

Les grandes compagnies pétrolières et le prix de l'énergie

Jean-Marie Chevalier *

* Professeur de sciences économiques, Centre de Recherche en Economie industrielle, Université de Paris-Nord.

Les grandes compagnies pétrolières et le prix de l'énergie

Pages

I - Les mutations structurelles des grandes compagnies	112
II - La maîtrise de la diversification	119
III - La maîtrise des prix	124

Avec un chiffre d'affaires qui pouvait être estimé à 1 400 milliards de dollars (TTC) en 1981, soit près de deux fois et demi le PNB d'un pays comme la France, l'industrie pétrolière internationale peut être considérée comme l'industrie la plus puissante du monde. Elle l'est d'autant plus que cette activité est assez fortement concentrée entre les mains d'un petit nombre de compagnies internationales et de pays producteurs.

On a beaucoup parlé de la fin du pétrole et de son remplacement par de nouvelles énergies dominantes : le charbon, le nucléaire, le solaire. En réalité, toutes les prévisions s'accordent pour montrer que vers la fin du siècle, les trois grandes énergies dominantes seront encore le pétrole (30 à 40 % du bilan mondial des énergies primaires), le charbon (27 à 30 %) et le gaz (16 à 20 %). L'énergie nucléaire n'occupera encore à cette date que moins de 10 % du bilan (1).

La plupart de ces études prévisionnelles sont conduites sur une démarche classique en terme d'offre/demande. La croissance économique est envisagée, soit comme une variable exogène, soit comme la résultante possible d'une capacité d'offre.

Il faut admettre pourtant que cette approche classique offre/demande est gravement compromise par notre très grande incapacité à prévoir la demande à l'horizon 1990 et a fortiori 2000. En effet, nul n'est en mesure de savoir quand, comment et à quel rythme pourrait intervenir une reprise de la croissance économique et de la demande d'énergie.

Nous allons donc adopter une autre démarche pour scruter l'avenir énergétique à moyen et long terme : nous chercherons à nous interroger sur la stratégie des grandes compagnies. Nous verrons qu'en jouant sur les trois grandes énergies dominantes, elles cherchent à mettre en œuvre

(1) Les études prévisionnelles les plus récentes, qui se rejoignent sur ces chiffres sont :
— Exxon : « World Energy Outlook » (déc. 1980) ;
— Petroleum Economic Limited : « World Primary Energy Consumption & Supply Development 1973-1975 » (avril 1981) ;
— Institut Français du Pétrole : « Perspectives énergétiques internationales » (mai 1981).

une stratégie de flexibilité de l'offre face à une demande incertaine ou aléatoire. Cette stratégie leur assure une rentabilité minimale tandis que l'évolution technologique semble imposer des limites à de nouvelles hausses du prix du brut.

Dans un premier temps nous soulignerons les mutations structurelles de l'industrie pétrolière internationale.

Dans un deuxième temps nous examinerons comment les compagnies ont toujours cherché à maîtriser le rythme de leur diversification.

Nous montrerons enfin quel est le rôle régulateur des prix du pétrole par rapport aux énergies concurrentes (2).

I. Les mutations structurelles des grandes compagnies

Entre 1970 et 1980, les compagnies pétrolières internationales ont subi des transformations structurelles qui ont modifié leur rôle et leurs stratégies.

Prenons le cas des Majors dont l'évolution globale en termes de flux est retracée sur le graphique 1.

On constate sur ce graphique des changements profonds qui concernent aussi bien les approvisionnements que l'alimentation des marchés en produits raffinés.

1. Les approvisionnements recentrés sur les zones « sûres »

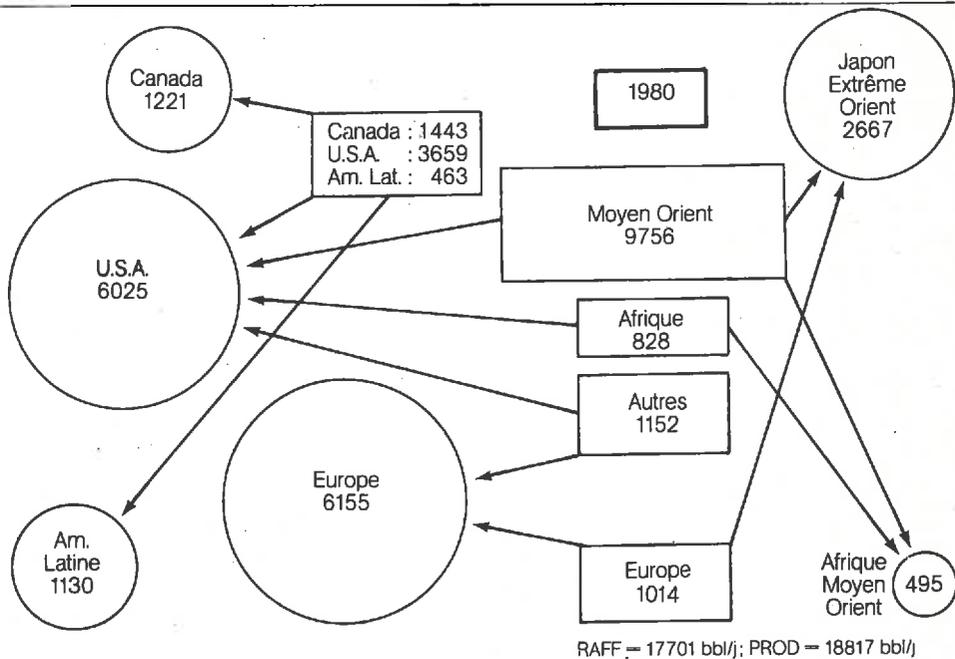
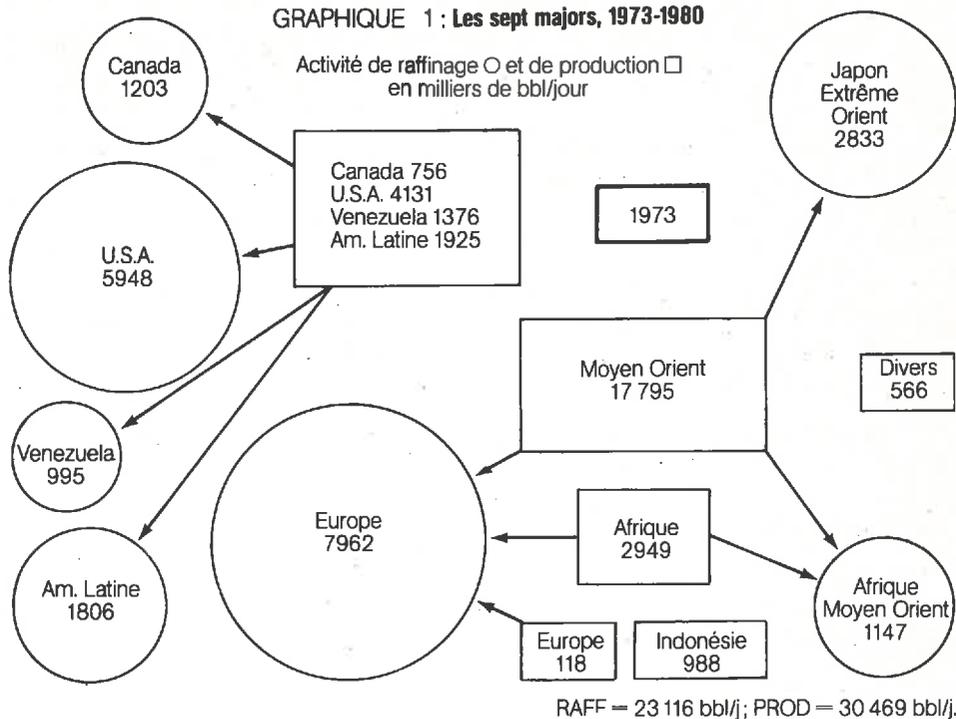
En 1970 les sept majors assuraient par leurs propres moyens et pour leur propre compte environ 70 % de la production pétrolière du Moyen-Orient.

