de Puget Sound. Vu l'importance de ces travaux en fonction de la défense continentale, on a permis que l'acier nécessaire provienne de sources d'approvisionnement des États-Unis.

Six sociétés pétrolières engagées dans des opérations de raffinage sur la côte de l'Ouest ont épaulé le projet du pipe-line de la *Trans Mountain* en devenant actionnaires de la société et en participant à des accords de garantie par lesquels elles s'engageaient à assurer le paiement de l'amortissement et de l'intérêt des obligations de première hypothèque. Le capital détenu par ces maisons, à l'époque du premier financement ainsi qu'en mars 1959, paraît au tableau X.

Exportation du pétrole canadien

TABLEAU X—RÉPARTITION SOMMAIRE DES ACTIONS DE LA TRANS MOUNTAIN

Société	Nombre d'actions	
	Première émission: 1951	27 mars 1958
Garants		
Imperial Oil Limited	130,000	130,000
Shell Oil Company of Canada Limited	130,000	130,000
Standard Oil Company of British Columbia Limited	130,000	130,000
Canadian Gulf Oil Company (aujourd'hui The British American Oil Company Ltd.)	130,000	130,000
Union Oil Company of California	100,000
Richfield Oil Corporation	50,000	50,000
Autres sociétés pétrolières	250,000	53,025
Tous autres actionnaires	920,000	623,025
	580,028	881,903
Nombre total d'actions en circulation	1,500,028	1,504,928

SOURCE: Mémoire de la *Trans Mountain Oil Pipe Line Company*.

La majeure partie des fonds dont dispose la *Trans Mountain Oil Pipe Line* provient de l'émission d'obligations de première hypothèque. En vertu du contrat relatif à un déficit éventuel, l'*Imperial Oil Limited* s'est portée garante, jusqu'à concurrence de 54.2 p. 100, des 65 millions de dollars recueillis au moyen de la vente d'obligations en 1952. Aux termes de ces contrats, les sociétés *Gulf Oil Corporation*, *Shell Oil Company* et *Standard Oil Company of California*, qui sont les sociétés mères aux États-Unis de la *Canadian Gulf Oil Company* (aujourd'hui *The British American Oil Company Limited*), de la *Shell Oil Company of Canada Limited* et de la *Standard Oil Company of British Columbia Limited*, se sont portées garantes des obligations achetées par celles-ci. Toutes les sociétés susmentionnées (la *Union Oil Company of California* exceptée) ont conclu deux autres contrats de cette nature en 1954 et en 1957.

On s'attendait tout d'abord que le pipe-line de la *Trans Mountain*, d'un diamètre de 24 pouces et pourvu de deux stations de pompage, aurait un débit de 75,000 barils par jour. Cependant, certains faits nouveaux qui se sont produits au cours des travaux ont laissé supposer que le pipe-line aurait à transporter plus de pétrole qu'on ne s'y attendait. En 1952 la *General Petroleum Corporation* a fait part de son intention de construire dans le voisinage de Ferndale (Washington), une raffinerie qui pourrait traiter 35,000 barils de pétrole par jour lors de son parachèvement en 1954. En 1953, la *Shell Oil Company* a entrepris la construction à Anacortes

(Washington), d'une raffinerie qui pourrait recevoir 55,000 barils de pétrole par jour. La construction de cette raffinerie s'est terminée au cours de l'été de 1955. Cet essor a amené la *Trans Mountain* à ajouter deux autres stations de pompage sur le trajet du pipe-line, avant son parachèvement, portant ainsi son débit à 150,000 barils par jour. On a aussi construit un embranchement à partir du pipe-line principal, pour desservir les nouvelles raffineries de Ferndale et d'Anacortes. Cet embranchement est exploité par la *Trans Mountain Oil Pipe Line Corporation*, filiale américaine de la société canadienne. Les expéditions de pétrole aux raffineries de Vancouver ont commencé en 1953, tandis que les expéditions à destination de Puget Sound ont débuté en 1954. Le débit de la *Trans Mountain* a connu une augmentation rapide au cours de la seconde moitié de 1955 pour répondre à la demande croissante, et au mois de décembre, le pipe-line transportait quelque 100,000 barils de pétrole par jour, dont près de 52,000 barils s'acheminaient chaque jour outre-frontière à destination des deux raffineries situées à Ferndale et à Anacortes. A cette époque, la capacité de raffinage de ces deux installations s'élevait à 90 p. 100 environ de la capacité des raffineries de la région de Puget Sound.

Comme on pourra le voir au tableau XI, le volume des exportations à destination de la région de Puget Sound a continué d'augmenter en 1955 et au début de 1956 et, après une baisse légère vers le milieu de l'année, il a atteint, au cours de la seconde moitié de 1956, un niveau s'approchant de la capacité de raffinage de la région en raison du fait qu'on s'attendait à la fermeture prochaine du canal de Suez. Cette situation a également persisté pendant toute la première moitié de 1957. Au début de 1957, soit au plus fort de la crise de Suez, le pipe-line de la *Trans Mountain* a fonctionné à sa capacité maximum de 200,000 barils par jour. La demande de pétrole brut dans les régions de Puget Sound et de la Californie a été si forte à cette époque qu'il aurait été possible alors d'écouler un volume encore plus élevé de pétrole brut sur le marché du littoral ouest des États-Unis, si le pipe-line avait eu un débit plus considérable.

Cette augmentation soudaine de la demande a amené la *Trans Mountain* à accroître encore davantage ses installations. A cet effet, une cinquième et une sixième station de pompage ont été installées en 1956. En 1957, on a posé des conduits d'un diamètre de 30 pouces sur deux tronçons d'une longueur de 51 milles chacun et on a installé une nouvelle station permanente et deux stations provisoires de pompage. On a aussi entrepris l'aménagement de nouvelles installations portuaires à Vancouver. On portait ainsi la capacité globale du pipe-line à 250,000 barils par jour.

Le tableau XI renferme aussi, dans la colonne intitulée «Par mer», des données relatives aux premiers chargements de pétrole brut de l'Alberta

TABLEAU XI—PÉTROLE BRUT DE L'ALBERTA ACHEMINÉ VERS LE LITTORAL OUEST DES ÉTATS-UNIS, 1955-1958

(barils par jour)

Mois	1955		1956		1957		1958
	Puget Sound	Puget Sound	Par mer	Puget Sound	Par mer	Puget Sound	
Janvier	13,565	48,940	3,835	84,859	33,369	52,181	
Février	14,578	69,101	75,219	26,608	35,614	
Mars	27,482	69,898	2,743	68,535	46,368	42,789	
Avril	25,867	24,409	7,032	83,469	44,485	30,958	
Mai	27,411	26,096	15,740	76,338	59,324	19,286	
Juin	23,116	30,957	4,061	58,861	14,071	24,873	
Juillet	27,213	23,915	27,427	94,002	2,778	27,690	
Août	34,443	57,040	31,935	86,068	3,898	13,845	
Septembre	37,509	61,965	32,812	74,146	4,047	10,705	
Octobre	45,923	73,438	17,732	68,191	10,380	
Novembre	42,734	75,406	25,143	54,955	13,272	
Décembre	51,858	69,232	34,690	65,388	10,002	
Moyenne mensuelle	30,975	52,533	16,929	74,169	19,579	24,300	

SOURCE: Alberta Oil and Gas Conservation Board.

livrés par bateaux-citernes sur le marché de la Californie au début de 1956. Dans la seconde moitié de 1955, les tarifs à l'égard du pétrole livré par bateaux-citernes, qui étaient relativement peu élevés lors de la construction du pipe-line de la *Trans Mountain*, se sont mis à augmenter progressivement en raison de la tournure que prenait la crise de Suez et de la rareté de pétroliers qui s'ensuivrait nécessairement. Ces tarifs ont ainsi atteint le niveau du tarif de l'USMC plus 125*, c'est-à-dire 125 p. 100 de plus que les tarifs maximums fixés par l'*United States Maritime Commission* au cours de la Seconde Grande guerre à l'égard des chargements transportés par pétrolier pour le compte du gouvernement des États-Unis. Ces tarifs élevés tranchent sur les tarifs qui, au cours de 1955, étaient descendus au niveau du tarif de l'USMC moins 30. En conséquence, le pétrole de l'Alberta, qui faisait déjà concurrence au pétrole de l'étranger sur le marché de la Californie, devint encore plus en demande en raison du prix. Le premier chargement de pétrole par bateau-citerne à destination de San Francisco a quitté Vancouver le 1^{er} janvier 1956. Quand la crise de Suez a éclaté, quelques mois plus tard, et

* Les anciens tarifs de l'USMC qui s'appliquaient à chacune des principales routes d'approvisionnement n'ont plus aucune portée officielle, mais ils restent un barème sur lequel on peut se fonder pour évaluer et saisir l'importance des variations enregistrées sur le marché. Au début, ces tarifs étaient les mêmes que ceux établis par le ministère des Transports du Royaume-Uni. Les restrictions monétaires d'après-guerre ont eu pour résultat d'amener l'emploi de deux échelles différentes de tarifs à l'égard des chargements transportés par pétroliers. Les tarifs de l'USMC ont continué à servir de barème dans la zone du dollar, tandis que l'échelle des tarifs de transport par pétroliers du marché de Londres (*London Market Tanker Nominal Freight Scale*) a joué le même rôle dans la zone sterling.

qu'il se produisit une rareté de pétroliers, ce qui a haussé davantage les tarifs des bateaux-citernes, ces livraisons de pétrole par mer connurent une augmentation si considérable que, en 1956, les exportations de pétrole vers la Californie atteignaient six millions de barils. Vu l'écart encore plus prononcé des prix exigés par les différentes compagnies qui se faisaient concurrence, la situation du pétrole brut du Canada s'améliora encore davantage sur le marché, au début de 1957, et la livraison par bateaux-citernes atteignait alors un sommet de près de 60,000 barils par jour. Parmi les consignataires, on relève deux des plus importantes raffineries de la région de la baie de San Francisco: la *Tidewater Oil Company* et la *Standard Oil of California*. Plus au sud, la *Richfield Oil Corporation* a acheté du pétrole brut de l'Alberta à Los Angeles, tandis que la *U.S. Oil and Refining Company* a fait des achats à Tacoma, dans la région de Puget Sound.

