



LE SÉNAT DU CANADA

LE MARCHÉ DU PÉTROLE EN 1986

Comité sénatorial permanent de l'énergie
et des ressources naturelles

JUIN 1986



Première session de la
trente-troisième législature 1984-1985-1986

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du Comité
sénatorial permanent de*

L'énergie et des ressources naturelles

Président
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le mercredi 25 juin 1986

Fascicule n° 32

Vingt-septième fascicule concernant:

Le programme énergétique national

CINQUIÈME RAPPORT DU COMITÉ

First Session
Thirty-third Parliament 1984-85-86

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Standing
Senate Committee on*

Energy and Natural Resources

Chairman
The Honourable EARL A. HASTINGS

Wednesday, June 25, 1986

Issue No. 32

Twenty-seventh proceedings on:

The National Energy Program

FIFTH REPORT OF THE COMMITTEE

COMPOSITION DU COMITÉ

L'honorable Earl A. Hastings, *président*

L'honorable R. James Balfour, *vice-président*

et

Les honorables sénateurs:

Adams, Willie
Barootes, E.W.
Bell, Ann Elizabeth
Doody, C. William
*Frith, Royce
Hays, Daniel
Kelly, William M.

Kenny, Colin
Lefebvre, Thomas H.
Lucier, Paul
*MacEachen, Allan J., c.p.
Olson, H.A., c.p.
*Roblin, Duff, c.p.

*Membres d'office

Personnel de recherche:

Dean N. Clay, expert-conseil en énergie
Lawrence A. Harris, expert-conseil en économique

Personnel administratif:

Karen E. Wheeler, adjointe administrative auprès du comité

Le greffier du comité

Timothy Ross Wilson

ORDRE DE RENVOI

Extrait des *Procès-verbaux du Sénat* du 18 décembre 1984:

«L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que les documents et témoignages recueillis à ce sujet et les travaux accomplis au cours de la deuxième session du trente-deuxième Parlement soient déferés au comité;

Que le Comité soit habilité à siéger au cours d'un ajournement du Sénat;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,
La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Charles A. Lussier

RAPPORT DU COMITÉ

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles a l'honneur de présenter son

CINQUIÈME RAPPORT

Votre Comité, autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, notamment ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, a entrepris cet examen conformément à l'Ordre de renvoi du 18 décembre 1984 et présente maintenant son rapport final.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
RECOMMANDATIONS	1
AVANT-PROPOS	3
SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	7
A. La sécurité des approvisionnements pétroliers dans la nouvelle conjoncture	7
B. Sécurité des approvisionnements: une définition pratique	11
STABILISATION DU PRIX	15
A. Prix de soutien pour le pétrole classique	16
B. Mesures visant à soutenir les producteurs de pétrole non classique	18
C. Prix plancher pour le traitement des sables pétrolifères	20
D. Financement de l'aide au secteur pétrolier	21
E. La surveillance des prix affichés	22
F. Aider le consommateur	25
G. Surveillance du secteur pétrolier	26
LE SECTEUR AMONT	29
A. L'établissement du prix du pétrole brut	29
B. La proportionnalité et les ventes supplémentaires	31
C. La récupération assistée et la fermeture temporaire des puits	34
LE SECTEUR AVAL	37
A. La concurrence	37
B. Le prix des produits au gros	40
C. Le rôle des indépendants	41
D. Les accords d'échange entre raffineries	41
E. Importations/exportations de pétrole	42
F. Les prix de détail de l'essence	42
ANNEXE A: TÉMOINS	45
ANNEXE B: SOUMISSIONS	49
PROCÈS-VERBAUX	51

RECOMMANDATIONS

1. Le comité recommande qu'une aide financière, limitée quant aux montants et à la durée, soit accordée aux producteurs de pétrole classique en vertu d'un programme dont les bénéficiaires seraient surtout aux petits producteurs. (page 16)
2. Le comité recommande qu'une aide financière soit aussi accordée aux producteurs de pétrole non classique. L'aide proposée pourrait prendre la forme d'un prix plancher s'appliquant à toutes les catégories de production existantes et d'une garantie limitée sur les prêts consentis pour le lancement de nouveaux projets. (page 20)
3. Le comité recommande que le gouvernement fédéral suive l'évolution du prix affiché pour déceler tout écart important avec le prix affiché à Chicago. Si les producteurs canadiens reçoivent constamment des taux inférieurs pour leur pétrole, le gouvernement devrait envisager d'établir un prix administré. (page 23)
4. Le comité recommande qu'un groupe de surveillance soit chargé de suivre les fluctuations des prix des produits pétroliers afin de favoriser la concurrence au maximum tout en réduisant au minimum la facture du consommateur. Ses conclusions devraient être publiées régulièrement. (page 26)

AVANT-PROPOS

La conjoncture pétrolière a bien changé depuis que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles a déposé son rapport intitulé: *La politique énergétique canadienne: Rapport intérimaire*, en août 1985. L'érosion brutale récente du cours international le convainc, comme jamais, que la seule réalité qui caractérise indéniablement le marché international du pétrole est qu'il est en perpétuelle mutation.

En l'espace de 13 ans, le monde entier a été forcé d'affronter un embargo, deux envolées subites des prix et la baisse actuelle. Les gouvernements, le secteur privé et les citoyens ont dû faire flèche de tout bois pour prendre des décisions rationnelles dans un contexte où les certitudes sont quasi inexistantes et où il est difficile de faire des prévisions. La situation pétrolière étant ce qu'elle est, il est donc essentiel que la politique énergétique demeure souple, pour pouvoir tenir compte des perturbations erratiques du prix des matières énergétiques.

Le comité a entrepris son étude du marché canadien du pétrole il y a six mois. Au moment où il tenait sa première séance, soit le 23 janvier 1986, Imperial Oil affichait 30,21 \$ CAN le baril pour le brut léger vendu à Edmonton, alors que ce même produit avait atteint un sommet de 39,90 \$ le 11 décembre 1985. À la date de la dernière audience publique du comité, soit le 12 mai, le prix fixé par Imperial Oil était de 19,72 \$ le baril, en hausse par rapport au seuil de 16,70 \$ CAN le 19 avril. Une baisse de plus de 60 p. 100 en moins de quatre mois ne pouvait qu'inciter le comité à tenter de proposer des solutions susceptibles de convenir à une situation en constante évolution.

Tout au long de cette étude, le comité a entendu 15 organismes et citoyens en audiences publiques et deux groupes à huis clos; il a reçu en outre dix mémoires de la part d'autres intervenants du secteur. (Voir les annexes A et B.) Le président et le directeur de la Division économique de l'*Alberta Energy Resources Conservation Board* (ERCB) ont passé une journée complète auprès de nos chercheurs à Ottawa, pour préciser avec eux certains aspects de la production pétrolière en Alberta.

Le comité a cherché à savoir comment les prix étaient fixés, à la tête du puits comme à la pompe, mais il n'est pas satisfait des résultats. Il a constaté de nombreuses divergences et contradictions dans les témoignages, et il n'a pas vraiment réussi à cerner comment les prix sont déterminés, ni qui gagne quoi dans tout ce processus.

L'un des motifs qui l'ont poussé à entreprendre cette étude a été d'aider les citoyens à comprendre le nouveau contexte régissant l'approvisionnement, la demande et le commerce du pétrole au Canada. Certains des problèmes décrits au comité sont transitoires. Ils se résorberont probablement avec le temps sans que le gouvernement n'ait à intervenir. Mais certaines difficultés persisteront, et dont la solution devra être tranchée par les centres de décision fédéraux ou provinciaux.

Dans son rapport intérimaire d'août 1985, le comité signalait:

Le problème pétrolier n'est pas disparu; il est tout simplement en suspens. On devrait profiter de cette période d'accalmie relative pour préparer minutieusement un avenir énergétique plus sûr, où l'importance du pétrole et notre dépendance envers les importations seront minimisées.

La «période d'accalmie relative» n'a pas duré très longtemps. Le comité appréhende plus que jamais que de nouveaux problèmes surgissent à long terme. À notre avis, si le prix du pétrole demeure déprimé pendant plusieurs années, et si l'on ne prend pas dès maintenant les mesures préventives nécessaires, il y aura invariablement et rapidement un retour à une dépendance accrue vis-à-vis le brut étranger. Voilà pourquoi la question de la sécurité de nos approvisionnements énergétiques est en évidence dans ce rapport, comme dans l'étude de 1985.

Après avoir étudié la question pendant cinq ans, la Commission des pratiques restrictives du commerce publiait, le 13 juin 1986, un rapport en trois volumes intitulé *La concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne*. Au cours des quelques jours dont le comité a disposé pour étudier ce document, il a constaté que ses observations sur le marché du pétrole au Canada se rapprochaient en général de celles de la commission, du moins sur les aspects étudiés parallèlement. Comme la commission, le comité n'a décelé aucune évidence de collusion dans le secteur de l'industrie pétrolière. Il admet cependant que certaines pratiques des entreprises visées pourraient miner graduellement la concurrence si elles ne font pas l'objet d'une surveillance appropriée. Le prix à la rampe de chargement, les contrats restreignant l'utilisation des lieux, les contrats de gérance, et les ententes d'échange de produits à long terme sont des exemples de pratiques qui inquiètent le comité, car elles pourraient avoir pour effet de réduire la concurrence.

Le comité a également conclu que l'industrie pétrolière canadienne était suffisamment en difficulté pour justifier une aide gouvernementale, qui serait toutefois

limitée quant à la durée et aux montants. Notre rapport examine diverses options pour aider l'industrie à traverser cette véritable période d'ajustement.

Le ralentissement dramatique des activités d'exploration dans les régions excentriques résultant, dans une large mesure, de l'interruption du programme d'encouragement au secteur pétrolier (PESP), a eu des conséquences graves sur le développement du Grand Nord canadien. En prévision des travaux de mise en valeur du pétrole, les gens du Nord manifestaient un empressement à acquérir de nouvelles compétences, à donner de l'expansion à leurs entreprises et à s'adapter au mode de vie du Sud. Vu que l'exploration pétrolière a bouleversé irrévocablement leurs habitudes, il ne faudrait pas pour autant qu'ils soient négligés du seul fait que le gouvernement veut aider les autres Canadiens.

Le comité remercie sincèrement les nombreux citoyens et organismes qui ont accepté de lui apporter leur concours pendant cette enquête.

Le président

A handwritten signature in cursive script, reading "Earl A. Hastings". The signature is written in dark ink and is positioned above the printed name.

Earl A. Hastings

Le 25 juin 1986

SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

A. La sécurité des approvisionnements pétroliers dans la nouvelle conjoncture

Dans son rapport intérimaire d'août 1985, le comité avait signalé que les décisions concernant les questions énergétiques étaient peut-être présomptueuses et ne tenaient pas suffisamment compte de la sécurité future des approvisionnements pétroliers au Canada. Le comité ne voit pas pourquoi il changerait d'opinion aujourd'hui. De fait, le fléchissement actuel des cours pétroliers renforce plutôt ses convictions. Si le prix des produits pétroliers demeure déprimé pendant quelques années, la demande aura tendance à augmenter, ce qui aura pour effet de réduire considérablement nos réserves de brut pour les années 90.

Les membres du comité ne croient pas qu'il y ait lieu de fonder quoi que ce soit sur les projections de l'*Energy Resources Conservation Board of Alberta* (ERCB) qui, en 1985, exerçait une surveillance sur près de 84 p. 100 de tout le brut produit au Canada. L'ERCB prévoyait en effet, pour le milieu des années 90, une réduction de la capacité de production d'au moins 150 000 barils par jour (11 p. 100), si les prix mettent du temps à se redresser, par rapport aux chiffres qui figuraient dans son rapport de mars 1985 intitulé: *Alberta Oil Supply: 1985-2010*.

Quatre facteurs principaux risquent d'influer sur la disponibilité de nos réserves futures, s'il n'y a pas redressement du prix du brut:

- Une réduction des activités de mise en valeur du pétrole classique diminue nos espoirs d'augmenter les réserves, car les découvertes de nouveau pétrole sont alors inférieures aux prédictions fondées sur une conjoncture de prix plus favorable;

- Étant beaucoup plus coûteuses, l'extraction du bitume de même que l'exploitation des dépôts de pétrole lourd sont retardées, et cela réduit d'autant notre capacité de compter sur un approvisionnement de brut provenant de ces sources;
- Les puits dont le ratio eau/pétrole est élevé ou dont le rendement est faible sont fermés temporairement, n'étant pas rentables, ce qui a pour effet d'immobiliser des réserves connues dans des gisements dont l'exploitation serait peu économique;
- Les nouveaux programmes de récupération assistée de pétrole sont reportés ou annulés en raison des lourds investissements initiaux qu'ils exigent, et, en bout de ligne, il y a moins de brut classique léger et lourd qui est récupéré.

En raison des longs délais en cause, ce n'est que quelques années plus tard qu'on se rend compte des effets de la réduction de la capacité de production. On constate en outre que les ressources pétrolières sont exploitées de façon moins efficace. Ainsi, un plus grand pourcentage du pétrole découvert est laissé dans le sol.

L'ERCB a évalué l'effet éventuel du fléchissement du prix sur chacune des catégories de pétrole brut classique ou non classique produit en Alberta: bruts classiques léger et moyen, pétrole lourd classique, brut synthétique provenant des usines intégrées d'extraction des sables bitumineux et des usines de valorisation régionales, bitume non valorisé et pentane plus (dérivés obtenus lors du raffinage du gaz naturel, mais normalement ajoutés aux stocks d'alimentation des raffineries de pétrole). L'effet le plus marqué semble venir de notre incapacité d'accroître la production totale de bitume (brut synthétique et bitume).

Le comité continue de croire, comme il l'avait signalé l'été dernier, que le gouvernement fédéral devrait vigoureusement encourager, dans l'intérêt national, toutes mesures destinées à économiser l'énergie, de même que la recherche de substituts au pétrole et de combustibles de remplacement. De toute évidence, certains gouvernements provinciaux sont du même avis, du moins à en juger par les résultats évidents de leurs efforts récents en vue de réduire leur dépendance des produits pétroliers. Le Québec et les provinces maritimes sont à l'avant-garde à cet égard, car ils espèrent ne plus être aussi vulnérables qu'ils l'ont été durant l'embargo décrété par les pays arabes en 1973-1974 et les deux chocs pétroliers. De 1980 à 1984, soit en cinq ans à peine, la part du pétrole dans l'ensemble des ressources énergétiques à l'échelle nationale est tombée de 50,6 p. 100 à 41,8 p. 100.⁽¹⁾ Cette imposante réduction, réalisée grâce aux mesures de conservation d'énergie, aux efforts en vue de trouver des combustibles de remplacement et suite à la plus grave récession économique que le Canada ait connue depuis la période de l'après-guerre, nous révèle combien il est possible de réduire la demande de pétrole au Canada.

