

Les chiffres correspondants de 1982 étaient de 46,9 % pour le pétrole; 24,2 % pour le gaz naturel; 14,1 % pour le charbon, et 13,8 % pour l'hydro-électricité et l'énergie nucléaire.

Un changement considérable s'est produit dans la balance commerciale des exportations-importations d'énergie primaire, qui est passée d'un déficit d'environ \$100 millions en 1966 à un excédent de presque \$2 milliards en 1979 et \$5 milliards en 1982.

11.4 Pétrole et gaz naturel

11.4.1 Production et consommation

Pétrole brut et équivalents. La production de ces matières a augmenté d'environ 105 % au cours des sept années précédant 1973; elle a régressé pendant la période 1974-78 et s'est légèrement accrue en 1979, avant de chuter de nouveau pour s'établir, en 1982, à son plus bas niveau depuis 1969.

En 1982, au Canada, la production globale de pétrole brut et de ses équivalents a baissé de 1,4 %, passant de 80,3 millions de mètres cubes en 1981 à 79,2 millions en 1982. Par contre, la production de bruts classiques léger et moyen s'est accrue de 2,6 %, puisqu'elle est passée de 57,3 millions de mètres cubes en 1981 à 58,7 millions en 1982. Au cours de la même période, la production de condensats a régressé de 7,6 % pour s'établir à 5,7 millions de mètres cubes. La production de brut lourd a également régressé, soit de 9,9 millions de mètres cubes qu'elle était en 1981 pour s'établir à 6,8 millions en 1982. La même année, la production de brut de synthèse a atteint 8,0 millions de mètres cubes, soit 15,3 % de plus qu'en 1981.

Le fléchissement des volumes de production était attribuable à l'importante baisse de la demande de produits du pétrole et du gaz observée au niveau des consommateurs en 1982, par suite de la récession qui sévissait alors et de l'adoption de diverses mesures d'économie et de remplacement du pétrole. La demande de produits raffinés du pétrole a baissé de 11,1 % en 1982 pour se chiffrer à 86,0 millions de mètres cubes, contre 96,8 millions en 1981.

La courbe des prix du pétrole canadien a poursuivi son mouvement ascendant. En 1982, le prix aux têtes de puits du pétrole classique ancien (découvert avant le 1^{er} janvier 1981) a subi deux augmentations de \$14,16 le mètre cube respectivement en date du 1^{er} janvier et du 1^{er} juillet, comme le prévoyait l'entente fédérale-provinciale de 1981 en matière de tarification. Le prix aux têtes de puits du pétrole classique ancien est passé à \$147,88 le mètre cube le 1^{er} janvier et à \$162,04 le 1^{er} juillet. En 1982, les producteurs de pétrole nouveau (découvert après le 31 décembre 1980) ont reçu \$278 le mètre cube de brut. Ce prix avait fléchi à \$272,90 vers la fin de l'année, par suite d'une baisse du prix mondial du brut.

A la fin de 1982, le prix de revient du pétrole importé à Montréal était de \$201,63 le mètre cube, contre \$222,70 à la fin de 1981.

Gaz naturel. Au cours des 12 années qui ont précédé 1977, la production de gaz naturel commercialisable et sa demande intérieure se sont fortement intensifiées. En 1981 et 1982, l'industrie du gaz naturel a connu des problèmes de mise en marché du fait que l'offre dépassait alors la demande dans une large mesure. Au milieu de 1983, pour remédier à la situation, le fédéral a annoncé qu'il adoptait un programme de tarification incitative visant à élargir les marchés intérieur et extérieur.

Mesurés aux portes de la ville de Toronto, les prix du gaz naturel s'établissaient en moyenne à \$2,42/GJ (gigajoule) en 1981, mais cette moyenne est passée à \$2,68/GJ en février 1982 et \$3,05/GJ en septembre de la même année.

Au milieu de 1983, une baisse de 11 % intervenue dans le prix d'exportation du gaz naturel a ramené ce prix de 4,94 \$ US le million de BTU (1 054 mégajoules) à 4,40 \$ US. Cette baisse visait à rendre le gaz canadien plus concurrentiel par rapport au gaz américain vendu sur les mêmes marchés des États-Unis.

11.4.2 Exploration et mise en valeur

En 1982, l'Ouest canadien, y compris les Territoires du Nord-Ouest, a été la principale zone d'activité de prospection et de mise en valeur, puisqu'on y a foré 6,264 puits dont environ 80 % en Alberta. La même année, les forages de recherche de pétrole et de gaz sur les terres du Canada se sont poursuivis à peu près au même rythme qu'en 1980 et 1981; au total, 23 puits ont été forés à la profondeur totale prévue. On a fait huit découvertes dans les terres du Canada, dont trois découvertes de gaz dans le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, une découverte de pétrole dans les Grands Bancs près de Hibernia et deux découvertes de gaz dans la mer de Beaufort. Toutefois, ces découvertes étaient relativement modestes et n'ont guère contribué à accroître les réserves canadiennes.

Des puits de délimitation ont été forés avec succès dans les structures Hibernia et Venture au large de la côte est, à Tarsiut dans la mer de Beaufort et dans la structure Cisco de l'archipel Arctique.

Au sein de la région du Mackenzie et de la mer de Beaufort on a foré, en 1982, sept puits jusqu'à la profondeur totale prévue, dont quatre puits de reconnaissance, ainsi que trois puits de délimitation dans la structure Tarsiut. Quatre de ces sept puits, bien que relativement restreints, ont été qualifiés d'importants.

En 1982, on a foré cinq puits dans l'archipel Arctique, soit le même nombre qu'en 1981. Quatre de ces puits étaient du type offshore et ont été forés à partir de plates-formes de glace renforcées dans les chenaux situés entre les îles, tandis que le cinquième, qui s'est avéré sec, a été foré sur la terre ferme du secteur est de l'île Banks. Par rapport à l'année 1981, au cours de laquelle trois découvertes avaient été faites dans la région sus-indiquée, les résultats obtenus en 1982 étaient en général décevants.

En juillet 1982, la société Esso a entrepris des forages de développement à Norman Wells (T.N.-O.), en prévision de la mise en place d'un système de