

estimé que la capacité de production à la tête du puits, après ajustement, était de 1.65 million de b/j en 1971; par conséquent, environ 74% de la capacité de la province était utilisée à la fin de 1972. Depuis 1968, la capacité de production non utilisée est tombée de 56% du taux de production cette année-là à 26% en 1972.

Les forages d'exploration et d'exploitation ont augmenté en 1972, notamment en raison de la hausse des prix du pétrole et du gaz. Il y a eu augmentation du nombre de puits et du nombre de puits forés: 2,719 puits, ce qui correspond à un forage global de 10,05 millions de pieds, comparativement à 2,014 puits et 7,98 millions de pieds en 1971. Bon nombre des puits ont été forés dans le sud de la province où l'on explore et met en valeur des dépôts peu profonds de gaz. En dépit de l'intensification du forage d'exploration, on n'a fait aucune découverte importante de pétrole en 1972.

L'Alberta a continué de fournir les quatre cinquièmes du gaz marchand au Canada. Près de la moitié des puits d'exploitation du gaz forés ont donné de bons résultats. Une grande partie du forage d'exploitation s'est effectuée dans les champs producteurs du sud-est de la province. Trois forages dans la région de Ricinus, à 65 milles au nord-ouest de Calgary, ont indiqué la présence d'importantes réserves.

Au début de 1973, la GCOS a demandé à l'AERCB de porter son contingent de production de pétrole brut synthétique de 45,000 b/j à 65,000 b/j. L'usine de récupération de la GCOS est située près de Fort McMurray (Alb.). Le gouvernement de l'Alberta a décidé de ne pas établir de politique à long terme pour l'exploitation des sables pétrolifères dans un avenir immédiat, mais d'accorder plutôt la priorité à l'aménagement d'une seconde usine de traitement des sables bitumineux. A peu près au même moment la Syncrude Canada Ltd. a demandé à l'AERCB de reporter du 1^{er} janvier 1977 au 1^{er} janvier 1978 la date convenue d'entrée en activité de sa future usine près de Fort McMurray. D'après de nouvelles estimations, le coût de l'investissement pour la construction de l'usine a grimpé de \$650 millions à \$744 millions. La Syncrude Canada Ltd. est propriété conjointe de l'Atlantic Richfield Canada Ltd., de la Canada-Cities Service, Ltd., de l'Imperial Oil Limited et de la Gulf Oil Canada Limited. Le projet actuel de la Syncrude prévoit la construction d'une usine pouvant produire 125,000 b/j de pétrole brut synthétique et 5,500 b/j de mazout résiduel.

L'annonce de la nouvelle politique énergétique de l'Alberta a constitué un événement important pour l'industrie pétrolière et gazière du Canada en 1972. Le 31 juillet 1972, le gouvernement de l'Alberta a fait état d'un plan offrant aux sociétés pétrolières une alternative: payer une taxe sur leurs réserves reconnues de pétrole ou accepter une hausse de 5% des redevances, dont le taux était alors de 16%. Le nouveau barème est entré en vigueur le 1^{er} janvier 1973 et devrait fournir un supplément de \$70 millions aux recettes fiscales de la province provenant du secteur productif de l'industrie pétrolière et gazière.

Saskatchewan. La Saskatchewan a produit 238,000 b/j d'hydrocarbures liquides en 1972, ce qui représente 15,4% de la production canadienne totale, et une diminution de 4,579 b/j par rapport à 1971. L'ensemble des forages s'est établi à 1,81 million de pieds, soit l'équivalent de 1971. La nappe du Mississippien de Viewfield dans le sud-est de la Saskatchewan est demeurée la zone la plus importante pour le forage d'exploitation. L'expansion des forages a permis d'augmenter les réserves reconnues du terrain. On n'a pas fait de nouvelles découvertes en 1972.

La Saskatchewan a produit 2,4% du gaz naturel canadien. Les forages se sont surtout limités aux terrains gazéifères connus. On n'a signalé aucune nouvelle découverte de gaz naturel en 1972.

Colombie-Britannique. La production d'hydrocarbures de la Colombie-Britannique, qui représentait 4,3% de la production nationale, a diminué de 4,000 b/j pour s'établir à 65,000 b/j. Les forages d'exploration dans cette province ont augmenté de 35% pour atteindre 301,693 pieds en 1972; il y a eu cependant diminution des forages d'exploitation. On n'a fait aucune découverte rentable de pétrole en 1972.

La Colombie-Britannique a produit 15% du gaz naturel canadien en 1972. Les découvertes de gaz résultant de l'exploration ont presque doublé par rapport au niveau de 1971 et le nombre d'achèvements de puits d'exploitation de gaz a augmenté de 50%. Les réserves dans les terrains existants se sont accrues considérablement en 1972. Les forages se sont poursuivis en vue de délimiter une nouvelle zone productrice à 100 milles au sud de Fort St. John. On forait également en vue d'établir les réserves de gaz nécessaires pour justifier un raccordement de pipeline dans la région.