A la fin de la crise de Suez, les pétroles bruts du Moyen-Orient et de l'Extrême-Orient ont repris leur mouvement vers les marchés mondiaux, y compris ceux de la région des États-Unis située sur la côte du Pacifique. Le nombre des nouveaux bateaux-citernes venus s'ajouter aux anciens bâtiments remis en service a provoqué un fléchissement très marqué des tarifs de ce genre de transport, réduisant en même temps l'avance enregistrée, en raison de son prix, par le pétrole brut canadien. Les réserves de pétrole brut et de produits du pétrole accumulées en prévision d'une disette dans les régions du littoral ouest des États-Unis ont aussi contribué au déclin de la demande de pétrole brut canadien. Vers octobre 1957, les expéditions à la région de Puget Sound avaient diminué considérablement et le transport par mer de nos pétroles s'arrêtait complètement. Ce déclin se prolongea jusqu'en 1958, si bien que, au moment même où la *Trans Mountain* achevait, en 1957, l'expansion de son pipe-line, la demande tombait brusquement. A l'automne de 1958, le gouvernement des États-Unis imposait des restrictions à l'importation; ce fut là l'une des causes du déclin des exportations de pétrole brut canadien vers les régions de la côte du Pacifique. Le débit n'était plus que de 11,000 barils par jour et les expéditions étaient toutes dirigées vers la région de Puget Sound.

Marché de l'Ouest central

Les exportations de pétrole brut canadien vers l'Ouest central des États-Unis ont augmenté considérablement au cours de la période 1955-1958. Comme nous l'avons signalé précédemment, le pipe-line Interprovincial traverse une vaste région du territoire des États-Unis. Il a permis au pétrole brut canadien d'atteindre certaines raffineries situées le long de sa route dès l'année 1951.

Le tableau XII donne la liste des raffineries des États de l'Ouest central qui, en 1957, recevaient du Canada une partie de leurs approvisionnements de pétrole brut par le pipe-line Interprovincial. Ces raffineries sont classées d'après leur capacité globale de raffinage, ce qui n'indique pas, évidemment, la quantité de leurs achats de pétrole brut canadien.

TABLEAU XII—ACHETEURS DE PÉTROLE BRUT CANADIEN DE L'OUEST CENTRAL DES ÉTATS-UNIS AU MOIS DE MARS 1958

(capacité de raffinage en barils par jour de l'année civile)

Société	Endroit	Capacité
Lake Superior Refining Co.	Superior (Wis.)	12,000
International Refineries, Inc.	Wrenshall (Minn.)	11,000
Great Northern Oil Co.	Pipe Bend (Minn.)	31,400
Northwestern Refining Co.	St. Paul Park (Minn.)	16,000
	New Brighton (Minn.)	2,500
Bay Refining Corp.	Bay City (Mich.)	9,950
West Branch Refineries, Inc.	West Branch (Mich.)	5,000
	Total	87,850

SOURCE: *Oil and Gas Journal*, mars 1958.

Pendant les premières années, le pétrole brut canadien exporté sur les marchés de l'Ouest central provenait de l'Alberta. Mais, au cours de l'été 1955, la Saskatchewan a commencé à en acheminer vers un nouveau marché de la région de Saint-Paul et Minneapolis. Peu après les premières découvertes de pétrole dans le sud-ouest de la Saskatchewan, il est devenu évident qu'il n'existait pas de marché capable d'absorber tout le pétrole brut de densité moyenne et d'une haute teneur en soufre que ces champs pétrolifères étaient capables de produire. Aucune raffinerie du Canada ou de la région des Grands lacs des États-Unis n'était en mesure de traiter le pétrole d'une telle qualité. Certaines sociétés productrices, comme la *Mobil Oil of Canada*, la *Woodley Canadian Oil Company* et la *Southern Production Company* (achetée par la suite par la *Sinclair Canada Oil Company*), ont pris l'initiative de créer leurs propres débouchés. La première étape dans l'aménagement du réseau de pipe-lines du sud de la Saskatchewan composé de tuyaux collecteurs installés dans les champs exploités et d'une conduite principale reliée au pipe-line Interprovincial à Regina. Aux États-Unis, un embranchement, propriété de la *Minnesota Pipe Line*, a été relié au pipe-line de la Tête des lacs, à Clearbrook (Minnesota) pour transporter le pétrole jusqu'à la région de Saint-Paul. Une raffinerie moderne, spécialement équipée pour

Commission royale d'enquête sur l'énergie

traiter ces pétroles bruts moyens de la Saskatchewan, a été construite à Saint-Paul par la *Great Northern Oil*, filiale des sociétés *Woodley Petroleum* et *Sinclair Refining*.

Une autre filiale des sociétés *Woodley Petroleum* et *Sinclair Refining*, c'est-à-dire la *Great Northern Oil Purchasing Company*, a été établie pour acheter les pétroles bruts moyens de la Saskatchewan, y compris ceux qui étaient produits par les sociétés auxquelles elle était affiliée. Afin de faciliter le financement de ces entreprises, on a conclu plusieurs engagements contractuels à long terme avec des compagnies productrices de pétrole. Ainsi, grâce à ces ententes intégrées, un débouché s'est ouvert à une source canadienne importante de ce pétrole brut de densité moyenne.

La mise en valeur ordonnée et économique des champs pétrolifères du Sud-Est de la Saskatchewan a été facilitée par l'aménagement d'autres installations qui relient les champs pétrolifères de cette région au réseau de pipe-lines Interprovincial à Cromer (Man.), ce qui augmente la quantité des pétroles bruts de la Saskatchewan accessible aux marchés d'exportation. Ces pétroles bruts sont de densité légère et moyenne. On exporte certains de ces pétroles de la Saskatchewan aux marchés de l'Ouest central des États-Unis. La première livraison par pipe-line de pétrole du Sud-Est de la Saskatchewan au réseau Interprovincial a eu lieu en juillet 1956 lors du parachèvement de l'embranchement Westspur. Cet embranchement a été établi par la *Westspur Pipe Line Company*, constituée en société interprovinciale en mai 1955, grâce à la commandite d'un certain nombre de sociétés productrices qui exploitent les champs pétrolifères du Sud-Est de la Saskatchewan.

Comme le tableau XIII l'indique, les exportations de pétroles légers de l'Alberta vers les raffineries de l'Ouest central ont atteint des quantités considérables. Vers la fin de 1956, au moyen du pipe-line Trans-Prairie nouvellement aménagé et du pipe-line Interprovincial, on a commencé à acheminer vers le Minnesota le pétrole brut du Manitoba pour qu'il soit traité par la *Northwestern Refinery Company* dans la région de Saint-Paul. Le tableau indique aussi que, depuis 1956, l'expansion des exportations de la Saskatchewan a eu lieu en partie aux dépens des exportations de l'Alberta. Les répercussions de la crise de Suez sur les exportations de pétrole brut canadien vers l'Ouest central n'ont pas été sérieuses.

Les marchés des États de l'Ouest central où le pétrole canadien s'exporte constituent seulement une faible proportion du marché total de la région qu'on pourrait appeler la région des Grands lacs. Cette région s'étend au sud et à l'est du Minnesota, marché courant pour le pétrole canadien, et elle comprend les États suivants: Illinois, Indiana, Ohio, Michigan et

Exportation du pétrole canadien

Wisconsin. En janvier 1958, la capacité de raffinage de la région des Grands lacs était d'environ un million de barils par jour, déduction faite de la capacité de raffinage du district Wood River-Saint-Louis, qui du point de vue géographique se situe en bordure sud de l'Illinois. La demande de produits de pétrole dans la région des Grands lacs est beaucoup plus considérable que les quantités données le laissent supposer, car la capacité de raffinage n'a pu répondre qu'aux deux tiers environ de la demande totale en fait de produits du pétrole. En 1958, voici quelles étaient les raffineries de cette région:

<i>Société</i>	<i>Nombre de raffineries</i>	<i>Capacité de raffinage de pétrole brut (barils par jour)</i>
Ashland Oil & Refining Co.	3	72,000
Aurora Gasoline Co.	2	59,500
Cities Service Co.	1	53,000
Clark Oil & 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. (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