Un tel succès n'a pas été sans exiger de lourds sacrifices. Il a entraîné, entre autres, une rationalisation poussée de l'industrie du raffinage au Canada, et en particulier au Québec, où le nombre de raffineries est passé de sept en 1981 à trois en 1986. Cette restructuration de l'industrie nationale du raffinage, qui a été engagée parallèlement dans la plupart des pays industrialisés, n'est pas encore achevée. Néanmoins, le comité est convaincu que les avantages à long terme de la réduction progressive de notre dépendance vis-à-vis du pétrole dépassent largement les sacrifices qui seront imposés pendant la transition.

Comme notre vision de cet aspect de la politique énergétique est demeurée inchangée depuis la publication de notre rapport intérimaire en 1985, nous réitérons les recommandations pertinentes tirées de cette étude:

Le comité appuie les initiatives du gouvernement fédéral visant à encourager les économies d'énergie et en recommande l'intensification. Il recommande en outre que le gouvernement fédéral continue à favoriser le remplacement du pétrole par d'autres formes d'énergie.

Le comité recommande que le gouvernement fédéral appuie suffisamment la recherche et le développement d'énergies de remplacement pour que le Canada garde ou améliore le rang qu'il s'est acquis dans ce domaine et puisse profiter des possibilités d'exportation qu'il lui procure.

Les bas prix diminuent temporairement notre capacité de trouver des combustibles de substitution et d'investir dans des projets d'économie d'énergie. En outre, ils retardent l'adoption de nouvelles formes d'énergie et le développement de technologies innovatrices. Mais à long terme, la sécurité énergétique d'un pays ne peut pas être assurée par des décisions politiques à courte vue: notre stratégie énergétique devra également tenir compte des besoins d'énergie des années 90 et du futur.

Le comité a tenté d'évaluer les problèmes auxquels il faudra faire face quand notre structure de production du pétrole brut ne sera plus la même, au moment où le brut classique léger et moyen aura été remplacé par le brut synthétique, le brut lourd et le bitume. Or, rien dans les témoignages ne laisse prévoir un renversement de cette tendance. Par conséquent, devant l'accroissement de la production des hydrocarbures lourds, le Canada doit faire un choix: vendre davantage de pétrole lourd sur le marché

-
1. Ce calcul a été effectué en pondérant l'électricité à sa véritable valeur de contenu énergétique (3,6 megajoules par kilowatt-heure) plutôt qu'en fonction de sa valeur en tant que substitut du pétrole (10,5 megajoules par kilowatt-heure).

américain, tout en important progressivement plus de brut léger; ou construire des usines de valorisation au Canada pour obtenir du pétrole plus léger pour la consommation locale.

Le comité estime que le Canada devrait posséder des usines de valorisation pour mettre en valeur nos réserves croissantes de bitume et de pétrole lourd. Au prix actuel, le lancement d'entreprises aussi risquées exigerait une aide gouvernementale, que le comité serait prêt à recommander. Les représentants de BP Canada ont peut-être raison de prétendre qu'une crise énergétique ne peut durer, et ils n'ont certainement pas tort de dire que toute assurance en vue de garantir l'avenir coûte des sous. Il n'en demeure pas moins que le gouvernement fédéral a la responsabilité de veiller à ce que les citoyens puissent compter sur des approvisionnements énergétiques raisonnablement garantis. Bien qu'en 1979-1980, les prix soient redescendus d'eux-mêmes à une plus juste proportion, cette correction, du moins dans une large part, a mis la moitié d'une décennie à se réaliser.

La responsabilité d'assurer la sécurité énergétique nationale n'incombe pas seulement au gouvernement du Canada. Les gouvernements provinciaux, le secteur privé et les citoyens en général doivent également être mis à contribution. Aux termes de la politique énergétique nationale en vigueur de 1960 à 1973, où le Canada était divisé en deux marchés distincts séparés par la vallée de l'Outaouais, les consommateurs de l'Ontario versaient une prime modeste pour venir en aide au développement de l'industrie pétrolière canadienne. Entre 1974 et 1985, l'industrie pétrolière et les provinces productrices de pétrole ont apporté de larges parts de leurs revenus pour amortir le choc de la hausse des prix, contribution dont tous les consommateurs canadiens ont bénéficié. Aujourd'hui, l'industrie pétrolière fait face à des moments particulièrement difficiles et les deux paliers de gouvernement ont déjà adopté des mesures pour lui venir en aide.

Dans les deux cas, ils ont cherché à privilégier l'intérêt national. Ce sont les habitudes de partage qui ont fait la force de la Confédération canadienne, et il faudrait bien que cet esprit de collaboration puisse continuer de se manifester dans l'avenir.

Le baisse brutale de la production de pétrole dans les pays de l'OPEP dans les années 80 a laissé plusieurs des États du Golfe persique avec un ratio de réserves/production de plus de 100, tandis qu'aux États-Unis et au Canada celui-ci se rapproche plutôt de 10. Le rendement des gisements de la Mer du Nord est sur le point d'atteindre un sommet, et certains autres pays producteurs, indépendants de l'OPEP, extraient le brut à pleine capacité ou à peu près. Par conséquent, il est à prévoir que le pourcentage des réserves mondiales de brut détenu par les pays du Golfe persique sera dans l'avenir supérieur à ce qu'il n'est aujourd'hui. Par ailleurs, tout nous indique que la production de brut léger classique dans l'ouest du Canada baissera à moins de la moitié de son volume actuel d'ici la fin des années 90. L'approvisionnement résiduel viendra du brut synthétique produit dans les usines intégrées d'extraction des sables bitumineux et des usines de valorisation régionale, du brut lourd, du bitume provenant des projets non intégrés d'exploitation des sables bitumineux, et du brut léger provenant des régions

excentriques. C'est pour mettre en valeur ces ressources résiduelles qu'il faudra engager les plus lourds investissements.

Le marché national du pétrole est à nouveau divisé en deux segments. Depuis la signature de l'Accord de l'Ouest, le mouvement du brut provenant des gisements de l'Ouest canadien en direction des raffineries de l'Atlantique a presque cessé; en 1984, le brut canadien comblait 40 p. 100 de la demande des raffineries des provinces atlantiques. Le marché québécois s'est à nouveau tourné vers les sources d'approvisionnement étrangères pour combler une partie de ses besoins, à en juger par la quantité décroissante de pétrole transité dans l'embranchement Sarnia-Montréal du Pipeline interprovincial. Durant le premier trimestre de 1986, le brut de l'Ouest canadien arrivait au Québec à un rythme moyen de 119 000 barils par jour; en 1984, les livraisons de brut canadien vers le Québec s'élevaient, en moyenne, à 196 000 barils par jour. À court terme, on assistera donc à une augmentation des exportations et des importations de brut, bien que pour le moment, le Canada demeure un exportateur net de pétrole.

Dans les années à venir, on prévoit que l'Est canadien achètera son brut ailleurs qu'au Canada, que le raccordement Sarnia-Montréal du Pipeline interprovincial sera soit fermé, soit utilisé dans le sens inverse, et que les raffineries ontariennes achèteront au moins une partie du brut nécessaire à leur alimentation à l'étranger.

B. Sécurité des approvisionnements: une définition pratique

On discute souvent de la sécurité des approvisionnements énergétiques sans en définir le concept. Le Canada est actuellement un exportateur net de pétrole: le volume de ses ventes de brut et de produits raffinés à l'étranger est supérieur à ses importations. Cette situation contraste avec celle qu'on a généralement connue depuis la fin de la guerre, époque où le Canada était un importateur net de pétrole.

Le comité se refuse à définir la sécurité des approvisionnements énergétiques en fonction de notre habilité à approvisionner toutes les régions du pays à partir du pétrole mis en valeur par les producteurs nationaux. D'urgence, nous pourrions certes, dans une certaine mesure, rendre brut produit au Canada jusque dans les provinces maritimes, comme on l'a fait par décision politique en subventionnant le transport du pétrole au début des années 80. Advenant d'importants chambardements dans les livraisons internationales, les pays pourraient également se prévaloir des dispositions sur le partage des approvisionnements pétroliers dont ont convenu les pays-membres de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), dont le Canada et les États-Unis font partie. Pour ces raisons, il n'y a pas de nécessité absolue de maintenir une infrastructure d'approvisionnement non rentable dans toutes les parties du pays.

Quoiqu'il en soit, le brut de l'Ouest canadien ne peut arriver à concurrencer le brut étranger dans toutes les régions du pays dans les conditions actuelles du marché. Son prix pourrait être compétitif même si nous avions un pipeline qui traverse le pays d'ouest en est. Il est plus rentable d'exporter une partie des bruts léger et lourd de l'Ouest canadien aux États-Unis et d'importer du brut étranger pour approvisionner les provinces atlantiques et le Québec.

Le comité estime que la situation du Canada en matière d'approvisionnement est raisonnablement sûre si la production nationale de pétrole arrive à équilibrer à peu près la demande intérieure, compte tenu des quantités excédentaires de brut de l'Ouest vendues aux États-Unis et des importations de brut étranger achetées dans l'Est du Canada. L'article 8 de la partie I de l'Accord de l'Ouest nous rassure à cet égard:

Lorsque les approvisionnements de brut et de produits pétroliers destinés aux consommateurs canadiens seront fortement menacés, le gouvernement fédéral, après consultation avec les provinces productrices, pourra limiter les exportations au niveau qu'il jugera nécessaire pour assurer des approvisionnements suffisants aux Canadiens.

Même en s'appuyant sur cette définition, où la sécurité des approvisionnements équivaut à une certaine forme d'autosuffisance, le Canada risque de devenir trop dépendant du pétrole étranger dans les années 90. À moins que notre production de bitume, de pétrole lourd et de brut léger provenant des régions excentriques s'accroisse jusqu'à compenser la diminution de production de brut léger classique de l'Ouest canadien, le Canada redeviendra à nouveau un importateur net de pétrole. La leçon des années 70 et des années 80 nous a prouvé qu'il faut éviter ce genre de dépendance.

Certains observateurs ont signalé que les producteurs canadiens exportent aux États-Unis une partie de leurs réserves de pétrole léger dont la mise en valeur est peu coûteuse, sachant très bien qu'elles devront être remplacées par des ressources dont l'exploitation sera beaucoup plus coûteuse dans l'avenir. Ils croient donc que l'exportation de brut léger classique devrait être interdite.

À première vue, cet argument semble valable. Tous les pays ont tendance à exploiter d'abord leurs matières premières les plus facilement accessibles et celles dont l'extraction est la moins coûteuse. L'exportation de ces ressources génère des revenus qui pourront être réinvestis dans d'autres projets d'extraction.

Le maintien dans le sol de réserves connues entraîne des coûts qui doivent être normalement récupérés. L'industrie pétrolière a investi des fonds pour des travaux d'exploration et elle doit vendre ces ressources pour récupérer cet investissement. En outre, pendant que le Canada exporte du brut léger produit dans l'Ouest, il en importe

dans l'Est à un prix comparable. Il utilise ainsi la méthode la moins coûteuse pour combler les besoins de toutes les régions du pays.

Pour toutes ces raisons, le comité n'a pas l'intention de recommander que les exportations de brut léger classique soient restreintes autrement que par le libre jeu du marché. En situation d'urgence, le gouvernement fédéral pourrait toujours intervenir pour contrôler l'écoulement du pétrole produit au Canada.

À notre avis, il serait beaucoup plus logique, pour compenser la diminution de nos réserves de brut léger classique, de planifier à long terme en favorisant un ensemble de mesures telles l'extraction du bitume et du pétrole lourd, la mise en valeur du pétrole dans les régions excentriques, l'économie d'énergie et la recherche de combustibles de remplacement, que de s'ingérer dans le commerce du pétrole au Canada.

Il y a également certains avantages à ce que les États-Unis considèrent le Canada comme un fournisseur de brut sur qui il est possible de compter, même si les ventes de pétrole s'effectuent à une échelle modeste. En tant qu'exportateur de pétrole, le Canada a une autre carte à jouer dans les négociations qu'il vient d'engager avec les États-Unis. Les exportations actuelles contribueraient à nous assurer que les États-Unis acceptent effectivement de vendre du pétrole aux régions de l'Est du Canada, advenant une autre crise pétrolière internationale.

STABILISATION DU PRIX

Bien que le comité favorise l'abandon progressif des contrôles régissant le secteur pétrolier, il s'interroge sur les conséquences à court terme d'une modification brusque du prix de l'énergie. De telles fluctuations désordonnées ne risquent-elles pas de mettre notre industrie pétrolière nationale en péril?

Le comité croit que la survie du secteur indépendant de l'industrie est particulièrement menacée. Compte tenu de l'importance stratégique de garantir la sécurité de nos approvisionnements pétroliers, il recommandera donc des mesures qui aideront à notre industrie pétrolière nationale à passer la tourmente.

Comme dans son rapport intérimaire de 1985, le comité ne favorise pas un retour à une réglementation poussée de l'industrie pétrolière. Il est néanmoins conscient que cette industrie a traditionnellement bénéficié d'un traitement distinct en matière de fiscalité et de politique industrielle. Force lui est de reconnaître que lorsque les prix du pétrole étaient élevés, l'industrie a payé sa large part en impôts spéciaux, particuliers à ce secteur. Il serait par ailleurs possible qu'advenant une remontée des cours, les gouvernements soient tentés de taxer une partie des excédents qu'en tireraient les pétrolières.

Le comité estime que les difficultés actuelles de l'industrie pétrolière sont graves de conséquences, et il invite le gouvernement à intervenir en raison du rôle vital que joue ce secteur par rapport à la sécurité énergétique nationale. Cette aide est urgente et nécessaire. Le gouvernement devrait exercer sa prérogative aux termes de l'article 9 de la partie I de l'Accord de l'Ouest:

Si des perturbations du marché international du pétrole entraînent de fortes modifications des prix du brut et peuvent éventuellement avoir des incidences négatives au Canada, le

gouvernement fédéral, après consultation avec les gouvernements provinciaux, prendra les mesures appropriées pour protéger les intérêts des Canadiens.

