



LE PÉTROLE

RARETÉ OU SÉCURITÉ?

Barbara Sparrow, députée

Présidente

Septembre 1987

Huitième rapport

Comité permanent de

l'énergie, des mines et des ressources



CHAMBRE DES COMMUNES

HOUSE OF COMMONS

Fascicule n° 28

Issue No. 28

Le mardi 29 septembre 1987

Tuesday, September 29, 1987

Président: Barbara Sparrow

Chairman: Barbara Sparrow

*Procès-verbaux et témoignages du
Comité permanent*

*Minutes of Proceedings and Evidence
of the Standing Committee on*

DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

ENERGY, MINES AND RESOURCES

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du
Règlement, questions relatives au
Ministère de l'Énergie, des Mines et des
Ressources, spécialement sur les réserves
et ressources pétrolières du Canada.

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2),
matters relating to the Department of
Energy, Mines and Resources,
specifically Canada's oil reserves and
resources.

Y COMPRIS:

Le huitième rapport à la Chambre

INCLUDING:

The Eighth Report to the House

Deuxième session de la
trente-troisième législature 1986-1987

Second Session of the
Thirty-third Parliament 1986-87

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES
MINES ET DES RESSOURCES

Président: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

STANDING COMMITTEE ON ENERGY,
MINES AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

MEMBRES

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

MEMBERS

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee



HOUSE OF COMMONS
CHAMBRE DES COMMUNES
CANADA
K1A 0A6

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a l'honneur de présenter son

HUITIÈME RAPPORT

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a mené une étude sur les réserves et les ressources pétrolières du pays. Après audition des témoins, le Comité a décidé de présenter le rapport qui suit à la Chambre.

LISTE DES ABRÉVIATIONS UTILISÉES

AIE	Agence internationale de l'énergie
ANWR	<i>Arctic National Wildlife Refuge</i> (Alaska)
APC	Association pétrolière du Canada
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BITO	Brut intermédiaire du Texas occidental
CCERE	Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (Alberta)
CGC	Commission géologique du Canada
DOE	<i>Department of Energy</i> (États-Unis)
EAU	Émirats arabes unis
EMR	Énergie, Mines et Ressources
EPC	Économie à planification centrale (pays communistes)
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (États-Unis)
GNC	Gaz naturel comprimé
GPL	Gaz de pétrole liquéfiés
IPL	<i>Interprovincial Pipe Line</i>
LGN	Liquides extraits du gaz naturel
NPC	<i>National Petroleum Council</i> (États-Unis)
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONE	Office national de l'énergie
OPAEP	Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PCRP	Programme canadien de remplacement du pétrole
PED	Pays en développement
PEN	Programme énergétique national
PITRC	Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes
RAP	Récupération assistée du pétrole
RDD	Recherche, développement et démonstration
RSP	Réserve stratégique de pétrole (États-Unis)
TAPS	<i>Trans Alaska Pipeline System</i>

REGROUPEMENTS DE PAYS UTILISÉS DANS LE RAPPORT

Amérique du Nord : Canada et États-Unis (Porto Rico exclu).

Amérique latine : Mexique, Antilles (Cuba exclu), Amérique centrale et Amérique du Sud.

Europe occidentale : pays européens membres de l'OCDE

Moyen-Orient : pays de la péninsule arabe, Iran, Iraq, Israël, Jordanie, Liban et Syrie.

Hémisphère occidental : Amérique du Nord, Amérique du Sud, les îles et les eaux environnantes.

Hémisphère oriental : Afrique, Asie, Australie, Europe, les îles et les eaux environnantes.

Économies à planification centrale (EPC) : Albanie, Allemagne de l'Est, Bulgarie, Chine, Corée du Nord, Cuba, Hongrie, Kampoutchea, Laos, Mongolie, Pologne, Roumanie, Tchécoslovaquie, URSS, Vietnam et Yougoslavie.

Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) : membres de la Communauté économique européenne, soit Allemagne de l'Ouest, Belgique, Danemark, États-Unis, France, Grèce, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Royaume-Uni et Australie, Autriche, Canada, Espagne, Finlande, Islande, Japon, Norvège, Nouvelle-Zélande, Portugal, Suède, Suisse et Turquie.

Pays en développement (PED) : pays non communistes (dont ceux de l'OPEP) non membres de l'OCDE. Inclut la majorité des pays africains, asiatiques et latino-américains.

Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) : Algérie, Arabie Saoudite, Émirats arabes unis, Équateur, Gabon, Indonésie, Iran, Iraq, Kuwait, Libye, Nigeria, Qatar et Venezuela (la production de la zone neutre est partagée également entre l'Arabie Saoudite et le Kuwait).

Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole (OPAEP) : Abu Dhabi, Algérie, Arabie Saoudite, Bahreïn, Iraq, Kuwait, Libye, Qatar, Syrie et Tunisie (la production de la zone neutre est partagée également entre l'Arabie Saoudite et le Kuwait).

Agence internationale de l'énergie : Allemagne de l'Ouest, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie.

REGROUPEMENT DE PAYS DANS LE RAPPORT

Amérique du Nord : Canada et États-Unis (voir Période 1990)

Amérique latine : Mexique, Amérique centrale, Amérique du Sud

Europe occidentale : pays européens membres de l'OCDE

Moyen-Orient : pays de la péninsule arabique, Israël, Liban et Syrie

Hémisphère occidental : Amérique latine, Caraïbes, Mexique et les États

Union soviétique

Hémisphère oriental : Afrique, Asie, Australie, Nouvelle-Zélande et l'environnement

Économie à planification centrale (EPC) : Albanie, Allemagne de l'Est, Bulgarie,

Chine, Corée du Nord, Cuba, Hongrie, Kampuchea, Laos, République démocratique

Coréenne, Roumanie, République populaire démocratique de Corée, Vietnam et Yougoslavie

Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) : membres

de la Communauté économique européenne, Danemark, États-Unis, France, Grèce, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Royaume-

Uni et Australie, Autriche, Canada, Espagne, Finlande, France, République Fédérale d'Allemagne, Suède, Suisse, Royaume-

Unifié, Portugal, Grèce, Danemark et Japon

Pays en développement (PED) : pays non communistes, pays de l'OCDE non

membre de l'OCDE, inclut la majeure partie des pays en développement et les économies

Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) : Arabie Saoudite, Iran, Irak, Libye, Nigeria, Qatar, Émirats arabes unis, Émirats arabes unis, Oman, Venezuela

et l'Arabie Saoudite (la production de pétrole est en cours de réduction dans l'Arabie Saoudite)

Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole (OPEP) : Arabie Saoudite, Iran, Irak, Libye, Nigeria, Qatar, Émirats arabes unis, Émirats arabes unis, Oman, Venezuela

et l'Arabie Saoudite (la production de pétrole est en cours de réduction dans l'Arabie Saoudite)

Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole (OPEP) : Arabie Saoudite, Iran, Irak, Libye, Nigeria, Qatar, Émirats arabes unis, Émirats arabes unis, Oman, Venezuela

et l'Arabie Saoudite (la production de pétrole est en cours de réduction dans l'Arabie Saoudite)

Agence internationale de l'énergie : Allemagne de l'Ouest, Australie, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, France, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Pays-Bas, République Fédérale d'Allemagne, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie

Organisation internationale de l'énergie : Allemagne de l'Ouest, Australie, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, France, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Pays-Bas, République Fédérale d'Allemagne, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie

Organisation internationale de l'énergie : Allemagne de l'Ouest, Australie, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, France, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Pays-Bas, République Fédérale d'Allemagne, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie

Organisation internationale de l'énergie : Allemagne de l'Ouest, Australie, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, France, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Pays-Bas, République Fédérale d'Allemagne, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie

Organisation internationale de l'énergie : Allemagne de l'Ouest, Australie, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, France, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Pays-Bas, République Fédérale d'Allemagne, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie

Organisation internationale de l'énergie : Allemagne de l'Ouest, Australie, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, France, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Pays-Bas, République Fédérale d'Allemagne, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie

Organisation internationale de l'énergie : Allemagne de l'Ouest, Australie, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, France, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Pays-Bas, République Fédérale d'Allemagne, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie

Organisation internationale de l'énergie : Allemagne de l'Ouest, Australie, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, France, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Pays-Bas, République Fédérale d'Allemagne, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	1
SOMMAIRE ET RECOMMANDATIONS	5
NOTE SUR LE PÉTROLE	11
LA PERSPECTIVE MONDIALE	19
A. La structure internationale de l'offre et de la demande énergétiques	19
B. Le développement de l'industrie pétrolière mondiale	24
C. Les ressources et réserves pétrolières mondiales	34
D. Le pétrole mondial : production, consommation et commerce	39
E. Le pétrole, bien stratégique	45
F. Le rôle de l'Agence internationale de l'énergie	48
LES ÉTATS-UNIS, PAYS PRODUCTEUR SUR SON DÉCLIN	57
A. L'offre et la demande énergétiques aux États-Unis	57
B. Les ressources et réserves pétrolières des États-Unis	59
C. La production et la consommation de pétrole aux États- Unis	63
D. La faiblesse des prix et l'offre future de pétrole	66
E. Les conséquences de la hausse des importations	70
F. La réserve stratégique de pétrole et autres moyens de protection	73
LES APPROVISIONNEMENTS PÉTROLIERS DU CANADA : REMISE EN QUESTION	77
A. Les événements survenus depuis 1973	77
B. L'offre et la demande énergétiques au Canada	79

C. Le pétrole : ressources, réserves et possibilités de production.....	83
D. La production et la consommation de pétrole au Canada.....	88
E. Le commerce pétrolier canadien.....	93
F. Équilibrer l'offre et la demande futures de pétrole.....	94
POUR L'AVENIR DU CANADA, LA PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE STRATÉGIQUE.....	97
A. Qu'entend-on par la sécurité des approvisionnements pétroliers?.....	97
B. Le rôle du gouvernement.....	97
1. Une réserve stratégique de pétrole.....	98
2. Les avenues possibles d'une politique gouvernementale.....	99
3. Le gouvernement, courtier en pétrole.....	100
ANNEXE A : DEUX DISSENSIONS.....	103
ANNEXE B : LISTE DES TÉMOINS.....	107
ANNEXE C : LES DÉPUTÉS QUI ONT PARTICIPÉ À L'ÉTUDE DU COMITÉ.....	115
ANNEXE D : UNITÉS ET FACTEURS DE CONVERSION.....	117
BIBLIOGRAPHIE.....	121

AVANT-PROPOS

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a entrepris la présente étude sur l'offre future de pétrole au Canada afin de dissiper le sentiment de sécurité auquel ont donné naissance la surabondance actuelle de pétrole mondial et la dépression des prix du pétrole. Presque 60 % des réserves mondiales de brut classique se situent dans le chaud Moyen-Orient, où les grandes puissances engagent maintenant des forces militaires en raison de la guerre Iran-Iraq. Ces deux pays ayant mené plus de 330 attaques contre des navires marchands dans le golfe Persique, les forces navales américaines, françaises, britanniques et soviétiques convergent dans la région. La possibilité d'une confrontation militaire d'envergure dans le golfe fait peser une menace croissante sur le commerce pétrolier international. De conséquence peut-être encore plus grande est l'ardeur déployée par l'Iran à déstabiliser les régimes arabes modérés de la région.

Le présent rapport examine l'offre future de brut léger national au Canada et évalue la vraisemblance que le pays dépende à nouveau d'approvisionnements pétroliers étrangers. Le Canada renferme moins de 1 % des réserves prouvées mondiales de brut classique, et pendant la majeure partie de l'après-guerre a été un importateur net de pétrole. Le Comité amorce en conséquence son rapport en établissant dans les grandes lignes les caractéristiques internationales de l'offre et de la consommation de pétrole. L'étude porte ensuite sur l'offre et la demande de pétrole aux États-Unis, notre principal partenaire commercial en matière d'énergie, puis sur la situation au Canada. Dans sa conclusion, le Comité établit la notion de «sécurité des approvisionnements pétroliers» et trace, dans la perspective d'une planification énergétique à long terme, les avenues possibles d'une politique gouvernementale fédérale.

Le Comité présente douze recommandations. Ces recommandations sont livrées dans le Sommaire. Le rapport livre également des renseignements qui devraient aider les Canadiens à mieux comprendre la situation énergétique nationale et internationale.

Il est impossible de déterminer si l'offre future de pétrole au Canada sera suffisante sans considérer parallèlement les autres aspects de notre système énergétique national. En particulier, les économies d'énergie et les possibilités de substitution d'autres formes d'énergie au pétrole influenceront sur le bilan futur de la demande et de l'offre. Les travaux du Comité ont en conséquence porté sur certains de ces aspects. Le rôle central des gouvernements provinciaux dans l'orientation du développement de l'énergie au Canada doit aussi être pris en compte.

D'après les témoignages qu'il a recueillis, les avis sont extrêmement partagés quant au rôle, si rôle il y a, que devrait jouer le gouvernement du Canada dans le secteur énergétique national, et plus particulièrement dans le secteur pétrolier. Il s'est en fait trouvé à rouvrir le débat sur l'éternelle question de savoir si le pétrole n'est qu'un bien de commerce ordinaire ou s'il est une ressource stratégique qui doit appeler l'attention du gouvernement?

La plupart des membres du Comité sont enclins à penser que l'État doit intervenir le moins possible dans l'économie. Cependant, le Comité doit bien conclure, au vu des faits, que le pétrole, voire l'énergie en général, n'est pas uniquement un bien de commerce, et que le gouvernement fédéral doit en conséquence exercer une certaine influence sur le secteur pétrolier canadien. Le Comité estime cependant que l'État doit intervenir rarement et uniquement dans la perspective d'une planification énergétique à long terme, sans que son action s'exerce sur les rouages quotidiens du marché.

La présente étude repose sur deux prémisses. La première est que l'industrie pétrolière doit admettre que le pétrole est un bien stratégique et, par suite, que l'État continuera d'intervenir dans le secteur énergétique. La seconde est que le gouvernement doit admettre que l'exploitation d'une ressource en voie d'épuisement constitue un risque élevé. L'industrie pétrolière a en conséquence le droit d'être assujettie à un régime fiscal stable et prévisible.

La présentation du présent rapport n'a pas manqué de poser un certain nombre de problèmes d'ordre pratique. Ainsi, l'abondance des termes et des systèmes de mesure utilisés dans le secteur de l'énergie est une importante source de confusion. Par exemple, les statistiques du pétrole peuvent être indiquées d'après le volume (barils ou mètres cubes), le poids (tonnes métriques), ou le contenu énergétique (joules ou unités thermiques britanniques). La majorité des lecteurs semblant encore mieux connaître les unités britanniques, le Comité a décidé de recourir à ces unités (barils, pieds cubes, etc.) afin de faciliter la compréhension du rapport. Il reconnaît cependant que le système international (SI) est plus logique et d'utilisation plus facile, de sorte que dans la plupart des cas les équivalents SI sont également donnés. Les unités énergétiques, les facteurs de conversion et les préfixes SI les plus fréquents ont été groupés à l'annexe C afin de faciliter la consultation du rapport.

Les termes du domaine de l'énergie causent également des problèmes, car ils ne sont pas toujours définis de la même façon. Aussi, la plupart des termes et des notions employés par le Comité sont définis dans le présent rapport. Enfin, à moins d'indication contraire, toutes les indications monétaires sont exprimées en dollars canadiens actuels.

Une dernière observation sur les statistiques de l'énergie : les données des différentes sources ne sont pas toujours cohérentes. Parfois, l'écart résulte de divergences dans les définitions utilisées. Par exemple, une statistique sur la «production de pétrole» peut inclure, outre le brut, les liquides extraits du gaz naturel, alors que ce n'est pas le cas dans une autre. Certaines sources expriment la production hydro-électrique d'après le contenu énergétique de l'électricité (1 kilowattheure d'énergie électrique étant alors égal à 3 412 unités thermiques britanniques), alors que d'autres expriment leurs données d'après le contenu énergétique équivalent du charbon ou du pétrole qu'il faut pour produire la même quantité d'électricité dans une centrale classique moderne (1 kWh correspondant alors approximativement à 10 000 Btu). Dans d'autres cas enfin, les écarts entre les diverses sources ne sont même pas expliqués.

Le Comité s'est efforcé d'uniformiser l'expression des données peu importe leur source d'origine. Les cas où cela n'a pas été possible sont signalés.

De nombreuses personnes et organisations ont aidé le Comité à mener son étude. La liste des témoins qu'a entendus le Comité est donnée à l'annexe B. Le Comité désire remercier ceux qui lui ont fourni la documentation, en particulier M. Joseph Riva Jr. du *Congressional Research Service* de Washington, M. Frank Mink et les autres fonctionnaires de la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques de Calgary, ainsi que les fonctionnaires du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources d'Ottawa.

Le Comité veut enfin exprimer toute sa gratitude à son personnel, à ses conseillers MM. Dean Clay et Lawrence Harris de *Dean Clay Associates*, à Mme Ellen Savage, greffier du Comité, à Mme Lise Tierney, dactylo, de même qu'au Bureau des traductions du Secrétariat d'État.

SOMMAIRE ET RECOMMANDATIONS

L'effondrement des prix du brut survenu en 1986 a été un événement marquant dans tout le monde. La demande de pétrole s'est accrue dans la plupart des pays, la consommation s'accroissant par suite de la faiblesse du prix des produits pétroliers. Les revenus qu'a tirés en 1986 l'OPEP des exportations de brut ont chuté à un peu moins de la moitié des revenus de 1985. Les dépenses d'exploration et d'exploitation sont en baisse dans le secteur pétrolier, ce qui se traduira par un ralentissement de la découverte de réserves supplémentaires. Cela est tout particulièrement vrai dans les régions où le coût de l'exploration et de la mise en valeur des réserves est élevé, comme dans les régions pionnières du Canada, en Alaska et dans la mer du Nord. Bien que dans l'ensemble, il jouisse maintenant de l'autosuffisance pétrolière, le Canada est un importateur net de brut léger et sa production de brut léger diminuera dans les années qui viennent. La faiblesse des prix du pétrole accélérera le déclin.

Les combustibles de pétrole légers (brut léger, brut de densité moyenne et gaz naturel), qui sont de production et de traitement faciles, se trouvent surtout dans l'hémisphère oriental. Les combustibles de pétrole lourds (brut lourd, bitume et huile de schiste), de production et de traitement plus difficiles, se trouvent principalement dans l'hémisphère occidental. On estime que le Moyen-Orient renferme 58 % des réserves prouvées mondiales de brut classique, bien que la région n'ait produit que 22 % du pétrole mondial en 1986. L'hémisphère occidental, qui ne recèle que 17 % des réserves mondiales de brut classique, a produit 29 % des 55,9 millions de barils/jour extraits l'an dernier. Ce déséquilibre, au vu de la distribution des réserves, fait qu'il est presque certain que le Moyen-Orient regagnera un jour une position de domination dans la production de brut classique. Les pays de l'OPEP, surtout ceux du golfe Persique, détiennent plus de 90 % de l'actuel excédant mondial de production, ce qui représente grossièrement une dizaine de millions de barils de pétrole par jour.

Abstraction faite du Moyen-Orient, l'offre de brut léger classique déclinera et les nations importatrices devront de plus en plus faire appel au golfe Persique pour satisfaire leurs besoins. À mesure qu'ils reprendront la direction du marché, les riches pays pétroliers du Moyen-Orient pourront davantage manipuler les prix. Enfin, étant donné l'instabilité politique de cette partie du monde, diverses perturbations de l'offre internationale de pétrole sont une possibilité tangible à laquelle doivent se préparer les nations importatrices.

Le Canada assiste à l'amenuisement de l'offre en brut léger classique national, mais possède par contre de vastes ressources de bitume qui sont récupérables. Le bitume doit toutefois être traité à grands frais pour qu'il soit possible d'en obtenir les produits de pétrole légers dont a besoin le consommateur canadien. Le Canada possède également de substantielles quantités de brut lourd classique et a établi de modestes réserves de brut léger aux larges de sa côte orientale et dans le nord. En règle générale, ces gîtes ne peuvent cependant pas être mis en production aux récents prix déprimés du pétrole.

Dans le proche avenir, le Canada sera forcé d'importer de grandes quantités de brut léger. Ces importations accroîtront sa vulnérabilité à toute perturbation des approvisionnements étrangers. Il faut mettre en place un mécanisme permettant de contrebalancer cette dépendance montante, jusqu'à la mise en oeuvre de mesures à long terme qui corrigeront le déséquilibre de l'offre et de la demande de brut léger au Canada.

1. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral se dote d'une réserve stratégique de pétrole égale à 90 jours d'importation nette de brut léger, les coûts de la constitution et du maintien de cette réserve devant être recouverts par la levée d'une taxe sur les produits pétroliers à la raffinerie.

La constitution et le maintien d'une réserve stratégique de pétrole permet de se protéger en partie contre les perturbations à court terme des approvisionnements en pétrole importé. La mesure ne permet toutefois pas de corriger le problème fondamental que constitue l'effritement de l'offre de brut léger national au Canada. Pour réduire le déséquilibre entre l'offre et la demande au pays, il faudra mettre en oeuvre simultanément des mesures qui inciteront à accroître l'offre nationale de brut léger (ou à tout le moins de ralentir son déclin) et à restreindre la demande de produits pétroliers.

Pour ce qui est de l'offre, le Canada dispose de deux options pour faire augmenter la production de brut léger classique. L'une d'elle consiste à mettre en valeur les réserves de brut léger classique des régions pionnières du Canada, comme celles qui ont été découvertes à Amauligak dans la mer de Beaufort et à Hibernia, sur le plateau continental au large de Terre-Neuve. La deuxième consiste à mettre en production les immenses gisements de bitume et de pétrole lourd et de transformer ces hydrocarbures lourds en produits pétroliers légers utilisables. En réalité, ce qu'il faudra mettre de l'avant, c'est une quelconque combinaison de ces deux mesures qui ont été réfrénées en raison de la chute, en 1986, des prix du pétrole à un niveau trop bas pour permettre le financement de tels projets si coûteux et en raison de la possibilité d'une grande fluctuation des prix, qui constitue un risque inacceptable pour de nombreuses pétrolières.

Le Comité est d'avis qu'il ne faut pas financer la mise en valeur du pétrole qui n'est pas rentable. C'est la hausse des prix du pétrole qui doit constituer l'incitatif économique de la mise en valeur du pétrole pionnier et non classique. Une remontée partielle du prix du pétrole — à 22 \$ US le baril récemment pour le brut intermédiaire du Texas occidental (BITO, qui constitue l'étalon pour le prix du brut en Amérique du Nord) — a rapidement incité l'industrie pétrolière canadienne à relancer plusieurs projets d'exploitation de pétrole lourd qui avaient été suspendus quand le prix a chuté à 10 \$ US le baril en 1986. Donc, pour ce qui est de l'offre de pétrole, le gouvernement fédéral doit déployer son principal effort à stabiliser davantage les conditions fiscales de l'activité pétrolière. Les recommandations qui suivent du Comité ont pour but d'améliorer l'offre nationale de brut léger.

2. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral établisse un régime fiscal stable pour les entreprises, de sorte qu'aucune incertitude de politique gouvernementale ne restreigne les investissements d'exploration et de mise en valeur du pétrole au pays.

L'industrie pétrolière souffre suffisamment de l'incertitude régnant sur la scène pétrolière internationale; nul n'est besoin qu'un régime fiscal national imprévisible n'accroisse cette incertitude.

3. Le Comité recommande que les gouvernements fédéral et provinciaux, détenteurs des droits miniers sur le territoire du Canada, favorisent la mise en valeur du pétrole en abaissant leurs redevances dans les premières années de la production.

Les réalisations des projets pétroliers de régions pionnières, la mise en valeur du pétrole non classique et la récupération assistée du pétrole classique nécessitent d'importants capitaux initiaux. De nombreuses années peuvent s'écouler avant que ces capitaux puissent être récupérés. L'abaissement des redevances dans les premières années de la production permettrait aux pétrolières d'accroître leurs fonds autogénérés et accélérerait en conséquence la réalisation de certains projets. Le Comité admet cependant que la question des redevances est essentiellement de juridiction provinciale et en conséquence, exception faite des terres du Canada, que c'est aux provinces qu'il revient de prendre des mesures pour influencer sur la vitesse de la mise en valeur du pétrole.

Faciliter la mise en valeur du pétrole par élimination des obstacles administratifs est une importante tâche que doit assumer le gouvernement. Souvent, par exemple, l'établissement du droit de passage pour un pipeline est une longue entreprise soulevant énormément de controverses, comme les États-Unis l'ont découvert en construisant le *Trans Alaska Pipeline System* (TAPS). Dans le nord, où les populations s'inquiètent vivement des conséquences sur l'environnement de la mise en valeur du pétrole, le Comité estime qu'il faut dès maintenant, avant que ne se pose le besoin, établir un corridor de passage, pour permettre la résolution des différends que soulèveront les diverses parties intéressées.

4. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral parachève la planification d'un corridor dans la vallée du Mackenzie en prévision de la construction d'un pipeline et de l'établissement d'un réseau routier avec le delta du Mackenzie, en prenant dûment en compte les revendications territoriales des autochtones et les conséquences sur l'environnement.

5. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral planifie l'établissement d'un corridor entre la vallée du Mackenzie et la frontière de l'Alaska en prévision de la construction de l'oléoduc ou du gazoduc qui sera nécessaire pour transporter la production pétrolière de l'Alaska à travers le continent, sous réserve de résolution satisfaisante des revendications des autochtones et de la prise en compte des conséquences sur l'environnement.

Il y va de l'intérêt du Canada que les réserves en brut léger des producteurs ne faisant pas partie de l'OPEP soient maximisées. Davantage de pétrole serait en effet offert aux pays importateurs dans l'éventualité d'un autre embargo ou d'une perturbation de la production de l'OPEP. Il est particulièrement important que les États-Unis résolvent leur problème d'approvisionnement pétrolier, qui va s'aggravant, étant donné leur position centrale dans l'économie mondiale et leur rôle crucial dans la sécurité de l'Occident.

- 6. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral incite les États-Unis à explorer et à mettre en valeur les ressources pétrolières de l'*Arctic National Wildlife Refuge* de l'Alaska, sous réserve de résolution satisfaisante des revendications des autochtones et de la prise en compte des conséquences sur l'environnement.**
- 7. Le Comité recommande que les organismes d'aide à l'étranger du Canada se donnent également pour rôle de promouvoir l'exploration et la mise en valeur de ressources pétrolières classiques dans les pays en développement, spécialement dans ceux de l'hémisphère occidental.**

Tout accroissement de l'activité d'exploration et de mise en valeur entraînera une augmentation de la fraction des ressources en brut léger de l'hémisphère occidental qui sont découvertes et utilisées. Par ailleurs, c'est dans les pays en développement que la demande de pétrole grandira le plus rapidement. La meilleure exploitation du potentiel pétrolier des pays en développement importateurs de pétrole permettrait d'améliorer les approvisionnements internationaux et peut-être de réduire la dette extérieure qui pose de graves problèmes dans bon nombre de ces pays. Enfin, l'industrie de service du secteur pétrolier du Canada pourrait profiter de l'apparition de nouveaux marchés, par la vente de ses compétences et de ses matériels.

Le recours à une meilleure technologie d'extraction et de traitement pourrait permettre d'abaisser le coût de la production du pétrole, tout en favorisant une exploitation plus rationnelle de nos ressources pétrolières.

- 8. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral accroisse son aide financière aux travaux de recherche, de développement et de démonstration qui ont pour but d'accroître les approvisionnements pétroliers nationaux, particulièrement ceux qui portent sur l'extraction et l'amélioration du bitume et du pétrole lourd ainsi que sur la mise en valeur du pétrole pionnier, mais aussi ceux qui sont consacrés à la mise en valeur du brut léger classique, par récupération assistée par exemple.**

L'autre solution pour corriger le déséquilibre de l'offre et de la demande de brut léger est l'adoption d'une politique favorisant la réduction de la demande. La part du pétrole ayant chuté au Canada dans certains secteurs de la consommation, par exemple pour le chauffage et pour la production d'électricité, le secteur des transports a accru son poids relatif comme principal consommateur de produits pétroliers. Toute politique de réduction de la demande doit être axée sur le fait que le secteur des transports représente actuellement plus de 60 % de la consommation finale de pétrole au Canada, et que les transports routiers accaparent les quatre cinquièmes de la consommation de ce secteur. C'est donc la consommation de carburant pour véhicules automobiles qu'il faut réduire en premier.

- 9. Le Comité recommande que les gouvernements fédéral et provinciaux s'abstiennent de taxer le gaz naturel, le propane, le méthanol et l'éthanol quand**

ces derniers servent de carburants pour véhicules automobiles ou de produits de mélange dans les carburants classiques.

Le gaz naturel comprimé (GNC), le propane et le méthanol peuvent aujourd'hui servir, de façon rentable, de carburants pour véhicules automobiles ou de produits de mélange. Les principaux obstacles à la généralisation de leur utilisation sont les coûts d'infrastructure des systèmes de distribution et la nécessité de modifier les moteurs des véhicules. Certaines provinces ont encouragé l'utilisation d'alcool comme produit de mélange dans l'essence, notamment le Manitoba. Le Comité voit d'un oeil favorable toute mesure du genre.

10. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral maintienne son programme d'encouragement à la modification des moteurs des véhicules automobiles pour qu'ils puissent consommer du gaz naturel comprimé et du propane.

Le gouvernement fédéral a prolongé son programme quinquennal d'encouragement à la conversion des véhicules pour qu'ils puissent consommer du gaz naturel, car l'objectif de 35 000 véhicules n'a pas été atteint. Le prolongement du programme est surtout financé par les producteurs de gaz de l'Alberta, à même les fonds résiduels de l'ancien *Market Development Incentive Payments* (MDIP). Le programme quinquennal d'encouragement à la conversion au propane a par contre pris fin à la date prévue, l'objectif de 90 000 véhicules ayant été atteint. Le Comité estime que le gouvernement fédéral doit continuer d'appuyer les deux types de conversion.

Le gouvernement fédéral devrait prendre à son compte une partie des coûts des travaux de recherche et de développement qui ont pour but de diversifier les options énergétiques qui s'offriront dans l'avenir, travaux qui peuvent être d'une période de récupération beaucoup trop longue pour que le secteur privé les finance aujourd'hui. Le gouvernement fédéral a réduit trop considérablement ses dépenses de recherche, de développement et de démonstration (RDD) dans les domaines des techniques énergétiques, de la mise en valeur d'énergies de remplacement et des économies d'énergie.

11. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral accroisse son aide financière aux travaux de recherche, de développement et de démonstration qui ont directement pour but d'accroître la rationalisation de l'utilisation de l'énergie.

Il est manifeste que les possibilités d'accroître les économies d'énergie, même quand les prix sont bas, sont loin d'être entièrement exploitées. Les économies d'énergie demeurent l'un des moyens les plus rentables d'équilibrer l'offre et la demande énergétiques. Pourtant, les dépenses actuelles du gouvernement fédéral sont beaucoup plus axées sur l'accroissement de l'offre que sur la réduction de la demande.

Au fil des ans, les gouvernements fédéral et provinciaux ont massivement appuyé le développement du système énergétique classique du Canada, c'est-à-dire l'utilisation du

pétrole, du gaz naturel, du charbon, de l'hydro-électricité et du nucléaire. Dans l'avenir, le Canada devrait intégrer davantage les énergies non classiques, telles la biomasse, l'énergie éolienne, le rayonnement solaire direct, l'énergie marémotrice et l'énergie géothermique, dans son bilan énergétique. De nouvelles technologies devront être créées pour permettre l'exploitation de ces énergies et pour accroître les possibilités de remplacement des combustibles classiques.

12. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral augmente son aide financière aux travaux de recherche, de développement et de démonstration qui ont pour but d'augmenter l'offre d'énergie non classique, et aux travaux de RDD qui ont pour but de promouvoir le remplacement du pétrole par des énergies classiques et non classiques.

Il faudra des travaux de développement étalés sur de nombreuses années avant que l'exploitation de certaines nouvelles énergies soit réalisable. L'appui du gouvernement aux travaux de RDD contribuera à garantir que ces nouvelles options énergétiques répondront à une partie de nos besoins futurs. Le Canada pourrait également tirer avantage de l'exportation de ces nouvelles technologies, particulièrement dans le monde en développement.

NOTE SUR LE PÉTROLE

Le pétrole est un combustible liquide. On estime généralement qu'il a été formé par les processus géochimiques qui ont agi sur les restes d'organismes enfouis depuis longtemps dans le sous-sol. Bien qu'il se compose essentiellement de deux éléments, le carbone et l'hydrogène, le pétrole se caractérise par une variété extrêmement complexe de structures moléculaires. Ainsi, les pétroles bruts provenant de sources différentes ne sont jamais identiques. Cependant, malgré cette diversité complexe, la plupart des bruts contiennent de 84 % à 87 % de carbone en poids et de 11 % à 14 % d'hydrogène.

Outre le carbone et l'hydrogène, le pétrole renferme d'autres éléments en petites quantités, ne dépassant généralement pas 3 % en poids du pétrole. Le soufre, l'azote et l'oxygène sont les trois principaux «contaminants» du pétrole, mais on trouve souvent aussi des traces de chlorure de sodium, de phosphore et de métaux lourds tels le vanadium et le nickel. Les pétroles lourds et l'asphalte naturel peuvent être d'une teneur en soufre de 5 % ou plus.

La conversion en pétrole des substances organiques présentes dans les sédiments est une fonction de la température (qui dépend de la profondeur des sédiments) et du temps.

L'enfouissement en profondeur des substances organiques par la sédimentation continue susjacente, l'augmentation des températures et l'accroissement de leur âge géologique finissent par amener à maturité la formation pétrolifère, phase pendant laquelle toute la gamme des composés pétroliers se forment à partir de kérogène et des autres précurseurs par dégradation thermique et par craquage (processus par lequel les molécules d'hydrocarbures lourdes se fragmentent en molécules légères). Selon la quantité et la nature des substances organiques, le pétrole se forme pendant la phase de maturité à des profondeurs allant environ de 760 mètres à 4 880 mètres (de 2 500 pieds à 16 000 pieds) à des températures se situant entre 65 °C et 150 °C. Ces conditions spéciales sont désignées par l'expression «créneau pétrolier». Dans les sols où le gradient géothermique (augmentation de la température avec la profondeur) est supérieur à la normale, le créneau pétrolier se retrouve à des profondeurs moindres dans les jeunes sédiments, mais il est plus étroit. C'est surtout entre 2 000 mètres et 2 900 mètres de profondeur que se forme le pétrole. Sous les 2 900 mètres, c'est essentiellement du gaz humide, gaz contenant des hydrocarbures liquides connus sous le nom de liquides extraits du gaz naturel, qui se forme (Riva, 1987a, p. 590).

À la fin de la phase de maturité et aux profondeurs supérieures à 4 900 mètres (16 075 pieds) environ, tout dépendant du gradient géothermique, le brut devient instable et le principal hydrocarbure est le gaz sec (méthane). Lorsque la température des

sédiments est supérieure à 250 °C (482 °F) environ, il n'y a plus formation d'hydrocarbures à partir des substances organiques. Selon son évolution géologique, la formation sédimentaire peut alors être propice au pétrole, propice au gaz, ou ne pas l'être du tout.

Les pétroles bruts sont habituellement caractérisés par leur densité API, d'après une échelle adoptée par l'*American Petroleum Institute* qui mesure indirectement la densité des bruts. Sur cette échelle, on a assigné arbitrairement une densité API de 10° à l'eau pure. Les bruts plus légers que l'eau sont de densité API supérieure à 10°; ceux qui sont plus lourds que l'eau sont de densité API inférieure à 10°.

Malheureusement, il n'existe pas de définition uniforme du brut «léger», «de densité moyenne» ou «lourd» sur l'échelle API. La Conférence mondiale de l'énergie utilise la classification qui suit (CME, 1986, p. 160) :

Brut	Masse spécifique	Densité API
Lourd	de 1 000 à 920 kg/m ³	de 10° à 22,3°
Densité moyenne	de 920 à 870 kg/m ³	de 22,3° à 31,1°
Léger	inférieure à 870 kg/m ³	supérieure à 31,1°

Tout brut dont la densité API est inférieure à 10° (c'est-à-dire dont la masse spécifique est supérieure à 1 000 kg/m³) est communément appelé **bitume**.

La Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (CCERE) de l'Alberta ne fait habituellement pas la distinction entre les bruts légers et de densité moyenne. Elle définit le brut lourd comme étant le lourd de masse spécifique supérieure à 900 kg/m³ (densité API inférieure à 25,7°) et le brut léger et de densité moyenne comme étant le brut de masse spécifique inférieure à 900 kg/m³ (densité API supérieure à 25,7°) (CCERE, 1987, p. 1-2). De nombreux pétroliers américains estiment que le brut est lourd si sa densité API est inférieure à 20°, qu'il est de densité moyenne si sa densité API se situe entre 20° et 25°, et qu'il est léger si sa densité est supérieure à 25°.

Dans le présent rapport, la limite entre les bruts légers et de moyenne densité et les bruts lourds est fixée à 20° pour les données américaines et à environ 26° pour les données canadiennes, à moins d'indication contraire.

Les définitions ou l'usage sont flous pour de nombreux autres termes et expressions de l'industrie pétrolière. Pour prévenir toute confusion dans le présent rapport, voici la définition des termes et expressions couramment utilisés.

Hydrocarbures : tout composé organique, solide, liquide ou gazeux, constitué uniquement de carbone et d'hydrogène. Le brut, le gaz naturel et le charbon sont essentiellement des mélanges d'hydrocarbures de degrés de complexité variables qui renferment diverses quantités d'impuretés telles du soufre, de l'azote, de l'oxygène, de l'hélium et des éléments métalliques.

Combustibles fossiles : combustibles d'un gîte géologique d'hydrocarbures biogènes. Incluent le brut, le gaz naturel, les schistes bitumineux, les sables bitumineux et le charbon.

Kérogène : substance organique fossilisée insoluble présente dans des roches sédimentaires, habituellement des schistes, qui par distillation peut être transformée en produits pétroliers. Le kérogène est réputé être un précurseur du pétrole.

Pétrole : terme dérivé d'un mot latin signifiant littéralement «huile de roche» et souvent défini comme étant un hydrocarbure liquide naturel. La définition est parfois élargie pour inclure les produits raffinés à l'état liquide. Dans l'usage courant de l'industrie, le pétrole désigne tout mélange d'hydrocarbures pouvant être extrait par forage, dont le gaz naturel, le condensat et le brut. C'est l'usage courant qui prévaut dans le présent rapport.

Hydrocarbures liquides

Brut classique : mélange essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qui peut être extrait au moyen d'un puits d'un réservoir souterrain et qui est liquide sous pression atmosphérique et à température ambiante.

Pétrole synthétique : au Canada, mélange essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds obtenu du bitume brut par addition d'hydrogène ou suppression de carbone, et qui est liquide sous pression atmosphérique et à température ambiante. Par pétrole synthétique, on entend également le pétrole obtenu des schistes bitumineux ou du charbon.

Condensat : mélange essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qu'on peut extraire au moyen d'un puits d'un réservoir souterrain et qui est gazeux dans le réservoir mais qui se condense sous forme liquide sous pression atmosphérique et à température ambiante. Le condensat est souvent compris dans le «brut», pratique adoptée dans le présent rapport.

Pentanes plus : mélange essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qui est obtenu par traitement du gaz brut, du condensat ou du brut.

Bitume brut : mélange visqueux naturel, composé principalement d'hydrocarbures beaucoup plus lourds que le pentane, et qui ne s'écoule pas bien à l'état naturel. Le bitume, une fois extrait, peut être dilué avec des pentanes plus, de sorte qu'il puisse être transporté par pipeline sans traitement préalable.

Huile de schiste : huile obtenue par traitement du kérogène contenu dans un schiste bitumineux. Le Canada ne produit pas d'huile de schiste actuellement, bien que diverses régions du pays renferment des schistes bitumineux.

Dans le présent rapport, le terme **pétrole** comprend le brut classique et le pétrole synthétique, le condensat, les pentanes plus et le bitume. Ce regroupement est aussi parfois appelé **brut et équivalents**. Lorsque nous désirerons exclure le pétrole synthétique et le bitume de ce groupe nous désignerons les trois autres composants par l'expression **pétrole classique**.

Sables bitumineux : sable et autres substances rocheuses contenant du bitume brut, ou le bitume brut contenu dans ces sables et ces autres substances rocheuses. L'expression désigne également les sables imprégnés de brut lourd, d'une consistance semblable à celle du goudron, trop visqueux pour être récupéré par écoulement naturel dans les puits. Les gîtes bitumineux de l'Alberta sont des sables bitumineux.

Schiste bitumineux : schiste brun ou noir, kérogénifère, dont la distillation permet d'obtenir des hydrocarbures gazeux ou liquides.

Liquides extraits du gaz naturel (LGN) : propane, butanes et pentanes plus obtenus par traitement du gaz brut ou du condensat (comme le définit la CCERE, 1987a, p. 1-4). Certains organismes élargissent le sens de l'expression pour inclure l'éthane (par exemple EMR, 1987c, p. 75).

Gaz de pétrole liquéfiés (GPL) : sous-groupe des liquides extraits du gaz naturel, composé essentiellement de propane et de butanes; ces gaz peuvent être liquéfiés sous pression à température ambiante. Ils sont désignés plus familièrement par l'expression «gaz en bouteille».

Le brut classique, le pétrole synthétique, le condensat, le bitume et les liquides extraits du gaz naturel peuvent être désignés collectivement par l'expression **hydrocarbures liquides**.

Hydrocarbures gazeux

Gaz brut : gaz naturel à son état naturel, présent dans un réservoir ou extrait d'un réservoir, mais avant son traitement. Le gaz naturel à la tête de puits se compose habituellement de méthane et de quantités décroissantes d'hydrocarbures lourds. Le gaz brut peut contenir des gaz non hydrocarbures comme du dioxyde de carbone, du sulfure d'hydrogène, de l'azote, de l'hydrogène et de l'hélium.

Gaz marchand : gaz brut duquel les liquides extraits du gaz naturel et les gaz non hydrocarbures ont été enlevés totalement ou partiellement par traitement. Le gaz marchand est également appelé «gaz de qualité pipeline» ou «gaz du commerce». Il se compose essentiellement de méthane.

Gaz associé : gaz naturel à l'état libre dans un réservoir et présent en association avec du brut, dans les conditions initiales régnant dans le réservoir.

Gaz non associé : gaz naturel à l'état libre dans un réservoir, mais non présent en association avec du brut dans les conditions initiales régnant dans le réservoir.

Gaz dissous : gaz naturel dissous dans le brut dans les conditions régnant dans le réservoir et qui se libère de la solution sous pression atmosphérique et à température ambiante.

Gaz sec : gaz naturel composé surtout de méthane et d'éthane.

Gaz humide : gaz naturel contenant du propane et des butanes, parfois en quantité atteignant 50 % ou plus.

Réserves et ressources pétrolières

Ressource : toute accumulation de pétrole ou de gaz **connue** ou **présumée** exister. La fraction de la ressource qui a été découverte est appelée **ressource découverte** ou **réserve**. La fraction de la ressource qu'on présume exister mais qui n'a pas encore été découverte est appelée **ressource non découverte** ou **ressource potentielle**.

Réserves : fraction de la ressource qui a été découverte et dont une partie est récupérable dans les conditions économiques et techniques actuelles, et dont une partie ne l'est pas.

Réserves établies : réserves qui sont récupérables dans les conditions techniques actuelles et dans les conditions économiques actuelles et prévues, qui ont été prouvées par forage, par essais ou par production; plus la fraction des réserves récupérables contiguës réputées exister avec une certitude raisonnable, d'après des renseignements géologiques, géophysiques et autres de même nature.

