

révisions, 31.5 millions de barils (5.01 Mm³) de l'extension de champs déjà en exploitation, et seulement 4.6 millions de barils (731 000 m³) des nouvelles découvertes. Selon l'Association canadienne du pétrole (ACP), les réserves marchandes prouvées de gaz naturel au Canada ont augmenté d'environ 226,360 millions de pieds cubes (6 410 Mm³) pour s'établir à 57.0 billions de pieds cubes (1.614 Tm³) en 1975. D'après le niveau de production de 1975, l'indice de vie pour le gaz naturel est monté à 21.3 ans. En établissant ses estimations, l'ACP a supposé que le gaz provenant du delta serait acheminé vers les marchés par le même réseau de pipeline qui sert à transporter le gaz de Prudhoe Bay, et a donc considéré ces réserves comme étant 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. Par conséquent, les réserves de gaz découvertes dans les îles de l'Arctique et au large des côtes sont classées comme réserves probables et non comme réserves prouvées. Fin 1975, l'Alberta possédait 45.32 billions de pieds cubes (1.28 Tm³) de réserves marchandes de gaz, soit 80% des réserves du Canada.

La capacité des raffineries canadiennes s'est accrue de 60,000 b/j (10 000 m³/j) en 1975 en raison surtout de la mise en service de la grande raffinerie de l'Imperial Oil Enterprises Ltd. à Edmonton (Alb.). A la fin de 1975, la capacité de raffinage de pétrole brut des 38 raffineries en activité au Canada se situait à 2,083,000 b/j (331 000 m³/j).

Alberta. En 1975, la production de pétrole brut en Alberta a diminué de 203,000 b/j (32 000 m³/j) pour s'établir à 1,208,000 b/j (192 000 m³/j), et constituant 85% de la production totale de pétrole brut canadien. De ce volume, le pétrole brut synthétique provenant des sables bitumineux de l'Athabasca représentait 43,189 b/j (6 867 m³/j).

Les forages d'exploration et d'exploitation ont légèrement augmenté en 1975, notamment à cause des programmes provinciaux de promotion, mais surtout en raison de la forte hausse des prix du pétrole et du gaz. Les statistiques sur le forage montrent que les forages d'exploitation ont augmenté de 5% pour atteindre 7.19 millions de pieds (2.19 Mm), et que les forages d'exploration ont augmenté de 12% pour s'établir à 4.78 millions de pieds (1.46 Mm). 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 sud de l'Alberta est demeurée la priorité dans le domaine de l'exploration, et on a fait plusieurs découvertes. Le programme de forage entrepris en 1973 pour évaluer le *British Block* a donné lieu à la découverte d'autres réserves représentant environ 2 billions de pieds cubes (.057 Tm³). En 1975, le nombre de puits s'est accru de 239 pour s'établir à 1,958.

D'après une évaluation des sables pétrolifères de l'Alberta réalisée en 1973 par l'Alberta Energy Resources Conservation Board (AERCB), les réserves totales en place s'établissent à 1,000 milliards de barils de bitume brut (159 Gm³), dont 250 milliards de barils (39.7 Gm³) 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 250 milliards de barils (39.7 Gm³) de pétrole brut synthétique récupérable, 26.5 milliards de barils (4.2 Gm³) 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 223.5 milliards de barils (35.5 Gm³) restants pourront être récupérés grâce à des techniques de récupération sur place qui en sont encore au stade expérimental. A l'heure actuelle, la Great Canadian Oil Sands Limited est la seule société qui produise du pétrole à partir des sables bitumineux (50,000 b/j ou 8 000 m³/j); elle est en activité depuis 1967. La construction du projet de la Syncrude Canada Ltd. devait être terminée dans une proportion d'environ 30% à la fin de 1975. La mise en service est prévue pour 1978, et la production sera de 125,000 b/j (20 000 m³/j). Deux grandes sociétés pétrolières ont retiré les projets