En période d'austérité, il est toujours difficile de résoudre le problème de la façon dont l'aide gouvernementale doit être dispensée et de trouver les fonds nécessaires. Le comité croit qu'il lui incombe surtout de saisir le gouvernement de ses préoccupations et des résultats qu'il attend. Il appartient au gouvernement de décider des modalités de son aide. Toutefois, vu que les sommes requises pourraient être importantes, le comité estime de son devoir de soumettre au gouvernement diverses options qu'il pourrait envisager.

A. Prix de soutien pour le pétrole classique

Il est clair que l'industrie pétrolière passe par des moments difficiles. Bien que certaines pétrolières intégrées se soient dites en bonne posture financière, allant même jusqu'à rechercher des entreprises dont elle pourrait prendre le contrôle, la performance de la plupart d'entre elles n'est pas excellente, et les profits qu'elles ont déclarés pour les deux premiers trimestres de 1986 sont généralement en baisse en raison du fléchissement des prix survenu à la fin de 1985.

Il faudrait peut-être alors se demander quelles entreprises sont le plus durement frappées, et lesquelles ont le plus besoin d'aide, si le Canada veut assurer sa sécurité énergétique. De l'avis du comité, la même réponse vaut pour les deux questions. Ce sont les petits producteurs non intégrés. Ils sont pour la plupart Canadiens. Ils forent la majorité des puits de pétrole du Canada. Ils ont plus de succès que les grandes pétrolières lorsqu'il s'agit d'explorer et d'exploiter les petits gisements.

Recommandation 1

Le comité recommande qu'une aide financière, limitée quant aux montants et à la durée, soit accordée aux producteurs de pétrole classique en vertu d'un programme dont les bénéficiaires iraient surtout aux petits producteurs.

Le comité a l'intention de recommander une formule de prix de soutien qui s'appliquerait à un volume donné de production; tous les producteurs, grands et petits, y seraient admissibles, sans discrimination. C'est cependant du sort des petits producteurs que le comité est principalement préoccupé. Cette formule comporterait, à son avis, beaucoup d'avantages car le gros des versements irait aux petits producteurs.

Essentiellement, le programme pourrait fonctionner de la façon suivante. Le gouvernement pourrait verser, par exemple, un supplément sur les mille premiers barils

produits par jour. Ce supplément comblerait l'écart entre le prix du marché et un prix plancher déterminé par le gouvernement, au moment où le pétrole est acheté.

Comment ce prix plancher pourrait-il être déterminé? Forcément, celui-ci serait assez arbitraire. Comme point de repère, on pourrait s'inspirer des suggestions faites par certains témoins et fixer le prix de façon à minimiser les problèmes de liquidités que connaissent certaines pétrolières.. En l'absence de critères plus précis, le comité suggère un prix plancher aux environs de 22,00 \$ CAN. Ce prix devrait être suffisant pour aider les petits producteurs de pétrole brut car il compense raisonnablement les coûts actuels d'exploration dans l'Ouest canadien.

Il est difficile d'évaluer combien coûterait un programme de soutien prévoyant l'établissement d'un prix plancher pour les mille premiers barils produits par producteur canadien par jour, vu que les futurs prix du pétrole ne sont pas facilement prévisibles. À titre d'exemple, supposons un écart entre un prix plancher fixé à 22 \$ et le prix canadien moyen d'environ 5 \$ CAN le baril. Il y a seulement 75 producteurs, ou à peu près, dont la production moyenne de pétrole brut dépasse les 1 000 barils par jour; l'*Independent Petroleum Association of Canada* (IPAC) a informé le comité que parmi les quelque 600 producteurs de l'Ouest canadien, plus de 80 p. 100 d'entre eux produisent moins de 400 barils par jour. Ce soutien coûterait, selon certains calculs sommaires, environ 0,5 million de dollars par jour, ou près de 200 millions de dollars par année. Le gros des fonds irait aux petits producteurs.

Le comité s'est demandé si ces mesures d'aide aux petites sociétés exploratrices devraient être différentes s'il s'agit d'ancien ou de nouveau pétrole, mais il a conclu qu'une telle distinction entraînerait des complications administratives. L'objectif premier du programme étant de maintenir les petits producteurs en affaire, le comité est convaincu que les sommes injectées auraient l'effet désiré.

Dans le cas des projets de récupération assistée, l'Alberta soutient déjà ces projets en exonérant les entrepreneurs des redevances exigibles sur la portion de revenu nécessaire pour couvrir le coût supplémentaire assumé par ceux qui utilisent cette méthode de récupération plutôt que la méthode par injection d'eau.

Ce programme comporte cependant l'inconvénient d'être très lourd à administrer. Comme le prix plancher ne s'appliquerait pas à toutes les catégories de production, le gouvernement devrait lui-même verser les prestations de soutien et faire appel à l'appareil bureaucratique. Autrement, il pourrait économiser certains frais en établissant simplement par une loi que tous les achats de pétrole brut normalisé se transigent à un égal ou supérieur au prix plancher établi. Étant donné que les stocks d'alimentation des raffineries coûteraient plus cher, le consommateur paierait davantage, les raffineries réaliseraient moins de profit, ou encore les gouvernements fédéral ou provinciaux retireraient moins de taxes ou de redevances.

Si le prix plancher s'appliquait à tous les types de production, l'industrie verrait ses recettes augmenter plus que ne le prévoyait le comité et la part assumée par le Trésor fédéral ou le consommateur serait injustement trop lourde. Si le prix plancher était réduit en conséquence, le montant d'aide pourrait être rajusté en fonction du budget initial du programme, mais il serait mal réparti. Les grandes sociétés intégrées en seraient les principales bénéficiaires, et les petits producteurs, dont la production globale serait inférieure au volume maximum admissible, recevraient moins qu'en vertu du régime de subventions de soutien. Ce n'est pas ce que souhaite le comité.

Une fois le volume de production maximum admissible fixé, il s'appliquerait à toutes les pétrolières.

B. Mesures visant à soutenir les producteurs de pétrole non classique

Le comité a étudié le pour et le contre des subventions directes et des autres formes d'aide, en particulier pour la construction d'usines de valorisation et d'usines de traitement des sables pétrolifères. Le bitume et le pétrole lourd deviendront des éléments vitaux de notre approvisionnement pétrolier à mesure que les réserves de brut léger diminueront. Il reste qu'il n'est pas facile de décider dans quelle mesure ces projets sont économiquement viables. Le dilemme auquel a été confronté le comité peut s'expliquer comme suit.

Il faut dès maintenant engager des capitaux pour la construction d'usines de valorisation et d'usines de traitement des sables pétrolifères si notre pays doit disposer d'une capacité de production additionnelle dans les années 90 car, à ce moment-là, les espoirs de voir remonter le prix du pétrole se manifesteront et nos réserves de brut léger auront fortement diminué. Le Canada et les autres pays risqueraient alors d'être vulnérables s'il survenait une crise des approvisionnements sur les marchés internationaux.

Compte tenu de l'instabilité du marché mondial du pétrole et du faible niveau des prix actuellement, même les investisseurs qui disposent d'une marge d'autofinancement suffisante décident de reporter leur engagement dans des projets de mise en valeur de pétrole non classique. Cette stratégie du secteur privé est compréhensible, étant donné les circonstances qui forcent les sociétés pétrolières à abandonner leurs activités d'exploration et de mise en valeur des hydrocarbures très coûteux au profit de l'accélération de leurs opérations d'extraction des réserves de pétrole classique.

Si le prix du pétrole demeure bas, les travaux coûteux d'exploration seront remis à plus tard et les découvertes de nouvelles réserves seront moins nombreuses. Il ne

sera pas rentable d'investir pour l'exploitation du pétrole non classique, et notre dépendance vis-à-vis des importations de brut léger s'accroîtra.

Si le prix remonte, le Canada n'aura pas les installations voulues pour produire le pétrole non classique, quelque rentables qu'elles puissent être à ce moment-là. Même les usines de traitement des sables pétrolifères qui seraient construites après le redressement des prix n'entreraient pas en production avant plusieurs années, voire seulement après une envolée brutale des cours.

Quelle que soit la situation des prix, le Canada doit absolument accroître sa production de pétrole non classique pour la sécurité de son approvisionnement énergétique. Malheureusement, dans les deux cas, nous pourrions bien ne pas disposer des infrastructures voulues au moment où nous en aurions besoin.

Devrions-nous nous doter d'une politique nationale qui favoriserait la mise en valeur des sables pétrolifères? Du point de vue fiscal, il semble difficilement possible de recommander de telles dépenses. Pourtant, cette injection dans le secteur pétrolier serait peut-être inférieure aux revenus perçus par les gouvernements pendant que les prix étaient élevés. On pourrait justifier ce genre de proposition, mais elle ne semble pas pratique.

Le comité croit qu'une des solutions pourrait être d'instituer un programme de garantie partielle des emprunts nécessaires à ce genre d'investissement. Ces garanties permettraient aux investisseurs privés de mobiliser les fonds nécessaires pour ces projets, s'ils estiment que la probabilité d'obtenir un rendement intéressant est suffisante pendant la durée de vie opérationnelle du projet.

Actuellement, les institutions prêteuses hésitent à consentir des prêts dans le secteur énergétique. Mais si les entreprises de risque acceptent d'investir elles-mêmes une partie des sommes nécessaires à la construction de ces usines et si elles peuvent obtenir sur le marché des capitaux un prêt garanti par le gouvernement pour financer le reste, les banques seraient peut-être moins réticentes à accepter ce genre de risque, et ces projets pourraient être mis en oeuvre.

Les décisions des entreprises de risque seront-elles économiquement valables? Oui, si les investisseurs sont tenus d'injecter suffisamment de leurs propres capitaux dans le projet. Comme les options sur les prévisions varient énormément dans l'industrie, il s'en trouvera certainement quelques-uns pour croire que les prix se redresseront vigoureusement dans les années 90. Ceux-là auraient donc raison d'investir, à condition de disposer du crédit nécessaire.

Le gouvernement serait-il alors amené à rembourser des mauvaises créances? Oui. Ce serait le prix à payer pour garantir nos approvisionnements. Mais il n'aurait pas nécessairement à le faire, et même si c'était le cas, les sommes requises n'auraient pas à

être versées avant plusieurs années, au moment où la situation financière du pays devrait s'être améliorée. Aucun investisseur ne se lancerait dans ce genre d'aventure avec l'intention de se réclamer de la garantie du gouvernement, car il perdrait en même temps les fonds qu'il aurait lui-même investis.

C. Prix plancher pour le traitement des sables pétrolifères

Au lieu du programme d'emprunt garanti proposé ci-dessus, on pourrait instituer un prix plancher qui s'appliquerait à la totalité de la production de bitume et de brut synthétique (plutôt qu'à une partie de la production de pétrole lourd selon notre suggestion précédente). Dans son rapport intérimaire, le comité recommandait l'institution d'un prix plancher temporaire pour le pétrole mis en valeur dans les projets existants. Récemment, le comité a réexaminé la possibilité d'établir un prix garanti qui s'appliquerait à tous les types de production, qu'il s'agisse de projets existants ou futurs, jusqu'à ce que l'investisseur ait récupéré son investissement initial majoré d'un coefficient tenant compte de l'intérêt. Le comité a révisé sa position à la lumière de l'importante baisse des cours pétroliers depuis la publication de son rapport intérimaire. Dans ces nouvelles circonstances, le comité en conclut qu'il faudrait peut-être instituer un prix garanti pour stimuler la construction de nouvelles installations pour la mise en valeur du pétrole non classique.

Recommandation 2

Le comité recommande qu'une aide financière soit aussi accordée aux producteurs de pétrole non classique. L'aide proposée pourrait prendre la forme d'un prix plancher s'appliquant à toutes les catégories de production existantes et d'une garantie limitée sur les prêts consentis pour le lancement de nouveaux projets.

Si la production de brut synthétique et de bitume était entièrement subventionnée, quels coûts additionnels faudrait-il prévoir? En 1985, la production de pétrole de l'Ouest canadien de ces catégories a été d'environ 230 000 barils par jour. En présumant à nouveau un écart de 5 \$ CAN entre le prix plancher de 22 \$ et le prix canadien moyen, cette portion du programme coûterait près de 1,2 million de dollars par jour, ou environ 420 millions de dollars annuellement en se fondant sur la production actuelle. À mesure que des projets de mise en valeur de réserves non classiques entreraient en production, le coût du programme augmenterait.

Le comité a également envisagé une autre option: une déduction accélérée dont pourraient bénéficier les investisseurs selon la méthode de l'impôt exigible. L'adoption récente d'une disposition analogue dans le secteur minier semble avoir largement contribué à une reprise des investissements dans ce domaine. Ce programme aurait une

durée limitée et serait progressivement aboli dès que le prix du pétrole dépasserait un seuil jugé suffisant pour stimuler les investissements sans qu'il soit nécessaire d'accorder des stimulants spéciaux à qui que ce soit. Plus subtilement, on pourrait réduire le pourcentage de déduction fiscale selon les majorations du prix du pétrole.

Le comité reconnaît toutefois que la tendance, tant dans l'opinion publique que dans les orientations gouvernementales, va plutôt dans le sens de la simplification du régime fiscal. La formule d'actions de remboursement entraîne une abondante paperasserie et beaucoup de complications administratives.

D. Financement de l'aide au secteur pétrolier

En proposant un régime de prix de soutien, le comité peut présenter plusieurs options pour financer l'augmentation des rentrées des producteurs de brut. Malheureusement, toutes ces options sont lourdes de conséquences.

Une taxe spéciale pourrait être appliquée à la porte de la raffinerie ou à la pompe. Le comité estime qu'il serait préférable d'imposer une taxe directe sur le litre d'essence vendu à la pompe, formule qui permettrait de minimiser au maximum l'augmentation de prix que subit le consommateur. Si la taxe était appliquée au niveau de la raffinerie, il serait très difficile de déterminer si la hausse de prix à la pompe ne reflète que l'augmentation de taxe ou si elle est le résultat combiné de cette taxe et d'une majoration des revenus du raffineur. Étant donné que divers produits sont dérivés d'un baril de brut, il serait difficile de vérifier si le montant de la taxe a été réparti de façon adéquate.

