

Le pétrole : économie et politique Petroleum: Economics and Politics

Antoine Ayoub

Volume 70, numéro 4, décembre 1994

URI : <https://id.erudit.org/iderudit/602160ar>

DOI : <https://doi.org/10.7202/602160ar>

[Aller au sommaire du numéro](#)

Éditeur(s)

HEC Montréal

ISSN

0001-771X (imprimé)

1710-3991 (numérique)

[Découvrir la revue](#)

Citer cet article

Ayoub, A. (1994). Le pétrole : économie et politique. *L'Actualité économique*, 70(4), 499–520. <https://doi.org/10.7202/602160ar>

Résumé de l'article

L'article présente une synthèse et une tentative d'explication de l'évolution du secteur pétrolier international depuis 1973 en tenant compte du phénomène de l'interdépendance entre les facteurs économiques et les facteurs politiques. Deux points sont privilégiés. Le premier est l'examen des effets des nationalisations (facteur institutionnel) sur le partage de la rente pétrolière et les modifications des structures du marché. Le deuxième point met l'accent, d'une part, sur les comportements économiques et politiques des États-Unis et de l'Arabie Saoudite, et d'autre part, sur le « conflit-coopération » entre les pays de l'OPEP, pour expliquer la détermination et l'évolution des prix.

LE PÉTROLE : ÉCONOMIE ET POLITIQUE*

Antoine AYOUB

Département d'économie

Université Laval

Université Panthéon-Assas (Paris II)

RÉSUMÉ – L'article présente une synthèse et une tentative d'explication de l'évolution du secteur pétrolier international depuis 1973 en tenant compte du phénomène de l'interdépendance entre les facteurs économiques et les facteurs politiques. Deux points sont privilégiés. Le premier est l'examen des effets des nationalisations (facteur institutionnel) sur le partage de la rente pétrolière et les modifications des structures du marché. Le deuxième point met l'accent, d'une part, sur les comportements économiques et politiques des États-Unis et de l'Arabie Saoudite, et d'autre part, sur le « conflit-coopération » entre les pays de l'OPEP, pour expliquer la détermination et l'évolution des prix.

ABSTRACT – *Petroleum: Economics and Politics.* This article deals with the evolution of the international petroleum sector since 1973 with a special view to interdependence between the economic and political factors that influence it. Two issues are focused upon: (1) the effects of the nationalization of oil companies on the sharing of oil rents and on changes in the structure of the oil market; and (2) the determination of oil prices. The latter involves a discussion of, on the one hand, the political and economic behaviour of the United States and Saudi Arabia and, on the other, the combination of cooperation and conflict that has tended to characterize relations among OPEC countries.

INTRODUCTION

La thèse qui avait cours, jusqu'à la veille de la récente crise du Golfe, était que le pétrole aurait perdu son rôle stratégique; qu'il serait devenu une « banale » matière première subissant, comme toutes les autres matières, les lois « neutres » du marché; que ce marché serait en mesure du régler pacifiquement les conflits qui surgissent périodiquement entre les pays de l'OPEP ou entre ces derniers et les pays consommateurs, etc.

* Ce texte est rédigé à partir des notes d'une conférence prononcée par l'auteur au Collège de France, le 4 juin 1991, à l'occasion de son accueil comme récipiendaire de la Médaille de cette institution.

La « Tempête du désert » est venue balayer sans ménagements toutes ces certitudes en démontrant, s'il en était besoin, le rôle stratégique et vital que conserve le pétrole. Elle est venue surtout souligner, encore une fois, l'imbrication et l'interdépendance entre l'économie et le politique dans tout ce qui touche au pétrole.

Une telle interdépendance paraîtra évidemment comme allant de soi pour tous ceux dont la profession est la gestion du secteur pétrolier, tant dans les compagnies que dans les administrations publiques. Ce n'est pas tout à fait le cas, en revanche, pour une bonne partie des économistes universitaires qui se sont penchés sur l'étude des structures du marché et des mécanismes de fixation des prix pétroliers. Pour ces derniers, le cas du pétrole leur fournissait plutôt l'occasion d'appliquer la batterie impressionnante de l'analyse économique formelle sans vraiment tenir compte du rôle que jouent les facteurs politiques. Les résultats de ces exercices furent souvent de plus en plus désincarnés et loin de la réalité.

En effet, vingt ans après la crise pétrolière de 1973, la littérature académique sur le sujet est loin d'être conclusive tout en étant très abondante (voir, entre autres, des synthèses dans Griffin & Teece, 1982 ; Gatley, 1984 et 1986 ; Barbet, 1983 ; Ayoub et Percebois, 1987). Malgré la grande sophistication des modèles sur le comportement de l'OPEP et des prix, la question « reste ouverte » (Gatley, 1984, p. 1113) et les tests économétriques de tous ces modèles ne semblent pas être concluants (Griffin, 1985 ; Fischer, 1987). En bref, le bilan de tant d'années d'efforts est, apparemment, plutôt décevant : ni le passé n'est expliqué d'une manière qui semble satisfaire une majorité d'économistes, ni les prédictions sur le sentier des prix futurs n'arrivent à trouver une confirmation dans l'évolution concrète du marché.

Cette absence de consensus n'est, malheureusement, pas nouvelle ni unique en économie. Dans le cas qui nous occupe, elle présente néanmoins un avantage : celui de laisser un degré de liberté supplémentaire pour la recherche de nouvelles approches au problème. Celle que j'ai choisie de suivre est délibérément institutionnaliste, dans le sens qu'elle tente d'aborder et de comprendre les phénomènes économiques (et leur changement) en tenant compte, dans la mesure du possible, des changements institutionnels et des variables géopolitiques. Il est vrai que cette approche est difficile à formaliser, mais peut-être c'est le prix à payer pour être plus proche de la réalité complexe du secteur pétrolier.

En ce qui me concerne, ni la thèse de la « banalisation » (explication par l'économie seul), dont la guerre a démontré encore une fois la fragilité, ni la thèse du « complot » (explication par le politique seul), qui consiste à ramener tout changement aux agissements occultes de tel ou tel pays, ne me semblent satisfaisantes pour comprendre les problèmes et l'évolution du secteur pétrolier. Par conséquent, j'ai tenté depuis le début des années soixante-dix d'analyser cette évolution en tenant compte, dans la mesure du possible, des convergences et des divergences dans les intérêts *économiques et politiques* qui poussent les agents parfois aux compromis et parfois aux ruptures. L'article qui suit m'offre

l'occasion d'actualiser des publications passées et de préciser, de développer ou de corriger des propositions déjà avancées (A. Ayoub, 1975, 1976a, 1976b, 1986, 1988, 1990, 1991). Sans partager complètement leurs conclusions, il faut noter ici que plusieurs auteurs adoptent la même approche institutionnaliste poursuivie ici. On peut citer, entre autres, Moran (1982), Mohenfeld (1984), Verleger (1988).

Toutefois, je dois bien admettre, dès le départ, qu'en optant pour une telle démarche, je prends le risque d'emprunter une voie difficile sans être muni d'une ceinture de sécurité, d'une référence théorique bien établie. Car, malgré le rôle important et unanimement admis qu'exercent les facteurs politiques sur les activités économiques, il n'existe pas à ma connaissance une théorie ayant réussi à intégrer, dans un ensemble cohérent et formalisé, les effets du pouvoir politique dans l'analyse économique. C'est pour cette raison, justement, que les lignes qui suivent n'ont pas la prétention de défendre une thèse, mais plutôt de proposer à la discussion une grille d'analyse qui permettra peut-être de mieux saisir une réalité aussi complexe que le secteur pétrolier.

Je grouperai mes arguments autour de deux points que je considère comme fondamentaux dans la compréhension de l'évolution de ce secteur. Le premier point cherchera à retracer les effets que les nationalisations (changement institutionnel) avaient induits d'une part sur le partage de la rente pétrolière et, d'autre part, sur les structures du marché (phénomène de désintégration et de réintégration verticale). Le deuxième point touchera plus particulièrement les mécanismes de détermination des prix pétroliers et le rôle que jouent les facteurs politiques dans cette détermination. À cet égard, l'accent sera mis sur la place qu'occupe, d'une part, le tandem États-Unis - Arabie Saoudite et, d'autre part, sur le jeu « conflit-coopération » à l'intérieur même de l'OPEP.

