

L'approvisionnement régional du Canada en combustibles : houille, pétrole, gaz naturel

Analyse de courants commerciaux

Benoît Brouillette

Volume 36, numéro 4, janvier–mars 1961

URI : <https://id.erudit.org/iderudit/1001574ar>

DOI : <https://doi.org/10.7202/1001574ar>

[Aller au sommaire du numéro](#)

Éditeur(s)

HEC Montréal

ISSN

0001-771X (imprimé)

1710-3991 (numérique)

[Découvrir la revue](#)

Citer cet article

Brouillette, B. (1961). L'approvisionnement régional du Canada en combustibles : houille, pétrole, gaz naturel : analyse de courants commerciaux. *L'Actualité économique*, 36(4), 575–644. <https://doi.org/10.7202/1001574ar>

L'approvisionnement régional du Canada en combustibles:

houille, pétrole, gaz naturel

Analyse de courants commerciaux

Depuis une trentaine d'années, surtout durant la dernière décennie, le Canada a été témoin de modifications radicales dans la production et la consommation de ses combustibles. Les unes se rapportent à leur nature, les autres, aux sources de ravitaillement et aux transports de ces marchandises vers leurs marchés de consommation. C'est ainsi que le bois est à peu près disparu, que la houille est en baisse constante, tandis que le pétrole s'est hissé au premier rang et que le gaz naturel débute de façon spectaculaire.

La substitution de combustibles nouveaux aux anciens est un phénomène universel qui, toutefois, est plus rapide en Amérique du Nord, aux États-Unis et au Canada, que dans les autres continents. L'examen des tableaux I et II en apporte la preuve. Le premier illustre les progrès de la production et ceux de la consommation des combustibles fossiles chez nous et dans l'ensemble du monde en 1929, 1937, 1950 et 1958. Les données sont exprimées en tonnes métriques de houille, selon un dénominateur commun, afin de faciliter la comparaison entre chacun, dont les unités usuelles de mesure varient de l'un à l'autre. Avant la seconde guerre mondiale, la houille dominait nettement la production canadienne des combustibles: 92.8 p.c. en 1929, 87.8 p.c. en 1937. À l'échelle mondiale, le pétrole et le gaz jouaient déjà un rôle plus grand qu'au Canada. En 1950, la houille compte encore pour plus

des deux tiers au Canada; mais aujourd'hui la situation est complètement renversée: le pétrole est au premier rang en 1958, avec 57.2 p.c. suivi du gaz avec près de 25 p.c., tandis que la houille ne prend que 18 p.c. des 51.3 millions de tonnes de combustibles produits au Canada. En moins de trente ans, le volume des combustibles extraits du sous-sol canadien a triplé et les nouveaux venus, pétrole et gaz, se sont substitués à la houille. L'évolution est plus lente à l'échelle mondiale, et la houille demeure encore la plus importante source de chaleur et d'énergie.

Le tableau II, qui montre la consommation des combustibles aux mêmes dates et selon des données comparables à celles du tableau I, illustre entre autres choses la dépendance du Canada vis-à-vis de l'étranger. En effet, notre pays consomme beaucoup plus de combustibles qu'il n'en produit: deux fois plus en 1929, 1937 et 1950, 50 p.c. de plus en 1958. Il est donc tributaire de

Tableau I
La production des combustibles et des carburants naturels
au Canada et dans le monde¹

(Équivalence en houille, en milliers de tonnes métriques)

	Houille	Pétrole	Gaz naturel	Total
1929 Canada.....	15,500	100	1,100	16,700
en p.c.....	92.8	0.6	6.6	100.0
Monde.....	1,411,600	275,900	76,200	1,763,700
en p.c.....	80.0	15.6	4.4	100.0
1937 Canada.....	13,700	700	1,200	15,600
en p.c.....	87.8	4.5	7.7	100.0
Monde.....	1,404,000	381,100	103,500	1,889,600
en p.c.....	74.0	20.0	6.0	100.0
1950 Canada.....	16,100	4,800	2,700	23,600
en p.c.....	68.3	20.3	11.4	100.0
Monde.....	1,604,600	700,600	260,700	2,565,900
en p.c.....	62.6	27.3	10.1	100.0
1958 Canada.....	9,230	29,370	12,740	51,340
en p.c.....	18.0	57.2	24.8	100.0
Monde.....	2,008,040	1,204,860	506,850	3,719,750
en p.c.....	54.0	32.4	13.6	100.0

1. *Ressources mondiales en énergie*, Études statistiques, Organisation des Nations Unies, New York, Série J no 1, 1952 et Série J no 3, 1960.

APPROVISIONNEMENT DU CANADA EN COMBUSTIBLES

l'étranger pour la houille et le pétrole. En outre, il requiert de moins en moins de houille, mais de plus en plus d'hydrocarbures liquides et gazeux. Cela résulte de l'expansion croissante des transports motorisés et du remplacement de la houille par des huiles pour le chauffage, le soutage des navires et la traction des trains par les locomotives diesel.

Le fait que le Canada dépende de l'étranger pour son ravitaillement en combustibles peut surprendre à première vue, quand on songe aux ressources énormes que possède notre pays en charbonnages et en champs de pétrole et de gaz. Mais dès qu'on jette un coup d'œil sur une carte, on s'aperçoit que les richesses potentielles du Canada en ces matières lourdes et difficiles à transporter sont localisées aux deux extrémités de notre vaste pays, loin des consommateurs principaux, qui eux se groupent le long du Saint-

Tableau II

La consommation des combustibles et des carburants naturels au Canada et dans le monde¹

(Équivalence en houille, en milliers de tonnes métriques)

	Combustibles		Gaz naturel	Total
	solides	liquides		
1929 Canada	31,700	6,100	1,100	38,900
en p.c.	81.5	15.7	2.8	100.0
Monde	1,367,000	255,000	76,000	1,698,000
en p.c.	80.5	15.0	4.5	100.0
1937 Canada	26,800	7,500	1,200	35,500
en p.c.	75.5	21.1	3.4	100.0
Monde	1,361,000	328,000	115,000	1,804,000
en p.c.	75.6	18.1	6.3	100.0
1950 Canada	36,900	21,300	3,000	61,200
en p.c.	60.3	34.8	4.9	100.0
Monde	1,569,000	636,000	273,000	2,478,000
en p.c.	63.3	25.6	11.1	100.0
1958 Canada	21,930	44,270	11,390	77,590
en p.c.	28.2	57.1	14.7	100.0
Monde	1,983,000	1,136,000	505,000	3,624,000
en p.c.	54.7	31.3	14.0	100.0

1. Ressources mondiales en énergie, op. cit.

Laurent et sur les rives des Grands-Lacs en Ontario et dans le Québec, foyers industriels et commerciaux de la nation. Or ces derniers sont plus facilement desservis par les courants commerciaux en provenance des États-Unis pour la houille du bassin des Appalaches, et en provenance des Caraïbes et même du Moyen-Orient pour le pétrole qui est transporté par navires-citernes vers les raffineries de l'Est canadien.

Le problème qui se pose est celui-ci. Doit-on limiter les importations de combustibles afin d'utiliser davantage ceux du pays? Peut-on, en d'autres termes, appliquer en cette matière une politique d'autonomie sans pénaliser les consommateurs? Une analyse des courants commerciaux existants, des routes que suivent la houille, le pétrole et le gaz entre les lieux de production ou les sources d'importation et les lieux de consommation ou les marchés extérieurs, une telle analyse va nous permettre de mieux comprendre les problèmes que pose le ravitaillement du Canada en combustibles. Le sujet que nous étudions est à l'ordre du jour. On en discute beaucoup, surtout depuis que plusieurs commissions royales se sont occupées de ces questions¹: commission Gordon en 1957, commission Borden en 1959, commission Rand en 1960. Les uns préconisent une politique d'autonomie au Canada, les autres prétendent qu'une telle politique, louable en soi, affecterait gravement certaines régions, sinon l'économie canadienne tout entière. En suivant pas à pas les courants commerciaux, engendrés par les transferts des combustibles à travers le pays, nous allons insister sur les facteurs géographiques, qui, à notre avis, n'ont pas été suffisamment mis en évidence au cours des enquêtes et qui nous aideront à mieux comprendre les problèmes.

La documentation sur le sujet est très abondante². Nous n'avons utilisé que les documents de première main, c'est-à-dire ceux qui sont publiés à Ottawa par l'Office fédéral de la Statistique, par les commissions royales, par le ministère des Mines et des Relevés techniques, ainsi que par les Nations Unies. Pour suivre les courants commerciaux, nous nous sommes heurté aux mêmes difficultés

1. La seconde enquête a abouti à la création d'un Office national de l'Énergie (30 octobre 1959) dont les pouvoirs sont fort étendus.

2. Voir la bibliographie sommaire à la page 643.

que lors d'un article précédent sur le papier journal¹: les données du commerce par eau (*Shipping Report*) et celles du trafic ferroviaire ne s'accordent guère avec celles du commerce extérieur, et aucune n'est disponible sur le camionnage.

* * *

Nous abordons notre étude par le bois, combustible qui a joué le rôle principal durant toute l'histoire du Canada jusqu'à la fin du XIX^e siècle. Mais il est désormais en voie de disparition, si bien qu'il est impossible de compter le bois parmi les combustibles en usage. En outre, les données dont on dispose sur le bois comme combustible ne sont que des estimés assez vagues, qui rendent difficile la comparaison avec les concurrents qui l'ont fait disparaître. Chose certaine, le bois pour le chauffage des maisons et la cuisson des aliments fut un des éléments de la survivance des colons au Nouveau-Monde. Les premiers arrivants ont dû grelotter durant les hivers rigoureux en se chauffant avec des cheminées, des âtres à feu ouvert. L'invention qui a résolu le problème du chauffage en Nouvelle-France fut d'enfermer le feu dans un poêle de fonte, relié par un tuyau à la cheminée. Est-ce une invention autochtone ou l'imitation des poêles de faïence utilisés en Europe centrale à la même époque? L'histoire est muette à ce propos, mais il serait fort intéressant de le savoir. Un géographe² s'est posé la question; aux historiens d'y répondre.

Pour estimer l'importance du bois comme combustible, on ne peut faire que des conjectures, car le cultivateur ou le colon qui fait sa provision d'hiver en forêt ne déclare pas le volume ni la valeur de sa coupe à l'Administration. Certaines données sur le bois de chauffage sont publiées depuis une trentaine d'années par l'Office fédéral de la Statistique, mais on s'est aperçu qu'elles péchaient par optimisme, à tel point qu'on a dû, en 1959, publier des séries rétrospectives jusqu'en 1926, en réduisant les données annuelles de moitié³.

1. Benoît Brouillette, «Les exportations de papier journal canadien», *L'Actualité Économique*, avril-juin 1959, pp. 39-60.

2. Pierre Defontaine: *L'homme et l'hiver au Canada*, Coll. de Géographie humaine no 27, Gallimard, Paris, 1957, pp. 71-83.

3. *Canadian Forestry Statistics, revised 1959*, Reference paper, Dominion Bureau of Statistics, Ottawa, 1960.

Les enquêteurs de la commission Gordon (1957) se sont efforcés, malgré ces lacunes, de connaître l'importance relative du bois comme source énergétique. On a pu remonter jusqu'au premier recensement effectué sous la Confédération. En 1870, le bois de chauffage et les déchets des scieries fournissaient 85 p.c. de la consommation globale d'énergie. Le volume de cette matière est estimé à 700 millions de pieds cubes, soit environ 9 millions de

Tableau III
Les sources de l'énergie consommée au Canada
(en milliards de b.t.u.)

	1952	1955	1959
		(en p.c.)	
Pétrole.....	40.0	50.5	56.3
Houille.....	44.7	32.5	20.3
Gaz.....	3.3	5.3	11.0
Hydro-électricité.....	8.3	9.0	10.3
Bois.....	3.7	2.7	2.1
Total (milliards de b.t.u.).....	2,443,085	2,695,253	3,038,000

Tableau IV
La production de bois comme combustible au Canada, 1958

	Bois de chauffage		Bois de carbonisation		Total	
	Volume	Valeur	Volume	Valeur	Volume	Valeur
	(millions de pi. c.)	(milliers de dollars)	(millions de pi. c.)	(milliers de dollars)	(millions de pi. c.)	(milliers de dollars)
Est						
Provinces de l'Atlantique.....	51.0	6,134.2	—	—	51.0	6,134.2
Québec.....	113.3	11,687.2	1.9	303.8	115.2	11,991.0
Ontario.....	44.1	5,259.1	0.9	156.0	45.0	5,415.1
Total de l'Est.....	208.4	23,080.5	2.8	459.8	211.2	23,540.3
Ouest						
Provinces de la Prairie.....	45.3	4,624.6	—	—	45.3	4,624.6
Colombie-Britannique.....	6.0	1,012.5	—	—	6.0	1,012.5
Territoires.....	2.1	387.6	—	—	2.1	387.6
Total de l'Ouest.....	53.4	6,024.7	—	—	53.4	6,024.7
1958 Total du Canada.....	261.8	29,105.2	2.8	459.8	264.6	29,565.0
1949 " " ".....	442.2	35,575.3	4.9	515.8	446.6	36,091.1
1940 " " ".....	—	—	—	—	704.5	26,000.0

cordes. La part du bois est encore dominante en 1890 avec 57 p.c. : elle tombe à 39 p.c. en 1900, à 26 p.c. en 1910, à moins de 3 p.c. de nos jours. Au recensement de 1956, 750,000 des 4 millions de foyers au Canada ont déclaré qu'ils se servaient du bois ou des déchets de bois pour le chauffage et la cuisson. Il y en avait 1,200,000 en 1941. Le déclin s'explique par l'usage du gaz, même dans les campagnes, car le gaz en bouteille coûte moins cher que le bois ou la houille. La coupe du bois de chauffage, celle qui est connue du moins, illustre ce déclin. Elle était de l'ordre de 10 millions de cordes vers 1930; elle est inférieure à 4 millions en 1958. La commission Gordon estime que la tendance se poursuivra, sauf dans les cas où «le bois de chauffage pourra se vendre à prime pour des usages particuliers»¹, tels que pour les foyers des maisons luxueuses (où cet ornement n'est pas truqué!) ou dans les villas d'été (mais qui ne préfère désormais un poêle à gaz?). Les experts de la commission nous semblent bien optimistes en pronostiquant que 200,000 à 300,000 foyers utiliseront du bois vers 1970 ou 1980. L'ère de ce combustible, si indispensable naguère, semble bien révolue. On en a une preuve nouvelle dans le tableau III qui montre les sources de l'énergie consommée au Canada. La part du bois s'amenuise sans cesse, passant de 3.7 p.c. en 1952 à 2.1 p.c. en 1959.

La production du bois de chauffage s'est réduite de plus de la moitié depuis la fin de la guerre. On ne coupe, au lieu de 9 ou 10 millions de cordes, qu'un volume presque trois fois moindre, d'environ 3.5 millions en 1958, soit 265 millions de pieds cubes. La province de Québec vient au premier rang (tableau IV) avec le tiers du total au Canada. Ses voisines de l'Est (provinces de l'Atlantique) et de l'Ouest (Ontario) en produisent autant, de sorte qu'il en reste peu dans l'Ouest. La coupe de ce bois provient des fermes pour les deux tiers environ. En 1958, par exemple, on estime que la vente de ce bois a rapporté une vingtaine de millions de dollars aux cultivateurs, soit autant que celle du bois à pâte.

Il est fort heureux que d'autres combustibles se substituent au bois, non seulement dans les villes, mais même dans les villages et dans les foyers dispersés des campagnes; car, en plus de se raréfier, il est cher, encombrant et d'une valeur thermique médiocre.

1. John Davis, *Les perspectives de l'industrie forestière*, Ottawa, 1957, p. 287.

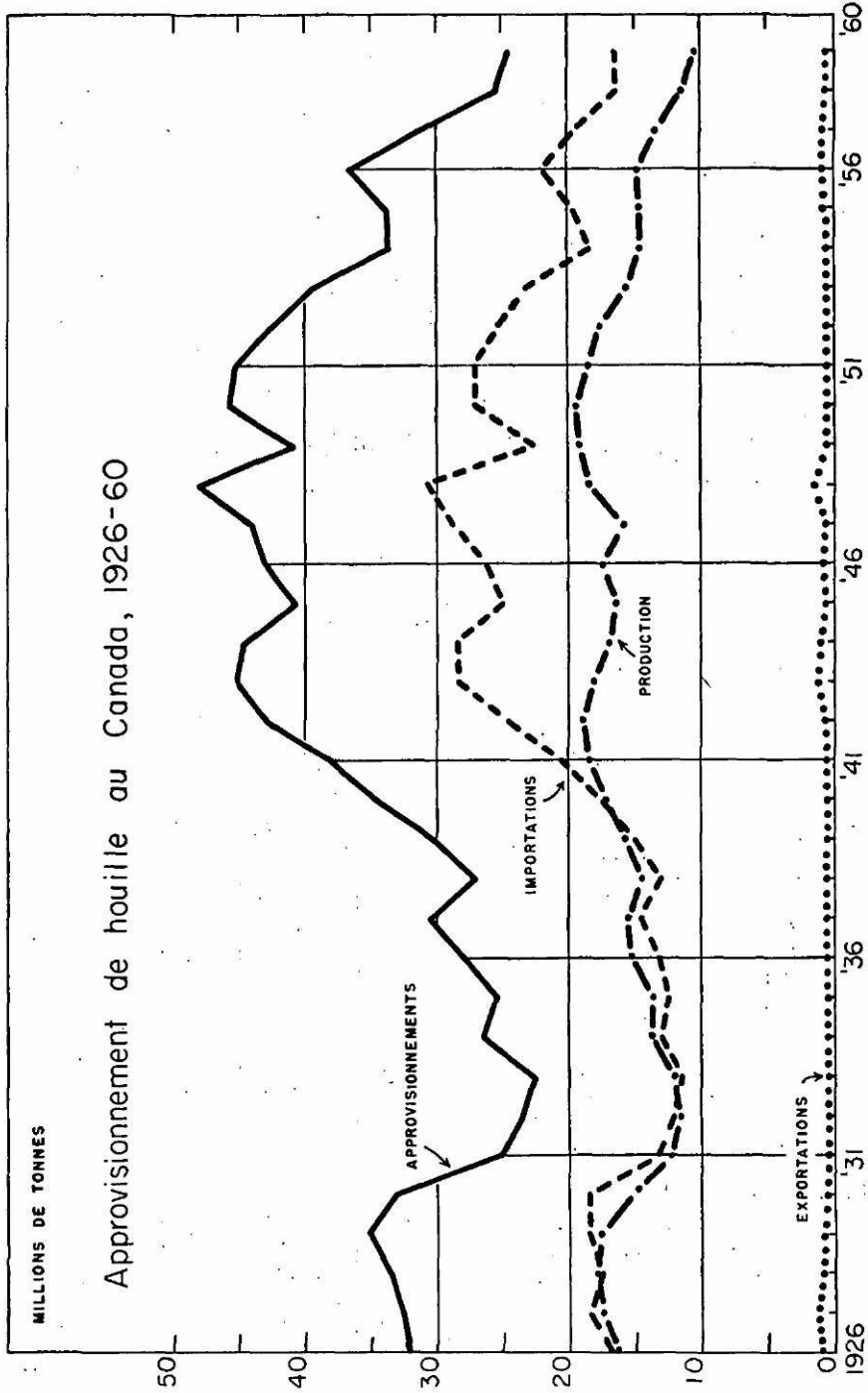
Le même sort guette-t-il le charbon, celui qui fut le «roi des combustibles», «le pain de l'industrie», selon les clichés traditionnels? On pourrait le croire à première vue, en observant la tendance enregistrée sur le tableau III et sur le graphique I. Pourtant les membres de la commission Gordon se sont montrés assez optimistes. Ils ont pronostiqué un déclin de l'usage de la houille jusque vers 1965, époque où la production serait d'environ 10 millions de tonnes et les importations, stabilisées autour de 20 millions de tonnes; mais pour 1980, ils évaluent la production entre 16 et 24 millions, les importations entre 41 et 62 millions, et ils gonflent nos exportations, de négligeables qu'elles sont aujourd'hui, à 2 ou même 8 millions de tonnes; l'approvisionnement du pays serait donc de 55 à 78 millions de tonnes, soit le double de ce qu'il était au moment de l'enquête. Observons tout de suite qu'aussitôt après 1955, le déclin de la houille fut beaucoup plus rapide que les experts ne l'avaient soupçonné.

Mais avant de parler d'avenir, voyons quelles sont les conditions actuelles de cette industrie extractive. Le Canada possède du charbon en abondance. En 1913, le géologue Dowling avait estimé les réserves au chiffre astronomique de 1,216,770,310,000 tonnes métriques¹. Son estimé englobait tous les gisements connus, dont les mines avaient au moins un pied d'épaisseur et dont la profondeur pouvait atteindre 4,000 pieds à l'intérieur de l'écorce terrestre. C'était peut-être un chiffre vraisemblable, comme phénomène géologique, mais inacceptable au point de vue économique. Seuls les mineurs lilliputiens de *Blanche-Neige* peuvent piocher dans une veine d'un pied . . . Un autre géologue, B. R. MacKay, réduisit le premier estimé de 92 p.c. en 1946. Selon lui, le Canada ne dispose que de 94,501 millions de tonnes faibles en charbon exploitable, dont 30,475 millions sont récupérables, c'est-à-dire susceptibles dans les conditions techniques actuelles d'être amenées à la surface. Or ces réserves se trouvent surtout dans l'Ouest: 76.3 p.c. dans la Prairie, 20.2 en Colombie-Britannique et au Yukon, le reste dans les Maritimes, en Nouvelle-Écosse principalement. En ne considérant que les quelque 30 milliards de tonnes utilisables, voyons qu'elle est la nature de ce combustible. D'abord pas d'antracite;

1. *Report of the Royal Commission on Coal*, 1946, Ottawa, 1947, p. 8.