Si la taxe était appliquée aux deux niveaux, ce serait les acheteurs de produits raffinés qui paieraient le programme de soutien: les automobilistes, les sociétés aériennes, les propriétaires de résidences chauffées au mazout, et ainsi de suite. L'industrie pétrochimique canadienne, déjà en difficulté en raison d'une forte concurrence au niveau international, serait particulièrement touchée étant un important consommateur de produits raffinés.

L'imposition d'une taxe à la raffinerie ou à la consommation comporte un autre inconvénient. Elle serait mal perçue par le consommateur. Certains témoins se sont plaints au comité de ce que le prix de l'essence ne semblait pas tenir compte de la baisse importante enregistrée récemment dans le prix du brut. Toute hausse du prix à la pompe renforcerait cette conviction.

Le gouvernement pourrait également financer les paiements de soutien à partir du Fonds du revenu consolidé. Les Canadiens financeraient plus ou moins le programme de soutien selon leur taux d'imposition. Cette approche présenterait, semble-

t-il, l'avantage de faire participer tous les citoyens du Canada au financement d'un programme conçu dans l'intérêt général de la population, c'est-à-dire pour réaliser l'autosuffisance énergétique en vue d'assurer la prospérité de tous les secteurs de l'économie et de toutes les régions du pays.

Sur le plan pratique, cette méthode aurait pour inconvénient de hausser le déficit dans la mesure où les impôts ne seraient pas augmentés parallèlement, ce qui ne constitue pas une proposition très attrayante pour le ministre des Finances.

Néanmoins, le programme de soutien est vital. Autrement dit, les mécanismes de perception sont déjà en place. Il appartient au gouvernement de choisir les moyens ou de combiner les options qu'il estime convenables pour financer le programme. Le comité ne fait que conseiller le gouvernement sur les objectifs qu'il trouverait souhaitables d'atteindre.

Il est important de signaler que le comité ne propose pas des mécanismes où les producteurs pétroliers seraient complètement divorcés des réalités du marché international. Le comité recommande cette aide parce que l'industrie éprouve des difficultés à s'ajuster en même temps au nouveau contexte de la déréglementation du marché du pétrole *et* à l'effondrement subit du prix du brut.

Le programme de soutien devrait comporter une disposition de temporisation prévoyant une révision des modalités de paiement dans deux ans. Cela donnerait à l'industrie le temps de s'adapter au libre jeu du marché.

Le comité réitère la recommandation de son rapport intérimaire où il proposait que dans l'éventualité d'une *majoration* subite et importante du prix du pétrole, une aide provisoire soit accordée aux consommateurs pour *les* aider à s'adapter aux nouvelles circonstances.

E. La surveillance des prix affichés

Qu'un régime de paiements de soutien soit adopté ou non, un autre problème se pose en matière de tarification. Selon les témoignages recueillis par le comité, les prix affichés pour le brut canadien — c'est-à-dire ce que les raffineurs sont prêts à payer aux producteurs canadiens — sont moins élevés au Canada que les prix affichés par les sociétés-mères des raffineurs aux États-Unis pour le pétrole américain de qualité comparable.

Plus simplement, les principaux raffineurs payent moins pour le brut canadien qu'américain. Les producteurs canadiens n'ont d'autre choix que d'accepter le prix affiché.

Cet écart est difficile à expliquer. Aucun raffineur ne paye plus que le taux courant — qui, au Canada, est en fait établi par quatre raffineurs. Le comité s'est laissé dire que le coût du transport jusqu'à Chicago doit être «décompté» (c'est-à-dire soustrait) des prix affichés pour le pétrole canadien. Pourquoi? Parce que si les producteurs canadiens ne vendaient pas leur pétrole aux raffineurs canadiens, ils seraient forcés de l'écouler sur le marché de Chicago et auraient par conséquent à supporter le coût du transport jusque-là.

Que l'on accepte ou non l'idée que les producteurs canadiens doivent s'en tenir au prix affiché fixé par les quatre raffineurs, le coût du transport à Chicago s'élèverait seulement à environ 1,50 \$ CAN, ce qui ne rend pas compte de l'écart de 3 \$ le baril dont les témoins ont parlé devant le comité, écart d'ailleurs qui ne comprenait même pas les coûts de transport.

Dans le graphique 1, on compare le prix du brut léger canadien affiché à Edmonton avec le prix *spot* du *West Texas Intermediate* (WTI) redressé à Edmonton, en dollars canadiens par baril. Cette comparaison a été établie à partir de la date de la déréglementation jusqu'au 4 avril 1986. D'après ce graphique, préparé par *CERI Energy Research Limited*, on constate qu'à partir de décembre 1985, le prix affiché à Edmonton a commencé à suivre de très près le WTI *spot*.

Le comité n'a pas réussi à concilier les explications que les raffineurs lui ont données sur certaines anomalies dans la commercialisation du pétrole au Canada.

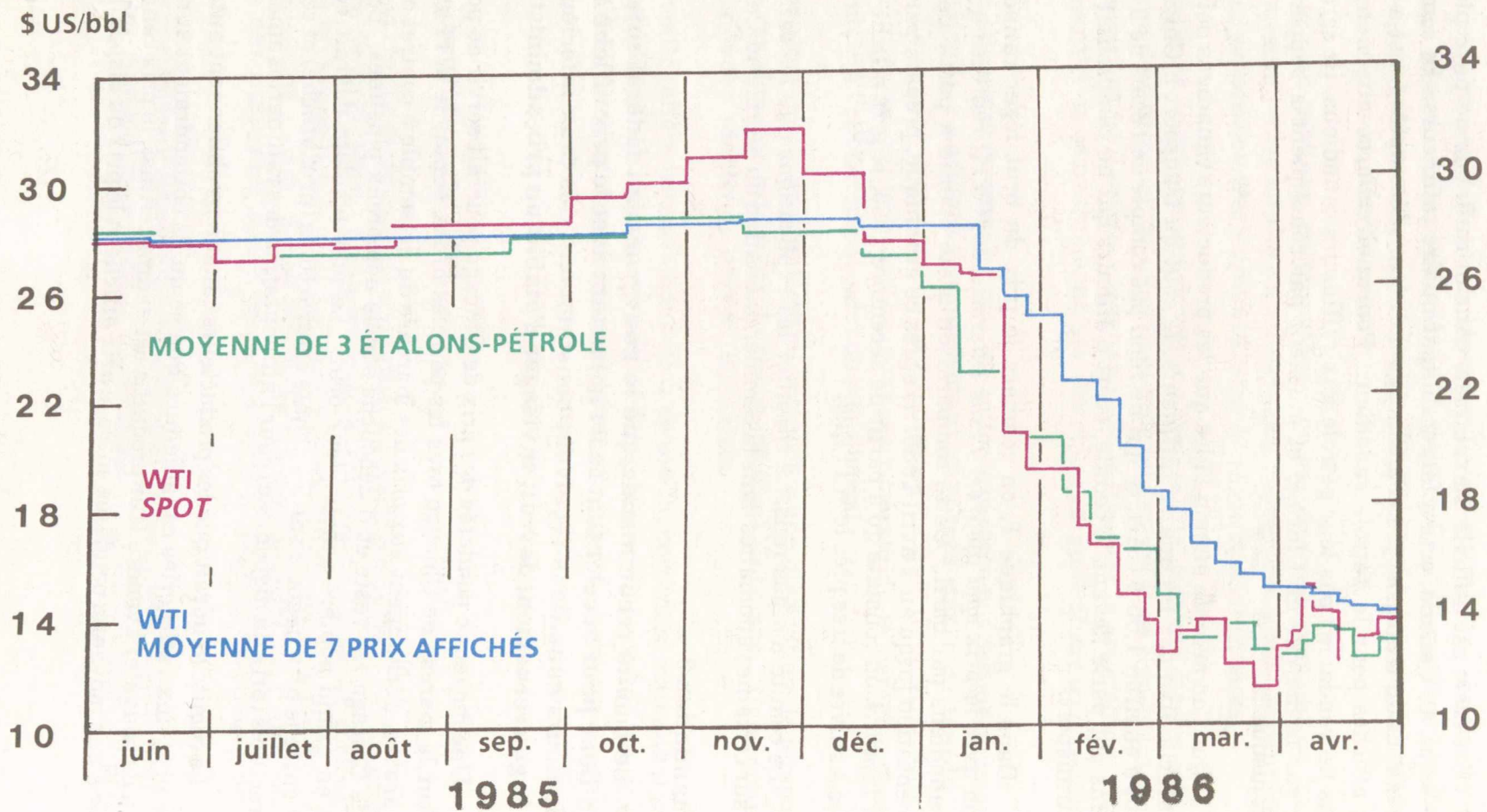
Recommandation 3

Le comité recommande que le gouvernement fédéral suive l'évolution du prix affiché pour déceler tout écart important avec le prix affiché à Chicago. Si les producteurs canadiens reçoivent constamment des taux inférieurs pour leur pétrole, le gouvernement devrait envisager d'établir un prix administré.

Une moyenne pondérée des prix de Chicago pourrait servir de point de repère, puisque sur le marché de Chicago tous les pétroles bruts, depuis le WTI aux pétroles de Brent et arabes, s'échangent aux prix des marchés du disponible à contrat ou à terme. Le marché de Chicago est vaste et il débouche sur de nombreux pipelines. Les raffineurs y viennent en grand nombre acheter leur brut. Le prix pondéré devrait équivaloir à la moyenne entre le prix négocié sur les achats contractuels (prix affiché) et celui des achats non contractuels (prix du disponible) pour l'alimentation des raffineries américaines.

Le comité voudrait que les producteurs canadiens obtiennent autant pour leurs ventes de brut aux raffineries canadiennes que ce qu'ils obtiendraient sur le marché de Chicago, s'ils pouvaient vendre leur produit à cet endroit. Ainsi, le prix canadien pourrait équivaloir à une moyenne pondérée entre le prix affiché et le prix du disponible à Chicago.

PRIX DU BRUT LÉGER À CHICAGO



Le comité ne préconise pas l'établissement d'un prix administré, mais cette option devrait être envisagée si l'écart entre le prix affiché canadien et le prix affiché à Chicago devient trop substantiel et important.

F. Aider le consommateur

Le comité est convaincu que le secteur amont de l'industrie pétrolière a un sérieux besoin d'aide. Nous avons expliqué pourquoi la santé du secteur pétrolier est une question d'intérêt national, et que tous les Canadiens devraient être disposés à appuyer cet objectif.

Mais le comité admet qu'il a une responsabilité particulière envers les consommateurs. Il est conscient que l'implantation d'un régime d'aide aux producteurs pourrait faire grimper les prix à la pompe. Il faut donc qu'on prenne des mesures pour protéger les consommateurs contre des hausses de prix injustifiées. Le comité entend néanmoins s'assurer que le prix au détail n'est pas plus élevé qu'absolument nécessaire. Plusieurs aspects de cette question doivent être abordés.

La toute première considération est celle de la concurrence — ou des doutes sur son existence — sur le plan des opérations de raffinage et de commercialisation des pétrolières au Canada. Nous devons nous assurer que les lois et leur application favorisent au maximum la concurrence. C'est vraiment la meilleure façon pour les consommateurs d'en obtenir le plus pour leur argent. La partie du présent rapport consacré au secteur en aval aborde le problème de la concurrence. Mais le comité reconnaît que cette question n'a pas été explorée durant ses audiences.

Le comité note aussi que les taxes provinciales sur l'essence sont particulièrement élevées au Canada. En avril 1986, la taxe provinciale sur l'essence ordinaire avec plomb variait de 8,30 cents le litre en Ontario à 13,65 cents au Québec. L'Alberta et la Saskatchewan n'imposent aucune taxe sur l'essence. Les provinces pourraient envisager de diminuer ces taxes et de combler la perte de revenu en augmentant les impôts généraux. Les taxes de vente et d'accise fédérales sur ce même litre d'essence totalisent 7,48 cents.

Le tableau 1 donne une ventilation par province des recettes respectives des gouvernements fédéral et provinciaux ainsi que des pétrolières, sur le prix à la pompe du litre d'essence ordinaire avec plomb vendu en avril 1986. Le tableau 2 reproduit les mêmes comparaisons, mais en pourcentage du prix à la pompe.

Le gouvernement a souvent rappelé aux Canadiens que les taxes fédérales sur l'essence sont plus élevées au Canada qu'aux États-Unis, parce que les taxes fédérales canadiennes contribuent à financer les programmes sociaux. Il serait peut-être plus

significatif de dire que les fonds requis par le régime proposé de paiements d'appui aux producteurs pétroliers devrait provenir des taxes fédérales sur l'essence, puisque ces deux mesures se rapportent à l'énergie. Le gouvernement pourrait par ailleurs lever d'autres impôts d'application générale pour remplacer ce mode de financement des programmes sociaux universels. Ce serait, semble-t-il, la façon convenable de financer des programmes ayant un but précis, et cette formule serait, de surcroît, à l'avantage des consommateurs d'essence.

Le comité hésite à préconiser l'adoption d'un régime fiscal où l'affectation des fonds à des fins précises serait érigée en principe. Il préfère le système traditionnel consistant à dire au gouvernement ce qui est nécessaire pour le pays et que cela soit payé avec le compte de revenu général.

Mais, puisque tant de programmes sont justifiés en fonction d'un droit d'usager et que l'affectation des fonds à des fins particulières est pratique courante au Canada en raison de la limitation des dépenses budgétaires supplémentaires, le comité estime qu'il faudrait trouver la combinaison la plus logique de ces deux mécanismes. C'est dans ce sens que la proposition ci-dessus est présentée.

G. Surveillance du secteur pétrolier

Le gouvernement fédéral devrait réexaminer toutes les ressources que ses ministères et organismes consacrent à la surveillance des divers aspects de l'industrie pétrolière et prendre des dispositions pour confier à un groupe la surveillance des divers modes de tarification et de taxation de tous les aspects de cette industrie. Ce groupe devrait régulièrement publier ses conclusions dans un bulletin — semblable au rapport mensuel sur l'indice des prix à la consommation ou aux statistiques sur l'emploi — pour que le public soit tenu informé de l'état de la situation et que l'industrie sache qu'elle est constamment surveillée par le public et le gouvernement.

Recommandation 4

Le comité recommande qu'un groupe de surveillance soit chargé de suivre les fluctuations des prix des produits pétroliers afin de favoriser la concurrence au maximum tout en réduisant au minimum la facture du consommateur. Ses conclusions devraient être publiées régulièrement.

