

La stabilité de l'OPEP  
OPEC's Stability

The-Hiep Nguyen

Volume 10, Number 3, 1979

URI: <https://id.erudit.org/iderudit/700963ar>

DOI: <https://doi.org/10.7202/700963ar>

[See table of contents](#)

Publisher(s)

Institut québécois des hautes études internationales

ISSN

0014-2123 (print)

1703-7891 (digital)

[Explore this journal](#)

Cite this article

Nguyen, T.-H. (1979). La stabilité de l'OPEP. *Études internationales*, 10(3), 503-526. <https://doi.org/10.7202/700963ar>

Article abstract

In the energy field and more specifically in the petroleum sector, several models have been developed with a view to determining long-term price strategies and supply and demand flows without considering the sector in question from an oligopolistic perspective : institutions have been excluded from these models. This study explicitly recognizes the importance of variables often characterized as extra-economic and proposes to examine the degree of OPEC's stability. Among the factors that could negatively influence this stability are bilateral oil agreements, the coalition of consumer countries within the International Energy Agency and rivalry among the members of OPEC. The respective weight of each of these factors has been carefully examined.

On the other hand, an oil price indexing formula accepted and respected by all parties concerned would ensure the stability of this organization. However, stability via indexing is unlikely as it is difficult to find a formula acceptable to all parties. It is therefore to be anticipated that the world energy and petroleum situation in the near future will be a function of the policies of the two poles : the United States, the largest consumer, and Saudi Arabia, the largest producer. The functions-objectives of these two countries have also been examined in order to derive a number of specific hypotheses relative to the eventual evolution of the energy and petroleum sector.

# LA STABILITÉ DE L'OPEP \*

The-Hiep NGUYEN \*\*

## ABSTRACT – OPEC's Stability

*In the energy field and more specifically in the petroleum sector, several models have been developed with a view to determining long-term price strategies and supply and demand flows without considering the sector in question from an oligopolistic perspective: institutions have been excluded from these models. This study explicitly recognizes the importance of variables often characterized as extra-economic and proposes to examine the degree of OPEC's stability. Among the factors that could negatively influence this stability are bilateral oil agreements, the coalition of consumer countries within the International Energy Agency and rivalry among the members of OPEC. The respective weight of each of these factors has been carefully examined.*

*On the other hand, an oil price indexing formula accepted and respected by all parties concerned would ensure the stability of this organization. However, stability via indexing is unlikely as it is difficult to find a formula acceptable to all parties. It is therefore to be anticipated that the world energy and petroleum situation in the near future will be a function of the policies of the two poles: the United States, the largest consumer, and Saudi Arabia, the largest producer. The functions-objectives of these two countries have also been examined in order to derive a number of specific hypotheses relative to the eventual evolution of the energy and petroleum sector.*

## INTRODUCTION

Un cartel est un groupement d'agents qui essaie de trouver un équilibre coopératif dans un marché de concurrence oligopolistique. Il fait alors face à plusieurs problèmes externes et internes : comment prédire et décourager la production des *outsiders*, comment répartir la production et les profits entre ses membres et, enfin, comment découvrir et punir les tricheries. L'équilibre à atteindre est donc fonction de nombreux facteurs qui ne conduisent pas toujours à des solutions uniques et bien déterminées comme en régime de concurrence parfaite et de monopole.

Les modèles classiques de Cournot, Bertrand, Edgeworth et Von Stackelberg ainsi que la théorie des jeux sont d'ailleurs bien connus. Mais même si la théorie

---

\* L'auteur remercie le professeur Antoine Ayoub et M. Claude Felteau de l'université Laval, le professeur Edith T. Penrose de l'Université de Londres et de l'INSEAD ainsi que deux lecteurs anonymes pour leurs commentaires et suggestions. La responsabilité du contenu de ce texte demeure celle de l'auteur. Il remercie également le Groupe de recherche en économie de l'énergie (GREEN) et le Laboratoire de recherche en sciences de l'administration (LRSA) de l'université Laval pour leur support financier.

\*\* *Professeur adjoint, Département d'économie appliquée à la gestion, Faculté des sciences de l'administration, université Laval.*

des jeux, par exemple, a éliminé l'opposition traditionnelle entre la « politique » qui est souvent perçue comme un ensemble de stratégies et l'« économique » définie comme un ensemble de mécanismes, nous constatons que les modèles récents développés par Modigliani, Bishop, Bhagwati, Joskow et Shubik, entre autres, ne semblent pas bien expliquer la situation de certains secteurs particuliers qui sont pourtant stratégiques. À titre d'exemple, sur le plan « application » et dans le domaine de l'énergie, plusieurs modèles d'optimisation et de simulation ont été développés en vue de déterminer les stratégies de prix à long terme ou les flux d'offre et de demande, sans pour autant considérer le secteur en question sous un angle oligopolistique : de ces modèles, on a exclu les institutions.

Or, en dépit de l'absence d'un plan commun de production à l'intérieur de l'OPEP<sup>1</sup>, ce cartel continue à multiplier les réunions périodiques qui donnent naissance à des accords explicites en matière de fixation des prix du brut. Devant une telle situation, il est à peine étonnant de voir se multiplier les questions, à savoir « quel sera le niveau futur des prix pétroliers ? » ou « quels seront les prix fixés à la prochaine réunion de l'OPEP ? ». Tout compte fait, ces genres de questions pourraient être ramenés à une dimension, à savoir le *degré* de cohésion entre les membres de l'OPEP ou le *degré* de stabilité de cette organisation.

Il n'est pas de notre propos de présenter dans ce texte un modèle formalisé en vue de prédire le *niveau* à long terme des prix du pétrole brut ou encore la composition future du marché mondial de l'énergie. D'innombrables modèles ont été développés dans ces voies, sans pour autant étudier le degré de stabilité de l'OPEP ni examiner les variables qualifiées souvent d'extra-économiques<sup>2</sup>. S'il est vrai que tout cartel est congénitalement instable, la question qui doit alors se poser et qui nous intéresse particulièrement dans ce contexte demeure toutefois la suivante : « pendant combien de temps encore l'OPEP sera-t-elle stable ?<sup>3</sup> ». L'objet du présent texte est d'apporter quelques éléments de réponse à une telle question.

Les lignes qui suivront s'articulent donc autour des quatre points suivants. La première section soulignera quelques-uns des principaux facteurs économiques qui conditionnent le succès de l'OPEP. Nous examinerons ensuite, dans la deuxième

1. L'OPEP (Organisation des pays producteurs de pétrole).

2. Voir, par exemple, les modèles de R. S. PINDYCK, *The Structure of World Energy Demand*, Cambridge, Massachusetts Institute of Technology Press, 1979, A. EZZATI, *World Energy Markets and OPEP Stability*, Toronto, Lexington Books and D. C. Heath & Co., 1978, H. S. HOUTHAKKER, *The World Price of Oil*, Washington, D.C., American Enterprise Institute, 1976, B. A. KALYMON, « Economic Incentive in OPEC Oil Pricing Policy », *Journal of Development Economics*, décembre 1975, pp. 337-362 et M. KENNEDY, « An Economic Model of the World Oil Market », *Bell Journal of Economics and Management Science* 5, automne 1974, pp. 540-57.

3. Évidemment, la stabilité de l'OPEP n'implique pas nécessairement la stabilité relative des prix du pétrole : vu la nature oligopolistique du marché, les prix peuvent tomber au-dessous du niveau qui prévaut en situation de concurrence (en cas de guerre de prix) ou monter plus haut que le niveau qui prévaut en situation de monopole (au cas où la coalition exploite son pouvoir de marché à court terme et par suite de l'incertitude reliée au nouveau prix qui surgit).

section, l'impact de certaines stratégies adoptées ou suggérées par les pays importateurs de pétrole regroupés au sein de l'AIE<sup>4</sup> et par quelques membres de l'OPEP sur la stabilité de cet organisme. La troisième section analysera les fonctions de réaction « intracartel » aux contraintes de la demande mondiale du pétrole et s'intéressera particulièrement au rôle que joue l'Arabie saoudite au sein du cartel. La situation et la « politique » énergétiques américaines seront discutées dans la quatrième section.

## I – QUELQUES CONDITIONS DE BASE

L'OPEP doit d'abord satisfaire aux conditions normalement stipulées pour le bon fonctionnement d'un cartel :

a) Ses membres doivent contrôler une part importante des réserves de la production et des exportations mondiales. En 1978, treize pays-membres de l'OPEP produisirent 63,8% de la production totale du monde libre et 49,1% du total mondial si l'on tient compte des pays communistes. 81,2% des réserves pétrolières prouvées du monde libre appartiennent à l'OPEP et cette organisation détient 69,3% des réserves totales mondiales. Leur part dans le commerce international de brut s'élève à environ 90%.

b) L'élasticité-prix de la demande du produit doit être faible. Les projections de l'OCDE et de la FEA américaine montrent que la quantité de pétrole brut demandée demeurera, pendant les dix prochaines années, très peu sensible aux variations du prix<sup>5</sup>. M. A. Adelman a suggéré un coefficient égal à  $-0,3$  alors que les chercheurs de la Ford Foundation ont opté pour un coefficient de  $-0,35$ <sup>6</sup>. D'ailleurs, la place qu'occupe le pétrole brut dans les échanges internationaux montre déjà l'importance économique du produit : le brut est un moyen indispensable à l'utilisation d'une multitude d'autres produits. De plus, l'absence de possibilités de recyclage et l'existence de contraintes d'ordre technologique, écologique et politique au développement de substituts à court et à moyen termes, entre autres, permettraient de croire à la dépendance mondiale toujours croissante à l'égard du pétrole brut<sup>7</sup>. À plus long terme cependant, l'histoire des deux derniers siècles montre clairement que lorsque les nouveaux combustibles se substituent aux anciens (par exemple, charbon-bois ou pétrole brut-charbon), le

4. L'Agence internationale de l'énergie.

5. Voir OCDE, *Energy Prospects to 1985 : An Assessment of Long-Term Energy Development and Related Policies*, Paris, 1974 et *World Energy Outlook*, Paris, 1977 ; voir aussi Federal Energy Administration (F.E.A.), *Project Independence Report*, Washington, D.C., Government Printing Office, novembre 1974.

