

pentane-plus. La capacité totale en gaz résiduaire était de 10,956 MM pi. cu./j., dont 10,406 MM étaient destinés à la consommation commerciale. Malgré l'expansion actuelle de la capacité de traitement du gaz dans le nord de la Colombie-Britannique, le traitement du gaz est surtout concentré en Alberta. A la fin de 1971, l'Alberta figurait pour plus de 88% de la capacité de traitement du gaz du Canada. 99% de sa capacité de récupération en liquides et 98% de sa capacité de récupération en soufre.

Les ventes de gaz aux consommateurs canadiens ont atteint 2,743 MM pi.cu./j. en 1971, soit une augmentation de 9.1%, ce qui représente un gain comparable à celui de l'année précédente qui avait été de 8.8%. Les importations de gaz en provenance des États-Unis se sont effectuées à raison de 39 MM pi. cu./j. (1.4% de la consommation), tandis que les exportations vers les États-Unis se sont effectuées à raison de 2,495 MM pi. cu./j., soit à peu près au même rythme que la consommation canadienne. Ce chiffre des exportations représente une augmentation de 16.8% sur 1970.

En 1971, les deux tiers environ de l'augmentation de la consommation canadienne ont été absorbés par les utilisateurs industriels, dont la demande s'est accrue de 11% pour se chiffrer à 1,489 MM pi. cu./j. (environ 54% de l'ensemble des ventes de gaz au Canada). La demande par les consommateurs commerciaux s'est également accrue de 11% et a atteint 567 MM pi. cu./j., soit environ 21% de l'ensemble des ventes, alors que le secteur résidentiel a consommé 687 MM pi. cu./j. (25% des ventes au Canada), soit une augmentation de 4%.

Environ les deux tiers de l'augmentation des ventes au Canada en 1971 sont attribuables à l'accroissement de la consommation en Ontario. Les ventes dans cette province se sont accrues de 13.2% pour se chiffrer à 1,259 MM pi. cu./j., ce qui représente près de 46% de la consommation canadienne. L'Alberta, qui occupe le deuxième rang après l'Ontario, a augmenté de 68% sa consommation qui est passée à 681 MM pi. cu./j., soit environ 25% de tout le gaz consommé au Canada en 1971.

### 13.2.4 Pipelines

**Pétrole.** A la fin de 1971, on comptait au Canada 40 sociétés d'exploitation d'oléoducs. La statistique principale du transport du pétrole par ces réseaux est donnée au tableau 13.5. Les éléments primordiaux du réseau canadien d'oléoducs sont les canalisations de l'Interprovincial Pipe Line Company et de la Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., qui transportent la plus grande partie du pétrole brut dans les régions situées à l'ouest de la vallée de l'Outaouais. Les raffineries qui ne sont pas reliées à ces réseaux sont celles situées dans des régions productrices comme Calgary et Edmonton. L'Interprovincial achemine le pétrole brut vers l'Est à partir d'Edmonton, et en reçoit ou en distribue à certains points de son parcours. Le réseau de la Trans Mountain remplit la même fonction, mais vers l'Ouest à partir d'Edmonton. Ces canalisations principales sont alimentées par des oléoducs qui acheminent le pétrole depuis les centaines de gisements vers des réservoirs de stockage situés aux terminaux des oléoducs. Certaines de ces conduites d'alimentation sont elles-mêmes très importantes, non seulement en raison de leur diamètre et de la longueur de leur parcours mais aussi de la quantité de pétrole qu'elles acheminent. La plupart des conduites d'alimentation sont situées en Alberta, puisque cette province vient en tête pour la production de pétrole.

Le principal terminal d'oléoduc à Edmonton a dix conduites d'alimentation en pétrole brut, dont la longueur varie entre le prolongement de 32 milles de l'Interprovincial jusqu'à Redwater et la canalisation de 1,240 milles de la Peace River Oil. Voici d'autres sociétés faisant partie de cet important réseau collecteur, avec indication de la longueur totale de leur réseau, de leur capacité quotidienne et de leur direction par rapport à Edmonton: Canadian Industrial Gas and Oil, 82 milles, 15,000 barils, sud-est; Federated, 647 milles, 281,000 barils, nord-ouest; Great Canadian Oil Sands, 266 milles, 50,000 barils, nord-nord-est; Gulf Alberta, 410 milles, 73,000 barils, sud-sud-est; Imperial, 378 milles, 72,000 barils, sud-ouest; Pembina, 931 milles, 180,000 barils, ouest-sud-ouest; Rainbow, 692 milles, 225,000 barils, nord-ouest; et Texaco Exploration Canada, 173 milles, 130,000 barils, sud.

En outre, trois pipelines se raccordent à celui de l'Interprovincial à Hardisty, à une centaine de milles au sud-est d'Edmonton. A cet endroit, la Gibson Petroleum Company Ltd. fournit jusqu'à 15,000 barils par jour de pétrole qu'elle a amené des gisements situés juste au sud du terminal du pipeline. La compagnie Husky Pipeline Ltd. exploite un réseau à canalisations multiples dont une sert à transporter le condensat depuis Hardisty afin de le mélanger au pétrole brut asphaltique lourd provenant de Lloydminster. Le mélange condensat-pétrole brut est ensuite réexpédié à Hardisty par deux canalisations, une de huit