TABLEAU 1
Répartition des revenus
Essence ordinaire au plomb
avril 1986

	Cents/Litre									
	<u>T-N</u>	<u>I-P-É</u>	<u>N-É</u>	<u>N-B</u>	<u>QUÉ</u>	<u>ONT</u>	<u>MAN</u>	<u>SASK</u>	<u>ALB</u>	<u>C-B</u>
<u>Part fédérale</u>										
Taxe de vente	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98
Taxe d'accise	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Part à la tête du puits (2)					,19	,50	,50	,50	,50	,50
	<u>7,48</u>	<u>7,48</u>	<u>7,48</u>	<u>7,48</u>	<u>7,67</u>	<u>7,98</u>	<u>7,98</u>	<u>7,98</u>	<u>7,98</u>	<u>7,98</u>
<u>Part provinciale</u>										
Part à la tête du puits (2)					,83	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
Taxe de vente	10,90	9,50	9,70	9,70	13,65	8,30	8,90	,00	,00	9,51
	<u>10,90</u>	<u>9,50</u>	<u>9,70</u>	<u>9,70</u>	<u>14,48</u>	<u>10,48</u>	<u>11,08</u>	<u>2,18</u>	<u>2,18</u>	<u>11,69</u>
<u>Part de l'industrie</u>										
Détaillant	3,00	5,30	5,30	5,50	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Raffinage & commercialisation (1)	15,02	10,32	9,32	11,92	9,02	7,13	12,72	8,19	12,99	10,57
Transport du pétrole brut (4)					,48	1,13	,54	,47	,37	,88
Part à la tête du puits (2)					2,25	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92
Frais d'opération en amont (2)					2,04	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
Pétrole brut importé (3)	19,30	19,30	19,30	19,30	11,97					
	<u>37,32</u>	<u>34,92</u>	<u>33,92</u>	<u>36,72</u>	<u>28,75</u>	<u>22,54</u>	<u>27,54</u>	<u>22,94</u>	<u>27,64</u>	<u>25,73</u>
<u>Prix à la pompe</u>	<u>55,70</u>	<u>51,90</u>	<u>51,10</u>	<u>53,90</u>	<u>50,90</u>	<u>41,00</u>	<u>46,60</u>	<u>33,10</u>	<u>37,80</u>	<u>45,40</u>

Notes

- (1) Peut inclure l'impôt sur le revenu.
- (2) Basé sur le prix moyen d'achat du pétrole en Alberta en vigueur 2 mois auparavant.
- (3) Représente le coût d'importation du pétrole étranger chargé 2 mois auparavant.
- (4) Représente les tarifs des pipelines et comprend des frais de collecte et de camionnage estimés à 0.37cents/litre.

Commercialisation du produit pétrolier
 La division des prix du pétrole et de l'analyse du marché
 Ministère de l'énergie, des mines et des ressources, Ottawa
 Le 27 mai 1986

TABLEAU 2
Répartition des revenus
Essence ordinaire au plomb
avril 1986

	% du prix à la pompe									
	<u>T-N</u>	<u>I-P-É</u>	<u>N-É</u>	<u>N-B</u>	<u>QUÉ</u>	<u>ONT</u>	<u>MAN</u>	<u>SASK</u>	<u>ALB</u>	<u>C-B</u>
<u>Part fédérale</u>										
Taxe de vente	7,15	7,67	7,79	7,38	7,82	9,71	8,54	12,02	10,53	8,77
Taxe d'accise	6,28	6,74	6,85	6,49	6,88	8,54	7,51	10,57	9,26	7,71
Part à la tête du puits (2)					,38	1,23	1,08	1,52	1,33	1,11
	<u>13,43</u>	<u>14,41</u>	<u>14,64</u>	<u>13,88</u>	<u>15,07</u>	<u>19,47</u>	<u>17,13</u>	<u>24,12</u>	<u>21,12</u>	<u>17,58</u>
<u>Part provinciale</u>										
Part à la tête du puits (2)					1,63	5,31	4,67	6,58	5,76	4,80
Taxe de vente	19,57	18,30	18,98	18,00	26,82	20,24	19,10	,00	,00	20,95
	<u>19,57</u>	<u>18,30</u>	<u>18,98</u>	<u>18,00</u>	<u>28,44</u>	<u>25,56</u>	<u>23,77</u>	<u>6,58</u>	<u>5,76</u>	<u>25,74</u>
<u>Part de l'industrie</u>										
Détaillant	5,39	10,21	10,37	10,20	5,89	7,32	6,44	9,06	7,94	6,61
Raffinage & commercialisation (1)	26,97	19,89	18,24	22,12	17,73	17,39	27,30	24,74	34,36	23,28
Transport du pétrole brut (4)					,93	2,76	1,16	1,42	,98	1,94
Part à la tête du puits (2)					4,42	14,44	12,70	17,88	15,66	13,04
Frais d'opération en amont (2)					4,00	13,07	11,50	16,20	14,18	11,81
Pétrole brut importé (3)	34,65	37,18	37,77	35,81	23,51					
	<u>67,00</u>	<u>67,28</u>	<u>66,38</u>	<u>68,13</u>	<u>56,49</u>	<u>54,97</u>	<u>59,10</u>	<u>69,30</u>	<u>73,12</u>	<u>56,67</u>
<u>Prix à la pompe</u>	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>

Notes

- (1) Peut inclure l'impôt sur le revenu.
- (2) Basé sur le prix moyen d'achat du pétrole en Alberta en vigueur 2 mois auparavant.
- (3) Représente le coût d'importation du pétrole étranger chargé 2 mois auparavant.
- (4) Représente les tarifs des pipelines et comprend des frais de collecte et de camionnage estimés à 0.37cents/litre.

LE SECTEUR AMONT

A. L'établissement du prix du pétrole brut

L'établissement, à l'échelle internationale, du prix du pétrole est devenu fort complexe. Avec la déréglementation concrétisée dans l'Accord de l'Ouest, le Canada est entré le 1^{er} juin 1985 dans ce processus déroutant.

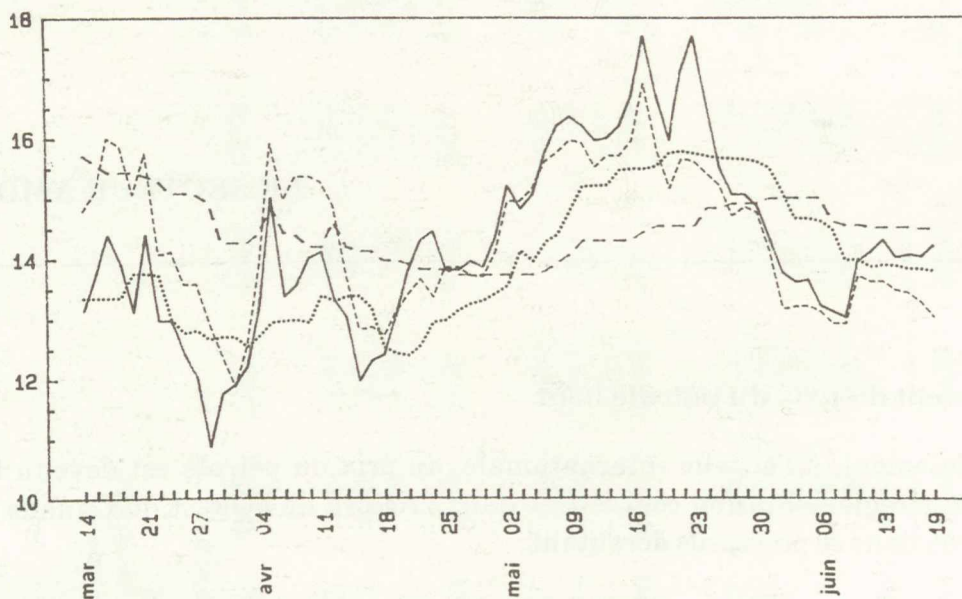
Le comité a entendu bien des témoignages concernant la façon dont les prix canadiens sont fixés depuis la déréglementation. Deux facteurs semblent avoir joué ici: d'abord la manière dont les prix affichés du brut canadien sont établis a évolué depuis juin 1985, et deuxièmement le prix du *West Texas Intermediate* (WTI), est devenu celui qui influe le plus sur les prix affichés canadiens. Les raffineurs canadiens qui ont facilement accès à du brut offshore comme autre source d'approvisionnement, suivent également de près le prix du brut Brent (Mer du Nord).

Les graphiques 2 et 3 illustrent le comportement récent d'échantillons représentatifs de brut léger et de brut lourd sur le marché de Chicago.

Selon une étude de *CERI Energy Research Limited*, les grandes pétrolières intégrées actives au Canada ont leurs formules à elles pour fixer le prix affiché. Et comme l'indiquait le mémoire de PanCanadian, les premiers prix représentaient une combinaison des prix affichés et *spot* du WTI, avec prédominance du prix affiché WTI. Lorsque ce dernier prix est monté en flèche à la fin de 1985, les raffineurs canadiens ont semblé calquer davantage le prix du disponible WTI, ce qui explique que les prix affichés à Edmonton ont augmenté beaucoup moins sensiblement que le prix affichés WTI.

GRAPHIQUE 2 PRIX DU BRUT LÉGER — À CHICAGO

\$ US/le baril



WTI
(spot) ———

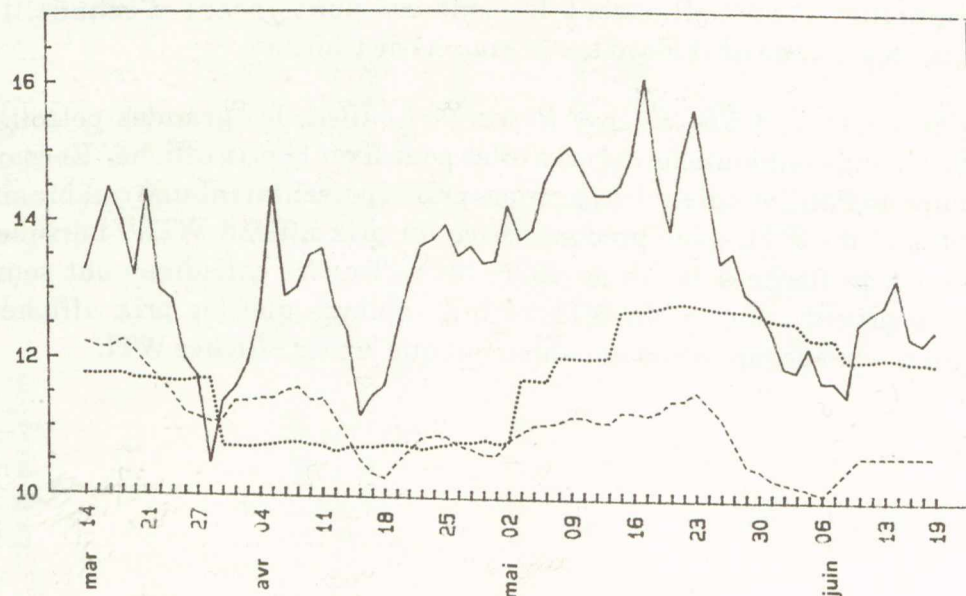
BRUT LÉGER CANADIEN
(affiché)
Brent
(spot) - - - - -

WTI
(moyenne) - - - - -

1986

GRAPHIQUE 3 PRIX DU BRUT LOURD — À CHICAGO

\$ US/le baril



Alaska North
Slope ———

Maya
mélange Lloyd - - - - -

1986

Source: London Oil Report, tel que reproduit par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa

Depuis janvier 1986, les prix canadiens affichés à Edmonton sont très près du prix *spot* WTI, plus un coefficient pour le transport du brut albertain jusqu'à Chicago. Avec la baisse abrupte du prix depuis quelques mois et compte tenu du temps qu'il faut pour acheminer le brut de l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries de l'Ontario et du Québec, les prix affichés d'Edmonton s'ajustent aux prix *spot* et à terme du WTI, tels que cotés au New York Mercantile Exchange.

Certains soutiennent que le prix de Chicago pour le WTI n'est pas un bon point de repère pour le brut canadien de l'Ouest raffiné dans l'Ouest. Le rapport de l'ICRE déclare:

Sur l'important marché américain, les prix *spot* et du court terme sont devenus des mécanismes de commercialisation des bruts vendus avec ou sans contrat, dont le prix est en partie fonction du marché *spot*. Les expéditeurs et vendeurs canadiens sont des fournisseurs marginaux qui n'ont aucun contrôle sur le prix. La concurrence est vive et c'est en grande partie un marché favorable à l'acheteur.

B. La proportionnalité et les ventes supplémentaires

Une fois par mois, les acheteurs de pétrole brut albertain «annoncent» ou enregistrent auprès de l'*Energy Resources Conservation Board* (ERCB) le volume de produit qu'ils ont l'intention d'acheter le mois suivant. De la demande totale, l'ERCB soustrait le brut synthétique, le pétrole lourd, le bitume et le pentane plus — qui ne sont pas assujettis à la proportionnalité — pour établir la demande de brut léger. Le système de proportionnalité accorde à chaque gisement une portion de la demande de brut léger selon une formule tenant compte des réserves et du ratio de production. Le volume autorisé est ensuite réparti entre tous les puits d'un même gisement de façon à protéger les intérêts de tous les producteurs de ce gisement. L'ERCB surveille l'application du programme et pénalise les producteurs qui ne respectent pas les quotas autorisés.

Ce système a fait son apparition en Alberta en 1950 au moment où, à la suite de découvertes successives de pétrole, la capacité des pipelines était devenue insuffisante. L'industrie pétrolière demanda donc à la Commission — alors appelée la Commission pour la conservation du pétrole et du gaz naturel — de proportionner la production en fonction de la demande.

Si l'on constate une capacité de production excédentaire une fois les intentions des acheteurs annoncées, les producteurs de l'Alberta peuvent vendre des quantités «supplémentaires» de pétrole aux acheteurs américains. Le programme de ventes

supplémentaires est très nouveau, puisqu'il a été lancé le 1^{er} octobre 1985. Depuis sa mise en place, il a enregistré des ventes moyennes de 60 000 barils par jour, soit 5 p. 100 des ventes de brut léger et moyen albertain. Depuis deux mois, les ventes supplémentaires ont diminué car, pour remédier aux problèmes de capacité du réseau de pipeline de l'Ouest canadien, il a fallu réserver l'accès au pipeline au pétrole des ventes primaires (ayant fait l'objet d'une intention de commande).

