

QUEEN Industry Canada Industrie Canada
HD a, Canada
9574 H5
.C22
C314
1995
V.1

Your file Votre référence

Our file Notre référence

IC

**INDUSTRIE CANADIENNE DU
RAFFINAGE ET DE LA
COMMERCIALISATION
DES PRODUITS PÉTROLIERS**
Volume 1

CADRE DE COMPÉTITIVITÉ SECTORIELLE

Mars 1995

Canada

TABLE DES MATIÈRES
VOLUME 1

AVANT-PROPOS

I. INTRODUCTION

1. Processus
2. Historique
3. Enjeux et débouchés
4. Défi de la compétitivité

II. PROFIL SECTORIEL

1. Une industrie en pleine maturité
2. Emploi
3. Structure de l'industrie
4. Différences régionales
5. Historique

III. RENDEMENT DE L'INDUSTRIE

1. La compétitivité ne se mesure pas uniquement en fonction du flux des échanges commerciaux
2. Rentabilité
3. Analyse comparative des produits d'exploitation des raffineries aux États-Unis et au Canada
4. Analyse comparative des frais d'exploitation des raffineries aux États-Unis et au Canada
5. Résumé des prestations

IV. FACTEURS INFLUANT SUR LA RENTABILITÉ D'UNE RAFFINERIE

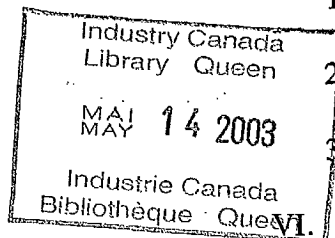
1. Coûts d'acquisition du brut
2. Taux d'utilisation
3. Taille des raffineries
4. Complexité des raffineries
5. Frais de distribution - Stations-service

V. PARAMÈTRES FONDAMENTAUX À LONG TERME

1. Investissements nécessaires dans le secteur du raffinage du pétrole au Canada
2. Réglementation environnementale au Canada et aux États-Unis
3. Perspectives pour le secteur du raffinage canadien

VI. CONSÉQUENCES ET PROBLÈMES

1. Résumé
2. Questions essentielles et recommandations



**LISTE DES ANNEXES
VOLUME 2**

- A1 Rapport sommaire du groupe d'étude mixte
- A2 Structure et rendement du secteur
- A3 Liens intersectoriels de l'industrie du raffinage
- A4 Offre et demande de produits pétroliers
- A5 Marges de raffinage et de commercialisation
- A6 Enjeux écologiques
- A7 Purvin and Gertz, Inc "Competitive Outlook for the Canadian Petroleum Refining and Marketing Industry", document préparé pour le compte de l'Institut canadien des produits pétroliers (4 mai 1992)
- A7 The CPPI Task Force Report on the Working Group on Competitiveness Issues (août 1993)

AUTRES SOURCES CONSULTÉES

1. Purvin and Gertz, Inc "North American Crude Oil Markets in Transition" (novembre 1993)
2. Ressources naturelles Canada, Examen de l'activité du secteur pétrolier canadien
3. Ressources naturelles Canada, Commercialisation des produits pétroliers
4. Division de l'industrie de Statistique Canada et Division de l'énergie de Ressources naturelles Canada, «Guide statistique sur l'énergie»

LISTE DES FIGURES

- Figure 1 : Produits pétroliers raffinés
Demande prévue en 1991, 2000 et 2010
- Figure 2 : Demande quotidienne de produits pétroliers
raffinés au Canada et aux États-Unis,
de 1973 à 1992
- Figure 3 : Ventes et production de produits pétroliers,
de 1986 à 1993
- Figure 4 : Emploi dans le secteur du raffinage et
de la commercialisation des produits pétroliers,
de 1983 à 1992
- Figure 5 : Degré de savoir selon le secteur industriel,
en 1991
- Figure 6 : Rendement du capital utilisé
- Figure 7 : Produits d'exploitation et éléments de coûts
(en cents par litre, 1991 et 1993)
- Figure 8 : Frais d'exploitation non liés au raffinage
(distribution/ventes et administration) par dollar
de vente, 1986 à 1993
- Figure 9 : Coûts et marges bénéficiaires applicables au raffinage
et à la commercialisation
- Figure 10 : Marges bénéficiaires Canada - États-Unis
Raffinage - commercialisation; raffinage -
gros et détail (1990 à 1994)
- Figure 11 : Marges bénéficiaires applicables au raffinage
de l'essence, Canada et États-Unis
(1990 à 1994)
- Figure 12 : Taux d'utilisation des raffineries (%)
1987 à 1992
- Figure 13 : Complexité des raffineries selon le procédé et
la région
- Figure 14 : Marge bénéficiaire d'une station-service

(après déduction des taxes) lorsqu'un
revendeur achète au prix à la rampe de chargement

Figure 15 : Écart entre les prix avec service complet et en
libre-service (cents CAN le litre)

Figure 16 : Prévisions des coûts prévus proportionnels
afférents à l'environnement au Canada et
aux États-Unis qui s'ajouteront aux frais
d'exploitation, cents canadiens (1991) le litre . . .

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I : Produits d'exploitation, dépenses et bénéfices du secteur des produits pétroliers

Tableau II : Produits pétroliers raffinés canadiens - valeur de la production au prix des revendeurs, au prix en wagon-citerne, au prix de détail, au prix à la rampe de chargement et au prix de détail à Toronto, en 1993

Tableau III : Différences entre plusieurs gammes de prix; prix canadien moins prix à la sortie de la raffinerie en vigueur sur la côte du golfe du Mexique et en Californie, en 1993 (cents canadiens par litre)

Tableau IV : Produits pétroliers; raffineurs canadiens; coûts par dollar de vente (1986 à 1993)

Tableau V : Prix du pétrole brut selon le type et l'emplacement (cents canadiens par litre)

Tableau VI : Prévisions relatives aux investissements nécessaires de la part du secteur canadien du raffinage, établies à la fin de 1991

Tableau VII : Total estimatif des investissements qui devront être faits par les raffineurs canadiens et américains afin d'atteindre les objectifs environnementaux

Tableau VIII : Frais annuels de possession et d'exploitation afférents à l'environnement au Canada et aux États-Unis (millions de dollars canadiens)

Tableau IX : Répartition estimative des coûts environnementaux annualisés selon la catégorie, 2010

AVANT-PROPOS

Le cadre de compétitivité sectorielle (CCS) constitue une approche adoptée par Industrie Canada pour étudier la compétitivité des principaux secteurs industriels canadiens. Le processus repose sur des données sûres, des travaux de divers groupes d'étude mixte et une analyse rigoureuse. Il vise à permettre une meilleure compréhension des questions qui influent sur la compétitivité à long terme des secteurs, à favoriser l'élaboration de politiques plus efficaces et à restreindre l'incertitude en prévision d'investissements futurs. Le CCS du secteur des produits pétroliers est abordé dans les volumes 1 et 2 du présent rapport. Le volume 1 a été rédigé par Industrie Canada avec l'aide de George Lerner, doyen de la faculté de gestion de la University of Lethbridge, située à Lethbridge (Alberta); il s'agit d'une analyse plus en profondeur que celle du volume²¹.

¹On a d'abord demandé à M. Lerner de fonder son étude exclusivement sur les données et l'analyse présentées dans les annexes A2 à A8. Toutefois, compte tenu du délai entre la préparation des annexes et la rédaction du sommaire, M. Lerner a décidé d'utiliser des données plus à jour provenant de l'industrie. Après consultation avec le personnel d'Industrie Canada, M. Lerner a rédigé un sommaire à partir des renseignements contenus dans les annexes, tout en mettant les données à jour afin de tenir compte de l'évolution rapide de la conjoncture dans laquelle ont évolué les raffineurs canadiens au cours des trois dernières années, soit depuis que les annexes A7 et A8 ont été écrites. La première version du rapport de M. Lerner a été modifiée à plusieurs reprises en fonction des observations émises par un bon nombre de personnes qui avaient fait partie du groupe d'étude initial et par d'autres experts industriels et gouvernementaux. Néanmoins, il est clair que ce rapport ne constitue pas une fin en soi, car les conditions auxquelles est confrontée l'industrie du raffinage changent si rapidement que la demi-vie de toute étude devient précaire. Ainsi, l'introduction de l'essence reformulée sur le marché américain en janvier 1995 perturbe l'équilibre entre l'offre et la demande d'essence sans plomb en Amérique du Nord et en Europe, et son incidence sur le prix de l'essence canadienne nuit au raffineur. Voici plusieurs analyses essentielles qui devront être effectuées : 1) une analyse régionale portant sur l'exposition des raffineurs canadiens aux importations pour une foule de motifs liés aux débouchés commerciaux éventuels et à la réglementation; 2) une analyse comparative de la prestation des raffineries selon les régions et de la prestation des raffineries américaines dans les régions avoisinantes des États-Unis; 3) une analyse comparative des frais d'immobilisations et autres frais fixes afin de déterminer de quelle façon ceux-ci influent sur les résultats de l'évaluation actuelle de la prestation des raffineries américaines et canadiennes qui est fondée uniquement sur la comparaison des frais d'exploitation variables; 4) une étude plus précise des répercussions financières de la réglementation environnementale américaine sur les raffineurs ainsi que de l'incidence probable de celle-ci sur les investissements et les frais d'exploitation des raffineries américains; 5) une analyse plus juste des frais d'exploitation des raffineries canadiens ainsi qu'une approximation des coûts calculée en fonction de plusieurs marges différentes entre les prix fixés à divers stades de la chaîne, depuis la vente du pétrole brut jusqu'à la vente au détail des produits raffinés; 6) une analyse des effets de la complexité des raffineries sur les coûts afférents à la réglementation environnementale; 7) une étude portant sur la possibilité de réaliser des économies de diversification en faisant en sorte de satisfaire aux exigences de plusieurs lois à caractère environnemental et en rendant les raffineries plus complexes, puisque la complexité permet de réagir avec plus de souplesse à la fois aux fluctuations du prix des charges d'alimentation et des produits, et aux exigences environnementales à venir; 8) une analyse comparative des prix à la sortie de la raffinerie d'une foule de produits raffinés canadiens et de prix similaires à divers centres de raffinage américains; 9) une étude plus détaillée des écarts afférents aux coûts de transport et autres coûts de distribution qui pourrait expliquer l'ampleur de l'écart au Canada entre le prix à la rampe de chargement et le prix du détaillant en wagon-citerne; 10) une étude plus détaillée du secteur des stations-service aux États-Unis et une analyse permettant de mieux déduire l'évolution probable des secteurs canadiens de la commercialisation et des stations-service; 11) une analyse comparative de la structure des coûts des réseaux de stations-service des entreprises de raffinage et de commercialisation, et de celle des stations-service indépendantes; 12) une évaluation de la vitesse à laquelle le réseau canadien des stations-service accomplira sa rationalisation afin de permettre

Le volume 2 est le fruit du groupe d'étude de la compétitivité des produits pétroliers qui regroupe des gens de l'industrie, des fonctionnaires fédéraux et des consommateurs. L'industrie était représentée au sein du groupe d'étude par quatre sociétés membres de l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP). Il s'agissait de deux entreprises de raffinage et de commercialisation d'envergure nationale, d'une entreprise de raffinage et de commercialisation régionale, et d'une entreprise de commercialisation régionale. Parmi les ministères fédéraux qui étaient représentés au sein du groupe d'étude il y avait Industrie Canada (pour ses compétences dans le domaine de l'analyse de la valeur et de la rentabilité), Environnement Canada (pour sa connaissance des questions environnementales) et Ressources naturelles Canada (pour sa compréhension des technologies et des marchés de l'industrie pétrolière). Le point de vue des consommateurs canadiens a été fourni par un représentant de l'Association des consommateurs du Canada (ACC). Par ailleurs, le groupe d'étude a beaucoup consulté plusieurs autres intervenants, notamment au sein des gouvernements provinciaux et d'autres ministères et organismes fédéraux, et les équipes de gestionnaires supérieurs de chacune des sociétés.

L'analyse et les conclusions présentées dans le volume 2 découlent d'un consensus au sein du groupe d'étude. Les résultats ont été passés en revue et mis à l'épreuve lors d'un atelier regroupant plusieurs intervenants qui a eu lieu en février 1994.

Sur le conseil du Bureau de la politique de concurrence, le groupe d'étude a fait l'objet d'une intégration verticale par suite de l'inclusion d'un membre de l'ACC, et seules des données provenant de sources publiques ont été utilisées. On a ainsi pu éviter d'aborder des domaines nécessitant l'utilisation d'information à caractère confidentiel.

La phase suivante du programme CCS consistera à examiner les questions de compétitivité découlant de la dynamique internationale en matière de tarification des produits et de commerce engendrée par les écarts à l'échelle mondiale dans le domaine des normes environnementales et des investissements requis pour satisfaire aux exigences.

I. INTRODUCTION

L'industrie manufacturière canadienne doit faire face à la concurrence internationale et s'adapter à un contexte réglementaire qui change rapidement, tant au Canada qu'à l'étranger². Le programme portant sur le cadre de compétitivité sectorielle (ci-après appelé le programme CCS), qui englobe la présente étude de l'industrie canadienne du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers, vise l'élaboration d'un plan d'action micro-économique sectoriel qui permettra à l'industrie canadienne de se raffermir et de prendre de l'expansion. La reprise économique actuelle ainsi que le cours du change cachent peut-être des lacunes sous-jacentes ou des possibilités de croissance inexploitées. Une analyse micro-économique permet d'étudier la prestation d'un secteur industriel dans le passé, et de comparer ses forces et ses faiblesses relatives, à celles de concurrents aux États-Unis et ailleurs. L'analyse peut faire ressortir les dangers et les possibilités, et constitue une approche rationnelle en matière de collaboration entre les intervenants des secteurs publics et privés qui permet aux entreprises industrielles de mieux relever les défis qui les attendent.

Pendant près d'un siècle, le secteur du raffinage pétrolier a été perçu par la population canadienne comme un indice de la capacité industrielle grandissante du pays. Cette perception témoignait de la nécessité pour les raffineurs de s'établir à proximité des utilisateurs d'essence, de carburant diesel, de carburant aviation, de mazout domestique et d'autres produits pétroliers raffinés. On reconnaissait les grands complexes industriels à la présence des tours caractéristiques des raffineries installées dans une banlieue urbaine. On acheminait le pétrole brut jusqu'à la raffinerie. Les complexes de raffinage formaient le noyau. De nombreuses entreprises industrielles en aval des raffineurs qui achetaient des produits pétroliers raffinés pour le transport, le chauffage, la production d'énergie et comme charge fraîche, avaient tendance à s'établir dans les zones urbaines, à proximité des raffineries, en partie afin d'avoir accès de façon économique aux produits pétroliers raffinés.

² La réglementation canadienne qui régissait la tarification et les importations dans le secteur énergétique a été abolie en 1985. Toutefois, la réglementation en matière de protection de l'environnement fait l'objet de changements fréquents de nos jours. Dans d'autres secteurs, la réglementation qui régit le commerce international change, tout comme la réglementation en matière de transport et de télécommunications.

De nos jours, les produits raffinés sont expédiés par pipeline et navire-citerne sur de grandes distances, à un coût modéré par rapport à ce qu'il en coûte pour acheminer le pétrole brut destiné au raffinage.

L'emplacement de la raffinerie n'est donc plus assujéti à celui de l'utilisateur final. Les raffineries sont encore loin d'être des installations flottantes qui peuvent être démontées puis remontées ailleurs. Chaque raffinerie représente pour les investisseurs un coût irrécupérable important tant au titre de l'installation elle-même que des infrastructures de transport qui la soutiennent. Néanmoins, l'évolution peut être rapide. Par exemple, au cours de seulement une décennie, la structure de l'industrie canadienne a été transformée et seuls deux centres de raffinage importants ont survécu au Canada, soit à Edmonton et dans la région de Sarnia-Toronto; il reste aussi trois centres de moindre importance à Montréal, dans la région atlantique et à Vancouver. Le déclin du secteur canadien du raffinage risque de se poursuivre et il se peut que la demande de produits pétroliers raffinés soit comblée par des importations.

La réglementation du secteur pétrolier a découlé de la sensibilisation de la population aux activités de l'industrie. La population associe les raffineries à la vigueur industrielle, et la fermeture d'une raffinerie revêt un caractère aussi bien politique qu'économique. Les automobilistes sont préoccupés par les variations du prix de l'essence et interrogent les organismes gouvernementaux lorsque les prix diffèrent d'un endroit à un autre ou fluctuent sans raison apparente d'une journée à l'autre. La collectivité s'inquiète parfois de l'envergure des grandes sociétés et multinationales pétrolières, dont un bon nombre sont intégrées depuis l'approvisionnement en pétrole brut et le transport de celui-ci, jusqu'à la vente au détail de l'essence.

L'industrie a été et demeure assujéti à la taxe d'accise fédérale et aux taxes de vente provinciales sur l'essence qui dépassent de beaucoup les taxes en vigueur aux États-Unis, mais qui se comparent à celles imposées ailleurs. Elle est aussi soumise, probablement plus que n'importe quel autre secteur industriel, à toute une panoplie de politiques gouvernementales -- politiques énergétiques, politiques relatives à l'environnement et surtout à la pollution atmosphérique, politiques en matière d'investissements étrangers, politiques commerciales tant au Canada qu'aux États-Unis, préoccupations de la population au sujet du prix de l'essence, participation gouvernementale par voie d'acquisitions directes et par l'imposition de politiques de développement régional.

Depuis 1985, les législateurs canadiens ne réglementent plus les prix, le transfert des profits et les échanges internationaux relatifs aux produits

bruts et raffinés. Aujourd'hui, les projecteurs sont braqués sur le rendement économique de l'industrie et sur l'incidence de la réglementation relative à la protection de l'environnement sur cette prestation. On peut répartir les coûts afférents à l'environnement en deux catégories, à savoir ceux associés à l'impact direct d'une installation sur l'environnement (raffineries, stations-service et installations de transport), et ceux ayant trait à la pollution atmosphérique engendrée par les véhicules et les autres installations utilisant des combustibles fossiles. Il importe de faire la distinction entre les deux. Les frais d'exploitation associés aux installations qui sont engagés afin de satisfaire aux normes environnementales peuvent faire grimper les coûts d'un raffineur canadien sans lui assurer une protection contre les fournisseurs étrangers; celui-ci pourrait éventuellement être désavantagé par rapport aux fournisseurs étrangers qui ont la possibilité économique d'exporter des produits pétroliers raffinés au Canada. Selon les règles du droit commercial international, compte tenu des frais d'exploitation engagés pour répondre aux normes environnementales plus rigoureuses à l'égard des produits raffinés, le Canada pourra obliger les fournisseurs étrangers à satisfaire à ces mêmes normes.

Dans ce premier rapport élaboré dans le cadre du programme CCS, sont présentés et évalués les changements multiples et rapides qui caractérisent l'industrie canadienne du raffinage et de la commercialisation. Lorsque c'est possible, on compare l'état actuel et la prestation passée de l'industrie canadienne par rapport à l'état et à la prestation de l'industrie américaine du raffinage. Bien qu'il ne s'agisse pas de la seule source de concurrence, l'industrie américaine constitue le fournisseur éventuel le plus probable de produits raffinés pour le sud de l'Ontario et la Colombie-Britannique, ce qui aura ensuite une incidence sur les prix dans le nord de l'Ontario, au Québec et dans les Prairies. On trouvera une analyse dans le présent rapport et, dans les annexes, des données détaillées sur les coûts environnementaux éventuels, la structure de l'industrie, et les marges bénéficiaires des raffineries au stade du raffinage, des activités de gros et de la vente au détail. Ces renseignements et cette analyse n'ont encore jamais été mis à la disposition de tous les intervenants, aussi bien à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'industrie. Les consultations à venir reposeront sur la présente étude et porteront sur les points qui doivent faire l'objet d'une recherche plus poussée afin d'établir une collaboration en matière de politiques publiques et de stratégies privées qui permettra de relever les défis qui se présentent au secteur.

La section I présente un bref aperçu du processus d'élaboration du présent rapport, l'historique de l'étude, ainsi que les questions et les

défis auxquels est confrontée l'industrie qui témoignent de l'à-propos de cette étude. Dans la section II, on dresse un profil des perspectives de croissance de l'industrie, de son niveau d'emploi, de sa structure par rapport à celle de l'industrie américaine, ainsi que du contexte historique. La section III présente une comparaison entre la prestation de l'industrie canadienne et celle de l'industrie américaine au titre des profits, du chiffre d'affaires et des frais d'exploitation. Dans la section IV, on évalue plusieurs facteurs qui influent sur la compétitivité de l'industrie canadienne par rapport à celle de l'industrie américaine du raffinage. La section V (Paramètres fondamentaux à long terme) traite de l'éventuelle nécessité pour l'industrie d'effectuer des investissements majeurs qui lui permettront d'améliorer les raffineries et de se conformer aux exigences environnementales. Étant donné que les investissements sont tributaires de la rentabilité, le retour à celle-ci constitue une préoccupation sociale immédiate puisque c'est la société qui demande aux raffineurs de faire des investissements supplémentaires afin d'atteindre des objectifs écologiques. La section VI constitue un bref résumé des questions essentielles et présente des recommandations relatives aux activités de coordination, d'intervention et de recherche.

1. Processus

Industrie Canada a dirigé l'étude sur le cadre de compétitivité du secteur des produits pétroliers conjointement avec Environnement Canada, Ressources naturelles Canada et l'Institut canadien des produits pétroliers. Des membres du personnel des quatre organismes ont pris part aux recherches dont les résultats sont présentés dans plusieurs des annexes ci-jointes. Le présent rapport repose sur ces recherches ainsi que sur les résultats de nombreuses consultations avec le Bureau de la politique de concurrence, le ministère des Finances, l'Association des consommateurs du Canada ainsi que plusieurs raffineurs d'envergure (se reporter à l'annexe A1 -- Rapport sommaire du groupe d'étude mixte). Dans le cadre de la démarche adoptée, l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) a dirigé, conjointement avec Ressources naturelles Canada, un groupe d'étude sur le secteur des produits pétroliers. Ce groupe a présenté, en août 1993, un rapport intitulé "The Report of the Working Group on Competitive Issues" (se reporter à l'annexe A8). Auparavant, à la demande de l'ICPP, Purvin & Gertz Inc. avait remis un rapport d'étude spécial intitulé "Competitive Outlook for the Canadian Petroleum Refining and Marketing Industry" et daté du 4 mai 1992 (se reporter à l'annexe A7).

Le présent rapport, cependant, est la responsabilité d'Industrie Canada. Il a un caractère plus analytique que les rapports précédents. Bien qu'il

repose principalement sur les résultats des recherches présentés en annexe, d'autres sources de renseignements ont aussi été examinées afin que ce rapport soit le plus à jour possible, malgré le caractère dynamique et l'évolution rapide qui caractérisent l'industrie.

Étant donné que ce rapport est destiné à être utilisé par de nombreux intervenants aussi bien à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'industrie, il s'appuie sur des renseignements qui sont déjà du domaine public ainsi que sur des données tirées d'une vaste étude menée par Purvin & Gertz Inc. qui porte sur l'offre et la demande de pétrole en Amérique du Nord.

Dans le présent rapport, on évalue un certain nombre de questions et de défis ayant une incidence sur les perspectives d'avenir de l'industrie, et l'on propose aux intervenants au sein de l'État et de l'industrie diverses approches à l'égard des politiques à venir. On établit également un certain nombre de points qui, dans l'intérêt des décideurs, devraient faire l'objet d'un suivi et de recherches supplémentaires.

2. Historique

Depuis 1982, le secteur du raffinage du pétrole est aux prises avec des coûts élevés et de maigres profits, situation qui découle du fléchissement de la demande des produits pétroliers et du faible taux d'utilisation des raffineries³. En 1993, le taux d'utilisation des raffineries s'est amélioré de façon marquée par suite d'une série de fermetures et d'une augmentation de la demande d'essence. En outre, les raffineurs ont réduit considérablement leurs frais d'exploitation unitaires entre 1991 et 1993. Néanmoins, les profits demeurent inférieurs à la normale et les raffineurs prévoient être obligés d'investir d'importantes sommes afin de moderniser les raffineries d'ici 2010 pour satisfaire aux exigences environnementales et augmenter le degré de complexité de leurs installations en fonction de celui qui existe aux États-Unis. Ces investissements privés ne se matérialiseront que si les entreprises estiment avoir de bonnes chances de rétablir une rentabilité durable.

L'État s'est engagé à favoriser la compétitivité de l'industrie et dans la mesure possible assurer aux investisseurs éventuels du secteur du raffinage que ses interventions en matière de politique et de fiscalité ne nuiront pas à l'établissement d'une rentabilité durable. Pour que les garanties offertes par l'État soient convaincantes, il faut assurer la coordination des politiques d'un ministère à l'autre, ainsi qu'entre les paliers fédéraux et provinciaux.

Par le passé, la rentabilité des entreprises du secteur du raffinage a subi les effets néfastes d'une foule de lois et du taux élevé de la taxe d'accise par rapport aux États-Unis, car lorsque les prix montent, la demande intérieure de produits raffinés diminue. Depuis 1985, le prix des produits raffinés canadiens témoigne de la forte concurrence au Canada ainsi que de la menace de la concurrence étrangère. Par suite de la déréglementation, les prix des produits pétroliers ont atteint le niveau le plus bas de leur histoire. Il importe donc d'expliquer à tous les

³ Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP). Selon le rapport annuel de 1987 sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier canadien, le rendement moyen de l'avoir des actionnaires dans le secteur pétrolier, pour la période de cinq ans se terminant en 1987, s'est chiffré à 5,8 %, contre 10,2 % dans les autres secteurs industriels. Dans le cas du rendement des capitaux utilisés, l'ASSP a indiqué qu'il était de 6,8 % pour l'industrie pétrolière contre 8,9 % pour tous les autres secteurs industriels non financiers canadiens (à l'exclusion du secteur pétrolier). Le rendement au cours de la deuxième moitié de la décennie est demeuré médiocre. Le rendement moyen de l'avoir des actionnaires pour la période de cinq ans se terminant en 1992 a été de seulement 1 %, comparativement à un rendement de 7,1 % pour l'ensemble des secteurs industriels non financiers, et le rendement des capitaux utilisés a été de 5,3 %, contre 6,3 % pour l'ensemble de l'industrie.

intervenants les répercussions des politiques gouvernementales envisagées sur la compétitivité de l'industrie, en fonction des possibilités économiques réelles. Une simple rumeur à l'égard de nouvelles taxes d'accise freinerait les investissements autant que l'imposition d'une taxe réelle.

Le programme CCS vise à accroître la crédibilité des politiques gouvernementales en matière de compétitivité dans le milieu commercial et, par l'entremise des médias, dans la population. En l'absence d'une analyse fiable, les intervenants publics et politiques doutent souvent de la validité et de l'objectivité des évaluations portant sur les coûts associés à des projets de politiques particuliers ainsi que sur les avantages qu'il peut y avoir à retarder la modification de la réglementation ou à adopter une approche réglementaire différente. L'approche consensuelle adoptée dans le cadre du programme CCS vise à faire disparaître ce scepticisme.

3. Enjeux et débouchés

Au cours des dernières années, tous les raffineurs canadiens ont dû prendre des décisions difficiles quant à la façon de réduire les effectifs et de rationaliser les exploitations de raffinage et les activités de commercialisation. La réduction des effectifs risque de se poursuivre dans le secteur du raffinage et se matérialisera certainement dans le secteur de la vente au détail. Tous les raffineurs seront aussi appelés à décider s'ils investissent d'importantes sommes afin de rendre leurs raffineries conformes aux normes environnementales régissant les installations de raffinage, de satisfaire aux nouvelles exigences relatives aux émissions de gaz d'échappement, et de modifier les raffineries de manière à permettre l'utilisation d'une plus grande gamme de pétroles bruts. Bien que les sommes à investir et le moment opportun ne soient pas déterminés avec précision, on s'entend pour dire qu'un raffineur canadien ne peut retarder éternellement ces investissements s'il veut demeurer concurrentiel par rapport aux autres raffineurs canadiens et aux importateurs.

À moins que la perspective d'une rentabilité durable ne s'améliore, on préférera éviter les investissements importants et favoriser l'importation de produits raffinés. Cette perspective d'amélioration est tributaire des efforts déployés par les raffineurs pour rationaliser les exploitations canadiennes. Le rendement de l'industrie s'est grandement amélioré au cours des deux dernières années, mais la rentabilité demeure inférieure à la norme et aux attentes des investisseurs. La rentabilité à long terme est menacée par la possibilité que des produits soient importés en provenance de raffineries situées à l'étranger qui pourraient se soustraire

aux dépenses et aux frais d'exploitation considérables découlant de la nécessité de se conformer aux exigences environnementales régissant les installations. Contrairement aux raffineurs de l'étranger, les entreprises américaines risquent de devoir engager des dépenses plus importantes que les raffineurs canadiens au titre de la protection de l'environnement, mais il est toujours possible que certaines raffineries américaines évitent d'effectuer les investissements requis pour les produits américains et décident d'expédier leur produit au Canada. Les règles du droit commercial international pourraient empêcher le Canada de contrer ce surcroît d'expéditions en restreignant les importations à la frontière.

4. Défi de la compétitivité

L'industrie canadienne du raffinage est jugée concurrentielle lorsque les entreprises sont en mesure d'obtenir au moins un rendement normal du capital investi (au sein de l'industrie, on estime ce rendement à environ 12 %), tout en conservant sa part du marché canadien des produits raffinés. Au cours de la dernière décennie, l'industrie du raffinage est parvenue à s'accaparer presque tout le marché de l'essence et des autres produits raffinés vendus au Canada. Le petit volume d'importations a été contrebalancé par un volume plus grand d'exportations. En outre, le Canada jouit d'une balance des paiements excédentaire dans le secteur des produits pétroliers raffinés. Pour conserver leur part de marché au Canada, les raffineurs ont abaissé leur prix à un niveau égal, sinon inférieur, à celui des importations éventuelles⁴.

En bref, le défi de la compétitivité pour l'ensemble des raffineurs canadiens consiste à enregistrer de façon soutenue un rendement des investissements au moins normal et à empêcher les importateurs de s'approprier une part importante du marché canadien. Dans le présent rapport, notamment dans plusieurs annexes, on évalue les chances actuelles des raffineurs canadiens de parvenir au degré de compétitivité mentionné précédemment.

Le secteur canadien du raffinage ne parviendra probablement pas à se tailler une place importante parmi les exportateurs de produits raffinés parce que l'industrie américaine a déjà investi massivement dans la

⁴ Étant donné qu'il n'a pas d'influence sur le prix, un raffineur canadien ne peut augmenter son chiffre d'affaires en haussant les prix. Pour augmenter son chiffre d'affaires, il doit accroître sa part de marché au détriment d'un autre raffineur. Cette méthode est parfois coûteuse et infructueuse. Pour revenir à la rentabilité, chaque raffineur a plutôt entrepris de réduire ses coûts et de protéger sa part de marché.

complexité de ses raffineries. Ce degré plus élevé de complexité confère aux raffineurs américains une plus grande souplesse quant au choix des pétroles bruts et de l'éventail des produits. Ce n'est pas le cas des options à court terme qui s'offrent à la plupart des raffineurs canadiens. Les raffineurs américains sont donc en mesure de réduire leurs coûts d'acquisition du pétrole brut puisque le prix relatif de celui-ci varie selon la densité et la teneur en soufre.

Que les sommes considérables investies dans une flexibilité accrue soient ou non rentabilisées par des économies au titre des coûts d'achat du pétrole brut et(ou) une hausse de la valeur des produits, l'industrie américaine s'est engagée à faire de tels investissements, ce qui n'est pas le cas de l'industrie canadienne.

Toutefois, les répercussions qu'auront les hausses des frais d'exploitation découlant de l'obligation de se conformer aux exigences environnementales risquent d'écraser tous les autres projets d'investissement. L'avenir de l'industrie canadienne reposera sur la capacité de l'État et de l'industrie de s'entendre sur les changements à caractère environnemental qui peuvent être financés à même les bénéfices. La capacité des raffineurs à récupérer les coûts associés à la protection de l'environnement sera fonction des dépenses que devront engager les concurrents américains et étrangers qui sont soumis à des réglementations environnementales différentes. Les politiques commerciales préoccupent les raffineurs, car les différences entre les normes environnementales et entre les façons d'imposer les objectifs écologiques peuvent influencer grandement sur les coûts de production et, partant, sur la structure commerciale et la structure spatiale des investissements.

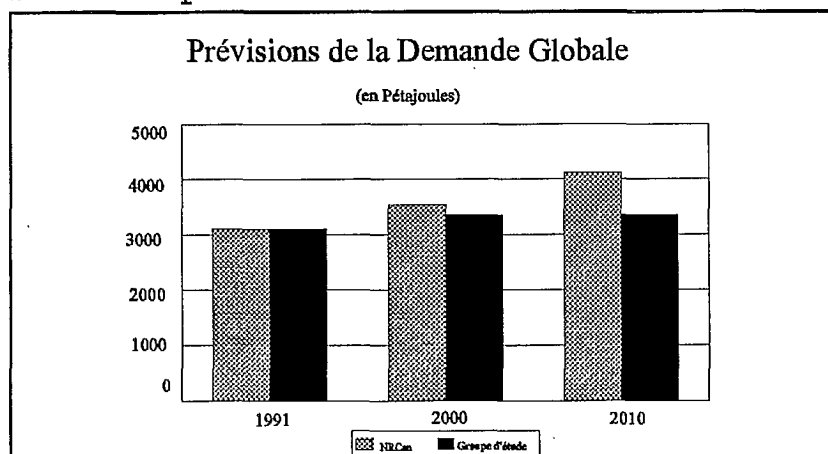
Les investissements visant les installations qui ont une incidence sur la pollution de l'air, de l'eau et du sol dans les environs d'une raffinerie peuvent entraîner une hausse des coûts pour l'entreprise canadienne, mais un exportateur étranger peut parvenir à se soustraire à ces dépenses. Ces importations à destination du Canada ne pourraient faire l'objet d'une intervention à la frontière. Par ailleurs, les investissements nécessaires pour réduire la pollution découlant de la combustion des combustibles peuvent être protégés à la frontière seulement si les paliers gouvernementaux canadiens insistent pour que les importations répondent aux mêmes normes que les produits canadiens.

II PROFIL SECTORIEL

1. Une industrie en pleine maturité

L'industrie canadienne du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers est en pleine maturité, compte tenu du fait que la demande progresse lentement et qu'on ne prévoit pas la venue de technologies révolutionnaires capables d'influer sur l'offre. Ressources naturelles Canada a établi des prévisions relatives à la demande canadienne⁵. Le ministère prévoit un taux de croissance annuel de 1,5 % d'ici 2010. Pour sa part, le groupe d'étude prévoit que la croissance sera de 0,4 % d'ici l'an 2000, puis nulle par la suite (se reporter à la figure 1). Purvin & Gertz utilise un taux de croissance annuel de 0,7 % pour prévoir la demande nord-américaine. On peut s'attendre à ce que les prévisions relatives à la demande varient, compte tenu de la nature incertaine de celle-ci, mais pour l'établissement des mandats environnementaux, il serait utile d'arriver à un consensus relativement à la demande prévue de produits pétroliers raffinés.

Figure 1
Produits pétroliers raffinés

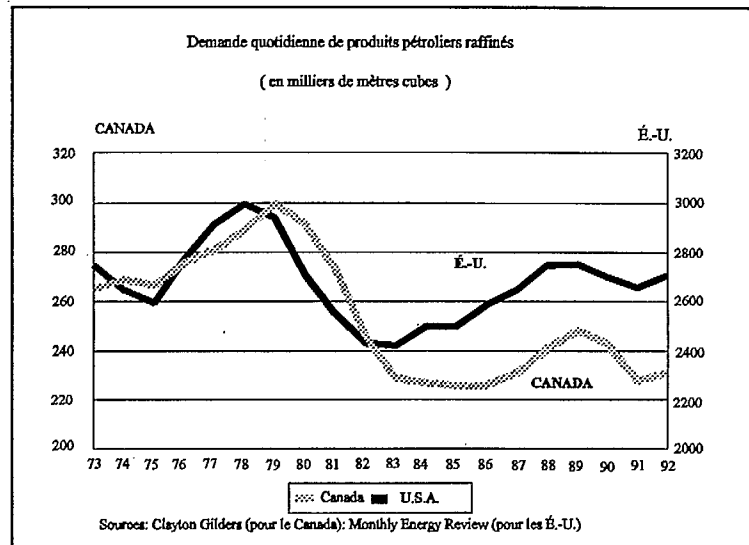


automobilistes. Néanmoins, la demande d'essence a également reculé et, même pendant et après l'actuelle période de reprise économique, on s'attend à ce qu'elle ne progresse que lentement. Pendant un certain temps, on utilisait moins son véhicule, et les petites voitures étaient populaires. Aujourd'hui, alors que le Canada sort de la récession, ces

⁵ Dans l'annexe A4, on indique que l'Office national de l'énergie demeure plus optimiste quant à la croissance de la demande. L'annexe A4 fait ressortir pourquoi le groupe d'étude est pessimiste à l'égard de la croissance, sauf dans le cas du carburant diesel.

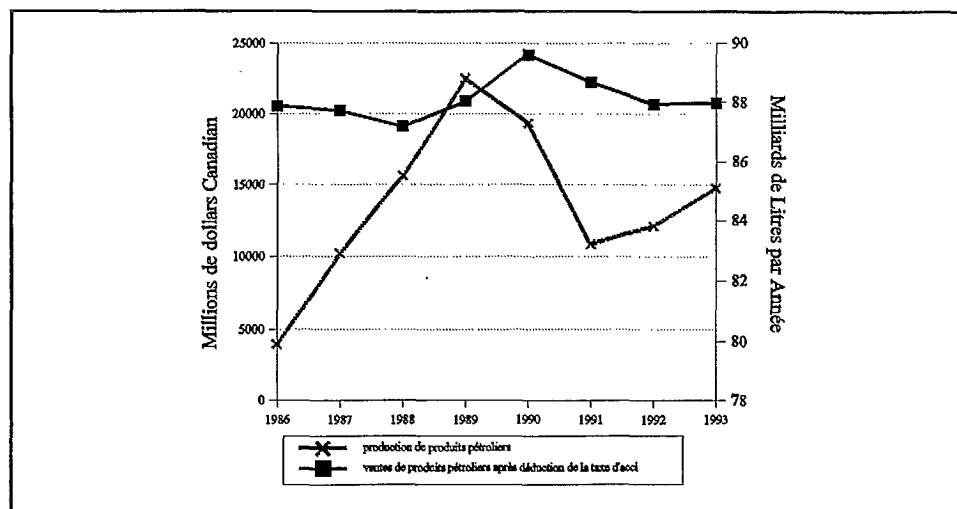
tendances sont en voie d'être renversées, mais la consommation d'essence des moteurs s'améliore constamment, à un rythme qui contrebalance le retour aux véhicules plus gros et l'utilisation accrue des voitures. La figure 2 donne une idée d'ensemble de la demande de produits pétroliers au Canada et aux États-Unis, de 1973 à 1992.

Figure 2 : Demande quotidienne de produits pétroliers raffinés au Canada et aux États-Unis, de 1973 à 1992



Par suite du recul de la demande de produits pétroliers raffinés plus lourds et du fléchissement de la demande d'essence, le secteur des produits pétroliers raffinés a dû se résoudre, après une décennie de maigres profits, à rationaliser et à restreindre ses dépenses. La réduction des effectifs a entraîné une baisse des activités de raffinage à Montréal et à Vancouver. Les deux principaux centres de raffinage du pétrole qui restent au Canada sont situés à Edmonton et dans la région de Toronto-Sarnia. La petite raffinerie d'Ultramar située à Dartmouth (Nouvelle-Écosse), qui appartenait anciennement à Texaco et avait été vendue à Ultramar lors de l'acquisition de Texaco par Imperial, a été fermée récemment.

Figure 3 : Ventés et production de produits pétroliers, de 1986 à 199

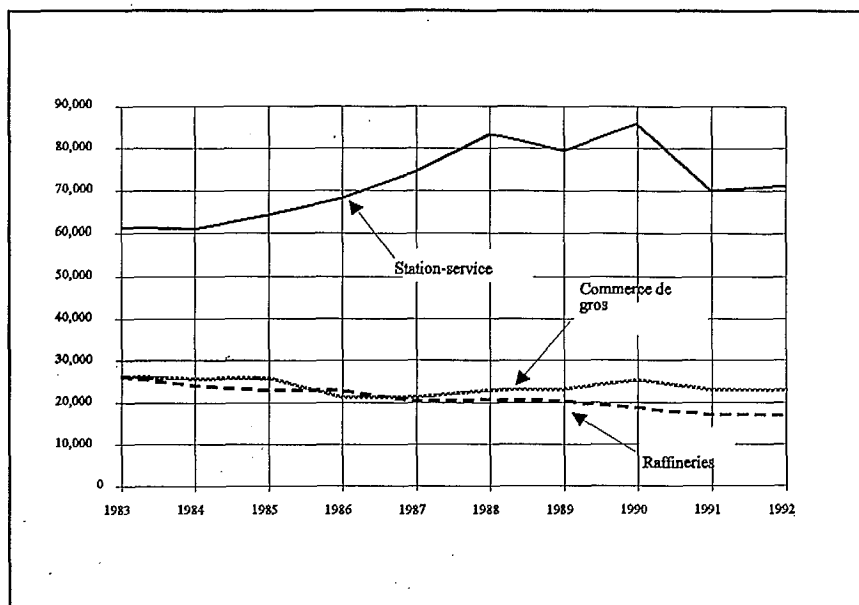


Les données relatives aux ventes et à la production (la production satisfait à la demande et elle est illustrée à la figure 3) des raffineries témoignent de la maturité de l'industrie. Les ventes en aval des raffineurs canadiens (après déduction des taxes d'accise fédérales et des taxes provinciales) visant les produits pétroliers ont atteint 22,3 milliards de dollars en 1991, 20,7 milliards de dollars en 1992, et 20,8 milliards de dollars en 1993 (ces chiffres ne tiennent pas compte des ventes de produits pétrochimiques)⁶. Cinquante-quatre pour cent des produits pétroliers raffinés canadiens sont vendus comme carburants pour les automobiles et les aéronefs, et les carburants de transport dans leur ensemble, y compris le carburant diesel, représentent 67 % des produits pétroliers. Dans le secteur du transport, il existe peu de substituts à l'essence et au carburant diesel. Le propane et le gaz naturel comprimé accaparent une petite part du marché des véhicules automobiles, en partie parce que l'État accorde des avantages au titre de la taxation de ces carburants, et en partie à cause des avantages (que certains mettent en doute) qu'ils procurent sur le plan environnemental par rapport à l'essence. Ces derniers produits sont en majeure partie restreints aux parcs de taxis et de véhicules de livraison légers, et ne constituent pas une menace immédiate ou importante pour les ventes d'essence et de carburant diesel utilisés par la plupart des automobiles et des camions.

⁶ Ressources naturelles Canada, rapport annuel de 1993 sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier canadien, tableaux B9 et B17, et versions antérieures.

Les autres produits pétroliers exercent une concurrence féroce au gaz naturel et à l'électricité dans les secteurs du chauffage et de la production d'énergie.

Figure 4 : Emploi dans le secteur du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers, de 1983 à 1992



2. Emploi

Il y a 13 000 travailleurs dans le secteur manufacturier de l'industrie du raffinage et de la commercialisation qui assurent la production de produits finals commercialisables. Leur nombre, qui était de 25 300 en 1982, devrait continuer de baisser. Par ailleurs, 68 000 autres personnes travaillent dans le secteur de la vente au détail et de la distribution, la plupart dans des stations-service. Le secteur de la distribution de gros compte au total 23 400 personnes⁷. La distribution de gros et de détail constitue un service local (le choix des touristes et les achats outre-frontière ont une faible incidence et font exception à la règle). C'est pourquoi la mesure habituelle de la, "competitive" soit la capacité d'exporter ses produits aux États-Unis et dans le monde ainsi que de les substituer aux importations, doit être appliquée avec prudence au secteur du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers canadiens.

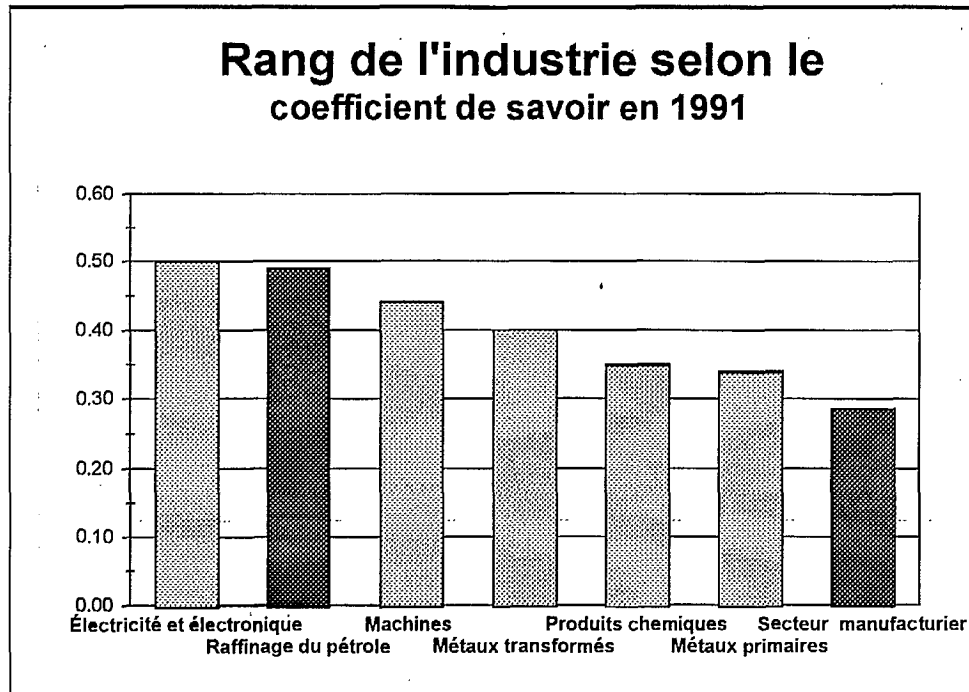
⁷ Se reporter à la page 37 de l'annexe A2.

Quel que soit l'avenir de l'industrie canadienne du raffinage, la distribution des produits raffinés se poursuivra au Canada aussi bien dans le secteur du détail que dans celui du gros. Le sort des raffineurs canadiens n'aura donc qu'une incidence minime sur l'emploi au Canada. On peut toutefois s'attendre à des coupures de personnel en aval puisque les fermetures de stations-service se poursuivent indépendamment du sort des raffineurs canadiens. Cependant, les emplois dans les raffineries sont des emplois de qualité⁸. Le secteur des produits pétroliers raffinés est trois fois plus capitalistique que n'importe quel secteur manufacturier moyen, comme l'indique le rapport entre la valeur comptable des immobilisations et le produit intérieur brut (PIB) annuel. Il s'ensuit que le PIB par travailleur est de 149 000 \$. Plus important encore, le degré de savoir des travailleurs du secteur du raffinage, comme on peut le voir à la figure 5, est parmi les plus élevés de l'ensemble des industries canadiennes. Compte tenu du caractère capitalistique des raffineries, il n'est pas étonnant que la production par travailleur soit élevée. En outre, la productivité de la main-d'oeuvre dans le secteur s'est améliorée de façon marquée, alors que l'emploi régressait au cours de la dernière décennie⁹.

⁸ Bob Buchanan indique dans une étude récente que le multiplicateur de l'emploi indirect en aval, tiré du code industriel intrants-extrants de Statistique Canada, était de 7,21 en 1994. Pour un non-spécialiste, un multiplicateur de 7,21 laisse entendre qu'il y a 7,21 emplois à l'extérieur des raffineries qui dépendent du secteur du raffinage au Canada. Ce ne pourrait être le cas que si les ressources servant à approvisionner les raffineries qui utilisent la main-d'oeuvre ne pouvaient être affectées ailleurs et étaient entièrement consacrées à l'approvisionnement du secteur du raffinage, et si les ressources elles-mêmes n'avaient pas d'autre utilité. Ainsi, on engloberait la main-d'oeuvre utilisée dans le cadre de la production de l'acier, ou de la prestation de services informatiques ou de plomberie, et ainsi de suite. Étant donné que ces facteurs de production peuvent être utilisés autrement (on peut par exemple exporter les produits et les services vers des raffineries américaines), il n'est pas exact d'affirmer que la disparition du secteur canadien du raffinage des produits pétroliers et de ses 13 000 emplois (11 900 en 1994) entraînerait la perte de 79 000 autres emplois (73 900 en 1994). Le rapport Buchanan indique aussi que le nombre d'emplois dans les stations-service s'est chiffré à 82 500 en 1993 et à 75 700 en 1994. Ces chiffres sont beaucoup plus élevés que le chiffre de l'emploi dans les stations-service mentionné à la page 36 de l'annexe A2. Se reporter au rapport Buchanan intitulé *Report on Employment in the Canadian Petroleum Industry, 1985-1994* (Canadian Energy Research Institute pour le compte de la Petroleum Communication Foundation, décembre 1994).

⁹ Se reporter à la page 7 de l'annexe A3.

Figure 5: Degré de savoir selon de secteur industries



On a toujours constaté un malaise général à la pensée que le Canada puisse un jour dépendre exclusivement des importations pour s'approvisionner en produits pétroliers raffinés, si les raffineurs canadiens décidaient de ne pas moderniser leurs installations de raffinage. Il est difficile de prévoir les répercussions indirectes de la fermeture des raffineries et de l'approvisionnement par voie d'importations sur l'emploi dans les secteurs en aval qui utilisent des produits pétroliers raffinés. Les secteurs en aval représentent 64 % des ventes de produits pétroliers raffinés. Les effets en aval seront donc généralisés, mais les répercussions sur l'emploi pourraient être minimales si les prix des importations sont intéressants. Les effets pourraient être considérables si les coûts supplémentaires associés à l'importation de produits raffinés sont désavantageux pour les entreprises en aval qui doivent faire concurrence aux producteurs américains situés à proximité d'une raffinerie américaine.

Parmi les nombreux secteurs industriels en aval qui font usage de produits pétroliers raffinés, il y en a douze qui sont de grands consommateurs. Pour cinq de ces secteurs, l'achat de produits pétroliers raffinés représente plus de 4 % de la facture d'approvisionnement. Il s'agit du secteur des transports (10,4 %), du secteur des services publics d'électricité (8,6 %), de l'industrie chimique et des produits chimiques (6,4 %), du secteur de l'agriculture et des services connexes (5,8 %), et de l'industrie minière (4 %). Toute majoration des prix des produits pétroliers raffinés au Canada à des niveaux supérieurs à ceux enregistrés

aux États-unis influe nettement sur la compétitivité relative de ces secteurs industriels. En outre, les secteurs encore plus en aval achètent des produits des entreprises qui transigent directement avec les raffineurs et subiront aussi les répercussions de toute augmentation des coûts de raffinage¹⁰.

Tout comme le secteur du raffinage qui réduit ses effectifs et rationalise son exploitation afin de faire face à la concurrence et à une capacité excédentaire, le secteur des stations-service s'adapte au changement. Les répercussions sur l'indice d'emploi de la diminution du nombre de stations-service seront plus grandes que dans le cas de la réduction de l'effectif du secteur du raffinage. La station-service canadienne type fonctionne avec un prix de détail unitaire plus élevé que celui de la station type américaine, parce qu'elle vend beaucoup moins d'essence par mois, qu'il ne s'agit probablement pas d'un libre-service, et qu'il est peu probable que le marchandisage de produits connexes soit aussi efficace. Le déséquilibre du secteur canadien des stations-service ainsi que les fréquentes guerres de prix qui ont lieu dans beaucoup de régions du Canada ont permis à la population de suivre de près l'évolution du prix de l'essence.

Compte tenu des écarts entre les chiffres enregistrés dans le secteur des stations-service au Canada et aux États-Unis (10 000 litres par jour aux É.-U. en 1991 contre 5 000 litres par jour au Canada -- calculs estimatifs effectués par Ressources naturelles Canada), l'emploi dans ce secteur devrait fléchir. Le nombre d'emplois dans les stations-service a déjà baissé depuis 1980, passant de 24 200 à 17 000 en 1994. Plusieurs raffineurs ont fait part de leur intention de réduire leurs réseaux de stations encore davantage. Toutefois, les détaillants indépendants pourraient décider de vendre de l'essence sans marque et les distributeurs indépendants pourraient conserver une part importante des marchés régionaux et surtout urbains dans l'ensemble du pays.

Parmi les facteurs qui ralentissent la cadence de fermeture des stations-service par rapport au recul beaucoup plus rapide enregistré aux États-Unis (le repli s'est terminé en 1987 aux É.-U.), il y a la difficulté qu'éprouvent les entreprises à convertir les stations à un usage non

¹⁰ On signale que le secteur pétrochimique est bien viable dans le sud de l'Ontario et au Québec uniquement parce qu'on y dispose d'une charge d'alimentation pétrochimique moins coûteuse provenant des raffineries canadiennes, contrairement aux grands producteurs pétrochimiques qui s'approvisionnent sur la côte du golfe du Mexique. Sarnia et Montréal sont devenues d'importants centres de production pétrochimique en raison de la proximité des raffineries.

pétrolier. Il est difficile pour les sociétés de vendre leurs stations parce que les acheteurs et les prêteurs éventuels ne veulent pas supporter les coûts de nettoyage. On devrait peut-être s'attaquer à cette question sur le plan social par l'adoption d'une loi ou l'établissement d'un programme gouvernemental.

Les chiffres enregistrés dans le secteur des stations-service sont en baisse au Canada, et si l'on se fie à l'exemple des États-Unis, la réduction des effectifs dans ce secteur devrait se poursuivre et pourrait atteindre 25 % (mesure effectuée en fonction du nombre de points de vente). Pour atteindre le débit actuel des stations-service américaines, le recul du secteur canadien des stations-service devrait être de l'ordre de 50 %. Toutefois, en raison du fait que la population canadienne est dispersée, il se peut que le nombre de stations-service nécessaires pour assurer l'équilibre demeure plus élevé qu'il ne le faudrait pour atteindre le débit usuel aux États-Unis. Étant donné que les entreprises de raffinage et de commercialisation participent activement aux activités de gros et de détail, ces dernières pourraient nuire grandement aux profits en général. Les coûts de distribution sont plus bas aux États-Unis, mais cette observation repose sur les moyennes nationales et pourrait ne pas s'appliquer à une entreprise de raffinage et de commercialisation au Canada.

Même si les coûts de distribution devaient demeurer élevés par rapport à ceux du réseau américain, ces coûts s'appliqueraient également à un grossiste ou à un détaillant qui décideraient d'importer de l'essence. Le prix de détail a donc une incidence modeste sur la demande au Canada, tout comme il influe peu sur la décision de produire ou d'importer prise par une entreprise de raffinage et de commercialisation.

3. Structure de l'industrie

L'industrie du raffinage au Canada est plus concentrée qu'aux États-Unis. Globalement, les entreprises de raffinage et de commercialisation canadiennes réalisent près de 80 % des ventes d'essence au détail, par l'intermédiaire de stations-service exploitées sous marque qui appartiennent à des entreprises et à des concessionnaires, contre seulement 36 % pour les entreprises de raffinage et de commercialisation aux États-Unis. Trois des principales entreprises de raffinage et de commercialisation canadiennes (Petro Canada, Imperial et Shell) effectuent 47 % des ventes d'essence, tandis que cette proportion est de 25 % pour les trois premières sociétés américaines. Le chiffre de 47 % est trompeur cependant lorsqu'on évalue les parts du marché de l'essence des trois principales entreprises sur le plan concurrentiel. L'incidence

sur la concurrence est un phénomène régional et la part combinée des principaux raffineurs nationaux varie en importance selon les régions. Plus important encore, dans chaque région, les principaux raffineurs font face à au moins un raffineur local dont la part de marché n'est peut-être pas considérable à l'échelle nationale, mais qui réalise une grande partie des ventes dans la région. Dans les provinces de l'Atlantique, Irving est une entreprise de raffinage et de commercialisation bien établie. Au Québec, Ultramar est une entreprise de raffinage et de commercialisation de premier plan. En Ontario, Sunoco est une entreprise très répandue et Ultramar assure la distribution dans une partie de la province. Dans les Prairies, Co-op et Husky (depuis leurs propres raffineries) ainsi que Mohawk (qui a conclu une entente de transformation avec un important raffineur) sont des entreprises de raffinage et de commercialisation de première importance. Enfin, en Colombie-Britannique, Chevron constitue une importante entreprise de raffinage et de commercialisation. Étant donné que chacune des trois principales entreprises de raffinage et de commercialisation nationales sont représentées à des degrés divers dans chaque région, la moyenne nationale ne donne pas une bonne idée de la prestation d'une région à l'autre.

Outre la concurrence exercée par les raffineurs régionaux, toutes les entreprises de raffinage et de commercialisation doivent affronter, dans le secteur des stations-service, les revendeurs ainsi que les chaînes de vente au détail indépendantes. Dans l'ensemble du pays, le marché des indépendants (exploitation sans marque) réalise environ 20 % des ventes d'essence au détail, mais dans certaines villes, ce pourcentage dépasse largement les 30 %. Les entreprises de raffinage et de commercialisation se font concurrence pour fournir aux indépendants l'essence qui est d'ordinaire vendue à un prix de gros établi selon le prix à la rampe de chargement aux États-Unis ou le prix au comptant aux États-Unis, qui est rajusté en fonction des frais de déchargement, de stockage et de livraison au client canadien.

4. Différences régionales

Les analystes divisent souvent les centres de raffinage canadiens en cinq régions distinctes : Atlantique, Montréal-Québec, Sarnia-Toronto, Edmonton et Vancouver. Dans l'Ouest, seule Chevron exploite une raffinerie à Vancouver et la région est approvisionnée par les raffineries de la région d'Edmonton. C'est pourquoi il est plus utile d'inclure les Prairies et la Colombie-Britannique en un seul marché. Les raffineurs de l'Ontario et du Québec s'échangent des produits et se font concurrence pour les ventes dans l'est de l'Ontario. Pour une raffinerie, même si ce n'est pas le cas du point de vue de la vente au détail, les

deux provinces font partie du même marché géographique. Il est donc souvent utile, dans le cadre d'une analyse économique, de définir trois marchés géographiques distincts au Canada pour les produits pétroliers raffinés, chacun de ces marchés chevauchant les secteurs voisins aux États-Unis. Les trois régions sont les suivantes : la région atlantique, la région de l'Ontario et du Québec (ou des Grands Lacs et du Saint-Laurent), ainsi que la région des Prairies et de la Colombie-Britannique¹¹.

Comme il a été mentionné précédemment, une évaluation de la structure du capital social dans le secteur du raffinage pour l'ensemble du Canada, plutôt que pour chaque région distincte, présente une valeur limitée pour l'établissement d'une politique gouvernementale ou l'étude du rendement au sein de l'industrie. En outre, les comparaisons entre les secteurs du raffinage et de la vente au détail au Canada et aux États-Unis ne sont pas aussi utiles que les comparaisons entre chacune des trois régions canadiennes et les districts voisins de raffinage et de distribution aux États-Unis.

La région atlantique compte quatre raffineries. La raffinerie Come By Chance et celle d'Irving à Saint John traitent du pétrole brut importé et exportent une grande partie de leurs produits vers les États de la Nouvelle-Angleterre (effectuant 67 % des exportations canadiennes de produits raffinés). Elles produisent parfois toutes les deux d'importants volumes de produits finals lourds pour lesquels il existe un marché local, notamment avec les services publics d'électricité des provinces atlantiques qui importent encore du combustible lourd pour compléter les approvisionnements locaux¹².

¹¹ Plusieurs études utilisent des frontières régionales différentes. Le groupe d'étude de l'ICPP (annexe A8) établit trois marchés régionaux, à savoir : les provinces atlantiques et le Québec, l'Ontario et les Prairies et la Colombie-Britannique. Le point commun entre les régions de l'Atlantique et du Québec est leur exposition aux expéditions maritimes de pétrole brut et de produits raffinés. L'Ontario, pour sa part, est relié au secteur industriel du nord des États-Unis dans le PADD 1. La région des Prairies est maintenant reliée à la Colombie-Britannique en raison du fait que le complexe de raffinage d'Edmonton approvisionne celle-ci. On regroupe le Québec et l'Ontario en un seul marché régional notamment en raison de l'ampleur des échanges de produits entre les entreprises de raffinage et de commercialisation dans ces deux régions et du chevauchement de l'approvisionnement destiné à l'est de l'Ontario en provenance de Montréal et de Toronto.

¹² La raffinerie Come By Chance a récemment été vendue par Newfoundland Refining Co. à la société Vitol SA basée en Suisse qui prévoit y investir 30 millions de dollars au cours des deux prochaines années afin de la moderniser et de répondre aux exigences américaines. Aussi bien la raffinerie Come By Chance que la raffinerie Irving disposent d'installations de craquage, mais celles-ci sont de faible envergure par rapport à la capacité nominale des raffineries.

Ultramar a fermé la raffinerie Texaco de Dartmouth¹³. Les entreprises de commercialisation qui n'exploitent pas de raffineries dans la région atlantique assurent leur approvisionnement au moyen de contrats d'échange signés avec Imperial et Irving. Les importations constituent une solution de rechange, à la place du raffinage local ou des échanges, mais, à ce jour, elles n'ont pas été une source importante d'approvisionnement en essence dans la région. Les importations de mazout lourd dans la région atlantique représentent 46 % de l'ensemble des importations canadiennes de produits raffinés.

Dans la région Québec-Ontario, il y a neuf raffineries, soit trois au Québec et six en Ontario. Elles sont toutes de taille raisonnable. L'une d'elles, soit la raffinerie de Novacor à Sarnia, est conçue pour produire de la charge d'alimentation pétrochimique et produit une petite quantité d'essence de façon accessoire. Les raffineries de l'Ontario et du Québec desservent principalement le marché intérieur et elles exportent parfois de petites quantités afin d'augmenter leur taux d'utilisation. Malgré plusieurs fermetures de raffineries dans la région de Montréal qui ont entraîné une réduction de l'offre dans la région Ontario-Québec, les taux d'utilisation des raffineries ontariennes demeurent bas.

L'essence et le mazout domestique ont parfois été importés au Québec en grandes quantités, et l'infrastructure nécessaire à la réception et au stockage des importations est en place.

Ces installations appartiennent à des entreprises de raffinage et de commercialisation, ainsi qu'à des courtiers et à des revendeurs indépendants, et il est possible d'augmenter rapidement le débit de produits raffinés importés. L'Ontario peut être approvisionné depuis l'étranger par la voie maritime lorsqu'elle est ouverte. Toutefois, les importations réelles et éventuelles qui risquent d'avoir une incidence plus directe sont celles en provenance de Buffalo et d'autres terminaux du nord des États-Unis qui sont alimentés par des pipelines depuis des raffineries situées dans les régions de New York et de Philadelphie.

¹³ La raffinerie Ultramar de Dartmouth est une installation vétuste de petite taille que Texaco et, plus tard, Imperial avaient décidé de fermer, mais qui était demeurée ouverte par ordonnance du Tribunal de la concurrence. Selon la preuve déposée par le directeur des enquêtes et recherches devant le Tribunal de la concurrence lors de l'audience sur la fusion entre Imperial et Texaco, il serait plus utile de se servir de la raffinerie comme dépôt pour les produits raffinés importés. Dernièrement, elle a été utilisée exclusivement pour traiter le pétrole léger d'origine norvégienne pour le compte de Statoil, et n'a pas servi à l'approvisionnement des marchés domestiques. La raffinerie est désormais fermée et au moment d'écrire ces lignes, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse ainsi que le syndicat représentant les travailleurs essaient par la voie des tribunaux d'obliger le directeur à forcer Ultramar à rouvrir la raffinerie. On indique qu'Ultramar entend utiliser les installations portuaires de la raffinerie pour l'importation de produits et a mis l'installation en vente.

Il y a cinq raffineries de première importance dans la région des Prairies et de la Colombie-Britannique : Co-op à Regina, Imperial, Petro-Canada et Shell (Scotford) dans la région d'Edmonton, et Chevron à Burnaby (Colombie-Britannique). Les produits de toutes les raffineries de la région Prairies-Colombie-Britannique sont presque exclusivement destinés au marché intérieur. En Alberta, le secteur pétrochimique est axé sur la production d'éthane comme charge fraîche à partir du gaz naturel, plutôt que sur la production accessoire d'éthane ou de propane dans le cadre du raffinage, comme c'est le cas dans l'est du Canada. La plupart des maisons et des commerces sont chauffés au gaz naturel, et le charbon est utilisé pour produire de l'électricité. Les sous-produits des raffineries de l'Alberta ne sont donc pas utilisés pour la production pétrochimique en aval.

En conclusion, les marchés canadiens du raffinage s'imbriquent chacun dans les régions voisines des États-Unis et sont séparés les uns des autres. Une analyse régionale reflète donc avec plus de précision la réalité économique qu'une analyse nationale. Toutefois, ce sont les préoccupations traditionnelles portant sur des questions de défense et d'urgence qui pousse à examiner les marchés pétroliers selon une perspective nationale. Des questions de défense et d'urgence ont été utilisées pour expliquer l'inquiétude de la population envers la capacité du secteur pétrolier canadien d'approvisionner les raffineries canadiennes en pétrole brut. Toutefois, l'efficacité économique a entraîné l'établissement d'une infrastructure logistique complexe englobant des pipelines et des terminaux de stockage qui relient ensemble les sources de pétrole brut et les raffineries dans toute l'Amérique du Nord et dans le monde entier. Le caractère continental de l'offre dans le secteur pétrolier est protégé par l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis qui empêche le Canada, en situation d'urgence, de couper l'approvisionnement et d'imposer des taxes à l'exportation sur les ventes aux États-Unis.

5. Historique

Par le passé, les politiques gouvernementales canadiennes et américaines ont grandement influé sur la rentabilité du secteur canadien du raffinage et de la commercialisation. D'une part, jusqu'au début des années soixante-dix et de la crise de l'OPEP, le secteur du raffinage et de la distribution en aval était refoulé par les politiques en amont des sociétés

pétrolières qui essayaient de trouver des débouchés pour les volumes croissants et les sources de plus en plus nombreuses de pétrole brut. D'autre part, l'industrie était entraînée par la croissance rapide de la demande d'essence et de mazout domestique au Canada. Entre la fin des années cinquante et le début des années soixante-dix, en vertu des lois américaines, le pétrole brut provenant de l'étranger, exception faite des produits pétroliers et du pétrole brut canadien, avait un accès limité au marché américain à cause de l'imposition de quotas sur les importations de pétrole et d'essence. Conformément à la Politique nationale du pétrole (PNP) du Canada, les raffineries canadiennes situées à l'est d'une ligne tracée entre Kingston et Ottawa ont été réservées pour le pétrole brut importé moins coûteux. À l'ouest de cette ligne, les raffineries étaient approvisionnées par pipelines depuis l'Alberta. Le prix du pétrole brut en provenance de cette région était plus élevé que celui du pétrole brut importé en raison du coût d'opportunité plus élevé du pétrole albertain. Ce phénomène découle du fait que l'Alberta bénéficie d'un accès unique au marché américain caractérisé par des prix plus élevés et qui est d'ordinaire protégé. Par suite d'une entente officieuse avec les États-Unis, la PNP a réservé les marchés ontariens pour le pétrole brut provenant de l'Ouest canadien afin d'utiliser le pétrole brut albertain qui, autrement, aurait été expédié aux États-Unis et remplacé, en Ontario, par des importations.

À l'est de la ligne établie dans le cadre de la PNP, les raffineurs régionaux approvisionnés en pétrole brut importé se sont lancés dans le secteur du raffinage et des stations-service. Petro Fina, British Petroleum et Ultramar ont pénétré le marché. Irving Oil, conjointement avec Standard Oil (Californie) ont fait leur entrée sur le marché atlantique. À l'est de la ligne PNP, les produits pétroliers importés faisaient concurrence aux produits des raffineurs canadiens, et les importations à destination du Québec au cours des années soixante ont représenté une part importante des ventes totales. À l'ouest de la ligne PNP cependant, les raffineurs canadiens étaient protégés contre les importations parce que le prix de l'essence aux États-Unis était élevé et que les importations ne pouvaient pas franchir la ligne PNP. De part et d'autre de la ligne PNP, l'augmentation rapide de la demande de produits pétroliers et la protection naturelle dont bénéficiaient les raffineurs canadiens parce qu'il en coûte moins cher d'expédier du pétrole brut que des produits pétroliers, ainsi que l'imposition de tarifs modestes, ont entraîné une hausse rapide de la capacité de raffinage à proximité des centres urbains.

Après la crise de l'OPEP, pendant les années soixante-dix, le secteur canadien du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers a

fait l'objet d'une intervention directe de l'État relativement à l'établissement des prix du pétrole brut et des produits pétroliers. Malgré les différents régimes réglementaires visant à protéger les consommateurs et les utilisateurs industriels canadiens d'énergie contre la flambée des prix du pétrole brut, les prix au Canada ont grimpé et entraîné un fléchissement de la demande associé à une longue période de récession économique. Ces politiques ont dressé des barrières pour les produits pétroliers importés et créé des débouchés pour l'exportation de produits raffinés en aval obtenus à partir de charges fraîches peu coûteuses. Elles ont aussi permis une certaine augmentation de la capacité de raffinage au Canada (Polysar) et une dépendance accrue envers le pétrole brut canadien. En 1980, on a taxé la rentabilité en amont en vertu de la Politique nationale du pétrole et avantagé ainsi les entreprises canadiennes par rapport aux sociétés étrangères. Par suite de la signature de l'Accord de l'Ouest en 1985 par les gouvernements de l'Alberta et du Canada, la réglementation tarifaire a été abolie dans le secteur pétrolier et l'Office national de l'énergie, même s'il conservait la maîtrise des exportations, a commencé à approuver de façon automatique les demandes d'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés.

Dans les années quatre-vingt, les entreprises canadiennes de raffinage et de commercialisation ont de nouveau porté leur attention sur la rentabilité de leurs activités en aval. Malgré cela, les pertes se sont accumulées par suite du recul de la demande, et l'industrie s'est retrouvée aux prises avec une capacité excédentaire, ce qui a fait grimper le coût d'exploitation unitaire moyen afférent aux produits raffinés. L'année 1991 a été la pire en termes de profits. Les pertes enregistrées en 1991 ont été aggravées par la guerre entre l'Irak et le Koweït. Lorsque le prix du pétrole brut a monté, les raffineurs ont attendu plusieurs mois avant de majorer le prix de leurs produits. Lorsque plus tard le prix du pétrole brut a baissé, les raffineurs ont été obligés par les concurrents américains d'abaisser leurs prix et donc de vendre les produits raffinés à bas prix même s'ils avaient auparavant acheté le pétrole brut à un prix élevé.

Cette piètre rentabilité a terni le bilan des raffineurs qui avaient acheté les actifs des entreprises qui se retiraient du marché, à des prix fondés sur une plus-value qui ne s'est pas matérialisée. Petro-Fina, British Petroleum, Gulf Oil, Pacific Pete et enfin Texaco ont toutes vendu leurs actifs au Canada à des prix qui, après coup, se sont révélés à l'avantage du vendeur plutôt que de l'acheteur.

Par suite de l'effondrement du prix mondial du pétrole et de la déréglementation au milieu des années quatre-vingt, l'industrie est entrée dans la phase difficile actuelle. Il en a résulté une faible rentabilité parce que, dans la plupart des régions du Canada, les ventes de produits pétroliers canadiens ont subi les contrecoups de la concurrence exercée par les importations réelles et éventuelles de produits raffinés provenant de l'étranger et, principalement, des États-Unis. Cette situation est attribuable à l'existence d'une capacité de raffinage excédentaire au Canada et au fait que la demande d'essence a reculé et que sa remontée est lente.

La piètre rentabilité a été suivie par un modeste redressement en 1993, alors que le secteur canadien des produits pétroliers a augmenté ses profits, après une décennie de pertes économiques (selon la méthode comptable PEPS, les profits enregistrés ont été inférieurs à la normale, et il en est de même lorsqu'on utilise la méthode DEPS). Ces pertes étaient attribuables au fléchissement de la demande d'essence au Canada et à la concurrence exercée par les importations réelles et éventuelles, notamment en provenance des États-Unis¹⁴. Les bénéfices enregistrés au cours du premier semestre de 1994, pour l'ensemble du secteur des produits pétroliers en aval, ont grimpé de 190 %, passant de 282 millions de dollars à 536 millions de dollars, malgré un recul de 3,3 % du chiffre total des ventes et de 5,8 % du nombre de ventes conclues. Le rendement du capital au cours du premier semestre de 1994 s'est redressé pour atteindre 7,5 %, alors qu'il était de 5,3 % en 1993 et de 3,3 % en 1992¹⁵.

¹⁴ Plusieurs sociétés pétrolières ont publié des résultats révisés établis au moyen de la méthode DEPS, en plus de ceux calculés par la méthode PEPS qui est exigée au Canada. Cette méthode a pour effet de reporter les bénéfices d'une année à l'autre, mais ne change rien au fait que la rentabilité a été faible au cours de la dernière décennie.

¹⁵ Ressources naturelles Canada, Examen de l'activité du secteur pétrolier canadien, six premiers mois de 1994. Le bénéfice net figure à la page 43 de l'annexe A7 et le rendement du capital utilisé provient du tableau 2 de la page 9.

III. RENDEMENT DE L'INDUSTRIE

1. La compétitivité ne se mesure pas uniquement en fonction du flux des échanges commerciaux

La mesure de la compétitivité en fonction du flux des échanges commerciaux peut être imprécise. Par exemple, la proportion de la demande intérieure de produits pétroliers raffinés et notamment d'essence qui est comblée par des importations est plus grande aux États-Unis qu'au Canada. En 1993, les importations d'essence aux États-Unis correspondaient à plus de 10 % de la demande, soit une baisse par rapport à la proportion d'environ 15 % enregistrée en 1988. Au Canada, les importations d'essence en 1993 représentaient un peu plus de 3,4 % de la demande, soit une hausse par rapport à la proportion de 1,5 % enregistrée en 1992. Dans le cas des produits pétroliers raffinés, les exportations canadiennes dépassent d'ordinaire les importations dans les provinces de l'Atlantique, en Ontario et dans les Prairies, tandis que le Québec importe davantage qu'il n'exporte, et que les importations et les exportations sont à égalité en Colombie-Britannique. En 1993, le Canada dans son ensemble a importé 22 000 mètres cubes et exporté 40 000 mètres cubes par jour de produits raffinés (un mètre cube par jour équivaut à 1 000 litres par jour). Les exportations en 1993 se sont chiffrées à 2,7 milliards de dollars, tandis que les importations atteignaient 1 milliard de dollars. Le Canada a bénéficié d'un excédent commercial de l'ordre de 1,7 milliard de dollars dans le secteur des produits raffinés et de ce montant, une tranche de 1,5 milliard de dollars provient d'un excédent avec les États-Unis¹⁶.

Lorsqu'on examine le flux des importations et des exportations, il serait raisonnable de conclure que le secteur canadien du raffinage est en santé et vigoureux, et que les entreprises canadiennes surpassent leurs concurrents américains. Cette conclusion est cependant erronée. Dans la réalité, les profits et les investissements dans le secteur du raffinage aux États-Unis ont été plus importants qu'au Canada. En outre, un bon nombre de raffineries américaines comptent parmi les plus complexes et perfectionnées du monde. Les raffineries canadiennes arrivent au second rang en termes de complexité, derrière les États-Unis, mais le degré de

¹⁶ Statistique Canada, Division de l'industrie, Guide statistique sur l'énergie, juillet 1994 et annexe A2.

complexité des installations canadiennes en ce qui a trait à la capacité de cokéfaction est bien inférieur à celui des raffineries américaines¹⁷.

Les proportions de la production et de la demande de produits pétroliers raffinés représentées par les exportations et les importations canadiennes faussent l'évaluation du rendement de l'industrie parce que seules les provinces de l'Atlantique affichent un volume important d'exportations et d'importations. La majeure partie des exportations depuis les provinces de l'Atlantique proviennent des raffineries Come By Chance et Irving. La raffinerie Come By Chance est plus petite et moins perfectionnée que la raffinerie Irving. L'inconvénient de la raffinerie bas de gamme réside dans le fait que son éventail de produits comprend une grande partie de produits lourds de moindre valeur. Aux États-Unis, l'essence et le carburant aviation représentent 68 % des ventes de produits pétroliers raffinés. Les distillats moyens (mazout domestique et carburant diesel) représentent 24 % des ventes du secteur et le pétrole lourd représente seulement 8 %. En comparaison, au Canada, l'essence et le carburant aviation représentent 44 % des ventes, les distillats moyens, 34 % et le pétrole lourd, 10 %. Toutefois, l'éventail des produits canadiens varie beaucoup d'une région à l'autre¹⁸. La consommation de mazout lourd dans les provinces de l'Atlantique correspond à 32 % de la consommation totale de produits raffinés¹⁹. Il s'agit de la seule région du pays qui constitue un important consommateur de fuels lourds. Le fuel lourd est très utilisé dans les provinces de l'Atlantique parce qu'il s'agit d'une des rares régions d'Amérique du Nord qui ne soit pas desservie par un gazoduc. En comparaison, la demande ontarienne de mazout lourd correspond à seulement 6 % de la demande totale de produits pétroliers raffinés.

2. Rentabilité

La rentabilité future des raffineries canadiennes et la compétitivité qui en découle ne sont pas assurées. On a certainement pu constater au cours

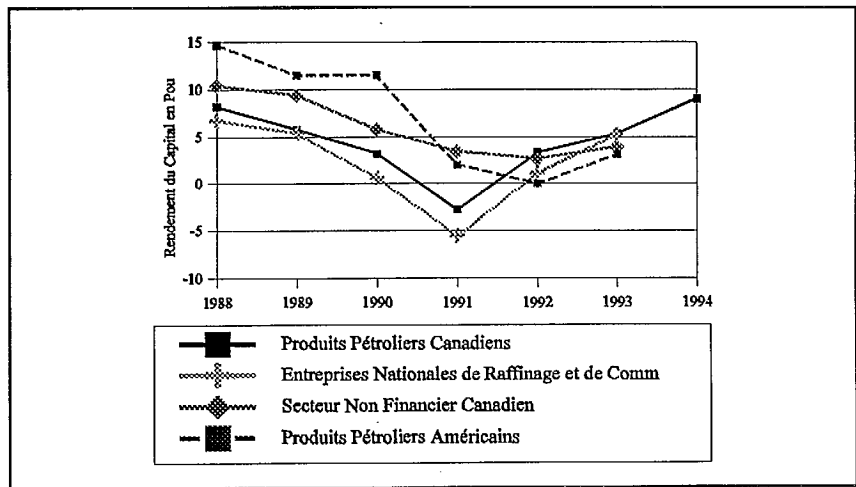
¹⁷ Page V-12 de l'annexe A7.

¹⁸ *Ibid.*

¹⁹ Les données présentées dans le tableau 1 proviennent de Statistique Canada. *Guide statistique sur l'énergie* (mai 1994).

de la dernière décennie que l'avenir de l'industrie canadienne du raffinage semble incertain. Comme on peut le voir à la figure 6, la rentabilité mesurée en termes de rendement du capital utilisé a été faible depuis 1988.

Figure 6 :
Rendement du capital utilisé



Dans la note 3 nous avons indiqué que la rentabilité avait aussi été inférieure à la normale au cours de la période précédente, soit de 1982 à 1987. En 1991, les entreprises des secteurs pétroliers en aval (y compris les secteurs du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers, mais à l'exception du secteur pétrochimique) ont perdu au total 636 millions de dollars²⁰ ²¹ et ont collectivement radié une somme de 700 millions de dollars.

²⁰ Les données de la figure 6 proviennent en grande partie de Ressources naturelles Canada (rapport annuel de 1993 sur l'examen de l'activité dans le secteur pétrolier canadien; et versions antérieures). Les taux de rendement aux États-Unis sont tirés de l'annexe A7 (page V-12) et ont été mis à jour par Industrie Canada.

²¹ Les données figurant dans le texte sont tirées des tableaux B9 et B17 du rapport sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier canadien de Ressources naturelles Canada.

Tableau I :
Produits d'exploitation, dépenses et bénéfices du secteur des produits pétroliers

| | \$millions | | | |
|---|------------|--------|--------|--------|
| | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 |
| Total produits d'exploitation | 29,636 | 25,473 | 24,002 | 24,242 |
| Produits après deduction de taxes d'accise | 24,207 | 22,251 | 20,699 | 20,792 |
| Taxes d'accise | 5,429 | 3,222 | 3,303 | 3,450 |
| Coûts des marchandises vendues | 17,839 | 16,987 | 15,486 | 15,032 |
| Frais d'exploitation | 4,046 | 4,199 | 3,696 | 3,658 |
| Coûts de R&D | 64 | 70 | 42 | 39 |
| Autre dépenses | (1) | 49 | 35 | 60 |
| Produits après déduction du coût au comptant | 2,259 | 946 | 1,440 | 2,003 |
| Paiements d'intérêts | 307 | 284 | 174 | 139 |
| Taxes | 520 | 13 | 308 | 236 |
| Amortissement | 685 | 735 | 691 | 662 |
| Produits avant postes extraordinaires | 747 | (86) | 267 | 966 |
| Impôt reporté | 9 | (214) | (113) | 199 |
| Radiations | (71) | (700) | (162) | (238) |
| Postes extraordinaires | 2 | (64) | 85 | (24) |

En seulement trois ans, soit de 1991 à 1993, le secteur en aval a radié 1,1 milliard de dollars d'actifs ou près de 10 % de la valeur comptable du capital utilisé en 1991. Ces radiations sont grandement associées à la fermeture de raffineries. Malgré la piètre rentabilité, les raffineurs font face à la nécessité d'investir des sommes importantes afin de conserver leurs exploitations au Canada.