1. NATIONALISATION ET PARTAGE DE LA RENTE PÉTROLIÈRE

Tout au long des années 60 et 70, la souveraineté nationale sur les ressources naturelles était une des principales revendications de la majorité des pays du tiers-monde, nouvellement indépendant. L'idée dominante, à l'époque, était que l'indépendance politique serait vide de sens si elle n'est pas accompagnée d'un transfert de la propriété et du contrôle de ces ressources des compagnies étrangères, surtout multinationales, au secteur public national.

Non seulement le secteur pétrolier n'a-t-il pas échappé à l'emprise de cette idée, mais il fut même le terrain favori à son application. C'est donc à juste titre que l'on peut considérer l'abolition du système des concessions et la nationalisation des compagnies pétrolières dans les pays de l'OPEP comme le point tournant, peut-être le plus important, de toute l'histoire du pétrole (Penrose, 1988).

C'est à partir de ce changement institutionnel majeur, beaucoup plus important que le quadruplement des prix de 1973 qui en est la conséquence, que l'on

doit analyser l'évolution de l'ensemble des structures économiques du secteur pétrolier. Et, d'abord, le problème du partage de la rente.

1.1 Les rentes pétrolières : définitions

À titre de rappel seulement, on doit commencer par préciser que le secteur pétrolier dégage plusieurs sortes de rentes : de rareté λ , de monopole r_m (plus généralement d'imperfection de marché), différentielle r_d (de Ricardo). On sait, par ailleurs, que l'exploitation d'un gisement d'une ressource naturelle non renouvelable s'effectue dans le temps. Par conséquent, la détermination du sentier des prix est, au fond, une question dynamique. Cependant, nous pouvons représenter le prix à un moment donné en écrivant :

$$P^* = C + \lambda \quad (1)$$

dans laquelle P^* est le prix d'équilibre sur un marché concurrentiel, C le coût moyen (correspondant au coût marginal) de la ressource (en l'occurrence le pétrole brut) et λ est la rente de rareté. On suppose ici que toutes les firmes (chaque firme définie par un seul gisement) sont identiques et que le marché est concurrentiel.

Si on relâche ces deux hypothèses et que l'on considère maintenant une situation où le pouvoir de monopole est identique pour toutes les firmes, nous pouvons alors écrire à partir de (1):

$$P = C + \lambda + r_m + r_d \quad (2)$$

dans laquelle P serait le prix sur un marché imparfait et C et r_d pouvant alors varier par firme.

Rappelons aussi, pour ne plus y revenir, les définitions et les conditions d'existence et de disparition de ces différentes rentes :

- **La rente de rareté (user cost)** λ est, en dépit de la terminologie française, un coût et non une rente. Ce coût rémunère l'épuisabilité (ou la *non-renouvelabilité*) de la ressource, ce qui suppose que l'offre doit être fixe (stock fixe). Une fois cette hypothèse admise, λ est, par définition, plus grand que zéro. Par conséquent, un marché concurrentiel n'élimine pas λ et seul l'abandon de l'hypothèse du stock fixe peut le faire. En revanche, le taux de croissance de λ peut être ≤ 0 . En dernière analyse, ce taux est fonction du coût marginal du baril de pétrole : quand ce coût augmente, le taux de croissance de λ augmente et l'inverse est vrai.

- **La rente d'imperfection de marché** r_m est, comme son nom l'indique, fonction de la structure du marché. Par conséquent, cette rente disparaît complètement en concurrence parfaite et elle est à son maximum en monopole pur.

• *La rente différentielle (de Ricardo) r_d* , peut être définie comme un avantage dont bénéficient certaines unités, au niveau de la production, relativement à d'autres unités dont la présence est pourtant indispensable à l'équilibre du marché (Percebois, 1989). Cet avantage provient du fait qu'à un *moment donné*, même sur un marché concurrentiel, les unités de production (ou les gisements) ont des coûts (moyens et marginaux) différents. Par conséquent, le gisement à coûts faibles dégage une rente par rapport au gisement à coûts élevés.

1.2 Pourquoi nationaliser ?

À partir des définitions que je viens de rappeler, nous pouvons maintenant poser la question : les pays de l'OPEP étaient-ils obligés de nationaliser les compagnies pétrolières ? Ces nationalisations étaient-elles seulement la conséquence d'un nationalisme exacerbé et d'une indépendance politique fraîchement acquis - facteurs qui, certes, agissaient - ou répondaient-elles aussi à une contrainte économique bien plus précise ? Autrement dit, ces nationalisations ne représentent-elles pas déjà un exemple parfait de l'imbrication du politique et de l'économique ?

Si l'on admet que le « jeu pétrolier » est, en dernière analyse, un jeu de partage de la rente, les nationalisations (ou toute autre forme juridique apparentée : association, participation, etc.) que la majorité des pays de l'OPEP avaient décrétées au début de la décennie 70 et parfois même bien avant, trouvent immédiatement leur raison d'être et leur justification.

À partir des équations (1) et (2) et dans le cas où deux partenaires (le propriétaire et le concessionnaire) sont impliqués dans la production, il est évident que le partage de la totalité des rentes (λ , r_m et r_d) entre eux est influencé par la connaissance que chacun d'eux a de la valeur réelle des paramètres P^* , P et C . Si cette condition n'est pas remplie, la force de marchandage du partenaire « ignorant » perd beaucoup de son poids et l'on se trouve dans une situation où le partenaire « informé » impose à l'autre les termes du partage (Ayoub, 1975).

Avant 1973, le partenaire « informé » était, sans aucun doute, les *Majors* en particulier et les compagnies étrangères indépendantes en général. Les pays producteurs étaient considérés comme le « partenaire endormi » (*sleeping partner*) qui se contente de taxer les sociétés selon des formules plus ou moins compliquées, comme le coût après taxes (*Tax paid cost*), ou des formules en apparence radicale, comme le 50/50 (*fifty-fifty*). La réalité était beaucoup plus simple : l'application rigoureuse de ces formules, ou même les négociations portant sur leur application concrète, dépendaient directement et exclusivement des informations que les sociétés pétrolières voulaient bien communiquer aux pays producteurs concernant les valeurs réelles de P^* , P et C .

Pour ce qui est du coût de production C , les compagnies pétrolières étrangères étaient les seules à explorer et à produire du pétrole brut dans les pays-hôtes et, par conséquent, elles étaient les seules à détenir l'information au sujet des

réserves et des coûts de production. Pour ce qui concerne les prix P^* et P , la situation était encore plus compliquée puisque le système d'intégration verticale et des prix internes, que les *Majors* avaient construit dès les années vingt, dominait tellement le marché qu'il était pratiquement impossible de remonter la filière depuis les prix des sous-produits à la consommation finale jusqu'au prix du pétrole brut à la tête du puits.

Devant une telle situation, une des issues possibles qui s'offrait aux pays producteurs pour découvrir les valeurs de P^* , P et C , était la nationalisation de ces compagnies et le contrôle direct de leur réserve et de leur production nationales. Presque du jour au lendemain, et par le fait même de ces nationalisations, les pays de l'OPEP se retrouvaient avec des quantités importantes et de plus en plus croissantes de brut à commercialiser directement. En d'autres termes, après avoir été pendant très longtemps des percepteurs de taxes et de redevances auprès des compagnies pétrolières opérant sur leurs territoires, ces pays devenaient, dans un bref laps de temps, les détenteurs des réserves les plus importantes et les principaux producteurs et vendeurs du pétrole brut dans le monde. Le marché OPEP venait de naître.

Le changement introduit par les nationalisations, dans les années 70, peut ainsi être considéré, à juste titre, comme le point de rupture vraiment historique dans le processus des politiques pétrolières de ces pays. Nous nous trouvons là devant un exemple parfait d'un changement institutionnel qui va déclencher tout un ensemble de phénomènes économiques issus, directement ou indirectement, de lui.