A partir de 1971, les revendications des pays producteurs vont se traduire par des nationalisations et des prises de contrôle qui vont réduire la souveraineté des grandes compagnies sur le Moyen-Orient et l'Afrique.

(2) Dans le cadre du projet Sachem-Energie, la stratégie de flux et de prix des grandes compagnies a été étudiée à partir d'un échantillon comprenant 14 sociétés : les sept majors (Exxon, Shell, Mobil, Texaco, BP, Socal, Gulf), une internationale américaine (Occidental), trois américaines (Conoco, Arco et Kerr Mc Gee) et trois internationales européennes (Elf Aquitaine, CFP et l'ENI). La plupart des chiffres mentionnés dans cet article sont issus des documents publiés par ces compagnies.

GRAPHIQUE 1 : Les sept majors, 1973-1980

Activité de raffinage ○ et de production □ en milliers de bbl/jour



Le volume de pétrole brut auquel ont accès les sept majors (production propre et contrats à long terme) se réduit ainsi de 38 % sur la période 1973-1980.

La part du Moyen-Orient et de l'Afrique passe de 71 % à 57 %, ce qui représente encore un fort coefficient de dépendance par rapport à cette zone. La seule compagnie dont le taux de dépendance soit ici inférieur à 50 % est BP.

Sur cette période 1973-1980, la production européenne de ces compagnies est multipliée par dix, la production canadienne double et la production américaine quoique en diminution de 11 %, voit sa part relative passer de 14 à 20 %.

La stratégie d'approvisionnement des compagnies peut donc se définir autour de trois grandes orientations principales :

a) *Recherche d'une production propre en zone sûre :*

Il s'agit d'un mouvement de recentrage sur les Etats-Unis, le Canada et la Mer du Nord. La proportion de puits forés aux Etats-Unis, dans le total mondial est assez éloquent sur ce point (tableau 1).

TABLEAU 1 - Nombre de forages dans le monde

	Etats-Unis	Canada	Total
1973	26 081	4 561	35 579
1974	33 470	4 193	42 874
1975	38 387	4 145	47 748
1976	40 529	5 652	51 127
1977	46 106	6 257	57 965
1978	49 931	6 169	62 725
1979	50 332	7 821	66 695
1980	64 847	9 416	84 006
1981	83 423	6 830	101 069

Source : Comité Professionnel du Pétrole.

Deux compagnies, parmi celles que nous avons étudiées, illustrent assez bien ce recentrage : BP et Atlantic Richfield (ARCO) : en 1973, BP dépendait à peu près exclusivement d'un gisement international situé pour plus de 80 % dans le Golfe Persique (Iran 41 %, Koweït 28 %) ; BP était à l'époque une société « longue en brut » qui vendait en volume plus de brut que de produits raffinés.

Trois séries d'événements vont modifier cette structure :

— l'entrée spectaculaire sur le marché américain par l'acquisition de Sohio qui, avec le démarrage de l'Alaska, est aujourd'hui la première société américaine sur le plan de la production et des réserves domestiques ;

— le démarrage de la Mer du Nord qui fournit à BP, premier producteur, des quantités croissantes de brut : 180 000 bbl/j en 1976, 510 000 en 1980 ;

— la nationalisation des concessions de la firme au Koweït, en Iran et au Nigéria qui réduisent considérablement les possibilités d'accès au brut.

La production européenne et américaine fournit aujourd'hui à BP plus de 50 % de ses approvisionnements.

De la même façon, le démarrage de l'Alaska a donné à Atlantic Richfield une indépendance assez unique puisque sa production américaine couvre 90 % de ses besoins de raffinage alors qu'en 1973 la firme dépendait d'un gisement international pour environ 30 %.

b) Recherche de contrats d'approvisionnements à long terme :

Comme la production propre ne suffit jamais à couvrir les besoins de compagnies, elles cherchent, en « second best » des contrats d'approvisionnement à long terme avec les compagnies d'Etat des pays producteurs (Petroven, Pemex, Petromin, Sonatrach, etc.).

Conclus pour plusieurs années, ces contrats suivent en général le mouvement des prix officiels (3). Pour s'assurer des disponibilités en brut, certaines compagnies ont été conduites à s'associer aux projets d'industrialisation de certains pays producteurs. C'est par exemple le cas de Mobil, d'Exxon et de Shell en Arabie Saoudite. La rentabilité de ces projets n'est pas certaine et la participation des compagnies (qui cherchent à allonger les délais de réalisation) s'explique bien par une volonté d'assurance.

c) Adéquation aux besoins par achats spot :

Au début des années 70, les achats de brut en spot étaient tout à fait exceptionnels puisque, par une régulation précise de l'offre,

(3) Il n'est pas toujours facile de savoir ce que représentent (en volume) ces contrats dans la structure d'approvisionnement d'ensemble des sociétés. Dans le cas d'Exxon, les contrats à long terme apparaissent dans les publications de la compagnie pour plus de 50 % de ses approvisionnements.

les grandes compagnies internationales étaient en mesure d'assurer l'adéquation avec la demande (4).

L'OPEP ne paraît pas en mesure d'assurer une régulation aussi précise et les ventes de brut en spot se sont donc développées de façon à assurer une régulation qui apparaît comme nécessaire aussi bien aux Etats qu'aux compagnies.

Devant la très grande difficulté de prévoir l'évolution de la demande, compte tenu aussi des aléas politiques qui peuvent tarir une source d'approvisionnements, le marché spot joue un rôle d'appoint ; son volume réel varie d'un mois sur l'autre mais on peut penser qu'il demeurera marginal (8 à 12 % du marché semble-t-il).

2. La flexibilité de l'outil de raffinage

Le volume de raffinage des sept majors a diminué de 23 % sur la période 1973-1980 : cette évolution globale est due à la perte des positions de raffinage au Moyen-Orient, en Afrique, en Amérique latine (baisse de moitié) et à la diminution des volumes raffinés en Europe (- 22 %) et en Amérique (5).

L'une des premières conséquences du premier choc pétrolier c'est, dans la plupart des pays industriels, la stabilisation ou la diminution des consommations de produits pétroliers.

Les raffineurs n'avaient pas anticipé cette évolution et certains d'entre eux, les Européens notamment, avaient eu tendance à se suréquiper au cours des années 60. Les performances de l'outil de raffinage sont donc très sérieusement touchées et les taux d'utilisation baissent rapidement.

Les compagnies ne réagissent pas avec la même rapidité aux modifications de la demande. Les unes attendent la seconde moitié de la décennie pour se lancer dans une adaptation de leur outil de raffinage (Texaco, Gulf, BP, CFP, ELF). Les autres au contraire ont amorcé le changement dès le début de la décennie : c'est par exemple le cas de Mobil qui a réussi à maintenir en 1980 des taux d'utilisation élevés (81 % aux Etats-Unis, 73 % en Europe). En Europe, en 1978, le baril raffiné par Mobil donnait déjà 32 % d'essence, de naphta et de kérosène, contre 27 % pour la moyenne de l'industrie.

(4) J.-M. Blair : « The Control of Oil ». Pantheon Book. New York, 1976.

(5) L'augmentation du volume de raffinage aux Etats-Unis n'est qu'apparente : elle est due à l'entrée de BP sur le marché.

Citons également le cas, assez unique, d'Atlantic Richfield : le taux d'utilisation de ses raffineries américaines n'est pas descendu au-dessous de 90 % sur la période 1973-1981. En 1982 la firme pensait pouvoir être rapidement en mesure de traiter 100 % des produits lourds à haute teneur en soufre et de ne laisser que de 1 à 2 % de fuel résiduel.