Volume initial en place : volume brut de pétrole brut, de bitume brut ou de gaz naturel brut calculé ou réputé exister par interprétation dans un réservoir avant toute production.

Réserves établies initiales : réserves établies avant toute déduction de production.

Réserves établies résiduelles : réserves établies initiales moins la production cumulée.

Potentiel total : estimation des réserves établies initiales qui auront été mises en valeur dans une région lorsque tous les travaux d'exploration et de mise en valeur auront cessé, eu égard aux possibilités géologiques de la région et des conditions techniques et économiques prévues. Le potentiel total comprend la production cumulée, les réserves établies résiduelles et les futures réserves qui seront ajoutées par prolongement et estimation à la hausse du potentiel des gisements et par découverte de nouveaux gisements.

L'expression «réserves établies» a été adoptée au Canada pour remplacer les **réserves prouvées** et **probables** antérieurement définies par l'Association pétrolière du Canada (APC). La plupart des autres pays continuent d'utiliser l'expression **réserves prouvées**. Les réserves prouvées (ou établies) peuvent être subdivisées de plusieurs façons. En voici deux :

Réserves en exploitation : réserves prouvées réputées être récupérables au moyen des puits existants.

Réserves à exploiter : réserves économiquement récupérables réputées exister dans des réservoirs prouvés et qui seront extraites au moyen de puits qui seront forés dans l'avenir.

Réserves pipelinées : réserves de pétrole raccordées sans interruption à une raffinerie au moyen de pipelines collecteurs et de pipelines principaux, ou réserves de gaz naturel raccordées à un pipeline.

Réserves non pipelinées : réserves de pétrole et de gaz qui ne sont pas raccordées au marché au moyen de pipelines.

Gîtes de pétrole

Réservoir : roche sédimentaire poreuse et perméable contenant des quantités commerciales de pétrole ou de gaz naturel.

Gisement : réservoir souterrain naturel contenant une accumulation de pétrole ou de gaz naturel séparée, ou semblant être séparée, de toute autre telle accumulation.

Champ : peut désigner une certaine région géographique de laquelle du pétrole est extrait ou une zone productrice souterraine bien précise. Un champ peut contenir un ou plusieurs gisements présentant un quelconque élément commun, comme le fait d'être de tendance semblable ou d'avoir été formés par un même phénomène géologique.

Production pétrolière

Taux de production maximal (TPM) : taux maximal auquel le pétrole peut être produit sans dégradation du réservoir et sans production indue de déchets souterrains.

Bonne pratique de production : production de pétrole brut ou de gaz naturel brut limitée au taux pouvant être atteint sans menacer la ressource et en laissant à chaque propriétaire du gisement la possibilité d'obtenir sa part de production.

Dans des conditions favorables, il est, grosso modo, possible de produire 10 % du pétrole restant dans un réservoir chaque année, mais ce taux peut être considérablement moindre si le pétrole est visqueux, si la perméabilité du réservoir est faible ou si le taux de production doit être limité pour prévenir la dégradation du réservoir (par infiltration d'eau par exemple).

Ce n'est pas tout le pétrole ou le gaz présent à l'origine dans un réservoir qui peut être récupéré ou extrait. Bien que le **facteur de récupération** puisse varier considérablement d'un réservoir à un autre, on estime que le tiers environ du pétrole initialement en place dans un réservoir classique peut être récupéré, et qu'environ les trois quarts du gaz en place dans un réservoir de gaz naturel peut être extrait. Le perfectionnement des techniques d'extraction a permis d'améliorer graduellement ces facteurs.

Pour accroître le facteur de récupération, les **moyens de récupération spontanée** peuvent être complétés par des méthodes compliquées de **récupération assistée**. Cette dernière notion appelle un dernier groupe de définitions.

Drainage : déplacement de pétrole brut et de gaz naturel par les espaces poreux d'une roche réservoir vers le trou d'un puits, par suite de la dilatation des fluides du réservoir ou des mouvements du fluide sous pression vers les régions de moindre pression. Le drainage peut être produit par l'afflux d'eau souterraine au fur et à mesure de l'extraction du pétrole et du gaz (drainage par eau), par expansion des gaz dissous dans le pétrole (drainage par expansion des gaz dissous) ou par expansion du gaz libre (drainage par expansion du gaz libre).

Récupération primaire : pétrole ou gaz produit par drainage naturel dans le réservoir. La remontée du pétrole à la surface peut se produire naturellement (puits à écoulement naturel) ou peut être faite par pompage mécanique (puits pompé).

Recompression : injection d'un fluide, le plus souvent de l'eau ou du gaz naturel, pour maintenir la pression dans le réservoir qui, sans de telles mesures, se détendrait pendant l'extraction.

Injection d'eau : moyen le plus commun et le moins coûteux de recompression; se fait par injection d'eau dans le réservoir par des sondages d'injection, l'eau chassant le pétrole vers les puits d'extraction.

Injection de gaz : moyen de recompression fréquemment utilisé car le gaz naturel est soluble dans le pétrole; le gaz augmente le volume du pétrole, fait diminuer sa viscosité, réduit sa tension de surface et abaisse sa masse spécifique, autant d'effets souhaitables dans une récupération assistée.

Récupération assistée du pétrole (RAP) : ensemble de techniques perfectionnées d'extraction du pétrole d'un réservoir qui permettent d'augmenter le facteur de récupération et qui rendent possible la mise en valeur d'un plus grand nombre de réservoirs. Ces techniques peuvent comprendre l'injection de solvants miscibles tels des GPL et du dioxyde de carbone, l'apport de chaleur par injection de vapeur ou par combustion *in situ*, et l'ajout de produits chimiques qui agissent comme agents de mouillage. Les techniques de RAP sont coûteuses et leur rentabilité varie en fonction du prix du pétrole.

Composants du gaz naturel type

Hydrocarbures et pourcentage en poids

Méthane (CH ₄)	70-98 %
Éthane (C ₂ H ₆)	1-10 %
Propane (C ₃ H ₈)	trace-5 %
Butane (C ₄ H ₁₀)	trace-2 %
Pentane (C ₅ H ₁₂)	trace-1 %
Hexane (C ₆ H ₁₄)	trace-½ %
Heptane + (C ₇ H ₁₆ +)	nul-trace

Non hydrocarbures et pourcentage en poids

Azote	trace-15 %
Dioxyde de carbone*	trace-1 %
Sulfure d'hydrogène*	trace occ.
Hélium	nul-5 %

* On trouve parfois des gaz naturels composés essentiellement de dioxyde de carbone et de sulfure d'hydrogène.

Source : McCain, 1973, p. 4.

Composition d'un brut type 35° API

Taille moléculaire et pourcentage en volume

Essence (C ₅ à C ₁₀)	27 %
Kérosène (C ₁₁ à C ₁₃)	13 %
Diesel (C ₁₄ à C ₁₈)	12 %
Gas-oil lourd (C ₁₉ à C ₂₅)	10 %
Huile de lubrification (C ₂₆ à C ₄₀)	20 %
Résidus (supérieur à C ₄₀)	18 %
Total	100 %

Source : Hunt, 1979, p. 43.

LA PERSPECTIVE MONDIALE

A. *La structure internationale de l'offre et de la demande énergétiques*

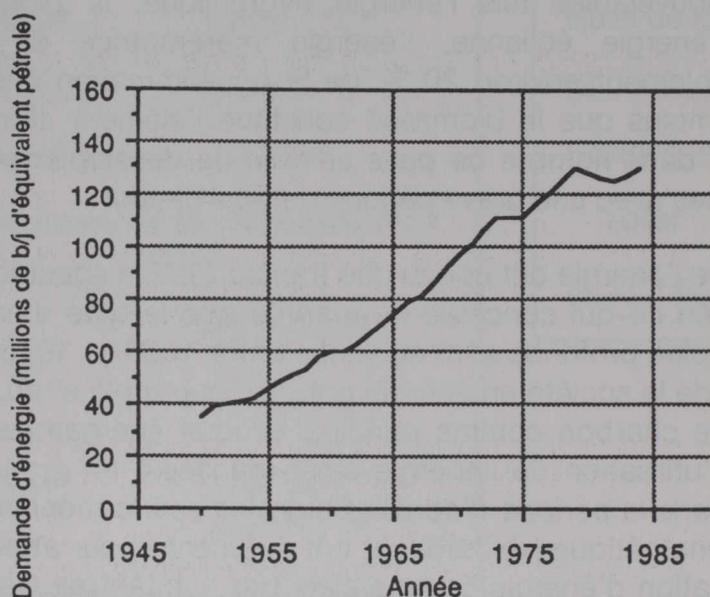
L'énergie est l'élément le plus fondamental de l'univers physique. Aucune activité n'est possible sans qu'il y ait dépense d'énergie. La croissance de la population, la tendance mondiale vers l'urbanisation et la recherche incessante d'un meilleur niveau de vie ont pour effet d'accroître la pression sur les ressources énergétiques de la terre. Ces ressources se divisent en deux grandes catégories : l'énergie renouvelable et l'énergie non renouvelable. À l'heure actuelle, la plus grande partie de l'approvisionnement énergétique de la société provient de sources non renouvelables, sous forme de combustibles fossiles et d'uranium. Les sources renouvelables tels l'énergie hydraulique, la biomasse, le rayonnement solaire direct, l'énergie éolienne, l'énergie marémotrice et l'énergie géothermique fournissent probablement environ 20 % de la consommation énergétique mondiale. Il n'en demeure pas moins que la biomasse constitue l'élément dominant de l'approvisionnement énergétique dans nombre de pays en voie de développement, dont certains sont maintenant aux prises avec une grave pénurie de bois de feu.

Les modes d'utilisation de l'énergie ont connu une transformation spectaculaire au cours du XX^e siècle, aussi bien en ce qui concerne la quantité que le type d'énergie en demande. Les changements les plus profonds sont survenus entre 1950 et 1975, période au cours de laquelle les besoins de la société en énergie ont plus que triplé et au cours de laquelle le pétrole a supplanté le charbon comme principal produit énergétique dans le monde. Cet accroissement de l'utilisation de l'énergie s'est manifesté en grande partie dans les pays industrialisés et, dans la période d'après-guerre, les écarts mondiaux en ce qui concerne la consommation énergétique par habitant ont augmenté pour atteindre des sommets inégalés. La consommation d'énergie commerciale par habitant au Canada est légèrement plus élevée qu'aux États-Unis, 1,8 fois plus élevée qu'en Allemagne de l'Ouest, 2 fois plus élevée qu'au Royaume-Uni, 2,5 fois plus élevée qu'en France et au Japon, 15 fois plus élevée qu'au Brésil et en Chine continentale et 480 fois plus élevée qu'au Tchad et en Éthiopie (Nations Unies, 1986).

La figure 1 illustre la croissance de la demande mondiale d'énergie primaire commerciale depuis 1950; les données proviennent des Nations Unies et sont exprimées en millions de barils par jour en équivalent pétrole. L'expression «énergie commerciale» désigne l'énergie qui est vendue commercialement et comprend le pétrole brut, le gaz naturel, le charbon et l'électricité primaire (provenant des centrales hydro-électriques, nucléaires et géothermiques). La figure 1 ne comprend pas l'exploitation de la biomasse — bois de feu, tourbe, déchets agricoles et déchets animaux — comme source d'énergie. En effet, il n'existe pas de données fiables sur la consommation de biomasse, car il arrive souvent que l'utilisateur se procure lui-même cette forme d'énergie qui, de ce fait, n'est pas vendue commercialement. Des données assez rudimentaires laissent toutefois entendre que la biomasse pourrait représenter une tranche additionnelle de 15 % de l'utilisation commerciale d'énergie illustrée à la figure 1. Par «énergie primaire», on entend l'énergie qui est extraite ou produite à la tête de puits, dans la mine ou à la centrale hydro-électrique, c'est-à-dire, l'énergie mesurée au point de production. L'expression «équivalent

pétrole» indique que les formes d'énergie comme le gaz naturel et l'électricité ont été exprimées en quantité équivalente de pétrole, à partir de leur teneur énergétique. D'après cette mesure, la demande mondiale d'énergie primaire commerciale a atteint 130 millions de barils par jour d'équivalent pétrole en 1984 (Nations Unies). Si l'ensemble des habitants de la terre consommaient l'énergie au même rythme que les Canadiens, la demande totale en énergie primaire commerciale aurait été d'environ 685 millions de barils par jour d'équivalent pétrole en 1984.

Figure 1 : Demande globale en énergie primaire commerciale



Notes : 1. Les données récentes de l'ONU sont exprimées en millions de tonnes d'équivalent pétrole et sont ici converties en millions de barils d'équivalent pétrole, en utilisant le facteur de conversion approximatif suivant : 1 tonne de pétrole = 7,33 barils. Les données plus anciennes de l'ONU ne sont exprimées qu'en millions de tonnes d'équivalent charbon et ont été converties en équivalent pétrole par l'équation suivante : 1 tonne d'équivalent charbon x 0,687623 = 1 tonne d'équivalent pétrole.

2. Les données de l'ONU comprennent l'utilisation d'énergie non attribuée -- il s'agit principalement des données qui ne peuvent être attribuées à l'une ou l'autre des catégories d'énergie solide, liquide, gazeuse ou électrique -- et l'utilisation à des fins non énergétiques du pétrole. La consommation comprend également les soutes d'aviation et de marine à l'échelle internationale.

Source : Nations Unies, 1986, p. 33; 1984, p. 51; 1983, p. 93; 1981, p. 39; et 1976, p. 2-3.

Durant la période d'après-guerre, la demande globale d'énergie n'a cessé d'augmenter jusqu'au deuxième choc pétrolier en 1979-1980, qui a entraîné une réduction temporaire de la demande et une diminution substantielle de la consommation de pétrole

dans les pays industrialisés. Il reste à voir dans quelle mesure le taux de croissance exponentiel de la consommation d'énergie, qui caractérisait la période de 1950 à 1973, a été modifié de façon permanente. La Commission mondiale sur l'environnement et le développement (1987, p. 172) a fait remarquer que si la consommation d'énergie connaissait le même taux de croissance élevé que durant cette période, cette situation aurait pour effet d'aggraver quatre grandes préoccupations environnementales :

- la probabilité de changements climatiques engendrés par «l'effet de serre» produit par l'émission de gaz dans l'atmosphère, dont le plus important est le dioxyde de carbone produit au cours de la combustion des combustibles fossiles;

Comment évaluer l'électricité lorsqu'on fait le bilan de l'offre et de la demande énergétiques

À l'exception de certains pays comme le Canada et la Norvège où l'électricité provient principalement de la production hydro-électrique, nombre de pays tirent la plus grande partie de leur électricité des centrales thermiques alimentées au charbon, au pétrole, au gaz naturel ou à l'uranium. Pour des raisons d'ordre thermodynamique, les centrales thermiques libèrent environ deux unités de chaleur pour chaque unité d'électricité produite. Devrait-on évaluer l'électricité thermique en fonction des trois unités d'énergie nécessaires pour sa production (c'est-à-dire son «équivalence en combustibles fossiles») ou en fonction de la seule unité d'électricité produite (c'est-à-dire son «rendement énergétique»)?

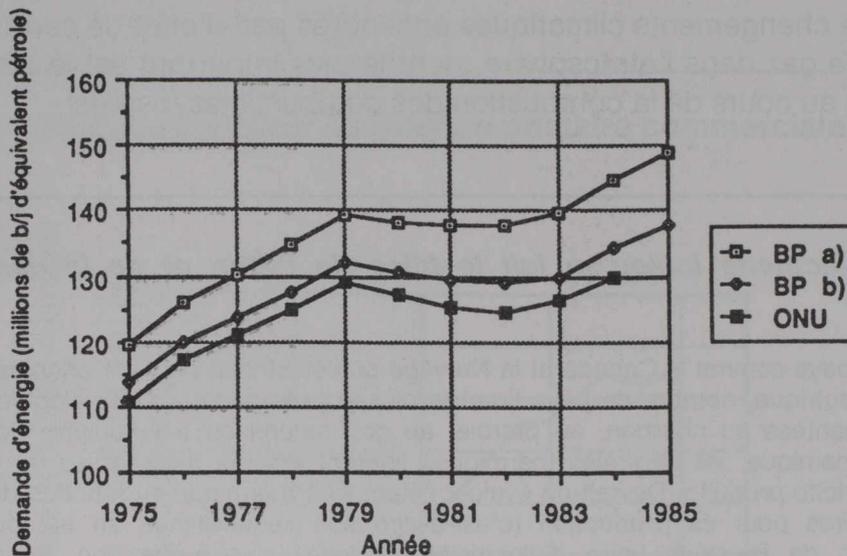
Par convention, de nombreux organismes déclarent toute l'électricité — y compris l'hydro-électricité — comme s'il s'agissait de thermo-électricité et évaluent cette électricité en fonction du combustible fossile qui serait nécessaire pour la produire (environ 10 000 Btu/kWh ou 10 550 kilojoules/kWh), plutôt qu'en fonction de la valeur réelle de son contenu en énergie (3 412 Btu/kWh ou 3 600 kJ/kWh). Si cette convention statistique est utile pour faire certaines comparaisons à l'échelle internationale, elle a toutefois pour effet de gonfler la demande énergétique au Canada et de surestimer le rôle de l'énergie hydro-électrique. En 1985, l'énergie hydro-électrique a comblé 12,1 % de la demande d'énergie primaire au Canada si on l'évalue en fonction de son rendement énergétique, mais 27,5 % si on l'évalue en fonction de son équivalence en combustibles fossiles.

Cette distinction est importante car elle explique certaines divergences importantes introduites dans les données statistiques. Par exemple, si l'on compare la consommation d'énergie par habitant entre le Canada et les États-Unis, les valeurs sont à peu près égales lorsque l'énergie hydro-électrique est mesurée en fonction de son rendement énergétique, mais le Canada présente une consommation d'énergie sensiblement plus élevée lorsque l'énergie hydro-électrique est évaluée en fonction de son équivalence en combustibles fossiles. Habituellement, EMR déclare la production hydro-électrique sous forme d'équivalence en combustibles fossiles. Pour sa part, Statistique Canada utilise la valeur du rendement énergétique. Pour compliquer encore davantage les choses, EMR et l'Office national de l'énergie ont commencé à déclarer l'énergie électrique produite par les centrales nucléaires en utilisant une valeur de 12 100 kJ/kWh (environ 11 480 Btu/kWh), ce qui reflète le fait que les réacteurs nucléaires canadiens ont une efficacité d'environ 30 % pour la production d'électricité. Dans le présent rapport, le Comité a adopté la méthode du rendement énergétique — c'est-à-dire que toute la production d'électricité est évaluée à 3 412 Btu/kWh — parce qu'il estime que cette façon de procéder nous donne une image plus claire de l'offre et de la demande énergétiques.

Les statistiques internationales présentent les mêmes divergences. Par exemple, les données de l'ONU donnent à l'électricité une valeur de 3 412 Btu/kWh, tandis que *British Petroleum*, dans son rapport intitulé *Statistical Review of World Energy*, évalue l'énergie électrique à 10 000 Btu/kWh. La figure présentée ci-dessous illustre de quelle manière ces divergences influent sur le calcul de l'utilisation de l'énergie à l'échelle mondiale. La différence entre les données publiées par l'ONU et BP pour l'année

1984 est d'environ 15 millions de barils par jour d'équivalent pétrole. Il faut noter que les deux ensembles de données ne correspondent pas parfaitement, même après que les valeurs attribuées à l'électricité primaire ont été ramenées sur une base commune.

Demande mondiale d'énergie primaire commerciale, selon les données de BP et de l'ONU



BP a) : Données de *British Petroleum* dans lesquelles l'électricité primaire est évaluée à 10 000 Btu/kWh.

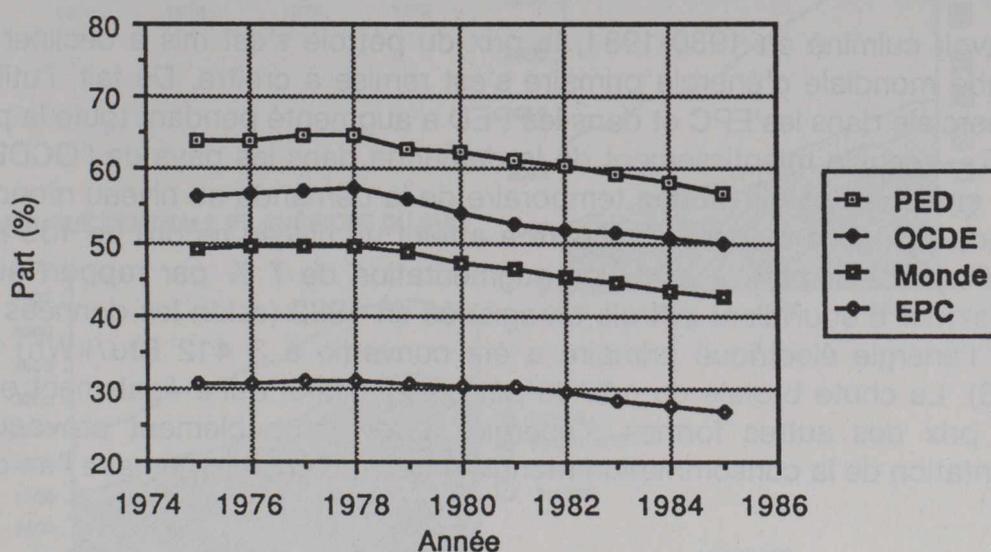
BP b) : Données de *British Petroleum* converties pour que l'électricité primaire soit évaluée à 3 412 Btu/kWh.

- la pollution de l'air d'origine urbaine et industrielle causée par l'accumulation de polluants atmosphériques provenant de la combustion des combustibles fossiles;
- l'acidification de l'environnement causée par l'utilisation des combustibles fossiles; et
- les dangers d'accident impliquant les réacteurs nucléaires, les problèmes liés à l'élimination des déchets radioactifs et au démantèlement des réacteurs à la fin de leur vie utile, et le danger de prolifération des armes nucléaires lié à la consommation de l'énergie de fission.

Le pétrole est considéré comme la source d'énergie la plus importante du monde industrialisé, et il est vrai que les pays industrialisés de l'Occident consomment à l'heure actuelle près de 60 % de la production mondiale de pétrole. Ce qui est bien moins connu, c'est que dans les pays en voie de développement, le pétrole constitue une part plus importante de la demande d'énergie commerciale, en moyenne, que dans les pays

industrialisés où l'approvisionnement énergétique est plus diversifié ou que dans les pays communistes dont la production énergétique est davantage axée sur le charbon. La figure 2 permet de suivre l'évolution de la part qu'occupe le pétrole dans la demande d'énergie primaire depuis 1975 et ce, dans le monde et dans certaines subdivisions : les pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), les pays en développement (PED, y compris les pays membres de l'OPEP) et les pays dotés d'une économie à planification centrale (EPC ou pays communistes).

Figure 2 : Part du pétrole dans la demande d'énergie primaire : monde, OCDE, PED et EPC



Note : L'électricité primaire qui était évaluée à 10 000 Btu/kWh dans la source a été convertie à 3 412 Btu/kWh.

Source : *British Petroleum*, 1986, p. 7-8, 28, 30, 33-34.

La figure 2 indique que la part du pétrole dans la consommation mondiale d'énergie commerciale a glissé de 49 % en 1975 à 42 % en 1985. Si on fait le bilan par subdivision, on constate la même tendance, les chiffres correspondants pour 1975 et 1985 étant de 64 % et 57 % pour les PED, de 56 % et 50 % pour les pays membres de l'OCDE et de 31 % et 27 % pour les pays dotés d'une EPC. Dans chaque subdivision, le déclin s'est amorcé en 1979 et s'est poursuivi jusqu'en 1985.

Bien que la part que le pétrole occupe dans la consommation énergétique ait diminué dans le monde, la consommation de pétrole dans les PED a en réalité augmenté durant cette période. Dans les pays membres de l'OCDE (et dans une faible mesure dans

les EPC qui sont essentiellement autosuffisantes en tant que membres d'un bloc), la consommation de pétrole a baissé en réponse aux prix élevés et à l'inquiétude face à la sécurité de l'approvisionnement. Les pays en voie de développement n'ont toutefois pas adopté le même comportement. En Amérique latine, la demande du pétrole a chuté après le second choc pétrolier, mais il n'en fut pas de même au Moyen-Orient, en Extrême-Orient et en Afrique. La figure 3 illustre ces différences.

La plupart des PED ne sont pas encore parvenus à mettre en place des systèmes diversifiés d'approvisionnement en énergie comme ceux qui permettent aux pays industrialisés de substituer au pétrole d'autres types de combustibles tels le gaz naturel ou l'électricité. Les pays industrialisés sont également mieux en mesure de pratiquer la conservation de l'énergie, que ce soit en réduisant les utilisations facultatives du pétrole ou en appliquant des procédés technologiques perfectionnés permettant une utilisation plus efficace du pétrole.

Après avoir culminé en 1980-1981, le prix du pétrole s'est mis à décliner et, en 1983, la demande mondiale d'énergie primaire s'est remise à croître. De fait, l'utilisation d'énergie commerciale dans les EPC et dans les PED a augmenté pendant toute la période de 1975 à 1985 — seul le ralentissement de la demande dans les pays de l'OCDE entre 1980 et 1983 a entraîné une diminution temporaire de la demande au niveau mondial. En 1985, la demande mondiale d'énergie primaire a atteint un niveau record de 138 millions de barils/jour d'équivalent pétrole, soit une augmentation de 7 % par rapport aux 129 millions de barils/jour d'équivalent pétrole enregistrés en 1982 (selon les données de BP dans lesquelles l'énergie électrique primaire a été convertie à 3 412 Btu/kWh) (*British Petroleum*, 1986). La chute brutale du prix du pétrole en 1986, qui a également entraîné une baisse du prix des autres formes d'énergie, a fort probablement provoqué une nouvelle augmentation de la consommation mondiale totale d'énergie primaire l'an dernier.

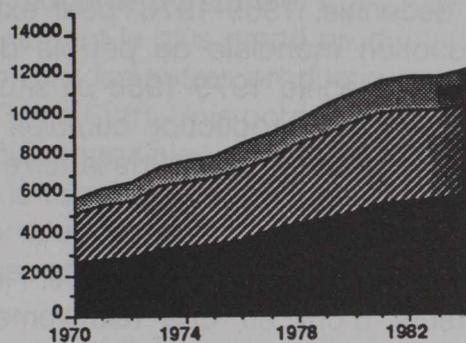
B. Le développement de l'industrie pétrolière mondiale

Les venues naturelles de pétrole brut et de gaz naturel sont des phénomènes connus depuis l'antiquité, et il n'est pas rare de trouver des puits creusés à la main à l'emplacement de ces venues. Dans les temps anciens, le pétrole et le goudron servaient à fabriquer des armes et des médicaments et au calfatage des navires. Au fur et à mesure que l'art de la distillation du pétrole s'est développé, le pétrole est devenu une source d'éclairage. Les archives chinoises font état de puits de quelques centaines de mètres de profondeur en l'an 600 A.D. et de puits d'une profondeur de 1 000 mètres en l'an 1132. À la fin du XVIII^e siècle, plus de 500 puits avaient été creusés dans le champ pétrolifère de Yenangyaung en Birmanie. L'industrie pétrolière s'est développée tôt en Union soviétique par l'exploitation des gisements de pétrole et de gaz dans les champs pétrolifères de Bakou vers la fin du XIX^e siècle (Hunt, 1979; Riva, 1987a).

Même si le premier puits de pétrole d'Amérique du Nord aurait été situé dans le comté d'Enniskillen en Ontario — il aurait été terminé en 1858 —, c'est au puits d'Edwin Drake creusé en 1859 dans une venue de pétrole à Titusville, en Pennsylvanie, que l'on a

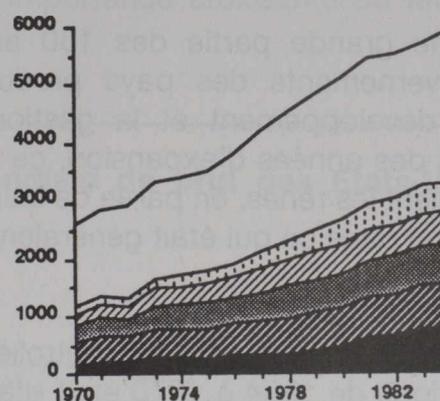
Figure 3 : Consommation de pétrole dans les pays en voie de développement (milliers de barils par jour)

TOUS LES PAYS EN VOIE DE DÉVELOPPEMENT



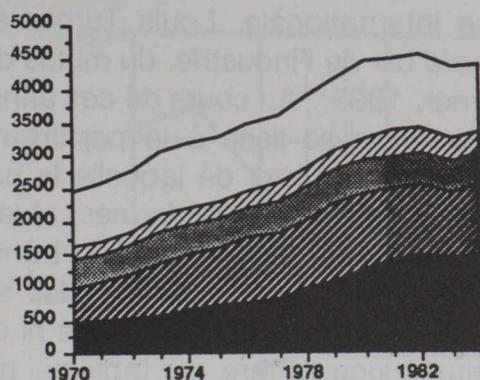
- Moyen-Orient et Extrême-Orient
- Amérique centrale et Amérique du Sud
- Afrique

MOYEN-ORIENT ET EXTRÊME ORIENT



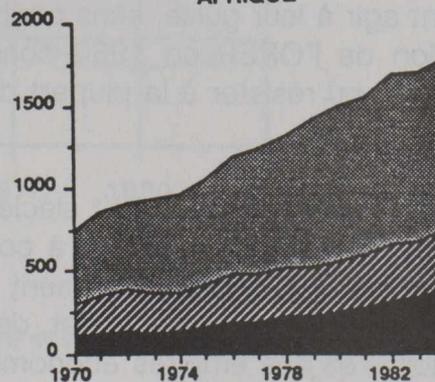
- Arabie Saoudite
- Inde
- Iran
- Corée du Sud
- Indonésie
- Autres

AMÉRIQUE CENTRALE ET AMÉRIQUE DU SUD



- Mexique
- Brésil
- Argentine
- Venezuela
- Autres

AFRIQUE



- Égypte
- Afrique du Sud
- Autres

Source : U.S. Department of Energy, 1987, p. A-7.

attribué l'honneur d'avoir lancé l'industrie pétrolière en Amérique du Nord. Cet événement a également marqué le début de l'ère moderne du pétrole — en 1871, plus de 90 % de la production mondiale de pétrole provenaient des champs pétrolifères de Pennsylvanie qu'avait ouvert à l'exploitation le puits de Drake (Hunt, 1979).

Il a fallu 109 ans, de 1859 (puits de Drake) à 1968, pour assister à l'extraction du 200 milliardième baril de brut. Il ne faudra qu'une décennie, 1969-1978, pour extraire le 400 milliardième. Avec la stabilisation de la production mondiale de pétrole dans les années 1980, il semblerait que la production pour la décennie 1979-1988 se situera elle aussi autour de 200 milliards de barils. On estime que cette production cumulée de 600 milliards de barils représente plus du tiers des ressources initiales totales de la terre en brut classique.

Pendant une grande partie des 130 années d'histoire moderne de l'industrie pétrolière, les gouvernements des pays producteurs n'ont eu que relativement peu d'influence sur le développement et la gestion du commerce du pétrole à l'échelle mondiale. Au cours des années d'expansion, ce sont les grandes sociétés pétrolières (les «grandes») qui tenaient les rênes, en partie de leur propre initiative et en partie avec l'appui de leur pays d'origine dans ce qui était généralement perçu comme une libre convergence d'intérêts.

Dans son analyse de l'industrie pétrolière internationale, Louis Turner a laissé entendre que la période de 1954 à 1970 était «l'âge d'or» de l'industrie, du moins du point de vue des sociétés pétrolières multinationales (Turner, 1983). Au cours de ces années, les pétrolières ont réussi à faire face à deux situations graves liées à la perturbation de l'approvisionnement : la guerre de Suez en 1956-1957, au cours de laquelle le canal de Suez ainsi que les pipelines de l'*Iraq Petroleum Company* (IPC) ont été fermés, et la guerre israélo-arabe de juin 1967, au cours de laquelle le canal de Suez, le pipeline trans-arabe (Tapline) et le réseau de pipelines de l'IPC ont été fermés. Généralement, les sociétés pétrolières pouvaient agir à leur guise, sans contrainte de la part du pays hôte ni du pays d'origine. La création de l'OPEP en 1960 constituait une ombre au tableau, mais les grandes pétrolières ont pu résister à la plupart des initiatives de cet organisme durant les années 60.

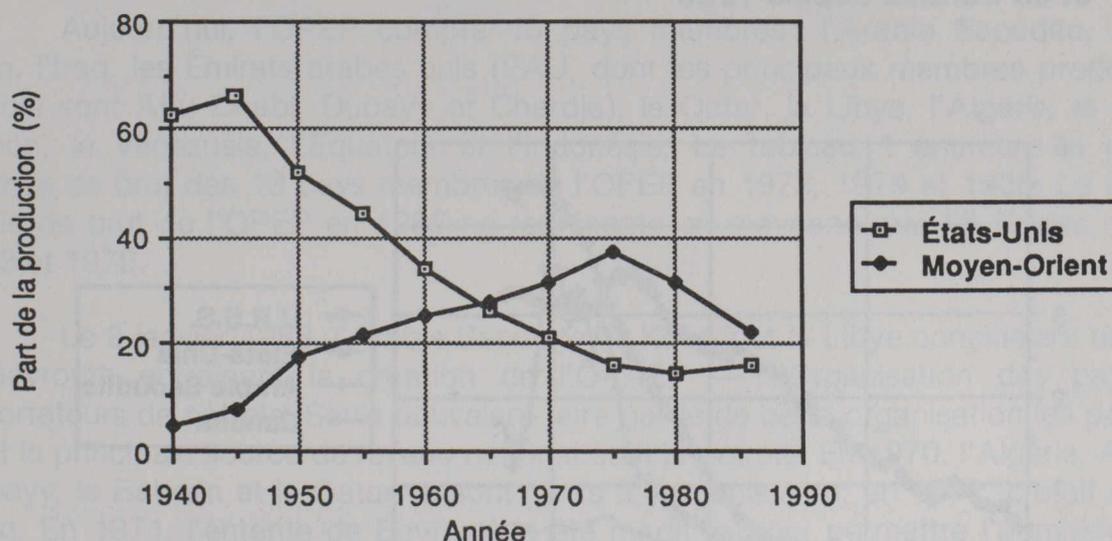
Le pétrole est devenu pour le XX^e siècle ce que le charbon était à la Révolution industrielle. Le pétrole alimentait le moteur à combustion interne, ce qui a inauguré une nouvelle ère de mobilité. Le perfectionnement du raffinage a donné naissance à une nouvelle industrie chimique. Le pétrole est devenu le bien le plus convoité dans le commerce international et des empires économiques d'une richesse fabuleuse ont vu le jour. Les pétrolières américaines, qui se sont établies tôt au cours de cette période, ont joué un rôle prédominant sur la scène mondiale du pétrole. On a beaucoup écrit sur les multinationales du pétrole — *Exxon*, *Royal-Dutch/Shell*, *Mobil*, *Texaco*, *Standard Oil of California*, *Gulf* et *British Petroleum* —, les «Sept Soeurs» qui ont régné si longtemps sur l'industrie.

On a cependant moins insisté sur le rôle des sociétés pétrolières nationales, dont certaines ont participé à l'industrie pendant de nombreuses années. On pense à la

Compagnie française des pétroles (CFP) et à la Société nationale Elf-Aquitaine (SNEA) de France et à *Ente Nazionale Idrocarburi* (ENI) d'Italie. D'autres sociétés pétrolières nationales sont nées dans le tumulte des années 70 : *Veba* en Allemagne de l'Ouest, *STATOIL* en Norvège, *British National Oil Company* (BNOC) et Pétro-Canada.

Les États-Unis ont dominé la production pétrolière pendant la plus grande partie de l'ère moderne du pétrole. À la fin de la Seconde Guerre mondiale, les États-Unis étaient non seulement le plus grand producteur mondial, mais la production américaine dépassait celle de tous les autres producteurs combinés. Dans un passé encore récent, c'est-à-dire en 1963, les États-Unis pouvaient encore s'enorgueillir d'avoir fourni plus de la moitié de la production mondiale totale de brut depuis la naissance de l'industrie pétrolière. La figure 4 montre le terrain perdu par les États-Unis depuis la Seconde Guerre mondiale au chapitre de la production du pétrole ainsi que l'importance croissante du Moyen-Orient comme fournisseur mondial.

Figure 4 : Part de la production mondiale de brut des États-Unis et du Moyen-Orient depuis 1940



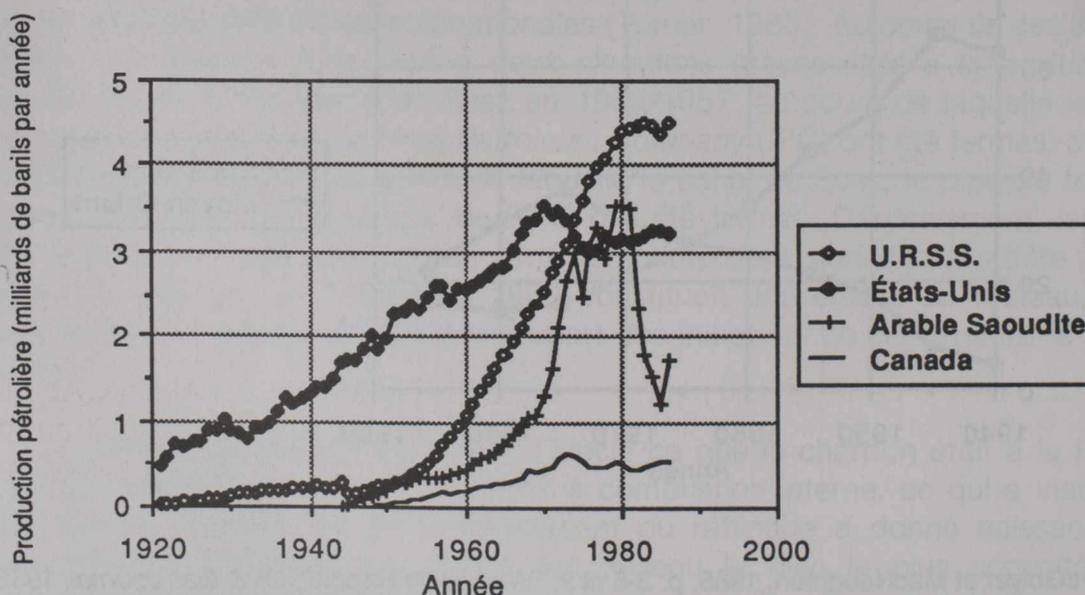
Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 3-5 et 9; "Worldwide Report", *Oil & Gas Journal*, 1986, p. 36-37.

La production de brut américaine a atteint un sommet en 1970; même la mise en exploitation du champ supergéant de la baie Prudhoe en Alaska n'a pas permis aux États-Unis d'égaliser cette marque. La production mondiale de brut a atteint le niveau de 22,7 milliards de barils par année en 1979, au moment du deuxième choc pétrolier, et n'est jamais remontée à ce niveau depuis.

Bien que les États-Unis occupent le deuxième rang au monde pour la production pétrolière — 8,8 millions de barils par jour en moyenne en 1986, derrière l'Union soviétique qui en produit 12,3 millions —, ce pays force sa capacité de production et semble entrer dans une période de déclin exacerbée par la chute des prix mondiaux du pétrole. La production du Moyen-Orient, qui se situait à environ 12,3 millions de barils par jour en 1986, égalait la production soviétique, mais cette région produisait 18,2 millions de barils par jour en 1980.

Dans la figure 5, on compare la production pétrolière des États-Unis, de l'U.R.S.S., de l'Arabie Saoudite et du Canada. La production soviétique a augmenté presque continuellement depuis le début du siècle. La faible baisse enregistrée dans la production soviétique en 1984 et 1985 a été renversée en 1986 et on prévoit que la production augmentera encore en 1987. Néanmoins, on considère que l'Union soviétique ne tardera pas à atteindre le maximum de sa capacité de production de brut classique. La production américaine, qui a décliné après avoir atteint un sommet en 1970, a connu une certaine remontée avec l'arrivée du pétrole de la baie Prudhoe sur le marché en 1977. On s'attend à une baisse continue de la production dans l'avenir.

Figure 5 : Production pétrolière de l'U.R.S.S., des États-Unis, de l'Arabie Saoudite et du Canada depuis 1920



Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 5, 7, 9; "Worldwide Report", *Oil & Gas Journal*, 1986, p. 36-37.

La chute très prononcée de la production de l'Arabie Saoudite après le deuxième choc pétrolier n'a rien à voir avec des contraintes physiques quelconques sur la capacité

de production. Elle reflète plutôt une réduction de la demande globale de pétrole et une décision politique récente de l'Arabie Saoudite de restreindre volontairement sa production. L'augmentation subséquente de la production saoudienne traduit la volonté actuelle de ce pays de reprendre sa part du marché. La figure 5 montre également la production annuelle du Canada. Au cours des dernières années, le Canada s'est toujours maintenu autour du dixième rang mondial au chapitre de la production de brut.

L'Organisation des pays exportateurs de pétrole a été créée en 1960. Avant l'avènement de l'OPEP, le commerce mondial du pétrole reposait principalement entre les mains des grandes sociétés pétrolières. Les prix étaient établis par un cartel formé par les distributeurs. Dans le but d'obtenir un meilleur prix pour leur pétrole et d'améliorer leur position de négociation face aux grandes pétrolières, un certain nombre de pays producteurs de pétrole ont entrepris des discussions sur l'adoption d'un prix commun et d'une politique commune de production; ces discussions ont abouti à la création de l'OPEP le 10 septembre 1960 à Bagdad. Les cinq pays fondateurs étaient l'Arabie Saoudite, le Kuwait, l'Iran, l'Iraq et le Venezuela.

Une décennie devait s'écouler avant que l'OPEP soit en mesure d'exercer une influence véritable sur la scène mondiale du pétrole. Durant la plus grande partie des années 60, les sociétés pétrolières ont maintenu le prix du pétrole brut léger d'Arabie Saoudite, qui constitue le brut de référence mondial, à 1,80 \$ US le baril.

Aujourd'hui, l'OPEP compte 13 pays membres: l'Arabie Saoudite, le Kuwait, l'Iran, l'Iraq, les Émirats arabes unis (EAU, dont les principaux membres producteurs de pétrole sont Abu Dhabi, Dubayy et Chardja), le Qatar, la Libye, l'Algérie, le Nigeria, le Gabon, le Venezuela, l'Équateur et l'Indonésie. Le tableau 1 énumère la production estimée de brut des 13 pays membres de l'OPEP en 1973, 1979 et 1986. La production totale de brut de l'OPEP en 1986 ne représente en moyenne que 58 % des niveaux de 1973 et 1979.

Le 9 janvier 1968, l'Arabie Saoudite, le Kuwait et la Libye concluaient une entente à Beyrouth entraînant la création de l'OPAEP — l'Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole. Seuls pouvaient faire partie de cette organisation les pays arabes dont la principale source de revenu national était le pétrole. En 1970, l'Algérie, Abu Dhabi, Dubayy, le Bahreïn et le Qatar se sont joints à l'organisation; en 1972, c'était au tour de l'Iraq. En 1971, l'entente de Beyrouth a été modifiée pour permettre l'admission de tout pays arabe pour qui le pétrole représentait une part «importante» du revenu national. La Syrie, l'Égypte et la Tunisie sont alors devenus membres de l'organisation, tandis que Dubayy s'en retirait. L'OPAEP a imposé un embargo sur le pétrole à la fin de 1973, durant la guerre israélo-arabe. En avril 1979, l'Égypte a été expulsée après avoir signé un traité de paix avec Israël. Par souci de cohérence dans les données statistiques, on continue généralement à intégrer la production de pétrole de l'Égypte dans celle de l'OPAEP.