6. *Petroleum Economist*, septembre 1977 et *New York Times*, 4 avril 1977.

7. Plusieurs études récentes ont montré que les importations du pétrole de l'OPEP par les États-Unis et les autres pays occidentaux se maintiendront encore à un niveau très élevé pour au moins dix années à venir (voir le rapport de la CIA, intitulé *The International Energy Situation* (résumé dans *International Monetary Fund, IMF Survey*, 2 mai 1977 ; Exxon, *World Energy Outlook* (Exxon Background Series), avril 1978 ; *Wall Street Journal*, 9 mai 1978 et Walter LEVY, « The Years that the Locust Hath Eaten : Oil Policy and OPEC Developments and Related Policies », dans *Foreign Affairs*, hiver 1978-79, pp. 287-305).

niveau *absolu* de production de l'ancien combustible est encore maintenu pendant plusieurs décennies. Les deux questions qui se posent sont alors : (i) l'OPEP a-t-elle la capacité d'augmenter sa production de façon proportionnelle à l'augmentation de la demande mondiale du brut? et, (ii) dans le cas d'une réponse affirmative, le fera-t-elle ?

c) L'élasticité-prix de l'offre des non-membres du cartel doit aussi être faible. Houthakker suggère un coefficient de 0,15 pour l'Amérique du Nord et un autre de 0,05 pour l'Amérique latine et l'Europe<sup>8</sup>. D'autre part, la différence considérable entre les coûts de production du brut au Moyen-Orient, aux États-Unis et ailleurs tend à établir un plancher en bas duquel une baisse des prix pétroliers, sauf si elle entraîne une hausse proportionnelle des mesures tarifaires, par exemple, pourrait impliquer la fermeture de plusieurs gisements dans différentes régions productrices du monde<sup>9</sup>.

d) Le caractère privé ou étatique d'un cartel international. L'expérience des différentes coalitions réalisées antérieurement semble suggérer que les relations diplomatiques et politiques entre États pourraient rendre difficile le fonctionnement des cartels internationaux<sup>10</sup>. Toutefois, en ce qui concerne les relations pétrolières entre les États-membres de l'OPEP, il n'est pas facile d'avancer une affirmation catégorique. Le moins qu'on puisse dire est que les différences relatives à l'idéologie et aux régimes politiques entre plusieurs pays-membres de cette organisation ne semblent pas jouer, jusqu'à présent, un rôle de déstabilisation dans la réalisation des objectifs communs tels que définissent les statuts de l'OPEP dans le domaine pétrolier. Par ailleurs, si l'on observe l'évolution de ce secteur dans la région du Moyen-Orient depuis une vingtaine d'années, il ne semble pas exagéré d'affirmer que l'intérêt porté par les pays producteurs aux problèmes pétroliers a même dissipé, jusqu'à une certaine mesure, plusieurs querelles politiques et idéologiques entre certains gouvernements.

Ces observations rapides sur certaines données de base relatives au problème de la stabilité de l'OPEP nous ramènent directement aux sources potentielles de désintégration de cette organisation, sources qui proviennent du fonctionnement interne même de ce cartel. Mais avant de passer à l'examen du comportement des pays-membres de l'OPEP face aux contraintes de la demande, il y a lieu d'analyser d'abord certaines politiques préconisées, tant du côté des pays consommateurs que de celui des pays producteurs. On s'intéressera particulièrement aux chances de réussite de ces politiques, lesquelles sont autant de contraintes institutionnelles à la stabilité future de l'OPEP.

8. Voir H. S. HOUTHAKKER, *op. cit.*, p. 19. Il montre aussi que les élasticités-revenu de demande des produits pétroliers sont supérieures à l'unité, ce qui est favorable aux producteurs lorsque le revenu réel augmente au niveau mondial.

9. En ce sens, on peut donc affirmer avec Antoine AYOUB, (« Prix du pétrole et degré de stabilité de l'OPEP », dans *Actualité économique*, vol. 53, n° 3, juillet-septembre 1976, pp. 311-323) que la contrepartie de la hausse des prix internationaux du brut a été le coût payé pour l'indépendance énergétique dans certains pays producteurs marginaux.

10. Voir P. L. ECKBO, *The Future of World Oil*, Cambridge, Massachusetts, Ballinger Publishing Company, 1976.

## II – IMPACT DE QUELQUES STRATÉGIES ADOPTÉES OU SUGGÉRÉES

Nous nous intéressons maintenant aux trois principales politiques préconisées par plusieurs pays depuis la crise d'octobre 1973, à savoir (i) la conclusion des accords bilatéraux entre les États producteurs et les États consommateurs pris individuellement ; (ii) la coopération des pays consommateurs au sein de l'AIE pour élaborer et faire appliquer des plans communs de consommation et de production énergétique et (iii) une politique d'indexation des prix pétroliers préconisée par quelques-uns des pays producteurs.

### A – Les accords bilatéraux

Suite à l'embargo arabe décrété vers la fin de l'année 1973, on a constaté de nombreux accords conclus entre plusieurs pays importateurs industrialisés et certains gouvernements-membres de l'OPEP. L'argument principal avancé par les pays industrialisés qui concluent de tels accords est le suivant : le pétrole est devenu tellement important qu'on ne peut plus laisser les compagnies privées s'en occuper et il doit faire l'objet d'accords d'État à État<sup>11</sup>. Par ailleurs, pour la plupart des pays importateurs, les problèmes énergétiques qu'ils ont connus proviennent plutôt des conflits entre les pays producteurs de l'OPEP et les compagnies pétrolières d'origine américaine : une approche bilatérale permettrait à ces pays importateurs de rester en dehors de ces conflits et d'assurer leur sécurité d'approvisionnement<sup>12</sup>.

Quant aux pays-membres de l'OPEP qui concluent de tels accords, il semble qu'à première vue, l'échange du pétrole contre la technologie et le *know-how* des pays importateurs industrialisés s'avère profitable. En effet, plusieurs économistes arabes dont Nicolas Sarkis<sup>13</sup> soulignent que les négociations directes entre les États consommateurs et producteurs sans l'intermédiaire des compagnies transnationales sont plus avantageuses pour toutes les parties impliquées. De leur avis, une coopération allant au-delà du problème énergétique et qui soit véritablement une collaboration technique et économique dans l'intérêt mutuel apporterait la meilleure solution aux problèmes de l'heure. Cette coopération, toujours selon ces économistes arabes, peut commencer par le biais des accords bilatéraux avant qu'on n'envisage progressivement des liens multilatéraux.

Pour mieux voir l'impact de ces échanges bilatéraux, il convient de noter rapidement quelques principaux termes de ces accords.

Il s'agit, en général, d'échanges pétroliers directs accompagnés d'accords de coopération économique et technique portant sur la contribution des pays indus-

11. Voir *The Petroleum Economist* XLI, n° 3, mars 1974, p. 82.

12. Voir W. LEVY, « An Atlantic-Japanese Policy », dans *Foreign Policy*, printemps 1974.

13. Nicolas SARKIS, « Les politiques pétrolières arabes et la sécurité de ravitaillement des pays consommateurs », dans A. AYOUB, *Le pétrole entre les pays producteurs et les pays consommateurs*, Québec, Presses de l'Université Laval, 1974.

trialisés acheteurs de pétrole à la réalisation de projets d'industrialisation ou d'autres projets de développement économique dans les pays fournisseurs de pétrole. Plusieurs accords de ce type ont été conclus immédiatement après la crise de l'énergie connue en 1973-74 entre l'Irak et le Japon, la France et l'Arabie saoudite, la Libye et l'Italie<sup>14</sup>. Les États-Unis, la Grande-Bretagne et l'Allemagne de l'Ouest se sont aussi engagés dans des échanges pétroliers avec l'Arabie saoudite et l'Iran. On assiste par ailleurs à la multiplication des accords de coopération pétrolière (achat de pétrole ou participation à la prospection) entre des organismes publics ou subventionnés par le gouvernement des pays industrialisés et les compagnies nationales des pays-membres de l'OPEP. Toutefois, dans plusieurs accords de ce genre, on ne connaît pas exactement le prix auquel le pétrole brut sera vendu. En général, on note que le prix du brut livré aux pays importateurs signataires sera calculé périodiquement sur la base des prix du marché.

