

## Après la crise du golfe, le troisième choc pétrolier reste à venir

Patrick Criqui \*

Les enseignements que l'on peut tirer de la crise du Golfe sont a priori plutôt rassurants lorsque l'on considère les évolutions constatées sur les marchés pétroliers : dès février 1991, le prix du baril était redescendu à 20 \$ ; les stocks stratégiques ont prouvé leur efficacité ; l'OPEP a pu fournir l'accroissement de production nécessaire. Il ne faut pas pour autant en déduire que tout risque de tensions sur l'approvisionnement pétrolier mondial est écarté. Plusieurs signes laissent au contraire penser qu'à l'horizon 2000, le marché pourrait être de nouveau déstabilisé : ces risques sont étudiés ici à travers l'évolution de la consommation mondiale de pétrole, de la production non-OPEP et des capacités de production de l'OPEP. Les différentes hypothèses faites sur ces paramètres permettent de dresser des scénarios possibles pour l'an 2000, dont il ressort que le niveau des prix du pétrole en début de décennie, ainsi que la capacité à maintenir une certaine flexibilité des prix, joueront un rôle clef pour éviter un retour à une dépendance excessive face au pétrole du Moyen-Orient et donc un éventuel troisième choc pétrolier.

Le troisième choc pétrolier n'a pas eu lieu. Après sept mois d'une crise majeure, s'ouvrant sur l'annexion du Koweït le 2 août 1990 et s'achevant avec sa libération à la fin février 1991, les prix du pétrole sont revenus dans une fourchette de 15 à 20 \$/bl soit un niveau équivalent à celui des années 1987 à 1989. Le pire a donc été évité et le système d'approvisionnement pétrolier mondial, centré sur le Golfe arabo-persique, a résisté à la tempête. Il faut bien sûr s'en réjouir car nul n'ignore les énormes impacts politiques et économiques qu'aurait pu avoir la prise de contrôle des réserves

\* Patrick Criqui est chercheur à l'Institut d'économie et de politique de l'énergie (IEPE) du CNRS.

---

koweïtiennes (10 % du total mondial) par l'Irak (également 10 %), encore moins le cataclysme qu'auraient constitué de réelles atteintes à la production pétrolière de l'Arabie Saoudite (25 % des réserves mondiales). Dans cette crise, les différents acteurs du jeu pétrolier ont somme toute conservé leur sang-froid, qu'il s'agisse des organisations internationales, des compagnies pétrolières ou des opérateurs sur les marchés à terme du pétrole. Les hausses importantes du prix de la première phase de la crise ont donc été rapidement annulées, au cours des tous premiers mois de 1991.

Après avoir rappelé l'enchaînement des événements et des réactions des acteurs du jeu pétrolier, il faut ensuite tirer les principaux enseignements de la crise écoulée le retour des prix au statu quo ante ne signifie pas car l'effacement de la question pétrolière, au contraire. Revenir sur les fondamentaux du marché permet d'analyser les conditions dans lesquelles l'approvisionnement pétrolier mondial pourrait connaître de nouvelles tensions au cours de la prochaine décennie. Se résoudront-elles dans un troisième choc ou pourront-elles être progressivement absorbées ? Compte tenu des délais dans les ajustements de l'offre et de la demande, cette question renvoie aux politiques à mettre en œuvre par les producteurs comme par les consommateurs dans les prochains mois ou, au plus, les prochaines années. Il apparaîtra enfin que le véritable objectif à rechercher n'est pas la stabilisation des prix en elle-même, mais plutôt le contrôle ou la régulation de l'appel au pétrole OPEP, plus exactement au pétrole du Golfe.

## 1990-1991, le choc évité

Durant tout le premier semestre de 1990 le prix du pétrole est orienté à la baisse. Le Brent passe de 20 \$/bl en janvier, à 15 \$/bl en juin. De plus en plus nombreux, les observateurs s'inquiètent : la baisse ne peut se poursuivre, les niveaux atteints mettent déjà en danger l'équilibre offre-demande<sup>1 2</sup>. Près d'un an plus tard, en février 1991, dès que l'hypothèse de l'intervention terrestre au Koweït devient certaine, les marchés anticipent une victoire rapide des coalisés et le prix du brut repasse la barre des 20 \$/bl, sous laquelle il se maintient, au moins jusqu'à la fin juin. Les observateurs sont toujours inquiets mais ils portent cette fois un jugement tout différent : le prix n'est pas trop bas en regard des conditions du marché, au contraire il pourrait même s'effondrer si le retour des productions du Koweït et de l'Irak se faisait trop rapidement ; la surproduction menace<sup>3 4</sup>. A un an d'intervalle, deux niveaux de prix comparables conduisent donc à des craintes opposées : celle de la pénurie en 1990, de la

1. *Petroleum Intelligence Weekly* : « Capacity Plans Underscore Shifting Opec Focus », March 12, 1990, p. 6-7.

2. *Conjoncture* : « Vers un troisième choc pétrolier ? », Banque Paribas, mai 1990, p. 77-83.

3. Oxford Energy Forum : « Nordine Ait Laoussine analyses some investment issues in oil-exporting countries », Oxford Institute of Energy Studies, February 1991, p. 5-6.

4. Z. Yamani : « Tempête sur le pétrole », interview à *politique internationale* n° 51, 3 mai 1991, p. 17-32.

surproduction en 1991. Entre-temps beaucoup de choses se sont en effet produites qui ont changé, et les données objectives du marché, et les appréciations subjectives des acteurs. Mais la situation est-elle si radicalement différente ?

## L'héritage du contre-choc de 1986

Durant la première moitié des années quatre-vingt le taux d'utilisation des capacités de l'OPEP passe de plus de 80 % à moins de 60 %. A lui seul, ce fait peut suffire pour expliquer d'abord la lente érosion des prix, puis le contre-choc de 1986 (encadré p. 25). Cette baisse du taux d'utilisation découle en effet de l'effacement de la production de l'OPEP, dans un contexte de ralentissement de la demande mondiale et de progression continue de la production non-OPEP. La chute des prix est donc contenue par l'OPEP, jusqu'à ce que les membres du cartel qui consentent les plus gros sacrifices en termes de production — les pays du Golfe et particulièrement l'Arabie Saoudite — abandonnent la stratégie de défense des prix pour celle de la défense des parts de marché. Dès la fin 1985, l'Arabie Saoudite développe la pratique des contrats net-back qui permet d'augmenter les ventes, moyennant des rabais très importants sur les prix : ceux-ci tombent de plus de 25\$ au début de 1986 à moins de 10\$/bl au milieu de l'année (graphique 1).

Le contre-choc marque donc l'incapacité de l'OPEP à défendre durablement, en tant que cartel, un niveau de prix élevé. Pour certains, cette évolution était inéluctable : tout cartel créant artificiellement une pénurie sur un produit se trouve confronté à l'indiscipline de ses membres, puis aux risques d'éclatement<sup>5</sup>. Dans cette perspective en effet, la stratégie optimale de chaque membre du cartel est de dire qu'il coopère et limite sa production pour contribuer au maintien des prix, tout en trichant pour augmenter les quantités vendues. De fait cette logique rend assez bien compte non seulement du contre-choc de 1986, mais aussi des évolutions du marché pétrolier entre 1986 et 1990.

