

Pétrole : Un repli stratégique

Philippe Sigogne,

Directeur du Département des diagnostics de l'OFCE

Le pétrole présente ce paradoxe d'être extrait en priorité là où il revient le plus cher. Ce détournement de flux révèle les difficultés de l'OPEP à imposer un prix de monopole.

Les principales causes en sont l'inflexion des perspectives de croissance, l'arrivée de nouveaux producteurs et les difficultés financières d'une partie du cartel. Dans la perspective actuelle de quasi-stagnation de la consommation de pétrole d'ici à l'an 2000, l'OPEP verrait sa part diminuer inexorablement, sauf à ramener ses prix aux environs du coût d'exploitation des concurrents.

L'OPEP conserve cependant ses possibilités d'arbitrage de l'offre à court terme. L'accord de Londres a montré qu'un très fort déstockage peut être absorbé avec une baisse de prix limitée. Ce qui laisse place à des raffermissements ultérieurs de cours. Volatilité à court terme et baisse à long terme pourraient donc se combiner dans l'avenir.

L'accord intervenu à Londres à la mi-mars sur les prix et les quotas de production des membres de l'OPEP a suscité bon nombre de propos et presque autant de malentendus. Parmi ceux-ci, j'en choisirai trois qui continueront à conditionner l'évolution économique des prochains mois : les risques d'effondrement des prix du brut, l'offre excédentaire, l'avantage qu'y trouveront les Etats-Unis.

Avant de préciser ces trois points, il nous faut constater que le pétrole est pour beaucoup une formidable entorse au bon sens économique. Le simple fait d'annoncer qu'il se trouverait de l'huile lourde ou du gaz dans les régions les plus glaciales, les mers les plus tourmentées, a fait se ruer les prospecteurs. La production augmente avec les coûts d'extraction, tandis qu'elle chute là où il n'y a qu'à tourner le robinet.

Peut-on imaginer un autre produit où des fabricants auraient un tel comportement ? Ils feraient aussitôt faillite sous la risée générale. Ils auraient oublié la première leçon d'économie : pour vendre à un prix P on utilise d'abord à plein les usines les plus efficaces, donc les moins coûteuses, puis celles moins performantes jusqu'à ce que le coût de production s'élève au niveau du prix P . Ainsi s'assure-t-on les plus beaux profits.

Il existe bien une deuxième leçon, mais ses enseignements sont plus ambigus : si les principaux producteurs s'entendent entre eux, le prix ne s'impose plus à eux. Ils peuvent le fixer au niveau qui leur convient

le mieux en sachant toutefois qu'un prix trop élevé décourage la demande et suscite des concurrents extérieurs. Une étude d'une grande clarté, réalisée par J.-M. Chasseriaux [1] nous rappelle les quatre composantes du prix final d'une ressource non renouvelable : le coût technique de production, la rente minière, égale à la différence entre le coût de production du gisement marginal et celui du gisement considéré, le coût d'usage lié au caractère non renouvelable de la ressource et la rente de monopole liée à la structure du marché. Cette étude relativise très utilement ces différents éléments du prix : le coût de production du pétrole OPEP est négligeable vis-à-vis des autres éléments, la rente minière est donc considérable et de mieux en mieux assise à mesure que les producteurs non-OPEP tiennent à rentabiliser leurs investissements, le coût d'usage, fonction de la durée de vie des réserves prouvées, diminue lorsque la découverte de nouveaux gisements excède le rythme d'extraction et, par conséquent, se réduit en même temps que le taux de croissance anticipé pour l'économie mondiale ; enfin la rente de monopole dépend étroitement de l'élasticité de la demande au prix, elle-même de plus en plus liée à la part de la production de l'OPEP dans la satisfaction de la demande du monde non-communiste.

En principe la constitution d'un monopole OPEP était viable à condition que le club ainsi constitué maîtrise réellement les prix, contrôle la liste de ses membres et jouisse de ses rentes sans appétit excessif. Au départ le cas du pétrole semblait bien s'adapter mais aucune de ces trois conditions ne s'est trouvée longtemps remplie.

Lors du second choc pétrolier, le prix du pétrole a été fixé trop haut et trop vite...