En ce qui concerne plus particulièrement et plus précisément le problème du partage de la rente, la conclusion qui s'impose - et qui, en fait, s'est imposée dans la réalité - est qu'avec l'abolition du système de concessions et la récupération du contrôle direct sur la ressource, les pays de l'OPEP avaient acquis le moyen non seulement de modifier le système de partage de la rente à leur avantage, mais bien plus la possibilité de récupérer la totalité de la rente au niveau de la production.

Mais les nationalisations avaient aussi un autre effet, peut-être bien plus important que le partage de la rente : c'est celui de la fixation de la dimension même de cette rente. En effet, une fois les pays producteurs seuls propriétaires de leurs ressources, la question qui allait leur faire face était : comment maximiser cette rente à travers le temps ou, pour être plus précis, comment maximiser le profit net actualisé de leur stock connu de pétrole en terre. Une telle question conduit immédiatement à poser et à résoudre la fameuse équation quantités-prix qui commande, en dernier ressort, la dimension de la rente à un moment donné ainsi que l'évolution de cette dimension dans le temps. Cette question sera reprise dans la section 3.

2. NATIONALISATION ET STRUCTURES DU MARCHÉ

2.1 *Rupture de l'intégration verticale*

Comme deuxième effet, les nationalisations ont conduit à la rupture du système de marché construit et géré par les *Majors* depuis les années vingt. Ce système reposait sur une triple base : a) une intégration verticale du « puits à la pompe » ; b) une intégration horizontale (géographique) permettant de gérer sous une même autorité des gisements dispersés dans différents pays ; et finalement c) une entente, explicite ou implicite, entre ces compagnies pour se partager le marché (Ayoub, 1986 et 1988).

Jusqu'au début des années 70 et avec l'aide de ce système, les *Majors* contrôlaient en effet l'exploration, la production, le transport, le raffinage et la distribution d'environ 70 à 80% du pétrole brut et des produits pétroliers que consommait le « monde libre » en dehors des États-Unis.

La conséquence directe de ce système de contrôle était, sans doute, une stabilité dans le marché qui contrastait singulièrement avec le chaos et le gaspillage des ressources qui existaient auparavant. Même si, de temps à autre, des tensions et des remous faisaient jour - conséquences prévisibles de la concurrence des compagnies indépendantes et en dehors de l'entente - cela ne se reflétait que très marginalement sur le niveau des prix courants qui a connu jusqu'en 1970 une tendance plutôt à la baisse (voir graphique à la section 3).

Les nationalisations vont faire subir à ce système une profonde rupture : un maillon important de la chaîne pétrolière, celui de la production et de la commercialisation du pétrole brut, va passer sous le contrôle direct des pays de l'OPEP. Cette rupture a entraîné la désintégration du système des *Majors* et l'instauration d'une structure bicéphale : les pays de l'OPEP contrôlant les activités en amont (production et commercialisation du brut) et les compagnies pétrolières contrôlant les activités en aval (transport, raffinage, distribution et ventes des produits pétroliers).

Le résultat immédiat de ce bicéphalisme était que, d'une part, le système intégré des *Majors* ne pouvait plus fonctionner comme jadis et que, d'autre part, le système de l'OPEP, qui n'est intégré ni verticalement ni horizontalement, s'est révélé, après quelques années de fonctionnement, incapable de prendre la relève des compagnies pétrolières et d'assurer le contrôle de l'ensemble du secteur.

Cette conséquence, tout en étant inscrite dans les faits dès 1973, était temporairement masquée, d'une part par la crainte, fondée ou illusoire, d'une pénurie de pétrole qui a dominé toute la décennie 70 et, d'autre part, par les relations particulières que continuaient d'entretenir les plus gros pays producteurs du Golfe avec les anciennes compagnies concessionnaires. Les conditions de ces relations (contrat à très long terme, rabais sur le prix officiel, clause du *phase-out*, etc.) assuraient une sorte d'intégration verticale artificielle (Verleger, 1988). Quand, à partir de 1981, le marché s'est retourné d'un marché vendeur à un

marché acheteur, ce système de transition n'a plus résisté et la voie était ouverte à l'expansion des marchés libres.

Plusieurs conséquences peuvent être enregistrées suite aux nationalisations et au changement dans la structure du marché qu'elles ont induits :

Accès des Majors au pétrole : L'effet directement observable des nationalisations était le changement radical de la position concurrentielle des *Majors* sur le marché du pétrole brut (Mohenfeld, 1984). Entre 1973 et 1982, ces compagnies avaient perdu environ 50% de leur part du marché du pétrole brut, passant de 30 millions de b/j à environ 15.2 millions de b/j, au moment où la demande du « monde libre » n'avait diminué que de 15% à la même période. Plus significatif encore, les *Majors* ne pouvaient plus compter en 1982 que sur 6.7 millions b/j de production venant des réserves qu'elles contrôlaient, soit comme propriétaire soit comme concessionnaire, au moment où ce chiffre était de 25.5 millions de b/j en 1973 : une diminution de 74% en moins de dix ans. En d'autres mots, les *Majors* devenaient des acheteurs nets importants de pétrole brut après avoir été pendant très longtemps des vendeurs de brut à leurs propres raffineries (intégration verticale).

Rupture de la concentration horizontale : La diminution de la part des *Majors* dans le marché du brut s'est aussi accompagnée de l'entrée de nouveaux venus (les non-OPEP), attirés par la hausse des prix des années 70. Cette hausse avait stimulé chez eux l'exploration et la production (exemples : la Norvège, le Mexique, la Grande-Bretagne, l'Égypte ainsi qu'un ensemble de pays africains et asiatiques). L'indice Herfindahl qui mesure le degré de concentration horizontale des industries, était passé de 1600 en 1965 à environ 930 en 1986 pour tous les producteurs et de 1250 à environ 600 pour tous les exportateurs de pétrole brut (voir Verleger, 1988). Cela indique clairement que les nationalisations, non seulement avaient indirectement favorisé une plus grande liberté d'entrée sur le marché, mais aussi et par le fait même la création d'un facteur supplémentaire de déstabilisation de l'OPEP comme nous allons le voir. D'autant plus, et ce point doit être bien noté, que la grande majorité des nouveaux pays producteurs (surtout du tiers-monde) avaient eux aussi emboîté le pas à l'OPEP en nationalisant le pétrole chez eux et en créant des sociétés pétrolières publiques.

Restructuration du secteur du raffinage : La diminution de l'accès direct des *Majors* et des autres compagnies aux réserves pétrolières des pays de l'OPEP, les a poussées à « rationaliser » leur réseau mondial de raffinage et de distribution afin de conserver, autant que faire se peut, leur structure de compagnies intégrées ou, ce qui revient au même, afin de diminuer leur dépendance envers le pétrole brut des pays de l'OPEP. La capacité mondiale de raffinage des *Majors* avait ainsi diminué de 23.3 à 14 millions de b/j entre 1973 et 1982. Cette tendance à la rationalisation s'est encore renforcée avec l'augmentation de la capacité de raffinage de quelques pays de l'OPEP, qui ne voulaient plus seulement vendre du brut mais cherchaient à devenir aussi des exportateurs de produits raffinés.

2.2 Expansion des marchés libres

Le premier des marchés qui a succédé en importance au marché OPEP défaillant est, sans conteste, le marché *spot* (ou le marché libre de Rotterdam). Ce marché existait, certes, depuis les années 30 mais remplissait uniquement un rôle d'appoint dans la planification des livraisons en produits raffinés des *Majors* (Abu Khadra, 1980). Avec les nationalisations et l'émergence du marché OPEP, le marché *spot* a changé d'orientation et de dimensions. D'orientation, parce qu'il commençait à traiter du pétrole brut et non plus uniquement des produits raffinés ; de dimension, parce que plus le marché OPEP déclinait, plus les transactions sur le *spot* augmentaient. À tel point que « le *spot* » est devenu, dès le début des années 80, le marché de référence mondiale du pétrole brut.

