

récupération par injection conçu pour extraire le pétrole d'une grande partie du champ sous-jacent au fleuve MacKenzie. La production réelle de ce champ est censé débuter en 1985, après l'achèvement de l'oléoduc qui reliera Norman Wells à Zama dans le nord de l'Alberta.

Tout au long de 1982, l'Ouest canadien a suscité beaucoup d'intérêt en raison des importantes découvertes de pétrole faites surtout dans des régions pétrolifères déjà connues. Les travaux de recherche y ont été encouragés par le prix accru du pétrole nouveau et par les incitations d'origine provinciale. Le Manitoba, la Saskatchewan et l'Alberta ont donc connu en 1982 un niveau d'activité pétrolière supérieur à celui des deux années précédentes.

11.4.3 Réserves

Selon l'Association pétrolière du Canada (APC), les réserves canadiennes restantes de pétrole brut et ses équivalents s'élevaient en 1982 à 1.2 milliard de mètres cubes. En se basant sur les 71 millions de mètres cubes de brut classique produits en 1982, on obtient un ratio réserves/production (indice de vie des réserves) de 15.7 années pour la fin de 1982.

À la fin de cette même année, l'APC a estimé que les réserves connues et restantes de gaz de pétrole liquéfié se chiffraient à 104 millions de mètres cubes. À la même date, le ratio réserves/production était de 8.1 années, d'après le niveau de production de 13 millions de mètres cubes atteint en 1982.

À l'expiration de 1982, les réserves commercialisables de gaz naturel au Canada s'élevaient à quelque 2.6 billions de mètres cubes, soit sensiblement plus que l'estimation de 1.7 billion établie en 1973. Ces réserves connues ne comprennent pas d'autres réserves potentielles atteignant un total estimatif de 8.5 billions de mètres cubes que les terres du Canada sont censées contenir. En 1982, la production a totalisé 69.3 milliards de mètres cubes, tandis que les ventes au Canada et aux États-Unis totalisaient \$10.5 milliards, ce qui représente un accroissement en valeur de presque 70 % depuis 1979. On a estimé que l'indice de vie des réserves était égal à 37.4 années à la fin de 1982, soit à peu près le même niveau que celui estimé en 1981.

11.5 Raffinage du pétrole

L'industrie canadienne du raffinage a connu une année difficile en 1982, à cause d'une baisse de la demande nationale de produits pétroliers, qui s'est traduite par un excédent de la capacité de raffinage au pays. Les sociétés pétrolières multinationales ont alors fermé quelques-unes de leurs raffineries au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique. Le fléchissement de la capacité de raffinage s'est ainsi accru de 2.7 millions de mètres cubes. Les raffineries restantes ont fonctionné à 75 % environ de leur capacité.

À la fin de 1981, la capacité totale de raffinage du pétrole brut de toutes les raffineries en exploitation au Canada totalisait 130.0 millions de mètres cubes, soit une baisse de 6.9 millions depuis 1979. Cette baisse était attribuable principalement à la fermeture

de la raffinerie que la société Gulf exploitait à Point Tupper (Nouvelle-Écosse). De légères augmentations de capacité chez quelques autres raffineurs ont eu tendance à compenser les faibles baisses intervenues chez d'autres raffineurs.

Néanmoins, certains développements de bonne augure se sont produits dans le secteur du raffinage. L'expansion des raffineries de Calgary et d'Edmonton a accru la capacité de raffinage de l'Alberta de presque 10 %. En juillet 1982, un projet d'investissement de \$335 millions était annoncé en vue de l'amélioration de la raffinerie d'écumage de Suncor, à Sarnia. Au cours de l'été 1983, des travaux analogues ont été achevés à la raffinerie de l'Ultramar, à Saint-Romuald (Québec). La Petrosar Ltd. de Sarnia a aussi annoncé son intention de mettre en place une tour de fractionnement sous vide au coût de \$50 millions, afin de restreindre sa production de pétrole résiduel.

À Montréal, Petro-Canada a entrepris de se doter d'un hydrocraqueur de pétrole résiduel d'une capacité de 300 000 mètres cubes par an pour faire la démonstration, sur une base commerciale, de la nouvelle technique de raffinage du mazout lourd mise au point par le Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie (CANMET).

Ces travaux auront pour résultat de restreindre la production de pétrole lourd, d'accroître la fabrication de carburants et de produits pétrochimiques plus souhaitables, et de réduire la charge d'alimentation en pétrole brut indispensable pour réaliser de tels produits.

11.6 Transport

11.6.1 Gaz naturel

Un vaste réseau de canalisations assure le transport du gaz naturel vers la plupart des grands centres canadiens depuis Vancouver jusqu'à Trois-Rivières, ainsi qu'en direction de la frontière internationale d'où il est acheminé sur les marchés américains, de la Californie à la Nouvelle-Angleterre.

Des audiences publiques ont débuté au milieu de 1983, en vue de la sélection d'un constructeur pour le gazoduc de l'île de Vancouver. Selon les estimations, ce projet de gazoduc coûtera quelque \$500 millions.

Un programme d'expansion des réseaux de distribution (PERD), lancé par EMR Canada au début de 1982, accorde des subventions aux services d'utilité publique qui s'efforcent de conquérir de nouveaux marchés. En 1982, \$37 millions ont été dépensés à l'égard de 380 projets environ.

Au milieu de 1983, la société de gazoduc TransQuébec et Maritimes Inc. (TQ&M) poursuivait la construction de son pipeline vers la ville de Québec. Le service de gaz a été amené jusqu'à Trois-Rivières en 1982 et devait atteindre Québec à la fin de 1983. La mise à jour du PEN a considérablement modifié ce projet de gazoduc. Une somme de \$500 millions a été mise à la disposition de la société distributrice (Gaz Inter-Cité Québec) pour la construction des principaux embranchements de la