Cette stratégie « d'allégement du baril », en ligne avec l'évolution de la demande comporte trois dimensions :

a) Investissements de conversion :

Ces investissements sont lourds : l'adaptation de l'outil français de raffinage impliquerait par exemple un investissement de l'ordre de 10 à 15 milliards de francs d'ici 1990 ; il convient donc d'être assuré d'un taux d'utilisation élevé pour obtenir un délai de récupération de deux ou trois ans. Ces investissements constituent l'une des armes essentielles d'adaptation au marché : en effet, face à une demande aléatoire ou incertaine, les compagnies peuvent adapter l'offre de produits à la demande du marché avec un temps de réponse assez court puisque le délai de construction d'un cracking est de l'ordre de 2 ans.

b) Concentration du raffinage sur des plates-formes stratégiques :

Compte tenu du développement de l'activité pétrolière des pays producteurs, les marchés pétroliers internationaux deviennent de plus en plus (mais dans certaines limites) des marchés multi-produits. Il est donc parfaitement rationnel que les grandes compagnies cherchent à concentrer leur activité de raffinage sur un petit nombre de plates-formes, marines de préférence, à partir desquelles elles peuvent jouer sur plusieurs sources d'approvisionnements, sur plusieurs marchés et sur toute la gamme de produits.

C'est ainsi que se confirme la position de places comme Anvers, Rotterdam, les Antilles néerlandaises, le Golfe du Mexique, Singapour.

Les compagnies présentes sur ces plates-formes se trouvent dans une exceptionnelle position de négoce (trading) : elles sont en mesure de savoir à tout moment quel est l'endroit optimum de valorisation de chaque catégorie de brut et de produit. Elles disposent donc ici d'un très fort pouvoir occulte vis-à-vis des pays producteurs qui ne jouiront pas avant longtemps d'une telle capacité de valorisation maximale (6).

(6) Nous rejoignons ici le problème du surplus pétrolier : pour une catégorie donnée de brut ce surplus est différent selon le lieu de valorisation et seuls les grands raffineurs sont à même de l'apprécier et d'en capter une partie.

c) Régularisation par les marchés spot :

Comme pour le pétrole brut, les marchés spot de produits permettent l'ajustement entre l'offre et la demande au niveau des produits raffinés.

Deux catégories d'offreurs se présentent : un petit nombre de pays producteurs qui ont construit des raffineries d'exportation et qui cherchent à écouler leur produits (Algérie, Libye, Koweït), les raffineurs internationaux disposant d'excédents de produits ou fabriquant même des excédents de produits en fonction des prix du marché.

Les prix des produits raffinés subissent des variations au jour le jour qui reflètent la position excédentaire ou déficitaire de l'industrie mondiale du raffinage.

Les raffineurs, les distributeurs et les utilisateurs ont donc les yeux fixés sur les prix spot. Pour les raffineurs, la question se pose tous les jours de savoir à quel taux ils doivent (peuvent) utiliser leur outil et s'ils ont intérêt à raffiner davantage de brut ou à acheter sur le marché (make or buy decision).

Le prix des produits (au jour le jour) donne également une indication sur la valeur réelle du brut : en partant du rendement en produit d'un brut donné, on peut calculer son prix de valorisation ; en déduisant le coût de raffinage et le coût de transport, on obtient le prix fob qui correspond à la valeur marchande instantanée.

Cette organisation du marché explique, en partie au moins, l'absence de cohérence formelle du système des prix du brut. Un brut donné peut en effet se valoriser à des niveaux différents sur plusieurs marchés ; le sur-plus pétrolier associé à un brut algérien est différent selon que l'on considère le marché français, américain ou allemand. Le prix que serait disposé à payer un raffineur allemand n'est donc pas le même que celui d'un raffineur français ou américain.

Pour comprendre l'évolution du marché pétrolier, il est donc fondamental de se livrer en permanence à une comparaison précise entre prix officiel et prix spot des pétroles bruts d'une part, et prix spot de valorisation de chaque catégorie de brut (spot product value) d'autre part. C'est une telle comparaison que nous présente régulièrement la Revue *Petroleum Intelligence Weekly* à partir de six centres de raffinage : Rotterdam, Méditerranée (Italie), Golfe Persique, Singapour, les Caraïbes et le Golfe du Mexique (7).

Certains observateurs soutiennent que les prix spot constituent la référence de marché qui anticipe de façon précise la variation des prix

(7) Sur les marchés spot, leur rôle, leur organisation, cf. *Petroleum Intelligence Weekly*, 8 mars 1982 et *The Petroleum Economist*, mai 1982.

officiels. Sur la période 1979-1981, les prix spot ont eu tendance à « tirer vers eux » les prix officiels. Il est encore trop tôt pour admettre une pleine validation de cette thèse. Il semble qu'elle pourrait être vérifiée dans le court terme (6 mois-1 an) mais, nous verrons par la suite, après avoir examiné la stratégie des acteurs, que le marché pétrolier des années 80 est également déterminé par référence à des tendances plus profondes qui reflètent la concurrence entre les grandes énergies dominantes : pétrole, gaz, charbon.

Le marché spot des produits, dont le volume est estimé à environ 12 % des sorties de raffineries, joue donc un rôle régulateur complexe. Il est difficile d'affirmer que les prix spot reflètent véritablement la confrontation d'une offre et d'une demande réelle. On peut se demander s'il ne constitue pas un moyen de régulation entre les mains des grands raffineurs internationaux qui sont à la fois offreurs et demandeurs.

Les mutations structurelles que nous avons examinées montrent donc qu'il y a eu une certaine « déverticalisation » de l'industrie pétrolière internationale telle qu'elle existait dans les années 50. Les pays producteurs ont fréquemment remplacé les compagnies au niveau de la production et certains d'entre eux ont amorcé leur pénétration dans le domaine du raffinage. Auparavant la régulation du marché se faisait essentiellement par l'offre de pétrole brut. Les pays de l'OPEP ont quelques difficultés à assurer un contrôle collectif de l'offre ; seule l'Arabie Saoudite joue le jeu de la modulation. Il a donc fallu trouver de nouveaux modes de régulation : c'est le cas du marché spot.

II. La maîtrise de la diversification

On a pensé pendant un certain temps que les grandes compagnies pétrolières devaient « organiser la fin du pétrole » et utiliser leur cash flow pétrolier pour investir dans les énergies de substitution ou même en dehors de l'énergie.

Ce raisonnement était sans doute valable lorsque le prix du pétrole était à 3 \$. Un prix de plus de 30 \$ repousse encore une fois assez loin l'épuisement des réserves.

La diversification des compagnies demeure donc un phénomène extrêmement limité comme il a déjà été montré par ailleurs (8). Deux chiffres suffisent à le montrer :

(8) F. Bidault : « Les limites du redéploiement énergétique des compagnies pétrolières depuis 1974 » in ADEFI : *Les mutations technologiques*. Colloque de Chantilly. Economica, 1981.

J.-M. Martin : « Les investissements des compagnies pétrolières et l'évolution des approvisionnements ». *Revue d'économie industrielle*, n° 15, 1^{er} trimestre 1981.

— entre 1967 et 1978 les 26 compagnies pétrolières suivies par la Chase Manhattan Bank ont consacré 95 % du volume global de leurs investissements au secteur des hydrocarbures ;

— cette part est de 90 % pour les quatorze sociétés de notre échantillon en 1979 et 1980.

Nous allons évoquer quelques unes des « erreurs » qui ont marqué ce mouvement de diversification, nous montrerons ensuite la contribution respective du secteur pétrole et du secteur non pétrole.

1. Quelques « erreurs » de la diversification

Les réussites incontestables de diversification sont assez rares et l'histoire pétrolière récente est davantage marquée par des erreurs stratégiques qui ont souvent coûté très cher aux compagnies qui cherchaient à tout prix à sortir du champ de leurs compétences.