Les conséquences de l'expansion du marché *spot* et la place importante qu'il a fini par occuper au détriment du marché OPEP, peuvent être résumées dans les points suivants :

Augmentation du nombre des intervenants : La première conséquence de l'expansion du marché *spot*, qui en est aussi la cause, est l'augmentation considérable du nombre des intervenants sur le marché du brut. Réservé jadis aux quelques grandes compagnies, le marché pétrolier d'aujourd'hui est envahi par un nombre croissant d'intervenants : d'abord, les compagnies nationales de pétrole des pays de l'OPEP et des pays non-OPEP ; ensuite, les compagnies privées et publiques des pays consommateurs (des multinationales aux compagnies de taille moyenne) ; enfin, les sociétés de négoce (trading) et de courtage.

Multiplication des marchés complémentaires : Comme le marché *spot* s'apparente beaucoup, par son fonctionnement, à la Bourse, son développement n'a pas manqué de rendre les prix pétroliers assez volatils et les risques encourus assez élevés. Pour faire diminuer ces risques, ou pour se protéger contre eux, il s'est développé - comme sur le marché des changes, par exemple - des marchés parallèles comme le marché à terme qui, à son tour, a donné naissance au marché à option. D'aucuns n'ont pas hésité à voir dans cette évolution une « banalisation » du pétrole et sa transformation d'un produit stratégique en une matière première (*Commodity*) comme les autres. Sans aller jusque-là (les événements de 1990-91 dans le Golfe réduisent à néant cette conclusion) et sans trancher ici le débat sur les effets stabilisateurs ou déstabilisateurs des marchés libres (voir à ce sujet Artus, 1989), on peut, en revanche, écrire que le développement de ces marchés a rendu le contrôle des prix par l'OPEP beaucoup plus difficile que prévu.

Structure du marché et prix : La combinaison des deux conséquences que l'on vient d'évoquer a, en effet, produit une structure industrielle plus favorable à la concurrence ou, tout au moins, plus difficile aux ententes oligopolistiques. En ce qui concerne l'OPEP, le développement des marchés libres et le difficile contrôle des prix qui en découle, exercent sur elle deux effets opposés. Un effet déstabilisateur dans la mesure où l'existence d'un marché libre florissant et faci-

le d'accès constitue une « porte de sortie » aisée pour le (ou les) membres de l'OPEP qui cherche(nt) à ne pas respecter son (leur) quota de production déclenchant, par ce fait même, un phénomène d'imitation bien connu. Un effet stabilisateur, ou plutôt un effet incitatif à la coalition, dans la mesure où l'existence d'un marché libre, en laminant le niveau des prix, pousse les pays de l'OPEP à retrouver leur entente à chaque fois que celle-ci leur paraît plus profitable que la politique du chacun-pour-soi. L'histoire récente de l'industrie pétrolière et de l'OPEP fournit des exemples multiples de ces deux effets tout en indiquant que le deuxième effet est plus agissant quand le marché est acheteur.

2.3 Retour à l'intégration verticale ?

Il y a déjà très longtemps, P. Frankel (1948) avait tiré deux importantes conclusions de sa magistrale étude du secteur pétrolier international. La première est que « la concurrence sans frein, quand on la laisse régner dans l'industrie pétrolière, conduit à une faillite générale ou à un monopole qu'exerce le survivant » ; la deuxième conclusion est « qu'il ne peut y avoir aucun doute que toujours et partout s'est manifestée une tendance irréversible à la concentration, à l'intégration et à la cartellisation dans l'industrie pétrolière ».

Quarante ans environ après, il vient de confirmer à nouveau ces conclusions par un article récemment paru (Frankel, 1989). Les arguments qu'il déploie pour soutenir sa thèse sont, comme il se doit, simples mais pénétrants (ou plutôt pénétrants parce que simples). Pour lui, le pétrole est une industrie à haut degré de risque, non seulement à cause du caractère aléatoire de l'exploration, mais aussi à cause du haut niveau des investissements requis dans les autres phases de production (transport, raffinage et distribution). Pour diminuer ce risque, ou se couvrir contre lui, les producteurs sont incités à diversifier leur exploration dans l'espace pour pouvoir compenser les déceptions (les puits secs) par les réussites (les découvertes commercialisables) : c'est la raison d'être de la concentration horizontale. Ce qui est vrai de l'exploration l'est aussi, selon lui, des autres phases de l'industrie. C'est ainsi que l'intégration verticale, de deux ou plusieurs phases, a comme motif la diminution du risque et la garantie de pouvoir réaliser un taux *moyen* raisonnable de rendement sur les investissements consolidés. À ce motif viennent s'ajouter deux autres : la disponibilité et le contrôle de l'offre du brut ainsi que la volonté de rendre captif le marché des produits raffinés. La conclusion, encore une fois, pour Frankel, est que « l'intégration est l'habitat naturel de l'industrie pétrolière » ; elle conduit, en plus, à une certaine « stabilité » des prix dans le temps.

Même si cette analyse n'est pas entièrement partagée par Adelman (1972), qui ne voit pas de raisons « naturelles » à l'intégration et à la concentration de l'industrie pétrolière, il demeure que la thèse de Frankel et ses conclusions sont presque un credo dans les milieux professionnels et que le comportement des « décideurs » dans l'industrie pétrolière manifeste avec évidence les tendances soulignées par ce dernier. Pour ce qui est de la relation entre intégration et « sta-

bilité» des prix, Hubbard (cité par Verleger, 1988) considère que l'intégration verticale favorise la stabilité des prix à court terme tandis que la concentration horizontale la favorise à long terme.

Quoi qu'il en soit de ces thèses et contre-thèses, le fait demeure que depuis maintenant une dizaine d'années, un mouvement net se dessine indiquant la volonté de quelques pays de l'OPEP de descendre la filière pétrolière en aval en allant investir dans les secteurs du raffinage et de la distribution en Europe et aux États-Unis. Cette tendance a pris deux formes (Ayoub, 1988): soit le contrôle direct (le cas du Koweït), soit le contrôle partagé en *joint ventures* avec les *Majors* ou des compagnies pétrolières privées de moindre importance (le cas de l'Arabie Saoudite avec Texaco aux États-Unis, ainsi que le cas du Venezuela, de la Libye, du Mexique, etc.). Aujourd'hui, les acquisitions des pays de l'OPEP dans l'aval hors de leurs frontières représentent 4,7% du total de la capacité de raffinage en Europe et aux États-Unis (environ 1,77 millions de b/j). (voir *Petroleum Intelligence Weekly*, 15 janvier 1990 – *Special Supplement Issue*). Si l'on ajoute à ces acquisitions, déjà réalisées et potentielles, l'apport des raffineries à l'exportation construites dans la plupart des pays de l'OPEP, on peut raisonnablement parler d'une possibilité réelle, quoique hésitante, d'une nouvelle restructuration de l'industrie pétrolière (Bourgeois et Perrin, 1989).

La conclusion d'étape à laquelle on peut aboutir est que le retour à une forme d'intégration verticale au niveau mondial ne pourra se faire sans tenir compte : 1) du changement institutionnel radical que furent les nationalisations et 2) que les formes que revêtira une telle intégration seront plus proches du partenariat entre chaque pays de l'OPEP et les compagnies pétrolières que du contrôle exclusif de ces dernières sur toute la chaîne, comme c'était le cas avant 1973.

