

Éléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut

Denis Babusiaux

► **To cite this version:**

Denis Babusiaux. Éléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut : Cahiers de l'Economie, Série Analyses et synthèses, n° 42. 2000. hal-02460816

HAL Id: hal-02460816

<https://hal-ifp.archives-ouvertes.fr/hal-02460816>

Preprint submitted on 30 Jan 2020

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

ÉCOLE DU PÉTROLE ET DES MOTEURS
INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE
228-232, avenue Napoléon Bonaparte
92852 RUEIL-MALMAISON CEDEX
téléphone : 01 47 52 62 80 - télécopieur : 01 47 52 70 36

**Éléments pour l'analyse des évolutions
des prix du brut**

Denis BABUSIAUX

décembre 2000

Cahiers de l'économie - n° 42

Série Analyses et synthèses

La collection "Les cahiers de l'économie" a pour objectif de présenter des travaux réalisés à l'IFP et en particulier à l'École du Pétrole et des Moteurs, travaux de recherche ou notes de synthèse en économie, finance et gestion. La forme peut être encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés. Elle fait suite à la collection "Cahiers du CEG".

Les opinions émises dans les textes publiés dans cette collection doivent être considérées comme propres à leurs auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de l'École ou de l'IFP.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :

Denis **Babusiaux** - Tél. 01 47 52 62 80

Éléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut

Denis Babusiaux¹

Ce document constitue le support de présentations effectuées dans le cadre du groupe de travail "Prix du pétrole et prix du gaz" du Conseil d'Analyse Économique.

La version présente correspond à la contribution apportée au rapport final du groupe, complétée par quelques paragraphes et annexes permettant une lecture indépendante du rapport complet. Une première partie est principalement consacrée aux ressources qui conditionnent le long terme, la deuxième au jeu des acteurs et au comportement des pays producteurs. Le fonctionnement à court terme des marchés est ensuite abordé avant une présentation et une analyse de la situation particulière de l'automne 2000.

¹ Différents collègues de l'IFP ont apporté une contribution à la préparation de ce document, X. Boy de la Tour, A. Pierru, M. Krzewski, O. Rech. Qu'ils en soient remerciés ainsi que le CGEMP de l'Université Paris 9 Dauphine qui a organisé le 23 octobre 2000 une conférence sur les prix du brut et dont certains enseignements ont été repris ici.

L'objectif de ce papier est de présenter les mécanismes de formation des prix du pétrole brut. Dans une première section, nous analysons les facteurs d'évolution sur longue période (coûts et progrès techniques). La deuxième est consacrée au mode de régulation à moyen terme, la troisième aux fonctionnements à court terme. Nous essayons enfin d'en dégager quelques enseignements pour éclairer les futurs possibles.

I - Les éléments fondamentaux

I.1 - Le pétrole ressource épuisable

Après le premier choc pétrolier, les économistes, à la suite à R. Solow [1974], ont redécouvert la loi d'Hotelling (cf. encadré), selon laquelle le prix d'une ressource épuisable doit croître à un taux égal au taux d'actualisation (lorsque les coûts d'exploitation sont négligeables). On peut en effet considérer que les réserves de pétrole "conventionnel" sont limitées, que leur "renouvellement" au cours des dernières décennies est dû essentiellement à une réévaluation de découvertes anciennes. Jusqu'au début des années 1980, les ressources de substitution (*Backstop Technologies*), incluant les hydrocarbures non conventionnels, apparaissaient accessibles seulement à des coûts nettement supérieurs aux prix du pétrole brut.

Loi d'Hotelling et théorie des ressources épuisables

H. Hotelling, économiste très fécond de l'entre-deux guerres, est généralement considéré comme le fondateur de la théorie des ressources épuisables, à la suite de l'article pionnier de L.C. Gray (1914). Ses travaux sont redécouverts dans les années 1970 et rendus célèbres par un non moins célèbre article de R.M. Solow (1974). Remarquons cependant, bien que son article ait été moins cité que celui de R. Solow, que E. Malinvaud (1972) avait retrouvé la "loi d'Hotelling" quelque temps auparavant avec une approche différente.