3. Analyse comparative des produits d'exploitation des raffineries aux États-Unis et au Canada

Il convient de poursuivre davantage les recherches avant que l'on puisse enfin comptabiliser les produits d'exploitation et les ventes conclues des raffineurs canadiens et américains de la même façon. Les raffineurs canadiens vendent beaucoup plus que les Américains au prix de détail qu'au prix à la sortie de la raffinerie. Ressources naturelles Canada a pris la relève de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier pour la rédaction du rapport sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier dans lequel sont publiées des données sur les prix moyens pour les ventes effectuées par les raffineurs aux revendeurs, et sur les prix pour les ventes réalisées avec les clients commerciaux, les concessionnaires et les utilisateurs finals (compte non tenu de la marge bénéficiaire sur les ventes au détail d'essence qui est d'environ 4 cents le litre)²². On peut obtenir d'autres données sur les prix dans le Bloomberg's Oil Buyers Guide et auprès de Statistique Canada. La valeur de la production des raffineries en 1993 s'établit à 17,4 milliards de dollars au prix de gros moyen au Canada, à 21,4 milliards de dollars au prix en wagon-citerne et à 24,6 milliards de dollars au prix de détail (auquel les raffineurs vendent une grande partie de leur production d'essence et de mazout domestique). La valeur établie en fonction du prix à la rampe de chargement à Sarnia est légèrement inférieure à celle calculée au moyen du prix du revendeur, ce qui constitue une anomalie vraisemblablement due à une erreur de déclaration. Toutefois, il n'est pas étonnant que le

²² Se reporter au rapport de 1993 sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier canadien. On trouve dans le tableau A10 les prix demandés aux concessionnaires de marques de distribution pour l'essence sans plomb super et ordinaire, le carburant diesel et le mazout léger. Les prix du carburant aviation, des mazouts lourds et des autres produits ne sont pas indiqués. Les prix manquants ont été calculés de façon estimative en supposant que le rapport entre le prix inconnu au Canada et le prix de l'essence sans plomb ordinaire était le même que dans le cas des prix en vigueur sur la côte du golfe du Mexique. Le tableau A9 présente une estimation du prix moyen par détaillant en wagon-citerne pour l'essence ordinaire, le carburant diesel, le mazout léger et le mazout lourd. Les prix manquants ont été calculés en fonction du rapport entre les prix aux États-Unis, de la même façon que pour les prix des revendeurs. Les prix indiqués dans le tableau A9 sont calculés à partir du prix de vente net, après déduction des taxes et des marges bénéficiaires des détaillants. Étant donné que la marge bénéficiaire sur les ventes en gros du raffineur n'a pas été déduite, la gamme de prix donne lieu à une surévaluation du véritable prix à la sortie de la raffinerie. Bloomberg's Oil Buyers Guide fait aussi état des prix à la rampe de chargement pour des produits canadiens sans marque, à savoir les trois catégories d'essence, le carburant diesel, le mazout domestique et le pétrole de chauffage. Les prix à la rampe de chargement ont été relevés pour Sarnia, afin d'obtenir une approximation du prix de gros à un endroit situé à proximité de la raffinerie. Il y a un peu d'écart entre le prix à la rampe de chargement à Sarnia et les prix demandés aux concessionnaires de marques de distribution figurant dans le rapport sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier. Les prix de détail après déduction des taxes ont été relevés pour une foule de produits dans le Guide statistique de l'énergie de Statistique Canada et dans le Sommaire statistique du rapport sur le marché des produits pétroliers de 1993 de Ressources naturelles Canada.

prix de détail à Toronto soit quelque peu inférieur au prix de détail moyen pour l'ensemble du Canada.

Tableau II : Produits pétroliers raffinés canadiens - valeur de la production au prix des revendeurs, au prix en wagon-citerne, au prix de détail, au prix à la rampe de chargement et au prix de détail à Toronto, en 1993

| PRODUITS | CANADA VOLUMES 1993 | CANADA REVENDEUR A10 | CANADA CITERNE A9 | CANADA SC DÉTAIL (MOINS TAXES) | CANADA RAMPE DE CHARGEMENT (OBS)SARNIA (MOINS TAXES) | CANADA DÉTAIL (OBS) TORONTO (MOINS TAXES) |
|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------|-------------------------|--|---|--|
| | (MILLIONS M ³) | (MILLIONS \$ CAN) | (MILLIONS \$ CAN) | (MILLIONS \$ CAN) | (MILLIONS \$ CAN) | (MILLIONS \$ CAN) |
| Autre | 15,1 | 3 015 | 3 166 | 3 407 | 2 317 | 3 497 |
| Essence super | 5,5 | 1 348 | 1 717 | 1 898 | 1 330 | 1 776 |
| Essence intermédi. | 2,2 | 484 | 617 | 678 | 495 | 631 |
| Essence ordinaire | 26,3 | 5 181 | 6 601 | 7 180 | 5 379 | 6 549 |
| Carburéact./ Kérosène | 4,2 | 944 | 1 203 | 1 203 | 942 | 942 |
| Diesel/ Mazout n° 2 | 17,4 | 3 423 | 3 805 | 5 438 | 3 606 | 5 021 |
| Mazout n° 2 | 11,0 | 2 146 | 3 395 | 3 843 | 2 206 | 3 964 |
| Résid. 1 % | 7,7 | 843 | 929 | 975 | 867 | 998 |
| TOTAL (Millions \$ CAN) | 89,4 | 17 384 | 21 431 | 24 621 | 17 142 | 23 379 |
| Cents/litre | | 19 | 23 | 27 | 19 | 25 |

NOTE : Le chiffre des ventes au détail d'essence dépasse le chiffre d'affaires réalisé par les raffineurs (produits des ventes moins la taxe d'accise) indiqué dans le tableau 1 parce qu'une partie des ventes réelles de ceux-ci ont été réalisées au prix des revendeurs, une autre au prix à la rampe de chargement et encore une autre au prix du détaillant en wagon-citerne. Une autre portion est destinée à des usages hors route. Une part relativement petite des ventes d'essence des raffineurs sont effectuées au prix de détail à la pompe. Par ailleurs, ces chiffres sont fondés sur les prix moyens non pondérés pour l'année, multipliés par le chiffre des ventes annuelles réelles. Si les prix ont fluctué au fil des saisons, la mesure du chiffre des ventes annuelles serait plus juste si l'on pondérait les prix mensuels en fonction des volumes mensuels.

Afin de comparer la prestation canadienne à celle des États-Unis, la production totale des raffineries américaines a été évaluée en fonction du prix moyen à la sortie de la raffinerie sur la côte du golfe du Mexique (CGM). Lorsqu'ils sont calculés en fonction du prix en vigueur sur la côte du golfe du Mexique, les produits d'exploitation des raffineurs américains s'établissent en moyenne à 15,7 cents CAN par litre produit. Le prix en vigueur sur la côte du golfe du Mexique est d'ordinaire plus bas que partout ailleurs aux États-Unis. Par exemple, en 1993, le prix de gros de l'essence en Californie était de 2,7 cents le gallon US plus élevé que le prix sur la côte du golfe du Mexique. Lorsqu'on évalue la production totale américaine au prix de la Californie, les produits d'exploitation s'établissent en moyenne à 18,2 cents le litre.

L'écart au titre des produits d'exploitation est attribuable aux différences aussi bien dans la composition de la gamme de produits que dans les prix. En 1993, l'ensemble des raffineries américaines ont vendu 56 % de leur production en volume sous forme d'essence ou de carburant aviation. Les raffineries canadiennes n'ont vendu que 45 % de leur production en volume sous la forme de ces produits haut de gamme (l'essence représentait 49 % du volume aux États-Unis et 38 % au Canada). Compte tenu du fait que la gamme de produits est différente, si les prix des produits étaient identiques, les produits d'exploitation des raffineurs américains devraient dépasser ceux des raffineurs canadiens.

Tableau III : Différences entre plusieurs gammes de prix; prix canadien moins prix à la sortie de la raffinerie en vigueur sur la côte du golfe du Mexique et en Californie, en 1993 (cents canadiens par litre)

| | REVENDEUR- CGM | REVENDEUR- CITERNE CAL- CGM | CITERNE-RAMPE DE CHARGEMENT CAL-CGM | RAMPE DE CHARGEMENT- CAL |
|-------------------------------------|-------------------|-----------------------------------|--|--------------------------------|
| Essence sans plomb super | 5,68 | 2,67 12,39 | 9,38 5,36 | 2,36 |
| Essence sans plomb intermédiaire | 3,85 | 1,21 9,88 | 7,24 4,36 | 1,72 |
| Essence sans plomb ordinaire | 2,01 | -0,63 7,41 | 4,77 2,76 | 0,12 |
| Carburacteur/ Kérosène | 4,11 | 1,93 10,22 | 8,05 4,05 | 1,88 |
| Diesel/Mazout n° 2 | 2,32 | -0,53 4,52 | 1,67 3,38 | 0,52 |

En fait, les produits d'exploitation par litre des raffineurs canadiens ont dépassé ceux des raffineurs américains. Toutefois, dans l'important secteur de la vente d'essence, les produits d'exploitation des raffineurs canadiens établis en fonction du prix des revendeurs ne sont que légèrement supérieurs à ceux calculés au prix en vigueur sur la côte du golfe du Mexique et, dans le cas de l'essence ordinaire, ont été inférieurs en 1993 à ceux enregistrés en Californie. En 1993, les raffineurs canadiens ont vendu l'essence sans plomb ordinaire aux revendeurs à un prix moyen supérieur de 2 cents au prix en vigueur sur la côte du golfe du Mexique et inférieur d'environ 0,6 cents au prix des raffineurs californiens.

Ces produits d'exploitation plus élevés sont attribuables au degré de protection naturelle dont bénéficient les raffineurs canadiens en raison des coûts afférents au transport des produits raffinés depuis les centres de raffinage américains jusqu'au Canada. Toutefois, le niveau légèrement plus élevé des produits d'exploitation ne compense pas les dépenses beaucoup plus grandes que doivent engager les raffineurs canadiens, comme on peut le voir ci-après.

4. Analyse comparative des frais d'exploitation des raffineries aux États-Unis et au Canada

Pour comparer les coûts des raffineries au Canada et aux États-Unis, il convient d'examiner divers éléments de coûts des raffineurs. L'idéal serait de comparer les paramètres suivants : 1) coûts variables, coûts fixes et coûts des immobilisations associés directement au procédé de raffinage; 2) frais d'exploitation afférents aux activités administratives associées uniquement à l'exploitation des raffineries, à l'exclusion de tous les coûts servant au soutien de la distribution en gros et de détail. Normalement, on devrait soustraire tous les frais de commercialisation engagés après la sortie de la raffinerie et tous les frais de vente au détail afférents à l'exploitation des stations-service.

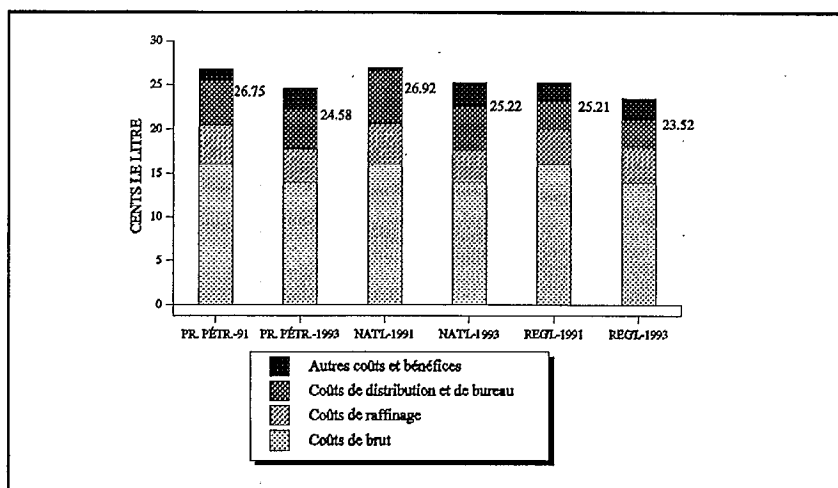
Lorsqu'on compare la prestation des raffineurs américains et celle des raffineurs canadiens, il est difficile de faire la distinction entre ces différents types de coûts tout au long de la chaîne, depuis l'achat du pétrole brut jusqu'à la vente aux utilisateurs finals, parce que les raffineurs canadiens vendent beaucoup plus au détail que les raffineurs américains. Lorsqu'on compare les coûts comptables directs d'un groupe de raffineurs des États-Unis avec ceux d'un groupe de raffineurs canadiens, on mesure les coûts de deux entités dont les activités sont fort différentes.

La répartition des coûts des raffineurs canadiens est présentée dans la figure 7. Cette dernière illustre aussi la variation des produits d'exploitation et des coûts de 1991 à 1993. Dans cet intervalle, les raffineurs nationaux ont réduit les frais d'exploitation tant à l'échelon des raffineries et qu'au-delà de celles-ci²³. Pour 1993, nous avons calculé que les frais d'exploitation (frais variables) des raffineurs ont été de 3,76 cents le litre (3,62 cents le litre pour les raffineurs nationaux et 3,99 cents le litre pour les raffineurs régionaux)²⁴.

²³ Les données de la figure 7 sont tirées du rapport de 1993 sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier de Ressources naturelles Canada.

²⁴ On calcule les frais d'exploitation des raffineries en soustrayant le coût d'acquisition moyen du pétrole brut par litre de produit raffiné du coût des marchandises vendues par litre produit.

Figure 7 : Produits d'exploitation et éléments de coûts (en cents le litre, 1991 et 1993)



Dans l'annexe A5, on indique selon une source publiée que les frais d'exploitation d'une raffinerie de complexité moyenne sur la côte du golfe du Mexique sont de 3,73 \$ CAN le baril ou encore 2,34 cents le litre²⁵. Bien que ces chiffres ne soient pas pleinement documentés, des sources industrielles ont confirmé qu'ils semblaient exacts et conformes aux données fournies par Purvin & Gertz. Cette comparaison indique qu'il y a un écart de 1,4 cent le litre entre les raffineries américaines les plus efficaces et les raffineries canadiennes moyennes. Le coût unitaire des raffineries canadiennes est donc 50 % plus élevé que celui établi pour une raffinerie de complexité moyenne de la côte du golfe du Mexique.

Les frais d'exploitation par litre constituent une mesure restreinte de l'efficacité d'une raffinerie parce que la gamme de produits peut varier beaucoup. Par exemple, un litre de carburant aviation vaut d'ordinaire cinq fois plus qu'un litre de mazout lourd. On obtient une meilleure

²⁵ Tant dans le cas de la raffinerie canadienne que dans celui de la raffinerie sur la côte du golfe du Mexique, les frais d'exploitation ne comprennent pas les frais fixes et le recouvrement du capital. Nous avons calculé les chiffres canadiens en fonction du rapport de 1993 sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier (RNC). Nous avons donc soustrait le coût d'acquisition du pétrole brut du coût des marchandises vendues figurant dans le rapport. Par conséquent, les chiffres au Canada et aux États-Unis visent un produit vendu au prix de gros à la sortie de la raffinerie. Le calcul pour le Canada est fondé sur le coût moyen du pétrole brut à la raffinerie dans l'ensemble du pays, et ce coût s'applique à un produit acheté deux mois avant la vente du produit raffiné. De plus, le calcul est effectué à partir du prix annuel moyen du pétrole brut et du produit raffiné qui a lui-même été calculé en fonction du prix moyen mensuel.

idée du rendement d'une raffinerie en examinant les coûts d'exploitation par dollar de vente plutôt que par litre de produit.

Les frais d'exploitation par dollar de vente sont indiqués dans Purvin & Gertz pour les raffineries de la côte du golfe du Mexique et de la Californie qui utilisent différents procédés de raffinage et pétroles bruts. En 1993, pour les entreprises de craquage (et non de cokéfaction) qui utilisent du brut léger peu sulfureux (soit la charge fraîche usuelle au Canada), le ratio sur la côte du golfe du Mexique est de 5,78 %. Le ratio est de 7 % pour un craqueur qui utilise du brut léger sulfureux et de 8,2 % pour une entreprise de cokéfaction qui fait usage de brut léger sulfureux. Quelle que soit la raffinerie ou quel que soit le type de brut utilisé, le ratio d'exploitation sur la côte du golfe du Mexique est bien inférieur au ratio correspondant à 15 % des ventes totales au Canada en 1993²⁶. De plus, comme nous le soulignons ci-après, la prestation du Canada au titre des coûts en 1993 a été bien meilleure qu'au cours des années précédentes:

²⁶ L'écart entre les deux ratios s'explique en partie par les méthodes différentes utilisées pour calculer les ratios d'exploitation. Dans le cas du ratio d'exploitation sur la côte du golfe du Mexique, on inclut dans le dénominateur la valeur des ventes au prix de gros de chacun des produits raffinés vendus. Calculé de cette façon, le ratio du Canada est de 23 % (4,4/19,19). La marge commerciale des raffineurs canadiens a été en moyenne de 5 cents le litre pour l'ensemble de la production (ventes au prix de gros, au prix du détaillant en wagon-citerne et au prix de détail). Le chiffre de 5 cents correspond à l'écart entre la valeur des ventes par litre au prix des revendeurs (19,19 cents le litre) et la valeur des ventes totales conclues par le raffineur au prix de détail et au prix de gros (24,2 cents le litre). Les frais de commercialisation ont probablement excédé les produits de la commercialisation en raison de la baisse soutenue du nombre de stations-service et du fait que les principaux raffineurs ont fait part de leur intention de fermer beaucoup d'autres stations au cours des prochaines années, de telle sorte qu'il n'est pas possible d'exclure les frais de commercialisation pour calculer avec précision les frais d'exploitation d'une raffinerie.

Tableau IV : PRODUITS PÉTROLIERS; RAFFINEURS CANADIENS; COÛTS PAR DOLLAR DE VENTE (1986 À 1993)

| | COÛT MOYEN D'ACQUISITION DU BRÛT (CENTS/LITRE) | FRAIS D'EXPLOITATION DES RAFFINERIES (CENTS/LITRE) | PRODUCTION (MILLIONS DE LITRES) | VENTES CONCLUES (CENTS/LITRE) | COÛTS DE RAFFINAGE PAR DOLLAR DE VENTE |
|------|---|---|---------------------------------------|---|--|
| 1986 | 15,39 | 4,37 | 79,90 | 25,76 | 17 |
| 1987 | 14,80 | 3,87 | 82,90 | 24,42 | 16 |
| 1988 | 12,63 | 3,34 | 85,50 | 22,40 | 15 |
| 1989 | 15,42 | 1,68 | 88,80 | 23,55 | 7 |
| 1990 | 15,43 | 5,00 | 87,30 | 27,73 | 18 |
| 1991 | 16,09 | 4,33 | 83,20 | 26,74 | 16 |
| 1992 | 14,30 | 4,19 | 83,80 | 24,70 | 17 |
| 1993 | 14,01 | 3,76 | 85,10 | 24,43 | 15 |

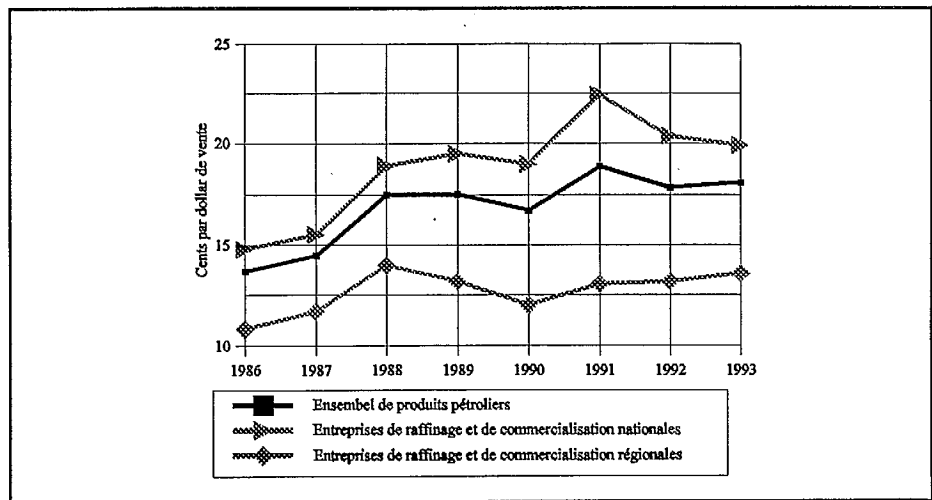
Notes : Calculs effectués à partir des données figurant dans divers numéros du rapport sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier.

Collectivement, les raffineurs canadiens ont réduit les coûts de raffinage par litre produit, les faisant passer de 5 cents le litre en 1990 à 3,76 cents le litre en 1993.

De plus, la réduction des coûts s'est poursuivie en 1994. Même si les données financières ne sont pas encore disponibles, le niveau de l'emploi dans les raffineries a baissé de 13 000 en 1993 à 11 900 en 1994, selon les chiffres enregistrés au cours de la période se terminant en août 1994²⁷.

²⁷ Buchanan, Bob (décembre 1994), *Report on Employment in the Canadian Petroleum Industry, 1985-1994* (Canadian Energy Research Institute pour le compte de la Petroleum Communication Foundation, décembre 1994).

**Figure 8 : Frais d'exploitation non liés au raffinage
(distribution/ventes et administration) par dollar de vente, 1986 à
1993**



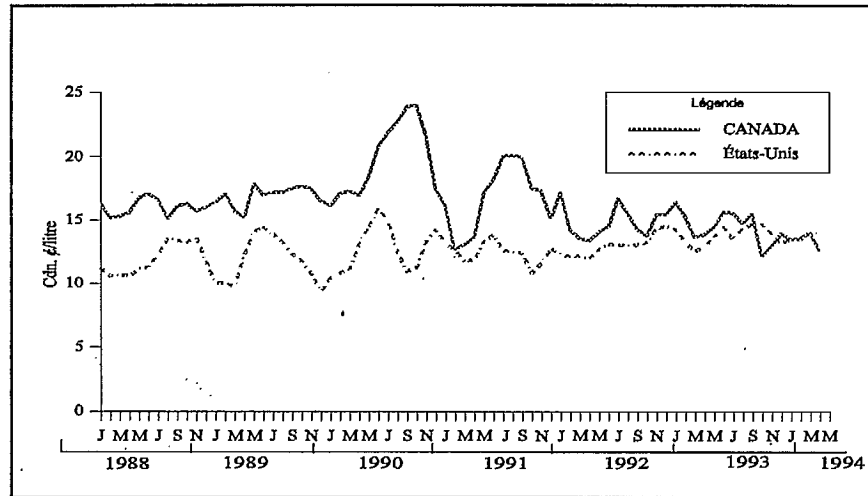
Les frais d'exploitation des raffineries par unité produite ont baissé de 27 % sur quatre ans, soit une réduction enregistrée à un niveau de production constant de l'ordre de 1,2 milliard de dollars²⁸.

Les raffineurs nationaux ont réussi à réduire les frais d'exploitation de 33 % et les raffineurs régionaux, de 16 %. Les raffineurs aussi bien nationaux que régionaux sont également parvenus à réduire les frais de bureau, de distribution et de commercialisation. Ceux-ci étaient montés en flèche au cours de la décennie jusqu'en 1991, puis avaient régressé par la suite. En deux ans (1992 et 1993), les raffineurs nationaux ont réussi à réduire les coûts non liés au raffinage par unité de produit raffiné produite d'environ 17 %, ceux-ci passant de 6 à 5 cents le litre. L'amélioration du rendement unitaire est remarquable. Lorsqu'il est mesuré à l'unité vendue, le rendement est plus modeste. Pour l'ensemble des produits pétroliers, la baisse n'a été que de 4 % et pour les raffineurs nationaux, elle a été d'un peu plus de 11 %. Le rendement mesuré en fonction des ventes conclues est moins bon parce que les prix des produits pétroliers raffinés sont plus bas.

²⁸ *Op. cit.* Ressources naturelles Canada, rapports annuels de 1992 et de 1993 sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier canadien, tableau B1.

Ressources naturelles Canada (RNC) publie des séries pour le Canada et les États-Unis qui regroupent les coûts de raffinage, de commercialisation et de vente au détail (se reporter à la figure 9). La série de RNC est calculée à partir de données relatives aux prix et non de données comptables. La marge bénéficiaire calculée à partir des prix peut être interprétée comme une approximation valable pour les coûts lorsque les deux groupes de raffineurs affichent des taux de rendement normaux. Selon ces séries, les frais d'exploitation des raffineurs canadiens calculés à partir des marges bénéficiaires sont d'ordinaire supérieurs aux niveaux enregistrés aux États-Unis d'environ 5 cents le litre. Dernièrement cependant, cet écart a disparu²⁹. La baisse peut être attribuable en partie à l'augmentation des profits des raffineurs canadiens et à une régression des profits des raffineurs américains (se reporter à la figure 6).

Figure 9: Coûts et marges bénéficiaires applicables au raffinage et à la commercialisation, au Canada et aux États-Unis (moyenne de toutes les catégories)

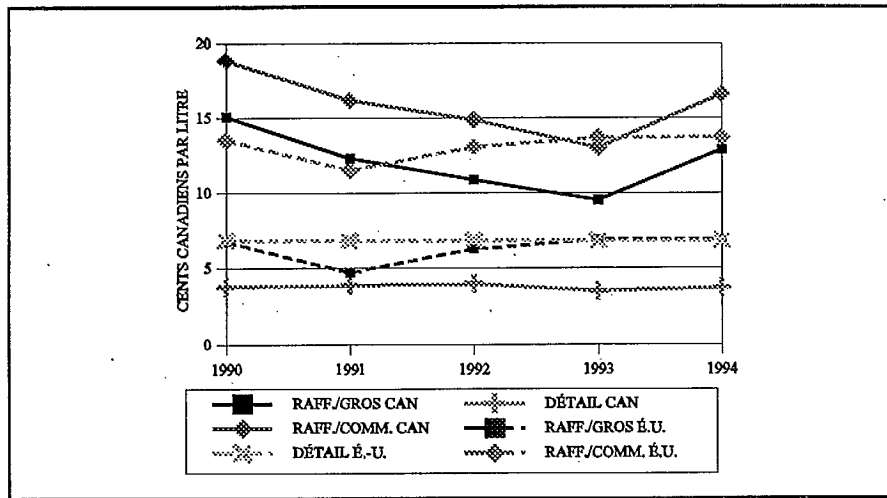


²⁹ Pour plusieurs raisons, il est peu probable que les séries de RNC pour les États-Unis et le Canada permettent une comparaison valable du rendement des entreprises de raffinage et de commercialisation dans les deux pays. En premier lieu, les séries RNC ne constituent pas une mesure directe des coûts de raffinage et de commercialisation. On obtient cette mesure d'abord en soustrayant le coût d'acquisition du brut par litre produit d'une série de prix de détail à la pompe, après déduction des taxes, pour l'essence (moyenne de toutes les catégories dans chaque pays). Ensuite, on soustrait le coût de la vente au détail obtenu par voie d'enquête auprès des entreprises de raffinage et de commercialisation. La série qui en résulte correspond à la marge bénéficiaire applicable au raffinage et à la commercialisation. Celle-ci doit tenir compte des ventes d'autres produits raffinés et des différences dans la gamme des produits blancs et lourds. Enfin, il se peut que les produits d'exploitation unitaires ne reflètent pas de la même façon les coûts moyens dans les deux pays.

La série RNCAN présentée à la figure 9 illustre la différence entre le prix moyen d'un litre d'essence (moyenne de toutes les catégories) vendu au détail, moins le coût moyen d'acquisition du brut.

Cette série ne tient pas compte de l'incidence sur les ventes des raffineurs de la fluctuation des prix des produits autres que l'essence. En 1993, l'essence représentait 40 % et 49 % des produits raffinés vendus au Canada et aux États-Unis respectivement. La mesure directe des frais d'exploitation par dollar de vente engagés par les raffineurs canadiens et américains constitue donc une bien meilleure évaluation de la prestation des raffineries que la marge bénéficiaire de RNCAN.

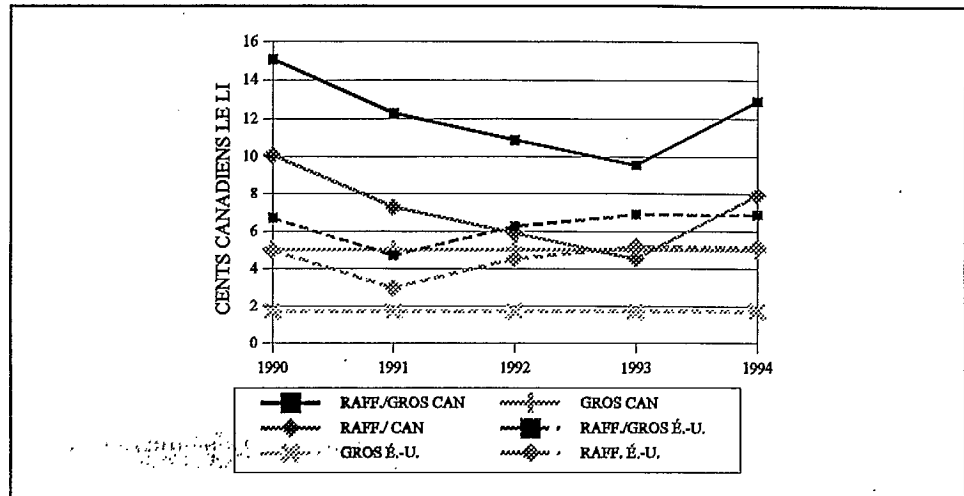
Figure 10 : Marges bénéficiaires Canada - États-Unis Raffinage - commercialisation; raffinage - gros et détail (1990 à 1994)



Toutefois, tant que la comparaison des coûts directs n'a pas été effectuée, il est utile de faire une comparaison estimative des marges bénéficiaires des raffineries au moyen des données disponibles. Pour les États-Unis, à partir de la marge bénéficiaire applicable au raffinage et à la commercialisation établie par RNCAN, on peut soustraire la marge sur les ventes au détail moyenne des stations-service américaines, soit 6,8 cents canadiens le litre, et la marge sur les ventes en gros aux États-Unis que l'on estime à 1,72 cents canadiens le litre. De même, pour le Canada, on peut soustraire la marge sur les ventes au détail indiquée par RNCAN et le prix de gros estimatif de 5 cents le litre. On obtient la marge sur les ventes en gros estimative pour l'essence dans les deux pays

en soustrayant la valeur de l'écart entre le prix à la rampe de chargement (revendeur) et le prix du détaillant en wagon-citerne³⁰.

Figure 11 : Marges bénéficiaires applicables au raffinage de l'essence, Canada et États-Unis (1990 à 1994)



Comme on peut le voir aux figures 10 et 11, cette analyse indique que les marges bénéficiaires canadiennes applicables au raffinage de l'essence ont été supérieures à celles des États-Unis à chaque année, sauf en 1993. Toutefois, cette comparaison ne tient pas compte des différences entre les deux pays relativement à la valeur des ventes de produits autres que l'essence par baril de pétrole brut raffiné. Ce chiffre devrait être plus élevé au Canada qu'aux États-Unis parce que la proportion représentée par l'essence des ventes de produits raffinés, comme il a été indiqué précédemment, n'était que de 40 % au Canada en 1993, contre 49 % aux États-Unis.

³⁰ Les prix à la rampe de chargement au Canada ne correspondent pas exactement aux prix à la sortie de la raffinerie. Le prix moyen des revendeurs en 1993, selon le rapport de 1993 sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier canadien de RNC, a été environ 75 cents par gallon d'essence ordinaire plus bas que le prix moyen à la rampe de chargement à Sarnia. Par ailleurs, le prix à la rampe de chargement à Sarnia est inférieur au prix à la rampe de chargement ailleurs dans l'est du Canada.

5: Résumé des prestations

Depuis 1990-1991, les raffineurs canadiens ont réduit collectivement les frais d'exploitation mesurés de leurs raffineries ainsi que leurs frais de distribution et de bureau. Dans les deux cas, la mesure est effectuée par unité produite et par unité vendue. Leurs profits ont donc augmenté considérablement depuis 1993, après le désastre de 1991 et une légère amélioration en 1992. Cette progression a eu lieu malgré que le recul des ventes des raffineurs a été plus important que la baisse des coûts d'acquisition du pétrole brut. On estime que les profits en 1994 oscilleront entre 8 et 10 % du capital utilisé (le rendement au cours du premier semestre a été de 7,5 %) ³¹.

La hausse des profits des raffineurs canadiens en 1993 et en 1994 est attribuable entièrement à la réduction des frais d'exploitation et à l'amélioration du taux d'utilisation des raffineries. Non seulement les prix à la consommation ont reculé, mais aussi ils ont baissé un peu plus rapidement que les prix du brut. Bref, malgré la maigreur des profits, la concurrence a obligé les raffineurs à refiler une part de ceux-ci aux consommateurs. Le fait que le chiffre des ventes des raffineurs (après déduction des taxes d'accise) ait baissé plus que les prix du brut confirme le fléchissement des prix à la consommation.

En 1993, dans l'important secteur de l'essence, les raffineurs canadiens ont enregistré, au prix des revendeurs, un bénéfice d'environ 1 cent le litre supérieur à celui des raffineurs de la côte du golfe du Mexique, et les produits d'exploitation par litre d'essence ont été légèrement inférieurs aux prix moyens des raffineurs californiens. Par ailleurs, la marge entre le coût d'acquisition du brut et le prix à la sortie des raffineries américaines, de 1990 à juillet 1994, s'est chiffrée en moyenne à 4,57 cents canadiens le litre, contre une marge de 7,14 cents le litre pour les raffineurs canadiens. Toutefois, pour que la comparaison soit plus valable, il conviendrait d'ajouter à ces chiffres le prix à la sortie de la raffinerie pour les autres produits obtenus à partir du baril de brut. Ce chiffre devrait être plus élevé pour les raffineurs canadiens parce que ce n'est pas l'essence qui représente la plus grande part des produits raffinés.

Par ailleurs, en 1993, les frais d'exploitation des raffineurs canadiens ont aussi été plus de 1,4 cent le litre supérieurs à la moyenne pour une

³¹ Ressources naturelles Canada, rapport sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier canadien, six premiers mois de 1994.

raffinerie de complexité moyenne de la côte du golfe du Mexique. Un écart de 1,4 cent le litre constitue un grand désavantage au titre des coûts et correspond presque à 50 % du niveau des coûts aux États-Unis. Il est possible que les frais fixes et les coûts des immobilisations soient plus élevés pour les raffineries américaines plus complexes, ce qui pourrait expliquer une partie de l'écart au titre des coûts.

Le coût à la sortie de la raffinerie par unité vendue donne une meilleure idée du rendement des raffineries que le coût par unité produite. En 1993, les frais d'exploitation des raffineries canadiennes par dollar de vente ont été de 15 cents; pour les raffineurs nationaux et régionaux, ils ont été respectivement de 14 cents et de 17 cents par dollar de vente. Les frais d'exploitation variables des raffineries de la CGM par dollar de vente ont oscillé entre 6 et 8 cents, selon le type de brut utilisé. Les frais d'exploitation des raffineurs canadiens par dollar de vente, mesurés aux prix des revendeurs, ont été beaucoup plus élevés, s'établissant à environ 23 cents. Les raffineurs canadiens semblent donc beaucoup moins efficaces que les meilleures raffineries américaines. Il semble que les raffineurs canadiens fonctionnent avec un désavantage de l'ordre de 15 cents par dollar de vente (23 - 8). Cet écart témoigne en partie du fait que la part du pétrole brut vendue sous forme de produits lourds au Canada est plus grande que celle des produits plus légers.

Toutefois, il importe encore de se rappeler que les frais supplémentaires engagés par les raffineurs américains pour améliorer la complexité de leurs installations ne sont pas pris en compte dans le présent travail. Une plus grande complexité peut améliorer le rendement mesuré en termes de coûts variables par dollar de vente, en permettant de réduire le coût moyen de la charge fraîche et d'augmenter la valeur des ventes (même si les coûts variables par unité produite augmentent). Cependant, il s'ensuit aussi une augmentation des frais fixes, des coûts des immobilisations et de l'amortissement. Ces derniers coûts peuvent contrebalancer les frais d'exploitation variables des raffineries utilisés dans la comparaison ci-devant et amenuiser le désavantage économique apparent qui affectait les raffineurs canadiens. En effet, quelles que soient les données utilisées aux fins de la comparaison, les raffineurs canadiens semblent vendre leurs produits raffinés à des prix qui rapportent de meilleurs bénéfices, mais qui ne compensent pas les frais d'exploitation plus élevés. Par conséquent, si les raffineurs canadiens affichent une rentabilité équivalente à celle de leurs homologues américains, les coûts des immobilisations et de possession doivent donc être beaucoup plus élevés aux États-Unis qu'au Canada. Au cours des années quatre-vingt et jusqu'en 1991, la rentabilité des raffineries américaines a été bien supérieure à celle des raffineries canadiennes, mais la situation s'est renversée dans les dernières années.

Étant donné que les raffineurs canadiens concluent une grande partie de leurs ventes au prix en wagon-citerne et au prix de détail, et non aux prix des revendeurs, il est possible que leur piètre rentabilité soit aussi attribuable à des frais de distribution élevés qui ne peuvent être entièrement compensés par des prix plus élevés. Les frais de distribution de l'essence vendue en gros, calculés à partir de l'écart entre le prix à la rampe de chargement et le prix du détaillant en wagon-citerne, indiquent effectivement que la marge sur les ventes en gros au Canada est d'environ 5 cents le litre, contre seulement 1,72 cent le litre aux États-Unis. Par ailleurs, d'autres sources indiquent que la marge sur les ventes au détail se chiffre en moyenne à 6,8 cents le litre aux États-Unis et à environ 3 cents le litre au Canada.

Il est impossible d'être catégorique quant à la rentabilité des activités de distribution d'essence et de produits pétroliers raffinés parce que, généralement, il n'existe pas de données directes du domaine public qui permettent de séparer les frais de distribution en gros et de détail, des dépenses totales en aval des entreprises de raffinage et de commercialisation. Il n'est donc pas possible, à partir des données publiques, de comparer les frais de distribution en gros aux produits d'exploitation.

On peut en déduire qu'en moyenne, les frais de vente au détail dépassent les produits lorsque les coûts englobent un taux de rendement normal du capital utilisé. On peut en venir à cette conclusion compte tenu du fait que les stations-service font l'objet de fermetures, ce qui indique normalement que la station type affiche un rendement inférieur à la normale. Il n'existe pas de méthodes similaires pour interpréter l'écart entre les frais de vente en gros aux États-Unis et au Canada. Ceux-ci peuvent être plus élevés parce que les produits sont expédiés vers un plus grand nombre de stations-service qu'aux États-Unis, et que ces stations sont dispersées plus loin des centres de raffinage.

Malgré les améliorations enregistrées en 1992 et 1993, les coûts à la sortie de la raffinerie ont grimpé de 50 % entre 1985 et 1991, passant de 15 à 22 cents par dollar de vente pour les entreprises de raffinage et de commercialisation nationales, et de 14 à 19 cents par dollar de vente pour le groupe des produits pétroliers.

En résumé, au stade de la raffinerie, les raffineurs canadiens semblent beaucoup moins efficaces que leurs homologues américains. Toutefois, il pourrait être nécessaire de modifier cette conclusion après une analyse comparative détaillée des coûts de possession des raffineurs américains et canadiens. Les raffineurs canadiens bénéficient d'ordinaire d'une marge de 2 à 3 cents le litre plus grande entre le coût du brut et le prix de l'essence à la sortie de la raffinerie que leurs homologues américains.

Toutefois, cet écart permet au mieux de contrebalancer les coûts supplémentaires des raffineries qui sont d'environ 1,4 cent le litre pour tous les produits, ainsi que l'écart encore plus grand de 15 à 23 cents par dollar de vente.

La marge entre le prix des revendeurs et le prix en wagon-citerne constitue une mesure des produits d'exploitation disponibles au stade des activités de gros. Les frais de vente en gros au Canada sont d'environ 5 cents, contre 1,72 cent par litre d'essence. Les produits d'exploitation peuvent être plus élevés afin de compenser les coûts supplémentaires nécessaires pour approvisionner le réseau canadien de stations-service, comparativement au réseau plus compact qui existe aux États-Unis. En outre, les frais des raffineries canadiennes sont plus élevés lorsque la vente est faite au prix à la rampe de chargement.

Les marges sur les ventes au détail aux États-Unis sont à peu près deux fois plus grandes qu'au Canada. Étant donné qu'une station-service américaine type a un débit à la pompe deux fois plus grand que celui d'une station canadienne, on pourrait s'attendre à ce que la marge bénéficiaire au Canada soit plus élevée qu'aux États-Unis. Compte tenu de cette constatation, on ne peut faire abstraction des écarts de coûts, car les stations-service canadiennes poursuivent leur régression, tandis que le secteur est stable aux États-Unis.

IV. FACTEURS INFLUANT SUR LA RENTABILITÉ D'UNE RAFFINERIE

La situation décrite dans la section précédente, soit une rentabilité médiocre et des frais d'exploitation en apparence élevés, suppose que les raffineurs canadiens étaient mal équipés pour affronter la concurrence américaine, jusqu'en 1993 à tout le moins. C'est en tout cas ce que laisse entendre l'étude de Purvin & Gertz qui se trouve à l'annexe A7. Dans cette étude et dans d'autres, les raffineurs canadiens ont fait l'objet de comparaisons défavorables avec les raffineurs américains en ce qui a trait aux éléments suivants : 1) coûts d'acquisition du brut, 2) frais d'exploitation, 3) taux d'utilisation, 4) envergure des raffineries, 5) complexité, 6) frais de distribution. Les écarts entre les frais d'exploitation ont été abordés précédemment et sont étudiés de façon indirecte dans le cadre de l'examen des marges bénéficiaires présenté dans l'annexe A5. Chacun des cinq autres facteurs est étudié ci-après.

1. Coûts d'acquisition du brut

Selon Purvin & Gertz :

" Le secteur du raffinage canadien fait face à des frais d'exploitation légèrement plus élevés que le secteur américain à l'heure actuelle. Cette situation est attribuable au fait que les coûts de main-d'oeuvre et d'entretien sont un peu plus élevés, en partie à cause des conditions climatiques. Ce désavantage est minime si on le compare aux répercussions des coûts d'acquisition du brut et des prix de gros. (page II-3)"

Les coûts moyens d'acquisition du brut des raffineurs varient pour deux raisons. En premier lieu, l'emplacement de la raffinerie et les installations de transport connexes (installations maritimes, pipelines) ont une incidence sur les frais de livraison à la raffinerie. En deuxième lieu, la structure technique de la raffinerie et la composition de la demande locale influent sur la gamme de pétroles bruts qui conviendra le mieux à la raffinerie. Il s'ensuit que les différences entre les prix des divers types de brut ont des répercussions sur les coûts d'acquisition de la raffinerie.

Selon certaines études, le coût moyen du brut pour les raffineurs américains est inférieur à celui des raffineurs canadiens, ce qui témoigne à la fois des avantages dont bénéficient les raffineurs des États-Unis en matière de transport, et de la plus grande proportion de pétrole brut lourd dans la gamme de produits américaine. Les données recueillies en 1993 sur les coûts du brut ne permettent pas de confirmer cette assertion.

Tableau V : Prix du pétrole brut selon le type et l'emplacement (cents canadiens par litre)

| | ONTARIO MOYEN | CHICAGO WTI AU COMPTANT PEU SULFUREUX | CHICAGO WTI AU COMPTANT SULFUREUX | CGM LÉGER PEU SULFUREUX | CGM LÉGER SULFUREUX | CALIF. ANS (LOURD) | CHICAGO LOURD/ SULFUREUX BOW RIVER |
|------|------------------|---|--|----------------------------------|---------------------------|--------------------------|---|
| 1987 | 16,12 | 16,35 | 15,85 | 16,30 | 15,16 | 14,19 | 14,17 |
| 1988 | 12,53 | 12,70 | 11,84 | 12,53 | 11,01 | 10,42 | 10,03 |
| 1989 | 14,75 | 14,94 | 13,94 | 14,78 | 13,19 | 12,69 | 12,41 |
| 1990 | 18,28 | 18,30 | 17,01 | 18,27 | 16,18 | 15,69 | 14,38 |
| 1991 | 15,61 | 15,84 | 14,37 | 15,82 | 13,31 | 12,32 | 10,45 |
| 1992 | 15,78 | 16,04 | 14,93 | 15,89 | 13,90 | 13,22 | 11,91 |
| 1993 | 14,71 | 15,63 | 14,43 | 15,38 | 13,55 | 12,96 | 11,88 |

On peut voir au tableau V présenté ci-après, que les raffineurs canadiens n'ont pas été pénalisés par les coûts d'acquisition du brut dans le cas du pétrole léger peu sulfureux, et qu'ils n'ont donc pas été désavantagés à cause de leur emplacement. Notamment, les raffineurs ontariens ont à peu près les mêmes coûts d'acquisition pour le pétrole léger peu sulfureux que ceux de la côte du golfe du Mexique. Cette situation est étonnante puisque le brut léger provenant de l'Alberta est vendu dans la région de Chicago en concurrence avec le brut expédié depuis la côte du golfe du Mexique. Le prix du pétrole brut de l'Alberta, à Chicago, est donc fixé en fonction d'une prime plus élevée par rapport au prix du brut de la côte du golfe du Mexique, afin de compenser les frais de transport depuis la côte du golfe du Mexique jusqu'à Chicago. Bien entendu, le prix du brut vendu dans la région de Sarnia-Toronto est d'ordinaire un peu plus élevé en raison des frais supplémentaires engagés pour le transport depuis Chicago.

Une des raisons pour lesquelles les coûts d'acquisition des raffineurs canadiens ont été avantageux à Toronto, comparativement à Chicago et à la côte du golfe du Mexique, est le fait qu'il n'a pas été possible d'acheminer des volumes suffisants de brut léger de l'Alberta vers Chicago pour combler la demande, à cause de la présence de goulots

d'étranglement dans le pipeline. On s'attend que le problème relatif au pipeline qui achemine le brut vers Chicago soit bientôt résolu par suite d'une augmentation de la capacité de l'ordre de 170 000 barils/jour, et que les prix en Ontario montent jusqu'au niveau traditionnellement supérieur aux prix en vigueur à Chicago.

Chicago est desservie par pipeline depuis la côte du golfe du Mexique et l'Alberta. Si le pétrole léger devient coûteux à Chicago, les paramètres économiques qui régissent la décision d'inverser le débit du pipeline reliant Montréal et Sarnia changeront et favoriseront ce projet. À un coût modeste, l'Ontario peut être approvisionné en pétroles légers provenant de l'étranger, et le pétrole léger de l'Alberta peut être réacheminé vers les raffineurs de la région de Chicago.

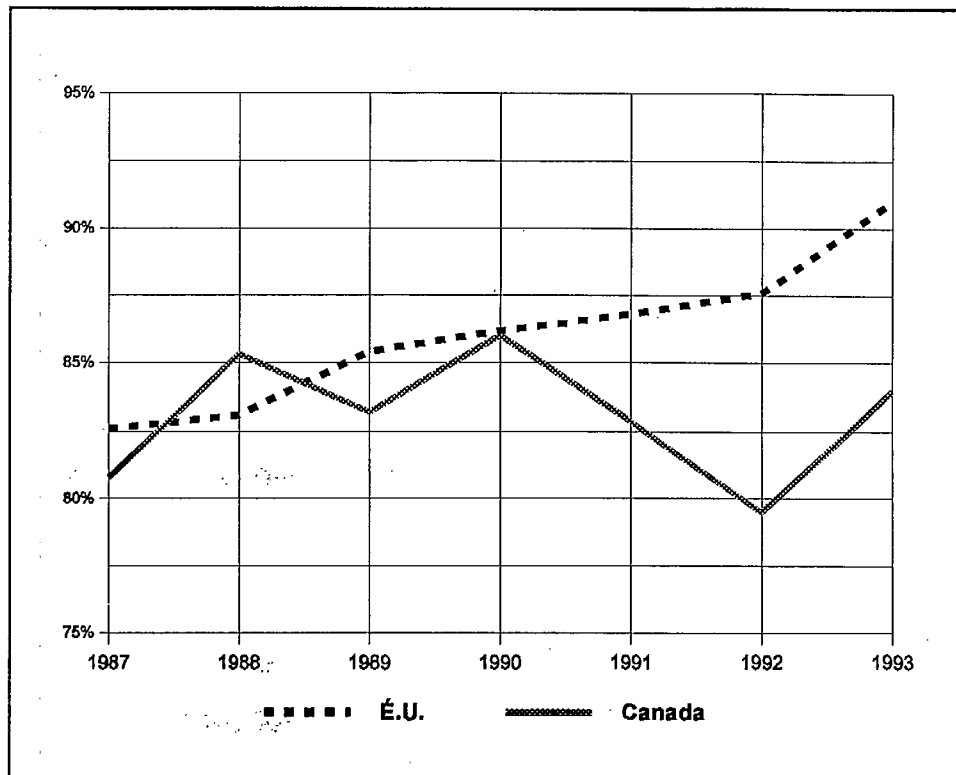
Comme on peut le voir au tableau V, le prix du pétrole lourd a augmenté en 1991 et celui du pétrole léger a diminué. Les coûts d'acquisition du pétrole brut lourd en Californie sont particulièrement bas en raison des restrictions imposées sur les exportations de brut d'Alaska North Slope.

En 1991, le prix du brut lourd a semblé fléchir par rapport à celui du brut léger à un point tel qu'on a envisagé d'investir dans l'achat de matériel de cokéfaction. Toutefois, l'écart s'est rétréci pour atteindre 3,7 cents en 1993, remettant ainsi en question la décision d'opter pour la cokéfaction. Le fait que le prix du brut lourd soit plus bas n'avantage pas nécessairement le raffineur si les économies réalisées et l'accroissement des ventes ne permettent pas de compenser l'augmentation des coûts des immobilisations et des frais d'exploitation.

2. Taux d'utilisation

Le rendement des raffineries canadiennes souffre de la récente incapacité des raffineurs à accroître leurs taux d'utilisation. On constate dans l'annexe A8 et la figure 12 que les taux d'utilisation aux États-Unis

Figure 12 : Taux d'utilisation des raffineries (%)1987 à 1992



ont été bien supérieurs à ceux enregistrés au Canada entre 1989 et 1992. Par exemple, en 1992, le taux d'utilisation aux États-Unis était de 87,6 %, contre 79,5 % au Canada. Étant donné que le taux d'utilisation influe sur la rentabilité des raffineries, le coût moyen de production de produits raffinés semble plus élevé au Canada qu'aux États-Unis, même si le coût d'opportunité marginal afférent à l'accroissement de la production est le même. Toutefois, cette conclusion va peut-être trop loin. Les taux d'utilisation peuvent être plus élevés dans le cas de plusieurs raffineurs canadiens, et la moyenne peut être abaissée à cause de la méthode employée pour comptabiliser l'utilisation des raffineries Come By Chance et Irving³².

³² La mesure du taux d'utilisation ne permet pas nécessairement de dresser un portrait exact de la situation de la plupart des raffineries au Canada. Il semble que les raffineries Come By Chance et Irving ne fonctionnent d'ordinaire pas à pleine capacité pour des raisons techniques aussi bien que commerciales. La situation peut être fort différente lorsqu'on compare les autres raffineries du pays.

De plus, en 1993, les raffineries canadiennes sont parvenues à augmenter leurs taux d'utilisation surtout par suite de la fermeture de raffineries plus petites. Le désavantage des raffineurs canadiens pourrait donc être en voie de disparaître. La fermeture de raffineries plus petites et non rentables par Shell, Petro-Canada et Imperial Oil dans la région de Vancouver a contribué à l'amélioration du taux d'utilisation. Imperial et Petro-Canada acheminent leurs produits à Vancouver depuis leurs raffineries de la région d'Edmonton, au moyen du pipeline Trans-Mountain qui était utilisé auparavant pour le transport du brut. Ce remaniement permet aux raffineries de grande taille et efficaces d'Edmonton d'accroître considérablement leurs taux d'exploitation et d'abaisser leur coût moyen de production. Ailleurs au Canada, la demande de produits pétroliers raffinés augmente au fur et à mesure que l'économie se remet de la récession.

3. Taille des raffineries

La Commission sur les pratiques restrictives du commerce a indiqué que le secteur pétrolier du raffinage et de la distribution se devait de rationaliser son réseau de raffineries afin d'assurer son efficacité :

" L'ampleur des investissements requis dans les raffineries, les grands terminaux et le réseau de pipelines est telle, que lorsqu'on tient compte du fait que la population canadienne est peu nombreuse et dispersée, on se rend compte que seulement quelques-unes de ces installations peuvent être viables si l'on veut réaliser des économies d'échelle raisonnables (p. 447). [...] Il n'est évidemment pas dans l'intérêt public, par exemple, que les consommateurs soient obligés de soutenir les nombreuses installations et la capacité excédentaire qui seraient nécessaires pour réduire la puissance commerciale actuelle des raffineurs de cette façon " (p. 448)³³.

Dans l'avis de requête présenté au Tribunal de la concurrence par le directeur et portant sur l'acquisition de Texaco par Imperial, celui-ci indique que :

" les économies d'échelle par rapport à la taille du marché jouent un rôle important parce qu'elles permettent de limiter le nombre de joueurs dans le secteur pétrolier,

³³ Commission sur les pratiques restrictives du commerce. Competition in the Canadian Petroleum Industry, 1986 (Ottawa : Approvisionnement et Services Canada).

dans tous les pays... La CPRC a établi qu'avec la technologie actuelle, les coûts de production moyens sont minimaux lorsque la production est de 200 000 barils/jour (31 800 mètres cubes par jour) (annexe 2, page 13)³⁴.

Huit raffineries d'une capacité de 200 000 barils/jour seraient donc, en principe, capables de satisfaire à toute la demande canadienne de produits pétroliers raffinés. En réalité, malgré la fermeture de six raffineries au cours des dernières années, il existe encore 24 raffineries canadiennes en exploitation. De celles-ci, deux raffineries de grande taille se concentrent principalement sur les exportations, 8 sont de très petite taille, et seulement 15 raffineries d'envergure se consacrent au marché intérieur canadien. Étant donné que plusieurs raffineries d'une capacité oscillant entre 60 000 et 120 000 barils/jour ont été construites au début des années quatre-vingt, le gain procuré par des économies d'échelle pour les raffineries dont la capacité dépasse 60 000 barils/jour est modeste et insuffisant pour contrebalancer les autres motifs justifiant la construction d'une raffinerie plus petite³⁵. Les raffineries de plus grande taille perdent leur avantage lorsque leur taux d'utilisation baisse.

Toutefois, il se peut qu'il y ait une forte corrélation entre le degré de complexité d'une raffinerie et sa taille. Si tel était le cas, puisque le contexte économique canadien favorise les raffineries plus complexes, les grandes raffineries agrandiront leurs installations et en augmenteront la complexité, tandis qu'il ne vaudra pas la peine de moderniser certaines raffineries plus petites.

4. Complexité des raffineries

Comme il a été dit précédemment, le degré de complexité des raffineries varie. Le degré de complexité optimal est lié aux prix relatifs du brut lourd et du brut léger, à la teneur en soufre, aux prix relatifs des produits pétroliers raffinés lourds et légers, à la demande locale pour plusieurs produits raffinés (ce qui aura une incidence sur les ventes en

³⁴ Directeur des enquêtes et recherches, avis de requête, entre le directeur et Imperial Oil Limited, Tribunal de la concurrence – 89/3, 29 juin 1989.

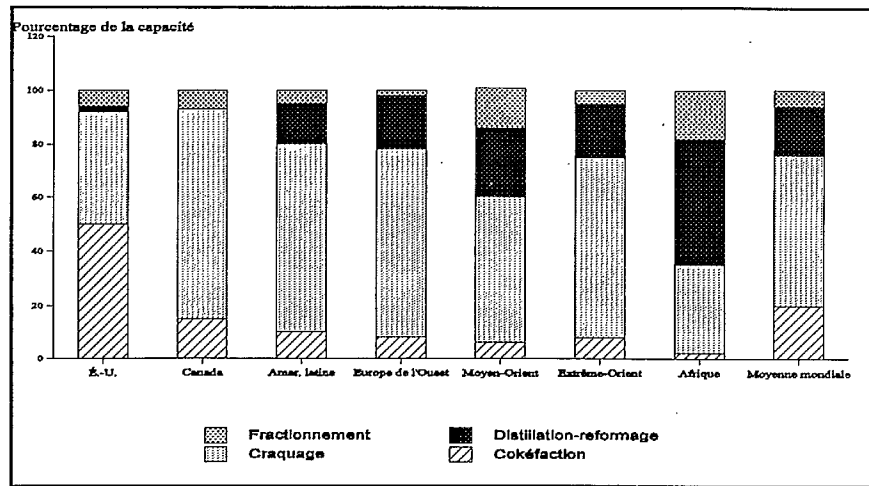
³⁵ Institut canadien des produits pétroliers, Groupe d'étude du secteur des produits pétroliers canadiens, août 1993, Report of the Working Group on Competitiveness Issues, page 8. Des sources industrielles indiquent que les réductions de coûts découlant d'économies d'échelle sont contrebalancées par des facteurs inhabituels tels que l'approvisionnement en charge fraîche, la demande pétrochimique et la taille du marché local. En règle générale, les économies d'échelle demeurent considérables lorsque la capacité dépasse de beaucoup 100 000 barils/jour, et le retour aux installations de plus grande envergure s'intensifie en fonction du degré de complexité de la raffinerie et de l'ampleur des exigences environnementales.

permettant de réduire au minimum les frais de transport) et enfin aux coûts des immobilisations. La complexité coûte cher et fait grimper les frais fixes des raffineurs. Deux options permettent d'améliorer le rendement des investissements, et il existe aussi une foule de solutions intermédiaires. La première option est d'augmenter le volume des ventes de produits légers d'une plus grande valeur, et la seconde consiste à réduire les coûts d'acquisition en achetant du brut lourd moins coûteux, tout en conservant une gamme de produits stable.

La complexité revêt plusieurs dimensions, mais une échelle simplifiée permet de comparer les secteurs du raffinage de divers pays. Sur l'échelle simplifiée, les raffineries sont présentées en ordre croissant de complexité, selon qu'il s'agit d'installations de fractionnement, de distillation-reformage, de craquage et de cokéfaction.

Les raffineries canadiennes sont d'ordinaire de faible complexité par rapport aux raffineries américaines (même si elles sont beaucoup plus complexes que la plupart des autres centres de raffinage) parce que, dans le passé, on pouvait se procurer le brut léger à des prix intéressants (en partie grâce à la réglementation qui favorisait l'utilisation du brut canadien), et à cause des besoins de l'industrie primaire en produits pétroliers raffinés bas de gamme. Comme on peut le voir à la figure 13, la plupart des raffineurs canadiens possèdent une importante capacité de craquage. Peu de raffineurs canadiens exploitent des installations de cokéfaction. On avait prédit depuis un certain temps que les prix relatifs favoriseraient les raffineries qui utilisent des pétroles bruts plus lourds. Toutefois, l'offre de pétrole léger a continué d'être abondante et, après une progression échelonnée sur plusieurs années qui a atteint son point culminant en 1991, les prix du pétrole lourd ont grimpé et ceux du pétrole léger ont fléchi.

Figure 13 : Complexité des raffineries selon le procédé et la région



Ces marges bénéficiaires sont de 0,39, 3,00 et 6,41 dollars le baril pour des degrés de complexité faibles, moyens et élevés³⁶. Des sources au sein de l'industrie pétrolière estiment que l'ajout d'une installation de cokéfaction dans une raffinerie existante d'une capacité de 100 000 barils par jour coûterait entre 600 et 900 millions de dollars. Avec un tel niveau de coûts, si l'on utilise les hypothèses classiques, on calcule que l'option du brut lourd devient rentable lorsque les produits d'exploitation supplémentaires sur une période de vingt ans oscillent entre 3,75 \$ CAN (2,6 cents le litre) et 5,15 \$ CAN (3,24 cents le litre) le baril³⁷. Ces produits d'exploitation peuvent provenir d'une réduction des coûts d'acquisition moyens du brut, d'une hausse des ventes ou les deux. Ces chiffres sous-évaluent probablement l'ampleur des produits d'exploitation nécessaires pour assurer la rentabilité, car on ne tient pas compte des frais d'exploitation plus élevés associés à une raffinerie plus complexe.

Le secteur canadien du raffinage sera donc peut-être obligé d'envisager de nouveaux investissements afin d'augmenter le degré de complexité, pour pouvoir utiliser du brut moins coûteux et accroître la proportion des

³⁶ *Op. cit.* Rapport de l'ICPP, tableau 1, page 7.

³⁷ Les hypothèses sont les suivantes : un taux étalon (avant taxe) de 18 %, un taux d'utilisation de 85 % (350 jours par année), une durée de vie de vingt ans pour la raffinerie avec un amortissement de 5 % par année, une capacité de 100 000 barils par jour.

produits à valeur plus élevée. Toutefois, cette décision repose sur l'anticipation que le coût d'acquisition du brut diminuera et que le chiffre des ventes augmentera. En comparaison, les raffineries américaines se sont déjà engagées massivement sur la voie de la complexité.

L'étude de Purvin & Gertz indique que la cokéfaction constitue un bon investissement en Californie où les bruts plus lourds sont normalement disponibles. Une installation de cokéfaction procure un bénéfice net supplémentaire de 7,35 \$ US (6 cents canadiens le litre) par baril de brut lourd, comparativement à une raffinerie dotée d'une installation de distillation-reformage. Une installation de cokéfaction procure 4 \$ US (3,25 cents canadiens le litre) de plus le baril, comparativement à une raffinerie qui effectue le craquage du brut lourd.

La façon dont les nouveaux investissements dans la complexité vont influencer sur l'envergure et la nature des raffineries existantes constitue une préoccupation importante sur laquelle on ne s'est pas encore penché. Sera-t-il moins coûteux par unité de capacité d'ajouter du matériel perfectionné dans des raffineries de plus en plus grandes, ou les petites raffineries seront-elles capables de suivre le rythme? Certains indices laissent croire qu'il existe une corrélation positive entre la complexité d'une raffinerie et sa taille. Si ce lien s'applique aussi aux investissements pour la protection de l'environnement, la viabilité des raffineries de petite et de moyenne taille (soit la plupart des raffineries canadiennes) pourrait être menacée.

5. Frais de distribution - Stations-service

Il n'y a pas de lien immédiat entre la rentabilité des services de distribution et de vente au détail au Canada et les débouchés qui s'offrent aux raffineries canadiennes. Tant que les produits raffinés importés doivent être commercialisés par l'intermédiaire du même réseau de distribution que les raffineurs canadiens, les deux groupes de raffineurs doivent supporter des coûts de distribution équivalents. La capacité des raffineurs à être rentables lorsqu'ils vendent au prix à la sortie de la raffinerie, quel que soit le degré de rentabilité du réseau de distribution en aval, a une incidence sur la survie du raffinage au Canada.

Toutefois, comme tous les manufacturiers, les raffineurs souhaitent réduire les frais de distribution de leurs produits jusqu'à l'utilisateur final, en fonction d'un niveau de qualité précis.

Lorsqu'on compare la prestation des stations-service au Canada et aux États-Unis, on peut d'ordinaire en conclure qu'il existe encore beaucoup de coûts au sein du réseau de vente au détail canadiens qui peuvent être

éliminés. Cette réduction des coûts devrait permettre aux entreprises de raffinage et de commercialisation d'améliorer leur bénéfice net. Toutefois, contrairement à n'importe quel manufacturier, les entreprises de raffinage et de commercialisation sont moins préoccupées pour le moment par la nécessité de réduire les frais de distribution et les marges de distribution connexes parce qu'une baisse des coûts de la vente au détail n'aura pas d'effet notable sur les ventes d'essence à court terme. Même une réduction marquée des coûts du commerce de détail et de gros aurait une incidence modeste sur le prix relatif au consommateur parce que les taxes de consommation sont déjà élevées. De plus, à court terme, la demande d'essence est très inélastique.

Compte tenu de la forte concurrence dans le secteur de la commercialisation, les entreprises de raffinage et de commercialisation peuvent voir leur bénéfice net s'améliorer temporairement pendant que s'effectuent la rationalisation et la modernisation des réseaux de vente au détail. À long terme cependant, la baisse des coûts sera transmise aux consommateurs et l'incidence sur le bénéfice net des entreprises de raffinage et de commercialisation sera minime. L'augmentation de la rentabilité dans le secteur de la vente au détail rapportera aux entreprises de commercialisation qui accroissent leur part de marché tout en réduisant les coûts, qu'il s'agisse d'un raffineur intégré ou d'un revendeur indépendant. Une entreprise de raffinage et de commercialisation s'efforcera de protéger ses investissements dans la raffinerie existante, et si son réseau de stations-service entrave la réalisation de profits, le raffineur délaissera son propre réseau et confiera la vente de son essence à un réseau de distribution plus efficient.

Comme tous les autres coûts, les frais de distribution inutiles entraînent une augmentation du prix au consommateur, mais non du bénéfice du manufacturier³⁸. Le raffineur, comme n'importe quel autre manufacturier, a tout intérêt à restreindre les frais de distribution en proportion du service offert, que la distribution soit assurée à l'interne (intégration verticale) ou par l'intermédiaire de concessionnaires indépendants (restrictions verticales) ou de revendeurs indépendants (sans restriction). Toutefois, lorsque le détaillant (manufacturier) n'a pas d'influence sur le prix de détail ou de gros, à cause de la menace des importations, il absorbe tous les frais de distribution supplémentaires. Ces coûts doivent être payés par le raffineur, qu'il utilise ou non un réseau de commercialisation intégré verticalement (qui lui appartient et qu'il exploite), limité verticalement (qui lui appartient et qu'il loue à bail, ou qui appartient à des concessionnaires indépendants) ou

³⁸ Les coûts supplémentaires peuvent être absorbés par le manufacturier si ce dernier n'a pas d'influence sur le prix.

indépendant (revendeurs). Encore une fois, comme dans le cas de tout autre manufacturier, le raffineur a tout intérêt à éviter les frais de distribution inutiles.

L'intégration verticale est répandue dans le secteur pétrolier du raffinage et, tant au Canada qu'aux États-Unis, la plupart des raffineurs établissent des réseaux de vente au détail et vendent aussi des produits en gros. Le degré d'intégration verticale varie. Les concessionnaires sont répandus dans les zones rurales, et les stations-service appartenant aux sociétés pétrolières et exploitées par celles-ci qui font concurrence aux stations indépendantes sont souvent établies dans les zones urbaines.

Le secteur des stations-service s'est adapté aux changements subis par les automobiles. Dans le passé, les stations-service faisaient le commerce d'essence ainsi que de produits et de services associés tels que les pièces d'automobiles et les réparations mécaniques. Au cours des deux dernières décennies, le secteur des réparations mécaniques a régressé parce que les voitures ont moins besoin d'entretien et qu'une plus grande partie des travaux sont effectués chez le marchand d'automobiles ou dans des centres spécialisés comme Canadian Tire, des ateliers de réparation de silencieux, etc. Il s'ensuit que la vente d'essence est désormais de plus en plus associée à des dépanneurs qui se prêtent particulièrement bien au libre-service.

Le processus d'ajustement au libre-service et à la vente de produits alimentaires et autres se poursuit depuis un bon moment, mais on semble avoir atteint un équilibre aux États-Unis en 1987. Selon une importante société américaine de consultation et de recherche, depuis 1987, le chiffre d'affaires et le volume par point de vente sont restés stables.

Contrairement à celui des États-Unis, le nombre de stations au Canada continue de baisser. Il est passé de 24 000 en 1980 à 18 000 en 1992, puis à moins de 17 000 en septembre 1994. Il devrait probablement continuer de descendre rapidement au cours des prochaines années. Ainsi :

" Pendant le premier semestre de 1992, trois importantes entreprises de raffinage et de commercialisation canadiennes ont annoncé la fermeture de 6 raffineries, soit 18 % de la capacité de raffinage totale canadienne en 1991, et d'environ 3 000 points de vente, soit 16 % des points de vente au Canada." (Le soulignement n'était pas dans le texte initial.)³⁹

Cette baisse du nombre de stations-service est ralentie par l'obligation écologique de nettoyer les lieux, et la mise sur pied d'un programme par l'industrie ou l'État pourrait aider à atténuer cet obstacle alors que le secteur est engorgé.

Le secteur de la vente au détail de produits pétroliers -- principalement d'essence par l'intermédiaire de stations-service -- fait l'objet d'une forte concurrence et il est facile d'y entrer et d'en sortir. Toutefois, les stations-service, qui autrement seraient fermées, demeurent ouvertes afin d'éviter les coûts de nettoyage devant être engagés lorsqu'elles sont vendues et qu'on les destine à un autre usage. Cet obstacle qui empêche les entreprises de se retirer du secteur des stations-service devient un problème social de plus en plus important pour les concessionnaires propriétaires et les indépendants. Beaucoup d'exploitants demeurent dans ce secteur d'activité malgré des bénéfices médiocres parce qu'ils ne peuvent vendre leur exploitation pour qu'elle soit utilisée à d'autres fins. Pour accroître le rendement dans le secteur de la vente au détail d'essence, il faudra peut-être une intervention sur le plan social afin de faire porter une partie du poids de l'obligation de nettoyer aux contribuables ou aux automobilistes.

Jusqu'en 1973, on a souvent affirmé que les entreprises de raffinage et de commercialisation interfinançaient les exploitations en aval avec les profits réalisés en amont, et que le secteur de la vente au détail s'est trop étendu. Que les entreprises de raffinage et de commercialisation aient ou non financé les réseaux de stations-service en aval, de nos jours, elles s'efforcent toutes de rentabiliser le secteur en aval. Ainsi le secteur de la vente au détail d'aujourd'hui est très concurrentiel et doit être efficient ou en voie de le devenir. Seul le contexte légal dans lequel les stations-service sont exploitées a une incidence anti-concurrentielle. Ce contexte englobait, jusqu'à tout récemment dans les provinces de l'Atlantique, des lois qui obligeaient les stations-service marginalement rentables à fonctionner à faible débit et limitaient le nombre de stations-service pouvant être transformées en libre-service, forçant ainsi les entreprises du secteur à fonctionner avec des coûts d'exploitation ainsi que des marges sur les ventes en gros et au détail plus élevés que partout ailleurs au Canada (ces lois ont été abolies en Nouvelle-Écosse et ne demeurent en vigueur que dans l'Île-du-Prince-Édouard)⁴⁰. Ailleurs au Canada,

³⁹ RNCan, Division des marchés canadiens du pétrole et de la planification d'urgence, Direction du pétrole et du gaz, résumé statistique du rapport sur la commercialisation des produits pétroliers, 1993, page 4.

⁴⁰ Les exploitants de stations-service peuvent se retirer librement du secteur, mais la réglementation permet aux stations-service affichant un faible débit de demeurer rentables et, partant, n'encourage pas les propriétaires à quitter. Il s'ensuit qu'après la fermeture des stations-service non rentables, les stations marginales qui restent font leurs frais et

c'est l'obligation de nettoyer les lieux qui empêche les exploitants de se retirer du secteur des stations et ne favorise donc pas la rationalisation de celui-ci.

Les indépendants ont conservé une part importante du marché (soit environ 20 % pour l'ensemble du pays et à peu près 30 % dans plusieurs grandes villes). Par ailleurs, les entreprises de raffinage et de commercialisation réduisent la taille de leurs propres réseaux de stations-service, sauf dans certains secteurs urbains où le volume est élevé.

Le débit des stations-service varie d'un bout à l'autre du Canada et est plus élevé dans les zones urbaines ainsi que dans les provinces plus fortement urbanisées, que dans les zones rurales. Toutefois, il importe de souligner que la station-service moyenne aux États-Unis pompe un volume d'essence plus de deux fois supérieur (RNCan estime que 10 000 litres par jour sont vendus dans une station-service normale américaine, mais il existe d'autres estimations plus basses)⁴¹. Souvent, on se sert du fait que le débit par station est inférieur au Canada pour conclure que le secteur canadien de la distribution d'essence n'est pas efficient et que la rationalisation se poursuivra à un rythme accéléré.

Aux États-Unis, entre 1977 et 1987, les ventes d'une station-service type sont passées de 10 000 à 60 000 gallons par mois. Après 1987, les volumes se sont stabilisés, et il y a eu peu de changements entre 1987 et 1993. À cause de plusieurs facteurs entraînant une réduction des coûts de la vente au détail entre 1977 et 1992, les marges sur le commerce de détail (entre le prix à la pompe et le prix du détaillant en wagon-citerne)

toutes les stations infra-marginales parviennent au moins au seuil de rentabilité. La station moyenne restante fonctionne à un débit plus faible que s'il n'y avait pas de réglementation.

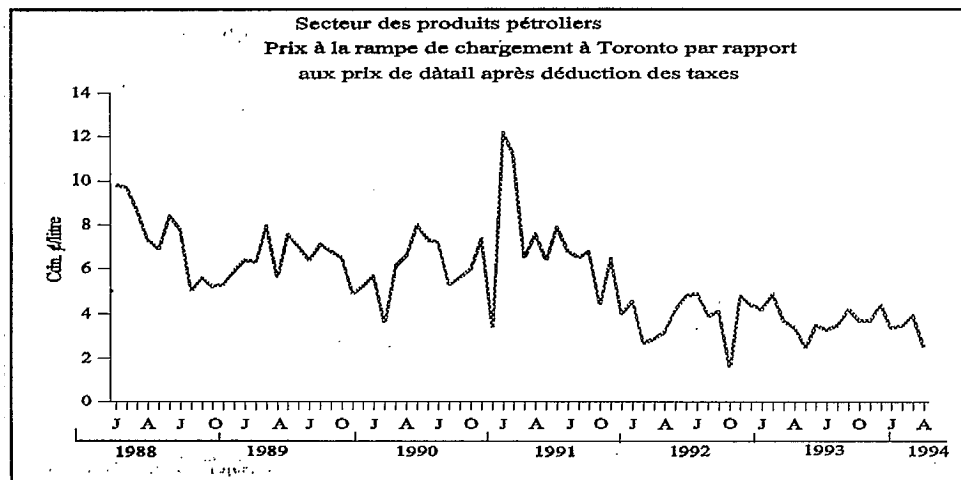
⁴¹ Le marché canadien a été plus durement frappé que le marché américain par le comportement des automobilistes au cours de la dernière décennie. Aux États-Unis, la demande d'essence par véhicule est passée de 640 à environ 600 gallons US par année entre 1983 et 1992. Cette baisse a découlé de l'amélioration du rendement des voitures et d'un modeste redressement du kilométrage par véhicule au cours des années quatre-vingt, après le recul enregistré dans la deuxième moitié des années soixante-dix. Pendant cette même période, la consommation canadienne par véhicule a diminué de 625 à 520 gallons. Le rendement des voitures est passé de 12 milles/gallon à 17 milles/gallon en 1993, et l'augmentation a été encore plus grande au Canada.

Entre 1989 et 1992, le taux annuel d'utilisation des véhicules à usage personnel a diminué en moyenne de 2,5 % par année au Canada. Pour les véhicules à usage commercial, le recul s'est effectué à un taux moyen de 3,2 % par année. La baisse du taux d'utilisation des véhicules amorcée en 1989 a fait suite à une hausse au cours de la période de reprise de 1982 à 1988. Au Canada, le taux annuel d'augmentation entre 1982 et 1988 s'est établi en moyenne à 1,75 % par année et aux États-Unis, le taux d'utilisation durant cette même période a grimpé de 1,14 % par année. Entre 1982 et 1988, la distance moyenne parcourue en automobile au Canada et aux États-Unis a augmenté de 11 % et de 7 % respectivement.

ont baissé de 16 cents le gallon⁴². De ce montant, on peut attribuer 6 cents le gallon à l'augmentation du débit par station (de 1970 à 1992, la marge est passée de 45 cents le gallon à 20 cents le gallon, selon le cours du dollar US en 1993; ce recul correspond à environ 15,5 cents le litre, selon le cours du dollar CAN en 1993). On indique que le reste de la baisse est attribuable en partie à la conversion massive au libre-service, soit environ 5 cents le gallon, et au commerce de plus en plus efficace des produits associés.

Une marge de 20 cents le gallon équivaut à 6,8 cents canadiens le litre⁴³. Une marge de 6,8 cents le litre au détail est beaucoup plus élevée que la marge relevée au Canada par Ressources naturelles Canada. Cette dernière varie entre 3,5 et 4,5 cents le litre, sauf dans le nord du Canada. La marge sur les ventes au détail au Canada est particulièrement basse à Toronto, comme on peut le voir à la figure 14 en examinant l'écart entre le prix à la rampe de chargement et le prix de détail à la pompe.

Figure 14 : Marge bénéficiaire d'une station-service (après déduction des taxes) lorsqu'un revendeur achète au prix à la rampe de chargement



⁴² À cause de la concurrence, les facteurs entraînant une réduction des coûts de la vente au détail ont donné lieu à des marges bénéficiaires plus maigres, alors que chaque station-service s'efforce d'attirer une plus grande clientèle en abaissant le prix de détail, de manière que la marge bénéficiaire finisse par permettre de récupérer les coûts et d'obtenir un rendement suffisant des investissements effectués dans la station-service.

⁴³ La marge bénéficiaire aux États-Unis correspond à la différence entre les prix en wagon-citerne publiés et les prix de détail moyens. La marge représente donc les produits d'exploitation des concessionnaires qui, aux États-Unis, sont d'ordinaire propriétaires de leurs propres stations-service.

La marge sur les ventes au détail aux États-Unis témoigne d'un équilibre au sein de l'industrie, car le nombre de stations-service est demeuré stable depuis 1988. La marge bénéficiaire au Canada témoigne d'un déséquilibre parce que le nombre de stations-service continue de diminuer. Aux États-Unis, après une baisse marquée échelonnée sur deux décennies, le nombre de stations-service et le débit sont demeurés stables depuis 1988. Les exploitants de stations-service semblent enregistrer un bénéfice satisfaisant, et il n'y a pas de nouveaux arrivants. Voilà ce qu'on entend par équilibre. En de telles circonstances, la marge sur les ventes au détail donne une bonne idée du coût d'exploitation d'une station-service type (y compris un taux de rendement normal du capital investi). Par ailleurs, le nombre de stations-service canadiennes continue de baisser, surtout dans les zones urbaines de l'est du Canada. La fermeture de stations-service indique que les détaillants ne parviennent pas à obtenir un rendement normal du capital investi. Par conséquent, la marge moyenne sur les ventes au détail au Canada sera inférieure aux coûts d'une exploitation de détail normale et ne donne donc pas une bonne idée des coûts unitaires de la vente au détail.

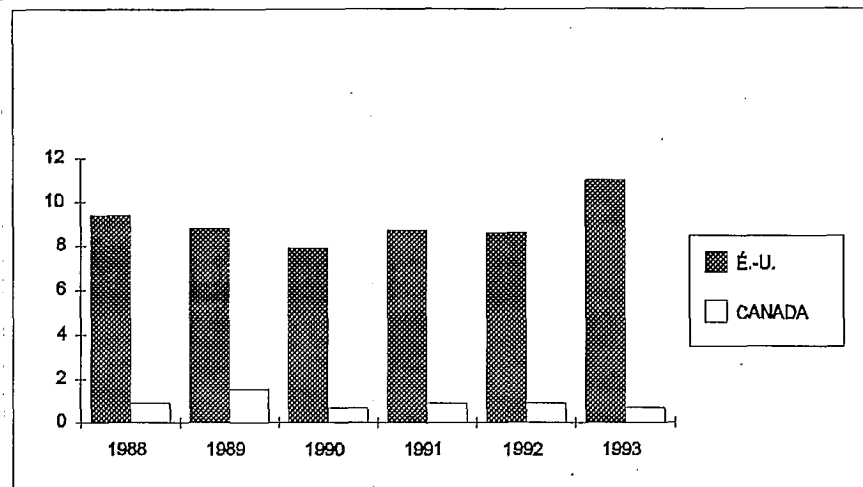
Pour qu'elles puissent atteindre la norme américaine de rentabilité et de rendement pour un réseau de stations-service, les entreprises canadiennes de commercialisation de l'essence devront réduire les coûts unitaires de la vente au détail ou trouver un moyen d'augmenter les prix à la pompe afin d'accroître la marge sur les ventes au détail de 2,5 à 3 cents le litre. Le réseau américain de stations-service fonctionne avec une marge moyenne de 6,8 cents canadiens le litre, tandis que le réseau canadien a une marge de 3 à 4 cents le litre entre le prix de gros et le prix de détail.

On peut expliquer le fait que la marge sur les ventes au détail soit plus élevée aux États-Unis en partie parce que la demande américaine d'essence super est plus forte que la demande canadienne (et même supérieure à la demande québécoise d'essence super qui est beaucoup plus grande que partout ailleurs au Canada)⁴⁴.