Dans les années 1960, les perspectives d'épuisement des gisements étaient encore trop lointaines pour que l'on porte un grand intérêt aux questions de coût d'usage liées à une éventuelle rareté de la ressource. En conséquence les prix restèrent fixés très bas et excluaient toute intrusion supplémentaire dans le club des exportateurs de pétrole. Comme le montre J.-M. Chasseriaux, le déséquilibre introduit au début des années 1970 par la vigueur de l'expansion économique a révélé au grand jour le fait que les réserves iraient en s'épuisant ; la guerre du Kippour a fourni le prétexte pour intégrer le coût d'usage, évalué alors à 8 \$ de 1975 par baril, au prix qui s'est dès lors établi aux alentours de 11 \$.

La révolution iranienne a bouleversé les scénarios énergétiques à long terme élaborés en 1978. D'après ceux-ci, pays producteurs et consommateurs avaient le plus grand intérêt à programmer une hausse régulière du prix réel du pétrole qui faciliterait les plans d'investissement. La hausse devait être chaque année supérieure d'environ 5 points à la croissance des produits nationaux pour alimenter un courant suffisant d'économies d'énergie. Même ainsi, la jonction avec les années 1990 s'avérait à l'avance problématique. Citons, à ce sujet, un rapport [2] préparé pour le Groupe des 30, résumant quelque 100 études et projections de l'offre et de la demande de pétrole futures, préparées au cours des 10 années écoulées : la moyenne des estimations de demande mondiale de pétrole OPEP en 1985 était de 38,5 millions de barils par jour pour les études prépa-

rées en 1974-1975 et de 41 millions pour celles préparées en 1977-1978. A la veille du second choc pétrolier, la production de l'OPEP était d'environ 31 millions de barils par jour.

Rien d'étonnant dans ce contexte, que l'annonce de la fermeture des puits en Iran, début 1979, ait paniqué les consommateurs. L'Arabie saoudite aurait très bien pu satisfaire les besoins réels, ce qu'elle a fait en relevant l'extraction à 10 millions de barils ; elle ne pouvait politiquement paraître favoriser un stockage de précaution dans les pays développés. Il a fallu céder sur les prix face aux exigences de la fraction radicale de l'OPEP. Le résultat : 34 dollars en 1982. Si l'on avait suivi la règle des scénarios on n'aurait pas dû dépasser 26 dollars, et encore, aux taux de change de 1978 ! Aux taux de change actuels et si, de plus, l'on tient compte de ce que la croissance n'a pas été au rendez-vous, ce qui nécessite moins d'économies, c'est à peine 20 dollars qu'il faudrait payer par baril pour assurer l'équilibre à moyen terme, l'équivalent du coût de production en mer du Nord.

Dès 1979-1980, les études prospectives reconnaissent déjà partiellement cette modification d'environnement, puisque la demande de pétrole OPEP prévue pour 1985 retombait à 34,3 millions de barils par jour. Et depuis les chiffres ont été constamment révisés à la baisse.

... si bien que la liste des producteurs s'est étendue.

En trois ans le prix du brut a donc dépassé de moitié les coûts des gisements hors OPEP. Rien ne s'oppose à leur exploitation sinon les délais de mise en route et l'assurance d'être rentable à long terme. Constatons simplement que, depuis le début de 1979, l'offre du Royaume-Uni s'est accrue de 1 million de barils par jour et celle du Mexique de 2 millions. Soit autant que la marge moyenne de manœuvre de l'Arabie saoudite. Selon E.A. Deagle et B. Mossavar-Rahmani [3], la production de ce pays pourrait osciller d'ici à 1990, selon les besoins du marché, de 3 millions de barils par jour autour de sa position moyenne de 8 millions de barils par jour. Depuis le 2^e semestre 1981 la production de l'OPEP est inférieure à celle des autres pays du monde non socialiste. Les nouveaux quotas de production vont encore accentuer ce décalage.