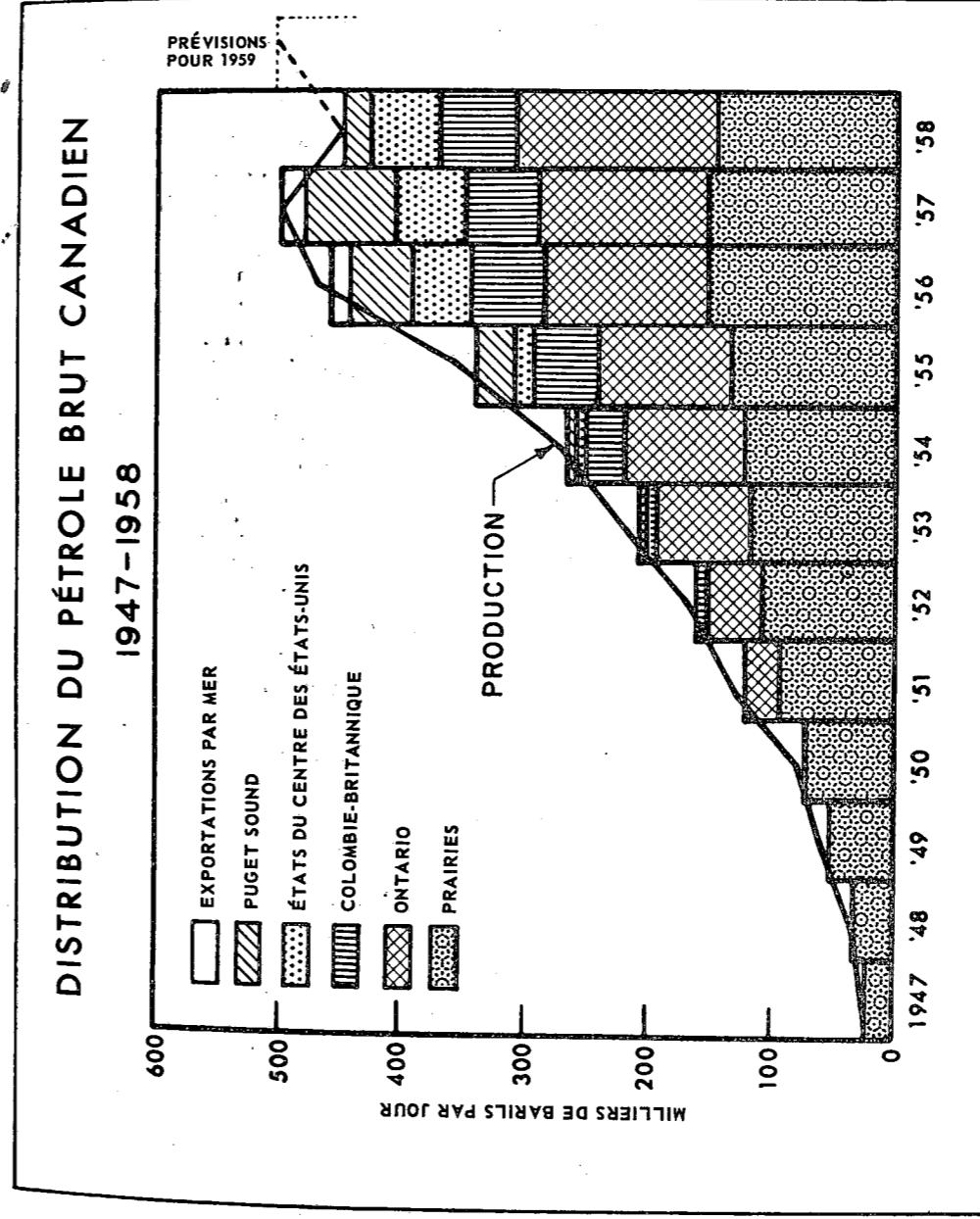
SOURCE: Bureau des mines des États-Unis.

La plupart de ces raffineries, mais non pas toutes, ont des sources de pétrole brut dans les régions du centre du continent et du Golfe du Mexique. Elles sont desservies par des pipe-lines aménagés par des sociétés affiliées. Bien que ce marché de raffinage d'environ un million de barils par jour soit considérable et qu'il puisse constituer un bon débouché pour le pétrole brut canadien, il n'y a pas de doute que les raffineries des États-Unis préfèrent de beaucoup continuer à se servir de leurs propres sources de pétrole brut et de leurs propres réseaux de pipe-lines. Jusqu'ici, le pétrole canadien n'a pas encore conquis une part importante de ce très vaste marché. Quoi qu'il en soit, à mesure que les pipe-lines actuels fournissant le marché des États-Unis atteindront leur capacité maximum et que le besoin de nouveaux pipe-lines se fera sentir, le pétrole brut canadien pourra trouver des débouchés dans cette région. Il faut aussi tenir compte de ce que certaines de ces entreprises de raffinage possèdent des réserves connues de pétrole brut canadien.

TABLEAU XIII—EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT CANADIEN VERS L'OUEST CENTRAL DES ÉTATS-UNIS
1955-1958
(en milliers de barils par jour)

Mois	1955			1956			1957			1958				
	Alb.	Sask.	Total	Alb.	Sask.	Total	Alb.	Sask.	Man.	Total	Alb.	Sask.	Man.	Total
Janvier	6.7	6.7	32.3	15.7	48.0	23.1	29.4	8.0	60.5	14.0	42.5	15.8	72.3
Février	5.1	5.1	36.1	14.2	50.3	17.9	30.7	16.9	65.5	13.0	42.6	12.1	67.7
Mars	5.8	5.8	40.4	16.2	56.6	22.2	31.5	10.2	63.9	14.4	43.1	11.0	68.5
Avril	6.2	6.2	34.8	16.0	50.8	14.7	30.5	9.4	54.6	4.7	46.7	5.3	56.7
Mai	1.5	1.5	32.5	15.7	48.2	19.3	33.7	7.6	60.6	10.0	46.6	5.8	62.4
Juin	6.0	18.1	24.1	28.4	17.8	46.2	17.5	34.8	7.8	60.1	13.3	40.4	5.7	59.4
Juillet	6.6	9.9	16.5	31.2	18.6	49.8	15.0	29.4	7.1	51.5	12.4	40.0	5.2	57.6
Août	9.6	11.0	20.6	26.0	14.9	40.9	17.9	31.2	7.3	56.4	13.0	40.0	4.5	57.5
Septembre	5.5	5.8	11.3	25.6	17.2	42.8	10.5	30.2	5.8	46.5	24.5	40.3	3.0	67.8
Octobre	9.7	12.4	22.1	18.4	23.5	41.9	9.5	35.7	6.4	51.6	7.5	35.4	5.9	48.8
Novembre	21.0	11.5	32.5	32.6	29.5	62.1	15.0	27.0	8.3	50.3	11.6	32.4	12.5	56.5
Décembre	25.4	12.2	37.6	26.0	29.1	62.5	17.8	40.4	9.0	67.2	13.6	36.8	9.3	59.7
Moyenne mensuelle	9.1	6.7	15.8	30.4	19.0	50.0	16.7	32.0	8.7	57.4	12.7	40.6	8.0	61.3

SOURCE: Gouvernements provinciaux.



SOURCE: IMPERIAL OIL LIMITED

L'importance de l'expansion des exportations aux marchés de Puget Sound et de l'Ouest-central par rapport à l'expansion totale de l'industrie pétrolière canadienne paraît au graphique 6 intitulé «Distribution du pétrole brut canadien, 1947-1958».

Politique d'importation des États-Unis

Depuis déjà assez longtemps certains secteurs de l'industrie pétrolière des États-Unis s'opposent à l'importation de pétroles étrangers. Au cours des années 30, des protestations ont amené l'imposition de droits douaniers et le contingentement des importations du pétrole et de ses produits. Ces restrictions ont subi plusieurs modifications pendant la Seconde Guerre mondiale. Les exportations des États-Unis, qui dépassaient alors les importations, sont devenues inférieures à celles-ci au cours des dix années qui ont suivi la Seconde Guerre mondiale. L'étroite marge de surproduction qui restait aux États-Unis après avoir répondu aux besoins essentiels des consommateurs pendant la Seconde Guerre mondiale commença à inquiéter les intéressés au sujet des réserves domestiques et de la capacité de production du pays. En conséquence, au début de l'après-guerre, la ligne de conduite des États-Unis a été de favoriser les importations de pétrole étranger et la réduction des exportations. Cependant, en 1946, la question de la réglementation des importations commença de nouveau à se poser. L'hiver exceptionnellement froid de 1946-1947 causa un relâchement temporaire des pressions à l'égard de cette question. En 1949, le Conseil national du pétrole (*National Petroleum Council*) publiait un rapport dans lequel il recommandait de permettre l'importation pourvu qu'elle fût en «supplément et non en remplacement» de la production domestique, car, y lisait-on, l'approvisionnement constant en pétrole pour les besoins domestiques doit provenir surtout des sources de production du pays. En raison de la guerre de Corée, on a différé les mesures que les États-Unis devaient prendre relativement au problème des importations.

En 1952, la revision d'une entente commerciale intervenue entre les États-Unis et le Venezuela assurait l'abaissement des droits de douane sur le pétrole brut et le mazout importés aux États-Unis*. Cette réduction s'appliquait aussi au pétrole brut et au mazout en provenance de n'importe quelle source étrangère.

* Pour le pétrole brut et le mazout d'une densité moindre à 25° API, on fixait les droits à 5½c. le baril, tandis que pour le pétrole de plus forte densité, ils furent établis à 10½c. le baril, quelles que soient les quantités importées. De 1939 à 1943 et de 1950 à 1952, les droits avaient été de 10½c. le baril pour les quantités ne dépassant pas 5 p. 100 de la production des raffineries domestiques de l'année précédente et de 21c. le baril sur les volumes excédant cette quantité. De 1943 à 1950, le droit avait été de 10½c. le baril sans aucune limite quant au montant.

Comme on peut le constater par le tableau XIV, le rapport entre les importations et la production domestique des États-Unis a augmenté régulièrement entre 1946 et 1954. En 1946, les importations s'élevaient à 5 p. 100 de la production domestique, tandis que, en 1954, elles atteignaient 10.3 p. 100.