Plusieurs économistes ont clairement pris position contre les accords bilatéraux. Leurs arguments se résument en trois points suivants<sup>15</sup> :

(i) Rien ne garantit que les pays de l'OPEP honoreront leurs obligations : comme ces pays ont demandé aux compagnies pétrolières des modifications profondes des accords existants, ils pourraient aussi imposer aux États consommateurs impliqués des changements importants dans les accords bilatéraux. Ces derniers ne peuvent pas empêcher les pays de l'OPEP de restreindre la production de façon plus efficace que les compagnies pétrolières puisque c'est précisément contre les États que l'arme du pétrole est dirigée.

(ii) Les contrats de ce type exercent une pression à la hausse sur les prix en accentuant la concurrence entre les pays consommateurs.

(iii) Les accords bilatéraux ne font que restreindre la liberté d'action des pays importateurs ; ils n'améliorent en rien la sécurité d'approvisionnement. Les problèmes financiers et économiques créés par la crise ne peuvent être résolus qu'avec la coopération des pays consommateurs et les accords bilatéraux rendent très difficile la réalisation d'une telle coopération.

Le problème des accords bilatéraux ainsi que les critiques qu'on leur adresse suggèrent quelques observations. La première concerne la volonté des pays de l'OPEP d'honorer leurs obligations : rien n'empêche de remettre en cause cette même volonté de la part des pays importateurs dans la mesure où l'on pense aux possibilités de décliner toute garantie portant sur les investissements des pays de l'OPEP dans les pays industrialisés contractants ou d'arrêter tout simplement la réalisation des projets dans les pays de l'OPEP. Par ailleurs, ce genre d'accords bilatéraux dont le principal objectif est d'assurer aux pays consommateurs la

14. Voir *Pétrole et gaz arabes*, 1<sup>er</sup> septembre 1974, *Middle East Economic Survey*, 25 juillet 1975 et *Petroleum Intelligence Weekly*, 14 juillet 1975.

15. Voir W. LEVY, *op. cit.*, M. A. ADELMAN, « Is the Oil Shortage Real ? Oil Companies as OPEC Tax Collectors », dans *Foreign Policy*, n° 9, hiver 1972-73 et J. AKINS, « The Oil Crisis : This Time the Wolf Is Here », dans *Petroleum Intelligence Weekly*, supplément spécial, 26 mars 1973, pp. 9-20.

sécurité de ravitaillement du pétrole brut semble être dépourvu de toute sa signification si l'on constate que le prix du brut échangé selon les termes de ces accords est en général celui du marché courant : il s'agit alors de payer le prix du marché et l'on aura du pétrole. Il a été démontré que l'embargo sur le pétrole livré à quelques pays importateurs en 1973 ainsi que la restriction de l'ordre de 5% de l'offre pétrolière arabe pendant la même période n'avaient réellement pas les conséquences voulues à cause des détournements faits par les compagnies transnationales et aussi de l'approvisionnement en provenance d'autres sources. Il convient également de noter que la restriction de l'offre a généralement pour but de faire monter le prix du marché et que plusieurs pays de l'OPEP ne peuvent pas, eux non plus, se passer de la vente d'un produit qui constitue l'unique source de revenus de l'État. Par contre, la raison d'être de ces accords peut prendre une toute autre dimension si l'on passe maintenant à la deuxième observation concernant la pression sur les prix pétroliers.

Comme il a été indiqué précédemment, plusieurs économistes dont Adelman croient que les accords bilatéraux exercent une pression à la hausse sur les prix en accentuant la concurrence entre les pays consommateurs. Cette pression à la hausse sur les prix suppose au préalable la réticence des pays de l'OPEP face à ces genres d'accords et une demande supérieure ou égale à la *capacité* de production des pays de l'OPEP. Or il n'en est rien. D'ailleurs, on sait que même en 1973, la production des pays arabes membres de l'OPAEP<sup>16</sup> n'était que légèrement supérieure à la capacité de production de tous les autres pays exportateurs nets du monde libre<sup>17</sup>. Par conséquent, il serait plus pertinent de croire que les accords bilatéraux exercent plutôt une pression à la baisse sur les prix en accentuant la concurrence entre les pays producteurs. Il serait également intéressant de noter que Adelman, dans un rapport préparé en 1974 au sein du *Policy Study Group* du *MIT Energy Laboratory*, et plus récemment en avril 1978, a préconisé un plan visant justement l'imposition de quotas à l'importation pétrolière aux États-Unis dans le but d'« encourager la concurrence entre les pays-membres de l'OPEP<sup>18</sup> ». Selon le plan d'Adelman, la procédure des enchères entraînerait inévitablement l'érosion des prix pétroliers puisque

One of the advantages of a secret competitive auction of import licenses is its potential for capturing some of the monopoly rents now being paid to the exporting countries. Bidders for import rights who must themselves purchase oil will bid only the difference between world and U.S. prices. Producer governments, on the other hand, could bid more, under threat of losing sales in the U.S. market (p. 51).

16. Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole. Les membres sont l'Algérie, le Bahrein, l'Irak, le Koweït, la Libye, le Qatar et l'Arabie saoudite, les Émirats arabes unis, la Syrie et l'Égypte.
17. J. A. YAGER and E. B. STEINBERG, *Energy and U.S. Foreign Policy*, A Report to the Energy Policy Project of the Ford Foundation, Cambridge, Massachusetts, Ballinger Publishing Company, 1975, p. 257.
18. The Policy Study Group of the MIT Energy Laboratory, « Energy Self-Sufficiency : An Economic Evaluation », dans *Technology Review*, mai 1974, pp. 23-58. Voir aussi M. A. ADELMAN, dans *The Economist*, 8 avril 1978.



En d'autres mots, de l'avis d'Adelman<sup>19</sup>, la stabilité de l'OPEP dépend, avant tout, du rôle joué par les « majors<sup>20</sup> » comme agents des pays producteurs : sans ces « majors » qui ont des moyens pour contrôler les marchés, l'OPEP ne peut maintenir sa stabilité. De plus, les taxes versées par les « majors » aux gouvernements de l'OPEP constituent un prix-plancher en bas duquel les prix du marché ne peuvent baisser. Par conséquent, pour couper le lien entre l'OPEP et les « majors », il suffit de mettre sur pied un système de quotas à l'importation qui, par le biais des enchères, entraînerait la désintégration de l'OPEP et l'érosion des prix du pétrole.

On peut donc dire qu'en définitive la multiplication des accords bilatéraux de ce type serait un facteur de déstabilisation de l'OPEP puisqu'elle se traduirait par la concurrence entre les pays-membres, d'où l'érosion des prix pétroliers. Il y a toutefois lieu de noter que la quantité de brut échangée selon les termes de ces accords demeure encore négligeable et la chance de voir se multiplier les accords bilatéraux semble être amoindrie à cause de l'opposition très forte des « majors » dans certains pays importateurs : pour ces compagnies transnationales, la disparition du rôle d'intermédiaire entre vendeurs et acheteurs impliquerait une baisse certaine de leur marge de profit. Il nous reste à considérer la possibilité d'une coopération directe entre les pays consommateurs en vue de mettre sur pied des mesures visant à minimiser leur dépendance à l'égard du pétrole de l'OPEP et à développer l'exploitation de leurs propres ressources énergétiques.

## B – Coalition des pays consommateurs

Réunis à la conférence de Washington, le 11 février 1974, pour envisager la solidarité entre consommateurs, treize des plus grands importateurs de pétrole avaient décidé de mettre sur pied un « Groupe de coordination énergétique » qui allait donner naissance à la création en novembre 1974 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) qui se compose aujourd'hui de dix-neuf pays dont huit membres de la Communauté économique européenne (la C.E.E.), les États-Unis, le Canada, le Japon, l'Australie, la Nouvelle-Zélande, la Suède, la Suisse, l'Autriche, la Turquie, l'Espagne et la Grèce.

Les objectifs de l'AIE se résument dans les points suivants : (i) réduire la dépendance à l'égard du pétrole « non sûr » de l'OPEP ; (ii) mettre sur pied un programme commun de conservation de l'énergie ; (iii) accélérer le développement et l'exploitation des ressources énergétiques nationales ; (iv) éviter la confrontation avec l'OPEP et (v) prévenir un éventuel embargo pétrolier dans le futur.

À en croire le discours prononcé en mai 1975 lors d'une réunion de l'AIE par l'ancien secrétaire d'État américain, M. Kissinger, une « politique rigoureuse de conservation et de développement des ressources alternatives » accentuera,

19. M. A. ADELMAN, « Is the Oil Shortage Real ?... », *op. cit.*

20. Terme utilisé pour désigner les grandes compagnies pétrolières.

même « à court terme », le « surplus de la capacité de production de l'OPEP », « rétrécira le marché vendeur, à la fois en termes relatifs et absolus », et mettra enfin les « producteurs individuels – surtout ceux qui ont des programmes ambitieux de développement, de défense ou d'autres dépenses [...] sous une pression continue ». De cette façon, « le cartel perdra son contrôle arbitraire sur les prix » et on parviendra à restaurer l'« équilibre sur le marché énergétique international <sup>21</sup> ». Les grandes lignes de cette politique énergétique ont été reprises par le président Carter dans un message adressé dans la soirée du 20 avril 1977 aux deux chambres du Congrès américain et dans deux autres discours prononcés les 15 et 16 juillet 1979 ainsi que par la C.E.E. dans une recommandation adressée au Conseil de l'énergie en septembre 1977.

