

# Les mécanismes de formation des prix du pétrole

**Les singularités du marché pétrolier rendent extrêmement difficile la prévision des prix du pétrole, soumis à des décisions stratégiques plutôt qu'à des mécanismes économiques. En effet, si les mécanismes de marché (marchés spot et à terme) régissent aujourd'hui les prix du pétrole brut, les modes de régulation de l'offre, mis en place par l'OPEP, restent l'élément central de leur formation.**

**par Didier Houssin**  
*Directeur des matières premières  
et des hydrocarbures,  
Ministère de l'Économie,  
des Finances et de l'Industrie*

**E**n l'espace de trente ans, suite à la fin de l'intégration des compagnies pétrolières du « puits à la pompe », le commerce de pétroles bruts et de produits pétroliers s'est radicalement transformé. Après une croissance rapide et mouvementée, il semble avoir atteint aujourd'hui une certaine maturité en se structurant autour de marchés, spot et à terme,

concernant un nombre restreint de références. Cette évolution des mécanismes de formation des prix, similaire à celle expérimentée par d'autres matières premières, a pu conduire certains à affirmer que le pétrole était désormais une matière première banalisée, une commodité, dont la structure de marché tendrait vers un modèle de concurrence pure et parfaite.

Cette présentation se heurte à un fait extrêmement têtue : les prix sur le marché pétrolier sont loin de s'équilibrer au coût marginal de la dernière unité produite, ce qu'il n'ont d'ailleurs jamais fait ! La régulation de l'offre par les pays de l'OPEP reste un élément central pour la formation des prix. Elle est aujourd'hui beaucoup plus délicate dans un contexte de marchés libéralisés et « financiarisés », puisque ce ne sont pas les actions de l'organisation mais les anticipations des effets de son action sur quelques marchés de référence, qui déterminent le niveau des prix.

## L'émergence de marchés libres du pétrole

Les évolutions structurelles de l'industrie pétrolière ont conduit en trente ans à l'émergence de marchés libres du pétrole.

Jusqu'à la fin des années 60, l'industrie pétrolière se caractérisait par une forte intégration des activités et un contrôle de la chaîne d'approvisionnement (de la production à la distribution) par les grandes compagnies pétrolières. Le commerce international se réduisait à quelques échanges entre compagnies, principalement dans la zone

Amériques. Dans un contexte de tension entre l'offre et la demande, le début des années 1970 voit les pays producteurs prendre progressivement le contrôle de l'amont pétrolier. L'intégration de l'industrie pétrolière du puits à la pompe s'efface et de nouvelles pratiques commerciales entre un acheteur et un vendeur désormais distincts apparaissent. Le système de concession précédemment en vigueur est remplacé par des relations contractuelles de long terme, liant les nouvelles compagnies nationales et les anciens concessionnaires. Le prix du pétrole est fixé unilatéralement lors des réunions semestrielles de l'OPEP. Les compagnies privées ne maîtrisent plus les cours du pétrole brut. Elles ont également perdu, pour l'essentiel, l'accès direct à des réserves détenues en propre. La signature de contrats de long terme leur assure cependant une certaine sécurité d'approvisionnement. Ce système régira les prix du pétrole pendant dix ans. Il sera progressivement altéré par le développement des marchés spot dans les années 80, facilité par le sentiment d'une offre abondante. Les prix officiels disparaîtront définitivement en 1988 après avoir été malmenés par divers systèmes de rabais.

Les marchés spot ou marchés libres du pétrole se sont alors imposés comme unique baromètre des prix. Quelques qualités de bruts comme le Brent, le WTI ou le Dubaï deviennent les principales références pour les transactions. Cette organisation nouvelle du marché pétrolier se poursuit par le développement de bourses pétrolières destinées à faire face à la volatilité des prix. La négociation de cargaisons au jour le jour conduit en effet désormais à des