APPROVISIONNEMENT DU CANADA EN COMBUSTIBLES

Graphique I



les deux tiers (63 p.c.) de nos réserves sont des houilles grasses dites bitumineuses, dont 31 p.c. ont une volatilité moyenne, le meilleur charbon à coke, 17 p.c. une haute volatilité, 15 p.c. une basse volatilité; 9 p.c. sont des houilles sub-bitumineuses et 28 p.c., des lignites. La majeure partie des gisements (95 p.c.) sont dans la Prairie et les Rocheuses, où les meilleures houilles sont enfermées dans les sédiments plissés de la Cordillère, les moins bonnes, dans les terrains horizontaux des contreforts et des plaines centrales. Les premières sont souvent difficiles à exploiter (couches trop inclinées, souvent amincies ou interrompues par des flexures et failles); les

Tableau V
La production de la houille au Canada

	1958		1959	
	Volume (en milliers de tonnes)	Valeur (en milliers de dollars)	Volume (en milliers de tonnes)	Valeur (en milliers de dollars)
a) Régions:				
Est				
Nouvelle-Écosse.....	5,270	50,348	4,392	43,731
Nouveau-Brunswick.....	791	6,621	1,003	8,347
	6,061	56,969	5,395	52,078
en p.c.....	52.0	71.0	50.8	70.5
Ouest				
Alberta.....	2,520	12,807	2,550	12,892
Saskatchewan.....	2,253	4,380	1,948	3,746
Colombie-Britannique et Yukon.....	853	5,807	734	5,160
	5,626	22,994	5,232	21,798
en p.c.....	48.0	29.0	49.2	29.5
Total.....	11,687	79,963	10,627	73,876
b) Types de houille:				
Bitumineuse.....	7,748	68,054	6,946	62,448
Sub-bitumineuse.....	1,686	7,530	1,734	7,682
Lignite.....	2,253	4,379	1,947	3,746
	11,687	79,963	10,627	73,876

secondes au contraire, d'épaisseur uniforme et souvent près de la surface, sont faciles à extraire par décapage en carrières à ciel ouvert, quand les morts-terrains ne sont pas excessifs. Mais ce sont souvent des lignites et des houilles sub-bitumineuses, dont l'usage est restreint. En Nouvelle-Écosse, on trouve l'extrémité nord-est du grand gisement des Appalaches, le plus riche du monde. Cette région ne renferme cependant que 4 p.c. des réserves canadiennes. Ce sont des charbons gras à haute volatilité, de qualité inégale; certains se prêtent bien à la cokéfaction, d'autres ont une teneur trop élevée en soufre, ce qui les rend impropres en métallurgie.

L'examen des réserves nous a montré que les meilleurs gisements sont dans la Cordillère, donc loin des marchés qui existent actuellement dans l'Ontario et le Québec. La seule perspective d'expansion serait la création d'industries lourdes sur la côte du Pacifique, soit au Canada ou aux États-Unis. Si les réserves de houille sont mal situées par rapport aux consommateurs canadiens, les lieux de production le sont aussi. Celle-ci, en effet, se partage à peu près également en volume, sinon en valeur, entre l'Est et l'Ouest (tableau V). En 1958, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick ont produit 6 millions de tonnes valant près de 57 millions de dollars, soit 52 p.c. du volume et 71 p.c. de la valeur de la houille canadienne. En 1959, la production est encore moindre: 5.4 millions de tonnes, valant 52.1 millions de dollars. On voit donc que le charbon de l'Est vaut plus cher que celui de l'Ouest. Le bitumineux de la Nouvelle-Écosse, par exemple, vaut 9.34 dollars la tonne en moyenne en 1958, tandis que celui de la Colombie-Britannique ne rapporte que 6.75 dollars, celui de l'Alberta, encore moins, 6.33 dollars. En outre, une fraction importante du charbon de l'Ouest est composée de houille sub-bitumineuse valant 5.09 dollars et de lignite à 1.94 dollar la tonne. Non seulement la qualité diffère, mais aussi les méthodes d'exploitation.

La plupart des gisements orientaux sont exploités en profondeur, alors que beaucoup, dans l'Ouest, le sont à ciel ouvert. Des cinq principaux bassins des Maritimes, seul le petit gisement de Minto, au Nouveau-Brunswick, est exploité en carrière. Ils appartiennent tous au Carbonifère supérieur, à l'étage nommé Pennsylvanien en Amérique, Westphalien et Stéfanien en Europe.

L'ACTUALITÉ ÉCONOMIQUE

Tableau VI
Principaux producteurs de houille au Canada

	1958		1959	
	Nombre de mines	Production (1,000 t.)	Nombre de mines	Production (1,000 t.)
Est				
NOUVELLE-ÉCOSSE				
<i>Région de Sydney:</i>				
Dominion Coal Co.	6	3,622	7	3,142
Dominion Steel & Coal Co.	2	745	2	676
Bras d'Or Coal Co.	3	95	1	81
Autres	4	73	3	82
	15	4,535	13	3,981
<i>Région de Cumberland:</i>				
Cumberland Ry. & Coal Co. (Springhill) ¹	1	291		
Joggins Coal Co.	1	78	2	94
Autres	1	26		
	3	395	2	94
<i>Région de Pictou:</i>				
Dominion Steel & Coal Co.	1	205	1	197
Autres	2	75	2	60
	3	280	3	257
<i>Région d'Inverness:</i>				
Total	6	60	4	60
Total Nouvelle-Écosse	27	5,270	22	4,392
NOUVEAU-BRUNSWICK				
<i>Région de Minto:</i>				
Miramichi Lumber Co.	1	258	1	234
Mills Limited	1	198	1	252
Aron Coal Co.	1	169	1	211
Autres	8	166	11	306
	11	791	14	1,003
Total du Nouveau-Brunswick	11	791	14	1,003
Total de l'Est	38	6,061	36	5,395
Ouest				
ALBERTA				
<i>Région de Drumheller:</i>				
Century Coals.	3	149	1	186
Amalgamated Coals	1	128	1	176
Autres	12	308	5	209
	16	585	7	571
<i>Région de Castor:</i>				
Forestburg Collieries	1	307	1	321
Battle River Coal Co.	2	215	1	209
Autres	7	12	2	8
	10	534	4	538

1. Mine abandonnée après la catastrophe du 23 octobre 1958.

APPROVISIONNEMENT DU CANADA EN COMBUSTIBLES

Tableau VI—Suite
Principaux producteurs de houille au Canada

	1958		1959	
	Nombre de mines	Production (1,000 t.)	Nombre de mines	Production (1,000 t.)
<i>Région de Crownsnest:</i>				
Coleman Collieries	5	279	3	272
West Canadian Collieries	4	130	3	131
Autres	1	6	1	8
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
	10	415	7	411
<i>Région de Coalspur:</i>				
Canadian Collieries Res.	1	228	1	146
<i>Région de Sheerness:</i>				
West. Dominion Coal	1	137	1	167
<i>Région de Cascade:</i>				
Canmore Mines	1	129	1	180
<i>Région d'Edmonton:</i>				
Total	6	119	5	123
<i>Région de Pembina:</i>				
Total	5	93	3	118
<i>Autres régions:</i>				
Total	35	280	21	296
Total d'Alberta	85	2,520	50	2,550
SASKATCHEWAN				
<i>Région de Bienfait:</i>				
West. Dominion Coal	1	975	1	859
Manitoba & Saskatchewan Coal	1	626	1	571
North West Coal	1	83	1	81
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
	3	1,684	3	1,511
<i>Région de Roche Percée:</i>				
Old Mac Coal	1	535	1	221
<i>Autres régions</i>	2	34	1	216
Total Saskatchewan	6	2,253	5	1,948
COLOMBIE-BRITANNIQUE				
<i>Région d'East Kootenay:</i>				
Crow's Nest Pass Coal	1	677	1	569
<i>Île de Vancouver:</i>				
Canadian Collieries Res.	1	160	1	147
<i>Autres régions, Yukon inclus</i>	4	16	4	18
Total de la Colombie-Britannique	6	853	6	734
Total de l'Ouest	97	5,626	61	5,232
Total du Canada	135	11,687	97	10,627

Le bassin de Sydney, dans l'île du Cap-Breton, est de beaucoup le plus important: on en a tiré 4.5 millions sur 6 en 1958. On l'exploite depuis le régime français (construction de la forteresse de Louisbourg) et il fournit plus des deux tiers de la production régionale. Il couvre 57 milles carrés et se prolonge vers le nord-est sous la mer. Les veines de houille alternent avec des assises de grès, schistes et conglomérats, surmontant des lits de calcaires à leur base. Ces formations géologiques sont presque horizontales, les pendages en direction du nord-est ne varient guère qu'entre

Tableau VII

**Main-d'œuvre, rendement, salaires dans les mines
de houille au Canada, 1958 et 1959**

	MAIN-D'OEUVRE				RENDEMENT			SALAIRES (en milliers de dollars)		
	Cadres	Ouvriers		Total	Tonnes par journée de travail			Cadres	Ouvriers	Total
		Surface	Fond		Surface	Fond	Moyen			
1958										
Est										
Nouvelle-Écosse.....	784	1,039	7,109	8,912	—	2,662	2,662	2,455	26,687	29,142
Nouveau-Brunswick..	52	438	291	781	5,212	1,708	3,904	244	2,211	2,455
<i>Total Est.....</i>	<i>816</i>	<i>1,477</i>	<i>7,400</i>	<i>9,693</i>	<i>5,212</i>	<i>2,634</i>	<i>2,780</i>	<i>2,699</i>	<i>28,898</i>	<i>31,597</i>
(en p.c.).....	69.0	54.5	79.5	74.0				67.5	75.6	74.9
Ouest										
Alberta.....	263	704	1,083	2,050	18,616	4,123	6,705	799	5,187	5,986
Saskatchewan.....	39	309	348	348	25,941	—	25,941	159	1,301	1,460
Colombie-Britannique.	89	215	762	1,066	40,077	3,717	4,193	393	2,788	3,181
Yukon.....	1	2	2	5	—	2,904	2,904	6	21	27
<i>Total Ouest.....</i>	<i>392</i>	<i>1,230</i>	<i>1,847</i>	<i>3,469</i>	<i>22,969</i>	<i>5,922</i>	<i>7,316</i>	<i>1,357</i>	<i>9,297</i>	<i>10,654</i>
(en p.c.).....	31.0	45.5	20.5	20.0				32.5	24.4	26.1
Total Canada: 1958	1,208	2,707	9,247	13,162	15,098	2,892	4,103	4,056	38,195	42,251
1959										
Est										
Nouvelle-Écosse.....	616	872	6,047	7,535	—	2,719	2,719	1,850.6	21,917.9	23,768.5
Nouveau-Brunswick..	54	501	358	913	5,610	1,829	4,029	238.0	2,650.7	2,888.7
<i>Total Est.....</i>	<i>670</i>	<i>1,373</i>	<i>6,405</i>	<i>8,448</i>	<i>5,610</i>	<i>2,663</i>	<i>2,363</i>	<i>2,088.6</i>	<i>24,568.6</i>	<i>26,657.2</i>
(en p.c.).....	67.0	55.8	80.0	73.5				68.6	72.7	71.9
Ouest										
Alberta.....	214	605	903	1,722	17,396	4,499	9,674	644.4	5,437.7	6,082.1
Saskatchewan.....	40	281	321	321	25,348	—	25,348	181.9	1,202.8	1,384.7
Colombie-Britannique et Yukon.....	84	196	714	994	31,735	3,799	4,218	390.1	2,608.8	2,998.9
<i>Total Ouest.....</i>	<i>338</i>	<i>1,082</i>	<i>1,617</i>	<i>3,037</i>	<i>21,779</i>	<i>4,235</i>	<i>8,465</i>	<i>1,216.4</i>	<i>9,240.3</i>	<i>10,465.7</i>
(en p.c.).....	34.0	44.2	20.0	26.5				36.4	27.8	28.1
Total Canada: 1959	1,008	2,455	8,022	11,485	13,179	3,003	4,282	3,305.0	33,817.9	37,122.9

4 et 15 degrés. Il existe une quarantaine de veines, dont l'épaisseur est de 4 à 7½ pieds. Exploitée commercialement depuis plus d'un siècle, la houille de Sydney est de plus en plus difficile à atteindre et dispendieuse à extraire; les réserves connues sont considérables (près d'un milliard de tonnes) mais les frais augmentent lorsqu'on enfonce davantage les galeries et qu'on les prolonge sous les eaux.

Les trois autres bassins houilliers de la Nouvelle-Écosse sont par ordre de production, en 1958, celui de Cumberland dans l'isthme de Chignecto, celui de Pictou, au nord de la péninsule près du détroit de Northumberland et celui d'Inverness, le long du rivage occidental de l'île du Cap-Breton. Le premier a presque complètement disparu de la liste avec la fermeture des houillères de Springhill après le désastre d'octobre 1958 (effondrement de galeries et nombreuses pertes de vie). Le dernier est de faible importance. Reste celui de Pictou qui donne un peu moins de 300,000 tonnes et alimente les industries de New-Glasgow et des environs. Le gisement ressemble à celui de Sydney, mais ses assises géologiques sont plissées et faillées, de sorte que les veines ont des épaisseurs fort variables et s'interrompent brusquement. Exploité depuis 165 ans, il est en voie de s'épuiser. Enfin le bassin de Minto au Nouveau-Brunswick a l'avantage d'être à l'affleurement du sous-sol, mais il n'a qu'une veine épaisse de 18 pouces, et, à cause de sa forte teneur en cendres et en soufre, ce charbon n'est pas cokéfiable; on l'utilise surtout dans des centrales thermiques.

L'extraction du charbon dans les provinces Maritimes requiert en outre les trois quarts de la main-d'œuvre employée dans cette industrie au Canada (voir tableau VII). Toute la production en Nouvelle-Écosse provient de gisements souterrains. Sur les quelque 8,900 employés, 7,100 sont des mineurs de fond, contre 1,000 ouvriers de surface, exception faite des cadres. Leur rendement moyen est de 2⅔ tonnes par journée de travail. Au Nouveau-Brunswick, 84 p.c. des mines sont à ciel ouvert, d'où un rendement meilleur de 3.9 tonnes en moyenne. Nous verrons que les conditions sont bien différentes dans l'Ouest (tableau VIII).

Les enquêteurs de la commission Gordon se sont demandé si l'on pourrait améliorer les conditions de travail dans les Maritimes, et en conséquence le rendement. Ils concluent que l'obstacle le plus sérieux aux progrès réside dans les conditions physiques qui «fixent

un plafond sur la quantité de charbon qu'un mineur moyen, muni du meilleur outillage connu, peut monter à la surface en une journée»¹. Partout les couches sont grisouteuses; à Sydney, les roches encaissantes forment des toits et des murs faibles, d'où les travaux coûteux de boisage. À Pictou, non seulement les coups de grisou sont à redouter, mais la houille s'échauffe spontanément. Enfin à Springhill, outre les dangers signalés plus haut, il peut se produire des explosions spontanées, non prévisibles dans les veines en exploitation. C'est un de ces «bumps» qui fut responsable du désastre d'octobre 1958. Bref, on pourrait difficilement améliorer l'outillage ni le moderniser comme cela se fait dans l'Ouest et aux États-Unis. Les mineurs des Maritimes ont enfin des caractéristiques sociales qui leur sont particulières. Ce sont, en fait, de vrais mineurs, attachés à leur métier de père en fils et qui, malgré leurs salaires médiocres, n'éprouvent guère l'envie de rechercher d'autres

Tableau VIII
Extraction de la houille selon les méthodes en usage

	1958 (en milliers de tonnes)	1959 (en milliers de tonnes)
<i>Puits souterrains</i>		
Nouvelle-Écosse.....	5,270	4,392
Nouveau-Brunswick.....	129	189
Alberta.....	1,273	1,335
Colombie-Britannique.....	747	651
Sous-total.....	7,419	6,567
en p.c.....	63.4	62.0
<i>Carrières à ciel ouvert</i>		
Nouveau-Brunswick.....	662	814
Saskatchewan.....	2,253	1,948
Alberta.....	1,247	1,215
Colombie-Britannique.....	106	83
Sous-total.....	4,268	4,060
en p.c.....	36.6	38.0
Total.....	11,687	10,627

1. John Davis: *Les perspectives énergétiques du Canada*, Ottawa, 1957, p. 95.

occupations. Pourtant leur nombre décroît. Leur effectif inférieur à 10,000 est presque deux fois moindre que 20 ans plus tôt. Pourtant l'industrie charbonnière ne subsiste ici que grâce aux subventions du gouvernement fédéral (les trois quarts du total, comme nous le verrons plus loin, au tableau IX).

L'Ouest, malgré ses gisements et ses réserves énormes, fournit à peine la moitié de la production canadienne (tableau V) et ses charbons ne valent que moins de 30 p.c. du total. Il faut distinguer ici deux sortes de gisements: ceux de la plaine et ceux de la Cordillère. Les premiers s'étendent du sud-est de la Saskatchewan jusqu'aux contreforts des Rocheuses en Alberta. Le principal gisement de la Saskatchewan se trouve près d'Estevan, au voisinage de la frontière des États-Unis. Il provient de terrains de l'époque tertiaire (formation de Ravencrag) et ne donne que des lignites à faible valeur calorifique (environ 7,000 b.t.u. à la livre). On l'exploite à ciel ouvert, là où le manteau des dépôts récents (glaciaires et post-glaciaires) n'est pas trop épais. On sait en effet que des gisements de houille de même nature recouvrent toute la partie méridionale de la province sur environ 10,000 milles carrés. Toutefois le drift qui les recouvre peut avoir jusqu'à 300 pieds d'épaisseur. Le lignite a une trop faible valeur pour justifier une exploitation souterraine. En Alberta, les charbonnages de la plaine appartiennent aux couches du Paléocène formées durant le Crétacé supérieur. Ce sont donc des charbons d'âge secondaire, meilleurs que le lignite de la province voisine, mais ils sont sub-bitumineux, friables, impropres à la cokéfaction. Une quinzaine sont mis en valeur et fournissent 1.5 million de tonnes en 1958. Les principaux se trouvent dans les couches géologiques d'Edmonton, soit aux environs de la capitale, soit à Castor et Drumheller plus au sud. La moitié environ est exploitée à ciel ouvert, surtout dans la région de Castor. L'Alberta possède toutefois du meilleur charbon dans les contreforts des Rocheuses. Le Crétacé inférieur de cette zone plissée recèle de la houille bitumineuse, exploitée dans trois bassins: celui de Crowsnest au sud, de Coalspur au nord non loin du parc de Jasper, et de Cascade au centre, au voisinage de Banff. La production est déclinante toutefois (2 millions de tonnes en 1956, 834,000 en 1958). Le déclin est aussi prononcé en Colombie-Britannique, dont

le gisement principal est celui de Crowsnest, déjà signalé au sud-ouest de l'Alberta. Fernie, au col du même nom, en est le centre, qui donne à lui seul les deux tiers de la houille dans cette province; soit 660,500 tonnes sur un total de 850,000. On est loin de l'époque où la Colombie-Britannique produisait entre 2 et 3 millions de tonnes (les 30 premières années du XX^e siècle), dont plus de la moitié dans l'île de Vancouver. Cette dernière ne totalise pas 200,000 tonnes en 1958, alors qu'autrefois Nanaimo était un des grands fournisseurs de charbon de soute sur les routes maritimes de l'océan Pacifique. La concurrence des dérivés du pétrole et du gaz naturel explique la baisse de l'extraction houillère dans l'Ouest. Pourtant c'est ici que se trouvent les plus grandes réserves et les meilleurs rendements. En Alberta, par exemple, où la moitié de l'extraction est souterraine, le rendement par mineur est de 4.1 tonnes et celui des carrières, de 18.6 tonnes; ce qui explique le nombre restreint des employés, environ 2,000, dont la moitié sont mineurs de fond. En Saskatchewan, 350 employés suffisent pour le travail et ont un rendement de 25.9 tonnes. En Colombie-Britannique, 762 mineurs de fond obtiennent 3.7 tonnes par jour, tandis que 200 de surface abattent (c'est un record) 40 tonnes quotidiennement. Dans l'Ouest, les mineurs n'ont pas le même degré d'atavisme que dans les Maritimes. Ils quitteront volontiers leur métier pour s'embaucher ailleurs, aux travaux agricoles, forestiers ou principalement dans d'autres mines ayant un avenir plus assuré. Comme dans l'Est, l'industrie du charbon est subventionnée: elle reçoit le quart des subventions accordées par le gouvernement fédéral pour les transports hors de la région; mais elle risque de perdre cet avantage.

Disons pour conclure sur la production que les 10 ou 11 millions de tonnes extraites du sous-sol canadien coûtent cher au pays. La valeur de cette production s'établit entre 74 et 80 millions de dollars. L'extraction houillère fait vivre 12 à 13 milliers de personnes, deux fois moins que 10 ans auparavant, qui gagnent en salaires et gages une somme égale à la moitié de la valeur totale du combustible. Pour maintenir cette industrie déclinante, le gouvernement fédéral lui a octroyé depuis 30 ans environ 135 millions de dollars sous forme de subvention aux transports, dont les détails sont indiqués au tableau IX pour les deux dernières années. Il la

protège en outre contre la concurrence étrangère en imposant un droit de douane de 50 cents la tonne sur la houille bitumineuse importée. La commission royale Rand, qui vient de présenter son rapport, recommande au gouvernement de remplacer les subventions au transport, qui avaient atteint en 1959-60 une somme exorbitante (15.5 millions) par d'autres subventions de deux sortes: les unes à la production, subventions dites de base, entre 40 et 50 cents la tonne pour les mines souterraines et de 30 cents pour celles en carrières; les autres à la vente, dites subventions sociales, d'après un barème détaillé et progressif selon les modes d'extraction et selon les marchés. Mais ces dernières ne devront s'appliquer qu'aux mines de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick. L'enquêteur s'exprime clairement sur le sujet et ne considère de telles mesures que comme des palliatifs. Il est pessimiste et en vient à conclure qu'il faut modifier totalement l'économie des régions charbonnières du Canada dont l'avenir est sombre. Le fait brutal, c'est que le coût de la production de la houille au Canada est tel que ce combustible ne peut concurrencer ni le pétrole ni le gaz qui gagnent sans cesse du terrain. Ses conclusions contredisent nettement celles de la commission Gordon. Les prévisions de celle-ci étaient optimistes. En 1980, par exemple, la production devrait doubler et la consommation tripler. L'hypothèse avancée repose sur la supposition que l'Ontario et le Québec continueraient d'importer de la houille des États-Unis, tandis que nos charbonnages de l'Ouest exporteraient des quantités croissantes sur le littoral américain du Pacifique, dont les industries sidérurgiques se seraient alors grandement développées. On retrouvera plus loin la même idée d'échange, sous une autre forme, à propos du pétrole. Dans l'un comme dans l'autre cas, nous verrons que ce sont des choses souhaitables, mais passablement illusoire.