⁴⁴ Aux États-Unis, les essences sans plomb intermédiaire et super représentent environ 32 % de toutes les ventes d'essence. Au Canada, en 1993, la proportion d'essence sans plomb super a été de seulement 16 % et celle de l'essence sans plomb intermédiaire, de 7,56 % (SOURCE : Cansim Supply And Disposition As Reported By Canadian Refiners And Selected Major Distributors Of Motor Gasoline, mensuels, mètres cubes). Toutefois, cette proportion varie beaucoup; elle atteint un sommet au Québec et en Colombie-Britannique et un creux dans les Prairies, tandis que les régions de l'Atlantique et de l'Ontario se situent dans la zone intermédiaire. Au Canada, en 1993, le prix de vente de l'essence intermédiaire en libre-service a dépassé le prix de l'essence ordinaire moins les taxes de 1,3 cent (Charlottetown), de 3,4 cents (Halifax, St. John), de 3,7 cents (Toronto) et de 4,2 cents (Montréal). L'essence super se vendait à 2,4, 6,9, 7,4 et 7,7 cents de plus dans chacune de ces villes. Plusieurs autres différences entre les deux

Il y a un autre facteur, soit le fait que les entreprises de commercialisation américaines vendent plus de produits avec service complet que les détaillants canadiens et que ces derniers sont incapables de facturer une prime équivalente (se reporter à la figure 15). Par ailleurs, même si l'on constate que ces différences persistent entre les réseaux de vente au détail d'essence américains et canadiens, cela n'explique pas pourquoi le changement n'est pas aussi rapide au Canada qu'aux États-Unis. De plus, tout porte à croire que le rendement moyen du réseau de stations-service canadien dans son ensemble ne reflète pas bien la prestation des stations-service appartenant aux entreprises de raffinage et de commercialisation et exploitées par celles-ci. Les stations des entreprises de raffinage et de commercialisation sont d'ordinaire situées dans des zones urbaines, sont des libre-service, font le commerce de produits associés et affichent des débits beaucoup plus élevés que la moyenne des stations-service urbaines et rurales.

Figure 15 :
Écart entre les prix avec service complet et en libre-service
(cents CAN le litre)



Les entreprises de raffinage et de commercialisation canadiennes concluent un peu moins de 80 % de leurs ventes d'essence aux stations-

séries peuvent expliquer la marge plus élevée sur les ventes au détail (station-service) aux États-Unis. Il importe de souligner que la série applicable aux États-Unis est tirée d'un échantillon provenant de l'ensemble du pays et comprenant des stations rurales aussi bien qu'urbaines. La série applicable au Canada vise les centres urbains. La marge bénéficiaire aux États-Unis est tirée de données visant une station-service moyenne, aussi bien libre-service qu'avec service complet, et s'applique aux essences ordinaires et super. Il est vrai que 75 % des stations-service américaines sont dotées de pompes libre-service, mais un bon nombre d'entre elles combinent libre-service et service complet.

service (environ 85 % des ventes d'essence -- le reste est destiné aux fermes et aux parcs de véhicules) par l'entremise de leur propre réseau sous marque. Ce réseau est subdivisé en quatre grands types de points de vente : stations appartenant à l'entreprise et exploitées par celle-ci (28 %); concessions appartenant à l'entreprise (16 %); stations appartenant à l'entreprise et louées à bail (preneurs à bail) (12 %); stations sous marque appartenant à un concessionnaire (44 %). Les volumes vendus par les concessionnaires sont importants dans les zones rurales, mais les stations appartenant à l'entreprise et exploitées par celle-ci, bien que leur nombre soit limité, affichent les plus forts débits dans les zones urbaines. En outre, environ 20 % de l'essence est vendue à des revendeurs et à des exploitants de stations-service indépendants, y compris des marchands de produits associés comme Canadian Tire et Sears.

Aux États-Unis, l'essence est vendue par l'intermédiaire de 155 000 à 200 000 points de vente (American Petroleum Institute), selon la source d'information utilisée. Seulement 36 % des ventes d'essence dans les stations-service américaines, contre 80 % au Canada, sont réalisées par l'intermédiaire du réseau β direct β ou β sous marque β établi par les 14 plus importants raffineurs. La majeure partie des ventes sont effectuées par l'entremise de milliers de revendeurs et de magasins à succursales (selon la liste des membres de la *Petroleum Marketers Association of America*). Toutefois, un grand nombre de revendeurs exploitent des réseaux β sous marque β et versent une redevance au raffineur pour l'usage de sa marque. Néanmoins, aux États-Unis, l'écart entre le prix de détail et le prix à la rampe de chargement vise beaucoup plus de transactions que ce même indice au Canada.

Compte tenu des différences entre les réseaux de vente au détail, on compare souvent les coûts de la vente au détail aux États-Unis et au Canada en se servant de la marge combinée pour le raffinage et la commercialisation établie par Ressources naturelles Canada. La marge est calculée de façon résiduelle, en soustrayant le coût du brut et les taxes du prix à la pompe. Dans la figure 10, la marge de 6,8 cents sur les ventes au détail aux États-Unis est déduite de la marge applicable au raffinage et à la commercialisation, afin de calculer une marge sur le raffinage et les ventes en gros. En 1993, la marge combinée raffinage-commercialisation par litre en devise canadienne, pour toutes les catégories d'essence, aux stations libre-service et avec service complet, a été éliminée entre le Canada et les États-Unis⁴⁵. L'écart habituel de

⁴⁵ Ressources Naturelles Canada, Division des marchés canadiens du pétrole et de la planification d'urgence, Direction du pétrole et du gaz, 1993, résumé statistique du rapport sur le marché des produits pétroliers, page 49.

5 cents a disparu lorsque les marges sur les ventes au détail au Canada ont plongé. Au cours du premier semestre de 1994, la marge bénéficiaire canadienne est revenue à un niveau supérieur à celui des États-Unis. Plus important encore, les marges sur le raffinage et les ventes en gros (obtenues en soustrayant les marges sur les ventes au détail aux États-Unis et au Canada des séries applicables au raffinage et à la commercialisation dans chacun des pays) sont à peu près deux fois plus élevées au Canada qu'aux États-Unis.

La marge sur le raffinage et les ventes en gros au Canada sont entre 3 cents et 9 cents le litre plus élevées qu'aux États-Unis. Une petite partie de cet écart est attribuable aux coûts d'acquisition du brut légèrement plus bas aux États-Unis (entre 0,3 cent et 1,4 cent le litre). De même, en 1993, les produits des ventes ont été d'environ 1,3 cent au prix à la sortie de la raffinerie en vigueur sur la côte du golfe du Mexique, et nuls au prix de la Californie. La distribution en gros procure des marges plus élevées au Canada (différence entre le prix des revendeurs et le prix du détaillant en wagon-citerne). Au Canada, en 1993, cet écart pour l'essence ordinaire était de seulement 5 cents le litre, et un peu plus élevé pour les essences intermédiaires et super. Aux États-Unis, l'écart habituel entre le prix à la rampe de chargement (prix des revendeurs) et le prix du détaillant en wagon-citerne pour l'essence sans plomb ordinaire est normalement d'environ 5 cents le gallon US, ce qui donne à peu près 1,72 cent canadien le litre au cours du change de 1993 (1,3)⁴⁶. L'écart entre la marge canadienne et américaine sur les ventes en gros est donc de 3 à 4 cents le litre.

L'écart entre les États-Unis et le Canada témoigne peut-être des distances plus grandes que doit parcourir l'essence à sa sortie de la raffinerie au Canada et des frais de distribution plus élevés découlant du fait que les produits sont livrés à un nombre relativement plus grand de stations. En bref, les marges plus élevées sur les ventes en gros peuvent découler du fait que les débits sont plus faibles et que le réseau canadien de stations-service est plus dispersé comparativement à celui des États-Unis. Les marges plus grandes sur la distribution en gros au Canada témoignent probablement des dépenses nécessaires à la prestation de services supplémentaires, et ne permettent pas d'augmenter le bénéfice afin de compenser les coûts de raffinage plus élevés auxquels font face les raffineurs canadiens.

⁴⁶ Sorensen, Philip E., et al. (avril 1991), *p An Economic Analysis of the Distributor-Dealer Wholesale Gasoline Price Inversion of 1990 p; The Effects of Different Contractual Relations*. Manuscrit non publié.

Ces comparaisons épisodiques entre les données américaines et canadiennes peuvent être trompeuses parce que les marges bénéficiaires des raffineries et les marges sur les ventes au détail varient beaucoup d'une région à l'autre, tant au Canada qu'aux États-Unis. Une comparaison à l'échelle nationale risque de ne pas tenir compte des différences régionales. Malheureusement, les seules données régionales disponibles portent sur la marge bénéficiaire sur l'essence ordinaire, dans des établissements libre-service situés dans les centres urbains au Canada. Calculée à partir de la moyenne de 12 villes canadiennes (pondérée en fonction des volumes), la marge combinée raffinage-commercialisation, en 1993, était de 9,6 cents le litre pour le raffinage et la commercialisation, et de 13 cents le litre lorsqu'on inclut aussi la marge sur les ventes au détail. Plus important encore, la marge combinée raffinage-commercialisation-détail pour Toronto était de 10,9 cents le litre et, pour Montréal, de 12,2 cents le litre.

Ce bref examen des données donne une sous-évaluation de la réalité du marché dans lequel évoluent les raffineurs canadiens. Les raffineurs ne peuvent récupérer sur le marché que le prix franco dédouané des importations réelles ou éventuelles dans chaque région. Les raffineurs canadiens sont des preneurs de prix, et il n'existe aucun lien immédiat à court terme entre leurs dépenses et leurs produits d'exploitation. Étant donné que le secteur des stations-service est en équilibre aux États-Unis, les marges bénéficiaires reflètent la totalité des coûts de la vente au détail, tandis que les marges canadiennes, à cause du fait que le secteur essaie encore de s'adapter à un nouvel équilibre, semblent être de 2,5 à 3 cents le litre inférieures au niveau moyen des coûts de commercialisation, lorsqu'on se sert de la marge américaine pour mesurer les coûts au Canada.

V. PARAMÈTRES FONDAMENTAUX À LONG TERME

Trois menaces ou possibilités se dessinent à l'horizon pour les raffineurs canadiens. La première est le passage éventuel des bruts légers aux bruts plus lourds si le prix du brut léger augmente. En cas de hausse du prix du pétrole léger, les raffineurs canadiens devront faire concurrence aux raffineurs américains qui ont déjà investi dans des installations leur permettant de traiter les pétroles bruts de façon plus rentable. Au cours de la dernière décennie, les raffineurs américains ont investi beaucoup plus que les raffineurs canadiens pour moderniser leurs raffineries. Heureusement pour les raffineurs canadiens, le prix du pétrole brut léger qui avait grimpé de façon marquée en 1991 a fléchi depuis ce temps. Il ne semble pas que la prime accrue versée par les raffineurs pour le pétrole léger ait été suffisante pour favoriser des investissements importants en vue d'accroître davantage la complexité. En fait, cet investissement pourrait expliquer en partie la faible rentabilité des raffineurs américains au cours des dernières années.

La deuxième menace réside dans le fait que la croissance de la demande canadienne, notamment d'essence, devrait se situer à la limite inférieure des prévisions, exerçant ainsi une pression soutenue sur les taux d'utilisation des raffineries.

Enfin, il y a la menace représentée par l'augmentation prévue des coûts afférents aux exigences environnementales. Encore une fois, étant donné que les raffineurs canadiens sont principalement en concurrence avec les raffineurs américains, il importerait de tenir compte de l'évolution des mandats environnementaux au Canada et des investissements qui seront exigés en vertu de la réglementation américaine.

Les programmes environnementaux aux États-Unis et au Canada des raffineurs pourraient bien différer en raison du niveau de pollution atmosphérique plus élevé dans beaucoup de villes américaines, comparativement aux villes canadiennes. Toutefois, même si les raffineurs canadiens n'étaient pas obligés de faire les mêmes investissements que leurs homologues américains, on constate que ces derniers ont déjà investi massivement dans la complexité de leurs installations, ce qui leur permet de satisfaire plus facilement aux normes environnementales. Les raffineurs canadiens n'ont pas encore fait de tels investissements.

Néanmoins, comme il est indiqué ci-après et dans l'annexe A6, les prévisions établies conjointement par Environnement Canada et Industrie Canada indiquent que la réglementation américaine obligera les raffineurs américains à faire des investissements beaucoup plus importants que ceux exigés des raffineurs canadiens, et que cette

situation, au lieu de constituer une menace, pourrait bien devenir un avantage⁴⁷.

Il reste encore à déterminer dans quelle mesure les investissements moins élevés qui seront exigés des raffineurs canadiens pour se conformer à la réglementation environnementale sont attribuables aux différences entre les normes ou entre les techniques réglementaires. Les États-Unis sont à l'avant-garde en matière de réglementation et appliquent des normes légales rigoureuses avant que ne soient connus les coûts supplémentaires nécessaires à l'atteinte des objectifs. Le Canada utilise une méthode informelle plus souple qui permet aux raffineurs canadiens de se servir de l'expérience américaine.

1. Investissements nécessaires dans le secteur du raffinage du pétrole au Canada

Il y a un an, il est devenu évident que malgré la rentabilité médiocre enregistrée par tous les raffineurs pendant près d'une décennie (voire l'absence de rentabilité durant certaines années), des investissements importants devraient être effectués afin d'accroître la complexité des raffineries pour qu'elles puissent traiter avec efficacité les bruts plus lourds. L'étude de Purvin & Gertz fournit des prévisions à court terme relativement aux investissements qui seront nécessaires à la fois pour satisfaire à la réglementation environnementale et permettre le traitement de charges fraîches moins coûteuses. Pour augmenter la complexité de ses installations, un raffineur ajoute du matériel capable de traiter une plus grande gamme de bruts dont la teneur en soufre et la densité varient. Une installation de cokéfaction constitue l'ajout le plus coûteux. L'addition d'une seule installation de cokéfaction pour moderniser une raffinerie d'une capacité de 100 000 barils par jour peut coûter entre 600 et 900 millions de dollars, selon le type de brut et la complexité initiale de la raffinerie. En outre, les frais d'exploitation par unité de brut traitée augmentent en fonction de la complexité de la raffinerie, et cette augmentation doit être compensée par une baisse du coût de la charge fraîche et une hausse des ventes⁴⁸.

⁴⁷ L'étude américaine utilisée par Environnement Canada et Industrie Canada a été financée par le *Committee on Refining* (Kenneth T. Dear, président, *U.S. Petroleum Refining, Meeting Requirements for Cleaner Fuels and Refineries*, National Petroleum Council, août 1993).

⁴⁸ Les indications fournies précédemment selon lesquelles les coûts variables diminuaient en fonction de la complexité portaient sur les coûts variables par unité vendue et non par unité de brut produite.

En 1992, il était compréhensible que l'étude de Purvin & Gertz prévoie des investissements importants pour les raffineurs canadiens. En 1991, l'écart entre le prix annuel moyen du brut peu sulfureux et du brut sulfureux de West Texas livrés à Chicago a grimpé à 1,47 cent canadien le litre. La prime sur le brut peu sulfureux par rapport au brut sulfureux a monté progressivement de 0,51, 0,86, 1, 1,29 et enfin 1,47 cent le litre au cours des cinq années précédentes. La prime sur le brut peu sulfureux (WTI), par rapport au brut lourd et au brut sulfureux (Bow River), est passée de 2,19 à 5,39 cents le litre.

Tableau VI : Prévisions relatives aux investissements nécessaires de la part du secteur canadien du raffinage, établies à la fin de 1991

| DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS NÉCESSAIRES AU COURS DES 5 OU 7 PROCHAINES ANNÉES (milliards de dollars) | |
|--|---------|
| Programmes permanents d'amélioration des immobilisations | 5 à 10 |
| Améliorations au titre de l'environnement | 5 à 16 |
| Améliorations en vue du traitement de charges fraîches moins coûteuses | 2 à 5 |
| Total | 12 à 31 |

Bien entendu, dans le contexte de 1992, les raffineries complexes et coûteuses ont continué de présenter de plus en plus d'avantages. À cet effet, l'étude de Purvin & Gertz soulignait que les investissements effectués par l'industrie canadienne entre 1981 et 1990 s'établissaient en moyenne à 8,6 % du capital utilisé, contre 15,9 % aux États-Unis⁴⁹. L'industrie américaine a investi dans la complexité de ses raffineries afin de traiter une plus grande proportion de brut sulfureux et de brut lourd, et Purvin & Gertz estimait que les raffineurs canadiens devraient bientôt en faire autant. Toutefois, au cours des deux dernières années, le prix du pétrole léger par rapport à ceux du brut sulfureux et du brut lourd a baissé, et en 1993, la prime sur le pétrole léger par rapport au brut sulfureux était de 1,20 cent le litre et elle était de 3,76 cents le litre par rapport au brut lourd/sulfureux⁵⁰.

⁴⁹ *Op. cit.*, Purvin & Gertz Inc. (1992), page V-19.

⁵⁰ Il y a deux raisons d'examiner de nouveau les prévisions de Purvin & Gertz. La première est que l'étude est

2. Réglementation environnementale au Canada et aux États-Unis

Les investissements afférents à l'environnement dont il a été question dans l'étude de Purvin & Gertz et qui sont présentés dans le tableau VI ci-avant s'appliquent à toute une gamme d'exigences éventuelles qui pourraient être imposées dans une nouvelle réglementation. Le groupe d'étude du CCS⁵¹ a entrepris de comparer minutieusement, point par point, les coûts prévus au Canada pour atteindre des objectifs environnementaux semblables à ceux fixés pour l'industrie américaine. L'analyse du groupe d'étude est plus prudente que celle de Purvin & Gertz (annexe A7) et il est fort possible que les changements réglementaires dépassent les prévisions actuelles.

Tableau VII : Total estimatif des investissements qui devront être faits par les raffineurs canadiens et américains afin d'atteindre les objectifs environnementaux

| (millions de dollars canadiens) | | | | |
|---------------------------------|---------------|---------------|--------------|-----------------|
| | COURT 1998 | MOYEN 2004 | LONG 2010 | TOTAL À 2010 |
| Canada | 2 864 | 3 863 | 3 615 | 10 342 |
| Pourcentage | 30 | 40 | 30 | 100 |
| É.-U. (M \$ US) | 58 689 | 32 823 | 12 247 | 103 759 |
| É.-U. (M \$ CAN) | 78 056 | 43 655 | 16 289 | 137 999 |
| É.-U. (proport.; M \$ CAN) | 9 913 | 5 544 | 2 069 | 17 526 |
| Pourcentage | 57 | 32 | 12 | 100 |
| É.-U./CAN | 3,5 | 1,4 | 0,6 | 1,7 |

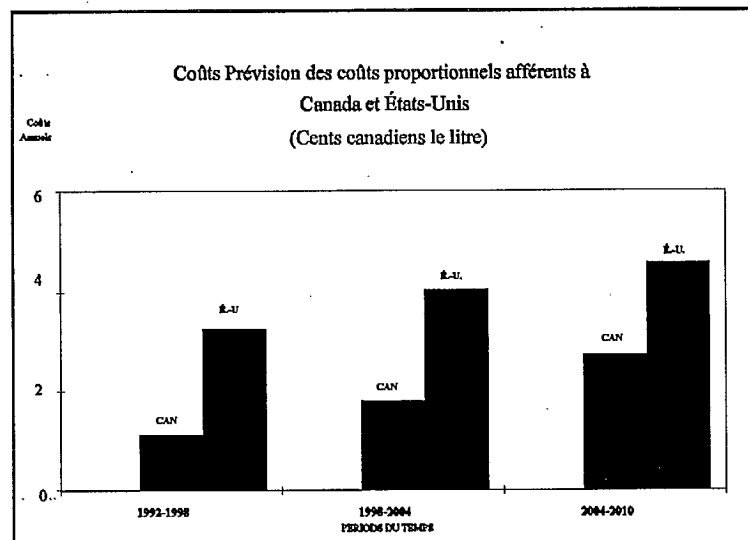
incluse à l'annexe A7 et que le lecteur peu attentif pourrait autrement s'interroger sur les différences entre les deux études en ce qui a trait à l'ampleur des prévisions relatives aux investissements exigés. En deuxième lieu, la vitesse à laquelle les conditions au sein de l'industrie changent fait ressortir la nécessité de sans cesse mettre à jour n'importe quelle analyse.

⁵¹ Le groupe d'étude du CCS comprend des représentants d'Environnement Canada, de Ressources naturelles Canada, de l'Institut canadien des produits pétroliers et d'Industrie Canada. Le groupe d'étude a passé en revue les projets possibles dans le cadre du programme environnemental canadien et les a comparés avec les projets étudiés par l'*American Petroleum Institute*. Les projets applicables à chacun des pays sont exposés en détail dans l'annexe A6. On y indique aussi la probabilité que chacun des projets soit mis en oeuvre dans les délais fixés.

Dans le tableau VII et dans la figure 16, nous avons résumé nos prévisions faites à partir de l'analyse présentée à l'annexe A6.

Lorsqu'on examine en contexte la portée de ces coûts engagés en vertu des politiques environnementales, on constate que les dépenses en immobilisations totales en aval qui ont été effectuées par les raffineurs canadiens au cours des dernières années pour améliorer et entretenir leurs exploitations ont oscillé entre 0,8 et 1,3 milliard de dollars par année⁵². Il existe une autre mesure de l'ampleur des nouveaux investissements prévus, soit la valeur actuelle de remplacement des actifs du secteur du raffinage et de la commercialisation que l'on estime entre 11,6 (valeur comptable) et 14 milliards de dollars (Purvin & Gertz, 1993). Ainsi, les investissements canadiens équivaldront à la valeur actuelle des raffineries canadiennes. Le niveau d'investissement aux États-Unis, en proportion de la capacité des raffineries canadiennes, est 1,7 fois plus élevé, soit 17,5 milliards de dollars.

Figure 16 : Prévision des coûts proportionnels afférents à l'environnement au Canada et aux États-Unis qui s'ajouteront aux frais d'exploitation, cents canadiens (1991) le litre



Il convient de faire la distinction entre la réglementation qui régit l'exploitation des installations et celle qui vise les spécifications des

⁵² Ressources naturelles Canada, rapport annuel de 1993 sur l'examen de l'activité du secteur pétrolier et versions antérieures jusqu'en 1986, tableau 13.

produits qui seront utilisés par le consommateur et les entreprises en aval.

Il est évident qu'un tel écart dans les investissements à faire mérite qu'on l'analyse afin de déterminer s'il peut avoir une incidence positive sur la compétitivité des raffineurs canadiens. Le degré de compétitivité, en particulier, subit l'influence en premier lieu du niveau annuel des frais de possession et d'exploitation afférents à ces investissements et, en second lieu, de la répartition des dépenses environnementales entre les améliorations afférentes aux spécifications des produits et celles relatives aux installations de commercialisation et de raffinage.

Nous abordons d'abord les coûts prévus annualisés pour le financement et l'exploitation des immobilisations liées à la protection de l'environnement. Les coûts annualisés sont répartis entre les frais de possession et les frais d'exploitation. Plus l'investissement doit être effectué tôt, plus les frais de possession seront élevés dans les années qui suivront et plus le montant sera élevé pour la période. La majorité des investissements américains sont prévus pour la période à court terme (59 %), alors que les investissements canadiens le sont pour les deux périodes subséquentes. La différence dans le calendrier des investissements dans les deux pays influe sur la valeur actuelle des coûts environnementaux. Pour le secteur du raffinage canadien, le total des coûts environnementaux, qui se situe actuellement à 470 millions de dollars, grimpera de 600 millions de dollars et atteindra 2,6 milliards de dollars par année en 2010. Seulement 30 % des investissements canadiens et des coûts annuels connexes se matérialiseront d'ici 1998. La proportion pour la même période aux États-Unis est de 59 %. Cette différence dans le calendrier pourrait constituer un avantage important pour les raffineurs canadiens. Elle leur permet de reporter les investissements et de bénéficier de l'expérience américaine.

Tableau VIII : Frais annuels de possession et d'exploitation afférents à l'environnement au Canada et aux États-Unis (millions de dollars canadiens)

| | COURT (1998) | MOYEN (2004) | LONG (2010) |
|------------------------------------|-----------------|-----------------|----------------|
| DANS LE PASSÉ É.-U. (\$ US) | 8 000 | 7 000 | 6 000 |
| CANADA (\$ CAN) | 470 | 420 | 370 |
| Frais d'exploitation | 270 | 270 | 270 |
| PRÉVISIONS | | | |
| É.-U. (\$ US) | 11 512 | 17 326 | 23 044 |
| É.-U. (\$ CAN) | 15 311 | 23 044 | 28 594 |
| É.-U. (proport. pour le Canada) | 1 945 | 2 927 | 3 631 |
| CANADA | 587 | 1 285 | 2 204 |
| CAN/É.-U. (proport.) | 30 % | 44 % | 61 % |

Les anciennes différences réglementaires découlant des mesures visant à satisfaire à des objectifs locaux ne peuvent plus être utilisées pour justifier l'érection de barrières commerciales contre l'importation de produits raffinés. Les différences découlant de mesures visant à satisfaire à des exigences environnementales plus strictes à l'égard des spécifications des produits font l'objet d'un contrôle commercial. Étant donné qu'il existe une différence entre les investissements liés au site et ceux liés aux produits, dans la mesure où un pays pourrait utiliser des barrières commerciales pour protéger ses raffineurs, nous avons dès le début établi une distinction approximative entre ces deux types de mesures environnementales, comme on peut le voir au tableau IX.

Tableau IX : Répartition estimative des coûts environnementaux annualisés selon la catégorie, 2010

| INVESTISSEMENTS | CANADA (M \$ CAN) | % | É.-U. (M \$ US) | % |
|---|----------------------|-----|--------------------|-----|
| RELATIFS AUX PRODUITS RELATIFS À LA COMMERCIALISATION | 1 597 | 72 | 1 046 | 49 |
| RELATIFS AUX RAFFINERIES | 427 | 19 | 9 392 | 44 |
| TOTAL | 2 204 | 100 | 2 150 | 100 |

Les investissements relatifs à l'amélioration des spécifications des produits représentent 72 % du total au Canada et 49 % aux États-Unis. Seulement 19 % des investissements canadiens seront destinés aux installations des raffineries et ceux-ci ne peuvent faire l'objet d'une

intervention sur le plan commercial. Aux États-Unis, 44 % du total des investissements entraîneront une augmentation des coûts des raffineurs, que le produit soit destiné à l'importation ou à la vente sur le marché intérieur. On peut donc en conclure qu'il n'est pas fondé de craindre que certains raffineurs américains puissent éviter de répondre aux exigences américaines pour approvisionner exclusivement le marché canadien à partir d'une raffinerie non conforme à la réglementation régissant les installations. Toutefois, cette tendance que pourraient avoir les raffineurs américains à réacheminer leur production vers le Canada ne vise que la réglementation régissant les installations qui peut aussi varier beaucoup d'une région des États-Unis à l'autre.

Les données fournies précédemment représentent une gamme étendue de coûts moyens aux États-Unis et il se peut qu'elles ne tiennent pas compte des coûts supplémentaires des raffineurs américains qui sont bien situés pour approvisionner les marchés canadiens. De plus, la réglementation américaine régissant les spécifications de l'essence n'empêcherait pas les raffineurs américains de réacheminer l'essence non conforme vers le Canada si les spécifications canadiennes relatives à l'essence ne permettent pas de retracer ces entreprises aux États-Unis. Par exemple, en ce moment, le prix de l'essence sans plomb ordinaire aux États-Unis a baissé parce que les raffineurs adaptent leur production à l'obligation de fournir de l'essence reformulée dans plusieurs régions. Cette réglementation américaine a eu pour effet de faire augmenter la capacité des raffineurs américains à produire les essences ordinaire et reformulée, et cette augmentation de la capacité a provoqué le réacheminement de l'essence ordinaire vendue auparavant aux États-Unis vers le Canada et les autres régions des États-Unis qui permettent l'utilisation de ce genre d'essence. C'est pourquoi le prix de l'essence ordinaire a baissé dans l'ensemble de l'Amérique du Nord.

La conclusion la plus importante que l'on puisse tirer de l'analyse comparative des coûts environnementaux est que le coût des produits pétroliers raffinés aux États-Unis risque de monter d'environ 1,5 cent canadien le litre (1991) à court terme et d'à peu près 2,5 cents canadiens (1991) le litre à long terme (si le taux annuel de croissance des produits raffinés est de 0,7 %). En comparaison, les frais d'exploitation au Canada grimperaient de 0,7 cent canadien (1991) le litre à court terme et la hausse atteindrait 2,1 cents canadiens le litre en 2010. Les coûts supplémentaires sont répartis sur la totalité de la production de la raffinerie. Toutefois, la majeure partie des coûts environnementaux auront une incidence sur la production d'essence. Par conséquent, la différence dans les approches utilisées pour imposer les normes environnementales pourrait avoir des répercussions beaucoup plus grandes, bien qu'imprécises, sur l'écart entre les coûts de production d'essence dans les deux pays. Lorsqu'on analyse ce changement en

contexte, on constate que même avec les prévisions prudentes pour les États-Unis, les frais d'exploitation par litre des raffineries américaines doubleront, passant de 2,4 à 5 cents⁵³. Le prix de l'essence aux États-Unis augmenterait nécessairement d'un montant équivalent.

Si les prévisions du groupe d'étude sur le CCS se matérialisent, les raffineurs canadiens seraient probablement en mesure de majorer les prix au Canada jusqu'au niveau des États-Unis sans favoriser les importations. Cette hausse permettrait aux raffineurs canadiens de récupérer leurs investissements afférents à l'environnement. Les raffineurs canadiens pourraient être en mesure d'accroître les exportations vers les États-Unis si les produits canadiens répondent aux normes américaines. De plus, le fait que les coûts afférents aux installations soient plus élevés aux États-Unis qu'au Canada nous pousse à croire qu'il pourrait devenir intéressant d'établir de nouvelles raffineries au Canada plutôt qu'aux États-Unis.

Bref, si cette analyse comparative initiale des coûts environnementaux résiste à un examen plus poussé, les investissements au Canada pourraient présenter de l'intérêt malgré le faible rendement actuel.

3. Perspectives pour le secteur du raffinage canadien

Il y a de cela seulement un an ou deux, l'avenir de l'industrie semblait incertain et l'intérêt d'investir dans les installations de raffinage était fonction du rythme auquel la réglementation environnementale serait imposée par rapport aux États-Unis. Aujourd'hui, il semble que l'industrie canadienne puisse parvenir à retarder ses investissements dans la complexité qui lui permettra de traiter des bruts plus lourds, et bénéficier d'une protection naturelle supplémentaire de la part des raffineurs américains qui vont majorer leurs prix afin de récupérer les coûts engagés pour se conformer à la réglementation environnementale. L'ampleur de cette protection naturelle pourrait être faible. Néanmoins, au cours des deux dernières années, les conditions ont semblé devenir favorables, dans l'ensemble, aux raffineurs canadiens et la menace qui pèse sur la rentabilité future du secteur du raffinage canadien, bien que toujours présente, a été repoussée.

⁵³ p La plage des coûts estimatifs afférents à l'environnement est très vaste en raison du caractère incertain des exigences et de l'ampleur de l'application. Par exemple, le prix d'un gallon d'essence p propre p pourrait augmenter de seulement 3 cents ou encore de 27 cents le gallon (< 1 à 7 cents/litre), selon la saison et les exigences locales. [...] Le chiffre de 3 cents le gallon est le coût estimatif le plus bas pour l'essence oxygénée et le montant de 27 cents le gallon constitue le coût estimatif le plus élevé pour l'essence reformulée (RFG II) - document de travail de l'API n° 070R, page 50. p Se reporter à l'annexe A2.

Aujourd'hui, il semble peu probable que les raffineurs canadiens perdent une part importante du marché intérieur des produits pétroliers raffinés aux profits des importations. Cependant, la vitesse à laquelle les conditions ont évolué au cours des deux dernières années témoigne du fait qu'il est dangereux de se montrer trop optimiste quant à l'avenir de l'industrie. Une hausse de la prime sur le brut léger peu sulfureux nuirait considérablement à la position concurrentielle des raffineurs canadiens. On ne s'attend pas à une telle augmentation parce que l'accroissement de la complexité des raffineries dans le monde contribue à maintenir le prix de ce produit à un niveau modéré. En outre, à long terme, la hausse des investissements américains afférents à l'environnement pourrait procurer une protection naturelle supplémentaire considérable pour l'essence produite par les raffineurs canadiens.

VI. CONSÉQUENCES ET PROBLÈMES

1. Résumé

Les données du domaine public ne nous permettent pas de tirer des conclusions définitives quant au rendement comparatif des raffineries canadiennes et américaines. Nous concluons de façon certaine que depuis 1992, les raffineurs canadiens ont considérablement réduit les frais d'exploitation des raffineries. Malgré cette amélioration, les raffineurs canadiens se sont laissés distancer au titre du rendement par les meilleurs raffineurs américains. Qu'elle soit mesurée en fonction des frais d'exploitation variables par litre ou par dollar de vente, la prestation collective des raffineurs canadiens en 1993 a été bien inférieure à la prestation globale des raffineurs de la côte du golfe du Mexique. Ces mesures ne sont toutefois pas complètes. En premier lieu, il importe de signaler que l'étude n'a pas tenu compte du coût des immobilisations et des coûts fixes dans les secteurs canadiens et américains du raffinage. En deuxième lieu, les raffineurs de la CGM comptent parmi les plus efficaces et, partant, nous ne pouvons établir quelle a été la prestation moyenne des raffineurs canadiens par rapport à la prestation moyenne des raffineries américaines. Plus important encore, nous n'avons pas encore mis la main sur des données nous permettant de comparer respectivement les coûts variables, les coûts fixes et les coûts des immobilisations par unité produite et par unité de vente, au Canada et aux États-Unis.

Puisqu'il manque certaines données, il n'est pas possible de déterminer l'incidence des investissements dans la complexité qui ont été effectués sur les profits des raffineurs américains. Si l'on avait disposé de données sur les coûts des immobilisations et les coûts fixes aux États-Unis, les conclusions qui ont été tirées dans le présent rapport au sujet de la prestation des raffineurs américains auraient très bien pu être différentes. Il est certain que la rentabilité des raffineurs américains était faible en 1993, ce qui laisse entendre que les coûts variables par unité produite ou par unité de vente qui étaient inférieurs aux États-Unis ont été contrebalancés par des coûts fixes et des frais d'intérêt plus élevés.

Quelle que soit la conclusion finale au sujet du niveau relatif des coûts par unité produite et par unité de vente aux États-Unis et au Canada, l'importance de la question de la complexité pour l'avenir du secteur du raffinage canadien nécessite une étude plus poussée. Il importe de savoir si l'accroissement de la complexité entraîne aussi une augmentation du niveau minimum d'efficacité des nouvelles raffineries. Si tel est le cas, il faut s'attendre à ce que les raffineurs canadiens poursuivent leurs efforts de rationalisation, ce qui aura des conséquences notamment à Montréal et dans la région de l'Atlantique. L'accroissement de la

complexité des raffineries pourrait, à la limite, pousser les raffineurs canadiens à se concentrer dans seulement deux centres, soit à Edmonton et dans la région de Sarnia-Toronto.

Même si les petites raffineries parviennent de façon efficiente à accroître leur complexité et à se conformer aux normes environnementales, la nécessité d'investir davantage dans la complexité continuera de mettre en péril la capacité des raffineurs canadiens à récupérer les coûts engagés, si l'écart entre le brut lourd et le brut léger augmente. Une fois les investissements effectués, si l'écart ne se maintient pas, les raffineurs pourraient être incapables de récupérer les coûts engagés. À l'heure actuelle, l'avenir est incertain quant à l'écart entre le brut lourd et le brut léger.

Les raffineurs canadiens enregistrent un rendement en aval des raffineries inférieur à celui dont bénéficient leurs homologues américains ainsi que les exploitants de stations-service indépendants et les revendeurs aux États-Unis. Les raffineurs américains sont plus dépendants des marchés de gros et leurs investissements directs dans le secteur de la vente au détail sont moindres. Les marges unitaires sur la vente au détail au Canada sont d'ordinaire inférieures à celles enregistrées aux États-Unis. Toutefois, nous ne pouvons déterminer avec précision comment les marges unitaires sur la vente au détail au Canada se comparent aux frais d'exploitation dans le secteur de la vente au détail. Nous pouvons conclure que les coûts unitaires dans le secteur de la vente au détail au Canada (en tenant compte du coût d'opportunité du capital investi) sont plus élevés que les produits réalisés sur le marché parce que le nombre de stations-service continue de diminuer rapidement. Cette insuffisance des produits d'exploitation est particulièrement visible dans l'important marché de la vente au détail de Toronto et du sud de l'Ontario.

Le piètre rendement dans le secteur de la commercialisation et la faiblesse des prix de détail nuisent au bilan des raffineurs et influent sur la capacité ou la volonté de ceux-ci d'investir massivement dans la modernisation de leurs installations de raffinage, même si les raffineries canadiennes peuvent produire des produits raffinés à un coût comparable à celui des raffineries des États-Unis et d'ailleurs.

Les pratiques inefficaces dans le secteur canadien de la vente au détail entraînent une perte sociale et paralysent des ressources qui pourraient être utilisées ailleurs. Toutefois, ces pratiques inefficaces ne créent pas de débouchés pour les importateurs d'essence et, par conséquent, ne menacent pas directement ni à court terme la part globale du marché intérieur appartenant aux raffineurs canadiens.

Toutefois, étant donné que les raffineurs canadiens ont des investissements irrécupérables énormes dans le secteur de la distribution, leur solidité économique en tant que personnes morales est minée par le piètre rendement du secteur de la commercialisation. Si le rendement du secteur de la commercialisation ne s'améliore pas, les raffineurs canadiens risquent de reporter leurs investissements visant à améliorer leurs raffineries ou de se retirer du marché canadien si les investissements afférents à l'environnement ne semblent pas être rentables. Ils pourraient à la place investir dans l'amélioration de l'infrastructure de transport en vue d'importer des produits raffinés depuis les États-Unis et l'étranger.

Les coûts supplémentaires afférents à l'amélioration de la prestation des raffineries sur le plan environnemental ainsi que des produits pétroliers raffinés pourraient faire perdre aux raffineurs canadiens une partie de leur part de marché aux profits des importations. D'après notre analyse, en ce qui concerne les États-Unis à tout le moins, les exigences environnementales relatives pourraient procurer une protection supplémentaire aux raffineurs canadiens et leur permettre de récupérer les coûts additionnels afférents à l'environnement sur le marché canadien. Le dénouement dépend beaucoup des coûts relatifs de la mise en oeuvre des améliorations au Canada et aux États-Unis, et de l'établissement de politiques permettant aux raffineurs d'entrevoir la possibilité de rentabiliser ces nouveaux investissements. Ces politiques pourraient comprendre des avantages fiscaux pour les investissements afférents à l'environnement et la mise au rancart de stations-service. On pourrait aussi repousser les échéances du programme environnemental en ce qui a trait aux coûts afférents aux installations et les rapprocher dans le cas des spécifications des produits.

2. Questions essentielles et recommandations

Vision de l'avenir

Dans le CCS et dans la présente étude, Industrie Canada a visualisé le secteur du raffinage du pétrole comme un secteur dynamique, capable de maintenir une activité économique soutenue. Ce secteur industriel produirait et fournirait des produits pétroliers répondant aux besoins de l'économie canadienne et des consommateurs canadiens. Il continuerait de jouer un rôle important au sein de l'infrastructure économique canadienne et serait fortement intégré aux autres principaux secteurs industriels. Le secteur serait très orienté vers le marché intérieur, maintiendrait sa compétitivité sur le marché nord-américain et serait en mesure de demeurer concurrentiel dans un contexte de mondialisation des marchés. Il serait capable de composer avec les lacunes du marché, tout en assurant un rendement raisonnable à ses investisseurs. Pour ce

faire, le secteur devrait s'engager à améliorer continuellement son rendement au titre de la protection de l'environnement ainsi que de la santé et de la sécurité de ses travailleurs.

Cette vision de l'industrie pétrolière comprendrait probablement un secteur de la vente au détail plus robuste, efficient et rentable.

Industrie Canada devra devenir un agent efficace au sein d'un groupe d'étude mixte qui traitera de questions telles que les taxes, l'environnement, les politiques sur le commerce et peut-être sur la concurrence qui ont une incidence sur la viabilité du secteur du raffinage. Sur certaines questions précises, les partenaires échangeront des renseignements, et s'efforceront de développer une meilleure compréhension et d'établir un consensus relativement aux mesures à prendre. Dans bien des cas, Industrie Canada jouera un rôle de meneur et dans bien d'autres, l'organisme sera un participant actif sous la gouverne d'autres partenaires.

Plan d'action

1. Industrie Canada a cerné son rôle au cours du premier cycle du CCS. Ce rôle doit être renforcé au sein du groupe constitué de représentants du secteur privé, des consommateurs et de l'État. Il repose sur la poursuite de recherches conjointes dans le cadre du programme CCS qui sont fondées sur la compétence d'Industrie Canada dans le domaine micro-économique.
2. Compte tenu de la grande importance des questions environnementales, Industrie Canada collaborera avec Environnement Canada afin de garantir que les paramètres économiques et commerciaux entrent en ligne de compte dans les décisions afférentes à l'environnement. Selon le programme CCS, les objectifs environnementaux ne mettent pas en péril la viabilité de l'industrie tant que les politiques sont élaborées de manière à ne pas désavantager les raffineurs canadiens par rapport à leurs concurrents.

Recommandations Offre

- 1) La demande de produits raffinés au Canada est présentement comblée par les raffineurs canadiens. Nous prévoyons que ceux-ci seront encore en mesure de satisfaire à la demande intérieure et pourraient augmenter leurs ventes sur les marchés américains. Rien n'est certain cependant. Tout dépendra de la façon dont la structure des coûts des raffineurs canadiens se comparera à celle des raffineurs américains, une fois effectués les investissements visant à atteindre les objectifs environnementaux et à traiter des bruts plus lourds. La présente étude

ne nous permet pas d'évaluer avec certitude les perspectives d'avenir des raffineurs canadiens. Une telle évaluation nécessite une étude en profondeur de raffineries ou de groupes de raffineries équivalentes des deux côtés de la frontière. Dans la présente étude, à cause des données disponibles, nous nous sommes limités à une comparaison entre des moyennes nationales pour les raffineurs canadiens et des données plus précises sur le secteur de la CGM pour représenter de façon approximative les raffineurs américains. La méthodologie qu'il convient d'adopter consiste à examiner le rendement et la structure des coûts des raffineurs canadiens dans chaque région particulière du Canada, par rapport à des données similaires pour les concurrents américains du centre de raffinage le plus près.

De plus, les coûts des immobilisations et les frais d'exploitation varient d'une raffinerie à l'autre et, surtout, selon le degré de complexité. Étant donné que la complexité des raffineries est au coeur de la question de la compétitivité des raffineurs canadiens par rapport à leurs concurrents américains, une étude plus approfondie des coûts relatifs des raffineries permettrait de pousser les recherches au-delà de la simple comparaison des frais d'exploitation variables et de comparer tous les éléments de coûts des raffineries.

Recommandation : Industrie Canada doit élargir la portée du programme de recherche du groupe d'étude sur le secteur pétrolier qui consiste à comparer les coûts et le rendement à l'échelle nationale, de façon que les comparaisons portent sur les centres de raffinage d'une région à l'autre. L'étude englobera les coûts fixes et variables, ainsi que les coûts des immobilisations et le rendement des raffineries. En premier lieu, on entreprendrait trois analyses comparatives régionales : raffineries des provinces atlantiques et raffineries de l'est des États-Unis ainsi que de la côte du golfe du Mexique; raffineries du Québec et raffineries de l'est des États-Unis ainsi que de la côte du golfe du Mexique, et marchés de New York/Rotterdam; raffineries de la région de Sarnia et raffineries du Midwest des États-Unis. En outre, on effectuera une analyse des gains au titre de l'efficacité enregistrés par les raffineries de la région de Sarnia parce qu'elles sont entièrement intégrées aux secteurs chimiques et pétrochimiques, aux sous-traitants et aux établissements d'enseignement.

Demande

2) Les prévisions relatives à la demande influenceront directement sur les politiques gouvernementales (par exemple, en ce qui a trait à la réduction des émissions de CO₂ conformément aux engagements pris par suite du changement climatique à l'échelle mondiale) et les décisions des

raffineurs à l'égard des investissements, et auront une incidence indirecte sur le niveau des investissements requis pour atteindre les objectifs environnementaux. L'effet indirect découle des mandats relatifs à la production totale de polluants qui elle-même est liée à la production de la raffinerie. Les prévisions oscillent entre une croissance à peu près nulle (groupe d'étude du secteur pétrolier) à une croissance annuelle de 1,5 % (Ressources naturelles Canada). Les raffineurs canadiens élaboreront individuellement des politiques fondées sur leurs propres prévisions relatives à la croissance de la demande. La demande canadienne n'évolue pas de la même façon que la demande américaine, et les prévisions relatives à la croissance doivent être fondées sur des données canadiennes. Étant donné que les raffineurs canadiens comblent à peu près toute la demande au Canada, il existe une forte corrélation entre la demande canadienne et la production canadienne. La collaboration entre l'industrie et l'État peut permettre de faire de meilleures prévisions en améliorant les méthodologies.

Recommandation : Ressources naturelles Canada et l'ICPP doivent convoquer un forum qui regroupera les prévisionnistes du secteur pétrolier, du gouvernement fédéral et des gouvernements provinciaux. L'objectif serait d'échanger entre autres des hypothèses et des méthodologies prévisionnelles, et de faire de meilleurs pronostics à l'égard de la demande de produits pétroliers qui pourraient être utilisés à la fois par l'industrie et par l'État pour planifier les politiques.

Mise en oeuvre du programme environnemental

3) L'industrie et l'État devraient continuer de travailler ensemble en vue d'élaborer des plans pour l'entrée en vigueur de la réglementation environnementale qui permettront aux raffineries canadiennes de demeurer rentables et concurrentielles face aux importations. Le programme environnemental risque d'avoir une grande incidence sur la rentabilité des raffineurs canadiens. Ceux-ci sont sur le point de sortir d'une période marquée par une rentabilité inférieure à la normale et sont encore confrontés à une forte concurrence de la part des autres raffineurs canadiens et des raffineurs étrangers, notamment des États-Unis. De plus, les raffineurs canadiens seront probablement appelés à faire des investissements massifs afin d'accroître la complexité de leurs raffineries. Il a été démontré clairement dans la présente étude que l'État et l'industrie ont réellement la possibilité de fixer le rythme auquel le changement s'effectue et la composition des projets environnementaux, de manière à protéger l'environnement et à soutenir la compétitivité du secteur du raffinage canadien. Environnement Canada vient au premier rang pour l'élaboration des scénarios relatifs à l'environnement. Industrie Canada peut jouer un rôle essentiel et

permettre d'élargir et de perfectionner l'évaluation des conséquences économiques éventuelles pour le secteur pétrolier et sa clientèle que pourraient avoir les exigences environnementales.

Recommandation : Environnement Canada doit perfectionner le programme environnemental et, en collaboration avec l'ICPP, faire des prévisions relatives aux coûts de mise en oeuvre et établir des priorités.

Recommandation : Industrie Canada doit étendre l'analyse initiale d'Environnement Canada et faire une analyse approfondie de l'incidence des futurs régimes canadien et américain de protection de l'environnement sur les coûts, la rentabilité et la compétitivité. Cette analyse devra aussi s'étendre aux raffineries exportatrices des Antilles et du golfe Persique.

Recommandation : Industrie Canada et l'ICPP doivent appuyer les efforts déployés par Environnement Canada pour établir des priorités dans le cadre du programme environnemental fédéral qui garantiront une mise en oeuvre en temps opportun et l'affectation des ressources aux projets les plus rentables et les plus efficaces sur le plan environnemental, et qui tiendront compte des différences locale et régionale dans l'ensemble du Canada.

Prix du brut léger peu sulfureux et inversion du flux du pipeline Montréal-Sarnia

4) Les raffineurs canadiens ont accès à du brut léger peu sulfureux à un prix raisonnable par rapport aux prix du brut lourd et du brut sulfureux. Les raccordements au pipeline et particulièrement l'inversion possible du flux du pipeline n° 9 de Pipeline Interprovincial, afin d'acheminer du pétrole brut en provenance de l'étranger vers l'Ontario, auront une incidence sur le coût d'acquisition du brut des raffineurs ontariens. Le taux de rendement élevé dans le secteur réglementé des pipelines pourrait, ironiquement, empêcher les investissements visant à inverser le flux parce que les tarifs élevés risquent fort de rendre la livraison en Ontario non concurrentielle par rapport au pétrole léger de l'Ouest ou aux autres pétroles sulfureux et lourds. L'industrie et l'État devraient influencer sur la décision d'effectuer les investissements visant l'inversion du flux du pipeline qui fait l'objet d'un quasi-monopole réglementé, et devraient aussi aider à établir un tarif approprié. Les intérêts de la province d'Alberta devront être considérés lors d'une telle analyse.

Recommandation : Industrie Canada doit encourager Ressources naturelles Canada et le gouvernement de l'Ontario à effectuer une analyse des possibilités qui s'offrent à l'Ontario en matière

d'approvisionnement en brut, et à examiner les conséquences sur le plan concurrentiel du secteur réglementé des pipelines sur les coûts d'acquisition du brut pour les raffineurs ontariens.

Conséquences pour les petites entreprises des coûts afférents à la rationalisation du secteur de la commercialisation et au nettoyage des stations-service

5) Pour que le rendement du secteur de la commercialisation s'améliore, il faut que le nombre de stations-service diminue, et que les stations libre-service accroissent leur part de marché. La rationalisation du réseau des stations-service est entravée par les coûts afférents à la fermeture. L'obligation de nettoyer les lieux constitue un facteur important qui empêche la fermeture des stations-service. Il pourrait y avoir des avantages considérables à transférer ces coûts aux contribuables ou aux consommateurs d'essence, et à décharger les propriétaires et les exploitants de ce fardeau, afin de permettre à la rationalisation du secteur des stations-service de se poursuivre et d'accélérer le processus de nettoyage. Le financement des investissements destinés à améliorer le rendement des raffineries et des produits en fonction des normes environnementales de plus en plus rigoureuses serait facilité si les raffineurs pouvaient accroître leur rentabilité en réduisant les coûts de commercialisation, objectif qui peut être atteint plus facilement grâce à la fermeture de stations-service.

Il faut particulièrement s'inquiéter des points de vente au détail appartenant à des entrepreneurs indépendants (environ 40 %) que l'on appelle dans le milieu des stations p familiales p. Beaucoup d'entre elles sont des exploitations à faible volume qui atteignent à peine le seuil de rentabilité. Ces stations auront des choix difficiles à faire à cause du recul des profits, des investissements éventuels et, souvent, des problèmes de contamination des lieux qui déprécient leur principal élément d'actif. Il s'agit d'un problème qui pourrait revêtir un caractère social aussi bien qu'environnemental.

Recommandation : Industrie Canada doit faire une analyse comparative du volume des ventes et des marges bénéficiaires des indépendants dans les principales régions du Canada, en se servant d'un gouvernement provincial comme cas type, et évaluer les options possibles pour surmonter les obstacles économiques qui entravent la fermeture des stations-service et faciliter la rationalisation. Industrie Canada doit solliciter la participation du gouvernement provincial en question pour ce travail.

Normes relatives aux carburants

6) Bien qu'on ne s'attarde pas beaucoup à cette question dans la présente étude, il existe un lien important entre les investissements à faire dans les raffineries et l'évolution de la technologie automobile et des besoins en carburant. Les normes relatives aux carburants sont, pour la plupart, du ressort provincial. Les normes sont établies par l'ONGC, mais plusieurs provinces n'exigent pas la conformité à celles-ci. Les normes nationales sur le carburant protègent à la fois les raffineurs et les consommateurs. Le dumping de produits hors norme provenant d'autres pays est une importante préoccupation de l'industrie canadienne et pourrait poser un grave problème sur le plan environnemental. Les gouvernements devront établir les conditions en vertu desquelles un produit peut ou non être introduit au Canada par des raffineurs capables d'éviter des coûts environnementaux similaires à ceux qui devront être engagés par les raffineurs canadiens. Il faut établir des spécifications de produit uniformes pour l'ensemble du Canada, et les autorités pourraient être appelées à veiller au respect de celles-ci en élaborant des politiques commerciales appropriées.

Recommandation : Environnement Canada, Transports Canada et l'ICPP doivent favoriser l'élaboration et la mise en oeuvre, sous la coordination du comité consultatif du secteur des produits pétroliers (CCSPP), d'une stratégie visant à instaurer des normes uniformes sur le carburant à l'échelle nationale.

Recommandation : Le CCSPP doit favoriser l'élaboration d'approches communes à l'égard des politiques d'harmonisation des spécifications des carburants avec celles des États-Unis.

Niveau de taxation

7) Le taux élevé de la taxe d'accise n'influe pas beaucoup sur la demande à court terme, mais l'élasticité de la demande est grande à long terme. Le niveau de taxation a aussi des effets indirects sur la compétitivité du secteur canadien de la commercialisation. Par exemple, un taux de taxation élevé au Canada par rapport à celui en vigueur aux États-Unis pourrait donner lieu à toutes sortes de manoeuvres frauduleuses qui, à leur tour, entraîneraient une concurrence déloyale et feraient diminuer les marges bénéficiaires des exploitants honnêtes. Cette question intéresse particulièrement l'Ontario et le Québec en raison de la taille et des particularités de leurs marchés.

Recommandation : Industrie Canada doit évaluer les répercussions d'un niveau élevé de taxation sur les manoeuvres frauduleuses et sur la demande globale des produits. Finances

Canada, Revenu Canada et les gouvernements provinciaux devraient constituer des alliés naturels dans le cadre d'une telle étude.

Partenariat

8) La phase 1 du programme CCS a été caractérisée par une participation et une collaboration importantes de la part des représentants de l'industrie, des autres ministères et des consommateurs. Il convient de préserver cet esprit de collaboration:

Recommandation : Industrie Canada doit continuer de favoriser la participation des membres à l'analyse conjointe et à l'examen du plan d'action permanent, et inciter de nouveaux partenaires (p. ex., des ministères provinciaux) à prendre part à des études particulières.

Communications

9) Il y a eu de nombreuses consultations auprès d'une foule d'intervenants durant la phase 1 du programme CCS. L'opinion et le soutien des intervenants dans le cadre de ce processus ont été fort utiles. Il importe de maintenir ces communications avec les intervenants afin de mieux comprendre les questions fondamentales en matière de compétitivité. De cette façon, il sera aussi possible d'élargir le réseau de consultation, ce qui pourrait permettre de trouver de meilleures solutions aux problèmes.

Recommandation : Industrie Canada doit continuer de chercher des occasions de discuter des conclusions du CCS et du plan d'action avec les provinces, les ministères fédéraux, les gestionnaires d'entreprises et les autres intervenants.

**Cadre de compétitivité sectorielle
Produits pétroliers raffinés**

Annexe A1

**Rapport sommaire
du groupe d'étude mixte**

RAPPORT SOMMAIRE DU GROUPE D'ETUDE MIXTE

TABLE DES MATIERES

| | |
|-------------------------------|----|
| Introduction | 1 |
| Méthode suivie | 1 |
| Profil du secteur | 2 |
| Principales difficultés | 5 |
| 1) Offre et demande | 5 |
| Mesures proposées | 6 |
| 2) Marges | 7 |
| Mesures proposées | 10 |
| 3) Programme écologique | 10 |
| Mesures proposées | 12 |
| Conclusions générales | 13 |
| Mesures proposées | 13 |

RAPPORT SOMMAIRE DU GROUPE D'ÉTUDE MIXTE

CADRE DE COMPÉTITIVITÉ SECTORIELLE : PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS

Introduction

Le présent rapport résume une série de cinq documents de travail touchant divers aspects de la compétitivité dans le secteur des produits pétroliers, qu'on trouvera dans les annexes ci-jointes. Ces documents de travail ont été préparés par un groupe d'étude représentant Industrie Canada, Ressources naturelles Canada, Environnement Canada, l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) et quatre des sociétés qui en sont membres ainsi que l'Association des consommateurs du Canada. Ces organismes ont travaillé dans le cadre d'un véritable partenariat en vue de déterminer ensemble les problèmes clés qui se posent au secteur des produits pétroliers et d'élaborer un plan d'action pour les résoudre.

L'étude a été menée, dans l'ensemble, suivant la formule du cadre de compétitivité sectorielle (CCS) d'Industrie Canada. Le CCS constitue une manière structurée d'analyser et de comprendre les enjeux et les possibilités que représente la concurrence pour un secteur d'activité canadien appelé à rivaliser sur un marché mondial. Cette étude est, plutôt qu'un aboutissement, un point de départ. Les résultats de cette première phase seront mis à jour et enrichis quand de nouveaux éléments d'information deviendront accessibles et qu'une analyse plus rigoureuse aura été effectuée.

Méthode suivie

Cette étude de compétitivité sectorielle a été effectuée en étroite association avec des représentants du secteur d'activité, d'autres ministères fédéraux et les représentants des consommateurs. Elle est aussi le fruit de la consultation approfondie de toutes sortes d'intervenants, notamment les gouvernements provinciaux, d'autres ministères et organismes fédéraux et des cadres supérieurs d'entreprises pétrolières.

L'analyse et les résultats exposés dans les documents de travail ont reçu l'assentiment général des participants. Toutes les données utilisées dans l'étude proviennent de sources publiques. L'intégration verticale du groupe d'étude et l'utilisation de données publiques ont servi à dissiper les inquiétudes exprimées pendant les consultations avec le Bureau de la politique de concurrence au début du processus. La « concurrence », par opposition à la « compétitivité », est un sujet très délicat dans ce secteur. Tous les efforts ont été déployés pour respecter pleinement les dispositions de la *Loi sur la concurrence*.

La présente étude a été précédée de deux rapports. Le premier a été établi en 1992 par l'entreprise Purvin & Gertz Consultants pour l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP). Le second était un rapport sur les questions de compétitivité publié en août 1993, que nous devons à un groupe de travail mixte réunissant des représentants de l'administration fédérale et du secteur d'activité et présidé à la fois par Ressources naturelles Canada et l'ICPP. On y recensait et exposait un certain nombre de questions clés influant sur la compétitivité du secteur canadien des produits pétroliers, mais sans en fournir une analyse approfondie. La présente étude développe les rapports antérieurs et propose l'analyse de nouvelles questions.

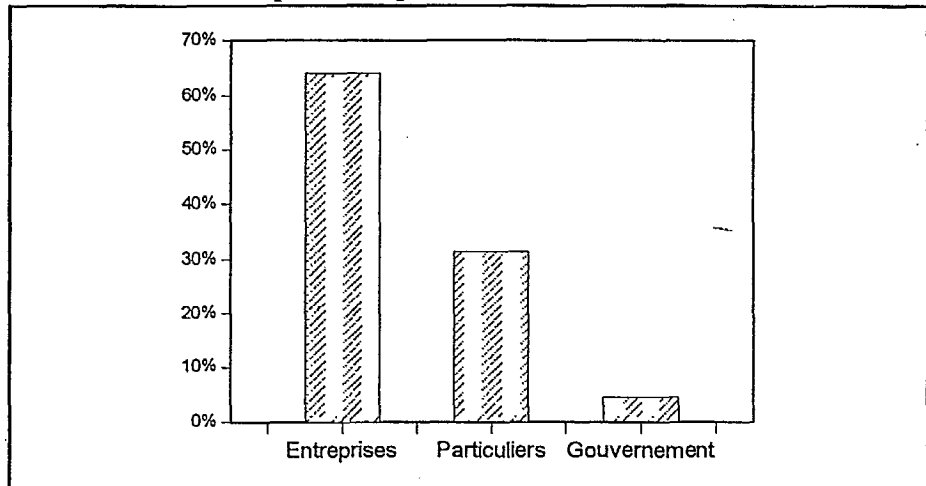
Profil du secteur

Le secteur des produits pétroliers raffinés comprend le raffinage du pétrole, la distribution des produits obtenus et les activités de commercialisation. Son activité s'étend depuis le moment où la raffinerie reçoit le pétrole brut et d'autres charges d'alimentation, ou quand les produits sont importés au Canada, jusqu'à la vente du produit au consommateur final. Ce secteur compte 24 raffineries et en commercialise les produits par l'intermédiaire d'un réseau de plus de 17 000 points de vente au détail.

Ce secteur est un élément extrêmement important de l'infrastructure de l'économie canadienne. Les produits pétroliers sont la source de carburant de la quasi-totalité des transports au Canada et constituent les matières premières d'une importance cruciale pour d'autres grands secteurs d'activité, en particulier ceux de la pétrochimie et des produits chimiques. Comme on le voit à la figure 1, l'étude montre que plus de 64 p. 100 des produits pétroliers fabriqués au Canada servent d'intrants à d'autres entreprises. Le Canada est un exportateur net de produits pétroliers; sa balance commerciale à cet égard ayant été en excédent de 800 millions de dollars en 1992 et de plus de 1,6 milliard (soit le double) en 1993. Ce secteur est aussi une source très importante de recettes pour le gouvernement fédéral et les provinces, dont les taxes sur les seuls carburants et combustibles représentent quelque 9 milliards de dollars. Qui plus est, le secteur des produits pétroliers emploie plus de 100 000 personnes et a produit des recettes de plus de 24 milliards en 1993. Enfin, dans le secteur manufacturier, la main-d'oeuvre des raffineries est de celles qui produisent la plus forte valeur ajoutée et qui affichent le plus haut coefficient de savoir.

Le secteur étudié, qui réunit des activités de fabrication et de commercialisation, est fortement capitalistique et largement axé sur le marché intérieur, mais aussi soumis à la concurrence de fournisseurs d'envergure mondiale sur un marché libre. Les raffineries des provinces de l'Atlantique font exception dans la mesure

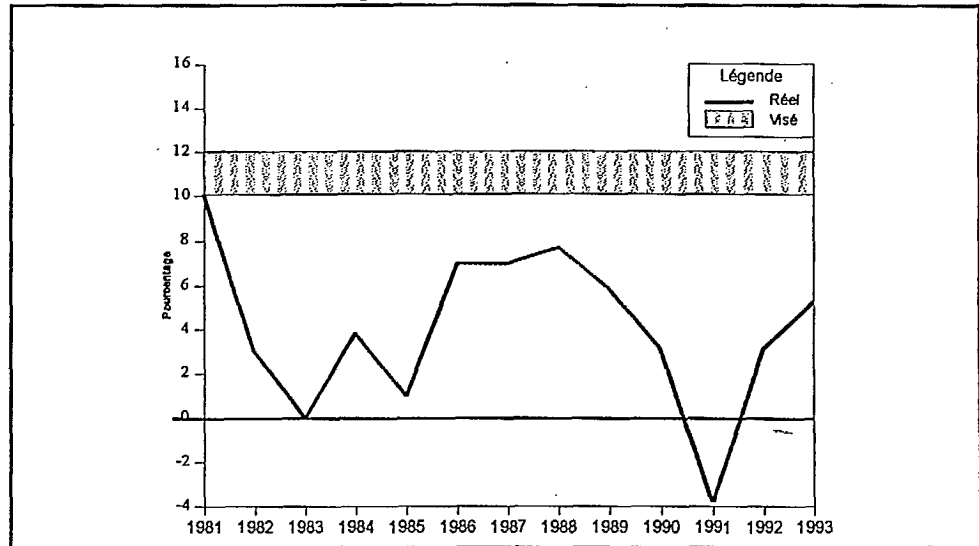
Figure 1
Consommation des produits pétroliers 1989



où elles sont orientées dans une grande mesure vers l'exportation et vendent une quantité importante de leur production dans les États américains de l'Est.

Les trois plus grandes entreprises de raffinage possèdent environ 56 p. 100 de la capacité de raffinage, les 44 p. 100 qui restent étant répartis entre 10 raffineurs d'importance régionale. Environ 44 p. 100 de la capacité de raffinage appartient à des intérêts canadiens. Les taux de rendement du secteur des produits pétroliers ont été peu élevés, en moyenne d'environ 4 p. 100 au cours de la dernière décennie, et la récession a entraîné des déficits considérables en 1991. Depuis 1991, le raffermissement de la demande et une vigoureuse compression des coûts ont permis d'augmenter le rendement du capital (figure 2).

Figure 2
Taux de rendement du capital



La grande majorité des entreprises de ce secteur sont représentées au niveau national par l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP). En 1992, l'ICPP a contribué à la formation d'un groupe de travail unique, réunissant des représentants de l'administration fédérale (six ministères), des cadres supérieurs du secteur d'activité et des porte-parole de deux groupes de défense de l'environnement, et maintenant constitué en Comité consultatif du secteur des produits pétroliers. Le Comité consultatif est une tribune où les intéressés peuvent discuter des questions d'orientation d'importance cruciale. Il a examiné les résultats préliminaires de la présente étude et offert des suggestions utiles sur le plan d'action proposé.

Le secteur des produits pétroliers est maintenant bien engagé dans une restructuration majeure visant à réduire les coûts et la capacité de production et à augmenter les taux de rendement, peu élevés, du capital. Cette restructuration a été rendue nécessaire par une diminution de longue durée de la demande et par la vive concurrence sur le marché. Le secteur éprouve la plus grande inquiétude à l'idée de toute politique de l'État qui pourrait entraver cette restructuration, provoquer de nouvelles chutes brusques de la demande de produits pétroliers ou exiger d'importants investissements qui n'accroîtraient pas la compétitivité.

Les difficultés que doit résoudre le secteur des produits pétroliers dans son effort d'amélioration de l'efficacité sont complexes et reliées entre elles. Nous les traitons ici sous trois grandes rubriques :

- 1) l'offre et la demande;

- 2) les marges;
- 3) le programme écologique.

Principales difficultés

1) Offre et demande

La demande de produits pétroliers au Canada a connu des fluctuations considérables au cours des deux dernières décennies. En effet, elle a augmenté rapidement dans les années 1970, puis diminué brusquement au début des années 1980 du fait de la récession et des effets du PEN, enregistré une reprise partielle à la fin de la même décennie et baissé de nouveau avec la récession économique en 1990. Si on la compare à celle des États-Unis, la demande canadienne se caractérise par des baisses proportionnellement plus importantes et une reprise moins vigoureuse. Cela s'explique en partie par le niveau élevé (en comparaison des É.-U.) des taxes sur les carburants et combustibles et les politiques de remplacement de ces produits appliquées dans les années 1980.

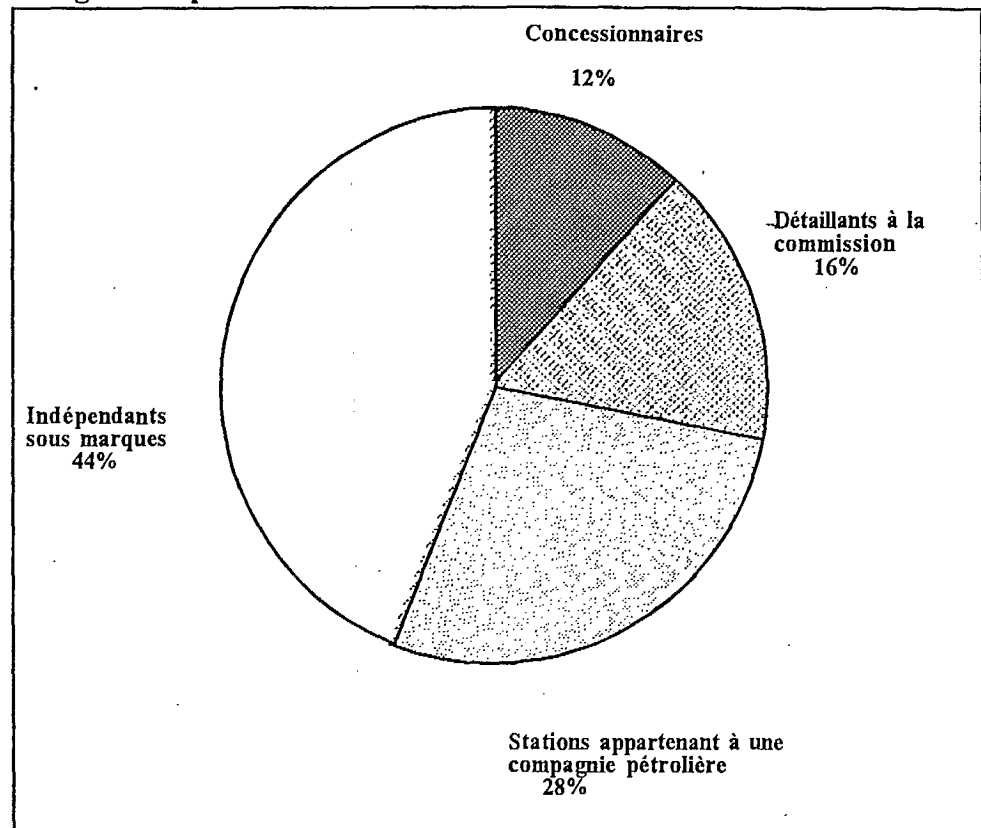
La capacité de production des raffineries canadiennes a augmenté jusqu'au début des années 1980, puis le secteur a commencé à exécuter d'importants programmes de rationalisation dans le but de répondre à la baisse de la demande par une élévation du taux d'utilisation. Il s'en est suivi une réduction de 16 du nombre des usines, qui est passé de 40 à 24, et deux autres fermetures sont prévues pour la fin de 1994. Toutefois, l'utilisation de la capacité demeure sous-optimale.

Les prévisions de la demande de produits divergent considérablement. Selon l'administration publique, il faudrait s'attendre à une croissance lente mais régulière de la demande tout au long des deux prochaines décennies; les spécialistes du secteur d'activité, quant à eux, prévoient que la demande restera à peu près stable, puis diminuera au début de la prochaine décennie. On peut en partie attribuer ces divergences à l'écart des hypothèses relatives à l'évolution démographique, au degré postulé de neutralité des politiques de l'État et aux caractéristiques des modèles utilisés. Les divergences entre les prévisions ont des conséquences importantes relativement à l'utilisation de la capacité, à la question de savoir s'il faut poursuivre la rationalisation et aux politiques gouvernementales qui pourraient influencer sur la demande.

La capacité de commercialisation, mesurée par le nombre des stations-service, reste forte malgré de nombreuses fermetures. La structure de cette branche, dont 44 p. 100 des installations appartiennent à de petites entreprises indépendantes, est telle que sa rationalisation rapide échappe au pouvoir des gros fournisseurs (figure 3).

En proportion, on trouve au Canada deux fois plus de stations-service qui vendent deux fois moins d'essence qu'aux États-Unis. L'un des grands obstacles à une rationalisation plus rapide est le coût écologique de l'assainissement des emplacements qu'on veut abandonner. Ce coût dépasse souvent la valeur de l'emplacement, et les prêteurs refusent de financer l'achat d'emplacements qui

Figure 3
Catégorie de points de vente au détail



pourraient être contaminés dans une certaine mesure. Cette situation est susceptible d'inciter les indépendants à continuer d'exploiter des emplacements peu rentables, choisissant le moindre entre plusieurs maux financiers.

Mesures proposées

- o Créer un cadre où les spécialistes de la prévision du secteur d'activité, de l'administration publique et des milieux universitaires pourront discuter des techniques de modélisation et des hypothèses démographiques et comparer les résultats de leurs travaux sur la demande de produits pétroliers.

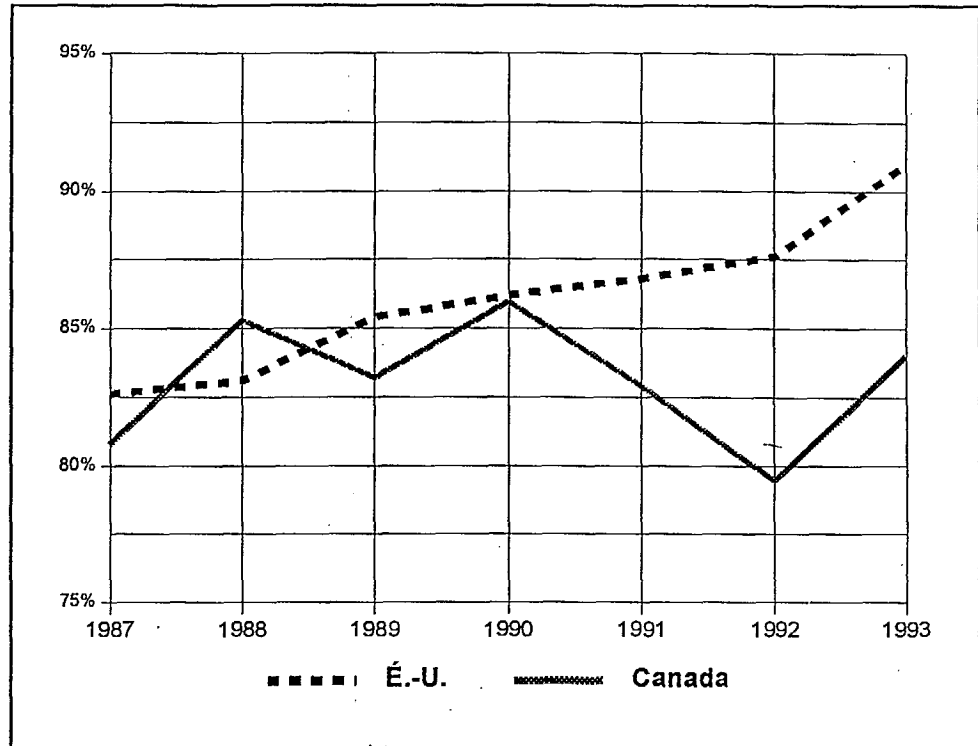
- o Veiller à ce que les décisions en matière de politique gouvernementale influant sur la demande soient fondées sur des prévisions reflétant l'ensemble des scénarios possibles. (Voir aussi la section portant sur le programme écologique.)
- o Élaborer des mécanismes novateurs de financement pour aider les petites entreprises à assainir les emplacements peu ou non rentables et à les utiliser à de nouvelles fins.
- o Entreprendre une étude visant à établir l'incidence sur la demande d'éventuelles augmentations de taxes et évaluer les effets de la fraude fiscale sur les détaillants canadiens respectueux de la loi.

2) Marges

Les marges des raffineries dépendent dans une large mesure de l'accès à des charges d'alimentation bon marché, de la capacité à traiter le brut lourd sulfureux, qui coûte moins cher (complexité), de la possibilité d'économies d'échelle et du freinage des charges d'exploitation. Il faut voir que ces facteurs opèrent dans un contexte où les raffineries canadiennes sont tributaires des cours du marché aussi bien pour l'achat de brut que pour la vente de leurs produits. L'industrie canadienne du raffinage repose en grande partie sur le traitement du brut léger peu sulfureux. Ce facteur détermine la situation économique des raffineries canadiennes, en particulier celles de l'Ontario, par rapport aux usines du nord des États-Unis qui disposent d'un fort potentiel de cokéfaction du brut lourd. Étant donné que les coûts très élevés de la construction d'installations de cokéfaction rendent cette possibilité difficilement envisageable en Ontario, les raffineurs étudient de plus en plus la possibilité de renverser la ligne 9 de l'IPL, à une date ultérieure, pour permettre l'accès à Sarnia du brut léger peu sulfureux importé à bon marché. La rationalisation a augmenté la taille moyenne des raffineries canadiennes jusqu'à un niveau plus compétitif par rapport à celle des usines du nord des États-Unis. De même, la compression rigoureuse des coûts a amélioré la compétitivité de la plupart des raffineries canadiennes par rapport à leurs concurrents d'outre-mer. Les taux de rendement à long terme restent inférieurs à ceux des raffineries américaines, mais les résultats de 1992 et de 1993 sont encourageants. Comme on peut le voir à la figure 4, les taux d'utilisation de la capacité des raffineries sont encore inférieurs à l'objectif minimum de l'industrie de 90 p. 100.

Figure 4

Taux d'utilisation de la capacité, raffineries



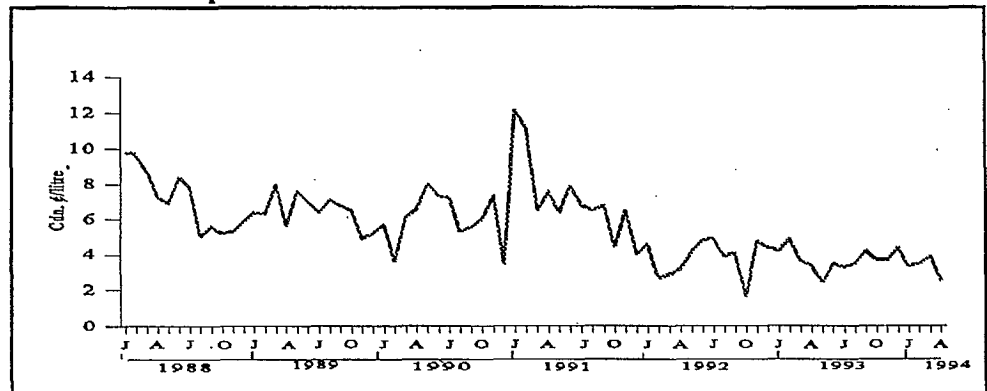
S'il est vrai que les efforts de compression des coûts du secteur ont donné de meilleurs résultats, certains coûts échappent à son influence directe, notamment ceux qui dépendent de branches réglementées comme les pipelines et services publics d'électricité. L'analyse révèle que ces coûts peuvent représenter quelque 16 p. 100 des charges d'exploitation d'une raffinerie (à l'exclusion des dépenses en immobilisations). L'étude montre que les pipelines, par exemple, ont obtenu un taux de rendement moyen de plus de 14 p. 100 ces dernières années. Ces taux semblent peu compétitifs dans la conjoncture commerciale actuelle.

La situation économique des raffineries canadiennes varie considérablement selon les régions. La présente étude était surtout axée sur la situation nationale, mais les recherches ultérieures devront s'attacher à examiner les points forts et les insuffisances de cette industrie dans les principales régions. Dans les provinces de l'Atlantique et au Québec, les raffineries bénéficient du transport en eau profonde du pétrole brut et des produits. La production de certaines raffineries de cette région du pays est surtout destinée à l'exportation sur la côte est des États-Unis. En Ontario, la production des raffineries se trouve en concurrence avec les importations marginales provenant des grandes raffineries américaines dont nous parlions plus haut. Dans l'Ouest canadien, du fait de nouvelles fermetures, la capacité des raffineries est maintenant proportionnée à la

demande, et les importations ne jouent qu'un rôle minime. Deux endroits, Sarnia et Edmonton, bénéficient d'une masse critique de raffineries et d'usines de produits chimiques et pétrochimiques, c'est-à-dire d'installations suffisantes pour fournir une infrastructure saine et dynamique de fournisseurs, d'entrepreneurs et de services collectifs, ce qui en fait des centres d'efficience. La région montréalaise, quant à elle, semble être tombée en deçà de cette masse critique au cours des dernières années.

Les marges du commerce de détail sont soumises à une très forte pression concurrentielle. Ainsi cet indicateur clé qu'est la marge entre le prix de gros et le prix de détail à Toronto est passé de quelque 0,10 \$/l en 1988 à environ 0,04 \$/l aujourd'hui (figure 5). Cette situation entraîne une transformation en profondeur du commerce de détail de l'essence. Pendant que les propriétaires cherchent à maximiser les recettes de leurs stations, les détaillants de produits non pétroliers tels que les dépanneurs et les restaurants à service rapide se multiplient. La diversification des sources de recettes aide dans une certaine mesure à compenser les défauts d'efficience qu'entraîne l'excédent de capacité. Le plus gros de la croissance de l'emploi dans le secteur est attribuable à la vente au détail de produits non pétroliers.

Figure 5
Marges gros-détail à Toronto, avant taxes (en cents par litre) - Essence ordinaire sans plomb



Les politiques qui ont pour effet de réduire la demande ont des conséquences défavorables pour le secteur des produits pétroliers. Le niveau élevé des taxes frappant ceux-ci a contribué à la réduction de la demande au cours des dernières années, mais il semble que cet effet s'atténue. Le niveau élevé des taxes a aussi pour effet d'encourager les achats outre-frontière et plusieurs formes de fraude fiscale. Enfin, les subventions accordées à la production de carburants de remplacement peuvent faire pencher la balance sur le marché, provoquer une réduction de la demande d'essence et réduire les marges.

Mesures proposées

- o Les effets d'un renversement au bon moment de la ligne 9 de l'IPL sur les raffineurs ontariens et les producteurs de brut de l'Ouest canadien doivent faire l'objet d'une analyse approfondie.
- o Il faut réexaminer les taux de rendement consentis aux branches canadiennes réglementées, en particulier les pipelines et les services publics d'électricité, sous le rapport de leur effet sur les charges d'exploitation dans le contexte de la compétitivité.
- o Les études à venir de la situation économique des raffineries devraient être axées sur les régions du Canada, en particulier sur les centres d'efficience.
- o Il faut examiner les effets des branches d'activité réglementées sur la compétitivité des raffineries.