La complication, c'est que les raffineurs peuvent modifier leurs intentions pendant le mois, soit en achetant moins de brut que les quantités annoncées, soit en achetant plus (compte tenu des limites de capacité de production de brut ou d'absorption du pipeline). Les raffineurs ne sont pas obligés par contrat de prendre le brut qu'ils ont manifesté l'intention d'acheter. Les producteurs se retrouvent alors parfois avec des quantités imprévues de produit non vendu, qu'ils cherchent à écouler par l'intermédiaire du programme de ventes supplémentaires. Les ventes supplémentaires sont généralement négociées à un prix inférieur aux ventes initiales, car il est moins sûr qu'il y aura des quantités excédentaires disponibles.

Le comité croit que pour protéger les producteurs, les raffineurs devraient être pénalisés lorsqu'ils n'achètent pas tout le brut réservé.

Il est en partie vrai que la règle de proportionnalité nuit au jeu normal des forces du marché, et que les fournisseurs ne peuvent promettre des quantités précises de pétrole aux acheteurs dans le cadre d'arrangements contractuels à plus long terme. Compte tenu de la baisse de capacité actuelle du pipeline, cependant, la vraie question est celle de savoir comment remplacer cette règle. Dès que les problèmes de capacité du pipeline interprovincial auront été résolus, c'est-à-dire lorsque les travaux d'expansion seront terminés en 1987, il sera moins nécessaire d'appliquer une règle de proportionnalité.

L'ERCB soutient que les petits producteurs qui ont peu d'expérience en matière de commercialisation ou peu de ressources seront, ou bien écartés du marché, ou bien réduits à satisfaire la demande marginale qui est moins rentable. Les petits producteurs ont exprimé des préoccupations semblables devant le comité et craignent de toute évidence l'abandon de la règle de proportionnalité, que la plupart des grandes pétrolières ont au contraire réclamé devant le comité.

Dans le régime de proportionnalité, ce sont les bruts légers et moyens de l'Alberta qui sont les facteurs de variation. Le pétrole lourd, le brut synthétique, le bitume et le pentane plus échappent à la proportionnalité, comme tout le pétrole produit à l'extérieur de l'Alberta. Le brut de Norman Wells, par exemple, n'est pas réparti proportionnellement. De même, environ 675 puits de pétrole léger albertain ayant «de bonnes pratiques de production» sont également exclus. Ce sont des gisements dont la capacité totale de production, c'est-à-dire de l'ensemble des puits du gisement, ne peut

dépasser le quota de production autorisé. Puisque ces gisements ne peuvent dépasser leur allocation, il est inutile d'effectuer un calcul proportionnel mensuel dans leur cas.

Il résulte de cela qu'environ 44 p. 100 de la production pétrolière de l'ouest du Canada en 1986 est du brut léger de l'Alberta sujet à la proportionnalité, comparativement à 68 p. 100 en 1973. Or, ce pourcentage diminue en fonction de la baisse de la production de brut léger, tandis que la production de brut lourd, de syncrude et de bitume augmente. Le temps voulu, il faudra soit modifier soit abandonner la proportionnalité dès lors que la production de brut de l'Alberta pouvant y être sujette ne justifiera plus le maintien du régime.

En conséquence, un sous-groupe de moins en moins grand de gisements de pétrole léger de l'Alberta doit absorber tous les contrecoups du régime de proportionnalité. Un des aspects de ce régime est, en effet, que les gisements plus productifs — c'est-à-dire ceux dont la production peut facilement être augmentée ou diminuée — ont à supporter le gros de la proportionnalité.

Au cours des premiers mois de mise en oeuvre du programme de ventes supplémentaires, une petite quantité de pétrole supplémentaire a été commercialisée au Canada. Plusieurs entreprises ont acheté ce pétrole pour combler les trous dans le pipeline (pétrole emmagasiné dans le pipeline), et la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta a, à certains moments, été forcée de vendre à des acheteurs canadiens du pétrole sujet à redevances sur le marché supplémentaire. Dans l'ensemble, cependant, la commission soutient que les ventes domestiques de pétrole supplémentaire n'ont pas été importantes, de sorte que la plainte voulant que les raffineurs canadiens se servent de ce programme pour obtenir des combustibles de raffineries à meilleur marché est sans fondement.

En vertu des règles de fonctionnement actuelles de l'ERCB, le marché canadien est réservé en tant que marché primaire, et les ventes supplémentaires doivent être dirigées vers le marché d'exportation. L'ERCB surveille maintenant de plus près les achats de pétrole supplémentaire et exige des acheteurs qu'ils précisent la destination de leurs achats. Elle applique maintenant le programme des ventes supplémentaires beaucoup plus rigide et essaie de s'assurer que ces ventes ne déclassent pas les ventes primaires qui rapportent beaucoup plus. Selon les représentants de PanCanadien et d'autres producteurs, l'écart entre le prix affiché albertain et le prix des ventes supplémentaires atteindrait de 3 à 5 \$ CAN le baril. Les représentants de l'ERCB sont d'avis que ce sont des cas extrêmes qui ne sont pas représentatifs de ce qui se passe en moyenne.

Le régime de proportionnalité a donné lieu à des abus dans les mois qui ont suivi la déréglementation. Le mécanisme de contrôle pour suivre ceux qui produisaient trop n'était pas adapté aux changements apportés par la déréglementation du marché. Ce problème est devenu évident en juin et juillet 1985: la demande a diminué brusquement

après que les prix canadiens affichés eurent été fixés trop hauts; même si la production avait un peu diminué on produisait encore beaucoup trop de pétrole. L'ERCB, qui ne suivait pas d'assez près la production à ce moment-là, n'a pris conscience de la gravité de la situation que lorsque l'IPL a dû refuser du pétrole pour des raisons de capacité.

La chute du prix du pétrole a aussi poussé à la surproduction: chacun voulant écouler le plus de pétrole possible avant que son prix ne baisse encore davantage. Les nombreuses entorses à la règle de proportionnalité au cours des premiers mois de 1986 ont incité l'ERCB à intervenir et à modifier son contrôle réglementaire. Aujourd'hui, ce système a été resserré et des peines sévères frappent ceux qui produisent régulièrement trop.

C. La récupération assistée et la fermeture temporaire des puits

L'ERCB a étudié l'effet de la baisse des prix sur la récupération assistée du pétrole. Ce phénomène aura, semble-t-il, moins d'effets qu'on ne le craignait, même si les prix actuels persistaient pendant plusieurs années.

L'injection d'eau, la méthode la plus simple et la plus répandue de récupération assistée du pétrole, est généralement rentable quel que soit le prix. Les méthodes plus dispendieuses comme l'injection de GPL (gaz de pétrole liquéfiés), de leur côté, se sont révélées plus avantageuses que prévu — avec la chute des prix, il est moins coûteux d'utiliser du GPL dans la récupération du pétrole.

Le régime actuel de redevances de l'Alberta encourage fortement les producteurs à faire de la récupération assistée. Il va de l'intérêt et du producteur et du gouvernement de récupérer la plus grande partie possible de cette richesse naturelle. L'ERCB a aussi noté qu'aucun procédé de RAP, mise à part l'injection d'eau, serait aujourd'hui rentable au prix actuel du pétrole s'il ne bénéficiait d'un rabais des redevances.

L'ERCB conclut donc, compte tenu du régime actuel de redevances, que les bas prix actuels ne menacent qu'un petit nombre de projets de RAP existants de l'Alberta. Il est cependant très peu probable que de nouveaux projets de RAP soient lancés, parce qu'ils exigent d'importantes mises de fonds initiales et que les entreprises ont, en ce moment, des problèmes de liquidités.

Un autre problème est celui de l'abandon ou de la fermeture temporaire des puits. À mesure que les gisements arrivent à épuisement, le taux de production des puits diminue et de plus en plus d'eau est pompée avec le pétrole. L'extraction du pétrole des puits ayant un rapport eau/pétrole élevé et une production faible coûte plus cher et, avec les prix actuels, certains d'entre eux ne sont plus rentables et risquent d'être fermés. Une

toute petite partie seulement de la production de brut léger a subi ce sort jusqu'à maintenant; c'est surtout dans les réservoirs de brut lourd que les abandons se sont produits.

Une fois abandonné, un puits ne produira plus jamais. Même les puits fermés temporairement produisent moins une fois réouverts. Les coûts supplémentaires occasionnés pour rendre à un puits sa productivité antérieure interdiraient probablement la réouverture des puits fermés temporairement, même si le prix du pétrole se redressait.

Au Canada comme aux États-Unis, on compte un grand nombre de «puits marginaux», c'est-à-dire des puits qui produisent très peu (aux États-Unis on considère comme marginal le puits dont la capacité de production est inférieure à 10 barils par jour). Un nombre non négligeable de ces puits a déjà été fermé aux États-Unis. En Alberta, environ un tiers des puits produisent 5 p. 100 du pétrole de la province et certains de ces puits à faible rendement risquent la fermeture.

LE SECTEUR AVAL

Le Canada se trouve dans un dilemme spécial, la chute des prix du pétrole ayant des répercussions sur les producteurs canadiens de pétrole. Des milliers de personnes ont perdu leur travail dans notre industrie pétrolière et dans d'autres secteurs connexes. Les petits producteurs surtout risquent de s'effondrer. Certains indices donnent à penser que les prix accordés aux producteurs canadiens pour le pétrole brut sont parmi les plus bas pour du pétrole de qualité comparable — difficulté qui ajoute encore au stress de cette industrie.

Dans le secteur aval, les pétrolières — incluant les *majors* — ont dit au comité que la situation actuelle a fait de la commercialisation un des secteurs d'exploitation les plus difficiles.

En raison des prix peu élevés, les producteurs et les responsables de la commercialisation sont en difficulté. Et pourtant, il n'est pas certain que les consommateurs canadiens aient tiré tout le profit qu'ils auraient dû de la chute des prix. Il n'a pas été prouvé au comité que la baisse des prix de détail ait été proportionnelle aux nouvelles conditions sur les marchés internationaux, ni qu'elle les ait suivies d'assez tôt. Le comité en est donc venu à se demander si ce ne serait pas la structure du marché du secteur aval de commercialisation et de raffinage du pétrole canadien qui empêcherait, dans une certaine mesure, les baisses du prix du brut de se répercuter jusqu'aux utilisateurs finaux.

A. La concurrence

Le comité a recueilli des opinions fort variées au sujet de la concentration et de l'état de la concurrence dans le secteur du raffinage et de la vente au détail. Ces opinions sont fréquemment contradictoires.

Les raffineurs prétendent que la concurrence est très serrée, ce qui expliquerait en partie les gains modestes provenant de ces activités. Le comité s'inquiète cependant du petit nombre de raffineurs et de la tendance à la fermeture de raffineries au Canada depuis une dizaine d'années. Cette réduction de notre capacité renforce de toute évidence le pouvoir des raffineurs sur les marchés régionaux.

Il n'a pas été clairement prouvé au comité que les points de vente au détail fonctionnent indépendamment de leurs fournisseurs en matière d'établissement du prix de détail. La plupart des stations-service sont affiliées à un grand raffineur et cette tendance semble augmenter.

Bien que la présente étude n'ait pas le mandat d'apprécier l'intensité de la concurrence dans l'industrie pétrolière, le comité n'a d'autre choix que de revendiquer en ce domaine une loi anti-coalitions plus ferme et plus facilement applicable, qui définirait clairement les principes qui doivent régir la concurrence dans tous les secteurs.

Parmi les sujets d'inquiétude, l'intégration poussée de l'industrie pétrolière du Canada pourrait faire l'objet d'une étude plus approfondie. Il faudra peut-être, par souci de rentabilité, que le marché canadien relativement restreint ne soit desservi que par un petit nombre d'entreprises du secteur du raffinage. Une question devrait en tout état de cause être étudiée, à savoir s'il est nécessaire qu'il y ait au Canada des entreprises intégrées verticalement pour s'acquitter des fonctions et dispenser les services requis aux chapitres de la production, du raffinage et de la distribution du pétrole et de ses dérivés dans tout le pays. Les entreprises intégrées devraient-elles être divisées en entreprises de raffinage et de vente au détail indépendantes en amont?

Il n'est pas non plus très clair s'il serait opportun que les points de vente au détail appartiennent aux raffineurs. Si les stations-service appartenaient à des PME et étaient gérées de façon indépendante, elles chercheraient davantage à offrir le meilleur prix et à s'attirer des clients. Dans un tel régime, également, il serait peut-être plus facile de surveiller le monopole effectif de certains raffineurs sur les marchés régionaux.

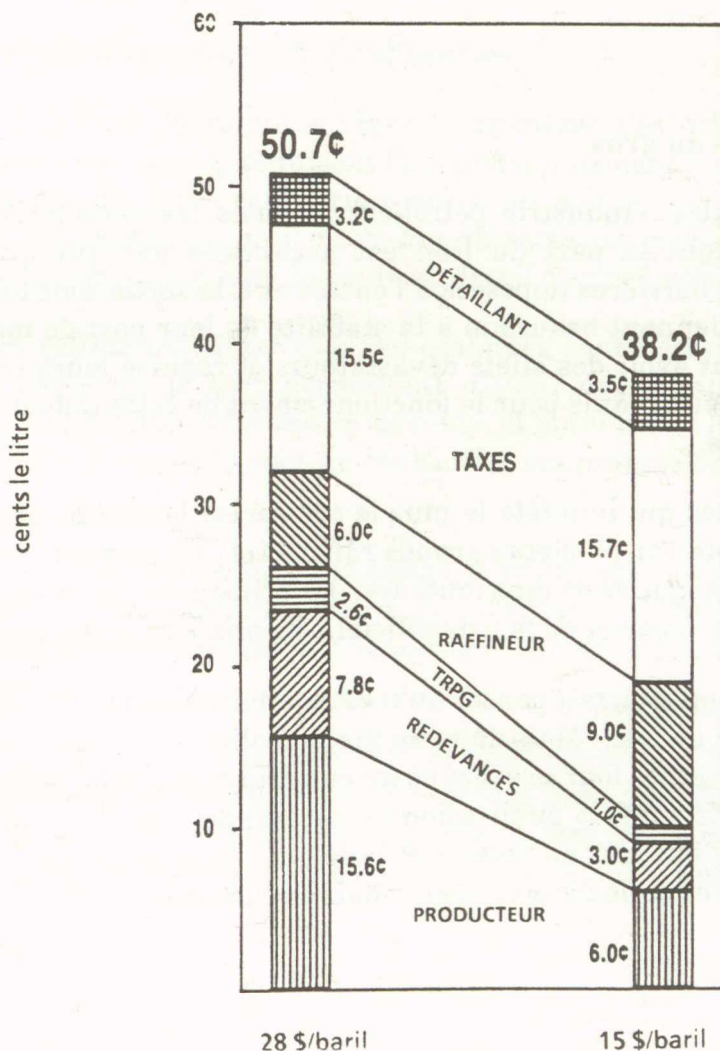
Le comité croit qu'il faudrait tout faire pour susciter le maximum de concurrence dans l'intérêt du consommateur et pour une meilleure allocation des ressources. Et cela est particulièrement important en ce qui concerne les opérations de raffinage et de commercialisation de l'industrie pétrolière, parce que de nombreux Canadiens ont l'impression que la concurrence y est faible. Cette perception est confirmée par les sentiments d'insatisfaction rapportés dans la presse concernant la lenteur et le degré auxquels la baisse des prix du brut s'est répercutée sur les prix à la pompe.