TABLEAU XIV—PRODUCTION ET IMPORTATION DE PÉTROLE BRUT AUX ÉTATS-UNIS, 1939-1958

(en milliers de barils)

Année	Production domestique	Importations de pétrole brut	Importations de produits du pétrole	Pour-cent des importations de pétrole brut par rapport à la production
1939	1,264,962	33,095	25,965	2.6
1940	1,353,214	42,662	41,089	3.2
1941	1,402,228	50,606	46,536	3.6
1942	1,386,645	12,297	23,669	0.9
1943	1,505,613	13,833	49,579	0.9
1944	1,677,904	44,805	47,506	2.7
1945	1,713,655	74,337	39,282	4.3
1946	1,733,939	86,066	51,610	5.0
1947	1,856,987	97,532	61,857	5.3
1948	2,020,185	129,093	59,051	6.4
1949	1,841,940	153,686	81,873	8.3
1950	1,973,574	177,714	132,547	9.0
1951	2,247,711	179,073	129,121	8.0
1952	2,289,836	209,591	138,916	9.2
1953	2,357,082	236,455	141,044	10.0
1954	2,314,988	239,479	144,476	10.3
1955	2,484,428	285,421	170,143	11.5
1956	2,617,283	341,833	183,758	13.1
1957	2,618,884	363,788	199,900	13.9
1958	2,448,055	350,765	264,260	14.3

SOURCE: Bureau des mines des États-Unis. Les données de 1958 représentent des estimations préliminaires.

Au cours de la période 1946-1954, le rapport entre la production et la capacité de production est descendu de 97 à 77 p. 100*. En conséquence,

* Dans un exposé publié en 1956 sur «Le rapport entre les importations et la production domestique de pétrole aux États-Unis», le «Comité consultatif du Cabinet chargé d'étudier les approvisionnements en fait d'énergie et les mesures à prendre à l'égard des sources d'énergie» déclarait, au sujet de la capacité non employée de l'industrie productrice de pétrole brut des États-Unis, qu'elle est passée, de 1948 à 1956, de 25,000 barils à 2,029,000 barils par jour. D'après l'*American Petroleum Institute* la capacité non employée en 1957 était de 2,707,000 barils par jour et diverses sources de l'industrie indiquaient un montant semblable de capacité de production supplémentaire en 1958, mais il ne suit pas forcément de ces estimations qu'il existe des installations suffisantes pour acheminer toute la production possible vers le marché.

certaines secteurs de l'industrie pétrolière des États-Unis ont songé à la restriction des importations et il en est résulté des appels en faveur d'une réglementation volontaire des importations. Mais, au cours de l'été 1954, le «Comité consultatif du Cabinet chargé d'étudier les approvisionnements en fait d'énergie et les mesures à prendre à l'égard des sources d'énergie» a proposé l'adoption d'une méthode qui aurait pour effet d'établir une juste proportion entre les approvisionnements domestiques et les approvisionnements étrangers de façon que les importations aux États-Unis forment un «supplément et non un remplacement» du pétrole domestique. La recommandation que ce Comité a faite en 1955 prévoyait un plan volontaire en vertu duquel le rapport de 1954 entre les importations de pétrole et de mazout résiduel et la production domestique serait maintenu.

La modification concernant la défense nationale, apportée en 1955 à la Loi de l'extension des ententes commerciales, autorisait le Président à modifier les importations de pétrole quand la sécurité nationale lui semblait menacée. Bien qu'il fût établi que la tendance persistante à l'augmentation des importations nuirait aux producteurs, particulièrement aux petits producteurs indépendants, on ne prit aucune mesure pour donner suite à cette mesure législative.

Cependant une autre augmentation des importations venait aggraver la situation et, le 8 août 1955, le directeur du Bureau de la mobilisation de défense demandait aux sociétés pétrolières de réduire leurs importations de pétrole. Le gouvernement des États-Unis s'efforçait ainsi d'obtenir l'équilibre désiré entre le pétrole brut importé et le pétrole brut domestique au moyen d'un régime de restrictions volontaires de la part des importateurs. Néanmoins, les importations de pétrole brut du Canada et du Venezuela étaient à cette époque particulièrement exemptées de ces restrictions, en partie pour des raisons stratégiques et en partie parce qu'il ne semblait pas probable que le rapport entre les quantités importées et la production domestique dût dépasser le rapport de 1954. En raison de sa production insuffisante, la région du littoral du Pacifique a été exemptée de ces limitations volontaires. Dans un discours adressé à l'*Interstate Oil Compact Commission* en juin 1956, le sous-secrétaire d'État des États-Unis déclarait ce qui suit à ce sujet:

«... Le Comité [du Cabinet] a reconnu qu'il serait avantageux de placer dans une classe distincte les importations de pétrole brut en provenance du Canada et du Venezuela, la défense nationale étant l'un des facteurs fondamentaux qui ont amené cette décision. Dans un cas d'urgence d'une portée nationale, le pétrole des pays de l'hémisphère occidental sera toujours reconnu comme notre source supplémentaire de pétrole la plus sûre. De plus, pour ce qui est du Canada, les États-Unis ont favorisé l'aménagement du pipe-line *Trans Mountain* et un autre facteur fondamental de la décision du Comité tient à ce que la plus grande partie des exportations

de pétrole brut du Canada aux États-Unis prennent la voie de régions où l'on en a besoin à titre de complément des sources domestiques et où les effets nuisibles qu'elles peuvent avoir sur l'industrie pétrolière nationale restent minimes. Le pétrole brut léger en provenance du Canada est surtout en demande dans la région du littoral du Pacifique...»

Mais, au mois d'août 1956, par suite de la montée en flèche des importations projetées, l'*Independent Petroleum Association of America* et certains autres organismes demandaient au gouvernement des États-Unis de restreindre les importations de pétrole convenues en vertu des dispositions de la Loi relative à l'extension des ententes commerciales. Il semblait que les importations prévues pour le deuxième semestre excéderaient d'environ 500,000 barils par jour le rapport de 1954 entre les importations et la production domestique de 1954, qui était de 10.34 p. 100 et qui était recommandé en tant que norme acceptable pour l'avenir. Sur cette quantité excédentaire, 440,000 barils tombaient dans les catégories exemptées et se répartissaient comme il suit: 270,000 barils envoyés dans la région du littoral du Pacifique en provenance de toutes les sources, y compris le Canada, et 170,000 barils en provenance du Canada et du Venezuela envoyés dans le reste des États-Unis. Les 60,000 barils qui restent et qui ne sont pas soustraits aux restrictions devaient être importés par de nouveaux importateurs plutôt que par des importateurs établis. C'est le nombre croissant d'importateurs et l'augmentation du volume des importations qui ont paru aggraver le problème.

La crise de Suez du mois de novembre 1956 a empêché les autorités de prendre des mesures immédiates, mais, en avril 1957, le directeur du Bureau de la mobilisation de défense a constaté, en étudiant les rapports sur les nouvelles importations prévues, que, selon les dispositions de la législation pertinente, la sécurité nationale était menacée. En juillet 1957, un Comité spécial du Cabinet a recommandé un programme de restriction volontaire des importations. Les importations de pétrole brut dans les districts I à IV, c'est-à-dire dans la région située à l'est des montagnes Rocheuses, devaient être restreintes à environ 12 p. 100 de la production domestique. On demandait aux importateurs établis de réduire leurs importations d'un montant équivalant au dixième de leurs importations moyennes de pétrole brut pour les années 1954, 1955 et 1956. Les nouveaux importateurs, c'est-à-dire ceux qui n'avaient pas importé plus de 20,000 barils par jour en 1954, recevaient l'autorisation d'importer les quantités qu'ils avaient prévues (mais jamais plus que leurs importations réelles de 1956), plus 12,000 barils par jour. On ne maintenait pas la situation préférentielle des pétroles bruts du Canada et du Venezuela, établie en août 1955 en vertu des règlements du Bureau de la mobilisation de défense. En effet, chaque

Commission royale d'enquête sur l'énergie

société recevait l'autorisation, dans les limites de son contingentement, à choisir ses propres sources d'approvisionnement en provenance de l'étranger.

Les seules raffineries des districts I à IV, qui avaient importé du pétrole brut canadien, se trouvaient à l'extrémité ouest de la région des Grands lacs. L'effet immédiat du nouveau programme d'importation, sur les exportations de pétrole brut canadien vers ces raffineries, semble avoir été minime, car ces dernières tombaient dans la catégorie des «nouveaux importateurs».

Le tableau XV indique les exportations de pétrole canadien vers l'Ouest central au cours des années 1954, 1955 et 1956 et le contingentement qui existait en 1957. Deux petites raffineries du Michigan qui ne figurent pas dans ce tableau ont aussi acheté du pétrole canadien. Jusqu'à la fin de février 1958, le Canada était la seule source d'approvisionnement de la région de l'Ouest central en fait de pétrole brut en provenance de l'étranger.

TABLEAU XV—EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT CANADIEN VERS L'OUEST CENTRAL DES ÉTATS-UNIS, 1954-1956 ET CONTINGENTS D'IMPORTATION, 1957

(en milliers de barils par jour)

	1954	1955	1956	Importations prévues pour le dernier semestre de 1957	Importations permises en vertu du contingentement
Great Northern Oil		6.0	21.1	33.0	33.0
International Refineries	2.0	2.0	9.2	10.9	10.9
Lakehead Pipe Line			0.3	0.3	0.3
Lake Superior Refining	2.0	2.0	5.0	5.0	5.0
Northwestern Refining		2.0	6.0	10.0	10.0
Shell Oil		0.5	0.8	7.5	7.5
Total	4.0	12.5	42.4	66.7	66.7

SOURCE: Données compilées par le personnel de la Commission d'après les renseignements fournis par le ministère de l'Intérieur des États-Unis.

Le tableau XVI montre que les exportations canadiennes à la région de l'Ouest central n'ont pas atteint les contingents assignés. Au cours de 1958, plusieurs raffineries de la région de l'Ouest central ont renoncé à une partie de leur contingent de pétrole brut canadien qu'elles ont échangée avec d'autres raffineries désireuses d'importer du pétrole du Venezuela. En conséquence, le pétrole brut canadien a perdu indirectement une partie du marché des Grands lacs à l'avantage du pétrole brut du Venezuela.