La montée de l'influence de l'OPEP correspond dans une grande mesure au déclin de l'influence américaine. La production américaine de brut a culminé en 1970, avec une production totale de 3,52 milliards de barils (soit une production moyenne au cours de l'année de 9,64 millions de barils par jour). La production américaine pour tous les types

de pétrole, y compris les liquides du gaz naturel, a totalisé 4,13 milliards de barils en 1970, ou 11,31 millions de barils par jour en moyenne. Au moment de l'embargo pétrolier décrété par les Arabes, les États-Unis importaient plus de 35 % du pétrole dont ils avaient besoin.

Tableau 1 : Production de brut des pays membres de l'OPEP au cours de certaines années

Pays	Production	Production	Production
	de 1986	de 1979	de 1973
	(en millions de barils par jour)		
Algérie	0.60	1.19	1.10
Équateur	0.27	0.20	0.21
Gabon	0.15	0.19	0.15
Indonésie	1.24	1.62	1.34
Iran	1.81	3.04	5.86
Iraq	1.79	3.48	2.02
Kuwait	1.20	2.22	2.76
Libye	1.03	2.08	2.17
Zone neutre a)	0.33	0.56	0.52
Nigeria	1.46	2.30	2.05
Qatar	0.33	0.51	0.57
Arabie Saoudite	4.72	9.63	7.33
Émirats arabes unis	1.38	1.53	1.53
Venezuela	1.66	2.36	3.37
Total OPEP	17.97	30.91	30.98

a) La production de la zone neutre est partagée également entre l'Arabie Saoudite et le Kuwait.

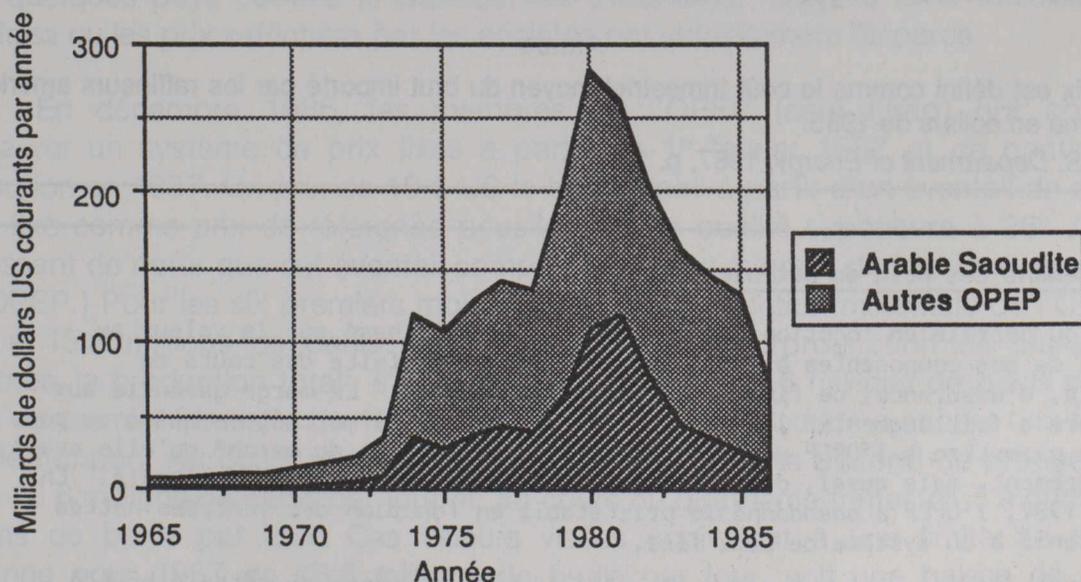
Source : "Worldwide Report", *Oil & Gas Journal*, 1986, p. 36-37; DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 6, 9-11.

Les revenus tirés par l'OPEP des exportations de pétrole depuis 1965 sont indiqués dans la figure 6. Les valeurs sont exprimées en milliards de dollars US courants. Au cours de la période de 1973 à 1986, les exportations de pétrole ont rapporté à l'OPEP plus de 2,1 billions de dollars US. Ce gigantesque transfert de richesse a été l'un des facteurs qui ont contribué à l'augmentation de la dette extérieure (qui s'élève actuellement

à 1,1 billion de dollars US) qui grève l'économie des pays en voie de développement et qui exerce une forte pression sur le système bancaire international.

Les exportations de brut ont rapporté près de 8 milliards de dollars US à l'OPEP en 1965. En 1973, ces exportations ont rapporté 37 milliards de dollars US, chiffre qui a fait un bond jusqu'à 119 milliards de dollars US l'année suivante. Le deuxième choc pétrolier a fait grimper les revenus de l'OPEP de 135 milliards de dollars US en 1978 à 282 milliards de dollars US en 1980. En 1985, les revenus du pétrole ont chuté à 132 milliards de dollars US, par suite de l'érosion des prix attribuable à une production accrue des pays non membres de l'OPEP et à une réduction de la demande des pays industrialisés; les membres de l'OPEP ont dû réduire le prix de leur pétrole. On estime à 75 milliards de dollars US les revenus de l'OPEP en 1986, situation causée par l'effondrement sans précédent des prix. En supposant un prix de vente moyen de 18 dollars US le baril, prix actuel visé par l'OPEP, et en supposant que les contingents fixés pour 1987 seront respectés par les États membres, l'OPEP prévoit que les revenus provenant de

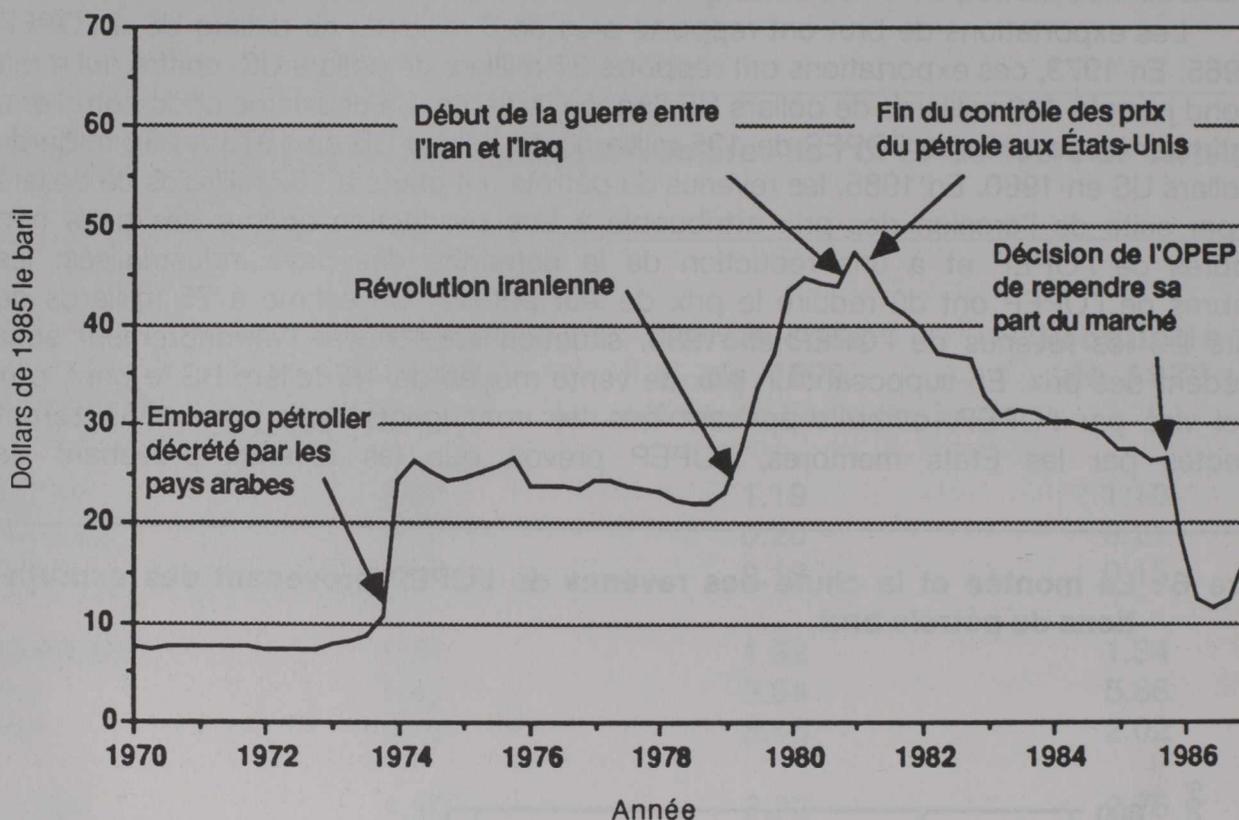
Figure 6 : La montée et la chute des revenus de l'OPEP provenant des exportations du pétrole brut



Note : Pour l'Équateur, le Gabon, l'Iran, l'Iraq, la Libye, le Nigeria, le Qatar et les EAU, les valeurs des exportations concernent le pétrole brut seulement; pour l'Algérie, l'Indonésie, le Kuwait, l'Arabie Saoudite et le Venezuela, les valeurs des exportations comprennent le pétrole brut et équivalents.

Source : OPEP, sans date, p. 6; "The Tide Turns for OPEC Revenues", *Petroleum Economist*, 1987, p. 256.

Figure 7 : Prix du pétrole brut mondial depuis 1970, mesuré en dollar US constant de 1985



Note : Le prix est défini comme le coût trimestriel moyen du brut importé par les raffineurs américains, exprimé en dollars de 1985.

Source : U.S. Department of Energy, 1987, p. 15.

Établissement des prix du pétrole brut

Le prix du pétrole en fonction des **rentrées nettes** est basé sur la valeur au comptant de ses composantes à la raffinerie, déduction faite des coûts de transport, d'assurance, de financement et de traitement. La marge garantie aux raffineurs a fait augmenter la quantité de pétrole sur le marché, ce qui a eu pour effet de permettre à l'OPEP de reprendre en partie la part du marché qu'elle avait antérieurement, mais aussi, de favoriser l'effondrement des prix du pétrole. En février 1987, l'OPEP a abandonné le prix établi en fonction des rentrées nettes pour revenir à un système de prix fixe.

La fixation des prix selon les **formules** lie le prix de vente du pétrole brut à certains prix au comptant publiés sur le marché libre, ce qui permet de réduire le risque tout en assurant un rendement raisonnable aux raffineurs. Par exemple, le brut Isthmus léger du Mexique vendu aux États-Unis est lié aux prix du comptant du West Texas Intermediate, du West Texas Sour, de l'Alaskan North Slope, du mazout lourd, en ajoutant une certaine marge.

Dans les formules de prix **rétroactifs**, le vendeur fixe le prix brut après l'arrivée du pétrole à destination, en utilisant une formule établie au préalable fondée sur le prix au comptant de certains bruts.

Source : EMR, 1987c, p. 37-40.

l'exportation du pétrole seront de 86 milliards de dollars US en 1987. Toutefois, si les prix plus élevés enregistrés au cours des derniers mois se maintiennent, les revenus pourraient de nouveau franchir le pas des 100 milliards de dollars US en 1987.

Dans la figure 7, on peut suivre l'évolution du prix du pétrole en dollar constant depuis 1970; on peut aussi voir les effets des chocs pétroliers de 1973-1974, 1979-1980 et 1985-1986. Le prix est défini comme le coût trimestriel moyen du pétrole importé par les raffineurs américains et est exprimé en dollar US constant de 1985 par baril. Au plus bas de l'effondrement des prix en 1986, le brut ne se vendait que quelques dollars seulement de plus le baril, en termes réels, qu'au début des années 1970.

L'établissement du prix du pétrole est devenu une question complexe au cours des dernières années. Durant la plus grande partie des années 70, on estime que moins de 5 % des transactions de brut sur le marché mondial se faisaient au comptant. Dans la première moitié des années 1980, les ventes au comptant ont toutefois proliféré et, à certains moments, jusqu'à 70 % des transactions de brut ont eu lieu au comptant ou à des prix apparentés. Ce phénomène a été suivi de l'effondrement du système de prix «fixe» à la fin de 1985, avec l'introduction de méthodes de fixation des prix «selon les rentrées nettes», selon les «formules» et selon «les formules de prix rétroactifs», mouvement amorcé par la méthode de fixation des prix en fonction des rentrées nettes introduites par l'Arabie Saoudite. Pendant une grande partie de 1986, les prix établis en fonction des rentrées nettes ont fait concurrence aux prix au comptant sur le marché. Sauf dans quelques pays comme le Canada, les États-Unis, l'Égypte et la Malaisie, les prix «officiels» ou les prix «affichés» par les sociétés ont virtuellement disparus.

En décembre 1986, les membres de l'OPEP (sauf l'Iraq) ont convenu de réinstaurer un système de prix fixes à partir du 1^{er} février 1987 et de contingenter la production en 1987. Un prix de 18 \$ US le baril, établi à partir d'un éventail de sept bruts, a été fixé comme prix de référence pour le brut de qualité supérieure à 26° API. (Il est intéressant de noter que cet éventail comprenait le brut *Isthmus* du Mexique avec six bruts de l'OPEP.) Pour les six premiers mois de 1987, la production maximale de l'OPEP a été fixée à 15,8 millions de barils par jour. Malgré une surproduction de plusieurs pays membres, la production totale s'est maintenue à environ 16 millions de barils par jour au cours du premier trimestre de 1987, du fait que l'Arabie Saoudite a encore une fois joué le rôle de tampon. Au cours du troisième trimestre de 1987, le plafond de production a été fixé à 16,6 millions de barils par jour et, au cours du quatrième trimestre, il a grimpé à 18,3 millions de barils par jour. Ces valeurs visées équivalent à une limite de production moyenne pour 1987 de 16,6 millions de barils par jour, soit une baisse de plus de 2 millions de barils par jour comparativement à la production de 1986. L'Iraq, refusant un quota inférieur à celui de l'Iran, a rejeté l'entente. On lui avait attribué un quota équivalent à 9,3 % de la production totale admissible de l'OPEP.

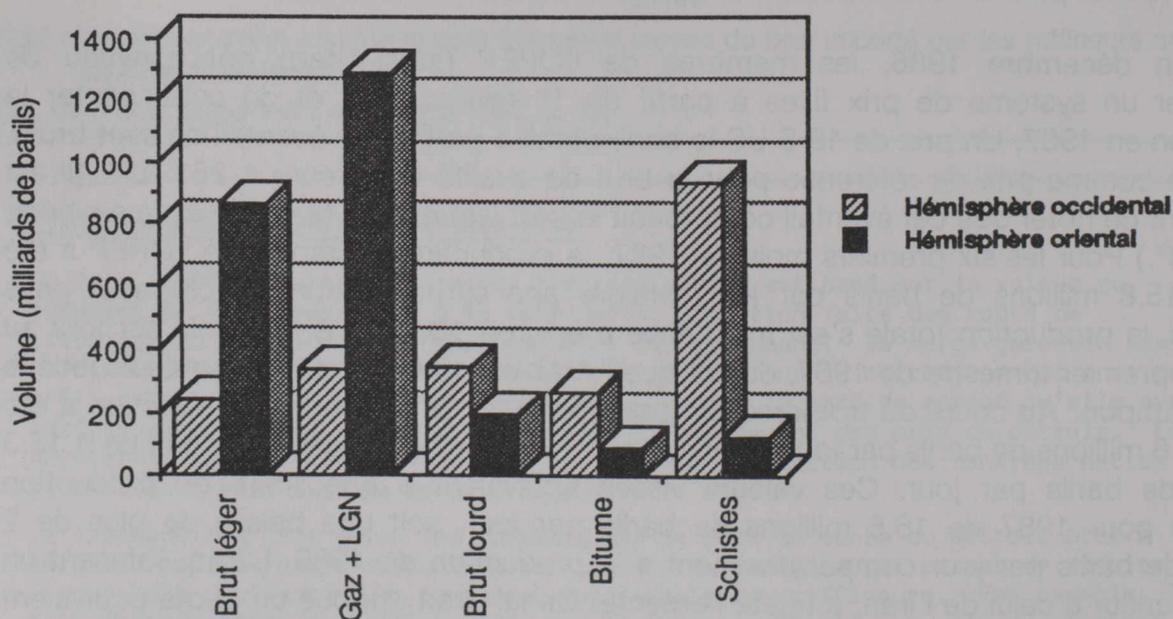
Certains producteurs ont troqué le pétrole pour d'autres biens. Par exemple, l'Union soviétique a fourni des armes et des biens industriels à des pays du Moyen-Orient et du nord de l'Afrique en échange de pétrole. Une partie de ce brut a ensuite été vendue à l'Occident par les Soviétiques pour obtenir des devises fortes. Au cours des neuf premiers mois de 1986, les exportations par les Soviétiques de brut de l'OPEP vers les

pays occidentaux se sont élevées en moyenne à près de 400 000 barils par jour. La Finlande constitue le principal débouché commercial pour le pétrole troqué par les Soviétiques.

C. Les ressources et réserves pétrolières mondiales

Les ressources pétrolières mondiales sont réparties inégalement. Selon les données rassemblées par Joseph Riva Jr. du *U.S. Congressional Research Service* (Riva, 1987a), les ressources initiales totales de la terre en bruts léger et moyen classiques récupérables sont évaluées à environ 1 635 milliards de barils. De cette quantité, 32 % ont déjà été consommées et environ 30 % restent à découvrir. Les 38 % restants constituent les réserves prouvées actuelles de la terre en brut léger classique. Des quelque 1 100 milliards de barils et plus de brut léger-moyen qu'il reste à consommer — c'est-à-dire, les réserves prouvées plus le pétrole non découvert —, on estime que 78 % se trouvent dans l'hémisphère oriental.

Figure 8 : Ressources pétrolières récupérables restantes dans les hémisphères occidental et oriental



Notes : Brut léger = Brut léger-moyen
Schistes = Schistes bitumineux

Source : Riva, 1987a, p. 588.

Par contraste, les principaux gisements de brut lourd se situent dans l'hémisphère occidental. On estime que les ressources initiales de la terre en brut lourd récupérable étaient d'environ 608 milliards de barils, dont 85 % ont été découverts, mais seulement 11 % consommés. Des 540 milliards de barils de brut lourd non consommés, 64 % seraient situés dans l'hémisphère occidental.

On estime que les ressources initiales totales de la terre en gaz naturel récupérable contenaient une quantité d'énergie équivalente à 1 897 milliards de barils de pétrole, dont 341 milliards de barils de liquides extraits du gaz naturel. Selon une estimation grossière, 50 % de ces ressources ont été découvertes et environ 14 % ont été consommées. On croit qu'environ 79 % du gaz et des liquides extraits du gaz naturel restants se trouvent dans l'hémisphère oriental.

Les gisements de bitume connus contiendraient, d'après une estimation grossière présentée dans l'étude de Riva, 354 milliards de barils de brut récupérable, dont 76 % se trouveraient dans l'hémisphère occidental. Les gisements connus de schiste bitumineux pourraient contenir environ 1 066 milliards de barils de schiste bitumineux récupérable, dont 88 % se situeraient dans l'hémisphère occidental. Au mieux, les valeurs estimées ne constituent qu'une grossière indication des ressources qui pourraient être récupérables, étant donné qu'elles dépendent des valeurs arbitraires fixées pour établir le seuil de rentabilité de l'extraction (teneur en pétrole minimale des bitumes et des schistes bitumineux) et le seuil de rentabilité de la récupération (limite maximale de l'épaisseur des morts-terrains et limite minimale de l'épaisseur du gisement). La figure 8 indique la répartition mondiale des ressources pétrolières récupérables restantes, fondée sur les données de Riva.

Riva a conclu que les ressources initiales totales de la terre en pétrole récupérable s'élevaient grossièrement à 5 560 milliards de barils de pétrole. Si l'on soustrait les constituants du gaz naturel, la ressource «pétrole» initiale — c'est-à-dire, le brut léger-moyen, le brut lourd, les liquides extraits du gaz naturel, le bitume et les schistes bitumineux — était grossièrement de 4 milliards de barils. Les combustibles du pétrole plus légers, plus convoités, parce qu'ils sont moins coûteux à produire et à traiter, se retrouvent surtout dans l'hémisphère oriental. Les combustibles du pétrole plus lourds, moins convoités, parce qu'ils sont plus coûteux à produire et à traiter, se retrouvent principalement dans l'hémisphère occidental.

Environ 40 000 champs de pétrole ont été découverts dans le monde depuis 1860. La classe la plus importante de champs pétroliers est le champ supergéant, qui contient plus de 5 milliards de barils de pétrole récupérable. Trente-sept champs supergéants ont été découverts jusqu'ici et on a estimé qu'ensemble ils contenaient 51 % de tout le brut classique découvert jusqu'à présent. La région du golfe Persique compte 26 champs supergéants, dont 11 qui sont situés en Arabie Saoudite. Le champ de pétrole le plus important au monde, Ghawar, a été découvert en 1948 et ses 86 milliards de barils de pétrole récupérable ont propulsé l'Arabie Saoudite au premier rang mondial des producteurs de pétrole. Le champ de Burgan, au Kuwait, occupe le second rang, avec un contenu initial de 75 milliards de barils de pétrole récupérable. Les États-Unis (*East Texas* et la baie Prudhoe), l'Union soviétique, le Mexique et la Libye possèdent chacun deux champs supergéants, tandis que l'Algérie, le Venezuela et la Chine en ont chacun un.

Près de 300 champs géants — contenant entre 500 millions et 5 milliards de barils de pétrole récupérable — fournissent environ 30 % du brut récupérable découvert. Environ 1 000 autres champs, contenant entre 50 et 500 millions de barils de pétrole récupérable fournissent environ 15 % du pétrole mondial. Ainsi, moins de 5 % des champs de pétrole découverts contiennent 95 % du brut récupérable connu.

Ce mode de répartition du pétrole et plus d'un siècle d'exploitation pétrolière ont permis d'énoncer deux principes applicables aux ressources pétrolières mondiales. Premièrement, la plus grande partie du pétrole mondial se trouve dans un petit nombre de champs de grande taille, mais la plupart des champs de pétrole sont petits. Deuxièmement, la taille moyenne du champ et la quantité de pétrole trouvée par unité de forage diminuent au fur et à mesure que les travaux d'exploration progressent. Dans toute région productrice de pétrole, les champs de pétrole importants ont tendance à être découverts tôt dans le cycle de production du pétrole (Riva, 1987c).

Riva estime que les quantités de brut classique récupérable restant (réserves plus ressources non découvertes) s'élèvent à environ 1 200 milliards de barils. Au taux actuel de production d'environ 20 milliards de barils par année, cette quantité de pétrole pourrait durer 50 ans avant que la production ne soit limitée par la base de la ressource. Cependant, comme ce pétrole est réparti d'une façon très inégale, la disponibilité future du pétrole doit être étudiée pays par pays pour déterminer où et quand apparaîtront les contraintes sur l'offre. Riva a fait ce travail pour 29 pays producteurs classés selon leurs ressources initiales en pétrole récupérable. En supposant que les réserves prouvées seront établies dans l'avenir au même taux statistique que celui qu'on a observé dans le passé et que le rapport réserves/production ne descendra pas en dessous de 9 dans ces pays (valeur caractéristique des régions productrices au cours des années de déclin), il a calculé le nombre d'années que chacun de ces pays peut maintenir la même production qu'en 1986. Ces résultats sont résumés dans le tableau 2.

La partie des ressources mondiales de brut classique constituée par les réserves prouvées restantes est évaluée à près de 700 milliards de barils. La plus grande partie de ces réserves prouvées — près de 58 % — se trouvent au Moyen-Orient. Dans son «Worldwide Report» de la fin de l'année 1986, la publication *Oil & Gas Journal* donne la répartition des réserves pétrolières mondiales. Ces données sont présentées sous forme de diagramme dans la figure 9 (préparée par EMR). Les réserves sont d'abord divisées entre les pays de l'OPEP et les pays n'appartenant pas à l'OPEP. Les réserves dites non-OPEP sont subdivisées en réserves appartenant aux pays de l'OCDE, aux PED et aux EPC. On estime que l'OPEP possède 68,5 %, ou 478 milliards de barils, des réserves mondiales prouvées de brut classique établies à la fin de l'année 1986; les pays de l'OCDE n'en possèdent que 7,9 %, ou 55 milliards de barils. Seulement 20 % des réserves mondiales se trouvent dans des pays qui ne sont pas membres de l'OPEP ou dans des pays qui ne sont pas communistes. Ensemble, les États-Unis et le Canada ne possèdent que 5 % des réserves mondiales. La mer du Nord ne recèle que 3 % des réserves mondiales, malgré son influence actuelle sur le marché mondial du pétrole. Il est important de noter qu'en 1986 les pays de l'OCDE ont consommé 57 % du pétrole mondial, alors qu'ils ne possédaient eux-mêmes que 8 % des réserves mondiales prouvées de pétrole classique.

Tableau 2 : Projections sur la capacité de production de pétrole de l'avenir

Début de la baisse de la production ^{a)}	Pays	Potentiel de production en l'an 2000 comparativement à 1986 ^{b)}
1987-1990	États-Unis Pérou Royaume-Uni Brésil Colombie	Baisse de 25 à 50 % Baisse de 25 à 50 % Baisse supérieure à 50 % Baisse de 25 à 50 % Baisse de 25 à 50 %
1991-1995	Argentine Égypte Canada Union soviétique	Baisse de 25 à 50 % Baisse de 25 à 50 % Baisse inférieure à 10 % Baisse de 10 à 25 %
1996-2000	Australie et Nouvelle-Zélande Inde Malaysia et Brunei	Baisse de 25 à 50 % Production égale Production égale
2001-2005	Équateur * Oman	Production égale Production égale
2006-2010	Qatar * Indonésie *	Production égale Production égale
2021-2025	Chine	Production égale
2026-2030	Nigeria *	Deux fois la production de 1986
2031-2035	Algérie *	Trois fois la production de 1986
2036-2040	Mexique	Deux fois la production de 1986
2056-2060	Venezuela * et Trinidad	Trois fois la production de 1986
2061-2065	Libye *	Quatre fois la production de 1986
2066-2070	Norvège	Deux fois la production de 1986
2071-2075	Tunisie	Deux fois la production de 1986
2076-2080	Émirats arabes unis *	Cinq fois la production de 1986
2091-2095	Arabie Saoudite *	Sept fois la production de 1986
2096-2100	Iran *	Six fois la production de 1986
2106-2110	Iraq *	Cinq fois la production de 1986
2171-2175	Kuwait *	Douze fois la production de 1986

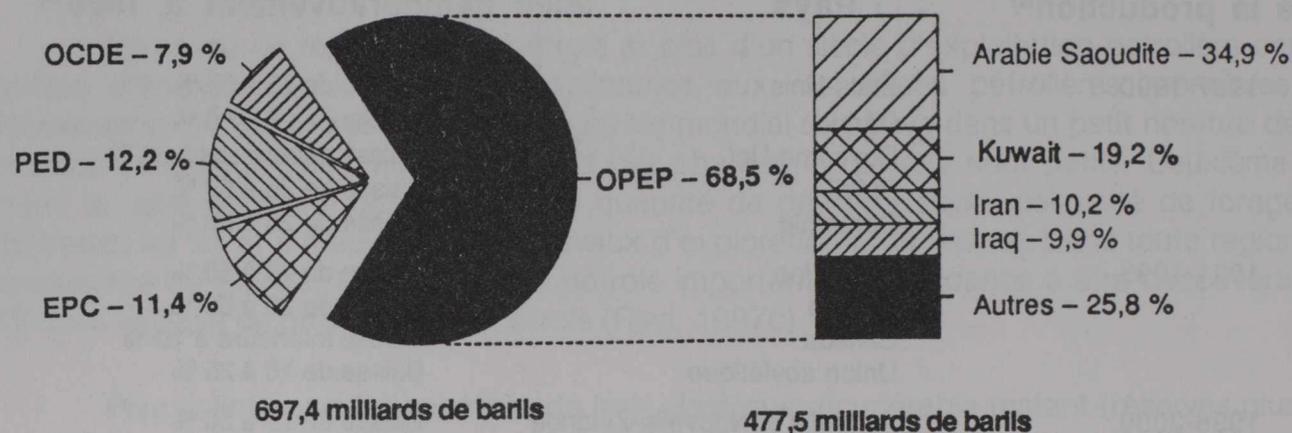
Notes : a) L'analyse a été divisée en accroissements de cinq ans.

b) Pour les pays qui pourraient accroître leur production en l'an 2000, la valeur donnée n'est pas une prévision de la production accrue, mais seulement une indication du niveau de production qui pourrait être réalisé si la base de la ressource pétrole calculée était exploitée au maximum.

* Pays membres de l'OPEP.

Source : Riva, 1987c, p. 16-17 et 19.

Figure 9 : Réserves de pétrole mondiales prouvées en fonction de la répartition géopolitique



Source : EMR, 1987c, p. 19.

À l'intérieur de l'OPEP, l'Arabie Saoudite, le Kuwait, l'Iran et l'Iraq dominent; on estime que ces quatre pays possèdent 51 % des réserves mondiales de brut classique et 74 % des réserves de l'OPEP. Parmi les producteurs qui ne sont pas membres de l'OPEP, l'Union soviétique et le Mexique occupent respectivement le premier et le second rang. Ces deux pays ensemble possèdent 52 % des réserves non-OPEP et 16 % des réserves mondiales.

La répartition mondiale des réserves ne correspond pas à la répartition mondiale de la production. Certains pays exploitent leurs réserves à un rythme élevé, notamment l'U.R.S.S., les États-Unis, le Royaume-Uni et le Canada — et d'autres pays exploitent leurs réserves à un rythme comparativement faible — le Kuwait, l'Arabie Saoudite, l'Iraq et le Mexique. Le rapport des réserves prouvées en fin d'année à la production de cette même année, que l'on appelle rapport réserves/production (ou rapport R/P), nous donne une mesure de la longévité des réserves actuelles. Par exemple, les réserves prouvées à la fin de l'année 1986 en Chine étaient de 18,4 milliards de barils et la production de 1986 était en moyenne de 2,59 millions de barils par jour. Dans cet exemple, le rapport R/P se calcule comme suit : $18,4 \text{ milliards} \div (2,59 \text{ millions} \times 365) = 19,5/1$, que l'on exprime généralement en écrivant 19,5 pour simplifier. La figure 10 présente les rapports réserves/production pour le monde entier, l'OPEP, les pays de l'OCDE, les PED et les EPC, ainsi que pour les producteurs importants à l'intérieur de chacun de ces groupes de pays.

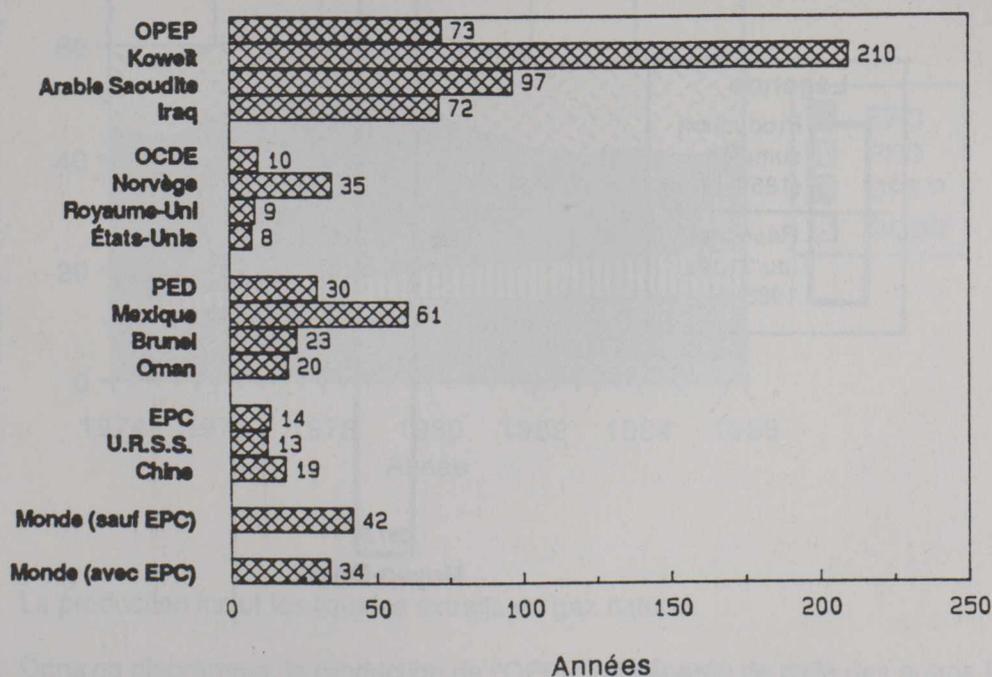
La figure 10 vient étayer le fait qu'à l'heure actuelle, l'OPEP sous-exploite ses réserves de brut comparativement au reste du monde. Par groupe, l'OPEP avait un rapport R/P de 73 à la fin de l'année 1986, tandis que pour les pays de l'OCDE et les EPC, les rapports R/P étaient respectivement de 10 et de 14. Les PED, avec le Mexique en tête, occupent une position intermédiaire avec un rapport R/P de 30. Les deux plus grands producteurs mondiaux — l'Union soviétique et les États-Unis — présentaient des rapports R/P de 13 et 8 respectivement. L'Arabie Saoudite, qui était au troisième rang des producteurs en 1986, avait un rapport R/P de 97.

Une autre façon d'envisager les réserves mondiales de brut nous est fournie par la figure 11 qui présente la production cumulée en fonction des réserves restantes jusqu'à la fin de l'année 1985. Encore une fois, la domination du Moyen-Orient est indéniable. Bien que la production cumulée des États-Unis dépasse encore substantiellement celle de tout autre pays du monde, les réserves en place pour soutenir la production future des États-Unis sont maintenant assez limitées.

D. Le pétrole mondial : production, consommation et commerce

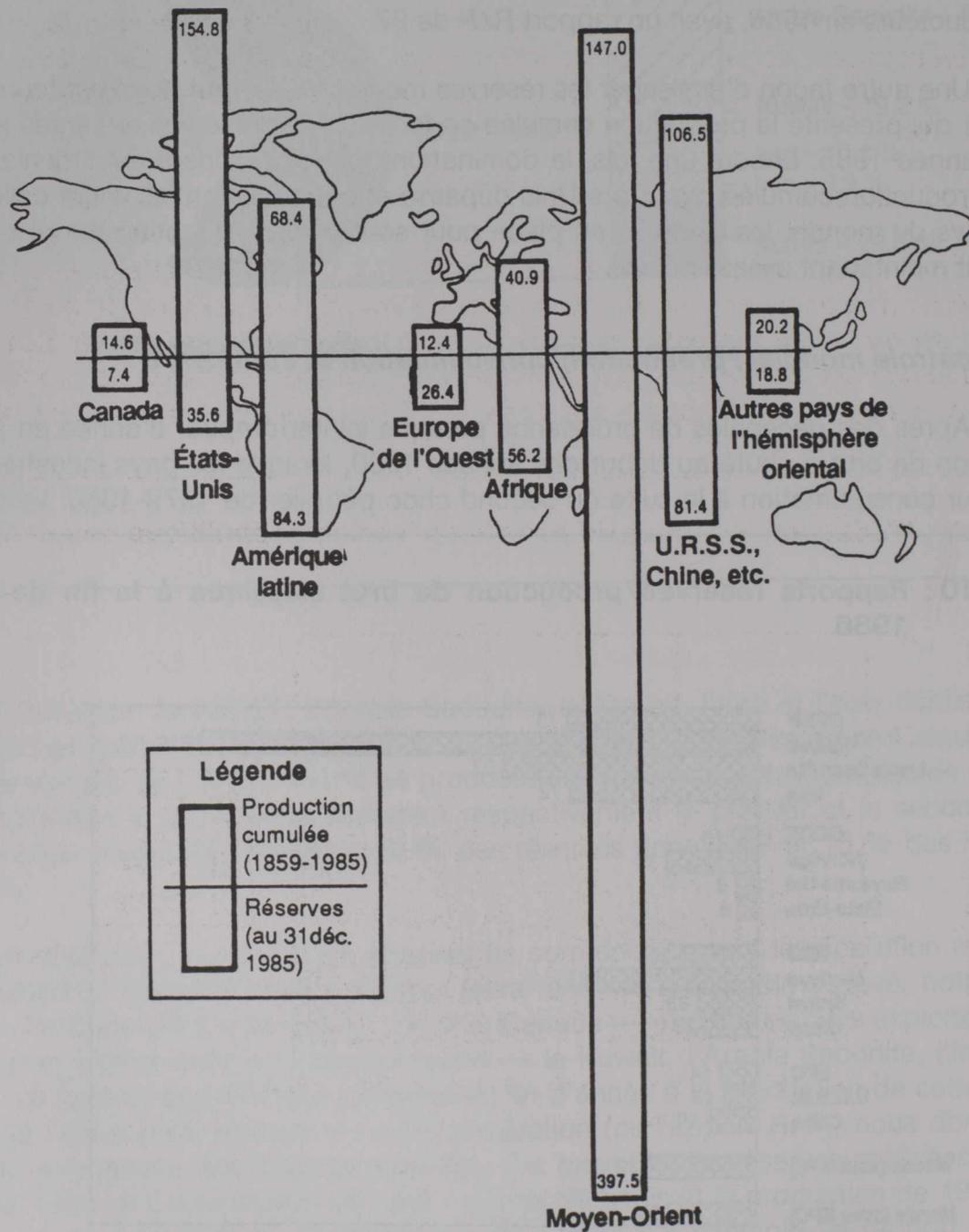
Après des décennies de croissance presque ininterrompue, d'année en année, la production de brut a chuté au début des années 1980, lorsque les pays industrialisés ont réduit leur consommation à la suite du second choc pétrolier de 1979-1980. Le déclin fut

Figure 10 : Rapports réserves/production de brut classique à la fin de l'année 1986



Source : EMR, 1987c, p. 20.

Figure 11 : Production pétrolière cumulée et réserves de brut classique restantes, par région à la fin de l'année 1985 (en milliards de barils)

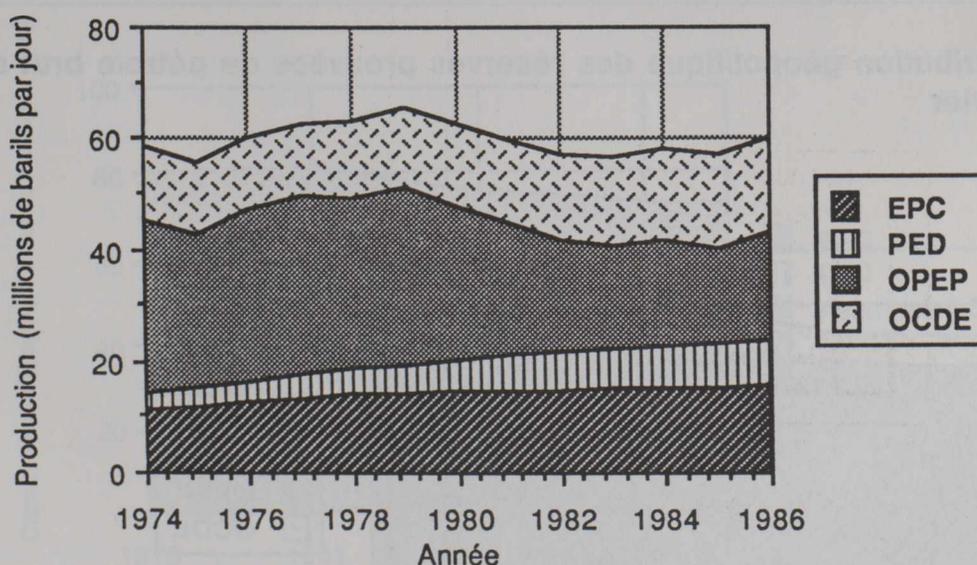


alors entièrement absorbé par l'OPEP, la production ayant en général augmenté dans les autres régions du monde.

La figure 12 illustre la production mondiale de pétrole depuis 1974, par région géopolitique. Après avoir dominé la production mondiale dans les années 70, l'OPEP a vu sa production décroître régulièrement de 1979 à 1985. Ce n'est pas avant 1986, avec l'instauration de la politique de fixation des prix en fonction des rentrées nettes, que l'OPEP a commencé à retrouver sa position. La figure 13 représente la part de la production mondiale de pétrole de ces mêmes régions depuis 1974. On notera que dans les figures 12 à 15, les données de l'OPEP sont séparées de celles du reste des pays en développement.

Les sources d'approvisionnement n'appartenant pas à l'OPEP ne peuvent maintenir indéfiniment le niveau atteint à la suite des deux chocs pétroliers. En 1973, la production des pays non communistes n'appartenant pas à l'OPEP atteignait en moyenne 14,7 millions de barils par jour. En 1979, elle s'élevait à 17,7 millions de barils par jour. Après le second choc pétrolier, la production des pays non membres de l'OPEP s'est encore accrue pour atteindre 22,7 millions de barils par jour. Toutefois, la production des pays non communistes n'appartenant pas à l'OPEP pourrait avoir atteint son point

Figure 12 : Production mondiale de pétrole par région géopolitique depuis 1974

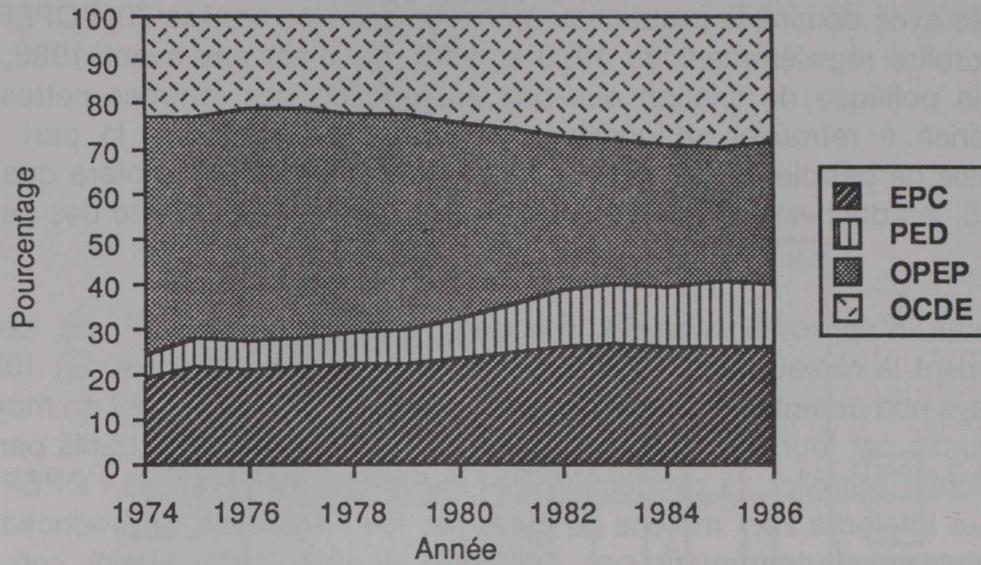


Notes : 1. La production inclut les liquides extraits du gaz naturel.

2. Dans ce diagramme, la production de l'OPEP est séparée de celle des autres PED.

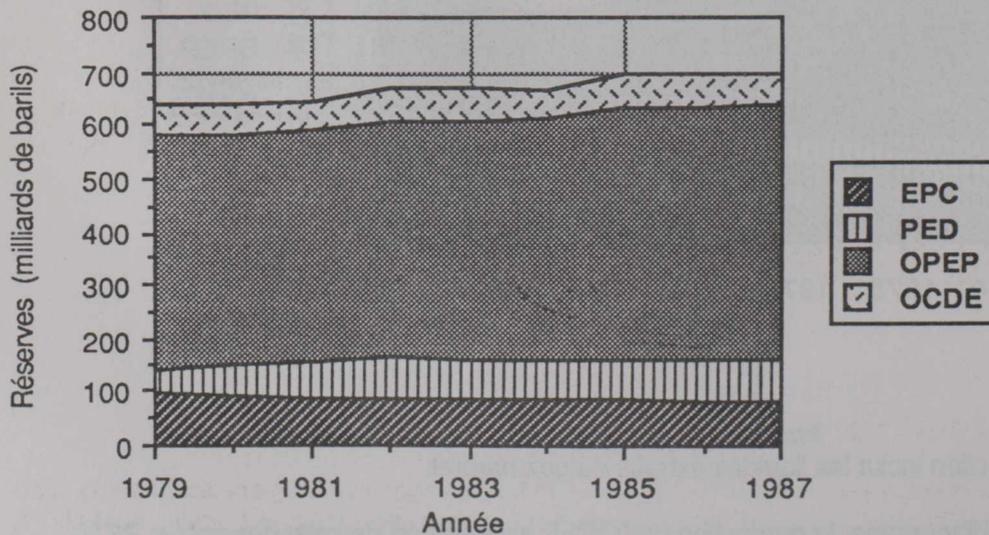
Source : EMR, 1987c, p. 90.