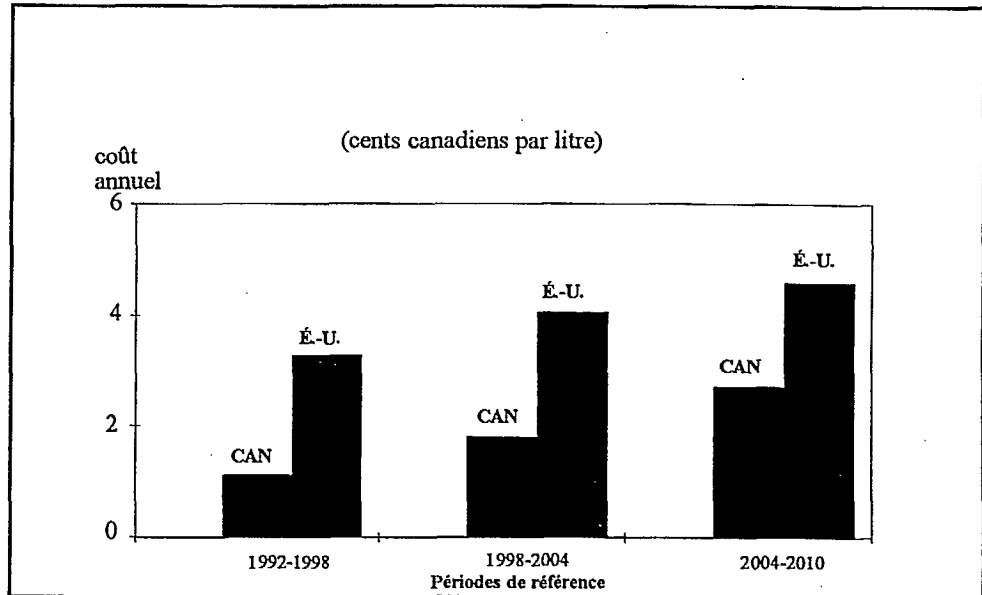
3) Programme écologique

Le secteur des produits pétroliers, qui a toujours devancé les prescriptions écologiques, a dépensé plus de 2 milliards de dollars dans ce domaine depuis le début des années 1970. Mais les exigences écologiques anticipées à cet égard sont plus nombreuses et pourraient coûter beaucoup plus cher. C'est ainsi que l'ICPP s'est trouvé amené à engager des discussions sur les processus afin d'aider à définir un ordre de priorité des questions écologiques et de faire en sorte que les initiatives se révèlent efficaces aussi bien sur le plan économique que sur celui de l'environnement.

On a effectué, dans le cadre de la présente étude sur la compétitivité sectorielle, un examen comparé des coûts au Canada et aux États-Unis d'un scénario réaliste de protection de l'environnement. Cet examen a donné lieu à l'établissement de résumés analytiques sur les coûts d'environ 50 initiatives, à partir des meilleurs éléments d'information qu'on puisse trouver dans les deux pays. Ces données sont synthétisées à la figure 6.

Figure 6

Projection des coûts environnementaux au Canada et aux É.-U.



Selon ces résultats préliminaires, l'approche canadienne de la lutte contre la pollution, plus souple et moins exigeante, se révèle coûter de deux à trois fois moins cher que le système appliqué aux États-Unis. Par conséquent, sous l'angle des seuls coûts environnementaux, les raffineurs canadiens ne sont pas défavorisés par rapport à leurs concurrents américains. Cependant, les régions côtières du Canada pourraient se révéler vulnérables à l'accroissement de la concurrence des grandes raffineries exportatrices des Antilles et du golfe Persique, qui n'auront vraisemblablement pas à investir pour respecter des exigences de cette nature.

S'il est vrai que les raffineries canadiennes auront à supporter des frais moindres que leurs concurrentes américaines, leurs coûts potentiels annualisés n'en restent pas moins extrêmement élevés. Ils s'inscrivent entre 1 milliard de dollars canadiens pour les initiatives à forte probabilité d'application et 2,5 milliards de \$ pour le scénario global, qui comprend les initiatives à probabilités d'exécution moyenne et faible. Comme dans le cas des É.-U., on prévoit que ces dépenses environnementales dépasseront la valeur comptable actuelle du secteur d'activité. La question de savoir où l'on trouvera les sommes nécessaires à ces investissements suscite de graves inquiétudes, étant donné le niveau actuellement peu élevé du rendement du capital et les prévisions sectorielles d'une faible demande. L'enjeu est de créer une situation dans laquelle le secteur pourra recouvrer les coûts supplémentaires, tandis que le consommateur pourra

continuer à bénéficier de produits écologiques de la meilleure qualité au plus bas prix.

Il faut s'attaquer à la question de la nécessité de fixer des normes nationales de qualité, définies en fonction de considérations environnementales. La plupart des normes actuelles sont fixées dans le cadre d'un processus d'application facultative et correspondent généralement au plus bas dénominateur commun. Elles n'empêcheraient pas une détérioration notable des caractéristiques écologiques des produits si les conditions économiques venaient à imposer dans la formulation de ceux-ci des changements défavorables à l'environnement. Les normes nationales, si elles font augmenter les coûts, les font augmenter pour tout le monde. Par conséquent, elles ont généralement pour effet d'égaliser les chances aussi bien sur le marché intérieur que par rapport aux importations. De plus, elles offrent plus de possibilités de recouvrement des coûts supplémentaires de production que ne le font les initiatives à caractère facultatif d'entreprises individuelles.

Les prévisions de la demande de produits pétroliers divergent considérablement. L'incidence des importantes questions écologiques liées à la composition des carburants et combustibles et au contrôle des émissions de gaz à effet de serre accentue l'incertitude. Ce dernier aspect pourrait entraîner une variation de la demande de produits pétroliers, surtout si les politiques que déciderait d'adopter le gouvernement étaient fondées sur des prévisions de croissance qui se révéleraient optimistes. La baisse de la demande rendrait alors plus difficile le financement des programmes d'investissements devant permettre d'atteindre d'autres objectifs environnementaux. On devrait, dans la mesure du possible, clarifier le programme écologique au moyen de consultations entre le secteur d'activité et l'administration publique, afin de donner plus de certitude au processus de planification.

Mesures proposées

- o Continuer à élaborer des méthodes pour l'établissement des priorités environnementales et mettre ces méthodes à l'essai.
- o Poursuivre l'élaboration de la base de données sur les coûts des initiatives écologiques envisagées.
- o Instaurer un dialogue entre les intéressés pour clarifier les attentes à l'égard du rôle des initiatives facultatives de protection de l'environnement.
- o Clarifier la politique gouvernementale sur l'harmonisation des normes environnementales canadiennes et américaines.

- o Évaluer le besoin de normes nationales de qualité des produits (distinctes des normes qui seraient harmonisées avec celles des États-Unis) dans le contexte de la compétitivité intérieure et internationale.

Conclusions générales

Le Canada dispose d'une forte base nationale de raffinage. Cette branche pourrait encore faire l'objet d'une certaine rationalisation limitée, tandis qu'il faudrait rationaliser bien davantage le commerce de détail. Le secteur des produits pétroliers n'est subventionné d'aucune façon ni ne cherche à l'être. Il ne demande pas de traitement fiscal spécial, mais s'inquiète du niveau actuel des taxes sur les carburants et combustibles.

Les questions écologiques viennent au premier rang des préoccupations des pouvoirs publics quant à la politique à mettre en oeuvre pour ce secteur d'activité. Le gouvernement doit fixer des priorités réalistes, en tenant pleinement compte des incidences commerciales des mesures envisagées ainsi que de leur nécessité et de leurs avantages écologiques. Ces questions exigent un dialogue franc et sans réserves avec tous les intéressés.

Le plan d'action proposé dans la présente étude repose sur le principe de la responsabilité partagée. Il constitue une occasion de maintenir et de développer les rapports exceptionnels de coopération qui unissent actuellement les intervenants. Le plan d'action continuera de relever d'Industrie Canada et de l'ICPP, et les rapports d'étape pourront être gérés par l'intermédiaire du Comité consultatif du secteur des produits pétroliers.

Le présent rapport est une étape importante du processus devant assurer l'avenir, au Canada, d'un secteur des produits pétroliers solide et compétitif. Les conclusions et recommandations devraient être communiquées à divers niveaux de l'administration publique ainsi qu'aux membres du secteur et aux consommateurs de produits pétroliers.

Mesures proposées

- o Poursuivre la concertation sur les questions clés dans les cadres existants tels que le Comité consultatif du secteur des produits pétroliers et le Comité mixte de travail sur les carburants et les techniques de contrôle des émissions de véhicules automobiles.
- o Maintenir à la fine pointe de l'actualité la base de données sur le secteur.
- o Communiquer les résultats de la présente étude à un large public d'intéressés et développer le partenariat inauguré avec celle-ci.

**Cadre de compétitivité sectorielle
Produits pétroliers raffinés**

Annexe A2

**Structure et
rendement du secteur**

TABLE DES MATIÈRES

| | Page |
|---|------|
| Figure 1 - Concentration de la propriété des raffineries (1992) | 2 |
| Figure 2 - Répartition du capital-actions des sociétés pétrolières (1992) | 4 |
| Figure 3 - Répartition du capital-actions des raffineries (en pourcentage de la capacité totale de production) | 4 |
| Figure 4 - Part du raffinage dans l'ensemble du secteur manufacturier (1993, en dollars d'origine) | 5 |
| Figure 5 - PIB : Comparaison entre le raffinage du pétrole et d'autres branches de fabrication (1993) | 6 |
| Figure 6 - Recettes du secteur | 7 |
| Figure 7 - Dépenses en capital immobilisations | 8 |
| Figure 8 - Intensité en capital | 9 |
| Figure 9 - Productivité du capital | 10 |
| Figure 10 - Bénéfices nets | 11 |
| Figure 11 - Rendement du capital | 12 |
| Figure 12 - Rendement du capital et PNB | 13 |
| Figure 13 - Gamme des produits raffinés | 14 |
| Figure 14 - Production et demande de produits pétroliers | 16 |
| Figure 15 - Importations et exportations de produits raffinés | 18 |
| Carte - Raffineries canadiennes et principaux réseaux de pipelines | |
| Figure 16 - Capacité de traitement selon la région | 23 |
| Tableau - Capacité de raffinage au Canada (1993) | 25 |
| Figure 17 - Utilisation de la capacité de raffinage | 26 |
| Figure 18 - Procédés de raffinage | 27 |
| Figure 19 - Nombre de points de vente au détail | 29 |
| Figure 20 - Points de vente au détail de l'essence automobile (1992) | 30 |
| Figure 21 - Taxes sur l'essence automobile | 32 |
| Figure 22 - Comparaison entre le Canada et les États-Unis sous le rapport de la commercialisation : Prix moyen de l'essence ordinaire sans plomb (taxes comprises) | 33 |
| Prix moyen de l'essence ordinaire sans plomb (taxes non comprises) | 33 |
| Figure 23 - Comparaison entre le Canada et les États-Unis sous le rapport de la commercialisation (moyenne de 1992) - Composition du prix d'achat à la pompe | 34 |
| Figure 24 - Comparaison entre le Canada et les États-Unis sous le rapport de la commercialisation (1990) - Ventes des principaux produits pétroliers | 35 |
| Figure 25 - Comparaison entre le Canada et les États-Unis sous le rapport de la commercialisation (1990) - Moyenne annuelle des ventes par point de vente au détail | 36 |
| Figure 26 - Main-d'oeuvre totale du secteur des produits pétroliers | 37 |
| Figure 27 - Productivité de la main-d'oeuvre dans le raffinage | 38 |
| Figure 28 - Comparaison entre le raffinage du pétrole et les autres industries de fabrication sous le rapport de la main-d'oeuvre employée (1993) | 39 |
| Figure 29 - Comparaison entre le raffinage du pétrole et les autres industries de fabrication sous le rapport de la productivité de la main-d'oeuvre (1993, en dollars de 1986) | 40 |

STRUCTURE ET RENDEMENT DU SECTEUR

Le secteur des produits pétroliers forme l'élément « aval » de l'industrie pétrolière canadienne. Il comprend les entreprises qui transforment par raffinage le pétrole brut en produits pétroliers, transportent ceux-ci aux entrepôts de distribution et les vendent directement à de gros utilisateurs ou par l'intermédiaire de points de vente de gros et au détail.

Le secteur étudié fonctionne indépendamment de l'élément « amont » de l'industrie pétrolière, qui comprend l'exploration pétrolière et gazière ainsi que la production et la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel. Toutes les entreprises d'aval sont en concurrence les unes avec les autres dans un cadre aux règles uniformes et doivent donner un rendement satisfaisant sur leurs marchés pour justifier des investissements continus par leurs actionnaires.

Les plus grandes de ces sociétés possèdent et exploitent des raffineries et des réseaux de commercialisation à l'échelle nationale. Les sociétés de raffinage et de commercialisation de niveau régional constituent un deuxième groupe. Les entreprises du troisième groupe -- de loin les plus nombreuses -- ne raffinent pas de pétrole brut et ne s'occupent que de commercialiser les produits pétroliers sur des marchés locaux (ou régionaux).

Dans la branche du raffinage, 13 sociétés en 1993 possédaient et exploitaient 24 raffineries réparties dans 8 provinces et 1 territoire. On est passé des 36 raffineries de 1980 aux 24 d'aujourd'hui à la suite de fermetures résultant du tassement de la demande, d'acquisitions, de pressions croissantes de la concurrence et du vieillissement technologique.

Dans la branche de la distribution, tous les raffineurs et quelques entreprises de commercialisation indépendantes exploitent des entrepôts et expédient les produits raffinés à des points de vente de gros et au détail.

Dans la branche de la vente au détail, les grandes sociétés d'envergure nationale et les raffineurs régionaux sont en concurrence avec un grand nombre d'entreprises indépendantes qui exploitent leurs propres réseaux de points de vente, en général dans les villes, où le volume des ventes est plus élevé que dans les zones rurales.

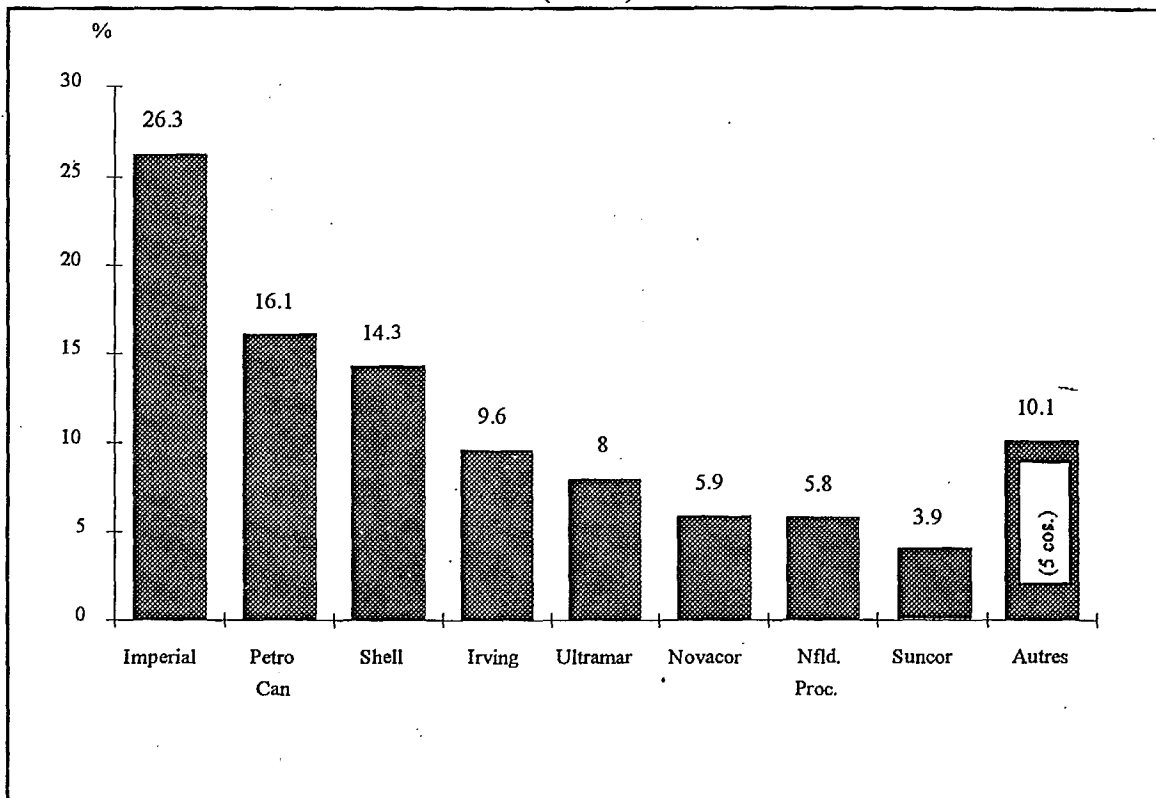
L'immense majorité des entreprises du secteur d'activité sont représentées au niveau national par l'Institut canadien des produits pétroliers, dont l'administration centrale est à Ottawa et qui possède des bureaux régionaux à Halifax, Montréal, Toronto et Calgary.

Les codes de la CTI de Statistique Canada applicables au secteur étudié sont 3610 et 3690, « Produits raffinés du pétrole et du charbon ». Cette catégorie comprend à peu près tous les produits pétroliers raffinés.

Il faut évaluer les points forts et les points faibles du secteur des produits pétroliers dans le contexte de deux conditions déterminantes du marché, à savoir que :

- o les entreprises canadiennes de produits pétroliers rivalisent entre elles sur trois marchés où la concurrence est très vive, notamment le raffinage, la distribution et la commercialisation;
- o le secteur canadien des produits pétroliers est en concurrence avec des entreprises de raffinage et de commercialisation des États-Unis, d'Amérique latine, d'Europe et du Moyen-Orient.

Figure 1
Concentration de la propriété des raffineries
(1992)

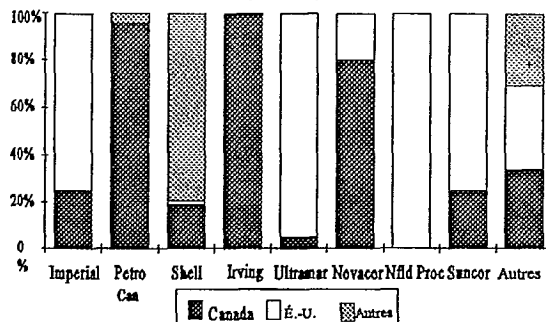


- o Les trois plus grandes sociétés de raffinage, l'Impériale, Petro-Canada et Shell Canada, sont intégrées en « amont » (à des sociétés d'exploration, de production et de mise en valeur pétrolières); elles possèdent 56 p. 100 de la capacité de raffinage au Canada.
- o Les 10 raffineurs régionaux, soit Irving Oil, Ultramar, Novacor, Newfoundland Processing, Suncor, Husky, Chevron, Co-Op-Newgrade, Saskatchewan Asphalt et Parkland, représentent 44 p. 100 de la capacité canadienne de raffinage.
- o La diminution progressive du nombre des entreprises de raffinage est surtout attribuable aux acquisitions et au regroupement. La prise de contrôle de Texaco Canada par l'Impériale et celle de Gulf Canada par Petro-Canada et Ultramar sont deux exemples notables d'acquisitions importantes des dix dernières années.
- o De même, aussi bien le nombre des entreprises de raffinage et de commercialisation d'envergure nationale que celui des raffineries en exploitation ont diminué par suite de la réduction de la

demande de produits pétroliers et des acquisitions et autres formes de concentration qui se sont opérées durant les années 1980 et au début des années 1990.

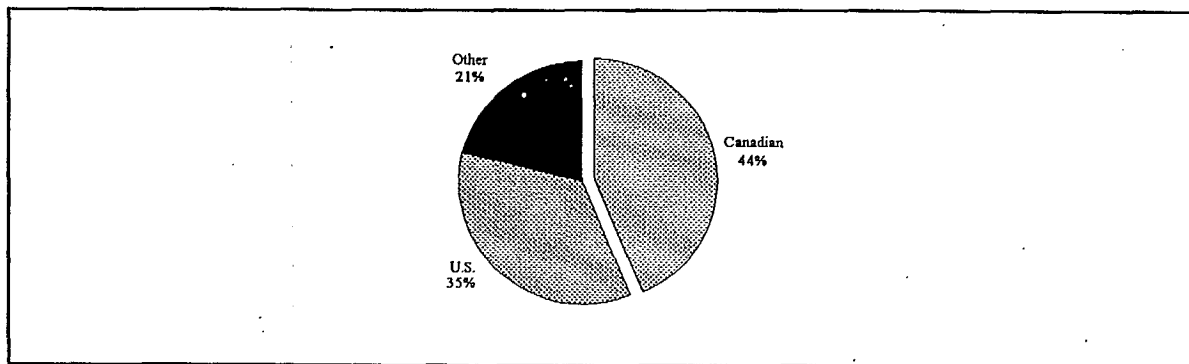
- o La raffinerie de Novacor (auparavant appelée Polysar) à Sarnia est une usine spécialisée qui transforme le pétrole brut en produits pétrochimiques plutôt que d'en tirer la gamme complète des produits pétroliers (tels que l'essence et les carburants diesel). Les usines du Newfoundland Processing d'Ultramar à Dartmouth sont aussi des installations à caractère particulier, du fait que leur production est destinée exclusivement au marché américain. Notons enfin que Saskatchewan Asphalt ne fabrique qu'un seul produit, de l'asphalte.

Figure 2
Répartition du capital-actions des sociétés pétrolières
(1992)



Source : Ressources naturelles Canada

Figure 3
Répartition du capital-actions des raffineries
(en pourcentage de la capacité totale de production)

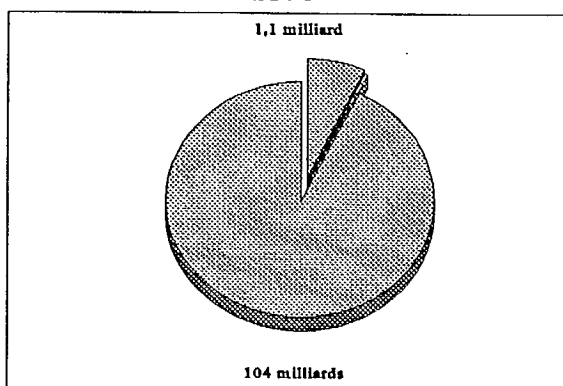


Source : Ressources naturelles Canada

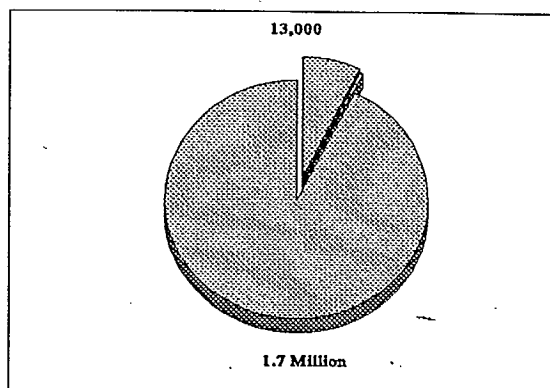
- o Une proportion de 44 p. 100 de la capacité de raffinage appartient à des intérêts canadiens.
- o Environ 35 p. 100 de cette capacité appartiennent à des intérêts américains, et la participation étrangère, surtout européenne représente 21 p. 100 du total.

Figure 4
Part du raffinage
dans l'ensemble du secteur manufacturier
(1993, en dollars d'origine)

Produits intérieur brut



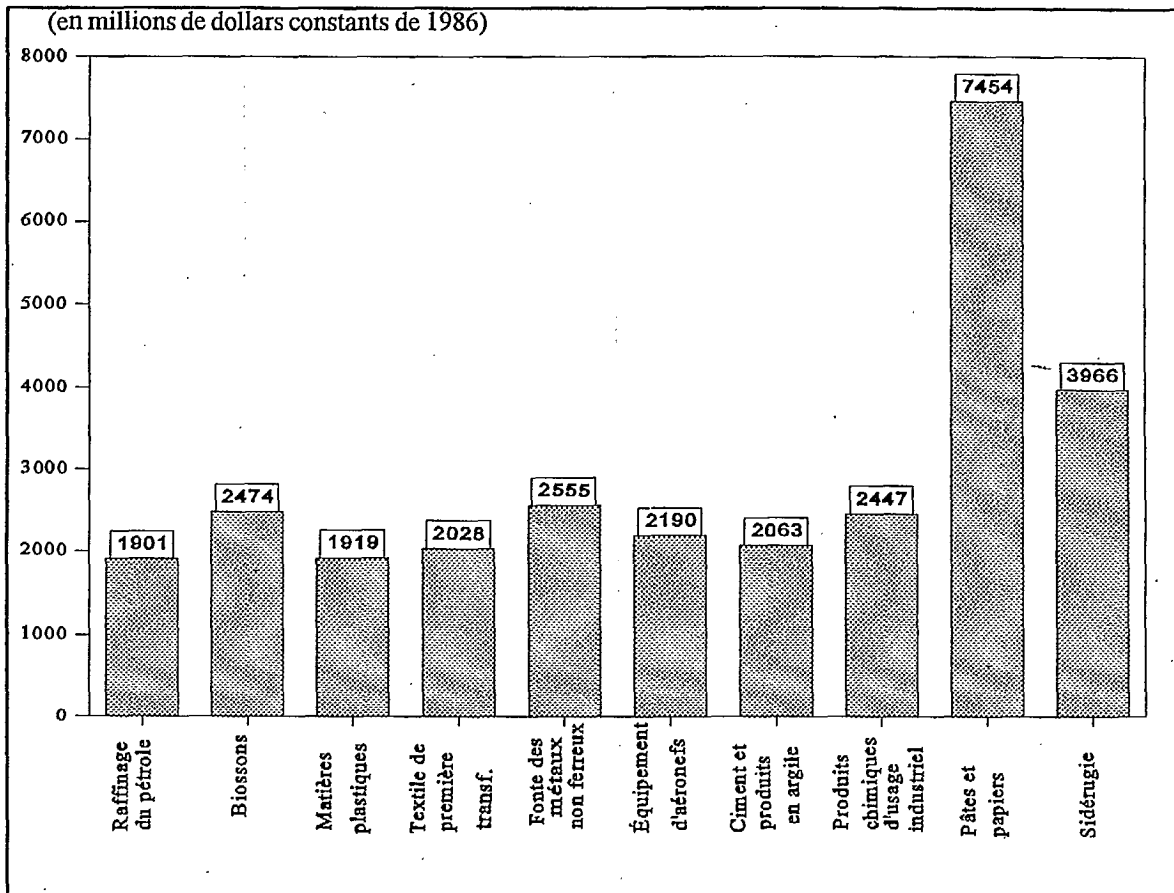
Emploi



Source : Informetrica Limited

- o Le raffinage représente quelque 1,1 milliard de dollars (environ 1 p. 100) du produit intérieur brut (PIB) du secteur manufacturier canadien et emploie 13 000 personnes, soit environ 1 p. 100 de l'ensemble de la main-d'oeuvre du secteur manufacturier.
- o Le PIB équivaut à la « valeur ajoutée » à l'économie par une branche d'activité. On le calcule en établissant le chiffre total des ventes de la branche, dont on déduit certains coûts comme ceux des charges d'alimentation en pétrole brut, du transport, de la construction et de l'électricité.
- o Le raffinage du pétrole emploie directement quelque 13 000 personnes.

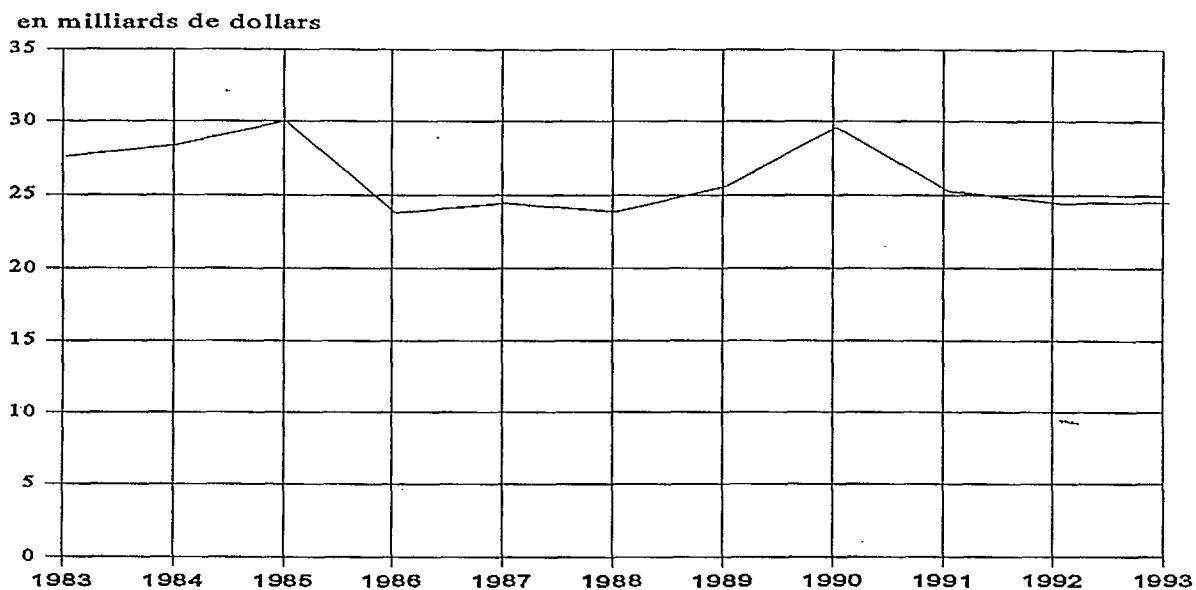
Figure 5
PIB: Comparaison entre le raffinage du pétrole
et d'autres branches de fabrication
(1993)



Source: Informetrica Limited

- o Le PIB de la branche du raffinage du pétrole est comparable à celui de plusieurs autres branches d'activité, notamment les boissons (boissons gazeuses, produits de distillation, bière, vin), les matières plastiques, les textiles de première transformation et produits textiles, la fonte des métaux non ferreux, les équipements d'aéronefs, le ciment et les produits en argile et les produits chimiques d'usage industriel.
- o Nous avons ajouté au tableau comparatif les pâtes et papiers et la sidérurgie parce que, comme le secteur des produits pétroliers, ces secteurs doivent résoudre des problèmes importants sur le plan écologique et sur celui de la concurrence internationale.

Figure 6
Recettes du secteur

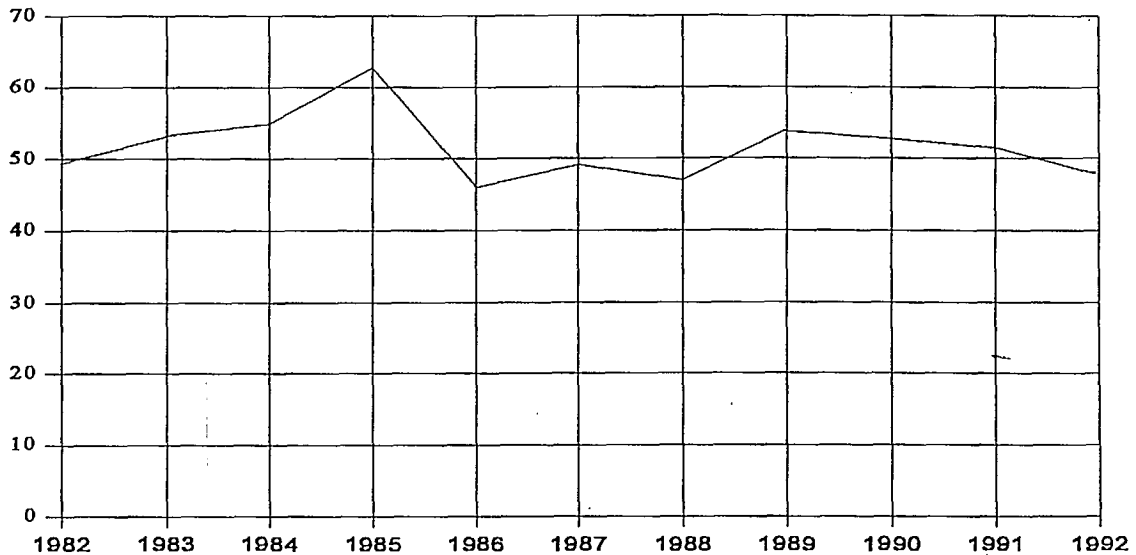


Source : Ressources naturelles Canada

- o Les recettes du secteur (déduction faite des taxes d'accise, de vente et autres) sont restées relativement stables au cours de la dernière décennie. En 1992, elles étaient de 24,4 milliards, soit un milliard de moins qu'en 1991. En dollars constants, les recettes du raffinage ont diminué.
- o Les recettes du secteur « aval » suivent de près les variations des prix du pétrole brut.

Figure 9
Productivité du capital

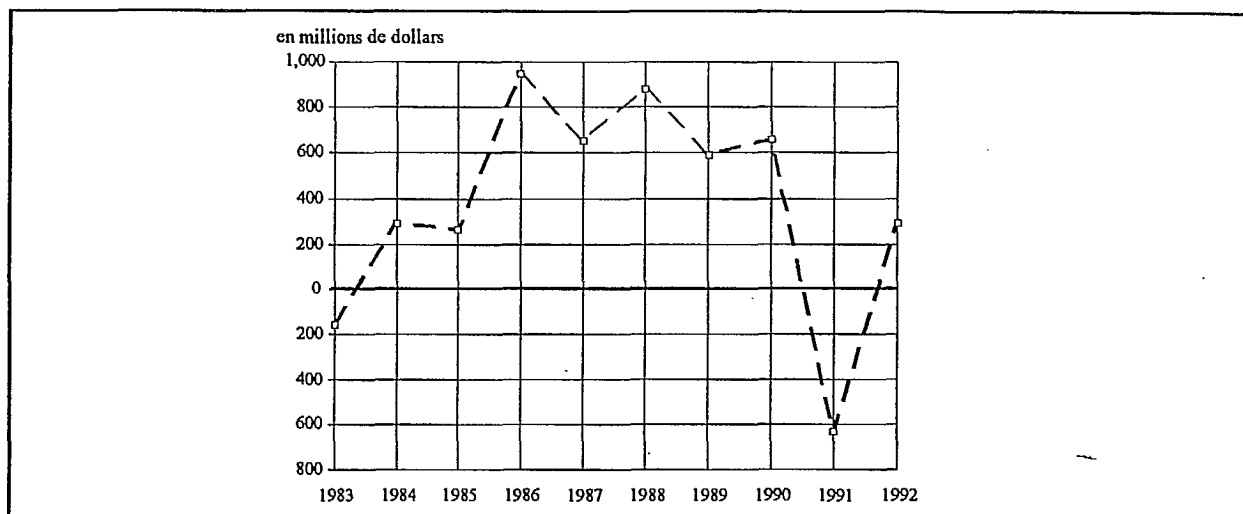
capital utilisé (en milliers de dollars)/mètre cube/jour



Sources : Statistique Canada, publication no° 57-601 au catalogue, et Ressources naturelles Canada

- o La productivité du capital, c'est-à-dire le rapport entre le capital utilisé et la production des raffineries, est restée stable ces dernières années, où elle était en moyenne d'environ 50 000 \$ de capital investi par mètre cube par jour de production.
- o Cet indice rend compte de l'ensemble de la production et ne reflète pas l'augmentation de la fabrication de produits plus légers à valeur élevée (c'est-à-dire l'essence et le diesel) par rapport à celle d'il y a une décennie.

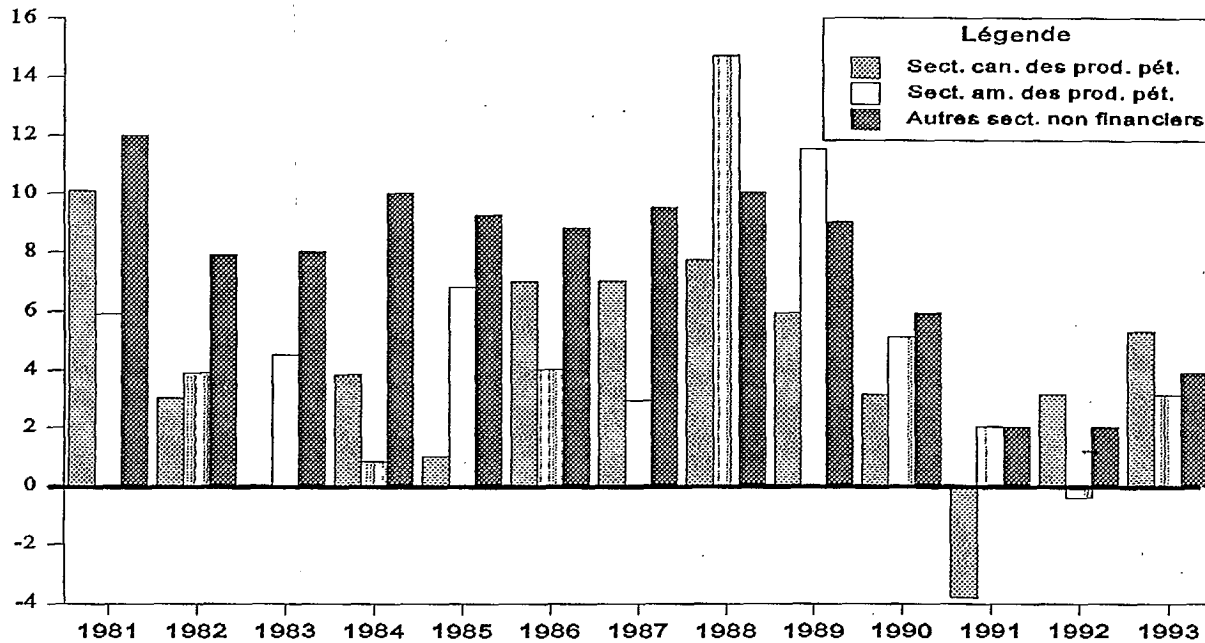
Figure 10
Bénéfices nets



Source : Ressources naturelles Canada

- o Les bénéfices après impôts du secteur étudié sont restés très modestes par rapport au capital investi.
- o En 1992, le secteur a réalisé des bénéfices de 292 millions de dollars, après avoir connu un déficit de 637 millions en 1991. Ce déficit est attribuable à l'accumulation de stocks de brut à coûts élevés pendant la guerre du Golfe, coûts qui n'ont pas été recouverts sur le marché. Au cours de cette période, la méthode comptable utilisée dans le secteur était celle de l'épuisement successif.
- o D'après les déclarations préliminaires, les bénéfices nets de la première moitié de 1993 étaient de 203 millions de dollars.
- o L'incidence des postes extraordinaires tels que les coûts de cessation d'emploi était minime en 1992, étant donné que la plus grande partie de ces charges a été imputée aux résultats des années antérieures.
- o Les bénéfices des sociétés pétrolières en 1992 équivalaient à 0,35 \$ le litre de produits pétroliers, et ceux de la première moitié de 1993 (selon les déclarations préliminaires), à 0,51 \$ le litre.

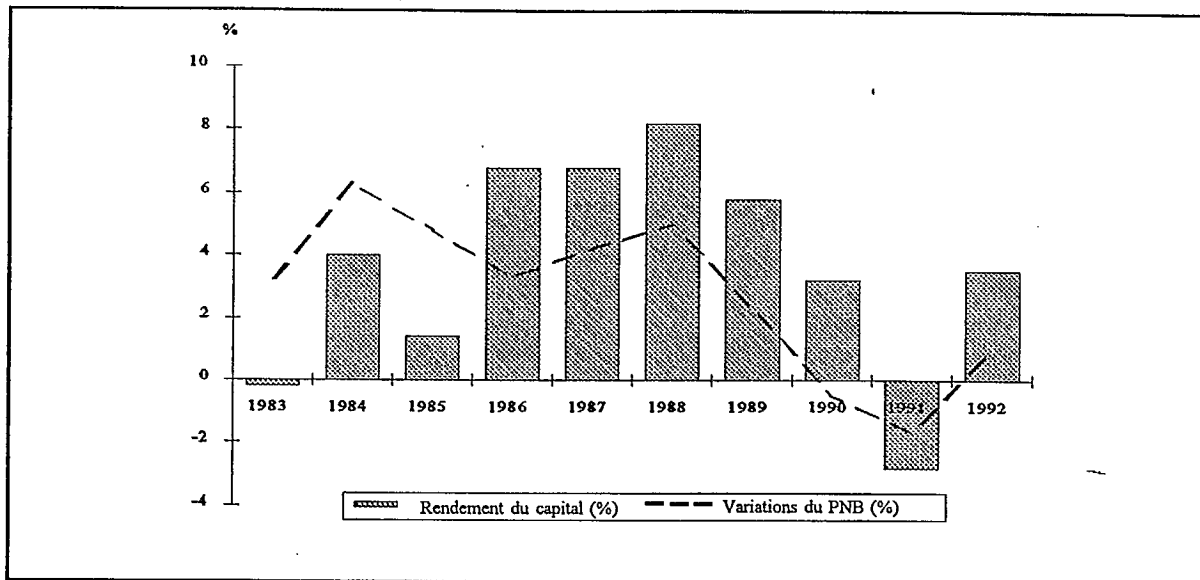
Figure 11
Rendement du capital



Source : Ressources naturelles Canada, *EIA Performance Profiles* et Purvin & Gertz

- o Le rendement financier du secteur des produits pétroliers a été (sauf en 1992) systématiquement inférieur à celui des autres secteurs non financiers canadiens.
- o Il en a été ainsi durant les phases tant d'expansion que de récession du cycle économique.
- o Le rendement du secteur canadien des produits pétroliers a été inférieur à celui de son homologue américain pendant 7 des 12 dernières années. La moyenne canadienne sur 12 ans est d'environ 1 p. 100 inférieure à la moyenne américaine correspondante.
- o Les branches américaines du raffinage et de la commercialisation ont atteint un niveau de rentabilité plus élevé que leurs homologues canadiennes au cours de 4 des 5 dernières années, en raison des capitaux considérables qu'elles ont investis au milieu des années 1980 pour accroître la complexité des raffineries ainsi que de leur plus grande taille (qui permet des économies d'échelle) et de leurs taux d'utilisation.

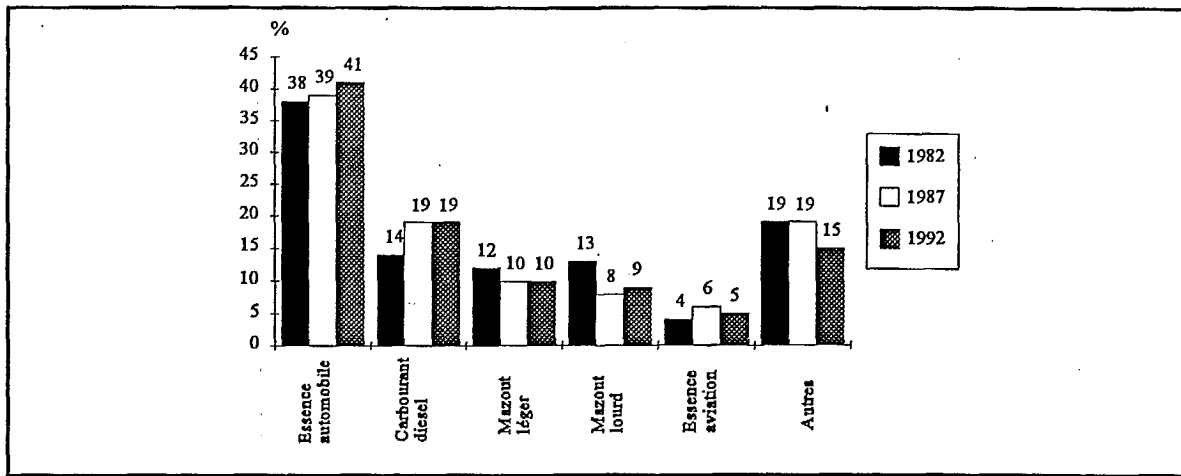
Figure 12
Rendement du capital et PNB



Sources : Ressources naturelles Canada et Revue de la Banque du Canada

- o Il y a une corrélation entre le rendement du capital utilisé dans le secteur et les variations du produit national brut (PNB).
- o Le fait que l'évolution du secteur suive de près les cycles économiques s'explique en partie par les variations de la demande de produits pétroliers qui accompagnent les phases d'expansion et de récession du cycle économique.

Figure 13
Gamme des produits raffinés

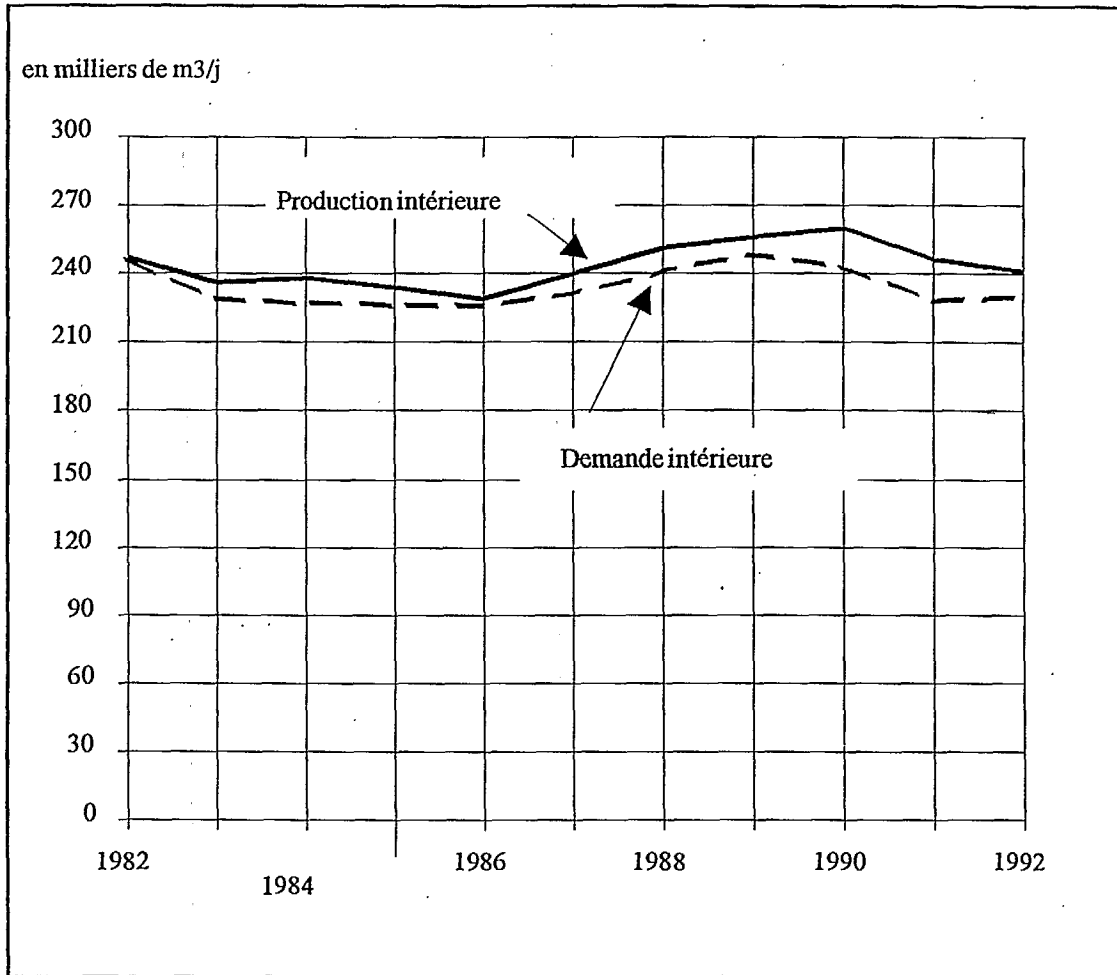


Source: Ressources naturelles Canada et Statistique Canada.

- o Le secteur des produits pétroliers joue un rôle stratégique essentiel dans l'économie canadienne dans la mesure où il approvisionne des secteurs clés de celle-ci.
- o Les transports dépendent presque entièrement des produits pétroliers. Inversement, le secteur des transports consomme plus des deux tiers de l'ensemble des produits raffinés, soit l'essence automobile, le carburant diesel, l'essence aviation et les lubrifiants. Cette proportion représente une augmentation d'environ 10 p. 100 par rapport à celle de 1982.
- o Les carburants utilisés dans les transports ont une valeur ajoutée supérieure aux autres, les produits « noirs » non utilisés dans les transports, et les raffineurs peuvent donc en tirer des marges supérieures.
- o Le mazout léger, utilisé comme combustible de chauffage domestique, représente 10 p. 100 des produits raffinés, et le mazout lourd, sous-produit utilisé surtout dans les chaudières industrielles, 9 p. 100.
- o Le secteur des produits pétroliers est étroitement rattaché à l'industrie pétrochimique. Celle-ci achète quelque 5,5 p. 100 des produits du raffinage, qui lui servent de charges d'alimentation pour la fabrication de produits à valeur ajoutée supérieure destinés aux marchés intérieur et d'exportation. Dans certains cas, les établissements de produits pétroliers et les usines pétrochimiques appartiennent aux mêmes entreprises et font l'objet d'une exploitation intégrée. Aux États-Unis, l'industrie pétrochimique n'achète qu'environ 2 p. 100 de la production raffinée, ce qui s'explique par un approvisionnement supérieur en gaz naturel.

- o La catégorie des « autres » produits comprend les gaz de pétrole liquéfiés (GPL), les intrants pétrochimiques, le propane et le butane, les lubrifiants et graisses (utilisés pour les automobiles et à des fins industrielles, par exemple les liquides pour freins, les huiles à boîte de vitesses, les huiles de coupe et réfrigérants industriels et les produits anti-rouille) ainsi que l'asphalte et le coke de pétrole (produit par les raffineries munies d'unités de cokéfaction).
- o La branche des lubrifiants et graisses peut donner lieu à une marge relativement élevée et comprend plusieurs entreprises spécialisées en plus des entreprises de raffinage et de commercialisation.

Figure 14
Production et demande de produits pétroliers

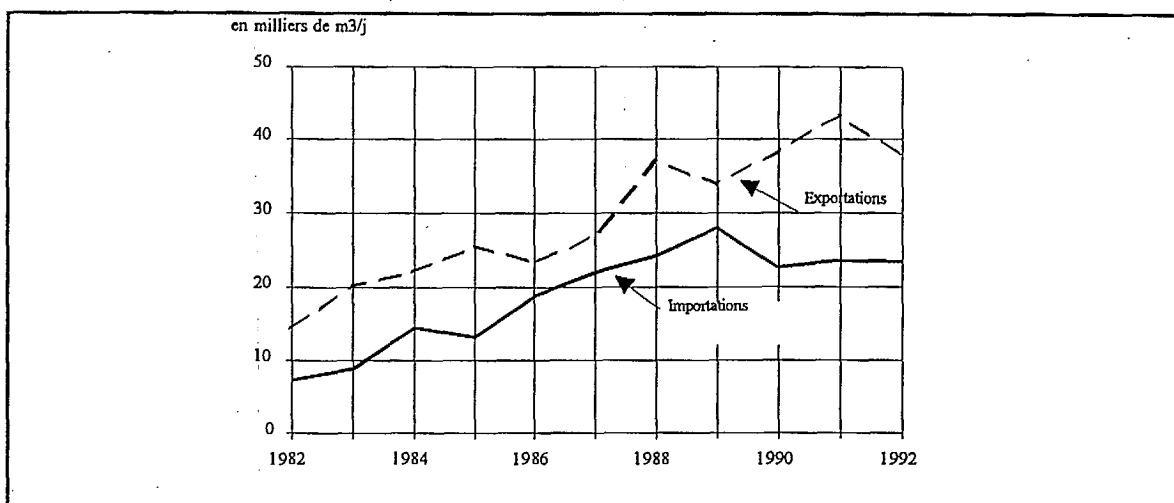


Source : Statistique Canada, publication n° 57-601 au catalogue

- o Le Canada est autosuffisant en matière de produits pétroliers.
- o La demande de produits pétroliers est très sensible aux niveaux globaux d'activité économique. Elle a augmenté à la fin des années 1980 pendant l'expansion de l'activité, puis a diminué au cours de la récession récente.

- o L'écart entre l'offre et la demande a augmenté pour tous les produits au cours de la dernière décennie. En effet, la production intérieure (à ne pas confondre avec la capacité de raffinage) a diminué de 2 p. 100, tandis que la demande intérieure a baissé de 6 p. 100. La différence a été écoulee sur le marché d'exportation.
- o La demande d'essence, qui représente environ les deux tiers de la demande globale du secteur des transports, a diminué légèrement au cours de la dernière décennie par suite de l'augmentation du rendement énergétique des véhicules. Le Canada et les États-Unis ont connu des tendances notablement différentes à l'égard de la demande d'essence automobile au cours des années 1980; cette demande a en effet augmenté de 11 p. 100 de 1982 à 1992 chez nos voisins du Sud, alors qu'elle a diminué de 3 p. 100 chez nous.
- o Durant les années 1980, la consommation moyenne d'essence par véhicule automobile a diminué de 28 p. 100 au Canada et de 8 p. 100 seulement aux États-Unis.
- o Cela s'explique entre autres par les faits suivants :
 - de 1980 à 1992, les taxes sur l'essence (fédérales et provinciales) ont augmenté de 18,7 cents le litre au Canada, mais de seulement 7,3 cents le litre aux États-Unis;
 - en 1990, les automobiles consommaient quelque 200 litres d'essence de moins au Canada qu'aux États-Unis. (Les Canadiens renouvellent leur automobile à un rythme plus rapide que les Américains, de sorte que leurs voitures ont un rendement énergétique supérieur.)
- o Le mazout léger (à usage domestique) est tombé de 12 à 10 p. 100 de la production globale, du fait d'un accroissement de la concurrence du gaz naturel et de l'électricité. La part du carburant diesel dans l'ensemble de la production est passée de 14 à 19 p. 100, à cause d'un accroissement de la consommation des camions et de la consommation hors route.

Figure 15
Importations et exportations de produits raffinés



Source : Statistique Canada, publication n° 57-601 au catalogue

- o S'il est vrai que les échanges internationaux du secteur canadien des produits pétroliers sont restreints en comparaison de sa taille globale (ils ne représentent en effet que moins de 10 p. 100), ils sont néanmoins assez importants (quelque 14 000 mètres cubes par jour en 1992) pour produire un excédent de 800 millions de dollars dans la balance nationale des paiements. Au cours de la dernière décennie, la tendance des échanges internationaux a été systématiquement à la hausse.

Exportations :

- o La plus grande partie des exportations canadiennes de produits raffinés provient de trois raffineries des provinces de l'Atlantique spécialisées dans l'exportation sur les marchés du Nord-Est américain : Newfoundland Processing (à Terre-Neuve), Irving Oil (au Nouveau-Brunswick) et Ultramar (en Nouvelle-Écosse). Ces raffineries peuvent acheminer leurs produits à ces marchés par bateau. Les raffineries des autres régions (l'Ontario par exemple) n'ont pas en général la possibilité de tirer parti des avantages que permet le transport maritime en vrac.
- o La quasi-totalité des exportations est vendue sur le marché américain, qui représente 2,1 milliards de dollars sur le total annuel des exportations de 2,3 milliards.
- o On a constaté en 1992 un excédent notable de la balance du commerce à l'égard de l'essence automobile (9 000 m³/j), du carburant diesel (5 000 m³/j) et du mazout léger (7 500 m³/j).

Importations :

- o La moitié (755 millions de dollars) de l'ensemble des importations canadiennes de produits pétroliers (1,5 milliard) provient des États-Unis. Le reste est livré par des bateaux-citernes d'autres pays aux ports du Saint-Laurent et, dans une moindre mesure, à ceux de la côte atlantique.
- o La plupart des importations pénètrent sur le marché canadien par l'Ontario et le Québec.
- o La quasi-totalité des importations entre au Canada en franchise de droits.
- o En 1992, le Canada était déficitaire en mazout lourd (de 2 000 m³/j) et en « produits non énergétiques » - asphalte, coke, lubrifiants et graisses - (de 3 500 m³/j).
- o Le volume net des importations canadiennes de mazout lourd était de 2 000 m³/j.

Pipelines, distribution et fixation des prix

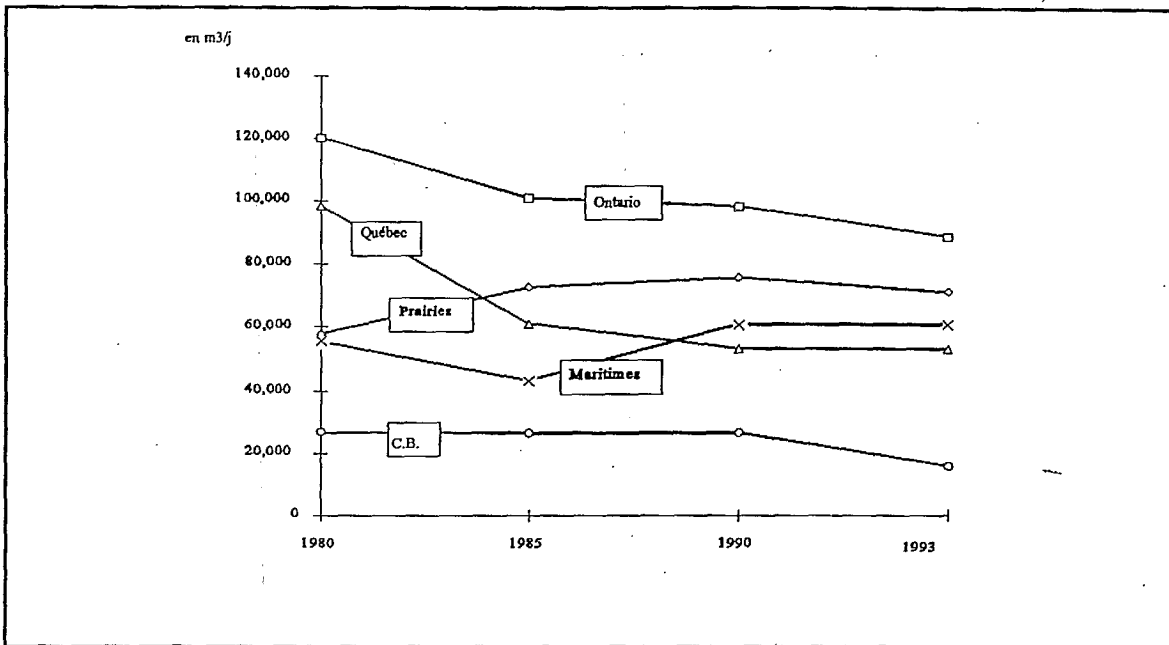
Pétrole brut

- o Il y a trois sources principales de pétrole brut pour les raffineries canadiennes : i) l'Ouest canadien, surtout l'Alberta et la Saskatchewan, qui approvisionne le centre du pays au moyen de l'Interprovincial Pipe Line et fournit aussi du pétrole, quoique beaucoup moins, à la Colombie-Britannique au moyen du Trans Mountain Pipe Line; ii) les importations d'outre-mer qui aboutissent aux raffineries montréalaises après avoir traversé le Maine par le réseau du Portland-Montreal Pipe Line; iii) le pétrole d'outre-mer importé aux raffineries de Québec et des provinces de l'Atlantique en passant respectivement par les ports du Saint-Laurent et de la côte atlantique.
- o Le pétrole brut canadien représente 63 p. 100 des charges d'alimentation des raffineries.
- o Les principales sources de pétrole brut importé en 1992 étaient le Royaume-Uni (29 p. 100), la Norvège (29 p. 100), l'Arabie Saoudite (15 p. 100), le Nigeria (10 p. 100) et le Mexique (6 p. 100).
- o Depuis la déréglementation des cours en 1985, les prix du pétrole brut canadien sont déterminés par les forces du marché mondial. Le pétrole brut canadien approvisionne le marché canadien et les marchés frontaliers américains. Le marché de Chicago est le principal centre de mise en marché de la production canadienne de pétrole brut, c'est-à-dire l'endroit où les bruts canadien et américain se trouvent en concurrence directe pour le partage des marchés. Étant donné que les prix du brut canadien sont en rapport direct avec ceux du brut américain à Chicago, les variations des cours intérieurs du brut américain se répercutent immédiatement sur les prix du brut canadien.
- o Le brut léger canadien (*Alberta Mixed Blend*) est en concurrence avec d'autres bruts légers à Chicago, notamment le *West Texas Intermediate (WTI)* et les bruts de la mer du Nord (c'est-à-dire les mélanges Brent). De même, les bruts lourds canadiens sont comparés à des bruts lourds importés sur la place de Chicago : ainsi le *Cold Lake Blend* est en concurrence avec le brut lourd de type Maya en provenance du Mexique.
- o S'il est vrai qu'il s'approvisionne surtout dans l'Ouest canadien, le marché ontarien du brut importe aussi des États-Unis ou d'outre-mer par la côte américaine du golfe du Mexique. On envisage actuellement la possibilité de renverser le pipeline Sarnia-Montréal (ligne 9) pour permettre au pétrole brut importé d'être expédié de Portland et Montréal en Ontario, ce qui élargirait les possibilités d'approvisionnement des raffineries ontariennes.
- o Les différences de prix entre le brut léger et le brut lourd ont pour effet d'inciter les raffineries à traiter des bruts lourds sulfureux ou de les en détourner.

Produits raffinés

- o Les produits pétroliers raffinés sont distribués par pipeline, bateau et camion à des terminaux ou parcs de réservoirs situés dans les principaux centres urbains, d'où ils sont livrés directement aux consommateurs ou à d'autres distributeurs. L'Interprovincial Pipe Line, le Trans Northern Pipe Line et le Trans Mountain Pipeline sont les trois plus grands réseaux de distribution de produits raffinés.
- o Certains grands consommateurs industriels et détaillants indépendants achètent directement aux raffineries ou importent directement sans passer par les raffineries canadiennes.
- o Les produits raffinés importés proviennent surtout des États-Unis. Soit ils sont acheminés par pipeline à Chicago et à Detroit, soit ils arrivent au port de New York par pétrolier pour être ensuite expédiés par pipeline à Buffalo. Ces produits sont transportés par camion à partir de terminaux frontaliers américains, ce qui limite le rayon géographique de distribution.
- o Les prix de gros des produits raffinés canadiens sont étroitement liés aux prix sur le marché américain. Les prix au comptant sur la côte américaine du golfe du Mexique, à New York et à Chicago constituent des points de repère bien établis pour la tarification des produits échangés partout en Amérique du Nord. Les entreprises de commercialisation évaluent souvent leurs coûts marginaux d'approvisionnement en fonction du prix au comptant de leurs produits, qu'ils les achètent à leurs propres raffineries ou sur le marché libre. De même, les calculs des raffineries sont en général fondés sur les prix au comptant.
- o Les prix de gros en Ontario et au Québec reflètent les prix des produits dans les régions américaines voisines, corrigés en fonction des coûts de transport. Ainsi, lorsque les raffineurs canadiens exportent, les prix de gros à Toronto suivent de près les prix à Buffalo, moins les coûts de transport. Inversement, les prix des importations sont fixés au point de distribution à Buffalo, et l'on y ajoute les coûts de transport. Les prix à Buffalo sont étroitement liés aux prix des raffineries et terminaux de la région de New York, du New Jersey et de Philadelphie parce que ces centres sont directement reliés par pipeline.
- o Les prix de gros du Québec suivent de très près les prix au comptant à New York, corrigés en fonction des coûts de transport. Les prix au comptant à New York, quant à eux, sont étroitement liés aux prix sur la côte américaine du golfe du Mexique parce que les produits en proviennent par bateau ou par pipeline.
- o Les prix de gros dans les provinces de l'Atlantique sont aussi liés au prix au comptant sur la côte américaine du golfe du Mexique.
- o Dans l'Ouest canadien, les prix de gros dépendent moins des prix américains du fait des distances supérieures séparant les consommateurs des Prairies des raffineries américaines. Les variations des prix des produits pétroliers y suivent de plus près celles des prix du brut. En Colombie-Britannique, les prix de gros sont influencés par les prix des raffineries d'Edmonton et d'Anacortes (Puget Sound), du fait de la très grande quantité qu'on y trouve de produits raffinés à Edmonton et expédiés sous forme semi-finie par le réseau Trans Mountain Pipe Line.

Figure 16
Capacité de traitement selon la région



Source : *Traitement du pétrole au Canada, (1977, 1990 et 1992)*
Ressources naturelles Canada

- o On exploite au Canada 24 raffineries ayant une capacité totale de 289 000 mètres cubes par jour (m^3/j). Ces chiffres représentent depuis 1980 une diminution du tiers du nombre des raffineries (qui était de 36) et de 18 p. 100 ($65\ 000\ m^3/j$) de la capacité de traitement.
- o On distingue cinq « régions » de raffinage au Canada : la Colombie-Britannique, l'Alberta, l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique.
- o Les raffineries de la Colombie-Britannique reçoivent du brut et des produits semi-finis par pipeline d'Edmonton. Les installations de traitement de brut de deux raffineries de Vancouver-Burnaby ont été fermées, et une troisième fermeture a été annoncée pour 1994. Les établissements en exploitation valorisent les produits semi-finis en provenance d'Edmonton.
- o Les raffineries albertaines sont devenues la principale source de produits pétroliers dans l'Ouest canadien.
- o Les raffineries de l'est et de la côte ouest du Canada subissent la concurrence la plus vive de la part des produits d'outre-mer.

- o Les raffineries de l'Atlantique (Irving Oil, Ultramar Canada et Newfoundland Processing) sont beaucoup plus axées sur les marchés d'exportation (Nord-Est américain et Europe) que celles des autres régions du Canada. Ce fait est en grande partie attribuable à l'existence de ports en eau profonde.

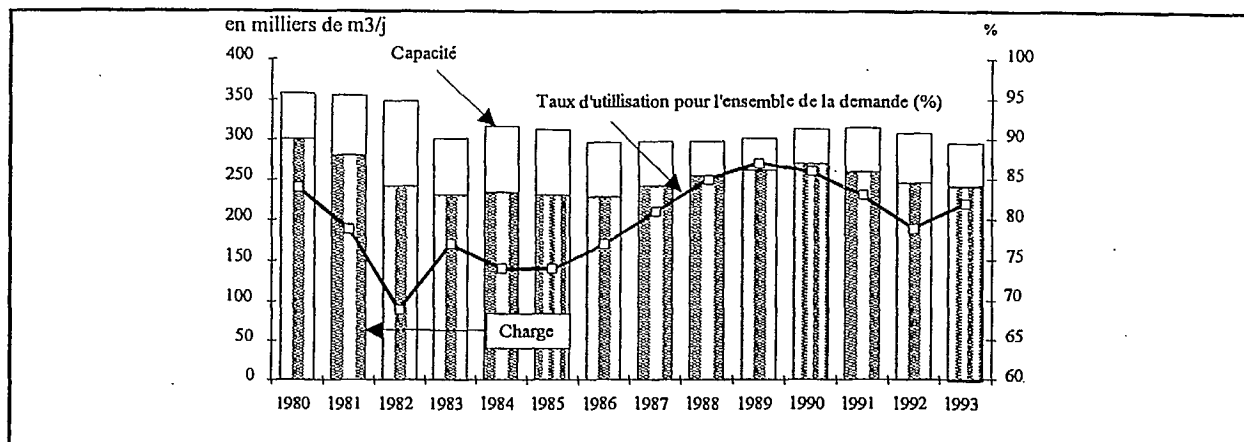
- o Il arrive souvent que les entreprises vendent des produits à des concurrents dans une ville ou une région données et leur en achètent dans une autre. Ces vastes systèmes d'échanges augmentent l'efficacité du marché et réduisent les coûts de distribution et de raffinage des excédents.

**Capacité de raffinage au Canada
(1993)**

| Entreprise | Ville | Province | Capacité de traitement de brut (m ³ /j) |
|--|----------------|----------|--|
| Région de l'Atlantique | | | |
| Newfoundland Refining | Come-By-Chance | T.-N. | 16 700 |
| Impériale | Dartmouth | N.-É. | 13 100 |
| Ultramar Canada | Halifax | N.-É. | 3 180 |
| Irving Oil | Saint-Jean | N.-B. | 27 700 |
| | | | 60 680 |
| Région du Québec | | | |
| Petro-Canada | Montréal | Qc | 14 300 |
| Shell Canada | Montréal | Qc | 19 070 |
| Ultramar Canada | Saint-Romuald | Qc | 19 800 |
| | | | 53 170 |
| Région de l'Ontario | | | |
| Impériale | Nanticoke | ONT. | 16 900 |
| Impériale | Sarnia | ONT. | 19 310 |
| Petro-Canada | Oakville | ONT. | 12 800 |
| Novacor Chemicals | Sarnia | ONT. | 17 000 |
| Shell Canada | Sarnia | ONT. | 11 280 |
| Suncor | Sarnia | ONT. | 11 200 |
| | | | 88 490 |
| Région des Prairies | | | |
| Co-Op/Newgrade | Regina | SASK. | 7 180 |
| Saskatchewan Asphalt | Moose Jaw | SASK. | 2 110 |
| Impériale | Edmonton | ALB. | 26 200 |
| Petro-Canada | Edmonton | ALB. | 19 310 |
| Husky | Lloydminster | ALB. | 3 650 |
| Parkland | Bowden | ALB. | 950 |
| Shell Canada | Scotford | ALB. | 10 872 |
| Impériale | Norman Wells | T. N.-O. | 510 |
| | | | 70 782 |
| Colombie-Britannique | | | |
| Chevron Canada | Burnaby | C.-B. | 7 150 |
| Impériale | Vancouver | C.-B. | 7 200 |
| Husky | Prince-Georges | C.-B. | 1 530 |
| | | | 15 880 |
| Total de la capacité canadienne | | | 289 002 |

Figure 17

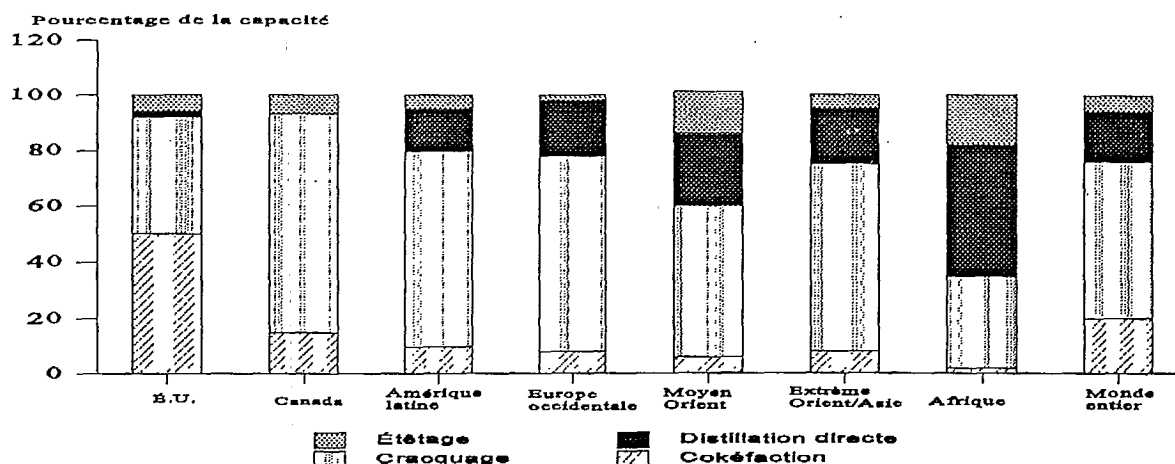
Utilisation de la capacité de raffinage



Source: *Traitement du pétrole au Canada*, Ressources naturelles Canada

- o Il existe une corrélation étroite entre l'utilisation de la capacité des raffineries et la rentabilité du raffinage. Pour atteindre un niveau suffisant de rentabilité, les raffineries nord-américaines doivent être exploitées à au moins 85 p. 10 de leur capacité de traitement de brut. Ce fait est attribuable à la proportion élevée des coûts fixes par rapport aux coûts variables dans l'exploitation des raffineries.
- o La situation économique des raffineries dépend tout particulièrement de l'utilisation des installations de transformation du brut en produits légers à valeur ajoutée. Il est possible de maximiser l'utilisation de cette « capacité de conversion » (il s'agit en général d'installations de craquage) en achetant, en plus du brut, d'autres charges d'alimentation telles que des intrants pour craquage catalytique.
- o Comme nous le disions dans une section antérieure (« Pipelines, distribution et fixation des prix »), les raffineries qui ne sont pas situées près de ports en eau profonde (c'est-à-dire celles qui sont situées ailleurs que dans les provinces de l'Atlantique) enregistrent des marges plus étroites sur leurs exportations que sur les ventes intérieures parce que les exportateurs doivent supporter dans une large mesure les frais de transport. Par conséquent, l'utilisation accrue de la capacité à des fins d'exportation ne fait pas nécessairement augmenter la rentabilité des raffineries et peut même dans certains cas en entraîner la diminution.
- o On peut conclure de ce qui précède que le critère déterminant de l'utilisation de la capacité de raffinage est le marché intérieur plutôt que le total des ventes (pour les entreprises situées ailleurs que dans les provinces de l'Atlantique).
- o Les entreprises ont été obligées de fermer des raffineries dans toutes les régions du pays au cours de la dernière décennie pour atteindre des taux d'utilisation élevés.

Figure 18
Procédés de raffinage

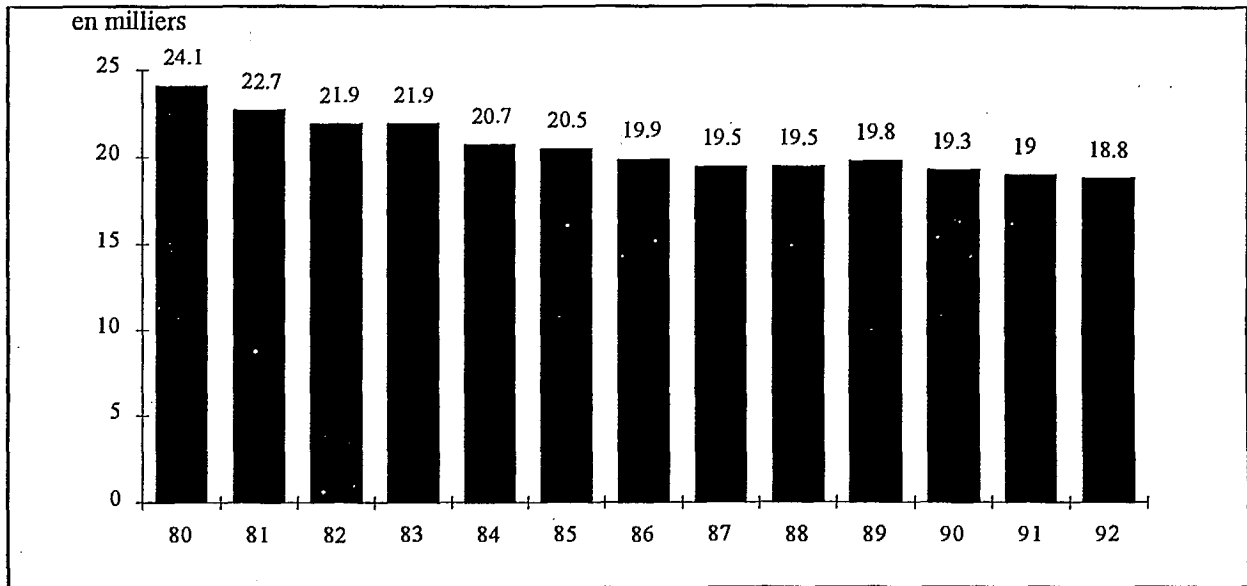


Source : Purving & Gertz, 1992

- o Partout dans le monde, les raffineurs préfèrent maintenant s'approvisionner en brut lourd sulfureux plutôt qu'en brut léger peu sulfureux. Cette évolution s'explique par la diminution de l'offre de brut léger, laquelle se traduit par des différences de prix intéressantes entre le brut lourd sulfureux et le brut de qualité supérieure.
- o Dans l'Ouest canadien, la proportion de la production de brut classique léger et peu sulfureux est tombée de 51 p. 100 en 1985 à 39 p. 100 en 1992. Cette diminution a été compensée par une augmentation de la production de brut non classique (c'est-à-dire de brut synthétique fabriqué à partir de la production des sables pétrolifères) et de condensat. On prévoit que la qualité de l'ensemble du brut produit dans l'Ouest canadien restera passablement stable jusqu'à l'an 2000 et que la production de brut léger peu sulfureux (classique et non classique) représentera quelque 55 p. 100 de ce total.
- o La plupart des raffineries canadiennes ont été conçues pour traiter le brut léger peu sulfureux. Un bon nombre d'entre elles ont donc du mal à traiter en grande quantité le brut lourd sulfureux ainsi que le brut non classique -- qui deviennent tous les deux abondants et plus économiques.
- o Les différences de prix entre le brut et les produits (l'« écart de craquage ») et entre le brut lourd et le brut léger doivent être suffisantes à long terme pour justifier les investissements dans des installations capables de transformer les produits résiduels (lourds) en produits de transport (légers). Ces installations (de cokéfaction et de craquage) exigent des techniques plus avancées et coûtent plus cher à mesure que diminue la qualité du brut.
- o Les principaux procédés de raffinage sont, dans l'ordre décroissant de complexité, la cokéfaction, le craquage catalytique et l'hydrocraquage, la distillation directe simplifiée et l'étageage.

- o Les raffineries du niveau de complexité le plus élevé sont celles qui sont dotées d'installations de cokéfaction ou de craquage.
- o La capacité de cokéfaction permet de poursuivre le raffinage des produits résiduels pour les transformer en produits plus légers et à valeur élevée. Ainsi les installations de cokéfaction éliminent la quasi-totalité du mazout lourd résiduel. Il est grandement souhaitable pour les raffineries de se munir d'installations de cokéfaction, étant donné que l'on prévoit que la part du brut de qualité inférieure augmentera à l'avenir dans les charges d'alimentation.
- o Les installations de craquage transforment la plus grande partie du brut en essence et en distillats, ainsi qu'en grande quantité de mazout résiduel. Plus la teneur en soufre du brut augmente, plus il est difficile de vendre le mazout résiduel, surtout pour des raisons écologiques. Étant donné que le mazout lourd est un sous-produit, on en fixe le prix pour l'écouler sur le marché et éviter les coûts de stockage.
- o La capacité de raffinage du brut lourd sulfureux est considérablement plus forte aux États-Unis que dans le reste du monde. Les raffineurs américains ont en effet investi de fortes sommes durant les années 1980 en vue d'élever leur niveau de « complexité » en prévision d'un écart croissant entre les prix du brut léger et du brut lourd. S'il est vrai que le Canada est notablement plus avancé que la plupart de ses concurrents mondiaux à cet égard, il n'en reste pas moins loin derrière les États-Unis, en particulier pour ce qui est de la cokéfaction.
- o Les raffineurs canadiens n'ont pas investi dans la nouvelle technologie complexe au cours des années 1980 dans la même mesure que leurs homologues américains parce que la différence entre les prix canadiens du brut léger et du brut lourd était artificiellement fixée par le gouvernement fédéral plutôt que par le jeu des forces sur le marché international. La différence de prix entre le brut léger et le brut lourd fixée par l'administration canadienne était inférieure à l'écart sur le marché libre et trop faible pour justifier d'importants investissements dans des installations.
- o En raison de la moins grande complexité des raffineries canadiennes par rapport à leurs homologues américaines, les raffineries du Sud ontarien et du Québec, dont les marges sont déterminées par des produits importés de raffineries ayant une structure de coûts moins élevée, subissent des pressions considérables les incitant à réduire leurs coûts elles aussi.

Figure 19
Nombre de points de vente au détail
(1992)



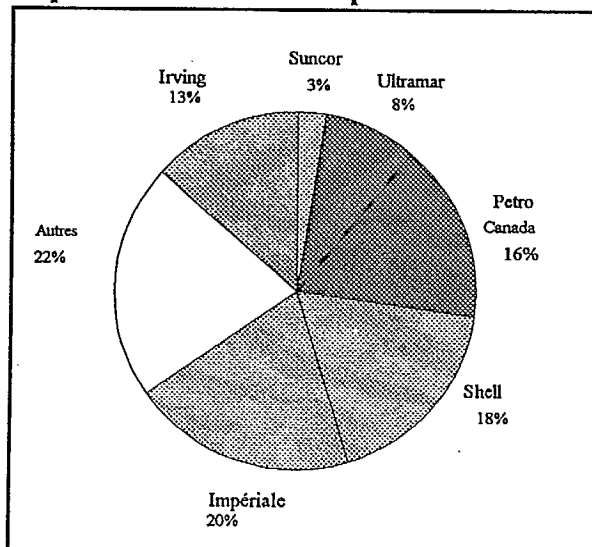
Source: Ressource naturelles Canada

- o Le nombre de points de vente au détail a diminué continuellement ces dernières années. Les entreprises ont fermé les stations-service à faible volume de ventes et peu efficaces afin de réduire le prix de revient par unité vendue.