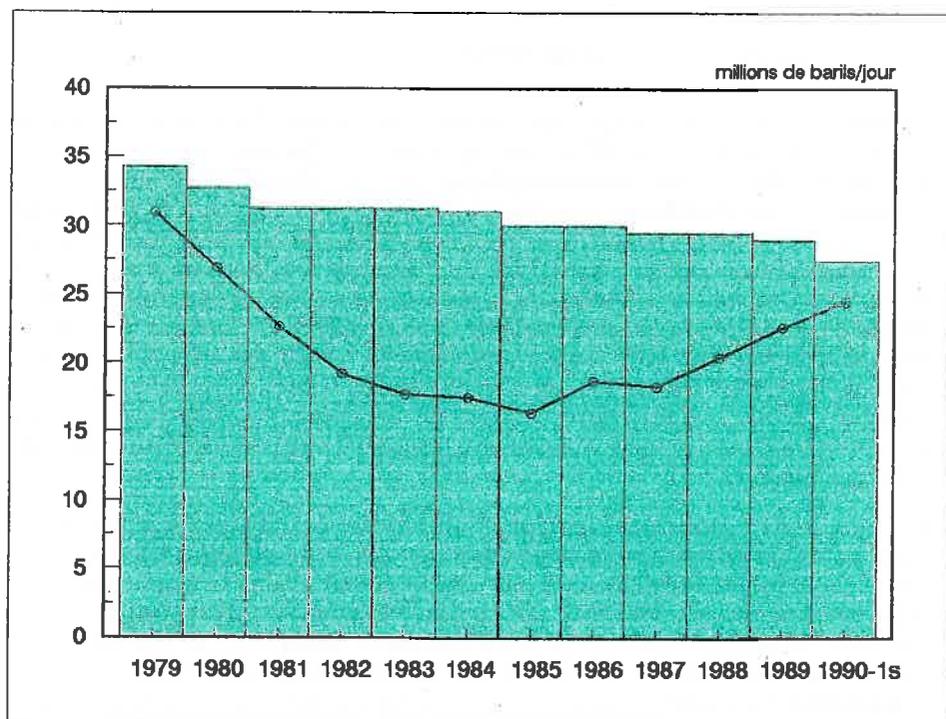
Au cours de cette période on assistera en effet au moins deux fois à la répétition d'un cycle qui fait se succéder accord de limitation de la production OPEP et remontée du prix (1986-87 et 1989), puis indiscipline, dépassement des quotas et baisse du prix (1988 et premier semestre 1990). Dans un contexte général de sur-capacité, les fluctuations de prix ne sont plus alors des ajustements structurels, répondant aux tendances lourdes de l'offre et de la demande mondiale, comme lors des chocs et contre-chocs. Elles révèlent plutôt les déséquilibres à court terme des marchés qui pourraient être mesurés par le rapport de la demande adressée à l'OPEP (consommation mondiale moins production non-OPEP) à la production effective de l'Organisation<sup>6</sup> : les prix sont orientés à la hausse lorsque ce ratio est supérieur à un, à la baisse lorsqu'il est inférieur un. Découlant d'une autre logique que lors des chocs, les variations de prix sont aussi moins marquées puisque les prix du brut du Moyen-Orient s'établissent dans une plage restreinte autour de 15 \$/bl (graphique 2).

5. M.A. Adelman : « The Competitive Floor to World Oil Prices », *The Energy Journal*, vol. 7, n° 4, p. 11-31.

6. J. Adda : « Pétrole : le retour aux sources », *Observations et diagnostics économiques*, n° 28, juillet 1989, p. 187-211.

## GRAPHIQUE 1

### Production et capacités de production de l'OPEP



Sources : OPEC Annual Statistical Bulletin, OGJ Energy Statistics Sourcebook.

Le problème de la discipline de production est donc, jusqu'à la veille de l'invasion du Koweït, au cœur des débats internes à l'OPEP. Or on sait bien qu'au cours de cette période les pays les moins disciplinés ont été précisément le Koweït et les Emirats Arabes Unis. Les baisses de prix ont toujours accompagné des phases de dépassement important des quotas par ces deux pays <sup>7</sup>. Globalement, l'Arabie Saoudite semble avoir mieux respecté ses quotas, à l'exception toutefois d'une forte poussée de la production à la fin 1988, juste avant l'accord qui permettra le rétablissement des cours en 1989. Une question demeure aujourd'hui sans réponse : alors que le Koweït et les Emirats font indiscutablement partie de la sphère d'influence de l'Arabie Saoudite <sup>8</sup>, peut-on considérer que leur politique de production d'alors était incontrôlable ; doit-on au contraire considérer qu'elle était manipulée ? Une chose est sûre en revanche :

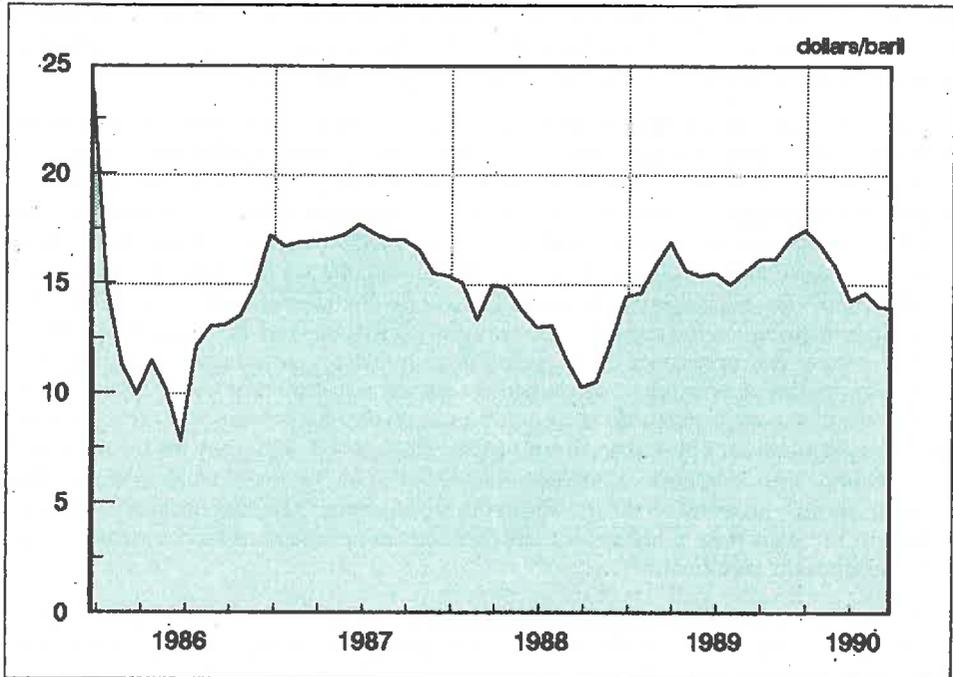
7. J.M. Martin : « Reprise confirmée de la demande et nouvelles contraintes sur les industries de l'énergie », *Energie internationale 1989-1990*, Paris : Economica, 1989, p. 9-24.

8. Y. Schemel : « L'éthique saoudienne et l'esprit de la politique pétrolière », *Energie internationale 1988-1989*, Paris : Economica, 1988, p. 93-115.

l'indiscipline du Koweït en matière de production pétrolière aura largement alimenté les griefs de l'Irak à son égard.

## GRAPHIQUE 2

### Prix spot du pétrole brut Fateh 32 de janvier 1986 à juin 1990



Source : Petroleum Intelligence Weekly

L'accord conclu à Genève le 27 juillet 1990 sous la pression de l'Irak et de l'Iran aurait pu marquer la fin des « vaches maigres » pour l'OPEP : il prévoyait en effet l'augmentation du prix de référence de 18 à 21 \$/bl, ainsi qu'un retour à la discipline que l'augmentation continue de la demande adressée à l'OPEP au cours des années antérieures rendait de plus en plus crédible. Cet accord ne constituait-il pour les dirigeants irakiens qu'un prélude à une mise en scène déjà conçue ? Ne fut-il pas plutôt une simple étape dans une séquence incontrôlée de montée des tensions<sup>9</sup> ? Cette réunion de Genève ouvre en tous cas sur la crise.