Figure 13 : Répartition de la production mondiale de pétrole par région géopolitique



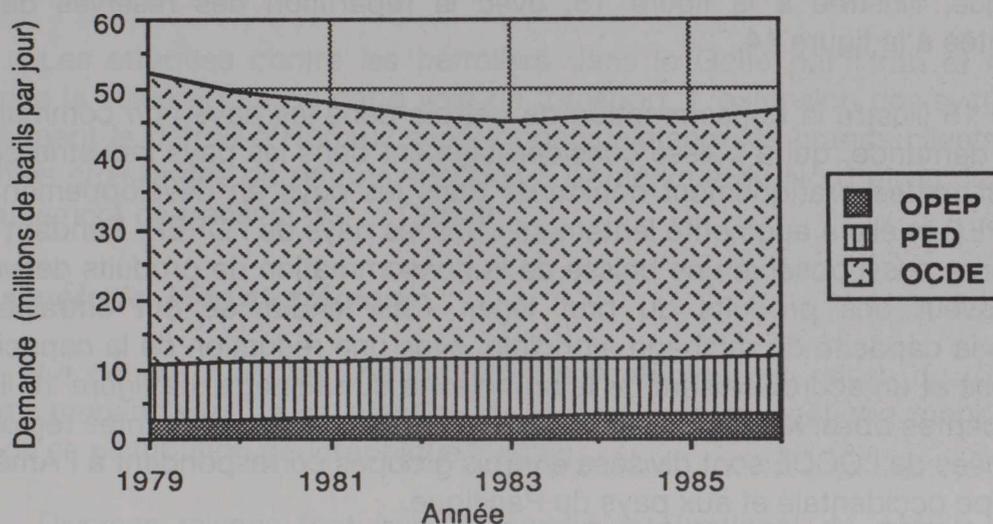
Source : EMR, 1987c, p. 90.

Figure 14 : Distribution géopolitique des réserves prouvées de pétrole brut au 1^{er} janvier



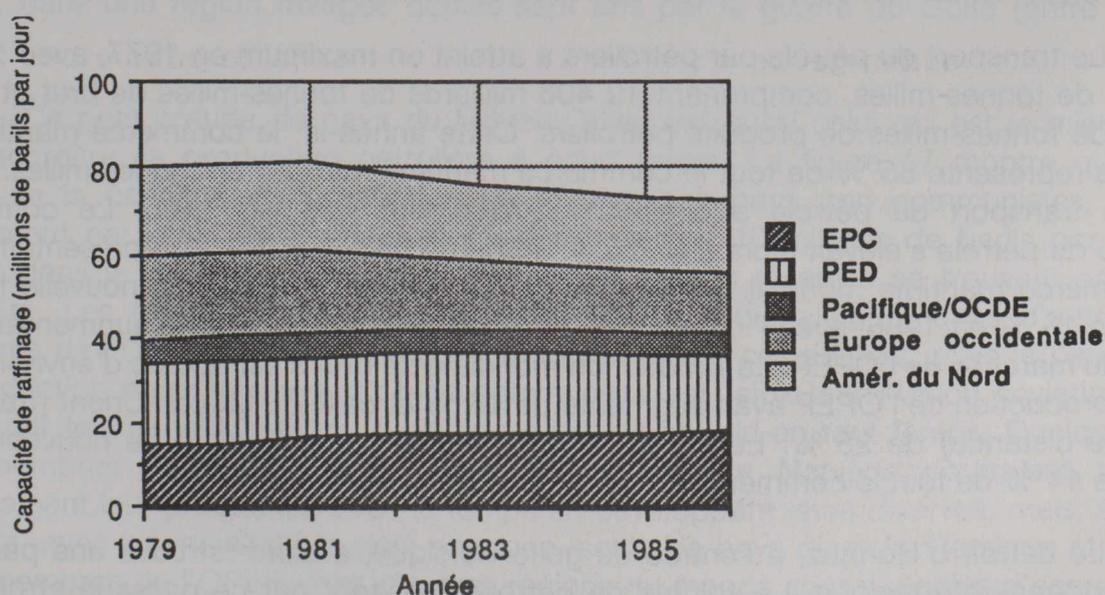
Source : EMR, 1987c, p. 90.

Figure 15 : Demande de pétrole dans les pays non communistes depuis 1979



Source : EMR, 1987c, p. 84.

Figure 16 : Capacité de raffinage mondiale par région depuis 1979



Notes : 1. La capacité de raffinage de l'OPEP est incluse dans la capacité totale des PED.

2. La capacité de raffinage de l'OCDE est divisée en trois composantes régionales : Amérique du Nord (États-Unis et Canada), Europe occidentale et pays du Pacifique (Japon, Australie et Nouvelle-Zélande).

Source : EMR, 1987c, p. 101.

culminant. Le fléchissement des prix a en outre aggravé le problème de l'amointrissement des revenus provenant de l'exploration pétrolière en dehors du Moyen-Orient. La situation apparaît plus clairement lorsqu'on compare la répartition de la production de pétrole par région géopolitique, illustrée à la figure 13, avec la répartition des réserves de brut classique, présentée à la figure 14.

La figure 15 illustre la consommation de pétrole dans les pays non communistes depuis 1979. La demande, qui a baissé considérablement dans les pays industrialisés de 1979 à 1983, est restée pratiquement constante dans les pays en développement non membres de l'OPEP et elle a augmenté lentement dans les pays de l'OPEP. Pendant cette même période, on a aussi observé une baisse de la consommation de produits dérivés du brut lourd en faveur des produits du brut léger. Ces tendances ont entraîné une rationalisation de la capacité de raffinage mondiale, avec une réduction de la capacité du monde industrialisé et un accroissement de la complexité du raffinage. La figure 16 illustre les tendances récentes observées dans la capacité de raffinage des différentes régions du monde. Les données de l'OCDE sont divisées en trois groupes correspondant à l'Amérique du Nord, à l'Europe occidentale et aux pays du Pacifique.

La capacité de raffinage a baissé dans tous les pays de l'OCDE, mais plus particulièrement en Europe occidentale où la baisse de production a atteint 31 % au cours de la période de huit ans considérée. La capacité de raffinage des PED est restée approximativement constante depuis 1979, alors que dans les EPC, elle a augmenté de 16 %. Globalement, la capacité de raffinage a diminué de presque 10 %, tombant de 80,0 millions de barils par jour en 1979 à 72,3 millions de barils par jour en 1986.

Le transport du pétrole par pétroliers a atteint un maximum en 1977, avec 11 403 milliards de tonnes-milles, comprenant 10 408 milliards de tonnes-milles de brut et 0,995 milliard de tonnes-milles de produits pétroliers. Cette année-là, le commerce maritime du pétrole a représenté 65 % de tout le commerce maritime, mesuré en tonnes-milles. Par la suite, le transport du pétrole a diminué régulièrement jusqu'en 1985. Le commerce maritime du pétrole s'élevait alors à 5 157 milliards de tonnes-milles et représentait 39 % du commerce maritime mondial. Le commerce du pétrole a connu une nouvelle hausse d'environ 16 % en 1986, avec l'instauration de la nouvelle stratégie de «l'augmentation de la part du marché» de l'OPEP. La production mondiale de brut s'est accrue d'environ 6 %, mais la production de l'OPEP avait augmenté de 16 % et celle du Moyen-Orient (transport à grande distance) de 25 %. Le transport par pétroliers a augmenté de nouveau pour atteindre 44 % de tout le commerce maritime (Tucker, 1987).

Le détroit d'Hormuz, à l'entrée du golfe Persique, a alors retrouvé une partie de son importance stratégique. Le volume de pétrole transitant par ce passage étroit avait diminué depuis la fin des années 70 pour atteindre seulement 29 % de tout le commerce international de pétrole en 1985. Des données récentes de l'AIE indiquent que 35 % du commerce international de pétrole, soit 7,6 millions de barils par jour, sont passés par le Déroit en 1986. Environ 6 500 navires marchands, pour la plupart des pétroliers, ont traversé le Déroit l'année passée, soit une moyenne d'un navire toutes les 80 minutes. Environ 70 % de ce pétrole étaient destinés aux pays industrialisés, une baisse par rapport au maximum de 74 % observé en 1978, mais une augmentation importante par

rapport au minimum de 61 % de 1985. Cette hausse résultait principalement de la volonté des producteurs du golfe Persique de récupérer une partie du marché en instaurant la politique du revenu net et elle devrait s'atténuer avec la mise en vigueur du nouvel accord de l'OPEP.

Les attaques contre les pétroliers dans le Golfe par l'Iran et l'Iraq mettent en évidence la vulnérabilité de cette voie de transport. L'extension des systèmes d'oléoducs contournant le détroit d'Hormuz servira principalement les grands clients européens. Des quantités croissantes de pétrole vendues à l'Amérique du Nord et au Japon continueront probablement de transiter par le Détroit.

E. Le pétrole, bien stratégique

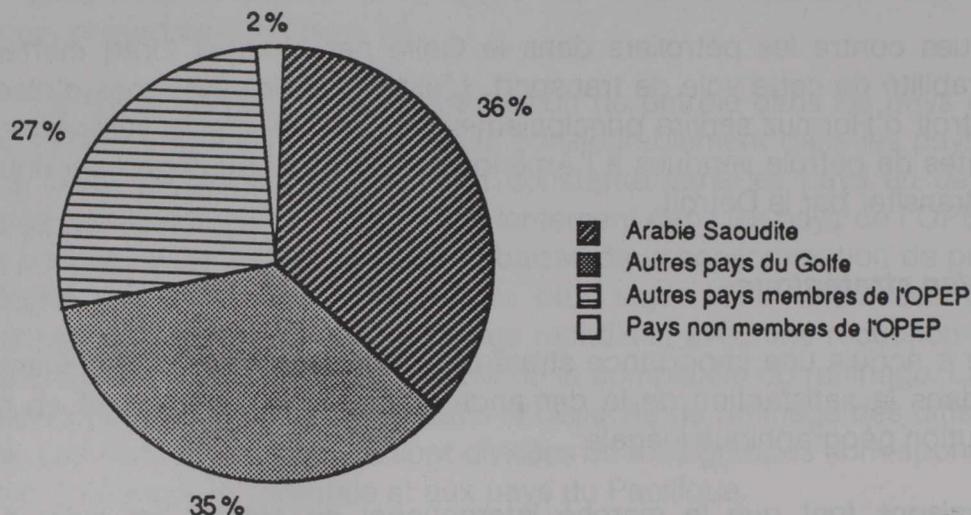
Le pétrole a acquis une importance stratégique en raison du rôle dominant qu'il joue maintenant dans la satisfaction de la demande énergétique mondiale et en raison aussi de sa distribution géographique inégale.

Diverses raisons font que le marché international du pétrole est sujet à être manipulé. L'OPEP contrôle près de 68 % des réserves mondiales de brut classique; l'Arabie Saoudite possède à elle seule environ le quart des réserves mondiales. Les pays membres de l'OPEP et ceux du bloc communiste détiennent ensemble près de 80 % des réserves prouvées. Par contre, l'Amérique du Nord (Canada, États-Unis et Mexique) ne détient que 12 % des réserves prouvées de brut classique. On considère que plus de la moitié des réserves mondiales de brut classique se trouvent dans six pays du Moyen-Orient, dans une région ravagée depuis sept ans par la guerre du Golfe (entre l'Iran et l'Iraq).

Ce petit groupe de pays du Moyen-Orient est aussi celui qui est le mieux placé pour accroître sa production pétrolière à court terme. La figure 17 montre qu'environ 70 % de la capacité de production de réserve des pays non communistes, estimée récemment par l'*U.S. Department of Energy* à environ 10 millions de barils par jour, se situent dans le golfe Persique et que la moitié de ces réserves se trouvent en Arabie Saoudite. Les trente pour cent restants se situent principalement dans d'autres pays membres de l'OPEP. Les EPC ne sont pas inclus dans ces chiffres, mais la capacité de surproduction dans les pays du bloc communiste est faible car l'Union soviétique et la Chine ont tendance à extraire le plus de pétrole possible en tout temps. Quelques pays non membres de l'OPEP tels que le Mexique et la Norvège pourraient accroître notablement leur production avec le temps en développant leurs réserves, mais, à l'heure actuelle, avec les installations déjà en place, seuls les pays du golfe Persique et certains pays membres de l'OPEP dans d'autres régions du monde sont capables d'accroître leur production.

L'*U.S. Central Intelligence Agency* (CIA) évalue régulièrement les capacités de production de brut de chaque pays membre de l'OPEP. À la fin de 1986, la CIA avait estimé la capacité disponible globale de production de brut des pays membres de l'OPEP à 27,2 millions de barils par jour, avec 31 % de cette capacité pour l'Arabie Saoudite et 65 % pour l'ensemble des pays du Golfe membres de l'OPEP. En décembre 1986, la

Figure 17 : Répartition de la capacité de production excédentaire dans les pays non communistes



Note : Les "autres pays du golfe Persique" comprennent les états du golfe Persique membres et non membres de l'OPEP, autres que l'Arabie Saoudite. Les "autres pays membres de l'OPEP" comprennent tous les pays membres de l'OPEP situés à l'extérieur de la région du Golfe. Les "pays non membres de l'OPEP" comprennent les pays membres de l'OCDE et les PED autres que les pays du golfe Persique membres et non membres de l'OPEP.

Source : U.S. Department of Energy, 1987, p. 18.

production réelle des pays membres de l'OPEP était de 18,1 millions de barils par jour, soit seulement deux tiers de la capacité disponible. La CIA a aussi calculé que la capacité maximale soutenable des pays de l'OPEP, soit la production maximale qui peut être maintenue pendant plusieurs mois, était de 34,4 millions de barils par jour à ce moment-là. Le tableau 3 illustre les estimations de la CIA à la fin de l'année 1986.

Ces dernières années, l'OPEP a cherché à étendre son influence dans le commerce international du pétrole. Au cours des années 70, les gouvernements des pays producteurs ont nationalisé la plupart des champs de pétrole de l'OPEP, reléguant les pétrolières au rôle d'exploitant. En 1970, les pétrolières étrangères possédaient plus de 95 % de l'actif servant à la production de pétrole dans les pays membres de l'OPEP. Après une décennie de nationalisations, en 1980, les pétrolières étrangères possédaient moins de 15 % de cet actif. Ainsi, les pétrolières multinationales ont perdu de leur pouvoir d'agir comme tampon entre les pays producteurs et les pays consommateurs.

L'embargo pétrolier décrété par les pays arabes n'était pas la première tentative d'utiliser le pétrole comme arme politique ou stratégique. Le manque de sources de pétrole indigènes en Allemagne pendant la Seconde Guerre mondiale est considéré

Tableau 3 : Capacité de production de brut des pays membres de l'OPEP à la fin de l'année 1986

Pays	Capacité			Production (taux en décembre 1986)
	Installée (millions de barils/jour)	Maximale	Disponible	
Algérie	1 200	900	900	662
Équateur	300	285	330	285
Gabon	250	150	185	180
Indonésie	1 800	1 650	1 650	1 188
Iran	7 000	5 500	3 400	2 200
Iraq	4 000	3 500	1 750	1 550
Kuwait	2 900	2 000	1 950	1 300
Libye	2 500	2 100	1 600	1 000
Zone neutre	680	600	600	350
Arabie Saoudite	12 500	10 000	8 500	5 000
EAU	2 550	2 415	1 550	1 201
Venezuela	2 600	2 500	2 400	1 585
Total	41 430	34 400	27 215	18 134

Notes : 1. La **capacité installée**, ou capacité nominale, comprend tous les éléments du système de production du brut, soit la production, le traitement, le transport et le stockage. Il s'agit en général de la plus grande capacité estimée. La **capacité maximale soutenable**, ou capacité opérationnelle, est le taux de production le plus élevé qui peut être maintenu pendant plusieurs mois. Ce n'est pas nécessairement le taux maximal qui peut être maintenu sans endommager les réservoirs. La **capacité disponible**, ou capacité permise, tient compte des contraintes momentanées (par exemple, l'annonce d'un plafond de production, une perte de capacité due à la guerre du Golfe ou au tremblement de terre de mars 1987 en Équateur, qui a endommagé le pipeline reliant les champs de pétrole d'Amazonie au terminal côtier). Pendant des périodes de temps limitées, la capacité disponible peut dépasser la capacité soutenable.

2. La production de la Zone neutre est répartie également entre l'Arabie Saoudite et le Kuwait.

3. Les estimations de la capacité maximale soutenable pour l'Iran et l'Iraq ont été faites avant la guerre du Golfe; la perte de capacité due à ce conflit est incertaine.

Source : U.S. Central Intelligence Agency, 1987, p. 2.

comme un facteur important dans la défaite de l'Allemagne. L'embargo décrété par les États-Unis sur le pétrole brut et la ferraille destinés au Japon après le début de la guerre en Europe a apparemment poussé le Japon à attaquer à *Pearl Harbor*. L'Afrique du Sud s'est dotée d'une coûteuse capacité industrielle de production de combustibles liquides et gazeux à partir des dépôts de charbon nationaux, réduisant ainsi sa vulnérabilité vis-à-vis des embargos pétroliers.

Depuis la Seconde Guerre mondiale, six événements ont perturbé l'approvisionnement en pétrole. Trois d'entre eux ont bouleversé l'économie des pays consommateurs de pétrole. Ces six événements sont :

1. le boycott iranien de 1951-1953;
2. la crise de Suez de 1956-1957;
3. la guerre des six jours en 1967;
4. la guerre du Yom Kippur en 1973;
5. la révolution iranienne de 1979; et
6. l'invasion de l'Iran par l'Iraq en 1980, origine de la guerre du Golfe qui se poursuit encore.

Le boycott iranien, la crise de Suez et la guerre des six jours ont eu comparative-ment peu d'effet sur l'approvisionnement mondial de pétrole et sur le prix international du pétrole, bien que la crise de Suez ait entraîné quelques problèmes en Europe. Dans chaque cas, les États-Unis et un certain nombre d'autres pays producteurs ont augmenté leur production pour compenser les pénuries éventuelles. Par contre, la guerre du Yom Kippur, la révolution iranienne et le déclenchement de la guerre du Golfe ont eu des répercussions importantes, dont des augmentations considérables des prix.

F. Le rôle de l'Agence internationale de l'énergie

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) est un organe autonome qui a été institué en novembre 1974 dans le cadre de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). L'AIE, dont le siège se trouve à Paris, a pour mandat d'assurer la mise en œuvre d'un programme énergétique international. Vingt-et-un des vingt-quatre pays membres de l'OCDE participent aux efforts en ce sens.

Les pays membres de l'AIE sont les suivants : Australie, Autriche, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Portugal, République fédérale d'Allemagne, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie. La France, l'Islande et la Finlande sont signataires de l'OCDE, mais ne participent pas à l'AIE.

Les objectifs déclarés de l'Agence internationale de l'énergie sont les suivants :

- 1) réaliser une coopération entre les pays participants de l'AIE, en vue de réduire leur dépendance excessive à l'égard du pétrole grâce à des économies d'énergie, au

développement de sources d'énergie de remplacement ainsi qu'à la recherche et au développement dans le domaine de l'énergie;

- 2) établir un système d'information sur le marché international du pétrole, ainsi que des consultations avec les pétrolières;
- 3) coopérer avec les pays producteurs de pétrole et les autres pays consommateurs en vue de développer un commerce international stable de l'énergie et de réaliser une gestion et une utilisation rationnelles des ressources énergétiques dans le monde, dans l'intérêt de tous les pays; et
- 4) élaborer un plan destiné à préparer les pays participants à l'éventualité d'un bouleversement important des approvisionnements pétroliers et de partager le pétrole disponible en cas de crise.

Les pays membres de l'AIE s'engagent notamment à maintenir une réserve pétrolière d'urgence suffisante pour répondre à la demande pendant au moins 90 jours, sans devoir compter sur des importations nettes. Ils peuvent satisfaire à cet engagement à partir de leurs stocks existants, de leur capacité de changement de combustible et de leur production pétrolière de réserve. Le total des stocks pétroliers détenus par chaque pays est calculé d'après le volume de brut, le volume des principaux produits et des huiles non traitées qui sont contenues dans les réservoirs des raffineries, les installations de déchargement en vrac, les réservoirs des oléoducs, les barges, les navires-citernes de cabotage, les pétroliers au port, les soutages maritimes des eaux intérieures, les résidus des réservoirs de stockage et les stocks d'exploitation ainsi que les stocks détenus par les gros consommateurs conformément à la législation régissant ces derniers ou à d'autres exigences imposées par les gouvernements.

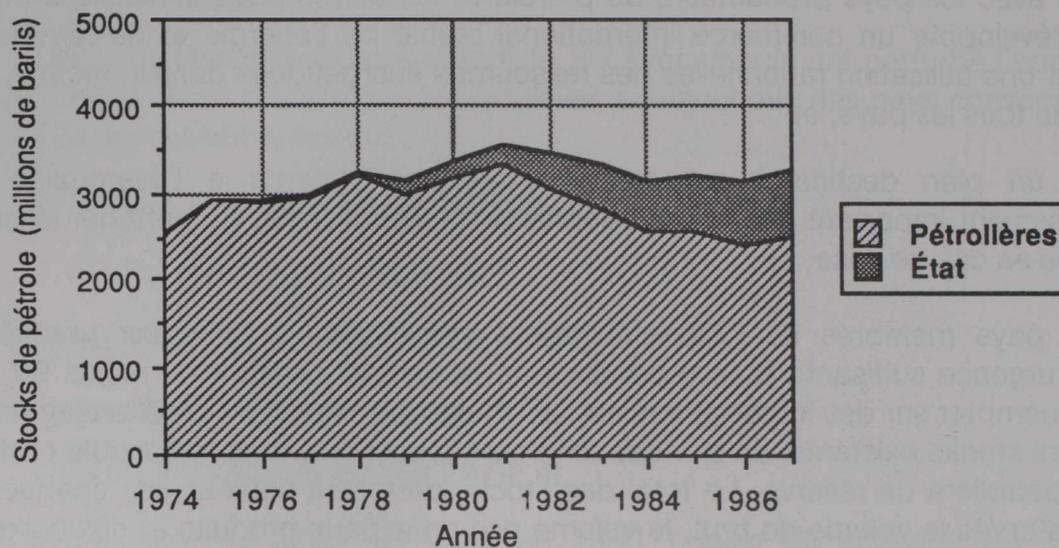
Ces dernières années, on a observé une évolution dans les stocks de pétrole des pays membres de l'OCDE. Depuis 1981, les stocks des pétrolières ont généralement diminué alors que ceux de l'État ont augmenté. En effet, les gouvernements ont assumé une plus grande part du fardeau en constituant des stocks stratégiques. Les figures 18 et 19 donnent plus de détails sur les stocks de pétrole de l'OCDE. La figure 18 représente les stocks d'ouverture annuels de l'OCDE depuis 1974, en indiquant la part des pétrolières et la part de l'État. La figure 19 montre comment ces stocks se traduisent en jours de consommation assurés, en indiquant encore la part des pétrolières et celle de l'État.

Environ la moitié des stocks des pétrolières dans les pays membres de l'OCDE sont constitués de pétrole brut et le reste, de produits dérivés du pétrole.

Les PED possèdent également des stocks de pétrole. Toutefois, ces stocks ont aussi baissé quelque peu depuis 1981. La figure 20 représente les stocks totaux des pays non communistes. Dans cette figure, les stocks des PED incluent ceux des pays membres de l'OPEP.

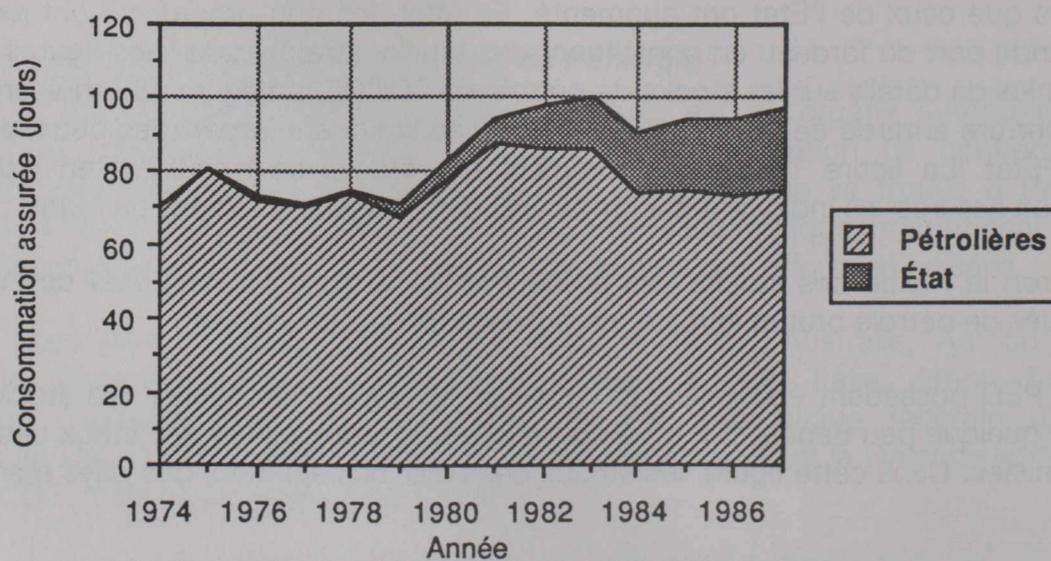
Le Canada n'est pas tenu à l'heure actuelle de satisfaire aux exigences de l'AIE en ce qui concerne le maintien d'une réserve d'urgence parce qu'il est au nombre des exportateurs nets de pétrole.

Figure 18 : Stocks d'ouverture annuels de l'OCDE depuis 1974, au 1^{er} janvier de chaque année



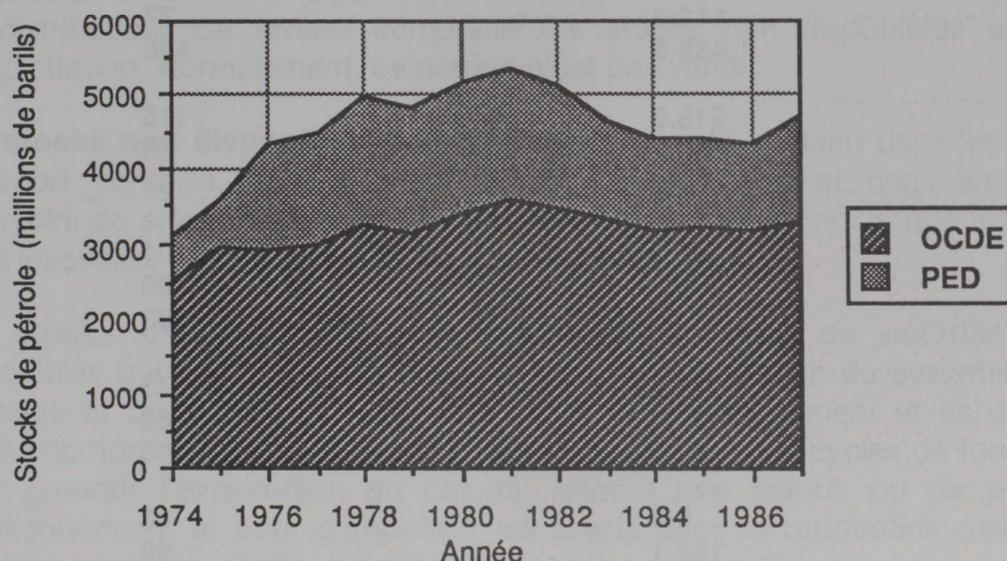
Source : EMR, 1987c, p. 96.

Figure 19 : Jours de consommation de pétrole assurés par les stocks de l'OCDE



Source : EMR, 1987c, p. 96.

Figure 20 : Stocks d'ouverture annuels de l'OCDE et des PED depuis 1974, au 1^{er} janvier de chaque année



Source : EMR, 1987c, p. 100.

Chaque trimestre, les pays membres de l'OCDE publient leurs «niveaux de stock» de pétrole ainsi que le nombre de jours de consommation assurés par ces stocks. Le tableau 4 représente la compilation de l'OCDE au 1^{er} octobre 1986.

Bien que ces stocks soient dits disponibles (le «niveau de stock» est égal aux «stocks totaux» moins une marge de 10 % pour les «stocks non disponibles»), la quantité qui pourrait être soutirée en cas d'urgence est inférieure à la quantité indiquée. Il en est ainsi car les niveaux de stock consignés comprennent les «stocks d'exploitation» qui ne sont normalement pas disponibles. À cet égard, le Canada est dans une position particulièrement délicate. Selon le tableau 4, le niveau de stock du Canada équivalait à 77 jours de consommation anticipée le 1^{er} octobre 1986. Toutefois, EMR a avisé le Comité que la quantité de pétrole réellement disponible correspondait à seulement 10-20 jours de consommation, suivant la saison.

L'embargo pétrolier de 1973 décrété par les pays arabes visait certains pays occidentaux qui avaient aidé Israël lors de la guerre du Yom Kippur. Cette stratégie consistant à «diviser pour mieux conquérir» a eu un certain succès puisque plusieurs pays industriels ont pratiqué une politique d'apaisement, version des années 70, afin d'éviter un embargo de la part des pays de l'OPAEP. Pour éviter que cette situation se reproduise, les pays membres de l'AIE ont convenu de mettre sur pied un programme d'allocation de pétrole qui s'applique en cas d'une réduction donnée de l'approvisionnement. Si le groupe

Tableau 4 : Stocks de pétrole de l'OCDE au 1^{er} octobre 1986

Pays	Niveau de stock (millions de barils)	Jours de consommation assurés
Canada	112.9	77
États-Unis	1 485.8	100
Japon	516.0	115
Australie	35.2	63
Nouvelle-Zélande	6.6	84
Autriche	21.3	101
Belgique	39.6	95
Danemark	39.6	183
Finlande	37.4	173
France	137.8	82
Grèce	27.9	113
Irlande	5.9	63
Italie	167.1	89
Luxembourg	1.5	81
Pays-Bas	66.0	107
Norvège	19.1	107
Portugal	17.6	93
Espagne	69.6	82
Suède	47.6	135
Suisse	44.0	183
Turquie	14.7	36
Royaume-Uni	129.7	85
République fédérale d'Allemagne	269.0	130

Notes : 1. Les données pour l'Islande ne sont pas disponibles.

2. Les stocks indiqués dans le document original ont été convertis de tonnes à barils à l'aide de la relation approximative : 1 tonne de pétrole = 7,33 barils.

Source : EMR, communication personnelle.

dans son ensemble, ou un pays membre quelconque, fait face ou prévoit faire face à une réduction de son approvisionnement de pétrole égale à au moins 7 % de sa consommation journalière moyenne, chaque pays membre restreint sa demande d'une quantité égale à 7 % de sa consommation et alloue cette quantité de pétrole au groupe, en accord avec certaines dispositions. À l'heure actuelle, le Canada est au nombre des exportateurs nets de pétrole et il devrait donc, dans ces circonstances, allouer du pétrole, directement ou indirectement, à d'autres pays membres de l'AIE possédant un droit d'allocation.

Définitions utilisées dans les rapports de l'AIE concernant les stocks de pétrole

Le **niveau d'exploitation minimal** est le niveau de stock nécessaire à un moment donné pour permettre un fonctionnement régulier et pour empêcher les pannes. En dessous de ce niveau, une pénurie commence à se faire sentir dans un système donné de distribution. Ce niveau comprend les stocks non disponibles et les stocks d'exploitation. Normalement, ce pétrole n'est pas vendu.

Les **stocks non disponibles** comprennent le pétrole contenu dans les systèmes de transport continu, dans les équipements de raffinerie et dans les résidus des réservoirs de stockage. Ce pétrole ne peut être soutiré à moins que les installations dans lesquelles il se trouve soient mises hors service.

Les **stocks d'exploitation** sont constitués du pétrole en sus des stocks non disponibles qui est nécessaire pour permettre l'exploitation du système primaire de raffinage et de distribution sans problème de fonctionnement et sans panne. Ces stocks comprennent le pétrole nécessaire pour assurer les cycles de fonctionnement, pour garantir l'exploitation en cas de retards non prévus ou de problèmes de fonctionnement, et pour compenser les écarts dans la production des produits de mélange associés. Cette quantité de pétrole ne peut être mesurée avec précision, mais elle peut être estimée en se basant sur l'expérience.

Stocks potentiellement accessibles = stocks totaux — stocks non disponibles — stocks d'exploitation

Les stocks potentiellement disponibles sont estimés pour les pays membres de l'OCDE, mais les résultats ne sont pas publiés.

Certains ont exprimé des doutes au sujet de la volonté réelle des 21 pays membres de l'AIE de participer pleinement à un programme d'allocation en cas d'interruption grave de l'approvisionnement international. Pendant la révolution iranienne de 1978, puis lors du déclenchement de la guerre entre l'Iran et l'Iraq en 1980, le déclin de l'approvisionnement de pétrole dans les pays non communistes a approché les 7 %, mais le programme de partage du pétrole de l'AIE n'a pas été pour autant mis en oeuvre. Ainsi, le programme n'a pas encore été essayé dans des conditions d'urgence.

Les pays membres collaborent également en vue de réduire à long terme leur dépendance à l'égard du pétrole importé. Le Groupe permanent sur la coopération à long terme s'occupe de programmes nationaux et communs dans les domaines suivants :

- 1) économie d'énergie;
- 2) développement d'énergies de substitution telles que le fuel domestique, le charbon, le gaz naturel, l'énergie nucléaire et l'hydro-électricité;
- 3) recherche et développement énergétiques, notamment des programmes de coopération sur la technologie du charbon, l'énergie solaire, la gestion des déchets

radioactifs, la fusion thermonucléaire contrôlée, la production d'hydrogène à partir de l'eau, la sécurité nucléaire, l'utilisation de la chaleur résiduelle, les économies d'énergie, l'utilisation des déchets municipaux et industriels ainsi que l'étude des systèmes énergétiques en général; et

4) enrichissement de l'uranium.

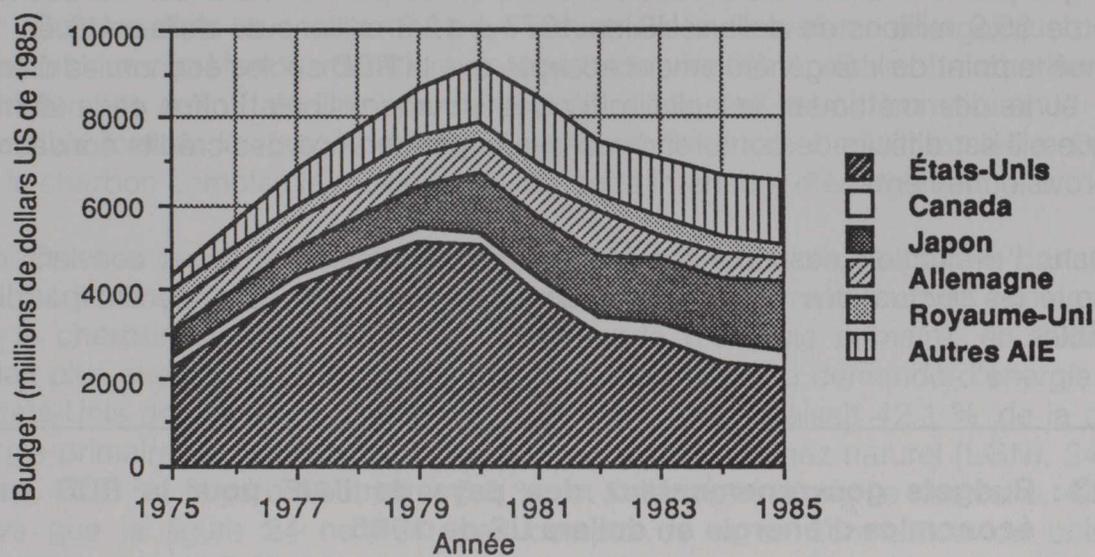
Malheureusement, à la suite du fléchissement des prix du pétrole, la plupart des pays membres se sont désintéressés des solutions énergétiques à long terme. Les figures 21 à 23 montrent bien la diminution des crédits affectés à la recherche, au développement et à la démonstration énergétiques (RDD).

La figure 21 indique les budgets gouvernementaux de RDD énergétique des pays de l'AIE depuis 1975, en dollars US constants de 1985. On constate que les dépenses à ce titre ont culminé à 9,24 milliards de dollars US en 1980 et qu'en 1985, elles étaient tombées à 6,57 milliards de dollars US, soit une baisse de 29 %. Le budget des États-Unis explique à lui seul cette baisse; le bilan des autres pays de l'AIE est partagé. Les crédits affectés à la RDD énergétique ont diminué par rapport au niveau de 1980 dans des pays comme la République fédérale d'Allemagne et le Royaume-Uni, mais ils ont augmenté au Japon, en Italie et au Canada. Les dépenses du Canada en matière de RDD énergétique ont atteint leur maximum en 1984.

La figure 22 indique la part que représentent les énergies renouvelables dans les dépenses totales relatives à la RDD énergétique depuis 1977. Les dépenses à ce titre ont diminué beaucoup plus que les dépenses totales depuis 1980, soit de 60 %. Ces données montrent bien la baisse d'intérêt pour les énergies renouvelables par suite du fléchissement du prix du pétrole et de la disponibilité de cette ressource. Les États-Unis et le Canada ont connu les baisses les plus importantes, et des pays comme le Japon et la Suède ont aussi diminué leurs dépenses à ce titre. La chute de 75 % dans les crédits alloués à la RDD sur les énergies renouvelables depuis 1980 aux États-Unis est particulièrement surprenante, vu la dépendance croissante de ce pays vis-à-vis du pétrole importé. Seuls la Belgique, l'Italie et les Pays-Bas ont accordé plus de crédits à la RDD sur les énergies renouvelables en 1985 qu'en 1980; toutefois, en Italie, les crédits de 1985 atteignaient seulement 35 % du maximum de 1984. Au Canada, les 23,5 millions de dollars US alloués en 1985 ne représentaient que 41 % des 57,3 millions de dollars US accordés en 1981. En 1985, les dépenses totales de l'AIE pour la RDD sur les énergies renouvelables représentaient 7,4 % de toutes les dépenses de l'AIE prévues pour la RDD énergétique; en 1981, elles représentaient 13,9 %.

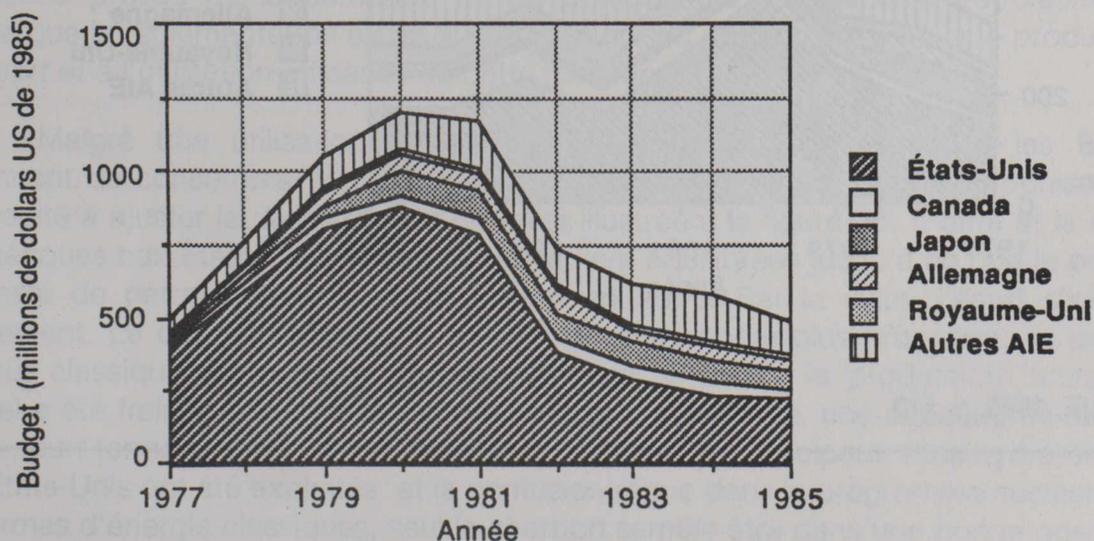
La figure 23 montre l'évolution à la baisse des budgets consacrés à la RDD sur les économies d'énergie. La baisse des dépenses, qui s'établit à 31 % depuis 1980, est comparable à la baisse observée pour la RDD énergétique totale. La plupart des pays membres de l'AIE ont été touchés, bien que le Canada, le Royaume-Uni, l'Italie et les Pays-Bas aient un budget supérieur au niveau de 1980. En 1985, le budget canadien de 50,4 millions de dollars US pour la RDD sur les économies d'énergie approchait le sommet de 1984, soit 54,8 millions de dollars US.

Figure 21 : Budgets gouvernementaux de RDD énergétique des pays de l'AIE en dollars US de 1985



Source : AIE, 1986, p. 52.

Figure 22 : Budgets gouvernementaux des pays de l'AIE pour la RDD sur les énergies renouvelables en dollars US de 1985

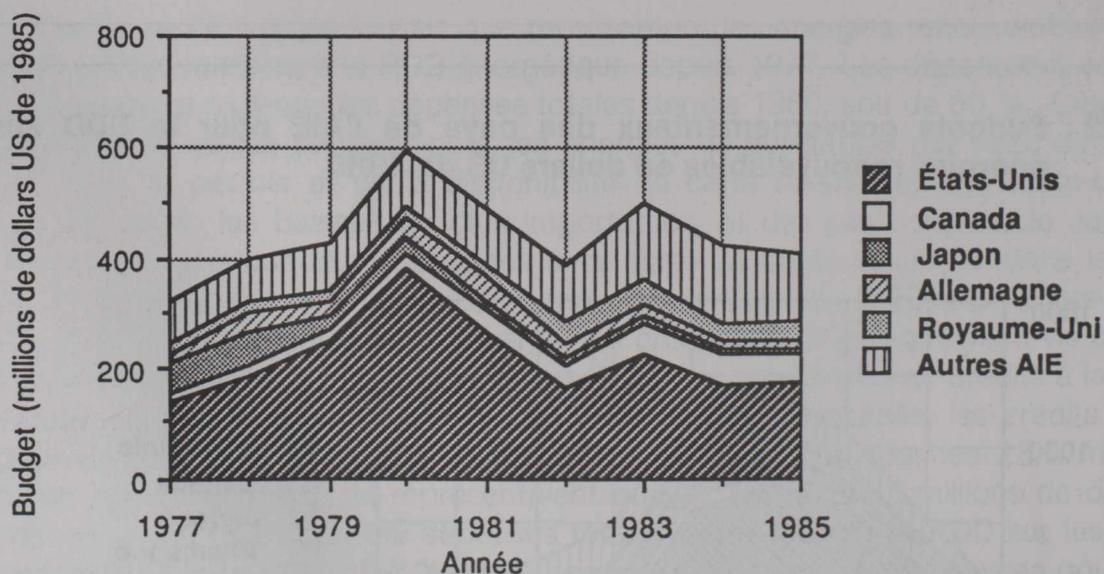


Source : AIE, 1986, p. 125.