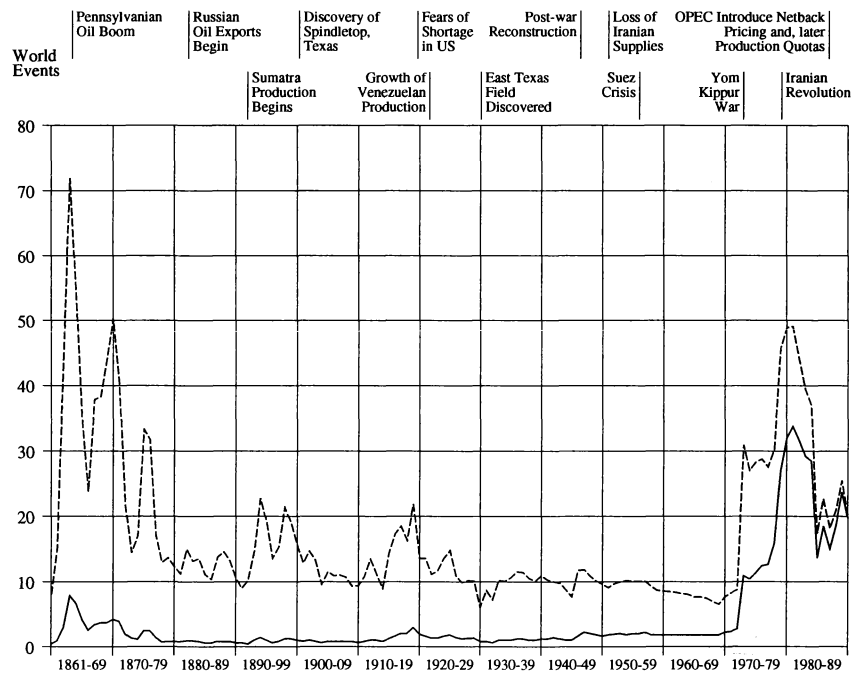
D'autre part, et aussi paradoxal que cela puisse paraître, ce sont les nationalisations justement qui ont conduit, par leurs effets sur la structure du marché et des prix, à une prise de conscience de plus en plus aiguë de l'interdépendance qui lie ensemble les pays producteurs, les pays consommateurs et les compagnies.

3. LES PRIX PÉTROLIERS : UNE CONSTATATION ÉCONOMIQUE ET DEUX CONTRAINTES POLITIQUES

Si l'on avait à résumer, à partir de l'évolution des prix, l'ensemble de la problématique pétrolière, on pourrait dire que celle-ci se caractérise par l'existence d'un « prix plancher » qui n'a jamais été percé depuis le premier choc de 1973 et par l'inexistence d'un « prix plafond » communément accepté et stable. L'existence de ce « prix plancher » est la conséquence de l'adoption, par les États-Unis, d'une logique de sécurité de préférence à une logique économique pure. En revanche, l'inexistence d'un « prix plafond » est la manifestation, à l'intérieur même de l'OPEP, des contradictions qui divisent les pays membres entre les tenants du « plan long » et ceux du « plan court ».

GRAPHIQUE 1

LE PRIX DU PÉTROLE BRUT DEPUIS 1861



SOURCE: *B.P. Statistical Review of World Energy*, Juin 1992, p. 12

3.1 Un « prix plancher » jamais percé

La figure 1 (*B.P. Statistical Review*, 1992) retrace l'évolution du prix moyen du pétrole brut de 1861 à nos jours. À la lecture de ce graphique, un contraste frappant ne manquera pas d'apparaître entre la période 1900-1970 et la période qui commence en 1973. Alors que la première semble se caractériser par une relative stabilité, la deuxième période est visiblement dominée par des fluctuations brusques et de grande ampleur.

Tout au long de cette deuxième période, les prix moyens courants ont, en effet, évolué de 1,90 \$/bl en 1972 à 11 \$/bl en 1974, à 36 \$/bl en 1981, pour revenir à 14 \$/bl en 1986, à 17 \$/bl en 1989 et à 18-19\$/bl aujourd'hui. En somme, les prix ont connu, dans un intervalle de vingt ans, deux explosions (en 73/74 et 79/80), un effondrement (en 1986), une période de quasi-stagnation (1975-78), une période d'érosion continue (1981-85) et une période de volatilité et d'incertitude (de 1987 à nos jours).

Malgré cette histoire fort mouvementée - et qui prenait un malin plaisir à déjouer toute tentative de rationalisation, d'explication ou de prévision - il se dégage quand même une constante qui attire l'attention et qui sollicite une explication. Durant toute la période qui va de 1973 à nos jours, jamais les prix pétroliers n'ont vu leur niveau baisser en-dessous d'un seuil de 14 à 15 \$/bl en moyenne annuelle et en dollars courants et de 18 à 20\$/bl en dollars constants (\$ 1991). Même pendant la guerre des prix de 1986, leur niveau n'a baissé à 7 \$/bl que pendant quelques jours au moment où le prix moyen, pour toute l'année 1986, s'est, en fait, situé à environ 14 \$/bl. À bien y regarder, on dirait qu'il existe une sorte de « prix plancher », qui n'a effectivement jamais été percé durant toute la période sous examen.

Cette constante dans l'évolution des prix pétroliers est d'autant plus troublante que, dans l'intervalle, la structure des marchés et des prix n'a cessé de se modifier d'une manière telle que presque tous les cas de figures possibles, à cet égard, furent expérimentés. En ce qui concerne la fixation des prix, tout d'abord, nous avons vu se succéder le système du prix officiel de l'OPEP (1973-80), le système mixte prix officiel/prix *spot* (1981-85), la domination du prix *spot* (depuis 1986) et sa régionalisation (Dubai, Brent, West Texas Intermediat). Sur le plan de la structure du marché, ensuite, nous avons pu observer le passage d'une structure industrielle intégrée verticalement et horizontalement par les compagnies pétrolières à une structure bicéphale (les pays producteurs contrôlant l'amont, les compagnies pétrolières l'aval), l'émergence et le développement des marchés libres aux dépens du marché-OPEP et l'amorce de nouvelles formes d'intégration verticale associant quelques pays producteurs et quelques compagnies. Finalement, sur le plan de la composition de l'offre globale, nous avons aussi enregistré, depuis le début des années 80, une diminution continue des parts de marché des pays de l'OPEP en faveur des pays non-OPEP (de 60 - 65% dans les années 70 à 30 - 35% dans les années 80) et des tentatives

multiples des premiers pour récupérer leurs parts, même en pratiquant une guerre dévastatrice des prix comme en 1986 (Ayoub, 1988).

Si l'on se contente d'adopter le critère « douceur de vie », évoqué dans les manuels d'économie, pour caractériser un marché dominé par un monopole, on serait tenté de dire, à la lecture d'une histoire tellement bondissante et sans répit, que c'est plutôt l'OPEP qui a introduit la concurrence et les bouleversements dans un secteur qui, jusqu'en 1973, était manifestement livré à une morne tranquillité! Mais la réalité est encore plus complexe, car comment expliquer alors l'existence même de ce « prix plancher » et surtout sa persistance sous diverses structures de marché?

3.2 La logique des coûts

La première explication de ce phénomène, la plus simple et certainement la plus répandue, surtout parmi les économistes anglo-saxons, peut se résumer en très peu de mots à partir des travaux d'un représentant en vue de cette école de pensée qui est M. Adelman (1986).

Cet auteur commence par constater que le coût de remplacement d'un baril de pétrole (ou le coût marginal qui, selon lui, est la somme du coût marginal d'extraction et du coût marginal du capital investi pour maintenir ou augmenter la production) extrait en 1978 aux États-Unis est environ 69 fois plus élevé que celui de l'Arabie Saoudite. Ce coût est de 0,13 \$/bl dans ce dernier pays au moment où il est de 8,06 \$/bl aux États-Unis.

À partir de ce constat, la logique économique conduit nécessairement, selon Adelman, à trois conclusions. La première est que la rareté n'explique pas le niveau des prix (ni des prix courants, ni du « prix plancher »). La deuxième est que face à l'écart dans les coûts entre l'Arabie Saoudite et les États-Unis, un marché concurrentiel ferait en sorte que la demande globale soit d'abord satisfaite par les producteurs à réserves abondantes et à coûts faibles (l'Arabie Saoudite et les pays du Golfe) avant de mettre à contribution les producteurs à faibles réserves et à coûts élevés (les États-Unis et le reste du monde). La rente différentielle que le premier groupe de pays encaisse actuellement tendrait alors à diminuer et pourrait même disparaître complètement à long terme. La troisième conclusion, qui vient boucler l'argumentation, est que si les prix ne baissent pas à un niveau proche des coûts les plus bas (ce qui est le principe même d'une économie concurrentielle) c'est que, selon Adelman, l'OPEP est un cartel dont la fonction est de dresser un barrage contre la baisse des prix : « Éliminez ce barrage et les prix s'effondrent » (Adelman, 1986, p. 394).