9. *Financial Times Energy Economist* : « Crisis in the Gulf », n° 106, August 1990, p. 6-11.

---

## Les marchés résistent à la tempête

A la veille de l'invasion, le prix de référence de l'OPEP avait donc été augmenté, les marchés spots étaient à nouveau orientés à la hausse. Mais surtout depuis plusieurs mois déjà, des sources sérieuses avaient souligné que, du fait de la baisse des capacités de production comme de l'augmentation de la demande, le taux d'utilisation des capacités de l'Organisation était remonté à 82 %, contre 79 % en 1979, 55 % au plus bas en 1983<sup>10</sup>. On ne peut alors s'étonner de la très rapide escalade des cours à partir du 2 août. Dans un premier temps le potentiel pétrolier koweïtien (10 % des réserves mondiales, 9 % des capacités et de la production de l'OPEP) était directement menacé. Puis très rapidement l'embargo correspond à la perte de quelques 4 à 5 Mbj sur le marché mondial. Enfin l'Arabie Saoudite, véritable poumon pétrolier de la planète, se trouve au centre même de la zone des turbulences (graphique 3).

Les prix commencent donc leur ascension qui culminera à 40 \$/bl début octobre, alors que des bateaux irakiens sont arraisonnés dans le Golfe. La hausse est rapide et plus d'une fois les marchés spot et à terme, dont l'influence a crû considérablement depuis le contre-choc<sup>11</sup>, sont mis en accusation : en introduisant une dimension spéculative dans le jeu pétrolier ils contribueraient à augmenter le volume des transactions et à amplifier les hausses. Il est vrai que la spéculation est alors effrénée et que les opérateurs sur les différents marchés passent de chaudes semaines. Mais deux éléments contredisent la thèse de l'amplification des hausses par la spéculation : d'une part le niveau des prix spots est toujours resté inférieur en monnaie courante, et a fortiori en monnaie constante, aux sommets atteints en 1980 (environ 70\$/bl, en \$ de 1990) ; d'autre part, à partir de la mi-août les prix à terme passent sous le niveau des prix au comptant avec des écarts significatifs, jusqu'à 4,5 \$/bl pour un terme à trois mois. On ne peut donc parler d'affolement général. Un prix de 40 \$/bl lors d'une crise mettant en jeu la stabilité de la région-clé du système pétrolier mondial apparaît somme toute bien raisonnable et les marchés à terme pourraient même avoir joué un rôle stabilisateur significatif<sup>12</sup>.

De fait, les prix baissent à partir de la mi-octobre, après une série de paliers marquant les ouvertures ou les difficultés dans le processus de négociation. A partir de l'automne, il apparaît en effet très clairement que l'Arabie Saoudite peut compenser la plus grande partie des pertes de production du Koweït et de l'Irak. De juin à décembre, la production saoudienne augmente de 3 Mbj. Près de 2 Mbj supplémentaires proviennent des autres pays de l'OPEP. La baisse des prix tient compte de ces facteurs, alors que la montée en puissance du dispositif militaire des troupes coalisées, si elle ne supprime pas les risques, rend moins probables de graves atteintes au potentiel pétrolier saoudien. En décembre et début janvier, le prix du brut se stabilise autour de 25 \$/bl.

10. *Petroleum Intelligence Weekly*, op. cit.

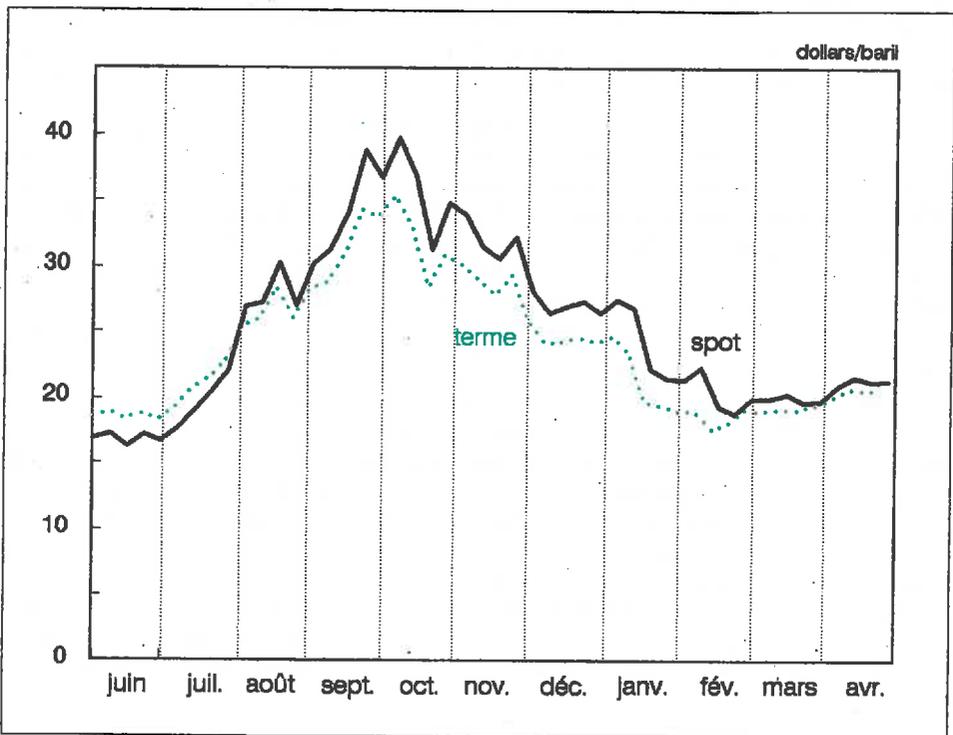
11. J.P. Angelier : « Le pétrole », Coll. Cyclope, Paris : Economica, 1990, 112 p.

12. P.N. Giraud : « La spéculation souhaitable », *Le Monde*, 23 octobre 1990.

La chute des cours dans les heures qui suivent le déclenchement des opérations aériennes constitue, il faut le reconnaître, une surprise majeure, alors que tous les observateurs s'attendaient à une envolée, même de courte durée. Elle s'explique par le fait que les marchés, s'ils sont à juste raison accusés de myopie vis-à-vis du long terme, réagissent avec rapidité aux événements du moment et anticipent sur le futur proche. Les premiers bulletins d'information du 17 janvier qui soulignent la complète maîtrise de l'espace aérien par l'aviation américaine, sont alors le signal d'une nouvelle baisse, de 25 à 20 \$/bl. Un phénomène identique se reproduira à la mi-février, avant même le déclenchement des opérations terrestres, mais alors que celui-ci apparaît certain et son succès très probable : les prix passent à nouveau sous la barre des 20 \$/bl.

### GRAPHIQUE 3

#### Prix spot et à terme\* du WTI de juin 1990 à avril 1991



\* 3 mois

Source : Petroleum Market Intelligence.

---

## Après la crise, un premier bilan

Différents enseignements peuvent être tirés de cette crise, de son développement et de son issue. Le premier concerne les stocks. Ils se sont finalement révélés un outil très efficace pour limiter les hausses de prix en cas d'accident géo-stratégique. Si la constitution de stocks apparaît un remède inefficace lorsque les pressions à la hausse découlent d'un désajustement structurel de la consommation et de la production ou des capacités, il n'en va pas de même dans le cas d'une réduction temporaire de ces capacités. Tel était bien le cas lors de la crise du Golfe et les stocks totaux, correspondant à environ trois mois de la consommation totale de l'OCDE, auraient permis de se passer pendant beaucoup plus longtemps des productions de l'Irak et du Koweït<sup>13</sup>. Les stocks stratégiques ont donc bien permis d'« acheter du temps », lorsque le développement et l'issue de la crise demeuraient incertains.