Le budget de la RDD sur les économies d'énergie représentait 6,5 % du budget total de l'AIE sur la RDD énergétique en 1980 et 6,2 % en 1985. En d'autres termes, en 1985, les pays membres de l'AIE ont dépensé 16 fois plus sur d'autres aspects de la RDD énergétique que ce qu'ils étaient prêts à dépenser pour les économies d'énergie. Le comportement du Japon est particulièrement remarquable : selon les données de l'AIE, ce pays énergétiquement déficitaire a réduit ses dépenses pour la RDD sur les économies d'énergie de 55,9 millions de dollars US en 1977 à 12,3 millions de dollars US en 1985. Étant donné le point de vue généralement accepté que la RDD sur les économies d'énergie constitue l'une des méthodes les plus efficaces pour équilibrer l'offre et la demande énergétiques, il est difficile de comprendre cette prépondérance des crédits consacrés au volet approvisionnement.

Dans l'évaluation des données fournies aux figures 21 à 23, il convient de se rappeler que les fluctuations du taux de change pendant cette période ont parfois été considérables.

Figure 23 : Budgets gouvernementaux des pays de l'AIE pour la RDD sur les économies d'énergie en dollars US de 1985



Source : AIE, 1986, p. 119.

LES ÉTATS-UNIS, PAYS PRODUCTEUR SUR SON DÉCLIN

A. L'offre et la demande énergétiques aux États-Unis

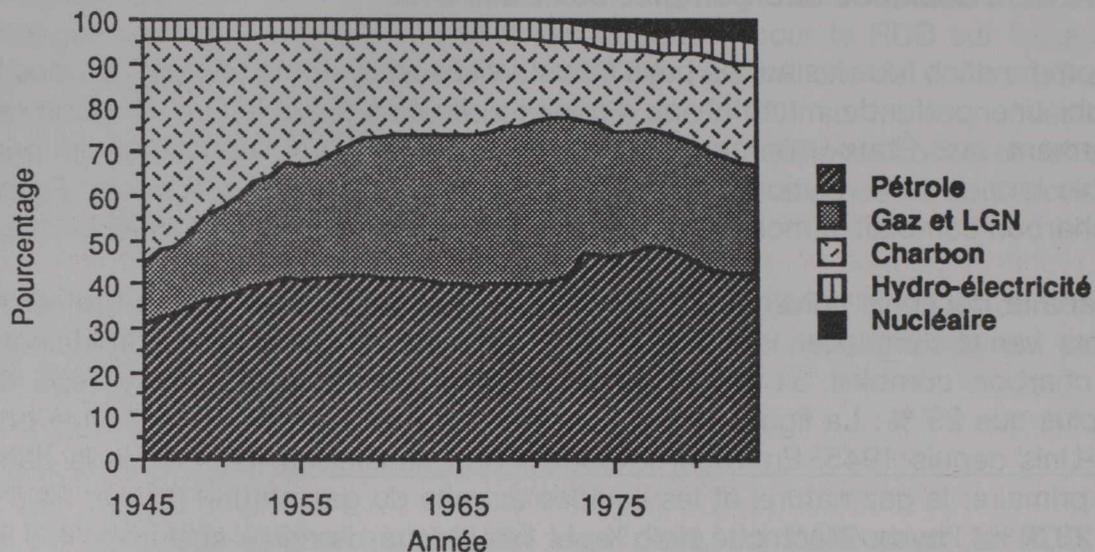
Comme dans tous les autres pays industrialisés, le système énergétique des États-Unis a subi une profonde mutation au cours du vingtième siècle. Le charbon, extrait industriellement aux États-Unis pendant deux siècles et demi, constituait le principal combustible lors de la révolution industrielle de la fin du dix-neuvième siècle. Encore en 1945, le charbon comblait la moitié de la demande intérieure d'énergie primaire.

Dans la décennie suivant la Seconde Guerre mondiale, le pétrole brut et le gaz naturel sont venus remplacer le charbon dont la consommation chuta rapidement. En 1945, le charbon comblait 51 % de la demande d'énergie primaire; en 1955 il n'en comblait plus que 29 %. La figure 24 illustre l'évolution de la demande d'énergie primaire aux États-Unis depuis 1945. En 1984, le pétrole brut satisfaisait 42,1 % de la demande d'énergie primaire; le gaz naturel et les liquides extraits du gaz naturel (LGN), 24,6 %; le charbon, 23,3 %; l'hydro-électricité, 5,2 %; et l'électricité d'origine nucléaire, 4,8 %. On observe que la figure 24 ne tient pas compte de la consommation de bois (qui a représenté moins de 5 % de la consommation d'énergie aux États-Unis depuis la guerre); la figure montre les variations relatives de la consommation de pétrole, de gaz, de charbon et d'électricité primaire.

Le gaz naturel continue d'être le combustible de choix susceptible de remplacer le pétrole aux États-Unis. Bien que les ressources en gaz naturel des États-Unis soient apparemment plus importantes que les ressources en pétrole classique, la chute récente des prix du pétrole à l'échelle internationale a entraîné une réduction du forage de puits pétroliers et la mise en valeur de nouvelles réserves de gaz est loin de correspondre à la croissance prévue de la demande de ce combustible. Le *National Petroleum Council* affirme que la réglementation excessive du secteur du gaz naturel a nui à la production, au transport et à l'utilisation efficaces de cette ressource.

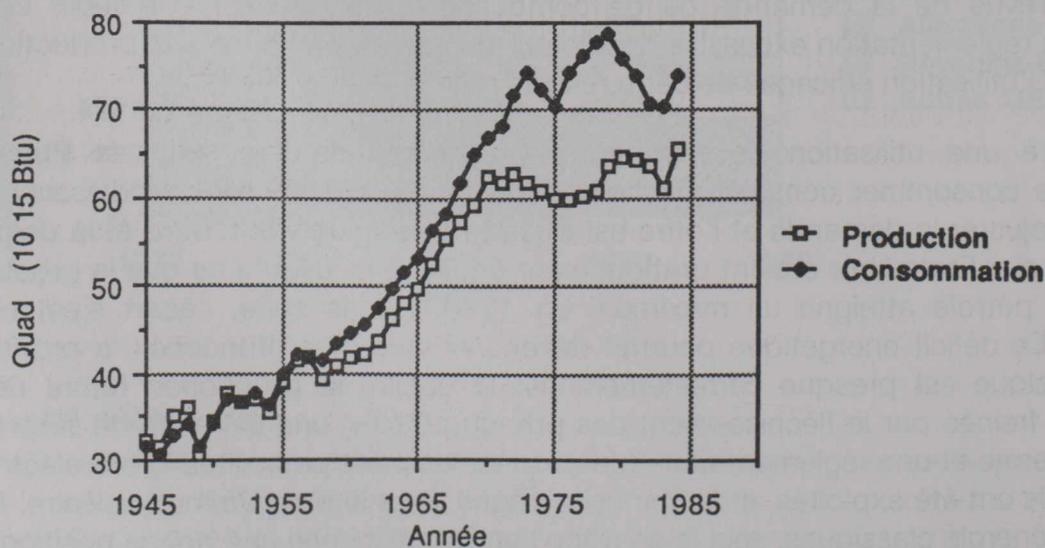
Malgré une utilisation de plus en plus efficace de l'énergie, les États-Unis continuent de consommer considérablement plus d'énergie qu'ils n'en produisent. Cette incapacité à ajuster la demande et l'offre est illustrée à la figure 25. L'offre et la demande énergétiques aux États-Unis étaient pratiquement équilibrées jusqu'à ce que la production nationale de pétrole atteigne un maximum en 1970. Par la suite, l'écart s'est creusé rapidement. Le déficit énergétique pourrait devenir encore plus prononcé: la production de brut classique est presque certainement sur le déclin; la production future de gaz naturel a été freinée par le fléchissement des prix du pétrole, une capacité de surproduction à court terme et une réglementation compliquée; les principaux sites hydro-électriques aux États-Unis ont été exploités, et la confusion règne dans le programme nucléaire. Parmi les formes d'énergie classiques, seul le charbon semble être dans une bonne position pour augmenter sa part du marché énergétique, mais, même là, les problèmes environnementaux associés à un accroissement de l'utilisation du charbon, en particulier le problème des pluies acides, s'amplifient.

Figure 24 : Consommation d'énergie primaire aux États-Unis par type de combustible depuis 1945



Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 107.

Figure 25 : Production et consommation d'énergie primaire aux États-Unis



Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 106-107.

Il n'existe pas de solutions faciles aux problèmes énergétiques actuels des États-Unis. Les études récentes reflètent un malaise croissant au sujet de l'avenir énergétique américain. Les États-Unis ont toujours été, et continueront d'être dans l'avenir prévisible, le principal partenaire commercial du Canada, qu'il s'agisse d'énergie ou d'autres biens. Par conséquent, les problèmes énergétiques des États-Unis ont des répercussions au Canada.

B. Les ressources et réserves pétrolières des États-Unis

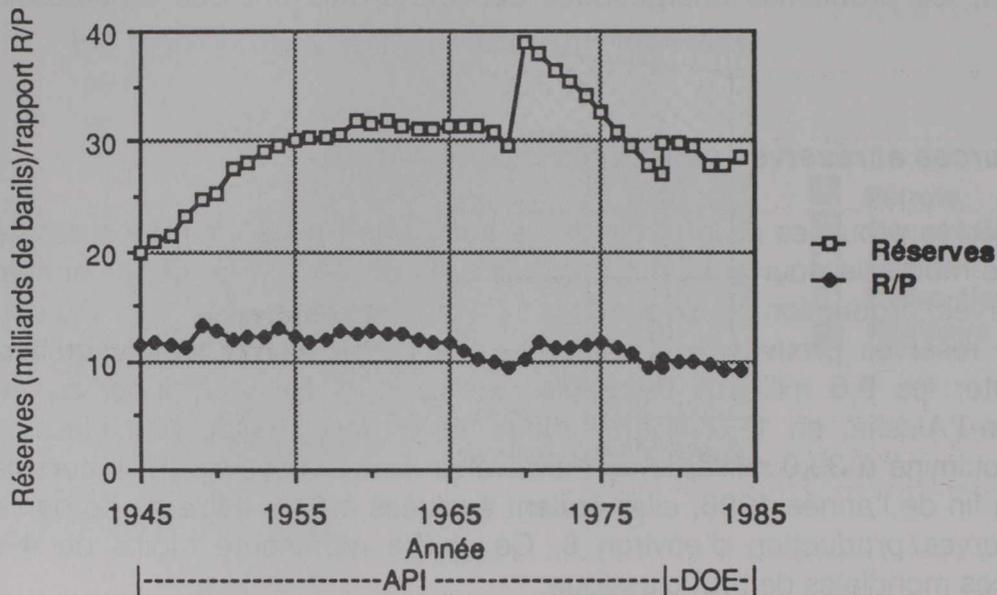
Les réserves prouvées de brut classique aux États-Unis se sont accrues après la Seconde Guerre mondiale pour atteindre 31,8 milliards de barils à la fin de l'année 1961. Le rapport réserves/production correspondant à ce moment-là était de 12,6. Au cours des années 60, les réserves prouvées ont commencé à baisser lentement jusqu'à ce que viennent s'ajouter les 9,6 milliards de barils extraits à la baie Prudhoe, sur le talus septentrional de l'Alaska, en 1970. Cette année-là, les réserves de brut classique des États-Unis ont culminé à 39,0 milliards de barils. Depuis, les réserves ont recommencé à décliner et, à la fin de l'année 1986, elles étaient évaluées à 24,6 milliards de barils, avec un rapport réserves/production d'environ 8. Ce chiffre représente moins de 4 % des réserves prouvées mondiales de brut classique.

La figure 26 illustre l'évolution des réserves de brut classique des États-Unis et du rapport réserves/production depuis 1945. L'accroissement rapide des réserves en 1970 correspond à l'ajout du pétrole de la baie Prudhoe. Le déclin subséquent s'est interrompu temporairement au début des années 80, la hausse des prix du pétrole à la suite du second choc pétrolier ayant entraîné un accroissement des opérations de forage. Quatre états, le Texas, l'Alaska, la Californie et la Louisiane, possèdent plus de 80 % des réserves totales des États-Unis. Le rapport réserves/production diminue lentement depuis que les États-Unis se sont engagés sur la partie décroissante de la courbe de production de pétrole classique.

Jusqu'en 1979, l'*American Petroleum Institute* a estimé les réserves prouvées de brut classique. Au début de 1979, le *Department of Energy* a assumé cette fonction, en utilisant une nouvelle base pour l'estimation des réserves. Les deux séries de statistiques se chevauchent pour l'année 1979 : les valeurs inférieures en 1979 sur les deux courbes de la figure 26 sont les valeurs estimées par l'API; les valeurs supérieures sont les valeurs du DOE.

La figure 27 compare la production annuelle de brut avec les réserves supplémentaires annuelles aux États-Unis depuis la fin de la Seconde Guerre mondiale. Avant 1960, les réserves supplémentaires excédaient toujours la production et les réserves de brut classique augmentaient. Par la suite, la production a en général excédé les réserves supplémentaires, à l'exception de 1970, et les réserves de brut ont décliné. Le Texas est le plus grand producteur, avec plus d'un quart de tout le pétrole brut américain. L'Alaska fournit un cinquième de l'approvisionnement national, la Louisiane environ un sixième et la Californie, un huitième. Ensemble, ces États fournissent 85 % de la production de brut américain.

Figure 26 : Réserves de brut classique aux États-Unis et rapport R/P depuis 1945



- Notes :
1. Les réserves (en milliards de barils) et le rapport réserves/production se lisent sur l'échelle de gauche.
 2. Les estimations des réserves de l'API et les valeurs correspondantes de R/P couvrent la période 1945-1979 (valeur inférieure sur les deux courbes); les estimations des réserves du DOE et les valeurs de R/P couvrent la période 1979-1984 (valeur supérieure sur les deux courbes).

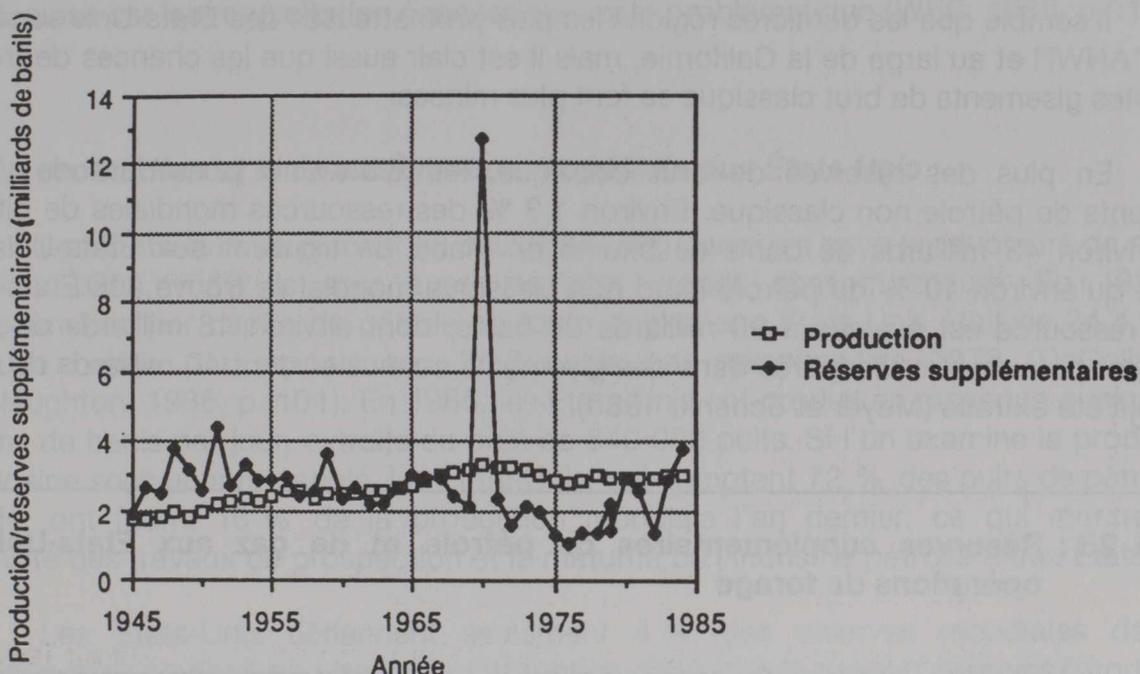
Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 18.

Pendant la période 1971-1985, l'industrie pétrolière américaine a ajouté 34,7 milliards de barils aux réserves de brut classique. Toutefois, pendant cette même période, la production a totalisé plus de 45 milliards de barils, soit une diminution de 10 milliards de barils dans les réserves prouvées. Les bas prix actuels et la baisse des opérations de forage entraîneront une diminution encore plus grande des réserves supplémentaires.

L'étroite relation qui existe entre les opérations de forage pétrolier et les réserves supplémentaires de brut et de gaz naturel est mise en évidence à la figure 28. Cette figure compare les réserves supplémentaires annuelles totales de pétrole et de gaz, exprimées en milliards de barils d'équivalent pétrole, avec le nombre total de puits forés par an. La baisse des activités de forage et des réserves supplémentaires de 1986 se reflète déjà dans la production de brut des États-Unis.

L'industrie pétrolière américaine soutient que la politique environnementale fédérale et les restrictions à l'accès aux terres fédérales, tel l'*Arctic National Wildlife Refuge* de l'Alaska (ANWR), empêchent les pétrolières de mettre en valeur de plus grandes réserves. L'ANWR est une région de 19 millions d'acres située sur le talus septentrional de

Figure 27 : Production annuelle de brut des États-Unis et réserves supplémentaires depuis 1945



- Notes :
1. La production de brut et les réserves supplémentaires se lisent sur l'échelle de gauche, en milliards de barils.
 2. La pointe de 1970 dans les réserves supplémentaires tient compte des 9,6 milliards de barils provenant de la baie Prudhoe.
 3. La valeur inférieure des réserves supplémentaires en 1979 est la valeur estimée par l'API; la valeur supérieure est la valeur estimée par le DOE.

Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 18

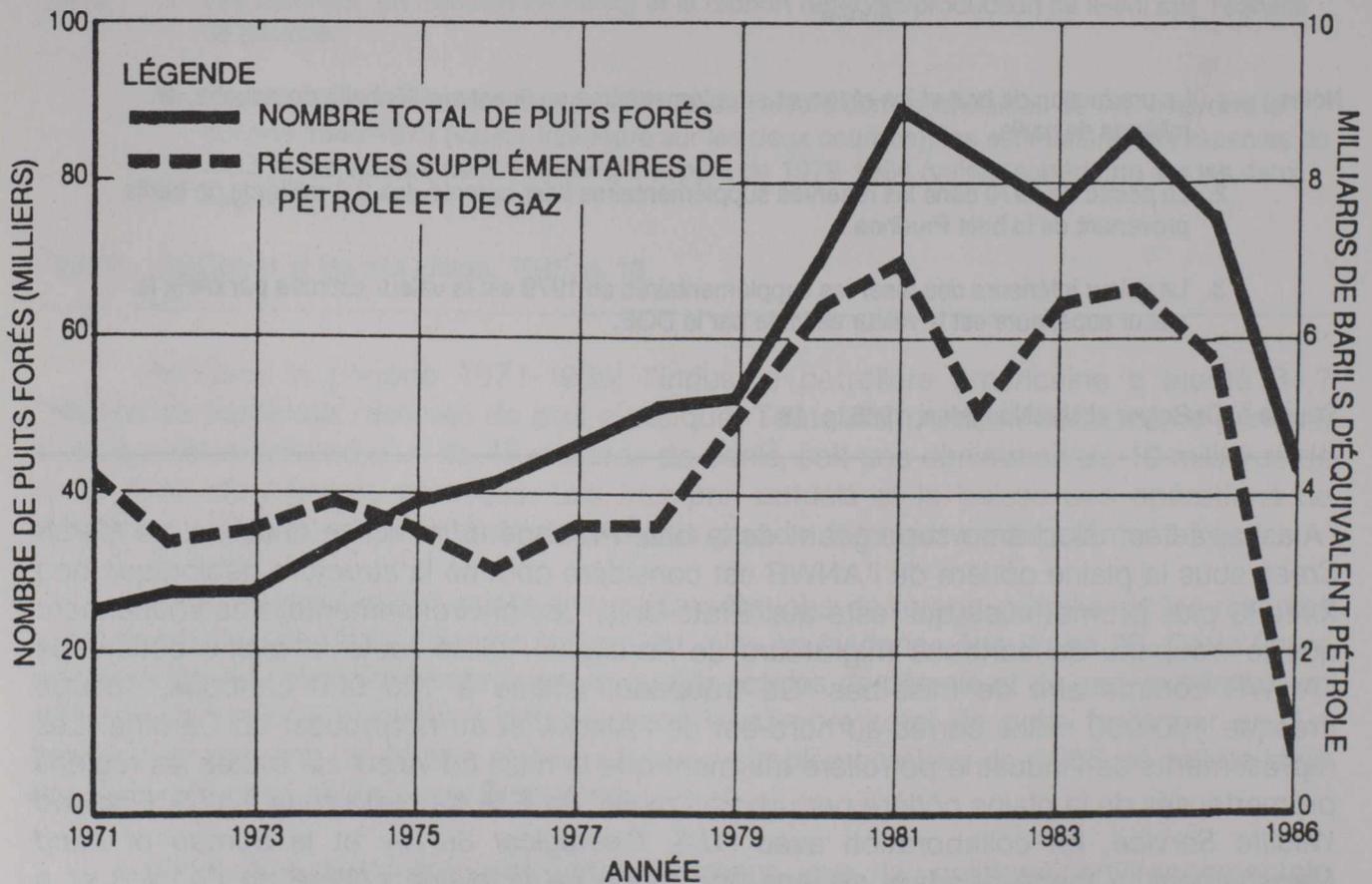
l'Alaska, à l'est du champ supergéant de la baie Prudhoe. L'immense anticlinal de *Marsh Creek* sous la plaine côtière de l'ANWR est considéré comme la structure géologique non forée la plus prometteuse qui reste aux États-Unis. Les environnementalistes soutiennent que le troupeau de caribous migrateurs de *Porcupine* utilise toute la plaine côtière de l'ANWR comme aire de mise-bas. Ce troupeau, estimé à 180 000 caribous, occupe presque 100 000 milles carrés au nord-est de l'Alaska et au nord-ouest du Canada. Les représentants de l'industrie pétrolière affirment que la mise en valeur de toutes les régions prometteuses de la plaine côtière perturberait moins de 1 % de cette zone. L'*U.S. Fish and Wildlife Service*, en collaboration avec l'*U.S. Geological Survey* et le *Bureau of Land Management*, a mené pendant six ans une étude de la plaine côtière de l'ANWR et a évalué les conséquences possibles de l'exploitation pétrolière sur le troupeau de caribous. L'étude a permis de conclure que l'exploitation pétrolière n'entraînerait pas de déclin appréciable de la population de caribous. L'étude a montré aussi que la quantité moyenne

de pétrole en place était de l'ordre de 13,8 milliards de barils et la quantité de gaz naturel en place de l'ordre de 31,3 millions de pieds cubes. Les réserves récupérables moyennes de pétrole brut sont estimées à 3,2 milliards de barils.

Il semble que les dernières régions les plus prometteuses des États-Unis se situent dans l'ANWR et au large de la Californie, mais il est clair aussi que les chances de trouver de vastes gisements de brut classique se font plus minces.

En plus des réserves de brut classique, les États-Unis possèdent de vastes gisements de pétrole non classique. Environ 1,3 % des ressources mondiales de bitume, soit environ 43 milliards de barils de bitume en place, se trouvent aux États-Unis. On estime qu'environ 10 % du pétrole lourd non classique mondial se trouve aux États-Unis. Cette ressource est évaluée à 90 milliards de barils, dont environ 18 milliards de barils devraient pouvoir être récupérés dans des gisements connus et dont 10 milliards de barils ont déjà été extraits (Meyer et Schenk, 1985).

Figure 28 : Réserves supplémentaires de pétrole et de gaz aux États-Unis et opérations de forage



Source : U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 88.

Toutefois, les ressources américaines en pétrole non classique consistent principalement en gisements de schistes bitumineux. La quantité totale d'huile de schiste contenue dans ces gisements a récemment été évaluée à environ 1,6 billion de barils. Aucun gisement de schistes bitumineux n'est classé actuellement parmi les réserves américaines car leur exploitation économique reste problématique (WEC, 1986, p 61-63).

C. La production et la consommation de pétrole aux États-Unis

Les États-Unis se placent au deuxième rang parmi les pays producteurs de pétrole (brut et LGN), mais ils sont aussi les plus grands consommateurs. En 1984, la consommation per capita de pétrole de toute origine aux États-Unis était de 24,4 barils, soit une baisse par rapport aux 31,0 barils par personne de 1978 (DeGollyer et MacNaughton, 1986, p. 101). En 1986, les États-Unis ont produit en moyenne quelque 8,8 millions de barils par jour, extraits de près de 640 000 puits. Si l'on examine la production américaine sous un autre angle, les États-Unis, qui comptent 72 % des puits de pétrole au monde, ont fourni 16 % de la production mondiale l'an dernier, ce qui montre bien l'intensité des travaux de prospection et la maturité de l'industrie pétrolière aux États-Unis.

Les États-Unis détiennent seulement 4 % des réserves mondiales de brut classique pour soutenir ce niveau de production. Bien que le rapport réserves/production pour le pétrole brut soit tombé à environ 8, l'industrie a presque toujours fonctionné avec un rapport inférieur à 15 depuis le début du siècle.

Près de 150 milliards de barils de brut ont été produits aux États-Unis depuis 1859, mais il en reste encore plus de 300 milliards dans le sous-sol américain. Ainsi, les techniques de récupération classique n'ont permis d'extraire que le tiers environ du pétrole en place. Ce rendement pourrait être amélioré par le recours à des techniques de récupération assistée (EOR). Quelque 30 milliards de barils de ce pétrole en place pourraient ainsi être récupérés à l'aide des techniques de récupération assistée courantes et nouvelles. Cependant, étant donné les prix actuels du pétrole, beaucoup de projets de récupération assistée ne sont pas rentables.

Le tableau 5 montre pourquoi la faiblesse des prix du pétrole nuit tant à l'industrie pétrolière américaine et pourquoi les producteurs du Moyen-Orient peuvent utiliser le prix, s'ils le désirent, pour saper le développement pétrolier américain. Les États-Unis ont creusé plus de 85 % des puits exploités dans les pays non communistes. Comme le montre le tableau 5, les puits du Moyen-Orient produisent beaucoup plus que les puits des États-Unis, soit en moyenne 3 100 barils par puits par jour environ, contre 14 barils par jour aux États-Unis. L'écart est encore plus frappant dans le cas de l'Arabie Saoudite. Le gisement de Ghawar en Arabie Saoudite, le plus grand au monde, peut produire 5,5 millions de barils par jour à partir de 332 puits, soit une moyenne de 16 600 barils par jour par puits. Aux États-Unis, environ 460 000 des 647 000 puits productifs sont des puits marginaux qui produisent en moyenne 3 barils par jour. Il n'est donc pas surprenant que les frais de découverte et d'extraction aux États-Unis soient de beaucoup supérieurs aux frais encourus au Moyen-Orient.

Tableau 5 : Comparaison des données relatives à la production du pétrole aux États-Unis et dans les pays du Moyen-Orient membres de l'OPEP

	Nombre de puits productifs	Production journalière moyenne (barils/puits)	Rapport des réserves par puits productifs (barils)	Frais d'extraction moyens (\$ US/baril)	Frais de découverte estimés (\$ US/baril)
États-Unis	650,000	14	44,000	7.04 \$	10.55 \$
OPEP Moyen-Orient	3,000	3,100	131,000,000	moins de 1.00 \$	moins de 1.00 \$

Note : Les données sur les frais concernant les États-Unis sont fondées sur une étude réalisée par Arthur Anderson and Co. qui portait sur la période 1981-1985.

Source : U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 8.

Le pétrole est la principale source d'énergie aux États-Unis. En 1986, le pétrole brut comptait pour plus de 40 % de l'approvisionnement énergétique des États-Unis. La consommation de pétrole se répartissait comme suit (d'après les données de 1985 relatives à la demande par secteur) : transports, 9,83 millions de barils par jour (63 % de la demande de pétrole); secteur industriel, 4,03 millions de barils par jour (25 % de la demande); secteur résidentiel et commercial, 1,36 million de barils par jour (9 % de la demande); et centrales électriques, 0,48 million de barils par jour (3 % de la demande). Le secteur des transports consomme à lui seul plus de pétrole que les États-Unis n'en produisent à l'heure actuelle. En fait, 27 % de toute l'énergie consommée aux États-Unis en 1985 ont servi aux transports, et ce secteur a eu recours au pétrole pour satisfaire 97 % de ses besoins énergétiques. Ensemble, le secteur industriel et celui des transports consomment presque 90 % des quelque 16 millions de barils de pétrole utilisés quotidiennement à diverses fins.

La figure 29 donne la répartition de la consommation d'énergie primaire aux États-Unis en 1985 par secteur, ainsi que la part du pétrole dans l'énergie utilisée dans chaque secteur.

En 1973, le pétrole représentait presque 18 % (3,5 quads) de l'énergie utilisée pour produire de l'électricité aux États-Unis. En 1984, le pétrole ne représentait plus que 4,9 % de cette énergie (1,3 quad), malgré une augmentation de 31 % de toute l'énergie consommée pour produire de l'électricité. Il en va tout autrement dans le secteur des transports. En 1973, le pétrole destiné aux transports représentait 95,9 % (17,8 quads) de toute l'énergie consommée dans les transports. En 1984, le secteur des transports a exigé 19,3 quads de pétrole, ce qui représentait 97,2 % de l'énergie consommée à cette fin (DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 110-111).

Figure 29 : Consommation d'énergie primaire et de pétrole par secteur aux États-Unis

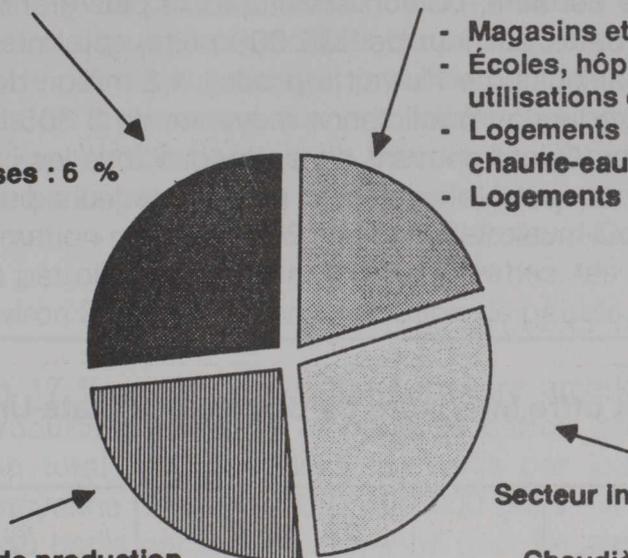
La consommation totale d'énergie primaire aux États-Unis se répartit comme suit en 1985 :

Transports (27 %)

- Automobiles : 12 %
- Autobus, camions légers, avions et autre véhicules servant au transport des particuliers : 9 %
- Transport des marchandises : 6 %

Secteur commercial/résidentiel (20 %)

- Magasins et bureaux : 3 %
- Écoles, hôpitaux et autres utilisations commerciales : 6 %
- Logements : éclairage et réfrigération, chauffe-eau et autres appareils : 3 %
- Logements : chauffage et climatisation : 9 %



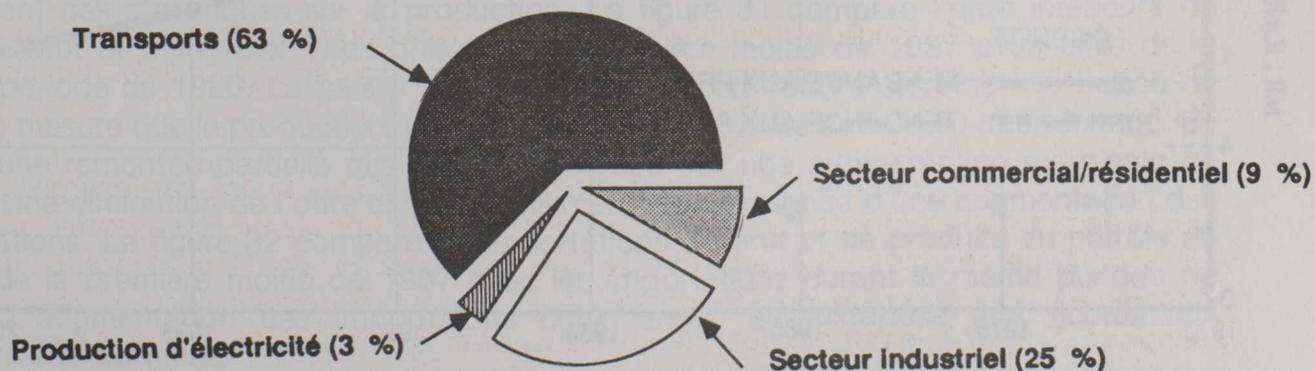
Pertes dans les systèmes de production et de distribution d'électricité (25 %)

- La valeur énergétique de l'électricité livrée est comprise dans les chiffres indiqués pour les secteurs d'utilisation finale

Secteur industriel (28 %)

- Chaudières et fours industriels : 11 %
- Agriculture et construction : 2 %
- Matières premières chimiques, plastique et acier : 4 %
- Exploitation minière, moteurs et autres utilisations industrielles : 11 %

... et la consommation de pétrole se répartit comme suit entre les grands secteurs :

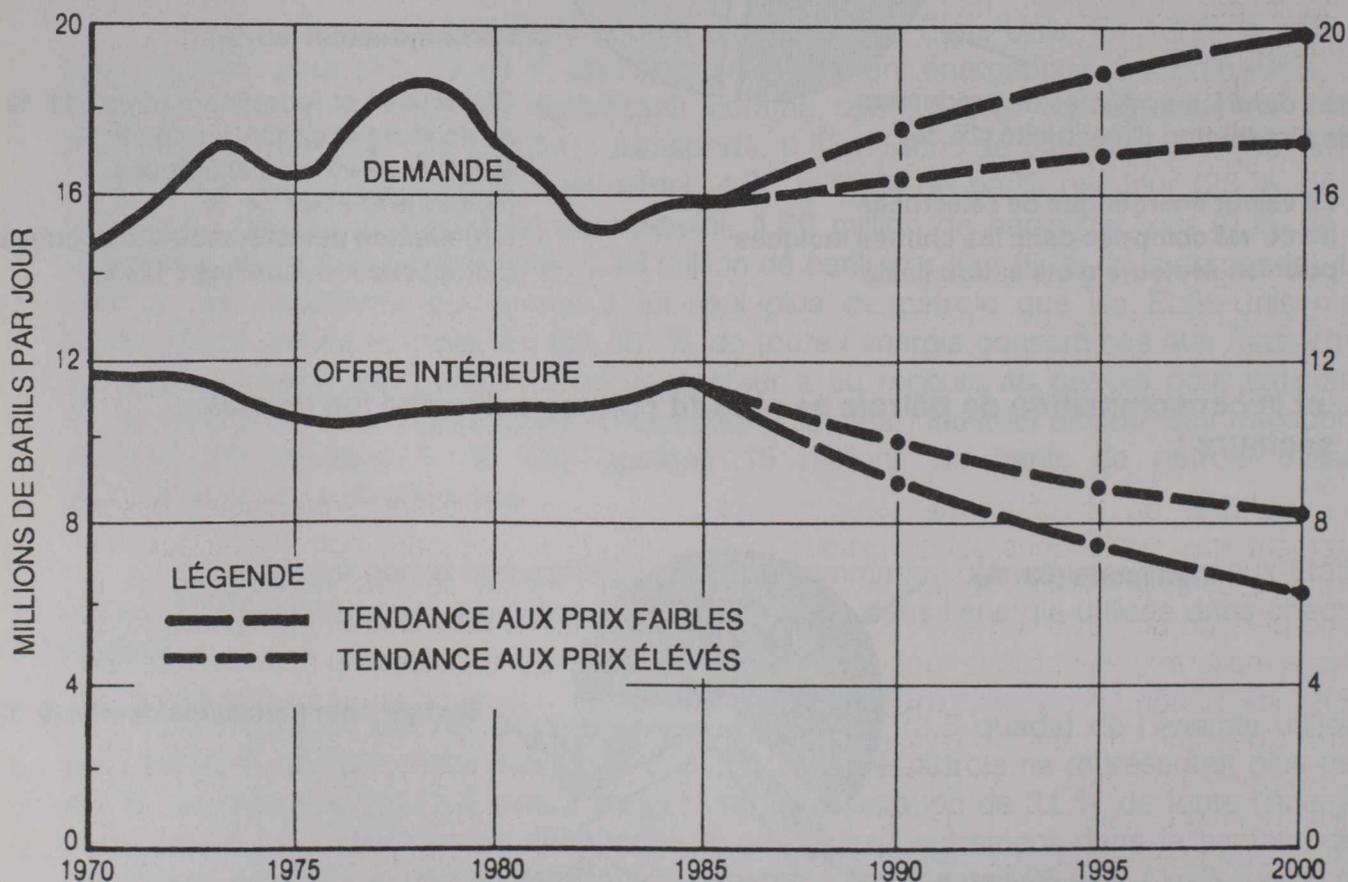


Source: U.S. Department of Energy, 1987, p. 100.

D. La faiblesse des prix et l'offre future de pétrole

La figure 30 illustre dans quelle mesure la situation de l'offre et de la demande de pétrole aux États-Unis dépend du prix futur du pétrole. Cette sensibilité aux prix est une fonction du vieillissement de l'industrie pétrolière américaine. La recherche pétrolière a été poussée dans la plupart des régions des États-Unis et la production est actuellement assurée par un très grand nombre de puits peu productifs. Comme il a été mentionné précédemment, 640 000 puits assurent une production quotidienne moyenne d'environ 14 barils par puits. L'année dernière, l'Union soviétique, le plus grand producteur mondial, a extrait 12,3 millions de barils par jour de 130 000 puits, soit une production quotidienne moyenne de 95 barils par puits. Le Kuwait a produit 1,2 million de barils par jour à partir de 363 puits, soit une production quotidienne moyenne de 3 305 barils par puits. En bref, les producteurs du Moyen-Orient peuvent dans presque tous les cas vendre leur pétrole à un prix inférieur à celui du pétrole américain parce que leurs puits sont beaucoup plus productifs.

Figure 30 : Demande et offre intérieure de pétrole aux États-Unis, 1970-2000



Source: U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 6.

La figure 30 repose sur deux tendances des prix du pétrole utilisées par le NPC dans son analyse de l'offre et de la demande de pétrole futures aux États-Unis. La tendance aux prix élevés débute à 18 \$ US le baril en 1986 et augmente à un taux réel de 5 %, par année à 36 \$ US en l'an 2000. La tendance aux prix faibles débute à 12 \$ US le baril en 1986 et augmente, à un taux réel de 4 % par année, à 21 \$ US en l'an 2000. L'écart entre l'offre intérieure et la demande de pétrole aux États-Unis a ensuite été projeté par le NPC pour ces deux tendances des prix. Dans le cas de la tendance aux prix élevés, le déficit de l'offre intérieure de pétrole passe de la valeur réelle de 1985 de 4,2 millions de barils par jour à la valeur prévue pour l'an 2000 de 9,1 millions de barils par jour. Les importations nettes de pétrole brut et de produits du pétrole, exprimées en pourcentage de la demande intérieure de pétrole augmentent parallèlement, de 27 % en 1985 à 52 % en l'an 2000. Dans le cas de la tendance aux prix faibles, qui accentue la demande au détriment de l'offre, les importations nettes de pétrole brut et de produits du pétrole passent à 13,6 millions de barils par jour à la fin du siècle, les importations comptant alors pour 68 % de la consommation nationale (*US National Petroleum Council*, 1987). En 1973, au moment de l'embargo pétrolier décrété par les pays arabes, les importations nettes de pétrole représentaient environ 35 % de la consommation de pétrole aux États-Unis.

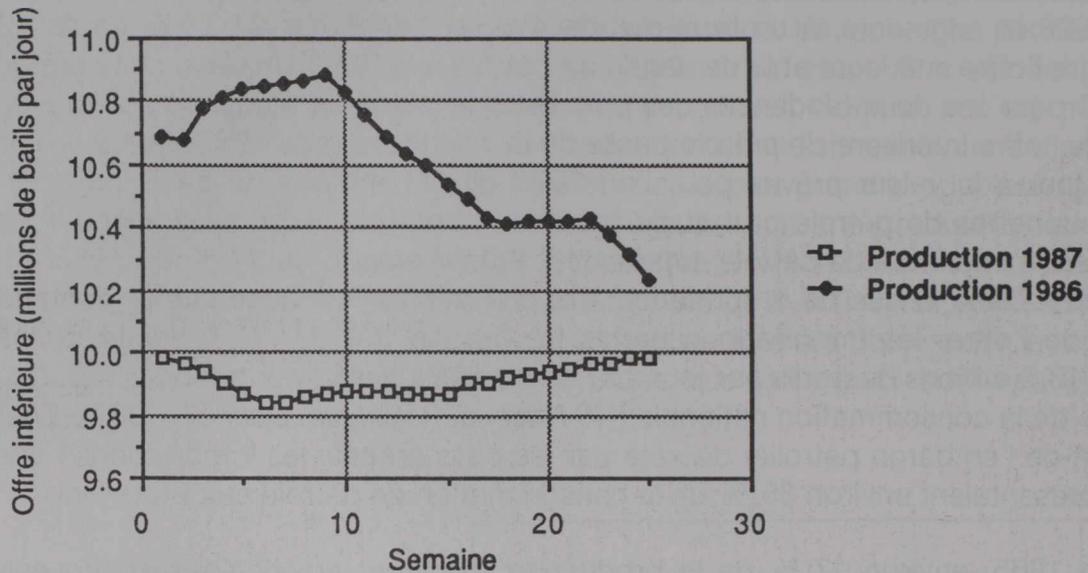
En 1985, environ 17 % de la production pétrolière américaine est provenue de puits marginaux (puits produisant moins de 10 barils de pétrole par jour), soit 1,3 million de barils par jour sur un total de 7,6 millions de barils par jour de brut produit. La production quotidienne moyenne de chacun des 460 000 puits marginaux a été inférieure à 3 barils, par rapport à 45 barils par jour en moyenne pour les puits non marginaux. Ces puits marginaux de faible volume ont tendance à avoir des coûts de production par baril élevés et sont donc particulièrement vulnérables à toute chute du prix du pétrole.

L'*US Interstate Oil Compact Commission* (IOCC) a estimé les pertes de production des puits marginaux pour différents prix du pétrole. L'IOCC évalue la perte de production à 638 000 barils par jour pour un prix de 10 \$ US le baril; à 277 000 barils par jour pour un prix de 15 \$ US le baril; et à 107 000 barils par jour pour un prix de 20 \$ US le baril. La production des puits marginaux est concentrée au Texas, en Oklahoma, en Californie et au Kansas.

L'effet de la chute des prix sur la production pétrolière américaine ressort nettement des statistiques sur la production. La figure 31 compare l'offre intérieure de pétrole (brut et LGN) aux États-Unis pour la première moitié de 1987 avec celle de la même période de 1986. La baisse des prix du pétrole en 1986 a entraîné une baisse de l'offre à mesure que la production, devenue non rentable, a été arrêtée ou abandonnée. En 1987, une remontée partielle des prix est indiquée par une augmentation marginale de l'offre. Une diminution de l'offre est habituellement accompagnée d'une augmentation des importations. La figure 32 compare les importations de brut et de produits du pétrole au cours de la première moitié de 1987 avec les importations durant la même période de 1986. L'augmentation des importations cette année se juxtapose aux fluctuations saisonnières normales.