Examinons en dernier lieu la consommation actuelle de la houille et les courants commerciaux qu'elle engendre. Le graphique I illustre clairement le déclin de la consommation depuis la fin de la guerre au Canada, alors que ses besoins étaient d'environ 40 à 45 millions de tonnes par année, tandis qu'ils sont inférieurs à 25 aujourd'hui. Comme source d'énergie (voir tableau III) la houille fournissait encore 44.7 p.c. en 1952 contre 20.3 p.c. en 1959. Les locomotives à vapeur utilisaient plus de 12 millions de tonnes à la

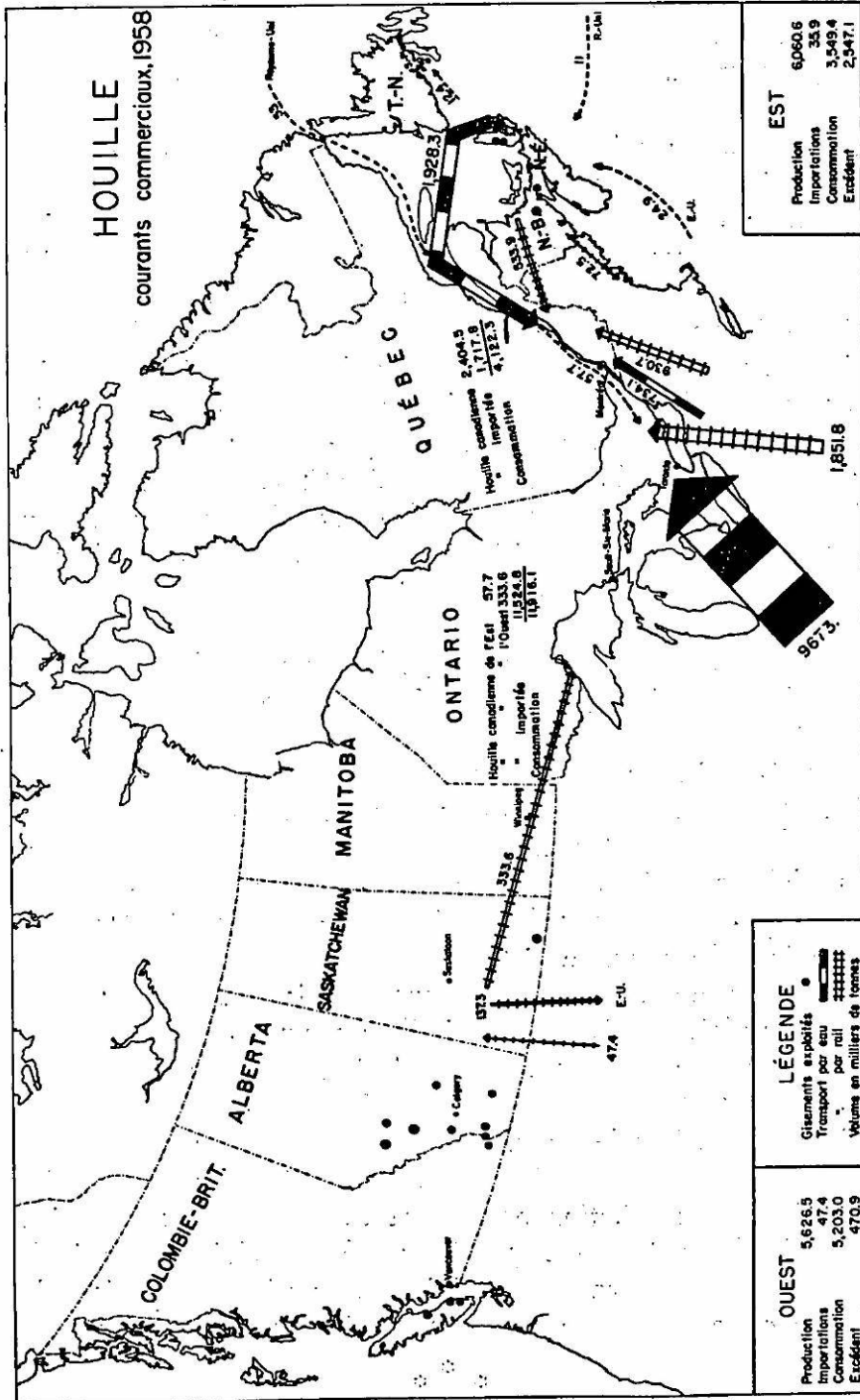
Canada, le Québec plus de 16 p.c. Aussi n'est-il pas étonnant de voir que le principal fournisseur soit le bassin américain des Appalaches, malgré toutes les mesures artificielles qu'on prend pour y acheminer la houille canadienne. Le tableau X montre les courants commerciaux des deux dernières années selon les régions, ainsi que les données globales pour deux années antérieures et celles du premier semestre de 1960, comparées à 1959. On voit que le Canada consomme plus de houille importée que de houille nationale, que l'Ontario est le principal marché, alimenté presque exclusivement par les importations, tandis que le Québec consomme un peu plus de houille canadienne qu'étrangère. Au premier semestre de 1960, la tendance est à l'augmentation sur toute la ligne par rapport à la période correspondante de l'année précédente. Pour l'analyse détaillée des courants commerciaux, il nous faut étudier 1958, faute d'avoir les données complètes pour 1959. Il en sera de même pour le pétrole. La carte I montre ces courants, les uns par eau, les autres par rail.

En procédant de l'est vers l'ouest, on observe dans les Maritimes un excédent d'environ $2\frac{1}{2}$ millions de tonnes (un million de moins que le volume de la consommation régionale). Les trois quarts de cet excédent s'acheminent par eau vers le Québec, le reste par le rail. Quelques autres faibles courants existent sur les rives de l'Atlantique: trois d'importation, l'un des États-Unis, les autres du Royaume-Uni soit vers les provinces de l'Atlantique (le moindre) soit vers le golfe à destination du Québec. Sydney exporte en outre vers St-Pierre et Miquelon. Si nous avons distingué les mouvements à l'intérieur de la région, nous aurions vu un volume beaucoup plus considérable que ce dernier entre l'île du Cap-Breton et Terre-Neuve. Enfin, le rail transporte quelques milliers de tonnes vers le littoral de la Nouvelle-Angleterre.

Le Québec, dont la consommation est d'environ 4 millions de tonnes, reçoit, nous l'avons vu, 60 p.c. de son approvisionnement en houille canadienne. La majeure partie de la houille importée vient désormais des États-Unis (avant la guerre de 1939, le Royaume-Uni fournissait une portion plus considérable, soit 10 fois supérieure à celle de 1958). Sur 1.7 million de tonnes en provenance des États-Unis, près d'un million arrive par rail, le reste par eau. Il en résulte que les deux tiers seulement du ravitaillement

APPROVISIONNEMENT DU CANADA EN COMBUSTIBLES

Carte I



québécois profitent du transport le moins coûteux, celui de la voie maritime. Les conditions sont différentes en Ontario.

En effet, sur une consommation totale de 12 millions de tonnes, les quatre cinquièmes s'y acheminent par eau, grâce à la proximité des ports charbonniers sur les Grands-Lacs tels que Toledo. Moins de 2 millions utilisent le rail. Le rôle de la houille canadienne est dérisoire: 60,000 tonnes des Maritimes, venues par le Saint-Laurent, un tiers de million par rail en provenance de la Prairie pour la tête des Grands-Lacs. Or ce dernier courant va disparaître si l'on tient compte du rapport Rand qui déconseille de le subventionner. La cause fondamentale du succès de la houille américaine sur les marchés de l'Est ne réside pas seulement dans la proximité et le transport lacustre, mais surtout dans le prix de revient du charbon. Pris sur le carreau de la mine, il se vend en moyenne 10.72 dollars la tonne en Nouvelle-Écosse, à comparer avec un barème variant de 3.60 à 5.33 dollars aux États-Unis où le rendement quotidien du mineur s'élève à 11 tonnes contre moins de 3 en Nouvelle-Écosse.

L'Ouest, on le voit sur la carte, offre peu de houille en excédent hors de son territoire, soit moins du dixième de sa production. Le plus fort courant est, en 1958, celui vers l'Ontario; mais il s'ame- nuise déjà, même avant la suppression des subventions fédérales, car il n'est plus que de 188,000 tonnes en 1959. Les exportations au contraire progressent, non pas vers les États-Unis dont la part est plus faible en 1959 qu'en 1958, mais vers un nouveau débouché, le Japon, auquel l'Ouest semble avoir expédié près de 200,000 tonnes en 1959 et davantage en 1960.

Il reste tout de même un certain espoir pour l'avenir de la houille exploitée au Canada, celui d'être une ressource énergétique plus abondante et d'une valeur intrinsèque supérieure à ses concurrents actuels. Lorsque les réserves d'hydrocarbures, plus éphémères, seront épuisées, la houille prendra sa revanche, disent les optimistes. Peut-être ont-ils raison, à condition toutefois que les techniques d'exploitation progressent et que l'énergie nucléaire, sorte d'épée de Damoclès, ne puisse pas être produite à un prix de concurrence. Car, dans ces conditions, ce serait l'énergie tirée du fractionnement de l'atome qui ruinerait tous les combustibles fossiles.

* * *

Depuis moins de dix ans, les hydrocarbures ont triplé la valeur de la houille comme source d'énergie au Canada (voir tableau III). Le pétrole et le gaz étaient ensemble sensiblement égaux à la houille en 1952. À lui seul, le pétrole compte pour plus de la moitié de l'énergie consommée au Canada en 1959 et le gaz, pour 11 p.c. Examinons d'abord les conditions géographiques de ces combustibles qui nous sont de plus en plus indispensables. Comme la houille, le pétrole et le gaz naturel se trouvent dans les couches sédimentaires de l'écorce terrestre. Mais les conditions naturelles de gisement des hydrocarbures diffèrent de celles des combustibles solides. Ces derniers demeurèrent en place au cours des âges géologiques, tandis que les autres, étant fluides, furent beaucoup plus sensibles aux forces orogéniques. Les gaz et liquides sont entraînés vers le haut sous l'effet de la chaleur interne et de la pression des sédiments. Ils progressent soit par capillarité dans les roches poreuses, soit à la faveur de fissures le long des lignes de failles. Mais certaines couches imperméables peuvent arrêter la migration. On distingue deux sortes de gisements: ceux qui sont enfermés dans les roches-mères où les hydrocarbures se sont formés, ceux des roches-magasins dans lesquelles le pétrole et le gaz furent pris au piège durant leur migration. Or le mouvement ascendant s'arrête d'ordinaire dans les dômes ou anticlinaux dont une couche imperméable forme le toit. Les géologues spécialisés dans la recherche du pétrole considèrent que les anticlinaux en coupoles sont les structures géologiques les plus prometteuses. Ils savent en outre que les lieux favorables sont dans l'avant-pays des chaînes récentes où les couches sédimentaires (du primaire au tertiaire) sont modérément plissées et assez épaisses. Tel est le cas en Amérique du Nord dans la zone comprise entre les Cordillères de l'Ouest d'une part, et le Bouclier canadien et les Appalaches dans l'Est d'autre part. Toutefois les hydrocarbures ont pu se conserver au voisinage des chaînes anciennes, lorsque les sédiments n'ont pas trop subi de bouleversements, comme dans la péninsule ontarienne.

Les meilleurs gisements ainsi que les plus prometteurs du Canada se trouvent dans la zone dite des grandes plaines intérieures et dans celle, modérément plissée, du contrefort des Rocheuses. Les sédiments primaires et secondaires vont en s'épaississant de l'Est

Tableau XI

Réserves connues d'hydrocarbures au Canada, en 1959¹

	Volume (en millions de barils)			
	Pétrole	Liquides de gaz naturel	Total	en p.c.
Ouest				
Alberta.....	2,898.9	463.9	3,362.8	84.0
Saskatchewan.....	495.8	14.9	510.7	12.8
Colombie-Britannique.....	19.4	23.3	42.7	1.1
Territoires du Nord-Ouest.....	52.0	—	52.0	1.3
Manitoba.....	23.0	—	23.0	0.6
Sous-total.....	3,489.1	502.1	3,991.2	99.8
Est				
Ontario et Nouveau-Brunswick.....	8.0	—	8.0	0.2
Total du Canada.....	3,497.1	502.1	3,999.2	100.0

1. Selon la Canadian Petroleum Association.

Tableau XII

La production du pétrole brut au Canada, 1958 et 1959

	Puits producteurs		Volume (en milliers de barils) 1958	Valeur (en milliers de dollars) 1958	Volume (en milliers de barils) 1959	Valeur (en milliers de dollars) 1959
	1958	1959				
Ouest						
Alberta.....	9,294	10,377	113,277.9	283,262.6	129,967.3	306,917.8
Saskatchewan.....	3,552	3,763	44,626.1	96,704.9	47,442.5	97,731.5
Manitoba.....	778	783	5,829.2	14,415.7	5,056.1	11,619.9
Colombie-Britannique.....	151	164	512.4	1,022.1	866.2	1,583.1
Territoires du Nord-Ouest.....	65	65	457.1	698.2	430.3	1,025.9
Sous-total.....	13,840	15,152	164,702.7	396,103.5	183,762.4	418,878.2
(en p.c.).....	90.5	90.7	99.5	99.3	99.4	99.2
Est						
Ontario.....	1,433	1,527	778.3	2,623.0	1,001.6	3,194.0
Nouveau-Brunswick.....	19	19	15.2	21.3	14.5	20.3
Sous-total.....	1,452	1,546	793.5	2,644.3	1,016.1	3,214.3
(en p.c.).....	9.5	9.3	0.5	0.7	0.6	0.8
Canada	15,292	16,698	165,496.2	398,747.8	184,778.5	422,092.5

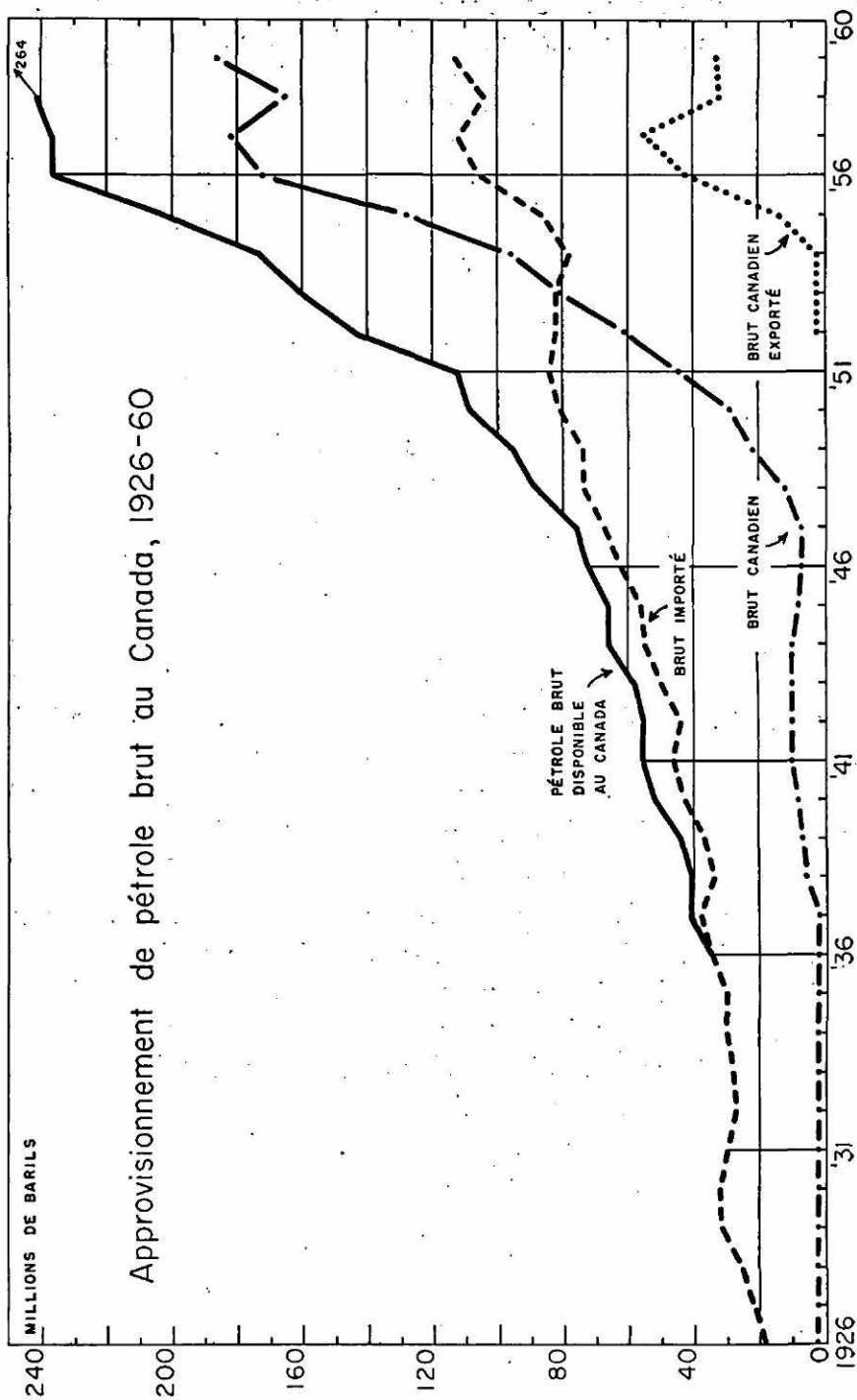
vers l'Ouest. Le socle précambrien s'enfonce à plus de 20,000 pieds près des montagnes Rocheuses. On estime le volume global des sédiments de l'Ouest à près d'un million de milles cubes, et la superficie totale du bassin sédimentaire à plus de 700,000 milles carrés, entre la frontière des États-Unis et les rives de l'océan Arctique. Selon la Canadian Petroleum Association, le facteur d'accumulation serait d'environ 50,000 barils d'hydrocarbures par mille cube de sédiments; il en existerait donc environ 50 milliards de barils dans le sous-sol de l'Ouest canadien. Les réserves connues sont toutefois bien inférieures à ce chiffre, car elles ne comprennent que le volume estimé par voie de forage. Elles sont, au début de 1960, de 4 milliards de barils, et se trouvent surtout en Alberta (voir tableau XI). La durée prévue de ces réserves est d'une vingtaine d'années au rythme d'un retrait annuel de 5 p.c.

L'histoire des découvertes des gisements pétrolifères et de leur mise en valeur est bien connue, et nous n'indiquerons ici que la répartition actuelle de la production ainsi que les facteurs géographiques qui la conditionnent. Durant les 12 dernières années, la production est passée de 7.5 millions en 1947 à 185 millions de barils en 1959 (voir graphique II). L'Alberta est, de loin, la principale source d'hydrocarbures avec 130 millions de barils en 1959 (voir tableau XII), suivie par la Saskatchewan (47.4 millions) et le Manitoba (5 millions). Le reste se partage à peu près également entre d'autres gisements de l'Ouest et ceux de l'Est.

Examinons d'un peu plus près les conditions de gisement et d'exploitation. L'Alberta possède une dizaine de milliers de puits producteurs, répartis en une vingtaine de gisements mis en valeur. Les 18 plus importants se trouvent dans la région du centre de la province, qui s'étend entre Edmonton et Drumheller¹. Le principal gisement est celui de Pembina, situé dans la vallée de la Brazeau au sud-ouest d'Edmonton. Depuis sa découverte en 1953, il est devenu l'un des plus considérables tant pour le pétrole que pour le gaz naturel en Amérique du Nord. Il fournit à lui seul plus du quart du pétrole albertain et le dixième du gaz. Les hydrocarbures proviennent surtout du Crétacé supérieur, à la limite orien-

1. *Canada, Principal Mineral Areas*, carte no 900A, dixième édition, Ministère des Mines et Relevés techniques, Ottawa, 1960.

Graphique II



taie de la formation Bighorn, sur le rebord d'un anticlinal dont le pendage est orienté vers l'Ouest. Ils sont emprisonnés dans des lentilles de sable sous des schistes marins imperméables. La sonde atteint le gisement à 4,600 pieds dans l'est et à 5,800 dans l'ouest. Certains puits s'enfoncent jusqu'aux sédiments primaires du Mississipien, d'autres recueillent du pétrole dans le sable du Crétacé supérieur (Belly River). Le gisement Pembina donne, depuis 1956, entre 33 et 35 millions de barils par année.

Le deuxième gisement en importance de l'Alberta est celui de Leduc-Woodbend, situé à 15 milles au sud-ouest d'Edmonton. Découvert en 1947 par l'Imperial Oil, c'est lui qui a donné le signal de la ruée vers le pétrole en Alberta centrale. Ici les hydrocarbures sont contenus dans des terrains calcaréo-dolomitiques du Dévonien supérieur récifal. Les récifs ont l'avantage d'être poreux et perméables d'une part, et de constituer des pièges sans que la structure n'intervienne. Ils se présentent comme des îlots en chaînes, posés sur les rivages des mers dévoniennes à l'époque primaire. On a reconnu depuis peu l'intérêt pétrolier que présentent de telles formations dont la découverte cependant nécessite l'usage d'instruments de prospection géophysique extrêmement précis. Le gros de la production du gisement Leduc provient des formations dolomitiques récifales de Woodbend et Winterburn, à une profondeur de 5,000 à 5,300 pieds. Quelques puits cependant obtiennent du pétrole dans les sables secondaires du Crétacé inférieur à une moindre profondeur, à 4,200 ou 4,300 pieds. Le gisement Leduc produit, depuis une douzaine d'années, entre 15 et 20 millions de barils par année, mais il est en baisse (21 millions en 1956, 14.6 millions en 1959).