— En 1967 Gulf Oil pénètre dans l'industrie nucléaire en achetant la division atomique de General Dynamics qui devient la Gulf General Atomic. La société cherche à mettre au point une nouvelle filière de production, les réacteurs à haute température refroidis au gaz (HTGR). Elle obtient ses premières commandes en 1971 et, en 1973 Shell s'associe à Gulf dans cette entreprise en payant un droit d'entrée de 200 millions de dollars. Quelques mois plus tard, la firme rencontre des difficultés techniques majeures qui conduisent à abandonner le développement de cette filière. On évalue la perte à environ deux milliards de dollars.

— En 1974 Mobil, qui cherche des sources de revenu nationales pour réduire sa dépendance vis-à-vis de l'extérieur achète Marcor qui contrôle Container Corp. of America et la chaîne de magasins Montgomery Ward.

Depuis cette date la contribution de Marcor au profit de Mobil a été à peu près nulle et on estime à environ 5 % le taux de rentabilité de l'opération.

— En 1979 Exxon achète pour 1,2 milliard de dollars Electric Reliance Co qui a mis au point un moteur de type nouveau particulièrement économe en énergie. Quelques mois plus tard la viabilité du processus est remise en cause et le développement est abandonné. La perte est évaluée à 600 millions de dollars.

On pourrait multiplier les exemples qui tendent à montrer que les meilleurs investissements possibles sont encore les investissements pétroliers.

2. La rentabilité du pétrole

La dérégulation des prix du pétrole aux Etats-Unis, même si elle a été accompagnée par une taxe sur les « profits tombés du ciel » (windfall profits), s'est traduite par une augmentation spectaculaire des profits des compagnies qui disposent de brut américain.

Si nous prenons les sociétés américaines de notre échantillon, nous constatons qu'entre 1979 et 1980 le chiffre d'affaires et la marge brute d'autofinancement ont progressé de 31 % tandis que les profits augmentaient de 40 %.

Le tableau 2 nous indique le profit et la marge brute d'autofinancement ramenés au volume de pétrole vendu. On constate que ces marges assurent aux pétroliers une situation financière confortable que l'on trouve dans bien peu d'industrie.

TABLEAU 2 - Résultats 1980
(en dollar par baril de produits raffinés vendu)

	Profit (*)	Marge brute d'autofinancement
Exxon	3,23	6,15
Shell	2,66	6,46
Mobil	3,70	6,89
Texaco	2,60	4,21
BP	2,92	5,19
Socal	2,77	4,72
Gulf Oil	3,11	7,41
Arco	5,73	12,80
CFP	0,34	2,55
Conoco	5,44	10,61
Elf Aquitaine	7,48	16,37
Occidental	6,69	12,74

(*) Notons que 1980 constitue une année exceptionnelle pour les compagnies pétrolières.

Il est intéressant de constater qu'au début de la décennie, l'essentiel du profit des compagnies internationales venait de la production du Moyen-Orient (20 à 30 cents/bbl pour le brut de l'Aramco). En 1980, une assez forte proportion du profit provient du continent américain (près de 40 % par exemple dans le cas d'Exxon) avec, sur certains gisements, des marges par baril qui sont sans commune mesure avec ce que l'on peut obtenir

sur le gisement international. On estime par exemple que la production d'Alaska donne aux compagnies une marge nette d'environ 8 dollars/baril.

Pour montrer l'importance et la signification des profits pétroliers, choisissons deux compagnies pour lesquelles nous disposons d'une ventilation des sources de profit sur une dizaine d'années : Exxon et Conoco (tableau 3).

Exxon :

Les profits pétroliers ont assez régulièrement progressés sur la période 1971-1980, tant en volume qu'en marge par baril. La chimie montre une très forte augmentation, même si l'on considère le chiffre de 1971 comme peu significatif mais l'évolution est très irrégulière, reflétant assez bien la conjoncture et la concurrence entre la chimie européenne et la chimie américaine.

Quant aux autres activités du groupe, on constate qu'Exxon perd de l'argent sur toute la période : c'est le cas du charbon, de l'extraction d'uranium et de la fabrication de combustibles nucléaires, des minerais (zinc, cuivre, plomb). La production de charbon a commencé en 1970 ; elle atteignait 3,5 millions de tonnes en 1977, 5,2 en 1971, 8,6 en 1979 et 11,4 millions de tonnes en 1980. C'est seulement à cette date que commence à apparaître un profit.

Conoco :

Continental Oil Company, qui a été récemment absorbé par Du Pont de Nemours, est le premier producteur américain de charbon. Cette société a la particularité de produire à peu près autant de charbon que de pétrole sur la base des équivalences calorifiques. L'analyse de ses résultats est donc particulièrement significative. On constate sur le tableau que les profits tirés du charbon, ramenés en dollars/baril équivalent pétrole, sont très inférieurs à ceux issus du pétrole : entre 1971 et 1980, ils atteignent un maximum de 75 cents/bbl en 1976 et ils sont négatifs en 1973. Au contraire, les marges pétrolières augmentent régulièrement pour atteindre 5,17 dollars/bbl en 1980 (32 % de la production de Conoco se fait aux Etats-Unis).

Ces deux exemples nous montrent bien que, dans le secteur énergétique, seul le pétrole est « rentable », au sens éthymologique du terme. Avec des prix mondiaux supérieurs à 30 \$/bbl, toute nouvelle découverte confère à son inventeur une rente qui peut aller jusqu'à 20 \$/bbl.

Nous disposons maintenant de tous les éléments qui nous permettent d'examiner qu'elle peut être la stratégie des grandes compagnies vis-à-vis du prix des trois grandes énergies dominantes.

TABLEAU 3 - Exxon et Conoco : origines des profits

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Sources de profit (en millions de dollars)										
Exxon										
— Pétrole	1 754	1 766	2 644	2 870	2 382	2 663	2 918	3 310	4 629	5 938
— Chimie	5	79	218	460	199	251	222	268	456	402
— Uranium et combustibles nucléaires	(5)	(14)	(19)	(22)	(10)	(20)	(30)	(51)	(25)	(32)
— Charbon	(2)	(3)	(1)	(3)	(4)	(5)	(6)	(20)	(13)	3
— Minerais	(5)	(3)	(8)	(10)	(6)	(8)	(9)	(23)	(28)	(43)
— Autres activités	15	22	14	47	9	27	30	(1)	8	(25)
TOTAL	1 762	1 847	2 848	3 342	2 570	2 908	3 125	3 483	5 027	6 243
— Profits sur pétrole en dollar/bbl	0,93	0,94	1,25	1,52	1,51	1,67	1,83	2,04	2,90	3,39
Conoco										
Production de charbon										
— en millions de tonnes	49	58	54	47	49	50	43	38	47	15
— en millions TEP	32	39	36	31	32	33	29	25	31	30
— profit sur charbon (10 ⁶ dollars)	7,6	16,7	(12,7)	44	142	175	114	96	124	105
— profit sur charbon (dollars/bbl) équivalent pétrole	0,03	0,06	- 0,05	0,20	0,63	0,75	0,56	0,54	0,57	0,50
Production de brut										
— en 10 ³ bbl/j	606	626	586	460	436	461	464	469	482	458
— en millions de tonnes	30	31	29	23	22	23	23	23	24	23
— profit sur pétrole (10 ⁶ dollars)	144	174	289	270	182	280	299	359	660	863
— profit sur pétrole (dollars/bbl)	0,65	0,76	1,36	1,60	1,14	1,66	1,76	2,09	3,77	5,17

III. La maîtrise des prix

Les compagnies internationales de l'énergie, pour la plupart, sont donc présentes dans le développement des principales énergies dominantes, mais elles ne sont pas placées de la même façon vis-à-vis de chacune de ces sources.