L'Agence internationale de l'énergie a été beaucoup critiquée pour n'avoir pas déstocké à l'automne et pour avoir attendu le déclenchement des opérations militaires, contribuant ainsi à la baisse du 17 janvier. La logique de cette conduite réside sans doute dans le fait que les stocks constituent d'une certaine manière une arme de dissuasion économique et qu'ils sont surtout efficaces lorsqu'ils sont pleins et non utilisés. Cependant, le refus de l'AIE de mener une quelconque concertation avec l'OPEP durant la crise, alors même que cette concertation était explicitement demandée par les exportateurs aura plutôt ravivé l'image de l'AIE comme machine de guerre au service des consommateurs<sup>14</sup>.

Traversée en son sein même par le conflit, l'OPEP aura quant à elle su préserver l'essentiel : l'Organisation n'a pas éclaté entre partisans et adversaires de l'Irak ; son Président aura multiplié les appels au calme et fait comprendre aux marchés que l'OPEP, consciente des inconvénients de trop fortes fluctuations de prix, ne souhaitait pas un troisième choc ; enfin, et ce n'est pas le moindre, elle a pu gérer l'augmentation de la production, sensible dans presque tous les pays membres et qui a permis de compenser la perte des 5 Mbj de l'Irak et du Koweït.

Cela rejoint le second enseignement majeur de la crise. Les marges de manœuvre pour la production de l'OPEP se sont avérées plus importantes qu'on ne pouvait le craindre au moment du déclenchement du conflit. En mars 1990 par exemple, les capacités OPEP hors Koweït et Irak étaient estimées à 22 Mbj<sup>15</sup>. Or durant les premiers mois de 1991 les pays correspondant ont produit plus de 23 Mbj. L'Arabie Saoudite quant à elle a pu atteindre en un mois un niveau de production de 7,5 Mbj, qui était considéré comme sa capacité. Trois mois après, sa production passe à 8,3 Mbj. Peut-être ce niveau n'aurait-il pas été soutenable sur une très longue période. Cela montre néanmoins que les capacités totales étaient, avant la crise, probablement plus proches de 30 Mbj que des 26 parfois annoncés. Cette capacité totale ne pourra certes être restaurée qu'après remise en état du potentiel pétrolier de l'Irak et surtout du Koweït, ce qui prendra sans doute plusieurs années. Mais le test en vraie grandeur

13. *Financial Times Energy Economist*, op. cit.

14. *Pétrostratégies* : « l'AIE confrontée à un sérieux problème d'image », 4 février 1991, p. 5.

15. *Petroleum Intelligence Weekly*, op. cit.

qu'a constitué la crise a indiscutablement modifié les appréciations des acteurs ; celles-ci à leur tour pèsent aujourd'hui sur les prix.

Toutefois, au-delà du soulagement provoqué par la fin de la crise, doit-on considérer que la situation d'aujourd'hui est fondamentalement différente de celle qui prévalait au premier semestre 1990 ? Depuis le contre-choc pétrolier, la production de l'OPEP a augmenté chaque année en moyenne de 1,5 Mbj. A ce rythme, une marge de 6 Mbj (capacités 30 Mbj, production 24 Mbj) serait « consommée » en quatre ans <sup>16</sup>. Pour apprécier les risques de tensions sur les marchés pétroliers, il faut regarder au-delà du court terme et surtout analyser les évolutions possibles des fondamentaux du marché : consommation mondiale, production non-OPEP et capacités OPEP.

## 1991-2000, le choc à éviter

Au cours des vingt dernières années, les variations structurelles des prix du pétrole — les deux chocs et le contre-choc — sont avant tout expliquées par l'évolution relative de la consommation mondiale de pétrole et de la production non-OPEP. Lorsque la croissance des consommations dépasse nettement celle de la production non-OPEP, alors le poids de l'OPEP dans l'approvisionnement mondial augmente, ainsi que sa capacité à imposer les hausses de prix qui sont de toutes façons indispensables pour freiner la demande et relancer l'offre. Inversement, un tassement de la demande accompagné d'une offre hors-OPEP dynamique contraindra l'OPEP d'abord à résister puis, si le phénomène est durable, à sacrifier les prix afin de restaurer à nouveau sa part du marché mondial. Quoiqu'extrêmement simple, cette logique rend bien compte des quatre grandes phases que l'on peut identifier dans l'évolution des variables fondamentales du marché pétrolier depuis le milieu des années soixante : montée en puissance de l'OPEP jusqu'en 1973, stabilisation du rapport de force entre les deux chocs, puis déclin jusqu'au contre-choc, enfin retournement du marché à partir de cette date <sup>17</sup> (graphique 4).

Ce schéma d'analyse est aussi le plus pertinent pour jeter les bases d'une prospective du marché pétrolier pour le moyen terme, à l'horizon 2000. L'orientation des prix, à la hausse ou à la baisse, dépendra en effet largement de la dynamique de la consommation mondiale et de celle de la production pétrolière hors OPEP.

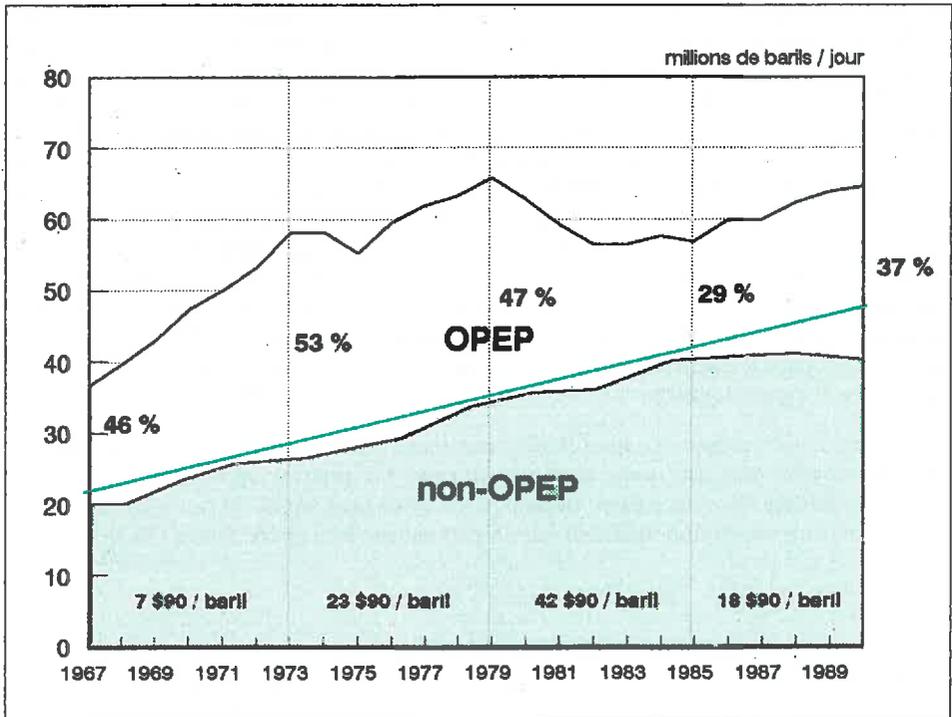
16. P. Criqui : « Avant des chocs ? », conclusion d'*Energie internationale 1990-1991*, Paris : Economica, 1990, p. 271-272.