Cette loi, dans le cas où le coût de production est négligeable, exprime que : **le prix d'une ressource épuisable croît à un taux égal au taux d'intérêt réel (ou plutôt avec une approche plus actuelle, au taux d'actualisation).**

Si le coût de production n'est pas négligeable, c'est **la rente (prix-coût marginal) qui doit croître au taux d'actualisation.**

La théorie s'appuie sur une formulation rigoureuse (calcul des variations ou théorie du contrôle) mais s'explique très simplement. Si le prix de la ressource était stable (ou croissant en prévision à un taux inférieur au taux d'actualisation), les producteurs auraient intérêt à produire le plus rapidement possible, ce qui ferait chuter les cours. S'il devait croître à un taux supérieur, les producteurs retarderaient l'exploitation pour bénéficier d'une valeur actualisée plus élevée. La seule évolution permettant un équilibre de marché est donc celle qui rend stable la valeur actualisée des recettes unitaires futures, donc une croissance à un taux égal au taux d'actualisation.

Le modèle d'Hotelling pouvait alors constituer une assez bonne représentation de la réalité. Depuis, la situation a changé. La conviction d'une croissance inéluctable des prix a stimulé d'importants efforts de recherche et développement. Les progrès techniques ainsi réalisés ont permis de trouver des gisements plus difficiles à découvrir, ont conduit à des améliorations sensibles des taux de récupération et à un développement du pétrole "non-OPEP". Après le contre-choc de 1986, ils se sont poursuivis et ont conduit à une forte diminution des coûts d'exploration et de production. La frontière entre pétrole

"conventionnel" et "non conventionnel" est régulièrement repoussée. Le problème de la tranche d'eau en offshore profond est résolu au moyen de techniques en constante amélioration. La différence entre les coûts de production de pétrole en mer et à terre diminue. Les huiles extra-lourdes de l'Orénoque au Venezuela étaient jusqu'aux années 90 considérées comme exploitables seulement pour un prix élevé (30 \$ ou plus) du baril de brut. Elles le sont maintenant à partir d'un prix du brut de l'ordre de 15 \$/baril, voire inférieur.

Il existe en fait un *continuum* de ressources pétrolières (gisements plus difficiles d'accès, pièges plus complexes, couches sous sel, offshore profond et très profond, huiles extra-lourdes, sables asphaltiques, schistes bitumineux, ...). Ce *continuum* n'est pas limité aux hydrocarbures d'origine pétrolière. Nombreuses sont les recherches sur le développement des procédés Fischer-Tropsch de production de carburants liquides à partir du gaz naturel. Shell, qui a eu un rôle de pionnier avec l'usine de Bintulu (Malaisie), a fait un certain nombre de communications montrant que progrès technique et économies d'échelle conjugués devraient permettre au «*Gas to Liquids*» d'atteindre les seuils de rentabilité nécessaires dans des conditions semblables à celles de la liquéfaction du gaz naturel. Plusieurs projets sont à l'étude (Shell en Indonésie, au Bangladesh, en Egypte, Exxon en Alaska et au Qatar).

À plus long terme, il peut être fait appel à la liquéfaction (gazéification puis transformation en carburants liquides) du charbon. En schématisant, il n'y a pas limitation des ressources en hydrocarbures, mais il y a et il y aura nécessité de faire appel à des techniques plus complexes au fur et à mesure de l'épuisement des gisements à faibles coûts.

La "rente" d'Hotelling ne nous paraît donc plus pouvoir constituer une référence pour l'analyse de la formation des prix. Mais il n'y a pas unanimité sur ce point et la théorie des ressources non renouvelables est encore à l'origine d'affirmations récentes sur le caractère "juste" de prix élevés du brut, de l'ordre de 30 \$ par baril, aussi bien par des représentants de l'OPEP (Ali Rodriguez, Ministre de l'Énergie du Venezuela, Président de l'OPEP)), que par des économistes des pays consommateurs (P. Artus et M. Kaabi [2000]),

I.2 - Les coûts de production

I.2.1 - Les coûts techniques

En l'absence de rente de rareté, les coûts marginaux de production sont la première référence. Comme indiqué précédemment, les coûts de production ont fortement baissé au cours des deux dernières décennies, passant de 14 \$/b environ en 1990 à moins de 8 \$/b en 1999. Si la diminution est moins rapide depuis quelques années, on n'observe cependant pas, ou du moins pas encore, de remontée. Au contraire, Total Fina Elf² s'est donné l'objectif d'abaisser son coût moyen de 8 \$/b environ en 1999 à 6,5 \$/b en 2003. La non-croissance des coûts vient conforter la thèse selon laquelle il n'y a pas de risque de raréfaction des ressources à court terme. Qu'en sera-t-il dans le futur ? Les ressources