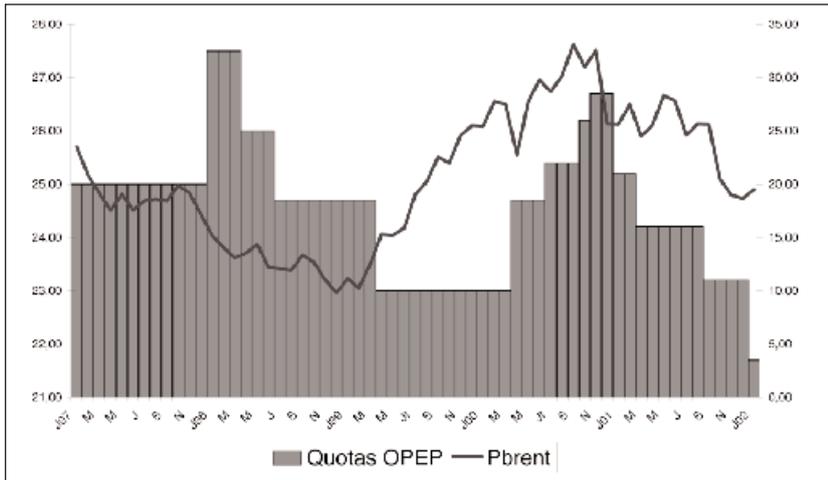


Fig. 1. - Prix du brut - une action déterminante du cartel.

variations permanentes des prix qui, suite à la déréglementation du secteur raffinage-distribution dans les pays occidentaux touchent également l'aval de la chaîne pétrolière. Cette incertitude entraîne pour les acteurs du marché d'importants risques financiers. Le NYMEX (New York Mercantile Exchange) et l'IPE (International Petroleum Exchange) basé à Londres, les deux principaux marchés à terme pétroliers, commencent alors leurs activités. Dans les années 90, des instruments plus sophistiqués tels que les swaps et les options complètent la panoplie de gestion du risque. Ces instruments font désormais partie intégrante du marché pétrolier.

## Les prix spot au cœur du mécanisme de formation des prix

Les contrats à long terme constituent, encore aujourd'hui, la majeure partie du commerce international de pétrole brut. La notion de « long terme » s'est cependant considérablement réduite en 20 ans puisqu'ils sont le plus souvent conclus pour une durée d'un an reconductible. Les contrats à long terme permettent de garantir aux compagnies nationales des pays producteurs une stabilité de débouchés à leurs bruts, perçue comme particulièrement précieuse pour les pays disposant de flux quotidiens importants d'exportations ou proposant des qualités de bruts peu standards (bruts lourds vénézuéliens

par exemple). Un raffineur peut trouver également un intérêt à ce type d'accord qui lui garantit la disponibilité régulière d'une qualité de brut donnée. Il économise également les frais induits par la multiplication des achats spot de brut. Ainsi, la plupart des acheteurs assurent grâce à ces contrats la couverture de base de leurs besoins et optimisent l'achat des volumes résiduels en recourant au spot.

Les transactions spot concernent près de 30 % du commerce pétrolier international. Le terme « spot » se réfère dans le monde pétrolier à des achats et des ventes de gré à gré d'une cargaison dont le départ intervient sous un horizon inférieur à 1 mois. Les principaux marchés spot de pétrole brut se situent en Europe (Londres), en Asie (Singapour) et aux Etats-Unis (New York). Les services de « trading » des compagnies pétrolières sont les princi-

paux intervenants sur les marchés spot. Ces entités sont en charge de l'approvisionnement des raffineries et de la valorisation des productions de brut et produits raffinés et peuvent par ailleurs prendre des positions de marché pour leur propre compte. Plusieurs négociants internationaux, de taille importante et souvent actifs sur les autres marchés de matières premières, y interviennent également.