Le pétrole constitue, par excellence, une activité rentable. Paradoxalement, les prix augmentent alors que la demande diminue. Comme le rythme d'augmentation des prix est plus rapide (en tendance) que le rythme de diminution de la demande, le surplus pétrolier augmente aussi bien pour les compagnies que pour les Etats producteurs et les Etats consommateurs, comme le montrent les chiffres cités dans le tableau 4.

TABLEAU 4 - Surplus pétrolier (1 tonne de pétrole d'Arabie Saoudite valorisée en France)

	1973	1981
Prix de valorisation	375 F	2 460 F
Coût	101 F	349 F
Production	3	37
Transport	28	57
Raffinage	35	80
Distribution	35	175
Surplus (prix de valorisation - coût)	274	2 111
Fisc Arabie Saoudite	47	1 327
Fisc France	173	687
Profit des compagnies	54	97

Sur la méthode de calcul du surplus pétrolier, voir J.-M. Chevalier : *Le Nouvel Enjeu Pétrolier*, Calmann Levy, 1973.

Dans le cas de la France, rappelons que le prélèvement fiscal sur les produits pétroliers s'est monté à 66 milliards de francs en 1980, soit environ 10 % des recettes budgétaires de l'Etat.

Le caractère rentable de l'activité pétrolière explique que les investissements d'exploration production demeurent la priorité numéro un des compagnies de l'énergie. Ces investissements sont pour l'instant très concentrés sur quelques zones sûres puisque ce sont généralement les compagnies qui financent ces dépenses sur leurs fonds propres. Seule la mise en place de nouveaux modes de financement (filiale énergie de

la Banque mondiale par exemple) permettrait de déconcentrer l'activité de recherche.

Le gaz naturel est en général un peu moins rentable que le pétrole puisque son prix fob est assez largement inférieur à celui du pétrole. Les pétroliers déclarent volontiers à propos du gaz : « on ne cherche pas le gaz, on le trouve ». Seuls de très gros gisements, à terre notamment, peuvent conférer une rente substantielle : c'est le cas de Lacq pour Elf Aquitaine, de Groningue pour Shell et Exxon, de Frigg, en Mer du Nord pour Elf Aquitaine et la CFP.

Le charbon. Le développement d'une mine de charbon obéit à une autre logique ; on ne démarre les travaux de mise en production que si l'on est assuré d'avoir une demande, ce qui n'est pas le cas du pétrole. Nous avons vu qu'au niveau des prix actuels, la production de charbon ne fournit à celui qui l'exploite qu'une rente très inférieure à la rente pétrolière : 1 dollar par baril équivalent pétrole dans le meilleur des cas, alors que la rente pétrolière peut atteindre 20 dollars ; la rente charbonnière est par ailleurs aléatoire : grèves, problèmes d'environnement, encombrement des ports.

Le nucléaire enfin est encore marqué par trop d'incertitudes. Les compagnies ont perdu et continuent à perdre beaucoup d'argent dans le cycle du combustible : elles demeurent présentes dans la filière, mais ne lui accordent qu'une priorité très secondaire. Nous avons vu d'ailleurs qu'à l'horizon 2000, le nucléaire n'occupera encore que moins de 10 % du bilan mondial.

La question essentielle qui se pose maintenant est donc celle de savoir quelle est la stratégie des grandes compagnies vis-à-vis des prix futurs. Existe-t-il pour elles une structure de prix relatifs qui correspond à leurs intérêts et qu'elles souhaiteraient promouvoir ?

Pour répondre à cette question, nous allons partir des prix 1982 sur le marché européen et construire un certain nombre d'hypothèses en partant d'abord du prix du charbon.

1. Le prix du charbon

Le deuxième choc pétrolier a renforcé les tendances de retour au charbon déjà amorcées depuis 1974. Rappelons que les réserves mondiales de charbon sont environ 5 fois supérieures aux réserves prouvées de pétrole.

Les trois grands pays exportateurs dans les vingt ans qui viennent seront les Etats-Unis, l'Australie et l'Afrique du Sud. La capacité d'exportation des ports de ces trois pays pourrait ainsi passer de 200 millions de tonnes en 1980 à 560 millions d'ici 1986 (9).

Les exportations charbonnières sont effectuées par quelques compagnies charbonnières qui n'ont pas d'activité pétrolière et qui, de ce fait, pèsent assez peu sur le marché de l'énergie (Peabody Coal, General Mining) et par un petit nombre de firmes pétrolières pour lesquelles le charbon est une activité nécessaire, mais non « rentable » : Shell, Exxon, Mobil et BP participent activement à l'organisation des flux d'importation de charbon en Europe à partir des mines des Etats-Unis, d'Afrique du Sud, d'Australie et de Colombie. L'objectif de Shell est de contrôler 10 % du commerce mondial du charbon en 1985.

Le développement des nouvelles mines n'est décidé, rappelons-le, qu'avec une garantie de demande : un exemple très significatif est celui d'une grande mine à ciel ouvert du Wyoming, exploitée par Kerr Mc Gee : des contrats de vente à long terme ont été signés avec des compagnies d'électricité pour un volume de 313 millions de tonnes sachant que le volume des réserves récupérables est estimé à 319 millions de tonnes. La montée à un pallier de production de 16 millions de tonnes/an était planifiée selon le rythme suivant : 2,8 millions de tonnes en 1978, 7,7 en 1979, 11,7 en 1980, 12,6 en 1981, 15 en 1982 et 16 en 1983. Le rythme réel est un peu inférieur à celui qui avait été prévu (8,7 millions en 1981).

De la même façon, les exportations d'Exxon à partir du gisement de Cerrejon en Colombie sont destinées à des compagnies d'électricité européennes (danoises notamment).

Ces contrats de vente à long terme revêtent des modalités différentes. Conoco indique par exemple qu'en 1980 les parts des différentes formules de contrat étaient les suivantes (en volume) :

• Contrats au prix de marché	38,4 %
• Contrats à un prix relié au prix de marché	20,0 %
• Prix de base + clause de révision (escalation)	34,7 %
• Coût + marge normale (cost plus basis)	6,9 %
	100 %

(9) Sur le charbon, les coûts de production, l'évolution des prix, cf. P.N. Giraud : « Le prix futur du charbon vapeur » in *Revue de l'Energie*, n° 341, janvier-février 1982. Voir aussi *Document préparatoire au débat parlementaire sur l'énergie* (Rapport Hugon) in *Annales des Mines*, n° 1, février 1982, Annexe I.

Les deux premières formules donnent aux partenaires le droit de renégocier les prix chaque année en fonction de l'évolution des prix de marché ; les deux dernières (dont le poids paraît s'accroître) relient l'évolution du prix de contrat à l'évolution des coûts réels.

Les modalités de mise en place de ce marché international du charbon nous amène à trois constatations :

1. Aucun producteur de charbon n'a intérêt à une baisse du niveau des prix. Cela n'induirait aucune augmentation significative de la demande et mettrait en péril la rentabilité déjà faible des mines marginales.

2. Ni les producteurs, ni les consommateurs actuels de charbon n'ont intérêt à ce que le prix du charbon ne rejoigne le prix du fuel (par baisse de celui-ci ou par hausse autonome du prix du charbon) car un tel phénomène perturberait l'évolution du marché. L'écart actuel entre le prix du charbon et le prix des fuels lourds, qui est de 1 à 2-2,5 pourrait donc être maintenu dans les années qui viennent. Cet écart permet le développement progressif du charbon (en chaudières neuves) et, si cette pénétration réussit, l'orientation du pétrole vers des usages plus légers.

