

canadien au cours de l'année. Dans cette même province, on a fait un certain nombre de découvertes de gaz et élargi des champs existants, en particulier dans la région de la rivière de la Paix.

En Saskatchewan, l'exploration s'est effectuée essentiellement dans l'ouest de la province, où les perspectives semblaient intéressantes. On a fait des forages d'exploitation dans les régions pétrolifères de Hoosier-Dodsland, Lloydminster et Estevan-Steelman et dans les terrains gazéifères peu profonds de la région de Hatton.

En Colombie-Britannique, deux découvertes dans les gisements de Grissly au sud de Dawson Creek pourraient se révéler importantes. Des forages d'exploitation et d'extension ont été effectués avec succès à certains autres emplacements.

Régions du Nord. Le puits de pétrole et de gaz Niglintgak M-19 de la Shell, qui descend à une profondeur de 13,206 pieds, a traversé cinq zones gazéifères qui, d'après les tests, ont un débit de 15.9 millions de pi³ par jour. Quatre autres zones étaient surtout pétrolifères et avaient un débit allant jusqu'à 1,650 b/j. Les réserves de gaz de ce gisement sont estimées à 1 billion de pi³. L'exploitation de la structure Kugpik, découverte en 1973 à 55 milles au nord d'Inuvik, a débuté vers la fin de 1974. Un puits d'extension était en voie de forage au large de la découverte O-13. Presque tout le reste de l'activité dans le delta portait surtout sur le forage d'exploitation dans l'île Richards et les découvertes dans la mer de Beaufort l'année précédente. Dans les îles de l'Arctique, on exploitait surtout les découvertes de gaz à Drake Point, à Hecla et dans l'île Roi-Christian. La Panarctic effectuait des forages à partir de plates-formes installées sur la glace au large de Drake Point et à l'est du gisement d'Hecla à l'emplacement de Chads Creek B-64. La profondeur initiale de ce puits devait être de 12,000 pieds, mais elle a été portée à 14,000 pieds par suite de la découverte d'indices intéressants. Dans l'île Roi-Christian, contrairement aux découvertes précédentes de la Panarctic, le puits Dome Sutherland O-23, dont le forage d'essai a été long et coûteux, s'est avéré décevant pour la Dome Petroleum. L'intérêt à l'égard de l'île Banks s'est accru en 1974 lorsque la Columbia Gas a foré le puits Columbia Ikkaviktok M-64 et que la Panarctic est arrivée en fin de saison pour l'essai C-68 à la baie Castel. Des puits creusés antérieurement ont fourni des indices intéressants.

Région au large de la côte est. Eastcan *et al* Bjarni et Eastcan *et al* Gudrid, deux découvertes de gaz sur le plateau continental du Labrador, dans les eaux situées au large de la côte est, ont suscité un vif intérêt. Il est trop tôt pour tenter d'en évaluer l'ampleur, mais les perspectives à l'heure actuelle sont excellentes. On ne possèdera des estimations valables des réserves qu'après un forage de délimitation plus approfondi en 1975 et au cours des saisons subséquentes. Une découverte de condensat de gaz a été faite au puits Mobil *et al* Citnalta sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse au nord-est de l'île de Sable. Le puits de la Hudson's Bay Oil and Gas Co. Ltd. à East Point au nord-est de l'île-du-Prince-Édouard foré en 1970, qui a fait l'objet de tests en 1974, a donné un écoulement modéré de gaz naturel.

13.2.3 Production

Pétrole. La production de pétrole brut canadien et d'équivalent en 1974 a diminué de 6.4%, soit en moyenne de 126,000 b/j par rapport au chiffre record de près de 2 millions de b/j observé en 1973. Les exportations de pétrole brut et d'équivalent vers les États-Unis ont baissé de 231,600 b/j, mais ce recul a été compensé en partie par l'accroissement de la demande intérieure.

En Alberta, la production de pétrole brut classique a diminué de 68,000 b/j, celle de pétrole brut synthétique de 5,000 b/j et celle de pentanes plus de 7,000 b/j, ce qui donne une baisse totale de 80,000 b/j ou 4.9%. En Saskatchewan, la production de pétrole brut est tombée de 15.7% ou 37,000 b/j. Cette forte baisse a surtout porté sur la production du pétrole brut lourd et acide. Les raffineries du District II des États-Unis, qui étaient d'habituels consommateurs de ces types de pétrole brut de la Saskatchewan, les ont considérées comme non concurrentiels après que la taxe à l'exportation eut été ajoutée au prix affiché. En Colombie-Britannique, la production de pétrole brut et d'équivalent a diminué de 6,000 b/j pour s'établir à 55,000 b/j, et au Manitoba elle a diminué de 3,000 b/j pour se chiffrer à 11,000 b/j (tableau 13.7).

Gaz naturel. La production de gaz marchand en 1974 a été de 2.4 billions de pi³, soit à peu près l'équivalent de 1973. L'Alberta a produit 82.5% des disponibilités et la Colombie-Britannique