² Thierry Desmarest, Conférence AFTP, 11 octobre 2000

en hydrocarbures constituant le *continuum* mentionné ci-dessus pourraient être aujourd'hui classées par coûts croissants. On ne peut cependant pas en déduire que les coûts et les prix seront en augmentation dans le futur. Ils sont en effet le résultat des aléas d'une course, selon les termes de M. Adelman, entre le progrès technique d'une part et l'épuisement des ressources connues d'autre part. Depuis le début des années 1980, la premier a été en tête de la course. C'est l'objectif de la R & D (et particulièrement de l'IFP) de maintenir et développer cette position. Mais s'il est un domaine dans lequel la prévision est un art particulièrement difficile, c'est bien celui des évolutions technologiques. Les exemples en sont nombreux. En témoignent dans le secteur de l'énergie, les améliorations de rendement des centrales de production électrique à cycle combiné. Comme le fait remarquer Cheikh Yamani en critiquant l'attitude de l'OPEP face à la hausse des prix bruts, « l'âge de pierre ne s'est pas terminé faute de pierres. L'âge du pétrole s'achèvera, mais pas par manque de pétrole ».

Dans un même ordre d'idée, pour éclairer le futur possible, P. Alba et J.M. Bourdairé (2000) définissent deux scénarios (non indépendants) ou plutôt deux interprétations des mouvements de prix de ces deux dernières années. Selon la première, la cohésion du cartel des pays producteurs serait due à la perception d'un début de l'affaiblissement des potentiels de découvertes et de production des pays non OPEP, et au probable retour des pays du Moyen-Orient à une position dominante. La deuxième correspond à une vision plus optimiste de l'aptitude des non OPEP à déjouer dans le futur, après un « pincement » passager de l'offre et de la demande, les prévisions du déclin de leurs productions, comme cela a été le cas dans le passé. Les compagnies internationales ont montré leur capacité à abaisser les coûts et les points morts et à saisir de nouvelles opportunités. Nous avons mentionné les pétroles extra lourds et la production off-shore. Ajoutons encore que les gisements en mer très profonde pourraient représenter un potentiel important : Exxon, qui n'avait pas semblé considérer cette cible comme prioritaire tant que les prix du brut étaient bas, aurait, dit-on, une dizaine de projets de taille importante prêts à être lancés rapidement.

Pour ce qui concerne les volumes de ces pétroles "difficiles" qui devront être mobilisés à moyen terme, ils seront en partie fonction de l'ouverture (ou des modalités d'ouverture) aux compagnies internationales de l'amont des pays qui gardent un monopole des activités Exploration-Production : Arabie, Mexique, Koweït. Les facteurs géopolitiques naturellement peuvent également être déterminants dans certaines zones (Russie, Caspienne, pays soumis à embargo).

I.2.2 - Les coûts sociaux

Les options à prendre dans le secteur de l'énergie doivent tenir compte des préoccupations concernant le changement climatique et les engagements pris à Kyoto pour limiter les émissions de gaz à effet de serre. Quelles que soient les modalités retenues (réglementation, taxation, mise en place de marchés de droits d'émissions), le respect de ces engagements se traduira par un coût qui devra être affecté aux émissions de gaz carbonique.

La récupération assistée par injection de vapeur, la production de pétrole extra lourd de la ceinture de l'Orénoque, l'exploitation de sables et schistes bitumineux, la conversion

de gaz ou de charbon en hydrocarbures liquides, demandent des autoconsommations élevées. L'internalisation des coûts externes correspondants peut modifier la hiérarchie des coûts directs et constituer un frein au développement de pétrole "non conventionnel". Dans ce domaine également, les évolutions techniques seront déterminantes.

II - Le mode de régulation des marchés et son évolution

II.1 - Le cartel

Depuis le premier choc pétrolier, les augmentations de prix du pétrole brut sont souvent interprétées comme le résultat d'un comportement de cartel³ des pays de l'OPEP. Parmi ceux-ci l'Arabie saoudite a toujours eu une position primordiale.