Les prix des contrats de long terme comme ceux des contrats spot sont indexés sur les cotations d'un nombre limité de pétroles bruts de référence, négociés eux-mêmes sur un marché spot et dont les prix de transaction sont rapportés régulièrement par une agence de cotation (par exemple Platt's). Trois qualités de bruts font principalement référence sur le marché mondial : le Brent, le Dubaï et le WTI (West Texas Intermediate). La zone WTI recouvre l'Amérique, la zone Dubaï recouvre l'Asie, le Brent étant la référence européenne et africaine. Les marchés spot du WTI comme du Brent présentent des caractéristiques assez satisfaisantes en terme d'atomicité de l'offre et de la demande, de liquidité, et standardisation. A titre d'exemple, le pétrole brut de qualité Brent, largement accepté par la majorité de raffineries européennes, est produit par une vingtaine de compagnies différentes. Il fait l'objet d'un commerce physique standardisé (base FAB, chargement port de Sullom Voe, lots de 500 000 barils) et présente une liquidité acceptable (trente cargaisons par mois). La dégradation de la liquidité du Dubaï ayant réduit son influence,

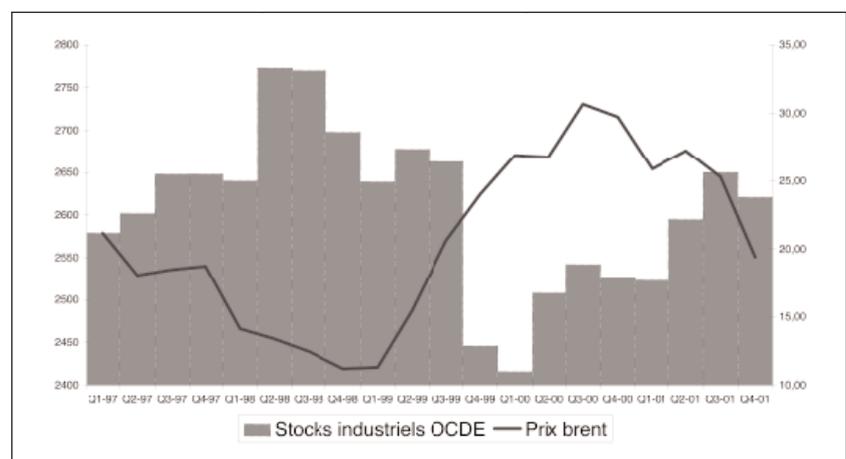


Fig. 2. - Niveau des stocks et prix du brut.

le WTI et le Brent, deux pétroles bruts légers présentant de forts rendements en essence, sont aujourd'hui les références majeures des marchés pétroliers. Ce système d'indexation a pour conséquence une réelle réactivité des prix du pétrole brut aux conditions de marchés sur les zones de chalandise des bruts de référence, qui correspondent aux principales zones de consommation de l'OCDE. L'information en terme de stocks et de demande sur ces zones est transparente et disponible de manière rapide. Ce système conduit cependant à exacerber la sensibilité des prix à des évolutions locales et à sous-estimer l'effet des évolutions de la consommation dans les zones non OCDE. Ainsi, les opérateurs portent désormais une attention extrême à l'évolution des stocks industriels dans l'OCDE, et tout spécialement américains, où ils sont publiés de manière détaillée et hebdomadaire.

## Les marchés à terme jouent de plus en plus le rôle directeur

Force est de constater toutefois que la transparence sur ce marché spot n'a jamais été forte, le prix de marché étant estimé par une mercuriale (le Platt's) dont les informations proviennent des acteurs de ce marché. Ce problème se renforce aujourd'hui du fait de l'étroitesse accrue des marchés du Dubaï, à degré moindre du Brent, aux productions déclinantes.

Les risques de manipulation des marchés physiques ont ainsi conduit les opérateurs à s'interroger sur de nouveaux mécanismes d'indexation. Ainsi les compagnies nationales d'Arabie Saoudite, du Koweït et de l'Iran ont décidé d'utiliser comme référence de leurs transactions physiques à destination de l'Europe les contrats à terme de pétrole Brent coté sur l'IPE en remplacement des cotations de Brent daté. Ce choix repose sur le sentiment que la référence aux marchés à terme, du fait de leurs liquidités sans commune mesure avec celles des marchés physiques et du degré de transparence qui les caractérise, réduit les possibilités de manipulation (1). Une véritable compétition commerciale existe aujourd'hui

entre les différents marchés pour tenir un rôle de marqueur, gage de volumes d'activités. Le NYMEX a tenté d'acquiescer l'IPE finalement racheté en 2000 par Intercontinental Exchange Inc, une nouvelle bourse de commerce électronique. Il projette de lancer un contrat de Brent, concurrent de celui de l'IPE qui est traité sur le SGX (anciennement SIMEX : Singapour Mercantile Exchange) suite à un accord entre les bourses londonienne et singapourienne.