17. P. Criqui, N. Kousnetzoff : *Energie 1995, après les chocs*, Paris, Economica, 1987, 253 p.

Une variable supplémentaire doit cependant être prise en compte pour caractériser complètement des scénarios pétroliers. Il s'agit du degré d'inertie et de rigidité dans les ajustements de prix. Au cours des vingt dernières années, les inerties ont été fortes, ce qui explique que les ajustements de prix n'étant pas continus et progressifs, les variations de l'offre et de la demande mondiale de pétrole aient pu être durablement divergentes. On peut ainsi penser que le prix du pétrole a été successivement trop bas (avant 1974), puis trop haut (entre 1980 et 1985) et à nouveau trop bas pour assurer une évolution régulière du marché. Cette rigidité dans l'évolution des prix peut et doit être prise en compte dans les modèles de simulation des prix du pétrole (encadré).

## GRAPHIQUE 4

### Consommation mondiale, production OPEP et non-OPEP de pétrole

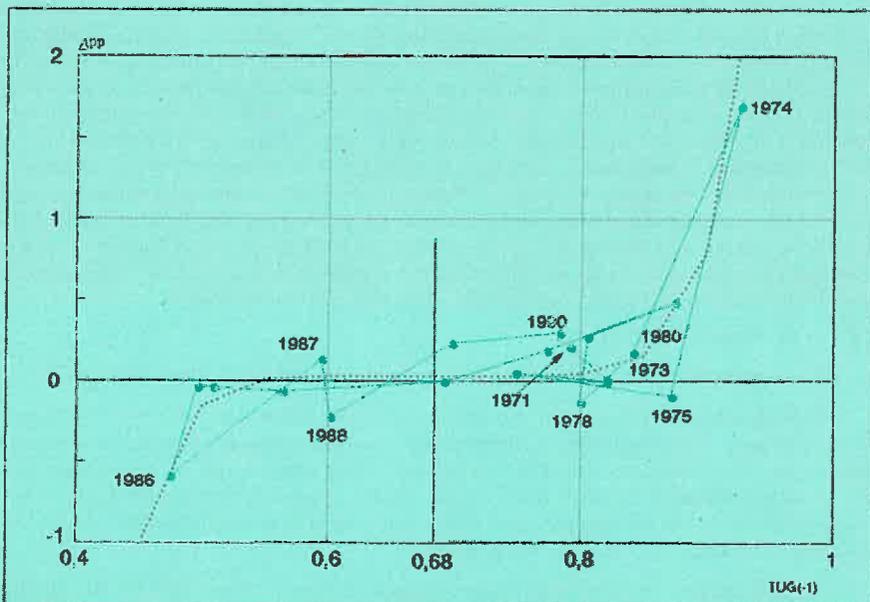


Sources : OPEP, Petroleum Economist, programme POLES-IEPE



## GRAPHIQUE 5

### Variation du prix du pétrole\*



\* courbe issue de la régression et valeurs observées

Sources : POLES-IEPE

différentes de cet exposant correspondront en effet différents degrés de flexibilité des prix, éventuellement associés à des hypothèses contrastées sur les structures du marché et les relations producteurs-consommateurs.

1. D. Gately : « A Ten-Year Retrospective : OPEC and the World Oil Market », *Journal of Economic Literature*, Vol. XXII, sept. 1984, p. 1100-1114.

2. Selon la distinction introduite par H. Simon.

3. US Department of Energy : « the Oil Market Simulation Model », Washington D.C. : US-DOE, Energy Information Administration, 1985.

4. S.G. Powell : « The Target Capacity Utilisation Model of OPEC and the Dynamics of the World Oil Market », *The Energy Journal*, Vol. 11, n° 1.

5. IEPE, POLES : Etat d'avancement au 30/05/91, Grenoble : IEPE, 1991, multigraph.

6. M. Rauscher : « OPEC and the Price of Petroleum », Berlin : Springer Verlag, 1989, 206 p.

Dans une perspective de construction de scénarios, on peut considérer qu'à un faible niveau de concertation entre producteurs et consommateurs sera associée une forte rigidité des prix comme cela s'est vérifié dans le passé, que le marché soit dominé par les producteurs ou par les consommateurs. Inversement, une meilleure concertation producteurs-consommateurs, tout comme d'ailleurs une intégration ver-

ticale plus poussée de l'industrie pétrolière mondiale, devraient entraîner de moindres rigidités et donc des ajustements de prix plus progressifs. La variable « flexibilité des prix » jouera un rôle essentiel dans l'évolution des équilibres pétroliers au cours de la décennie : si elle est faible, les tensions s'accumuleront et déboucheront sur un troisième choc ; si elle est forte au contraire, ces tensions pourraient être contenues jusqu'à l'orée du prochain siècle.

### **Consommation : une croissance modérée malgré l'explosion démographique des pays en développement**

De 1967 à 1973, la tendance de la consommation mondiale de pétrole correspond à une croissance moyenne de près de 8 % par an. Ce développement accéléré de la consommation provient essentiellement des pays industrialisés et plus particulièrement de l'Europe et du Japon. Dans ces pays, la pétroprosperité se combine en effet à l'extension du fordisme et à un rattrapage progressif des Etats-Unis, notamment pour l'équipement des ménages en automobiles et autres biens de consommation durables. Les pays en développement n'ont qu'un rôle mineur dans la demande mondiale de pétrole, moins de 15 % en 1973.

Le premier choc marque une rupture profonde. De 1973 à 1979, la croissance de la demande mondiale n'est plus que de 2 % par an. Le ralentissement de la croissance, les premiers efforts de conservation et de diversification des sources d'énergie conduisent en effet à une stabilisation des consommations dans les pays de l'OCDE. La demande ne continue à progresser que dans les pays de l'Est et du Sud. Après le deuxième choc, il ne s'agit plus d'un freinage mais d'un effondrement. Une récession plus durable, la relance des efforts de conservation et surtout l'aboutissement des investissements lourds entrepris après 1973 (nucléaire, développement du gaz et du charbon) entraînent une chute de 20 % de la consommation des pays de l'OCDE entre 1979 et 1985. Les pays en développement sont cette fois durement touchés, mais sans doute plus par le choc dollar et taux d'intérêt que par le choc pétrolier. Dans la première moitié des années quatre-vingt, leur consommation cesse de progresser. De même à l'Est les premières difficultés économiques graves apparaissent, avec des conséquences identiques pour la demande de pétrole. En 1983-84, la consommation mondiale est revenue au niveau de 1973-74.

Mais la reprise s'amorce et se confirme après le contre-choc. Une nouvelle tendance s'affirme, elle correspond à une croissance moyenne de 2,5 % par an entre 1985 et 1990. Le fait nouveau est sans doute que la demande supplémentaire provient pour une part égale des pays de l'OCDE et des pays en développement (qui ne représentent qu'un quart de la consommation totale), alors que dans les pays de l'Est l'approfondissement des difficultés économiques et le développement du gaz conduisent toujours à une stabilisation de la consommation. Ainsi s'amorce un mouvement qui va très certainement se confirmer au cours des prochaines années : de plus en plus la nouvelle demande de pétrole provient des régions en développement qui connaissent toutes une forte pression démographique ; lorsque celle-ci s'accompagne d'une crois-

---

sance économique soutenue, la consommation de pétrole, en particulier pour les transports, augmente très rapidement. Ce fut le cas après 1985 en Asie du Sud-Est avec une progression de la consommation de 9 % par an, un taux proche de celui rencontré au Japon avant le premier choc pétrolier.

L'explosion démographique du tiers-monde va donc devenir un déterminant de plus en plus important de la demande mondiale de pétrole. On peut s'en inquiéter lorsque l'on sait que la population mondiale doit augmenter de 17 % dans la décennie en cours (de 5,3 milliards en 1990 à 6,2 milliards en 2000)<sup>18</sup>. A l'horizon 2000, on peut cependant penser que ce phénomène ne conduira pas nécessairement à une explosion des consommations : entre 1985 et 1990, par exemple, la consommation moyenne mondiale de pétrole n'a que peu augmenté, passant de 0,59 tep/hab à 0,60 tep/hab, malgré des hausses plus importantes dans les différentes régions ; ceci s'explique par le fait que le poids des régions à faible consommation par tête est croissant dans le total, ce qui entraîne une tendance à la baisse de la consommation moyenne mondiale.

