

protection factor, which is less constrictive than the 15 Ac protection factor, exports could continue from conventional reserves until mid-1982 as compared with the mid-1978 indicated under Figure 1 and the other protection factor, 15 Ac.

Again, applying the overlay to that figure, to indicate what the situation would be if producibility developed as estimated by the Alberta Energy Resources Conservation Board, we see that exports could continue until mid-1981 instead of to mid-1982 as indicated on the base case. Again, there is not much difference in the conclusions to be derived from these two projections. Figure 3, following Figure 2, is indicative of the rates of production that could be achieved if, instead of applying a protection factor, there was an endeavour to restrict production to particular reserve production ratios. This is a unit of measurement used quite often in the petroleum industry. We selected a suite of reserve production ratios, going from eight to fifteen, and applied it against the projected total demand curve shown to the left. It indicates that if an effort were made to retain a 15-year reserve production ration on conventional reserves in Western Canada, we should no longer be able to meet the total demand—domestic plus export—at the present time.

• 2040

If, at the other end of the suite, we look at the reserve production ratio of eight, this figure indicates that total demand—domestic and export—could be met until 1975. Beyond that time, the market demand is in excess of the ability of the conventional reserves of Western Canada to meet it, after having allowed for the oil sand production that would be available at that time.

Figure four highlights the conclusions. It summarizes the permissible total exports under three cases: one, the case of providing no protection for the long-term Canadian requirements; case two, providing 15 years accumulated protection; case three, 15 times the first year demand protection. This figure indicates that the export level would increase from something in the order of 900,000 barrels a day shown for 1972 up to about 1.5 million barrels a day in 1978. That is common for all cases.

If we had, in effect, a policy at that time of providing 15 years accumulated protection for Canadian requirements west of the Ottawa Valley line, it would be necessary to reduce exports drastically from the level of about 1.5 million barrels a day to 400,000 barrels a day as shown by the curve at the bottom. As additional tar sand plants came on production and as Mackenzie delta oil reached the market, export levels could increase along the line shown at the bottom of the figure from about 400,000 barrels a day to about 1.7 million barrels a day in 1985.

If we look at the other illustrated protection case, that of 15 times the first year protection, we could continue along the top curve with a couple of dips in it but essentially to 1.7 million barrels a day in 1981. It would then be necessary to reduce exports to 1.1 million barrels a day. Again, as tar sand plants were put on stream and as the Mackenzie Delta oil became available, the exports would continue along the line shown, reaching 1.7 million barrels a day again in 1985. This figure indicates the position under a protection constraint, hypothetical in the sense that we would not visualize Canada's contemplating a drastic fluctuation

Les courbes sont ici exactement les mêmes que sur le tableau n° 1, la seule différence étant qu'il indique qu'en vertu du facteur de protection 15A1, moins contraignant que le facteur 15Ac, les exportations pourraient se poursuivre à partir des réserves conventionnelles jusqu'à la moitié de l'année 1982 alors que dans le tableau 1, selon l'autre facteur de protection 15Ac, on ne va que jusqu'à la moitié de l'année 1978.

De nouveau si on applique ce nombre à l'ensemble pour avoir une idée de ce que serait la productivité estimée par la Commission de la conservation des ressources et de l'énergie de l'Alberta, nous voyons que les exportations se poursuivront jusqu'à la moitié de 1981 au lieu de la moitié de 1982 comme l'indique l'exemple de base. Ainsi les conclusions que l'on tire de ce deux prévisions ne sont pas tellement différentes. Le tableau 3, qui suit le tableau 2, indique les taux de production qui pourraient être atteints si au lieu d'appliquer le facteur de protection on s'efforçait de limiter la production à des taux définis de production des réserves. C'est là une unité de mesure fréquemment utilisée dans l'industrie pétrolière. Nous avons choisi une suite de taux de production des réserves, de huit à quinze, et l'avons comparée à l'ensemble de la demande prévue comme l'indique la courbe de gauche. On se rend compte

que si l'on faisait un effort pour conserver un taux de production des réserves de quinze années à partir des réserves conventionnelles de l'Ouest canadien, nous ne pourrions plus assurer l'ensemble de la demande nationale et d'exportation à l'heure actuelle.

Si l'on considère le dernier chiffre de cette suite, soit un taux de production des réserves de huit, il serait possible de faire face à l'ensemble de la demande, nationale et d'exportation, jusqu'en 1975. Au-delà de cette date, les réserves conventionnelles de l'Ouest canadien ne seront plus à même de faire face à la demande sur le marché, même si l'on tient compte de la production des sables bitumineux disponibles à l'époque.

Le tableau 4 indique les conclusions. Il présente l'ensemble des exportations possibles dans les trois cas: le premier qui ne prévoit aucune protection pour les demandes canadiennes à long terme; le second qui prévoit une protection de réserves sur quinze ans; le troisième qui prévoit une protection égale à quinze fois la demande la première année. Ce nombre indique que les exportations augmenteraient de 900,000 barils journaliers tel qu'indiqué en 1972 jusqu'à 1,500 mille barils en 1978. C'est une constante dans les trois cas.

Si nous avions en effet à l'époque une politique prévoyant une protection de réserves sur quinze ans pour faire face aux demandes canadiennes à l'Ouest de la vallée de l'Outaouais, il serait nécessaire de réduire sérieusement les exportations du niveau approximatif de 1,500 mille barils journaliers à celui de 400,000 barils journaliers tel qu'indiqué par la courbe du bas. Au fur et à mesure que d'autres unités de production de pétrole à partir des sables bitumineux entreraient en action et que le pétrole du Delta du Mackenzie atteindrait le marché, la courbe de croissance des exportations passerait de 400,000 barils journaliers à environ 1,700 mille barils journaliers en 1985.

Si l'on examine l'autre cas de protection mentionné, une protection égale à quinze fois la production de la première année, nous pourrions suivre la courbe supérieure avec quelques réceptions mais essentiellement vers une production de 1,700 mille barils journaliers en 1981. Il serait alors nécessaire de réduire les exportations à 1,100 mille barils journaliers. Mais au fur et à mesure de l'utilisation des sables bitumineux et du pétrole du Delta du Mackenzie, les