

The reserves of the Athabasca oil sands need no elaboration other than to state that over 50 billion barrels are considered to be recoverable by surface mining, while a further 250 billion barrels might be recovered by *in situ* methods.

• 2025

The current problems in oil sands development relate to technology, capital and lead time. They could significantly delay large-scale production from this resource if the industry became short of capital, lost confidence in the economy or felt itself unduly hampered by royalty and taxation regulations. An offsetting factor, of course, is the increased price of crude oil. This source of supply must be classed as less assured than the conventional crude and pentanes-plus. However, we have forecast a production level of 500,000 barrels a day by 1980 from the tar sands and 1.2 million barrels a day by 1985.

The Mackenzie Delta is currently undergoing active exploration but it is too early to determine if its potential will be realized. The major obstacle to marketing production from the Delta will be the need for a large diameter long-distance pipeline to carry crude to markets. The huge investment required for this line, up to some \$5 billion, will require a large threshold level of established oil reserves to make it viable. This threshold level is not yet in sight but for the purpose of this study production has been estimated to commence in 1980. This source must be considered less assured than the Athabasca oil sands and much less assured than the present source of crude and pentanes-plus.

Oil from the Arctic Islands and the Atlantic Shelf were considered to be either available beyond the time frame of the study or likely to be marketed in Eastern Canada.

Therefore the Canadian petroleum supply base for markets west of the Ottawa Valley is composed of three distinct categories having differing reserve potentials, geographical location and economic parameters. These can be classed in a descending order of security and dependability, that is, the conventional crude and pentanes-plus, the Athabasca oil sands and finally the Mackenzie Delta.

It became obvious early in the study that the long-term Canadian requirements could not likely continue to be met from assured sources of supply and that consideration should be given to some form of protection. For illustrative purposes, and I want to stress this fact, for illustrative purposes only, two different protection factors were selected and applied to the estimated requirements. The first protection scheme used in this report was to assume that Canadian domestic requirements, normally supplied from western Canadian reserves, would be protected by maintaining at all times a reserve equal to a full 15 years of forecast demand. In the study this is designated as 15 Ac.

An alternate scheme was to hold in reserve a volume of oil equal to 15 times the first year of domestic market demand, and this has been designated in the study as 15 A1. Other schemes could have been considered.

As this study was directed to an assessment of the capability of the Western Canadian provinces' reserves to meet anticipated market demands the reserves of the less assured sources, that is, the Athabasca oil sands and the Mackenzie Delta, were not included in the calculations. The production from the sources estimated to become available has, however, been indicated. Later in an adden-

demeurer relativement constante pendant cinq ans et ensuite fléchir graduellement jusqu'à 1.3 millions de barils par jour en 1985.

Quant aux réserves des sables pétrolifères de l'Athabasca, il suffit de préciser que plus de 50 milliards de

barils sont jugés récupérables par exploitation à ciel ouvert et que 250 millions de barils pourraient être récupérés par des méthodes d'extraction «*in situ*».

Les problèmes que pose actuellement la mise en valeur des ressources de sables pétrolifères concernent la technologie, les capitaux et le délai de démarrage. Ces facteurs pourraient retarder de façon importante l'exploitation à grande échelle de ces ressources si l'industrie venait à manquer de capitaux, perdait confiance en l'économie ou s'estimait injustement gênée par des règlements portant sur les redevances ou les impôts. Un autre facteur est, bien entendu, l'augmentation du prix du pétrole brut. Cette source d'approvisionnement doit donc être classée comme étant moins sûre que le pétrole brut et le pentane et les alcanes supérieurs. Cependant, nous avons prévu que cette source pourrait raisonnablement atteindre un niveau de production de 500,000 barils par jour d'ici 1980 et de 1,200,000 barils par jour d'ici 1985.

Le delta du Mackenzie fait actuellement l'objet d'une prospection intense mais il est trop tôt pour décider si ses ressources potentielles seront jamais exploitées. Un des principaux obstacles à l'exploitation des ces ressources est l'absence d'un pipe-line à grand diamètre et de longue distance pour transporter le pétrole brut vers les marchés. L'énorme investissement requis pour ce pipe-line, à savoir près de 5 milliards de dollars, nécessitera un seuil minimal élevé des réserves établies de pétrole pour rendre le pipe-line rentable. Ce niveau minimal des réserves n'a pas encore été prouvé mais aux fins de cette étude on a prévu que la production commencerait en 1980. Cette source doit être considérée comme moins assurée actuellement que ne le sont les sables pétrolifères de l'Athabasca et beaucoup moins assurée que les sources actuelles brutes de pentanes et d'alcanes supérieurs.

On a considéré que le pétrole de l'Arctique et des îles ne sera pas exploité avant la fin de la période faisant l'objet de cette étude ou alors qu'il approvisionnera les marchés de l'Est du Canada.

Par conséquent, l'approvisionnement en pétrole pour les marchés à l'ouest de la vallée de l'Outaouais se compose de trois catégories distinctes présentant chacune un potentiel de réserves différent, une situation géographique et des facteurs économiques différents. On peut placer ces catégories par ordre de sécurité descendant, c'est-à-dire le pétrole brut classique, les pentanes et alcanes supérieurs, les sables pétrolifères de l'Athabasca et, enfin, le delta du Mackenzie.

Lorsqu'il est devenu évident, au début de l'étude, que les besoins à long terme du Canada ne pourraient probablement pas continuer à être satisfaits au moyen des sources assurées d'approvisionnement, il a fallu envisager une certaine forme de protection. A titre d'exemple, et j'insiste là-dessus, deux différents facteurs de protection ont été choisis et incorporés dans l'analyse. Le premier plan de protection étudié dans ce rapport a consisté à supposer que les besoins des marchés intérieurs du Canada, normalement satisfaits par les réserves de l'Ouest canadien, devraient être protégés en maintenant en tout temps une réserve de pétrole égale au plein équivalent de 15 ans de demandes prévues. Dans cette étude ce paramètre est désigné comme 15 Ac.