

cause d'incertitudes quant à l'extraction du pétrole lourd, la CGC dans son étude de 1983 fait observer que les estimations du pourcentage total des ressources qui seront récupérables sont fortement liées aux paramètres coût-prix et ne sont pas incluses dans le rapport (CGC, 1984, p. 49).

Il est connu que de grandes quantités de gaz naturel se sont accumulées en profondeur aux confins occidentaux du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Ce gaz se trouve dans des formations «serrées», roches de porosité très faible et de perméabilité extrêmement faible. Pour produire ce gaz, il faudrait recourir à la fracturation hydraulique massive de la roche réservoir. Là où le gaz de bassin profond est en contact avec des réservoirs plus classiques, comme ceux du champ gazier d'Elmworth, il est probable que sa récupération soit rentable. À Elmworth, environ 0,35 billion de pieds cubes (10 milliards de mètres cubes) de gaz sont en contact avec des conglomérats plus perméables et ont été qualifiés de réserve par la CGC. Cette dernière n'a pas encore évalué le potentiel canadien en gaz de bassin profond, mais l'industrie estime qu'il atteindrait 30 billions de pieds cubes (8 500 milliards de mètres cubes) selon des chiffres qu'elle a publiés.

Les gisements canadiens de schistes bitumineux sont très dispersés dans le pays et la plupart n'ont pas été examinés en détail. Les schistes bitumineux les mieux connus se trouvent au Nouveau-Brunswick et leur exploitation est considérée comme rentable à des prix du pétrole plus élevés. Les estimations des réserves indiquent que le gisement du Nouveau-Brunswick renfermerait plus de 283 millions de barils (45 millions de mètres cubes) de pétrole de schiste.

Le tableau général du potentiel canadien est donc le suivant : potentiel limité en additions aux réserves de brut léger et moyen dans l'Ouest canadien; potentiel substantiel de mise en valeur à prix plus élevé du pétrole classique dans les régions pionnières du Canada; potentiel très grand de mise en valeur du pétrole non classique à prix plus élevé, avec valorisation du pétrole, dans l'Ouest canadien.

#### **D. La production et la consommation de pétrole au Canada**

Pendant la plus grande partie de la période de l'après-guerre, le Canada a été un importateur net de pétrole. Pendant deux périodes relativement courtes, — au début des années 1970, épisode au cours duquel la production canadienne de pétrole a atteint son maximum, et aujourd'hui —, le Canada a été un exportateur net. Le pétrole léger est la plus faible composante des exportations et connaîtra une baisse dans les années à venir. Dans les années 1970 et 1980, le Canada a progressivement augmenté sa production de bitume et de pétrole lourd. Le pétrole lourd et le bitume dilué constituent maintenant la plus grande partie de nos exportations de pétrole. Le marché canadien ne peut absorber qu'une faible partie de la production intérieure de pétrole lourd et de bitume brut et, mises à part les installations minières intégrées de sables bitumineux de *Suncor* et de *Syncrude*, l'industrie canadienne n'a pas les moyens de transformer ces produits lourds en produits légers dont le pays a besoin. Par conséquent, le Canada comble aussi une partie de ses besoins en brut léger par des importations.