Le comité n'a pas vraiment approfondi cette question pour en tirer une conclusion définitive. Certaines constatations lui donnent une certaine inquiétude, néanmoins: le nombre croissant de fermetures de raffineries depuis quelques années, la

concentration accrue dans le secteur aval, les arrangements comme le prix-rampe de chargement et la confusion des explications touchant l'établissement des prix de détail.

Le graphique 4 est tiré d'un exposé présenté par R.H. Robinson de la firme Loewen, Ondaatje, McCutcheon & Company, à la conférence tenue le 8 mai 1986 à Toronto sur *Le prix du pétrole: Répercussions, actions et réactions*. On y donne une ventilation approximative du prix de détail de l'essence dans la région métropolitaine de Toronto, quand le brut cotait à 28 \$ le baril en janvier 1986 et à 15 \$ le baril en avril 1986. L'analyse présumait qu'il n'y avait pas eu baisse prématurée du prix des produits de raffinage, et partant, qu'il n'y avait pas eu dévaluation des stocks en inventaire. (Le brut de l'Ouest canadien, qui coûte plus cher, avait pu être écoulé avant que la baisse du prix ne se répercute à la pompe.)

GRAPHIQUE 4
VENTILATION DU PRIX DE DÉTAIL DE L'ESSENCE
RÉGION DE TORONTO À 28 \$/baril et à 15 \$/baril



Le comité est donc enclin à recommander qu'on fasse plus de lumière sur les rapports existants entre les raffineries et les distributeurs. Le rapport volumineux et longtemps attendu sur *La concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne*, préparé par la Commission sur les pratiques restrictives du commerce (CPRC), qui contient de nombreux témoignages et documents d'appui, présente une foule de renseignements et d'analyses techniques à ce sujet. Il faudrait continuer de surveiller cette industrie et voir notamment quelles suites seront données aux recommandations de la CPRC.

La question de la concurrence et de la concentration doit être et sera étudiée plus attentivement par les comités parlementaires qui examineront la politique et les projets de loi touchant les coalitions. Notre comité estime que les consommateurs doivent acquérir la conviction que les lois et leur application concourent à favoriser la concurrence. C'est pourquoi le comité privilégie l'adoption d'une loi anti-trust très ferme, comme moyen de protéger les consommateurs. En outre, afin que les milieux pétroliers et les consommateurs soient bien conscients des questions de concurrence, il serait bon de mettre sur pied un groupe de surveillance ayant pour mandat précis de suivre l'évolution des prix et des taxes dans ce secteur, comme nous l'avons déjà recommandé dans ce rapport.

B. Le prix des produits au gros

Sous divers angles, l'industrie pétrolière a toutes les caractéristiques d'un marché oligopolistique, dont la part du lion est accaparée par quelques grandes entreprises de capital. Les barrières imposées à l'entrée et à la sortie sont toujours assez élevées et les entreprises tiennent beaucoup à la stabilité de leur part de marché, parce qu'une guerre des prix peut avoir des effets dévastateurs et réduire leurs recettes à des niveaux bien inférieurs à ceux requis pour le fonctionnement de cette industrie qui exige de si lourds investissements.

Une des pratiques qui inquiète le plus le comité est le régime actuel de prix-rampe de chargement adopté par plusieurs grands raffineurs. Ce prix est en fait un prix de gros exigé de diverses catégories de distributeurs. La principale plainte que ce régime suscite est l'impossibilité de s'écarter de la liste officielle de prix-rampe de chargement.

À première vue, on pourrait penser qu'il est souhaitable et plus juste de n'avoir qu'un seul prix pour tout le monde. Mais dans un marché oligopolistique, il est vital que les acheteurs puissent opposer les fournisseurs entre eux afin de négocier le meilleur prix. Si aucun rabais n'est accordé après la publication du barème de prix, il y a un danger que toutes les pétrolières fixent leur prix au niveau de celle qui a la plus forte incidence sur le prix, puisqu'elles savent qu'elles ne feront pas de rabais en cachette.

Dans le cadre de tels accords les entreprises sont assurées de ne pas se faire ravir leur part du marché par des concurrents (à moins que la concurrence s'exerce à un autre niveau). Il pourrait en résulter un prix de transaction plus élevé que ne l'aurait été un prix négocié à la pièce. Ce qui serait au détriment du consommateur.

C. Le rôle des indépendants

Le comité est d'avis que, pour que la concurrence puisse s'exercer au maximum, les indépendants devraient être fermement établis sur le marché. Lorsqu'une industrie est dominée par quelques entreprises, les indépendants doivent avoir la garantie de pouvoir s'approvisionner en tout temps à des conditions qui ne sont pas pires que celles offertes par les raffineurs à leurs filiales. Et cela ne vise pas seulement le prix mais aussi la rapidité de l'information et de livraison. Les raffineurs canadiens ne devraient pas avoir des prix plus élevés pour leurs ventes locales que pour leurs ventes à l'exportation.

D. Les accords d'échange entre raffineries

Les indépendants ont soulevé le problème des échanges de produits entre raffineries, parce que ceux-ci réduisent l'approvisionnement auquel ils ont accès. Au lieu d'expédier du produit d'une raffinerie soeur à ses points de vente au détail éloignés, le raffineur fait des accords *swap*, ou d'échange, de sorte que le produit de la raffinerie la plus rapprochée est fourni aux points de vente au détail d'autres pétrolières voisines.

Les raffineurs disent que ces échanges sont nécessaires pour maintenir la concurrence parce qu'ils leur permettent d'avoir des points de vente loin de leurs installations. Ces échanges réduisent les coûts, et notamment les frais de transport, car le raffineur confie à d'autres le soin de ravitailler ses propres détaillants situés loin de la raffinerie.

Cependant, même sans ces *swaps*, le même volume de pétrole serait produit et les mêmes localités seraient desservies. L'importante différence est qu'un plus grand nombre d'entreprises indépendantes vendraient au détail plutôt que les grandes chaînes de station-service.

Tout en signalant ce problème, le comité note la conclusion de la Commission sur les pratiques restrictives du commerce voulant que la nature et le nombre des contrats d'approvisionnement inter-raffineries ne posent pas, en matière de concurrence, des problèmes qui exigeraient des interdictions générales ou des approbations à l'avance.

E. Importations/exportations de pétrole

Le comité estime que l'accès libre à des produits pétroliers raffinés importés est un moyen important de renforcer la concurrence au Canada. La présence d'une option importation viable permet d'acheter du pétrole ailleurs qu'auprès des raffineurs canadiens qui sont très puissants sur le marché. Cette possibilité devrait avoir un effet modérateur sur les demandes des raffineurs canadiens en matière de prix, ces raffineurs étant en affaires pour vendre leurs produits et devant par conséquent en fixer le prix à un niveau équivalent ou inférieur à celui des concurrents étrangers.

F. Les prix de détail de l'essence

Le comité estime qu'il n'a pas obtenu durant ses audiences un tableau complet de la façon dont les prix de l'essence à la pompe sont établis. C'est d'ailleurs une question fort complexe. Ce n'est en tout cas pas aussi simple que de mesurer le temps d'acheminement depuis la tête de puits jusqu'à la pompe. Il semble que les coûts d'exploitation et d'intrants sont des facteurs importants, mais que le facteur déterminant pour l'établissement du prix à la pompe est l'intensité de la concurrence sur les marchés locaux.

Le tableau 3 illustre combien le prix de détail de l'essence régulière avec plomb a varié d'une province à l'autre depuis 1971. On y trouve aussi la valeur du prix moyen au Canada. Les écarts de prix entre les diverses provinces sont si grands qu'ils ne peuvent s'expliquer uniquement par les frais de transport et de distribution, et par les taxes provinciales.

Le comité est favorable aux arrangements qui donneraient aux exploitants de stations-service les moyens d'agir de façon dynamique et concurrentielle afin d'avoir vraiment leur mot à dire dans l'établissement des prix et de pouvoir s'attirer des clients.

Le comité s'inquiète de l'influence des raffineurs sur l'établissement des prix à la pompe, et notamment de la tendance à confier leurs points de vente à des gérants, et partant, à exploiter plusieurs stations sous diverses marques dans la même région. De même, les contrats de vente de stations fermées qui comportent des clauses limitant la destination future des lieux (empêchant les nouveaux propriétaires d'utiliser les lieux pour la vente d'essence) devraient être interdits.

TABLEAU 3
Prix de détail représentatifs du marché
Essence ordinaire avec plomb
par province
1971 - 1986

PÉRIODE	cents/litre											
	T-N	I-P-É	N-É	N-B	QUÉ	ONT	MAN	SASK	ALB	C-B	CANADA	
1971	13,2	..	11,6	11,7	10,7	11,5	11,1	11,5	10,6	10,9	11,2	
1972	13,6	..	12,0	12,0	10,6	11,7	11,3	11,7	10,8	11,2	11,3	
1973	14,3	13,8	12,9	12,9	11,6	12,3	11,8	11,7	11,4	11,8	12,0	
1974	16,4	15,3	14,5	14,8	14,1	14,3	13,0	12,9	12,5	13,4	13,9	
1975	18,9	17,9	16,8	16,9	15,7	16,3	15,3	14,8	15,1	15,6	15,9	
1976	21,0	20,1	19,0	18,2	17,5	18,2	17,6	17,0	16,7	17,0	17,7	
1977	22,9	21,7	20,9	20,0	18,9	19,6	18,8	19,1	17,6	18,9	19,2	
1978	24,3	23,3	21,8	21,5	19,9	20,3	19,6	20,7	17,0	19,7	20,0	
1979	26,1	24,9	23,6	23,0	22,3	22,5	21,0	22,0	17,8	21,5	21,9	
1980	30,5	29,2	27,4	26,2	26,3	26,6	25,3	26,1	21,0	26,0	25,9	
1981	40,3	40,4	36,1	35,3	36,7	35,8	34,2	35,8	28,8	36,0	35,3	
1982	47,9	48,1	44,6	42,5	49,1	42,3	39,4	37,2	34,3	42,1	42,9	
1983	52,6	52,2	49,5	48,2	52,7	43,7	45,5	38,6	38,9	45,8	45,9	
1984	55,2	55,2	52,1	49,4	54,9	46,2	46,5	42,0	40,9	50,0	48,4	
1985	JAN	58,5	58,5	56,1	53,9	58,9	50,2	48,0	45,3	42,4	53,6	51,9
	FÉV	59,0	59,1	56,2	54,9	59,3	49,2	43,8	45,8	42,6	52,1	51,4
	MAR	59,1	57,1	56,3	55,3	59,3	49,0	47,3	45,8	42,5	47,4	51,0
	AVR	59,4	57,0	57,3	51,7	55,2	47,8	52,2	45,9	43,6	54,2	50,5
	MAI	59,4	56,9	56,4	50,2	56,9	45,9	52,2	45,9	44,0	54,2	50,2
	JUIN	59,1	56,5	56,0	49,2	56,3	46,1	51,5	45,3	44,3	53,6	50,0
	JUIL	58,9	56,2	56,0	49,0	56,3	44,4	49,3	45,3	43,3	53,8	49,2
	AOÛT	58,9	56,2	55,8	51,5	56,1	46,2	46,9	40,2	42,3	53,6	49,3
	SEPT	60,9	58,4	57,7	55,9	57,8	49,1	52,9	43,7	43,6	55,6	51,8
	OCT	61,3	58,8	57,7	58,9	57,8	49,5	54,1	43,8	44,6	55,6	52,2
	NOV	61,5	58,7	57,7	58,9	58,4	50,2	53,1	44,1	45,3	55,5	52,7
	DÉC	62,6	58,9	58,1	59,8	58,4	50,7	54,2	44,4	45,6	55,5	53,0
PRIX MOYEN		59,9	57,7	56,8	54,1	57,6	48,2	50,5	44,6	43,7	53,7	51,1
1986	JAN	63,6	59,5	58,1	60,8	58,6	50,3	54,7	44,8	46,0	56,3	53,2
	FÉV	63,2	59,1	57,7	60,8	58,9	51,0	54,6	44,7	47,1	55,3	52,8 (1)
	MAR	60,4	56,2	54,9	57,9	56,2	46,9	51,6	41,6	44,0	52,8	50,5 (1)
	AVR	53,7	49,7	50,1	52,8	50,1	40,2	45,4	30,9	36,4	45,7	43,8

NOTE (1): Ces deux valeurs ont été obtenues de la Division, Analyse du marché et des prix du pétrole, EMR, 3 juin 1986.

SOURCE: Énergie, Mines et Ressources, Ottawa, chiffres fournis au comité par le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador.

