

Indiens) sont administrés par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources aux termes du règlement promulgué en vertu de la Loi sur les concessions de terres publiques.

### 13.2.4 Production

**Pétrole.** La production de pétrole brut canadien et d'équivalent en 1975 a diminué de 14.5%, soit en moyenne de 267,200 b/j (42 500 m<sup>3</sup>/j), par rapport à une production de 1,843,300 b/j (293 100 m<sup>3</sup>/j) en 1974. Les exportations de pétrole brut et d'équivalent vers les États-Unis ont baissé de 199,600 b/j (31 700 m<sup>3</sup>/j), tandis que la demande intérieure a diminué de 67,600 b/j (10 700 m<sup>3</sup>/j).

En Alberta, la production de pétrole brut classique a diminué de 200,000 b/j (31 800 m<sup>3</sup>/j), celle de pétrole brut synthétique de 3,000 b/j (500 m<sup>3</sup>/j) et celle de pentanes plus de 10,000 b/j (1 600 m<sup>3</sup>/j), ce qui donne une baisse totale de 213,000 b/j (33 900 m<sup>3</sup>/j) ou 13.6%. En Saskatchewan, la production de pétrole brut est tombée de 18.1% ou 40,000 b/j (6 400 m<sup>3</sup>/j). La forte baisse de production de pétrole brut lourd et acide, enregistrée pour la première fois en 1974, s'est poursuivie. Les raffineries du District II des États-Unis, qui étaient d'habituels consommateurs de ces types de pétrole brut de la Saskatchewan, les ont considérés 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 13,000 b/j (2 100 m<sup>3</sup>/j) pour s'établir à 42,000 b/j (6 700 m<sup>3</sup>/j), et au Manitoba elle a diminué de 1,000 b/j (160 m<sup>3</sup>/j) pour se chiffrer à 12,000 b/j (1 900 m<sup>3</sup>/j) (tableau 13.7).

**Gaz naturel.** La production de gaz marchand en 1975 s'élevait à 2.4 billions de pi<sup>3</sup> (68 milliards de m<sup>3</sup>), soit à peu près le même volume qu'en 1974. L'Alberta a produit 85.5% des disponibilités, et la Colombie-Britannique et les territoires, 12.4%. La production en Colombie-Britannique et dans les Territoires du Nord-Ouest a été sérieusement affectée en 1974 par des arrivées d'eau de formation. Les dégâts causés devraient réduire la production provenant de ces gisements, au moins dans un avenir prévisible.

### 13.2.5 Transport

**Pétrole.** Le pétrole canadien est acheminé vers les marchés au moyen d'un réseau complexe d'oléoducs qui part des champs producteurs pour se diriger vers l'ouest jusqu'à Sumas (C.-B.), près de Vancouver, et vers l'est jusque dans la région de Niagara en Ontario. Ce réseau dessert les raffineries canadiennes de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba et de l'Ontario ainsi que les marchés américains situés dans les régions de Puget Sound, du Midwest, de Chicago et du nord de l'État de New York. En 1974, la longueur totale du réseau était de 19,323 milles (31 097 km).

Les principaux éléments de ce réseau sont les canalisations principales de l'Interprovincial Pipe Line Company et de la Trans Mountain Oil Pipe Line Company. Les deux oléoducs partent d'Edmonton et sont alimentés par des pipelines de collecte qui acheminent le pétrole jusqu'aux canalisations principales à cet endroit. L'Interprovincial reçoit également du pétrole des champs d'Hardisty, à 100 milles (161 km) au sud-est d'Edmonton, du champ de pétrole brut asphaltique lourd de Lloydminster qui fournit un mélange de pentanes plus et de brut, et, par l'intermédiaire de la Bow River Pipe Line Ltd., des champs les plus au sud de la province. A Edson, à environ 100 milles (161 km) à l'ouest d'Edmonton où passe le pipeline de la Trans Mountain, une interconnexion avec le pipeline de la rivière de la Paix achemine le pétrole provenant des champs du nord-ouest de l'Alberta.

L'autre transporteur principal de pétrole à partir de l'Alberta, l'oléoduc d'Aurora, d'une longueur d'un mille (1.6 km) seulement au Canada, reçoit du pétrole brut et des équivalents provenant du réseau collecteur de Rangeland et les