Cette financiarisation du mécanisme de formation des prix, qui facilite les opérations de couverture, devra s'accompagner du développement de nouvelles références. En particulier, la liquidité déclinante du marché du Brent, risque d'affecter, à moyen terme, l'efficacité du fonctionnement du marché à terme qui lui est adossé. La palette des références pourrait par ailleurs s'étoffer d'un index de pétrole brut lourd qui serait représentatif de la qualité moyenne des bruts produits par l'OPEP alors que les différentiels bruts légers / bruts lourds sont très volatils.

Cette financiarisation apporte certainement un sentiment d'un accroissement de la volatilité de court terme. L'importance accrue des marchés à terme, outils d'arbitrage temporel, renforce le poids des anticipations dans le mécanisme de formation des prix. Dans ce contexte, toute volonté de régulation doit désormais tenir compte de la sensibilité particulière des marchés pétroliers aux informations concernant la zone nord-américaine et de l'importance des anticipations.

## L'offre et la demande pétrolières peu élastiques au prix

L'offre et la demande pétrolières sont peu élastiques au prix, de faibles variations en volumes entraînant donc de fortes variations de prix à court terme. La demande est à court terme peu élastique au prix. Elle émane en effet principalement de secteurs où les possibilités de substitution sont faibles (transport et pétrochimie). Toute inadéquation de l'offre au niveau de la demande se traduit donc par une forte variation de prix à la hausse comme à la baisse.

L'offre de pétrole brut hors OPEP est en effet faiblement élastique au prix à court terme, les compagnies pétrolières internationales souhaitant à chaque instant maximiser le taux d'utilisation de leurs installations. Ceci est d'autant plus vrai qu'aucune compagnie ne dispose d'un poids suffisant pour influencer les prix par une variation du niveau de sa production (par exemple Shell ne représente que 3 % de la production mondiale de pétrole).

Les seules sources de flexibilité du côté de l'offre sont à chercher du côté des stocks de pétrole et des capacités inutilisées dans la zone OPEP, qui sont concentrées dans les pays du Golfe qui présentent les coûts de développement les plus faibles. Par ailleurs, l'organisation, dont les membres représentent près de 40 % de la production mondiale et 70 % des échanges internationaux, a évidemment la taille critique pour influencer les cours par une action solidaire.

La régulation de l'offre a été mise en place, dès 1982, par l'OPEP à travers un système de quotas de production. Le contingentement volontaire de l'offre a conduit au maintien d'un niveau de prix largement supérieur au coût moyen de production - estimé à moins de 5 \$/b.

La régulation fine de l'offre connaît toutefois des limites liées au mode de fonctionnement actuel des marchés pétroliers. En effet, les opérateurs accordent une attention particulière à l'évolution de l'équilibre offre / demande sur la zone de chalandise des bruts de référence. Cela a pour conséquence que les prix pétroliers mondiaux sont, via l'indexation sur le WTI, très influencés en été par l'évolution des stocks américains d'essence, en hiver par celle des stocks de fioul domestique. Aussi, toute volonté de régulation d'une hausse de prix des pétroles bruts initiée par le faible niveau des stocks américains de fioul se heurtera (comme en hiver 2000) à de nombreux obstacles :

(1) Près de 68 millions de barils « papiers » de Brent ont été quotidiennement échangés sur l'IPE en 2000, et les transactions financières portant sur le West Texas Intermediate ont largement dépassé un niveau de 100 millions de barils. Les opérateurs de la sphère financière (investisseurs institutionnels, gestionnaires de fonds, spéculateurs...) sont, en proportion, aussi nombreux que les opérateurs pétroliers traditionnels à agir sur l'IPE et le NYMEX.