Le troisième gisement albertain est celui de Redwater, situé à quelques milles au nord-est d'Edmonton. Ce fut la seconde grande découverte de l'Imperial Oil en 1948. Ici les récifs du Dévonien supérieur sont enfouis moins profondément qu'à Leduc; on les atteint à 3,200 pieds. Le gisement a produit 28.2 millions de barils en 1956, deux fois moins cependant en 1959. On injecte des eaux chaudes dans les puits afin de récupérer le maximum du pétrole. Il existe une douzaine d'autres gisements dans la région centrale. Celui de Fenn-Big-Valley, le long de la Red-Deer, tire de 6 à 8

millions de barils annuellement dans la formation Winterburn du Dévonien supérieur, à 5,250 pieds de profondeur. Celui de Bonnie-Glen, tout près de Leduc, produisit 10 millions de barils en 1956 (6 seulement en 1959) dans les récifs du Dévonien. Les gisements de Joffre (près de Red-Deer) et Joarcan (au sud-est d'Edmonton) tirent leur pétrole des sables du Crétacé supérieur, l'un à 5,000 pieds, l'autre à 3,300 pieds, et donnent chacun entre 4 et 6 millions de barils par an. Les puits les plus profonds sont ceux des gisements méridionaux, non loin de Calgary, le Sundre et le Westward-Ho, qui s'enfoncent l'un à 9,130 pieds, l'autre à 8,790 pieds dans la formation primaire Rundle du Mississipien. Mais ce sont d'assez faibles producteurs (1 ou 2 millions de barils). On peut enfin rattacher à la région centrale les gisements épars voisins de la Saskatchewan: Wainwright, Lloydminster et Bonnyville, dont le pétrole vient des sables secondaires de la formation Mannville du Crétacé inférieur (2 millions de barils).

Hors de la région centrale, environ 4 p.c. du pétrole d'Alberta vient du nord-ouest et 1 p.c. du sud-ouest. Les recherches viennent d'être fructueuses dans les collines de Swan, région boisée, voisine du district pionnier de la Rivière-La-Paix. Le gisement de Sturgeon-Lake sud produit 3 millions de barils en 1959, contre 2 millions en 1956, des récifs du Dévonien à 8,600 pieds. Le Sud-Ouest est la région autrefois célèbre de Turner-Valley. Le pétrole y fut découvert en 1913, le gaz en 1924, et la production débuta en 1936. Exploité pendant près d'un quart de siècle, le gisement Turner a fourni plus de 100 millions de barils de pétrole. Sa production actuelle est infime (1.5 million); mais il s'est révélé comme l'un des principaux réservoirs de gaz naturel au Canada. La structure géologique de ce bassin est plus compliquée qu'ailleurs, car elle appartient à la zone des contreforts des Rocheuses, affectée par les mouvements orogéniques de l'époque tertiaire. Les sédiments primaires du Mississipien, par exemple, chevauchent ceux plus récents du Crétacé, le long d'une faille majeure, celle de Turner-Valley. Ceci a pour effet de rapprocher de la surface les couches renfermant des hydrocarbures qui sans cela se trouveraient enfouies trop profondément pour être exploitées. Le pétrole de Turner-Valley provient du Crétacé inférieur et du Mississipien entre 8,000 et 9,000 pieds. Outre Turner, deux autres gisements des contreforts sont riches en

gaz sinon en pétrole: Pincher-Creek, près de la frontière des États-Unis, et Jumping-Pound, à l'ouest de Calgary. Le gaz y est emmagasiné dans les dolomites fragmentées de la formation Rundle du Mississipien, que la sonde ne rejoint parfois qu'à une profondeur de 12,000 pieds.

La Saskatchewan, ayant de 3 à 4 milliers de puits, produit environ le quart du pétrole canadien et le dixième de son gaz naturel. Ses gisements se répartissent en deux groupes, l'un au sud-est, l'autre au sud-ouest. Le premier, qui fournit les deux tiers du pétrole provincial, est au voisinage des frontières des États-Unis et du Manitoba. La région, découverte en 1954, renferme sept gisements principaux qui s'alimentent presque tous dans la partie supérieure du Mississipien en contact discordant avec les terrains jurassiques du secondaire. Ce sont les couches poreuses logées à une centaine de pieds sous la discordance qui sont les plus favorables. Le principal gisement est celui de Steelman, près d'Estevan, qui a quintuplé son rendement entre 1956 et 1959 (de moins de 2 à plus de 11 millions de barils). Ses puits s'enfoncent à 4,800 pieds. Celui de Weyburn, situé à l'extrémité occidentale d'un oléoduc collecteur, a augmenté de $\frac{1}{2}$ million à 6 millions durant la même période. Celui de Carnduff, plus à l'est, a doublé entre 1957 et 1959 (3 millions). Enfin les gisements de Midale, Nottingham, Alida et Alameda donnent ensemble 6 ou 7 autres millions de barils.

Un tiers du pétrole de Saskatchewan vient de gisements dispersés dans l'ouest de la province. Le plus méridional est celui de Dollard-Instow, situé près de Shaunavon. On y trouve le pétrole à 4,600 pieds dans des sables secondaires du Jurassique en quantité croissante: 2.1 millions de barils en 1956, 5.1 millions en 1959. Un peu plus au nord, trois gisements voisins, Fosterton, Success et Cantuar, fournissent ensemble 5 millions de barils (3.7 en 1956) tirés des sables du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur à une profondeur de 3,200 pieds. Enfin, deux autres gisements existent encore plus au nord, près de la frontière d'Alberta: celui de Smiley-Coleville, qui donne du pétrole (2.5 millions de barils) et du gaz à 2,750 pieds dans le Mississipien et à 2,400 pieds dans le Crétacé; enfin le gisement de Lloydminster, connu depuis une douzaine d'années mais dont les réserves s'épuisent rapidement.

Tableau XIII
Principaux courants commerciaux du pétrole brut
au Canada en 1958
(en milliers de barils)

	PÉTROLE CANADIEN					PÉTROLE IMPORTÉ		TOTAL	
	Production provinciale	Utilisé dans la Province	Reçu d'autres provinces	Expédié ailleurs au Canada	Exporté aux États-Unis	du Moyen-Orient	d'Amérique (États-Unis, Venezuela et Trinité)	Livré aux raffineries canadiennes	en p.c.
Est									
Québec et Maritimes.....	15.2 ¹					31,906.3	71,476.7	103,383.0	42.7
Ontario.....	778.3	777.1	59,552.7				4,061.7	64,391.5	28.7
Ouest									
Manitoba.....	5,829.2	5,777.0	3,460.0					9,237.0	3.8
Saskatchewan.....	44,628.1	17,235.0	20.1	83,815.6	(21,455.7)			17,255.1	7.1
Alberta.....	113,277.9	25,940.7	466.8		(10,223.7)			26,407.5	10.9
Colombie-Britannique.....	512.4	481.6	20,802.9					21,284.5	8.8
T. N.-O.....	457.1			20.1	466.8				
Canada (Total)....	165,496.2	50,211.4	84,302.5	84,302.5	31,679.4	31,906.3	75,538.4	241,958.6	100.0

1. Production du Nouveau-Brunswick, hors du circuit commercial.
2. Vers le Centre-Ouest.
3. Vers le Nord-Ouest.

Tableau XIV
Principaux courants commerciaux du pétrole brut
au Canada en 1959
(en milliers de barils)

	PÉTROLE CANADIEN					PÉTROLE IMPORTÉ		TOTAL	
	Production provinciale	Utilisé dans la Province	Reçu d'autres provinces	Expédié ailleurs au Canada	Exporté aux États-Unis	du Moyen-Orient	d'Amérique (États-Unis, Venezuela et Trinité)	Livré aux raffineries canadiennes	en p.c.
Est									
Québec et Maritimes.....	14.5 ¹					38,211.5	75,745.7	113,957.2	42.6
Ontario.....	1,001.6	1,001.4	71,428.6				2,385.0	79,815.0	28.0
Ouest									
Manitoba.....	5,056.1	8,083.5						8,083.5	3.0
Saskatchewan.....	47,442.5	18,994.5		93,874.3	(20,300 ³)			18,994.5	7.1
Alberta.....	129,967.3	28,279.0			(13,300 ³)			28,279.0	10.5
Colombie-Britannique.....	866.2	853.6	22,445.7					23,299.3	8.8
T.N.-O.....	430.3	421.6						421.6	—
Canada (Total)....	184,778.5	57,633.6	93,874.3	93,874.3	33,600	38,211.5	78,130.7	267,850.1	100.0
" 1 ^{er} semestre 1960.....	100,980.2				22,303.6	20,327.9	37,090.4	136,094.0	
" 1 ^{er} semestre 1959.....	90,646.5				15,445.8	17,423.4	38,113.2	130,737.2	

1. Hors du circuit commercial.
2. Vers le Centre-Ouest.
3. Vers le Nord-Ouest.

Le Manitoba, avec ses 700 ou 800 puits n'a que quatre gisements qui prolongent ceux du sud-est de la Saskatchewan. Exploités depuis 1951, ils fournissent entre 5 et 6 millions de barils autour de Virden, situé à l'ouest de Brandon. Le pétrole est extrait d'une série calcaréo-dolomitique du Mississipien, emprisonnée sous des sédiments jurassiques en discordance. La sonde rejoint le pétrole à 2,000 pieds dans le nord-est du bassin, à 2,600 pieds au sud-ouest.

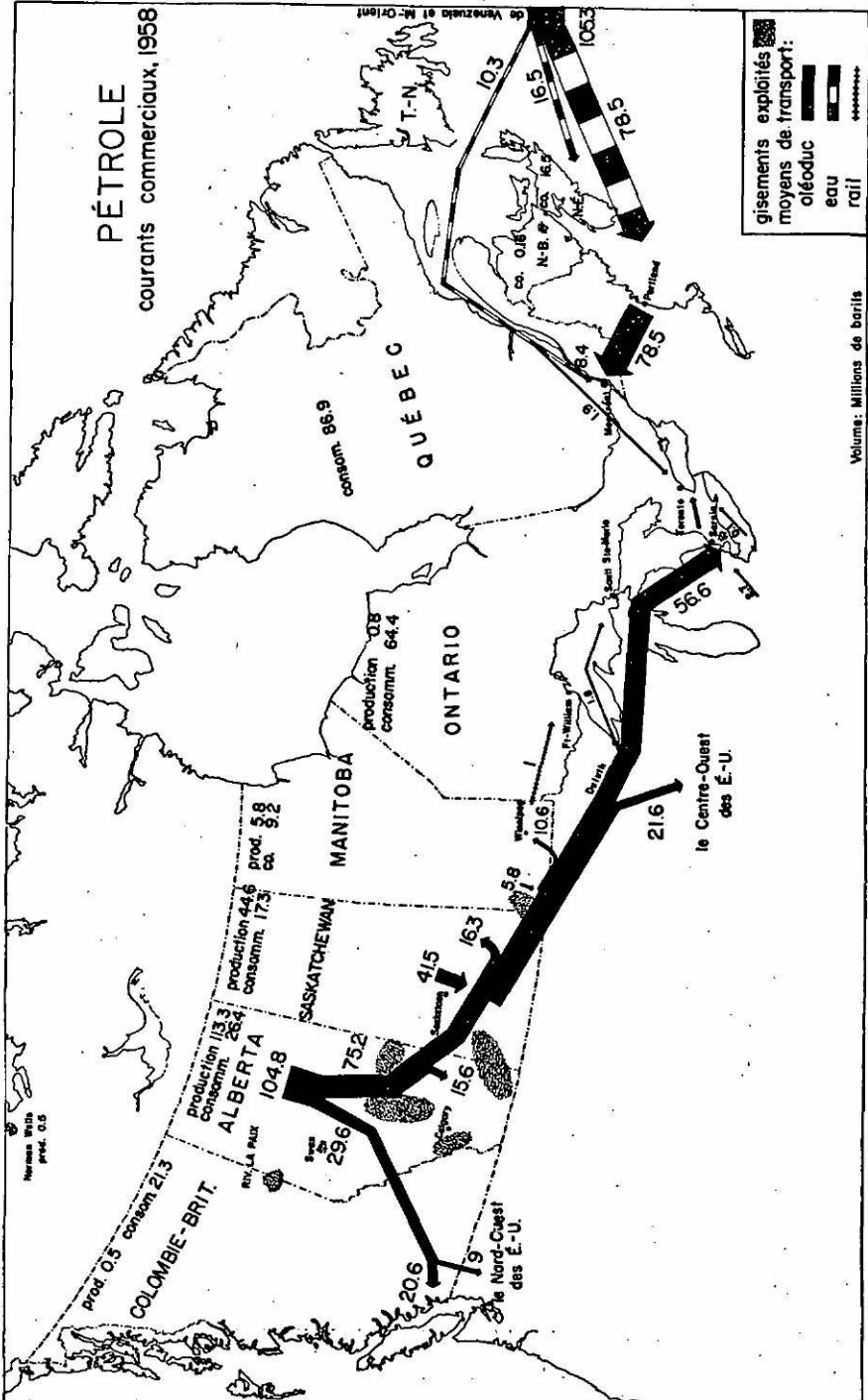
Les seuls autres gisements de l'Ouest canadien sont ceux du district de la Rivière-La-Paix, en Colombie-Britannique, et celui de la vallée du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest. La trentaine de puits du premier ne fournissent du pétrole (moins d'un million de barils) qu'en sous-produit, car c'est le gaz qui a attiré les prospecteurs autour de Fort-St-John, le long de la route de l'Alaska. On le trouve dans une dizaine de couches géologiques, modérément plissées et faillées, allant du Permien au Crétacé.

Norman-Wells, situé à 90 milles au sud du cercle arctique sur le Mackenzie, fut découvert en 1920. Le pétrole se trouve dans le calcaire récifal du Dévonien supérieur entre 1,000 et 2,000 pieds, grâce aux mouvements orogéniques qui ont fait surgir ces terrains primaires vers la surface dans une avant-chaîne des Rocheuses (Chaîne Norman des montagnes de Franklin). Trop éloigné pour être relié au réseau canadien de distribution, ce gisement est cependant fort utile pour répondre aux besoins locaux. On y raffine sur place les 500,000 barils, que donnent ses 20 ou 30 puits producteurs. Durant la seconde guerre mondiale, le gisement a servi à ravitailler la raffinerie de Whitehorse au Yukon par un oléoduc de 600 milles, abandonné ensuite parce qu'une telle installation n'était pas rentable économiquement.

Dans l'Est canadien, les hydrocarbures sont connus et exploités depuis un siècle. L'Ontario se vante d'avoir produit du pétrole dans le sud-ouest de la péninsule en quantités commerciales avant la Pennsylvanie. L'extraction aurait débuté vers 1857 à Oil-Springs, dans le comté de Lambton. Gloire assez vaine, car la production du pétrole fut toujours infime; elle oscille entre 500,000 et 1,000,000 de barils, quantités négligeables en regard des besoins de la province. Et encore faut-il 1,500 puits, peu profonds il est vrai (400 à 500 pieds), dans les calcaires dolomitiques du primaire (Dévonien,

L'ACTUALITÉ ÉCONOMIQUE

Carte II



Silurien et Ordovicien). Enfin le plus petit gisement exploité au Canada se trouve près de Moncton au Nouveau-Brunswick. On extrait, à Stoney-Creek, une quinzaine de mille barils par année des sables et grès du Mississipien.

Hautement mécanisée, l'extraction du pétrole réclame une main-d'œuvre beaucoup moins nombreuse que celle de la houille (voir tableau XVI), mais mieux rémunérée. On ne compte guère, en effet, que 6 ou 7,000 travailleurs, dont le cinquième appartient aux cadres, c'est-à-dire au personnel administratif. Et encore ce nombre est-il gonflé par les effectifs qui s'occupent du gaz naturel, dont l'extraction est associée à celle du pétrole. Donc, avec deux fois moins d'ouvriers travaillant dans les gisements d'hydrocarbures que dans les charbonnages, le Canada produit des combustibles liquides et gazeux dont la valeur est six fois supérieure, soit 462 millions de dollars contre 74.

Voyons maintenant quels sont les besoins du Canada en pétrole brut et dans quelle mesure la production nationale y répond. Notre pays s'est doté d'une puissante industrie du raffinage, depuis une quarantaine d'années, qui satisfait en majeure partie à son ravitaillement en produits dérivés du pétrole. Les raffineries, localisées surtout au milieu des consommateurs de l'Est, furent d'abord ravitaillées, il va de soi, par les importations. Vers 1940, au moment où débute l'extraction du pétrole canadien, les raffineries consommaient une cinquantaine de millions de barils dont 82.6 p.c. étaient importés (voir le graphique II). Dix ans plus tard, bien que la production canadienne ait quadruplé, les trois quarts des 110 millions nécessaires venaient encore de l'étranger. En 1958, sur les 242 millions requis, 107 sont importés, soit 44 p.c. et en 1959 l'autoravitaillement s'est abaissé à 53 p.c., car on a importé 126 millions de barils sur les 268 millions utilisés.

Les tableaux XIII et XIV montrent les principaux courants commerciaux du pétrole brut au Canada et la carte II illustre les phénomènes plus en détail pour 1958. L'Est accapare 70 p.c. des besoins. En effet, ses 14 raffineries (voir tableau XV) de 1959 avaient une capacité quotidienne de 568,522 barils qui fut portée à 633,522 en 1960 avec la construction des usines de Saint-Jean, N.-B. et de la B.P. à Montréal. On leur a livré 168 millions de

L'ACTUALITÉ ÉCONOMIQUE

Tableau XV
Liste des principales raffineries de pétrole au Canada en 1959

Provinces	Lieux	Sociétés	Capacité quotidienne en b/j	Total b/j	en p.c.	
Est <i>Québec</i>	<i>Montréal</i>	Imperial Oil.....	72,000	265,000	31.1	
		Shell Oil.....	60,000			
		Texaco.....	59,000			
		British American.....	45,000			
		Petrofina.....	29,000			
B.P.....	(25,000) ¹					
<i>Ontario</i>	<i>Sarnia</i>	Imperial Oil.....	94,000	158,500		
		Canadian Oil.....	47,500			
		Sun Oil.....	15,000			
	<i>Toronto</i>	British American.....	55,350	94,200	254,272	29.6
		Regent.....	20,000			
Cities Service.....		18,850				
<i>Maritimes</i>	<i>Fort-William</i>	Canadian Husky Oil.....	3,572	49,300	5.7	
	<i>Halifax</i> <i>St-Jean, N.B.</i> <i>Moncton</i>	Imperial Oil.....	49,000			
		Irving.....	(40,000) ²			
	N.B. Oilfields.....	300				
Total de l'Est: 14 raffineries (2 projetées).....				568,572	66.4	
Ouest <i>Colombie-Britannique</i>	<i>Vancouver</i>	Imperial Oil.....	32,000	88,000		
		Shell Oil.....	20,000			
		Standard B.C.....	18,000			
		British American.....	18,000			
	<i>Kamloops</i> <i>Dawson-Creek</i>	Royalite Oil.....	4,750	2,800	95,550	11.1
Pacific Petroleum.....						
<i>Alberta</i>	<i>Edmonton</i>	Imperial Oil.....	28,500	48,150		
		Texaco.....	12,000			
		British American.....	7,650			
	<i>Calgary</i>	Imperial Oil.....	14,700	14,700	6,750	3,900
		British American.....				
	Anglo-American.....					
	Cinq autres raffineries		25,350	21,360	94,860	11.1
<i>Saskatchewan</i>	<i>Regina</i>	Imperial Oil.....	22,500	38,500		
		Consumers' Co-Op.....	16,000			
	<i>Moose-Jaw</i>	British American.....	13,500	16,510	63,610	7.4
		Canadian Husky Oil.....	3,010			
<i>Manitoba</i>	<i>Winnipeg</i>	Imperial Oil.....	18,000	30,500	33,220	3.9
		North Star.....	12,500			
	<i>Brandon</i>	Anglo-Canadian.....	2,720			
<i>Territoires du Nord-Ouest</i>	<i>Norman-Wells</i>	Imperial Oil.....	1,350	1,350	0.1	
Total de l'Ouest: 27 raffineries.....				288,590	33.6	
Total du Canada: 41 raffineries (2 projetées).....				857,162	100.0	

1. Inaugurée en 1960, capacité non comprise dans le total.

2. En construction, capacité non comprise dans le total.

barils en 1958, 189 millions en 1959 et elles en réclameront plus de 200 millions cette année. Or ces flots de pétrole viennent surtout de l'étranger (64 p.c. en 1958, 62 p.c. en 1959).

Le plus gros marché de pétrole brut au Canada est celui de Montréal, avec 5 raffineries (6 maintenant). En y ajoutant Halifax et bientôt Saint-Jean, N.-B., c'est le tiers de la capacité totale de raffinage qu'on y trouve. On n'y raffine pas une goutte de pétrole canadien. Les pétroliers y ont acheminé 105.3 millions de barils en 1958, près de 114 millions en 1959. Les deux tiers viennent des Caraïbes, du Venezuela principalement, l'autre tiers du Moyen-Orient, de Koweït et d'Arabie. L'apport des pétroliers se partage en trois parties: 16.5 millions de barils (1958) vers le port de Halifax, 78.5 millions vers celui de Portland, Maine, et une dizaine aboutissent soit à Montréal (8.4) ou à Toronto (1.9). L'oléoduc de Portland à Montréal offre l'avantage de raccourcir le voyage entre la haute-mer et Montréal, et d'être utilisable douze mois par année. Il fut construit en 1941 par la Standard Oil of New Jersey, société gigantesque dont l'Imperial Oil est une des nombreuses filiales. Les actions de l'entreprise qui exploite cet oléoduc se partageaient, en décembre 1957, entre les cinq usagers montréalais: Imperial Oil, 36 p.c., British American, Texaco, Shell, 18 p.c. chacun, Petrofina, 10 p.c. Long de 236 milles, cet oléoduc est formé de deux canalisations, l'une de 18 pouces de diamètre, l'autre de 12 pouces. Sa capacité quotidienne est de 223,000 barils.

Il existe un autre oléoduc dont le point de départ est à Montréal; c'est le Trans-Northern qui a pour objet de transporter non pas du pétrole brut comme le précédent, mais des produits dérivés du pétrole dont il s'alimente aux raffineries locales pour les livrer vers Ottawa, Toronto et Hamilton. Son débit quotidien est de 65,000 barils; sa canalisation principale vers Toronto a 10 pouces; sa dérivation vers Ottawa, 8 pouces. Donc, les raffineries de Montréal et de Halifax, qui traitent 42 p.c. du brut au Canada, ont une clientèle étendue: les quatre provinces de l'Atlantique, le Québec et l'est de l'Ontario.