En dehors des périodes de chocs et contre-choc, elle a joué un rôle de régulateur des prix, en acceptant d'être le (ou le principal) producteur d'appoint. Pour s'adapter à la demande, elle a accru ses ventes en 1977-78. En 1979-80, limitée par ses capacités de production, elle ne peut faire face à l'augmentation de la demande en partie liée à des comportements de spéculation (suite à la révolution iranienne). Elle laisse "filer les prix". Pour les maintenir ensuite à leur nouveau niveau, elle diminue sa production de 1981 à 1985. On observe d'ailleurs ici une situation inhabituelle : les gisements du golfe Persique, à coût très bas, devraient être exploités avant ceux de coût marginal plus élevé s'il y avait une gestion économique mondiale centralisée ou sous un régime de concurrence. C'est le contraire qui s'est produit : lorsque la demande s'est contractée à la suite des substitutions énergétiques et des politiques d'économie d'énergie, l'offre non-OPEP, grâce aux progrès techniques cités précédemment, a poursuivi sa croissance tandis que chutait la production OPEP et principalement celle de l'Arabie. En 1985 elle est à son plancher (2,5 Mb/j contre 11 en 1980). La chute des revenus entraîne des tensions au sein de l'Organisation. L'Arabie décide de restaurer ses parts de marché. C'est le début du contre-choc et de la baisse des prix (figure 1).

Lorsque l'Arabie a la volonté et la capacité d'actions de régulation, quel est alors le rôle du marché ? Selon une boutade attribuée à R. Mabro, l'Arabie et le marché se partagent, pour moitié chacun la détermination du prix du brut : au premier les deux premiers chiffres avant la virgule, au second les deux chiffres suivants.

Notons encore, à la suite de l'AIE, que le problème du cartel n'est pas seulement de fixer des quotas de production mais aussi d'investir à temps pour disposer des capacités permettant de satisfaire la croissance de la demande.

II.2 - Les forces de rappel du marché

En fait, on peut considérer comme P.N. Giraud [1995] qu'il n'y a pas un seul prix d'équilibre (ou un seul sentier de l'évolution du prix d'équilibre), mais une plage, une

³ Plus précisément d'un oligopole dominant avec frange concurrentielle. Les pays arabes peu peuplés, à fortes réserves, (Arabie, Koweït, Émirats) dont les moyens financiers sont moins pressants, qui peuvent plus facilement limiter leurs productions, constituent le cœur de l'oligopole (cf. par exemple P.N. Giraud [1995]).

fourchette aux bornes difficiles à quantifier. À l'intérieur de cette fourchette, l'Arabie et ses partenaires peuvent maintenir durablement un prix. Mais si le prix est trop élevé (période 1980-1985) les forces de rappel du marché retrouvent leur efficacité : substitutions, économies d'énergie, investissements en zones non-OPEP, ... De plus, parmi les membres du cartel, la tentation de ne pas respecter les quotas s'accroît quand les prix augmentent. La tentation devient encore plus vive quand les excédents de capacité sont importants. Ces derniers rendent d'ailleurs également plus difficile la conclusion d'accords consistant à répartir entre les membres de l'oligopole des gels supplémentaires de capacités.

D'un autre côté, quand les prix sont bas, les investissements des opérateurs en exploration-production sont ralentis, d'une part, à cause de la dégradation de la rentabilité des projets, d'autre part, en raison d'une limitation des capacités de financement. Les prix bas favorisent également une augmentation des consommations qui peut alors devenir plus rapide que l'accroissement des capacités de production : c'est la situation que l'on a pu observer entre 1998 et 2000. De plus, une forte dégradation des rentrées de fonds pourrait, dans certains pays, conduire à des mouvements sociaux et à une instabilité politique que l'ensemble des acteurs cherche à éviter.

II.3 - Les évolutions récentes

La baisse des prix fin 1997 et leur faible niveau jusqu'au printemps 1999 sont dus à différents facteurs : augmentation de production de l'Irak, annonce par le Venezuela d'un ambitieux programme de développement de ses ressources pétrolières, croissance de la demande freinée par la crise asiatique, hivers doux, hausse à contretemps des quotas de l'OPEP (+ 2,5 Mb/j effective au 1/1/98).

Contrairement à ce qui s'était passé de 1980 à 1985, l'Arabie n'a pratiquement pas modulé sa production pour éviter la baisse des prix. Elle ne peut pas, ou ne souhaite plus, supporter seule la charge de régulation du marché. Le redressement des prix de 1999, de façon plus marquée que par le passé, est clairement le résultat d'accords de cartel et du respect des accords de réduction de production, respect auquel l'action du Président vénézuélien, nouvellement élu, Hugo Chavez a contribué. Remarquons que la composition du cartel a changé. Aux pays de l'OPEP, Arabie, Venezuela, Iran, se sont joints des producteurs non OPEP, Mexique, Norvège, Russie.