- les temps de transport du pétrole brut exporté par l'OPEP et les délais de transformation en produit pétroliers ;
- la limite de disponibilité des capacités de transport, les surcapacités dans le transport maritime ou terrestre étant désormais faibles après 20 années de rationalisation ;
- la qualité des pétroles bruts que l'OPEP peut délivrer sur les marchés, le système de quotas conduisant, en effet, les pays de l'OPEP à produire préférentiellement les bruts les plus légers, mieux valorisés sur les marchés, et à réaliser l'ajustement avec les bruts les plus lourds moins bien adaptés à la production de carburants ;
- la disponibilité de l'outil de raffinage dont l'optimisation conduit à constituer par avance des stocks d'essence au printemps et des stocks de fioul en automne.

La capacité d'anticipation des marchés peut, bien sûr, permettre aux décisions de l'OPEP d'avoir un effet sur les prix avant que les statistiques des stocks n'intègrent leur impact. Cependant, la confiance des marchés dans le niveau d'application des décisions de l'OPEP est loin d'être toujours absolue.

Le manque de flexibilité de l'offre et de la demande pétrolières est structurellement source de volatilité puisqu'un déséquilibre trop prononcé entre offre et demande conduit à une réaction brutale des prix. Certaines décisions de l'OPEP prises à contre temps ont généré des retournements des prix, comme l'augmentation de 10 % des quotas décidée à Djakarta en 1997, à la veille de la crise financière asiatique. La volatilité des prix est, par ailleurs, renforcée en situation de faiblesse du niveau des stocks. Or, la recherche de l'optimisation économique de la chaîne logistique pétrolière, dans un contexte de fusions des opérateurs, a contribué à une décroissance des stocks industriels au long de la précédente décennie.

## Définir un objectif de prix commun à l'OPEP : un réel défi

L'OPEP dans son ensemble a progressivement pris conscience au cours des années 1980 que toute politique de

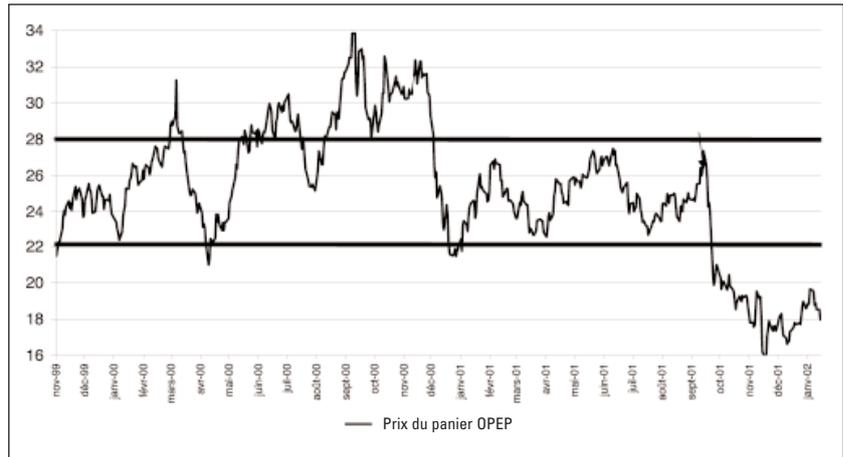


Fig. 3. - Deux ans d'efficacité de la bande de prix.

prix trop élevés conduirait inéluctablement à une baisse de la demande s'adressant à l'OPEP par le jeu de trois facteurs.

Le premier concerne la croissance de la production hors OPEP, accélérée par la hausse des budgets d'investissement des compagnies pétrolières, comme l'a montré la période récente. En l'espace de deux ans, la production non OPEP, stable entre 1998 et 1999, a ainsi progressé de 1.8Mb/j. La Russie aura été, en 2001 comme en 2000, le premier responsable de cette progression, en augmentant sa production de près de 0.7Mb/j en 2001.

Le déséquilibre des économies d'énergie et la compétitivité accrue des énergies concurrentes constituent le deuxième facteur.

Enfin, le troisième facteur concerne l'impact sur le niveau de la demande. Le ralentissement de l'activité économique, qui a conduit l'Agence internationale de l'énergie à réduire de près de 1.5Mb/j entre décembre 2000 et août 2001 ses estimations de croissance de la demande pétrolière pour l'année 2001, est en partie imputable à une élasticité spécifique de la demande pétrolière aux prix (hors effet PIB), rarement mise en évidence avant 2000. La persistance de prix élevés des produits pétroliers a, en effet, conduit à une baisse spécifique de la consommation d'essence des particuliers, notamment aux Etats-Unis.