En Ontario, la majeure partie du pétrole livré aux 7 raffineries (voir tableau XV) est désormais d'origine canadienne: 92.5 p.c. en 1958, 97 p.c. en 1959. Phénomène récent, car en 1940, ce n'était

que 1.2 p.c. et en 1950, encore moins. En effet, la province a consommé 60.3 millions de pétrole brut d'origine canadienne en 1958 sur un total de 64.4 millions et 72.4 sur 74.8 millions en 1959. La majeure partie de ce pétrole fut livrée par l'Interprovincial Pipe Line, soit 56.9 millions, et le reste fut en partie transité par eau (voir la carte II), entre Superior et Toronto, ou livré par rail soit directement de l'Ouest vers Fort-William, soit recueilli sur place dans les gisements ontariens. L'Interprovincial, l'une des plus longues canalisations du monde, s'étend sur 1,930 milles et relie les gisements de la Prairie (Edmonton) au sud-ouest de l'Ontario, en passant par les États-Unis au sud des lacs Supérieur et Huron. Il se compose de deux canalisations entre Edmonton et le lac Supérieur: la première (1950) a 20 pouces de diamètre entre Edmonton et Regina, 16 pouces jusqu'à la frontière américaine, à Gretna, 18 pouces jusqu'à Superior; la seconde, posée en 1958, a 24 pouces en territoire canadien, 26 en territoire américain. L'oléoduc fut prolongé en 1953 jusqu'à Sarnia par une canalisation de 30 pouces, sauf les jumelles de 20 pouces sous les eaux de détroit de Mackinaw, enfin en 1957 jusqu'à Toronto par une dernière canalisation de 20 pouces. Son débit quotidien varie selon les tronçons: 275,000 barils jusqu'à Regina, 335,000 jusqu'à Gretna (frontière du Manitoba et des États-Unis), 346,000 (maximum) de là jusqu'au port de Superior, enfin 258,000 jusqu'à Sarnia et 110,000 dans le dernier tronçon. L'Interprovincial appartient à une société privée, dans laquelle l'Imperial Oil détient le tiers des actions, la British American Oil 7 p.c. et Canadian Oil Companies, environ 2 p.c. Les tarifs de transports sont publiés. Pour expédier un baril de brut d'Edmonton à Sarnia, sur 1,743 milles, 44 cents; à Toronto, sur 1,899 milles, 72 cents. En 1958, l'Interprovincial a livré 41.4 millions de barils à Sarnia, 15.5 millions à Toronto. Il a augmenté ses livraisons à 71.4 millions en 1959. Le pétrole canadien alimente presque exclusivement les 3 raffineries de Sarnia. Celles de Toronto reçoivent en outre la majeure partie des 4 millions de barils importés, dont près de la moitié est d'origine américaine (1.7). Le pétrole y arrive en grande partie par navires-citernes. Enfin, un dernier courant à signaler est celui qui ravitaille la petite raffinerie de Fort-William, à l'ouest du Lac Supérieur. Elle

APPROVISIONNEMENT DU CANADA EN COMBUSTIBLES

utilise du brut de la Saskatchewan et le reçoit, vraisemblablement, par wagons-citernes; car les 168,500 tonnes expédiées par rail, hors de la Prairie, ne sauraient prendre une autre direction.

Dans la Prairie, nous voici à la source du pétrole canadien: 164.7 millions de barils produits en 1958, 182 millions en 1959, peut-être 190 millions en 1960. Or les besoins régionaux des trois provinces ne dépassent pas 53 millions en 1958; donc il existe un excédent de l'ordre de 110 millions, dont nous avons vu que la moitié était dirigée vers l'Ontario.

Examinons d'abord la production régionale et la manière dont les raffineries locales sont ravitaillées. Les dix mille puits d'Alberta ont produit 113.3 millions de barils tandis que les raffineries provinciales n'ont eu besoin que de 26.4 millions de brut. Les oléoducs provinciaux ont acheminé par leurs canalisations 104.8 millions de barils, mais n'en ont livré dans la province que 15.6 millions, ce qui a laissé un excédent de 89.2 millions pour l'extérieur. En Saskatchewan, 3,600 puits ont fourni près de 45 millions de barils, dont 40 p.c. ont servi dans les raffineries provinciales. Les oléoducs ont chargé 41.5 millions de barils et livré aux usines locales 16.3 millions, soit une quantité sensiblement équivalente au total des livraisons qui leur furent faites. Donc un autre excédent, de 25.2 millions de barils, vient s'ajouter à celui de l'Alberta, excédent qui se gonfle à 114.4 millions pour les deux provinces. Au Manitoba, dernier venu des producteurs de la Prairie, les 800 puits n'ont donné que 5.8 millions de barils, tandis que les 3 raffineries provinciales ont réclamé 9.2 millions en approvisionnement. Les oléoducs ont reçu une quantité égale à celle de la production, mais en ont dégorgé presque deux fois plus (10.6); de sorte qu'on a soutiré 4.8 millions des excédents des provinces voisines, les réduisant ainsi à 109.6 millions, destinés à la clientèle hors de la Prairie.

Peu de pétrole brut est transporté autrement que par oléoducs dans les plaines intérieures du Canada. Les chargements sur rail ne furent que de 633,600 tonnes¹ dont 450,000 livrées dans la région, 168,000 en Ontario, comme nous l'avons vu précédemment, et le reste aux États-Unis, probablement sur le littoral du Pacifique, soit

1. Y compris ceux de la Colombie-Britannique.

3 ou 4 p.c. du total des courants commerciaux. Le camionnage joue encore un rôle plus modeste sans doute.

L'oléoduc principal est celui qui a été mentionné précédemment, l'Interprovincial, dont le premier tronçon fut posé en 1950 jusqu'au lac Supérieur, le second en 1953 jusqu'à Sarnia, et le dernier en 1957 jusqu'à Toronto. Un autre oléoduc, de grande envergure, relie Edmonton à Vancouver, c'est la Trans-Mountain Pipe Line, dont la construction se termina en 1953. Il est constitué d'une canalisation principale de 24 pouces, longue de 719 milles et doublée de deux boucles de 51 milles chacune, ayant 30 pouces de diamètre, l'une en Alberta entre Edson et Hinton, l'autre en Colombie-Britannique entre Albreda et Kingsdale. Il sert à ravitailler les raffineries de Vancouver et celles de Ferndale et Anacortes, dans l'État de Washington, par une dérivation de 43 milles (20 pouces) à partir de Sumas, dans la basse vallée de la Fraser. Son débit quotidien peut s'élever à 250,000 barils; mais il n'a fonctionné en 1958 qu'au tiers de sa capacité.

Il existe en outre dans la Prairie un grand nombre d'autres oléoducs, les uns collecteurs, dirigeant le brut des puits vers les canalisations majeures, les autres l'acheminant en direction des raffineries. Une dizaine de collecteurs aboutissent à Edmonton. Les plus importants sont ceux de Pembina (70 milles) qui a livré, en 1958, 34.5 millions de barils, Leduc (25 milles), Redwater (35 milles), Joarcam (35 milles), Fern et Drumheller. Le plus récent de cette région est l'oléoduc Federated (123 milles) inauguré en 1959 pour relier les gisements des Collines de Swan, au sud de Grande-Prairie (Rivière-à-la-Paix), à Edmonton. D'autres aboutissent à Regina pour y apporter le pétrole des puits de Dollard (226 milles) et de Success (158 milles); enfin à Cromer, au Manitoba, pour collecter la production d'une dizaine de champs situés dans le sud-est de la Saskatchewan (Steelman, Midale, Nottingham) et le sud-ouest du Manitoba (Virden-Nord et Virden-Roselea). Les oléoducs distributeurs, dans la Prairie, sont ceux de Coleville à Saskatoon et Prince-Albert en Saskatchewan et de Gretna à Winnipeg au Manitoba.

Toutefois l'objet principal des grands oléoducs de la Prairie est d'évacuer les excédents de la production hors du territoire.

APPROVISIONNEMENT DU CANADA EN COMBUSTIBLES

En effet, ils reçoivent (voir carte II) 152.1 millions de barils, en livrent 42.5 millions dans la région et le reste, soit environ les deux tiers de leur charge, en dehors. La majeure partie s'oriente par l'Interprovincial vers l'Est: 80.3 millions de barils, dont 58.9 millions à destination de l'Ontario, ainsi que nous l'avons indiqué plus haut. Les 21.6 autres millions sont livrés aux raffineries américaines du Centre-Ouest. La majeure partie, soit 15 millions, est destinée aux raffineries de St-Paul, par une dérivation qui se détache de l'Interprovincial à Clearbrook, au Minnesota. Au dire des experts, le Centre-Ouest serait le marché le plus intéressant pour le pétrole canadien de la Prairie. En tout cas, il a quadruplé depuis 1955 (de 5.2 à 21.6 millions de barils) et n'a pas été affecté par les restrictions survenues en 1958, contrairement à ce qui s'est passé sur la côte occidentale, comme nous le verrons plus loin. En outre, ce marché du Centre-Ouest a reçu du Canada 674,000 barils, par rail vraisemblablement.

L'autre courant commercial hors de la Prairie est celui qui gagne la côte du Pacifique par la Trans-Mountain Pipe Line: il a reçu une trentaine de millions de barils, soit presque deux fois moins que durant les deux années précédentes. Les deux tiers alimentent les raffineries de Vancouver. La Colombie-Britannique a reçu, en effet, 20.6 millions de barils par oléoduc sur un total de 21.3 millions. Les 700,000 autres barils sont utilisés sur un gisement exploité par la petite raffinerie de Dawson-Creek, Rivière-à-la-Paix. Le reste du pétrole que dégorge la Trans-Mountain, soit une dizaine de millions de barils, s'oriente dans la déviation de Sumas vers deux raffineries du golfe de Puget; General Petroleum à Ferndale (capacité de 35,000 b/j), ouverte en 1954, et Shell à Anacortes (capacité 55,000 b/j), inaugurée l'année suivante. En 1958, la Trans-Mountain a transporté trois fois moins de pétrole qu'elle n'en est capable. Or, ce n'est pas le marché de Vancouver qui est responsable de ce déclin; car il requiert une quantité uniforme, une vingtaine de millions de barils, depuis 4 ou 5 ans. Ce sont les livraisons aux États-Unis du Nord-Ouest qui ont fluctué: 9 millions en 1958, 34.2 en 1957, 25.4 en 1956, 11.4 en 1955. Contrairement à ce qui se passe sur les marchés du Centre-Ouest, ici se fait sentir la concurrence des pétroles internationaux, d'Amérique latine et du Moyen-Orient, selon les tarifs des trans-

ports maritimes. Il faut attribuer l'augmentation des exportations canadiennes de 1956 et 1957 à la crise de Suez. La pénurie de navires a fait bondir les tarifs à 200 p.c. au-dessus des barèmes de la U.S.M.C. (United States Maritime Commission), entre la fin de 1956 et le milieu de 1957; les tarifs ont baissé brusquement en août 1957, à 65 p.c. au-dessous du barème et se sont maintenus entre 40 et 70 p.c. depuis. La politique de restriction imposée aux importations de pétrole brut par les États-Unis a contribué aussi à la baisse des ventes canadiennes sur ce marché¹. Mais, au milieu de 1959, les États-Unis ont exempté du contingentement les pétroles transportés chez eux par oléoduc, camion ou chemin de fer. On verra bientôt comment cette mesure de libération favorisera le pétrole canadien vis-à-vis de ses concurrents internationaux².

Très peu de pétrole est embarqué sur navires-citernes à Vancouver, du moins en 1958: quelque 16,000 tonnes seulement en sont parties à destination des ports de Californie. Au contraire, durant la crise de Suez, un courant important d'exportation par eau vers la côte occidentale s'était établi, de mai 1956 à juillet 1957, au rythme d'une vingtaine de mille barils par jour.

Chose certaine, l'oléoduc qui enjambe les Rocheuses devrait susciter une large clientèle car ses tarifs de transport entre Edmonton et Vancouver ne sont que de 40 cents le baril, contre 72 cents vers Toronto et 90 cents, dit-on, à Montréal si l'Interprovincial y était prolongé.

Pour conclure sur le pétrole, demandons-nous pourquoi le marché de Montréal ne reçoit pas de pétrole canadien. Pourquoi l'oléoduc s'arrête-t-il à Toronto? Les membres de deux commissions royales ont étudié la question: les commissions Gordon en 1957 et Borden en 1959. Les premiers en vinrent à la conclusion suivante: «Ce n'est que dans les circonstances actuelles (vers 1956), alors que les taux de transport maritime sont exceptionnellement élevés, qu'il est prudent de supposer que la totalité, ou même la plus

1. *Deuxième rapport de la Commission royale d'enquête sur l'énergie*, Ottawa, 1959, chap. 3, pp. 31-63.

2. L'année 1959 a enregistré un gain de 2 millions de barils des exportations canadiennes destinées aux États-Unis. Les données préliminaires indiquent que le Nord-Ouest a reçu 13.3 millions de barils, soit 4 millions de plus qu'en 1958.

grande partie des exigences de cette région pourraient être satisfaites économiquement avec le pétrole brut de l'Alberta». ¹ À cette époque, le coût de transport du pétrole vénézuélien à Montréal était estimé à 38 cents le baril; celui de l'Alberta à 90 cents en supposant une réduction de 7 p.c. du prix de ce pétrole à sa source. La commission Borden a consacré un chapitre de son rapport (ch. 5) à l'étude du marché de Montréal. Il résume les divergences d'opinions exprimées au cours des enquêtes. Étaient favorables au projet d'acheminer le pétrole d'Alberta vers Montréal: les producteurs de l'Ouest canadien, indépendants des grandes sociétés internationales, dont le porte-parole fut le groupe Home Oil, ainsi que la Canadian Husky Oil, la Bailey Selburn Oil, les gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan, enfin un enquêteur spécial de New-York, W. J. Levy, Inc. Leurs principaux arguments se résument ainsi: le Canada devrait restreindre les importations du brut étranger; on pourrait acheminer le brut d'Alberta à Montréal selon un barème décroissant de 72.7 cents le baril la première année à 48.1 cents durant la quatrième année; un oléoduc étatisé pourrait même réduire le tarif à 49 cents. Le gouvernement fédéral imposerait aux raffineries montréalaises l'obligation d'utiliser le brut canadien durant la période d'amortissement du nouvel oléoduc. Les restrictions imposées par les États-Unis empêchent le pétrole canadien de parvenir en quantité suffisante à ses «marchés naturels» des États-Unis. En outre, la «préférence commerciale» en faveur de brut étranger que pratiquent les grandes sociétés internationales aux États-Unis (et sans doute au Canada) nuit au produit canadien. L'extraction du pétrole de l'Ouest ne peut progresser; elle risque même de péricliter si l'on ne trouve pas de nouveaux débouchés; or, seul le marché de Montréal peut assurer une augmentation de 40 p.c. de la production canadienne. Les prix payés par le consommateur canadien dans l'Est pour les dérivés du pétrole ne seront pas affectés. Ceci nous semble discutable; car si les grandes sociétés décidaient de faire la guerre des prix, le faible coût du brut importé et des transports par eau leur permettrait de réduire sensiblement leurs prix au bénéfice du consommateur local. Autres avantages préconisés par les indépendants: accroissement de

1. John Davis, *Les perspectives énergétiques du Canada*, Ottawa, 1957, p. 137.

l'embauchage pour l'exploration dans l'Ouest et pour la construction d'oléoducs; réduction du déficit du commerce extérieur canadien en devises étrangères.

Les adversaires du projet sont, il va sans dire, les sociétés internationales qui contrôlent virtuellement le raffinage et la distribution du pétrole à Montréal. Leur argument principal se résume au fait que, selon elles, le pétrole canadien qui serait acheminé à Montréal ne peut supporter la concurrence du brut importé. Ce dernier est un pétrole de faible densité (31°) tandis que celui de l'Ouest est plus lourd (36°); or, celui-ci donne plus d'huile de chauffage pour laquelle il faudrait trouver un marché plus étendu. Les sociétés montréalaises, en plus de modifier leur outillage technique, subiraient des pertes importantes en abandonnant l'oléoduc de Portland-Montréal, leurs installations dans le port de Montréal et leur flotte de navires-citernes. Elles se sont, en outre, élevées énergiquement contre l'accusation portée contre elles de «préférence commerciale», qu'elles accorderaient au brut étranger, provenant de sociétés apparentées. Pures médisances que ces conciliabules secrets tenus dans les conseils d'administration! Nous dirigeons nos affaires, disent-elles, en tant que sociétés canadiennes. Il est exact que nous achetons notre pétrole chez nos parents, mais nous le ferions ailleurs si les prix étaient plus favorables. Inutile de chercher davantage. L'essentiel est dit. Elles ne veulent à aucun prix d'intervention gouvernementale, qui priverait l'industrie de sa souplesse, qui risquerait de «provoquer une réaction du public en faveur d'autres interventions dans les affaires de l'industrie, y compris la réglementation des bénéfices»¹.

Les enquêteurs se sont alors demandés quel était le coût du brut d'outre-mer livré à Montréal. Le prix varie entre 2.86 et 3.14 dollars, la moyenne étant de 3.08 dollars le baril. Si vous achetez du brut canadien, combien paieriez-vous de plus? Réponse: probablement de 25 à 35 cents. Il existe une différence énorme entre le véritable prix de revient du pétrole au Canada ou aux États-Unis et le pétrole produit à l'étranger, surtout au Moyen-Orient. La commission Gordon a signalé cet écart du coût réel du pétrole à sa source (p. 114). Vers 1955, le baril de pétrole s'établissait à

1. Commission royale d'enquête sur l'énergie, Deuxième Rapport, Ottawa, 1959, p. 129.

1.03 dollar au Canada, à 1.50 dollar aux États-Unis et seulement entre 20 et 30 cents au Moyen-Orient. «Le coût de production d'un baril de pétrole à Bahrein était de 25 cents, y compris les redevances au cheik» lit-on dans l'ouvrage de F.-A. Prager: *The Middle East Oil and the Great Powers* (New-York, 1955). Voici un autre témoignage. Vers 1948, le prix de revient du brut d'Arabie fut révélé (chose rare) au cours de négociations entre les quatre partenaires de l'Aramco (Arabian American Oil Company), dont l'un n'est autre que la Standard Oil of New Jersey, qui contrôle la majorité des actions de l'Imperial Oil, chez nous. «Le coût de production du pétrole d'Arabie séoudite franco des ports du golfe Persique, redevances au pouvoir concédant comprises, est de l'ordre de 0 dollar 34 le baril»¹. On imagine quels bénéfices font les sociétés internationales en livrant du pétrole au prix de 3.08 dollars à leurs filiales montréalaises. Les Commissaires (Borden) furent bien embarrassés pour conclure et faire des recommandations. Ils ont suggéré aux sociétés importatrices de l'Est canadien de faire pression auprès de leurs parentes américaines pour acheter autant de brut canadien, livré au Centre-Ouest et sur la côte du Pacifique, qu'elles mêmes en importent de l'étranger dans l'Est canadien. Voeu platonique, que le Canada est bien incapable de faire exécuter... S'en rendant compte, les Commissaires ont esquissé un programme d'intervention de l'État, applicable d'ici quelques années: construction d'un oléoduc entre Edmonton et Montréal et imposition d'un régime de permis pour l'importation du brut étranger au Canada. Trois des six membres de la Commission ne furent pas d'accord avec leurs collègues, en particulier le professeur George-E. Britnell, de Saskatoon, qui s'oppose fermement à toute intervention de l'État.

Bref, on n'est pas près de voir le pétrole brut de l'Ouest s'acheminer vers Montréal et cela est sans doute heureux pour le consommateur. D'autres précisions, qui confirment les dires précédents, viennent d'être apportées par le vice-président de l'Imperial Oil, en juin 1960². L'écart, a-t-il déclaré, entre le brut de Redwater (Alberta) et celui du Venezuela ou du Moyen-Orient

1. Maurice Ferro, «Les fournitures de pétrole à l'Europe procureraient aux compagnies américaines des super-bénéfices», *Le Monde*, Paris, 30 décembre 1948, p. 11.

2. *La Presse*, Montréal, 13 juin 1960, p. 34.

est de 23 à 39 cents en faveur de ce dernier rendu à Montréal. En outre, le brut d'outre-mer bénéficie souvent d'escomptes sur les prix affichés. De sorte que, même si les producteurs canadiens réduisaient leur prix de 39 cents, il est probable que leurs concurrents « consentiraient de nouvelles réductions de prix sur leurs livraisons à Montréal »¹. Il est clair que les producteurs étrangers sont disposés à faire une guerre des prix². Que pensez-vous d'un système de contingentements aux importations de brut de l'étranger, lui a-t-on demandé? De telles restrictions auraient des répercussions défavorables sur le marché des six millions de consommateurs de l'Est. Cette mesure, ajoute-t-il, « ne saurait durer qu'aussi longtemps que le parti qui l'a imposée conserve le pouvoir et favorise cette politique ». Une réponse aussi nette présuppose qu'une politique de contingentements imposée par Ottawa serait à court terme (*a short term political pledge*, dit-il plus loin). Cela laisse entendre que des pressions pourraient être faites auprès du parti au pouvoir pour l'amener à modifier sa politique, ou si ce parti était récalcitrant, qu'un parti rival et victorieux viendrait modifier la situation; mais encore faudrait-il que ce dernier soit disposé à supprimer les contingentements. De toute manière, les intéressés semblent envisager l'éventualité d'intervenir s'il est nécessaire dans le domaine politique.

En imposant des restrictions et contingentements, le Canada n'adopterait-il pas une politique nationale, à l'exemple d'autres pays, a-t-on demandé au porte-parole de l'Imperial Oil? Non, de répondre celui-ci, car « le genre de restriction proposé pour le Canada n'est pas défensif, mais agressif, conçu en vue d'enlever des marchés à d'autres fournisseurs et non pour défendre des marchés existants ». Il se montre enfin optimiste en ce qui concerne l'avenir de l'industrie pétrolière au Canada. Un administrateur des importations de pétrole aux États-Unis, dit-il, prévoit qu'un accroissement « raisonnable et naturel » des exportations canadiennes sur ce marché serait bien accueilli. Mais il souligne toutefois que « des tentatives en vue d'alimenter trop rapidement le marché

1. *Ibidem.*

2. « Producing companies supplying the offshore crude to Montreal would not give up a 250,000 bl/day market without a fight », texte original que l'auteur a donné aux journalistes.