Mais l'élément nouveau, peut-être le plus important, semble être l'inertie du système. Pour les pays producteurs la leçon de 1986 a porté ses fruits : mieux vaut sans doute pour maintenir les recettes participer à une réduction de production avec l'Arabie plutôt que de tenter d'augmenter les volumes, politique préjudiciable à tous mais moins lourde de conséquences pour le royaume saoudite (et les pays arabes peu peuplés) qui a (ont) les marges de manœuvre les plus larges, en capacité de production comme, même si c'est un peu moins vrai que par le passé, en matière de ressources financières. Mais pour arriver à des accords associant plusieurs partenaires et avant que l'impact sur les prix soit satisfaisant, il a fallu en 1999 de longs mois (figure 2). De même, malgré la volonté affichée de l'Arabie, au cours de l'été 2000, de voir les prix revenir à des niveaux "raisonnables", il lui est sans doute difficile d'augmenter sa production sans l'accord de ses partenaires. De façon schématique, on peut donc observer le passage d'une régulation relativement rapide, par un seul acteur, (même si l'Arabie est aidée par

ses voisins, Koweït, Émirats Arabes Unis) à un réel mode de régulation de cartel qui implique des processus de décision et de mise en application beaucoup plus longs. Si ce nouveau mode de régulation devait se maintenir dans le futur il risquerait d'introduire des mouvements de prix très contrastés, avec des intervalles de temps relativement longs pendant lesquels les prix pourraient s'écarter d'une moyenne d'équilibre à long terme.

II.4 - L'objectif de prix de l'Arabie

Les responsables saoudiens indiquent clairement qu'ils souhaitent des prix modérés. Conscients de leurs responsabilités, ils affichent leur volonté que la croissance mondiale ne soit pas remise en question. Ils savent que des prix trop élevés conduiraient à moyen terme à un développement des productions non-OPEP et par conséquent à une baisse de la part de marché de l'OPEP, accéléreraient le recours aux énergies de substitution et en particulier aux énergies renouvelables, pourraient même favoriser un redémarrage du nucléaire aux États-Unis et en Europe, bref risqueraient de "tuer la poule aux œufs d'or". Enfin, ils ne sont pas insensibles aux souhaits de leur allié américain, qui doit importer 60 % environ de ses besoins en pétrole. Un prix soutenable à moyen terme est alors celui qui assure les ressources nécessaires au financement du budget de l'état saoudien. C'est ainsi qu'en 1998, Sadek Boussena⁴, en partant d'un objectif de production de 8 Mb/j environ, obtenait une évaluation de 17 à 19 \$/b. Morris Adelman [1999] présentait des valeurs très voisines. Enfin, le budget saoudien 2000 a été préparé sur une hypothèse de 15 à 16 \$/b, alors que le prix du brut atteignait 25 \$/b à la fin de 1999.

Le temps nécessaire à la remontée du prix du brut, à partir du début 1999, peut alors donner lieu à une double interprétation. La difficulté à obtenir un accord de cartel a été mentionnée ci-dessus. Mais il n'est pas impossible qu'un autre facteur ait joué un certain rôle : le souhait de récupérer la "perte" subie depuis le début de la chute des cours, perte calculée par rapport à ce niveau de 17 à 19 \$/b. Si l'on considère un objectif de 17 \$/b, le prix du brut s'est trouvé inférieur à cette valeur de décembre 1997 à juillet 1999. La "perte" correspondante peut être évaluée à une vingtaine de milliards de dollars. Pour la compenser, grâce à des prix plus élevés, il a fallu attendre le mois de juillet 2000. Le même raisonnement effectué avec une valeur de 19 \$/b conduit à estimer que le prix du brut devrait se maintenir à 30 \$/b jusqu'au début de l'année 2001, pour assurer le retour à l'équilibre financier. Ce raisonnement peut paraître un peu théorique. À l'appui de celui-ci, on peut cependant remarquer que l'Arabie aurait contracté en 1998 un prêt de 5 milliards de dollars auprès d'Abu Dhabi (d'État à État, complété par un deuxième de montant voisin par l'Aramco). Les responsables saoudiens - il s'agit naturellement seulement d'une hypothèse - prévoyaient un délai nécessaire pour redonner cohésion au nouveau cartel (incluant des pays non OPEP) et la possibilité de rembourser ce prêt ensuite, mais ils étaient confiants dans leur capacité à obtenir le relèvement des cours voulu. Il n'est pas impossible aussi qu'une période de prix bas relativement longue, dont ont souffert les pays producteurs, ait été considérée comme un élément souhaitable de pédagogie.

