

millions de mètres cubes. Selon l'Association canadienne du pétrole (ACP), les réserves marchandes prouvées de gaz naturel qui restaient au Canada ont augmenté d'environ 36 830 millions de mètres cubes pour s'établir à 1.6 trillion de mètres cubes en 1976. D'après le niveau de la production en 1976, l'indice de vie pour le gaz naturel est monté à 21.85 ans. En établissant ses estimations, l'ACP a supposé que le gaz provenant du delta du Mackenzie serait acheminé vers les marchés par le même réseau de pipeline qui sert à transporter le gaz de l'Alaska, et qu'il pouvait donc être considéré comme faisant partie des réserves prouvées. Tel n'est pas le cas pour le gaz des îles de l'Arctique; avant de pouvoir considérer ce dernier comme rentable, il faudra s'assurer de la présence d'un volume minimum de réserves. Les réserves de gaz découvertes à cet endroit et au large des côtes sont donc classées comme réserves probables et non comme réserves prouvées. A la fin de 1976, l'Alberta possédait 1.3 trillion de mètres cubes de réserves marchandes de gaz, soit 78% des réserves canadiennes.

La capacité des raffineries canadiennes s'est accrue considérablement en 1976, en raison surtout de l'expansion de la raffinerie de la Irving Oil Ltd. à Saint-Jean (N.-B.), dont la capacité a été portée à 39 747 m³ par jour. En 1978, la capacité des raffineries canadiennes devait atteindre près de 397 500 m³ par jour, comparativement à 331 000 au début de 1976.

Alberta. En 1976, la production de pétrole brut en Alberta a diminué de 18 000 m³ par jour pour s'établir à 174 000 m³ par jour et constituait 84% de la production totale de pétrole brut canadien. De ce volume, le pétrole brut synthétique provenant des sables bitumineux de l'Athabasca représentait en moyenne 7 519 m³ par jour en 1976.

Les forages d'exploration et d'exploitation ont légèrement augmenté en 1976, notamment à cause des programmes provinciaux de promotion, mais surtout en raison de la forte hausse des prix du pétrole et du gaz. Pour 1976, les statistiques sur les forages montrent que 5,042 puits de toutes catégories ont été forés, ce qui représente une longueur totale de 4.87 millions de mètres, soit 1.22 million de plus qu'en 1975. Malgré l'intensification de l'activité, on n'a pas fait de découvertes importantes de pétrole.

La recherche de gaz dans les formations peu profondes du nord et du sud de l'Alberta est demeurée la priorité dans le domaine de l'exploration, et on a fait plusieurs découvertes. Les contreforts ont été une fois de plus un des lieux préférés d'exploration. Plusieurs puits ont été forés sur les gisements découverts en 1975. Suivant les premières indications, les réserves récupérables de gaz naturel dans la région dépassent 28 328 millions de mètres cubes. Le nombre de puits forés avec succès en 1976 a augmenté de 1,271 pour se fixer à 3,193.

D'après une évaluation des sables pétrolifères de l'Alberta réalisée en 1973 par la Commission de conservation des ressources énergétiques de la province, les réserves en place ultimes s'établissent à 159 milliards de mètres cubes de bitume brut, dont 39.7 milliards sont récupérables au moyen des méthodes technologiques connues. La majeure partie des réserves récupérables est située dans le gisement de l'Athabasca, le reste se répartissant entre les gisements de Cold Lake, Peace River, Wabasca et Buffalo Head Hills. Sur les 39.7 milliards de mètres cubes de pétrole brut synthétique récupérable, 4.2 milliards seulement peuvent être soumis aux méthodes d'exploitation à ciel ouvert, et toutes ces réserves sont situées dans le gisement de l'Athabasca. On compte que les 35.5 milliards de mètres cubes restants pourront être récupérés au moyen de techniques de récupération sur place qui sont encore au stade expérimental. A l'heure actuelle, la Great Canadian Oil Sands Ltd. est la seule société qui produise du pétrole à partir des sables bitumineux (au rythme de 8 000 m³ par jour); elle est en activité depuis 1967. La construction du projet de la Syncrude Canada Ltd. était terminée dans une proportion d'environ 50% à la fin de 1976. La mise en service était prévue pour 1978, avec une production de 20 000 m³ par jour. Deux grandes sociétés pétrolières ont retiré les projets qu'elles avaient présentés en raison des dépenses de construction élevées que cela aurait exigé, et parce qu'elles craignaient que l'investissement ne rapporte pas suffisamment.

Saskatchewan. La production de pétrole brut de la Saskatchewan a diminué de 5% en 1976 pour se fixer à 8.9 millions de mètres cubes, ce qui représente 12% de la production