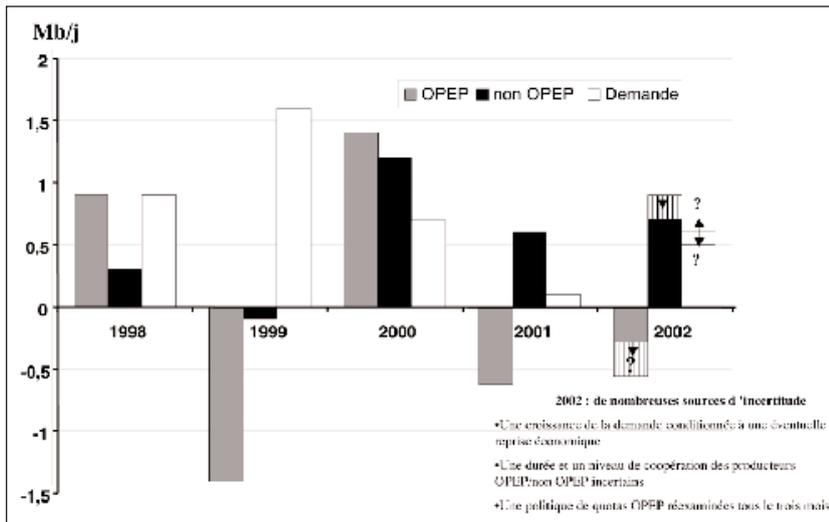
Si ces éléments ont contribué à fixer une limite commune, proche de 30 \$/b, aux ambitions de prix des pays membres de l'OPEP, l'estimation de ce

que serait un prix raisonnable n'est pas homogène parmi les membres de l'OPEP. Les objectifs des pays à réserves longues (Arabie Saoudite, Koweït, EAU) ne sont pas identiques à ceux de pays très peuplés et aux réserves moins abondantes comme l'Indonésie, le Nigéria ou l'Algérie.

En dépit de ces sources structurelles de divergence, l'OPEP a réussi unanimement à adopter en 1999 le choix d'un objectif de bande de prix 22 à 28 \$/b, niveaux bien supérieurs au coût complet de production des pétroles bruts dans les zones non OPEP (inférieur à 15\$/b) et qui a été atteint de septembre 1999 à septembre 2001.

## L'OPEP doit trouver un nouvel objectif de prix

Après avoir privilégié pendant deux ans un objectif de prix de 22/28\$/b, l'OPEP en a rapidement expérimenté les limites à l'occasion de la dégradation de l'environnement économique mondial accélérée par les événements du 11 septembre. Ces deux années écoulées ont certes permis à l'OPEP de rétablir la légitimité de son existence et de faire évoluer à la hausse de quelques dollars la notion de « prix raisonnables » dans l'esprit des consommateurs. Mais le coût est élevé. Le niveau de production actuel de l'OPEP est proche de celui de l'immédiat après-guerre du Golfe et le niveau de ses capacités de production inutilisées s'élève en février 2002 à plus de 7 Mb/j. L'OPEP doit donc trouver



**Fig. 4. - Variations annuelles de la demande et des productions OPEP et non OPEP. La persistance de prix élevés a contribué à ralentir la croissance de la demande et à accélérer le développement des productions non OPEP.**

aujourd'hui une nouvelle solution à son problème permanent d'optimisation sur long terme du produit du prix par les volumes exportés. La perte de part de marchés constatée sur les deux dernières années est en effet trop rapide et trop importante pour satisfaire une OPEP dont tous les membres, y compris l'Irak, planifient une croissance significative de leur production à l'horizon de cinq ans.