3.3 La logique de la sécurité

Très séduisante à prime abord, cette logique des coûts oublie, toutefois, de tenir compte d'une autre logique, tout aussi défendable, qui est la logique géopolitique ou, plus précisément, de la sécurité des approvisionnements pétroliers.

Car la première conséquence qui découle de la logique économique stricte est que, dans un marché libre, le pétrole à coût faible ne tardera pas à expulser de ce même marché le pétrole à coût élevé pour prendre sa place. Ce qui veut dire, dans le cas des États-Unis nommément, la diminution radicale et éventuellement l'arrêt complet de la production pétrolière de ce pays, suivi d'une augmentation parallèle de sa dépendance envers les sources extérieures d'approvisionnements. Cela aurait été, en principe, concevable si le monde était formé d'une seule entité politique et non comme il est dans la réalité: un ensemble d'entités souveraines et différentes les unes des autres par leurs intérêts et leurs objectifs. Et il se trouve que les États-Unis veulent éviter d'être complètement dépendants d'un pays ou d'un groupe de pays concentrés dans une région explosive politiquement.

D'autant plus que les nationalisations des multinationales du pétrole par les pays producteurs, tout au long des années 70, avaient déclenché comme une sorte de relation dialectique entre le contrôle de la ressource et la sécurité des approvisionnements. Plus les pays producteurs augmentaient leur contrôle, plus les pays importateurs industrialisés cherchaient à faire diminuer leur dépendance envers le pétrole, comme source d'énergie, et envers l'OPEP, comme source d'approvisionnement pétrolier (Ayoub, 1976 a).

Dans les faits, la politique des États-Unis cherche à substituer le pétrole autochtone, au cas où il aurait existé (Alaska, par exemple), et plus généralement le pétrole non-OPEP (Mer du Nord) au pétrole OPEP. En dernière analyse, la différence dans le coût de production entre ces deux sortes de pétrole peut être considérée comme le «coût de la sécurité». Ce coût peut même être mesuré et quantifié. En effet, si le coût du pétrole-OPEP est C_0 et le coût du pétrole non-OPEP est C_n , on peut écrire que le coût de la sécurité C_s est :

$$C_s = C_n - C_0 \quad (3)$$

C_n peut même être considéré comme le «prix plancher» P_p du pétrole brut que les États-Unis cherchent à faire valoir sur le marché. Ce coût constitue, par ailleurs, la grande partie de la rente différentielle des pays de l'OPEP. Par conséquent, à partir de (1) et (3) on peut écrire :

$$P_p = C_n + \lambda \quad (4)$$

Même si l'on entend dire, de temps à autre, que les États-Unis manquent d'une politique énergétique, ce qui en stricte vérité est faux, il n'en demeure pas moins clair que ce pays a depuis longtemps un objectif stratégique bien précis et à double volet. Le premier est de ne pas trop augmenter sa dépendance pétrolière, ce qui implique une certaine hausse des prix qui favoriserait cet objectif tout en ne compromettant pas trop le rythme de la croissance économique. Le

second volet de cet objectif stratégique est d'assurer la sécurité des importations pétrolières que ce pays est obligé d'effectuer pour équilibrer son bilan énergétique, surtout si la provenance de ces importations est la région névralgique du Golfe.

Par conséquent, si le prix courant du pétrole reste dans le voisinage des coûts moyens des gisements américains, le premier volet de l'objectif sera, dans une certaine mesure, réalisé. Dans ce sens que ces gisements continueront ainsi à produire. L'écart dans les coûts de production entre les États-Unis et l'Arabie Saoudite, auquel j'ai fait référence plus haut, sera en quelque sorte le prix que le premier pays accepte de payer autant pour préserver son industrie pétrolière nationale de la fermeture que pour s'assurer, en même temps, d'une marge de sécurité face aux importations étrangères. Le deuxième volet de l'objectif, qui est de protéger la sécurité de ces dernières, exige, bien entendu, d'autres mesures que celle de maintenir un certain niveau des prix. Ces mesures sont : la politique de stockage stratégique, une plus grande coopération au sein de l'Agence Internationale de l'Énergie pour répartir les stocks en cas de crise, le renforcement des relations bilatérales avec les pays du Golfe (surtout l'Arabie Saoudite)... etc. Tout au long des vingt dernières années, les États-Unis ont effectivement encouragé la mise en place de toutes ces mesures, tout en faisant clairement entendre, de temps à autre, qu'ils n'excluraient pas le recours à la force militaire pour protéger, en dernier ressort, la sécurité de leurs approvisionnements pétroliers à un « prix raisonnable » (Hogan dans Griffin et Teece, 1982):

Dès 1974, H. Kissinger a même pris la précaution de préciser ce prix en déclarant que, pour les États-Unis, un prix qui dépasserait un plafond de 7\$/bl (\$ 1974) entraînerait, selon lui, « l'étranglement » de l'économie de ce pays ainsi que de l'économie mondiale. Le prix plafond ainsi suggéré était, en revanche, un prix qui, tout en ne décourageant pas trop l'exploration et la production de sources substituts au pétrole à coûts faibles, ne mettait pas en danger la croissance économique. Pendant toute la période 1974-81, l'Arabie Saoudite avait essayé, sans grand succès, de faire adopter ce prix par l'OPEP. Dès lors, le prix suggéré par H. Kissinger devenait, dans les faits, un « prix plancher » au moment où le prix officiel de l'OPEP faisait figure de « prix plafond » qui, lui, a évolué au gré des tribulations propres à cet organisme.

Durant les trois présidences de Nixon, Ford et Carter, la politique américaine consistait principalement à faire pression sur les pays de l'OPEP pour les amener à abandonner leur politique haussière et à s'approcher le plus près possible du « prix plancher ». Le retournement du marché en 1981 qui, dans une large mesure était la conséquence de cette politique haussière à courte vue, allait rétrécir de plus en plus les parts du marché de l'OPEP et déclencher entre ses membres des conflits, aujourd'hui permanents.

Le point culminant de cette situation est, sans conteste, la guerre des prix de 1986 qui, à un moment, risquait même de percer le fameux « prix plancher ». La

réaction des États-Unis ne s'est pas alors fait attendre, car G. Bush, vice-président à l'époque, fut vite dépêché en Arabie Saoudite pour demander à ce pays d'arrêter cette guerre et de ramener les prix au moins jusqu'au niveau du « prix plancher » de l'époque, soit 15 à 16 \$/bl. En quelques jours, les prix ont en effet remonté de 7 – 8 \$/bl, leur niveau le plus bas, à 16-17 \$/bl. Cette intervention directe et claire des États-Unis, en pleine période du libéralisme *réganien*, prouve suffisamment l'intérêt vital de ce pays pour le maintien d'un « prix plancher » qui répondrait le plus possible à son objectif de relative autonomie pétrolière. Cet épisode manifeste aussi l'intérêt convergent de l'Arabie Saoudite (et des autres pays du Golfe de moindre importance : Koweït, EAU) avec les États-Unis pour le maintien d'un prix courant pas trop éloigné de ce « prix plancher », ni à la hausse ni à la baisse.

Mais pour quelle raison ces mêmes pays du Golfe ont-il intérêt à défendre ce niveau de prix ? La réponse à cette question renvoie immédiatement à la deuxième contradiction du système pétrolier : l'opposition entre le « plan long » et le « plan court » à l'intérieur même de l'OPEP. Les difficultés considérables qui empêchent cet organisme de trouver et de maintenir un « prix plafond » admis par tous, découlent directement de cette opposition.