Au mois de décembre 1957, le Comité spécial du Cabinet des États-Unis a étudié de nouveau la question de l'équilibre entre l'offre et la

Exportation du pétrole canadien

TABLEAU XVI—IMPORTATIONS ET CONTINGENTS DANS L'OUEST CENTRAL DES ÉTATS-UNIS, 1957-1959

(en milliers de barils par jour)

	Total des contingents d'importation (a)	Importations du Canada	Importations d'autres pays (b)
1957			
Juillet	66.7 (c)	55.4
Août	66.7	50.1
Septembre	66.7	43.9
Octobre	75.1	50.5
Novembre	75.1	51.2
Décembre	75.1	66.2
1958			
Janvier	75.1	73.7
Février	75.1	70.9
Mars	75.1	67.9	13.9
Avril	68.3	43.9	15.8
Mai	68.3	49.9	18.9
Juin	67.9	61.6	14.4
Juillet	66.1	55.6	4.0
Août	64.9	59.1	4.0
Septembre	64.1	56.5	4.0
Octobre	64.1	42.7	10.7
Novembre	64.1	58.5	11.4
Décembre	64.1	56.3	32.1
Moyenne mensuelle	58.0	12.9
1959			
Janvier	64.1	63.7	8.0
Février	64.1	60.1	9.0
Mars 1-10 (d)	64.1	60.7	4.0
Mars 11-31 (e)	67.5	59.6

(a) Les chiffres de cette colonne représentent les sommes, au premier jour de chaque mois, des contingents assignés aux raffineries considérées comme acheteurs de pétrole brut canadien.

(b) En réalité, aucun autre pétrole brut que le pétrole brut canadien n'a été importé dans la région de l'Ouest central. Les «importations d'autres pays» représentent les quantités importées dans les régions de la côte est des États-Unis par les exploitants qui ont des raffineries dans le nord de l'Ouest central.

(c) Les contingents sont rétroactifs au 1^{er} juillet 1957 même si le programme n'a pas été mis en œuvre avant le 29 juillet 1957.

(d) Fin du régime de limitation volontaire des importations de pétrole.

(e) Début du régime obligatoire de limitation.

SOURCE: Statistique établie par le personnel de la Commission à l'aide de renseignements fournis par le ministère de l'Intérieur des États-Unis.

demande sur le littoral ouest des États-Unis, connu sous le nom de District V. Au cours des six mois qui ont suivi son premier rapport, la demande avait diminué d'une façon significative dans le District V en raison des facteurs

économiques de portée générale et de l'augmentation des ventes de gaz naturel dans ce district. De plus, un nouveau pipe-line installé entre le champ pétrolifère d'Aneth de la région de «Four Corners» (Utah) et la région de Los Angeles devait commencer à transporter du pétrole brut en Californie au début de 1958 à raison de 70,000 barils par jour. Ce nouveau pipe-line devait augmenter la quantité de pétrole domestique disponible en Californie. A la même époque, les importateurs projetaient d'augmenter considérablement, au cours des mois suivants, le volume des importations de pétrole brut en provenance de l'étranger. Le Comité a donc recommandé que, pour les six premiers mois de 1958, le programme de restriction volontaire des importations s'applique au District V et que les importations de pétrole brut se bornent à 220,000 barils par jour. Cette limite supposait une baisse de 130,000 barils par jour du volume prévu. On a demandé aux principaux importateurs, c'est-à-dire ceux qui avaient importé en moyenne plus de 3,000 barils par jour au cours de 1956-1957, de réduire le volume de leurs importations à un niveau inférieur de 15 p. 100 au niveau de leur moyenne quotidienne de 1956-1957. Toutes les maisons qui à cette époque importaient du pétrole brut canadien se trouvaient dans cette catégorie. Le tableau XVII donne les contingents de pétrole brut assignés par ce moyen, pour le premier semestre de 1958, aux entreprises du District V exploitant des raffineries dans la région de Puget Sound.

TABLEAU XVII—CONTINGENTS D'IMPORTATION DE PÉTROLE BRUT ASSIGNÉS AUX ENTREPRISES DU DISTRICT V EXPLOITANT DES RAFFINERIES DANS LA RÉGION DE PUGET SOUND

(en milliers de barils par jour)

Importateur	Moyenne des importations en 1956-1957	Importations prévues pour le premier semestre de 1958	Contingents d'importation fixés pour le premier semestre de 1958
General Petroleum Corporation	30.0	27.4	25.5
The Texas Company	24.2	28.5	20.6
Shell Oil Company	38.2	35.0	32.5
Total	92.4	90.9	78.6

SOURCE: Statistique établie par le personnel de la Commission à l'aide de données publiées par le ministère de l'Intérieur des États-Unis.

Le volume de pétrole brut importé, au cours de la première moitié de 1958, dans le District V par les entreprises mentionnées dans le tableau XVII, n'a pas été bien inférieur aux contingents fixés pour ces entreprises.

Cependant, comme l'indique le tableau XI, les exportations canadiennes vers la région de Puget Sound ont diminué considérablement au cours de 1958. La moyenne des exportations canadiennes avait atteint un maximum d'environ 94,000 barils par jour en juillet 1957, tandis qu'elle n'était que de 52,000 barils par jour en janvier 1958. A l'automne 1958, cette moyenne était descendue à un niveau dépassant à peine 11,000 barils par jour. Et il faut noter que l'exportation de cette petite quantité ne s'est continuée que grâce à une entente particulière par laquelle l'*Imperial Oil Limited* acceptait à Montréal ou à Halifax 11,500 barils par jour de pétrole brut du Venezuela qui appartenait à une filiale de la *General Petroleum Corporation*, tandis que cette dernière transportait du pétrole brut de l'Ouest du Canada à sa raffinerie de Puget Sound. A la fin de 1958, l'entente était modifiée de façon que la *General Petroleum Corporation* accepte selon le même mode d'échange une quantité supplémentaire de 12,000 barils par jour pour sa raffinerie de Puget Sound.

Au début de 1958, la raffinerie de la *Shell* à Anacortes remplaçait la plus grande partie de ses importations canadiennes par des pétroles bruts plus coûteux de la Californie. La société avait des stocks excédentaires de pétrole brut et de produits du pétrole dans les régions de San Francisco et de Los Angeles. De plus, il y avait des rapports établis depuis longtemps avec les producteurs locaux de pétrole brut. Au lieu de fermer la raffinerie moderne d'Anacortes et de traiter ce pétrole brut en Californie, on a décidé d'expédier ce pétrole brut vers le nord et d'exploiter au maximum la raffinerie d'Anacortes. La société pouvait aussi se procurer du pétrole brut dans le Bornéo britannique et le livrer à des prix concurrentiels dans la région de Puget Sound. En conséquence, la *Shell* cessa d'utiliser du pétrole brut canadien à Anacortes pendant tout le second semestre de 1958, bien que, en mai 1958, la *Shell Oil Company of Canada* eût prédit à la Commission que le volume de 10,000 barils par jour qui était reçu à cette raffinerie doublerait au cours du mois suivant et qu'il y aurait d'autres augmentations à l'avenir.

La raffinerie de la *Texas Company*, à Ferndale, dans le Puget Sound, a commencé à fonctionner au cours du dernier trimestre de 1958. Quand elle a témoigné devant la Commission, la *McCull-Fontenac* (aujourd'hui la *Texaco Canada Limited*) a rapporté que sa société-mère, c'est-à-dire la *Texas Company*, l'avait informée qu'elle s'attendait d'employer 8,000 barils de pétrole brut canadien par jour à la nouvelle raffinerie de Ferndale, soit 20 p. 100 de sa capacité totale. Cependant, en mai 1959, la compagnie n'avait pas encore employé de pétrole brut canadien à sa raffinerie de Ferndale bien que sa filiale canadienne, la *Texaco Exploration Company*, eût des réserves importantes de pétrole dans l'Ouest du Canada.

Dans un «Mémoire pour le Président» en date du 27 février 1959, le Bureau de la mobilisation pour fins de défense et pour fins civiles faisait remarquer que les quantités de pétrole importé et les conditions de l'industrie n'avaient pas encore été stabilisées et que:

«en raison de l'excédent d'approvisionnement mondial à l'heure actuelle, on cherche un débouché aux États-Unis pour les quantités excédentaires de pétrole offertes à prix inférieur et provenant de sources d'outre-mer. Dans une situation de ce genre, alors que les pays d'origine n'exercent aucune réglementation de la production par rapport à la demande, il est vraisemblable que de bons motifs économiques poussent à faire augmenter les importations de la part des États-Unis. Cet état de choses aura pour conséquences de maintenir le déséquilibre entre les importations et la production domestique et de retarder la prospection et la mise en valeur de nouvelles réserves supplémentaires qui ne peuvent être provoquées que par l'expansion normale de la production domestique.»

Dans son rapport au Président, en date du 6 mars 1959, le Comité spécial chargé d'enquêter sur les importations de pétrole brut conclut que, bien que la plus grande partie des sociétés pétrolières se soient conformées au programme de limitation volontaire de l'importation, certains facteurs obligent à prendre des mesures obligatoires. Ces facteurs comprennent:

«Les importations excédentaires par des sociétés qui ne se sont pas conformées au programme de limitation volontaire; la menace au succès de ce programme en raison de l'augmentation des importations de pétroles et de produits du pétrole non complètement ouverts; la possibilité qu'un plus grand nombre de sociétés a qui on a assigné des contingents ne se conforment pas à la demande d'abaisser volontairement leurs importations pour permettre qu'on assigne des contingents à de nouveaux venus désireux de participer au programme; et l'impossibilité de mener à bien une révision désirable et permise par la loi du programme de limitation volontaire qui serait acceptable par le Comité chargé de répondre à ces exigences.»