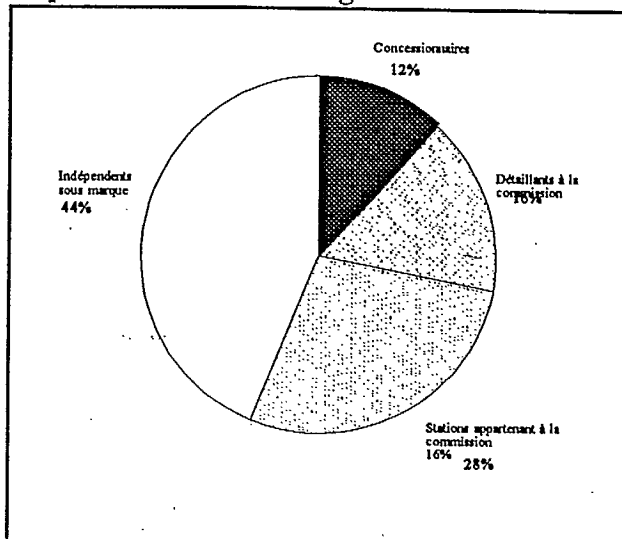
Figure 20

Points de vente au détail de l'essence automobile (1992)

Répartition selon la marque



Répartition selon la catégorie



Source : Revue *Octane*

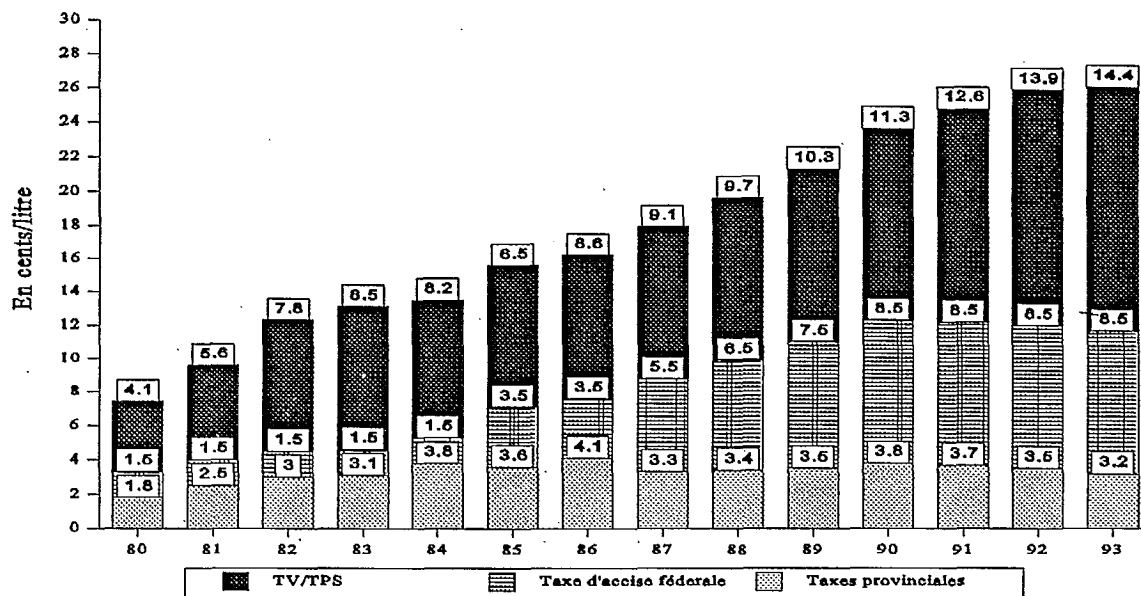
- o Les trois quarts des points de vente au détail du Canada appartiennent à six sociétés, à savoir l'Impériale, Shell Canada, Petro-Canada, Irving Oil, Ultramar et Suncor. Les quatre premières représentent près des deux tiers (64 p. 100) du total.
- o Il y a quatre catégories principales de points de vente au détail de l'essence : les **stations appartenant à la société pétrolière** (c'est-à-dire les établissements qui appartiennent au fournisseur du produit, la société pétrolière, et dont les employés sont salariés par lui); les **détaillants à la commission** (c'est-à-dire ceux qui appartiennent au fournisseur du produit et où le détaillant est rémunéré à la commission); les établissements de **concessionnaires** (c'est-à-dire les stations qui appartiennent au fournisseur de produits et où ceux-ci appartiennent au détaillant); et enfin les stations d'**indépendants sous marque** (c'est-à-dire celles où l'établissement aussi bien que le produit appartiennent au détaillant).
- o La rationalisation des réseaux de points de vente est en train de changer les proportions des catégories de stations. Les établissements d'indépendants sous marque forment la catégorie de loin la plus nombreuse. Il s'agit de stations à propriétaires-exploitants indépendants, vendant ou non sous la

marque d'un raffineur. Elles ferment à un rythme plus rapide que les autres points de vente et représentent maintenant 43 p. 100 du marché, alors qu'elles en représentaient 48 p. 100 il y a un an (c'est-à-dire qu'on en comptait 8 360 en 1992 et qu'il y en a aujourd'hui 7 560, soit 800 de moins).

Figure 21 Taxes sur l'essence automobile

Moyenne des Taxes de Vente Provinciales et des Taxes Fédérales (Vente et Accise)

Essence ordinaire sans plomb



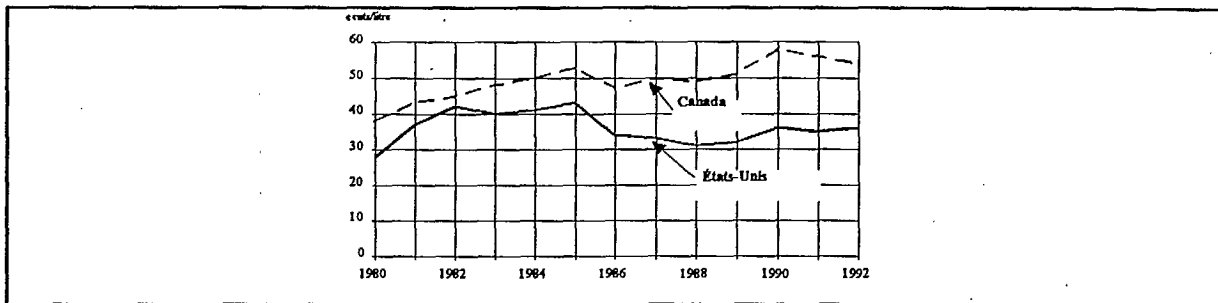
Source: Ressources naturelles Canada

Taxes fédérales et provinciales sur les produits pétroliers, Ressources naturelles Canada

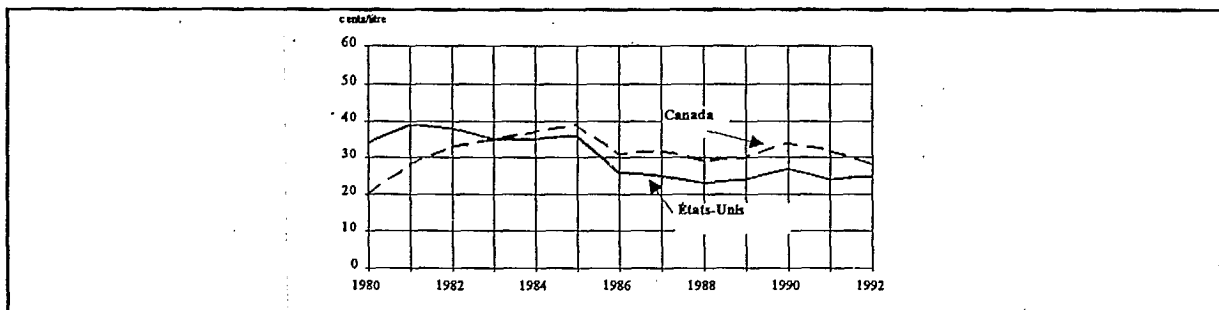
- o Les taxes fédérales (d'accise et de vente, cette dernière dite aujourd'hui TPS) et les taxes provinciales ont augmenté de 235 p. 100 depuis 1980, soit en moyenne de plus de 17 p. 100 par an.

Figure 22
Comparaison entre le Canada et les États-Unis
sous le rapport de la commercialisation

Prix moyen de l'essence ordinaire sans plomb
(taxes comprises)



Prix moyen de l'essence ordinaire sans plomb
(taxes non comprises)



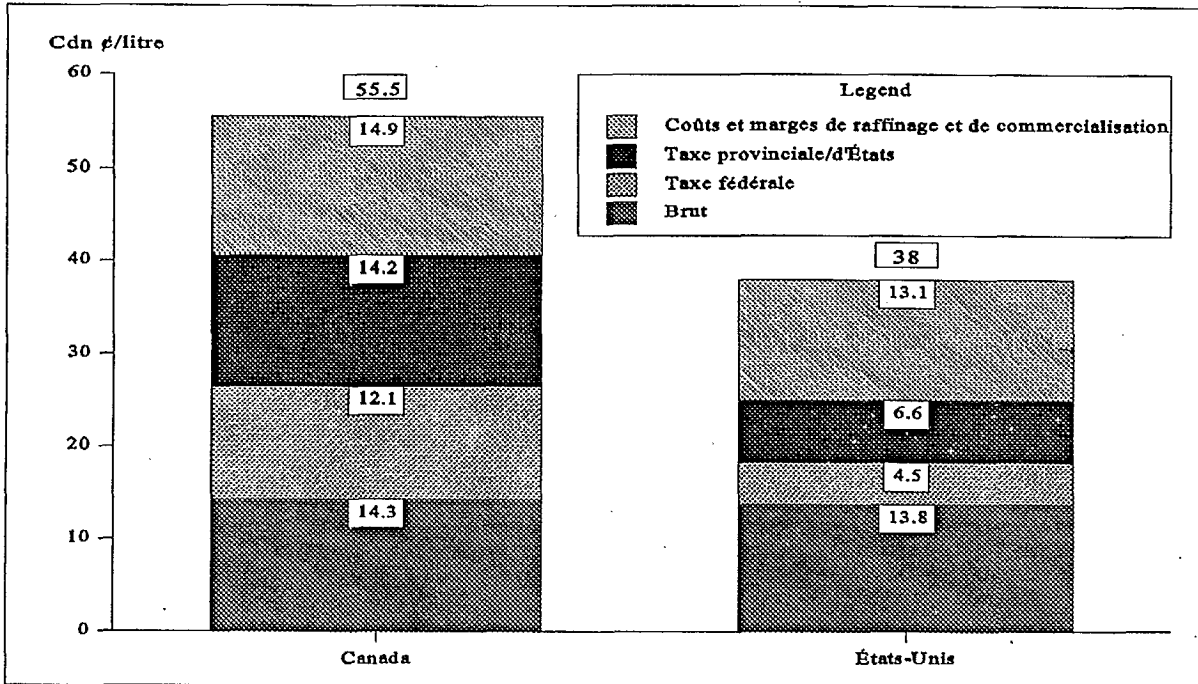
Reource : *Étude comparée du commerce de détail de l'essence au Canada et aux États-Unis, 1980-1990*,
Ressources naturelles Canada

Les consommateurs américains paient l'essence moins cher que les Canadiens depuis une décennie. La raison principale en est le niveau plus élevé des taxes canadiennes, aussi bien fédérales que provinciales. Les taxes canadiennes représentent environ la moitié du prix d'achat de l'essence.

- o La plus grande taille et les installations plus avancées (ou complexes) des raffineries américaines ainsi que les économies d'échelle (que permet une population de dix fois supérieure) dans les branches du raffinage et de la distribution expliquent aussi en partie la différence de prix.

Figure 23
Comparaison entre le Canada et les États-Unis
sous le rapport de la commercialisation
(moyenne de 1992)

Composition du prix d'achat à la pompe

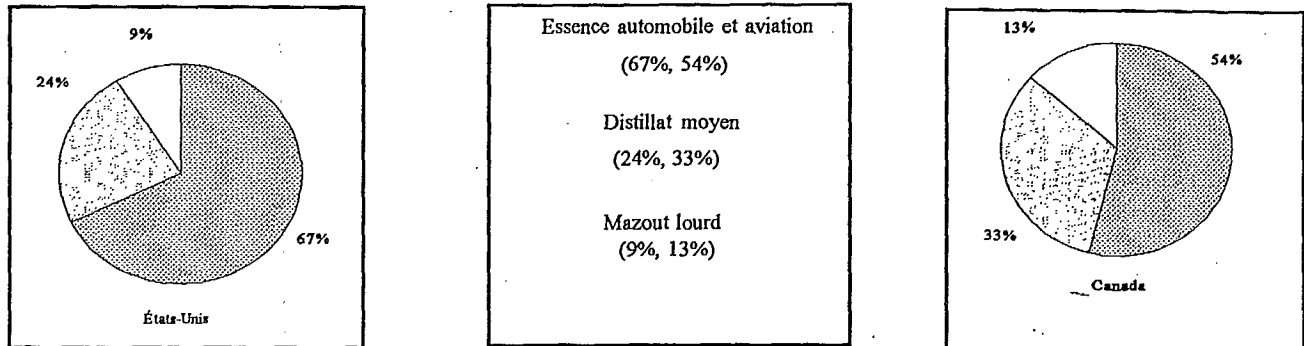


Source : *Rapport sur le marché des produits pétroliers*
 Ressources naturelles Canada
 Taux de change : 1,2087 \$ CAN = 1,00 \$ US

- o Les taxes fédérales et provinciales représentent presque 50 p. 100 du prix d'achat de l'essence au Canada.

Figure 24
Comparaison entre le Canada et les États-Unis
sous le rapport de la commercialisation
(1990)

Ventes des principaux produits pétroliers

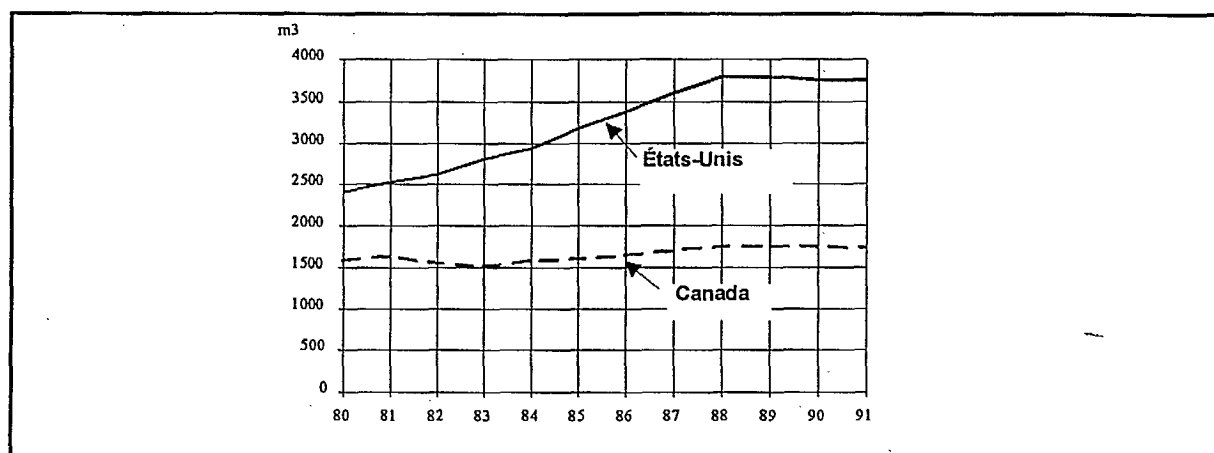


Source : *Étude comparée du commerce de détail de l'essence au Canada et aux États-Unis, 1980-1990*
 Ressources naturelles Canada

- o La gamme de production moyenne des raffineurs influe non seulement sur le prix de revient des produits pétroliers mais aussi sur la rentabilité des raffineries.
- o On trouve aux États-Unis une proportion plus grande (67 p. 100) de produits pétroliers à forte valeur ajoutée -- essences automobile et aviation -- qu'au Canada (54 p. 100). Cela s'explique par l'âge plus avancé et le rendement énergétique inférieur du parc automobile américain et le nombre beaucoup plus élevé d'avions militaires aux États-Unis.
- o Au Canada, on constate inversement une demande plus forte de produits à faible valeur ajoutée (distillats et mazout lourd) qu'aux États-Unis. Ce fait s'explique par l'importance plus grande au Canada du secteur des ressources naturelles (par exemple, les pâtes et papiers, l'exploitation minière et la production pétrolière et gazière) et la rigueur des hivers canadiens, qui supposent une plus grande consommation de mazout.
- o Le mazout lourd est un sous-produit du raffinage. Étant donné que l'on fixe son prix pour l'écouler sur le marché, il procure en général une marge faible (et même parfois négative). Au fur et à mesure que les procédés de raffinage se complexifient par l'addition d'installations de cokéfaction, la quantité produite de mazout lourd diminue au profit de produits plus légers, ce qui accroît la rentabilité des raffineries.

Figure 25
Comparaison entre le Canada et les États-Unis sous le rapport de la commercialisation

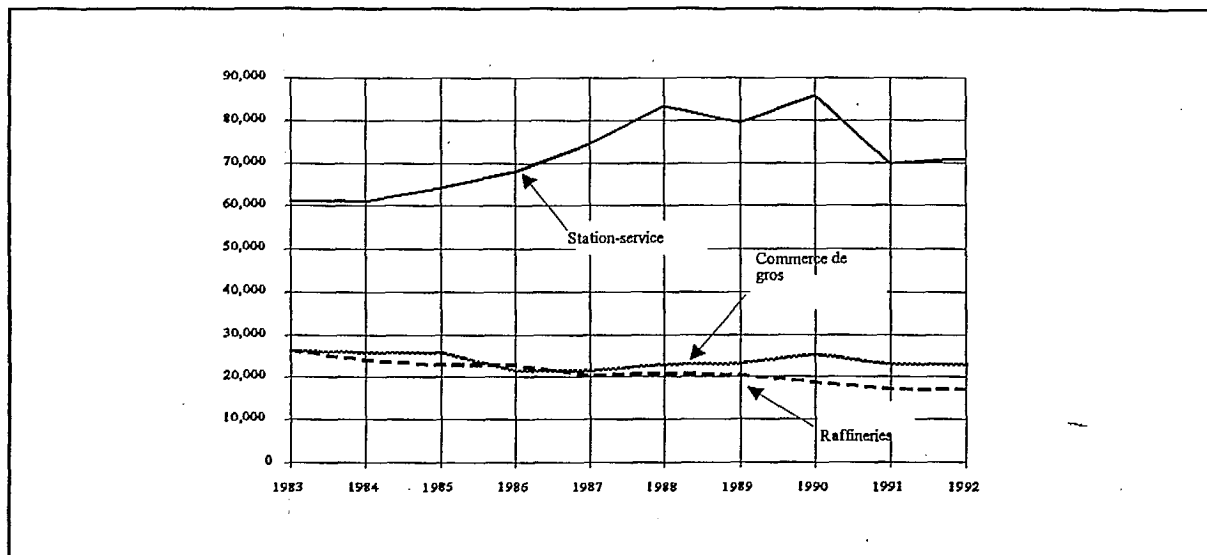
Ventes annuelles moyennes
 par point de vente au détail (en m³)



Source : Ressources naturelles Canada

- o Le rythme de la rationalisation de la vente au détail a été plus rapide aux États-Unis qu'au Canada au cours des années 1980, de sorte que les stations-service américaines sont maintenant deux fois plus productives que les canadiennes, et donc plus rentables du fait que leurs coûts unitaires sont en moyenne beaucoup moins élevés. Ainsi :
- o Au cours des années 1980, les ventes moyennes par point de vente ont augmenté de 10 p. 100 au Canada et de 56 p. 100 aux États-Unis.
- o Les stations américaines ont connu des gains d'efficacité de beaucoup supérieurs, de sorte que leurs ventes moyennes (10 000 litres par jour) faisaient deux fois la moyenne des stations canadiennes (5 000 litres par jour).
- o Au cours des années 1980, le nombre moyen de voitures approvisionnées par point de vente est passé de 531 à 1 280 aux États-Unis (augmentation de 70 p. 100), et de 228 à 648 au Canada (augmentation de 54 p. 100).
- o Les entreprises canadiennes poursuivent l'exécution de leurs programmes de rationalisation en vue d'accroître la productivité de leurs stations.

Figure 26
Main-d'oeuvre totale
du secteur des produits pétroliers

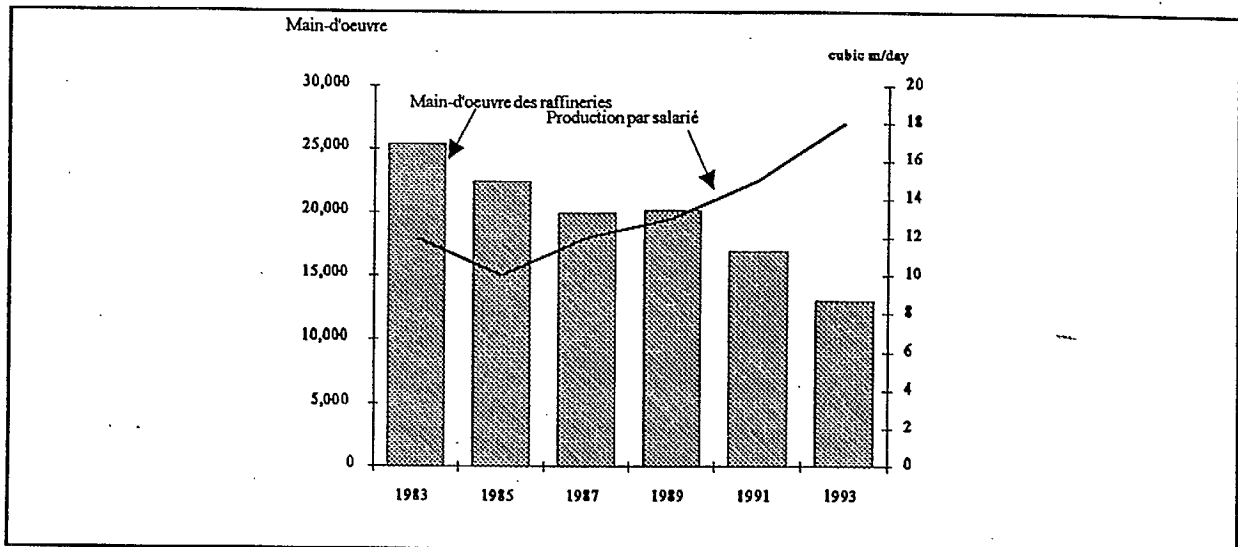


Source : Statistiques Canada, publication n° 57-601 au catalogue

- o Le secteur des produits pétroliers emploie directement quelque 105 000 personnes, comparativement à 112 000 il y a 10 ans. Sa contribution indirecte à l'emploi est beaucoup plus élevée.
- o La branche du raffinage emploie directement quelque 13 000 personnes au Canada. Ce nombre représente approximativement la moitié de ce qu'était la main-d'oeuvre de ce secteur en 1982 (25 300 personnes). La principale raison de cette diminution est le grand nombre de raffineries qui ont été fermées entre-temps; l'accroissement de l'efficacité de l'exploitation a joué aussi un rôle important.
- o Le nombre de travailleurs employés dans la branche de la distribution (23 400 personnes) est resté stable au cours de la dernière décennie.
- o Malgré la diminution du nombre de stations-service, celles-ci emploient plus de gens maintenant (68 000 personnes) qu'il y a 10 ans (61 000). Cette augmentation est attribuable à la réorientation de la distribution, vers les dépanneurs et les lave-autos. La distribution par dépanneurs s'est révélée être une excellente stratégie de commercialisation parce qu'ils attirent de nouveaux clients et que la vente de produits autres que l'essence procure des marges positives et moins dépendantes des cycles économiques. Il est donc à noter qu'un bon nombre des salariés compris dans le total de la main-d'oeuvre de la vente au détail ne travaillent pas directement à la commercialisation de produits pétroliers.

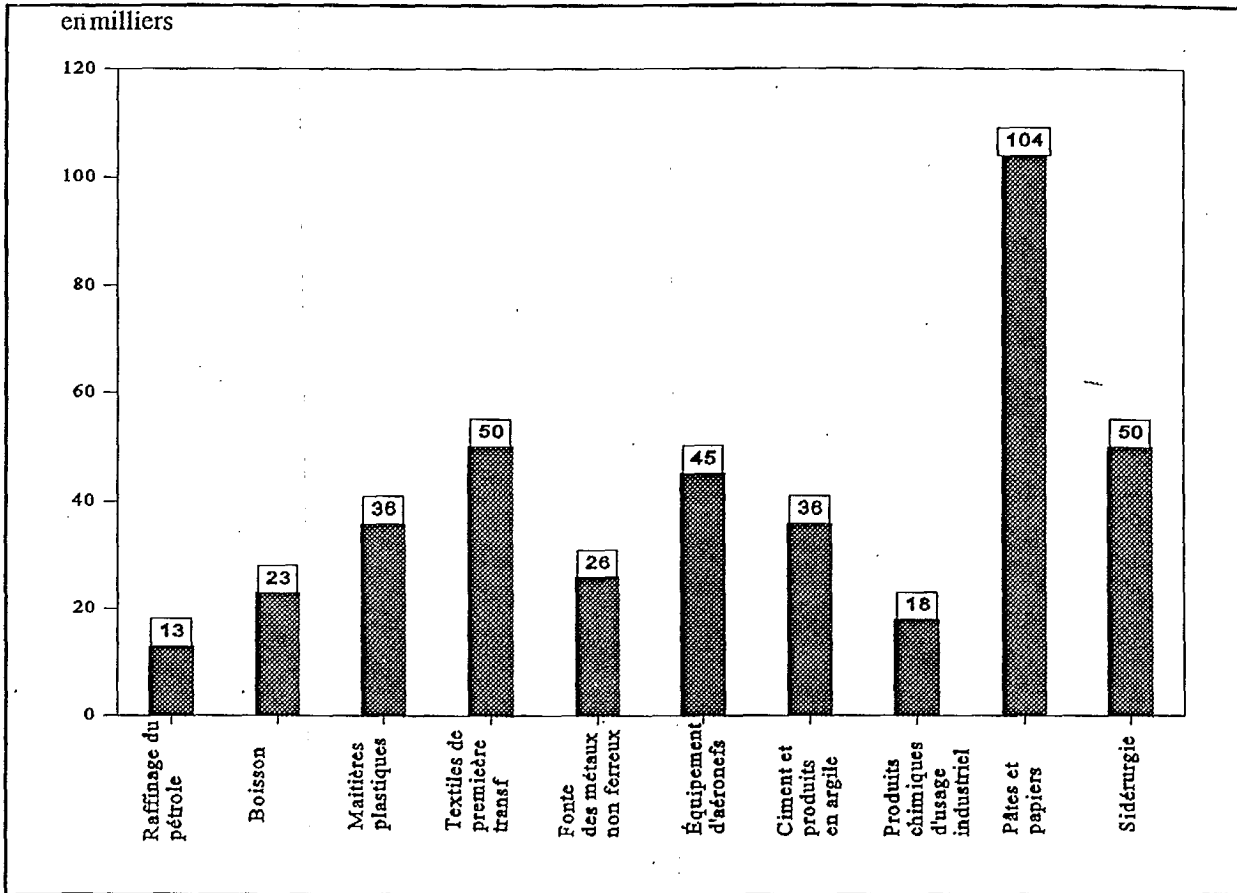
Figure 27
Productivité de la main-d'oeuvre
dans le raffinage

Source : Statistiques Canada, publication n° 57-601 au catalogue



- o Par suite de la fermeture de plusieurs raffineries et de l'investissement dans les techniques de raffinage, la productivité de la main-d'oeuvre des raffineries a augmenté considérablement au cours de la dernière décennie.
- o La production par salarié est passée de quelque 10 mètres cubes par jour qu'elle était en 1985 à presque 18 en 1993.
- o Les sociétés de produits pétroliers ont considérablement réduit l'embauche ces dernières années. Cependant, le niveau des qualités requises des salariés s'est élevé, et les programmes de formation se sont développés du fait de l'évolution technologique.

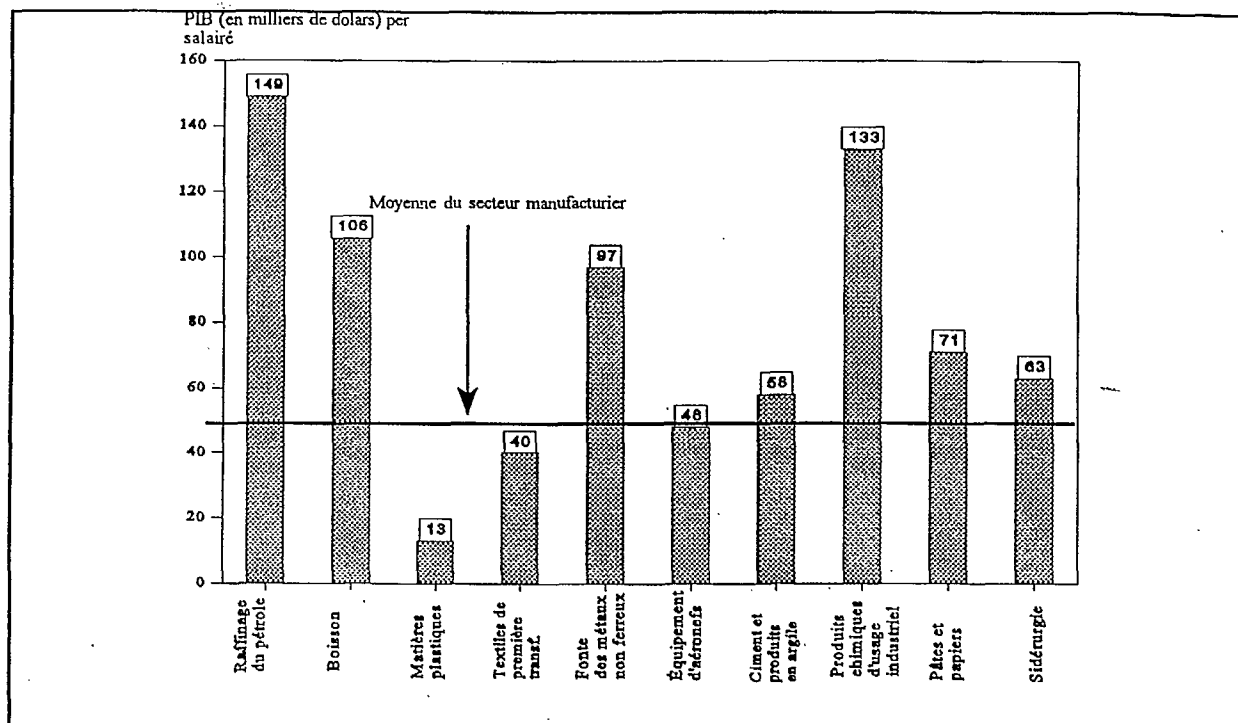
Figure 28
Comparaison entre le raffinage du pétrole
et les autres industries de fabrication
sous le rapport de la main-d'oeuvre employée
(1993)



Source : Informetrica Limited

- o En comparaison des sept autres branches manufacturières de PIB équivalent, le raffinage du pétrole emploie relativement peu de gens, ce qui confirme le faible coefficient de main-d'oeuvre du secteur.
- o Le raffinage du pétrole représente 1 p. 100 du total des emplois offerts par le secteur manufacturier canadien (13 000 emplois sur un total de 1,67 million).

Figure 29
Comparaison entre le raffinage du pétrole
et les autres industries de fabrication
sous le rapport de la productivité de la main-d'oeuvre
(1993, en dollars de 1986)



Source : Informetrica Limited

- o En divisant le PIB (la valeur ajoutée) d'une branche d'activité par le nombre de personnes qu'elle emploie, on obtient la productivité de sa main-d'oeuvre.
- o L'inverse du tableau précédent révèle le très haut niveau de productivité de la main-d'oeuvre (149 000 \$ de PIB par salarié) dans le raffinage du pétrole en comparaison des sept autres branches de taille équivalente ainsi que des pâtes et papiers et de la sidérurgie.
- o La productivité de la main-d'oeuvre du raffinage du pétrole est presque trois fois supérieure à la moyenne de l'ensemble du secteur manufacturier canadien (54 000 \$).

**Cadre de compétitivité sectorielle
Produits pétroliers raffinés**

Annexe A3

**Liens intersectoriels de
l'industrie du raffinage**

Liens intersectoriels de l'industrie du raffinage

On trouvera dans la présente section certains résultats relatifs à l'industrie du raffinage tirés d'une analyse reposant principalement sur les tableaux d'entrées-sorties produits par Statistique Canada.

C'est dans les tableaux d'entrées-sorties qu'on peut trouver les données les plus détaillées sur les liens intersectoriels. À leur niveau d'agrégation le plus détaillé, ces tableaux contiennent de l'information sur les intrants et les extrants de 216 branches d'activité et sur la demande finale de 627 biens. Les tableaux les plus récents se rapportent à 1989, bien qu'on ait publié certains tableaux préliminaires pour 1990.

Les 216 branches définies dans les tableaux d'entrées-sorties sont fondées sur la Classification type des industries (CTI) de 1980. Dans les tableaux d'entrées-sorties, l'industrie du raffinage correspond aux numéros 361 et 369 de la CTI, qui comprennent les produits du charbon et excluent la distribution des produits raffinés du pétrole. Cependant, étant donnée sa taille relativement petite, l'industrie des produits du charbon n'a pas d'effet notable sur les données.

Les tableaux d'entrées-sorties sont fondés sur les prix à la production. Ceux-ci sont étroitement liés aux prix à l'usine et ne comprennent pas les taxes.

Le **tableau 1** représente les extrants de l'industrie du raffinage en fonction des biens; le **tableau 2** rend compte des intrants de l'industrie du raffinage; le **tableau 3** porte sur l'utilisation finale des produits raffinés du pétrole selon la catégorie d'utilisateurs; et le **tableau 4** recense les branches d'activité dépendant le plus de l'industrie du raffinage pour leurs intrants.

| Tableau 1 | Extrants de l'industrie du raffinage – 1989 (en millions de dollars de 1989) | | | |
|------------------------------|---|--|-------------------------|--|
| | Industrie du raffinage | | Secteur des entreprises | |
| Biens | Extrants | Part de la prod. dans l'ind. du raff. | Extrants | Part de l'ind. du raff. dans le raffinage |
| Essence automobile | 6 291 | 39,9 % | 6 291 | 100,0 % |
| Carburant diesel | 2 536 | 16,1 % | 2 536 | 100,0 % |
| Mazout léger | 1 717 | 11,3 % | 1 777 | 100,0 % |
| Intrants pétrochimiques** | 1 198 | 7,6 % | 1 200 | 99,8 % |
| Gaz de pétrole liquéfiés* | 846 | 5,4 % | 1 593 | 53,1 % |
| Lubrifiants et graisses | 778 | 4,9 % | 792 | 98,2 % |
| Essence aviation | 717 | 4,6 % | 717 | 100,0 % |
| Mazout lourd | 635 | 4,0 % | 635 | 100,0 % |
| Asphalte et prod. assimilés | 527 | 3,3 % | 529 | 99,6 % |
| Coke* | 39 | 0,2 % | 109 | 35,8 % |
| Soufre, brut et raffiné* | 7 | 0,1 % | 395 | 1,8 % |
| Peintures et prod. assimilés | 7 | 0,1 % | 1 711 | 0,4 % |
| Autres biens et services | 393 | 2,5 % | | |
| Total des extrants | 15 751 | 100,0 % | 1 006 315 | 1,6 % |

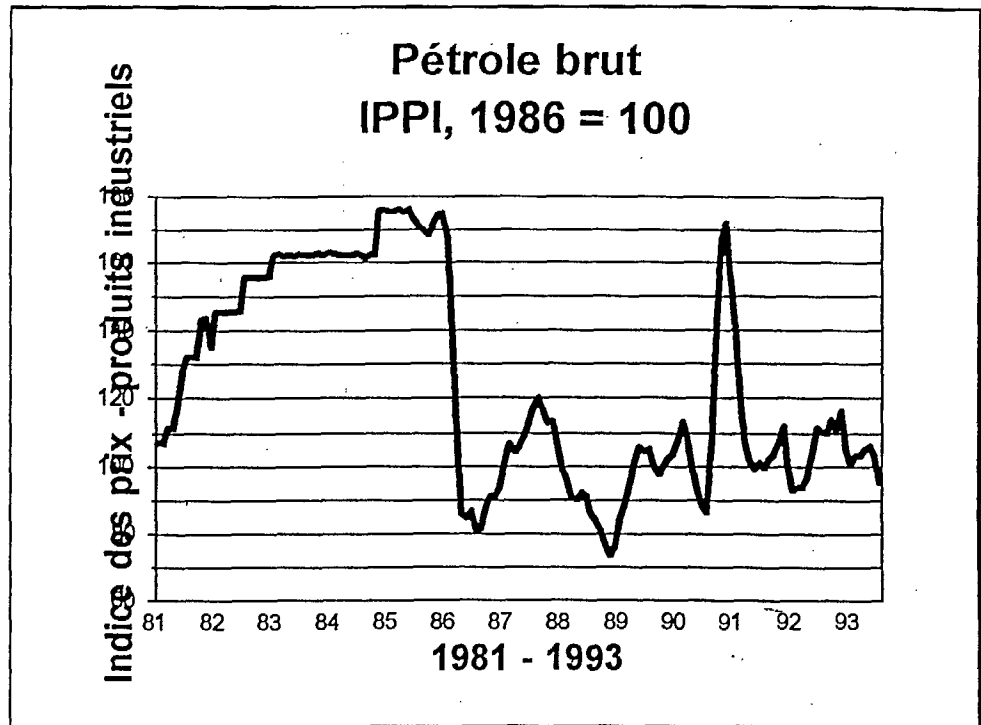
* Le plus gros de la production de ces biens a été attribué aux industries du pétrole brut et du gaz naturel.

** Les intrants pétrochimiques, selon la définition des tableaux d'entrées-sorties, ne comprennent pas les intrants produits par l'industrie du gaz naturel.

- L'industrie du raffinage a produit pour 15,8 milliards de dollars de biens en 1989, soit 1,6 p. 100 du produit intérieur brut.
- L'industrie du raffinage est la seule branche d'activité nationale produisant de l'essence, du carburant diesel, du mazout léger, des intrants pétrochimiques, des lubrifiants, des graisses, de l'essence aviation et du mazout lourd.
- L'industrie du raffinage produit, avec les industries du pétrole brut et du gaz naturel, une part importante des gaz de pétrole liquéfiés, du coke et du soufre.

| Branche productrice des intrants | Intrants de l'industrie du raffinage – 1989 (en millions de dollars de 1989) | | |
|----------------------------------|---|--|---|
| | Intrants | Part des intrants dans l'ind. du raffinage | Part des intrants à l'exclusion du pétrole brut |
| Pétrole brut | 11 436 | 72,6 % | |
| Revenu de la main-d'oeuvre | 964 | 6,1 % | 22,3 % |
| Produits pétroliers raffinés | 640 | 4,1 % | 14,8 % |
| Produits chimiques | 639 | 4,1 % | 14,8 % |
| Transport par pipelines | 485 | 3,1 % | 11,2 % |
| Finances et immobilier | 403 | 2,6 % | 9,3 % |
| Construction | 280 | 1,8 % | 6,5 % |
| Services publics | 231 | 1,5 % | 5,3 % |
| Ensemble des autres intrants | 673 | 4,3 % | 15,6 % |
| Total des intrants | 15 751 | 100,0 % | 100,0 % |

- Le pétrole brut est de loin l'intrant le plus important de l'industrie du raffinage. En 1989, il représentait 72,6 p. 100 du total des intrants de cette branche.
- En 1989, l'industrie du raffinage a produit environ un milliard de dollars en revenu de main-d'oeuvre.
- Les autres facteurs de production importants de l'industrie du raffinage proviennent des secteurs des produits chimiques, du transport par pipelines, des finances et de l'immobilier, de la construction et des services publics.



- L'indice des prix des produits industriels (IPPI) rend compte des variations du prix du pétrole brut, principal facteur de production de l'industrie du raffinage.
- Le prix du pétrole brut a beaucoup varié depuis 1981, et ce, de manière abrupte et peu prévisible.
- Cela donne à penser que l'industrie du raffinage exerce peu d'influence sur le prix de son principal facteur de production.

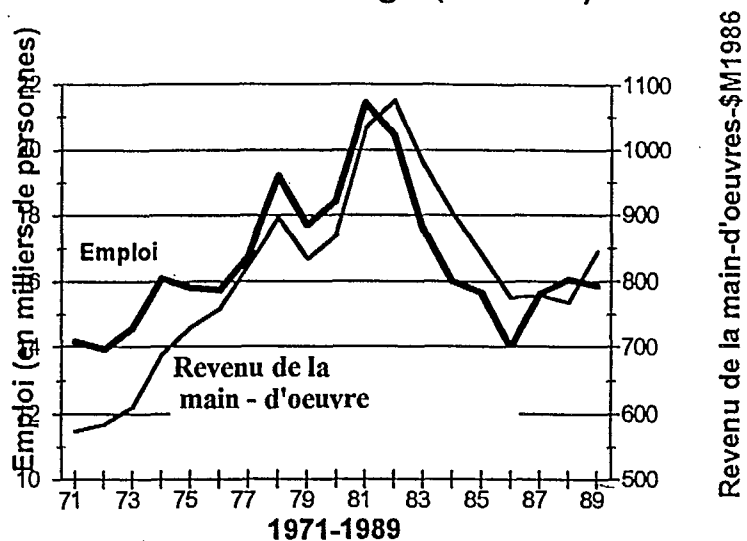
| Biens | Consommation – 1989 Produits pétroliers raffinés (en pourcentage de la valeur) | | |
|------------------------------------|--|--------------------------|---------------------------|
| | Secteur des entreprises | Consommation personnelle | Administrations publiques |
| Essence automobile | 34,4 % | 63,6 % | 2,0 % |
| Carburant diesel | 97,1 % | 3,6 % | 3,2 % |
| Mazout léger | 41,1 % | 48,9 % | 10,0 % |
| Intrants pétrochimiques | 99,6 % | 0,4 % | 0,0 % |
| Gaz de pétrole liquéfiés | 79,9 % | 17,3 % | 2,8 % |
| Lubrifiants et graisses | 73,3 % | 25,1 % | 1,6 % |
| Essence aviation | 87,2 % | 0,1 % | 12,7 % |
| Mazout lourd | 95,5 % | 0,8 % | 3,7 % |
| Asphalte | 99,9 % | 0,1 % | 0,0 % |
| Total des produits raffinés | 64,0 % | 31,4 % | 4,5 % |

- Le secteur des entreprises était à l'origine de plus de deux tiers de l'utilisation intérieure totale des biens produits par l'industrie du raffinage.
- On peut en conclure que l'industrie du raffinage est une branche d'infrastructure du secteur des entreprises.
- La consommation personnelle comprend celle des entreprises non constituées en sociétés. On peut en déduire l'existence d'un rôle infrastructurel encore plus important pour l'industrie du raffinage.
- La consommation personnelle était importante pour l'essence, le mazout léger, les lubrifiants et les gaz liquéfiés.
- Ce sont le mazout léger et l'essence aviation qui l'emportaient dans la consommation des administrations publiques.

| Tableau 4 | | Apports directs de l'industrie du raffinage au secteur des entreprises (en millions de dollars de 1989) | |
|--|--|--|--|
| Branche | Apports directs de l'industrie du raffinage | Part des apports de l'industrie du raffinage | |
| Transports | 2 050 | 10,4 % | |
| Construction | 974 | 1,9 % | |
| Produits chimiques | 967 | 6,4 % | |
| Agriculture et services connexes | 884 | 5,8 % | |
| Produits raffinés du pétrole et du charbon | 640 | 4,2 % | |
| Finances et immobilier | 444 | 1,6 % | |
| Services publics | 441 | 8,6 % | |
| Commerce de gros | 427 | 3,2 % | |
| Papier et produits assimilés | 353 | 2,3 % | |
| Commerce de détail | 329 | 2,0 % | |
| Voyages, publicité et promotion | 318 | 1,5 % | |
| Exploitation minière | 212 | 4,0 % | |
| Exploitation forestière | 171 | 3,3 % | |
| Ensemble des autres branches | 1 736 | 0,9 % | |
| Ensemble des branches | 9 948 | 2,0 % | |

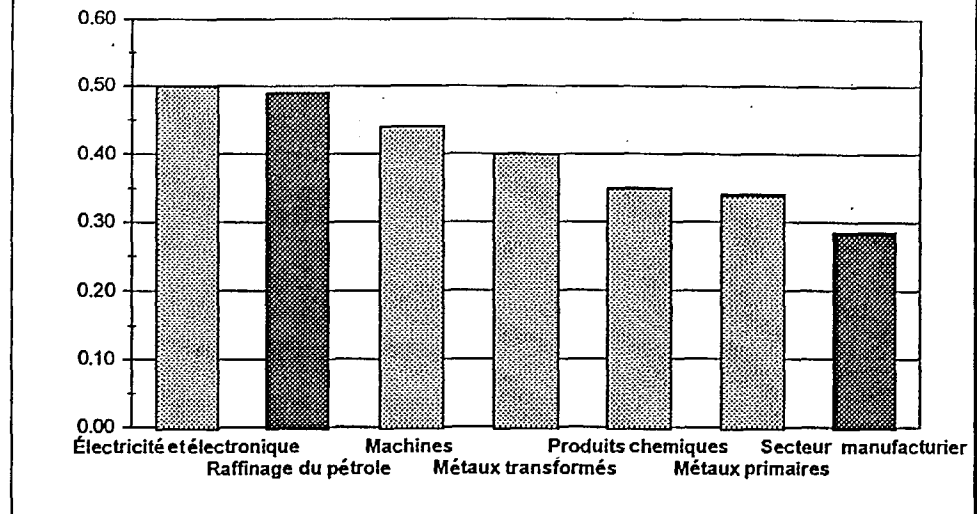
- Le secteur des entreprises a utilisé pour 10 milliards de dollars de facteurs de production provenant de l'industrie du raffinage, soit 2,0 p. 100 de l'ensemble des apports de matières premières.
- Cette part est beaucoup plus grande dans les transports (10,4 p. 100), les services publics (8,6 p. 100), les produits chimiques (6,4 p. 100) et l'agriculture (5,8 p. 100).
- Cependant, en ne tenant compte que de la proportion d'apports directs, on risque de sous-estimer l'importance relative des produits raffinés du pétrole pour une branche d'activité. En effet, bien des facteurs de production intermédiaires utilisés dans l'industrie sont fabriqués à partir de produits raffinés du pétrole, fait dont il n'est pas tenu compte dans le calcul de la part des apports directs.
- Ainsi on fabrique un sac de plastique avec des résines, lesquelles sont produites par la transformation des matières premières fournies par l'industrie du raffinage. Or, la part des apports directs dans la production d'un sac de plastique ne sera importante qu'à l'égard des résines.

Emploi & revenu de la main-d'oeuvre Industrie du raffinage (\$ - 1986)



- En dollars constants de 1986, l'industrie du raffinage a produit en moyenne 810 millions par an en revenu de main-d'oeuvre durant les années 1970 et 1980.
- Au cours de cette période, l'industrie du raffinage a employé en moyenne 16 600 personnes.
- Les variations du revenu de la main-d'oeuvre et de l'emploi ont affiché des tendances semblables au cours de ces deux décennies.

Rang de l'industrie selon le coefficient de savoir en 1991



- Le coefficient de savoir a été mesuré par M. Paul Johanis de Statistique Canada, à partir des données des recensements de 1986 et de 1991.
- Il a classé les emplois en trois catégories selon qu'ils représentaient un coefficient de savoir faible, moyen ou élevé. La première catégorie comprend les emplois exigeant un diplôme d'études secondaires ou n'exigeant pas de diplôme; la deuxième, les emplois exigeant des certificats d'études postsecondaires autres que des diplômes universitaires; et la troisième, les emplois exigeant un diplôme universitaire.
- Il a attribué des points à chacun des trois coefficients de savoir : au coefficient élevé, 2 points; au moyen, 1 point; au faible, 0 point. Il a établi le coefficient de savoir de l'ensemble de la branche d'activité en calculant la cote moyenne des emplois de celle-ci.
- La cote de l'industrie du raffinage s'élevait à 0,49, laquelle est beaucoup plus élevée que la cote moyenne du secteur manufacturier, qui était de 0,285.

**Cadre de compétitivité sectorielle
Produits pétroliers raffinés**

Annexe A4

**Offre et demande
de produits pétroliers**

OFFRE ET DEMANDE DE PRODUITS PÉTROLIÈRES

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|----|
| Évolution de la demande de 1973 à 1992 | 2 |
| Offre de produits pétroliers | 8 |
| Prévisions de la demande de produits pétroliers de 1991 à 2010 | 8 |
| Prévisions de l'offre de 1991 à 2010 | 12 |
| Conclusions | 12 |

OFFRE ET DEMANDE DE PRODUITS PÉTROLIERS

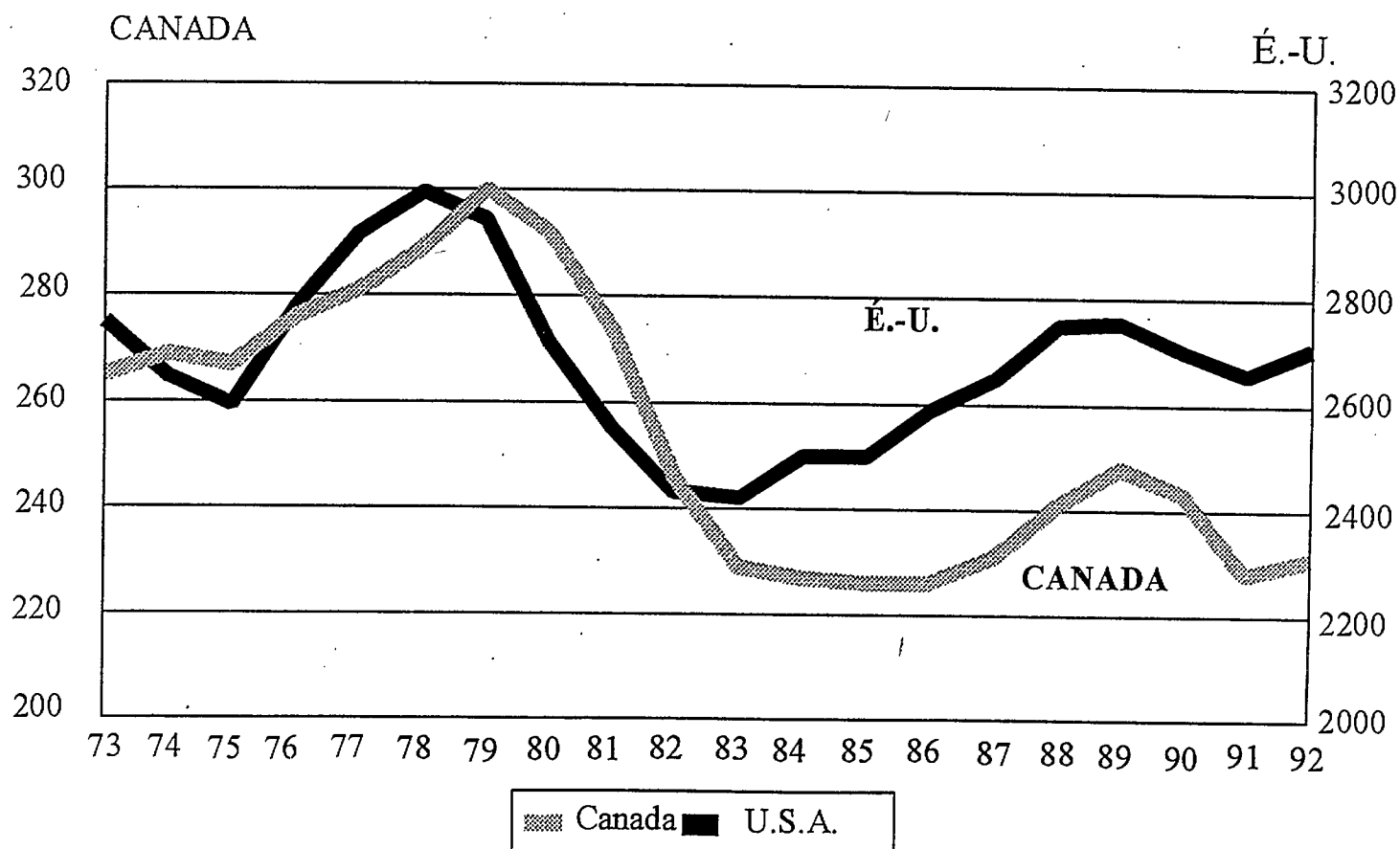
Évolution de la demande de 1973 à 1992

- De nombreux facteurs ont influencé et continueront d'influencer la demande de produits pétroliers au Canada, notamment l'état global de l'économie, les prix des produits, l'évolution démographique, l'amélioration du rendement énergétique, le remplacement des sources d'énergie et les politiques publiques.
- De 1973 à 1979, la demande de produits pétroliers est passée de quelque 265 000 mètres cubes par jour (m^3/j) à un sommet de 300 000 m^3/j (figure 1). Au cours de la première partie de cette période, le Canada était protégé de l'augmentation rapide des prix mondiaux du pétrole brut par la « politique de double prix » du gouvernement canadien. En conséquence, le Canada s'est trouvé protégé de la diminution temporaire de la demande qu'ont connue les États-Unis de 1973 à 1975.
- Lorsque la récession a frappé les deux pays au début des années 1980, la demande a baissé brusquement pendant plusieurs années. La demande canadienne a diminué encore plus que celle des États-Unis, tombant à quelque 230 000 m^3/j en 1983 et a continué de s'affaiblir lentement jusqu'à environ 225 000 m^3/j en 1986. Par suite de l'effondrement des cours mondiaux du pétrole en 1986, la demande au Canada s'est raffermie durant plusieurs années, atteignant presque 250 000 m^3/j en 1989. Aux États-Unis, la demande s'est stabilisée en 1982-1983 et a recommencé ensuite à augmenter jusqu'à la fin de la décennie. En 1989, la demande a fléchi encore dans les deux pays par suite de la récession, mais de manière plus prononcée au Canada. Puis elle a atteint son plus bas niveau en 1991 et s'est raffermie lentement par la suite.
- On peut voir que les politiques canadiennes du début des années 1980 incitant à la conservation de l'énergie, au remplacement des sources d'énergie et à l'augmentation des taxes sur les produits pétroliers ont influé sur la structure de la demande canadienne si on la compare à celle des États-Unis. Ainsi le parc automobile canadien s'est enrichi d'une proportion plus élevée de voitures compactes, à fort rendement énergétique (figure 2). Cette tendance a marqué une pause à la fin des années 1980, la stabilité des prix du carburant incitant les consommateurs à acquérir un plus grand nombre de véhicules axés sur les performances ainsi que de voitures de sport et de véhicules utilitaires. Néanmoins, la demande globale d'essence automobile est restée relativement stable depuis 1983.
- La demande du carburant diesel augmente depuis 1982, et c'est au transport routier, essentiellement à l'approvisionnement des poids lourds, qu'il faut attribuer la plus grande partie de cette croissance (figure 3). L'utilisation du mazout léger pour le chauffage domestique diminue régulièrement depuis 1980 par suite des programmes d'isolation des habitations et de la réorientation vers le gaz naturel et l'électricité. La demande du mazout

lourd, utilisé principalement dans l'industrie lourde et la production d'énergie dans l'est du Canada, a suivi une courbe semblable à celle de la demande globale, ce qui s'explique par le lien entre la demande de ce combustible et l'état de l'économie (figure 4).

FIGURE 1

Demande quotidienne de produits pétroliers raffinés
(en milliers de mètres cubes)



Sources: Clayton Gilders (pour le Canada): Monthly Energy Review (pour les É.-U.)

FIGURE 2

Demande d'Essence Automobile Au Canada

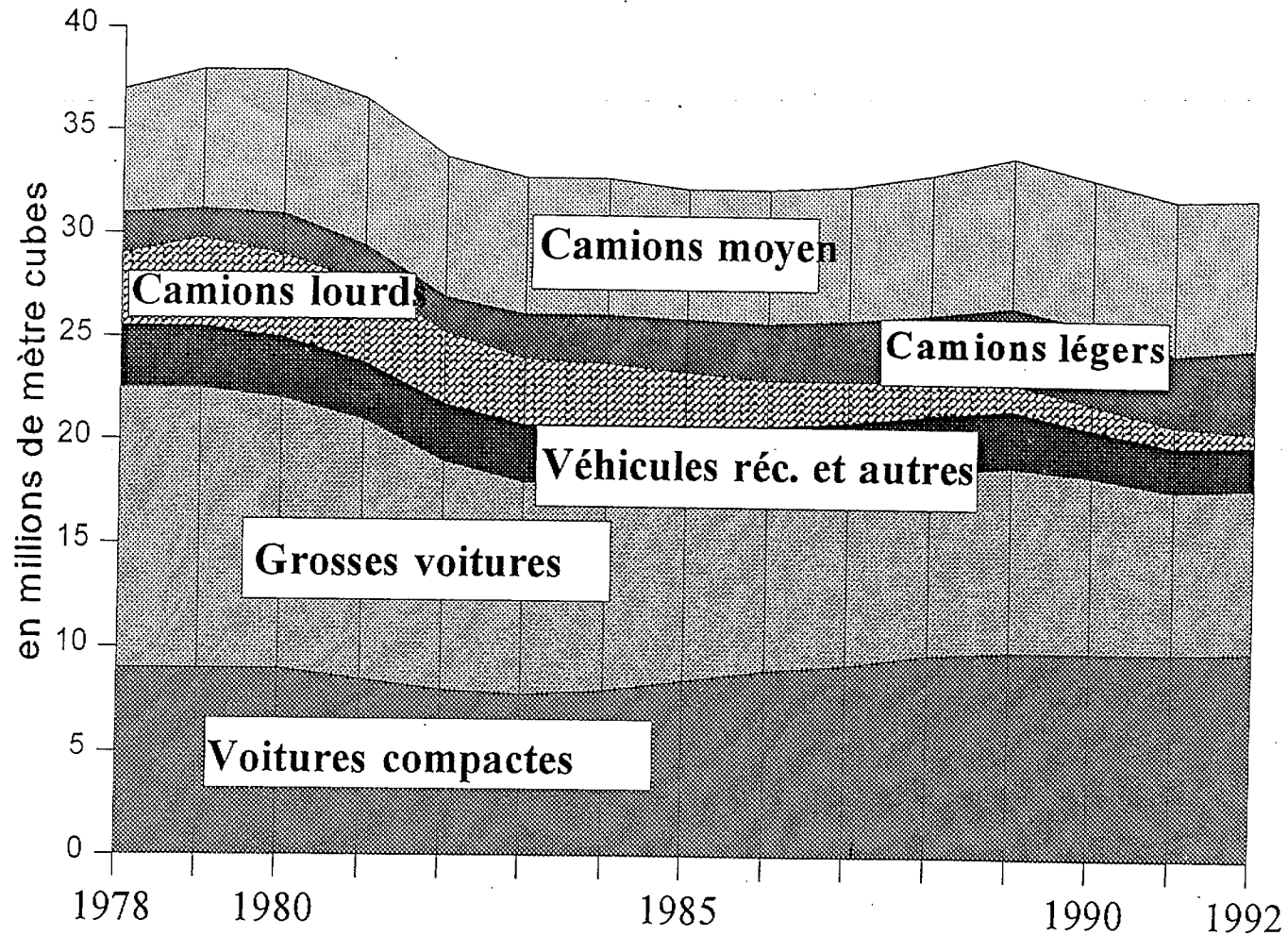


FIGURE 3

Demande de Carburant Diesel au Canada

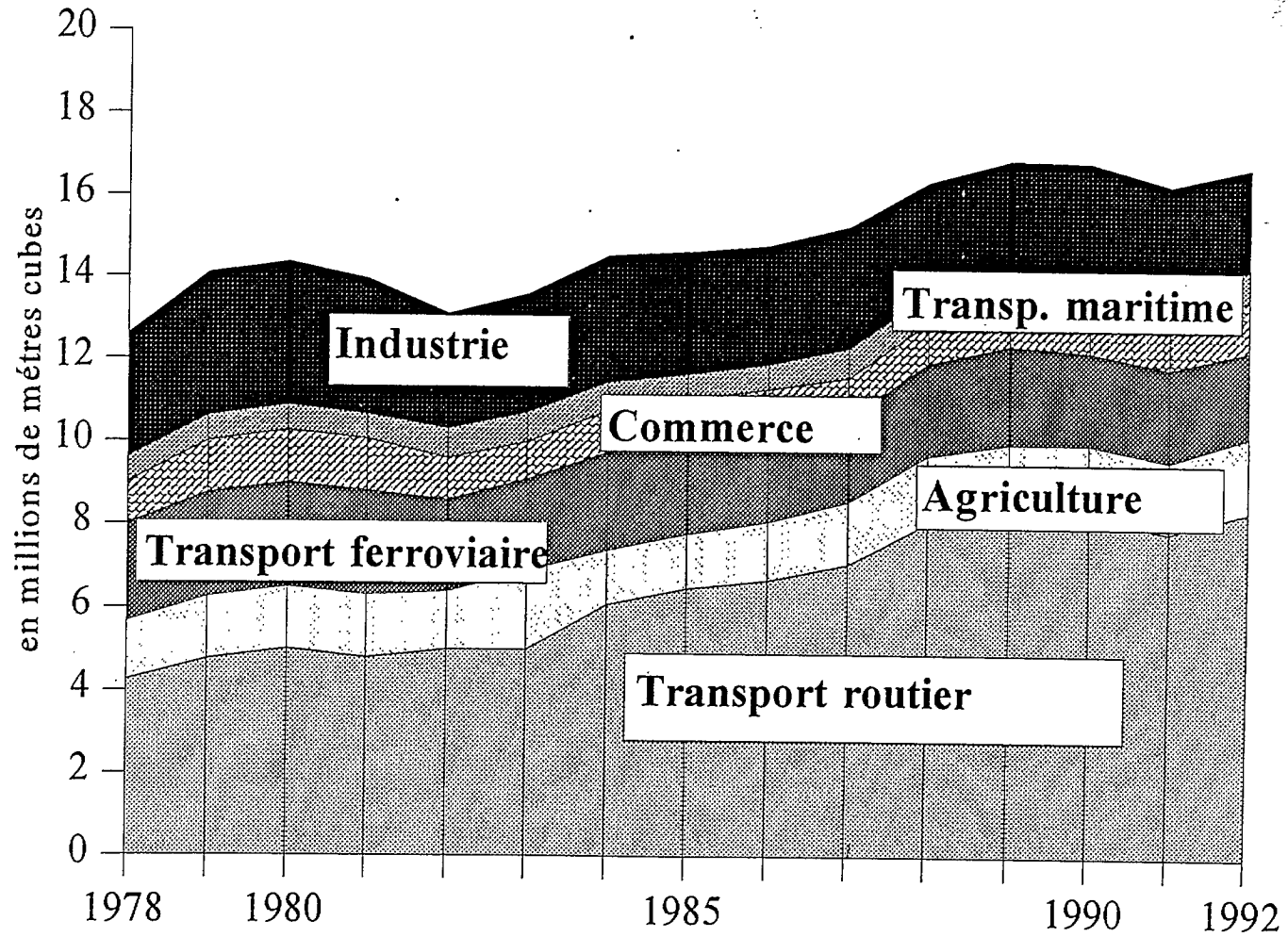
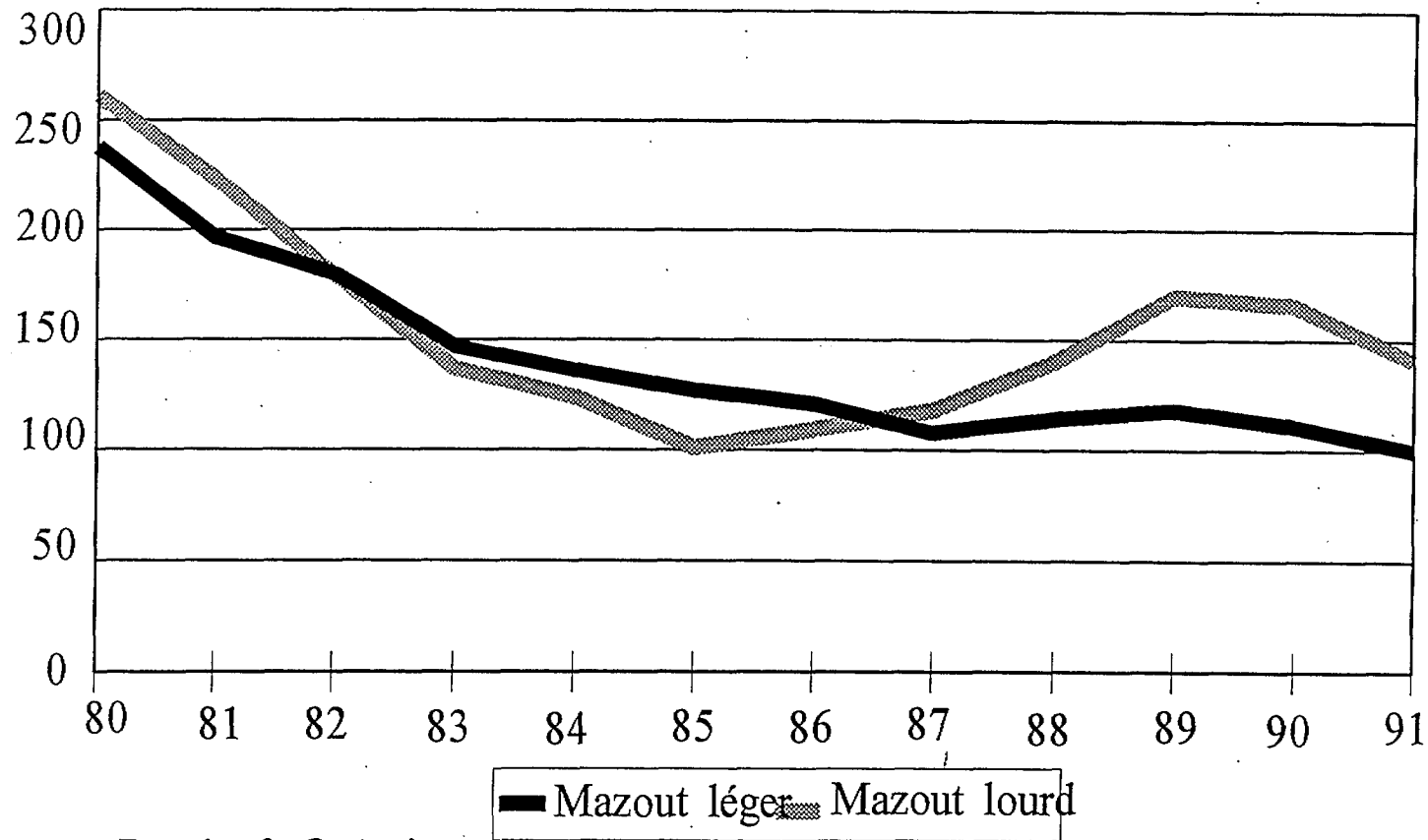


FIGURE 4

Demande de Produits Raffinés au Canada

(en milliers de barils par jour)



Source: Purvin & Getz Inc.

Offre de produits pétroliers

- La croissance de la demande de produits pétroliers durant les années 1970 a coïncidé avec la fermeture de 11 raffineries plus petites et moins efficaces et l'ouverture de 7 raffineries plus grandes, ce qui a entraîné une croissance nette de la capacité de 80 000 m³/j, sans compter les variations de la capacité de traitement des autres usines existantes (voir aussi l'annexe 5, Marges de raffinage et de commercialisation). Cette tendance s'est inversée durant les années 1980, la brusque baisse de la demande entraînant la fermeture de 10 raffineries, non compensée par l'ouverture de 3 autres. Le résultat net durant cette période a été l'élimination d'une capacité d'environ 46 000 m³/j. Deux des nouvelles raffineries étaient en construction au moment de la chute de la demande en 1980, tandis que la troisième était en fait une raffinerie d'exportation terre-neuvienne construite au début des années 1970 qu'on a remise en exploitation. Depuis 1990, on a fermé ou annoncé qu'on fermerait 6 raffineries, et l'on n'en a pas ouvert de nouvelles. Ces fermetures entraîneront la soustraction de 29 800 m³/j de plus à la capacité globale.
- L'industrie canadienne du raffinage est un exportateur net de produits pétroliers. Le plus gros des exportations est attribuable aux provinces de l'Atlantique, où de grandes raffineries côtières peuvent profiter des économies que permet le transport maritime pour expédier leurs produits vers les marchés de la côte est américaine. De plus, il est possible d'importer des produits pétroliers sans restrictions, et les importations, si elles sont relativement restreintes, n'en jouent pas moins un rôle important dans l'économie de cette branche d'activité (ici encore, voir l'annexe 5).
- Le nombre des établissements de commercialisation a aussi subi les effets de la rationalisation. Il est difficile de trouver à cet égard des données fiables, mais on estime que le nombre des stations-service au Canada est tombé de quelque 24 100 qu'il était en 1980 à environ 17 000 au début de 1994.

Prévisions de la demande de produits pétroliers de 1991 à 2010

- Les prévisions les plus récentes de l'administration fédérale apparaissent dans la publication de Ressources naturelles Canada (RNC) intitulée *Perspectives énergétiques du Canada, 1992-2020*. Ces prévisions sont en général fondées sur des hypothèses très prudentes concernant la croissance économique et les variations des prix de l'énergie. Qui plus est, elles sont neutres quant aux politiques, c'est-à-dire qu'on n'y trouve pas d'hypothèses concernant des changements de politique importants qui pourraient survenir. Il s'agit essentiellement d'un scénario de *statu quo*. Il en résulte la prévision d'une croissance modeste mais régulière durant la période, d'environ 1 p. 100 par an en moyenne.

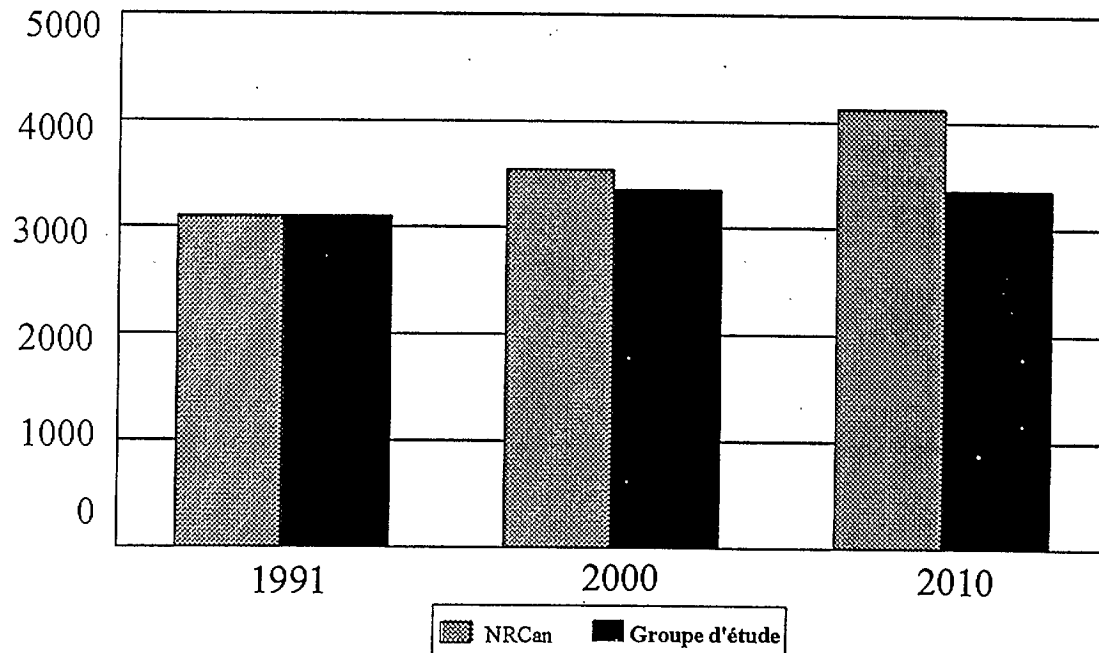
- Le groupe d'étude a examiné en détail les prévisions de RNCan. Les représentants du secteur étudié formulent des prévisions différentes, en particulier au sujet des demandes d'essence automobile, d'essence aviation et de mazout lourd. Le groupe d'étude a souscrit globalement aux prévisions relatives à la demande de carburant diesel, que l'on s'attend à voir augmenter considérablement.
- Pour ce qui est de la demande d'essence automobile, le groupe d'étude suppose que le taux de croissance du parc automobile diminuera, étant donné que le marché canadien de l'automobile devient surtout un marché de remplacement. De plus, on prévoit que la distance parcourue par le parc augmentera plus lentement, puis diminuera en fonction du vieillissement de la population générale des conducteurs. Des études américaines ont en effet montré que les personnes plus âgées conduisent moins que les jeunes.
- Les prévisions du groupe d'étude diffèrent aussi de celles de RNCan sur le point important de la neutralité des politiques. Le groupe d'étude prévoit en effet que les normes de rendement énergétique moyen applicables aux nouvelles voitures entraîneront d'autres réductions avant la fin de la décennie. Il résulte de ces hypothèses différentes des prévisions selon lesquelles la demande d'essence automobile connaîtra une hausse modeste par rapport aux niveaux enregistrés durant la récession de 1991, puis restera stable de 1997 environ jusqu'au début du prochain siècle, pour ensuite commencer à diminuer lentement. Il est important de préciser qu'il s'agit de prévisions et non pas de projections résultant d'une modélisation détaillée.
- Quant à l'essence aviation, le groupe d'étude prévoit aussi une croissance, mais à un rythme plus lent que celui prévu par RNCan. Les principales divergences tiennent aux hypothèses touchant l'augmentation du nombre de milles par passager et de l'accroissement du rendement énergétique des aéronefs.
- Selon les prévisions de RNCan, la demande de mazout lourd suivra de très près l'évaluation de la croissance économique. Or, le groupe d'étude prévoit quant à lui que la demande de mazout lourd restera essentiellement stable, du fait de la poursuite de la réorientation vers le gaz naturel comme combustible, du non-accroissement de la production d'électricité à partir du mazout lourd et de la continuation du mouvement de rationalisation dans l'industrie des pâtes et papiers. Ces deux dernières branches d'activité sont les principaux utilisateurs de mazout lourd dans l'est du Canada.
- Une fois synthétisées, les hypothèses du groupe d'étude se traduisent par la prévision d'une demande globale de produits pétroliers inférieure d'environ 5 p. 100 à celle de RNCan pour l'an 2000, et de quelque 11 p. 100 pour 2010 (figure 5). Selon les représentants de certaines entreprises, même ce scénario de croissance très modeste est optimiste. Il faut cependant rappeler que les données préliminaires de l'Office national de l'énergie donnent à penser que les prochaines prévisions de l'offre et de la demande que publiera cet

organisme laisseront espérer une croissance supérieure à celle que prévoit RNCan. Ce fait tendrait à confirmer le point de vue de RNCan, à savoir que ses estimations sont très prudentes.

FIGURE 5

Prévisions de la Demande Globale

(en Pétajoules)



Prévisions de l'offre de 1991 à 2010

- Il est postulé que l'offre de produits pétroliers – production intérieure et importations – sur le marché canadien sera égale ou supérieure à la demande. Il faut considérer les régions une à une pour mieux comprendre à quoi l'on peut s'attendre.
- Dans la région de l'Atlantique, la capacité de raffinage dépasse de beaucoup la demande intérieure. Cette capacité excédentaire est orientée, vers les marchés d'exportation, en particulier ceux de la côte est américaine. On prévoit que cette région restera un exportateur net, étant donné les avantages dont jouissent deux des raffineries en question du fait de leurs installations portuaires de réception de brut. De même, la liberté d'accès aux importations assurera la continuité des approvisionnements.
- Dans le Canada central, on constate une capacité excédentaire de raffinage et une diminution des possibilités d'exportation à cause de nouvelles normes relatives aux carburants et combustibles adoptées aux États-Unis, dont s'écartent beaucoup les produits des raffineurs ontariens. On prévoit que cet excédent de capacité se maintiendra, si bien que les taux d'utilisation demeureront insuffisants. On continuera d'importer des principaux points d'approvisionnement américains, mais on ne sait trop quel sera l'effet des nouvelles normes américaines susmentionnées. Selon l'un des scénarios possibles, on assisterait au dumping des carburants et combustibles « classiques » qui pourraient se trouver en excédent dans le nord des États-Unis. Suivant un autre scénario, l'adoption plus étendue des nouvelles normes dans les États du Nord pourrait faire diminuer la quantité de produits classiques dans les réseaux de distribution ou même les en faire disparaître, ce qui réduirait les possibilités d'importation. Bref, on ne peut guère qu'attendre la suite des événements.
- Dans l'Ouest canadien, les fermetures de raffineries des basses terres du Fraser (*Lower Mainland*) laisseront l'offre et la demande à peu près en équilibre. En Colombie-Britannique, il est possible d'importer par voie aussi bien terrestre que maritime, mais on peut s'attendre à ce que les préoccupations écologiques limitent le transport maritime. On prévoit que la demande globale restera stable dans le meilleur des cas dans les Prairies, mais qu'elle connaîtra une croissance contenue en Colombie-Britannique. C'est le resserrement de l'offre qui constitue le danger principal pour cette région, mais il n'y a aucune raison de prévoir de pénuries.

Conclusions

- L'examen de l'évolution de la demande depuis le début des années 1980 révèle que l'industrie des produits pétroliers est un secteur pleinement développé, à potentiel de croissance modeste dans le meilleur des cas. On prévoit cependant une augmentation

notable de la demande de carburant diesel. Les comparaisons avec les États-Unis montrent que la demande canadienne a affiché de moins grandes variations depuis 1982; ce qui donne à penser que le lien traditionnel entre la croissance économique et la demande de produits pétroliers s'est peut-être relâché.

- Les effets de la politique énergétique ces dernières années ressortent clairement quand on compare l'évolution de la demande aux États-Unis et au Canada. On y voit en effet les incidences de la politique de prix double des années 1970 ainsi que des mesures des années 1980 axées sur la conservation, l'augmentation des taxes et le remplacement des combustibles.
- Les prévisions de la demande divergent considérablement, ce qui a des conséquences importantes du point de vue de la politique gouvernementale. Ainsi la politique conçue pour limiter les émissions de bioxyde de carbone pourrait avoir des conséquences beaucoup plus marquées si elle est fondée sur des prévisions d'augmentation de la demande plutôt que sur des prévisions de stabilité de celle-ci. Il faut élargir le débat public sur les prévisions de la demande de produits pétroliers afin de mieux comprendre les divergences entre les prévisions actuelles.
- Il n'y a aucune raison de craindre, pour les consommateurs, une pénurie de quelque produit pétrolier que ce soit durant la période visée par le présent document de travail.

**Cadre de compétitivité sectorielle
Produits pétroliers raffinés**

Annexe A5

**Marges de raffinage et
de commercialisation**

MARGES DE RAFFINAGE ET DE COMMERCIALISATION

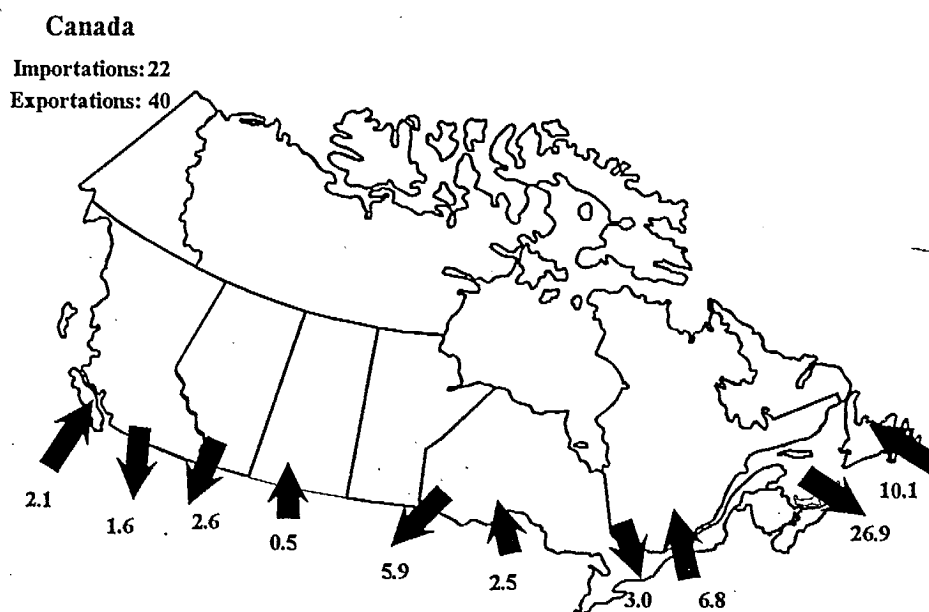
TABLE DE MATIERES

| | |
|--|----|
| RAFFINAGE | 2 |
| Introduction | 2 |
| Marges aux États-Unis et à l'étranger | 5 |
| Coûts du brut | 6 |
| Marges de raffinerie | 11 |
| Facteurs déterminant les coûts et les recettes | 15 |
| 1) Recettes | 15 |
| 2) Coûts | 18 |
| FERMETURES ET OUVERTURES DE RAFFINERIES AU CANADA 1970-1994 | 22 |
| Centres d'excellence | 24 |
| Incidence des normes environnementales | 25 |
| COMMERCIALISATION | 25 |
| Introduction - La restructuration continue | 25 |
| Éléments du coût de l'essence | 26 |
| Coûts et marges de raffinage et de commercialisation | 28 |
| Productivité des stations-service | 31 |
| Vente accessoire de produits non pétroliers | 32 |
| Obstacles à la sortie | 32 |
| Prix | 33 |
| RÉSUMÉ | 37 |

- Lorsque les importations de produits pétroliers entrent sans entraves sur un marché, c'est le prix le plus bas qui détermine le cours de l'ensemble du marché. Même un seul chargement de camion de produit meilleur marché en provenance des États-Unis peut influencer sur le prix de détail sur le marché torontois, étant donné que les entreprises de commercialisation réduisent leurs prix en fonction de ceux de leurs concurrents.