3. Les hausses des coûts d'équipement et de main-d'œuvre rendent inévitables un léger mouvement de hausse des prix départ mines. Par contre, on peut espérer des gains de productivité et des diminutions de coûts au niveau des transports, transports internationaux notamment. La résultante de ces deux mouvements donnerait une évolution *tendanciellement* du prix cif Europe qui pourrait être comprise entre 0 et 2 % par an (en termes réels bien sûr et en dollars 82).

2. Le prix du pétrole

L'histoire internationale du pétrole est avant tout caractérisée par une longue période de coût marginal décroissant qui va de 1859 à 1970 (10). Au-delà de cette tendance lourde, on peut dire que la détermination du prix mondial va obéir à cinq modes de régulation successifs.

(10) Nous ne développerons pas ici ce thème qui constitue l'élément central d'un article antérieur. J.-M. Chevalier : « Eléments théoriques d'introduction à l'économie du pétrole », *Revue d'économie politique*, 1975.

a) 1859-1911 : Concentration : monopsonne/monopole

Les cinquante premières années de l'histoire du pétrole, presque exclusivement américaines, sont marquées par la constitution de la Standard Oil qui, par la monopolisation progressive du transport et du raffinage se trouve dans une double position de monopole (vente de produits raffinés « standard ») et de monopsonne (achat du pétrole brut). Le pétrole brut est vendu, chaque jour, au prix « affiché » par la Standard.

b) 1911-1928 : Concurrence internationale

La remise en cause du monopole de la Standard aux Etats-Unis correspond au tout début de l'internationalisation du marché pétrolier. Une lutte serrée pour la conquête des sources d'approvisionnement et des marchés s'engage entre les trois grandes compagnies internationales : Standard Oil, Shell et l'Anglo Persian (aujourd'hui BP). Guerres de prix, surenchères ; c'est la concurrence sauvage qui l'emporte.

c) 1928-1955 : Cartellisation du marché et contrôle de l'offre

L'accord d'Achnacarry, signé en 1928 entre les trois grands « organise » la cartellisation du marché international qui est désormais dominé par les 7 sœurs. On entre ainsi dans une nouvelle phase de l'histoire pétrolière caractérisée par une stratégie de Cartel qui combine l'appropriation de la rente minière (alignement des prix sur les gisements marginaux américains), l'expansion du marché du pétrole et la régulation extrêmement précise de l'offre à partir des gisements du Moyen-Orient (11).

d) 1955-1970 : Les nouveaux entrants et la baisse des prix

A partir du milieu des années 50, les barrières à l'entrée sont beaucoup plus difficiles à maintenir, mais la position du Cartel reste forte. Les compagnies tendent à favoriser une baisse progressive des prix — en rapport avec la tendance à la décroissance du coût marginal de longue période — qui accélère considérablement la pénétration du pétrole dans l'industrie, les centrales thermiques et les foyers domestiques.

*e) 1970-1980 : Retournement des coûts,
hausse des prix sans limite économique*

C'est à partir de l'été 1970 que tout commence à changer sur la scène pétrolière internationale. Au-delà d'un certain nombre de raisons de

(11) L'énonciation de ces trois principes mériterait d'être éclairée par la démonstration que les majors ont cherché la maximisation dynamique de leurs profits joints. La théorie économique ne nous éclaire guère sur la combinaison rente/taille du marché en dynamique.

type conjoncturel qui se conjugent pour introduire un déséquilibre entre l'offre et la demande, on prend conscience que pour continuer à alimenter le marché mondial en pétrole brut, il faut recourir à des gisements beaucoup plus chers (Alaska, Mer du Nord, Offshore) qui induisent un renversement de tendance et le passage à une phase de coûts croissants.

Dès lors, les revendications de l'OPEP peuvent aboutir puisque le développement des champs marginaux entraîne nécessairement des hausses du prix mondial.

Entre 1970 et 1980, le prix mondial du pétrole brut est multiplié par cinq (en prix réel) sans que cela entraîne un développement massif des énergies de substitution. C'est seulement le deuxième choc pétrolier (1979-1980) qui donne une impulsion nouvelle au charbon ; celui-ci reconquiert très progressivement les usages sous chaudière qui lui avaient été enlevés par le fuel dans les années 60.

Deux constatations peuvent être faites sur cette évolution 1859-1980 :

- La référence du prix international a toujours été, en tendance, le prix qui permet au producteur marginal américain de ne pas fermer son puits : système des points de base puis égalisation des prix cif Côte Est des Etats-Unis, déséquilibre temporaire entre 1958 et 1973 puis rétablissement de l'équilibre à partir de 1973.

- Le niveau du prix mondial a toujours été — en tendance — en ligne avec les intérêts des compagnies internationales, ce qui n'est pas le cas pour la plupart des matières premières. L'industrie pétrolière internationale est progressivement devenue la première industrie du monde ; il y a eu peu de sorties, de nombreuses entrées, quelques faillites de compagnies non intégrées. Malgré les nationalisations, le retournement du marché, la crise économique et la contraction de la demande, les compagnies internationales verticalement intégrées ont amélioré leurs positions, leurs chiffres d'affaires et leurs marges d'autofinancement (12).

f) 1980-1990 : L'émergence d'un prix limite

Le deuxième choc pétrolier introduit, semble-t-il, des éléments nouveaux qui, en fonction de ce que nous savons de la stratégie des compagnies, nous permettent de mieux scruter les tendances futures d'évolution. Nous allons montrer que :

— Le prix de référence de 34 \$/bbl paraît constituer, en dollars courants, un plancher au prix du brut.

(12) Seules dans notre échantillon, l'ENI et la CFP font exception à cette évolution.

— Les combustibles de synthèse fournissent pour le pétrole brut, un prix limite de 50 \$ (en dollars 1982 constants) à l'horizon 2000.

— Les compagnies pétrolières peuvent jouer sur les prix produits lourds/produits légers pour adapter leur offre à une demande incertaine.

- Prix plancher du brut : 34 \$/bbl (dollars courants)

Le prix de référence du brut d'Arabie Saoudite (Arabe léger 34° API) fixé en octobre 1981 à 34 \$/bbl n'a d'autres justifications que politiques.

Le deuxième choc pétrolier qui, en 1979 et 1980 a monté le niveau des prix du brut de 15 \$ à plus de 30 \$ a eu dans un premier temps un effet favorable sur les compagnies et les Etats : en 1979, les profits des compagnies de notre échantillon augmentaient de 112 % sous l'effet conjugué des hausses de prix et de la dérégulation des prix américains. En 1980, le surplus courant de l'OPEP était multiplié par deux, passant de 60 à 120 milliards de dollars.

Dans un deuxième temps, comme nous l'avons dit plus haut, ces hausses apparaissent comme néfastes pour les compagnies et les pays en raison d'une diminution de volume qui n'est pas compensé par les augmentations de marges : en 1981, les profits des compagnies diminuent de 15 % tandis que le surplus courant de l'OPEP est divisé par deux.

La diminution du prix réel qui s'est amorcée en 1982 paraît donc logique après un deuxième choc pétrolier qui est finalement apparu comme trop fort. Certains observateurs pensent que cette baisse pourrait être durable. Nous ne le pensons pas pour plusieurs raisons :

— Une baisse des prix ne nous paraît pas susceptible de relancer la demande dans un climat général de récession. Les pays producteurs peuvent évidemment jouer un jeu individuel qui consiste à baisser leurs prix d'une façon non officielle, la demande qui s'adresse à eux va bien augmenter, mais n'oublions pas que les marchés spot du brut représentent moins de 10 % des transactions ; l'effet de baisse est donc très limité. Le marché est organisé de telle façon qu'il est assez *inélastique à la baisse*.

— Indépendamment des divergences qui peuvent exister entre eux, les pays producteurs ont donc davantage intérêt à essayer de maintenir les prix, seule façon de *freiner* une diminution de leurs surplus courants qui paraît de toutes façons inévitable.