La conclusion à en tirer est là aussi paradoxale : les capacités de production de l'OPEP lui permettent à tout moment de casser le marché en ouvrant le robinet ou de l'assécher pour obtenir une flambée des prix. Certains analystes prédisent même qu'en dépit du déclin progressif de la part de l'OPEP dans l'offre totale d'énergie, et même de pétrole, le pouvoir d'ajustement du marché entre offre et demande se trouvera encore plus concentré entre les mains des quelques producteurs à même de moduler leur production. Outre l'Arabie saoudite déjà citée, figureraient le Koweït, les Emirats Arabes Unis et, de façon plus discutable, l'Iran et l'Irak. La capacité de ces pays à stabiliser ou déstabiliser à la marge le marché du pétrole s'accroîtrait au cours du temps.

Une telle éventualité ne peut être écartée et présente un risque potentiel évident : celui de ramener le pétrole au rang d'une matière première ordinaire, aux prix extrêmement volatiles. Ce risque appelle un effort

concerté de stabilisation des cours, de la part des pays exportateurs aussi bien qu'importateurs de pétrole, dans leur intérêt commun.

La question de la maîtrise des prix à long terme est vraisemblablement très différente : pour être efficace dans la logique d'un cartel, décourager les concurrents extérieurs, et reprendre la maîtrise du niveau de production, il faudrait entreprendre une action de longue durée de baisse du prix. La cohésion initiale de l'OPEP a tiré sa force du bas niveau des prix des années 1960. Elle est maintenant ébranlée par des prix trop élevés. Le sacrifice à faire pour la restaurer est d'ores et déjà sans doute hors de portée.

De plus en plus de producteurs sont à court d'argent.

En effet le nombre de pays déficitaires dans leurs opérations courantes avec l'étranger s'est accru dans l'OPEP. L'Algérie et le Venezuela ont été rejoints par l'Indonésie et le Nigeria, puis l'Iran, et maintenant l'Irak.

Aucun de ces six pays — soit pratiquement la moitié de l'OPEP — ne peut se permettre une longue guerre des tarifs. Les dépenses qu'ils ont engagées les rendent ainsi tributaires des prix élevés qu'ils ont le plus contribué à fixer. Devant les risques d'endettement ou les difficultés internes que comporterait une forte baisse des prix, ils deviennent par nécessité les alliés objectifs des producteurs extérieurs à l'OPEP, le Mexique, le Royaume-Uni et l'Égypte, qui dépendent à des degrés divers du pétrole pour équilibrer leurs échanges ou régler leurs dettes.

A long terme la vérité des prix devrait prévaloir.

Dès lors que le club OPEP n'a plus guère les moyens d'évincer les concurrents extérieurs, la première leçon d'économie retrouve un fond de vraisemblance. On peut envisager une évolution en plusieurs temps.

Dans un premier temps, au-delà de soubresauts quasi inévitables, la perte de puissance de l'OPEP conduirait à un retour du prix aux environs du prix de concurrence. Les calculs de J.-M. Chasseriaux le conduisaient à estimer un prix de monopole de long terme de 45 à 46 \$ de 1981, que l'OPEP n'a pu réussir à imposer, alors que le prix de concurrence serait proche de 23 \$ de 1981. Pour l'avenir, ce prix de concurrence évoluera en fonction de l'évolution des réserves et du développement des énergies substituables. Pour ces dernières les estimations les plus récentes sont évidemment beaucoup plus prudentes que celles établies il y a seulement 4 ou 5 ans : celles réalisées par les grandes compagnies pétrolières concluent à une consommation de pétrole, d'ici à l'an 2000, somme toute assez proche de la consommation actuelle (moins de 55 millions de barils par jour). Dans un marché où l'expansion serait pratiquement interrompue, la concurrence devrait jouer de plus en plus son rôle, en rapprochant le prix du coût marginal d'exploitation. Ceci pourrait intervenir soit au travers des barèmes eux-mêmes, exprimés en dollars, soit plus vraisemblablement par le maintien des prix en dollars courants, avec perte du pouvoir d'achat du dollar (hausse des prix ou baisse du change).

Dans un deuxième temps, la production de l'OPEP pourrait voir sa part se redresser dans le total du monde non socialiste : en effet, l'élasticité de la demande de pétrole OPEP au prix deviendrait beaucoup plus importante que par le passé du fait de la réduction de la part de ces pays dans l'ensemble des producteurs. Il deviendrait alors plus intéressant pour l'OPEP d'adopter une attitude modérée en matière de prix pour maintenir, voire accroître son volume de production, étant cependant entendu que les pays non-OPEP produisant pour leur propre consommation ne renonceraient pas pour autant à leur production nationale, fut-elle à coût plus élevé. Le risque serait alors pour les pays exportateurs nets de pétrole dont les coûts d'exploitation seraient proches du coût marginal. Pour ceux-là, comme pour les pays de l'OPEP, une plus grande prudence s'imposera dans la réalisation des projets d'équipement fondés sur l'accroissement des recettes d'exportation.