Il est possible sur cette base d'effectuer un premier cadrage de la consommation mondiale de pétrole en 2000. Pour 6,2 milliards d'habitants et des consommations par tête de 0,60 et 0,62 tep par habitant, on obtient respectivement l'équivalent de 74 à 77 Mbj, contre 64 en 1990. Cette estimation est plus faible que celle obtenue par prolongation des tendances (78 à 86 Mbj), ou que celles fournies par l'AIE (76 à 82 Mbj)<sup>19</sup>. Une fourchette de 75 à 80 Mbj pour la consommation mondiale en 2000 apparaît donc raisonnable, compte-tenu de ces différents éléments (tableau 1). Ce sont ainsi 10 à 15 Mbj qui devront être ajoutés à la production mondiale d'ici une dizaine d'années. Cette hypothèse est-elle réaliste et, si oui, où pourront être localisées les nouvelles productions, hors OPEP ou dans l'OPEP ? Cette question est déterminante pour l'équilibre futur des marchés.

## **Production hors-OPEP : comment remplacer les géants du passé ?**

De 1960 à 1985 la croissance de la production non-OPEP a été remarquablement linéaire : chaque année en moyenne, 1 Mbj était ajouté à la production antérieure. Si cette tendance pouvait se poursuivre dans les années à venir, il semble assez clair que l'approvisionnement pétrolier mondial ne devrait pas susciter d'inquiétude. L'essentiel de l'accroissement de la demande mondiale pourrait être en effet satisfait par les régions non-OPEP. En corollaire, et si l'on s'en tient aux estimations de consommation future évoqués plus haut, la production de l'OPEP serait stabilisée ou ne connaîtrait qu'une faible croissance à l'horizon 2000, de l'ordre de 5 Mbj.

18. K.C. Zachariah and My T. Vu : *World Population Projection*, 1987-88 Edition, Washington D.C., The World Bank, 1988, 439 p.

19. International Energy Agency : « Energy Policies and Programmes of IEA Countries », 1989, *Review*, Paris : OCDE, 604 p.

TABLEAU 1

## Différents cadrages de la consommation mondiale de pétrole en 2000

	1985	1990	2000
Population mondiale	4,8	5,3	6,2
Milliards			
<i>taux de croissance annuel</i>		2,0 %	1,5 %
Consommation de pétrole	57	64	
Mbj			
<i>taux de croissance annuel</i>		2,5 %	
Consommation par tête	0,59	0,60	
tep/hab			
<b>Consommation mondiale de pétrole en 2000 (Mbj)</b>			
- extrapolation 1990-2000		+ 2 %/an :	78
		+ 3 %/an :	86
- consommation/hab		0,60 tep/hab en 2000 :	74
		0,62 tep/hab en 2000 :	77
- projections AIE		prix du pétrole + 5,5 %/an :	76
		prix du pétrole stable (niveau 1987) :	82

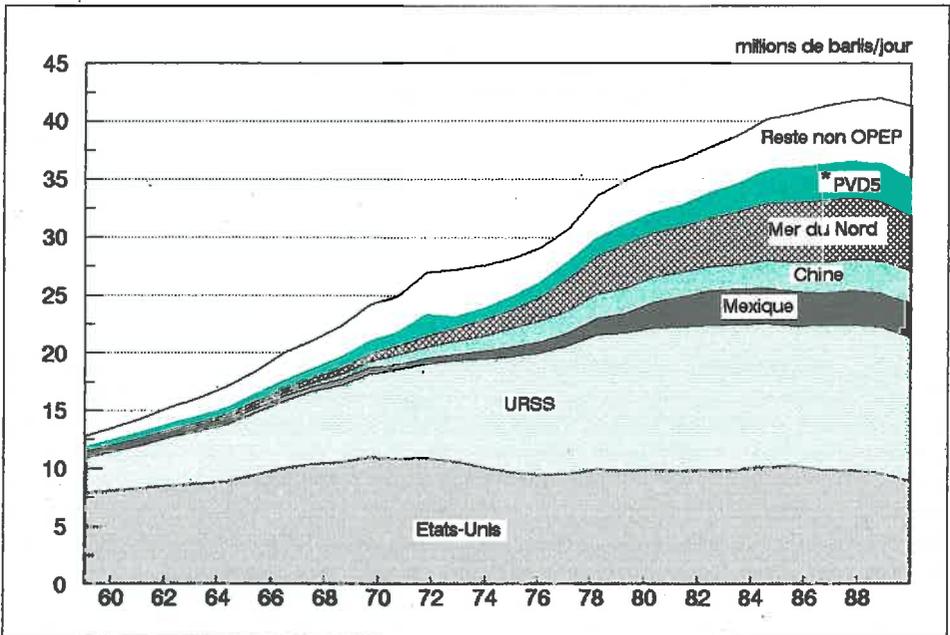
Mais cette hypothèse ne semble pas pouvoir être retenue. Il est aujourd'hui de plus en plus clair qu'une rupture majeure s'est opérée au milieu des années quatre-vingt : la courbe de production hors-OPEP abandonne alors son ancienne trajectoire ; d'abord la croissance se ralentit puis on assiste même, en 1989 et 1990, à un léger déclin. En 1990 la production hors-OPEP est égale à celle de 1985, alors que selon l'ancienne tendance elle aurait dû être de 5 Mbj supérieure. Comment expliquer cette rupture ? Certes les prix ont beaucoup baissé à partir de 1986 et l'on remarquera que des prix sans cesse croissants depuis le début des années soixante-dix — 7\$/bl (\$ de 1990) avant 1973, 23\$/bl (\$ de 1990) entre les deux chocs, 42\$/bl (\$ de 1990) après le second choc et avant le contre-choc — (graphique 4) avaient sans doute été déterminants dans la poursuite du trend de croissance.

Toutefois l'essoufflement de la production hors-OPEP depuis quelques années relève avant tout de facteurs structurels ; elle en est d'autant plus inquiétante. Ces facteurs ne tiennent pas véritablement à l'épuisement des réserves mondiales, mais plutôt à l'absence de découvertes de gisements importants, dans de nouvelles régions pétrolières, qui seules pourraient insuffler un nouveau dynamisme à la production. La croissance linéaire du total hors-OPEP masquait en fait une continuelle prise de relais, de régions autrefois dynamiques mais parvenant à maturité par de nouvelles régions dont la production croissait rapidement. C'est ainsi que les grands gisements de Sibérie occidentale entrent en production à partir de la fin des années soixante, au moment où la production américaine commence à s'essouffler. Puis à la fin des années soixante-dix, lorsque la production soviétique marque elle-même le pas, entrent rapidement en production les grands gisements du Mexique, de l'Alaska et de la Mer du Nord, bientôt soutenus par les productions plus modestes de quelques grands pays

en développement (Chine, Brésil, Inde, Egypte ...). A la fin des années quatre-vingt, la nécessité d'un relais se fait à nouveau sentir. Mais malgré les nombreuses découvertes de petits gisements situés dans des pays en développement, ce relais ne s'est pas encore opéré (graphique 6).