Le *Department of Energy* a établi des projections de la production future de pétrole (brut et LGN) des 48 États du sud (excluant l'Alaska) suivant les deux tendances aux prix

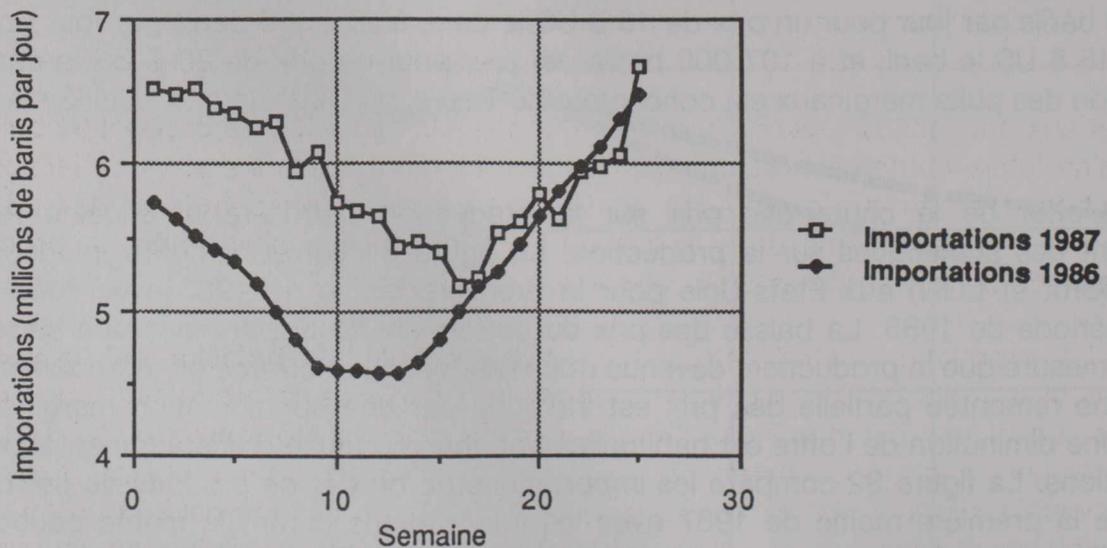
Figure 31 : Offre intérieure de pétrole aux États-Unis en 1987 par rapport à celle de 1986



Note : L'offre comprend celle de brut et de LGN.

Source : "Industry Scoreboard", *Oil and Gas Journal*, divers numéros de 1986 et 1987.

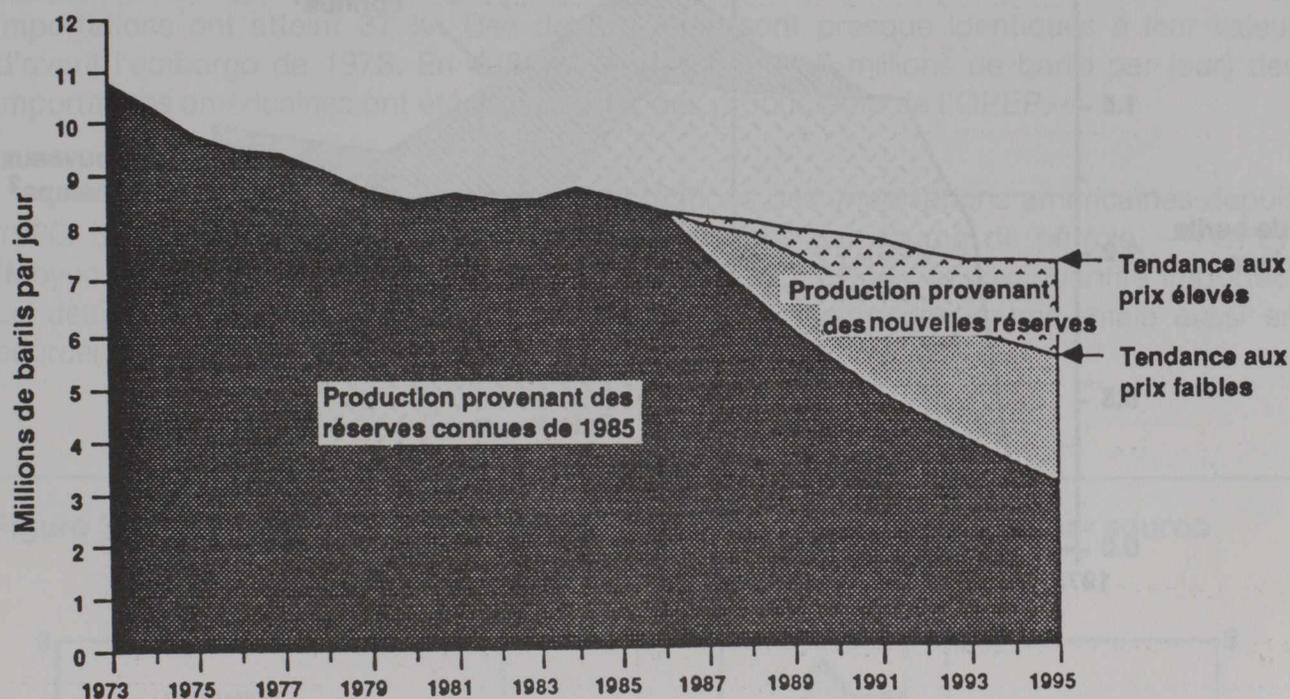
Figure 32 : Importations de pétrole aux États-Unis en 1987 par rapport à celles de 1986



Note : Les importations comprennent celles de brut et de produits de pétrole.

Source : "Industry Scoreboard", *Oil and Gas Journal*, divers numéros de 1986 et 1987.

**Figure 33 : Projection de la production de pétrole des 48 États du sud
(y compris les liquides extraits du gaz naturel)**

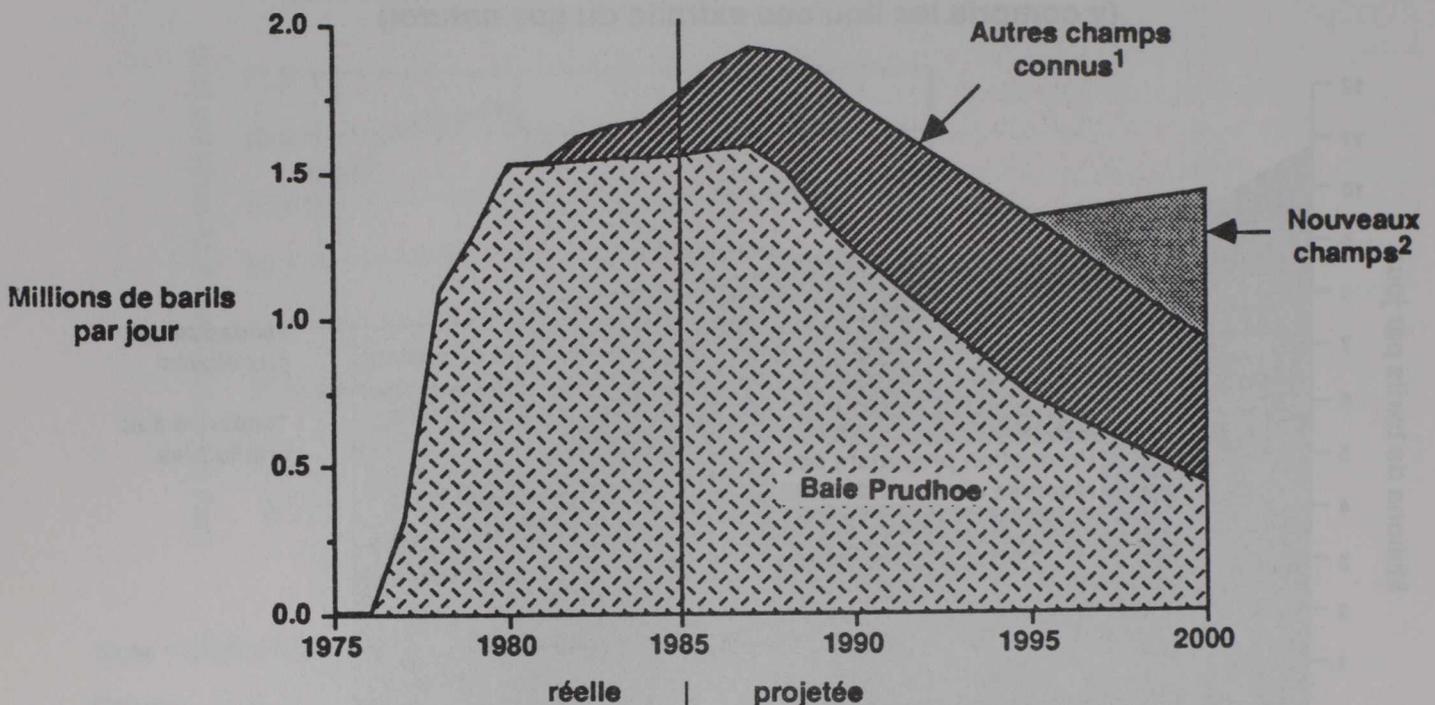


Source : U.S. Department of Energy, 1987, p. 64.

élevés et aux prix faibles. Les résultats sont donnés à la figure 33. La production pétrolière américaine future chute plus rapidement dans le cas de la tendance aux prix faibles avec la réduction des efforts d'exploration et de mise en valeur du pétrole et des additions futures aux réserves. Même dans le cas de la tendance aux prix élevés, la production américaine de pétrole se maintient légèrement à la baisse.

La production pétrolière du talus septentrional de l'Alaska est représentée séparément à la figure 33 qui indique la chute prochaine de la production dans la baie Prudhoe. La production maximale dans la baie Prudhoe a été d'environ 1,5 million de barils par jour mais, à compter de 1988, la production de ce champ supergéant commencera à décliner. Au milieu des années 1990, la production dans la baie Prudhoe n'atteindra que la moitié de sa valeur actuelle; on prévoit que la production chutera sous les 0,5 million de barils par jour. La production d'autres champs connus du talus septentrional ne pourra compenser que partiellement cette perte. Si la recherche et la mise en valeur des gisements pétroliers devaient être permises dans l'ANWR, on pourrait assister à une résurgence de la production du talus septentrional d'ici la fin du siècle.

Figure 34 : Projection de la production pétrolière du talus septentrional de l'Alaska



Notes : 1. Les "autres champs connus" comprennent ceux de Kuparuk, de Milne Point, du projet LGN, de la baie Gwydyr, de Point Thompson, de l'île Seal et de West Sak.

2. Les "nouveaux champs" sont ceux qui pourraient être mis en valeur dans l'Arctic National Wildlife Refuge.

Source : U.S. Department of Energy, 1987, p. 65.

E. Les conséquences de la hausse des importations

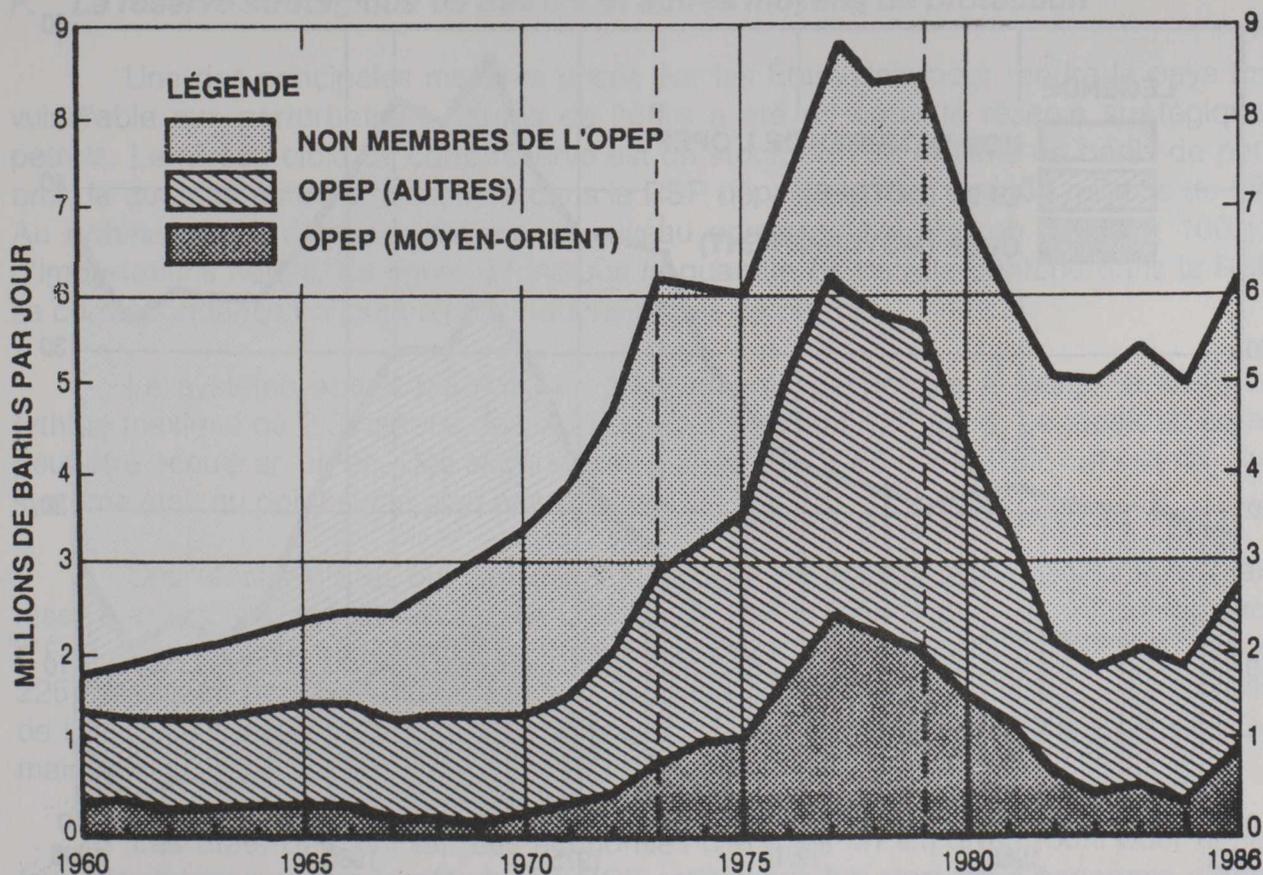
À l'époque de l'embargo pétrolier décrété par les pays arabes, qui a commencé en octobre 1973, les importations américaines de brut et de produits du pétrole ont dépassé les 6 millions de barils par jour et comblaient environ 37 % de la consommation américaine de pétrole. Ces importations provenaient à peu près autant des pays de l'OPEP que d'autres pays. Le Canada était le plus grand fournisseur des États-Unis, ayant fourni plus de brut en 1973 (environ 1 million de barils par jour) que tous les autres fournisseurs du Moyen-Orient mis ensemble (environ 0,8 million de barils par jour).

Les importations américaines de brut et de produits raffinés ont atteint leur maximum en 1977, soit 8,8 millions de barils par jour ou 47 % des besoins des États-Unis. À cette époque, l'OPEP comblait près de 70 % des besoins d'importations des États-Unis, soit l'équivalent du tiers de la consommation totale de pétrole aux États-Unis. Les

importations de brut et de produits raffinés ont par la suite, en 1985, atteint un minimum de 5 millions de barils par jour, soit environ 32 % des besoins totaux en pétrole. Avec la chute soudaine des prix de 1986, la production intérieure de pétrole a été restreinte et la consommation a augmenté à cause du prix réduit du pétrole. Les importations de brut et de produits du pétrole ont augmenté à 6,1 millions de barils par jour en 1986 et les importations ont atteint 37 %. Ces deux chiffres sont presque identiques à leur valeur d'avant l'embargo de 1973. En 1986, environ 45 % (2,8 millions de barils par jour) des importations américaines ont été fournies par des producteurs de l'OPEP.

Les figures 35 et 36 illustrent les fluctuations des importations américaines depuis 1960. Le premier diagramme indique les importations par source de pétrole, — OPEP (Moyen-Orient), OPEP (autres) et non membres de l'OPEP —, et par quantité importée. Le deuxième diagramme indique les importations, toujours par source, mais aussi en pourcentage de la demande américaine totale de pétrole.

Figure 35 : Importations américaines de brut et de produits raffinés par source

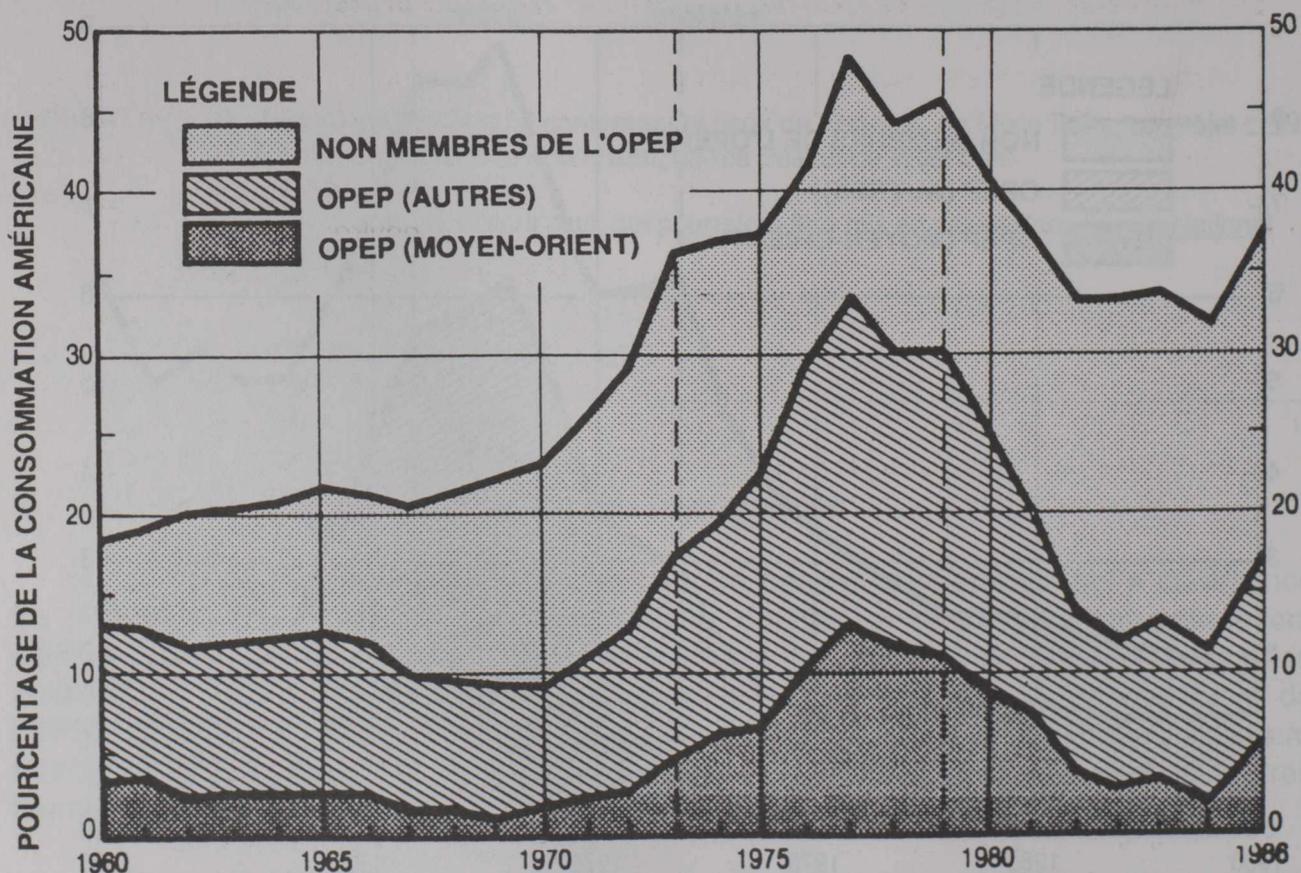


Source : U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 36.

En 1986, le Mexique et l'Arabie Saoudite ont été les premiers fournisseurs de brut des États-Unis, comblant chacun environ 15 % des importations américaines. Le Canada s'est classé troisième, fournissant environ 13 %. (Dans la deuxième moitié de 1986, le Canada a été le plus grand fournisseur de pétrole, brut et produits du pétrole combinés.) Le Venezuela et le Nigeria ont comblé chacun environ 10 % des importations américaines. Le Royaume-Uni a été le sixième fournisseur l'année dernière avec 8 %, et l'Indonésie, septième avec 7 %.

Ainsi, quatre des sept principaux exportateurs vers les États-Unis en 1986 étaient membres de l'OPEP, fournissant 42 % des importations américaines. Des trois autres, le Canada et le Royaume-Uni ont des productions à la baisse et deviendront des fournisseurs des États-Unis moins importants. Le Mexique possède des réserves suffisantes pour produire davantage, peut-être à un rythme deux fois plus élevé qu'actuellement, mais pourrait manquer de ressources financières à cause des efforts qu'il doit déployer pour

Figure 36 : Importations américaines de brut et de produits raffinés en pourcentage de la consommation



Source : U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 36.

réduire son énorme dette extérieure. Parmi les autres producteurs qui ne sont pas membres de l'OPEP, seule la Norvège semble avoir la capacité d'augmenter substantiellement sa production. Même si le Mexique et la Norvège doubleraient leurs taux actuels de production, cette augmentation ne compenserait qu'environ la moitié de la baisse de production prévue des autres producteurs non membres de l'OPEP.

Les États-Unis sont aux prises avec des importations croissantes de pétrole étranger, et l'OPEP réclame une part accrue de ce marché. En l'absence de mesures draconiennes, les États-Unis verront leurs importations de pétrole de l'OPEP atteindre des niveaux sans précédent d'ici la fin du siècle. Actuellement, le système énergétique des États-Unis est plus souple et moins vulnérable aux perturbations de l'offre de pétrole qu'il ne l'était en 1973, à cause de sa réserve stratégique de pétrole (RSP), à cause d'une capacité accrue de conversion à d'autres ressources énergétiques à l'échelle du pays et à cause de la plus grande diversité du marché de l'offre de pétrole à l'extérieur de l'OPEP. L'offre de pétrole à l'extérieur de l'OPEP va toutefois diminuer à l'avenir et, à mesure que les importations américaines continueront d'augmenter, la RSP devra être renflouée à une cadence beaucoup plus rapide pour assurer la même protection contre les pénuries d'importations (c'est-à-dire la durée en jours de la RSP si cette dernière devait remplacer les importations).

F. La réserve stratégique de pétrole et autres moyens de protection

Une des principales mesures prises par les États-Unis pour rendre le pays moins vulnérable aux perturbations futures de l'offre a été de créer la réserve stratégique de pétrole. Le niveau cible de cette réserve est un stock de 750 millions de barils de pétrole brut; la quantité actuelle de pétrole dans la RSP dépasse en fait les 500 millions de barils. Au rythme actuel des importations, ce niveau correspond à environ de 90 à 100 jours d'importations nettes. La figure 37 indique la quantité de pétrole contenu dans la RSP et sa correspondance en jours d'importations nettes de pétrole.

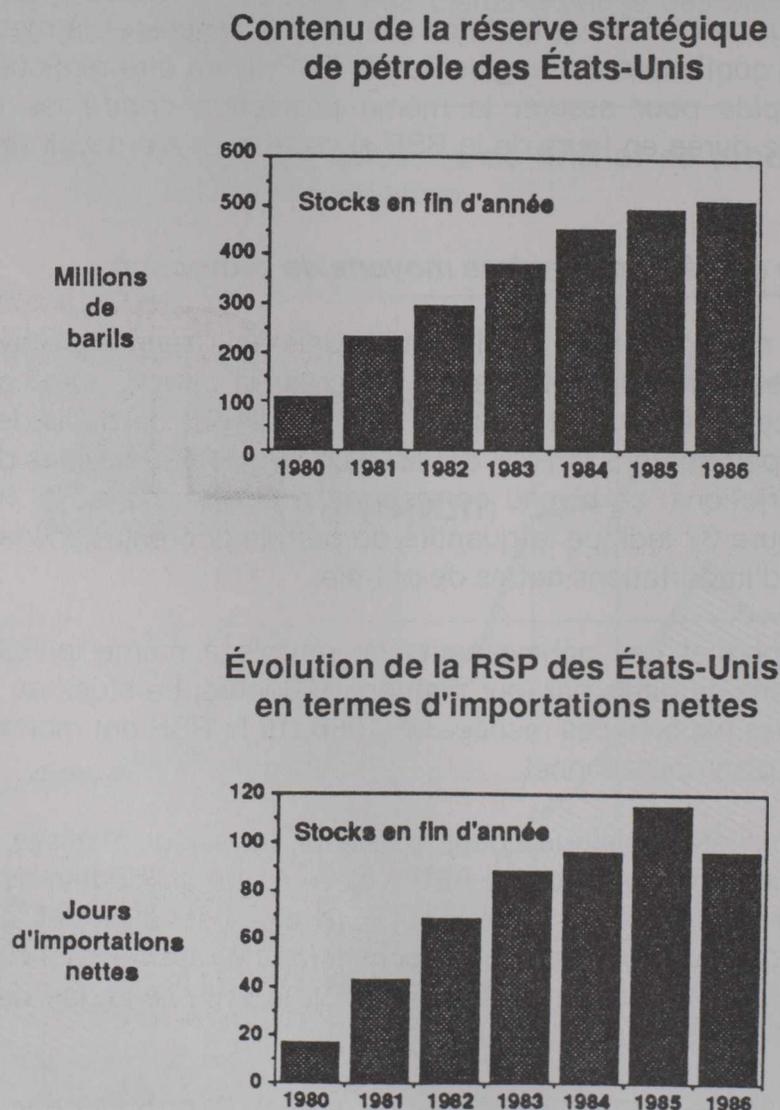
Le système actuel permet des prélèvements de pétrole à même la RSP, à un rythme maximal de 2,3 millions de barils par jour pendant 120 jours. Le stock au complet peut être écoulé en un an. Des expériences menées en 1986 sur la RSP ont montré que le système était au point sur le plan opérationnel.

Des stocks d'État ont été constitués dans plusieurs pays industrialisés, mais la réserve américaine est de loin la plus grande. La RSP s'élève à plus du double des stocks d'État combinés de toutes les autres nations de l'OCDE (évalués actuellement à environ 225 millions de barils). Le gouvernement japonais a constitué une réserve de 140 millions de barils, qu'il prévoit porter à 190 millions de barils en 1989, et l'Allemagne de l'Ouest maintient un stock de 55 millions de barils.

Les États-Unis ont fait des économies d'énergie un important outil pour diminuer leur dépendance envers le pétrole. Le DOE estime que les mesures d'économie d'énergie introduites depuis 1973 ont mené à une demande actuelle d'énergie aux États-Unis qui est de 29 quads d'énergie par année (l'équivalent de 14 millions de barils de pétrole par jour) inférieure à ce qu'elle n'aurait été autrement. Ces gains ont été réalisés dans tous les

secteurs de l'économie américaine. Si la tendance de la consommation d'énergie d'avant 1972 s'était maintenue, la consommation annuelle d'énergie aux États-Unis serait, selon les estimations, d'environ 40 % supérieure à ce qu'elle n'est actuellement aujourd'hui. Le DOE estime que des économies additionnelles d'énergie de 5 à 12 millions de barils par jour de pétrole (soit de 10 à 25 quads par année) pourraient être réalisées d'ici à l'an 2000 si les techniques d'économie d'énergie rentables actuelles, ajoutées aux techniques qui découleront de la future R et D, étaient pleinement appliquées (*U.S. Department of Energy, 1987*).

Figure 37 : La réserve stratégique de pétrole des États-Unis

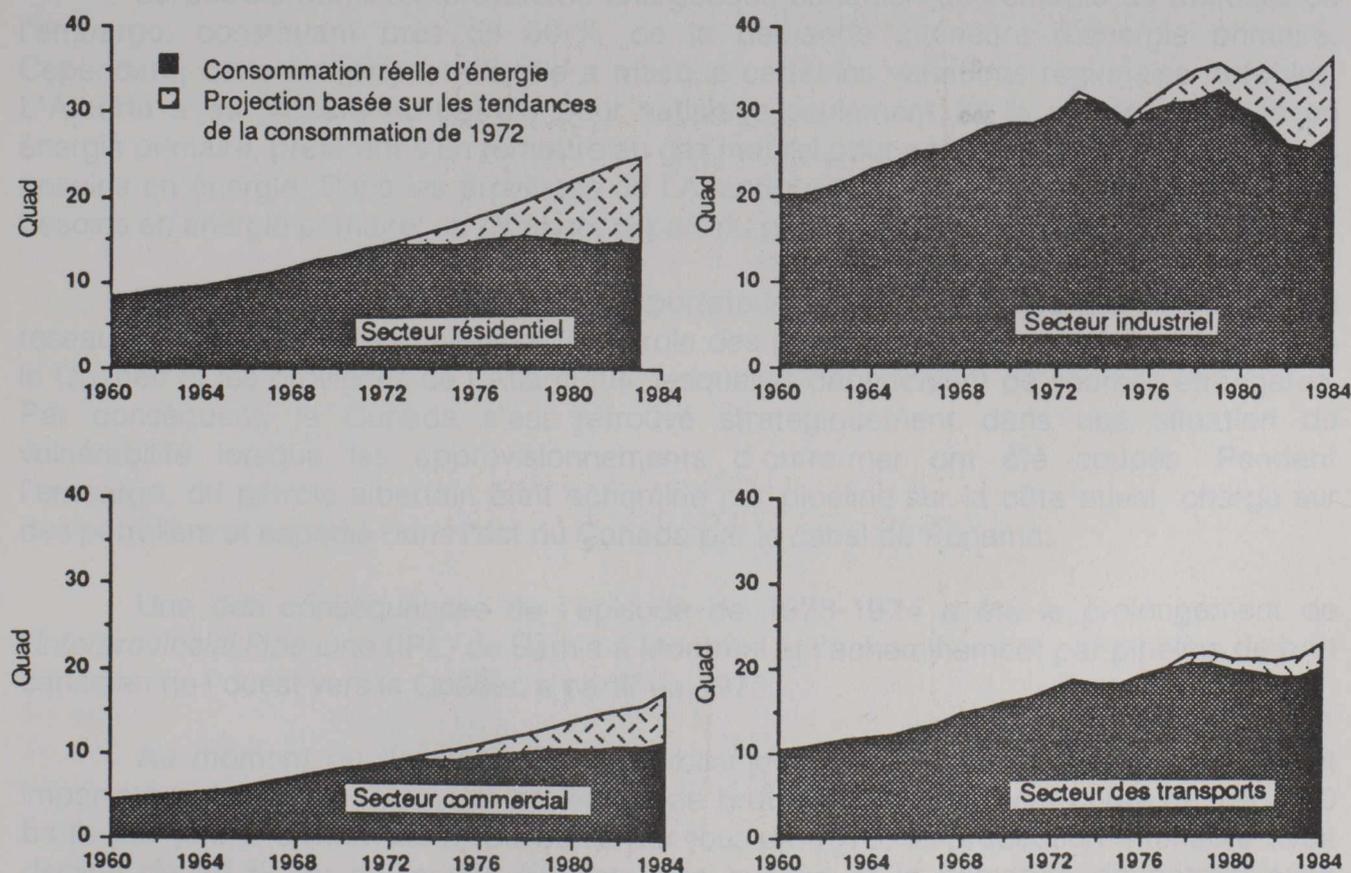


Source: *U.S. Department of Energy, 1987, p. 215.*

La figure 38 illustre les estimations des économies d'énergie réalisées depuis 1973 dans l'économie américaine. Il appert de la figure 38 que le secteur des transports a été celui où il a été le plus difficile d'utiliser efficacement l'énergie.

Selon le gouvernement américain, les progrès réalisés en matière de techniques d'économies d'énergie auraient compté pour les deux tiers des économies d'énergie réalisées dans le secteur industriel et pour les trois quarts de ceux réalisés dans le secteur des transports. Cela démontre qu'il est important d'encourager la RDD en matière d'économies d'énergie. La réorientation de l'économie américaine vers la fabrication de biens faisant appel à une consommation d'énergie moindre a été un autre facteur, comme l'ont été les initiatives prises par différents consommateurs.

Figure 38 : Économies d'énergie réalisées depuis 1973 dans l'économie américaine



Source: U.S. Department of Energy, 1987, p.97.

LES APPROVISIONNEMENTS PÉTROLIERS DU CANADA : REMISE EN QUESTION

A. Les événements survenus depuis 1973

À l'époque de l'embargo pétrolier décrété par les pays arabes et du premier choc pétrolier en 1973, le Canada connaissait sa plus forte année de production et d'exportation de brut. Le Canada était le dixième plus grand producteur mondial avec une production de 1,74 million de barils par jour de brut classique (et de 2,12 millions de barils par jour d'hydrocarbures liquides), et était aussi le principal fournisseur de brut des États-Unis, expédiant plus de brut aux États-Unis cette année-là, — environ 1 million de barils par jour en moyenne, ou 31 % des importations totales américaines de brut —, que tous les fournisseurs du Moyen-Orient mis ensemble, soit environ 800 000 barils par jour. En 1973, le Canada a exporté 60 % de sa production de pétrole et 40 % de sa production de gaz marchand.

Le pétrole dominait le système énergétique canadien de l'énergie au moment de l'embargo, constituant près de 50 % de la demande intérieure d'énergie primaire. Cependant, cette moyenne nationale a masqué certaines variations régionales notables. L'Alberta a eu recours au pétrole pour satisfaire seulement 28 % de ses besoins en énergie primaire, préférant s'en remettre au gaz naturel pour combler près de 60 % de ses besoins en énergie. Dans les provinces de l'Atlantique, le pétrole a satisfait à 86 % des besoins en énergie primaire; au Québec, la part du pétrole a été de 73 %.

Même si le Canada a été un net exportateur de brut à l'époque, il n'existait aucun réseau de transport pour acheminer le pétrole des provinces productrices de l'Ouest vers le Québec et les provinces de l'Atlantique, lesquelles dépendaient de sources étrangères. Par conséquent, le Canada s'est retrouvé stratégiquement dans une situation de vulnérabilité lorsque les approvisionnements d'outre-mer ont été coupés. Pendant l'embargo, du pétrole albertain était acheminé par pipeline sur la côte ouest, chargé sur des pétroliers et expédié dans l'est du Canada par le canal de Panama.

Une des conséquences de l'épisode de 1973-1974 a été le prolongement de l'*Interprovincial Pipe Line* (IPL) de Sarnia à Montréal et l'acheminement par pipeline de brut canadien de l'ouest vers le Québec à partir de 1976.

Au moment du deuxième choc pétrolier de 1979-1980, le Canada était un net importateur de pétrole. Même si les achats de brut de l'OPEP avaient chuté de 796 000 barils par jour à environ 500 000 barils par jour en 1979, la production intérieure avait décliné de 20 % au cours des six dernières années et la demande de pétrole avait augmenté de 11 %. L'Office national de l'énergie continuait de prévoir une diminution des approvisionnements de brut léger en provenance de la région productrice traditionnelle de l'Ouest canadien. Dans son rapport de 1978 sur l'offre et la demande de pétrole au Canada, l'Office estimait que le taux moyen de production à partir des réserves établies chuterait d'environ 8 % par année (ONE, 1978).

Par contre, la position du Canada quant à ses réserves de gaz naturel était beaucoup plus reluisante. Les additions annuelles aux réserves de l'Ouest canadien étaient systématiquement supérieures à la production et d'importantes découvertes avaient été faites dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort ainsi que dans les îles de l'Arctique. (Environ un quart des réserves établies de gaz naturel du Canada se trouve dans le nord sans toujours pouvoir être acheminé par gazoduc). Le rapport réserves/production de gaz naturel en 1979 était d'environ 28; celui du brut classique était inférieur à 12. Cependant, la plus grande partie de l'Est canadien n'avait pas accès au gaz de l'ouest parce que le réseau de gazoducs ne desservait le marché intérieur à l'est que jusque dans la région de Montréal.

Le Programme énergétique national (PEN) du Canada, annoncé le 28 octobre 1980, reposait sur deux prémisses : 1) les prix du pétrole continueraient à augmenter (le programme prévoyait des augmentations du prix intérieur jusqu'en 1990, le brut classique de 38° API atteignant 63.75 \$ le baril avec un «prix de référence des sables bitumineux» de 79.65 \$ le baril); 2) les prix canadiens pouvaient être protégés contre les fluctuations sur les marchés internationaux instables. La compensation des importations, système de subvention introduit en 1974 pour maintenir le brut au Canada à un prix inférieur au prix international, a été maintenue dans le PEN. Avec le Programme énergétique national, le gouvernement fédéral accordait pour la première fois autant d'importance à la demande qu'à l'offre d'énergie. Son objectif était de réduire de plus du tiers la part du pétrole dans la consommation d'énergie au pays avant 1990, ce qui correspondait à une diminution de la consommation prévue de pétrole de 20 %, soit de 1,82 million de barils par jour en 1979 à 1,48 million de barils par jour en 1990. Pour ce faire, il a choisi trois avenues pour modifier la demande d'énergie : promouvoir activement les économies d'énergie, encourager le remplacement du pétrole par d'autres formes d'énergie et favoriser la mise en valeur des sources d'énergie renouvelables (EMR, 1980).

Le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes (PITRC) a été la principale composante du programme d'économie d'énergie. En vertu du PEN, les crédits annuels du PITRC ont été portés de 80 à 256 millions de dollars, l'objectif étant d'améliorer l'isolation de 70 % des maisons canadiennes avant 1987. Les initiatives d'économie d'énergie dans les secteurs industriel et des transports devaient compléter le programme résidentiel.

L'élément clé de la stratégie de remplacement du pétrole a été le Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP) par lequel des subventions étaient accordées pour la conversion des systèmes de chauffage au mazout à des combustibles de remplacement dans les maisons et les commerces. Le réseau de distribution de gaz naturel a été agrandi, notamment au profit du Québec, et le gouvernement fédéral a offert des subventions pour la conversion des véhicules motorisés au gaz naturel comprimé (GNC) ou au propane.

Le PITRC et le PCRP ont pris fin en 1985, plus tôt que prévu, mais auraient néanmoins permis des économies d'environ 75 000 barils par jour (12 000 mètres cubes par jour) de pétrole et d'équivalents du pétrole à un coût net pour le trésor fédéral de moins de 1,5 milliard de dollars.

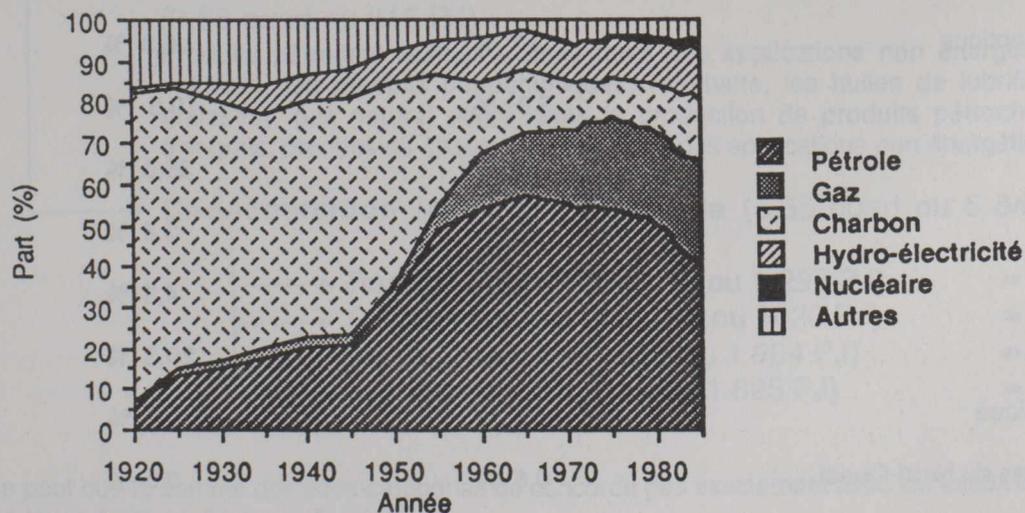
Le PEN, ajouté à la hausse des prix du pétrole, a entraîné une réduction considérable de la demande intérieure de pétrole et de sa part dans la demande d'énergie primaire. Le remplacement du pétrole, avec les coûts additionnels qu'il a entraîné, a été réalisé malgré la récession qui sévissait. Pendant la période de cinq ans allant de 1980 à 1984, la part du pétrole dans la demande canadienne d'énergie primaire a chuté de 50,6 à 41,8 %, une baisse de 17 % de la consommation de cette forme d'énergie. La part du gaz naturel a augmenté de 21,9 à 24,6 % pendant la même période, celle de l'électricité primaire, de 11,6 à 13,8 % et celle du charbon, de 11,6 à 15,5 % (EMR, sans date, p. 2.3A).

B. L'offre et la demande énergétiques au Canada

Les habitudes énergétiques des Canadiens ont changé beaucoup au cours des dernières années. La part occupée par le pétrole dans la consommation d'énergie primaire au Canada se situait aux environs de 55 % à la fin des années 1960. Après le premier choc pétrolier, la part du pétrole dans la demande d'énergie primaire a diminué lentement jusqu'à 50 % environ en 1980. Le deuxième choc pétrolier a déclenché une chute plus rapide qui s'est poursuivie jusqu'en 1985, année pendant laquelle le pétrole a comblé 40 % de la demande d'énergie primaire. L'utilisation du gaz naturel s'est développée surtout pendant cette période. Sa part dans la demande d'énergie est passée de 15,2 % en 1965 à 22,0 % en 1975, puis à 25,5 % en 1985.

La figure 39 montre la part de la demande canadienne d'énergie primaire que chaque forme d'énergie s'est appropriée au cours de la période de 1920 à 1985. La part

Figure 39 : Répartition de la demande canadienne d'énergie primaire, 1920-1985



Note : La catégorie "autres" comprend le bois de feu, les déchets de bois, la liqueur de pâte de papier épuisée, la vapeur primaire (depuis 1973) et d'autres combustibles non spécifiés. Le bois et la liqueur de pâte de papier, deux formes de la biomasse, constituent la plus grande partie de cette catégorie.

Source : EMR, sans date, p. 2.3A.

du charbon est passée de 75,0 % en 1920 à son point minimum de 9,3 % en 1974, pour remonter ensuite à 14,6 % en 1985. L'hydro-électricité a vu sa part augmenter lentement de 1,5 % en 1920 à 12,1 % en 1985. La part de l'électricité de source nucléaire est passée de presque nulle en 1965 à 2,7 % en 1985. D'autres formes d'énergie, notamment le bois de feu, les déchets de bois, la liqueur de pâte de papier épuisée, la vapeur primaire (recensée depuis 1973 dans les statistiques d'EMR) et d'autres combustibles non spécifiés, ont vu leur part de la demande, estimée à 16,3 % en 1920 (surtout du bois de feu), passer à un minimum de 2,5 % en 1965, pour remonter à 5,0 % de la demande d'énergie primaire en 1985.