3.4 *Plan long et plan court*

Dès 1975, j'ai eu l'occasion, avec d'autres observateurs, de mettre l'accent sur une contradiction profonde à l'intérieur même de l'OPEP qui constitue, à l'évidence, une des causes majeures de son instabilité (A. Ayoub, 1975). Il s'agit en fait du problème de la détermination d'un niveau de prix optimal (« prix plafond ») pour l'ensemble des pays membres de l'OPEP (Al-Chalabi, 1986).

À cet égard, deux conceptions se sont opposées et continuent à le faire depuis le premier choc pétrolier. Chacune d'elle possède sa logique propre qui, en dernière analyse, découle directement et dans chaque cas d'une réalité physique difficilement modifiable et d'un raisonnement économique contraignant.

Pour les pays du Golfe à faible population, à besoins financiers relativement limités, à réserves immenses et à coûts d'extraction et de développement excessivement faibles (à peine 0,50 \$/bl en moyenne), le prix du pétrole doit être maintenu à un niveau compétitif par rapport aux coûts des énergies substitués. La hausse des prix, selon cette optique, devrait donc être étalée sur une longue période de temps afin de protéger la valeur en terre des réserves de ces pays de la concurrence prématurée des autres énergies. Cette position, dite du « plan long », est à la base même du comportement de pays comme le Koweït, les Émirats Arabes Unis et du plus important parmi eux, l'Arabie Saoudite.

En revanche, pour les autres pays de l'OPEP, dont les réserves sont relativement plus modestes et la population et les besoins financiers beaucoup plus importants, la valorisation optimale de leurs stocks en terre les pousse, avec une logique tout aussi défendable que le premier groupe de pays, à vouloir hausser

les prix de leur pétrole dans un laps de temps relativement court. Leur objectif est de faire en sorte que les prix du pétrole puissent se rapprocher de plus en plus, et le plus rapidement serait le mieux, des coûts des substituts. Car, au moment où ces derniers seront mis sur le marché, les réserves pétrolières de ces pays seront soit épuisées, soit en déclin. C'est le « plan court » des pays comme l'Algérie, l'Indonésie, le Nigéria, le Vénézuéla, etc. L'Iran et l'Irak sont, à cet égard, dans une position particulière étant donné l'importance concomitante de leurs réserves, de leurs populations et de leurs besoins financiers. La guerre meurtrière et dévastatrice des années 80 entre ces deux pays, avait augmenté considérablement leurs besoins financiers tout en les poussant à adopter le « plan court » malgré les réserves considérables d'hydrocarbures que recèle leur sous-sol.

Pour résumer la position de ces deux groupes, on peut donc dire que le premier cherche à optimiser ses revenus par les quantités, tandis que le second cherche à les optimiser à la marge, par le prix. Il n'y a pas, à ma connaissance, une solution ni théorique ni pratique, qui puisse satisfaire pleinement et simultanément ces deux groupes de pays. Autrement dit, il ne peut exister en principe un seul prix optimal ou un seul « prix plafond » qui répondrait aux intérêts de l'ensemble des pays de l'OPEP et, en même temps, à chacun d'eux individuellement. La seule solution pacifique à ce problème, c'est le compromis qui, par définition, est fonction des rapports de forces du moment. D'autant plus que les treize membres de l'OPEP sont des États souverains ayant chacun sa propre vision politique (internationale, régionale et nationale) ainsi que ses propres alliances.

En effet, supposons que chaque pays détermine son prix selon une fonction-objectif f_i dépendante de plusieurs variables ($X_i, \dots, X_g, \dots, X_n$). Selon ce que nous avons écrit plus haut, ces variables ne sont pas uniquement économiques mais aussi politiques, stratégiques, sociales, etc. Pour l'ensemble des pays de l'OPEP, nous aurons ainsi une série de fonctions-objectifs correspondant au nombre des pays membres. Cette série peut s'écrire :

$$f_i(X_i^1, \dots, X_g^1, \dots, X_n^1) \dots f_i(X_i^i, \dots, X_g^i, \dots, X_n^i) \dots f_N(X_1^N, \dots, X_g^N, \dots, X_n^N) \quad (5)$$

avec $i = (1, \dots, N)$ et $g = (1, \dots, n)$

Il serait impossible de rendre *simultanément* toutes ces fonctions aussi grandes que possible, c'est-à-dire de les maximiser toutes en même temps étant donné l'interdépendance qui existe entre elles. Il est donc nécessaire d'introduire une fonction composée du genre :

$$\Omega(f_1, f_2, \dots, f_i, \dots, f_N) \quad (6)$$

dans laquelle les variables sont les fonctions propres de chaque pays. La maximisation de Ω peut être envisagée si : a) pour chaque fonction nous introduisons

ses variables $X_1, X_2, \dots, X_g, \dots, X_n$ de telle sorte que Ω devienne une fonction de ces variables : b) que nous arrivons à *pondérer* l'importance relative des différentes fonctions $f_1, f_2, \dots, f_i, \dots, f_N$ par un système de *prix donnés*. Étant donné la nature des variables (économiques, mais aussi stratégiques, politiques, sociales, etc.), il est clair que seul un *arbitrage politique* peut déterminer, à un moment donné, le poids relatif de ces variables pour chaque pays et pour l'ensemble de ces pays (voir A. Ayoub, 1975).

Mais l'absence d'une solution collective optimale n'exclut pas pour autant la possibilité de deux stratégies, toutes deux sous-optimales par ailleurs. La première est le marché concurrentiel, avec son risque de dérapage en guerre de prix, surtout dans les situations où le marché est pléthorique, comme dans les années 80. La deuxième stratégie possible est le compromis, à l'intérieur de l'OPEP, entre les positions optimales de chaque pays (ou de chaque groupe). Cette dernière stratégie est relativement plus facile à mettre en place et à réussir quand chaque membre produit à un niveau proche de sa capacité de production installée, comme c'était le cas pour la décennie 70. Par contre, cette même stratégie demeure constamment menacée, et le compromis fragile, quand chaque pays opère à un niveau bien au-dessous de cette capacité, ce qui est le cas depuis 1981. L'histoire des dernières années nous fournit des exemples multiples de toutes ces stratégies et de leurs limites (Ayoub, 1988).

Pour clore avec l'importance des facteurs politiques comme facteurs affectant, en même temps, la stabilité de l'OPEP et sa survivance, nous pouvons reprendre l'exemple de l'Arabie Saoudite. Sur le plan purement économique, ce pays détient entre ses mains la clef de toute la situation étant donné qu'il contrôle environ 40% du total des réserves de tous les pays de l'OPEP réunis. En principe donc, les dommages économiques et sociaux que ce pays peut faire subir à tous les autres s'il décide de faire « cavalier seul » est sans commune mesure avec ceux qu'il peut lui-même subir si tous les autres se coalisent contre lui. L'exemple de la guerre des prix de 1986 est là pour le prouver. Mais, ce même exemple nous prouve aussi que l'Arabie Saoudite fut obligée d'arrêter cette guerre et de baisser sa production, quand les réactions « politiques » des pays ainsi lésés commençaient à se faire sentir. Ces derniers, fait qu'il faut noter, ne sont pas seulement les autres pays de l'OPEP, mais tout aussi bien les États-Unis.

Dans ces conditions, il n'est vraiment pas besoin d'avoir recours à une quelconque « théorie du complot » pour expliquer le comportement, en matière de politique de prix, des pays du Golfe, surtout de l'Arabie Saoudite et du Koweït. D'une part, nous venons de le voir, cette politique coïncide très bien avec la politique américaine qui consiste à favoriser un prix courant pas trop élevé et en même temps pas trop éloigné du « prix plancher ». D'autre part, cette convergence dans les intérêts économiques est renforcée par les besoins de protection militaire que ces pays, tous très vulnérables, cherchent à combler auprès des États-Unis.