- Le prix des importations de produits pétroliers au Canada est lié aux cours soit du port de New York, soit de la côte américaine du golfe du Mexique, corrigés en fonction du transport, quelle que soit l'origine réelle des produits. Pour se faire une idée des facteurs qui déterminent les marges canadiennes de raffinage, il faut comprendre les influences qui s'exercent sur ces marges dans les principales régions de fixation des prix qui les concernent.

Figure 1
Mouvements des produits pétroliers en 1993
(en milliers de m³/j)



- Les provinces de l'Atlantique sont à l'origine de 67 p. 100 des exportations et de 46 p. 100 des importations (du fait des importations de mazout lourd pour les services publics).
- Au Québec, l'essence automobile représente 25 p. 100 des importations.
- En Ontario, les distillats moyens représentent 34 p. 100 des exportations, et l'essence automobile, 15 p. 100.
- Les chiffres de la figure 1 représentent des quantités de produits importées ou exportées. Cependant, il existe un important commerce interrégional de produits au Canada, et le point d'entrée des marchandises ne se trouve pas nécessairement dans la province où on les consommera. Or, la figure 1 ne rend pas compte de ces mouvements interrégionaux.

- C'est notamment le cas au Québec et en Ontario, où sont effectués des échanges interprovinciaux.
- De grandes quantités de produits pétroliers passent de l'Alberta à la Colombie-Britannique, et il arrive aussi régulièrement que des produits soient transportés des Prairies en Ontario ainsi qu'entre la région de l'Atlantique et le Québec.

Marges aux États-Unis et à l'étranger

- Le prix de chaque produit varie en fonction de nombreux facteurs :
 - a) le rapport entre l'offre et la demande sur les plans international et local;
 - b) les capacités et les contraintes logistiques;
 - c) les caractéristiques techniques des produits;
 - d) la situation financière d'ensemble de la raffinerie;
 - e) les facteurs saisonniers,
 - f) les opérations sur le marché à terme.
- Le prix de revient du produit constitue l'autre élément clé. Ce prix dépend lui aussi de nombreux facteurs :
 - a) la complexité de la raffinerie (capacité de valorisation et polyvalence quant aux charges d'alimentation);
 - b) les facteurs d'échelle;
 - d) le taux d'utilisation de la capacité;
 - d) l'efficacité de la raffinerie;
 - e) l'accès aux charges d'alimentation et leur prix.
- La compétitivité d'une raffinerie dépend de l'accès à des charges d'alimentation bon marché et du degré de facilité avec lequel elle peut transformer celles-ci en produits à valeur élevée. On appelle « complexité » la caractéristique de la raffinerie qui permet aux producteurs d'augmenter le rapport entre la valeur de leur gamme de produits et le coût des charges d'alimentation. La complexité moyenne des raffineries canadiennes est actuellement inférieure à celle de leurs concurrentes américaines, mais elle augmente progressivement (tout comme celle des raffineries américaines).
- Cependant, la complexité n'est pas la seule question à prendre en considération pour les raffineurs canadiens. Ce ne sont pas tous les produits importés qui viennent de raffineries à niveau élevé de complexité. Les raffineries canadiennes sont aussi en concurrence avec celles d'Europe occidentale, moins complexes mais à taux d'utilisation plus élevés. Les raffineurs européens peuvent ainsi vendre leur production marginale à des prix devant couvrir seulement des charges variables peu élevées.

- Pour étudier la rentabilité globale d'une raffinerie, il faut prendre en considération sa situation financière d'ensemble et le rapport offre/demande de tous les produits. Il existe peu de données utiles sur la marge et la rentabilité globales des raffineries; c'est pourquoi quelques indicateurs clés servent souvent à obtenir une approximation de la rentabilité globale.
- Il y a trois indicateurs clés de la rentabilité des raffineries nord-américaines, tous fondés sur les conditions du marché américain :
 - a) La marge de craquage de la côte américaine du golfe du Mexique. -- Cet indicateur représente la situation « moyenne » ou « marginale » d'une raffinerie de craquage normale de cette région, traitant une gamme moyenne de bruts achetés aux prix au comptant et vendant une production moyenne aussi au comptant. Un certain nombre d'entreprises et d'organismes établissent des estimations selon leur propre évaluation des gammes de bruts et des séries de production.
 - b) L'« écart de craquage 3-2-1 » calculé par la NYMEX (*New York Mercantile Exchange*). -- On obtient cet indicateur en additionnant les prix sur le marché à terme de 2 barils d'essence ordinaire sans plomb et de 1 baril de mazout n° 2, puis en soustrayant du résultat le prix sur le marché à terme de 3 barils de brut de la catégorie *West Texas Intermediate* (WTI). Cette méthode est simple et relativement facile à comprendre et elle concorde assez bien avec les variations dans le temps des marges de craquage sur la côte américaine du golfe du Mexique, mais elle est relativement peu révélatrice des niveaux absolus de rentabilité des raffineries.
 - c) Les écarts de craquage de l'essence et du mazout n° 2. -- Ces chiffres représentent la différence entre le prix d'un baril du produit en question et le prix d'un baril de brut léger peu sulfureux. On peut faire ce calcul à l'aide des prix du marché à terme ou des données correspondant à une raffinerie en particulier. Cependant, ces indicateurs sont eux aussi très peu révélateurs des niveaux absolus de rentabilité des raffineries, encore qu'ils permettent de se faire une certaine idée des variations de cette rentabilité dans le temps. Cette méthode est la plus simple et la plus facile à appliquer et à comprendre.

Coûts du brut

Voir la figure 2, Coûts d'achat moyens du pétrole brut par les raffineries

On dit souvent que les raffineries canadiennes sont défavorisées par rapport à leurs concurrentes américaines pour ce qui est du coût d'achat des charges de brut. L'étude récente du Groupe de travail sur les questions de compétitivité a soutenu cette thèse, supposant que les raffineries canadiennes utilisent une gamme de bruts plus légers et moins sulfureux, donc plus chère que celle de leurs homologues américaines.

La figure 2 représente (en dollars canadiens) les coûts mensuels moyens d'achat du brut au Canada et aux États-Unis pour la période de 1988 à 1993 inclusivement. Les coûts d'achat des raffineries canadiennes sont calculés à partir des données du « *Rapport sur la tarification du pétrole* » recueillies mensuellement par la Division des marchés canadiens du pétrole et de la planification d'urgence de Ressources naturelles Canada. Les données américaines correspondantes proviennent du ministère américain de l'Énergie.

Il apparaît clairement que les coûts d'achat globaux, sans rajustement en fonction des différences de qualité ou de coûts de transport, sont presque identiques sur l'ensemble de la période étudiée. Les quelques écarts que l'on constate sont minimes et de durée relativement courte. S'il est exact que les charges d'alimentation des raffineurs canadiens sont de meilleure qualité que celles de leurs concurrents américains, il est clair que les raffineurs canadiens supportent des coûts d'achat un peu inférieurs, et non supérieurs, comme on l'a affirmé. Malheureusement, nous ne disposons pas de données suffisantes sur la qualité globale des charges d'alimentation des raffineries américaines pour établir une comparaison corrigée en fonction de la qualité.

De même, on a affirmé que les raffineurs ontariens supportent des coûts d'achat de brut plus élevés que les raffineurs des autres régions du Canada. Étant donné que les raffineurs ontariens sont situés à l'extrémité du réseau de pipelines transportant le pétrole albertain et qu'ils ont peu d'autres sources d'approvisionnement, il est logique de penser que leurs coûts d'achat sont un peu plus élevés, et que la différence est au moins égale aux coûts de transport plus élevés. Pour ce qui est des marges, ce désavantage concurrentiel des raffineurs ontariens devrait être au moins partiellement compensé par la proximité et la grande taille de leur marché de produits pétroliers raffinés.

Voir la figure 3, Comparaison entre les coûts d'achat des raffineries ontariennes et la moyenne canadienne

On trouvera à la figure 3 une comparaison entre les coûts d'achat des raffineurs ontariens et la moyenne canadienne pour la période allant du milieu de 1985 à la fin de 1993. Avant 1990, les raffineurs ontariens payaient leurs charges d'alimentation manifestement plus cher que la moyenne des raffineurs canadiens. On constate pendant cette période une variation considérable de la différence des coûts, qui a atteint 0,80 \$ le baril. Les fortes variations sont pour la plus grande partie attribuables au rapport entre les coûts du brut importé et ceux du brut intérieur.

Or, à l'automne 1990, immédiatement après que se fut déclarée la crise du golfe Persique, la différence de coûts a diminué de manière spectaculaire et, pendant une courte période, les raffineurs ontariens ont payé leur brut beaucoup moins cher que la moyenne canadienne. Là encore, cette différence était surtout attribuable aux variations du coût relatif du brut importé. Depuis 1991, les raffineurs ontariens achètent en fait leur brut au coût d'achat canadien moyen, à 0,10 \$ le baril près. Au cours des deux dernières années, ils ont payé en général un peu moins que la moyenne des raffineurs canadiens.

Pour obtenir une comparaison plus précise des coûts d'achat dans les différentes régions, il faut corriger les données en fonction des différences qualitatives. Cette correction faite, on constate que les raffineurs ontariens paient en général leur pétrole brut plus cher que leurs homologues de l'Ouest mais, depuis la crise du golfe, moins cher que les raffineurs de l'est du Canada, qui dépendent des importations.

Il est cependant intéressant d'observer que la différence des coûts d'achat des raffineurs ontariens, par rapport à ceux de l'Ouest canadien, a beaucoup diminué au cours des deux dernières années. Il semble y avoir une forte corrélation entre la répartition des quantités transportées sur le réseau IPL et la diminution de la différence des coûts d'achat, ce qui donne à penser que la réduction des prix des bruts canadiens sur la place de Chicago a profité aux raffineurs ontariens. En fait, la conséquence de cette réduction semble être que les raffineurs ontariens ne paient maintenant, pour le brut livré, qu'un peu moins, soit environ 0,20 \$ le baril de moins, que leurs homologues de l'Ouest canadien, une fois les prix corrigés en fonction de la qualité.

Bref, la tendance récente des coûts d'achat à être un peu plus bas en Ontario que la moyenne canadienne semble résulter de la réduction de prix attribuable à la répartition des charges du réseau IPL et au coût relativement élevé des importations dans l'est du Canada. Il reste à savoir si le prix du brut canadien continuera d'être réduit après l'achèvement des travaux d'expansion de l'IPL.

Cdn\$/bbl

Coûts d'achat moyens du pétrole brut par les raffineries

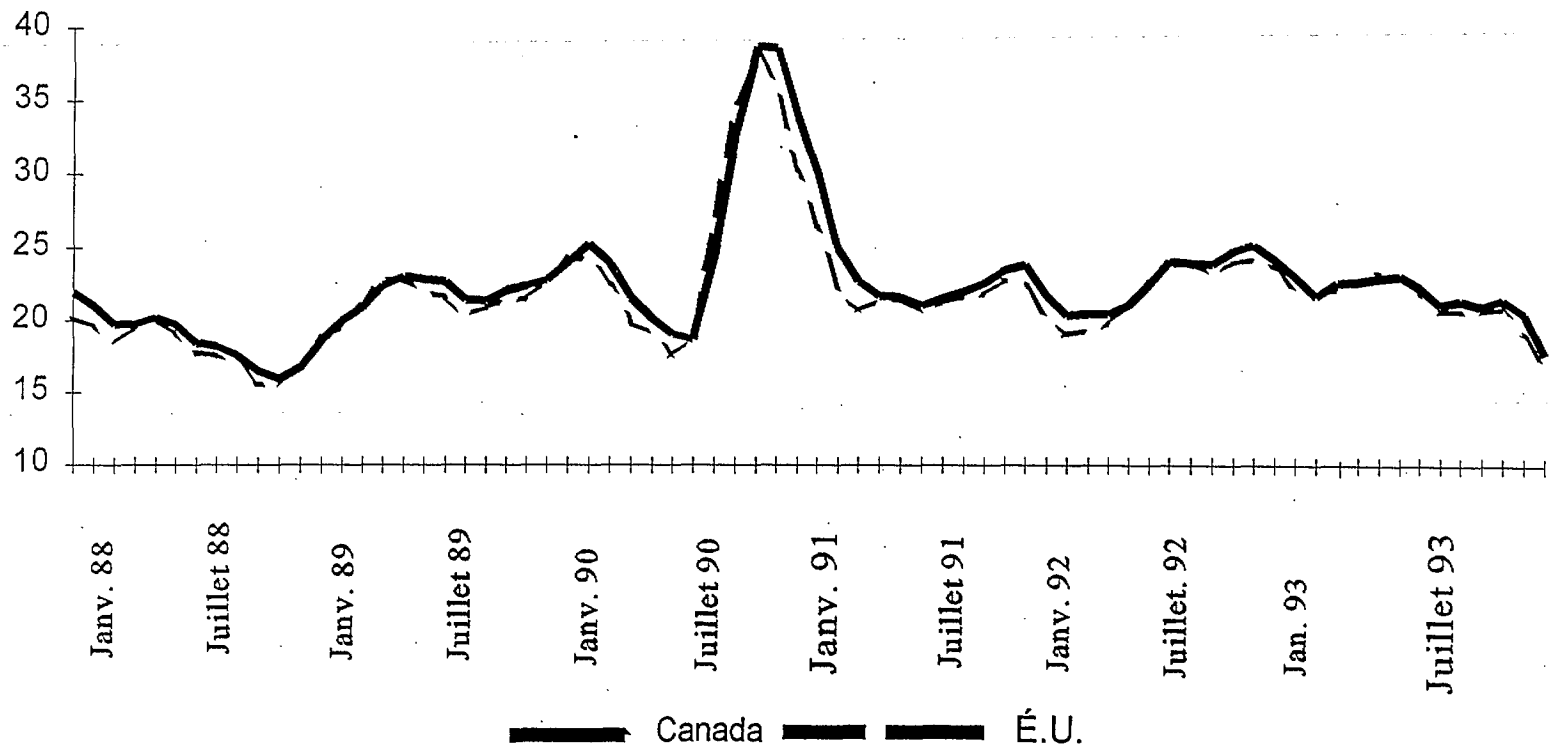
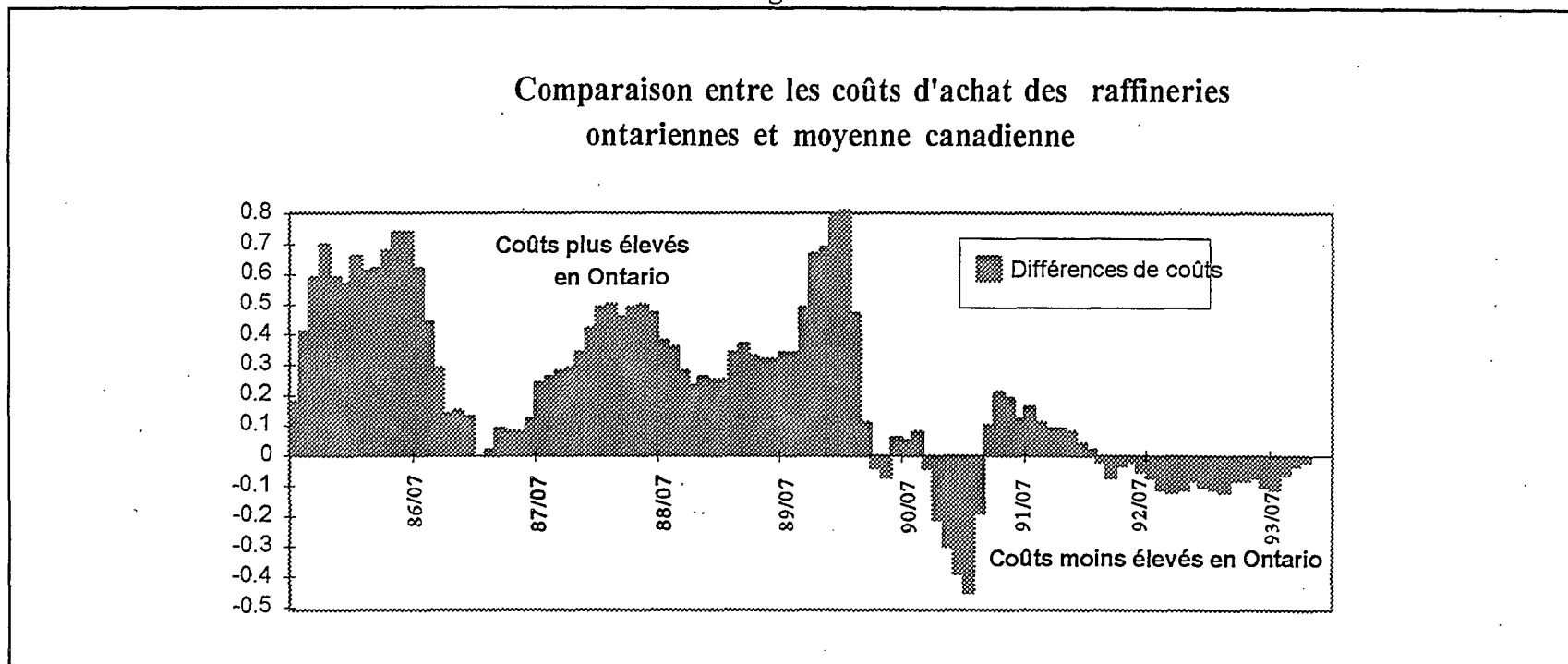


Figure 3



Marges de raffinerie

Pour étudier les marges de raffinerie, il est bon de commencer par rappeler les conclusions du rapport d'août 1993 du Groupe de travail sur les questions de compétitivité. Selon ce rapport, les raffineurs canadiens, en particulier ceux de l'Ontario, étant des preneurs de prix, les facteurs clés du maintien de leur compétitivité sont les coûts des charges d'alimentation et la complexité des raffineries. Les auteurs montrent que, pour établir les marges de raffinerie, il faut calculer le rendement en produits finis par baril de brut et les charges d'exploitation correspondantes pour la raffinerie.

Suivant la méthode appliquée, on a calculé les marges des centres de raffinage d'Edmonton et de Sarnia. Ces deux centres ont en effet établi un barème de coûts d'achat affichés du brut et des prix de gros affichés des produits raffinés. L'étape suivante consiste à établir pour les centres de raffinage des rendements typiques ou représentatifs de produits finis en fonction du mélange de bruts utilisé dans chaque région. L'analyse du Groupe de travail montre que le calcul de rendements typiques comporte un élément d'interprétation. La méthode appliquée consistait à établir un rendement en produits finis pour chacun des grands centres de raffinage à partir des données mensuelles de Statistique Canada sur le rendement (*Produits pétroliers raffinés*, publication n° 45-004).

Une fois calculés les volumes mensuels de brut et de produits finis, l'étape suivante consiste à établir les charges d'exploitation de raffinerie de chaque région. Si l'on dispose d'une grande quantité d'information sur les prix de marché des bruts et des produits raffinés et sur les rendements moyens en produits des raffineries, il n'existe pas cependant de données publiques sur les structures de coûts des raffineries individuelles. Les différentes méthodes de comptabilité des prix de revient et de traitement des opérations financières des grandes sociétés peut entraîner des écarts considérables dans la ventilation des prix de base et la conception des bénéfices nets. En attendant que des données plus détaillées ou plus précises soient publiées, nous proposons de n'établir que la marge brute d'exploitation de raffinerie, c'est-à-dire la différence entre les coûts du brut et les recettes tirées des produits.

Comme le Groupe de travail l'a montré, les différences de charges d'exploitation entre les raffineries à faible et à forte complexité sont complètement éclipsées par la différence de leurs coûts d'approvisionnement en brut. Selon le tableau 1 du rapport du Groupe de travail, les charges d'exploitation s'inscrivaient entre 1,85 et 3,39 \$ le baril (\$/b), tandis que les coûts du brut variaient entre 13,67 et 18,31 \$/b. Selon des données actuelles publiées, les charges d'exploitation d'une raffinerie de complexité moyenne de la côte américaine du golfe du Mexique sont de 2,80 \$ US/b, soit environ 3,73 \$ CAN/b. Il est à noter que ces charges d'exploitation excluent entièrement les charges fixes et le remboursement de capital. Étant donné le niveau de précision des données existantes, ces chiffres ne peuvent être considérés comme une estimation exacte des marges absolues, mais elles donnent une bonne idée de la tendance des marges relatives.

La complexité des raffineries est aussi fonction de la gamme de produits qu'achète le consommateur final. Au départ, le besoin d'accroître les installations de valorisation aux États-Unis était déterminé par le rapport de l'essence aux autres produits pétroliers. Étant donné l'obligation où ils se trouvaient de se munir d'une capacité de conversion pour produire de l'essence, les raffineurs américains ont décidé de construire des installations de conversion qui produiraient les volumes d'essence nécessaires à partir de pétroles bruts plus lourds et meilleur marché. Les raffineries canadiennes, elles, n'avaient pas besoin d'une capacité aussi élevée de

production d'essence et ont donc construit des installations de conversion convenant à leurs besoins, alimentés aux bruts légers et peu sulfureux. Le tableau suivant présente les différences entre les besoins de conversion du Canada et ceux des États-Unis.

| | États-Unis | | Canada | |
|---------------------------|--------------------------------|-------|--------------------------------|-------|
| | Milliers de barils par jour | % | Milliers de barils par jour | % |
| Essences auto et aviation | 7 755 | 57 % | 631 | 47 % |
| Carburacteur | 1 138 | 8 % | 79 | 6 % |
| GPL | 726 | 5 % | 41 | 3 % |
| Kérosène/mazout n° 1 | 126 | 1 % | 6 | <1 % |
| Mazout n° 2 | 1 243 | 9 % | 150 | 11 % |
| Carburant diesel n° 2 | 1 726 | 13 % | 297 | 22 % |
| Combustible résiduel | 919 | 7 % | 137 | 10 % |
| Total | 13 633 | | 1 341 | |
| Ratio essence/distillat | | 1,832 | | 1,185 |

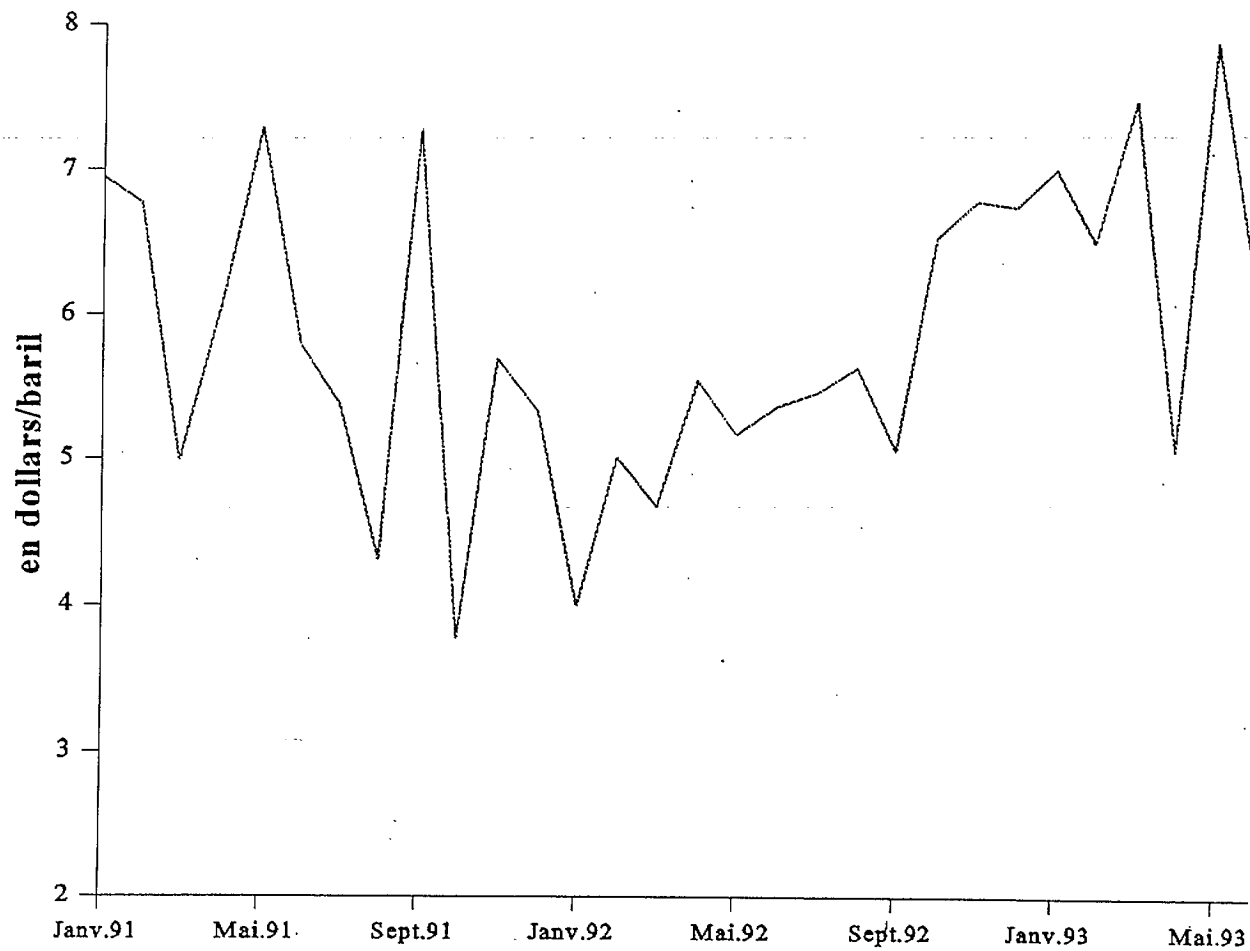
D'après Statistique Canada, *Produits pétroliers raffinés*, publication n° 45-004, décembre 1992 et US DOE/EIA-0380 (93/03), publications concernant la production des carburants et combustibles dérivés du pétrole.

Comparaison sous le rapport de la complexité des raffineries

| | Ontario | | | Moyenne de l'industrie américaine | |
|-------------------------------------|----------|---------|------|---|-------|
| | Capacité | Moyenne | % | Moyenne | % |
| Distillation du brut | 465,4 | 93,1 | 100, | 180,0 | 100,0 |
| Distillation sous vide | 145,3 | 29,1 | 0 | 66,0 | 36,7 |
| Reformage catalytique | 126,5 | 25,3 | 31,2 | 42,0 | 23,3 |
| Hydrotraitement de distillat | 112,0 | 22,4 | 27,2 | 31,0 | 17,2 |
| Hydrotraitement de carburant diesel | 39,1 | 7,8 | 24,1 | 36,0 | 20,0 |
| Craquage catalytique fluide | 122,5 | 24,5 | 8,4 | 42,0 | 23,3 |
| Alkylation | 24,4 | 4,9 | 26,3 | 11,0 | 6,1 |
| Cokéfaction | 21,9 | 4,4 | 5,2 | 18,0 | 10,0 |
| | | | 4,7 | | |

Voir la figure 4, Marge brute estimative de raffinerie – région de l'Ontario

FIGURE 4
Marge brute estimative de raffinerie - région de l'Ontario



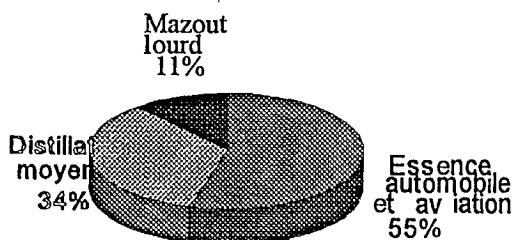
Facteurs déterminant les coûts et les recettes

1) Recettes

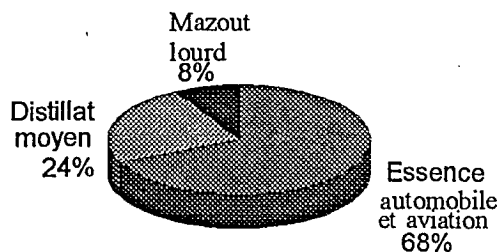
a) Gamme de produits

Figure 5
Janvier – juin 1993

Ventes des principaux produits pétroliers
au Canada



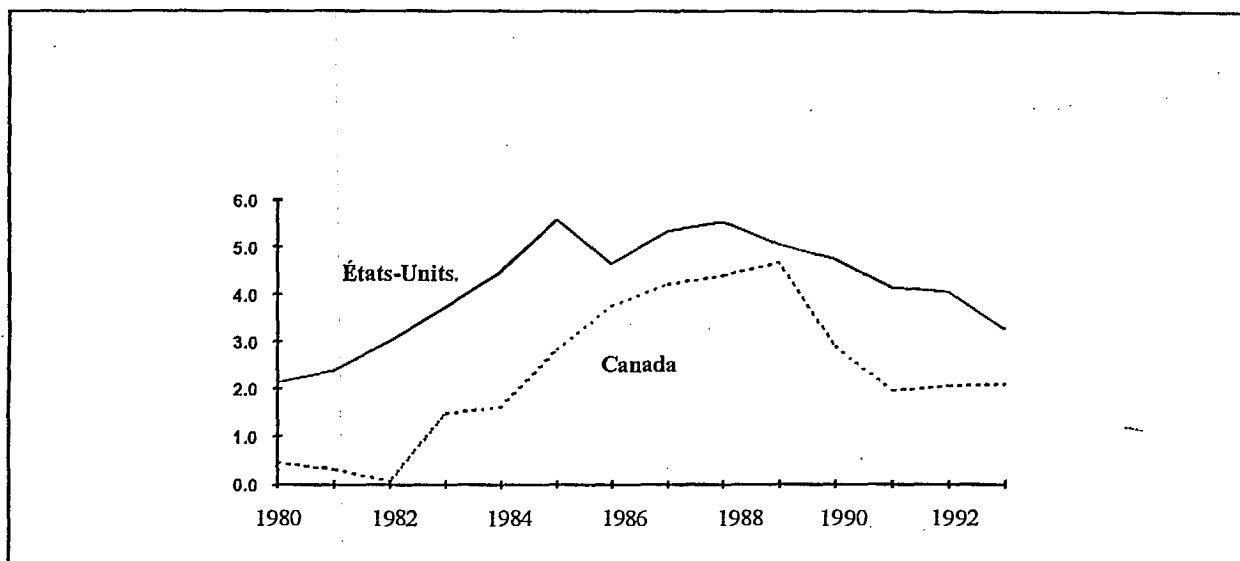
Ventes des principaux produits pétroliers
aux É.U.



- On trouve aux États-Unis une proportion plus forte qu'au Canada de produits à valeur élevée et des sources de recettes supérieures.
- Étant donné la plus forte demande de produits lourds au Canada, les raffineurs canadiens ont été moins incités à investir dans des procédés de raffinage plus poussé. En outre, à l'époque du PEN, les raffineurs n'avaient guère de raisons d'investir dans ces procédés.

b) Importations

FIGURE 6
Ratio des importations à la demande totale d'essence automobile



Six premiers mois de 1993

Source de données américaines: Monthly Energy Review, tableau 3.4. Volume quotidien *365 jours/6, 2898 barils.

- Au Canada, la dépendance à l'égard des importations d'essence automobile a atteint son niveau le plus élevé en 1989, année où les importations représentaient 4,7 p. 100 du total des ventes de ce produit. Aux États-Unis, ce niveau de dépendance a culminé en 1985, année où les importations représentaient 5,6 p. 100 du total des ventes.
- De 1980 à 1993, la dépendance américaine à l'égard des importations (4,1 p. 100) était en moyenne de presque le double de celle du Canada (2,3 p. 100).
- Les raffineurs décident en fonction de l'alternative fabrication/achat, c'est-à-dire qu'ils peuvent soit avoir recours aux importations pour équilibrer l'offre et la demande, soit optimiser l'exploitation de leurs usines.
- Au Québec, une grande partie des importations est attribuable aux raffineurs.
- Les indépendants ont recours aux importations comme source de remplacement des produits intérieurs. Les importations peuvent influencer sur les recettes des raffineurs en raison d'un manque à gagner sur les ventes et de l'obligation de baisser les prix de gros pour concurrencer les produits importés.

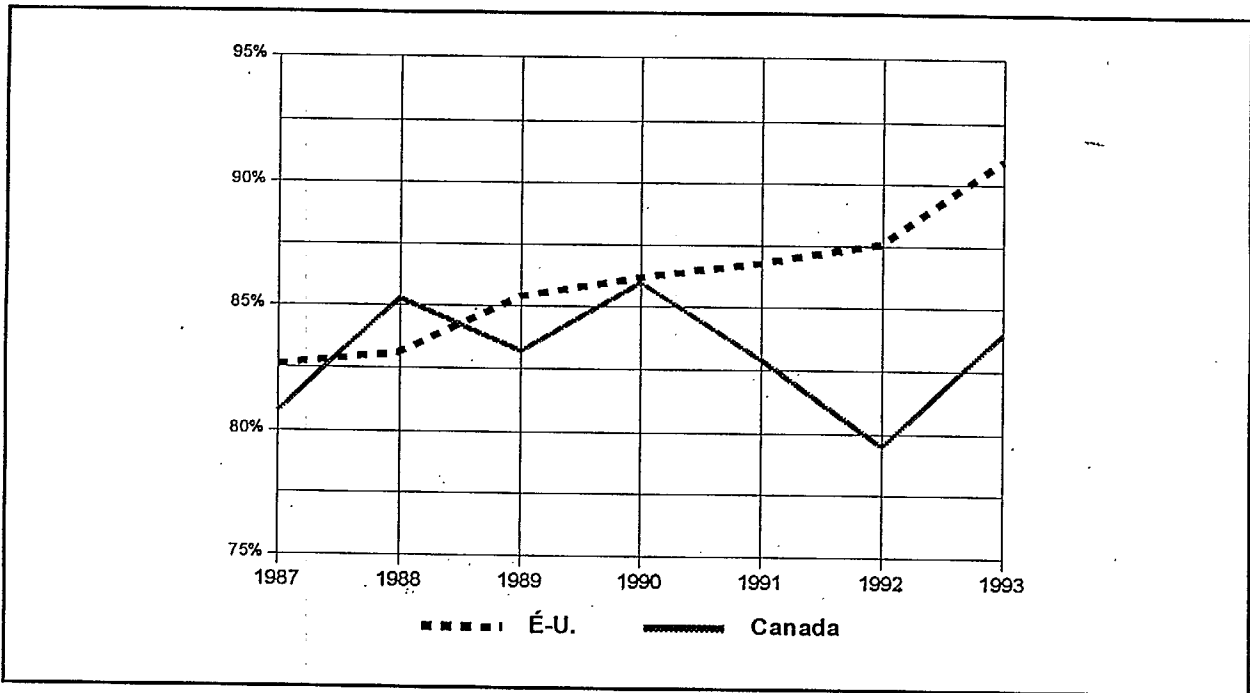
- En Ontario, la plus grande partie des importations est attribuable aux entreprises indépendantes de commercialisation.
- Même des volumes restreints d'importations peuvent influencer sur les prix intérieurs.

2) Coûts

a) Taux d'utilisation

Figure 7

Taux d'utilisation de la capacité de raffinage
(en pourcentage)



**Capacité production des raffineries
en milliers de m3/j)**

| | Canada | | | États-Unis | | |
|------|----------|--------|------------------------------|------------|--------|------------------------------|
| | Capacité | Charge | Taux d'utilisation (%) | Capacité | Charge | Taux d'utilisation (%) |
| 1980 | 359 | 310 | 86,4 | 2 860 | 2 199 | 76,9 |
| 1987 | 298 | 241 | 80,8 | 2 475 | 2 044 | 82,6 |
| 1988 | 299 | 255 | 85,3 | 2 533 | 2 106 | 83,1 |
| 1989 | 303 | 252 | 83,2 | 2 495 | 2 130 | 85,4 |
| 1990 | 314 | 270 | 86,0 | 2 474 | 2 132 | 86,2 |
| 1991 | 315 | 261 | 82,9 | 2 436 | 2 115 | 86,8 |
| 1992 | 308 | 245 | 79,5 | 2 435 | 2 132 | 87,6 |

Source des données américaines : National Petroleum News, Facts Book 1993, International section, World refinery capacities and throughputs.

- Les activités de raffinage comportent une proportion considérable de charges fixes.
- Il faut un gros volume de production pour que les coûts unitaires restent bas.
- Quand les taux d'utilisation sont faibles, les coûts unitaires sont plus élevés. Le taux d'utilisation des raffineries canadiennes est inférieur à 85 p. 100 depuis 1987 (à l'exception de 1990).
- Depuis 1989, les taux d'utilisation aux États-Unis sont systématiquement plus élevés.
- Le moyen classique de mesurer les taux d'utilisation de la capacité de raffinage est la distillation du brut. Mais à mesure que les raffineries se font plus complexes, ce moyen simple devient moins utile pour évaluer l'efficacité. Le taux d'utilisation de la capacité de conversion devient une autre norme possible. Toutefois, il n'existe pas encore de données publiques pour ce calcul.

b) Complexité des raffineries

Le tableau 1 du rapport du Groupe de travail donne une idée approximative de l'effet de la complexité des raffineries sur leur situation économique. Il est à noter que ce tableau ne tient pas compte des coûts en capital, qui augmentent à mesure que les raffineries deviennent plus complexes.

Tableau 1
Effet de la complexité sur la situation des raffineries
(en dollars par baril)

| | Complexité moyenne – brut léger | Forte complexité – brut léger | Forte complexité – brut lourd |
|-----------------------------------|--|--|--|
| Valeur du produit | 20,55 | 23,70 | 23,47 |
| Coût du brut | 18,31 | 18,31 | 13,67 |
| Charges d'exploitation | 1,85 | 2,39 | 3,39 |
| Marge nette | 0,39 | 3,00 | 6,41 |

Source : ICPP, Rapport de 1993 du Groupe de travail sur les questions de compétitivité

Il est évident que les coûts du brut constituent l'élément des coûts le plus important pour l'établissement des marges, mais c'est aussi le facteur qui dépend le moins de la volonté des raffineurs. Le raffineur qui souhaite accroître ses marges s'efforcera plutôt de réduire les autres charges d'exploitation.

c) Rationalisation

Sont énumérées ci-dessous, sous forme de tableau, les fermetures et les ouvertures de raffineries au Canada. La plupart des fermetures durant les années 1970 avaient rapport à des usines vieilles, petites et peu efficaces qu'on a abandonnées pour ouvrir des raffineries plus modernes et plus complexes. Durant les années 1980 et 1990, les fermetures ont résulté de la rationalisation de la

capacité de raffinage. La liste ci-dessous montre que la rationalisation des raffineries n'est pas un phénomène nouveau dans l'industrie du raffinage.

**FERMETURES ET OUVERTURES DE RAFFINERIES AU CANADA
1970-1994**

| <u>Année</u> | <u>Entreprise</u> | <u>Endroit</u> | <u>Mise en exploitation</u> | <u>Capacité de traitement du brut (en m³/j)</u> | |
|--------------|-----------------------|------------------------|---------------------------------|--|---------------------|
| | | | | <u>Nouvelle raff.</u> | <u>Raff. fermée</u> |
| 1970 | Husky Oil Ltd. | Moose Jaw (Sask.) | 1954 | | 560 |
| 1971 | Ultramar Canada | Saint-Romuald (Qc) | 1971 | 15 890 | |
| | Gulf Oil Canada Ltd. | Point Tupper (N.-É.) | 1971 | 12 700 | |
| | Gulf Oil Canada Ltd. | Saskatoon (Sask.) | 1933 | | 1 160 |
| | Gulf Oil Canada Ltd. | Edmonton (Alb.) | 1951 | | 2 000 |
| | Gulf Oil Canada Ltd. | Edmonton (Alb.) | 1971 | 19 250 | |
| 1973 | Newfoundland Refining | Come-By-Chance (T.-N.) | 1973 | 15 900 | |
| 1975 | Impériale | Edmonton (Alb.) | 1948 | | 6 000 |
| | Impériale | Winnipeg (Man.) | 1951 | | 3 400 |
| | Impériale | Regina (Sask.) | 1916 | | 4 880 |
| | Impériale | Calgary (Alb.) | 1923 | | 3 370 |
| | Impériale | Edmonton (Alb.) | 1975 | 27 000 | |
| 1976 | Newfoundland Refining | Come-By-Chance (T.-N.) | 1973 | | 15 900 |
| | Northern Petroleum | Kamsack (Sask.) | 1936 | | 1 670 |
| 1977 | Petrosar Ltd. | Corunna (Ont.) | 1977 | 27 000 | |
| 1978 | Texaco Canada | Port Credit (Ont.) | 1938 | | 1 200 |
| 1978 | Texaco Canada | Nanticoke (Ont.) | 1978 | 15 100 | |
| 1980 | Gulf Canada Ltée | Point Tupper (N.-É.) | 1971 | | 12 700 |
| 1982 | Texaco Canada | Montréal (Qc) | 1927 | | 11 840 |
| 1982 | Turbo Resources | Balzac (Alb.) | 1984 | 4 390 | |
| 1983 | BP Canada | Montréal (Qc) | 1960 | | 11 280 |
| | Gulf Canada Ltée | Calgary (Alb.) | 1939 | | 2 050 |
| | Gulf Canada Ltée | Kamloops (C.-B.) | 1954 | | 1 510 |
| | Impériale | Montréal (Qc) | 1916 | | 13 200 |
| | Shell Canada | Saint-Boniface (Man.) | 1927 | | 4 770 |
| | Shell Canada | Oakville (Ont.) | 1963 | | 7 000 |

| <u>Année</u> | <u>Entreprise</u> | <u>Endroit</u> | <u>Mise en exploitation</u> | <u>Capacité de traitement du brut (en m³/j)</u> | |
|--|---|------------------------|-----------------------------|--|---------------------|
| | | | | <u>Nouvelle raff.</u> | <u>Raff. fermée</u> |
| 1983 | Ultramar Canada | Holyrood (T.-N.) | 1961 | | 2 220 |
| 1984 | Shell Canada Ltée | Scotford (Alb.) | 1984 | 8 000 | |
| | Texaco Canada Inc. | Edmonton (Alb.) | 1951 | | 4 451 |
| 1985 | Gulf Canada Ltée | Montréal (Qc) | 1931 | | 11 770 |
| 1987 | Newfoundland Processing | Come-By-Chance (T.-N.) | 1987 | 11 100 | |
| (réouverture) | | | | | |
| 1991 | Petro-Canada | Taylor (C.-B.) | 1960 | | 2 860 |
| 1992 | Turbo Resources | Balzac (Alb.) | 1982 | | 4 390 |
| 1993 | Petro-Canada | Port Moody (C.-B.) | 1958 | | 5 910 |
| | Shell Canada Ltée | Burnaby (C.-B.) | 1932 | | 3 800 |
| | Petro-Canada | Clarkson (Ont.) | 1943 | | 6 350 |
| (Cet établissement continuera de produire des lubrifiants à partir d'intrants intermédiaires.) | | | | | |
| 1994 | Pétroles Esso Canada (fermeture annoncée) | Ioco (C.-B.) | 1915 | | 6 500 |

Centres d'excellence

Il vaut peut-être mieux appeler « centres d'efficience » que « centres d'excellence » les groupements qui réunissent une « masse critique » de raffineries et d'usines pétrochimiques connexes, permettant de réaliser des économies d'échelle supérieures à celles qui seraient possibles dans une raffinerie isolée. Le tableau 2 du rapport du Groupe de travail contient l'information relative à cette question.

Centres nord-américains de raffinage

Centres d'efficience

| | Nombre de raffineries | Capacité totale (kb/j) | Capacité moyenne (kb/j) | Nombre de raffineries produisant | | |
|-------------------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------|----------------------------------|---------------|-------------|
| | | | | <80 (kb/d) | 80-120 (kb/d) | >120 (kb/d) |
| Côte américaine du golfe du Mexique | 36 | 5 923 | 165 | 11 | 6 | 19 |
| Oklahoma/Texas du N. | 17 | 918 | 54 | 13 | 3 | 1 |
| Los Angeles | 16 | 1 499 | 94 | 9 | 3 | 4 |
| Bassin de la Delaware | 11 | 1 330 | 121 | 2 | 3 | 6 |
| Puget Sound | 7 | 526 | 75 | 3 | 2 | 2 |
| San Francisco | 6 | 579 | 97 | 2 | 2 | 2 |
| Chicago | 5 | 752 | 150 | 2 | 0 | 2 |
| Wood River | 5 | 601 | 120 | 3 | 0 | 2 |
| Detroit/Toledo | 5 | 502 | 101 | 2 | 0 | 3 |
| Ontario | 5 | 510 | 102 | 2 | 2 | 1 |
| Edmonton | 3 | 355 | 118 | 1 | 0 | 2 |

Nota : L'Ontario comprend ici les raffineries du lac Ontario de Petro-Canada, comptées pour une seule, mais pas l'usine Nova.

La liste des centres de raffinage montre que la plupart de ceux-ci ont formé des alliances stratégiques avec des industries connexes, en particulier le secteur pétrochimique. Ainsi le développement des raffineries de Sarnia s'est fait dans une large mesure parallèlement à celui des usines pétrochimiques de cet endroit. Le lien est si étroit que pratiquement n'importe quel flux d'hydrocarbures peut être transféré ou vendu sans difficulté partout dans le complexe industriel de Sarnia.

Incidence des normes environnementales

- 1) La réglementation environnementale visant la qualité des produits fera augmenter les coûts de revient de nombre d'entre eux (par exemple, l'essence et le carburant diesel désulfuré), elle modifiera peut-être les rendements en produits et elle changera peut-être leur définition même (ainsi l'essence ordinaire sans plomb deviendrait une essence à composition modifiée au coût de revient et au prix plus élevés).
- 2) La fragmentation des marchés due à la réglementation environnementale pourrait rendre moins homogènes les produits utilisés. Si certaines régions du Canada et des États-Unis prescrivent des caractéristiques techniques différentes, les corrélations des prix observées dans le passé pourraient devenir moins pertinentes.

COMMERCIALISATION

Introduction - La restructuration continue

- Dans certaines régions, l'offre et la capacité restent supérieures aux besoins; ainsi, on a annoncé la fermeture d'une autre raffinerie. L'offre et la tarification internationales de produits raffinés sur les marchés de l'Ontario, du Québec et des provinces de l'Atlantique ainsi que la croissance des carburants de remplacement écologiques contribuent à l'excédent de l'offre. Quant aux marchés de l'Ouest canadien, ils se rapprochent de l'équilibre entre l'offre et la demande.
- Pour les raffineurs, l'alternative fabrication/achat met en opposition le marché intérieur et les importations. Les acheteurs ont plus de possibilités que les raffineurs.
- Les réseaux de vente au détail se caractérisent par des pratiques inefficaces. Les entreprises de raffinage nationales et régionales continuent de fermer les points de vente à faible volume. Sur certains marchés, les grandes entreprises indépendantes de commercialisation sont encore en expansion, ce qui compense en partie les fermetures des entreprises intégrées.
- Sur les marchés ruraux, les stations-service n'appartiennent généralement pas aux sociétés pétrolières, de sorte qu'on y a plutôt tendance à cesser de vendre sous marque qu'à fermer. Quelle est l'incidence de ce phénomène sur la rationalisation?
- Les coûts d'observation des règlements environnementaux augmentent, et le financement est de plus en plus difficile, ce qui crée des obstacles à l'entrée sur le marché aussi bien qu'à la sortie (voir « Obstacles à la sortie », page 28). Signalons, par exemple, la contamination et l'assainissement des lieux, « l'utilisation de parois doubles » pour les réservoirs souterrains et la mise en application future de la phase I de la récupération des vapeurs.
- Comme il est prévu que la demande augmentera peu ou restera stable, les détaillants ne pourront accroître leur part de marché qu'aux dépens les uns des autres, ce qui entraînera une intensification de la concurrence.

- Le niveau élevé des charges de structure en aval a entraîné des fermetures d'usines, un écrasement des niveaux hiérarchiques ainsi que la réduction des dépenses de publicité et de promotion et des frais « généraux et d'administration ».

Éléments du coût de l'essence

Voir la figure 8, Composition du prix moyen de détail de l'essence au Canada, toutes catégories

Le prix de détail de l'essence, toutes catégories (stations libre-service et avec pompistes) :

- a augmenté régulièrement jusqu'à la fin de 1990 (crise du golfe Persique) et a diminué progressivement depuis.

Les taxes (fédérales et provinciales) :

- sont relativement fixes;
- représentent une proportion grandissante du prix de détail (environ 50 p. 100 en 1993), à mesure que celui-ci diminue;
- échappent au pouvoir de l'industrie;
- peuvent porter les prix de détail plus près du maximum acceptable sur le marché, ce qui réduit les possibilités de recouvrement intégral des coûts de production pour le secteur d'activité.

Les coûts du brut (pas de décalage en 1992 et 1993) :

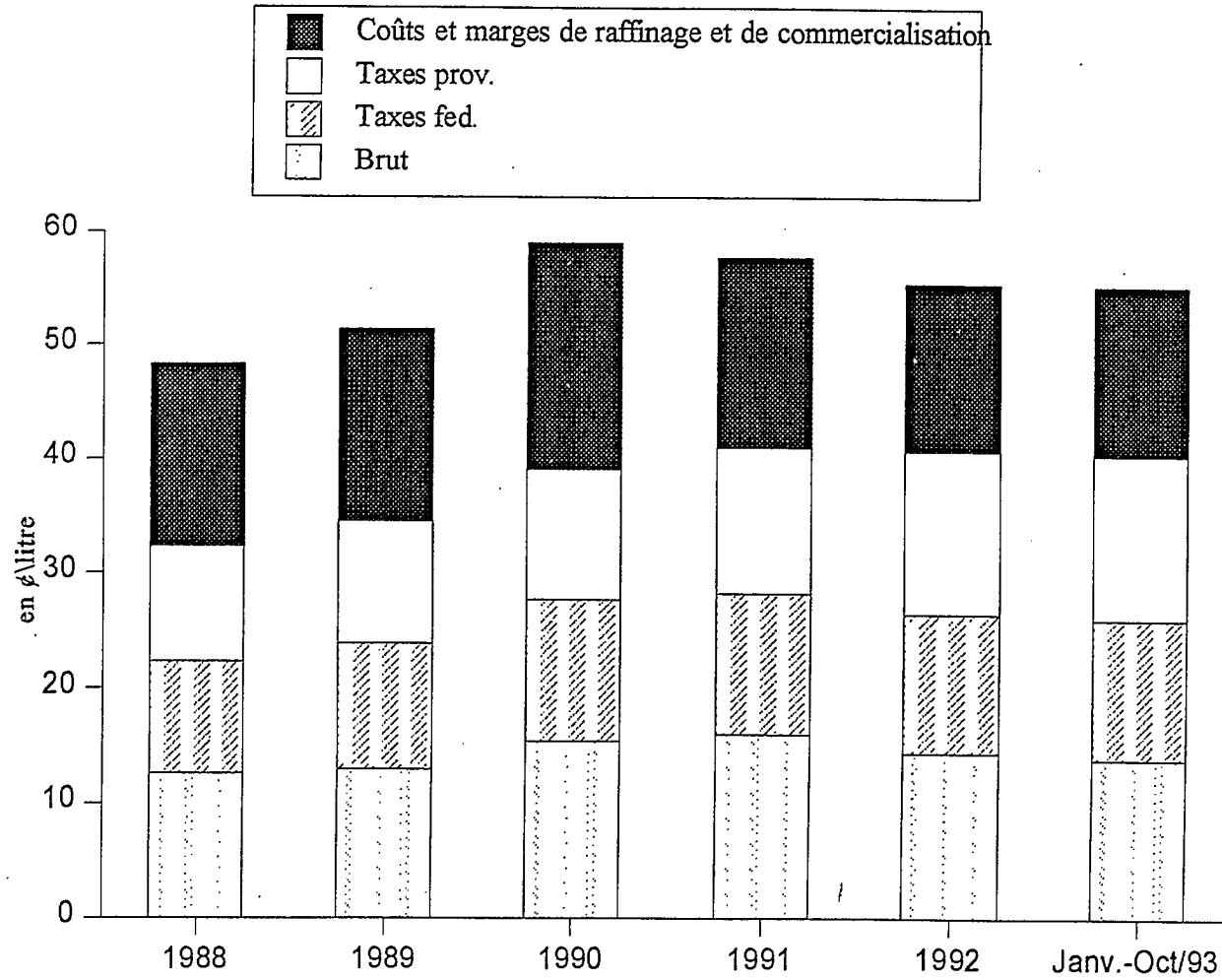
- ont atteint leur maximum en 1991 par suite de la crise du golfe Persique;
- sont passablement stables depuis le milieu de 1991.
- Les prix de détail ont baissé plus que les coûts du brut depuis 1991.

Les coûts et les marges de commercialisation et de raffinage

- Il s'agit des recettes qui restent après déduction des coûts du brut et des taxes fédérales et provinciales du prix de détail moyen.
- Ces recettes résiduelles peuvent suffire ou non au recouvrement intégral des coûts (stockage du brut et du produit, combustible de la raffinerie, pertes estimatives, raffinage, commercialisation, transport et distribution) et produire ou non un rendement sur le capital investi.
- Les données chronologiques montrent que ces marges n'ont pas été suffisantes pour produire un taux satisfaisant de rendement du capital investi.
- Les coûts et les marges de commercialisation subissent la pression de prix de détail plus bas et de taxes plus élevées sur les produits finis.

FIG. 28

Composition du prix moyen de détail de l'essence au Canada, toutes catégories



Coûts et marges de raffinage et de commercialisation

a) Le point de vue des raffineurs :

Voir la figure 9, Coûts et marges de raffinage et de commercialisation au Canada et aux États-Unis (moyenne toutes catégories)

- Ils sont plus élevés au Canada qu'aux États-Unis par unité.
- Les chiffres des deux pays sont plus proches qu'ils ne l'étaient.
- Ils ont été relativement stables durant cinq années et demie. Les coûts de raffinage ont augmenté, de sorte que les marges ont diminué, comme le montre clairement le faible taux de rendement du capital utilisé en aval.
- Au Canada, le sommet d'octobre 1990 aussi bien que le creux de février 1991 sont attribuables à la crise du golfe Persique. La chronologie des augmentations des prix du brut et les variations correspondantes des prix de l'essence ont influé sur l'élément raffinage-commercialisation. Au cours de cette période, les raffineurs établissaient encore les prix de leurs produits suivant la méthode comptable de l'épuisement successif, c'est-à-dire qu'il y avait un décalage de 60 jours entre les variations des prix du brut et celles des prix de l'essence. Aux États-Unis, où l'on applique la méthode de l'épuisement à rebours, les augmentations des prix du brut se répercutaient plus vite sur les prix de l'essence.

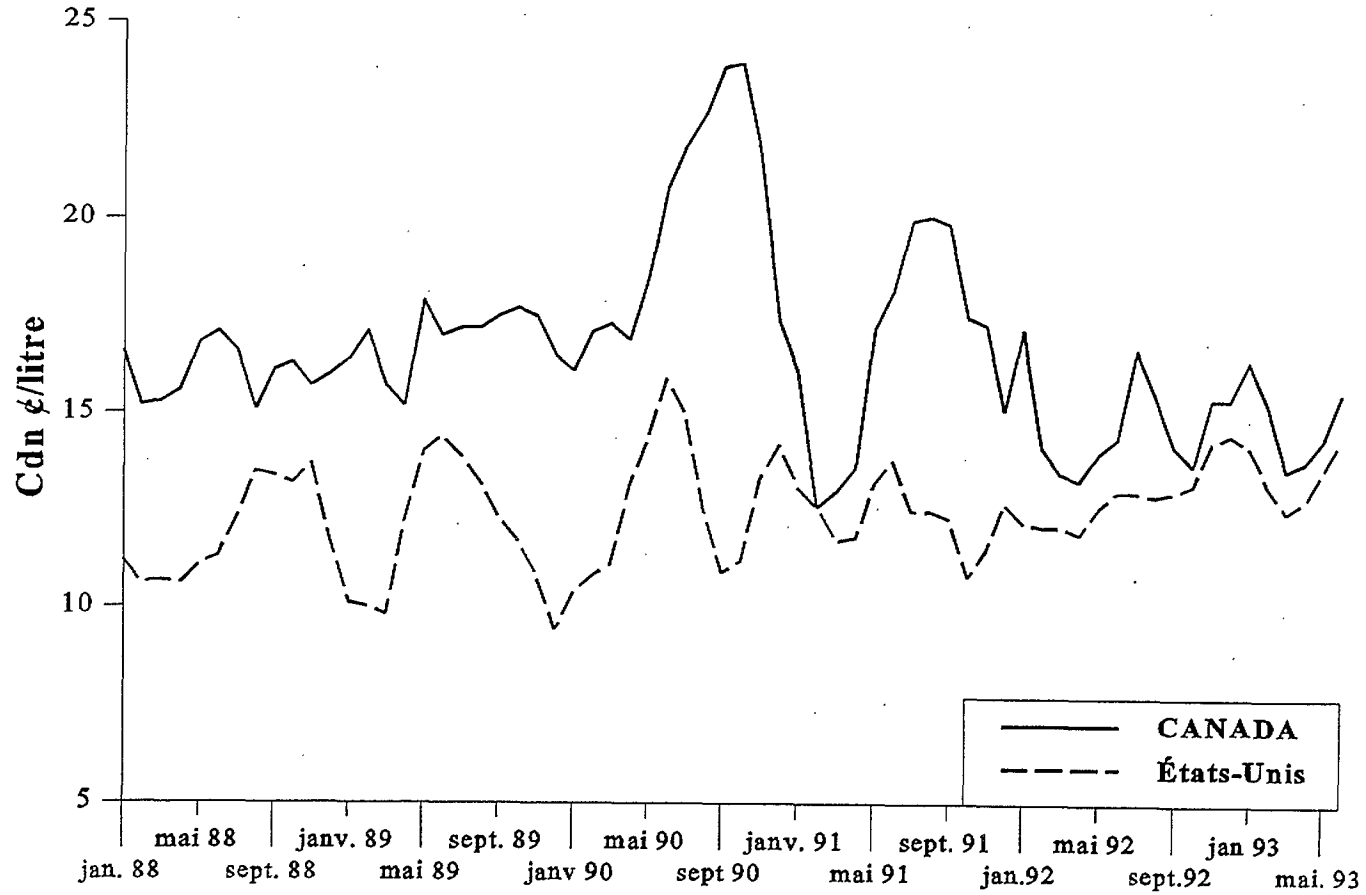
b) Le point de vue des entreprises de commercialisation indépendantes (non rattachées aux entreprises de raffinage)

Voir la figure 10, Marges de gros-détail avant taxes à Toronto sur l'essence ordinaire sans plomb

- Les marges de gros-détail avant taxes à Toronto constituent un indicateur des marges des entreprises indépendantes.
- On constate une tendance à la baisse au cours des cinq dernières années.
En 1988-1989, les marges ont varié entre 5 et 10 ¢/l.
En 1992-1993, la variation était de 2 à 5 ¢/l.
- La possibilité d'importer est un facteur clé pour les entreprises indépendantes, qui cherchent à faire baisser leurs coûts pour accroître leur marge.
- Leur capacité à négocier des prix de gros plus bas (remise pour grandes quantités) peut aussi leur permettre d'améliorer leurs marges.

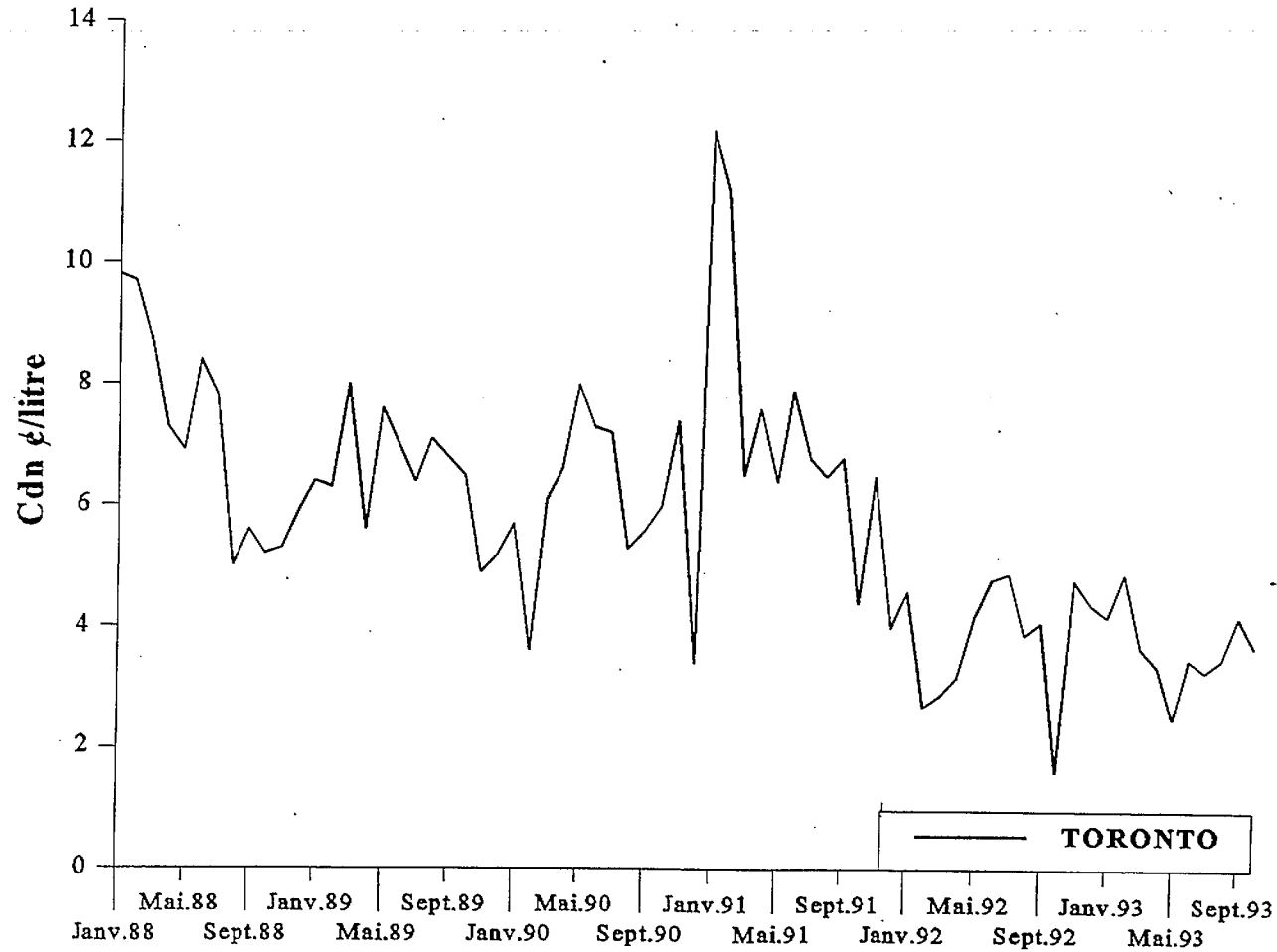
FIGURE 9

Coûts et marges de raffinage et de
commercialisation au Canada et aux É.U



Marges de gros-détail avant taxes à Toronto sur l'essence ordinaire sans plomb

FIGURE 10



c) Le point de vue des détaillants
(ne pouvant jouer que sur les marges de détail)

- Les marges des détaillants sont relativement stables et ne varient que très peu d'un mois à l'autre.
- Comme il est difficile pour eux de modifier la marge, les détaillants qui veulent accroître la rentabilité de leurs stations-service dépendent énormément du volume des ventes.
- La productivité de la station-service est très importante.

Productivité des stations-service

- Le secteur des produits pétroliers compte un trop grand nombre de points de vente au détail, d'où la faible productivité de ceux-ci. Une enquête menée par la revue *Octane* sur les points de vente au détail révèle que 1 100 stations-service ont été fermées au Canada en 1993.
- La moyenne des ventes par station-service aux États-Unis est plus de deux fois supérieure à celle du Canada. Le débit quotidien moyen par station-service au Canada a été de 4 700 litres de janvier à septembre 1993. Les charges d'exploitation et les coûts en capital par unité de produit vendue sont donc beaucoup plus élevées au Canada qu'aux États-Unis.
- Les coûts de sortie augmentent : la fermeture permanente d'un lieu peut coûter entre 0,5 et 2 millions de dollars.
- La marge de détail se resserre de plus en plus du fait de pressions soutenues qu'exerce la concurrence sur le prix de détail. Il est d'une importance critique pour le détaillant d'augmenter le volume de ses ventes pour couvrir ses charges fixes d'exploitation, qui ne cessent d'augmenter.
- Il faut affecter les capitaux de manière plus étudiée. On ne peut augmenter la productivité du capital qu'en réduisant le nombre des stations-service et en augmentant le volume des ventes de chacune.
- La concentration grandissante des points de vente des principales entreprises dans les centres urbains entraînera une transformation structurelle du marché. Tandis que ces entreprises essaieront de maximiser l'efficacité de leurs points de vente en ouvrant des stations-service géantes dans les zones urbaines, le marché rural sera probablement laissé aux petits détaillants vendant sous marque et aux entreprises de commercialisation indépendantes. En outre, les grandes stations-service urbaines visent à accroître davantage les taux de rendement du capital utilisé par la vente accessoire de produits non pétroliers.

Vente accessoire de produits non pétroliers

- Les entreprises de commercialisation de produits pétroliers modifient continuellement leurs stratégies commerciales de manière à accroître le taux de rendement de leur capital et

l'efficience de l'exploitation de leurs points de vente.

- L'évolution du comportement des consommateurs et la fragmentation de la clientèle entraîneront la nécessité de modifier les stratégies d'utilisation des lieux en privilégiant la formule « dépanneur » afin d'attirer le consommateur économe et « pressé », qui pourra ainsi faire plus d'achats à un seul endroit.
- On trouve de plus en plus de points de vente réunissant un dépanneur avec pompes à essence; les lave-autos, les centres de lubrification rapide et les alliances commerciales avec des chaînes de restauration rapide constituent quelques exemples des autres stratégies adoptées pour accroître l'efficience.
- Au cours des dix dernières années, les dépanneurs ont triplé leur part des ventes d'essence au Canada (selon Kent Marketing). En 1993, ces magasins représentaient 20,6 p. 100 des points de vente au détail selon la base de données Kent, comparativement à 6,3 p. 100 en 1983.
- Le nombre de dépanneurs aux États-Unis a diminué pour la deuxième année de suite en 1992 (de 2,5 p. 100). Cependant, les ventes d'essence par magasin de ce type ont augmenté de presque 11 p. 100. Les dépanneurs représentent 22 p. 100 de l'ensemble des ventes d'essence automobile aux États-Unis.
- La restauration rapide prend de plus en plus d'importance comme technique de vente croisée. Ainsi une grande entreprise pétrolière et une chaîne de restauration rapide ont lancé un projet pilote consistant à installer un guichet de service à l'auto (beignets et café) dans certaines stations-service. (Dans certains cas, on élimine des îlots de distribution pour faire de la place pour le guichet.)
- On estime que le facteur crucial de réussite pour les entreprises de commercialisation est la capacité de produire d'importants bénéfices nets avant impôt à partir de la vente de produits autres que l'essence.

Obstacles à la sortie

Le mode de propriété d'une grande partie du secteur de la commercialisation des produits pétroliers ainsi que les exigences environnementales sont un obstacle à la sortie du marché pour certains exploitants, et donc un obstacle au processus de rationalisation.

Le réseau canadien de commercialisation des produits pétroliers se caractérise par un trop grand nombre de stations-service. La station-service moyenne au Canada vend environ la moitié du volume de son homologue américaine. On estime à quelque 65 p. 100 la proportion de stations-service canadiennes appartenant à de petits propriétaires-exploitants.

Qui ferme une station-service doit se conformer à toutes sortes de règlements municipaux et provinciaux prescrivant des opérations très coûteuses d'assainissement du lieu. En fait, le coût de ces opérations dépasse souvent la valeur du lieu. Les responsabilités nouvelles en matière de protection de l'environnement rendent pratiquement impossible la vente d'un lieu susceptible d'être contaminé. Or, la plupart des vieilles stations-service sont contaminées dans une certaine mesure,

et il peut arriver que ces lieux constituent le seul bien de valeur des petits entrepreneurs qui en sont propriétaires. Il s'ensuit que la fermeture de leurs stations non rentables peut signifier pour eux la ruine personnelle. Ils continuent donc à exploiter leurs stations-service, ce qui a deux conséquences négatives, à savoir : le maintien d'une capacité excédentaire de commercialisation d'essence automobile et l'aggravation des risques de contamination qu'entraîne le nombre croissant de stations vieillissantes qui restent en exploitation.

Le Conseil canadien des ministres de l'Environnement (CCME) travaille actuellement à la formulation de principes de responsabilité en matière de protection de l'environnement qui soient uniformes d'une province à l'autre. L'établissement de nouvelles normes régissant le matériel et l'exploitation des stations-service devrait réduire la probabilité de contamination à l'avenir, surtout si ces nouvelles normes sont appliquées également aux stations existantes et aux nouvelles. L'enjeu est la rationalisation du réseau actuel de stations-service.

Prix

- Les prix au détail sont déterminés par le jeu des forces du marché et sont indépendants de la volonté des détaillants individuels. Ces prix ne sont pas toujours suffisants pour couvrir les coûts.
- Lorsque la concurrence fait baisser les prix, les détaillants doivent vendre plus pour recouvrer leurs coûts, en particulier leurs lourdes charges fixes.
- Le public est très sensible aux prix à la consommation de l'essence et réagit vite aux variations. Une augmentation relativement faible de 1 ¢/l peut susciter un tollé.

a) Différences liées à la catégorie

Voir la figure 11, Différences de prix de l'essence selon la catégorie* dans les stations libre-service (en cents canadiens le litre)

- Il existe de fortes corrélations entre l'offre et la demande d'une part et les prix d'autre part.
- Les volumes de supercarburant sans plomb vendus aux É.-U. (22. p. 100 du total de l'essence automobile) sont proportionnellement plus élevés qu'au Canada (16 p. 100), et les différences de prix entre l'essence ordinaire et le supercarburant y sont aussi moins grandes.
- Lorsque les coûts du maintien de pompes et de réservoirs distincts pour le supercarburant sont étalés sur un volume moindre, les charges unitaires sont supérieures. Étant donné que l'essence ordinaire représente la plus grande partie du volume vendu, elle est la plus compétitive sous le rapport des prix, et les détaillants augmentent souvent le prix des autres catégories afin de maximiser leurs recettes.

b) Différences liées au service

Voir la figure 12, Différences de prix entre les libre-service et les stations avec pompistes

- La différence des prix au Canada ne correspond pas au coût total du service.
- L'écart de prix entre les stations avec pompistes et les libre-service est beaucoup plus faible aux États-Unis.

- La demande de stations avec pompistes étant plus faible aux États-Unis, les prix y sont plus élevés.
- Il y a aussi d'un pays à l'autre des différences entre les services concrètement offerts dans les stations avec pompistes.

FIGURE 11

**DIFFÉRENCES DE PRIX DE L'ESSENCE SELON LA CATÉGORIE*
DANS LES STATIONS LIBRE-SERVICE**

(en cents canadiens le litre)

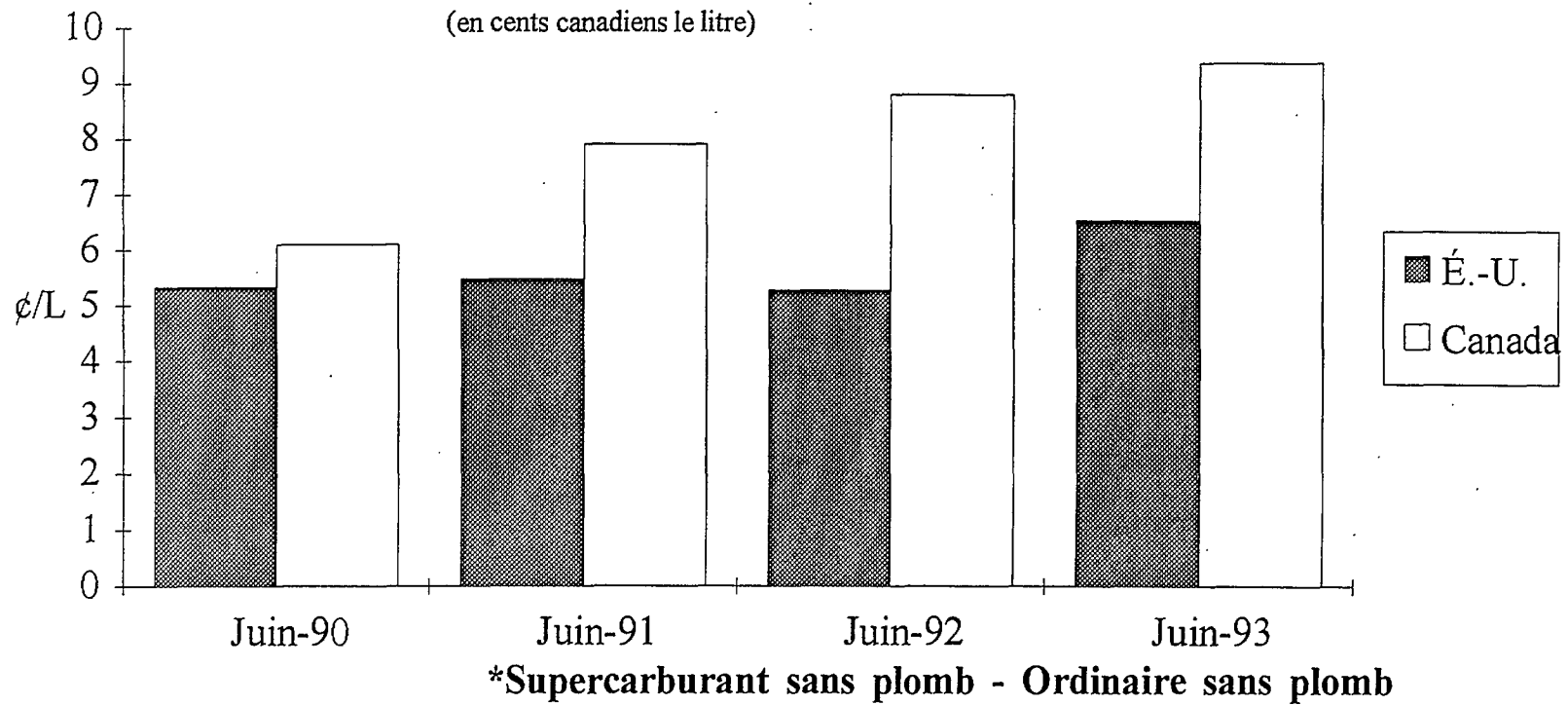
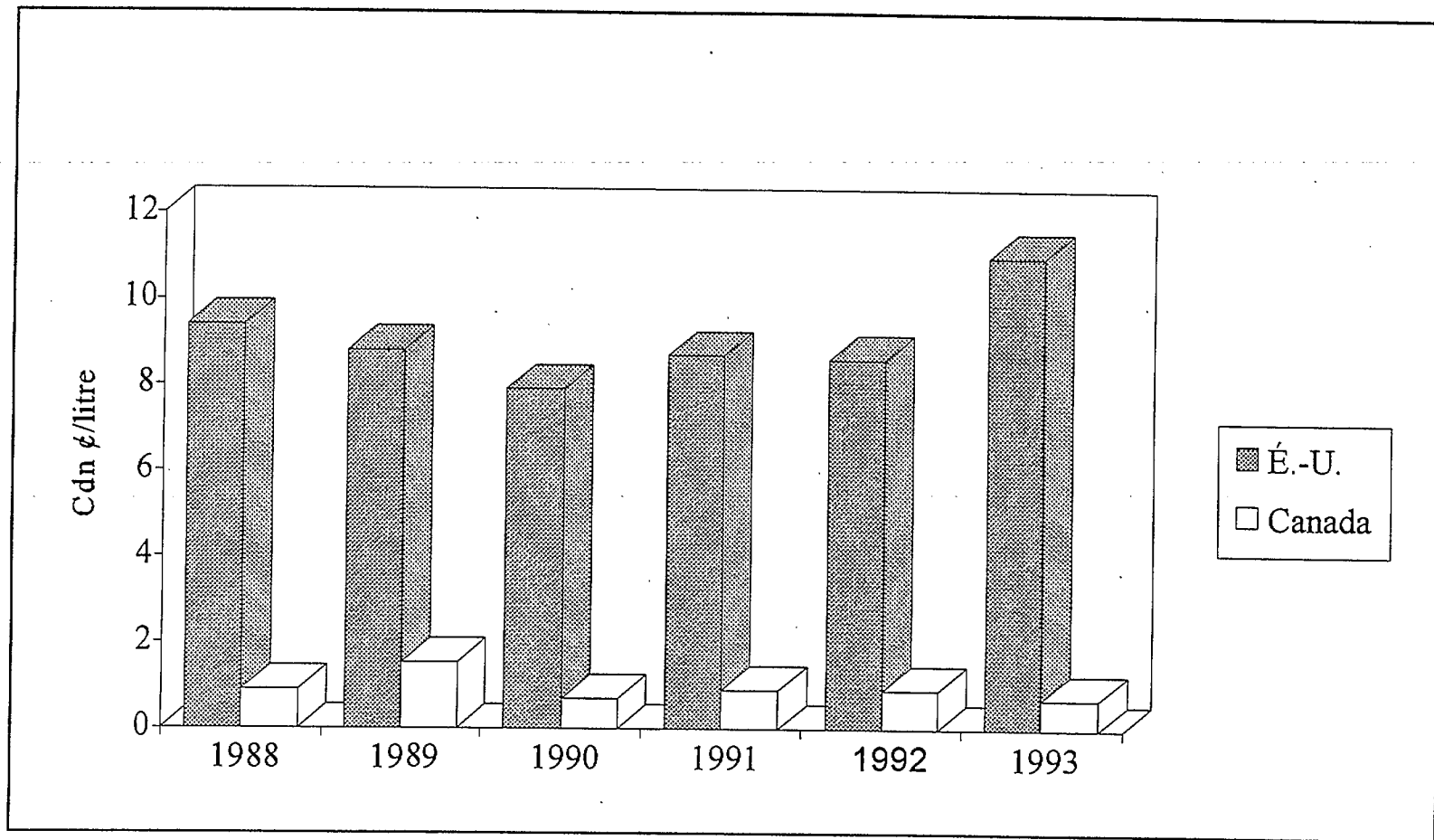


FIGURE 12
DIFFÉRENCES DE PRIX ENTRE LES LIBRE-SERVICE ET LES STATIONS AVEC POMPISTES



RÉSUMÉ

- La compétitivité des raffineries dépend de l'accès à des charges d'alimentation bon marché et de l'efficacité avec laquelle elles peuvent être transformées en produits à valeur élevée.
- La réglementation environnementale visant la qualité des produits fera augmenter le coût de revient de nombre d'entre eux (par exemple, l'essence et le carburant diesel désulfuré), elle pourrait modifier les rendements et la définition même des produits (ainsi l'essence ordinaire sans plomb pourrait devenir une essence à composition modifiée au coût et au prix plus élevés).
- Le marché ontarien est le plus complexe du Canada et celui où s'exerce la concurrence la plus vive. La principale matière première est le brut léger provenant de l'Ouest canadien. Les raffineurs ontariens doivent soutenir la concurrence des importations sur la côte est.
- Le marché du raffinage dans les provinces de l'Atlantique se caractérise par l'intensité des échanges de cargaisons de vrac dont font l'objet aussi bien le pétrole brut que les principaux produits raffinés.
- Les marchés du pétrole sont pleinement développés, et la demande s'y caractérise par sa stabilité ou sa faible croissance. Le segment suscitant le plus d'intérêt est celui des carburants de transport.
- Les charges d'exploitation des stations-service augmentent. Il faut rechercher et appliquer des moyens de rentabiliser l'exploitation et de freiner ou de réduire les charges d'exploitation, par exemple la vente sans service et les technologies des points de vente.
- Les coûts d'observation de la réglementation environnementale menacent l'existence des petits détaillants indépendants sous-capitalisés.
- L'intensité de la concurrence incitera à un resserrement continu des marges.
- La vente accessoire de produits autres que l'essence est essentielle à la rentabilité et à la prospérité des entreprises indépendantes de vente d'essence au détail.

**Cadre de compétitivité sectorielle
Produits pétroliers raffinés**

Annexe A6

Enjeux écologiques

ENJEUX ÉCOLOGIQUES

TABLE DE MATIERES

| | |
|--|-----|
| Sommaire | iii |
| Mesures proposées | iv |
| Introduction | 1 |
| Situation Écologique Au Canada | 2 |
| Scénario Écologique Canadien | 4 |
| Coûts écologiques au Canada | 5 |
| Situation écologique aux États-Unis | 7 |
| Coûts écologiques aux États-Unis | 8 |
| Différences régionales | 14 |
| Limites d'émissions de soufre | 14 |
| Normes relatives aux émissions d'oxydes d'azote et de composés organiques volatils (NO _x /COV) | 14 |
| Normes relatives aux effluents des raffineries | 15 |
| Observations | 16 |

ENJEUX ÉCOLOGIQUES

SOMMAIRE

Le secteur des produits pétroliers, qui a toujours devancé les prescriptions écologiques, a dépensé plus de 2 milliards de dollars dans ce domaine depuis le début des années 1970. Mais les exigences écologiques anticipées à cet égard sont plus nombreuses et pourraient coûter beaucoup plus cher. C'est ainsi que l'ICPP s'est trouvé amené à engager des discussions sur les processus afin d'aider à définir un ordre de priorités des questions écologiques et de faire en sorte que les initiatives se révèlent efficaces aussi bien sur le plan économique que sur celui de l'environnement.