⁴ Conférence au CGEMP, Université Paris 9 Dauphine

À l'automne 2000, l'objectif de prix de l'Arabie n'est pas très clairement défini. Il semble qu'apparaissent deux courants de pensée, le premier correspondant à des prix ne dépassant pas sensiblement les 17-19 \$/b cités précédemment, ceci pour préserver sur longue période les parts de marché de l'OPEP. Le deuxième a conduit à l'accord sur la fourchette des 22-28 \$/b. C'est celui des partisans du maintien des bénéfices d'un effet d'aubaine, un prix moyen de 25 \$/b pouvant vraisemblablement être soutenu à court-moyen terme sans entraîner de trop vives réactions des grands pays consommateurs.

III - Le fonctionnement des marchés à court terme

III.1 - Les marchés à terme

L'apparition vers 1980 des contrats à terme sur les bourses de New-York (NYMEX) et Londres (IPE) et des produits dérivés (options et swaps) a considérablement augmenté la transparence et la fluidité des marchés. Compte tenu des prix relativement bas des transports pétroliers, des différences de prix de bruts de qualité semblable, disponibles en des lieux différents, conduisent les « traders » à effectuer des arbitrages très rapides puisque les informations sur les prix s'établissant sur les différents marchés sont immédiatement disponibles sur tous les terminaux informatiques de notre planète. C'est à l'existence des marchés à terme que de nombreux analystes ont attribué la relative stabilité des prix au moment de la guerre du Golfe en 1990-1991 ou plus exactement la rapidité du retour aux cours antérieurs. Les possibilités d'achats à terme ont en effet rendu inutile la constitution de stocks de spéculation qui, en 1979-1980, avait été un facteur déterminant du 2^e choc pétrolier.

L'amélioration de la fluidité des marchés contribue ainsi, dans une certaine mesure à une sécurité qui peut cependant, comme le fait remarquer G. Bellec [2000], être plus psychologique que réelle.

Les marchés à terme constituent un révélateur des anticipations des opérateurs. Notons à ce propos que depuis quelques années, ils sont en report ("contango", i.e. prix à terme supérieur au prix spot) lorsque les prix sont inférieurs à 17\$/b. Ils sont en déport ("backwardation") dans le cas contraire.

Mais, sur ces marchés « papier », le comportement de spéculation peuvent amplifier des mouvements de prix liés à des aléas climatiques, des niveaux de stocks, etc. De façon plus générale, un écart relativement faible entre offre et demande, mais surtout de simples annonces, peuvent entraîner une forte réaction des prix, comme cela a été le cas au cours de l'année 2000.

III.2 – Stocks et marges de manœuvre

III.2.1. - Les stocks

Comme dans de nombreuses autres industries, les opérateurs pétroliers essaient de diminuer leurs coûts d'immobilisation de stock et de travailler en flux tendus. Pour G. Bellec [2000], les pertes enregistrées sur stocks au moment de la chute des prix de 1986 ont constitué une incitation particulière à une réduction des stocks de l'industrie,

qui ont sensiblement baissé au cours des années 1990. De plus, le développement des nouvelles technologies de l'information et de la communication facilite les opérations en "juste à temps". Cette politique ne peut que conduire à augmenter la volatilité des prix. Par ailleurs, l'AIE, dont nous allons ci-dessous reprendre certaines observations, a mis en évidence le fait que les fusions conduisent également à une baisse des stocks. Par exemple, le total des stocks de BP, Amoco et Arco étaient sans doute supérieurs à ceux définis par le nouveau groupe BP après intégration d'Amoco et Arco. L'AIE estime ainsi à une centaine de millions de barils la réduction des stocks liée aux quatre grandes fusions de ces dernières années.

L'évolution des stocks est un des principaux éléments observés par les « traders » et plus généralement par les différents acteurs tels que les fonds d'arbitrage (« hedge funds ») qui opèrent sur les marchés à terme. Un déstockage ou une augmentation des stocks de 1,5 Mb/j sont suffisants pour déstabiliser le marché, alors que de telles quantités représentent cependant seulement 2% de la demande mondiale. Mais il faut remarquer que les données disponibles ne permettent pas d'obtenir une précision de 2%. La qualité des statistiques, toujours selon l'AIE, risque d'ailleurs de se dégrader encore dans le futur. La part des pays en développement dans les consommations mondiales est en effet en augmentation. O. Appert cite un exemple : les statistiques énergétiques chinoises seraient élaborées par un service de quatre statisticiens. De plus, les compagnies internationales elles-mêmes ont en général diminué les effectifs travaillant dans ce domaine, dans un objectif de réduction des coûts. Quant aux données relatives à l'offre, la marge d'erreur est plutôt de l'ordre de 5%.