## GRAPHIQUE 6

### Les relais dans la production non-OPEP



\*PVD5=Brésil,Argentine,Egypte,Inde,Malaisie

Source : ONU / ENERDATA

Le retour à des prix inférieurs en monnaie constante à ceux de 1974 explique en partie ce phénomène. Pourtant de considérables progrès techniques, puis d'importants efforts de réduction des coûts ont été menés à bien au long des années quatre-vingt<sup>20</sup>. Dans bien des cas aujourd'hui des gisements de petite taille, ou en conditions techniques difficiles, pourraient être exploités de manière rentable. Mais cela ne signifie pas qu'ils le soient effectivement, et en assez grand nombre pour compenser le fait que nul gisement géant n'entre plus aujourd'hui en production. Ainsi la réponse technologique est-elle essentielle pour aujourd'hui et pour le futur. Elle n'est malheureusement pas suffisante, en tout cas dans le contexte de prix peu incitatif de l'après contre-choc.

20. X. Boy de la Tour : « y aura-t-il encore du pétrole en 2030 ? », *Annales des Mines*, juillet-août 1990, p. 15-40.

Il semble ainsi que dans le meilleur des cas, la production hors-OPEP ne pourra qu'être stabilisée. Pour certains la seule question est même de savoir quelle sera l'ampleur de la baisse, puisque les nouveaux développements ne pourraient compenser le déclin qui, pour des raisons extrêmement différentes, affecterait la production des deux premiers producteurs mondiaux, URSS et Etats-Unis : d'ici 1995, les baisses de production pourraient être de 2 Mbj dans chacun de ces deux pays, alors que les nouveaux petits gisements dans les pays en développement n'apporteraient que 2 Mbj supplémentaires<sup>21</sup>. Au-delà de 1995 un miracle se produira-t-il ? Ce miracle pourrait être la découverte de nouveaux super-géants. Selon les géologues, si de telles découvertes sont encore à faire, ce ne peut être qu'en URSS. Il faudra donc et de la technologie occidentale et de la chance pour que les perspectives de l'offre hors-OPEP puissent être sensiblement modifiées à l'horizon 2000.

### **Horizon 2000 : un scénario soutenable, un scénario de troisième choc**

L'examen des variables fondamentales du marché permet de retenir un jeu d'hypothèses simples à l'horizon 2000 : 75 à 80 Mbj pour la consommation mondiale, 35 à 40 Mbj pour la production hors-OPEP. Leur croisement conduit à deux valeurs extrêmes pour la production de l'OPEP en 2000 : 35 Mbj dans le cas « maintien de la production hors-OPEP — faible demande » et 45 Mbj dans le cas « baisse de la production hors-OPEP — forte demande ». Compte tenu des possibilités d'extension des capacités de production de l'OPEP, la première hypothèse correspond à un scénario soutenable à l'horizon 2000, la seconde conduirait probablement à une forte augmentation des prix — soyons clair, à un troisième choc pétrolier — qui vers le milieu de la décennie viendrait infléchir une nouvelle fois les tendances de l'offre et de la demande. Or l'adoption des trajectoires du premier ou du second scénario dépendra beaucoup des niveaux du prix du pétrole en début de période. Si ceux-ci sont suffisamment soutenus, le premier scénario apparaît le plus probable. S'ils restent faibles, aux alentours de 20 \$/bl, alors le deuxième scénario pourrait s'enclencher. S'ils souhaitent éviter un troisième choc pétrolier, les grands acteurs du jeu pétrolier mondial doivent donc faire en sorte que les prix au cours des prochaines années soient suffisamment élevés, en tous cas plus élevés que le niveau qu'impliqueraient les conditions du marché à court terme. C'est bien l'enjeu des discussions actuellement en cours sur la stabilisation des prix du pétrole et la régulation du marché (graphique 7).

Mais il convient d'abord de revenir sur les perspectives des capacités de production de l'OPEP. Bien que certains considèrent que la limitation des capacités de production n'est qu'un mythe savamment entretenu par les exportateurs<sup>22</sup>, la question du développement de ces capacités dans les pays OPEP, et en particulier au Moyen-Orient, est bien aujourd'hui au centre de la prospective pétrolière à moyen terme. Ce

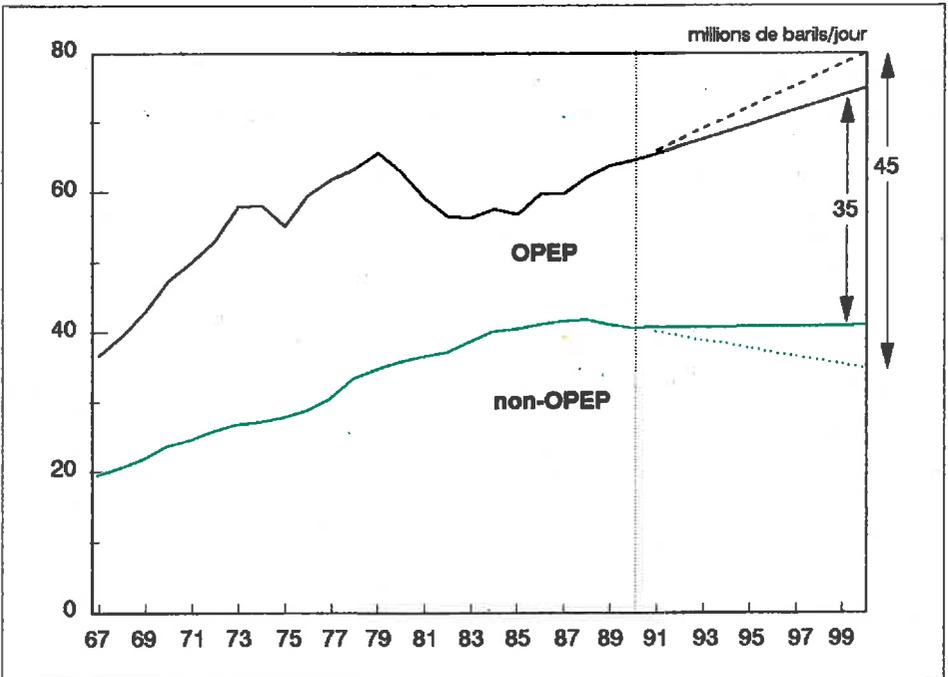
21. E.L. Morse : « The coming oil revolution », *Foreign Affairs*, Autumn 1990, p. 36-56.

22. M.A. Adelman, op. cit.

développement est en effet seul susceptible d'assurer le bouclage du marché mondial dans les années quatre-vingt-dix. Son ampleur dépendra, et des masses financières qui pourront être mobilisées par les Etats producteurs, et du désir des compagnies internationales d'investir à nouveau dans les activités amont dans les pays de l'OPEP.

## GRAPHIQUE 7

### Deux scénarios 2000 pour les variables fondamentales



Sources : OPEP, Petroleum Economist, IEPE.

Plusieurs estimations sont aujourd'hui disponibles. Elles sont sans doute relativement fiables car elles peuvent découler d'une analyse des projets d'extension en cours dans les différents pays. Mais l'incertitude sur les capacités existant aujourd'hui demeure parfois importante, on l'a vu pour l'Arabie Saoudite au cours de la crise du Golfe. Trois sources différentes ont publié en 1990 des estimations assez convergentes : en 1995 les capacités OPEP seraient de 34 à 36 Mbj selon *Petroleum Intelligence*

*Weekly*<sup>23</sup>, 34 Mbj pour l'East-West Center<sup>24</sup> comme pour le Secrétariat de l'OPEP<sup>25</sup> ; en 2000, ces capacités passeraient à 37 Mbj selon l'East-West Center, 35 Mbj selon l'OPEP.