— Des prix mondiaux de plus de 30 \$/bbl ont amélioré de façon considérable la rentabilité des gisements marginaux. Des investissements

ont été faits sur ces gisements et les compagnies ont fondamentalement intérêt à protéger la rentabilité de ces investissements.

On peut donc conclure que de nombreux éléments concourent pour que le prix nominal de 34 \$ soit maintenu. Les baisses réelles qui pourraient intervenir en 1982 et 1983 seraient d'une ampleur extrêmement limitée.

- Prix limite du brut à l'horizon 2000 : 50 \$ (en dollars 1982)

En 1971, on disait déjà que dès que le prix du pétrole dépasserait 4 \$ par baril les énergies de substitution se développeraient massivement : nucléaire, schistes bitumineux, sables asphaltiques, etc. L'histoire a montré que l'on avait assez largement sous-estimé les problèmes techniques, les coûts économiques et sociaux afférents à ces nouvelles sources d'énergie.

En 1982, on sait probablement un peu mieux anticiper les coûts réels ; les nombreuses unités pilotes (schistes, essences et gaz de charbon) qui ont été construites montrent que les carburants de synthèse (à partir du charbon) pourraient se développer en quantités substantielles dès lors que leurs prix de marché seraient de l'ordre de 70 \$/bbl (en dollars 1982) (13).

On peut penser que d'ici la fin du siècle, on est capable de gains de productivité sur la fabrication des combustibles de synthèse. En combinant ces hypothèses de gains de productivité avec une augmentation du prix du charbon de 2 % par an, on arrive ainsi à un coût des carburants de synthèse de 60 \$/bbl à l'horizon 2000 (14).

En déduisant 10 \$, somme qu'il faut dépenser pour obtenir d'un baril de pétrole brut le maximum de produits légers (conversion lourde), on arrive ainsi pour le pétrole brut à un prix limite de 50 \$/bbl. En précisant comme il convient le concept de prix limite (14) il s'agit du prix à partir duquel commencent à se développer massivement des substituts. C'est donc un prix que les producteurs n'ont absolument aucun intérêt à atteindre. A ce niveau-là, le prix du pétrole brut, qui a déjà commencé à réduire les usages lourds (électricité, chaleur) mettrait en péril le deuxième grand marché, celui des carburants.

Soulignons que nous comparons là deux produits substituables dont les structures de coûts sont pourtant fondamentalement différentes.

(13) Notons que le coût du carburant alcool brésilien se situe également aux environs de 70 \$/bbl.

(14) La théorie du prix limite a été développée par J.S. Bain : *Barriers to new competition*, Harvard University Press, 1956.

Dans un carburant de synthèse à 70 \$/bbl il n'y a pratiquement que du coût en capital et du coût en travail, alors que dans le coût de l'essence à 70 \$/bbl il y a, en moyenne, plus de 50 dollars de rente, donc une forte capacité de réaction au développement massif des substitués.

Par ailleurs, il est important de noter que ce sont les grandes compagnies pétrolières qui disposent à la fois d'une bonne partie des meilleures ressources de charbon et d'un cash flow pétrolier pour les développer. A priori elles n'ont donc pas intérêt à développer une activité de substitution qui irait à l'encontre de leur activité principale et qui, de surcroît, serait non rentable. On peut penser toutefois que cette possibilité de substitution constitue entre leurs mains une arme redoutable vis-à-vis des pays producteurs : si elles commencent à développer des carburants de synthèse (à petite échelle) elles mettent les pays producteurs dans l'impossibilité d'augmenter leurs prix (autrement que conjoncturellement) (15).

Ces différents arguments tendent bien à confirmer l'idée d'un prix limite du pétrole brut de 50 \$/bbl à l'horizon 2000.

- Adaptation de l'offre à une demande incertaine par le jeu du raffinage

Résumons les conclusions partielles auxquelles nous sommes arrivés en commentant le graphique ci-dessous.

Nous partons de la situation française en 1982, avec la structure de prix suivante :

- Pétrole brut cif (Arabie Saoudite 34° API) = 34 + 2 (fret) = 36 \$/bbl
- Fuel lourd Rotterdam = 26 - 28 \$/bbl
- Essence Rotterdam = 42 - 45 \$/bbl
- Charbon cif = 12,5 \$/baril équivalent pétrole (346 F/t 1 \$ = 6 F).

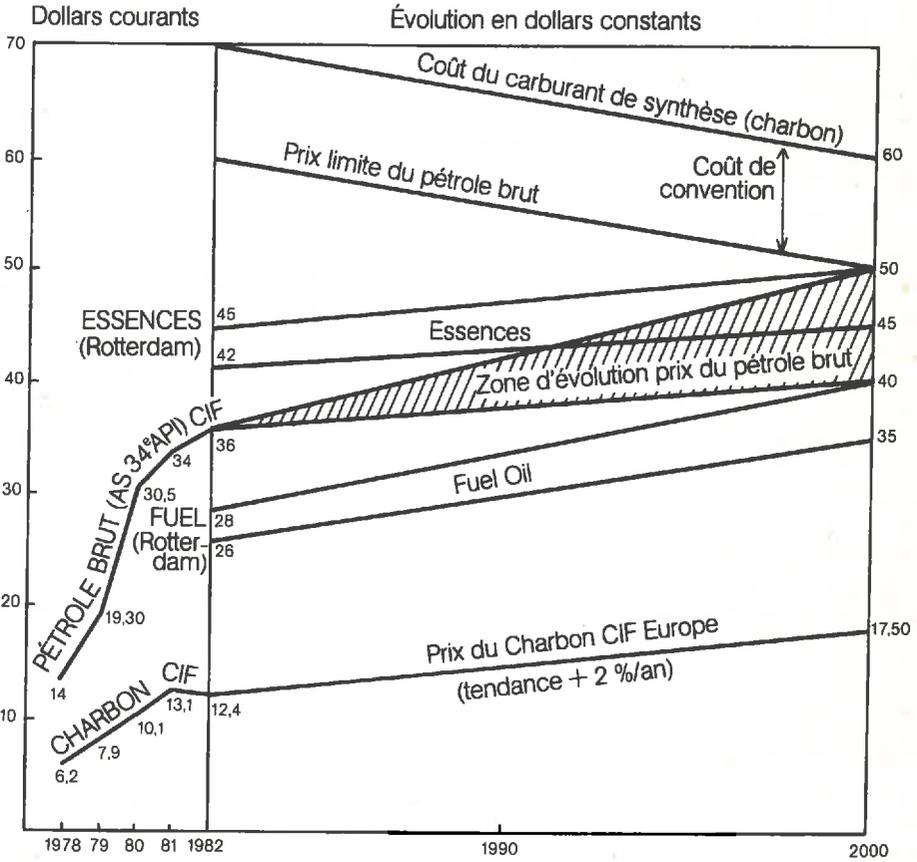
— A l'horizon 2000, le coût en développement des carburants de synthèse nous fournit un prix limite pour le pétrole brut, soit 60 - 10 (conversion lourde) = 50 dollars/bbl.

— Le charbon cif Europe pourrait augmenter sur un rythme tendanciel modéré de 2 %/an ce qui nous donne un prix 2000 de 17,5 dollars/baril d'équivalent pétrole.

(15) N'est-ce pas l'interprétation que l'on est tenté de donner à un récent mouvement d'Exxon : en 1980 (au moment du 2^e choc pétrolier) Exxon achète pour 400 millions de dollars la participation d'Arco dans le gisement de schiste de Colony Shale Oil et décide d'investir 3 milliards de dollars pour la construction d'ici 1985 d'une unité d'huile de schiste de 47 000 bbl/j. Cette décision est annulée en mars 1982. Ces faits ne reflètent-ils pas un formidable pouvoir de dissuasion vis-à-vis des pays producteurs en général et de l'OPEP en particulier ?