Si, dans ses grandes lignes, l'objectif global de l'AIE semble répondre aux intérêts communs des pays consommateurs, les moyens d'y parvenir soulèvent par contre de sérieuses divergences.

En effet, l'une des stratégies visant à assurer la coordination entre les pays importateurs est l'introduction d'un « prix plancher » suggérée par le Département d'État américain en hiver 1974–1975 et révélée par son secrétaire d'État adjoint, M. Enders, lors d'une réunion avec les gouvernements de l'OCDE à Paris en avril 1975. Les arguments qui justifient le schéma du prix plancher se résument ainsi <sup>22</sup> : Pour faire baisser le prix du pétrole de son niveau actuel, on devra compter sur un programme de développement à grande échelle des ressources alternatives au pétrole de l'OPEP. Or ce programme exige des investissements énormes. Par conséquent, pour protéger les sources coûteuses d'énergie de remplacement (qui se trouvent d'ailleurs en quantité considérable aux États-Unis, en Grande-Bretagne, en Norvège et aux Pays-Bas) qui auraient finalement soulagé les membres de l'AIE de leur dépendance à l'égard du pétrole du Moyen-Orient, les pays-membres de l'agence devraient s'entendre sur la nécessité de ne pas laisser le prix de l'énergie – y compris le prix du pétrole importé de l'OPEP – descendre en bas d'un niveau nécessaire à l'amortissement de tels investissements. Ce niveau plancher était alors fixé à \$7 le baril (en dollars de 1975) et il correspond au chiffre proposé par le ministre saoudien du pétrole, M. Yamani, en décembre 1973 comme étant le prix pétrolier le plus « raisonnable ».

Cette stratégie de prix plancher et bien d'autres constituent justement la pierre d'achoppement dans les relations entre les États-Unis et l'Europe – surtout la France. Pour cette raison, la France ne s'est pas jointe à l'AIE : le leadership politique français considère que tous les efforts des pays industrialisés devraient être orientés vers l'élaboration de règles mutuellement bénéfiques et d'accords sur le commerce et l'aide pour assurer le développement continu d'une économie mondiale saine <sup>23</sup>.

21. State Department Press Release, 27 mai 1975 ; reproduit dans D. A. RUSTOW et J. F. MUGNO.

22. Voir T. O. ENDERS, « OPEC and the Industrial Countries : The Next Ten Years », dans *Foreign Affairs*, vol. 53, n° 4, juillet 1975, pp. 625–637.

23. Voir *Petroleum Economist*, août 1975, pp. 284–287 et octobre 1978, p. 313.

Pour faire appliquer le principe du prix plancher de \$7 le baril, les stratèges américains essaient en effet de convaincre les Européens et les Japonais que leurs intérêts sont identiques à ceux des États-Unis et que, par conséquent, la meilleure manière de se défendre est de constituer un « front commun » pour contrebalancer le pouvoir naissant de l'OPEP. Mais le Japon, l'Italie, le Danemark, la Suède s'y sont opposés ainsi que plusieurs pays qui bénéficieraient davantage d'une forte baisse du prix du pétrole.

L'AIE n'est pas non plus parvenue à se mettre d'accord sur la constitution de stocks de sécurité équivalant à 90 jours d'importations, contre 60 actuellement dans la plupart des pays. Seule la C.E.E. applique depuis le 1<sup>er</sup> janvier 1976 la règle des 90 jours.

Par ailleurs, il n'y a pas encore d'entente sur certains problèmes actuels entre les pays qui forment la C.E.E. même. En plus de son opposition à l'égard du prix plancher, la France s'est aussi opposée aux propositions de réduire la consommation d'énergie dans le cas d'une crise des approvisionnements pétroliers et de mettre sur pied des mesures d'urgence pour l'établissement d'un commerce pétrolier inter-communauté. La Grande-Bretagne, de son côté, était favorable à une protection communautaire de son pétrole onéreux de la mer du Nord, mais sans liens d'approvisionnements pour conserver la souveraineté absolue sur les réserves de pétrole *offshore*. En raison de ce danger pour leur souveraineté, les Britanniques ont voté contre une proposition de recherches d'hydrocarbures en commun : ce qui aurait donné à la C.E.E. accès à une partie de toute la production provenant d'activités communes. L'Irlande et les Pays-Bas se sont également prononcés contre une proposition du financement communautaire de recherches d'hydrocarbures à 25% des coûts.

En somme, la position des pays européens en ce qui concerne les problèmes de l'indépendance énergétique, de la conservation de l'énergie et du développement de sources alternatives est tellement différente de celle des États-Unis et elle n'est pas plus convergente au sein même de la C.E.E. qu'il serait très difficile d'arriver à une politique de concertation commune<sup>24</sup>. Leurs tentatives pour réduire leur consommation de pétrole et exploiter leurs propres ressources nationales se poursuivront donc sans coordination.

Ainsi, comme corps constitué, l'AIE ne semble pas en mesure d'exercer une influence directe sur la stabilité de l'OPEP et sur le niveau des prix pétroliers. Il convient donc de passer maintenant à une autre politique, préconisée cette fois-ci par certains pays de l'OPEP, visant à stabiliser les prix du pétrole au moyen d'une formule d'indexation.

### C – L'indexation des prix pétroliers

On se rappellera que la stabilisation des prix pétroliers a été la raison d'être de l'OPEP : cette organisation a été en effet créée pour demander collectivement

24. Voir *Petroleum Economist*, avril 1977, pp. 120–122, juillet 1977, p. 250 et novembre 1977, p. 367.

aux « majors » de restaurer les prix affichés au niveau qui prévalait avant la première réduction importante des prix en août 1960. L'article 2.B. de la constitution de l'OPEP précise que la stabilisation des prix se réaliserait non seulement par des interventions auprès des « majors » pour qu'elles évitent de modifier unilatéralement les prix mais aussi par un système de régulation de la production. Or on sait que jusqu'à date, un plan commun de production n'a toujours pas encore vu le jour à cause, surtout, de l'opposition de l'Arabie saoudite dont le rôle sera discuté plus loin.

Même si l'on sait qu'il n'est pas nécessaire de parler du prix puisque le prix sera automatiquement maintenu par le contrôle de la production, il convient toutefois de noter que depuis sa création, l'OPEP s'est presque exclusivement engagée dans des discussions concernant le prix et ce, d'une façon qui n'est pas toujours claire.

En effet, d'après la résolution 1.2 de la Conférence de Bagdad en septembre 1960, l'OPEP semblait réclamer des grandes compagnies pétrolières le maintien des prix *nominiaux* stables et dépourvus de toute fluctuation<sup>25</sup>. Mais depuis, les modifications importantes de plusieurs données de l'industrie pétrolière internationale n'auraient pas laissé un tel accord éventuel entre les « majors » et l'OPEP se poursuivre. Entre-temps les objectifs de l'OPEP concernant les prix du pétrole évoluent avec les modifications de la structure du marché mondial mais demeurent toujours ambigus. La résolution IV.32. adoptée en 1962 recommande « une structure rationnelle de prix pour arriver à une politique de longue période », structure qui consistera à « lier les prix du pétrole à un indice de prix des produits que les pays-membres ont besoin d'importer<sup>26</sup> ». Cet indice de prix des produits importés par les pays de l'OPEP n'a toutefois pas été précisé.

Six ans plus tard, en juin 1968, la VI<sup>e</sup> Conférence de l'OPEP à Vienne recommande encore que les prix du pétrole devraient « évoluer de manière à prévenir toute détérioration par rapport aux prix des produits manufacturés qui font l'objet du commerce international ». En juillet 1969, une autre conférence ordonna au Secrétaire général de l'OPEP d'« entreprendre une étude en vue de lier les prix affichés à ceux des produits manufacturés dans les principaux pays industrialisés ».

Ainsi, dans l'espace de huit ans, les formules d'indexation du prix du pétrole ont considérablement changé et les méthodes d'application n'ont jamais été précisées et ce, jusqu'à la conclusion de l'accord de Téhéran en février 1971. Selon les termes de cet accord, les prix affichés seront ajustés, pour une période de cinq ans, sur la base d'une augmentation annuelle de l'ordre de 2,5% « pour compenser l'inflation » cette fois-ci. De nouveau, en septembre 1971, la résolution

25. Voir M. S. AL-OTAIBA, *OPEC and the Petroleum Industry* (chap. 9 et 10), New York, Wiley, 1975.

26. Voir A. A. Q. KUBBAH, *OPEC: Past and Present*, Vienne, Petro-Economic Research Centre, septembre 1974, p. 68.

XXV.140. adoptée par la XXV<sup>e</sup> Conférence de l'OPEP recommande une négociation avec les « majors » pour une hausse des prix du pétrole afin de compenser la « dévaluation *de facto* du dollar américain ». Plus récemment, la baisse du dollar américain suscite de nouveau, au sein des pays de l'OPEP, une tendance en faveur de l'indexation des prix du brut sur la valeur moyenne d'un panier de monnaies dont la composition reste à déterminer. Il a aussi été question, toujours au sein de l'OPEP, d'un ajustement du prix du brut à l'unité de « droits de tirages spéciaux », c'est-à-dire l'unité fictive du Fonds monétaire international, dont la valeur est calculée à partir d'une moyenne pondérée des seize principales monnaies parmi lesquelles le dollar américain tient encore la plus large place <sup>27</sup>.