Le 10 mars 1959, le Président des États-Unis remplaçait par proclamation le programme de limitation volontaire par un régime de réglementation obligatoire de l'importation qui devait entrer en vigueur le 11 mars 1959. Le principe de base du régime obligatoire, le même que celui du programme de limitation volontaire, était énoncé dans les termes suivants: «Les exigences réelles de notre sécurité nationale qui nous obligent à maintenir dans la plus grande mesure possible une forte et saine industrie du pétrole aux États-Unis.»

En annonçant l'établissement du nouveau régime, le Président a déclaré:

«Les États-Unis reconnaissent naturellement que, dans le vaste domaine de la sécurité du monde libre, nous partageons avec le Canada et avec les autres républiques de l'Amérique la responsabilité de la défense de notre hémisphère. Nous avons déjà engagé des pourparlers officiels avec le Canada et le Venezuela pour étudier avec eux la question du pétrole en

vue de la solution de ce problème d'intérêt commun. Les États-Unis espèrent que, au cours des prochaines rencontres, on en viendra à une entente qui tiendra pleinement compte des intérêts de tous les pays producteurs de pétrole.»

En vertu du régime obligatoire, les permis d'importation devaient être accordés pour des périodes de six mois, excepté dans le cas des premiers permis qui devaient être émis pour la période se terminant le 30 juin 1959.

Le total des contingents attribués aux raffineries des États-Unis qui utilisaient du pétrole brut canadien a été fixé à un niveau plus bas que les contingents précédents, comme l'indique le tableau XVIII. Cette diminution tient en grande partie à la réduction des contingents dans le District V. Les changements dans les Districts I à IV ne sont pas importants.

Le Tableau XVIII donne les nouveaux contingents établis en vertu du programme de contingentement obligatoire pour les raffineries des Districts I à IV et du District V, qui se servaient de pétrole brut canadien et il les

TABLEAU XVIII—CONTINGENTS DE PÉTROLE BRUT FIXÉS EN MARS 1959 EN VERTU DU PROGRAMME DE CONTINGENTEMENT OBLIGATOIRE DES ÉTATS-UNIS POUR LES ENTREPRISES SE SERVANT DE PÉTROLE CANADIEN

Société	Nouveaux contingents (barils par jour)	Anciens contingents (barils par jour)
<i>District I-IV</i>		
Bay Refining Co.	2,160	2,700
Great Northern Oil Co.	22,480	28,100
International Refineries, Inc.	8,400	10,500
Northwestern Refining Co.	9,200	11,500
Murphy Corporation (*)	3,440	4,500
Leonard Refineries	2,710
West Branch Refineries, Inc.	200
Shell Oil Company et autres Contingents	18,910	6,800
Total	67,500	64,100
<i>District V</i>		
General Petroleum Corp.	19,120	23,900
Shell Oil Company	24,320	30,400
The Texas Company	15,440	19,300
Total	58,880	73,600
Grand total	126,380	137,700

(*) Succède à la *Lake Superior Refining Company*.

SOURCE: Statistique établie par le personnel de la Commission à l'aide de renseignements fournis par le ministère de l'Intérieur des États-Unis.

compare avec ceux qui étaient en vigueur immédiatement avant l'introduction du contingentement obligatoire. On remarquera que deux petites raffineries du Michigan, la *Leonard Refineries, Inc.* et la *West Branch Refineries Inc.*, ont été admises à titre de nouveaux importateurs.

En raison de la diminution imposée au District V, le contingent quotidien de la *General Petroleum* a été réduit de 23,900 barils à 19,120 barils et, parce que cette compagnie était la seule du District V qui se servait de pétrole brut canadien, les exportations de pétrole brut canadien de ce district ont donc baissé d'autant. En vertu du nouveau contingentement, la *Shell* et la *Texas* pouvaient importer un total de 39,760 barils par jour. Elles n'ont pas acheté de pétrole brut canadien, mais elles ont continué à importer du pétrole d'outre-mer. Cependant, en avril 1959, immédiatement avant que le pétrole canadien eût été exempté des restrictions obligatoires aux importations, la *Shell Oil Company* avait décidé d'employer 12,000 barils par jour de pétrole brut canadien à sa raffinerie d'Anacortes à partir de mai 1959.

Dans la région de Saint-Paul, la *Great Northern Refining Company*, qui avait pris tout son contingent d'importation en pétrole brut canadien, a vu celui qui lui était assigné passer de 28,100 à 22,480 barils par jour, en vertu du régime de limitation obligatoire des importations. Les autres raffineries de l'Ouest central qui se servaient de pétrole brut canadien importaient une quantité moins élevée que les contingents qui leur avaient été fixés et elles n'étaient pas directement touchées par la diminution relativement faible de leurs contingents.

En conséquence, entre le mois de juillet 1957 et le mois de mai 1959, alors que les exportations de pétrole brut canadien aux États-Unis étaient soumises à une réglementation volontaire et, par suite, pendant une courte période, à une réglementation obligatoire, les quantités exportées par le Canada vers les États du littoral du Pacifique, qui étaient d'environ 100,000 barils par jour, sont tombées à un peu plus du dixième de cette quantité à la fin de 1958 tandis que les exportations vers l'Ouest central n'accusaient pas d'augmentation importante. Quand, vers la fin d'avril 1959, les autorités annonçaient que les exportations de pétrole brut canadien n'étaient plus soumises à la limitation obligatoire, la quantité totale de pétrole brut exporté du Canada ne dépassait pas le maximum atteint vers la fin de 1955, avant la menace de la crise de Suez. Même si cette baisse tenait en partie à la disparition de la situation anormale créée par la fermeture du canal de Suez, les grandes sociétés pétrolières canadiennes qui se sont présentées devant la Commission ont affirmé que, à leur avis, la limitation des importations aux États-Unis a nui aux exportations de pétrole canadien. D'après une étude qui a été soumise à la Commission par une de ces compagnies, l'expérience a

démontré que, dans la région de Puget Sound, sous le régime de contingentement obligatoire, le pétrole brut du Venezuela a supplanté le pétrole brut du Canada bien que ce dernier se vende, d'après la liste des prix publiés, moins cher que les pétroles transportés par mer. Il semble que les restrictions imposées aux importations aux États-Unis aient fait ressortir le fait que les compagnies de raffinage des États-Unis et leurs filiales internationales préfèrent importer des produits d'outre-mer plutôt que des produits canadiens afin de s'assurer plus de bénéfices pour l'ensemble des pétroles bruts d'outre-mer dont ils ont l'entière possession. Il n'y a pas de doute que les limitations obligatoires auront rendu l'exportation de pétrole brut canadien dans la région de Puget Sound encore plus difficile. Cependant, les limitations obligatoires n'ont touché les pétroles canadiens que pendant quelques semaines.

Le 30 avril 1959, une proclamation présidentielle modifiait le régime des limitations obligatoires en vigueur depuis le 11 mars 1959. Cette proclamation exemptait du contingentement, à partir du 1^{er} juin 1959, les pétroles bruts, les pétroles non entièrement raffinés et les produits finis du pétrole qui sont transportés du pays producteur par pipe-line, par camion ou par chemin de fer. Cette exemption se bornait donc au Canada et au Mexique car ce sont les seuls pays qui peuvent répondre aux conditions requises pour l'exemption. Les envois par pétrolier ne sont pas exemptés et les envois par mer de la Colombie-Britannique à la Californie comme ceux que l'on avait faits en 1956 et en 1957 sont encore soumis au contingentement. La plus grande partie des produits exportés du Canada se transportent par pipe-line et ce sont ces exportations qui sont actuellement soustraites au contingentement. Dans le chapitre 4, nous essayons de déterminer les conséquences que l'exemption du pétrole canadien du contingentement imposé par les États-Unis auront sur les perspectives d'avenir des exportations de ces pétroles bruts sur les marchés des États-Unis.