GRAPHIQUE 2 : Perspectives d'évolution des prix.

Dollars/baril équivalent pétrole



— Si l'on considère que l'écart de 1 à 2-2,5 doit être maintenu entre le prix du charbon et celui des produits lourds, on arrive à un prix du fuel situé entre 35 et 40 \$/bbl.

— Compte tenu d'un coût de conversion de 10 \$ cela nous amène à un prix de l'essence situé entre 45 et 50, donc assez au-dessous de son prix limite (qui se situe à 60 \$).

Nous raisonnons donc ici en tendance, sans tenir compte de ce que pourrait induire la conjoncture et sans aucune hypothèse sur la croissance économique et le niveau de la demande.

A l'intérieur de ces fourchettes, il nous reste à établir quel peut être le degré de liberté des compagnies dans la relation qui peut exister entre le prix des produits légers et celui des produits lourds.

Sur le très long terme, le marché des produits légers est évidemment beaucoup plus intéressant pour les compagnies puisqu'il permet la valorisation maximale des bruts. Il s'agit par ailleurs d'un marché moins soumis aux variations conjoncturelles ou saisonnières que celui des produits lourds, d'un marché dont la rigidité de la demande est assez forte et qui devrait donc progresser, en tendance comme le parc automobile mondial.

Le marché des produits lourds est davantage soumis aux variations de la demande ; son évolution est plus difficile à prévoir. En outre, c'est un marché sur lequel la concurrence peut s'accroître : progression du charbon, excédents de produits lourds de la part des pays de l'OPEP et de certains raffineurs, arrivée des bruts lourds d'Amérique Latine. Ces risques d'excédents pourraient, dans un premier temps, accentuer l'écart entre les produits lourds et les produits légers. Une telle évolution aurait alors pour effet d'augmenter la rentabilité des installations de conversion.

Les investissements de conversion constituent donc bien la *variable stratégique fondamentale* à partir de laquelle les grands raffineurs internationaux peuvent adapter l'offre à la variation de la demande. Par les investissements qu'ils font, ou qu'ils ne font pas, ils peuvent, en toute sécurité, faire face aux incertitudes de la croissance économique et aux éventualités de déséquilibres physiques.

Compte tenu de cette plage de flexibilité qui nous est donnée par la conversion, on peut donc dire que les trends d'évolution tracés sur le graphique sont vraisemblables. Ils permettent de faire face à des hypothèses de croissance allant d'une stagnation à une croissance modérée de l'ordre de 3 à 3,5 % de l'économie mondiale.

3. Gaz naturel

Il convient enfin de dire quelques mots sur le gaz naturel.

Le marché mondial du gaz naturel est actuellement caractérisé par trois espaces cloisonnés : l'espace Nord Américain, l'espace Europe Afrique et l'espace Moyen-Orient Asie (16).

Chacun de ces marchés obéit à une logique particulière et aucun signe ne laisse prévoir une unification prochaine du marché.

En ce qui concerne l'espace européen, la logique des producteurs paraît s'opposer à celle des distributeurs/consommateurs. Les uns cherchent à maximiser leur surplus en revendiquant l'alignement en terme d'équivalence calorifique du prix fob sur le prix du pétrole brut.

C'est le cas de l'Algérie, mais aussi le cas des compagnies pétrolières opérant en Mer du Nord qui cherchent à construire un collecteur. BP, par exemple, annonce un prix du gaz de 10 à 12 dollars/million BTU en 1985 (et en prix 1985).

Les revendications des producteurs auraient pour effet de limiter le champ de compétitivité du gaz et de limiter par conséquent sa place dans le bilan énergétique. L'enjeu est évidemment un rapport prix volume ; le gaz occupe aujourd'hui, en volume, une place qui doit être maintenue ; il s'agit donc de remplacer la production nationale en déclin par des importations.

Quant au développement du gaz (en part relative du bilan), il s'agit en général d'un bouclage qui dépend en grande partie de l'évolution de la demande et de la reprise économique.

On peut dire que la croissance économique déterminera la part du gaz dans le bilan ; en fonction de ce résultat, le prix du gaz cif pourrait s'aligner soit légèrement au-dessus du prix du brut cif (compétitivité avec la mazout), soit juste au-dessous (compétitivité avec les fuel oil).

*
* *

L'industrie pétrolière internationale s'est beaucoup transformée au cours des années 70. Le grand jeu du pétrole n'est plus tout à fait le même mais pour certains joueurs, il demeure extrêmement « rentable ».

(16) Les seuls points de passage portent sur des volumes marginaux : courant Algérie-Etats-Unis ; Alaska-Japon.

Trois conclusions majeures peuvent être tirées de cette étude :

1. La puissance des grandes compagnies pétrolières a été renforcée par la crise mais en même temps, la domination de certaines d'entre elles s'est accentuée.

2. Quelques compagnies, entraînant les autres dans leur sillage, peuvent utiliser leur capacité financière pour réguler le marché mondial de l'énergie.

3. Les conclusions en terme de prix qui peuvent découler, logiquement de cette action n'expriment que des tendances de longue période face à une conjoncture incertaine.

1) Nous avons utilisé, tout au long de cet article, le terme de Majors. Il existe effectivement une séparation entre les 7 grandes compagnies internationales et « les autres ».

Les premières sont réellement internationales, dans la mesure où, fondée sur une forte implantation américaine (le premier marché du monde), elles possèdent un gisement véritablement international qui nourrit des réseaux de raffinage et de distribution et de transformation aval qui eux aussi sont internationaux.

Les « autres » sont déséquilibrées, soit qu'elles aient une implantation de valorisation trop localisée (Eni, Elf, CFP), soit qu'elles opèrent à partir de quelques gisements vulnérables (Oxy), soit qu'elles gaspillent leurs compétences sur une diversification sans avenir.

A l'intérieur même du groupe des Majors, la capacité d'adaptation au changement et les performances ont été très inégales. Quatre compagnies dominent nettement la situation : Exxon, Shell, Mobil et BP.

2) Ces quatre compagnies ont compris, plus rapidement que les autres en règle générale, un certain nombre de principes stratégiques simples ; elles ont compris que l'exploration pétrolière restait la meilleure carte, qu'il fallait être dans le charbon même si ce n'était pas rentable, que le gaz servirait, lorsque le besoin s'en ferait sentir à boucler le bilan ; toutes quatre enfin ont compris que c'était par le commerce du brut et des produits, par la transformation *planifiée* des produits lourds en produits légers que l'on pouvait réguler un marché qui ne se régulait plus au niveau des puits.

Ces compagnies ont les moyens financiers de leurs stratégies : entre le développement progressif du marché mondial du charbon et la fabrication de carburants de synthèse à partir du charbon ou des schistes bitumineux, elles peuvent faire face aux aléas d'une croissance économi-

que et d'une conjoncture internationale politique et économique assez imprévisible. Elles « tiennent » le prix du pétrole entre un prix plancher et un prix limite ; l'équilibre global de la situation réelle reste parfaitement modulable. Les états producteurs et les autres compagnies ne peuvent guère échapper à une telle logique qui reflète finalement une remarquable capacité d'adaptation à l'incertitude.

3) Les tendances que nous avons mises en lumière relèvent de cette logique ; elles doivent être considérées comme des tendances de longue période et non pas comme des sentiers forcés. L'évolution à court terme peut les démentir temporairement. A la limite de nouvelles stratégies d'adaptation pourraient être mises en œuvre. Ce que confirme finalement cette étude, c'est que la capacité de réaction à un changement survenu de l'extérieur est infiniment plus grande pour une firme multinationale que pour un Etat. Dans le cas du pétrole, le prix peut être, à un moment donné, une variation exogène, il peut être assez rapidement *endogénéisé* par les grandes compagnies.