On a effectué, dans le cadre de la présente étude sur la compétitivité sectorielle, un examen comparé des coûts au Canada et aux États-Unis d'un scénario réaliste de protection de l'environnement. Cet examen a donné lieu à l'établissement de résumés analytiques sur les coûts d'environ 50 initiatives, à partir des meilleurs éléments d'information qu'on puisse trouver dans les deux pays. Ces données sont synthétisées à la figure 1.

Selon ces résultats préliminaires, l'approche canadienne de la lutte contre la pollution, plus souple et moins exigeante, semble coûter de deux à trois fois moins cher que le système appliqué aux États-Unis. Par conséquent, sous l'angle des seuls coûts environnementaux, les raffineurs canadiens ne sont pas défavorisés par rapport à leurs concurrents américains.

S'il est vrai que les raffineries canadiennes auront à supporter des frais

moindres que leurs concurrentes américaines, leurs coûts potentiels annualisés n'en restent pas moins extrêmement élevés. Ils s'inscrivent entre 1 milliard de dollars canadiens pour les initiatives à forte probabilité d'application et 2,5 milliards pour le scénario global, qui comprend les initiatives à probabilités d'exécution moyenne et faible. Comme dans le cas des É.-U., on prévoit que ces dépenses environnementales dépasseront la valeur comptable actuelle du secteur d'activité. La question de savoir où l'on trouvera les sommes nécessaires à ces investissements suscite de graves inquiétudes, étant donné le niveau actuellement peu élevé du rendement du

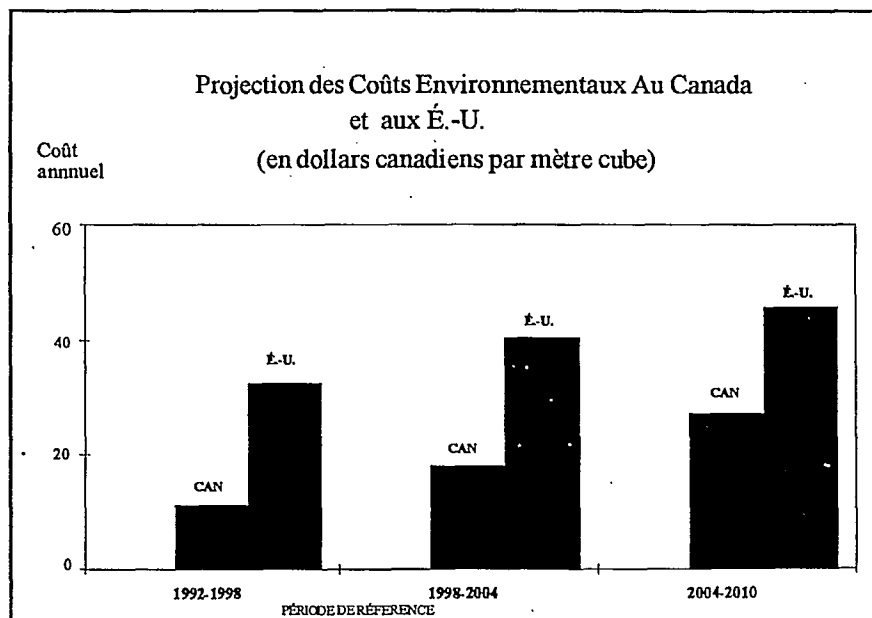


Figure 1

capital et les prévisions sectorielles d'une faible demande. L'enjeu est de créer une situation dans laquelle le secteur pourra recouvrer les coûts supplémentaires, tandis que le consommateur pourra continuer à bénéficier de produits écologiques de la meilleure qualité au plus bas prix.

Il faut s'attaquer à la question de la nécessité de fixer des normes nationales pour les produits et l'équipement, définies en fonction des considérations environnementales. La plupart des normes actuelles sont fixées dans le cadre d'un processus d'application facultative et correspondent généralement au niveau du plus bas dénominateur commun. Elles n'ont pas été conçues en général pour élever le niveau du rendement écologique et ne sont pas universellement appliquées. Les normes nationales, si elles font augmenter les coûts, les font augmenter pour tout le monde. Par conséquent, elles ont généralement pour effet d'égaliser les chances aussi bien sur le marché intérieur que par rapport aux importations. De plus, elles offrent aux producteurs plus de possibilités de recouvrer leurs coûts supplémentaires que ne le font les mesures à application facultative.

Les prévisions de la demande de produits pétroliers divergent considérablement. L'incidence des importantes questions écologiques liées à la composition des carburants et combustibles et au contrôle des émissions de gaz à effet de serre accentue l'incertitude. Ce dernier aspect pourrait entraîner une variation de la demande de produits pétroliers, surtout si les politiques que décideraient d'adopter le gouvernement étaient fondées sur des prévisions de croissance qui se révéleraient optimistes. La baisse de la demande rendrait encore plus difficile le financement des programmes d'investissements devant permettre d'atteindre d'autres objectifs environnementaux. On devrait, dans la mesure du possible, clarifier le programme écologique au moyen de consultations entre le secteur d'activité et l'administration publique, afin de donner plus de certitude au processus de planification.

Mesures proposées

- o Continuer à élaborer des méthodes pour l'établissement des priorités environnementales et mettre ces méthodes à l'essai.
Responsabilité : ICPP et Environnement Canada
- o Poursuivre l'élaboration de la base de données sur les coûts des initiatives écologiques envisagées.
Responsabilité : ICPP et Environnement Canada
- o Instaurer un dialogue entre les intéressés pour clarifier les attentes à l'égard du rôle des initiatives facultatives de protection de l'environnement.
Responsabilité : Environnement Canada et Industrie Canada
- o Clarifier la politique gouvernementale sur l'harmonisation des normes environnementales canadiennes et américaines.
Responsabilité : Environnement Canada et Industrie Canada

- o Étudier le besoin de normes nationales de qualité des produits (distinctes des normes qui seraient harmonisées avec celles des États-Unis) dans le contexte de la compétitivité intérieure et internationale.
Responsabilité : Environnement Canada et ICPP

- o Étudier la possibilité d'employer d'autres instruments que la réglementation, en particulier des instruments économiques, pour atteindre les objectifs environnementaux.
Responsabilité : Environnement Canada, Industrie Canada et ICPP

ENJEUX ÉCOLOGIQUES

INTRODUCTION

On prévoit que les tâches et les possibilités environnementales actuelles et à venir auront, sur la rentabilité et la compétitivité de l'industrie canadienne du raffinage, un effet plus grand que tout autre facteur perceptible aujourd'hui. L'accomplissement de ces tâches nécessitera des dépenses en capital beaucoup plus élevées et fera augmenter aussi bien les charges d'exploitation que les prix des produits.

Nous proposons dans la présente section un scénario d'initiatives écologiques pour le Canada. Nous y comparons ensuite ce scénario à celui des États-Unis, afin d'évaluer cet aspect de la compétitivité du secteur canadien du raffinage en regard de son principal concurrent, à savoir son homologue américain.

SITUATION ÉCOLOGIQUE AU CANADA

Au cours des vingt dernières années, l'industrie du raffinage a investi quelque deux milliards de dollars dans l'achat d'équipements et l'adoption de procédés et de méthodes destinés à protéger l'environnement. Signalons par exemple les mesures de réduction ou d'élimination des contaminants dans les effluents des raffineries, la réduction des émissions de soufre, l'assainissement des lieux, la suppression progressive du plomb dans l'essence, les mesures facultatives de réduction des émissions de composés organiques volatils dans les régions vulnérables sur le plan de l'ozone et enfin la collecte et le recyclage accrus de l'huile à moteur usée.

On est aussi en train d'appliquer d'autres mesures écologiques, par exemple, pour réduire la quantité de soufre dans le carburant diesel, décontaminer le sol d'un certain nombre d'anciennes stations-service et de raffineries et réduire encore plus les émissions de polluants atmosphériques par les installations.

Les prescriptions écologiques canadiennes sont souvent parallèles à celles des États-Unis. Les industries des deux pays se ressemblent sur le plan technique; de même, les deux pays ont souvent des problèmes environnementaux semblables, de sorte qu'ils prescrivent souvent les mêmes mesures antipollution. Ainsi les accords tels que l'Accord Canada-États-Unis sur la qualité de l'air fixent aux deux pays les mêmes normes en matière d'émissions de moteurs diesel. La mise en place concertée de la phase I de la récupération des vapeurs dans le but de réduire les émissions des établissements de commercialisation constitue un autre exemple de ce fait. Rappelons enfin que lorsque les États-Unis prescrivent la modification de carburants en vue de réduire les émissions des véhicules, des pressions sont exercées sur le Canada pour qu'il fasse de même.

Dans le passé, le Canada et les États-Unis ont abordé différemment le problème de la protection de l'environnement. L'approche américaine est plutôt juridique et repose en très grande partie sur la réglementation directe. Au Canada, le gouvernement fédéral compte plutôt sur la concertation et la coopération avec l'industrie pour atteindre ses buts écologiques. L'une des raisons en est le partage entre le fédéral et les provinces des attributions environnementales. La coordination des questions environnementales entre les deux paliers de gouvernement est assurée dans le cadre du Conseil canadien des ministres de l'Environnement et du Comité coordonnateur national des questions atmosphériques qui réunit des représentants des ministères chargés de l'environnement et de l'énergie au Canada.

Étant donné le caractère largement facultatif de la stratégie canadienne, les différences régionales et les facteurs de concurrence, il est difficile de prévoir avec tant soit peu de certitude et d'exactitude les exigences et la chronologie d'exécution des futurs programmes environnementaux du Canada. L'ICPP et Environnement Canada ont élaboré ensemble un scénario écologique où sont prévues les exigences environnementales que devra respecter le secteur canadien du raffinage au cours des 18 prochaines années. À l'heure actuelle, ce scénario

n'est accompagné ni d'un programme de réglementation ni d'un programme d'investissements du secteur en question.

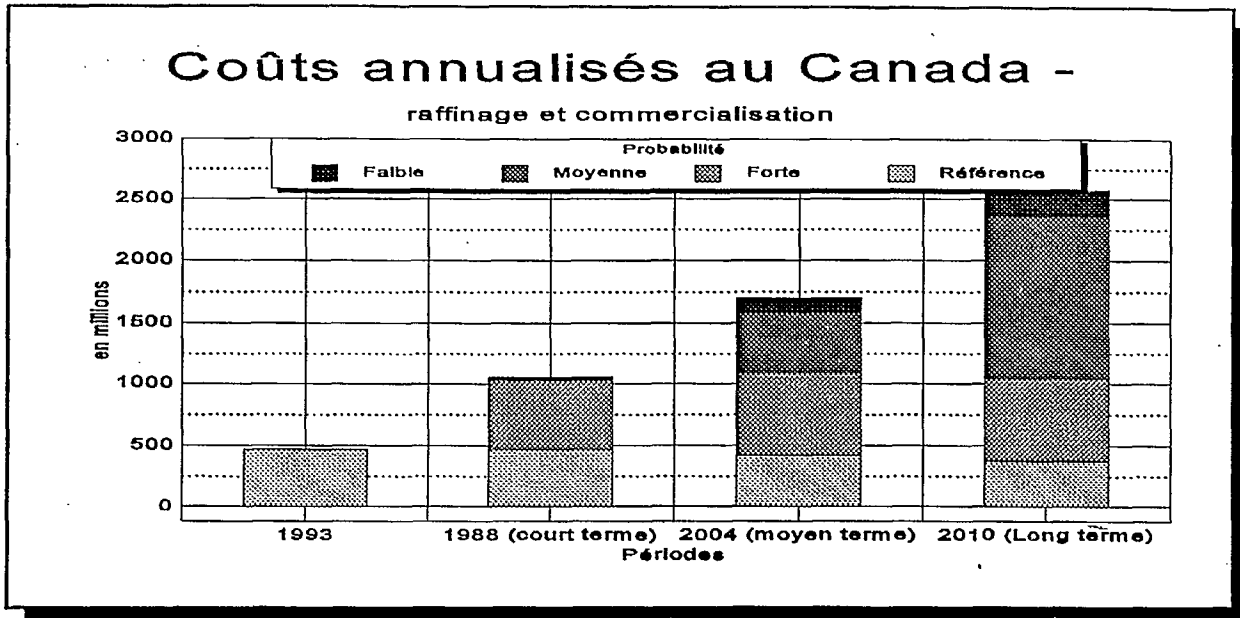
Les estimations des coûts du scénario canadien ont été établies à partir d'un certain nombre de documents. Dans toute la mesure du possible, on s'est servi de sources d'information canadiennes pour l'établissement du scénario canadien. Lorsqu'il n'existait pas de données proprement canadiennes, on a procédé à un calcul proportionnel à partir du programme américain correspondant (en se fondant par exemple sur le ratio de capacité de traitement du brut). Les coûts annualisés du scénario canadien sont répartis sur une période de 20 ans à raison d'un taux d'actualisation de 10 p. 100.

SCÉNARIO ÉCOLOGIQUE CANADIEN

| | | |
|--|--|--|
| <p>Produits</p> <ul style="list-style-type: none"> - Réduction de la TVR - Élimination du MMT - ECM 1 (benzène < 1 %, arom. < 25 % et oxygène < 2,7 %) - Diesel à faible teneur en soufre (DFTS) pour transport routier (détail/carte-accès) - HAP | <p>Produits</p> <ul style="list-style-type: none"> - Soufre – ML - ECM 2 - DFTS transport routier (gros) - Combustibles de remplacement | <p>Produits</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diesel cétane 55 - DFTS hors route |
| <p>Raffineries</p> <ul style="list-style-type: none"> - Détection et rép. des fuites, émissions fugitives - INRP - Réservoirs de COV - Déversements de RHT - Permis - NOx – fours et chaudières - CFC - Effluents - Remise en état des lieux - Réduction des déchets de 50 % - Intervention déversements en mer (brut) | <p>Raffineries</p> <ul style="list-style-type: none"> - MP 10 - Gaz à effet de serre - Traitement des résidus – benzène - Qualité de l'eau - Calottes de RHT - Enceintes secondaires des RHT - NOx – UCCF - Restrictions - terres agricoles | <p>Raffineries</p> <ul style="list-style-type: none"> - Eau de refroidissement à passage unique (ERPU) |
| <p>Commercialisation</p> <ul style="list-style-type: none"> - RV phase I – RVO - Remise en état des lieux - Recyclage des huiles usées - Intervention déversements en mer (produits) - RV phase 2 – VIF - Réservoirs de COV - Déversements de RHT - Pétroliers à double coque | <p>Commercialisation</p> <ul style="list-style-type: none"> - Disp. antipollution - vapeurs marines - RV phase II – RVO - RV phase I – échelle nationale - Calottes de RHT - Enceintes secondaires de RHT | <p>Commercialisation</p> <ul style="list-style-type: none"> - RV phase II, échelle nationale |
| Court terme | Moyen terme | Long terme |

- Dans le scénario écologique canadien exposé dans la présente annexe, on a attribué les initiatives prévues à une ou plusieurs des trois périodes d'exécution suivantes : le court terme (1993-1998), le moyen terme (1999-2004) et le long terme (2005-2010).
- Nous donnons les initiatives écologiques canadiennes et américaines énumérées aux tableaux 1 et 2 de la présente annexe dans l'ordre des résumés analytiques qu'on trouvera à la fin de celle-ci. La plupart des initiatives écologiques recensées font l'objet de résumés analytiques, où le lecteur trouvera une description des mesures prévues, une estimation des coûts, les paramètres d'application et la base de l'estimation des coûts.

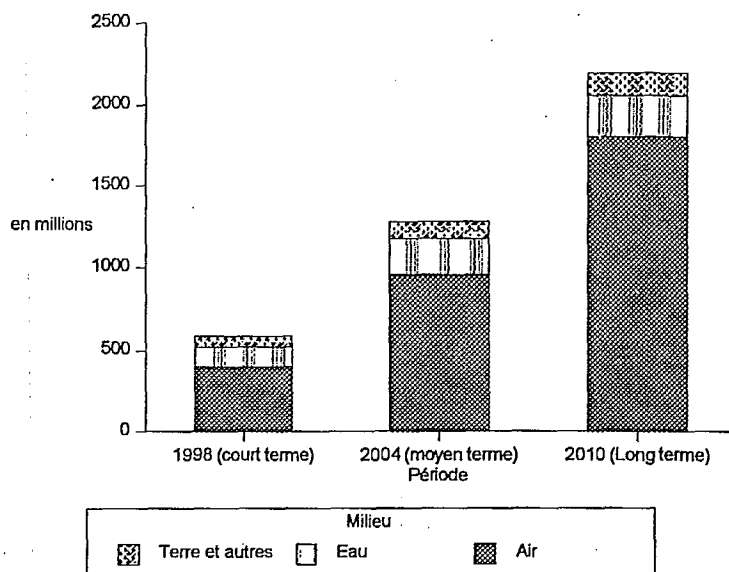
Coûts écologiques au Canada



Source des données -tableau 3
page 19

- La figure ci-dessus représente le total estimatif des dépenses annualisées correspondant aux initiatives environnementales prévues pour le Canada. Nous donnons les coûts cumulés des scénarios à probabilités de réalisation forte, moyenne et faible et des trois périodes, soit le court (1993-1998), le moyen (1999-2004) et le long terme (2005-2010). Le coût de référence correspond aux dépenses en capital annualisées antérieures à 1993 (calculées à partir d'un total hypothétique de 2 milliards de dollars sur les 20 dernières années) et aux charges d'exploitation annuelles liées aux initiatives environnementales (qu'on suppose totaliser respectivement 200, 150 et 100 millions de dollars pour les trois périodes).
- Les dépenses annuelles cumulées du scénario canadien correspondant aux initiatives à forte probabilité d'application atteignent le milliard de dollars en l'an 2010. Le total des dépenses liées à l'ensemble des initiatives possibles dépasse les 2,5 milliards pour la même période. Un calcul rapide appliqué à la période de 1993 à 2010 révèle que le secteur pétrolier pourrait avoir à supporter des charges de quelque 19 milliards de dollars de plus que le chiffre de référence de 1993. Comme nous le faisons remarquer plus haut, ce ne sont pas les coûts de toutes les initiatives possibles qui sont envisagés dans ce scénario, où par exemple on ne prend pas en considération les dépenses relatives aux gaz à effet de serre, à la réduction des déchets, aux restrictions portant sur les terres agricoles et aux combustibles de remplacement. Il se pourrait donc que ce scénario sous-estime les coûts réels.

Coûts supplémentaires annualisés au Canada selon le milieu - raffinage et commercialisation



Source des données - tableau 4
page 20

- La figure ci-dessus représente les coûts annualisés du scénario canadien, après déduction des coûts de référence, répartis entre les milieux écologiques : air, eau et autres (c'est-à-dire déchets solides, sol et eaux souterraines, intervention d'urgence, etc.). Plus de 80 p. 100 de ces coûts supplémentaires sont attribuables à la protection de la qualité de l'air. L'eau et les autres milieux représentent respectivement quelque 14 et 6 p. 100 du total.

Situation écologique aux États-Unis

Le gouvernement américain a adopté bon nombre de lois environnementales au cours des dernières décennies, ce qui a entraîné toutes sortes d'obligations, parfois coûteuses, pour l'industrie américaine du raffinage. La *Clean Air Act* et ses modifications, la *Resource Conservation and Recovery Act*, la *Clean Water Act* et la *Oil Pollution Act* sont les principales de ces lois.

Les États-Unis ont recours à toutes sortes de règlements, décrets, directives et autres textes pour imposer des mesures environnementales. Dans un certain nombre de cas, le gouvernement fédéral laisse aux États le soin de l'application concrète de la législation, quitte à imposer des mesures si les États ne mettent pas en place d'équivalents acceptables.

Le principal cadre juridique du programme environnemental américain est passablement simple. En dernière analyse, les prescriptions fondamentales de la législation sont appliquées. Cependant, l'application de certaines dispositions particulières peut se révéler complexe. Les renoncements et exemptions, régionales ou autres, ne sont pas rares, de même que les retards d'application.

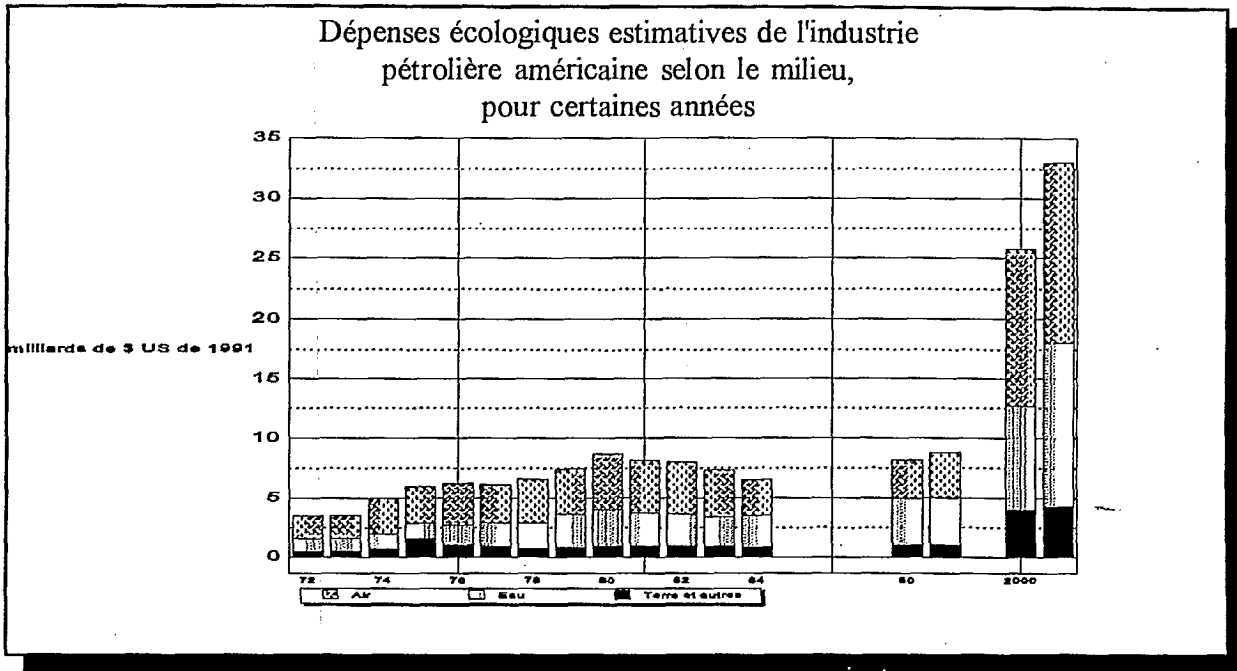
L'information sur le scénario de la réglementation environnementale de l'industrie américaine du raffinage provient principalement de deux sources. La première, un rapport établi par le *National Petroleum Council*¹ à la demande du Secrétaire américain de l'Énergie, porte sur l'avenir de l'industrie américaine du raffinage, principalement sous l'angle de la réglementation environnementale. La seconde étude, menée par l'*American Petroleum Institute*², résume les coûts que devra supporter l'industrie pour appliquer les règlements environnementaux actuels et prévus.

Les coûts environnementaux aux États-Unis sont exprimés en dollars américains. Cependant, chaque fois qu'ils sont calculés en fonction du ratio des débits de brut des deux pays ou comparés aux coûts environnementaux au Canada, ils sont exprimés en dollars canadiens.

¹ *U.S. Petroleum Refining : Meeting Requirements for Cleaner Fuels and Refineries*, National Petroleum Council, août 1993.

² *Costs to the Petroleum Industry of Major New and Future Federal Government Environmental Requirements*, document de travail n° 070R, octobre 1993, Jody Perkins.

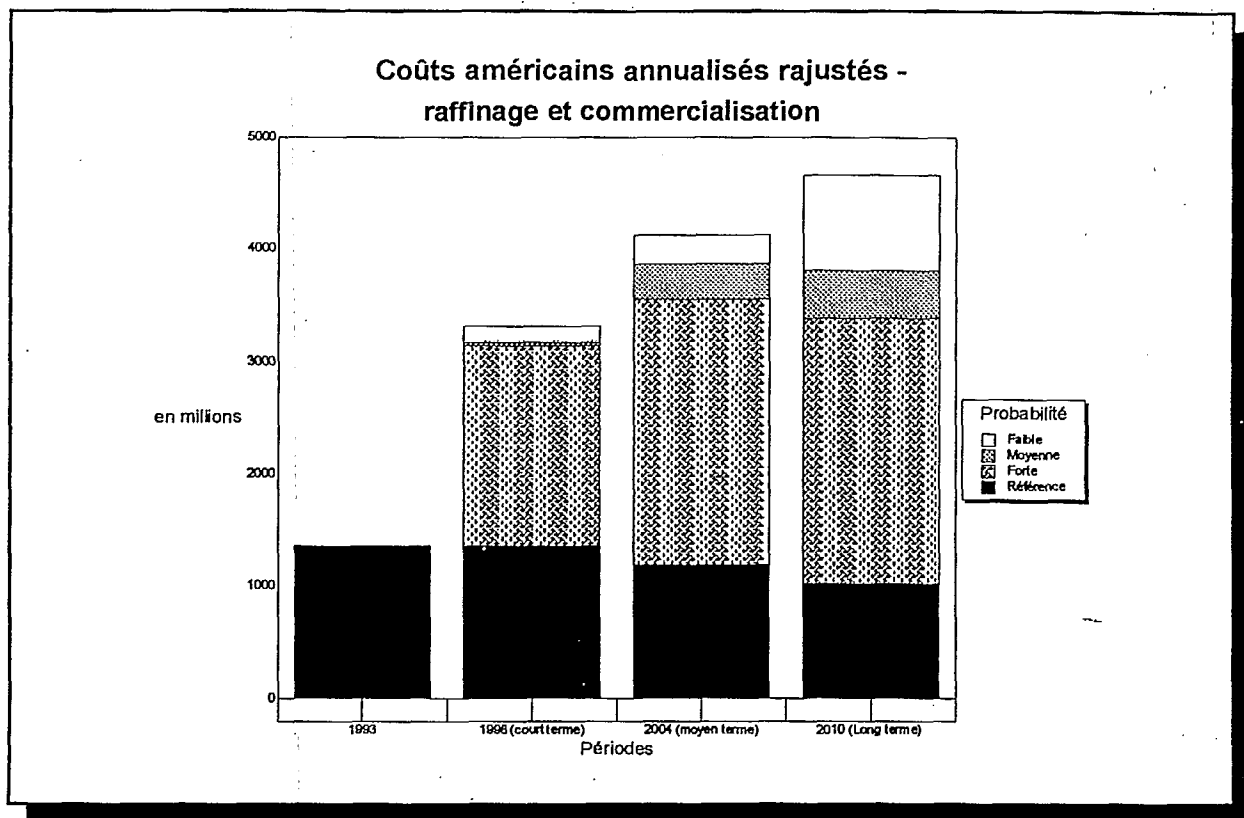
Coûts écologiques aux États-Unis



- Le coût possible des normes environnementales américaines est très élevé. *L'American Petroleum Institute* estime que les mesures liées à la protection de l'environnement coûtent actuellement plus de 8 milliards de dollars par an à l'industrie américaine du raffinage.
- On prévoit que ces dépenses augmenteront de 17 à 25 milliards de dollars d'ici l'an 2000, atteignant un total de quelque 26 à 33 milliards, comme on peut le voir dans la figure ci-dessus.
- Cette figure semble indiquer à première vue que les prévisions de coûts pour l'an 2000 sont élevées par rapport aux données enregistrées dans le passé. Cependant, l'estimation minimale de 26 milliards de dollars représente 13,5 p. 100 des dépenses nationales prévues pour la lutte contre la pollution, soit à peu près le même pourcentage que supportait le secteur pétrolier au milieu des années 1970 et en 1980.

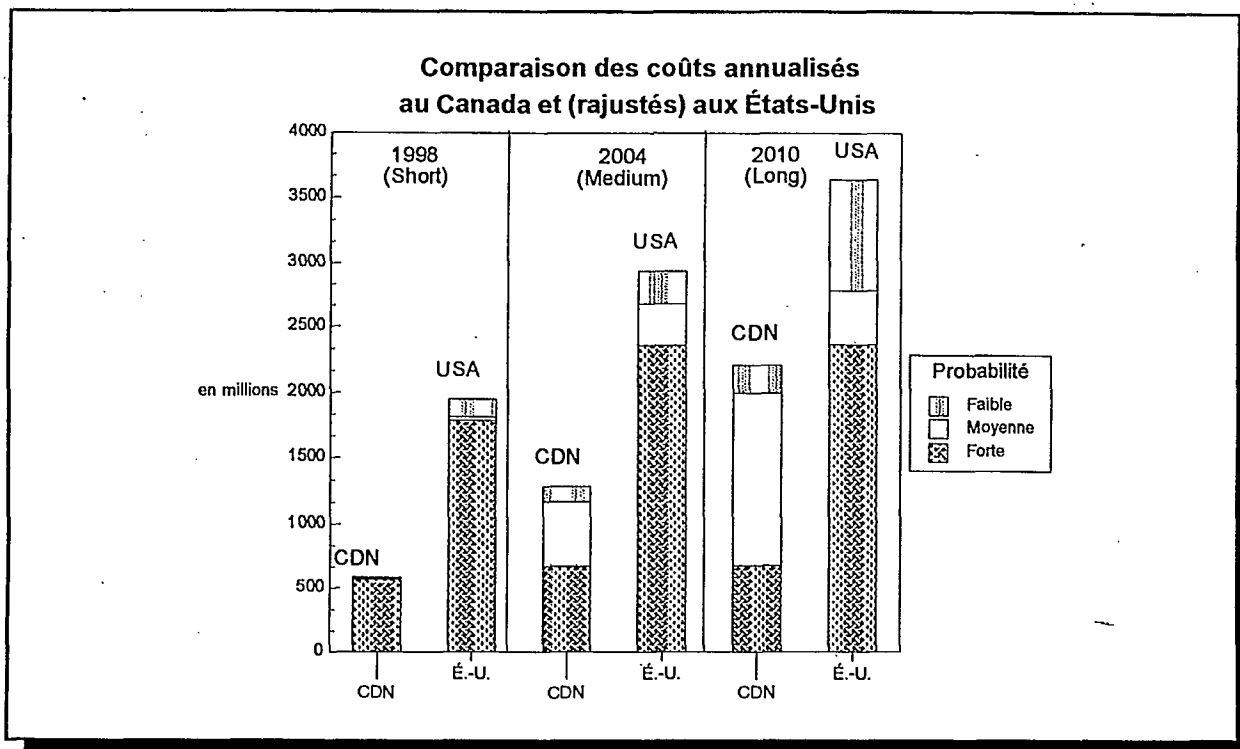
- L'intervalle des coûts estimatifs d'application des normes environnementales est considérable du fait de l'incertitude touchant les exigences qui seront adoptées et leur champ d'application. Ainsi, le prix d'un gallon d'essence « écologique » pourrait augmenter de 3 à 27 ¢³ (<de 1 à 7 ¢ le litre) selon la saison et les normes locales. En général, pour ce qui est des coûts absolus, les estimations maximales sont de 3 à 4 fois plus élevées que les estimations minimales.

³ Le chiffre de 3 ¢/gal. est l'estimation minimale pour l'essence oxygénée, et celui de 27 ¢/gal. est l'estimation maximale pour l'ECM II. Voir le document de travail n° 070R de l'API, p. 50.



Source of Data: Tableau 5
Page 21

- La figure ci-dessus représente les dépenses annualisées du secteur pétrolier d'aval aux États-Unis. Nous avons normalisé les coûts aux États-Unis en fonction du ratio de la capacité canadienne à la capacité américaine de traitement de brut (qui est de 12,7 p. 100), afin de rendre compte de la différence de taille des deux secteurs. Nous avons aussi augmenté les coûts de 33 p. 100 en nous fondant sur un taux de change de 0,75 \$ CAN à 1,00 \$ US.
- En chiffres rajustés, les initiatives de référence et les initiatives à forte probabilité d'application pourraient coûter à l'industrie américaine plus de 3 milliards de dollars d'ici l'an 2010. Si l'on compte l'ensemble des initiatives, les dépenses s'élèvent à plus de 4,5 milliards. Un calcul rapide pour la période de 1993 à 2010 montre que le total des dépenses, déduction faite des coûts de référence, s'élèverait à quelque 38 milliards aux États-Unis. (Nota : Nous avons rajusté ces chiffres pour pouvoir les comparer directement à ceux du scénario canadien. Le total réel des dépenses américaines prévues est d'environ 300 milliards de dollars canadiens.) Comme les prévisions canadiennes, le scénario américain ne comprend pas tous les coûts possibles et pourrait donc lui aussi s'avérer une sous-estimation.



Source des données - Tableaux 3 et 5
Pages 19 et 21

- La figure ci-dessus représente côte à côte les dépenses annualisées canadiennes et américaines selon la période. Il s'agit ici de coûts différentiels (c'est-à-dire que nous en avons déduit les coûts de référence de 1993) qui sont fondés sur l'équivalent pétrole brut (c'est-à-dire que les coûts aux États-Unis sont établis en fonction du ratio de la capacité canadienne à la capacité américaine de traitement du brut, égal à 0,127, et majorés en fonction d'un taux de change de 0,75 \$ US à 1,00 \$ CAN).
- Les coûts aux États-Unis des initiatives à forte probabilité d'application sont de 2 à plus de 3 fois plus élevés que les coûts au Canada pour une capacité de traitement équivalente du brut. Si l'on ajoute à la comparaison les coûts des initiatives à probabilité d'application moyenne, les coûts aux États-Unis sont d'environ 1,5 à 2 fois plus élevés que les coûts au Canada.
- Les coûts aux États-Unis sont plus élevés que les coûts au Canada dans la dernière période des deux scénarios compte tenu de tous les degrés de probabilité. Les raisons en sont les suivantes : les exigences imposées au Canada dans le passé ont été moins nombreuses et moins coûteuses (700 millions); les normes canadiennes touchant l'élimination des sols, les

enceintes secondaires et les autres mesures liées aux déchets sont moins rigoureuses (700 millions); on prévoit au Canada l'application d'un moins grand nombre de mesures d'amélioration de la qualité de l'air, en partie parce que certaines y sont déjà appliquées et en partie parce que d'autres ne seront pas imposées selon les prévisions (200 millions); enfin, la qualité de l'air est meilleure au Canada et ne nécessite de mesures aussi rigoureuses, et la manière plus souple des autorités canadiennes d'aborder la lutte contre la pollution réduira le coût des mesures de protection de la qualité de l'air (plus de 500 millions)⁴.

⁴ On trouvera les chiffres utilisés dans cette comparaison aux tableaux 4 et 6 de l'annexe 5.

Différences régionales

Si d'un côté les différences entre les normes environnementales du Canada et celles des États-Unis peuvent influencer sur la compétitivité de l'industrie canadienne du raffinage par rapport à sa principale concurrente, soit son homologue américaine, il y a aussi des cas où les différences de normes environnementales entre les provinces et même à l'intérieur de celles-ci peuvent agir sur la compétitivité des raffineries canadiennes les unes par rapport aux autres. Nous avons retenu trois exemples concrets où les différences de normes environnementales intérieures au Canada influent sur la concurrence entre les sociétés : les limites concernant les émissions de soufre, les normes relatives aux émissions d'oxydes d'azote (NO_x) et de composés organiques volatils (COV) et les normes applicables aux effluents liquides.

Limites d'émissions de soufre

Il existe actuellement au Canada toutes sortes de prescriptions concernant la quantité de soufre que peuvent dégager les raffineries. Les limites concernant les émissions portent sur le soufre dégagé aussi bien par la consommation de combustible que par les procédés de traitement. Les niveaux autorisés à l'égard des combustibles de raffinerie vont d'un minimum de 1,0 p. 100 à Montréal et de quantités semblables en Ontario et dans l'Ouest canadien à quelque 3,0 p. 100 dans les provinces de l'Atlantique. Une demande faite récemment par l'ICPP à la Communauté urbaine de Montréal montre bien l'importance que revêt l'incidence sur le coût du raffinage de la teneur en soufre du combustible des raffineries : l'ICPP estimait en effet que les raffineries en question pourraient économiser quelque 12 millions de dollars par an si l'on portait la limite de soufre à 1,5 p. 100. Cet exemple montre que les coûts de combustible des raffineries peuvent avoir un effet considérable sur leur situation économique et met en évidence le problème que pose la recherche d'un équilibre entre les pressions environnementales et les forces économiques qui s'exercent sur le secteur d'activité.

Normes relatives aux émissions d'oxydes d'azote et de composés organiques volatils (NO_x /COV)

Le plan de gestion des émissions d'oxyde d'azote et de composés organiques volatils (NO_x /COV) prévoit l'application nationale de mesures de prévention et l'application de mesures correctives dans les régions de dépassement des normes, soit la vallée inférieure du Fraser, le corridor Windsor-Québec et le sud des provinces de l'Atlantique. Dans le contexte d'une initiative en cours d'élaboration (touchant les émissions de vapeurs des réservoirs), un gros raffineur de l'Atlantique a fait valoir qu'il serait injuste, pour des raisons de concurrence, d'obliger une raffinerie exploitée dans une région de dépassement des normes (en l'occurrence le sud des provinces de l'Atlantique) à améliorer ses réservoirs, alors que des entreprises exploitées tout près, à Halifax par exemple, ne seraient pas assujetties à la même exigence. Il est évident que les coûts seraient plus élevés dans les régions de dépassement des normes.

Normes relatives aux effluents des raffineries

Les normes de référence applicables aux effluents des raffineries canadiennes sont fixées dans le cadre du Règlement sur les effluents des raffineries de pétrole et des lignes directrices connexes, dont l'application est assurée par Environnement Canada. La réglementation plus rigoureuse qu'a établie notamment l'Ontario a entraîné une amélioration considérable de la qualité globale des effluents dans cette province. Il n'existe pas à notre connaissance d'estimations des coûts de l'amélioration de la qualité des effluents, mais il semblerait que les raffineurs ontariens supportent à cet égard des frais plus élevés que leurs confrères du reste du pays.

D'une part, les entreprises de raffinage aimeraient que les mêmes règles soient appliquées à l'ensemble du secteur; d'autre part, c'est quand on peut montrer l'existence d'un problème que les mesures environnementales se révèlent être le plus efficaces. Ces deux façons de voir étant incompatibles, il faut consentir à des compromis. Dans la recherche de ces compromis, certains voudraient avant tout améliorer la situation écologique d'ensemble, tandis que d'autres se soucient principalement de réduire les coûts au minimum. Le débat reste ouvert.

Observations

Le scénario écologique élaboré pour le Canada dans le présent chapitre a un caractère hautement conjectural pour ce qui est de la chronologie et du calcul des coûts. Nous ne disposons pas d'estimations de coûts associés à de nombreuses initiatives, et il faudrait en élaborer pour donner une image plus exacte des enjeux environnementaux. Le scénario américain est lui aussi incomplet, mais la chronologie des initiatives y est un peu plus certaine, étant donné que, contrairement au scénario canadien, il est fondé sur un mécanisme législatif.

Compte tenu de ces imperfections, nous formulons les observations suivantes :

- Les coûts environnementaux du scénario canadien sont élevés. Il est tout à fait probable que le secteur devra dépenser 1 milliard de dollars par an, et les coûts pourraient dépasser 2,5 milliards d'ici 2010.
- Calculés en fonction d'une capacité de traitement équivalente du brut au Canada, les coûts aux États-Unis sont à peu près trois fois plus élevés que les coûts au Canada à l'égard des initiatives à forte probabilité d'application.
- L'analyse montre que les coûts des mesures environnementales, à eux seuls, ne mettent pas le Canada en position défavorable dans la concurrence avec les États-Unis. La question semble plutôt être celle de la viabilité du secteur pétrolier canadien étant donné l'importance des coûts.
- La tâche qui s'impose est de créer une situation où tout le monde gagnera, c'est-à-dire où l'industrie pourra recouvrer les coûts supplémentaires de la protection de l'environnement, tandis que le consommateur pourra continuer à bénéficier de produits écologiques de la meilleure qualité au plus bas prix.
- Il faut s'attaquer à la question de la nécessité de normes nationales de qualité des produits, définies en fonction des considérations environnementales. La fixation de normes de cette nature fait augmenter les coûts, mais elle les fait augmenter pour tout le monde et a donc pour effet d'uniformiser les règles du jeu aussi bien sur le marché intérieur que par rapport aux importations. Les normes nationales offrent aussi plus de possibilités de recouvrement des coûts supplémentaires. En l'absence de normes nationales, les coûts seront plus faibles, mais les importations de qualité inférieure, en particulier celles provenant des États-Unis, sont susceptibles d'influer sur les coûts des produits et de nuire à la compétitivité canadienne.
- Des pressions soutenues s'exerceront en vue de l'amélioration ou de l'adaptation de la qualité des carburants et combustibles en fonction des exigences environnementales. Les producteurs aussi bien que les utilisateurs se trouveront ainsi incités à évaluer les possibilités

et à s'entendre sur ce que seront les carburants et combustibles écologiques ainsi que sur la manière dont on les produira et dont on en assumera les coûts.

Exigences environn... ales au Canada

| Initiative | No réf. | Coûts (en millions de dollars) | | | | | | | | | Milieu | Prob. d'app. | Sec-teur | Indices coûts |
|--|---------|--------------------------------|----------|---------|--------------|----------|---------|--------------|--------------|--------------|--------|--------------|----------|---------------|
| | | Investissements | | | Exploitation | | | Annualisés | | | | | | |
| | | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | | | | |
| Ensemble des initiatives antérieures | 0 | | | | 270 | 270 | 270 | 470 | 420 | 370 | Tous | 0 | R&C | 0 |
| Benzène - traitement résidus | 1 | 0 | 47 | 47 | 0 | 5 | 9 | 0 | 10 | 20 | Air | 2 | R | 1 |
| Phase I - réc. des vapeurs - RVO | 2 | 68 | 0 | 0 | -5 | -5 | -5 | 3 | 3 | 3 | Air | 1 | C | 1 |
| Phase I - réc. des vapeurs - nat | 2 | 0 | 658 | 0 | 0 | -5 | -5 | 0 | 72 | 72 | Air | 3 | C | 1 |
| Phase II - réc. des vapeurs - VIF | 3 | 14 | 0 | 0 | | | | 2 | 2 | 2 | Air | 2 | C | 1 |
| Phase II - réc. des vapeurs - RVO | 3 | 0 | 135 | 0 | | | | 0 | 18 | 16 | Air | 3 | C | 1 |
| Phase II - réc. des vapeurs - nat | 3 | 0 | 0 | 197 | | | | 0 | 0 | 23 | Air | 3 | C | 1 |
| Réduction TVR | 4 | 11 | 0 | 0 | 81 | 81 | 81 | 82 | 82 | 82 | Air | 1 | R | 1 |
| Élimination MMT | 5 | 50 | 0 | 0 | 25 | 25 | 25 | 31 | 31 | 31 | Air | 1 | R | 1 |
| ECM I | 6 | 1 100 | | | 100 | 100 | 100 | 225 | 225 | 225 | Air | 1 | R | 0 |
| ECM II | 7 | | 1 400 | | 0 | 135 | 135 | 0 | 300 | 300 | Air | 2 | R | 0 |
| Accord gouver. féd. / raffineurs | 8 | 120 | 0 | 0 | 14 | 14 | 14 | 28 | 28 | 28 | Air | 1 | R | 1 |
| Diesel transport routier - soufre | 8 | 0 | 270 | 0 | 0 | 32 | 32 | 0 | 64 | 64 | Air | 2 | R | 1 |
| Diesel hors route - soufre | 9 | 0 | 0 | 582 | 0 | 0 | 67 | 0 | 0 | 135 | Air | 2 | R | 1 |
| Diesel cétane / aromatiques | 11 | 0 | 0 | 2 109 | | | | 0 | 0 | 669 | Air | 2 | R | 0 |
| Émissions fugitives | 13 | 25 | 0 | 0 | 15 | 15 | 15 | 18 | 18 | 18 | Air | 1 | R | 1 |
| Disp. NOx - brûleurs | 14 | 61 | 61 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 14 | 14 | Air | 1 | R | 1 |
| Disp. NOx CCF | 15 | 0 | 10 | 10 | 0 | 1 | 2 | 0 | 2 | 4 | Air | 3 | R | 1 |
| Couvre-réservoirs | 16 | 0 | 25 | 26 | 0 | 1 | 1 | 0 | 4 | 7 | Air | 3 | R&C | 1 |
| MP 10 | 17 | 0 | 50 | 50 | 0 | 2 | 4 | 0 | 8 | 16 | Air | 1 | R | 1 |
| Soufre dans mazout lourd | 18 | 0 | 540 | 0 | | | | 0 | 63 | 63 | Air | 1 | R | 1 |
| Remplacement des CFC | 19 | | | | | | | | | | Air | 1 | R | 0 |
| Disp. COV réservoirs | 20 | 20 | 15 | 0 | -1 | -3 | -3 | 1 | 1 | 1 | Air | 2 | R&C | 1 |
| Disp. vapeurs marines | 21 | 0 | 22 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 8 | 8 | Air | 1 | R&C | 1 |
| Combustibles de remplacement | 22 | | | | | | | | | | Air | 2 | R&C | 0 |
| Gaz à effet de serre | 23 | | | | | | | | | | Air | 1 | R | 0 |
| Permis fédéraux | 24 | | | | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | Air | 3 | R | 1 |
| Inv. nat. rejets polluants | 25 | 2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | Autre | 1 | R | 1 |
| Normes rév. effluents | 26 | 50 | 0 | 0 | 8 | 8 | 8 | 14 | 14 | 14 | Eau | 1 | R | 1 |
| Qualité de l'eau Grands Lacs | 27 | 0 | 296 | 0 | 0 | 67 | 67 | 0 | 102 | 102 | Eau | 2 | R&C | 1 |
| Qualité des eaux pluviales | 28 | | | | | | | | | | Eau | 0 | R | 0 |
| Élimination ERPU | 29 | 0 | 0 | 300 | | | | 0 | 0 | 35 | Eau | 3 | R | 1 |
| Assainissement lieux - raffineries | 30 | 150 | 0 | 0 | | | | 18 | 18 | 18 | Autre | 1 | R | 1 |
| Assainissement lieux - commercialisation | 30 | 300 | 150 | 0 | | | | 35 | 53 | 53 | Autre | 1 | C | 1 |
| Recyclage huiles usées | 31 | | | | | | | | | | Autre | 1 | R&C | 0 |
| Résidus combustibles - rest. terres agr. | 32 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Autre | 1 | R&C | 1 |
| Boues - rest. terres agricoles | 33 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Autre | 1 | R | 1 |
| Réd. de 50 % déchets solides | 34 | | | | | | | | | | Autre | 1 | R&C | 0 |
| RHT - prévention déversements | 35 | 84 | 84 | 0 | 2 | 4 | 4 | 12 | 24 | 24 | Autre | 2 | R&C | 1 |
| RHT - enceintes secondaires | 36 | 0 | 100 | 294 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 46 | Autre | 3 | R&C | 1 |
| Entrepôts - plan d'intervention | 37 | | | | | | | | | | Eau | 3 | R&C | 0 |
| Pétroliers à double coque | 38 | 769 | | | | | | 90 | 90 | 90 | Eau | 1 | R&C | 1 |
| Resp. fin. - pétroliers | 39 | | | | | | | | | | Autre | 1 | C | 0 |
| Intervention déversements en mer | 40 | 40 | 0 | 0 | 9 | 9 | 9 | 14 | 14 | 14 | Eau | 1 | C | 1 |
| Installations maritimes | 41 | | | | | | | | | | Eau | 1 | C | 0 |
| Pétroliers - prévention déversements | 42 | | | | | | | | | | Eau | 1 | C | 0 |
| Total | | | | | | | | 1 056 | 1 703 | 2 672 | | | | |

Nota : 1) Probabilité d'application : 0 = certitude, 1 = forte, 2 = moyenne, 3 = faible.
 2) Indices de coûts ; 0 = données existantes, 1 = coûts annualisés.
 3) On trouvera les sources des données et les explications sur les chiffres dans les résumés analytiques.

Tit
Exigences environn. as aux États-Unis

| Initiative | No réf. | Coûts (en millions de dollars) | | | | | | | | | Milieu | Prob. d'app. | Sec-teur | Indices coûts |
|--------------------------------------|---------|--------------------------------|----------|---------|--------------|----------|---------|---------------|---------------|---------------|--------|--------------|----------|---------------|
| | | Investissements | | | Exploitation | | | Annualisés | | | | | | |
| | | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | | | | |
| Phase 1 - réc. vapeurs | 2 | | | | | | | 94 | 94 | 94 | Air | 0 | C | 0 |
| Élimination MMT | 5 | | | | | | | | | | Air | 0 | R | 0 |
| Soufre dans mazout lourd | 18 | | | | | | | | | | Air | 0 | R | 0 |
| Réc. huiles usées | 31 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Eau | 0 | R&C | 0 |
| Ensemble des initiatives antérieures | 0 | | | | | | | 8 000 | 7 000 | 6 000 | Tous | 0 | R&C | 0 |
| Benzène - traitement résidus | 1 | 522 | 34 | 0 | 50 | 52 | 52 | 110 | 117 | 117 | Air | 1 | R | 1 |
| Phase II - réc. vapeurs | 3 | 1 812 | 0 | 0 | | | | 212 | 212 | 212 | Air | 1 | C | 0 |
| Phase II - réd. TVR | 4 | 200 | 0 | 0 | 1 050 | 1 050 | 1 050 | 1 076 | 1 076 | 1 076 | Air | 1 | R | 0 |
| Essence oxygénée et ECM I | 6 | 11 000 | 0 | 0 | 1 050 | 1 050 | 1 050 | 2 346 | 2 346 | 2 346 | Air | 1 | R | 0 |
| Essence oxygénée et ECM II | 7 | 0 | 14 000 | | 135 | 1 350 | 1 350 | 300 | 3 000 | 3 000 | Air | 1 | R | 0 |
| Diesel transport routier - soufre | 8 | 2 400 | 0 | 0 | | | | 798 | 796 | 796 | Air | 1 | R | 0 |
| Diesel hors route - soufre | 9 | 0 | 0 | 1 100 | | | | 0 | 0 | 472 | Air | 2 | R | 0 |
| Réduction aromatiques diesel - CARB | 10 | 840 | 0 | 0 | | | | 267 | 267 | 267 | Air | 1 | R | 0 |
| Réduction aromatiques diesel | 11 | 0 | 0 | 8 980 | | | | 0 | 0 | 2 844 | Air | 3 | R | 0 |
| Distillat total - soufre | 12 | 0 | 0 | 1 500 | | | | 0 | 0 | 732 | Air | 3 | R | 0 |
| Émissions fugitives | 13 | 2 867 | 0 | 0 | 148 | 148 | 148 | 483 | 483 | 483 | Air | 1 | R | 0 |
| Disp. NOx - brûleurs | 14 | 219 | 513 | 0 | 16 | 58 | 58 | 42 | 142 | 142 | Air | 1 | R | 1 |
| Disp. NOx - RCS CCF | 15 | 28 | 75 | 80 | 3 | 11 | 11 | 8 | 23 | 40 | Air | 1 | R | 1 |
| Couvre-réservoirs - MACT/NESHAP | 16 | 266 | 299 | 0 | 8 | 15 | 15 | 41 | 83 | 83 | Air | 1 | R | 1 |
| Disp. MP 10 - MACT/NESHAP | 17 | 997 | 812 | 0 | 76 | 99 | 99 | 193 | 287 | 287 | Air | 1 | R | 1 |
| Remplacement des CFC | 19 | | | | | | | | | | Air | 1 | R | 1 |
| Disp. COV réservoirs | 20 | 275 | 0 | 0 | 31 | 31 | 31 | 63 | 63 | 63 | Air | 1 | R&C | 0 |
| Disp. vapeurs marines | 21 | 2 818 | 0 | 0 | | | | 715 | 715 | 715 | Air | 1 | R&C | 0 |
| Combustibles de remplacement | 22 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Air | 2 | R&C | 0 |
| Gaz à effet de serre | 23 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Air | 2 | R | 1 |
| Permis | 24 | | | | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | Air | 1 | R&C | 1 |
| Dév. décl. émissions toxiques | 25 | 211 | 0 | 0 | 133 | 133 | 133 | 170 | 170 | 170 | Autre | 1 | R&C | 0 |
| Normes rév. effluents | 26 | 0 | 7 909 | 0 | 0 | 657 | 657 | 0 | 1 586 | 1 586 | Eau | 2 | R | 1 |
| Qualité de l'eau des Grands Lacs | 27 | 0 | 224 | 0 | 0 | 50 | 50 | 0 | 90 | 90 | Eau | 2 | R&C | 1 |
| Traitement des eaux pluviales | 28 | 424 | 357 | 607 | 25 | 46 | 83 | 75 | 137 | 245 | Eau | 2 | R | 0 |
| Élimination ERPU | 29 | | | | | | | | | | Eau | 3 | R | 0 |
| Scope of Toxicity Char. Rule | 30 | 12 530 | 0 | 0 | | | | 1 466 | 1 466 | 1 466 | Autre | 1 | R&C | 1 |
| Mod. restr. mise en décharge | 32 | 5 000 | 0 | 0 | 181 | 181 | 181 | 768 | 768 | 768 | Autre | 1 | R | 1 |
| Restriction mise en décharge - boues | 33 | | | | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | Autre | 1 | R | 0 |
| Réduction déchets 50 % | 34 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Autre | 1 | R&C | 0 |
| Prév. déversements RHT | 35 | 2 800 | 2 800 | 0 | 88 | 175 | 175 | 416 | 830 | 830 | Autre | 1 | R&C | 0 |
| Enceintes secondaires RHT | 36 | 6 950 | 6 000 | 0 | | | | 813 | 1 515 | 1 515 | Autre | 3 | R&C | 0 |
| Entrepôts à RHT | 37 | 121 | 0 | 0 | 52 | 52 | 52 | 63 | 63 | 63 | Eau | 1 | R&C | 0 |
| Pétroliers à double coque | 38 | 4 538 | 0 | 0 | | | | 531 | 531 | 531 | Eau | 1 | C | 1 |
| Responsabilité fin, pétroliers | 39 | 0 | 0 | 0 | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 | Autre | 1 | C | 0 |
| Intervention - déversements en mer | 40 | 1 000 | 0 | 0 | 134 | 134 | 134 | 251 | 251 | 251 | Eau | 1 | C | 0 |
| Inst. liées au transport maritime | 41 | 700 | 0 | 0 | | | | 82 | 82 | 82 | Eau | 2 | R&C | 0 |
| Matériel prév. des rejets | 42 | 153 | 0 | 0 | | | | 18 | 18 | 18 | Eau | 1 | C | 1 |
| Total | | | | | | | | 19 512 | 24 326 | 27 501 | | | | |

Nota : 1) Probabilité d'application : 0 = certitude, 1 = forte, 2 = moyenne, 3 = faible.
2) Indices de coûts ; 0 = données existantes, 1 = coûts annualisés.

Classement selon la probabilité - Canada

| Initiative | No de réf. | Coûts (en millions de dollars) | | | | | | | | | Milieu | Prob. d'app. | Secteur |
|---|------------|--------------------------------|----------|---------|--------------|----------|---------|------------|----------|---------|--------|--------------|---------|
| | | Investissements | | | Exploitation | | | Annualisés | | | | | |
| | | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | | | |
| Qualité des eaux pluviales | 28 | | | | | | | | | | Eau | 0 | R&C |
| Ensemble des initiatives antérieures | 0 | | | | 270 | 270 | 270 | 470 | 420 | 370 | Tous | 0 | R |
| Phase I - réc. vapeurs - RVO | 2 | 68 | 0 | 0 | -5 | -5 | -5 | 3 | 3 | 3 | Air | 1 | C |
| Réduction TVR | 4 | 11 | 0 | 0 | 81 | 81 | 81 | 82 | 82 | 82 | Air | 1 | R |
| Élimination MMT | 5 | 50 | 0 | 0 | 25 | 25 | 25 | 31 | 31 | 31 | Air | 1 | R |
| ECM I | 6 | 1 100 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 225 | 225 | 225 | Air | 1 | R |
| Accord féd. avec raffineurs | 8 | 120 | 0 | 0 | 14 | 14 | 14 | 28 | 28 | 28 | Air | 1 | R |
| Émissions fugitives | 13 | 25 | 0 | 0 | 15 | 15 | 15 | 18 | 18 | 18 | Air | 1 | R |
| Disp. NOx - brûleurs | 14 | 81 | 81 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 14 | 14 | Air | 1 | R |
| MP 10 | 17 | 0 | 50 | 50 | 0 | 2 | 4 | 0 | 8 | 16 | Air | 1 | R |
| Soufre dans mazout lourd | 18 | 0 | 540 | 0 | | | | 0 | 63 | 63 | Air | 1 | R |
| Remplacement des CFC | 19 | | | | | | | | | | Air | 1 | R |
| Disp. vapeurs marines | 21 | 0 | 22 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 8 | 8 | Air | 1 | R&C |
| Gaz à effet de serre | 23 | | | | | | | | | | Air | 1 | R |
| Inv. nat. rejets polluants | 25 | 2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | Autre | 1 | R |
| Assainissement lieux - raffineries | 30 | 150 | 0 | 0 | | | | 18 | 18 | 18 | Autre | 1 | R |
| Assainissement lieux - comm. | 30 | 300 | 150 | 0 | | | | 35 | 53 | 53 | Autre | 1 | C |
| Recyclage huiles usées | 31 | | | | | | | | | | Autre | 1 | R&C |
| Résidus combustibles - rest. terres agricoles | 32 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Autre | 1 | R&C |
| Boues - rest. terres agricoles | 33 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Autre | 1 | R |
| Réd. de 50 % des déchets | 34 | | | | | | | | | | Autre | 1 | R&C |
| Resp. fin. pétroliers | 39 | | | | | | | | | | Autre | 1 | C |
| Normes rév. effluents | 26 | 50 | 0 | 0 | 8 | 8 | 8 | 14 | 14 | 14 | Eau | 1 | R |
| Pétroliers à double coque | 38 | 789 | 0 | 0 | | | | 90 | 90 | 90 | Eau | 1 | R&C |
| Intervention déversements en mer | 40 | 40 | 0 | 0 | 9 | 9 | 9 | 14 | 14 | 14 | Eau | 1 | C |
| Installations maritimes | 41 | | | | | | | | | | Eau | 1 | C |
| Bateaux - préventions déversements | 42 | | | | | | | | | | Eau | 1 | C |
| Initiatives à forte probabilité d'app. | | | | | | | | 566 | 669 | 677 | | | |
| Benzène - traitement résidus | 1 | 0 | 47 | 47 | 0 | 5 | 5 | 0 | 10 | 20 | Air | 2 | R |
| Phase II - réc. vapeurs - VIF | 3 | 14 | 0 | 0 | | | | 2 | 2 | 2 | Air | 2 | C |
| ECM II | 7 | 0 | 1 400 | | 0 | 135 | 135 | 0 | 300 | 300 | Air | 2 | R |
| Diesel transp. routier - soufre | 8 | 0 | 270 | 0 | 0 | 32 | 32 | 0 | 64 | 64 | Air | 2 | R |
| Diesel hors route - soufre | 9 | 0 | 0 | 582 | 0 | 0 | 67 | 0 | 0 | 135 | Air | 2 | R |
| Diesel - cétane/aromatiques | 11 | 0 | 0 | 2 109 | | | | 0 | 0 | 669 | Air | 2 | R |
| Disp. COV réservoirs | 20 | 20 | 15 | 0 | -1 | -3 | -3 | 1 | 1 | 1 | Air | 2 | R&C |
| Combustibles de remplacement | 22 | | | | | | | | | | Air | 2 | R&C |
| RHT - prévention déversements | 35 | 84 | 84 | 0 | 2 | 4 | 4 | 12 | 24 | 24 | Autre | 2 | R&C |
| Qualité de l'eau des Grands Lacs | 27 | 0 | 298 | 0 | 0 | 67 | 67 | 0 | 102 | 102 | Eau | 2 | R&C |
| Initiatives à probabilité moyenne d'app. | | | | | | | | 15 | 502 | 1 316 | | | |
| Phase I - réc. vapeurs - nat. | 2 | 0 | 858 | 0 | 0 | -5 | -5 | 0 | 72 | 72 | Air | 3 | C |
| Phase II - réc. vapeurs - RVO | 3 | 0 | 135 | 0 | | | | 0 | 18 | 18 | Air | 3 | C |
| Phase II - réc. vapeurs - nat. | 3 | 0 | 0 | 197 | | | | 0 | 0 | 23 | Air | 3 | C |
| Disp. NOx CCF | 15 | 0 | 10 | 10 | 0 | 1 | 1 | 0 | 2 | 4 | Air | 3 | R |
| Couvre-réservoirs | 18 | 0 | 25 | 28 | 0 | 1 | 2 | 0 | 4 | 7 | Air | 3 | R&C |
| Permis fédéraux | 24 | | | | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | Air | 3 | R |
| RHT - enceintes secondaires | 36 | 0 | 100 | 294 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 46 | Autre | 3 | R&C |
| Élimination ERPU | 29 | 0 | 0 | 300 | | | | 0 | 0 | 35 | Eau | 3 | R |
| Entrepôts - plan d'intervention | 37 | | | | | | | | | | Eau | 3 | R&C |
| Initiatives à faible probabilité d'app. | | | | | | | | 6 | 111 | 209 | | | |
| Ensemble des Initiatives | | | | | | | | 1 056 | 1 703 | 2 672 | | | |

Tal 4
Classement selon la prob et le milieu - Canada

| Initiative | No réf. | Coûts (en millions de dollars) | | | | | | | | | Milieu | Prob. d'app. | Sec-teur | Indices coûts |
|---|---------|--------------------------------|----------|---------|--------------|----------|---------|------------|----------|---------|--------|--------------|----------|---------------|
| | | Investissements | | | Exploitation | | | Annualisés | | | | | | |
| | | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | | | | |
| Phase I - réc. vapeurs - RVO | 2 | 68 | 0 | 0 | -5 | -5 | -5 | 3 | 3 | 3 | Air | 1 | C | 0 |
| Réduction TVR | 4 | 11 | 0 | 0 | 81 | 81 | 81 | 82 | 82 | 82 | Air | 1 | R | 1 |
| Élimination MMT | 5 | 50 | 0 | 0 | 25 | 25 | 25 | 31 | 31 | 31 | Air | 1 | R | 1 |
| ECM I | 6 | 1 100 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 225 | 225 | 225 | Air | 1 | R | 1 |
| Accord gouv. féd./raffineurs | 8 | 120 | 0 | 0 | 14 | 14 | 14 | 28 | 28 | 28 | Air | 1 | R | 1 |
| Émissions fugitives | 13 | 25 | 0 | 0 | 15 | 15 | 15 | 18 | 18 | 18 | Air | 1 | R | 1 |
| Disp. NOx - brûleurs | 14 | 61 | 61 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 14 | 14 | Air | 1 | R | 1 |
| MP 10 | 17 | 0 | 50 | 50 | 0 | 2 | 4 | 0 | 8 | 16 | Air | 1 | R | 1 |
| Soufre dans mazout lourd | 18 | 0 | 540 | 0 | | | | 0 | 63 | 63 | Air | 1 | R | 1 |
| Remplacement des CFC | 19 | | | | | | | | | | Air | 1 | R | 0 |
| Disp. vapeurs marines | 21 | 0 | 22 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 8 | 8 | Air | 1 | R&C | 0 |
| Gaz à effet de serre | 23 | | | | | | | | | | Air | 1 | R | 1 |
| Benzène - traitement résidus | 1 | 0 | 47 | 47 | 0 | 5 | 9 | 0 | 10 | 20 | Air | 2 | R | 1 |
| Phase II - réc. vapeurs - VIF | 3 | 14 | 0 | 0 | | | | 2 | 2 | 2 | Air | 2 | C | 1 |
| ECM II | 7 | 0 | 1 400 | 0 | 0 | 135 | 135 | 0 | 300 | 300 | Air | 2 | R | 0 |
| Diesel transp. routier - soufre | 8 | 0 | 270 | 0 | 0 | 32 | 32 | 0 | 64 | 64 | Air | 2 | R | 1 |
| Diesel hors route- soufre | 9 | 0 | 0 | 582 | 0 | 0 | 67 | 0 | 0 | 135 | Air | 2 | R | 1 |
| Diesel - cétane/aromatiques | 11 | 0 | 0 | 2 109 | | | | 0 | 0 | 669 | Air | 2 | R | 1 |
| Disp. COV réservoirs | 20 | 20 | 15 | 0 | -1 | -3 | -3 | 1 | 1 | 1 | Air | 2 | R&C | 1 |
| Combustibles de remplacement | 22 | | | | | | | | | | Air | 2 | R&C | 1 |
| Phase I - réc. vapeurs - nat. | 2 | 0 | 656 | 0 | 0 | -5 | -5 | 0 | 72 | 72 | Air | 3 | C | 1 |
| Phase II - réc. vapeurs - RVO | 3 | 0 | 135 | 0 | | | | 0 | 16 | 16 | Air | 3 | C | 0 |
| Phase II - réc. vapeurs - nat. | 3 | 0 | 0 | 197 | | | | 0 | 0 | 23 | Air | 3 | C | 1 |
| Disp. NOx CCF | 15 | 0 | 10 | 10 | 0 | 1 | 2 | 0 | 2 | 4 | Air | 3 | R | 1 |
| Couvre-réservoirs | 16 | 0 | 25 | 26 | 0 | 1 | 1 | 0 | 4 | 7 | Air | 3 | R&C | 0 |
| Permis fédéraux | 24 | | | | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | Air | 3 | R | 0 |
| Initiatives relatives à l'air | | | | | | | | 403 | 956 | 1 806 | | | | |
| Ensemble des Initiatives antérieures | 0 | | | | 270 | 270 | 270 | 470 | 420 | 370 | Tous | 0 | R&C | 1 |
| Inv. nat. rejets polluants | 25 | 2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | Autre | 1 | R | 1 |
| Assainissement lieux - raffineries | 30 | 150 | 0 | 0 | | | | 18 | 18 | 18 | Autre | 1 | R | 1 |
| Assainissement lieux - comm. | 30 | 300 | 150 | 0 | | | | 35 | 53 | 53 | Autre | 1 | C | 1 |
| Recyclage huiles usées | 31 | | | | | | | | | | Autre | 1 | R&C | 0 |
| Résidus combustibles - rest. terres agricoles | 32 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Autre | 1 | R&C | 1 |
| Boues - rest. terres agricoles | 33 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Autre | 1 | R | 1 |
| Réduction de 50 % des déchets | 34 | | | | | | | | | | Autre | 1 | R&C | 1 |
| Resp. fin. bateaux | 39 | | | | | | | | | | Autre | 1 | C | 0 |
| RHT - prévention déversements | 35 | 84 | 84 | 0 | 2 | 4 | 4 | 12 | 24 | 24 | Autre | 2 | R&C | 1 |
| RHT - enceintes secondaires | 36 | 0 | 100 | 294 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 46 | Autre | 3 | R&C | 1 |
| Initiatives relatives au sol et autres | | | | | | | | 66 | 107 | 141 | | | | |
| Qualité des eaux pluviales | 28 | | | | | | | | | | Eau | 0 | R | 0 |
| Normes révisées effluents | 26 | 50 | 0 | 0 | 8 | 6 | 6 | 14 | 14 | 14 | Eau | 1 | R | 1 |
| Pétroliers à double coque | 38 | 769 | 0 | 0 | | | | 90 | 90 | 90 | Eau | 1 | R&C | 1 |
| Intervention déversements en mer | 40 | 40 | 0 | 0 | 9 | 9 | 9 | 14 | 14 | 14 | Eau | 1 | C | 0 |
| Installations maritimes | 41 | | | | | | | | | | Eau | 1 | C | 1 |
| Bateaux - prévention déversements | 42 | | | | | | | | | | Eau | 1 | C | 0 |
| Qualité de l'eau Grand's Lacs | 27 | 0 | 298 | 0 | 0 | 67 | 67 | 0 | 102 | 102 | Eau | 2 | R&C | 1 |
| Élimination ERPU | 29 | 0 | 0 | 300 | | | | 0 | 0 | 35 | Eau | 3 | R | 0 |
| Entrepôts - plan d'intervention | 37 | | | | | | | | | | Eau | 3 | R&C | 0 |
| Initiatives relatives à l'eau | | | | | | | | 118 | 219 | 254 | | | | |
| Ensemble des Initiatives | | | | | | | | 1 056 | 1 703 | 2 672 | | | | |

Classement selon la **pollution - États-Unis**

| Initiative | No réf. | Coûts (en millions de dollars) | | | | | | | | | Milieu | Prob. d'app. | Secteur |
|--------------------------------------|---------|--------------------------------|----------|---------|--------------|----------|---------|------------|----------|---------|--------|--------------|---------|
| | | Investissements | | | Exploitation | | | Annualisés | | | | | |
| | | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | | | |
| Phase 1 - réc. vapeurs | 2 | | | | | | | 84 | 84 | 84 | Air | 0 | C |
| Élimination MMT | 5 | | | | | | | | | | Air | 0 | R |
| Soufre dans mazout lourd | 18 | | | | | | | | | | Air | 0 | R |
| Réc. huiles usées | 31 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Eau | 0 | R&C |
| Ensemble des initiatives antérieures | 0 | | | | | | | 8 000 | 7 000 | 6 000 | Tous | 0 | R&C |

Ensemble des initiatives antérieures au prorata du débit canadien de brut

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|----|--------|-------|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---|-----|
| Benzène - traitement résidus | 1 | 522 | 34 | 0 | 50 | 52 | 52 | 110 | 117 | 117 | Air | 1 | R |
| Phase II - réc. vapeurs | 3 | 1 812 | | | | | | 212 | 212 | 212 | Air | 1 | C |
| Phase II - réd. TVR | 4 | 200 | | | 1 050 | 1 050 | 1 050 | 1 078 | 1 078 | 1 078 | Air | 1 | R |
| Essence oxygénée et ECM I | 6 | 11 000 | | | 1 050 | 1 050 | 1 050 | 2 346 | 2 346 | 2 346 | Air | 1 | R |
| Essence oxygénée et ECM II | 7 | | 1 400 | | 135 | 1 350 | 1 350 | 300 | 3 000 | 3 000 | Air | 1 | R |
| Diesel transport routier - soufre | 8 | 2 400 | 0 | 0 | | | | 798 | 798 | 798 | Air | 1 | R |
| Réduction aromatiques diesel - CARB | 10 | 840 | 0 | 0 | | | | 287 | 287 | 287 | Air | 1 | R |
| Émissions fuyantes | 13 | 2 867 | 0 | 0 | 148 | 148 | 148 | 483 | 483 | 483 | Air | 1 | R |
| Disp. NOx - brûleurs | 14 | 219 | 513 | 0 | 16 | 16 | 16 | 42 | 142 | 142 | Air | 1 | R |
| Disp. NOx - RCS CCF | 15 | 26 | 75 | 80 | 3 | 11 | 19 | 6 | 23 | 40 | Air | 1 | R |
| Couvre-réservoirs - MACT/NESHAP | 16 | 288 | 299 | 0 | 8 | 15 | 15 | 41 | 83 | 83 | Air | 1 | R |
| Disp. MP 10 - MACT/NESHAP | 17 | 897 | 612 | 0 | 78 | 99 | 99 | 193 | 287 | 287 | Air | 1 | R |
| Remplacement des CFC | 19 | | | | | | | | | | Air | 1 | R |
| Disp. COV réservoirs | 20 | 275 | 0 | 0 | 31 | 31 | 31 | 63 | 63 | 63 | Air | 1 | R&C |
| Disp. vapeurs marines | 21 | 2 818 | 0 | 0 | | | | 715 | 715 | 715 | Air | 1 | R&C |
| Permis | 24 | | | | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | Air | 1 | R&C |
| Dév. décl. rejets toxiques | 25 | 211 | 0 | 0 | 133 | 133 | 133 | 170 | 170 | 170 | Autre | 1 | R&C |
| Scope of Toxicity Char. Rule | 30 | 12 530 | | | | | | 1 486 | 1 486 | 1 486 | Autre | 1 | R&C |
| Mod. restr. mise en décharge | 32 | 5 000 | 0 | 0 | 181 | 181 | 181 | 768 | 768 | 768 | Autre | 1 | R |
| Restriction mise en décharge - boues | 33 | 0 | | | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | Autre | 1 | R |
| Réduction déchets 50 % | 34 | 0 | | | | | | 0 | 0 | 0 | Autre | 1 | R&C |
| Prév. déversements RHT | 35 | 2 800 | 2 800 | 0 | 175 | 175 | 175 | 418 | 830 | 830 | Autre | 1 | R&C |
| Resp. financière bateaux | 39 | | | | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 | Autre | 1 | C |
| Entrepôts à RHT | 37 | 121 | 0 | | 52 | 52 | 52 | 63 | 63 | 63 | Eau | 1 | R&C |
| Pétroliers à double coque | 38 | 4 538 | | | | | | 531 | 531 | 531 | Eau | 1 | C |
| Intervention déversements - bateaux | 40 | 1 000 | | | 134 | 134 | 134 | 251 | 251 | 251 | Eau | 1 | C |
| Matériel prévention rejets | 42 | 153 | | | | | | 18 | 18 | 18 | Eau | 1 | C |

Initiatives à forte probabilité d'app.

10 542 13 917 13 934

Initiatives à forte probabilité d'application au prorata

1 785 2 357 2 360

| | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|----|-----|-------|-------|----|-----|-----|----|-------|-------|-----|---|-----|
| Diesel hors route - soufre | 9 | 0 | 0 | 1 100 | | | | 0 | 0 | 472 | Air | 2 | R |
| Combustibles de remplacement | 22 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Air | 2 | R&C |
| Gaz à effet de serre | 23 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | Air | 2 | R |
| Normes rév. effluents | 28 | 0 | 7 909 | 0 | 0 | 657 | 657 | 0 | 1 586 | 1 586 | Eau | 2 | R |
| Qualité de l'eau des Grands Lacs | 27 | 0 | 224 | 0 | 0 | 50 | 50 | 0 | 90 | 90 | Eau | 2 | R&C |
| Traitement des eaux pluviales | 28 | 424 | 357 | 807 | 25 | 48 | 83 | 75 | 137 | 245 | Eau | 2 | R |
| Inst. liées au transp. mar. | 41 | 700 | | | | | | 82 | 82 | 82 | Eau | 2 | R&C |

Initiative à probabilité moyenne d'app.

157 1 895 2 475

Initiatives à probabilité moyenne d'application au prorata

27 321 419

| | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------|----|-------|-------|-------|--|--|--|-----|-------|-------|-------|---|-----|
| Réduction des aromatiques - diesel | 11 | 0 | 0 | 8 960 | | | | 0 | 0 | 2 844 | Air | 3 | R |
| Distillat total - soufre | 12 | 0 | 0 | 1 500 | | | | 0 | 0 | 732 | Air | 3 | R |
| Encintes secondaires | 36 | 6 950 | 6 000 | 0 | | | | 813 | 1 515 | 1 515 | Autre | 3 | R&C |
| Élimination ERPU | 29 | | | | | | | | | | Eau | 3 | R |

Initiatives à faible probabilité d'app.

813 1 515 5 091

Initiatives à faible probabilité d'application au prorata

148 247 857

Ensemble des initiatives

19 512 24 328 27 501

Ensemble des initiatives au prorata

3 304 4 115 4 857

Classement selon la probabilité, le milieu et le numéro de référence - : Jnis - au prorata de la capacité canadienne de traitement de brut

| Initiative | No réf. | Coûts (en millions de dollars) | | | | | | | | | Milieu | Prob. d'app. | Sec-teur | Indices coûts |
|--------------------------------------|---------|--------------------------------|----------|---------|--------------|----------|---------|------------|----------|---------|--------|--------------|----------|---------------|
| | | Investissements | | | Exploitation | | | Annualisés | | | | | | |
| | | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | Court t. | Moyen t. | Long t. | | | | |
| Phase 1 - réc. vapeurs | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 | 16 | 16 | Air | 0 | C | 0 |
| Élimination MMT | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Air | 0 | R | 0 |
| Soufre dans mazout lourd | 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Air | 0 | R | 0 |
| Ensemble des Initiatives antérieures | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 355 | 1 185 | 1 016 | Air | 0 | R&C | 0 |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|----|-------|-------|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---|-----|---|
| Benzène - traitement résidus | 1 | 88 | 6 | 0 | 8 | 9 | 9 | 19 | 20 | 20 | Air | 1 | R | 0 |
| Phase II - réc. vapeurs | 3 | 307 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 36 | 36 | 36 | Air | 1 | C | 0 |
| Phase II - réd. TVR | 4 | 34 | 0 | 0 | 178 | 178 | 178 | 182 | 182 | 182 | Air | 1 | R | 1 |
| Essence oxygénée et ECM I | 6 | 2 540 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 397 | 397 | 397 | Air | 1 | R | 0 |
| Essence oxygénée et ECM II | 7 | 0 | 3 387 | 0 | 0 | 0 | 0 | 51 | 508 | 508 | Air | 1 | R | 0 |
| Diesel transport routier - soufre | 8 | 406 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 135 | 135 | 135 | Air | 1 | R | 0 |
| Réduction aromatiques diesel - CARB | 10 | 142 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | Air | 1 | R | 0 |
| Émissions fuytives | 13 | 485 | 0 | 0 | 25 | 25 | 25 | 82 | 82 | 82 | Air | 1 | R | 0 |
| Disp. NOx - brûleurs | 14 | 37 | 87 | 0 | 3 | 9 | 9 | 7 | 24 | 24 | Air | 1 | R | 0 |
| Disp. NOx- RCS CCF | 15 | 4 | 13 | 0 | 1 | 2 | 2 | 1 | 4 | 7 | Air | 1 | R | 0 |
| Couvre-réservoirs - MACT/NESHAP | 16 | 48 | 51 | 14 | 1 | 3 | 3 | 7 | 14 | 14 | Air | 1 | R | 1 |
| Disp. MP 10 - MACT/NESHAP | 17 | 169 | 104 | 0 | 13 | 17 | 17 | 33 | 49 | 49 | Air | 1 | R | 1 |
| Remplacement des CFC | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Air | 1 | R | 1 |
| Disp. COV réservoirs | 20 | 47 | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | 11 | 11 | 11 | Air | 1 | R&C | 1 |
| Disp. vapeurs marines | 21 | 477 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 121 | 121 | 121 | Air | 1 | R&C | 1 |
| Permis | 24 | 0 | 0 | 0 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | Air | 1 | R&C | 0 |
| Diesel hors route - soufre | 9 | 0 | 0 | 188 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | Air | 2 | R | 0 |
| Combustibles de remplacement | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Air | 2 | R&C | 1 |
| Gaz à effet de serre | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Air | 2 | R | 0 |
| Réduction aromatiques diesel | 11 | 0 | 0 | 1 517 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 482 | Air | 3 | R | 1 |
| Distillat total - soufre | 12 | 0 | 0 | 254 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 124 | Air | 3 | R | 1 |

Initiatives relatives à l'air

1 133 1 635 2 323

| | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|----|-------|-------|---|----|----|----|-----|-----|-----|-------|---|-----|---|
| Dév. d'écl. émissions toxiques | 25 | 36 | 0 | 0 | 23 | 23 | 23 | 29 | 29 | 29 | Autre | 1 | R&C | 0 |
| Scope of Toxicity Char. Rule | 30 | 2 122 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 248 | 248 | 248 | Autre | 1 | R&C | 0 |
| Mod. restr. mise en décharge | 32 | 847 | 0 | 0 | 31 | 31 | 31 | 130 | 130 | 130 | Autre | 1 | R | 0 |
| Restriction mise en décharge - boues | 33 | 0 | 0 | 0 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | Autre | 1 | R | 1 |
| Réduction déchets 50 % | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Autre | 1 | R&C | 0 |
| Prév. déversements RHT | 35 | 474 | 474 | 0 | 15 | 30 | 30 | 70 | 141 | 141 | Autre | 1 | R&C | 0 |
| Resp. fin. des bateaux | 39 | 0 | 0 | 0 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | Autre | 1 | C | 1 |
| Enceintes secondaires RHT | 36 | 1 177 | 1 018 | 0 | 0 | 0 | 0 | 138 | 257 | 257 | Autre | 3 | R&C | 0 |

Initiatives relatives au soi et autres

643 832 832

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|----|-----|-------|-----|----|-----|-----|----|-----|-----|-----|---|-----|---|
| Réc. huiles usées | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Eau | 0 | R&C | 0 |
| Entreôts à RHT | 37 | 20 | 0 | 0 | 9 | 9 | 9 | 11 | 11 | 11 | Eau | 1 | R&C | 1 |
| Pétroliers à double coque | 38 | 788 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 90 | 90 | 90 | Eau | 1 | C | 1 |
| Intervention déversements - bateaux | 40 | 169 | 0 | 0 | 23 | 23 | 23 | 43 | 43 | 43 | Eau | 1 | C | 1 |
| Matériel prévention rejets | 42 | 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 3 | Eau | 1 | C | 0 |
| Normes rév. effluents | 26 | 0 | 1 339 | 0 | 0 | 111 | 111 | 0 | 269 | 269 | Eau | 2 | R | 0 |
| Qualité de l'eau des Grands Lacs | 27 | 0 | 38 | 0 | 0 | 8 | 8 | 0 | 15 | 15 | Eau | 2 | R&C | 0 |
| Traitement des eaux pluviales | 28 | 72 | 80 | 103 | 4 | 8 | 14 | 13 | 23 | 42 | Eau | 2 | R | 0 |
| Inst. liées au transp. mar. | 41 | 119 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 14 | 14 | Eau | 2 | R&C | 0 |
| Élimination ERPU | 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Eau | 3 | R | 0 |

Initiatives relatives à l'eau

173 167 186

Ensemble des Initiatives

3 304 4 119 4 657

Nota : 1) Probabilité d'application : 0 = certitude, 1 = forte, 2 = moyenne, 3 = faible.
2) Indices de coûts ; 0 = données existantes, 1 = coûts annualisés.