Mais pourquoi, depuis 1962 jusqu'à aujourd'hui, toutes les formules d'indexation recommandées en principe par différentes conférences de l'OPEP sont-elles encore demeurées lettre morte ? Il y a au moins deux raisons à cela : l'une et l'autre résident dans des divergences au sein des pays de l'OPEP quant à une formule acceptable pour tous.

La première concerne les produits ou les devises sur lesquels seront indexés les prix du pétrole. S'il s'agit en effet d'une indexation des prix pétroliers sur la base des autres produits, les pays-membres de l'OPEP devront d'abord s'entendre sur un panier représentatif. Or les structures économiques internes des pays de l'OPEP sont si différentes qu'il est bien difficile de parvenir à pondérer périodiquement un panier de produits représentatifs. D'autre part, l'indexation des prix du pétrole sur la valeur moyenne d'un panier de monnaies rencontre aussi des difficultés du même ordre : les bruts de l'Irak et du Koweït sont généralement payés en livre sterling alors que le dollar américain constitue presque exclusivement la devise de paiement pour le brut saoudien. Toutefois, un compromis sur la détermination d'un panier de produits ou devises pourrait toujours s'établir au sein des pays de l'OPEP si ces derniers parvenaient à résoudre un problème beaucoup plus difficile : à partir de quel niveau de prix indexera-t-on le prix du pétrole ? C'est justement la deuxième raison qui explique la pierre d'achoppement dans les discussions relatives au problème de l'indexation des prix pétroliers entre les pays-membres de l'OPEP.

Il y a d'abord lieu de noter que si les pays de l'OPEP parviennent à une entente sur le problème que soulève l'indexation des prix du pétrole, la question de la stabilité de l'OPEP ne se règlera pas pour autant, à moins d'un accord international conclu entre cette organisation et les plus grands pays consommateurs de pétrole. En d'autres mots, sans la coopération des pays consommateurs regroupés au sein de l'AIE, une décision unilatérale de l'OPEP sur la création d'une monnaie-pétrole, par exemple, laissera intact le problème de la stabilité de l'OPEP : on se retrouve alors au *statu quo*.

27. La conférence d'Abu Dhabi en décembre 1978 qui devait débattre d'un rapport et des recommandations d'un comité de 36 experts qui ont étudié la question de lier le prix du pétrole aux fluctuations d'un panier de devises n'a donné aucun résultat concret. (Voir, à cet effet, *Petroleum Economist*, décembre 1978, pp. 366-369.)

Or on sait que le plus grand consommateur, les États-Unis, a depuis 1975 exprimé son approbation à l'égard du principe d'indexation des prix pétroliers à condition que la base de cette indexation soit établie au-dessous de \$11,70 (en dollars de 1975), niveau qui prévalut en 1975<sup>28</sup>. Dans le même ordre d'idées, le plus grand pays producteur représenté par son ministre du pétrole, M. Yamani, exprime fréquemment l'opinion que les prix du brut sont encore trop élevés. Par contre, plusieurs pays de l'OPEP dont l'Algérie, l'Irak et la Libye trouvent qu'ils sont encore trop bas. Il semble donc difficile de trouver un consensus, non seulement au sein de l'OPEP mais aussi entre cette organisation et les plus grands pays consommateurs regroupés au sein de l'AIE et qui sont aussi divisés sur la question des prix pétroliers.

Ainsi, si l'on met de côté les accords bilatéraux qui constituent en définitive un facteur de déstabilisation de l'OPEP mais qui sont toutefois conclus sur la base d'une quantité de pétrole encore très négligeable, l'expérience des tentatives de concertation entre les pays consommateurs regroupés au sein de l'AIE et l'analyse de l'indexation des prix du pétrole suggèrent l'une et l'autre que le problème de la stabilité de l'OPEP réside plutôt dans le fonctionnement interne de cette organisation. Passons donc à l'examen du fonctionnement interne de l'OPEP, ce qui nous éclairera sur l'importance de l'Arabie saoudite ainsi que sur le rôle que joue ce pays au sein de cette organisation.

### III – RÔLE DE L'ARABIE SAOUDITE

Partant de l'idée qu'aucune coalition ne peut durer et que les forces concurrentielles vont bientôt entrer en jeu, Adelman, à plusieurs reprises, avait prédit que le prix du brut devrait baisser incessamment. Cette prédiction suppose que les pays de l'OPEP se concurrenceraient en augmentant la production et en baissant les prix afin d'accroître leur part du marché pétrolier : « Every cartel has in time been destroyed by one, then some members chiselling and cheating...<sup>29</sup>. » D'autre part, comme le répète fréquemment M. Simon, le premier administrateur de la FEA américaine, « oil prices would come down, it was no longer a question of whether but when<sup>30</sup> ». Dans le même ordre d'idées, Milton Friedman avait aussi prédit, depuis mars 1974, une baisse des prix pétroliers dans un futur prochain<sup>31</sup>. En somme, toutes ces prédictions (ainsi que les stratégies adoptées ou suggérées par ces auteurs pour les rendre réalisables – le plan d'Adelman, le projet d'indépendance énergétique américaine et des tentatives de l'AIE, etc.) sont basées sur une baisse de la demande de pétrole (ou plutôt de son taux de croissance), une augmentation de l'offre, un changement dans les relations entre les gouvernements des pays de l'OPEP et les compagnies pétrolières, ou le développement de ressources alternatives, c'est-à-dire toutes les variables qui accentueraient l'inévitable « *chisel and cheat* ».

28. Voir, à cet effet, *Petroleum Economist*, mars 1975, p. 83 et juin 1978, pp. 182-184.

29. M. A. ADELMAN, « Is the Oil Shortage Real?... », *op. cit.*, p. 87.

30. *New York Times*, 13 novembre 1974, p. 42.

31. *Newsweek*, 4 mars 1974, p. 71.

Or, jusqu'à présent, aucune de ces prédictions ne s'est réalisée. En effet, en 1974-1975, malgré une baisse assez importante de la consommation de pétrole dans les pays importateurs à la suite du quadruplement des prix survenu à la fin de 1973 et de la récession économique qui sévit, quelques pays de l'OPEP ont restreint suffisamment leur production pour compenser la hausse ou la stabilisation de la production des autres membres. Ainsi, alors que la production de l'ensemble de l'OPEP a baissé de 11% en 1975 par rapport à l'année 1974, celle de l'Arabie saoudite a été réduite de 17%, celle du Koweït de 23%, celle de la Libye de 8%, celle du Venezuela de 19% et celle de l'Irak, par contre, a augmenté de 22% dans la même période<sup>32</sup>. En 1977-1978, la production de l'OPEP a encore baissé à cause de différentes politiques de conservation (adoptées par la Libye, le Venezuela et le Koweït) et de besoins financiers restreints (de l'Arabie saoudite, des Émirats arabes unis, etc.). Il y a toutefois lieu de se demander si ces restrictions sans coordination de la production de quelques pays de l'OPEP pourraient se poursuivre.

Ainsi, pour différentes raisons, quelques-uns des membres de l'OPEP ont fixé des plafonds individuels à leur production annuelle, même si l'OPEP en tant qu'organisation n'a pas encore pu établir un programme commun de production. À titre d'illustration, on divisera les pays de l'OPEP en deux sous-groupes : l'un se compose des pays qui restreignent la production pour des raisons de conservation de pétrole ou pour des raisons de capacité d'absorption financière faible et, dans l'autre sous-groupe, on retrouve des pays qui non seulement ne fixent pas de limites à leur production annuelle mais désirent aussi augmenter leur part du marché pétrolier international, à cause de leur capacité d'absorption interne relativement élevée. L'Indonésie et le Nigeria qui sont très peuplés en termes absolus ou l'Algérie et l'Équateur en termes de revenus pétroliers *per capita* font partie de ce deuxième groupe. Comme on le verra, ce regroupement des pays de l'OPEP a pour but d'accentuer la différence dans les fonctions de réaction des pays-membres et de faire ressortir le rôle que joue l'Arabie saoudite au sein de cette organisation.

Imaginons d'abord un scénario dans lequel l'OPEP est désintégrée à cause du comportement expansionniste des pays qui ont des besoins financiers importants et croissants. Ces pays appartiennent au groupe A. Face à une demande pétrolière relativement faible, ces pays baissent les prix de leur brut (en accordant, entre autres, des rabais aux acheteurs) et augmentent en conséquence leur production ainsi que leurs revenus pétroliers à court terme. Les pays du groupe B, c'est-à-dire ceux dont les besoins financiers se font beaucoup moins sentir, ayant perdu leur part du marché à la suite du comportement expansionniste de ceux du groupe A, réagissent à leur tour de la même façon. C'est en se comportant de la sorte que l'OPEP se désintégrerait et les prix du pétrole brut baisseraient<sup>33</sup>.

32. *Oil and Gas Journal*, 29 décembre 1975.

33. L'AIE estime que la demande des pays-membres pour le pétrole-OPEP en 1985 sera de l'ordre de 42-48 millions de barils par jour (cf. *Foreign Affairs*, hiver 1978-79, p. 289). La capacité de production des pays-membres de l'OPEP sera de 57 millions de barils par jour en 1985.