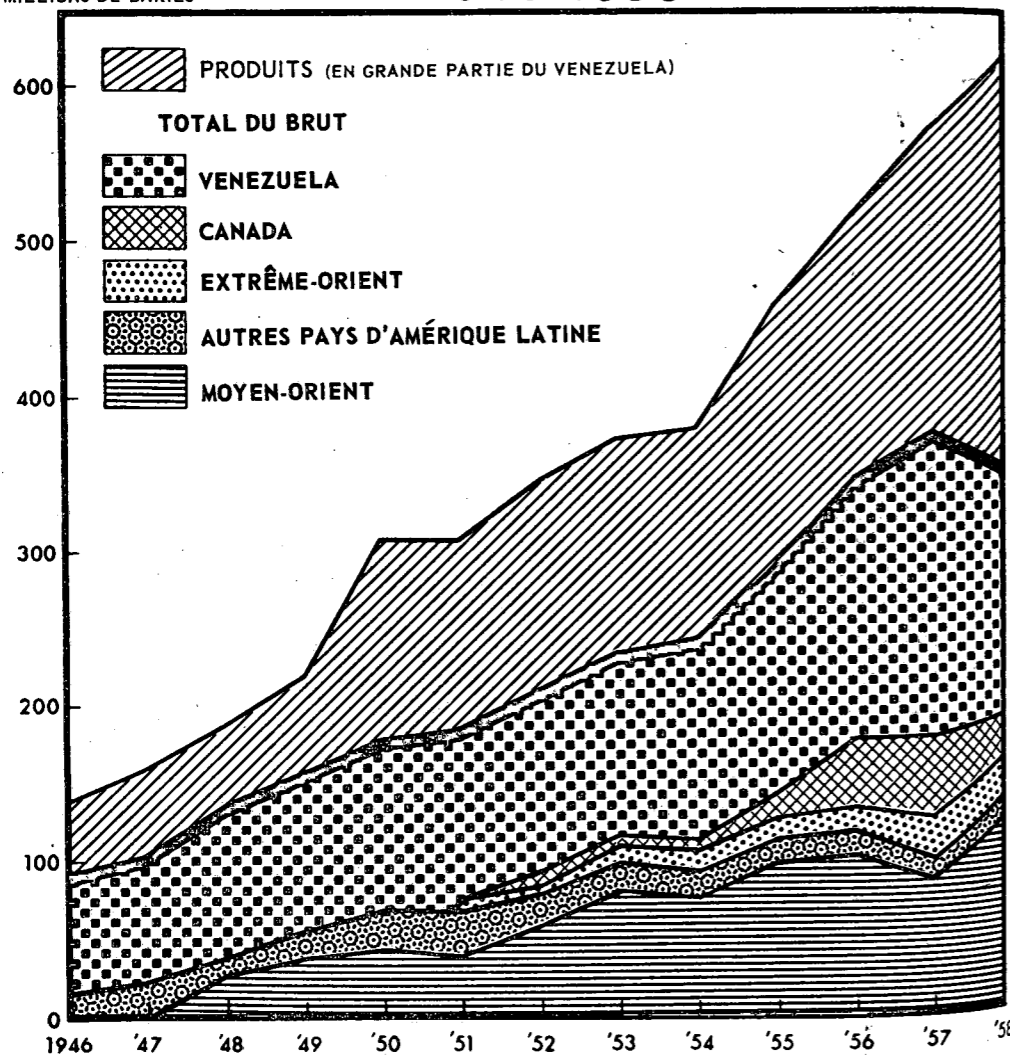
Le graphique 7 intitulé «Importations de pétrole aux États-Unis, 1946-1958» indique l'augmentation des importations de pétrole aux États-Unis depuis 1946, le rôle important joué par le Venezuela dans le domaine des approvisionnements en pétrole brut et en produits du pétrole, le nombre accru d'envois en provenance de l'Ouest central et le volume relativement faible de pétrole canadien qui se rend sur les marchés des États-Unis.

Quelques facteurs de l'industrie mondiale du pétrole qui influent sur l'exportation du pétrole brut canadien

On comprendra mieux le sens des restrictions imposées par les États-Unis sur les importations de pétrole, si on les examine à la lumière des changements qui se sont produits dans les conditions normales de

IMPORTATIONS DE PÉTROLE AUX ÉTATS-UNIS 1946-1958

EN MILLIONS DE BARILS



SOURCE: PETROLEUM PRESS SERVICE

Exportation du pétrole canadien

l'industrie mondiale du pétrole au cours des dernières années. L'excédent mondial de pétrole, qui avait pris des proportions alarmantes en 1958, a amené les États-Unis à imposer des restrictions encore plus sévères sur les importations et à entraîné une baisse du prix du pétrole. Il faut signaler aussi que, à cette époque-là, des changements se sont produits dans le transport maritime mondial et que les tarifs de transport par pétrolier ont subi une baisse.

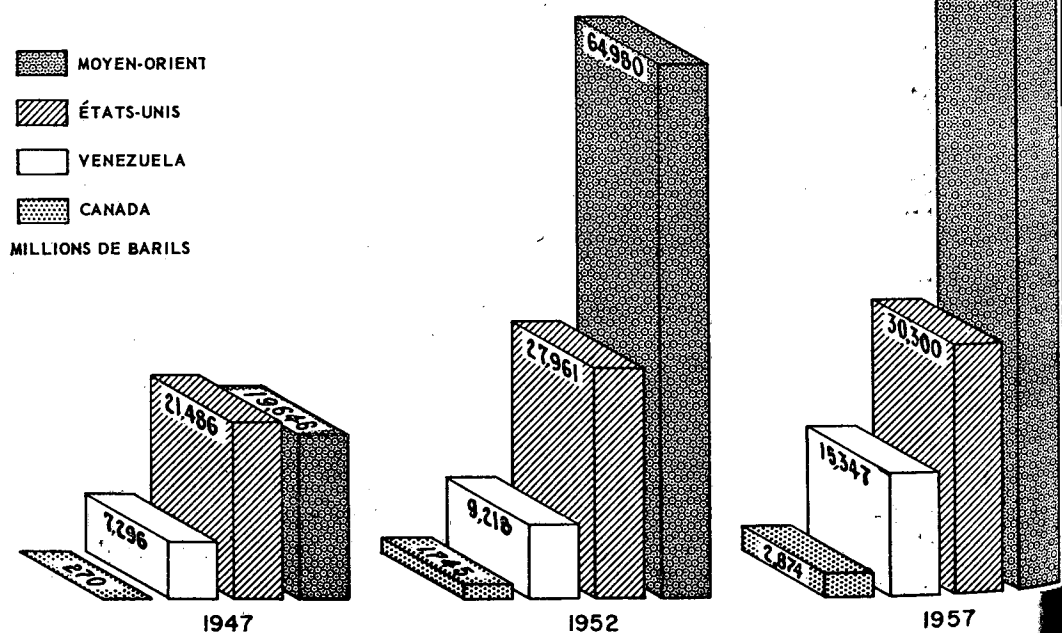
C'est de la découverte et de la mise en valeur de nouvelles réserves d'une importance considérable que proviennent, dans une large mesure, les excédents de pétrole dans le monde. Au Venezuela, les réserves de pétrole brut et de gaz naturel ont passé de 7.3 milliards à 16 milliards de barils au cours des dix années qui ont suivi 1947. Au cours de cette même période, la production de pétrole du Venezuela est passée de 435 millions à 1,027 millions de barils par année. Étant donné que les champs pétrolifères du Venezuela se trouvent à proximité de l'océan et qu'ils sont aisément accessibles aux pétroliers océaniques, ce pays jouit d'une situation très favorable sur le marché mondial du pétrole. Les réserves du Moyen-Orient s'élevaient à 19,600 millions de barils en 1947, ce qui représentait alors près de 37 p. 100 de toutes les réserves mondiales, exclusion faite de l'URSS et de ses satellites. En 1957, ces réserves passaient à 169,500 millions de barils, soit les sept dixièmes de toutes les réserves mondiales connues. Au cours de la période de 1947 à 1957, la production de pétrole du Moyen-Orient est passée de 310 millions à 1,290 millions de barils par année, d'où il suit que, en 1957, le Moyen-Orient alimentait le cinquième de la consommation mondiale. De plus, les réserves connues étaient assez considérables pour permettre aux pays de cette région de maintenir leur production au niveau actuel pendant plus d'un siècle sans qu'il soit besoin de découvrir d'autres champs pétrolifères. Tout comme au Venezuela, les champs pétrolifères du Moyen-Orient se trouvent à proximité des ports de mer, ce qui place les producteurs de cette région dans une situation particulièrement avantageuse du point de vue concurrentiel lorsque les tarifs de transport par pétroliers sont modiques.

Le tableau XIX donne un aperçu de l'augmentation relative des réserves et du volume de la production aux États-Unis, au Venezuela, au Moyen-Orient et dans d'autres pays au cours de la période de 1947 à 1957.

Le graphique 8, intitulé «Réserves de pétrole de certains pays désignés pour les années 1947, 1952 et 1957», témoigne de l'augmentation qui s'est produite dans les découvertes de réserves de pétrole brut (à l'exclusion des condensats) dans les principales régions productrices de pétrole du globe.

Une étude entreprise par la revue *World Oil* en 1955 a révélé que les États-Unis possédaient un intérêt prédominant dans 57 p. 100 de toutes les réserves de pétrole en dehors des États-Unis, à l'exclusion de celles de

RÉSERVES DE PÉTROLE DE CERTAINS PAYS DÉSIGNÉS 1947, 1952, 1957



PRÉPARÉ PAR LE PERSONNEL DE LA COMMISSION

Exportation du pétrole canadien

TABLEAU XIX—PRODUCTION ET RÉSERVES MONDIALES DE PÉTROLE ET DE GAZ-CONDENSAT

(à l'exclusion de l'URSS et de ses satellites)

(en milliards de barils)

	Réserves		Production	
	1947	1957	1947	1957
États-Unis	24.7	36.0	1.99	2.91
Venezuela	7.3	16.0	0.43	1.03
Moyen-Orient	19.6	169.5	0.31	1.29
Autres pays	1.9	19.1	0.06	0.79
Total	53.5	240.6	2.79	6.02

SOURCE: Données obtenues de différentes sources officielles par le personnel de la Commission.

l'URSS et de ses satellites. La Chase Manhattan Bank a procédé à une étude qui montre l'importance du rôle que jouent les compagnies pétrolières des États-Unis dans l'industrie pétrolière des pays étrangers du point de vue des immobilisations brutes au 31 décembre 1957. Voici les résultats de cette étude:

Canada	57 p. 100
Venezuela	64 p. 100
Europe occidentale et Afrique	22 p. 100
Moyen-Orient	47 p. 100
Extrême-Orient	33 p. 100
Autres pays et pétroliers battant pavillon étranger	19 p. 100

La production de ces sociétés représente 56 p. 100 de la production globale de pétrole brut des pays en question pour 1957. La part qui leur revient de la production de pétrole au Moyen-Orient s'établit à 58 p. 100, tandis qu'elle s'élève à 64 p. 100 au Venezuela.