Au cœur du problème de l'OPEP se trouve la question des relations de l'organisation avec les principaux producteurs non OPEP, aux premiers rangs desquels figure la Russie. L'organisation a su ponctuellement en 2001 obtenir le soutien de certains autres producteurs pour enrayer la baisse des prix en liant le durcissement de sa politique de quota à une action solidaire de leur part et en les menaçant implicitement de guerre des prix en cas de non-coopération. Cette coopération, obtenue pour, au plus, six mois dans un contexte de prix déclinant, offre peu de garantie dans la durée : toute remontée significative des cours pétroliers pourrait entraîner l'arrêt du soutien, entre autres, de la Norvège, membre de l'OCDE, du Mexique, membre de l'ALENA, ou de la Russie dont tous les producteurs nationaux affichent des ambitions de croissance rapide de leur production.

Au cœur du problème se trouve également la question des relations de l'organisation avec les compagnies

internationales. Le maintien de prix élevés accroît les capacités d'investissements de ces compagnies en dehors de l'OPEP, dans la mesure où leurs résultats financiers sont étroitement corrélés aux évolutions des prix du brut.

La politique d'ouverture de leur secteur amont mise en place au cours de la précédente décennie par plusieurs pays membres de l'OPEP est une autre option possible vis-à-vis des compagnies privées. La poursuite de ce mouvement, qui a constitué l'un des moteurs de la réévaluation à la hausse des réserves pétrolières de l'organisation, pose cependant la question de la compatibilité à terme d'une présence renforcée des compagnies privées avec le système de quotas aujourd'hui en place. Elle trouve, enfin, une évidente limite dans la nécessité, pour les compagnies internationales, de disposer d'un portefeuille diversifié.

Certains suggèrent à l'OPEP d'adopter un objectif de prix, qui serait changé de manière imprévisible, en arguant du fait que la visibilité donnée par l'organisation en terme de prix facilite les décisions d'investissements de ses compétiteurs. L'ampleur de l'impact d'une telle stratégie sur le comportement de la concurrence n'est cependant pas acquis, eu égard à la robustesse accrue des compagnies pétrolières qui ne retiennent aujourd'hui pour leurs investissements que des projets susceptibles de générer une rentabilité correcte dans un environnement de prix de 15\$/b.

Son efficacité dépend par ailleurs de l'amplitude des variations successives de l'objectif, qui ne serait d'ailleurs pas sans conséquence sur la gestion des équilibres budgétaires des pays producteurs. Or certains, parmi ces derniers, sont plus vulnérables encore aux variations de prix que les compagnies internationales.

## Pour un scénario de prix médians

La question de la stratégie optimale de l'OPEP vient de faire l'objet de plusieurs études menées par le secrétariat de l'OPEP, de l'AIE ou par des consultants indépendants (CERNA / IEPE). Elles concluent de manière convergente qu'à long terme, un scénario de prix médians (entre 20 et 24\$/b selon les études) génère des résultats financiers significativement meilleurs pour l'OPEP que des scénarios hauts ou bas (28 et 15\$/b).

Cette convergence de résultats fait écho à l'intérêt croissant que suscite le dialogue entre producteurs et consommateurs, qui s'est développé depuis 1990, notamment sous l'impulsion de la France.

Le consensus qui s'est dégagé lors de la conférence de Riyad en décembre 2000 sur l'intérêt d'une stabilisation des prix pour les producteurs comme pour les consommateurs fixe le cap, même si les étapes à parcourir avant de l'atteindre sont encore nombreuses. ●

## Bibliographie

Agence internationale de l'énergie, *World Energie Outlook* 2000, 2001.

Commissariat Général du Plan, *Energie 2010-2020, rapport de l'atelier « le contexte international »*, 1998.

Energy Intelligence group, *International Crude Oil Market Handbook*, 2001.

Favennec J.P./ Burucoa X., *Exploitation et Gestion de la Raffinerie*, chapitre 3, Editions Technip, 1999.

IFP, *fiches panorama*, 1996-1997-1998-1999-2000.

Masseron J., *Economie des Hydrocarbures*, Editions Technip, 1991.

Maurice J., *Rapport du CAE : Prix du Pétrole*, La Documentation française, 2001.

Revue : divers numéros de Platt's, *Petroleum Economist*, *Petroleum Intelligence Weekly*.