(américain) mécontenteraient à bon droit certaines gens aux États-Unis». Façon indirecte de repousser les vœux de la commission Borden, qui, nous l'avons noté plus haut, suggère aux importateurs de l'Est d'inciter les usagers du Centre-Ouest et de la Côte du Pacifique à acheter autant de pétrole canadien qu'on en importe de l'étranger dans l'Est. Le vice-président de l'Imperial Oil interprète à sa façon le qualificatif de «raisonnable», employé par l'administrateur américain. Il pense que d'ici deux ans les États-Unis pourraient augmenter leurs importations canadiennes de 100,000 barils par jour. Il déclare en outre que sa compagnie achemine actuellement 25,000 barils par jour de brut canadien vers le Puget-Sound en échange d'une égale quantité de brut vénézuélien importée à Montréal, mais s'empresse d'ajouter (est-ce une menace?) que si l'on restreignait les importations vers Montréal, celles vers la Côte occidentale seraient supprimées, ainsi que beaucoup d'autres débouchés. Pourtant les 25,000 b/j mentionnés en guise d'échange ne sont que le dixième du pétrole étranger que consomme Montréal (voir plus haut), et guère plus du tiers de ce que peut raffiner l'usine montréalaise de l'Imperial Oil. On ignore si les cinq autres raffineries de la métropole suivent (ou ont l'intention ou la possibilité de le faire) l'exemple de la plus grosse entreprise pétrolière du Canada. Chose certaine, il faudrait tripler les exportations canadiennes de pétrole brut aux États-Unis, pour équilibrer les importations de brut étranger dans l'Est; et mettre en pratique les vœux de la commission Borden. Or, on est loin du compte, et la suggestion des Commissaires demeure un vœu platonique.

La polémique entre les grandes compagnies et les indépendants se prolonge durant l'été de 1960. Fin juin, le vice-président de l'Imperial Oil s'insurge contre les dires du président de la Western Decalta Petroleum d'Edmonton¹. Celui-ci veut qu'on construise un oléoduc d'Alberta à Montréal et que le gouvernement fédéral réglemente l'industrie. L'autre répond par ses arguments favoris: de telles mesures protectionnistes seraient artificielles; le consommateur de l'Est paierait les dérivés du pétrole plus cher; l'avenir de l'industrie canadienne, envisagé à long terme, repose sur les exportations, non sur la protection. Il accuse en outre son adversaire

1. *The Gazette*, Montréal, 24 juin 1960, p. 30.

de fausser les données statistiques et de peindre un trop sombre tableau de la situation, alors que la production courante du pétrole au Canada n'a jamais été aussi forte. Il repousse enfin comme dénuée de fondement l'insinuation venimeuse que l'opposition au pipe-line canadien serait dictée par des intérêts étrangers.

La polémique se poursuit toujours. Au début d'octobre (1960) les chambres de commerce de Calgary et d'Edmonton ont présenté une résolution devant la Chambre de commerce du Canada, en séance à Calgary, pour réclamer que le marché de Montréal s'approvisionne en pétrole brut canadien plutôt qu'étranger, selon le rapport Borden, par l'intermédiaire de l'Office national de l'Énergie qui vient d'être institué. Le parrain de la résolution eut même l'audace d'ajouter que les raffineurs de Montréal étaient en train de dicter l'économie du Canada. Mal lui en prit, car le président du comité chargé de transmettre la résolution était, comme par hasard, un haut fonctionnaire de la Shell qui, naturellement, a déclaré la question litigieuse et hors d'ordre. Au cours du débat, les représentants de l'Ouest ont déclaré que la production canadienne en 1960 n'était que de 540,000 barils par jour, contre 700,000, objectif fixé par la commission Borden.

Quinze jours plus tard (17 octobre), un vice-président de l'Imperial Oil déclare à Ottawa que l'industrie pétrolière est prospère au Canada. L'automobiliste québécois paierait l'essence 5 cents de plus le gallon, si l'on devait acheminer le brut d'Alberta à Montréal par un oléoduc qui demanderait un investissement de 350 millions de dollars.

On voit clairement à travers toutes ces luttes verbales (car il est peu fréquent de voir les directeurs de grandes entreprises donner des conférences de presse!) que les raffineurs montréalais sont pris de panique à l'idée que le Canada pourrait instaurer une politique nationale du pétrole. Le gouvernement agira-t-il? Il est aux prises avec un dilemme aussi vieux que la Confédération. Les courants géographiques s'orientent naturellement en direction nord-sud et non selon les parallèles. Or les États-Unis boudent le pétrole canadien. La seule solution est de l'acheminer vers Montréal. Mais alors le consommateur acceptera-t-il de payer son essence plus cher parce qu'elle vient du Canada?

APPROVISIONNEMENT DU CANADA EN COMBUSTIBLES

Le ministre fédéral du commerce a fait une déclaration le 1^{er} février 1961 sur la politique que son gouvernement entend suivre au sujet du pétrole¹. Afin de donner suite aux recommandations de la commission Borden, l'Office national de l'Énergie a fixé l'objectif de la production du pétrole brut, y compris celle des gaz-condensats,

Tableau XVI
Main-d'œuvre et salaires dans l'extraction du pétrole brut et du gaz naturel au Canada, 1958 et 1959

	Main-d'œuvre			Salaires (en milliers de dollars)		
	Cadres	Ouvriers	Total	Cadres	Ouvriers	Total
1958						
Ouest						
Alberta.....	1,089	3,343	4,432	6,036.3	15,598.6	21,634.9
Saskatchewan.....	459	806	1,265	2,514.8	3,635.4	6,150.2
Colombie-Britannique.....	170	81	251	1,004.5	541.6	1,546.1
Manitoba.....	31	95	126	259.2	377.2	636.4
Territoires du Nord-Ouest.....	1	2	3	5.8	14.7	20.5
Sous-total.....	1,750	4,327	6,077	9,820.6	20,167.5	29,988.1
(en p.c.).....	92.8	83.5	86.0	94.9	87.7	90.0
Est						
Ontario.....	134	795	929	524.7	2,601.2	3,125.9
Nouveau-Brunswick.....	—	58	58	—	202.0	202.0
Sous-total.....	134	853	987	524.7	2,803.2	3,327.9
(en p.c.).....	7.2	16.5	14.0	5.1	12.3	10.0
Canada	1,884	5,180	7,064	10,345.3	22,970.7	33,316.0
1959						
Ouest						
Alberta.....	967	3,365	4,332	6,025.0	16,240.2	22,265.2
Saskatchewan.....	396	772	1,168	2,442.5	3,629.0	6,071.5
Colombie-Britannique.....	161	166	327	974.4	1,041.4	2,015.8
Manitoba.....	21	83	104	149.9	387.4	537.3
Territoires du Nord-Ouest.....	9	2	11	49.3	10.5	59.8
Sous-total.....	1,554	4,388	5,942	9,641.1	21,308.5	30,949.6
(en p.c.).....	94.8	86.4	88.4	97.0	89.5	91.8
Est						
Ontario.....	79	661	740	269.1	2,371.7	2,640.8
Nouveau-Brunswick.....	6	33	39	16.4	94.9	111.3
Sous-total.....	85	694	779	285.5	2,466.6	2,752.1
(en p.c.).....	5.2	13.6	11.6	3.0	10.5	8.2
Canada	1,639	5,082	6,721	9,926.6	23,775.1	33,701.7

1. *Débats de la Chambre des Communes*, vol. 105, no 38, 4^e session, 24^e législature, Ottawa, 1961, pp. 1706-08.

à 800,000 barils par jour en 1963 et 640,000 en 1961. Rappelons-nous qu'elle ne fut que de 550,000 en 1960. Elle devrait donc s'accroître de presque 50 p.c. Pour cela, dit le ministre, il faut augmenter la consommation nationale et les exportations vers les États-Unis. Une première mesure vise le marché de l'Ontario, qui devra être entièrement satisfait par du pétrole d'origine canadienne. Les raffineries ontariennes devront s'alimenter en brut exclusivement canadien; elles augmenteront en outre leur capacité. Il faudra aussi interdire les expéditions de dérivés du pétrole par l'oléoduc Trans-Northern à partir des raffineries de Montréal, car celles-ci traitent du brut importé. Ce qui signifie une baisse d'environ 65,000 b/j dans les expéditions de nos raffineries locales. Enfin nos exportations vers les États-Unis doubleront-elles, comme le souhaite le gouvernement? Bref, on ne parle plus d'un oléoduc de la Prairie vers Montréal. Les grandes sociétés sont priées de se conformer à la nouvelle politique, énoncée par Ottawa, sinon le gouvernement «prendra toutes les mesures requises, y compris la proclamation de l'article 87 de la loi sur l'Office national de l'Énergie, qui étend la réglementation aux importations et aux exportations de pétrole»².

Tableau XVII

**Main-d'œuvre, salaires et valeur brute de la production
dans les raffineries de pétrole, au Canada, 1958**

	Main-d'œuvre			Salaires (en milliers de dollars)			Valeur brute de la production (en milliers de dollars)
	Cadres	Ouvriers	Total	Cadres	Ouvriers	Total	
Est							
Ontario	2,987	2,162	5,149	17,310.9	11,255.6	28,566.5	383,919.3
Québec	932	1,076	2,908	5,705.1	9,975.9	15,681.0	461,680.9
Maritimes ¹	127	406	533	813.1	2,078.1	2,891.2	84,268.1
	4,046	4,544	8,590	23,829.1	23,309.6	47,138.7	929,868.3
Ouest							
Alberta	704	1,179	1,883	4,179.9	5,616.2	9,796.1	136,234.6
Colombie-Britannique	617	853	1,470	3,440.9	4,325.4	7,766.3	128,620.2
Saskatchewan	357	802	1,159	2,018.6	3,754.5	5,773.1	81,991.8
Manitoba	340	357	697	1,457.2	1,435.4	2,892.6	50,763.5
	2,018	3,191	5,209	11,096.6	15,131.5	26,228.1	403,610.1
Canada	6,064	7,735	13,799	34,925.7	38,441.1	73,366.8	1,333,478.4

1. Y compris la raffinerie de Norman Wells, T. N.-O.

2. *Ibidem*, p. 1707.

APPROVISIONNEMENT DU CANADA EN COMBUSTIBLES

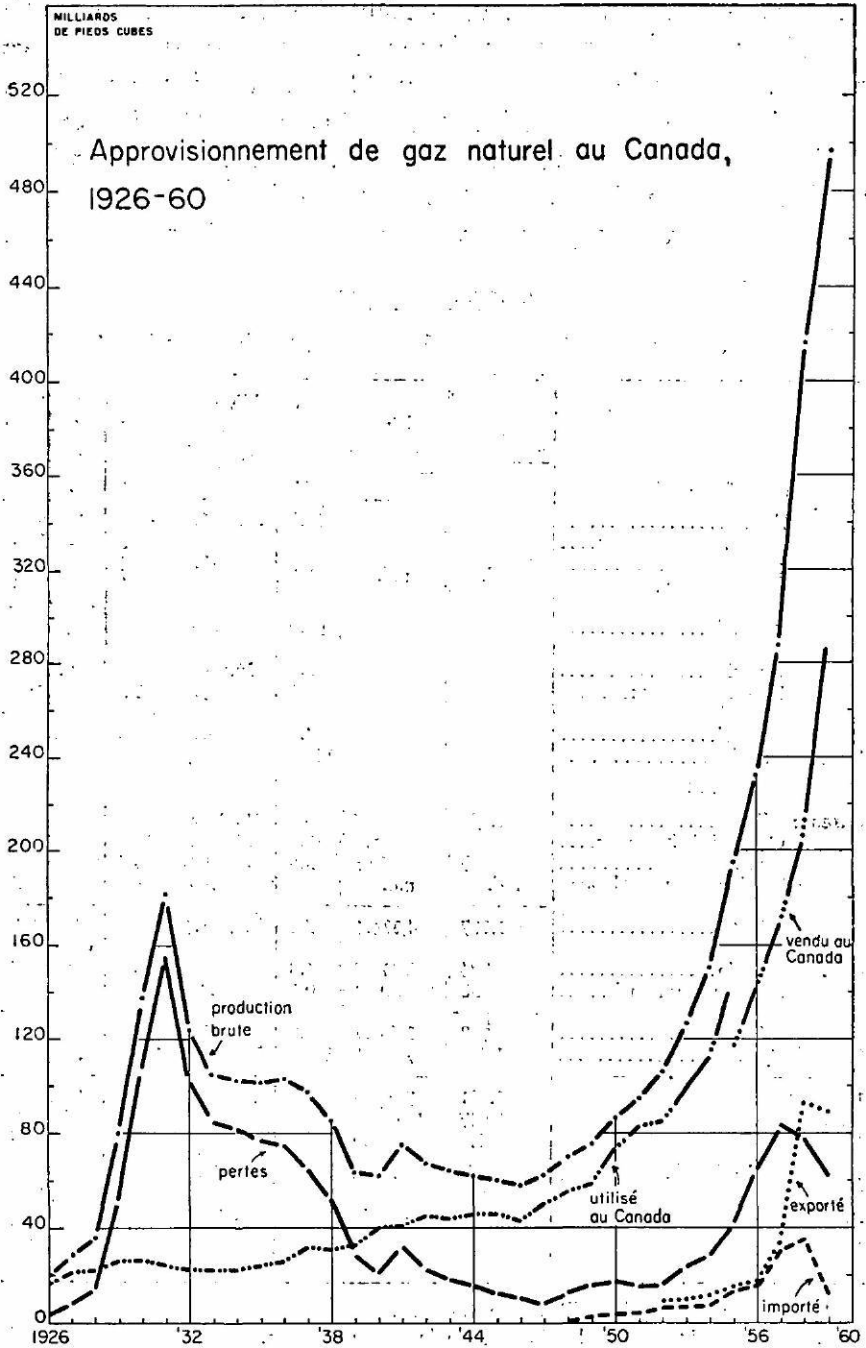
Le Canada a réalisé des progrès plus étonnants encore dans le domaine du gaz naturel que dans celui du pétrole. Il se place désormais au troisième rang dans le monde pour la production de ce nouveau combustible, après les États-Unis et l'Union Soviétique. Ceux-ci produisent respectivement 11,500 et 1,000 milliards de pieds cubes en 1959, et le Canada 433.2. Durant les dix dernières années, la production canadienne s'est multipliée par 6 tant en volume qu'en valeur (voir le tableau XVIII et le graphique III).

Tableau XVIII
Production du gaz naturel au Canada, 1958 et 1959¹

	Nombre d'employés ²	Salaires ² (en milliers de dollars)	VOLUME		VALEUR	
			en p.c.	en millions de pieds cubes	en p.c.	en milliers de dollars
1959						
Ouest: Alberta	} n.d. ³	} n.d. ³	72.5	313,712.7	65.4	26,351.8
Colombie-Britannique.....			15.8	69,128.7	11.5	4,662.3
Saskatchewan			7.7	33,613.0	7.4	3,025.2
Territoires du Nord-Ouest			—	67.2	0.1	22.8
Total			96.0	416,521.6	84.4	34,062.1
Est: Ontario			3.9	16,544.6	15.3	6,204.2
Nouveau-Brunswick			0.1	117.5	0.3	123.4
Total			4.0	16,662.1	15.6	6,327.6
Canada (total)			100.0	433,183.7	100.0	40,389.7
1958						
Ouest: Alberta	1,097	4,299.7	70.7	239,049.6	62.7	20,080.2
Colombie-Britannique.....	3	15.4	18.8	63,638.3	12.2	3,915.2
Saskatchewan	7	19.3	5.6	18,819.8	5.9	1,882.0
Territoires du Nord-Ouest	n.d.	n.d.	—	24.0	—	8.2
Total	1,107	4,334.4	95.1	321,531.7	80.8	25,885.6
Est: Ontario	724	2,479.7	4.8	16,148.0	18.6	5,974.7
Nouveau-Brunswick	58	202.0	0.1	124.0	0.6	197.2
Total	782	2,681.7	4.9	16,272.0	19.2	6,171.9
Canada (total)	1,889	7,016.1	100.0	337,803.7	100.0	32,057.5
1957	1,951	7,033.6		220,006.7		20,962.5
1956	2,947	10,617.7		169,152.6		16,849.5
1955	2,849	9,070.0		150,772.3		15,098.5
1954	2,887	8,864.7		120,735.2		12,482.1
1953	2,769	8,073.5		100,985.9		10,877.0
1952	2,573	7,296.1		88,686.5		9,517.6
1951	2,658	6,491.2		79,460.7		7,158.9
1950	2,618	5,703.5		67,822.2		6,433.0

1. Pertes exclues, données préliminaires pour 1959.
2. Sauf ceux qui travaillent dans l'extraction du pétrole et du gaz.
3. Voir tableau XVI.

Graphique III



La place du gaz naturel comme source d'énergie au Canada, mesurée en calories (b.t.u.), d'insignifiante qu'elle était en 1952 (3.3 p.c.) est maintenant au troisième rang avec 11 p.c. Le gaz a non seulement dépassé le bois de chauffage mais même l'énergie hydro-électrique. Demandons-nous quelles sont les causes d'un tel succès.

Nous les soupçonnons déjà par ce qui précède. Le gaz naturel se trouve souvent dans les mêmes gisements que le pétrole et son utilisation comme combustible et matière première dépend surtout des organismes de transport. Autrefois on le brûlait à la sortie des puits de pétrole. En 1931 par exemple, la production brute fut de 180 milliards de pieds cubes, dont 156 milliards furent perdus ou passés à la torche. En 1959, les pertes ne sont que de 60 milliards sur un volume total d'environ 500 milliards. Il y a 20 ans, on n'utilisait qu'entre 20 et 25 milliards de pieds cubes par an; aujourd'hui, plus de 400 milliards.

Examinons d'abord les conditions de gisement et de production avant celles du marché. Qu'appelle-t-on gaz naturel? Il se présente dans la nature sous deux aspects: l'un est un gaz sec, l'autre est humide. Le premier est essentiellement composé de méthane (CH_4). Sa valeur calorifique est d'environ 1,000 b.t.u. au pied cube. Même s'il renferme de faibles quantités d'éthane (C_2H_6), on peut l'utiliser directement comme combustible après l'avoir déshydraté, s'il y a lieu. Le second renferme soit de l'acide sulfhydrique (H_2S) soit divers hydrocarbures dont il faut le débarrasser avant usage. Ces impuretés constituent des produits utiles que l'on récupère. Le gisement de Pincher-Creek par exemple, le meilleur producteur du contrefort des Rocheuses, renferme 13.6 p.c. d'acide sulfhydrique, que la British American Oil extrait dans son usine locale. Divers procédés servent à assécher le gaz humide et à le purifier. On recueille les distillats sous la forme de gaz-condensats, de propane (C_3H_8), celui qu'on surnomme «le gaz en bouteille» et dont l'énergie calorifique est de 2,600 b.t.u. au pied cube, de butane (C_4H_{10}), la matière première de l'industrie pétrochimique (3,300 b.t.u. au pied cube), et de plusieurs autres sous-produits moins importants. La vente de ces produits, ceux principalement à l'état liquide, pose des problèmes que nous verrons plus loin.

Tableau XIX
Principaux courants commerciaux du gaz naturel
par gazoducs au Canada en 1959
(en milliards de pieds cubes)

	Réceptions de gaz			Livraisons de gaz aux consommateurs		Total
	canadien	importé des États-Unis	Total	de la province	des États-Unis	
Est						
Québec	—	—	—	6.7	—	6.7
Ontario	7.2	11.6	18.8	77.6	—	77.6
Sous-total	7.2	11.6	18.8	84.3	—	84.3
(en p.c.)	3.0	100.0	8.4	62.4	—	37.9
Ouest						
Manitoba	—	—	—	8.4	—	8.4
Saskatchewan	—	—	—	3.9	—	3.9
Alberta	141.0	—	141.0	19.8	39.0	58.8
Colombie-Britannique	62.8	—	62.8	18.8	44.1	62.9
Sous-total	203.8	—	203.8	50.9	83.1	134.0
(en p.c.)	97.0	—	91.6	37.6	100.0	60.2
Volume non livré ¹	—	—	—	—	—	4.3
Canada	211.0	11.6	222.6	135.2	83.1	222.6

1. Charge de gazoducs et pertes.

Tableau XX
Réserves de gaz naturel au Canada, 1959

Provinces	en p.c.	Réserves connues	Réserves connues et probables	Durée probable des réserves (années)
		(en milliards de pieds cubes)		
Ouest				
Alberta	87.6	23,300.7	26,880.8	70.6
Colombie-Britannique	6.9	1,825.2	3,129.1	26.8
Saskatchewan	4.1	1,235.6	1,257.0	27.8
Territoires du Nord-Ouest	0.1	32.1	32.6	122.6
Manitoba	—	1.9	2.0	
	98.7	26,395.5	31,301.5	
Est				
Ontario	0.8	209.0	229.9	12.0
Nouveau-Brunswick	—	0.8	0.8	7.8
		209.8	230.7	
Canada (total)	100.0	26,605.3	31,532.2	—

Les gisements de gaz naturel au Canada accompagnent ceux du pétrole. Les géologues estiment que 40 p.c. des réserves canadiennes de gaz (33 p.c. du pétrole) se trouvent dans les sédiments secondaires du Crétacé, 37 p.c. dans les roches primaires du Mississipien (contrefort des Rocheuses) et la majeure partie du reste dans le Dévonien supérieur (formation Woodbend). Précisons davantage en indiquant les gîtes principaux de chaque province, selon leur production. Comme le montre le tableau XVIII, l'Alberta est de loin la meilleure productrice avec 72.5 p.c. en 1959 ainsi que la province où les réserves sont les plus considérables (tableau XX). Ces dernières sont susceptibles de durer 70 ans au rythme actuel de l'extraction. Les gisements sont très nombreux: pas moins de 45 ont fourni chacun plus d'un milliard de pieds cubes de gaz en 1959. La répartition régionale diffère de celle du pétrole. Le Sud, on se le rappelle, ne donne qu'un pour cent du pétrole; mais il fournit à lui seul près de la moitié du gaz dans une quinzaine de gisements majeurs. Pincher-Creek au sud-ouest de Lethbridge est le plus important: il a donné 36.8 milliards de pieds cubes en 1959, soit plus que le total du volume de gaz retiré depuis sa découverte en 1956 dans les sédiments du Mississipien. Cessford, au nord-ouest de Medicine-Hat, est au second rang avec 28.3 milliards de pieds cubes; il a quintuplé en 1959 toute sa production antérieure. Turner-Valley, au sud-ouest de Calgary, ne vient qu'au troisième rang avec 26 milliards, mais depuis sa découverte, vers 1930, il a produit le volume astronomique de 1,813 milliards de pieds cubes. Cinq autres sont parmi les plus importants du Sud: Jumping-Pond (25.6 milliards), situé entre Calgary et Banff, qui a donné au total plus de 135 milliards; Medicine-Hat (13 milliards) exploité depuis encore plus longtemps que Turner-Valley (200 milliards au total); Pendant-d'Oreille (6 milliards) au sud-ouest de Medicine-Hat; Okotoks (5 milliards) à l'est de Turner-Valley; Hussar (1.8 milliard) à l'est de Calgary. Outre le gaz, la région du Sud fournit la majeure partie du soufre extrait du gaz au Canada: 675 tonnes par jour à Pincher-Creek, 370 tonnes à Turner-Valley. Huit usines traitent les sous-produits. Le tableau XXI donne la liste complète des usines qui épurent le gaz naturel au Canada et indique leur capacité quotidienne.