La production d'énergie primaire et la consommation nette d'énergie au Canada ont chuté au début des années 1980 après que la montée des prix du pétrole, les mesures d'économie d'énergie et la période de forte récession se sont fait sentir dans le secteur de l'énergie. D'après Statistique Canada (qui évalue l'ensemble de l'électricité primaire à 3 412 Btu ou 3,6 MJ par kWh), la production d'énergie primaire s'élevait à 8,12 quads (l'équivalent de 8 559 pétajoules) en 1980, a chuté à 7,88 quads (8 303 PJ) en 1981 et a remonté depuis à 9,42 quads (9 931 PJ) en 1985, un gain de près de 20 % au cours d'une période de cinq ans. La baisse de la consommation d'énergie a suivi avec un peu de retard

Tableau 6 : Production d'énergie primaire et consommation nette d'énergie par région du Canada en 1985

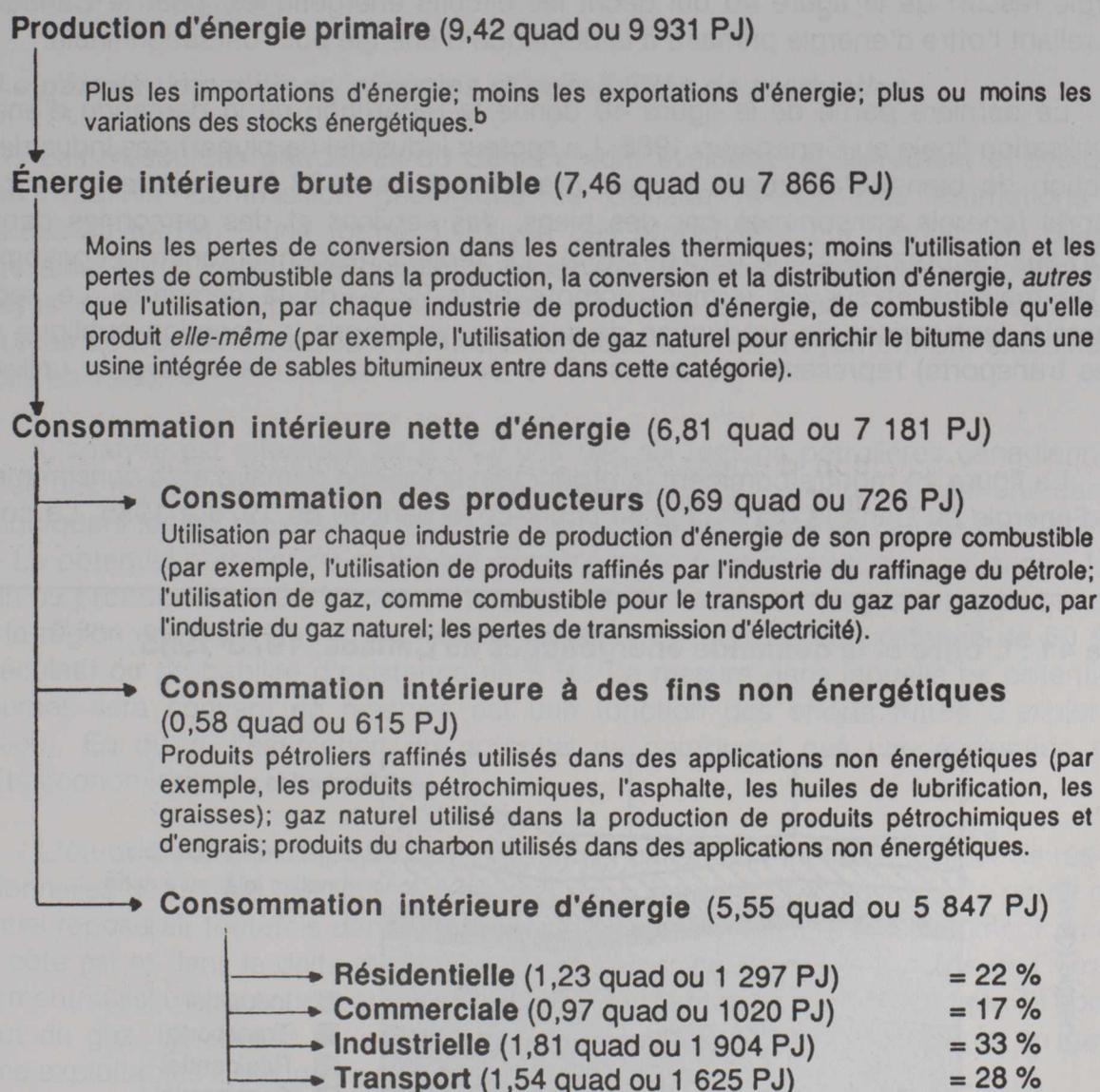
Région	Production d'énergie primaire ^{a)}	Consommation nette d'énergie
Provinces de l'Atlantique	2,7 %	6,3 %
Québec	5,0 %	19,5 %
Ontario	3,7 %	35,0 %
Manitoba	1,1 %	3,4 %
Saskatchewan	7,0 %	4,8 %
Alberta	67,0 %	20,3 %
Columbie-Britannique	12,7 %	10,2 %
Yukon et Territoires du Nord-Ouest	0,6 %	0,5 %

a) La somme des chiffres de cette colonne ne donne pas 100,0% à cause des erreurs d'arrondi.

Source : Statistique Canada, 1986, p. 2-3.

et a été plus marquée que la baisse de la production d'énergie primaire. La consommation se chiffrait à 7,00 quads (7 382 PJ) en 1980 pour ensuite tomber à 6,34 quads (6 685 PJ) en 1983, une réduction de près de 10 %, avant de remonter à 6,81 quads (7 181 PJ) en 1985 (Statistique Canada, 1986).

Figure 40 : Circuits énergétiques au Canada en 1985 (a)



a) Il se peut que la somme des sous-catégories ne concorde pas exactement avec les totaux des catégories à cause d'erreurs d'arrondi.

b) Toutes les importations et les exportations d'électricité sont présumées provenir de sources primaires, de sorte qu'aucune perte de production thermique d'électricité n'est prise en compte dans cette catégorie.

Source : Statistique Canada, 1986, page 1.

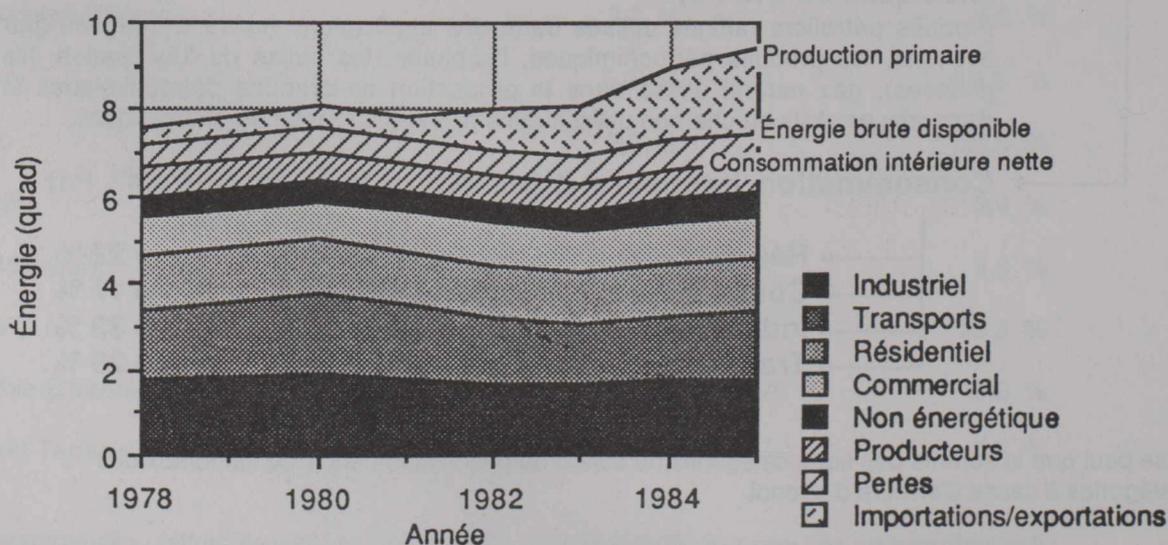
Une question qui est passée longtemps inaperçue est celle du déséquilibre important entre les régions du Canada en ce qui a trait à la production et à la consommation d'énergie, comme l'illustre le tableau 6. L'Alberta assure les deux tiers de la production totale d'énergie primaire au Canada, tandis que l'Ontario est responsable de plus d'un tiers de la consommation nette d'énergie. La politique fédérale en matière d'énergie devrait tenir compte de ce déséquilibre.

La relation entre la production d'énergie primaire et la consommation nette d'énergie ressort de la figure 40 qui décrit les circuits énergétiques, pour le Canada en 1985, reliant l'offre d'énergie primaire à la demande d'énergie pour utilisation finale.

La dernière partie de la figure 40 donne la répartition de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada en 1985. Le secteur industriel (la plupart des industries de production de biens) s'approprie la plus grande part, soit 33 %, mais le secteur des transports (énergie consommée par des biens, des services et des personnes dans ce secteur) suit de près avec une part de 28 %. Le secteur résidentiel (énergie consommée dans les maisons et sur les fermes) compte pour 22 % de la demande. Le secteur commercial (entreprises de production de services, y compris la Fonction publique mais non les transports) représente les autres 17 % de la demande d'énergie pour utilisation finale.

La figure 41 montre comment la production d'énergie primaire et la consommation nette d'énergie au Canada ont évolué au cours de la période de 1978 à 1985. La courbe

Figure 41 : L'offre et la demande énergétiques au Canada, 1978-1985



Source : Statistique Canada, 1986, page 1.

du dessus représente la production totale d'énergie primaire au Canada depuis 1978. Si on tient compte des importations et des exportations d'énergie et des variations nettes des stocks énergétiques, on obtient la deuxième courbe, l'énergie brute disponible au Canada. Défalquée de la consommation et des différentes pertes d'énergie dans les industries de la production, de la conversion et de la distribution d'énergie, cette courbe donne la troisième courbe, la consommation intérieure nette d'énergie. Cette consommation se répartit en consommation pour la production d'énergie, en consommation à des fins non énergétiques et en demande d'énergie dans les secteurs industriel, des transports, résidentiel et commercial.

C. Le pétrole : ressources, réserves et possibilités de production

Les ressources pétrolières du Canada sont évaluées régulièrement et systématiquement par la Commission géologique du Canada (CGC). Ces estimations sont préparées au moyen d'une forme d'analyse des probabilités qui produit une plage de valeurs ainsi qu'un niveau de confiance associé à différents intervalles de cette plage. L'analyse nationale la plus récente a été effectuée en 1983. Les estimations des ressources de l'Ouest canadien en pétrole classique léger et moyen ont été examinées et révisées en 1985.

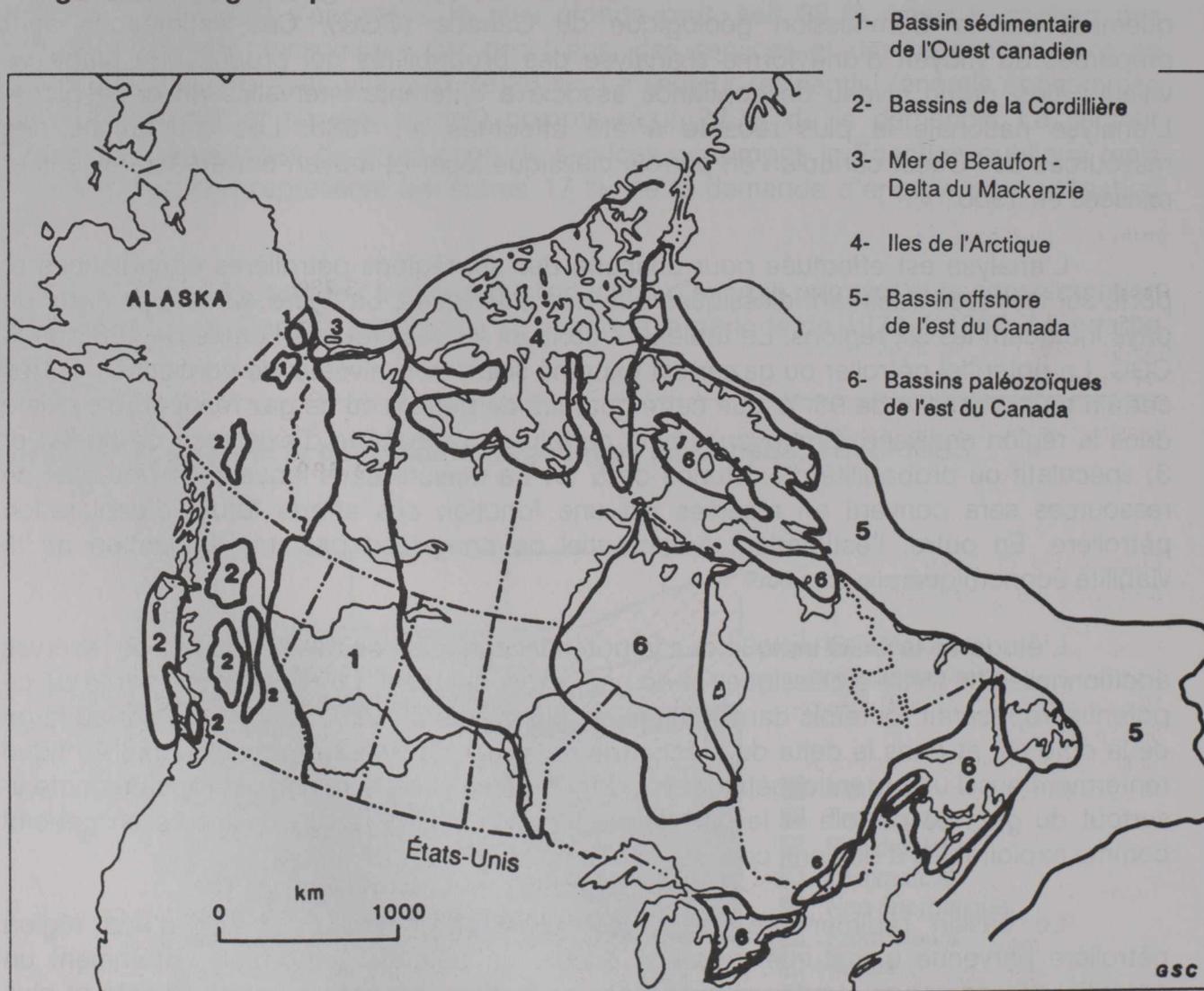
L'analyse est effectuée pour chacune des six régions pétrolières canadiennes et porte sur les ressources tant classiques que non classiques. La figure 42 est une carte du pays indiquant les six régions. Le tableau 7 contient les résultats de l'étude de 1983 de la CGC. Le potentiel pétrolier ou gazier est exprimé selon trois niveaux de confiance : 1) très certain ou probabilité de 95 % que cette quantité de pétrole ou de gaz récupérable existe dans la région analysée; 2) moyennement certain ou probabilité d'existence de 50 %; et 3) spéculatif ou probabilité d'existence de 5 %. La mesure dans laquelle ce potentiel de ressources sera converti en réserves est une fonction des efforts futurs d'exploration pétrolière. En outre, l'estimation du potentiel ne comprend pas une évaluation de la viabilité économique.

L'étude de la CGC indique que le potentiel canadien de mise en valeur de réserves additionnelles de pétrole classique (et de gaz) est substantiel. La plus grande partie de ce potentiel reposerait toutefois dans les régions pionnières du Canada, notamment au large de la côte est et dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort. Les îles de l'Arctique renferment aussi un potentiel pétrolier important même si cette région est réputée contenir surtout du gaz. Le pétrole et le gaz des régions pionnières sont considérés en général comme exploitables à des prix commençant à environ 20 \$ US le baril.

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, même s'il s'agit d'une région pétrolière parvenue à maturité, possède encore un potentiel important, notamment un potentiel de gaz naturel. Les prochains gisements seront probablement plus petits et plus difficiles à trouver, et entraîneront par conséquent des coûts d'exploration et de production plus élevés. La CGC estimait en 1985 que le potentiel résiduel (moyennement certain) de 3,7 milliards de barils de brut léger et moyen se répartirait dans plus de 4 000 gisements, par rapport aux réserves de 14,2 milliards de barils (9,9 milliards de barils produits et 4,3 milliards de barils à produire) de brut léger et moyen répartis dans plus de

3 300 gisements. Comme il faut s'attendre que les prochains gisements seront plus petits et plus difficiles à découvrir, la CGC conclut que le taux de succès des forages de recherche sera faible et qu'il faudra peut-être forer autant de puits d'exploration pour trouver les derniers 24 % des ressources en pétrole brut léger et moyen de l'Ouest canadien qu'il en a fallu pour trouver les premiers 76 % (Commission géologique du Canada, communication personnelle).

Figure 42 : Régions pétrolières du Canada



Source : EMR, 1984, p.1.

Dans son étude de 1985 sur les ressources classiques de l'Ouest canadien en brut léger et moyen, la CGC a établi les chiffres suivants.

Réserves établies résiduelles : 4,3 milliards de barils (684 millions de mètres cubes)

Potentiel : 1) très certain — 2,9 milliards de barils (460 millions de mètres cubes)

2) moyennement certain — 3,7 milliards de barils (590 millions de mètres cubes)

3) spéculatif — 4,8 milliards de barils (770 millions de mètres cubes)

Tableau 7 : Ressources en pétrole classique et en gaz naturel du Canada

	Réserves et ressources découvertes ^{a)}	Potentiel		
		Très certain	Moyennement certain	Spéculatif
Pétrole récupérable (millions de barils) ^{b)}				
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	4 743	1 472	3 730	7 611
Bassins de la Cordillère	—	—	315	692
Mer de Beaufort/Delta du Mackenzie	736	1 931	8 473	16 933
Iles de l'Arctique	478	1 988	4 315	8 208
Bassin offshore de l'est du Canada	1 415	3 220	11 806	21 336
Bassins paléozoïques de l'est du Canada	5	126	1 050	3 805
Totaux ^{c)}	7 377	•9 347	•29 689	•56 579
Gaz récupérable (milliards de pieds cubes) ^{d)}				
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	74 518	54 503	88 391	174 029
Bassins de la Cordillère	—	1 412	9 531	26 828
Mer de Beaufort/Delta du Mackenzie	10 096	30 746	65 835	144 836
Iles de l'Arctique	12 743	38 830	79 672	129 269
Bassin offshore de l'est du Canada	1 415	3 220	11 806	21 336
Bassins paléozoïques de l'est du Canada	311	1 624	6 707	23 298
Totaux ^{c)}	106 359	•153 273	•335 668	•645 461

Notes : a) Les réserves établies sont comprises dans les ressources découvertes.

b) Les données présentées en millions de mètres cubes dans la source ont été converties en millions de barils au moyen du facteur de conversion approximatif 1 mètre cube = 6,29 barils.

c) Les totaux précédés d'un • ne proviennent pas d'une somme arithmétique mais d'une somme statistique.

d) Les données présentées en milliards de mètres cubes dans la source ont été converties en milliards de pieds cubes au moyen du facteur de conversion approximatif 1 mètre cube = 35,3 pieds cubes.

Source : EMR, 1984, page 3.

Les ressources du Canada en pétrole non classique sont immenses. La Commission géologique du Canada désigne par pétrole non classique tout pétrole ou gaz dont le gisement ne peut être exploité efficacement au moyen des techniques pétrolières habituelles. Cette catégorie comprend les sables bitumineux, le pétrole lourd, le pétrole de carbonate, le gaz de bassin profond et les schistes bitumineux. La plupart de ces gisements sont situés en Alberta, comme l'indique la figure 43.

Figure 43 : Gisements de sables bitumineux, de gaz de bassin profond, de pétrole lourd et de pétrole de carbonate de l'Ouest canadien



Source : EMR, 1984, page 48.

Les gisements canadiens de bitume sont de loin les plus grands dans le monde et se trouvent presque tous en Alberta. Une étude récente des ressources mondiales de pétrole lourd attribue au Canada 82 % des ressources en bitume, soit un nombre estimé à 2,66 billions de barils de bitume en place sur un total mondial de 3,2 billions de barils. Cette évaluation comprend les ressources en bitume provenant de l'ensemble des sables bitumineux et du «triangle des carbonates», roches carbonatées sous-jacentes aux gisements de sables bitumineux (Meyer et Schenk, 1985). Des dépôts de bitume brut se sont accumulés dans ces roches carbonatées et ont reçu le nom de pétrole de carbonate. Aucune production du pétrole de carbonate n'est prévue dans un avenir rapproché.

D'après l'étude de 1983 de la CGC, la quantité de bitume contenue dans les sables bitumineux approche les 1,25 billion de barils (197 590 millions de mètres cubes); cependant, seule une petite fraction de cette quantité est considérée comme ultimement récupérable. La CGC estime aussi à 315 millions de barils (50 millions de mètres cubes) de bitume en place les ressources de la formation de Grosmont dans le triangle des carbonates (CGC, 1984). Dans son plus récent rapport sur les réserves, la CCERE évalue la quantité de bitume brut en place dans les gisements de sables bitumineux désignés à 1,69 billion de barils (268 milliards de mètres cubes). La Commission albertaine évalue en outre le volume ultime de bitume brut en place dans la province à 2,52 billions de barils (400 milliards de mètres cubes) (CCERE, 1987).

De ces 2,52 billions de barils de bitume réputés constituer les ressources totales, la CCERE estime que 170 milliards de barils (27 milliards de mètres cubes) se trouvent dans des gisements qui pourraient tôt ou tard être exploitables à ciel ouvert; les autres 2,35 billions de barils (373 milliards de mètres cubes) se trouvent dans des gisements plus profonds dont l'exploitation nécessiterait l'utilisation de techniques de récupération in situ ou d'exploitation souterraine. Le volume exploitable initial de bitume brut en place a été établi à environ 75 milliards de barils (11,9 milliards de mètres cubes). Compte tenu de divers facteurs, y compris un facteur de récupération englobant l'exploitation et l'extraction de 0,79, la CCERE évalue les réserves exploitables établies initiales de bitume brut à 33,3 milliards de barils (5,3 milliards de mètres cubes) (CCERE, 1987).

L'Association pétrolière du Canada (APC) n'inclut dans les réserves établies et exploitées que le pétrole contenu dans les sables bitumineux qui se trouvent à une distance économique des usines d'extraction commerciale des sables bitumineux et des projets expérimentaux ou de démonstration. L'APC a évalué cette quantité à 860 millions de barils (130,5 millions de mètres cubes) de bitume brut à la fin de 1985 (APC, sans date, page 11/15A).

Les gisements de pétrole lourd du Canada sont modestes à l'échelle mondiale, mais importants à l'échelle nationale. Le Canada posséderait 1,3 % des ressources mondiales en pétrole lourd, soit un total de 11,3 milliards de barils initialement en place sur une estimation mondiale d'environ 880 milliards de barils. Environ 750 millions de barils seraient récupérables initialement, dont 438 millions de barils avaient déjà été produits au moment de l'étude (Meyer et Schenk, 1985). Même si une partie limitée des gisements de pétrole lourd de Lloydminster peut être exploitée par des moyens classiques, la CGC considère que l'ensemble des ressources en pétrole lourd n'est pas du pétrole classique. À

cause d'incertitudes quant à l'extraction du pétrole lourd, la CGC dans son étude de 1983 fait observer que les estimations du pourcentage total des ressources qui seront récupérables sont fortement liées aux paramètres coût-prix et ne sont pas incluses dans le rapport (CGC, 1984, p. 49).

Il est connu que de grandes quantités de gaz naturel se sont accumulées en profondeur aux confins occidentaux du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Ce gaz se trouve dans des formations «serrées», roches de porosité très faible et de perméabilité extrêmement faible. Pour produire ce gaz, il faudrait recourir à la fracturation hydraulique massive de la roche réservoir. Là où le gaz de bassin profond est en contact avec des réservoirs plus classiques, comme ceux du champ gazier d'Elmworth, il est probable que sa récupération soit rentable. À Elmworth, environ 0,35 billion de pieds cubes (10 milliards de mètres cubes) de gaz sont en contact avec des conglomérats plus perméables et ont été qualifiés de réserve par la CGC. Cette dernière n'a pas encore évalué le potentiel canadien en gaz de bassin profond, mais l'industrie estime qu'il atteindrait 30 billions de pieds cubes (8 500 milliards de mètres cubes) selon des chiffres qu'elle a publiés.

Les gisements canadiens de schistes bitumineux sont très dispersés dans le pays et la plupart n'ont pas été examinés en détail. Les schistes bitumineux les mieux connus se trouvent au Nouveau-Brunswick et leur exploitation est considérée comme rentable à des prix du pétrole plus élevés. Les estimations des réserves indiquent que le gisement du Nouveau-Brunswick renfermerait plus de 283 millions de barils (45 millions de mètres cubes) de pétrole de schiste.

Le tableau général du potentiel canadien est donc le suivant : potentiel limité en additions aux réserves de brut léger et moyen dans l'Ouest canadien; potentiel substantiel de mise en valeur à prix plus élevé du pétrole classique dans les régions pionnières du Canada; potentiel très grand de mise en valeur du pétrole non classique à prix plus élevé, avec valorisation du pétrole, dans l'Ouest canadien.

D. La production et la consommation de pétrole au Canada

Pendant la plus grande partie de la période de l'après-guerre, le Canada a été un importateur net de pétrole. Pendant deux périodes relativement courtes, — au début des années 1970, épisode au cours duquel la production canadienne de pétrole a atteint son maximum, et aujourd'hui —, le Canada a été un exportateur net. Le pétrole léger est la plus faible composante des exportations et connaîtra une baisse dans les années à venir. Dans les années 1970 et 1980, le Canada a progressivement augmenté sa production de bitume et de pétrole lourd. Le pétrole lourd et le bitume dilué constituent maintenant la plus grande partie de nos exportations de pétrole. Le marché canadien ne peut absorber qu'une faible partie de la production intérieure de pétrole lourd et de bitume brut et, mises à part les installations minières intégrées de sables bitumineux de *Suncor* et de *Syncrude*, l'industrie canadienne n'a pas les moyens de transformer ces produits lourds en produits légers dont le pays a besoin. Par conséquent, le Canada comble aussi une partie de ses besoins en brut léger par des importations.

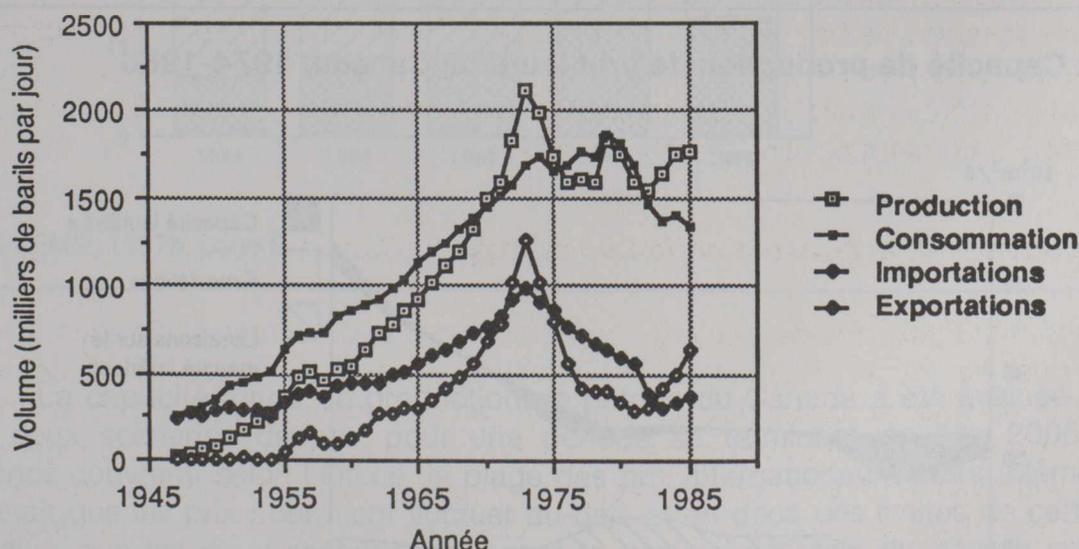
La figure 44 représente la production, la consommation, les importations et les exportations de pétrole au Canada. Après 1973, l'élimination des exportations de brut léger est devenu un des objectifs de la politique nationale. Récemment, l'Office national de l'énergie a libéralisé les exportations de pétrole. Les exportations de brut léger par des contrats de moins d'un an ne sont maintenant, à toutes fins pratiques, plus limitées dans la mesure où elles sont déclarées. Le gouvernement fédéral se réserve toutefois le droit de limiter les exportations là où l'intérêt national l'exige. L'article 8 de la partie I de l'Accord de l'Ouest (signé par les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan en mars 1985) stipule :

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

À l'article 5 de la partie I, l'ONE est tenue d'introduire des clauses de force majeure, le cas échéant, dans les contrats d'exportation dont la durée dépasse un mois.

La capacité canadienne de production de brut depuis 1974 est séparée en ses deux composantes, le brut léger et le brut lourd, dans les figures 45 et 46.

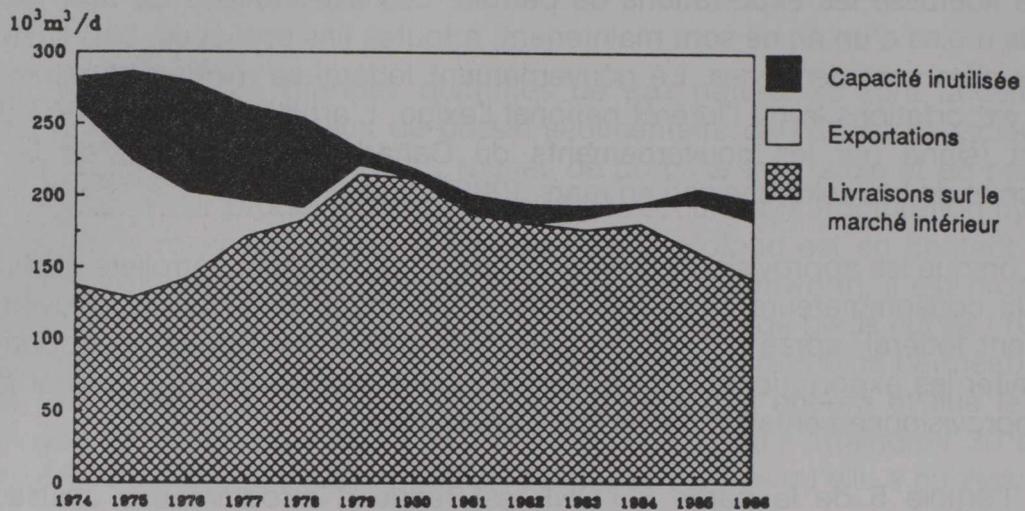
Figure 44 : Production, consommation, importations et exportations de pétrole au Canada



- Notes :
1. La production comprend tous les hydrocarbures liquides.
 2. La consommation comprend le brut traité en raffinerie et les importations nettes de produits.
 3. Les importations et les exportations comprennent le brut et les produits raffinés.

Source : Association pétrolière du Canada, sans date, tableau 7, section III; tableau 1, section VII; tableau 2, section VIII; tableau 1, section IV.

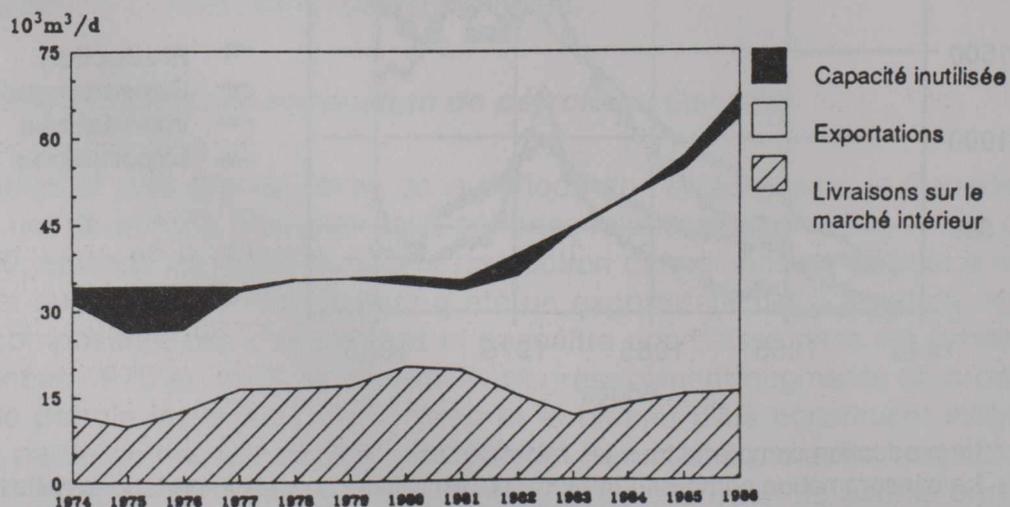
Figure 45 : Capacité de production de brut léger du Canada, 1974-1986



Note : La capacité ne comprend pas le propane, le butane et l'éthane, ainsi que le solvant utilisé dans le transport du brut lourd par pipeline.

Source : EMR, 1987b, page 5.

Figure 46 : Capacité de production de brut lourd du Canada, 1974-1986

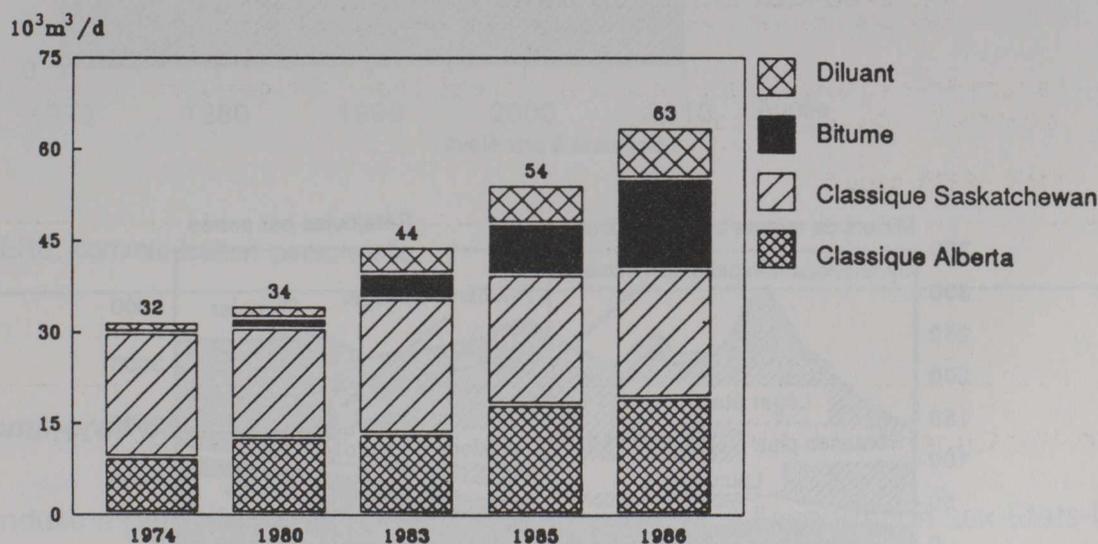


Source : EMR, 1987b, page 6.

La faible remontée de la capacité de production de brut léger, comme l'indique la figure 45 pour les années 1984 et 1985, tient principalement à l'expansion de la production de *Norman Wells* dans les Territoires du Nord-Ouest. En 1986, la capacité de production dans l'Ouest canadien a repris sa tendance à la baisse.

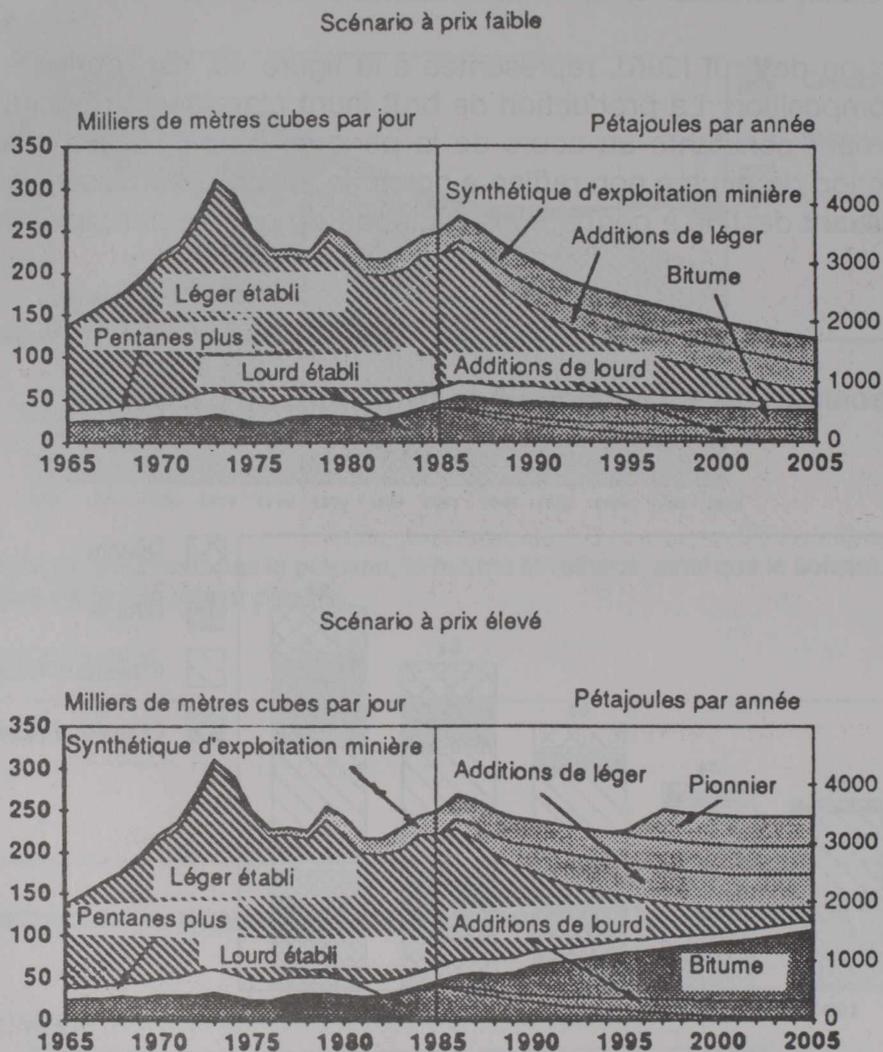
La production de brut lourd, représentée à la figure 46, est reprise à la figure 47 qui en donne la composition. La production de brut lourd classique en Saskatchewan est demeurée relativement constante au cours de la période, tandis qu'elle a augmenté en Alberta. La production de bitume non raffiné a connu la plus forte croissance tout comme la production de diluant destiné à permettre le transport du pétrole par pipeline.

Figure 47 : Composition de la production de brut lourd du Canada



Source : EMR, 1987b, page 6.

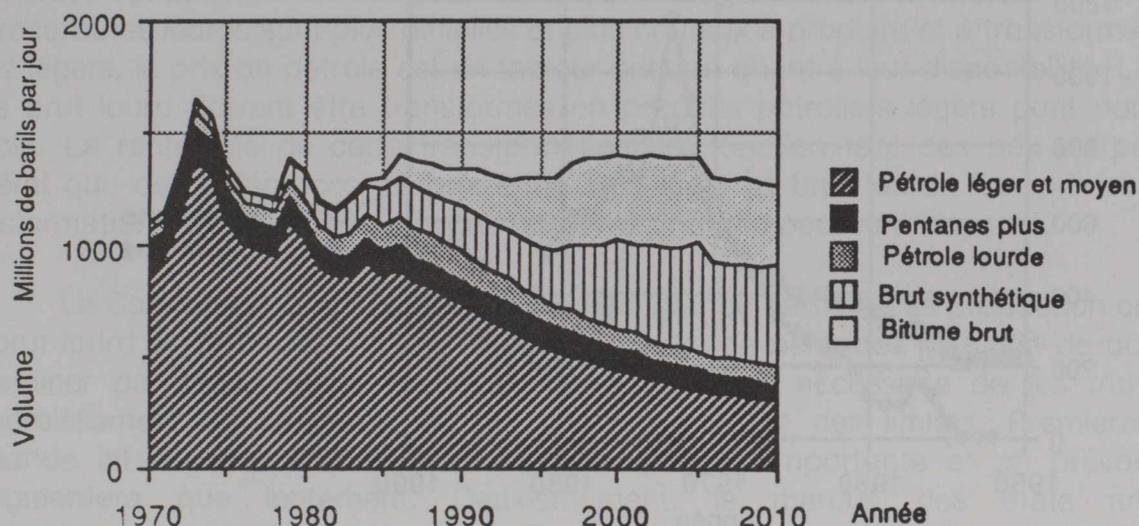
La capacité future de production de pétrole du Canada a été évaluée par l'ONE dans deux scénarios de prix pour une période se terminant en l'an 2005, lesquels scénarios couvrent, selon l'Office, la plage des prix internationaux futurs. Même si l'ONE reconnaît que les prix pourraient fluctuer au-delà et en deçà des limites de cette plage, il considère que les deux scénarios couvrent la gamme des prix du pétrole susceptibles d'être soutenus. Le scénario à prix faible est basé sur le prix du brut intermédiaire du Texas occidental (BITO), à Chicago, qui atteindra 18 \$ US le baril (en dollars US constants de 1986) en 1995 et demeurera constant en dollars courants par la suite. Le scénario à prix élevé s'appuie sur un prix de 27 \$ US le baril à compter de 1995. La figure 48 donne les projections résultantes de l'ONE relativement à l'offre future de brut canadien jusqu'en 2005 selon les deux scénarios de prix.

Figure 48 : Offre future de brut indigène suivant deux scénarios de prix


Source : ONÉ, 1986, page 87.

En 1986, l'Alberta assumait 83 % de la production de pétrole classique au Canada et 100 % de la production de bitume et de brut synthétique, soit l'équivalent de 88 % de la production totale de pétrole au Canada. La Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques a fait une projection de la production de pétrole de l'Alberta jusqu'en l'an 2010, comme l'indique la figure 49. La CCERE évalue la production de brut classique en l'an 2010 à seulement le tiers de sa valeur de 1986. La production de bitume, brut ou raffiné, constituera la plus grande partie de la production de pétrole de l'Alberta au début du siècle prochain.

Figure 49 : Projection de la production de pétrole de l'Alberta jusqu'en l'an 2010



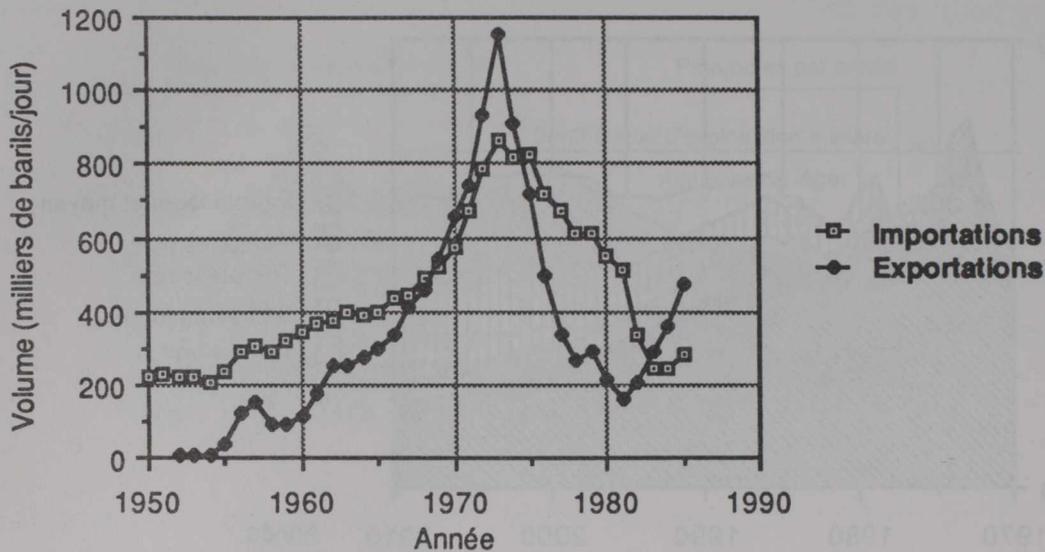
Source : CCERE, communication personnelle.

E. Le commerce pétrolier canadien

L'industrie pétrolière canadienne a utilisé ses ventes à l'exportation aux États-Unis pour promouvoir son développement. À certaines époques une proportion importante de la production de pétrole brut et de gaz naturel de l'Ouest canadien a été vendue aux États-Unis. Le Canada oriental a traditionnellement satisfait ses besoins en pétrole grâce aux importations d'outre-mer. Ainsi le pétrole brut a toujours été une composante majeure du commerce canadien des produits énergétiques, même pendant les périodes où le pays a maintenu une approximative autosuffisance nette en pétrole. La perspective pour les années 1990 est un accroissement de nos importations de brut léger dont le volume devrait dépasser celui des exportations de pétroles plus lourds aux États-Unis.