A court terme la tendance des prix pourrait à nouveau se retourner à la hausse.

De même qu'en 1979 le sursaut de stockage avait amené à fixer les prix trop haut par rapport à l'équilibre du marché, le déstockage actuel pourrait bien avoir occulté les besoins réels des consommateurs en les sous-estimant. Selon de premières estimations, celui-ci aurait dépassé le chiffre très élevé de 4 millions de barils par jour au 1^{er} trimestre 1983. L'idée est que les quotas de production fixés à Londres ne sont pas au-dessus de ces besoins réels, mais voisins de ceux saisonnièrement bas au milieu de l'année. Cette idée s'appuie sur les tendances constatées pour les économies d'énergie et sur les hypothèses de croissance des prochaines années. La mesure des consommations unitaires (rapport des consommations de produits pétroliers aux produits nationaux) donne sur les dix dernières années des évolutions assez heurtées selon les pays mais somme toute éclairantes : les économies s'étagent entre 20 % pour l'Italie et les Etats-Unis et 40 % pour le Japon, au moins 30 % pour la RFA, la France et le Royaume-Uni. Elles s'accroissent généralement à la suite des hausses de prix et se consolident ensuite. Il faut reconnaître qu'il reste encore impossible de séparer précisément ce qui est dû à la sensibilité à court terme aux prix et ce qui procède des réaménagements de structure. En retenant pour 1983 et 1984 des progrès modérés vers des économies supplémentaires, la consommation de produits pétroliers de l'OCDE serait un peu plus faible qu'en 1982. Elle impliquerait un appel à l'OPEP compris entre 19 et 20 millions de barils par jour. A l'hiver prochain cela signifierait entre 21 et 22 millions, soit 4 de plus que les quotas actuels.

Pour un peu qu'une reconstitution de stocks se greffe là-dessus, encouragée par une baisse du dollar et des taux d'intérêt, les producteurs seront tentés de corriger au moins partiellement la baisse de 5 \$.

Les Etats-Unis bénéficieront peu de la baisse dans l'immédiat.

Les effets directs de la baisse du brut sur les pays importateurs sont fonction avant tout de l'importance des factures énergétiques. Ils tiennent aussi à la place prise par les pays exportateurs de pétrole en tant que

clients. L'effet net est négatif pour le Royaume-Uni. Il est très faible pour les Etats-Unis qui importent actuellement peu en proportion de leur produit national. Il pourrait être légèrement plus élevé si l'allégement des charges pétrolières conduisait le Brésil, gros client des Etats-Unis, à atténuer son programme d'austérité, ce qui reste hors de portée à court terme : les six milliards de dollars d'excédent commercial visés pour 1983 lors de l'accord réalisé en décembre dernier avec le FMI restent tributaires d'une reprise des exportations encore à venir ; ils paraissent d'ores et déjà insuffisants pour couvrir le service de la dette de cette année. A l'autre extrémité l'Italie est nettement avantagée malgré un fort engagement commercial sur l'OPEP dont les importations baisseraient d'environ 15 % en volume dans ce schéma.

Références bibliographiques

- [1] J.-M. CHASSERIAUX, « Une interprétation des fluctuations du prix du pétrole », *Revue d'Economie industrielle*, n° 22, 4^e trimestre 1982.
- [2] Groupe des trente, « L'énergie dans les années 1980 : une analyse des études récentes », 1980.
- [3] E.A. DEAGLE, « L'avenir du marché international du pétrole », *Groupe des trente*, 1983.
- [4] *Monthly Petroleum Review*, divers numéros.
- [5] *Petroleum Intelligence Weekly*, divers numéros.
- [6] OCDE, *Perspectives Economiques*, décembre 1982.
- [7] OCDE, *Agence Internationale de l'Energie*. Statistiques trimestrielles.