L'ACTUALITÉ ÉCONOMIQUE

Tableau XXI
Usines d'épuration du gaz naturel selon leur
capacité quotidienne en 1959

	Gisements	Gaz brut	Sous-produits
		(en millions de pieds cubes par jour)	
Alberta			
1) <i>Région du Sud et contreforts des Rocheuses</i>			
British American Oil ¹	Pincher-Creek.....	180	133
Hudson Bay Oil & Gas.....	Cessford.....	128	127
	Oyen.....		
Shell Oil ²	Jumping-Pound.....	105	90
Royalite Oil ³	Turner-Valley.....	100	85
Tennessee Gas & Oil.....	Hussar.....	42	41
	Chancellor.....		
Texas Gulf Sulphur ⁴	Okotoks.....	30	12
Anglo American Exploration.....	Turner-Valley.....	10	9
Canadian Pacific Oil & Gas.....	Hussar.....	10	9
Sous-total.....		605	506
2) <i>Région centrale</i>			
Goliad Oil & Gas.....	Pembina.....	91	75
Provo Producers.....	Provost.....	90	85
	Consort.....		
Home Oil.....	Carstairs.....	75	66
California Standard.....	Princess.....	61	55
	Nevis.....		
Mid Western Ind. Gas.....	Alexander.....	55	54
British American Oil.....	Nevis.....	35	24
Imperial Oil.....	Leduc-Woodbend.....	35	31
Texaco Exploration.....	Bonnie-Glen.....		
	Wizard-Lake.....	30	27
	Glen Park.....		
Canadian Fina Oil.....	Windfall.....	30	—
Ajax Petroleum.....	Morinville.....	25	24
Canex Gas.....	Princess.....	22	21
Chieftain Mac Gaz.....	Consort.....	17	4
Imperial Oil ⁵	Redwater.....	11	8
Texaco Exploration.....	Pembina.....	8	7
Progas Ltd.....	Acheson.....	7	5
Western Leasolds.....	Samson.....	4	3
Sous-total.....		596	489
Total.....		1,201	995
Saskatchewan			
1) <i>Sud-Ouest:</i>			
Saskatchewan Power Corp.....	Coleville.....	60	56
Imperial Oil.....	Smiley.....	3	2
Sous-total.....		63	58
2) <i>Sud-Est:</i>			
Steelman Gas ⁶	Steelman.....	33	26
Nottingham Gas.....	Nottingham.....	8	6
Sous-total.....		41	32
Total.....		104	90
Colombie-Britannique			
Westcoast Transmission.....	Fort-St. John.....		
	West-Buick-Creek.....	330	300
	Kobes-Creek.....		
	Highway.....		
Total.....		330	300
Ontario			
Union Gas.....	Tillbury.....	16	—
	Lake Erie.....		
Total.....		16	
Total Canada.....		1,651	1,385

1. Peut produire 675 tonnes de soufre par jour.
2. " " 370 " " " " " "
3. " " 90 " " " " " "
4. " " de 25 à 40 " " " " " "
5. " " de 11 à 25 " " " " " "
6. " " 7.5 " " " " " "

La région centrale d'Alberta possède 26 gisements majeurs de gaz et fournit plus de 40 p.c. du total de la province. Dans la plupart, le gaz est extrait avec le pétrole. Au premier rang se place Pembina qui, avec ses 35 milliards de pieds cubes en 1959, vient aussitôt après Pincher-Creek. On en a extrait 134 milliards depuis ses débuts. Provost qui suit avec 15.4 milliards est un gisement de gaz sur la frontière de la Saskatchewan, à Consort. Sa production débuta en 1957. Leduc, au contraire, a fourni dix fois plus de gaz depuis sa découverte qu'il n'en donna en 1959 (13.4 milliards). Alexander, près d'Edmonton, (12 milliards) ne produit que du gaz, de même que Vicking-Kinsella au sud-est (11.2 milliards); mais si le premier débute, l'autre a déjà produit 332 milliards depuis sa découverte. Tels sont les plus importants producteurs du Centre, mais une foule d'autres méritent d'être mentionnés, tels que St-Albert, Blindloss, Bonnie-Glen, Harmattan, Morinville, Innisfail, Joffre, etc., dont le volume annuel oscille entre 3 et 5 milliards de pieds cubes. Une quinzaine d'usines récupèrent les gaz-condensats (voir tableau XXI).

Le reste du gaz albertain (un peu moins de 10 p.c.) provient du nord-ouest. Les gisements principaux sont situés sur la frontière de la Colombie-Britannique dans la partie albertaine du district de la Rivière-à-la-Paix. Ce sont ceux de Pouce-Coupé et de Gordondale, produisant de 25 à 30 milliards de pieds cubes depuis deux ans. Sturgeon-Lake, dans les collines de Swan, y ajoute près de 4 milliards en 1959.

La Colombie-Britannique l'emporte sur la Saskatchewan pour la production du gaz sinon du pétrole. Près de 16 p.c. du gaz canadien est extrait d'une seule région, celle de la Rivière-à-la-Paix, au nord-est, près de Fort-St. John. Les deux gisements principaux sont au voisinage de la ville et ont fourni 28 milliards en 1959, et deux autres, Buick-Creek et Kobes-Townsend, près de 20 milliards le long de la route vers le Yukon et l'Alaska. Une importante usine d'épuration fonctionne à Taylor, ville dont la naissance est due au pétrole et au gaz.

En Saskatchewan (8 p.c. de la production canadienne) le gaz est subordonné au pétrole. On y trouve un gisement important

dans chaque région: Steelman (17 milliards de pieds cubes) dans le sud-est, Coleville-Smiley (16 milliards) dans l'ouest, dotés l'un et l'autre d'usines d'épuration.

La péninsule ontarienne exploite ses dépôts de gaz, comme ceux de pétrole, depuis un demi-siècle. Quoique relativement faible en volume (4 p.c.), la production a une valeur bien plus grande ici que dans l'Ouest, car elle se trouve au voisinage des consommateurs. Les 16.5 milliards de pieds cubes d'Ontario valent 6.2 millions de dollars, soit le double des 33.6 milliards de pieds cubes de Saskatchewan (voir tableau XVIII). Le problème fondamental qui se pose pour le gaz est de lui trouver des marchés. Or ceux-ci n'existent que depuis la construction des grands gazoducs à travers le pays entier (voir la carte III).

Le premier fut établi en Colombie-Britannique de 1955 à 1957, le second entre l'Alberta et Montréal, de 1956 à 1958. Le gazoduc de la société Westcoast Transmission est fait d'une canalisation principale de 30 pouces de diamètre, longue de 650 milles entre Taylor dans le district de la Rivière-à-la-Paix, et la banlieue de Vancouver. On l'a prolongé en 1958 jusqu'à Bonanza, en Alberta, par une canalisation de 26 pouces sur une distance de 37 milles. La canalisation principale est alimentée par un réseau de 211 milles de collecteurs depuis les gisements. Muni de quatre stations de pompage sur son parcours accidenté, le gazoduc dispose d'un débit quotidien de 400 millions de pieds cubes, qui pourrait être porté à 660 millions. Il livre son gaz à trois sociétés distributrices: l'Inland Natural Gas desservant l'intérieur de la Colombie-Britannique, la B.C. Electric dont la clientèle est à Vancouver et dans les environs, la Pacific Northwest Pipeline qui importe le gaz canadien vers les États de Washington et d'Oregon.

Le gazoduc de la société Trans-Canada se targue d'être le plus long du monde. Il se partage en trois tronçons: le premier, entre Burstall, sur la frontière d'Alberta-Saskatchewan, et Winnipeg, possède une canalisation de 34 pouces sur 586 milles; le second, entre Winnipeg et Toronto, est doté d'une canalisation de 30 pouces, longue de 1,251 milles; le dernier tronçon, gros de 20 pouces, relie Toronto à Montréal sur 308 milles et détache divers rameaux longs de 145 milles en route, notamment vers Niagara et Ottawa.

APPROVISIONNEMENT DU CANADA EN COMBUSTIBLES

Carte III

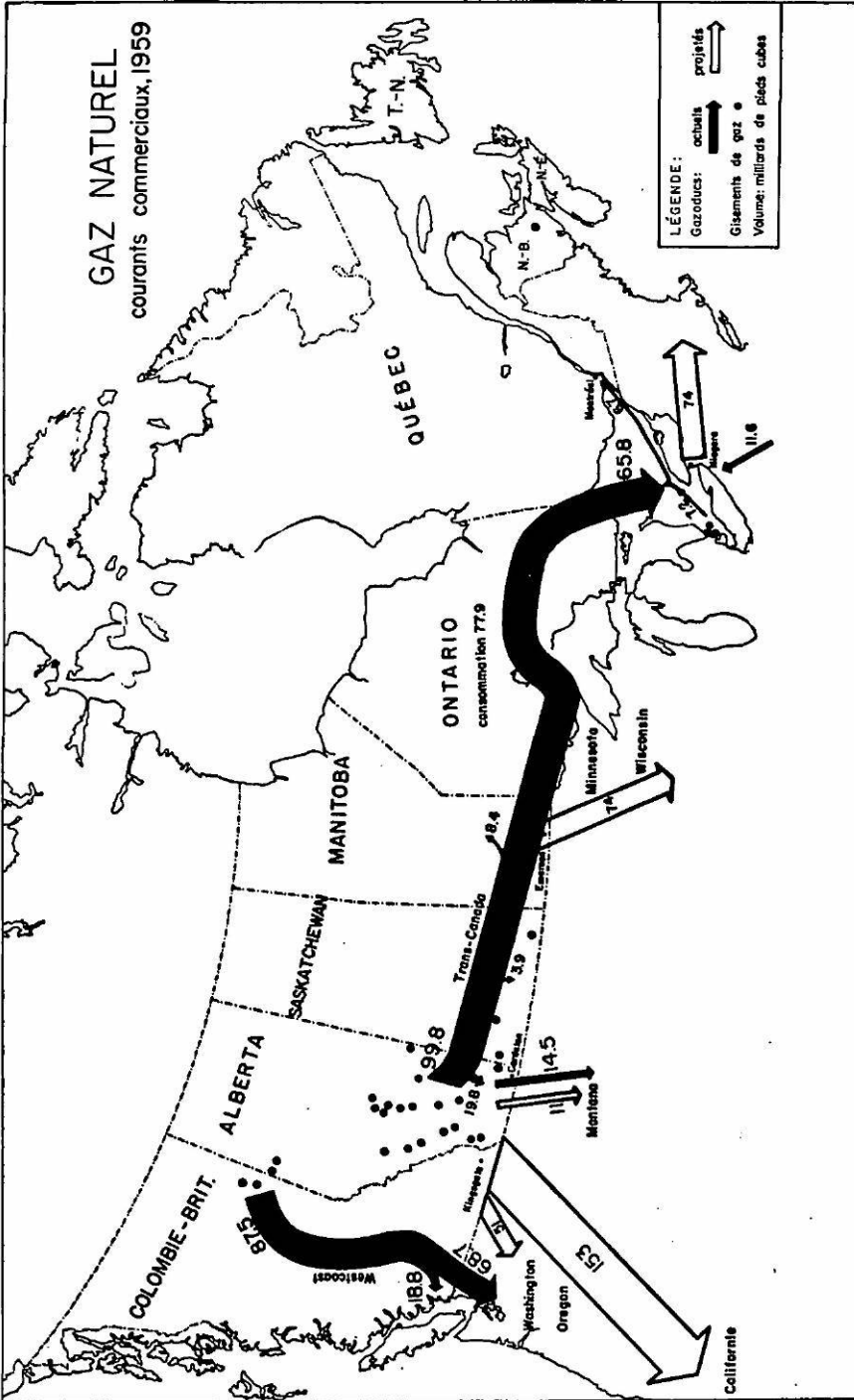


Tableau XXII
Les marchés du gaz naturel au Canada en 1959

	Foyers domestiques			Industries			Établissements commerciaux			Divers		Total		
	Volume (millions de pi. c.)	Valeur (1000 dollars)	Volume (millions de pi. c.)	Valeur (1000 dollars)	Volume (millions de pi. c.)	Valeur (1000 dollars)	Volume (millions de pi. c.)	Valeur (1000 dollars)	Volume (millions de pi. c.)	Valeur (1000 dollars)	Volume (millions de pi. c.)	Valeur (1000 dollars)	Volume (millions de pi. c.)	Valeur (1000 dollars)
Est														
Nouveau-Brunswick	80.0	231.4	—	—	—	0.3	1.0	—	—	—	80.4	232.4	—	—
Québec	3,202.2	6,334.7	1,079.7	1,237.2	974.6	974.6	1,691.9	—	—	—	5,256.4	9,263.8	—	—
Ontario	37,218.4	48,586.9	36,490.5	21,346.0	9,292.5	9,292.5	10,547.8	4.5	3.8	4.5	83,005.9	80,484.5	—	—
Total Est	40,500.6	55,153.0	37,570.2	22,583.2	10,267.4	10,267.4	12,240.7	4.5	3.8	4.5	88,342.7	89,980.7	—	—
En p.c.	41.0	60.0	19.5	54.5	23.3	23.3	45.0	—	—	—	31.3	56.2	—	—
Ouest														
Manitoba	2,862.3	2,503.5	4,182.5	1,523.2	1,250.6	1,250.6	971.0	9.6	7.3	9.6	8,305.0	5,005.1	—	—
Saskatchewan	8,592.4	6,276.7	17,752.4	3,438.0	4,002.6	4,002.6	2,130.2	33.2	12.4	33.2	30,380.6	11,857.3	—	—
Alberta	38,399.3	16,235.0	72,295.7	10,407.7	23,388.9	23,388.9	7,755.1	60.5	16.4	60.5	136,144.4	34,414.2	—	—
Colombie-Britannique	8,278.7	11,022.8	7,765.7	3,334.8	3,140.1	3,140.1	4,011.7	1.7	1.1	1.7	19,186.2	18,370.4	—	—
Total Ouest	58,132.7	36,038.0	101,996.3	18,703.7	33,782.2	33,782.2	14,868.0	105.0	37.2	105.0	194,016.2	69,647.0	—	—
En p.c.	59.0	40.0	80.5	45.5	76.7	76.7	55.0	—	—	—	68.7	43.8	—	—
Canada 1959	98,633.3	91,191.0	139,566.5	41,286.9	44,049.6	44,049.6	27,108.7	109.5	41.0	109.5	282,358.9	159,627.7	—	—
En p.c.	35.0	57.0	49.4	25.8	15.6	15.6	17.0	0.1	0.2	0.1	100.0	100.0	—	—
Canada 1958	75,137.5	67,575.2	93,305.2	26,025.4	37,802.2	37,802.2	20,992.1	308.2	355.4	308.2	206,553.2	114,946.1	—	—
" 1957	61,237.9	49,315.7	75,384.9	17,903.9	30,979.6	30,979.6	15,346.2	1,181.0	597.9	1,181.0	168,783.5	83,163.7	—	—
" 1956	52,039.5	39,492.2	65,631.2	13,615.4	23,897.8	23,897.8	11,445.1	157.2	90.8	157.2	143,725.6	64,652.5	—	—
" 1955	45,266.2	34,109.3	48,698.8	10,814.2	23,325.1	23,325.1	10,125.7	510.2	132.3	510.2	177,800.3	55,181.5	—	—
" 1954	37,060.8	22,380.3	30,274.7	6,981.5	19,803.3	19,803.3	6,686.6	328.0	92.3	328.0	87,466.8	36,140.7	—	—
" 1953	30,382.8	18,667.4	24,283.8	6,129.6	16,007.8	16,007.8	5,291.5	193.5	78.8	193.5	70,868.0	30,167.3	—	—
" 1952	28,392.4	16,654.9	22,677.5	5,429.3	14,935.9	14,935.9	4,954.2	127.2	63.3	127.2	66,133.0	27,102.7	—	—
" 1951	28,442.4	14,808.5	21,868.5	4,896.5	14,605.6	14,605.6	4,442.5	139.7	72.0	139.7	65,056.3	24,219.5	—	—
" 1950	26,486.9	13,378.2	17,896.7	4,067.6	13,517.5	13,517.5	4,133.4	197.2	59.3	197.2	58,098.3	21,638.5	—	—

Somme toute le gazoduc transcanadien mesure 2,290 milles, sorte d'épine dorsale posée entre la Prairie et les rives des Grands-Lacs et du Saint-Laurent. Le réseau ne saurait être complet de la sorte. Pour l'alimenter les producteurs de l'Ouest ont établi leurs propres réseaux de collecteurs. La société Alberta Gas Trunk Line, par exemple, a posé une canalisation principale à large diamètre (30 à 34 pouces) sur environ 200 milles et toute une série de collecteurs de plus faible diamètre à partir d'une vingtaine de gisements sur quelque 425 milles. Au total l'Alberta possède environ 2,000 milles de collecteurs, y compris tous ceux qui ne se rattachent pas au grand réseau canadien. La Saskatchewan en a 375 milles et l'Ontario plus de 800 (faits surtout de son ancien système). Bref les collecteurs canadiens ont environ 4,000 milles de longueur. Le réseau de transmission, reliant tous les collecteurs aux distributeurs, s'allonge sur près de 11,000 milles, dont 6,000 dans la Prairie et 4,700 en Ontario et Québec. Enfin le réseau de distribution répartit ses veines multiples vers les consommateurs sur 15,500 milles, dont la moitié en Ontario. Bout à bout, l'entier système de transport du gaz canadien couvrirait une distance de 30,000 milles en 1959, contre 9,000 milles en 1954. Or ce n'est encore que le début de l'expansion dans ce domaine.

Avant d'escompter l'avenir, voyons d'abord quels sont les marchés actuels du gaz canadien. La construction des gazoducs a eut un effet immédiat, celui de faire augmenter la vente de ce combustible dans des proportions extraordinaires. Le tableau XXII illustre la progression entre 1950 et 1959. En volume, les ventes totales ont quintuplé en dix ans, passant de 58 à 282 milliards de pieds cubes. Et les progrès se poursuivent, car le volume des ventes de 1960 est estimé à 324.5 milliards de pieds cubes, et les revenus de ces ventes à 194 millions de dollars. L'industrie du gaz manufacturé est en voie de disparaître. Celle-ci n'a vendu en 1959 que 1.4 milliard de pieds cubes contre 16 milliards en 1957. La clientèle du gaz naturel se partage entre les foyers domestiques, les industries et les établissements commerciaux. Les premiers consomment le tiers (35 p.c.) du volume, mais ils paient le gaz plus cher que les autres, car plus de la moitié (57 p.c.) du produit des ventes vient d'eux. Les industriels prennent la moitié du volume mais ne paient que le quart du produit total. La répartition géographique de chaque

groupe de clients révèle en outre que si l'Est canadien ne consomme que moins du tiers (31.3 p.c.) du gaz en volume, il défraie plus de la moitié (56.2 p.c.) de la valeur des ventes. Rien de plus normal, car le combustible n'a qu'une très faible valeur sur ses gisements; le transport le valorise considérablement. Ceci explique les différences appréciables qui existent entre les revenus des ventes de l'Est comparées à celles de l'Ouest. Les foyers domestiques de l'Est, par exemple, paient en moyenne 13.61 dollars pour 10,000 pieds cubes, tandis que ceux de l'Ouest ne déboursent que 6.21 dollars. Les industriels de l'Est obtiennent le même volume pour 6 dollars, tandis que leurs confrères de l'Ouest l'ont pour 1.83 dollar.

En comparant le volume du gaz vendu au Canada et celui de la production, on aperçoit une différence considérable qui requiert une explication. En effet, le volume de la production nette (pertes exclues) fut en 1959 (voir tableau XVIII) de 433.2 milliards de pieds cubes¹. Mais tout n'arrive pas sur les marchés. Trente milliards furent envoyés dans les réservoirs, soit de la Prairie ou d'Ontario. Cependant, on a retiré des mêmes réserves 11.6 milliards, donc 18.4 milliards sont ainsi soustraits au commerce. Par contre, le Canada a importé 12 milliards de pieds cubes des États-Unis par le réseau qui aboutit à Niagara (trois fois moins cependant que l'année précédente). Ces importations ont cessé en novembre 1959. Il faut les ajouter au gaz canadien mis sur le marché. On arrive donc au total de 426.7 milliards de pieds cubes, contre 350 milliards en 1958. Après le volume de l'offre, voyons maintenant celui de la demande. La clientèle nationale, la seule qui figure au tableau XXII, a pris 282.4 milliards de pieds cubes. Qu'est-il advenu du reste? Le Canada exporte déjà du gaz aux États-Unis: 85.1 milliards en 1958, 91.7 milliards en 1959. Il espère augmenter considérablement ce volume. Pour le reste, soit une soixantaine de milliards, on ne trouve guère d'explication satisfaisante dans les données officielles. Trois rubriques se partagent la somme: 5.9 milliards ont servi à remplir les canalisations, 2 milliards ne furent pas enregistrés («not accounted for»), 51.3 milliards sont désignés comme étant livrés à la consommation hors du circuit commercial, sans doute vers les usines d'épuration dans la Prairie.