Il faut maintenant noter que l'expansion de la production des pays appartenant aux deux groupes mentionnés est toutefois limitée par les contraintes de capacité de production. Or si l'on connaît les estimations de la capacité de production de chaque pays-membre de l'OPEP, par contre, on ne sait pas précisément de combien une baisse des prix est nécessaire pour absorber les quantités de brut en surplus sur le marché. Autrement dit, on ne connaît pas le prix d'équilibre qui aurait égalisé, en 1978, la demande mondiale de pétrole-OPEP et la quantité maximum – de l'ordre de 44,7 millions de barils par jour – que les pays de l'OPEP auraient pu mettre sur le marché mondial. À défaut aussi de données précises sur l'élasticité-prix de la demande pour le pétrole-OPEP, on pourrait donc libérer la variable prix et supposer que, dans les limites permises par leur capacité de production, les pays des deux groupes pourront vendre autant de brut qu'ils voudront. Dans ces conditions, quels seront leurs revenus pétroliers lorsque la production de brut sera poussée à sa pleine capacité et le prix tombera de \$20 à \$14 (niveau qui prévalut au cours de la première moitié de 1979), à \$10 (c'est-à-dire de l'ordre de 50%) ou à \$5<sup>34</sup> ?

Au tableau 1, la colonne (1) identifie les pays appartenant aux deux groupes A et B selon les critères mentionnés plus haut. La colonne (2) indique les revenus en provenance de la vente du pétrole aux prix courants. On suppose maintenant qu'en 1980 ou 1985, les pays du groupe A commenceront à offrir des rabais en vue d'accroître leur part du marché. Puisqu'ils ne peuvent le faire que dans les limites de leur capacité de production, les colonnes (3) à (6) indiquent quatre situations de prix différents qui correspondent toutes à une production à pleine capacité.

On note que les baisses de prix affectent les deux groupes de façon différente. Si le prix baissait de \$20 à \$14 le baril, la colonne (4) montre que les revenus pétroliers du groupe A en 1985 seront sensiblement égaux à leur niveau de 1979. Le groupe A gagnerait moins qu'en 1979 si le prix baissait de 50% (colonne (5)), c'est-à-dire \$10 le baril. Empressons-nous de mentionner que leurs besoins financiers augmentent eux aussi, entre 1979 et 1985, ce qui implique une augmentation en conséquence de leurs revenus pétroliers<sup>35</sup>. Si l'on considère une augmentation nécessaire de 10% dans les revenus pétroliers pour couvrir l'augmentation des besoins d'importation, les pays du groupe A auront besoin, en 1985, de revenus de l'ordre de 110 milliards de dollars<sup>36</sup>. Ceci dit, ces pays ne pourraient se permettre, en 1985, une baisse de prix de son niveau actuel de \$20 le baril.

34. À une conférence de l'ONU sur le pétrole brut qui a eu lieu en juin 1979, un rapport de la British Petroleum a estimé que le coût de production du pétrole du Proche-Orient est de \$4 le baril (en dollars de 1978). D'autre part, le prix-plancher de \$7 le baril (en dollars de 1975) suggéré par les États-Unis en 1975 et considéré comme « acceptable » par l'Arabie saoudite est aujourd'hui l'équivalent de \$14.31 (en dollars de 1979) si l'on considère avec l'OPEP que, sur la base de l'année 1975, l'indice des prix à l'importation des pays-membres de cette organisation a monté en 1979 à 204.55. Voir, à cet effet, *Petroleum Intelligence Weekly*, 19 mars 1979, p. 11.

35. On sait que pour plusieurs pays du groupe A, les revenus pétroliers en 1979 ne suffisaient pas pour couvrir leurs besoins d'importation.

36. Entre 1965 et 1973, selon *International Financial Statistics*, la valeur d'importation des pays du groupe A augmentait, en moyenne, d'environ 15% par an.



TABLEAU 1

Revenus pétroliers des pays de l'OPEP à pleine capacité de production et aux différents prix

Pays et groupes de pays (1)	Revenus courants* (milliards de dollars É.-U.) (2)	Revenus pétroliers à pleine capacité de production en 1980 et 1985 (en milliards de dollars É.-U.)							
		P = \$20 (3)		P = \$14 (4)		P = \$10 (5)		P = \$5 (6)	
		1980	1985	1980	1985	1980	1985	1980	1985
<i>Groupe A</i>									
Algérie	8,96	9,49	10,95	6,64	7,66	4,74	5,47	2,37	2,74
Équateur	1,47	3,65	1,13	2,55	0,79	1,82	0,56	0,91	0,28
Gabon	1,64	3,65	3,65	2,55	2,55	1,82	1,82	0,91	0,91
Indonésie	9,89	14,60	14,60	10,22	10,22	7,30	7,30	3,65	3,65
Irak	19,19	29,20	36,50	20,44	25,55	14,60	18,25	7,30	9,12
Iran	41,60	62,05	58,40	43,43	40,88	31,02	29,20	15,51	14,60
Nigeria	8,96	20,44	19,71	14,30	13,80	10,22	9,85	5,11	4,93
<b>TOTAL GROUPE A</b>	<b>91,71</b>	<b>143,08</b>	<b>144,94</b>	<b>100,13</b>	<b>101,45</b>	<b>71,52</b>	<b>72,45</b>	<b>35,76</b>	<b>36,23</b>
<i>Groupe B</i>									
Arabie saoudite	60,46	131,40	146,00	91,98	102,20	65,70	73,00	32,85	36,50
Koweït	15,31	25,55	25,55	17,89	17,89	12,78	12,78	6,39	6,39
Libye	14,44	18,25	14,60	12,77	10,22	9,12	7,30	4,56	3,65
Qatar et É.A.U.	11,33	47,45	51,10	33,21	35,77	23,72	25,55	11,86	12,78
Venezuela	15,80	24,09	29,20	16,86	20,44	12,04	14,60	6,02	7,30
<b>TOTAL GROUPE B</b>	<b>117,34</b>	<b>246,74</b>	<b>266,45</b>	<b>172,71</b>	<b>186,52</b>	<b>123,36</b>	<b>133,23</b>	<b>61,68</b>	<b>66,62</b>
<b>TOTAL OPEP</b>	<b>209,05</b>	<b>389,82</b>	<b>411,39</b>	<b>272,84</b>	<b>287,97</b>	<b>194,88</b>	<b>205,68</b>	<b>97,44</b>	<b>102,85</b>

Source : *Petroleum Economist*, mars 1979, p. 108 pour la production et Federal Energy Administration (É.-U.), *Project Independance*, novembre 1974, p. 405 pour la capacité de production.

\* Estimations pour 1979 sur la base d'un prix de \$20 le baril et de la production de l'année 1978. Pour l'Iran, nous avons pris le niveau de production de 1977 pour éviter les perturbations de la production iranienne dues aux tensions politiques récentes dans ce pays.

La situation est toute autre quant aux pays du groupe B. Celui-ci pourrait en effet se permettre une baisse du prix au-delà de 50% (c'est-à-dire à \$10 le baril), d'autant plus qu'ils ont tous connu des surplus financiers considérables en 1978-79. Mais c'est justement le groupe A qui a besoin d'un plus grand marché pour des revenus plus élevés, ce qui aurait déclenché la baisse du prix du brut et la désintégration de l'OPEP.

Il y a toutefois lieu de mentionner qu'en réalité tous les producteurs ne pourraient augmenter leur production à pleine capacité. Le groupe A pourrait baisser les prix de son brut et augmenter graduellement la production ; les pays du groupe B réagiront dans les limites requises. Mais ces fonctions de réaction suggèrent que les pays du groupe B pourraient toujours contrebalancer les actions de ceux du groupe A et, une fois que le prix commence à baisser, on retiendra le grand perdant.

Cependant, ce modèle de type Cournot ignore jusqu'à présent la position dominante de l'Arabie saoudite.

Or, comme le suggère le tableau 2, à elle seule, l'Arabie saoudite pourrait contrebalancer les actions de tout le groupe A, puisque sa capacité de production s'élèvera en 1980 à 18 millions et en 1985 à 20 millions de barils/jour, ce qui est à peu près l'équivalent de la capacité de production de tous les pays du groupe A. De plus, l'Arabie saoudite est le pays qui possède des surplus financiers les plus élevés. À cela, viennent s'ajouter ses réserves « abondantes » de pétrole brut : au niveau de production de 1978 qui équivaut à 70% de sa capacité de production dans la même année et à 41% seulement de sa capacité de production en 1985, il restera encore à l'Arabie saoudite environ 56 années de production à condition, bien sûr, qu'il n'y ait pas de nouvelles découvertes. À titre d'exemple, pour soutenir le prix du brut en 1979 et à supposer que tous les pays expansionnistes produisent à pleine capacité dans la même année, l'Arabie saoudite pourrait, à elle seule, réduire sa production à 2 millions de barils/jour sans que cela affecte son économie : à cette production, il lui resterait encore des surplus financiers<sup>37</sup>. Le ministre saoudien du pétrole a en effet déclaré depuis 1974 :

How much can the consumers reduce consumption ? By 10% ? And how much can the producers reduce [production] without financial pain ? By at least 33% - minimally<sup>38</sup>.

En septembre 1975, M. Yamani ajoutait que :

To ruin the other countries of the OPEC, all we have to do is produce to our full capacity ; to ruin the consumer countries, we only have to reduce our production<sup>39</sup>.

37. Voir, à cet effet, A. AYOUB et T. H. NGUYEN, « Les incidences économiques et financières des revenus pétroliers : aspects national, régional et international », dans *Études Internationales* VII, n° 4, décembre 1976, p. 527.