TABLE 1

Percentage of population in each age group, 1961-1980

Year	0-4	5-9	10-14	15-19	20-24	25-29	30-34	35-39	40-44	45-49	50-54	55-59	60-64	65-69	70-74	75-79	80+
1961	11.3	11.1	10.9	10.7	10.5	10.3	10.1	9.9	9.7	9.5	9.3	9.1	8.9	8.7	8.5	8.3	8.1
1962	11.2	11.0	10.8	10.6	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	8.0
1963	11.1	10.9	10.7	10.5	10.3	10.1	9.9	9.7	9.5	9.3	9.1	8.9	8.7	8.5	8.3	8.1	7.9
1964	11.0	10.8	10.6	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	8.0	7.8
1965	10.9	10.7	10.5	10.3	10.1	9.9	9.7	9.5	9.3	9.1	8.9	8.7	8.5	8.3	8.1	7.9	7.7
1966	10.8	10.6	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	8.0	7.8	7.6
1967	10.7	10.5	10.3	10.1	9.9	9.7	9.5	9.3	9.1	8.9	8.7	8.5	8.3	8.1	7.9	7.7	7.5
1968	10.6	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	8.0	7.8	7.6	7.4
1969	10.5	10.3	10.1	9.9	9.7	9.5	9.3	9.1	8.9	8.7	8.5	8.3	8.1	7.9	7.7	7.5	7.3
1970	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	8.0	7.8	7.6	7.4	7.2
1971	10.3	10.1	9.9	9.7	9.5	9.3	9.1	8.9	8.7	8.5	8.3	8.1	7.9	7.7	7.5	7.3	7.1
1972	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	8.0	7.8	7.6	7.4	7.2	7.0
1973	10.1	9.9	9.7	9.5	9.3	9.1	8.9	8.7	8.5	8.3	8.1	7.9	7.7	7.5	7.3	7.1	6.9
1974	10.0	9.8	9.6	9.4	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	8.0	7.8	7.6	7.4	7.2	7.0	6.8
1975	9.9	9.7	9.5	9.3	9.1	8.9	8.7	8.5	8.3	8.1	7.9	7.7	7.5	7.3	7.1	6.9	6.7
1976	9.8	9.6	9.4	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	8.0	7.8	7.6	7.4	7.2	7.0	6.8	6.6
1977	9.7	9.5	9.3	9.1	8.9	8.7	8.5	8.3	8.1	7.9	7.7	7.5	7.3	7.1	6.9	6.7	6.5
1978	9.6	9.4	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	8.0	7.8	7.6	7.4	7.2	7.0	6.8	6.6	6.4
1979	9.5	9.3	9.1	8.9	8.7	8.5	8.3	8.1	7.9	7.7	7.5	7.3	7.1	6.9	6.7	6.5	6.3
1980	9.4	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	8.0	7.8	7.6	7.4	7.2	7.0	6.8	6.6	6.4	6.2

Source: U.S. Census Bureau, "Marriage, Divorce, Remarriage in the 1970s," Current Reports, PC80-21, Washington, D.C., 1980.

ANNEXE A

LISTE DES TÉMOINS

N° de fasc.	Date	Organismes et témoins
20	6 mars 1986	<p>Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:</p> <p>M. Robert Skinner, sous-ministre adjoint, Secteur des ressources énergétiques;</p> <p>M. David Oulton, directeur général, Direction du pétrole, Secteur des ressources énergétiques;</p> <p>M. Jacques Rochon, chef, Relations fédérales, provinciales et territoriales concernant l'énergie, Secteur de l'analyse de la politique énergétique;</p> <p>M. Mark von Schellwitz, assistant dans le domaine de la recherche, Cabinet de la ministre.</p> <p>De «Northridge Petroleum Marketing, Inc.»:</p> <p>M. D.W. Minion, président;</p> <p>M. Robert W. McKenzie, contrôleur;</p> <p>M. Eric Hobson, directeur, Exploitation du pétrole brut.</p> <p>De l'Office national de l'énergie:</p> <p>M. Roland Priddle, président;</p> <p>M. W.A. Scotland, vice-président associé de l'Office et président du Comité permanent du pétrole;</p> <p>M. Peter Miles, directeur général, Réglementation de l'énergie;</p> <p>M. Ross White, directeur, Direction du pétrole;</p> <p>M. Alan Hiles, directeur, Direction des approvisionnements énergétiques;</p> <p>Me Jean Morel, conseiller juridique.</p>
21	20 mars 1986	<p>BP Canada Inc.:</p> <p>M. M.A. Kirkby, président et directeur général;</p> <p>M. D.W. Mann, gérant de la planification, Division du pétrole et du gaz naturel, Direction des activités commerciales.</p>
23	14 avril 1986	<p>M^{me} Cora McAra et M. George McAra, ex-exploitants de station-service Petro-Canada.</p>

No de fasc.	Date	Organismes et témoins
23	14 avril 1986 (suite et fin)	<p>De l'Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers: M. James R. Conrad, vice-président exécutif; M. Rick Hammond, «T.G. Hammond Ltd.»; M. G.J. Overvelde, «Francis Fuels Ltd.».</p> <p>De l'Association canadienne des automobilistes: M. R.B. Erb, vice-président exécutif; M. Michael McNeil, directeur, Relations publiques et affaires gouvernementales; M. Richard Godding, directeur, Services techniques et voyages; M. Georges Lozano, directeur adjoint, Services d'information.</p>
24	21 avril 1986	<p>De «Universal Explorations (83) Ltd.»: M. J.A. Mercier, président.</p> <p>De «Strand Oil & Gas Ltd.»: M. Dennis R. Gieck, président.</p>
25	28 avril 1986	<p>D'Esso Ressources Canada Limitée: M. G.H. Thomson, président; M. Roger Purdie, vice-président, Marketing; M. Don Penrose, vice-président, Planification et administration.</p> <p>De Texaco Canada Inc.: M. Stuart J. Walker, vice-président principal; M. Colin C. Wild, directeur général, Approvisionnement et distribution; M. Douglas W. Maddock, directeur, Relations avec le gouvernement fédéral.</p> <p>De «Texaco Canada Resources»: M. Neal H. Eggen, vice-président principal.</p>
26	5 mai 1986	<p>De «Husky Oil Limited»: M. Arthur R. Price, président; M. J. Tom Graham, gérant, Ingénierie du pétrole brut, Division du pétrole brut; M. D.O. Gurel, gérant, Production.</p> <p>De Petro-Canada Inc.: M. R.J. Mayo, président, Produits Petro-Canada; M. G.N. Beauregard, vice-président principal, région de l'Est, Produits Petro-Canada; M. W.R. Twiss, vice-président, planification générale, Petro-Canada Inc.;</p>

N° de fasc.	Date	Organismes et témoins
26	5 mai 1986 (suite et fin)	<p>M. J.F. Bechtold, directeur divisionnaire principal, Coordination de l'approvisionnement, Produits Petro-Canada.</p> <p>De «Ultramar Canada Inc.»: M. L.D. Woodruff, président du conseil d'administration.</p>
27	6 mai 1986	<p>De «PanCanadian Petroleum Limited»: M. Bartlett B. Rombough, président et chef de la direction; M. W.C. Reinwart, vice-président, Marketing; M. R.J. Innes, vice-président, Économie et planification.</p>
28	12 mai 1986	<p>De Shell Canada Limitée: M. D.J. Taylor, vice-président exécutif; M. J.A. Holmes, directeur, Opérations internationales; M. C.W. Pegg, conseiller, Questions commerciales; M. J.A. Dickson, directeur, Planification des approvisionnements et des opérations.</p> <p>De la «Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors»: M. John A. Niedermaier, président; président, «Badger Drilling Ltd.»; président, «Petro Well Servicing»; M. Ron W. Wayne, président, «Service Rig Division»; président, «Widney Well Servicing Ltd.»; M. Gordon R. Rowan, vice-président; président, «Cactus Drilling»; M. J.G. Williams, ancien président; président «ADECO Drilling & Engineering Co. Ltd.»; M. Don M. Herring, directeur exécutif.</p> <p>De Suncor Inc.: M. T.H. Thomson, président et directeur général; M. H.B. Maxwell, vice-président, Affaires gouvernementales; M. G.A.T. Allan, directeur, Planification et contrôle, Groupe des sables bitumineux.</p>

1. The first of the two...
2. The second of the two...
3. The third of the two...
4. The fourth of the two...
5. The fifth of the two...
6. The sixth of the two...
7. The seventh of the two...
8. The eighth of the two...
9. The ninth of the two...
10. The tenth of the two...
11. The eleventh of the two...
12. The twelfth of the two...
13. The thirteenth of the two...
14. The fourteenth of the two...
15. The fifteenth of the two...
16. The sixteenth of the two...
17. The seventeenth of the two...
18. The eighteenth of the two...
19. The nineteenth of the two...
20. The twentieth of the two...

MÉMOIRES

Le comité a reçu des soumissions des groupes et particuliers suivants:

AFFAIRES EXTÉRIEURES, MINISTÈRE DES, Ottawa (Ontario)
 ALBERTA, GOUVERNEMENT DE L', *ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD*, Calgary (Alberta)
 ASSOCIATION CANADIENNE DES AUTOMOBILISTES, Ottawa (Ontario)
 AIR TRANSPORT ASSOCIATION OF CANADA, Ottawa (Ontario)
 ASSOCIATION CANADIENNE DE COMMERCIALISATION DES PRODUITS PÉTROLIERS, Toronto (Ontario)

BP CANADA INC., Toronto (Ontario)

CANADIAN ASSOCIATION OF OILWELL DRILLING CONTRACTORS, Calgary (Alberta)

ESSO RESSOURCES CANADA LIMITÉE, Toronto (Ontario)

GALLAGHER, M. J.P., Calgary (Alberta)

HUNTER, M. S.J., Vancouver (Colombie-Britannique)
 HUSKY OIL LIMITED, Calgary (Alberta)

INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF CANADA, Calgary (Alberta)
 INTERPROVINCIAL PIPE LINE LIMITED, Toronto (Ontario)

McARA, MME CORA ET M. GEORGE, Gravenhurst (Ontario)

NOUVEAU-BRUNSWICK, GOUVERNEMENT DU, MINISTÈRE DES FORÊTS, DES MINES ET DE L'ÉNERGIE, Fredericton (Nouveau-Brunswick)

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, Ottawa (Ontario)

PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED, Calgary (Alberta)
 PETRO-CANADA INC., Calgary (Alberta)

QUÉBEC, GOUVERNEMENT DU, MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES, Québec (Québec)

SHELL CANADA LIMITÉE, Calgary (Alberta)
 SUNCOR INC., Toronto (Ontario)

TERRE-NEUVE ET DU LABRADOR, GOUVERNEMENT DE, DÉPARTEMENT DES MINES ET DE L'ÉNERGIE, St. John's (Terre-Neuve)
 TEXACO CANADA LTD., Don Mills (Ontario)

ULTRAMAR CANADA INC., Don Mills (Ontario)
 UNIVERSAL EXPLORATIONS LTD., Calgary (Alberta)

Respectueusement soumis,
Le président
 Earl A. Hastings

REPORT

The first part of the report deals with the general principles of the subject. It is divided into two main sections, the first of which is devoted to the history of the subject and the second to the present state of the subject.

The second part of the report deals with the details of the subject. It is divided into three main sections, the first of which is devoted to the theory of the subject and the second to the practice of the subject.

The third part of the report deals with the results of the research. It is divided into two main sections, the first of which is devoted to the results of the theory and the second to the results of the practice.

The fourth part of the report deals with the conclusions of the research. It is divided into two main sections, the first of which is devoted to the conclusions of the theory and the second to the conclusions of the practice.

The fifth part of the report deals with the bibliography. It is divided into two main sections, the first of which is devoted to the bibliography of the theory and the second to the bibliography of the practice.

The sixth part of the report deals with the index. It is divided into two main sections, the first of which is devoted to the index of the theory and the second to the index of the practice.

The seventh part of the report deals with the appendix. It is divided into two main sections, the first of which is devoted to the appendix of the theory and the second to the appendix of the practice.

The eighth part of the report deals with the notes. It is divided into two main sections, the first of which is devoted to the notes of the theory and the second to the notes of the practice.

The ninth part of the report deals with the references. It is divided into two main sections, the first of which is devoted to the references of the theory and the second to the references of the practice.

PROCÈS-VERBAUX

LE MARDI 13 MAI 1986

(58)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 12 h 15 à huis-clos sous la présidence de l'honorable sénateur R. James Balfour (vice-président).

Membres du comité présents: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Hays, et Olson.
(4)

Également présents: Du Bureau de recherche du comité M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Économie). *Du Bureau du président:* Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis-clos.

MM. Dean Clay et Lawrence Harris font une déclaration et répondent aux questions.

À 12 h 55, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MARDI 27 MAI 1986

(59)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à midi à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur R. James Balfour (vice-président).

Membres du comité présents: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Barootes, Doody, Kenny, Lefebvre et Olson. (7)

Également présents: Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Économie). *Du Bureau du président:* Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

Le comité étudie son projet de rapport.

À 13 h 11, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MARDI 29 MAI 1986
(60)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à midi à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

Membres du comité présents: Les honorables sénateurs Adams, Barootes, Doody, Hastings, Hays, Kenny et Lefebvre. (7)

Également présents: Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Économie). Du Bureau du président: Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

Le comité étudie son projet de rapport.

À 15 h 15, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MARDI 3 JUIN 1986
(61)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à midi à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

Membres du comité présents: Les honorables sénateurs Balfour, Hastings, Kenny, Lefebvre et Olson. (5)

Également présents: Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Économie). Du Bureau du président: Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

Le comité étudie son projet de rapport.

À 13 h 15, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE JEUDI 5 JUIN 1986
(63)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à midi à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

Membres du comité présents: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Hastings Kenny, Lefebvre, Lucier et Olson. (7)

Également présents: Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Économie). *Du Bureau du président:* Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

Le comité étudie son projet de rapport.

À 14 hEURES, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE LUNDI 9 JUIN 1986

(64)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à midi à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

Membres du comité présents: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Barootes, Doody, Hastings, Hays, Kenny, Lefebvre et Olson. (9)

Également présents: Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Économie). *Du Bureau du président:* Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

L'honorable sénateur Kenny propose que les mémoires présentés par des groupes ou des individus qui n'ont pas témoigné devant le comité, fassent l'objet d'un fascicule distinct des délibérations.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le comité étudie son projet de rapport.

À 14 h 40, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MERCREDI 11 JUIN 1986

(65)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 18 hEURES à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

Membres du comité présents: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Barootes, Doody, Hastings, Hays, Kenny, et Lefebvre. (8)

Également présents: Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Économie). *Du Bureau du président:* Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

Le comité étudie son projet de rapport.

L'honorable sénateur Balfour propose que le projet de rapport, tel qu'amendé sous la direction du président et du vice-président, soit adopté en tant que cinquième projet de rapport du comité et que, conformément à l'article 78(1) du Règlement, le rapport soit déposé au Sénat.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

L'honorable sénateur Lefebvre propose que le comité imprime 4 000 exemplaires en anglais et en français du rapport sous forme de fascicule régulier des délibérations muni d'une couverture spéciale.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

À 10 h 05, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

Le greffier du comité

Timothy Ross Wilson