1. Chiffre réduit à 417.3 dans les données définitives.

Quoi qu'il en soit, le gaz canadien dispose déjà d'un vaste marché intérieur et d'une clientèle américaine (voir tableau XIX). Les gazoducs (carte III) transportent la majeure partie de ce combustible destiné au commerce. En 1959, par exemple, ils ont reçu des puits producteurs 211 milliards de pieds cubes et 11.6 milliards importés exceptionnellement des États-Unis, soit un volume total de 222.6 milliards. Ils ont livré à leur clientèle une quantité égale, moins ce qui a servi à remplir les conduites nouvelles, à actionner les stations de pompage ou s'est perdu en route. En 1960, on enregistre des gains sensibles sur l'année précédente. Les dix premiers mois révèlent un accroissement de 30.4 p.c. pour les livraisons au Canada et de 26.1 p.c. pour les exportations aux États-Unis.

Les courants commerciaux du gaz naturel s'orientent vers deux directions dominantes (voir carte III), l'une vers le Sud-Ouest, l'autre vers l'Est. La première, symbolisée par le gazoduc Westcoast, a livré, pertes exclues, 87.5 milliards de pi. c. en 1959, dont 18.8 en Colombie-Britannique et 68.7 dans le Nord-Ouest des États-Unis. Ce courant progresse en 1960; Westcoast à lui seul a livré 20 milliards de plus durant les dix premiers mois que durant la période correspondante de 1959. Son débit quotidien reste malgré cela deux fois moindre que sa capacité optimum qui est de 600 millions de pi. c. par jour.

Le second courant est celui orienté vers l'Est. Le gazoduc Trans-Canada s'alimente dans le réseau collecteur de l'Alberta Gas Trunk Line. Il a reçu 77.1 milliards de pieds cubes en 1959, auxquels il faut ajouter 22.7 milliards reçus dans d'autres réseaux régionaux. Donc un volume d'environ 100 milliards de pi. c. s'est acheminé dans les canalisations. Les réseaux ont dégorgé le tiers de leur charge dans la Prairie, soit une vingtaine en Alberta, près de 4 en Saskatchewan et 8.4 au Manitoba. Le reste fut livré en Ontario et dans le Québec. L'Ontario est le principal marché du gaz au Canada. La province a reçu 59.1 milliards de pi. c. de l'Ouest, plus 7.2 de ses propres gisements et 11.6 importés des États-Unis via Niagara, soit au total 77.6 milliards. Québec avec sa consommation de 6.7 milliards a dix fois moins d'importance que sa voisine. Durant les dix premiers mois de 1960, Trans-Canada a surpassé le gazoduc Westcoast, ayant livré 95 milliards de pi. c., soit 20 de plus que durant la

période correspondante de 1959. Mais, lui aussi est loin d'atteindre son débit optimum, qui est de 780 millions par jour.

Les fonctions de chacun de ces deux grands gazoducs apparaissent facilement. Le premier, Westcoast, sert à vendre le gaz du district de la Rivière-à-la-Paix d'abord aux États-Unis, puis aux villes de la Colombie-Britannique. La société américaine Pacific Northwest reçoit le gaz canadien à Huntingdon, dans la basse vallée du Fraser, et dessert par son propre réseau les rives du golfe de Puget, Seattle, Tacoma, Olympia, jusqu'à Portland en Oregon et l'intérieur des deux États jusqu'à Spokane. La clientèle canadienne est desservie par le réseau de la B.C. Electric dans l'agglomération de Vancouver (2,000 milles de canalisations distributrices), et par celui de l'Inland Natural Gas, qui se détache à Savona, près de Kamloops dans la vallée de la Thompson pour alimenter Kamloops, Vernon, Kelowna, Penticton, Trail, Nelson, etc., par 700 milles de canalisations.

Le gazoduc Trans-Canada sert une clientèle qui s'étend sur tout le parcours de son réseau. L'Alberta et la Saskatchewan possèdent leurs réseaux autonomes de distribution: Alberta Public Utilities qui s'alimente sur les collecteurs de l'Alberta Gas Trunk Line; Saskatchewan Power Corp. qui puise son combustible dans la région occidentale de la province. Toutefois la région de Regina s'alimente à même le gazoduc Trans-Canada. Même chose autour de Winnipeg. En Ontario, Trans-Canada livre le combustible sur son parcours à Kenora, Port-Arthur, Fort-Williams par la Twin City Gas, et aux villes du Nord-Est (Sudbury et North-Bay) par la Northern Ontario Natural Gas. Toutefois le gros de la clientèle ontarienne est située dans la péninsule où l'on trouve trois principaux distributeurs: Consumers Gas à Toronto, Niagara et même Ottawa, Union Gas, dans le Sud-Ouest (Windsor, London, Sarnia, Chatham) et United Fuel Investments à Hamilton. Dans le Québec, nous savons que la Corporation du Gas naturel du Québec monopolise la distribution dans l'île de Montréal et aux environs. Elle dispose de 1,000 milles de canalisations distributrices et 60 milles de transmission dont un rameau traverse le fleuve pour atteindre la rive sud.

Outre le gaz exporté par le gazoduc Westcoast, il existe un autre marché extérieur, ravitaillé par le gaz d'Alberta. Le gisement

APPROVISIONNEMENT DU CANADA EN COMBUSTIBLES

de Pendant-d'Oreille, près de Medecine-Hat, alimente le gazoduc Canadian Montana qui a livré 14.5 milliards de pieds cubes à la Montana Power en 1959 et 13 milliards durant les premiers dix mois de 1960. Les producteurs de l'Ouest réclament depuis plusieurs années l'élargissement des marchés aux États-Unis. Ils ont obtenu satisfaction. Le Gouvernement canadien a autorisé en avril 1960 l'exportation du gaz par quatre sociétés (voir tableau XXIII).

Trans-Canada projette de conquérir deux marchés, l'un dans le Centre-Ouest, au Minnesota et au Wisconsin, l'autre via Niagara dans les États du Nord-Est. Le volume est spécifié dans le premier cas, soit 74 milliards de pieds cubes par année jusqu'en 1981; il ne l'est pas dans le second, car la société devra satisfaire d'abord sa clientèle et ne pourra exporter que l'excédent; mais il semble que le volume serait du même ordre de grandeur. La société Alberta and Southern est plus ambitieuse. Elle projette d'expédier vers la riche Californie 153 milliards de pieds cubes annuellement durant 25 ans. La Canadian Montana espère augmenter son commerce actuel de 11 milliards, et la Westcoast, accroître le sien de 51 milliards. Au total, l'augmentation porte sur un volume de 289 ou peut-être de 363 milliards de pieds cubes, soit une

Tableau XXIII

Projets d'exportation du gaz canadien vers les États-Unis, approuvés par l'Office national de l'Énergie en 1960

Sociétés	Points de départ	Marchés	Volume en millions de pi. c.			Période autorisée	
			Maximum quotidien	Total annuel	Total de la période	Début	Fin
<i>Trans-Canada</i>	Emerson, (Manitoba)	Minnesota, Wisconsin	204.0	74,000	1,410,000	31/12/60	14/5/81
" "	Niagara, (Ontario)	États du Nord-Est	204.0	—	—	31/12/60	31/12/65
<i>Alberta and Southern</i>	Kingsgate, (Col.-Brit.)	Californie	458.75	153,270	3,826,000	31/12/61	31/10/86
<i>Canadian Montana</i>	Cardston, (Alberta)	Montana	36.0	10,950	273,750	31/12/61	31/10/86
<i>Westcoast</i>	Kingsgate, (Col.-Brit.)	Washington, Oregon	152.0	51,000	1,020,000	31/12/61	31/12/82
Total ¹			1,054.75	363,220	6,809,750		

1. Non spécifié, mais devrait être de 74,000 millions par année, donc 370,000 pour la période de 5 ans.

2. Y compris le volume estimé pour les États du Nord-Est via Niagara.

quantité aussi considérable que celle des ventes totales faites au Canada en 1959. L'Office national de l'Énergie estime que les sociétés intéressées devront investir 200 millions de dollars pour être en mesure de mettre leurs projets à exécution.

Une des conséquences immédiates d'une production ainsi accrue du gaz naturel en Alberta sera de trouver des débouchés pour les sous-produits liquides, provenant de l'épuration du gaz humide. En effet, l'industrie pétro-chimique régionale sera incapable d'absorber 92,000 barils par jour de gaz-condensats contre 14,000 en 1959. On a entrepris de nombreuses études sur le sujet. La société Pembina Pipeline de Calgary propose la solution suivante: acheminer ces liquides par oléoduc vers le plantureux marché de Chicago, où habite une population de 10 millions (Chicago-Milwaukee) et de 23 millions si l'on compte tout le marché desservi par la voie maritime du Saint-Laurent. Pour réaliser ce projet, il faudrait d'abord collecter les gaz-condensats par un réseau de 900 milles d'oléoducs en Alberta (coût estimé: 42 millions de dollars); ensuite construire l'oléoduc principal sur 1,300 milles entre Burstall, sur la frontière d'Alberta et de Saskatchewan, et Chicago, via Estevan, Sask., Fargo, Dakota Nord, Minneapolis et Milwaukee, en prévoyant des embranchements ou prolongements éventuels vers Winnipeg et Port-Arthur, et vers Sarnia (de Chicago). La capacité initiale de cet oléoduc serait de 65,000 b/j, susceptible d'être doublée plus tard. Le coût serait d'environ 120 millions de dollars. Mais, avant même que cet ambitieux projet ne soit sorti des épures, une concurrence s'annonce. La société américaine Mid Continent Pipeline a mis en chantier en avril 1960 le premier oléoduc exclusivement destiné au transport des liquides dérivés du gaz naturel. Il s'étendra sur 1,500 milles entre les gisements du Sud-Ouest et la région des Grands-Lacs, ayant une capacité de 50,000 b/j au début, de 83,000 b/j ensuite. C'est ce qu'on appelle se faire couper l'herbe sous le pied. Enfin sur le territoire canadien lui-même, le gaz naturel trouve un redoutable concurrent dans les dérivés du pétrole. La Corporation de gaz naturel du Québec attribue une part de son déficit pour l'exercice terminé le 30 juin dernier à une baisse imprévue du prix de l'huile de chauffage sur le marché montréalais. D'après le rapport annuel de la Corporation, cette huile se vend aujourd'hui un tiers moins cher qu'au moment où

l'entreprise s'est constituée il y a deux ans. Nous croyons discerner en cela une phase de la guerre des prix dont les grandes sociétés pétrolières de l'Est ont esquissé la menace, si on les obligeait à raffiner du pétrole canadien au lieu du brut qu'elles importent.

* * *

Pour conclure, demandons-nous en fin de compte ce que nous réserve l'avenir, non pas immédiat, mais celui que vient d'inaugurer l'ère atomique. L'énergie nucléaire, en effet, sert déjà de combustible à des sous-marins qui peuvent franchir les mers polaires en état d'immersion et même encercler le globe. Cette source nouvelle d'énergie rendra-t-elle bientôt vaines et inutiles toutes les polémiques évoquées plus haut? Moins vite que certains ne pensent, car on a péché par excès d'optimisme à propos de l'usage de l'atome à des fins pacifiques. Toutefois avec le temps, on parviendra à produire l'énergie atomique dans des conditions aussi économiques que celles des sources classiques. En effet, l'énergie de l'atome est infiniment supérieure à celle des combustibles fossiles, charbon, pétrole, ou gaz naturel. Un kilogramme d'uranium est l'équivalent énergétique de 2,600 tonnes de houille, et les réserves connues des matières fissiles sont de 20 à 30 fois supérieures, dans le monde, à celles des sources classiques d'énergie. On estime les réserves d'uranium en 1959 à plus d'un million de tonnes d'oxide d'uranium (U^{308}), hors de l'Union Soviétique et des autres pays communistes. Le Canada dispose du tiers de ces réserves, soit 370,800 tonnes et se place ainsi au premier rang du monde libre, avant l'Union sud-africaine (262,500 tonnes) et les États-Unis (241,080 tonnes).

Le problème essentiel est celui du prix de revient du kilowatt-heure. Une centrale thermique, alimentée au charbon en Pennsylvanie, fournit de l'électricité au prix de 8 mills (1 mill = un dixième de cent) le kilowatt-heure. Or la centrale nucléaire de Shippingport, près de Pittsburgh, érigée en 1957 au coût de 121 millions de dollars, produit le courant au prix de 64 mills, donc huit fois plus cher. D'autres réacteurs expérimentaux ont déjà abaissé ce prix considérablement, d'abord à 52 mills, puis à 29, enfin à 13 dans une usine en construction au Massachusetts. Le Canada

aura sa première centrale atomique aux Rapides-des-Joachims, sur l'Outaouais, l'année prochaine. Sa capacité sera de 20,000 kw et servira de modèle pour une centrale dix fois plus puissante, projetée pour 1964 sur les rives du lac Huron, près de Kincardine. Il sera intéressant de savoir à quel prix reviendra le kilowatt-heure dans ces usines. Les Anglais se sont lancés dans un programme quantitatif vers 1955, espérant obtenir deux millions de kilowatts en 1965; deux ans plus tard, ils portaient leur objectif à 7 millions pour 1966, tant ils craignaient alors de manquer d'énergie tirée de la houille ou du pétrole. Mais ils se sont ravisés depuis; dès 1958, ils réduisirent leurs ambitions à 5 millions de kilowatts et en 1960, ils n'envisagent que 3 millions pour 1966. Deux causes ont contribué à cette volte-face: sur le plan économique, leur approvisionnement en combustibles, houille et pétrole, a semblé plus facile et à des prix décroissants; sur le plan technique, leurs ingénieurs furent incapables de construire des centrales atomiques aussi bon marché que prévu. Quant aux Américains, beaucoup moins pressés que les Anglais, parce que les combustibles classiques abondent chez eux, ils procèdent de manière différente. Ils ne veulent lancer sur le marché que des kilowatts-heures à des prix de concurrence. Pris aux bornes d'une centrale conventionnelle, le kilowatt-heure se vend entre 7 et 8 mills. C'est pour abaisser le prix de l'énergie nucléaire à ce niveau qu'on vient d'inaugurer aux États-Unis un programme de recherche étalé sur dix ans. L'A.E.C. (Atomic Energy Commission) a engagé 2.5 milliards de dollars pour expérimenter huit types de réacteurs.

Par exemple, le réacteur à eau pressurisée (P.W.R.) utilisé dans les sous-marins pourrait déjà fournir de l'électricité au prix de 9.3 mills et on espère l'abaisser à 7.8 mills à l'achèvement du projet de recherches. Le réacteur «breeder» pourrait en fournir au prix de 13 mills en 1960 qui sera réduit à 7.6 mills après les expériences.

En fait, la notion de prix de concurrence est fort relative. Si l'on a besoin d'énergie dans les régions polaires ou tropicales, démunies d'autres combustibles, on pourrait déjà utiliser les réacteurs actuels. Mais dans l'avenir, c'est fatal, l'énergie atomique est destinée à suppléer, peut-être à remplacer les combustibles

APPROVISIONNEMENT DU CANADA EN COMBUSTIBLES

usuels. Le Canada possède de l'uranium en surabondance, et si sa production pour les fins militaires est sur le point de diminuer en 1962, lorsque les contrats américains se termineront, il lui reste tout de même un certain espoir sinon dans un avenir immédiat du moins pour l'époque où l'uranium et le thorium détrôneront progressivement la houille, le pétrole et le gaz naturel.

Benoît BROUILLETTE,
professeur à l'École des Hautes Études commerciales
(Montréal).

BIBLIOGRAPHIE SOMMAIRE

a) Ouvrages généraux

- | | |
|-------------------------------------|---|
| DAVIS, JOHN | <i>Les Perspectives énergétiques du Canada</i> , Commission royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada (Commission Gordon), Ottawa 1957. |
| " | <i>Les perspectives de l'industrie forestière</i> , (Commission Gordon), Ottawa 1957. |
| GEORGE, Pierre | <i>Géographie de l'énergie</i> , Librairie Médécis, Paris 1950. |
| GOGUEL, Jean | (Sous la direction de), <i>La Terre</i> , Encyclopédie de la Pléiade, Gallimard, Paris 1959. |
| STOCKWELL, C.-H. | <i>Geology and economic minerals of Canada</i> , Geological Survey, Dept. of Mines and Technical Surveys, Geology Series n° 1 (quatrième édition), Ottawa 1957. |
| ATLAS DU CANADA | 1957, planche 76, combustibles minéraux, pipe-lines et raffineries, Min. des Mines et Relevés techniques, Ottawa 1959. |
| OFFICE FÉDÉRAL DE
LA STATISTIQUE | <i>Canadian mineral statistics, 70 years 1886-1956</i> , Reference paper n° 68, Ottawa 1957. |
| " | <i>Energy sources in Canada</i> , Reference paper n° 74, Ottawa 1957. |
| " | <i>Energy sources in Canada</i> , Reference paper n° 69, Ottawa 1956. |
| " | <i>Energy sources in Canada</i> , Reference paper n° 73, Ottawa 1957. |
| UNITED NATIONS | <i>World energy supplies 1955-1958</i> , Statistical Papers, Séries J. n° 3, Statistical Office of the United Nations, New York 1960. |

b) Houille

- | | |
|---|--|
| N. | <i>Report of the royal commission on coal, 1946</i> , King's Printer, Ottawa 1947. |
| RAND, J.-D. | <i>Report of royal commission on coal, 1960</i> , Queen's Printer, Ottawa 1960. |
| OFFICE FÉDÉRAL DU
CHARBON | <i>Onzième rapport annuel 1958-1959</i> , Imprimeur de la Reine, Ottawa 1960. |
| OFFICE FÉDÉRAL DE
LA STATISTIQUE | <i>The coal mining industry, 1958</i> , Ottawa 1959. |
| " | " " " " 1959, " 1960. |
| " | <i>Preliminary report on coal production</i> , (mensuel), Ottawa 1960. |
| " | <i>Preliminary report on coal and coke statistics, 1959</i> , Ottawa 1960. |
| " | <i>Coal and coke statistics</i> , (mensuel), Ottawa 1960. |
| MIN. DES MINES ET
RELEVÉS TECHNIQUES | <i>Coal and coke, 1959</i> , review 55, Ottawa 1960. |
| " | <i>Coal mines in Canada, operators list 4, 1959</i> , Ottawa 1959. |

L'ACTUALITÉ ÉCONOMIQUE

c) Pétrole

- COMMISSION ROYALE D'ENQUÊTE SUR L'ÉNERGIE (Commission Borden), *Premier rapport, octobre 1958*, Imprimeur de la Reine, Ottawa 1959.
- COMMISSION ROYALE D'ENQUÊTE SUR L'ÉNERGIE (Commission Borden), *Deuxième rapport, juillet 1959*, Imprimeur de la Reine, Ottawa 1960.
- SIMPSON, R.-A. et BORDEN, R.-L. *A survey of the petroleum industry in Canada, 1957 and 1958*, Dept. of Mines and Technical Surveys, Ottawa 1959, (Min. Information Bull. MR 35).
- OFFICE FÉDÉRAL DE LA STATISTIQUE *The crude petroleum and natural gas industry, 1959*, Ottawa 1961.
- " *Crude petroleum and natural gas production*, (mensuel), Ottawa 1960.
- " *Products of petroleum and coal, general review 1958*, Ottawa 1960.
- " *The petroleum products industry, 1958*, Ottawa 1960.
- " *Refined petroleum products, 1959*, Ottawa 1960.
- " *Canadian crude oil requirements*, (mensuel), Ottawa 1960.
- " *Oil pipe line transport*, (mensuel), Ottawa 1960.
- DEPT. OF MINES AND TECHNICAL SURVEYS *Petroleum 1959, review 57*, Ottawa 1960.
- " *Petroleum refineries in Canada, 1960, operators list 5*, Ottawa 1960.
- WORLD PETROLEUM (New York), May 1960, 11th annual Canadian review number, Vol. 31, n° 3.
- PETROLEUM PRESS SERVICE (Paris), vol. XXVIII n° 5, mai 1960, pp. 172-173.
- THE FINANCIAL POST SURVEYS OF OILS 1959, vol. XVII, Toronto 1959.
- LOUNSBURY, J.-P. *The Canadian petroleum industry, achievements and prospects*, The Toronto-Dominion Bank, Toronto, 1960.

d) Gaz naturel

- SIMPSON, R.-A. et BORDEN, R.-L. *A survey of the natural gas industry in Canada, 1957-1959*, Dept. of Mines and Technical Surveys, Ottawa 1960 (Min. Information Bull. MR 39).
- NATIONAL ENERGY BOARD *Report to the Governor in Council, March 1960*, Ottawa 1960.
- OFFICE FÉDÉRAL DE LA STATISTIQUE *Sales of manufactured and natural gas*, (mensuel), Vol. 2, 1959, Vol. 3, 1960, Ottawa.
- " *Gas pipe line transport*, (mensuel), Vol. 1, 1959, Vol. 2, 1960 Ottawa.
- DEPT. OF MINES AND TECHNICAL SURVEYS *Natural gas, 1959, review 56*, Ottawa 1960.

e) Divers

- OFFICE FÉDÉRAL DE LA STATISTIQUE *Shipping report, 1958, part I, part II, part III*, Ottawa 1959.
- " *Railway freight traffic, 1958*, Ottawa 1959.
- " *Ibidem, 1959*, Ottawa 1960.
- " *Railway transport, 1958, part V*, Ottawa 1959.
- " *Ibidem, 1959, part V*, Ottawa 1960.
- " *Commerce du Canada, 1957, Vol. I, Vol. II, Vol. III*, Ottawa 1959.
- " *Articles exported to each country*, (trimestriel), sept.-dec. 1959, sept.-dec. 1959, Ottawa.
- " *Articles imported from each country*, (trimestriel), sept.-dec. 1958, sept.-dec. 1959, Ottawa.
- " *Opérations en forêt, 1958*, (annuel), Ottawa 1960.