La suprématie exercée par les maisons des États-Unis dans l'industrie mondiale du pétrole est le fait des cinq sociétés suivantes: la Standard Oil Company of New Jersey, la Gulf Oil Company, la Socony Mobil Oil Company, la Texas Company et la Standard Oil Company of California. Si l'on en croit une estimation qui remonte à 1956, ces cinq sociétés produiraient 54 p. 100 du pétrole en dehors des États-Unis. D'après une étude entreprise par l'Université Fordham, la Standard Oil of New Jersey et la Gulf Oil tireraient les deux tiers de leurs revenus nets, et la Standard Oil of California le tiers de ses revenus nets de l'exploitation de champs pétrolifères en pays étrangers. Le rôle vital que jouent dans l'industrie mondiale du pétrole ces

cinq sociétés internationales ressort clairement de ce fait qu'elles assurent directement près de la moitié des importations de pétrole des États-Unis, qu'elles en importent indirectement de grandes quantités supplémentaires et qu'elles possèdent chacune au moins les neuf dixièmes de leurs réserves à l'étranger. Les réserves de pétrole qu'elles possèdent à l'étranger sont à peu près trois fois plus élevées que le total des réserves connues des États-Unis. De plus, la production de pétrole de ces cinq sociétés et celle de la *British Petroleum* et des entreprises *Royal Dutch-Shell* représente 85 p. 100 environ de la production mondiale de pétrole, à l'exclusion des États-Unis, et de l'URSS et de ses pays satellites. Il s'ensuit que l'industrie pétrolière des États-Unis occupe une place prédominante dans l'industrie mondiale du pétrole.

S'il est vrai que les cinq sociétés précitées ont acquis un intérêt prépondérant dans les réserves de pétrole des pays étrangers, il faut dire toutefois qu'elles possèdent moins du tiers des réserves de pétrole des États-Unis. Ce sont diverses autres entreprises pétrolières des États-Unis qui se partagent la majeure partie, soit les deux tiers, de ces réserves. Cependant, les cinq sociétés susmentionnées ont la prépondérance aux États-Unis dans le domaine du raffinage.

En raison de l'excédent de pétrole produit par l'industrie mondiale, les sociétés américaines éprouvent de plus en plus de difficulté à conserver et à accroître les marchés où elles peuvent écouler la production de leurs entreprises de l'étranger. En conséquence, elles se sont efforcées d'utiliser des quantités de plus en plus grandes de pétrole provenant de ces sources dans leurs propres raffineries ou dans les raffineries des États-Unis qui leur sont affiliées. D'autres part, ces raffineries ont de moins en moins d'intérêt, du point de vue financier, à faire usage du pétrole canadien qui leur appartient, car, en vertu du programme de proportionnement de la production en vigueur dans l'Alberta, pour ne citer qu'un exemple, on oblige les raffineries américaines utilisant le pétrole canadien à acheter du pétrole produit par d'autres compagnies en plus de celui qu'elles produisent elles-mêmes. Il se peut très bien, dans ces conditions, que le pétrole qu'elles achètent au Canada profite plus à leurs concurrents qu'à elles-mêmes, ce qui ne peut se produire à l'égard de leurs achats à l'étranger. Dans certains cas, il arrive que le pourcentage de pétrole brut appartenant à une compagnie soit relativement peu élevé par comparaison au volume global de pétrole brut qu'elle achète au Canada. C'est ce qui se produit, par exemple, quand les réserves de pétrole canadien d'une société et la quote-part de production qui lui revient en vertu du programme de proportionnement sont peu élevées.

La situation est bien différente dans le cas d'une maison qui importe son «propre» pétrole brut d'une concession située au Venezuela, au Moyen-

Orient ou en Extrême-Orient, par exemple. La possession de champs pétrolifères par plusieurs propriétaires, et le mode de proportionnement de la production qu'on rencontre en Amérique du Nord sont presque inconnus sous le régime des «concessions» exclusives qu'on trouve dans les pays d'outre-mer. Dans ce dernier cas, une entreprise de raffinage des États-Unis peut, si elle le veut, n'importer et ne raffiner que du pétrole brut provenant de ses propres terrains ou des terrains des sociétés affiliées. De cette façon, elle peut réaliser des bénéfices sur la production aussi bien que sur le raffinage du pétrole. Dans ces conditions, elle aurait vraisemblablement tout avantage, si on considère conjointement la production et le raffinage, à importer son propre pétrole et à en faire usage dans sa raffinerie des États-Unis, même s'il lui en coûtait un peu plus cher par baril qu'en achetant son pétrole brut d'une autre compagnie de l'Amérique du Nord. La possibilité qui s'offre aux sociétés pétrolières des États-Unis de réaliser de tels bénéfices sur la production, lorsqu'elles font usage dans leurs raffineries de leur pétrole brut en provenance d'outre-mer, explique en partie comment il se fait que le pétrole brut du Canada peut difficilement parvenir à conquérir une plus forte proportion du marché du littoral nord-ouest des États-Unis bien que le prix du pétrole brut canadien se maintient à un niveau concurrentiel par rapport aux prix établis à l'égard du pétrole brut d'outre-mer.

Dans les pays d'outre-mer où les frais de remplacement sont peu élevés et où les réserves connues sont assez considérables pour assurer une production soutenue pendant plusieurs décennies sans qu'il soit besoin d'entreprendre d'autres explorations, comme c'est le cas au Moyen-Orient, les compagnies qui font usage du pétrole brut de leurs propres terrains pétrolifères en retirent des revenus qui sont en quelque sorte un bénéfice dont elles peuvent disposer librement, sans qu'elles soient obligées d'employer une forte proportion pour remplacer leurs réserves. Au Canada, par contre, les réserves ne sont pas assez considérables pour que les sociétés pétrolières puissent s'abstenir de remployer une partie importante des revenus provenant de la production à l'acquisition de nouvelles réserves destinées à remplacer le pétrole écoulé sur le marché, si elles veulent conserver la place qu'elles se sont taillée dans l'industrie pétrolière. Il faut dire aussi que, au Canada, les frais de remplacement sont élevés si on les compare aux revenus provenant de la production. Il convient de mentionner également que les divers avantages qu'il peut y avoir pour les sociétés à faire usage de leur «propre» pétrole brut au lieu du pétrole brut canadien peuvent varier de temps à autre en raison, par exemple, du degré de stabilité des événements internationaux et du climat politique des différents pays d'outre-mer producteurs de pétrole.

Le fléchissement des prix des produits du pétrole aux États-Unis au cours de 1957 et au début de 1958, qui a entraîné une baisse de la marge des bénéficiaires des raffineries, semble être aussi l'un des facteurs qui ont amené la multiplication des demandes de contingents de la part de certaines raffineries indépendantes qui, jusque-là, n'avaient jamais importé de pétrole brut. Il est certain que l'intensification de la concurrence sur les marchés domestiques et sur les marchés étrangers au cours de l'année qui vient de s'écouler, et même auparavant, a incité de plus en plus les raffineries à profiter de la baisse des tarifs de transport par pétrolier et à faire usage de leur «propre» pétrole brut d'outre-mer lorsque cela était possible, alors même qu'elles auraient pu acheter du pétrole brut canadien à un prix moins élevé d'après les listes publiées.

Les fluctuations qu'ont connues les tarifs de transport par pétrolier depuis la crise de Suez ont contribué à accentuer les difficultés que présente l'écoulement du pétrole brut canadien dans la région de Puget Sound. La diminution des tarifs de transport par pétrolier au cours de cette période est attribuable à plusieurs facteurs. Le plus important a été l'augmentation du nombre de pétroliers disponibles, qui est due en partie aux efforts qu'on a dû faire à cette époque pour obvier à la rareté de pétrole causée par la fermeture du canal de Suez et par la nécessité qui s'ensuivit de faire suivre aux pétroliers des itinéraires maritimes plus longs pour atteindre le Moyen-Orient. Plusieurs pétroliers, mis au rancart, ont été rappelés en service au cours de la crise de Suez et on a accéléré la construction de nouveaux bâtiments. Le tonnage de la flotte de navires-citernes s'est aussi trouvé accru par suite de la construction de «super-pétroliers» destinés au transport à prix modique.

Cette situation a eu pour résultat d'entraîner une baisse assez importante des tarifs de transport par pétrolier depuis les années 1956 et 1957, soit précisément au moment où le marché du pétrole brut canadien commençait à grandir dans la région de Puget Sound. Les tarifs des pétroliers pour le transport du pétrole disponible, qui avaient égalé le tarif de l'USMC (*United States Maritime Commission*) plus 200 p. 100 ou davantage vers la fin de 1956 et au début de 1957 dans l'hémisphère occidental, tombèrent jusqu'au niveau du tarif de l'USMC moins 50 p. 100 (au maximum), au début de 1958. Il faut dire toutefois que la grande majorité des chargements expédiés par navires-citernes vers les raffineries d'Amérique du Nord n'ont pas été touchés par ces fluctuations de prix considérables. Règle générale, le transport du pétrole d'outre-mer destiné à ces raffineries est garanti par des contrats à long terme conclus avec les exploitants des navires-citernes. Quoi qu'il en soit, la période de tarifs réduits ou de tarifs «de nécessité» à

l'égard du pétrole disponible, qui a commencé à poindre vers la fin de 1957, a contribué fortement, dans l'ensemble, à réduire les tarifs des navires-citernes.

Depuis le second semestre de 1957, les exportations canadiennes de pétrole, en particulier les expéditions destinées à la région de Puget Sound, ont subi les répercussions de tous ces facteurs défavorables qui se sont manifestés dans l'économie mondiale du pétrole. Il n'est pas facile de déterminer pendant combien de temps chacun de ces facteurs continuera à exercer son influence. Quelques-uns semblent former partie intégrante de l'économie mondiale du pétrole, tandis que d'autres paraissent plutôt avoir un caractère provisoire. Il est clair toutefois que, si on veut estimer le volume des exportations futures de pétrole canadien vers les États-Unis, il faut tenir compte de ces éléments variables ainsi que des modifications que pourraient subir les règlements relatifs aux importations.