38. *New York Times*, 6 janvier 1975, p. 24.

39. *New York Times*, 14 septembre 1975, p. 19.

TABLEAU 2

*Production, capacité de production des pays de l'OPEP et demande mondiale pour le pétrole de l'OPEP, 1978-1985*

(en millions de barils/jour)

Pays et groupes de pays	Ratio réserves – production (nombre d'années) en 1978	Production en 1978 *	Capacité de production *		
			1978	1980	1985
<i>Groupe A</i>					
Algérie	13	1,20	1,22	1,30	1,50
Équateur	14	0,20	0,22	0,50	0,15
Gabon	23	0,20	0,25	0,50	0,50
Indonésie	16	1,60	1,80	2,00	2,00
Irak	33	2,60	4,00	4,00	5,00
Iran	31	5,20	11,50	8,50	8,00
Nigeria	25	1,90	2,40	2,80	2,70
<b>TOTAL GROUPE A</b>	<b>27</b>	<b>13,00</b>	<b>21,39</b>	<b>19,60</b>	<b>20,20</b>
<i>Groupe B</i>					
Arabie saoudite	56	8,30	11,84	18,00	20,00
Koweït	90	2,10	3,34	3,50	3,50
Libye	33	1,90	2,50	2,50	2,00
Qatar et É.A.U.	31	2,50	3,14	6,50	7,00
Venezuela	22	2,10	2,50	3,30	4,00
<b>TOTAL GROUPE B</b>	<b>40</b>	<b>16,80</b>	<b>23,32</b>	<b>33,80</b>	<b>36,50</b>
<b>TOTAL OPEP</b>	<b>49</b>	<b>29,80</b>	<b>44,71</b>	<b>53,40</b>	<b>56,70</b>

Source : *Oil and Gas Journal*, 25 décembre 1978, pp. 102-103 pour les réserves, *Petroleum Intelligence Weekly*, 12 mars 1979, p. 11 pour la production et Federal Energy Administration (É.-U.), *Project Independence*, novembre 1974, p. 405 pour la capacité de production.

\* Chiffres arrondis.

Cette position dominante de l'Arabie saoudite résulte directement d'un programme intensif entrepris par l'ARAMCO et ce pays en vue d'accroître sa capacité de production de 6,5 millions de barils/jour vers la fin de 1972 à environ 12 millions de barils/jour en 1978. En matière d'oligopole, la théorie et l'expérience semblent suggérer l'une et l'autre que la présence d'un leadership à l'intérieur d'un cartel renforce la stabilité de celui-ci<sup>40</sup>. Il faudrait dès lors porter l'intérêt sur le comportement de l'Arabie saoudite.

Or ce pays s'oppose encore, avec succès, à toute augmentation relativement forte du prix. On se rappellera qu'en décembre 1976, l'Arabie saoudite (avec les Émirats arabes unis) s'est dissociée de ses partenaires de l'OPEP en décidant une hausse du prix de l'ordre de 5% pour toute l'année 1977 contre une décision d'augmentation de 15% de tous les autres pays. Sept mois plus tard, précisément en juillet 1977, les onze autres pays de l'OPEP ont décidé de s'aligner sur l'augmentation saoudienne.

Ainsi, dans l'espace de six ans, c'est-à-dire de décembre 1973 à juillet-décembre 1979, le prix du brut en monnaie courante a augmenté de \$11.651 à environ \$20, soit une augmentation annuelle moyenne d'environ 12%<sup>41</sup>. Si l'on considère que, sur la base de l'année 1974, l'indice des prix à l'importation des pays de l'OPEP s'élève à la fin de 1978 à 254,31<sup>42</sup>, le pouvoir d'achat du brut des pays de cette organisation se situe donc actuellement à \$8 le baril, en dollars de 1974. Les événements récents ne semblent pas indiquer que l'Arabie saoudite est déjà prête à un relèvement du prix d'un taux supérieur au taux d'inflation qu'ont connu les grands pays occidentaux (d'où une autre contrainte aux discussions intra-OPEP quant à l'indexation).

Il n'est toutefois pas difficile de comprendre cette attitude saoudienne à l'égard de ce qu'il est convenu d'appeler un prix « modéré ». En effet, contrairement aux pays du groupe A qui préfèrent maximiser dans l'immédiat leurs revenus pétroliers, l'Arabie saoudite semble adopter la politique de stabilisation de ses recettes totales pour une augmentation régulière et stable de sa production, vu le pléthore relatif de ses réserves pétrolières et sa très faible capacité d'absorption financière interne. Pour ce faire, il s'agit, en effet, de retarder le plus possible l'entrée des ressources alternatives et de relancer la croissance de la demande pour les importations de brut par le biais d'un prix modéré sinon d'une certaine baisse des prix réels. À cela, viennent s'ajouter les facteurs politiques : l'engagement saoudien à l'égard de la stabilité économique mondiale et le désir d'utiliser son pouvoir économique et financier dans les projets de règlements et de stabilisation politique au Moyen-Orient.

40. Voir P. L. ECKBO, *op. cit.*, chap. 3 et 4.

41. La conférence de l'OPEP qui a eu lieu les 25-28 juin 1979 à Genève a plutôt décidé de porter le prix du pétrole brut de référence (Arabian Light, 34° API) à \$18 et a fixé un plafond de \$23.50 pour tout autre brut qui inclut une prime de qualité ou une surcharge ou les deux.

42. Voir « OPEC Reveals Index Used in Price Claims », dans *Petroleum Intelligence Weekly*, 19 mars 1979, p. 11.

Même si aucun critère explicite pour la détermination du niveau des prix à long terme n'a pu jusqu'à présent faire l'unanimité au sein de l'OPEP, il semble toutefois permis de croire au leadership saoudien en matière de prix, leadership qui joue en effet un rôle majeur dans la stabilité de l'OPEP. Cette stabilité est encore renforcée par un autre facteur qui vient cette fois-ci de l'extérieur et qui mérite également l'attention. Il s'agit de la « politique » énergétique des États-Unis, le plus grand consommateur de pétrole.

#### IV – INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE AMÉRICAINE

En effet, malgré les tiraillements quant aux préférences pour l'entreprise privée ou pour l'intervention du pouvoir public, dans le secteur de l'énergie, différents gouvernements aux États-Unis étaient déjà décidés à assurer l'indépendance énergétique pour les années à venir. Il reste à convaincre l'opinion publique, le Congrès et les compagnies pétrolières d'origine américaine quant aux questions de délai d'entrée des ressources alternatives au marché énergétique mondial ainsi que leur coût (ou leur prix) et leur composition.

En effet, dans une « lettre de Washington » écrite dans *Petroleum Economist*<sup>43</sup>, l'ancien administrateur de la Federal Energy Administration américaine, M. M. A. Conant, a exprimé, à juste titre, « le problème de la crédibilité » aux États-Unis dans ces termes :

On continue à se demander, presque en vain, quelle peut être la raison pour laquelle les États-Unis – qu'il s'agisse des citoyens, de l'industrie et du gouvernement – demeurent si profondément divisés sur la question de l'énergie. Les Américains n'arrivent pas à s'entendre sur la signification, l'importance et la disponibilité des réserves ; ils semblent incapables de déterminer la consommation par des chiffres dont l'exactitude soit acceptée ; ils ne peuvent se mettre d'accord sur les rapports entre les prix et la demande bien que l'industrie de l'énergie doive être, de toutes celles des États-Unis, la plus soumise aux statistiques et soit l'objet d'une surveillance continue.

L'incertitude règne encore sur les délais d'entrée et sur le coût des produits de substitution. Même les prévisions optimistes de l'OCDE en 1974 et révisées en 1977 n'envisagent pas l'entrée du charbon et de l'uranium en quantité considérable avant les dix prochaines années : ces produits ainsi que le pétrole de l'Alaska et de la mer du Nord absorberaient plutôt la demande énergétique additionnelle jusqu'en 1985 au lieu de réduire la demande pour les importations pétrolières<sup>44</sup>.

Toutefois, ce qu'il faudrait trancher, du moins pour les États-Unis, est en définitive la question que posent le coût et le prix.

43. Juin 1978, p. 191.

44. Voir, à cet effet, OCDE, *op. cit.*, 1974 et 1977.

En effet, comme l'ont mentionné à juste titre Rustow et Mugno<sup>45</sup>, on est souvent porté à croire que le prix des produits substitués constitue un plafond à tous les gains potentiels du monopoleur : aucun consommateur ne sera prêt à payer plus cher pour une ressource qu'il peut se procurer ailleurs à meilleur marché. Ce n'est cependant pas toujours le cas quant au pétrole. En fait, la proposition selon laquelle la ressource à meilleur marché se substituera à celle qui est plus coûteuse relève, en dernière analyse, d'une structure de marché où aucun élément d'oligopole puisse exister. Dans un marché oligopolistique, s'il est vrai que tout consommateur paiera pour une source d'énergie à meilleur prix, il est tout aussi vrai qu'aucun producteur ne vendra sa ressource à un prix plus bas que celui auquel il peut la vendre. L'entrée du pétrole de l'OPEP au marché énergétique mondial est significative à plus d'un titre : on a vu comment les prix se sont souvent alignés sur les ressources les plus coûteuses.