III.2.3. - Les excédents de capacité

La recherche du « juste à temps » peut expliquer aussi la baisse des excédents de capacité de production dont certains pays producteurs souhaitent disposer. Minimiser les coûts du capital immobilisé en capacités inemployées est un objectif économique justifié, mais réduit les marges de manœuvre en cas d'imprévu politique (décision iraquienne de diminuer les exportations par exemple) ou économique (rebond plus rapide que prévu de la croissance et de la demande de consommation des pays de l'Asie du sud-est). Enfin, opérer en flux tendus conduit également à ralentir le renouvellement de la flotte des pétroliers, qui n'est plus surdimensionnée, alors que les besoins en tankers à doubles coques peuvent aller croissant.

IV – Éclairages complémentaires : situation présente et évolutions possibles

La situation actuelle est caractérisée par un problème d'ajustement de l'offre et de la demande qui devrait être passager. Mais avant toute tentative d'analyse, rappelons que la plupart des prévisions en matière de prix du brut ont été démenties par les faits. Ceci ne veut pas nécessairement dire que les économistes s'étaient trompés puisque certaines prévisions sont autodestructrices : la baisse des cours de 1985 a été due aux économies et substitutions d'énergie, mais celles-ci ont elles-mêmes été liées non seulement aux prix élevés, mais aussi au fait que tous les scénarios de prix antérieurs étaient à la hausse.

Au cours de cette dernière section, mais ne reviendrons pas sur l'analyse du long terme qui a été présentée en section 1. Nous mettrons l'accent sur les éléments qui peuvent paraître spécifiques de la période actuelle.

IV.1 - L'offre OPEP

En novembre 2000, les excédents de capacité de production des pays de l'OPEP sont bas, à un niveau jamais atteint jusqu'à présent. Seule l'Arabie Saoudite dispose d'excédents significatifs, estimés à 1,8 Mb/j. Mais l'interprétation de ces chiffres est délicate.

La production soutenable sans dommage pour les gisements sur des périodes de quelques semaines est différente de celle qui peut être maintenue plusieurs mois, elle-même différente de celle soutenable plusieurs années. Les délais de mise en œuvre ne sont pas connus avec précision. Le gisement "tampon" d'Arabie est celui de Safanya (brut lourd). Les opérations sur ce champ (*work over*) nécessaires à des augmentations de production imposent des délais de quelques semaines (pour quelques centaines de milliers de barils par jour supplémentaires) à quelques mois (plusieurs centaines de milliers de barils par jour). Les "réactions" du champ ne sont pas toujours conformes aux prévisions.

En résumé, il convient de considérer avec précaution le qualificatif "immédiatement disponible" associé à certaines données relatives aux excédents de capacité.

Par contre, les stocks flottants des pays producteurs sont au plus haut. Début décembre, ils sont estimés par « Oil movements » à 60 Mb. Leur accroissement explique en partie l'écart observé depuis plusieurs mois entre production et consommation. Les quotas OPEP étant des quotas de production et non de ventes, ces stocks pourraient être mis sur le marché indépendamment des diminutions de quotas qui peuvent éventuellement être décidées en janvier 2001.

À moyen terme, les capacités de production devraient être développées. Les prix élevés donnent aux pays producteurs qui n'ont pas ouvert leur amont aux compagnies internationales les moyens d'investir. Ils sont incités à le faire, soit simplement pour maximiser leur revenu, soit dans le but de conserver les marges de manœuvre indispensables pour garder sur longue période un certain contrôle de la situation.

IV.2 - Les investissements des compagnies internationales

En 1997 et 1998, les investissements de l'industrie pétrolière amont atteignent des niveaux élevés (figure 3). Ils sont ensuite réduits en 1999, principalement en raison de la baisse des prix. Il est possible également que les mouvements de fusion aient ralenti les investissements des compagnies internationales. Lors d'un rapprochement en effet, les responsables d'entreprise sont soumis à des pressions particulières pour faire apparaître des créations de valeur rapides. Ils sont ainsi incités à mettre l'accent sur la réduction des coûts au détriment des investissements de développement. De plus, la recherche de synergies contribue à une modification en profondeur des organisations, à des réductions d'effectifs qui ralentissent pendant quelque temps les prises de décision.