RÉSUMÉS ANALYTIQUES

On trouvera dans les résumés analytiques qui suivent une description des initiatives environnementales énumérées aux tableaux 1 et 2 (pages 17 et 18) de la présente annexe, une définition de leur champ d'application, une estimation de leurs coûts et la base de ces estimations.

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 0

Ensemble 1970-1992 **Ensemble des initiatives antérieures**

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

R et C C

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

8 000 7 000 6 000

Source des estimations :

API n° 70R

Champ d'application :

National

Remarques :

Les données de l'API et de l'EPA révèlent que les dépenses américaines annualisées avaient atteint 8 milliards de dollars en 1991 à l'égard de l'ensemble des mesures environnementales en vigueur à ce moment-là. Nous supposons dans la présente étude que la durée d'amortissement d'un certain nombre d'établissements s'achèvera au cours de la période de référence. Faute de données plus précises, nous supposons également une réduction de 1 milliard de dollars par tranche de 5 ans de la fraction des coûts annualisés correspondant à l'amortissement. Les coûts annualisés correspondant aux dépenses antérieures passent donc de 8 à 7, puis à 6 milliards au cours de la période de référence de la présente étude.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 0

Ensemble 1970-1992 **Ensemble des initiatives antérieures**

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

R et C CT CT C

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

270 270 270 470 420 370

Source des estimations :

Estimations hypothétiques

Champ d'application :

National

Remarques :

Il n'est pas facile de trouver d'estimations des dépenses de capital et d'exploitation pour la période de 1970 à 1992, au cours de laquelle a été engagé le plus gros des dépenses environnementales antérieures. Nous proposons ici une estimation hypothétique fondée sur les données de certains rapports annuels et d'autres chiffres d'entreprises déterminées. L'ensemble des entreprises pétrolières du secteur aval a dépensé en tout quelque 2 milliards de dollars en installations et dispositifs destinés à réduire l'incidence des raffineries sur l'environnement. Les principaux éléments de cet ensemble sont les installations de séparation et de traitement de l'eau (1 milliard), les unités de récupération de soufre et de gaz de queue (250 millions), l'assainissement des lieux de commercialisation (1 500 points de vente au détail et 150 centres de distribution, correspondant à 175 millions de dollars), l'assainissement des lieux de raffineries (3 pour 31 millions de dollars), la réduction des émissions particulières des unités de craquage catalytique (100 millions), le remplacement des canalisations souterraines qui fuyaient (100 millions) et d'autres éléments divers (400 millions). Les coûts annualisés de ces investissements seront selon les prévisions de 200, 150 et 100 millions respectivement pour le court, le moyen et le long terme. Nous avons évalué les coûts d'exploitation annuels à 270 millions, selon l'extrapolation de données provenant d'entreprises données.

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 1

Air *Clean Air Act* *Benzène - traitement des résidus*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *CT* *MT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

522 34 0 50 52 52 110 117 117

Source des estimations :

NPC (National Petroleum Council), vol. III, p. 3-41

Champ d'application :

Certains établissements - émissions de benzène provenant des systèmes de traitement et de manutention des résidus

Remarques :

Pour remplir les exigences de la norme *NESHAP** de l'*EPA*** intitulée *Benzene Waste Operations* (FR 58 n° 4), le *National Petroleum Council (NPC)* a établi des estimations des coûts des dispositifs nécessaires, selon lesquelles les coûts initiaux seront de 556 millions de dollars*** et les coûts d'exploitation annuels, de 52 millions***. Les dispositifs nécessaires sont des couvercles pour les systèmes de séparation primaire et les installations d'épuration par boues activées et des enceintes pour les systèmes de manutention des résidus.

**National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants.*

***Environmental Protection Agency.*

***Dollars américains. Les initiatives américaines sont évaluées en dollars américains.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 1

Air *Toxiques* *Benzène - traitement des résidus*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *MT* *LT* *M*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 47 47 0 5 9 0 10 20

Source des estimations :

12,7 p. 100 des coûts de l'initiative américaine

Champ d'application :

Certains établissements - émissions de benzène provenant des systèmes de traitement et de manutention des résidus

Remarques :

Il n'existe pas de programme canadien équivalent pour la lutte contre les émissions des systèmes de traitement des résidus.

| | | | |
|--|--------------------------------|---|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 2 |
| <i>Air</i> | <i>Clean Air Act</i> | <i>Phase I - récupération des vapeurs</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Commercialisation</i> | <i>01.01.73</i> | | <i>C</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| | | <i>94 94 94</i> | <i>335 \$ US/tonne</i> |
| Source des estimations : | | | |
| <i>EPA</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Régional - les normes varient selon les États</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Les prescriptions de la phase I sont en vigueur dans certains États depuis le début des années 1970. Ces prescriptions varient d'un État à l'autre. Pour les États-Unis, les dépenses correspondant à cette initiative ont déjà été engagées et font partie des coûts environnementaux annuels de 8 milliards de dollars que supporte le secteur d'activité. | | | |
| Nous avons converti en dollars de 1991 les coûts annualisés (millions de dollars) et les coûts unitaires (dollars par tonne) exprimés en dollars de 1984, au moyen d'un coefficient déflateur du PNB de 1,2674. Les chiffres d'origine étaient respectivement de 74 millions par an et de 264 dollars par tonne. | | | |
| Source des données : EPA, <i>Draft Regulatory Impact Analysis: Proposed Refuelling Emission Regulation.</i> | | | |

| | | | |
|---|--------------------------------|---|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 2 |
| <i>Air</i> | <i>NO_x/COV</i> | <i>Phase I - récupération des vapeurs</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Commercialisation</i> | <i>CT</i> | <i>MT</i> | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>68 0 0</i> | <i>-5 -5 -5</i> | <i>3 3</i> | |
| Source des estimations : | | | |
| <i>ICPP (mars 1993), Plan de gestion des NO_x/COV et calculs proportionnels</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>RVO - Québec, Ontario et C.-B.</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| V604 - installation dans les stations-service (nouvelles et existantes) d'équipement d'équilibrage des vapeurs pour le remplissage des réservoirs souterrains. | | | |
| V603 - installation d'équipement d'équilibrage des vapeurs dans les terminaux de commercialisation et les dépôts de vrac. | | | |
| Les estimations des coûts sont fondées sur l'hypothèse d'une mise en application régionale de 1993 à 1998 et d'une mise en application nationale (voir autre résumé analytique) de 1998 à 2004. | | | |

Catégorie de problèmes :

Programme canadien :

Initiative canadienne :

2

Air

NO_x/COV

Phase I - récupération des vapeurs

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Commercialisation

MT

LT

Fa

Première mise :

Coûts d'exploitation annuels :

Coûts annualisés :

Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 656 0 0 -5 -5 0 72 72

Source des estimations :

ICPP (mars 1993), Plan de gestion des NO_x/COV et calculs proportionnels

Champ d'application :

National

Remarques :

V604 - installation dans les stations-service (nouvelles et existantes) d'équipement d'équilibrage des vapeurs pour le remplissage des réservoirs souterrains.

V603 - installation d'équipement d'équilibrage des vapeurs dans les terminaux de commercialisation et les dépôts de vrac.

Les estimations des coûts sont fondées sur l'hypothèse d'une mise en application régionale (voir autre résumé analytique) de 1993 à 1998 et d'une mise en application nationale de 1998 à 2004.

Catégorie de problèmes :

Programme américain :

Initiative américaine :

3

*Air**Clean Air Act**Phase II - récupération des vapeurs*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Commercialisation *CT**CT**Fo*

Première mise :

Coûts d'exploitation annuels :

Coûts annualisés :

Moyenne estimative des
coûts unitaires :*1 812 0 0**212 212 212*

Source des estimations :

API, document de travail n° 070R, oct. 1993 et calculs proportionnels à partir de données du NPC

Champ d'application :

Régional - régions de dépassement extrême, considérable, notable et modéré (partiel) des normes et Northeast Ozone Transport Area

Remarques :

La CAAA* de 1990 prescrit pour 1993 l'application de la phase II dans les régions de dépassement extrême, considérable et notable des normes. De même, la phase II ou l'équivalent doivent être appliqués en 1994 dans l'ensemble de la *Northeast Ozone Transport Area*. Maintenant que le transport de boîtes métalliques est devenu obligatoire dans les véhicules, les régions de dépassement modéré des normes peuvent n'être assujetties aux dispositions de la phase II que si les États l'exigent dans le cadre de leurs propres plans de mise en application ou pour d'autres raisons. On trouve dans tous les États au moins certains comtés où la phase II devra être appliquée. La phase II doit être appliquée dans l'ensemble de la Californie aux fins de réduction des émissions de benzène.

La *Clean Air Act Amendment* prévoit l'application de la phase II (le cas échéant) aux stations-service dont le volume de ventes dépasse 10 000 gallons (américains) par mois ou, dans le cas des petites entreprises de commercialisation, 50 000 gallons par mois.

Nous fondant sur un flux de trésorerie de 324 millions de dollars par an de 1992 à 2021 à raison d'un taux d'actualisation de 5 p. 100, nous avons estimé à 4,032 milliards de dollars de 1992 la valeur actualisée nette des prescriptions de la phase II pour les zones de dépassement extrême, considérable, notable et modéré des normes. Si l'on suppose que ces prescriptions ne seront appliquées dans aucune des zones de dépassement modéré, la VAN calculée au prorata de la population touchée serait de quelque 2,650 milliards de dollars, et le flux de trésorerie, de 212 millions.

* *Clean Air Act Amendment.*

Catégorie de problèmes :

Programme canadien :

Initiative canadienne :

3

*Air**NO_x/COV**Phase II - récupération des vapeurs*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Commercialisation *CT**CT**M*

Première mise :

Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés :

Moyenne estimative des coûts
unitaires :*14 0 0**2 2*

Source des estimations :

Étude coût-efficacité d'Environnement Canada et observations de l'ICPP

Champ d'application :

Vallée inférieure du Fraser

Remarques :

V605 - Équilibrage des vapeurs au moment du remplissage des véhicules.

L'estimation est fondée sur l'hypothèse d'une mise en application dans la vallée inférieure du Fraser de 1993 à 1998, d'une mise en application dans les régions vulnérables sur le plan de l'ozone (RVO) de 1999 à 2004 (voir autre résumé analytique) et d'une mise en application nationale de 1999 à 2004 (voir autre résumé analytique).

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 3

Air *NO_x/COV* *Phase II - récupération des vapeurs*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Commercialisation *LT* *LT* *Fa*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 0 197 0 16 16

Source des estimations :

Étude coût-efficacité d'Environnement Canada et observations de l'ICPP

Champ d'application :

National

Remarques :

V605 - Équilibrage des vapeurs au moment du remplissage des véhicules.

L'estimation est fondée sur l'hypothèse d'une mise en application dans la vallée inférieure du Fraser de 1993 à 1998 (voir autre résumé analytique), d'une mise en application dans les régions vulnérables sur le plan de l'ozone (RVO) de 1999 à 2004 (voir autre résumé analytique) et d'une mise en application nationale de 2005 à 2010.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 3

Air *NO_x/COV* *Phase II - récupération des vapeurs*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Commercialisation *MT* *MT* *Fa*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 135 0 0 0 23

Source des estimations :

Étude coût-efficacité d'Environnement Canada et observations de l'ICPP

Champ d'application :

RVO - Québec, Ontario et C.-B.

Remarques :

V605 - Équilibrage des vapeurs au moment du remplissage des véhicules.

L'estimation est fondée sur l'hypothèse d'une mise en application dans la vallée inférieure du Fraser de 1993 à 1998 (voir autre résumé analytique), d'une mise en application dans les régions vulnérables sur le plan de l'ozone (RVO) de 1998 à 2004 et d'une mise en application nationale de 2005 à 2010 (voir autre résumé analytique).

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine: 4

Air *Clean Air Act* *Phase II - réduction de la TVR*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *CT* *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

200 0 0 1 050 1 050 1 050 1 076 1 076 1 076

Source des estimations :

EPA et API

Champ d'application :

Régional - les normes varient d'une région à l'autre

Remarques :

L'objectif est ici de réduire la pollution de l'air en réduisant la volatilité de l'essence automobile mesurée sur l'échelle de tension de vapeur Reid (TVR). Les limites fixées sont de 9,0 ou de 7,8 lb/po² selon la région où l'essence est vendue. Les coûts annualisés exprimés en dollars de 1991 varient entre 483 millions (estimation de l'EPA) et 1,669 milliard (estimation de l'American Petroleum Institute). Depuis l'entrée en vigueur de cette réglementation, l'EPA a fixé de nouvelles normes qui pourraient entraîner des dépenses supplémentaires pour les raffineurs.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne: 4

Air *NO_x/COV* *Réduction de la TVR*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *CT* *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

11 0 0 81 81 81 82 82 82

Source des estimations :

Rapport de l'APCE de juillet 1989

Champ d'application :

Régions vulnérables sur le plan de l'ozone

Remarques :

V602 - Limite de volatilité de l'essence (TVR) de 62 kPa (environ 9 lb/po²). Les estimations des coûts sont fondées sur l'hypothèse d'une limite de 9 lb/po² en juin, juillet et août et de 10,5 lb/po² en mai et en septembre dans les régions vulnérables sur le plan de l'ozone.

| | | | |
|---|--------------------------------|-----------------------------|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 5 |
| <i>Air</i> | <i>Clean Air Act</i> | <i>Élimination du MMT</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Raffinage</i> | | | <i>C</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| Source des estimations : | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>National</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Le MMT est interdit dans l'essence. Ethel a soumis à l'EPA une demande d'autorisation d'utilisation du MMT, demande que l'EPA est en train d'étudier. | | | |

| | | | |
|--|--------------------------------|-----------------------------|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 5 |
| <i>Air</i> | <i>Non défini</i> | <i>Élimination du MMT</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Raffinage</i> | <i>CT</i> | <i>CT</i> | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>50 0 0</i> | <i>25 25 25</i> | <i>31 31 31</i> | |
| Source des estimations : | | | |
| <i>ICPP</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>National</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Cette estimation est fondée sur la réponse de l'ICPP aux recommandations du Comité mixte de travail sur les carburants de transport et les techniques de réduction des émissions des véhicules automobiles (procès-verbal de la réunion du 9 décembre 1993). | | | |

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 6

Air *Clean Air Act* *Essence oxygénée et ECM I*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *CT* *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels* : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

11 000 0 0 1 050 1 050 1 050 2 346 2 346 2 346 De 0,8 à 1,2 ¢ US/l

Source des estimations :

API (American Petroleum Institute)

*Les coûts d'exploitation annuels représentent environ 45 p. 100 des coûts annualisés, et les 55 p. 100 restants correspondent à la première mise.

Champ d'application :

Régions de dépassement des normes - CO et ozone (les 9 villes principales)

Remarques :

Dans les 39 zones de dépassement des normes touchant l'oxyde de carbone (marché de 140 milliards de litres/an), l'essence d'hiver doit contenir au minimum 2,7 p. 100 d'oxygène au poids à compter de novembre 1992 (la période de référence étant de 4 mois selon les prescriptions et de 5 mois en réalité).

À partir de janvier 1995, on devra vendre de l'essence à composition modifiée (ECM) dans les 9 villes où les normes sont le plus largement dépassées (96 milliards de litres/an). L'ECM doit avoir une teneur déterminée en oxygène (minimum de 2 p. 100 sur toute l'année) et en benzène (1 p. 100), ne contenir aucune trace de métaux lourds et respecter les normes relatives aux émissions de NO_x, de COV (mois d'été à forte concentration d'ozone) et de polluants atmosphériques toxiques (réduction de 15 p. 100 par rapport à 1990, c'est-à-dire TVR de 7,2 à 8,1 selon l'endroit et limite de 25 p. 100 pour les aromatiques).

En plus de la demande provoquée par les normes obligatoires relatives à l'oxyde de carbone et à l'ECM (qui représentent en chevauchement un volume de 72 milliards de litres/an dans les chiffres ci-dessus), on prévoit qu'une demande additionnelle de 98 milliards de litres/an d'ECM viendra des régions qui participeront de leur plein gré au programme.

On estime que l'ensemble des prescriptions relatives aux carburants oxygénés et à la phase 1 de l'ECM s'appliquera à un volume s'inscrivant entre 196 et 261 milliards de litres/an. Les coûts annualisés estimatifs varient entre 1,571 et 3,121 milliards de dollars, selon la combinaison des hypothèses volumétriques de chaque mesure et les coûts estimatifs de chacune en cents le gallon. Les moyennes correspondant aux chiffres donnés ci-dessus s'inscrivent entre 0,8 et 1,2 cent/litre, tandis que le coût annualisé moyen est de 2,346 milliards de dollars.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 6

Air *Non défini* *ECM I*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *CT* *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels* : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

1 100 0 0 100 100 100 225 225 225 De 1,1 à 1,6 ¢ CAN/l

Source des estimations :

Coûts unitaires du NPC

*Les coûts d'exploitation annuels représentent environ 45 p. 100 des coûts annualisés, et les 55 p. 100 restants correspondent à la première mise.

Champ d'application :

Régions vulnérables sur le plan de l'ozone

Remarques :

Le volume d'essence automobile vendu au Canada dans les régions vulnérables sur le plan de l'ozone est de 17 milliards de litres. Sur la base des coûts unitaires américains (de 0,8 à 1,2 cent américain le litre), les coûts du scénario canadien se situeraient entre 180 et 270 millions de dollars canadiens par an. L'ICPP (août 1991) estimait à 417 millions les dépenses en capital et à 22 millions par an les dépenses d'exploitation qu'entraînerait une initiative qui ne réduirait la teneur en benzène de l'essence qu'à 0,6 p. 100. Cette estimation est fondée sur les hypothèses suivantes : a) le MMT aurait déjà été éliminé, b) toutes les raffineries, sauf celles qui produisent actuellement des aromatiques, auraient besoin de tours de fractionnement de reformat et c) il faudrait un moyen de saturer le benzène tel qu'une unité d'isomérisation C5C6. La perte d'octane serait compensée par un supplément d'isomérisation, un reformage plus rigoureux ou l'adjonction d'EMTB.

| | | | |
|---|---------------------------------|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 7 |
| <i>Air</i> | <i>Clean Air Act</i> | <i>Essence oxygénée et ECM II</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Raffinage</i> | <i>CT</i> | <i>MT</i> | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels* : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>0 14 000 0</i> | <i>135 1 350 1 350</i> | <i>300 3 000 3 000</i> | |
| Source des estimations : | | | |
| <i>API (American Petroleum Institute)</i> | | *Les coûts d'exploitation annuels représentent environ 45 p. 100 des coûts annualisés, et les 55 p. 100 restants correspondent à la première mise. | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Régions de dépassement des normes - CO et ozone</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Les normes de la phase II de la modification de la composition de l'essence sont plus rigoureuses que celles de la phase I et doivent entrer en vigueur en 1996 en Californie et en l'an 2000 dans les autres régions de dépassement des seuils. Les critères précis restent encore à définir. Les coûts annualisés estimatifs vont de 600 millions à 5,4 milliards de dollars par an, selon le volume et les critères qualitatifs. Nous utilisons dans le présent rapport la valeur médiane de 3 milliards de dollars. | | | |

| | | | |
|--|---------------------------------|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 7 |
| <i>Air</i> | <i>Non défini</i> | <i>ECM II</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Raffinage</i> | <i>MT</i> | <i>LT</i> | <i>M</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels* : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>0 1 400 0</i> | <i>0 135 135</i> | <i>0 300 300</i> | |
| Source des estimations : | | | |
| <i>Calculs proportionnels à partir des coûts américains</i> | | *Les coûts d'exploitation annuels représentent environ 45 p. 100 des coûts annualisés, et les 55 p. 100 restants correspondent à la première mise. | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Régions vulnérables sur le plan de l'ozone</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Les critères ne sont pas définis. L'estimation est fondée sur les coûts américains, réduits au prorata du volume canadien. | | | |

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 8

Air **Clean Air Act** **Carburant diesel à usage routier - soufre**

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage **CT** **CT** **Fo**

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

2 400 0 0 796 796 796 1,0 ¢ USA/l

Source des estimations :

NPC

Champ d'application :

National - usage routier

Remarques :

Pour réduire les émissions d'oxyde de soufre et de particules, la réglementation actuelle prescrit aux raffineurs de faire passer la teneur en soufre du carburant diesel à usage routier d'un niveau variant entre 0,25 et 0,35 p. 100 à 0,05 p. 100 pour octobre 1993. Elle exige aussi un indice minimum de cétane de 40 ou une teneur maximale en aromatiques de 35 p. 100. Selon le *National Petroleum Council*, en 1993, la demande américaine de carburant diesel à usage routier représente 47 p. 100 (79 269 km³/an), et la demande américaine de carburant diesel hors route (y compris pour les chemins de fer et l'usage agricole), 18 p. 100 (40 737 km³) de la réserve totale de distillats, qui est de 168 229 km³/an.

Les estimations des coûts annualisés varient considérablement. Celles de l'*Environmental Protection Agency* s'inscrivent entre 388 et 895 millions de dollars, tandis que celles de la *National Petroleum Refiners Association* s'élèvent à 1,404 milliard de dollars de 1991. Nous avons retenu les résultats d'une étude parrainée par le *National Petroleum Council* à cause de son caractère approfondi, complet et accessible. On y estime respectivement à 2,400 milliards et à 1,0 cent/litre (796 millions/an) les coûts en capital et les coûts annualisés du traitement du carburant diesel à usage routier (*NPC*, vol. 1, p. 297). Les investissements doivent servir à moderniser les installations d'hydrotraitement du distillat, à en aménager de nouvelles, à produire de l'hydrogène et à récupérer le soufre.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 8

Air **Protocole d'entente** **Accord du gouv. fédéral avec les raffineurs**

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage **CT** **CT** **Fo**

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

120 0 0 14 14 14 28 28 28

Source des estimations :

ICPP - APCE, mars 1988, tableau 1.1

Champ d'application :

National

Remarques :

Environnement Canada et la plupart des grands raffineurs ont signé un protocole d'entente prévoyant la réduction de la teneur en soufre du carburant jusqu'à un niveau de 0,05 p. 100 pour octobre 1994. Selon les estimations de l'étude de Bantrel, une opération de ce type sur quelque 19,000 milliards de litres de carburant représenterait une première mise de 972 millions de dollars et des coûts d'exploitation de 13 millions. Faute de données plus précises, nous avons appliqué ces estimations au volume de carburant diesel acheté au détail et avec carte-accès, qui est d'environ 2,300 milliards de litres (soit 12 p. 100 de la réserve de carburant diesel). La part de dépenses de capital attribuée au volume de carburant à usage routier est de 120 millions, tandis que les charges d'exploitation sont estimées à 14 millions par an.

Catégorie de problèmes :

Programme canadien :

Initiative canadienne :

8

Air

Non défini

Carburant diesel à usage routier - soufre

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage

MT

MT

M

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 270 0 0 32 32 0 64 64

Source des estimations :

ICPP - APCE, mars 1988, tableau 1.1

Champ d'application :

National

Remarques :

Le coût de la réduction de la teneur en soufre du carburant diesel pour le reste des véhicules routiers est calculé à partir de l'étude de Bantrel, dans laquelle un investissement de 972 millions et des charges d'exploitation de 113 millions sont attribués à un volume annuel de 19,000 milliards de litres. Si l'on estime à environ 7,600 milliards de litres par an le volume total de carburant diesel à usage routier et si l'on en soustrait un volume de détail de 2,300 milliards de litres, on obtient des coûts en capital de 270 millions de dollars (28 p. 100) pour le carburant diesel à usage routier du segment de gros. Les coûts d'exploitation annuels s'élèvent alors à 32 millions de dollars.

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 9

Air *Non défini* *Carburant diesel hors route - soufre*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *LT* *LT* *M*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 0 1 100 0 0 472 1,1 ¢ US/l

Source des estimations :

NPC

Champ d'application :

National - carburant hors route (exploitations agricoles, transports maritimes et ferroviaires et construction)

Remarques :

On n'a pas adopté de disposition portant la réduction à 0,05 p. 100 de la teneur en soufre du carburant diesel hors route. Cependant, il est possible que la réglementation du carburant diesel à usage routier soit aussi appliquée au carburant diesel hors route (c'est-à-dire utilisé dans les exploitations agricoles, la construction, les chemins de fer, les opérations militaires et les transports maritimes). Le NPC évalue le coût de ce scénario à 3,500 milliards de dollars pour 2 068 kb/jc. Cela représente un investissement supplémentaire de 1,100 milliard de dollars pour un volume supplémentaire de 40,732 milliards de litres par an par rapport au scénario relatif au seul carburant diesel à usage routier, ainsi que des coûts annualisés supplémentaires de 472 millions de dollars.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 9

Air *Non défini* *Carburant diesel hors route - soufre*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *LT* *LT* *M*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 0 582 0 0 67 0 0 135

Source des estimations :

ICPP - APCE, mars 1988, tableau 1.1

Champ d'application :

National

Remarques :

Nous estimons le coût de la réduction à 0,05 p. 100 de la teneur en soufre de la réserve totale de carburant diesel à partir de l'étude de Bantrel et de l'hypothèse qu'il reste un volume de 11,200 milliards de litres une fois que cette réduction a été opérée sur le carburant diesel à usage routier. La première mise s'élève alors à 583 millions de dollars, tandis que les coûts d'exploitation annuels font 67 millions.

Catégorie de problèmes :

Programme américain :

Initiative américaine :

10

Air

CARB

Carburant diesel - réduction des aromatiques

Secteur aval :

Commencement de l'exécution :

Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage

CT

CT

Fo

Première mise :

Coûts d'exploitation annuels :

Coûts annualisés :

Moyenne estimative des
coûts unitaires :

840 0 0

267 267 267

2,6 ¢ US/l

Source des estimations :

NPC

Champ d'application :

Californie

Remarques :

On a adopté en Californie des dispositions prescrivant à compter d'octobre 1993 une teneur maximale en aromatiques pour les carburants diesel à usage routier et hors route (à l'exclusion des usages ferroviaire et maritime). Les carburants de remplacement à rendement écologique supérieur au carburant diesel à 10 p. 100 d'aromatiques et 0,05 p. 100 de soufre peuvent être certifiés aux fins d'utilisation. On estime à 14,000 milliards de dollars la première mise nécessaire pour l'application de cette disposition à l'ensemble du pays et de la réserve de distillat (168,210 milliards de litres par an). La Californie représente 6 p. 100 de ces dépenses. Le coût supplémentaire par rapport au scénario prévoyant une très faible teneur en soufre pour l'ensemble du distillat est de 4,444 milliards par an, et l'on estime à 6 p. 100 la part de la Californie dans ces dépenses.

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 11

Air *Non défini* *Carburant diesel - réduction des aromatiques*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *LT* *LT* *Fa*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 0 8 960 0 0 2 844 2,6 ¢ US/l

Source des estimations :

NPC

Champ d'application :

National - ensemble du distillat

Remarques :

On a adopté en Californie des dispositions prescrivant à compter d'octobre 1993 une teneur maximale en aromatiques pour les carburants diesel à usage routier et hors route (à l'exclusion des usages ferroviaire et maritime). Les carburants de remplacement à rendement écologique supérieur au carburant diesel à 10 p. 100 d'aromatiques et 0,05 p. 100 de soufre peuvent être certifiés aux fins d'utilisation. On estime à 14,000 milliards de dollars la première mise nécessaire pour l'application de cette disposition à l'ensemble du pays et de la réserve de distillat (168 210 milliards de litres par an). Le coût supplémentaire annualisé par rapport au scénario prévoyant une très faible teneur en soufre pour l'ensemble du distillat est de 4,444 milliards de dollars par an. La part du carburant diesel dans cette quantité est de 70 p. 100, et de 64 p. 100 si l'on exclut la Californie.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 11

Air *Non défini* *Carburant diesel - cétane et aromatiques*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *LT* *LT* *M*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 0 2 109 0 0 669 3,5 ¢ CAN/l

Source des estimations :

NPC

Champ d'application :

National

Remarques :

Il n'existe pas actuellement de programme prévoyant la réduction à 10 p. 100 de la teneur en aromatiques du carburant diesel. Le coût annualisé d'un programme de cette nature, sur la base d'un volume de 19,000 milliards de litres et des coûts californiens de 3,5 cents canadiens par litre, serait de 669 millions de dollars. Calculée en proportion des 14,000 milliards de dollars américains correspondant à 168,210 milliards de litres, la première mise serait de 2,109 milliards de dollars canadiens pour 19,000 milliards de litres.

Selon une estimation de l'ICPP, l'élévation de l'indice de cétane de 40 à 55 représenterait un coût de 600 à 900 millions de dollars.

Catégorie de problèmes :

Programme américain :

Initiative américaine :

12

Air

Non défini

Ensemble du distillat - soufre

Secteur aval :

Commencement de l'exécution :

Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage

LT

LT

Fa

Première mise :

Coûts d'exploitation annuels :

Coûts annualisés :

Moyenne estimative des
coûts unitaires :

0 0 1 500

0 0 732

1,7 ¢ US/l

Source des estimations :

NPC

Champ d'application :

National - ensemble du distillat

Remarques :

On n'a pas adopté de règlement pour la réduction de la teneur en soufre de l'ensemble du distillat. Cependant, le *National Petroleum Council* a proposé des estimations pour ce scénario. Celui-ci représenterait, par rapport au scénario de la réduction de la teneur en soufre du seul carburant diesel, une première mise supplémentaire de 1,500 milliard de dollars pour un volume supplémentaire de 48,218 milliards de litres par an, et le coût annualisé supplémentaire serait de 782 millions.

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 13

Air *Clean Air Act* *Émissions fugitives*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *CT* *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

2 867 0 0 148 148 148 483 483 483

Source des estimations :

NPC, vol. III, p. 3 à 41

Champ d'application :

National

Remarques :

On prescrira l'utilisation des meilleures techniques disponibles pour réduire les émissions de sources ponctuelles de polluants atmosphériques considérés comme dangereux. Les estimations ci-dessus comprennent les dispositifs de réduction des émissions fugitives (des pompes, soupapes et compresseurs) et les dispositifs des événements régulateurs de pression et des événements d'unité de cokéfaction.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 13

Air *No_x/COV* *Émissions fugitives*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *CT* *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

25 0 0 15 15 15 18 18 18

Source des estimations :

ICPP - communication verbale

Champ d'application :

National

Remarques :

V607 - Émissions fugitives des raffineries.

On prévoit que le programme canadien nécessitera une première mise de 25 millions de dollars pour l'étiquetage, l'inspection et l'entretien, puis 5 millions par an pour l'inspection et 10 millions pour les réparations.

| | | | | | | |
|---|--------------------------------|-----------------------------|--------------------|--|--|----|
| Catégorie de problèmes : | | Programme américain : | | Initiative américaine : | | 14 |
| <i>Air</i> | | <i>Clean Air Act</i> | | <i>Surveillance de l'émission de NO_x par les brûleurs</i> | | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | | Probabilité d'application : | | |
| <i>Raffinage</i> | <i>CT</i> | <i>MT</i> | | <i>Fo</i> | | |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | | Coûts annualisés : | | Moyenne estimative des coûts unitaires : | |
| <i>219 513 0</i> | <i>16 56</i> | <i>56</i> | <i>42</i> | <i>142</i> | <i>142</i> | |
| Source des estimations : | | | | | | |
| <i>NPC, vol. III, p. 3 à 41</i> | | | | | | |
| Champ d'application : | | | | | | |
| <i>Régions de dépassement des normes relatives à l'ozone</i> | | | | | | |
| Remarques : | | | | | | |
| Les estimations ci-dessus représentent les coûts d'installations sur les fours et les chaudières des brûleurs à très faible émission d'oxydes d'azote (NO _x) nécessaires pour atteindre un niveau de 0,08 lb NO _x /million de BTU pour les chaudières des régions de dépassement considérable des normes, et les coûts d'installation des brûleurs à faible émission de NO _x nécessaires pour atteindre un niveau de 0,2 lb NO _x /million de BTU pour les chaudières et de 0,3 lb NO _x /million de BTU pour les fours au gaz dans les régions de dépassement modéré et minimal. Ces estimations comprennent aussi les coûts d'utilisation de la réduction catalytique sélective (RCS) dans les fours et les chaudières des régions de dépassement extrême des normes. | | | | | | |

| | | | | | | |
|--|--------------------------------|-----------------------------|--------------------|--|--|----|
| Catégorie de problèmes : | | Programme canadien : | | Initiative canadienne : | | 14 |
| <i>Air</i> | | <i>NO_x/COV</i> | | <i>Surveillance de l'émission de NO_x par les brûleurs</i> | | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | | Probabilité d'application : | | |
| <i>Raffinage</i> | <i>MT</i> | <i>LT</i> | | <i>Fo</i> | | |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | | Coûts annualisés : | | Moyenne estimative des coûts unitaires : | |
| <i>61 61 0</i> | <i>0 0</i> | <i>0</i> | <i>7</i> | <i>14</i> | <i>14</i> | |
| Source des estimations : | | | | | | |
| <i>ICPP, janvier 1991, tableau 1.3</i> | | | | | | |
| Champ d'application : | | | | | | |
| <i>Régions vulnérables sur le plan de l'ozone</i> | | | | | | |
| Remarques : | | | | | | |
| N306 et N603 - Normes de rendement applicables aux nouvelles sources et modernisation des chaudières et générateurs de chaleur commerciaux et industriels. | | | | | | |
| Les coûts comprennent la mise en place de brûleurs à faible émission d'oxydes d'azotes, la transformation de certains brûleurs à tirage naturel en brûleurs à tirage forcé, la recirculation des gaz de combustion et la réduction catalytique non sélective en vue de remplir les critères du plan de gestion des émissions de NO _x et de COV, qui sont respectivement de 30, 50, 110 et 150 ng NO _x /J pour les brûleurs à gaz, à mazout léger, à mazout lourd et à charbon. | | | | | | |

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 15

Air *Clean Air Act* *Surveillance NO_x - RCS/UCC*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *CT* *LT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

26 75 80 3 11 19 6 23 40

Source des estimations :

NPC, vol. III, p. 3 à 41

Champ d'application :

Régions de dépassement extrême des normes

Remarques :

Pour atteindre la norme de 0,05 lb NO_x/million de BTU prescrite pour les régions de dépassement extrême des seuils, il faut appliquer la réduction catalytique sélective aux gaz de combustion des régénérateurs des unités de craquage catalytique fluide.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 15

Air *NO_x/COV* *Surveillance NO_x - RCS/UCC*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *MT* *LT* *LT*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 10 10 0 1 2 0 2

Source des estimations :

ICPP, mai 1992

Champ d'application :

Régions vulnérables sur le plan de l'ozone

Remarques :

N605 - Modernisation des procédés des raffineries.

L'estimation des coûts est fondée sur l'hypothèse de la réduction catalytique sélective des gaz de combustion des régénérateurs des unités de craquage catalytique fluide.

| | | | |
|--|---|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 16 |
| <i>Air</i> | <i>Clean Air Act</i> | <i>Couvre-réservoirs - MACT/NESHAP</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Raffinage</i> | <i>CT</i> | <i>MT</i> | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : | | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>286 299 0</i> | <i>8 15</i> | <i>15 41</i> | <i>83 83</i> |
| Source des estimations : | | | |
| <i>NPC, vol. III, p. 3 à 41</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>National</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| On prescrira l'application des meilleures techniques disponibles (MACT) pour réduire les émissions ponctuelles de polluants atmosphériques considérés comme dangereux. Nous estimons ici le coût de l'adjonction de calottes aux réservoirs à toit flottant extérieur de pétrole brut et d'hydrocarbures légers. | | | |

| | | | |
|---|---|-----------------------------|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 16 |
| <i>Air</i> | <i>Non défini</i> | <i>Couvre-réservoirs</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | <i>MT</i> | <i>LT</i> | <i>Fa</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : | | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>0 25 26</i> | <i>0 1</i> | <i>1 0</i> | <i>4</i> |
| Source des estimations : | | | |
| <i>NPC - calcul au prorata de l'essence vendue dans les régions vulnérables sur le plan de l'ozone</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Régions vulnérables sur le plan de l'ozone</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| L'estimation des coûts est fondée sur le volume relatif d'essence automobile vendue dans les régions de dépassement des normes. On vend approximativement 17,000 milliards de litres d'essence par an au Canada, volume qui se répartit comme suit : VIF, 2,0 milliards; tronçon ontarien du corridor Windsor-Québec, 11,0 milliards; et tronçon québécois de ce corridor, 4,4 milliards. Aux États-Unis, on vend annuellement quelque 261,000 milliards de litres d'ECM1/CO. Le volume canadien fait environ 6,5 p. 100 du volume américain. | | | |

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 17

Air *Clean Air Act* *Surveillance MP 10 - MACT/NESHAP*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *CT* *MT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

997 612 0 76 99 99 193 287 287

Source des estimations :

NPC, vol. III, p. 3 à 41

Champ d'application :

National

Remarques :

On prescrira l'application des meilleures techniques disponibles pour réduire les émissions ponctuelles de polluants atmosphériques considérés comme dangereux. Les estimations ci-dessus comprennent les coûts de l'installation de précipitateurs électrostatiques à rendement élevé (nouveaux et de réserve) pour la récupération des fines de catalyseurs produites par les gaz de combustion des régénérateurs des unités de craquage catalytique fluide. Elles comprennent aussi le coût des dispositifs portatifs de réduction des fines de catalyseurs au moment de leur chargement dans les réacteurs et de leur déchargement ainsi que le coût des transporteurs couverts et des espaces clos de stockage du coke provenant des unités de cokéfaction.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 17

Air *Non défini* *MP 10*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *MT* *LT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 50 50 0 2 4 0 8 16

Source des estimations :

Proportion de 12,7 p. 100 des coûts du NPC

Champ d'application :

National

Remarques :

Les estimations de coûts sont fondées sur l'hypothèse de l'installation de précipitateurs électrostatiques pour les gaz de combustion des régénérateurs. À partir des données américaines (première mise de 586 millions de dollars et coûts d'exploitation annuels de 23 millions), multipliées par un coefficient de 12,7 p. 100 et un taux de change de 0,75, nous obtenons pour le scénario canadien un investissement de 100 millions et des coûts d'exploitation annuels de 4 millions. Contrairement à ce qui était le cas pour les estimations américaines, nous n'avons pas pris en considération les unités de réserve pour le Canada.

Catégorie de problèmes :

Programme américain :

Initiative américaine :

18

Air

Clean Air Act

Soufre dans le mazout lourd

Secteur aval :

Commencement de l'exécution :

Achèvement de l'exécution :

Probabilité d'application :

Raffinage

C

Première mise :

Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés :

Moyenne estimative des coûts unitaires :

Source des estimations :

Champ d'application :

Régional

Remarques :

Les seuils de soufre varient considérablement selon les régions. Les zones à forte densité de population doivent respecter à cet égard des critères plus rigoureux, normalement inférieurs à 1 p. 100.

Catégorie de problèmes :

Programme canadien :

Initiative canadienne :

18

Air

Pluies acides

Soufre dans le mazout lourd

Secteur aval :

Commencement de l'exécution :

Achèvement de l'exécution :

Probabilité d'application :

Raffinage

MT

LT

Fo

Première mise :

Coûts d'exploitation annuels :

Coûts annualisés :

Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 540 0

0 63 63

Source des estimations :

Informetrica

Champ d'application :

Régional

Remarques :

Selon le Rapport sur l'état de l'environnement publié par l'OCDE, le Canada vient au quatrième rang des 24 États membres de cette organisation pour ce qui est des émissions d'oxydes de soufre (SO_x). Il se pourrait qu'on doive prescrire une réduction de la teneur en soufre des combustibles consommés par les raffineries et vendus sur le marché canadien pour mettre fin à l'acidification des lacs.

Un rapport d'Informetrica situe entre 410 et 670 millions de dollars la première mise nécessaire pour l'hydrotraitement du mazout lourd. Les données disponibles au moment de la rédaction ne précisent pas le volume à traiter ni le niveau de désulfuration.

Catégorie de problèmes :

Programme américain :

Initiative américaine :

19

Air

Clean Air Act

Remplacement des CFC

Secteur aval :

Commencement de l'exécution :

Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage

CT

CT

Fo

Première mise :

Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés :

Moyenne estimative des coûts unitaires :

Source des estimations :

Champ d'application :

National

Remarques :

Aussi bien le Protocole de Montréal relatif à des substances qui appauvrissent la couche d'ozone (1992) que la partie VI de la *Clean Air Act Amendment* prescrivent la réduction progressive de la production de chlorofluorocarbures (CFC).

On ne dispose pas de données sur les coûts de cette initiative, mais on les estime peu élevés en comparaison de la plupart des mesures prescrites par la *Clean Air Act*.

Catégorie de problèmes :

Programme canadien :

Initiative canadienne :

19

Air

CFC

Remplacement des CFC

Secteur aval :

Commencement de l'exécution :

Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage

CT

CT

Fo

Première mise :

Coûts d'exploitation annuels :

Coûts annualisés :

Moyenne estimative des coûts unitaires :

Source des estimations :

Champ d'application :

National

Remarques :

On ne fabrique ni n'importe plus de CFC au Canada. Ils ont été remplacés par les hydrochlorofluorocarbures (HCFC) dans les unités de réfrigération des usines.

| | | | | | | | | | |
|---|--|--------------------------------|-----------------------|-----------------------------|--|---|--|--|----|
| Catégorie de problèmes : | | | Programme américain : | | | Initiative américaine : | | | 20 |
| <i>Air</i> | | | <i>Clean Air Act</i> | | | <i>Surveillance des émissions de COV des réservoirs</i> | | | |
| Secteur aval : | | Commencement de l'exécution : | | Achèvement de l'exécution : | | Probabilité d'application : | | | |
| <i>R et C</i> | | <i>CT</i> | | <i>CT</i> | | <i>Fo</i> | | | |
| Première mise : | | Coûts d'exploitation annuels : | | Coûts annualisés : | | Moyenne estimative des coûts unitaires : | | | |
| 275 0 0 | | 31 31 31 | | 63 63 63 | | | | | |
| Source des estimations : | | | | | | | | | |
| <i>EPA - CTG, projet de juillet 1992</i> | | | | | | | | | |
| Champ d'application : | | | | | | | | | |
| <i>Régions de dépassement des normes</i> | | | | | | | | | |
| Remarques : | | | | | | | | | |
| Nous tenons compte dans ces estimations de l'application des normes de réduction des émissions de composés organiques volatils (COV) aux réservoirs de liquides organiques volatils faisant plus de 0,75 lb/po ² sur l'échelle de tension de vapeur Reid. La plus grande partie des émissions de composés organiques volatils provenant des réservoirs du secteur pétrolier faisait l'objet de dispositions antérieures et se trouve comprise dans les coûts de référence. | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|--|--|--------------------------------|---------------------------|-----------------------------|--|---|--|--|----|
| Catégorie de problèmes : | | | Programme canadien : | | | Initiative canadienne : | | | 20 |
| <i>Air</i> | | | <i>NO_x/COV</i> | | | <i>Surveillance des émissions de COV des réservoirs</i> | | | |
| Secteur aval : | | Commencement de l'exécution : | | Achèvement de l'exécution : | | Probabilité d'application : | | | |
| <i>R et C</i> | | <i>CT</i> | | <i>CT</i> | | <i>M</i> | | | |
| Première mise : | | Coûts d'exploitation annuels : | | Coûts annualisés : | | Moyenne estimative des coûts unitaires : | | | |
| 20 15 0 | | -1 -3 -3 | | 1 1 | | <100 \$/tonne | | | |
| Source des estimations : | | | | | | | | | |
| <i>Environnement Canada</i> | | | | | | | | | |
| Champ d'application : | | | | | | | | | |
| <i>National</i> | | | | | | | | | |
| Remarques : | | | | | | | | | |
| La réduction des émissions des réservoirs hors terre (RHT) se fera surtout au moyen de toits flottants. Les initiatives V302 et V606 du plan de gestion des émissions de NO _x et de COV définiront les normes applicables. Seront assujettis à ces normes les réservoirs de diamètre supérieur à 4,0 mètres et contenant des produits à tension de vapeur supérieure à 10 kPa. | | | | | | | | | |
| Il est très probable que le secteur aval exigera la modernisation d'environ 400 réservoirs, opération qui représente une première mise de quelque 32 millions de dollars, des coûts d'exploitation annuels de 0,06 million et des économies sur les produits d'environ 4 millions. Si l'on suppose des intérêts de 10 p. 100 et une durée de vie de 20 ans, on obtient à partir de ces données un coût annualisé de moins de 1 million de dollars et un coût de réduction des émissions inférieur à 100 \$ la tonne. | | | | | | | | | |

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 21

Air *Clean Air Act* *Surveillance des vapeurs marines*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

R et C *CT* *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

2 818 0 0 715 715 715

Source des estimations :

Environmental Protection Agency

Champ d'application :

Terminaux maritimes - application possible à d'autres installations de chargement de produits pétroliers

Remarques :

Cette initiative prévoit l'application des mesures antipollution de type station-service de phase II aux terminaux maritimes afin de réduire les émissions de COV. D'autres installations de chargement de produits pétroliers dans les branches du raffinage, du transport et de la commercialisation pourraient être touchées. L'EPA a aussi le pouvoir d'imposer des mesures plus rigoureuses aux installations de déchargement.

Certains terminaux pourraient être exemptés de l'application de ces dispositions.

Les estimations de coûts ci-dessus s'appliquent aux installations maritimes et aux autres installations qui pourraient être touchées.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 21

Air *NO_x/COV* *Surveillance des vapeurs marines*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

R et C *MT* *MT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 22 0 0 5 5 0 8

Source des estimations :

API, document n° 70R - calcul en proportion des données canadiennes

Champ d'application :

National

Remarques :

Cette initiative prévoit l'application des mesures antipollution de type station-service de phase II aux terminaux maritimes afin d'en réduire les émissions de COV. Nous fondant sur les estimations américaines de 2 millions de dollars canadiens par bassin, nous obtenons une première mise estimative de 22 millions pour les 11 terminaux canadiens. Nous évaluons les coûts d'exploitation annuels à 500 000 \$ par bassin.

| | | | |
|---|--------------------------------|-------------------------------------|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 22 |
| <i>Air</i> | <i>Clean Air Act</i> | <i>Combustibles de remplacement</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | | | <i>M</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| Source des estimations : | | | |
| Champ d'application : | | | |
| Remarques : | | | |
| Nous ne disposons pas d'information à ce sujet. | | | |

| | | | |
|---|--------------------------------|-------------------------------------|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 22 |
| <i>Air</i> | <i>Non défini</i> | <i>Combustibles de remplacement</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | <i>LT</i> | <i>LT</i> | <i>M</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| Source des estimations : | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>National</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Il est probable qu'on commercialisera à long terme des combustibles de remplacement tels que le gaz naturel comprimé, le propane et l'éthanol. Nous supposons dans la présente étude que cette commercialisation se ferait dans l'attente de bénéfices nets, c'est-à-dire que les coûts de la production et de la commercialisation seraient couverts par la vente des produits. Par conséquent, nous estimons à zéro les « coûts environnementaux » nets de la fourniture de ces produits. | | | |

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 23

Air *Changements climatiques* *Gaz à effet de serre*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *M*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

Source des estimations :

Champ d'application :

Remarques :

Les États-Unis se sont engagés, en signant la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, à élaborer un plan national de limitation des émissions dans l'atmosphère de gaz à effet de serre.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 23

Air *Changements climatiques* *Gaz à effet de serre*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *MT* *LT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

Source des estimations :

Champ d'application :

National

Remarques :

Le gouvernement canadien cherche des moyens de limiter les incidences éventuelles des gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Il évaluera à cette fin diverses mesures possibles telles que la fixation de normes de rendement énergétique et la mise en place de systèmes de réduction de l'émission d'atomes de carbone dans l'atmosphère. En signant la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, le Canada s'est engagé à stabiliser d'ici l'an 2000 l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre aux niveaux de 1990. Il envisagera en outre la possibilité de réductions pouvant aller jusqu'à 20 p. 100.

| | | | |
|--|--------------------------------|-----------------------------|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 24 |
| <i>Air</i> | <i>Clean Air Act</i> | <i>Permis</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | <i>CT</i> | <i>CT</i> | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| | 43 43 43 43 | 43 43 | |
| Source des estimations : | | | |
| <i>Bechtel et National Petroleum Council</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Les raffineries, certains postes de distribution et la plupart des établissements de commercialisation</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| <p>Les États sont tenus de mettre en place de nouveaux programmes de délivrance de permis d'exploitation conformes aux normes fédérales relatives aux sources d'émissions dans l'atmosphère. Les premières demandes de permis doivent être soumises aux États pour le 15 novembre 1994. Elles doivent être approuvées dans les trois ans, et les permis délivrés peuvent être valides pour un maximum de cinq ans. On délivrera des permis fédéraux dans les États qui ne mettront pas en place de programme conforme aux normes.</p> <p>Les établissements détenteurs de permis doivent exercer un contrôle suivi des émissions, produire des déclarations à cet égard et payer aux États des droits annuels d'au moins 25 \$, indexés en fonction de l'inflation, par tonne de l'ensemble des émissions réglementées sauf celles d'oxyde de carbone.</p> <p>Ces dispositions s'appliqueront aux raffineries, à certaines activités de transport et à la plupart des établissements de commercialisation.</p> | | | |

| | | | |
|--|--------------------------------|-----------------------------|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 24 |
| <i>Air</i> | <i>Non défini</i> | <i>Permis fédéraux</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Raffinage</i> | <i>LT</i> | <i>LT</i> | <i>Fa</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| | 6 6 6 6 | 6 6 | |
| Source des estimations : | | | |
| <i>10 p. 100 des coûts aux États-Unis</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>National</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| <p>Le système américain oblige les établissements à détenir des permis et prévoit la perception de droits sur ceux-ci. L'approche canadienne consistera probablement à conserver le système provincial actuel de délivrance de permis aux nouveaux établissements.</p> | | | |

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 25

Plusieurs milieux *EPCRA** *Extension de la déclaration des rejets de toxiques*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

R et C *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

211 0 0 *133 133 133* *170 170 170*

Source des estimations :

American Petroleum Institute (API) et Danes & Moore (DM)

Champ d'application :

Remarques :

Les textes législatifs existants prescrivent aux raffineurs de pétrole de déclarer leurs rejets annuels de certains produits et composés chimiques dans le sol, l'atmosphère et l'eau. Cette information est ensuite publiée par l'*Environmental Protection Agency* dans le cadre de son inventaire des rejets de produits chimiques toxiques (*Toxic Chemical Release Inventory*). Il est probable qu'on allongera la liste par suite de plusieurs initiatives du Congrès qui, réunies, entraîneraient l'ajout de plus de 600 produits chimiques. L'*Environmental Protection Agency* envisage elle aussi d'ajouter des éléments à la liste.

**Emergency Planning and Community Right-To-Know Act.*

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 25

Plusieurs milieux *Toxiques* *Inventaire national des rejets de polluants*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *CT* *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

2 0 0 *1 1 1* *1 1* *50 000 \$ par raffinerie*

Source des estimations :

ICPP - communication verbale

Champ d'application :

National

Remarques :

Il faut prévoir une première mise de 100 000 \$ par raffinerie. Nous avons ensuite calculé les coûts annuels en supposant que chaque raffinerie a moins de 50 produits chimiques à déclarer (le nombre typique étant de 25), et que chaque produit chimique suppose 30 heures-personnes par an à raison de 30 \$ par heure-personne. Le résultat arrondi pour les 24 raffineries est un maximum de 1 million de dollars par an.

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 26

Eau *Clean Air Act* *Normes révisées relatives aux effluents*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *MT* *LT* *M*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 7 909 0 0 657 657 0 1 586 1 586

Source des estimations :

Bechtel et National Petroleum Council

Champ d'application :

Effluents de raffinerie relevant de la Clean Water Act

Remarques :

Un jugement oblige l'*Environmental Protection Agency* à réviser ses lignes directrices relatives au rejet de polluants classiques et toxiques dans les eaux de surface. Cette révision pourrait entraîner l'établissement de normes plus rigoureuses pour les effluents. La présentation d'un projet de règle est prévue pour 1995, et la publication des lignes directrices pour 1996.

Dans une étude de Bechtel, on a estimé le coût du traitement des effluents à l'aide des meilleures techniques disponibles dans le but d'en réduire au minimum la teneur en substances organiques et toxiques, établie par surveillance biologique des situations aiguës et chroniques. L'équipement consistait en dispositifs de traitement en deux temps par boues activées et par charbon activé en poudre et de filtration des effluents ainsi traités.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 26

Eau *Non défini* *Normes révisées relatives aux effluents*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *CT* *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

50 0 0 8 8 8 14 14 14

Source des estimations :

Ministère de l'Environnement de l'Ontario

Champ d'application :

Québec

Remarques :

On ne trouve pas dans le scénario canadien actuel de normes semblables aux prescriptions américaines. Si c'était le cas, on obtiendrait pour le Canada, en supposant un ratio simple de coûts de 12,7 p. 100 et un taux de change de 0,75, une première mise de 1,340 milliard de dollars et des coûts d'exploitation annuels de 111 millions.

Dans l'estimation du scénario canadien, il est supposé que des normes équivalentes à celles de la SMID seront fixées pour le Québec. La source de l'estimation est un communiqué de presse du ministère ontarien de l'Environnement prévoyant une première mise de 57 millions de dollars et des coûts d'exploitation annuels de 8 millions.

| | | | | | | | | | |
|---|--|--|--------------------------------|--|--|---|--|--|--|
| Catégorie de problèmes : | | | Programme américain : | | | Initiative américaine : | | | 27 |
| <i>Eau</i> | | | <i>Clean Water Act/AQEGL*</i> | | | <i>Qualité de l'eau des Grands Lacs</i> | | | |
| Secteur aval : | | | Commencement de l'exécution : | | | Achèvement de l'exécution : | | | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | | | <i>MT</i> | | | <i>LT</i> | | | <i>M</i> |
| Première mise : | | | Coûts d'exploitation annuels : | | | Coûts annualisés : | | | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| 0 224 0 | | | 0 50 50 | | | 0 90 90 | | | |
| Source des estimations : | | | | | | | | | |
| <i>Ohio Petroleum Council et API, doc. n° 70R, p. 17</i> | | | | | | | | | |
| Champ d'application : | | | | | | | | | |
| <i>Eaux du bassin des Grands Lacs et application éventuelles à d'autres régions</i> | | | | | | | | | |
| Remarques : | | | | | | | | | |
| L'EPA a publié en 1993 des lignes directrices concernant les eaux du bassin des Grands Lacs, qui constituent pour les États-Unis l'un des moyens de s'acquitter des obligations contractées dans l'Accord relatif à la qualité de l'eau dans les Grands Lacs. Ces lignes directrices comprennent des normes uniformes de qualité minimale de l'eau, des politiques de prévention de la détérioration et des procédures de mise en application. Il pourrait en résulter, entre autres, l'obligation de fixer des normes plus rigoureuses de surveillance des effluents. Les coûts en capital estimatifs varient entre 78 et 292 millions de dollars pour 4 raffineries constituant 83 p. 100 de la capacité sur les rives américaines des Grands Lacs. Les lignes directrices pourraient aussi être appliquées à la côte américaine du golfe du Mexique et à certaines régions de la côte est. | | | | | | | | | |
| * Accord relatif à la qualité de l'eau dans les Grands Lacs (Canada-États-Unis). | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|---|--|--|--------------------------------|--|--|---|--|--|--|
| Catégorie de problèmes : | | | Programme canadien : | | | Initiative canadienne : | | | 27 |
| <i>Eau</i> | | | <i>AQEGL*</i> | | | <i>Qualité de l'eau des Grands Lacs</i> | | | |
| Secteur aval : | | | Commencement de l'exécution : | | | Achèvement de l'exécution : | | | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | | | <i>MT</i> | | | <i>LT</i> | | | <i>M</i> |
| Première mise : | | | Coûts d'exploitation annuels : | | | Coûts annualisés : | | | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| 0 298 0 | | | 0 67 67 | | | 0 102 102 | | | |
| Source des estimations : | | | | | | | | | |
| <i>Ohio Petroleum Council</i> | | | | | | | | | |
| Champ d'application : | | | | | | | | | |
| <i>Eaux des Grands Lacs</i> | | | | | | | | | |
| Remarques : | | | | | | | | | |
| Dans l'estimation des chiffres pour le Canada, il est supposé que les coûts sont les mêmes au Canada qu'aux États-Unis, étant donné qu'il y a 6 raffineries canadiennes et 5 américaines sur les rives des Grands Lacs. | | | | | | | | | |
| * Accord relatif à la qualité de l'eau dans les Grands Lacs (Canada-États-Unis). | | | | | | | | | |

| | | | |
|--|--------------------------------|--------------------------------------|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 28 |
| <i>Eau</i> | <i>Clean Water Act</i> | <i>Traitement des eaux pluviales</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | <i>CT</i> | <i>LT</i> | <i>M</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>424 357 607</i> | <i>25 46 83</i> | <i>75 137</i> | <i>245</i> |
| Source des estimations : | | | |
| <i>NPC, vol. III, p. 4 à 15 et étude de Bechtel</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>National</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Les équipements dont on a estimé les coûts comprennent les installations nécessaires pour construire des stations de pompage (53 millions de dollars) et recueillir et traiter les eaux industrielles contaminées et les eaux pluviales de l'orage le plus considérable observé en 10 ans (1,144 milliard de dollars). Des dépenses additionnelles pourraient devoir être engagées pour l'installation d'échantillonneurs en circuit fermé (38 millions) et le revêtement des zones de traitement en vue de réduire l'accumulation de dépôts de l'écoulement (154 millions). | | | |

| | | | |
|--|--------------------------------|-----------------------------------|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 28 |
| <i>Eau</i> | <i>Provincial</i> | <i>Qualité des eaux pluviales</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Raffinage</i> | <i>CT</i> | <i>CT</i> | <i>C</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| | | | |
| Source des estimations : | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Régional</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| L'équivalent canadien de cette initiative américaine, qui consiste en la construction d'installations pour recueillir et traiter les eaux industrielles contaminées et les eaux pluviales de l'orage le plus fort observé en 10 ans, a déjà été mis en place. Il s'inscrit dans les dépenses en capital de référence de 1 milliard de dollars engagées de 1970 à 1992. | | | |

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 29

Eau *Clean water Act* *Élimination de l'ERPU**

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

Source des estimations :

Champ d'application :

Remarques :

On ne signale pas d'initiative américaine particulière dans aucune des études de l'API ou du NPC. Cependant, il se pourrait que l'initiative relative à la qualité de l'eau dans les Grands Lacs comprenne en fin de compte des dispositions prévoyant l'élimination de l'eau de refroidissement à passage unique.

*ERPU : eau de refroidissement à passage unique.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 29

Eau *Provincial* *Élimination de l'ERPU**

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Raffinage *LT* *LT* *Fa*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 0 300 0 0 35

Source des estimations :

Ministère de l'Environnement de l'Ontario et communication verbale de l'ICPP

Champ d'application :

Ontario

Remarques :

On a estimé à 300 millions de dollars la première mise nécessaire à 4 raffineurs de l'Ontario pour mettre fin à l'usage d'eau de refroidissement à passage unique. Cette estimation comprend le coût de tours de refroidissement additionnelles et de l'équipement accessoire.

*ERPU : eau de refroidissement à passage unique.

| | | | |
|--|--------------------------------|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 30 |
| Déchets | RCRA* | Scope of Toxicity Characteristics Rules | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| R et C | CT | CT | Fo |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| 12 530 0 0 | | 1 466 1 466 1 466 | |
| Source des estimations : | | | |
| American Petroleum Institute (API) | | | |
| Champ d'application : | | | |
| Réservoirs souterrains et autres emplacements contaminés d'établissements du secteur pétrolier | | | |
| Remarques : | | | |
| Les déchets désignés toxiques doivent être gérés comme des déchets dangereux. Certaines dispositions relatives au champ d'application des mesures antipollution définitives sont encore à l'étude. Si l'on décidait d'appliquer le règlement envisagé aux déchets des réservoirs souterrains, le coût moyen du traitement des sols des établissements en cause passerait de 55 à 1 060 \$ la verge cube, et le coût d'assainissement d'une station-service s'élèverait à 110 000 \$. | | | |
| *Resource Conservation and Recovery Act. | | | |

| | | | |
|--|--------------------------------|---|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 30 |
| Déchets | Provincial | Assainissement des lieux de raffinerie | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| Raffinage | CT | CT | Fo |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| 150 0 0 | | 18 18 18 | 50 millions de dollars par lieu |
| Source des estimations : | | | |
| Champ d'application : | | | |
| National | | | |
| Remarques : | | | |
| Les coûts d'assainissement de 3 raffineries fermées durant les années 1970 s'élevaient à quelque 10 millions de dollars chacune. L'assainissement des lieux des raffineries qui ont fermé depuis a coûté considérablement plus cher. On prévoit des coûts d'assainissement de 50 à 75 millions de dollars par lieu. Les dépenses environnementales de référence du secteur comprennent des coûts d'assainissement de 150 à 200 millions environ. | | | |
| Aux fins de la présente étude, nous supposons qu'il faudra engager des dépenses additionnelles de 150 millions à court terme et de 150 millions de plus à moyen terme. | | | |

Catégorie de problèmes :

Programme canadien :

Initiative canadienne :

30

Déchets

Provincial

Assainissement des lieux

Secteur aval :

Commencement de l'exécution :

Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Commercialisation

CT

MT

Fo

Première mise :

Coûts d'exploitation annuels :

Coûts annualisés :

Moyenne estimative des
coûts unitaires :

30 150 0

35 53 53

100 000 \$ par lieu

Source des estimations :

ICPP

Champ d'application :

National

Remarques :

Les coûts d'assainissement des lieux vont de 60 000 à 400 000 \$. La moyenne des coûts régionaux tourne autour de 100 000 \$ par lieu. On a engagé avant la fin de 1991 des dépenses de 150 à 175 millions pour l'assainissement d'environ 1 500 stations-service et 150 postes de distribution. Ces dépenses sont comprises dans les dépenses environnementales de référence du secteur.

Une estimation préliminaire donne à penser qu'il faudrait assainir les lieux de 4 000 stations-service et 500 postes de distribution de plus. On évalue à 450 millions les coûts de ces travaux. Nous avons arbitrairement réparti ces coûts entre le court et le moyen terme, en mettant l'accent sur le court terme.

| | | | |
|---|--------------------------------|----------------------------------|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 31 |
| <i>Eaux souterraines</i> | <i>Non défini</i> | <i>Collecte des huiles usées</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | <i>CT</i> | <i>CT</i> | <i>C</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| | | 0 0 | |
| Source des estimations : | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>National - initiative des entreprises</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Les sociétés pétrolières américaines ont mis en place de leur propre initiative des programmes de collecte et de recyclage des huiles usées dans la totalité(?) ou la plupart de leurs stations-service. Nous ne disposons pas d'information sur les coûts de ces programmes. | | | |

| | | | |
|---|--------------------------------|-----------------------------------|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 31 |
| <i>Déchets</i> | <i>Non défini</i> | <i>Recyclage des huiles usées</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | <i>CT</i> | <i>MT</i> | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| | | | |
| Source des estimations : | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>National</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Les membres de l'Institut canadien des produits pétroliers ont lancé de leur propre initiative un programme de collecte et de recyclage des huiles usées. | | | |
| Il reste à examiner et à établir les coûts en capital et les coûts d'exploitation annuels de cette initiative aux fins de la présente étude. | | | |

| | | | |
|---|--------------------------------|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 32 |
| <i>Déchets</i> | <i>RCRA*</i> | <i>Modifications des restrictions concernant la mise en décharge</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Raffinage</i> | <i>CT</i> | <i>CT</i> | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>5 000 0 0</i> | <i>181 181 181</i> | <i>768 768 768</i> | |
| Source des estimations : | | | |
| <i>API (American Petroleum Institute)</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Déchets de raffineries désignés « dangereux » ou « potentiellement dangereux »</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| <p>On a mis à exécution en 1990 un règlement limitant la mise en décharge de certains déchets dangereux des raffineries de pétrole. Les dispositions en question interdisent la mise en décharge de déchets déterminés sans traitement préalable ou approbation expresse. Ces dispositions s'appliquent entre autres aux déchets de combustibles et aux déchets de raffineries que les analyses révèlent être dangereux en raison de leur nature.</p> <p>En 1992, un tribunal a statué que les installations de confinement des eaux en surface visées dans la <i>Clean Water Act</i> devaient être aussi assujetties à certaines restrictions prévues dans la <i>Resource Conservation and Recovery Act</i>. L'<i>Environmental Protection Agency</i> étudie actuellement les manières possibles d'aborder cette question et les nouvelles normes.</p> | | | |
| * <i>Resource Conservation and Recovery Act.</i> | | | |

| | | | |
|--|--------------------------------|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 32 |
| <i>Déchets</i> | <i>Provincial</i> | <i>Déchets de combustibles - restrictions relatives aux terres agricoles</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | | | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| | | <i>0 0</i> | |
| Source des estimations : | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Provincial</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| <p>L'usage actuel au Canada concernant l'élimination des sols contaminés par les combustibles semble correspondre aux normes de cette initiative américaine. Les coûts de cette élimination sont donc compris dans les coûts annuels de référence.</p> | | | |

| | | | |
|---|--------------------------------|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 33 |
| <i>Déchets</i> | <i>RCRA*</i> | <i>Restrictions concernant la mise en décharge - boues</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Raffinage</i> | <i>CT</i> | <i>CT</i> | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| | 44 44 44 | 44 44 44 | |
| Source des estimations : | | | |
| <i>Environmental Protection Agency</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Boues primaires et secondaires des raffineries</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Les boues primaires et secondaires des raffineries de pétrole ont été classées déchets dangereux en 1991, de même que certaines matières flottantes provenant des installations de confinement en surface et d'autres unités. Les raffineries ont jusqu'à juin 1994 au plus tard pour se conformer intégralement aux normes régissant l'élimination des déchets dangereux. Selon les estimations, le coût supplémentaire de l'élimination des boues conformément aux dispositions régissant les déchets dangereux sera de 40 à 47 millions de dollars pour l'ensemble du pays à l'exception de la Californie. | | | |
| <i>*Resource Conservation and Recovery Act.</i> | | | |

| | | | |
|---|--------------------------------|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 33 |
| <i>Déchets</i> | <i>Provincial</i> | <i>Restrictions relatives aux terres agricoles - boues</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Raffinage</i> | | | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| | | 0 0 | |
| Source des estimations : | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Provincial</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| L'usage actuel au Canada en matière d'élimination des boues semble correspondre à cette initiative américaine. Les coûts en cause sont donc compris dans les coûts de référence du scénario canadien. | | | |

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 34

Déchets *Non défini* *Réduction de la production de déchets de 50 p. 100*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Fo

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 0

Source des estimations :

Champ d'application :

Remarques :

Nous ne disposons pas d'information à ce sujet.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 34

Déchets *Provincial* *Réduction de la production de déchets solides de 50 p. 100*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

R et C *CT* *MT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

Source des estimations :

Champ d'application :

Remarques :

| | | | | | | | | | |
|--|-------|---|-----------------------------------|-----|-----|---|-----|-----|--|
| Catégorie de problèmes : | | | Programme américain : | | | Initiative américaine : | | | 35 |
| Déversements | | | Clean Water Act* et SPCC** | | | Prévention des déversements de réservoirs hors terre | | | |
| Secteur aval : | | | Commencement de l'exécution : | | | Achèvement de l'exécution : | | | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | | | <i>CT</i> | | | <i>MT</i> | | | <i>Fo</i> |
| Première mise : | | | Coûts d'exploitation annuels : | | | Coûts annualisés : | | | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| 2 800 | 2 800 | 0 | 88 | 175 | 175 | 416 | 830 | 830 | 16 000 \$ US/réservoir |
| Source des estimations : | | | | | | | | | |
| <i>API, doc. 70R, p. 25</i> | | | | | | | | | |
| Champ d'application : | | | | | | | | | |
| <i>Un certain nombre de secteurs d'activité, notamment le raffinage du pétrole</i> | | | | | | | | | |
| Remarques : | | | | | | | | | |
| Le programme des <i>SPCC**</i> comprend les normes régissant les procédures, les méthodes et l'équipement de prévention des déversements. On a présenté au Congrès des projets de loi qui exigeraient des dispositifs de détection des rejets, des systèmes de protection, des inspections, des enceintes secondaires (celles-ci font l'objet d'un autre résumé analytique), des opérations de protection contre la corrosion et des plans d'intervention corrective à l'égard des réservoirs hors terre (RHT). Exprimés en dollars de 1991, les coûts initiaux variaient entre 9,159 et 12,634 milliards de dollars, tandis que les coûts d'exploitation annuels s'inscrivaient entre 270 et 440 millions. On estime à 700 000 le nombre de RHT du secteur pétrolier, et à 350 000 la part du secteur aval. Le coût unitaire d'investissement est de 16 000 \$ par réservoir. | | | | | | | | | |
| * <i>Clean Water Act</i> , modifiée par l' <i>Oil Pollution Act</i> . | | | | | | | | | |
| ** <i>Spill Prevention Control Countermeasures</i> . | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|--|----|---|--------------------------------|---|---|---|----|----|--|
| Catégorie de problèmes : | | | Programme canadien : | | | Initiative canadienne : | | | 35 |
| Déversements | | | Provincial | | | Prévention des déversements de réservoirs hors terre | | | |
| Secteur aval : | | | Commencement de l'exécution : | | | Achèvement de l'exécution : | | | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | | | <i>CT</i> | | | <i>MT</i> | | | <i>M</i> |
| Première mise : | | | Coûts d'exploitation annuels : | | | Coûts annualisés : | | | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| 84 | 84 | 0 | 2 | 4 | 4 | 12 | 24 | 24 | 21 000 \$ CAN/ réservoir |
| Source des estimations : | | | | | | | | | |
| <i>API et EPA</i> | | | | | | | | | |
| Champ d'application : | | | | | | | | | |
| <i>National</i> | | | | | | | | | |
| Remarques : | | | | | | | | | |
| Il existe des lignes directrices canadiennes relatives à la prévention des déversements, mais nous ne disposons pas de données sur les coûts correspondants. Nous évaluons à 21 000 \$ CAN par réservoir la première mise du scénario canadien, à partir de l'estimation américaine de 16 000 \$ US par réservoir. De même, nous estimons à 169 millions de dollars la première mise et (à partir d'une hypothèse de 500 \$ par réservoir) à 4 millions les coûts d'exploitation annuels correspondant aux quelque 8 000 réservoirs hors terre du secteur aval de l'industrie pétrolière canadienne. | | | | | | | | | |

Déversements *Oil Pollution Act* *Rétention secondaire*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

R et C *CT* *MT* *Fa*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

6 950 6 000 0 813 1 515 1 515 37 000 \$ US/réservoir

Source des estimations :

API (American Petroleum Institute)

Champ d'application :

National

Remarques :

L'Environmental Protection Agency est tenue par la loi d'étudier les mesures de rétention secondaire et les revêtements à l'égard des réservoirs hors terre et de mettre ses conclusions en application dans les 6 mois de l'achèvement de son rapport. Les estimations ci-dessus sont fondées sur l'hypothèse de coûts en capital de 12,950 à 26,900 milliards de dollars pour les revêtements et de 6,280 milliards pour les enceintes secondaires. On obtient ainsi un coût moyen par réservoir de 37 000 \$. Étant donné le fait que l'industrie pétrolière compte 700 000 RHT et l'hypothèse selon laquelle le secteur aval en compte la moitié, on a estimé la première mise à 12,950 milliards de dollars, somme que nous avons répartie entre le moyen et le long terme.

Déversements *Provincial* *Rétention secondaire - RHT*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

R et C *MT* *LT* *Fa*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

0 100 294 0 0 0 0 12 46 49 000 \$ CAN/réservoir

Source des estimations :

API (American Petroleum Institute)

Champ d'application :

National

Remarques :

Les États-Unis étudient actuellement les mesures possibles de rétention secondaire au moyen de revêtements et d'enceintes. D'après les estimations de coûts produites par l'API et l'EPA, les enceintes coûteraient environ 12 000 \$ CAN, et les revêtements, 37 000 \$ CAN par réservoir. Étant donné que le secteur aval canadien compte 8 000 réservoirs, les coûts du scénario canadien seraient de 392 millions. Nous avons arbitrairement réparti cette somme entre le court et le long terme.

| | | | |
|--|--------------------------------|---|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 37 |
| <i>Déversements</i> | <i>Oil Pollution Act</i> | <i>Établissements possédant des réservoirs hors terre</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | <i>CT</i> | <i>CT</i> | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>121 0 0</i> | <i>52 52 52</i> | <i>63 63</i> | <i>63</i> |
| Source des estimations : | | | |
| <i>API (American Petroleum Institute)</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Réservoirs hors terre de certains établissements de commercialisation, de raffinage, de transport et de production d'hydrocarbures</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Certains établissements de commercialisation, de raffinage, de transport et de production d'hydrocarbures qui ne sont pas actuellement tenus de dresser de plans d'intervention en cas de déversement devront le faire à l'avenir. Il s'agit des établissements dont les dépôts contiennent plus de un million de gallons d'huile de pétrole ou qui transportent des hydrocarbures par bateau. | | | |

| | | | |
|---|--------------------------------|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 37 |
| <i>Déversements</i> | <i>Provincial</i> | <i>Plan d'intervention - établissements possédant des réservoirs</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | <i>LT</i> | | |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| | | | |
| Source des estimations : | | | |
| Champ d'application : | | | |
| Remarques : | | | |
| Le scénario canadien ne comporte pas de programme équivalent. | | | |

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 38

Déversements *Oil Pollution Act* *Pétroliers à double coque*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Commercialisation *CT* *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

4 538 0 0 531 531 531

Source des estimations :

Garde côtière américaine

Champ d'application :

Pétroliers et chalands-citernes navigant dans les eaux américaines

Remarques :

La Garde côtière américaine a proposé un projet de règlement à cet égard en 1990. On prévoit que les normes définitives seront publiées d'ici la fin de 1993.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 38

Déversements *National* *Pétroliers à double coque*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

R et C *CT* *LT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

769 0 0 90 90 90

Source des estimations :

Garde côtière américaine

Champ d'application :

National

Remarques :

On prévoit l'entrée en vigueur d'un programme de pétroliers à double coque entre 1995 et 2015. Les coûts de ce programme ne seront pas en général supportés directement par le secteur aval, mais ils influenceront sur les coûts de livraison du brut. On pense que ce programme influera non seulement sur les raffineries côtières, mais aussi sur toutes les autres, dans la mesure où il déterminera le prix de référence du brut. Nous avons établi les coûts canadiens à partir des données américaines, à l'aide d'un coefficient de 12,7 p. 100 et d'un taux de change de 0,75.

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 39

Déversements *Oil Pollution Act* *Responsabilité financière concernant les navires*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Commercialisation *CT* *LT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

122 122 122 122 122 122

Source des estimations :

API (American Petroleum Institute) et Garde côtière américaine

Champ d'application :

Navires jaugeant plus de 300 tonnes qui naviguent dans les eaux américaines

Remarques :

La Garde côtière américaine a proposé de prescrire aux propriétaires et aux exploitants des navires de plus de 300 tonnes de jauge brute d'être à même en tout temps de prouver qu'ils disposent d'une assurance ou d'autres moyens de s'acquitter de leur responsabilité civile en cas de déversement ou de risque de déversement d'hydrocarbures ou d'autres substances dangereuses. Le texte définitif de ces dispositions pourrait entrer en vigueur en 1994.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 39

Déversements *Responsabilité financière concernant les navires*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Commercialisation *CT* *LT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

Source des estimations :

Champ d'application :

Remarques :

On trouve aux articles 673 à 727 de la partie IV de la *Loi sur la marine marchande du Canada* les dispositions régissant la responsabilité civile et les dédommagements en cas de pollution du milieu marin. Nous ne disposons pas de données concernant l'incidence de ces dispositions sur l'industrie pétrolière.

| | | | |
|--|--------------------------------|---|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 40 |
| <i>Déversements</i> | <i>Oil Pollution Act</i> | <i>Plans d'intervention en cas de déversement - navires</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Commercialisation CT</i> | <i>CT</i> | <i>Fo</i> | |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>1 000 0 0 134</i> | <i>134 134 251</i> | <i>251 251</i> | |
| Source des estimations : | | | |
| <i>Garde côtière américaine et API, doc. n° 70R, p. 20</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Navires transportant des hydrocarbures et établissements où l'on en manutentionne</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| La Garde côtière américaine mettra en 1994 la dernière main aux normes régissant les plans d'intervention relatifs aux navires transportant des hydrocarbures en vrac. Les estimations ci-dessus comprennent la première mise et les dépenses d'exploitation correspondant à la capacité d'intervention à partir de la côte tel que celui qu'offrent la <i>Marine Spill Response Corporation</i> et les coopératives régionales. | | | |

| | | | |
|---|--------------------------------|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 40 |
| <i>Déversements</i> | <i>PPMM</i> | <i>Intervention en cas de déversement marin ou fluvial</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Commercialisation CT</i> | <i>CT</i> | <i>CT</i> | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>40 0 0</i> | <i>9 9 9</i> | <i>14 14 14</i> | |
| Source des estimations : | | | |
| <i>ICPP</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Toutes les voies navigables canadiennes</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Les estimations de cette initiative sont établies à partir de la version révisée du Rapport du Groupe de travail sur le projet de protection du milieu marin (PPMM), où le coût des installations et équipements nécessaires est évalué à 52 millions de dollars, dont il faut déduire 12 millions pour les installations déjà aménagées. Les dépenses d'exploitation données ci-dessus sont une estimation du coût net de ces mesures pour l'industrie pétrolière. | | | |

| | | | |
|--|--------------------------------|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme américain : | Initiative américaine : | 41 |
| <i>Déversements</i> | <i>Oil Pollution Act</i> | <i>Installations liées au transport maritime</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>R et C</i> | <i>CT</i> | <i>MT</i> | <i>M</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| <i>700 0 0</i> | | <i>82 82</i> | <i>82</i> |
| Source des estimations : | | | |
| <i>Garde côtière américaine</i> | | | |
| Champ d'application : | | | |
| <i>Installations liées au transport maritime</i> | | | |
| Remarques : | | | |
| Les estimations ci-dessus s'appliquent aux installations et aux véhicules liés à la manutention, à l'entreposage et au transport en vrac des hydrocarbures, tels que les ports en eau profonde, les ports de plaisance, les camions-citernes et les wagons-citernes. | | | |

| | | | |
|---|--------------------------------|--|--|
| Catégorie de problèmes : | Programme canadien : | Initiative canadienne : | 41 |
| <i>Déversements</i> | | <i>Installations liées au transport maritime</i> | |
| Secteur aval : | Commencement de l'exécution : | Achèvement de l'exécution : | Probabilité d'application : |
| <i>Commercialisation</i> | | | <i>Fo</i> |
| Première mise : | Coûts d'exploitation annuels : | Coûts annualisés : | Moyenne estimative des coûts unitaires : |
| | | | |
| Source des estimations : | | | |
| Champ d'application : | | | |
| Remarques : | | | |
| L'équivalent canadien de cette initiative est prévu dans le Projet de protection du milieu marin. | | | |

Catégorie de problèmes : Programme américain : Initiative américaine : 42

Déversements *Oil Pollution Act* *Équipement de prévention des rejets*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Commercialisation *CT* *Fo*

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

153 0 0 18 18 18

Source des estimations :

Garde côtière américaine

Champ d'application :

Navires transportant des hydrocarbures

Remarques :

Cette initiative obligerait les exploitants de navires transportant des hydrocarbures en vrac à les munir d'équipements pour isoler et enlever les liquides déversés sur le pont et de hiloires de prévention des déversements ainsi qu'à prendre des dispositions pour le remorquage d'urgence.

Catégorie de problèmes : Programme canadien : Initiative canadienne : 42

Déversements *Prévention des déversements - navires*

Secteur aval : Commencement de l'exécution : Achèvement de l'exécution : Probabilité d'application :

Commercialisation

Première mise : Coûts d'exploitation annuels : Coûts annualisés : Moyenne estimative des coûts unitaires :

Source des estimations :

Champ d'application :

Remarques :

Nous ne disposons pas d'information à ce sujet.