On se rappellera certes l'expérience des « majors » et du marché pétrolier de l'après-guerre. Pendant les trois dernières décennies, si le marché était parfait, le pétrole du golfe Persique (qui coûta environ 10 cents le baril) aurait inondé le marché américain où le pétrole local était produit au coût d'environ \$1.50-\$5 le baril et remplacé entièrement le charbon produit en Europe au coût d'environ \$4-\$8 le baril. Si ce pétrole à coût très faible ne les avait pas supplantés, c'était en effet dû au bon gré des « majors » qui ont fait ce que tout bon monopoleur fait : ils ont vendu le pétrole à coût très faible au golfe Persique au prix du marché mondial qui était le prix des ressources alternatives les plus coûteuses.

Aujourd'hui, il semble que les rôles ont été inversés. Le pétrole de l'OPEP n'est plus le meilleur marché mais, une fois inclus les paiements aux gouvernements, il se range vraisemblablement parmi les ressources énergétiques les plus « coûteuses<sup>46</sup> ». Dans ces conditions, le même scénario des années 1950 et 1960 pourrait se reproduire : le prix de l'énergie s'alignera sur celui de la ressource la plus coûteuse. Ce qui signifie que, dans les années 1980, le prix du charbon, du pétrole non-OPEP et d'autres sources de substitution, au lieu de fixer une limite à l'OPEP, s'alignera plutôt sur le prix vendu par cette organisation. Il n'est pas difficile de trouver des exemples pour confirmer cette tendance : le Canada, l'Union soviétique et les autres producteurs de pétrole non-OPEP ont déjà relevé le prix de leur pétrole au niveau fixé par l'OPEP.

Quant aux États-Unis, et pour mieux comprendre leur attitude, il convient de souligner qu'avant l'embargo arabe en octobre 1973, il a déjà été question de l'indépendance énergétique américaine pour la décennie à venir, au coût d'un relèvement de 100% du prix du pétrole et aux moyens, entres autres,

45. D. A. RUSTOW et J. F. MUGNO, *OPEC : Success and Prospects*, New York, New York University Press, 1976.

46. À la conférence de l'ONU sur le pétrole brut qui a eu lieu en juin 1979, un rapport de la société British Petroleum a estimé que le coût de production des sables bitumineux, par exemple, s'élève de \$20 à \$30 le baril en dollars de 1978.

d'un programme d'investissement *public* de l'ordre de \$75 milliards<sup>47</sup>. À peine quelques mois après la publication de l'article de Wilson et à la suite de l'embargo arabe, le prix du brut américain commençait à monter et dépassait largement le niveau prévu par M. Wilson, à savoir \$6 le baril. Mais la production intérieure et les estimations faites par *American Petroleum Institute* sur les réserves prouvées aux États-Unis continuent à montrer une tendance à la baisse<sup>48</sup>. Les anticipations à la hausse des prix pourraient retarder les délais de produire davantage par les compagnies pétrolières et encourager, dans une certaine mesure, la tendance à sous-estimer les ressources autochtones disponibles.

D'autre part, pour ce qui est du développement des ressources alternatives, Rustow et Mugno ont aussi attiré notre attention sur l'attitude du président Ford à l'égard de l'entreprise privée, attitude qui était significative à plus d'un titre :

Now, most people know, who are openminded about it, that you aren't going to [...] stimulate additional drilling and production in old oil if it is \$5.25 a barrel. They just aren't going to do it. You wouldn't, I wouldn't, so you have to give them an opportunity to get a better price if you are going to get them to invest their money and get more old oil<sup>49</sup>.

Il a été également question du développement des produits de substitution qui exige des investissements beaucoup plus élevés que ceux qui sont nécessaires à l'expansion du « *old oil* ». On se rappellera que M. Enders, deux ans après M. Wilson, présentait des estimations de l'ordre de « in the trillion dollar range » (en dollars de 1974), toujours pour les dix années à venir<sup>50</sup>. Immédiatement après, l'ancien secrétaire d'État américain, M. Kissinger, avançait le prix plancher de \$7-\$8 le baril pour assurer la rentabilité des investissements dans les produits de substitution très coûteux.

Mais, M. Enders lui-même a souligné que de telles garanties sont nécessaires seulement si les nouvelles sources d'énergie sont développées par l'entreprise privée. Par contre,

To the extent that the financing of new energy sources is provided through government channels, such capital investment need not be seriously affected by changes in the overall price of oil, or of energy in general<sup>51</sup>.

En somme, comme l'a mentionné à juste titre M. Conant dans la « lettre de Washington » sus-mentionnée, « le processus politique américain n'est pas toujours

47. Voir C. L. WILSON, « A Plan for Energy Independence », dans *Foreign Affairs*, vol. 51, n° 4, 1973, pp. 657-672. M. Wilson fut administrateur de la Commission d'énergie atomique américaine.

48. *Reserves of Guide Oil, Natural Gas Liquids in the United States and Canada*, pour les années en question (1973-1978).

49. *New York Times*, 25 juillet 1975.

50. T. O. ENDERS, *op. cit.*, p. 632.

51. *Ibid.*

une affaire claire, bien structurée et nette. Il est plutôt anarchique ». Malgré tout et en dépit des apparences, il existe une « politique » énergétique américaine dont l'objectif d'indépendance était bien arrêté quoique les déclarations officielles quant au caractère *public* ou *privé* des investissements américains ne soient pas toujours sans équivoque. Pour emprunter les mots de l'ancien président républicain Ford, si le facteur dominant avait été l'« opportunity to get a better price if you are going to get them [les compagnies privées] to invest their money », il serait possible d'envisager une augmentation de plus en plus élevée du « *better price* » et du prix du pétrole de l'OPEP<sup>52</sup>. Ce qui suggère immédiatement que l'investissement public entrepris par les Américains dans les ressources alternatives constitue peut-être la garantie la plus sûre contre des augmentations futures du prix mondial du pétrole de l'OPEP. À cela vient s'ajouter évidemment le rôle prépondérant de l'Arabie saoudite au sein des pays-membres de l'OPEP : ce pays, pour des raisons mentionnées plus haut, préfère un prix « modéré ».

## CONCLUSION

D'après l'expérience des coalitions formées dans plusieurs industries, la durée moyenne d'un cartel efficace (défini comme celui qui parvient à réaliser une augmentation du prix de l'ordre de 200% et à la maintenir pendant deux ans et davantage) est d'environ six ans. La coalition dans l'industrie du mercure en 1939 a cependant duré plus de dix ans. Par contre, plusieurs tentatives dans d'autres industries ont été vouées à l'échec. Ces expériences suggèrent aussi quelques facteurs clés qui caractérisent l'efficacité et la longévité d'un cartel. En regard de l'OPEP, on constate que cette organisation semble avoir réussi toutes les caractéristiques d'un cartel efficace. Ceci n'implique évidemment pas que l'OPEP va maintenir sa position de force pendant six ans, puisque le marché pétrolier présente plusieurs caractéristiques qu'on ne trouve pas dans les autres industries. À cet égard, l'expérience des grandes compagnies pétrolières suggère qu'un cartel peut durer cinquante ans et davantage.

D'autre part, l'incertitude inhérente à la structure oligopolistique de l'industrie pétrolière implique qu'à court terme on peut s'attendre à des fluctuations très fortes et imprévues des prix. À plus long terme, l'expérience suggère que les prix ont tendance à s'aligner sur ceux des sources les plus coûteuses, d'où le jeu entre différents agents économiques en vue de l'appropriation de la rente extraordinaire que génère le pétrole. Ceci dit, cette tendance persistera-t-elle dans le futur ? Aussi longtemps que les pouvoirs privés auront leur mot à dire dans le marché énergétique mondial, il semble qu'on pourrait avancer une réponse affirmative. Mais l'intervention croissante des pouvoirs publics rend la situation

---

52. On se rappelle que dans le discours prononcé le 13 octobre 1977, le président démocrate Carter a énergiquement rendu le secteur privé américain de l'énergie en grande partie responsable de la situation difficile des États-Unis à cet égard. Voir, à ce sujet, *Petroleum Economist*, décembre 1977, pp. 382-384.



beaucoup plus complexe puisque les fonctions-objectifs des États sont souvent plus difficiles à préciser que celles des pouvoirs privés. Toutefois, dans un proche avenir, il est à prévoir que le marché pétrolier et énergétique mondial sera en fonction de la politique du plus grand producteur de pétrole, l'Arabie saoudite, et du plus grand consommateur, les États-Unis : ce double leadership maintiendra la stabilité de l'OPEP et exercera également son contrôle sur l'évolution des prix pétroliers. De plus, l'investissement entrepris par les pouvoirs publics américains dans les ressources alternatives de l'énergie ainsi que la position prépondérante de l'Arabie saoudite au sein de l'OPEP constituent certes les meilleures des garanties contre des augmentations sensibles du prix mondial du pétrole dans un avenir rapproché.

Enfin, à la lumière de l'analyse des facteurs déterminant la stabilité de l'OPEP, il nous semble parfaitement clair que le problème de l'énergie en est un d'économie politique. L'aborder sans tenir compte des variables extra-économiques, c'est se condamner à ne voir qu'une facette du problème. Il est aujourd'hui plus d'une situation économique qui ne nécessite pas des recherches multidisciplinaires plus poussées qui s'avèrent toujours fort utiles quoiqu'audacieuses.