Les montants financiers en jeu sont considérables. L'ensemble des investissements prévus pour maintenir ou augmenter la capacité OPEP dans les années à venir correspond environ à 60 milliards de dollars pour 7 Mbj, soit plus de 8 milliards de dollars par Mbj. On comprend alors mieux pourquoi l'hypothèse d'une production de l'OPEP de 45 Mbj semble irréaliste. Elle serait sans doute techniquement possible, compte-tenu des énormes réserves du Moyen-Orient, mais il est tout à fait douteux qu'elle soit économiquement réalisable du fait de l'investissement total (de l'ordre de 120 milliards de dollars), qu'il sera d'autant plus difficile de financer que les prix du pétrole seront bas. Même si l'on suppose que ce défi peut être relevé, par exemple grâce à un retour massif des compagnies internationales, on peut douter que ses conséquences soient acceptées par les pays consommateurs, cette fois pour des raisons de dépendance stratégique. Le passage à une production OPEP supérieure à 40 Mbj serait donc sans doute techniquement réalisable ; il apparaît cependant économiquement difficile et surtout politiquement inacceptable pour les consommateurs.

Dans de telles conditions, il faut donc que très rapidement le prix du pétrole atteigne un niveau suffisamment élevé pour freiner la demande et stimuler le développement pétrolier dans de nouvelles régions ou avec de nouvelles techniques. Il s'agit donc bien en fait de stabiliser l'appel au pétrole OPEP — plus exactement au pétrole du Golfe — ou du moins de s'assurer que sa croissance reste contrôlée. L'identification claire de cet objectif pourrait d'ailleurs faire progresser les premiers contacts actuellement pris entre producteurs et consommateurs. En effet, la stabilisation des prix n'est sans doute pas en elle-même le bon objectif à retenir car, comme l'enseigne l'expérience passée, des prix stabilisés trop bas entraînent des tensions et des chocs, des prix stabilisés trop haut d'autres tensions et des contre-chocs. L'objectif d'une certaine flexibilité des prix, autre que celle des marchés parce que prenant en compte les tendances à moyen terme des fondamentaux, pourrait être plus efficace pour éviter les chocs.

A quels niveaux de prix cette stratégie coopérative pourrait-elle conduire ? Le niveau de prix d'avant les chocs était trop bas, celui d'après les chocs trop élevé, celui d'aujourd'hui probablement à nouveau trop bas pour stabiliser l'appel au pétrole OPEP. En revanche, cette stabilisation s'est opérée durant quelques années entre les deux chocs, lorsque le prix était en moyenne de 23\$/bl (\$ de 1990). C'est une première indication, mais il y a tout lieu de penser que l'objectif devrait être aujourd'hui plus élevé. Il importerait surtout qu'un tel prix-objectif s'adapte aux conditions du marché, qu'il baisse lorsque la demande adressée à l'OPEP baisse et inversement. Puisque des règles simples s'appuyant sur l'analyse historique sont souvent de meilleures aides à

23. *Petroleum Intelligence Weekly*, op. cit.

24. F. Fesharaki : « Oil prices in the short, medium and long term », *Energy policy*, January/February 1990, p. 66-71.

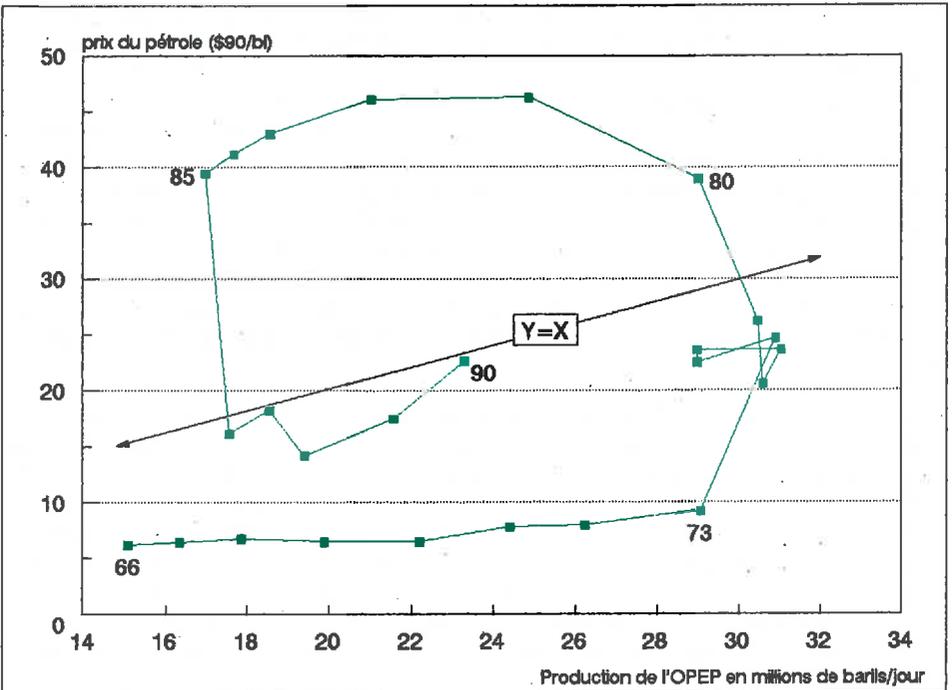
25. M.A. Olorunfemi : « Future Oil Supplies », *OPEC review*, Autumn 1990, p. 275-294.

la décision que des modèles complexes <sup>26</sup>, on peut ici se hasarder à formuler une hypothèse : celle selon laquelle le marché du pétrole pourrait être assez bien régulé si le prix, exprimé en \$/bl (\$ de 1990), était égal à la demande adressée à l'OPEP, exprimée en Mbj ; à une demande de 25 Mbj correspondrait ainsi un prix de 25\$/bl (\$ de 1990), à une demande de 35 Mbj, 35\$/bl (\$ de 1990).

Il ne s'agit pas là de proposer une solution miracle mais plutôt d'établir des points de repère raisonnables, une règle tenant compte des principaux mécanismes et contraintes de l'économie pétrolière mondiale. Les Etats et les opérateurs sont-ils prêts à avancer dans cette direction et par quels moyens ? C'est une question encore plus vaste et complexe (graphique 8).

## GRAPHIQUE 8

### Un sentier régulier pour les prix du pétrole



Sources : OPEP, Petroleum Economist, IEPE

26. D. Gately : « A ten-year retrospective : OPEC and the world oil market », *Journal of Economic Literature*, vol. XXII, September 1984, p. 1100-1114.

Le conflit du Golfe aura sans doute constitué une expérience majeure pour les observateurs des marchés pétroliers. Il aura montré que même lors d'évènements géo-stratégiques extrêmement graves, les chocs pétroliers ne sont plus inévitables. Mais ce constat ne doit pas conduire à un excès d'optimisme car les difficultés structurelles demeurent. Le risque majeur pour les années quatre-vingt-dix est bien celui d'un retour rapide à une dépendance excessive de l'approvisionnement pétrolier mondial envers la région du Moyen-Orient.

Cette région détient plus des deux-tiers des réserves mondiales de pétrole ; ce sont en outre les réserves exploitables aux plus bas coûts de production. Une alliance entre les pays producteurs à horizon de temps long, tels que l'Arabie Saoudite, et les pays consommateurs à horizon de temps court, tels que les Etats-Unis et leur forte contrainte extérieure, pourrait conduire à un prix du pétrole assez faible au cours du début de la décennie. Or ce scénario aboutit à de nouvelles tensions, voire à un nouveau choc. La régulation de l'appel au pétrole du Golfe peut sans doute revêtir diverses formes. Si l'on souhaite éviter de brutales fluctuations de prix, sans doute aussi préjudiciables aux producteurs qu'aux consommateurs, il importe au plus haut point que le prix du pétrole soit flexible et qu'il s'établisse rapidement à un niveau suffisamment élevé pour contenir la demande et soutenir l'offre dans toutes les régions du monde.