À ce point du développement de notre analyse, les conclusions suivantes peuvent être soulignées :

- Il existe, et c'est là un fait maintenant démontré, un « prix plancher » qui n'a jamais été percé depuis 1973, malgré les changements multiples et incessants des structures du marché.
- Ce « prix plancher », aujourd'hui d'environ 15 à 17 \$/bl en moyenne en dollars courants, correspond approximativement aux coûts moyens de production des gisements aux États-Unis (et aussi au Canada).
- Le maintien de ce prix, depuis 1973, a permis aux États-Unis, non pas de réaliser leur indépendance énergétique (projet coûteux et, de toute manière, chimérique), mais de conserver quand même une certaine autonomie énergétique. Dans le cas d'un marché complètement libre et concurrentiel, ce « prix plancher » n'aurait pas résisté et les États-Unis auraient été totalement dépendants du pétrole étranger (surtout celui du Golfe). Ce qui n'est pas le cas aujourd'hui (43% de dépendance).
- Si ce « prix plancher » a pu se maintenir pendant toute cette période, ce n'est pas parce que l'OPEP est un cartel (ou un monopole), c'est principalement parce que l'Arabie Saoudite, hormis la parenthèse vite refermée de la guerre des prix, a bien accepté de le défendre en modulant sa propre production selon l'état de l'offre et de la demande.
- Si l'Arabie Saoudite, le Koweït et les EAU avaient pratiqué la politique de hausse modérée des prix, en augmentant leur quantité produite, c'est parce que, d'une part, cette politique répond à leurs propres intérêts économiques et que, d'autre part, elle leur assure la protection, politique et militaire, des États-Unis.

CONCLUSION

Les nationalisations des ressources pétrolifères dans les pays de l'OPEP et le transfert de leur propriété et de leur gestion des compagnies pétrolières étrangères aux États de ces pays, avaient débouché sur une série de conséquences.

Sur le plan de la rente pétrolière, ce changement institutionnel avait induit, d'abord, une internalisation de cette rente par les pays producteurs et avait conduit, ensuite, à faire émerger une rente différentielle (de Ricardo) dont la principale raison d'être est la politique des pays industrialisés (surtout les États-Unis) de développer les substituts autochtones au pétrole importé pour augmenter leur indépendance énergétique face aux pays de l'OPEP.

Sur le plan des structures du marché, les nationalisations avaient abouti à la rupture du système d'intégration verticale et de concentration horizontale des *Majors* et à son remplacement par une nouvelle structure bicéphale : l'OPEP contrôlant l'amont et les compagnies pétrolières l'aval du secteur pétrolier. Cette rupture avait aussi facilité l'expansion des marchés libres du pétrole brut.

Sur le plan de la détermination des prix et du comportement de l'OPEP, le point qui se dégage est que ces prix évoluent entre un niveau plancher déterminé par le coût des gisements substitués aux États-Unis, au moment où la détermination du niveau plafond par l'OPEP paraît obéir à des compromis successifs, fragiles par définition.

De bout en bout, il s'avère évident que le pétrole, en dépit parfois des apparences (marchés *spot*, à terme, à option... etc), est un produit stratégique dont la détermination des prix et des quantités produites répond non seulement à des impératifs purement économiques, mais aussi à des impératifs politiques d'ordre international, régional et national.

S'il faut nécessairement caractériser le marché pétrolier par rapport aux modèles disponibles, il nous semble que la recherche doit s'orienter vers une adaptation du modèle de l'oligopole bilatéral dans lequel les États-Unis et l'Arabie Saoudite occupent les deux principaux rôles. L'examen approfondi des facteurs économiques et géopolitiques qui déterminent le comportement de ces deux pays devient alors une nécessité.

BIBLIOGRAPHIE

- ABU KHADRA, R. (1980), « The Spot Oil Market: Genesis, Qualitative Configuration and Perspectives », *OPEC Review*, vol. III/4 & IV/1.
- ADELMAN, M.A. (1972), *The World Petroleum Market*, John Hopkins Univ. Press, Baltimore.
- ADELMAN, M.A. (1986), « Scarcity and World Oil Prices », *The Review of Economics and Statistics*: 387-397.
- AL-CHALABI, FADHIL (1987), « What is the Optimal Price of Oil from the Producer's Point of View », *Middle East Economic Survey (MEES)*, 28 sept: 1-8.
- ARTUS, P. (1989), « Quand la création d'un marché à terme peut-elle déstabiliser le cours au comptant ? », *Revue Économique*: 71-93.
- AYOUB, A., et J. PERCEBOIS, eds. (1987), *Pétrole: marché et stratégies*, Economica, Paris.
- AYOUB, ANTOINE (1975), « Le marché-OPEP du pétrole brut et ses conséquences sur les relations entre pays producteurs », *Revue d'Économie Politique*, 85, no 2: 257-274.
- AYOUB, ANTOINE (1976a), « Les prix pétroliers: essai d'explication », *Études Internationales*, vol. VII, no 1: 3-24.
- AYOUB, ANTOINE (1976b), « Prix du pétrole et degré de stabilité de l'OPEP », *L'Actualité Économique*, Juillet/septembre: 311-323.

- AYOUB, ANTOINE (1986), « Évolution du marché pétrolier : de l'intégration verticale à la décentralisation », *Revue de l'Énergie*, no 381, mars : 1-8.
- AYOUB, ANTOINE (1988), « Le marché pétrolier international : instabilité et restructuration », *Revue de l'Énergie*, no 407, décembre : 754-763.
- AYOUB, ANTOINE (1990), « Oil to 2000 », *Natural Resources Forum*, May 1990 : 163-167.
- AYOUB, ANTOINE (1991), « Le pétrole économie et politique, réflexion préliminaires sur la crise du Golfe », *Revue de l'Énergie*, no 432, juillet-août : 473-482.
- BARBET, PHILIPPE (1983), « La théorie des prix de l'énergie dans la pensée économique : une recension », *Économies & Sociétés*, XVII, no 12 : 1809-1834.
- BOURGEOIS, B., et F. PERRIN, (1989), « Les compagnies pétrolières des pays producteurs en développement s'internationalisent », *Énergie Internationale*, Rapport 1989-90, Economica : 81-93.
- B.P. (1992), « *B.P. Statistical Review of World Energy* », London, June.
- FISHER, ANTHONY, C. (1987), « Whither Oil Prices : the Evidence from Theory », *Natural Resource Modeling*, vol 2, no 1 : 5-22.
- FRANKEL, PAUL (1948), *L'Économie pétrolière*, (trad.), éd. Lib. Médicis.
- FRANKEL, PAUL J. (1989), « Principles of Petroleum - Then and Now », *The Energy Journal*, 10, no 2 : 1-5.
- GATLEY, DERMOT (1984), « A Ten Year Perspective : OPEC and the World Oil Market », *Journal of Economic Literature*, 22, no 3, Sept : 1100-14.
- GATLEY, DERMOT (1986), « Lessons from the 1986 Oil Price Collapse », *Brookings Papers on Economic Activity*, no 2 : 237-284.
- GRIFFIN, J., et D. TEECE, éds. (1982), *OPEC Behavior and World Oil Prices*, London, George Allen & Unwin.
- GRIFFIN, JAMES M. (1985), « OPEC Behavior : A Test of Alternative Hypothesis », *American Economic Review*, vol 75, no 5 : 954-963.
- MOHNFELD, J.H. (1984), « The Trend of Structural Change in the International Oil Industry in the 1980s », *Annual Review of Energy*, vol 9 : 155-178.
- MORAN, T. (1982), « Modeling OPEC Behavior : Economic and Political Alternatives » dans GRIFFIN & TEECE, *OPEC Behavior and World Oil Prices*, London, George Allen & Unwin : 94-130.
- PENROSE, EDITH (1983), « Defending the Price of Oil », *The Energy Journal*, 9, no 1 : 19-25.
- PERCEBOIS, JACQUES (1989), *Économie de l'Énergie*, Economica, Paris.
- PETROLEUM INTELLIGENCE WEEKLY (PIW) (1990), « What's Next for OPEC Downstream Club », Special Supplement Issue, January 15 : 1-4.
- VERLEGER, Ph. K. Jr (1988), « The Role and Impact of Commodity Market Institutions in the Determination of Oil Prices », *Annual Review of Energy*, 13 : 359-382.