La figure 50 présente l'évolution des importations et des exportations canadiennes de brut depuis 1950. Même lorsque le Canada était un important pays exportateur net de brut en 1973, il en importait néanmoins des quantités substantielles. Cette configuration, avec exportation de brut du Canada occidental aux États-Unis équilibrée par des importations de brut au Canada oriental depuis des pays d'outre-mer, s'est maintenue pendant une bonne partie de la période d'après-guerre.

Figure 50 : Exportations et importations canadiennes de pétrole brut depuis 1950



Source : APC, non daté, tableau 2, section VIII; tableau 1, section XI.

F. Équilibrer l'offre et la demande futures de pétrole

Pour ce qui est de la disponibilité du brut léger, le Canada peut envisager un plus grand nombre de choix que de nombreux autres pays. Il faut étudier tant l'aspect offre que l'aspect demande de l'équation pétrolière.

En termes d'offre, le Canada dispose de deux moyens pour accroître la disponibilité du brut léger, abstraction faite de ce qui reste à récupérer dans le bassin sédimentaire de l'Ouest. L'offre en brut léger classique peut être accrue par la mise en valeur de nouvelles réserves dont l'existence a été établie au large de la côte Est et dans le Nord. Ces gisements sont coûteux à exploiter et jusqu'ici les quantités découvertes de pétrole récupérable ne suffisent pas pour soutenir un niveau de production permettant de compenser la diminution projetée des quantités livrables de brut léger au Canada occidental. Néanmoins le pétrole des régions pionnières peut permettre de réduire le taux auquel le Canada deviendra dépendant du brut léger d'outre-mer.

L'industrie pétrolière doit atteindre les taux de récupération les plus élevés possibles lors de l'extraction de nos ressources pétrolières classiques et c'est là qu'interviennent les méthodes de récupération assistée permettant d'accroître l'efficacité de l'utilisation de ces ressources. De faibles prix du pétrole rendent toutefois cet objectif plus difficile à atteindre puisque la récupération assistée est une méthode plus coûteuse de maximisation de la récupération du brut en place. La récupération assistée ajoute de

manière incrémentielle à la production de pétrole sur de longues périodes de temps; une fois de plus son effet sera de ralentir la diminution de production de brut léger, et non de l'inverser.

L'autre manière d'accroître l'offre consiste à mettre en valeur les immenses ressources canadiennes de bitume et les importants gisements de brut lourd. Puisque ces hydrocarbures lourds sont plus difficiles et plus coûteux à produire et à transformer que les bruts légers, le prix du pétrole est un facteur critique quant à leur disponibilité. Le bitume et le brut lourd doivent être transformés en produits pétroliers légers dont nous avons besoin. La rentabilité de cette transformation est fonction tant des prix du pétrole en général que des différences de prix entre brut léger et brut lourd. Aux prix récents, la transformation de ces pétroles n'a pas constitué une perspective attrayante.

Le Canada exporte actuellement la plus grande partie de sa production croissante de brut lourd et de bitume en les diluant au moyen de pentanes plus afin de pouvoir les acheminer par pipeline aux États-Unis sans qu'il soit nécessaire de les transformer. L'accroissement de ce genre de production comporte des limites. Premièrement, la demande intérieure pour ces bruts lourds n'est pas importante et on prévoit qu'elle n'augmentera que lentement. Deuxièmement, le marché des états américains septentrionaux pourrait devenir saturé. Troisièmement, il pourrait exister des limites quant aux quantités de diluants disponibles pour l'acheminement par pipeline du brut lourd et du bitume non traités. Un accroissement continu de la production canadienne de bitume et de brut lourd est ultimement lié au développement d'installations de transformation au pays même (en plus des actuelles installations de transformation des usines intégrées de transformation des sables bitumineux de la *Syncrude* et de la *Suncor*).

Si des installations plus importantes de traitement de combustibles tirés des pétroles lourds peuvent être construites, les ressources canadiennes en hydrocarbures lourds pourraient adéquatement satisfaire pendant des décennies la demande du pays en produits pétroliers.

Si l'on examine la question de la restriction de la demande pétrolière, le Canada dispose ici encore d'une gamme de choix: l'économie, l'utilisation d'autres formes classiques d'énergie comme le gaz naturel et le charbon à titre de substituts du pétrole et l'exploitation de nouvelles formes d'énergie — principalement les approvisionnements en énergie renouvelable — en remplacement du pétrole. Un appui en RDD aux technologies innovatrices dans le domaine de l'énergie est nécessaire pour la réduction des coûts de ces options et pour accroître l'efficacité de l'utilisation de l'énergie.

Malgré des prix plus faibles du pétrole, il persiste encore des occasions rentables d'économiser ce produit. Les avantages cumulés de l'économie peuvent être très impressionnants. Aux États-Unis la consommation totale d'énergie en 1985 n'était pas plus élevée qu'en 1973 et l'utilisation du pétrole était à la baisse. Ce résultat a été obtenu en dépit d'un accroissement de la population et d'une croissance économique. L'économie reste l'une des stratégies les plus efficaces de modification de la demande de pétrole.

Le Canada a encouragé le remplacement du pétrole par d'autres formes d'énergie. En 1986, moins de 1 % de l'électricité produite au Canada l'était par combustion de pétrole; la production d'électricité par les centrales alimentées au charbon et à l'énergie nucléaire a augmenté en remplacement de l'utilisation du pétrole. Le prolongement du réseau de distribution de gaz naturel au Québec a été un important facteur du succès de la réduction dans cette province de la dépendance à l'endroit des produits pétroliers. La mise en valeur du champ de gaz naturel *Venture* au large de la Nouvelle-Écosse ou le prolongement du réseau de distribution de gaz jusqu'au Canada de l'Atlantique présenteraient semblablement des occasions de remplacement du pétrole dans les régions du pays (le nord excepté) qui dépendent encore le plus de cette forme d'énergie.

Les nombreuses possibilités qui s'offrent au Canada dans le domaine du développement de sources d'énergie de remplacement ont été résumées dans l'étude antérieure du Comité spécial de la Chambre des communes sur l'énergie de remplacement du pétrole (*Énergies de remplacement*, 1981). Cette étude démontre que les options ne manquent pas quoiqu'elles soulèvent certainement des questions de coûts et des contraintes budgétaires. Certaines de ces solutions de remplacement n'auront que dans plusieurs années une influence importante sur le système énergétique canadien. D'autres ont déjà été développées au point où elles sont techniquement disponibles aujourd'hui même, selon les prix de l'énergie. Il est particulièrement important de poursuivre les travaux de RDD nécessaires pour faire progresser ces solutions de remplacement vers le stade de l'utilisation commerciale afin que le Canada dispose à l'avenir d'un éventail de possibilités en matière d'énergie.

POUR L'AVENIR DU CANADA, LA PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE STRATÉGIQUE

A. Qu'entend-on par la sécurité des approvisionnements pétroliers?

L'expression «sécurité des approvisionnements» est fréquemment utilisée mais rarement définie. Aux fins de l'établissement de politiques il est important que le sens de ce concept soit clair. EMR en proposait la définition suivante dans le récent rapport intitulé «*Sécurité de l'énergie au Canada*».

La sécurité des approvisionnements comporte deux volets : les volumes disponibles d'une part et les hausses de prix consécutives à une réduction des approvisionnements d'autre part. Dans le premier cas, les Canadiens peuvent prétendre à la sécurité des approvisionnements pétroliers s'ils ont l'assurance que, dans une situation d'urgence, ils pourront obtenir le pétrole dont ils ont besoin pour maintenir leur activité économique, leur confort et leur mobilité à un niveau acceptable. En ce qui concerne les effets d'une réduction des approvisionnements sur les prix, la sécurité consiste à protéger l'économie contre une flambée du prix du pétrole (et de ses proches substituts) qui, comme nous l'a appris l'expérience des vingt dernières années, peut transformer radicalement les conditions des échanges commerciaux et réduire le revenu national (EMR, 1987a, p. ii).

Le Comité est d'accord avec cette définition plutôt technique de la sécurité des approvisionnements, mais en prolongerait la description. Le pétrole n'est pas une composante isolée du système énergétique canadien, mais plutôt un aspect d'un complexe système intégré. À notre avis, la sécurité des approvisionnements pétroliers s'améliore à mesure que l'importance relative du pétrole dans le marché énergétique canadien est réduite et que se multiplient les occasions de substitution d'un combustible pour un autre. Les économies d'énergie, le remplacement de combustibles, et l'exploitation de formes d'énergie non classiques contribuent à la sécurité des approvisionnements pétroliers en rendant moins pressante la nécessité d'importer du pétrole. Les économies et l'introduction de formes d'énergie renouvelables ainsi que de nouvelles technologies énergétiques peuvent être recherchées dans toutes les régions du pays. En d'autres termes, la sécurité des approvisionnements pétroliers devrait être envisagée dans le cadre d'un système énergétique national élastique, qui tendrait à l'avenir à réduire les actuelles disparités régionales marquées quant aux approvisionnements en énergie.

B. Le rôle du gouvernement

Les options du gouvernement en matière de politiques couvrent tout le spectre, depuis une politique de laissez-faire jusqu'à un prix administré du pétrole accompagné de taxes et de programmes de compensation. Ni l'une ni l'autre des situations extrêmes ne semble souhaitable ou réaliste. Le démantèlement du Programme national de l'énergie a

marqué une nouvelle approche de la politique énergétique canadienne, qui la rend beaucoup plus sensible aux développements sur les marchés internationaux du pétrole — une perspective introduite non seulement par une préférence pour des marchés plus libres, mais aussi par l'impossibilité, à toutes fins pratiques, de maintenir un prix administré du pétrole qui dépassait rapidement le prix international dont dépendent ultimement les importations, les exportations et les transactions privées.

Dans les circonstances énormément différentes de 1987, un système de prix administré ne semble guère souhaitable. Le Comité recherche plutôt des solutions compatibles tant avec la réorientation récente de la politique énergétique canadienne qu'avec les dures réalités du marché international du pétrole. Ces solutions englobent la possibilité d'augmentations marquées du prix au début des années 1990, mais de prix actuels inférieurs à ceux qui permettraient de mettre en exploitation de nouvelles réserves canadiennes majeures à temps pour faire face au déficit croissant en brut léger.

Pour cette raison, l'approche du laissez-faire, quoique attrayante pour les théoriciens, ne permet pas d'assurer l'autosuffisance du Canada en brut léger dans les années 1990 et après; c'est l'une des préoccupations fondamentales de l'étude du Comité.

Le Comité a par conséquent, pris en considération un éventail de choix de politiques «intermédiaires» et recommandé, le cas échéant, que certaines mesures soient prises.

1. Une réserve stratégique de pétrole

Le gouvernement fédéral devrait constituer une réserve stratégique de pétrole. Sans égard aux politiques mises en oeuvre pour promouvoir la découverte et la mise en valeur de nouvelles réserves, une réserve stratégique de pétrole qui assurerait des approvisionnements pour 90 jours aux raffineries du Canada oriental, constituerait une protection immédiate contre une soudaine insuffisance des approvisionnements, possibilité qui n'est pas invraisemblable considérant l'instabilité politique des états arabes producteurs de pétrole.

Le pétrole de cette réserve devrait être acheté aux prix actuels sur le marché et provenir des sources d'approvisionnements présentant le meilleur rapport coût/efficacité.

La sécurité des approvisionnements pétroliers est déjà assurée dans les provinces de l'Ouest. La réserve constituée devrait être située de manière à assurer un accès rapide aux raffineries des régions de l'Atlantique et du centre qui dépendent déjà, ou pourraient dépendre à l'avenir, de sources d'approvisionnements d'outre-mer. Comme dans le cas d'autres genres d'assurances, les coûts devraient incomber à ceux qui sont protégés par la politique — les consommateurs de pétrole. Cette réserve stratégique de pétrole pourrait être constituée au moyen d'une taxe de 1 cent le litre perçue au niveau de la raffinerie. À un taux de 1 cent par litre, la réserve grossirait à un rythme qui devrait correspondre à peu près à l'augmentation des importations nettes de brut léger du Canada, du moins à moyen terme.

Même si une réserve stratégique de pétrole était utilisée aux raffineries des régions du centre et de l'Atlantique dans l'éventualité d'une perturbation des approvisionnements pétroliers d'outre-mer, le Canada occidental en profiterait également. Il existe des plans d'urgence prévoyant le rationnement du pétrole au Canada si les importations doivent être réduites. Dans la mesure où une réserve de pétrole rendrait le rationnement moins rigoureux, les consommateurs d'un océan à l'autre en profiteraient et le Canada occidental devrait expédier moins de son pétrole à l'est du pays dans le cadre d'un plan national de répartition du pétrole. Bien que le Canada jouisse aujourd'hui d'une autosuffisance nette en pétrole, la production de l'Ouest diminuera alors que la demande canadienne totale augmentera. Il n'existera pas toujours un surplus disponible de pétrole de l'Ouest à acheminer par pipeline aux marchés du Canada oriental.

2. Les avenues possibles d'une politique gouvernementale

Deux des approches qu'il vaut mieux éviter sont la fourniture de fonds d'investissement à même le trésor fédéral (parce qu'il n'y a pas assez d'argent pour satisfaire à toutes les demandes) et le fait de placer le gouvernement dans une position où il doit choisir des gagnants et des perdants.

Les garanties d'emprunt pour les grands projets éliminent la nécessité de l'octroi de subventions directes. Elles sont relativement sûres; un projet doit devenir un désastre financier important avant qu'en dernier recours les banques décident la saisie (comme en atteste l'épopée de la *Dome Petroleum*), de sorte qu'il est relativement peu vraisemblable de se retrouver dans l'obligation de payer. Toutefois, une telle garantie est souvent la seule avenue qui permettra au marché des capitaux d'avancer les fonds nécessaires pour une entreprise plausible mais à risque élevé. La position du gouvernement peut être davantage renforcée en exigeant des sociétés qu'elles engagent une proportion importante de leur propre capital dans le coût total d'un projet avant d'accorder des garanties d'emprunt visant les fonds empruntés qui seraient nécessaires pour parfaire la différence.

La question suivante qui se pose est celle des projets acceptables. La réponse est difficile à formuler. Bien que le gouvernement puisse à l'occasion jouer le rôle de souscripteur à forfait, il n'est pas nécessairement de la compétence du gouvernement de choisir gagnants et perdants dans une industrie hautement technique et imprévisible.

Il y a un large éventail d'instruments de politique fiscale à la disposition du gouvernement. Le système politique canadien a traditionnellement tenté d'influencer le comportement économique par l'entremise de mesures incitatives dans le cadre du système de l'impôt sur le revenu. Il serait relativement facile et très logique de rendre disponibles des incitations fiscales avec l'intention déclarée d'établir de nouvelles réserves de pétrole partout où cela pourrait être accompli dans le pays.

Des crédits d'impôt plus élevés, une dépréciation accélérée et le «superépuiement» sont tous des possibilités familières. Toutefois, l'extension de telles mesures est fondamentalement incompatible avec l'objectif d'une réforme fiscale qui vise à réduire ou à éliminer un grand nombre des traitements fiscaux préférentiels dont jouissent divers

secteurs de l'économie. En recommandant de meilleurs stimulants fiscaux, le Comité rendrait le mauvais service d'accentuer la pente d'un «terrain» qu'on cherche par ailleurs beaucoup à aplanir.

Un moyen beaucoup plus net et plus direct d'influencer les comportements est la subvention versée comptant. Les subsides accordés à des projets privilégiés amorcés dans le secteur privé permettent nettement de tenir une comptabilité claire de ce qui a été accompli avec l'argent des contribuables comme l'a noté le Vérificateur général. Toutefois les actuelles contraintes fiscales limitent le caractère pratique de cette approche. Le déficit est déjà trop important. Des dépenses accrues devraient être financées au moyen de nouvelles taxes ou de taxes plus élevées. Au cours des derniers 18 mois on a assisté au démantèlement du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) et à la disparition des subventions qu'il prévoyait ainsi que de l'Impôt sur les revenus pétroliers (IRP) qui devait servir à son financement. Il ne serait pas opportun d'introduire un programme analogue de subventions et d'impôts.

Une solution de remplacement aux subventions accordées au secteur privé consisterait en ce que le gouvernement effectue lui-même les travaux par l'entremise d'un organisme d'état. Cette option n'est pas recommandée. Non seulement serait-elle incompatible avec la poussée générale des actuelles politiques gouvernementales et initiatives de privatisation, mais les entreprises d'état sont sujettes à une inefficacité inhérente résultant de l'absence de responsabilité; les corporations de la Couronne ne risquent jamais une révolte de leurs actionnaires.

3. Le gouvernement, courtier en pétrole

Une des suggestions les plus innovatrices reçues par le Comité a été formulée lors d'une des séances par une société pétrolière canadienne (*Husky Oil*, 1987). L'entreprise soutenait que les sociétés pétrolières canadiennes doivent avoir la certitude d'un prix garanti afin d'entreprendre les mégaprojets qu'exige la mise en valeur de nouvelles réserves pétrolières.

Si le gouvernement fédéral s'engageait par contrat à acheter du pétrole à des prix garantis, les sociétés pétrolières feraient des offres pour la vente au prix le plus bas possible. Contrat en main, les entreprises gagnantes entreprendraient leurs projets avec une certitude quant au prix qui générerait le financement sur le marché des capitaux privés.

Le gouvernement achèterait à contrat une quantité équivalente à 20 à 30 % de la demande projetée de pétrole et se trouverait dans la position de pouvoir revendre le pétrole plus tard ou d'en garder une partie à titre de réserve stratégique, ou encore de profiter de ces deux possibilités. Il a été suggéré que toute perte encourue par le gouvernement pourrait être couverte par une taxe générale sur le pétrole en cents par litre, et il resterait une possibilité de profit si le prix du pétrole devait devenir supérieur au prix prévu au contrat.

La principale objection à cette proposition découle du fait que le Comité ne souhaite pas voir le gouvernement devenir un courtier en pétrole.

Le Comité a également examiné le fonctionnement de divers éventuels programmes de stabilisation et comparé les aspects théoriques et pratiques de cette idée à l'aide accordée aux agriculteurs dans le cadre des actuels programmes de soutien des prix. Suite à la récente expérience canadienne en matière de prix administrés du pétrole, et désirant éviter le rôle de stabilisateur des prix et de courtier en pétrole, le Comité ne croit pas que de tels programmes seraient appropriés.

Il pourrait toutefois s'avérer possible de suivre les prix du pétrole tout en gardant à l'esprit la possibilité de garanties d'emprunt pour les grands projets si le prix devait tomber en deçà d'un niveau convenu. Cela pourrait compenser le peu d'empressement du marché des capitaux privés à fournir le financement nécessaire pour l'accroissement des réserves (qui est important pour le pays) pendant des périodes où le prix et la profitabilité faiblissent et où le risque devient plus grand.

ANNEXE A

DEUX DISSENSIONS

Exposé du député de Cape Breton-The Sidneys

Le Comité a tiré deux conclusions logiques à la lumière de la documentation recueillie : il existe une propabilité croissante en fonction du temps, d'une perturbation grave des approvisionnements internationaux de pétrole; et une approche de laissez-faire au développement économique n'assurera pas l'autosuffisance future du Canada en brut léger. Malheureusement les recommandations du Comité ne visent pas, et il s'en faut de beaucoup, les problèmes reconnus dans le rapport.

L'accent que met le Comité sur une réserve stratégique de pétrole appartenant au gouvernement est hors de propos et détourne l'attention de la question sous-jacente — notre dépendance à l'égard du brut léger d'outre-mer dont les approvisionnements seront de plus en plus assurés par les pays de l'OPEP à mesure que diminue la production en mer du Nord. Le Canada, les États-Unis et d'autres pays industrialisés seront forcés d'importer une part progressivement plus importante de leurs besoins en pétrole du Moyen-Orient où règne l'instabilité politique. Une réserve stratégique de pétrole est un mécanisme à court terme pour faire face à une urgence et non une politique de réponse au problème à long terme que constitue l'approvisionnement en pétrole.

Je me réjouis que le Comité soutienne avec fermeté les recherches et le développement à l'appui des économies d'énergie et des technologies classiques et non classiques en matière d'énergie. Le Comité n'a pas toutefois franchi l'étape logique suivante consistant à promouvoir des projets choisis de mise en valeur dans le domaine de l'énergie qui sont clairement dans l'intérêt national. Le Canada oriental est vulnérable à une perturbation des approvisionnements en pétrole d'outre-mer — pourquoi le Comité n'a-t-il pas formulé clairement un appui à la mise en oeuvre du projet Hibernia? Le Comité a raté deux occasions de promouvoir efficacement l'utilisation du méthanol et de l'éthanol comme agents de mélange dans les carburants, ce qui accroîtrait les stocks canadiens d'essence d'une part et fournirait d'autre part un produit de remplacement du plomb facilement disponible comme antidétonant. Seule une subvention modeste du fédéral pendant une durée limitée serait nécessaire. Le gouvernement fédéral subventionne le système énergétique classique; pour quelle raison refuser un appui analogue à la mise en valeur de formes d'énergie renouvelable?

Le rapport affirme qu'il n'est pas du ressort du gouvernement de choisir gagnants et perdants dans le secteur de l'énergie. Le gouvernement fédéral choisit gagnants et perdants dans d'autres domaines de l'économie canadienne — pourquoi la même attitude ne convient-elle pas dans le cas de l'énergie qui est vitale à notre bien-être futur? Le rapport conclut également qu'un organisme d'état comme Pétro-Canada ne devrait pas être utilisé pour favoriser l'atteinte des objectifs fédéraux en matières d'énergie en raison

de «l'inefficacité inhérente des entreprises d'état». Si la solution de remplacement consiste à dépendre de l'industrie pétrolière pour agir au mieux des intérêts à long terme du Canada, je préfère m'accommoder d'un peu «d'inefficacité inhérente».

Je ne suis pas d'accord avec la recommandation n° 6 par laquelle le Comité appuie l'exploration et la mise en valeur pétrolières dans l'*Arctic National Wildlife Refuge* en Alaska. Si un lien par pipeline depuis la vallée du Mackenzie jusqu'à la frontière de l'Alaska doit être établi pour la mise en valeur des ressources pétrolières de l'ANWR, je suis également en désaccord avec la recommandation n° 5.

Le présent rapport souligne clairement la possibilité de sérieuses difficultés pour l'approvisionnement futur du Canada en brut léger. Les recommandations du Comité ne sont pas à la hauteur du problème.

Exposé du député de Vancouver-Kingsway

Je suis d'accord avec la conclusion du Comité à l'effet que l'énergie est plus qu'un bien économique et que, même si les mécanismes du marché existeront toujours, le gouvernement fédéral doit influencer la mise en valeur des sources d'énergie canadiennes.

Pour ce qui est du rôle légitime du gouvernement fédéral dans la mise en valeur des ressources énergétiques canadiennes, j'attire l'attention du Comité sur l'extrait suivant de la Dissension au Rapport du Conseil économique du Canada pour 1986, par Diane Bellemare, Pierre Fortin et K. Kaplansky :

... assurément l'histoire du siècle passé, les leçons de la grande dépression et des crises internationales répétées devraient nous apprendre qu'un gouvernement aux assises démocratiques doit disposer d'un éventail de leviers pour la protection de la santé d'une société tout en encourageant l'initiative privée et la liberté individuelle face aux menaces éventuelles des «forces du marché» débridées et fréquemment manipulées. (Traduction libre)

Tout comme le Comité, je suis également préoccupé par la détérioration des approvisionnements du Canada en brut léger produit au pays et par le fait que le Canada devra planifier pour les années 1990, la mise en valeur de certaines sources d'approvisionnements dans les régions pionnières ou la transformation de notre brut lourd, ou les deux. Néanmoins, alors qu'une forme stable d'impôt sur les sociétés est souhaitable, les gouvernements ont le droit de retirer de justes avantages économiques de ces ressources puisque après tout c'est le public canadien qui en est le propriétaire.

Je m'oppose vigoureusement à la recommandation du Comité concernant la planification d'un corridor de transport de la vallée du Mackenzie à la frontière de l'Alaska. Cette question a été réglée il y a 10 ans lorsque l'Office national de l'énergie — après des audiences exhaustives auxquelles témoignaient les spécialistes éminents dans le domaine — rejetait l'idée pour des raisons environnementales.

Le Comité recommande également que le Canada appuie la politique américaine malavisée de mise en valeur de l'*Arctic National Wildlife Refuge* en Alaska. Premièrement, la mise en valeur de l'ANWR influencerait la harde de caribous *Porcupine* et par conséquent les intérêts des autochtones septentrionaux du Canada dont l'existence dépend en partie du caribou. Deuxièmement, la politique officielle du gouvernement du Canada s'oppose à l'exploitation de l'ANWR. Dans l'intérêt du Canada rien ne justifie la modification de cette politique.

J'ajouterai que le présent rapport rassemble d'abondants renseignements utiles sur l'offre et la demande de pétrole au Canada et dans le monde.

ANNEXE B

LISTE DES TÉMOINS

Première Session Trente-troisième législature

Fascicule n°	Date	Témoins
13	03-06-86	<p>Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (Alberta)</p> <p>Vern Millard président</p> <p>Frank Mink gérant Section économique</p>
14	05-06-86	<p>Office national de l'énergie</p> <p>Roland Priddle président</p> <p>William Scotland vice-président associé</p> <p>M. Peter Miles directeur exécutif Réglementation de l'énergie</p> <p>Alan Hiles directeur Direction des approvisionnements énergétiques</p> <p>Ross White directeur Direction du pétrole</p>

**Première Session
Trente-troisième législature**

Fascicule n°	Date	Témoins
17	17-06-86	<p>Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources Commission géologique du Canada Secteur des sciences de la terre</p> <p>M. John Fyles géologue en chef (Ottawa)</p> <p>M. Walter Nassichuk directeur Institut de géologie sédimentaire et pétrolière (Calgary)</p> <p>M. Richard Procter directeur exécutif Secrétariat de l'évaluation des ressources en hydrocarbures (Calgary)</p>

**Deuxième Session
Trente-troisième législature**

Fascicule n°	Date	Témoins
3	24-11-86	<p>Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources</p> <p>L'honorable Marcel Masse Ministre</p> <p>Martha Musgrove directeur général Direction du gaz naturel</p>

**Deuxième Session
Trente-troisième législature**

Fascicule n°	Date	Témoins
5	02-12-86	<i>Husky Oil Ltd.</i> Art Price président Jan DeJong directeur Ingénierie frontalière
6	21-01-87	<i>Inter-City Gas Corporation</i> Wayne Harding vice-président <i>U.S. Corporate Development</i> <i>Inter-City Gas Resources</i> Peter Krenkel vice-président Opérations
6	22-01-87	<i>Trans Canada Pipe Lines</i> Gerald J. Maier président—directeur général Jim Cameron vice-président exécutif <i>Western Gas Marketing Limited</i> Ken Orr président et chef de l'exploitation

**Deuxième Session
Trente-troisième législature**

Fascicule n°	Date	Témoins
7	05-02-87	Office national de l'énergie Roland Priddle président M. Peter Miles directeur général Réglementation de l'énergie Mark Segal directeur Direction de l'économique Alan Hiles directeur Direction des approvisionnements énergétiques Ross White directeur Direction du pétrole Ken Vollman directeur général Réglementation des pipelines Sandra Fraser conseiller juridique
8	10-02-87	Polar Gas Project John Holding président Ollie Kaustinen vice-président Génie civil

**Deuxième Session
Trente-troisième législature**

Fascicule n°	Date	Témoins
8	10-02-87	<p><i>Tennessee Gas Transmission</i></p> <p>Richard Snyder directeur Planification à long terme</p> <p>Jim Keys vice-président Énergie internationale</p>
9	19-02-87	<p>Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources</p> <p>Len Good sous-ministre associé Programme de l'énergie</p> <p>David Oulton directeur général Direction du pétrole Secteur des ressources énergétiques</p> <p>Peter Dyne directeur général Bureau de recherche et développement énergétiques Secteur de recherche et technologie</p> <p>Gavin Currie directeur général Groupe de planification d'urgence sur l'énergie Secteur des ressources énergétiques</p>

**Deuxième Session
Trente-troisième législature**

Fascicule n°	Date	Témoins
9	19-02-87	<p>Maureen Dougan agent principal des relations multilatérales Division de l'énergie, relations multilatérales et bilatérales Direction de l'énergie, relations internationales Secteur de la politique, des programmes et des économies de l'énergie</p>
11	05-03-87	<p><i>Georgetown Center for Strategic and International Studies</i></p> <p>M. Henry M. Schuler</p>
12	10-03-87	<p>Compagnie Pétrolière Impériale Ltée</p> <p>Robert B. Peterson vice-président exécutif et directeur général</p> <p>Jim Hughes directeur Perspectives de l'énergie et de l'industrie Service de la coordination et de la planification de l'exploitation</p>
13	24-03-87	<p><i>Texaco Canada Resources</i></p> <p>William A. Gatenby président—directeur général</p>

**Deuxième Session
Trente-troisième législature**

Fascicule n°	Date	Témoins
13	24-03-87	Jack D. Beaton directeur général Finance et planification Orville C. Windrem vice-président
18	30-04-87	Société d'Énergie Solaire du Canada Inc. Doug Lorriman président Jeff Passmore vice-président Bill Eggertson directeur général

ANNEXE C

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

Les députés qui ont participé à l'étude du Comité

Présidente

Barbara Sparrow (Calgary-Sud)

Vice-président

Aurèle Gervais (Timmins - Chapleau)

Paul Gagnon (Calgary-Nord)

Russell MacLellan (Cape Breton - The Sydneys)

Lawrence O'Neil (Cape Breton Highlands - Canso)

Bob Porter (Medicine Hat)

Ian Waddell (Vancouver - Kingsway)

Personnel

Dean Clay

Conseiller technique

Lawrence Harris

Économiste

Ellen Savage

Le greffier du Comité

ANNEXE D

UNITÉS ET FACTEURS DE CONVERSION

Cette discussion est reproduite avec certaines modifications de l'annexe A et du chapitre 2 du rapport de 1981 intitulé *Énergies de remplacement*, préparé par l'ancien Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole de la Chambre des communes.

Le système international d'unités

Un nouveau système d'unités a été adopté par la plupart des pays au cours des dernières années. Ce système de mesures, le plus précis jamais élaboré, est appelé Système international d'unités et s'abrège officiellement en SI (pour *Système international*) dans toutes les langues.

Le SI est fondé sur le système décimal des multiples de 10, mais n'est pas identique au système métrique puisqu'il exclut de nombreuses unités métriques tombées en désuétude et qu'il incorpore quelques unités, telles que la seconde, qui ne sont pas métriques. Le SI comprend sept unités de base, dont trois sont pertinentes pour le présent rapport. Il comprend également des unités dérivées dont cinq sont pertinentes pour la présente étude. Le tableau D-1 présente ces unités.

Tableau D-1 : Unités de base et unités dérivées du SI utilisées dans le présent rapport

Quantité	Nom/unité	Symbole
Unités de base		
Longueur	mètre	m
Masse	kilogramme	kg
Temps	seconde	s
Unités dérivées		
Surface	mètre carré	m ²
Volume	mètre cube	m ³
Densité	kilogramme par mètre cube	kg/m ³
Énergie	joule	J
Puissance	watt	W

L'ensemble SI tient compte d'une poursuite de l'utilisation de certaines unités non SI. L'hectare (ha) remplace généralement l'acre comme mesure de surface des étendues de terre et d'eau alors que le mètre carré est l'unité SI préférée pour les autres mesures de surface. Bien que la seconde soit l'unité SI de base pour le temps, d'autres unités telles que l'heure (h), le jour (d) et l'année (a) sont encore utilisées. Les degrés Celsius ($^{\circ}\text{C}$) continueront d'indiquer communément les températures alors que les températures Kelvin seront essentiellement reléguées au domaine scientifique.

Malheureusement il existe maintenant trois noms pour décrire la même quantité de masse, 1 000 kilogrammes : la tonne métrique (t), la tonne (t) et le mégagramme (Mg ou un million de grammes). Même si le mégagramme est l'expression SI correcte, elle ne bénéficie pas d'une utilisation très répandue et la «tonne» semble devoir prévaloir dans la documentation.

Énergie et puissance

En mécanique, on a tout d'abord défini l'énergie en termes de travail, c'est-à-dire le produit d'une force sur une distance. Dans le SI, l'unité d'énergie est le **joule** qui est défini comme la force d'un newton agissant sur une distance d'un mètre, ou

$$1 \text{ joule} = 1 \text{ newton-mètre.}$$

On a considéré que d'autres formes d'énergie étaient des quantités indépendantes et on a donc défini des unités de mesure distinctes pour les quantifier. On a ultérieurement découvert que l'énergie est conservée, ni créée ni détruite mais transformée d'une forme à une autre. Ainsi l'énergie n'est pas véritablement consommée, elle est exploitée. Un effet important de cette loi de la nature — la loi de la conservation de l'énergie — est qu'une unité de mesure, le joule, peut être utilisée pour quantifier toutes les formes d'énergie.

Dans un grand nombre de situations on s'intéresse au taux auquel l'énergie est fournie, transformée ou dissipée. La puissance mesure la rapidité avec laquelle l'énergie est fournie ou utilisée. Puisque tous les types d'énergie sont mesurables en joules, il s'ensuit que toutes les transformations de l'énergie ou que tous les taux d'utilisation peuvent être mesurés au moyen d'une même unité. Dans le SI, cette unité est le **watt**. Un watt est défini comme étant un joule d'énergie fournie par seconde, ou

$$1 \text{ watt} = 1 \text{ joule/seconde.}$$

Quand la puissance est produite à un taux constant, la quantité d'énergie produite en un temps donné est la suivante :

$$\text{énergie} = \text{puissance} \times \text{temps.}$$

En conséquence, 1 joule = 1 watt-seconde.

Préfixes SI

Comme le joule et le watt sont de petites mesures d'énergie et de puissance, on utilisera normalement des multiples de ces unités. Afin d'éviter les quantités encombrantes, le SI comprend un système de multiples décimaux exprimés par des préfixes et ajoutés aux noms des unités. Pour la présente étude, cinq préfixes suffisent pour la presque totalité des quantités dont il sera question; ils sont présentés au tableau D-2.

Tableau D-2 : Préfixes SI couramment utilisés

Préfixe SI	Symbole	Valeur	Exemple
kilo	k	10^3 (millier)	kilovolts (kV)
méga	M	10^6 (million)	mégatonnes (Mt)
giga	G	10^9 (milliard)	gigawatts-heures (GWh)
téra	T	10^{12} (billion)	téravatts (TW)
péta	P	10^{15} (mille billions)	pétajoules (PJ)

Facteurs de conversion

Les facteurs de conversion suivants sont soit exacts soit corrects pour les quatre premiers chiffres.

Distance

1 pied = 0,3048 mètre

1 mètre = 3,281 pieds

1 mille anglais = 1,609 kilomètre

1 kilomètre = 0,6214 mille anglais

Surface

1 pied carré = 0,09290 mètre carré

1 mètre carré = 10,76 pieds carrés

1 mille carré = 2,590 kilomètres carrés

1 kilomètre carré = 0,3861 mille carré

= 640 acres

= 247,1 acres

= 259,0 hectares

= 100 hectares

1 acre = 0,4047 hectare

1 hectare = 2,471 acres

Volume

1 pied cube = 0,02832 mètre cube

1 mètre cube = 35,31 pieds cubes
= 1 000 litres

1 baril américain = 0,1590 mètre cube

1 mètre cube = 6,290 barils américains

1 baril américain = 42 gallons américains
= 34,97 gallons impériaux

1 gallon américain = 3,785 litres

1 gallon impérial = 4,546 litres

Masse

1 tonne courte = 2 000 livres

= 0,9072 tonne

1 tonne = 2 205 livres
= 1 000 kilogrammes

= 1,102 tonne courte

1 livre = 0,4536 kilogramme

1 kilogramme = 2,205 livres

Énergie

1 British thermal unit = 1 054 joules

1 kilowattheure = 3 412 *British thermal units*
= 3 600 000 joules1 quad = 1 mille billions de *British thermal units*
= 10^{15} Btu = 1 054 pétajoules = 1054×10^{15} joules**Puissance**1 kilowatt = 1,341 cheval-vapeur
= 3 600 000 joules/heure

1 cheval-vapeur = 745,7 watts

1 *British thermal unit*/heure = 0,2931 watt

BIBLIOGRAPHIE

- 1) Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Alberta's Reserves of Crude Oil, Oil Sands, Gas, Natural Gas Liquids, and Sulphur at December 31, 1986*, 26^e ed., CCERE ST 87-18, Calgary, 1987a.
- 2) Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Energy Alberta 1986*, CCERE 87-40, Calgary, 1987b.
- 3) British Petroleum Company, *BP Statistical Review of World Energy*, Londres, juin 1986.
- 4) Brooks, David, *Zero Energy Growth for Canada*, McClellan and Stewart Limited, Toronto, 1981.
- 5) Canada, Énergie, Mines et Ressources, *La Sécurité énergétique au Canada : Document de travail*, Ottawa, juin 1987a.
- 6) Canada, Énergie, Mines et Ressources, Secteur des ressources énergétiques. — *Évaluation des choix en perspectives pour l'oléoduc Sarnia/Montréal*, Ottawa, juin 1987b.
- 7) Canada, Énergie, Mines et Ressources, Secteur des ressources énergétiques, Direction du pétrole, *Mise à jour de l'offre et de la demande mondiales de pétrole*, vol. 5, Ottawa, juin 1987c.
- 8) Canada, Énergie, Mines et Ressources, Section de la statistique énergétique, *Guide statistique sur l'énergie*, Ottawa, non daté
- 9) Canada, Chambre des communes, Comité spécial de l'énergie de remplacement de pétrole, — *Les énergies de remplacement*, Approvisionnement et Services Canada, Ottawa, mai 1981.
- 10) Canada, Chambre des communes, Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources — *Les mélanges alcool-essence : du nouveau dans les carburants*. Procès-verbaux et témoignages, 1^{re} session, 33^e législature, fascicule n^o 4, Approvisionnement et Services Canada, 1986.
- 11) Canada, Office national de l'énergie, — *L'Énergie au Canada, Offre et demande 1985-2005*, Ottawa, octobre 1986.
- 12) Canada, Office national de l'énergie, — *L'Énergie au Canada, Offre et demande 1983-2005*, Rapport technique, septembre 1984.
- 13) Canada, Office national de l'énergie, — *Rapport à l'Honorable ministre de l'Énergie, des mines et des ressources au sujet de l'exportation de pétrole*, octobre 1974.

- 14) Canada, Statistique Canada, — *Bulletin trimestriel, Disponibilité et écoulement d'énergie au Canada*. Catalogue 57-003, vol. 10, n° 4, août 1986.
- 15) Association pétrolière du Canada, *Statistical Handbook*, Calgary, non daté.
- 16) DeGolyer et MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics 1985*, Dallas, novembre 1985.
- 17) Grayson, Leslie E., *National Oil Companies*, John Wiley and Sons, Toronto, 1981.
- 18) Hunt, John M., *Petroleum Geochemistry and Geology*, W.H. Freeman and Company, San Francisco, 1979.
- 19) Husky Oil Ltd., *Mémoire présenté au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources*, Ottawa, 2 décembre, 1986.
- 20) Compagnie Pétrolière Impériale Ltée. — *Mémoire présenté au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources sur les répercussions des bas prix mondiaux du pétrole sur l'offre et la demande au Canada et sur l'industrie pétrolière canadienne*, Ottawa, mars 1987.
- 21) Agence internationale de l'énergie, — *Politiques et programmes énergétiques des pays membres de l'AIE : examen 1985*, Paris 1986.
- 22) Lee, P.J. et al, *Conventional Oil Resources of Western Canada (light and medium gravity)*, Panel Report 85-02, Petroleum Resource Appraisal Secretariat, Institut de géologie sédimentaire et pétrolière, Commission Géologique du Canada, Ottawa, 1985.
- 23) McCain, William D. Jr., *The Properties of Petroleum Fluids*, Petroleum Publishing Company, Tulsa, 1973.
- 24) Meyer, R.F. and C.J. Schenk, «Estimate of World Heavy Crude Oil and Natural Bitumen» dans *Proceedings of the Third International Conference on Heavy Crude and Tar Sands*, United Nations Institute for Training and Research/U.N. Development Programme, Long Beach, Californie, 22-31 juillet 1985.
- 25) Organisation des pays exportateurs de pétrole, Secrétariat, *Annual Statistical Bulletin 1985*, Vienne, non daté.
- 26) Procter, R.M., Taylor, G.C. et Wade, J.A., *Ressources en pétrole et gaz naturel du Canada 1983*, Commission géologique du Canada; Étude 83-31, Approvisionnements et Services Canada, Hull, 1984.
- 27) Riva, Joseph P., Jr., *Domestic Offshore Petroleum*, Report #85-46 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, février 1985.

- 28) Riva, Joseph P., Jr., *Domestic Oil Production Projected to Year 2000 on the Basis of Continued Low Drilling Activity*, Report #86-177 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, novembre 1986.
- 29) Riva, Joseph P., Jr., «Fossil Fuels», *Encyclopedia Britannica*, 1987a, p. 588-612.
- 30) Riva, Joseph P., Jr., *Future Domestic Oil Production Projected under Conditions of Continued Low Drilling Activity*, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, 18 février, 1987b.
- 31) Riva, Joseph P., Jr., *The World's Conventional Oil Production Capability Projected into the Future by Country*, Report #87-414 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, mai 1987c.
- 32) «The Tide Turns for OPEC Revenues», *Petroleum Economist*, vol. LIV, n° 7, juillet 1987, p. 256.
- 33) Tucker, E. Stanley, «The Short-lived Boom», *Petroleum Economist*, vol. LIV, n° 4, avril 1987, p. 125-127.
- 34) Turner, Louis, *Oil Companies in the International System*, 3rd ed., Royal Institute of International Affairs, George Allen & Unwin (Publishers) Ltd., Londres, 1983.
- 35) Nations Unies, Département des affaires économiques et sociales internationales — *Ressources mondiales en énergie*, Études statistiques, série J, n°s 28 (1986), 26 (1984), 25 (1983), 23 (1981) et 19 (1976).
- 36) États-Unis, Central Intelligence Agency, *International Energy Statistical Review*, DI IESR 87-002, Washington, 24 février 1987.
- 37) États-Unis, Department of Energy, *Energy Security : A Report to the President of the United States*, DOE/S-0057, Washington, mars 1987.
- 38) États-Unis, National Petroleum Council, *Factors Affecting U.S. Oil & Gas Outlook*, Washington, février 1987.
- 39) Commission mondiale sur l'environnement et le développement, — *Notre avenir à tous*, Oxford University Press, New York, 1987.
- 40) Conférence mondiale de l'énergie, — *Terminologie de l'énergie : dictionnaire multilingue*, 2^e éd., Pergamon Press, Toronto, 1986.
- 41) Conférence mondiale de l'énergie, — *Enquête sur les ressources énergétiques 1986*, Holywell Press Ltd., Oxford, 1986.
- 42) «Worldwide Report», *Oil & Gas Journal*, vol. 84, no. 51/52, 22/29 décembre, 1986, p. 33ff.

Conformément à l'article 99(2) du Règlement, le Comité demande que le gouvernement dépose une réponse globale au présent rapport.

Un exemplaire des Procès-verbaux et témoignages (fascicules nos 13, 14 et 17 de la première session de la trente-troisième législature et fascicules nos 3, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 18, 25, 26 et 28, qui comprend le présent rapport, de la deuxième session de la trente-troisième législature) est déposé.

Respectueusement soumis,

La présidente,

BARBARA SPARROW