Au cours de l'été 2000, tous les majors (à l'exception de Total, mais ce dernier n'avait pas réduit ses budgets amont comme la plupart de ses confrères) ont annoncé des augmentations notables de leurs budgets d'exploration-production⁵. Le maintien de prix élevés depuis lors ne peut que renforcer ce mouvement. Par ailleurs, les effets défavorables des fusions devraient s'estomper.

À moyen terme, le déclin des gisements anciens devrait donc être plus que compensé par les découvertes et mises en production résultant des investissements réalisés, même si les effets sont moins rapides (ou moins forts ?) que ce qui avait été prévu ces dernières années.

Il faut toutefois mentionner un facteur défavorable à l'investissement des compagnies internationales : le prix élevé actuel est un signal à considérer avec précaution. L'amplitude des variations de prix récentes nourrit la crainte de voir revenir des prix bas pendant plusieurs années et explique la réticence des opérateurs à relever, au-dessus d'une quinzaine de dollars par baril, l'objectif de prix assurant la rentabilité de leurs projets.

En freinant ainsi les investissements en zone non OPEP, la variabilité des prix est un atout pour l'OPEP (ce que reconnaissent volontiers certains responsables de l'Organisation).

IV.3 - La demande

Malgré la faible élasticité-prix de la demande, il est clair que les prix élevés vont entraîner une baisse de la croissance de la demande pétrolière mondiale. Prenons l'exemple d'un prix de 25 \$/b au lieu de 17 \$/b, prix reflétant l'évolution légèrement baissière de la décennie 1990. Une élasticité de l'ordre de 0,1, souvent citée, conduit à une baisse de la demande de 3 à 4 Mb/j par rapport à la tendance que l'on observerait à prix constants (+ 2% par an environ). Avec une élasticité de 0,03 (observée aux États-Unis par le DOE), on obtient encore une réduction supérieure à 1 Mb/j. Avec un prix de 33 \$/b, toutes ces valeurs sont à multiplier par deux. Enfin, l'effet sur la croissance économique est moindre qu'au moment des chocs pétroliers, puisque la part des importations dans le PIB des pays consommateurs a fortement diminué (de 4 % à 1 % en 1999). Mais cet effet ne peut être négligé.

En résumé des trois paragraphes ci-dessus, à l'horizon de deux ou trois ans, il est probable que réapparaissent des excédents de capacité de production. Comme le fait remarquer J. Mitchell, les économies des pays producteurs sont très dépendantes des marchés pétroliers, ce qui permet de penser que le retour à terme à une certaine concurrence est plus probable que le maintien des conditions de cohésion d'un cartel.

⁵ Plus de 10 % pour BP, Exxon-Mobil, 50 % pour Shell UK.

Pour l'ensemble de l'industrie, l'augmentation pour 2000 par rapport à 1999 serait de l'ordre de 12 % environ.

IV.4 - Les goulets d'étranglement du raffinage

Au début de l'année 2000 apparaît une tension sur le marché des carburants de la côte ouest des États-Unis. Elle est due à la difficulté de produire des essences soumises à des spécifications de qualité toujours plus sévères avec un outil de raffinage utilisé à pleine capacité. À la fin du printemps, les stocks de carburant sont au plus bas. Les marges de raffinage s'envolent aux États-Unis mais aussi en Méditerranée et à Singapour en réponse à la demande d'importation de carburants, nourrissant les tensions sur le marché du brut. En juillet, les raffineurs américains continuent à mettre l'accent sur la production de carburant, à une période à laquelle d'habitude commencent à se constituer des stocks de fuel de chauffage. C'est sur ce dernier produit, dont les stocks sont très bas, que sont reportées les craintes de pénurie. Les analystes anticipent une forte volatilité des prix liée aux incertitudes climatiques et la plupart considère que la tension sur le gas-oil maintiendra les prix du brut à un niveau élevé (30\$/b ou plus) au moins jusqu'en janvier 2001.

Mais les données sur les stocks doivent être interprétées avec précaution. Les prévisions concernant le fuel de chauffage ont été faites assez longtemps à l'avance. Il n'est pas impossible que les opérateurs aient pris les dispositions nécessaires et que les stocks apparaissent brutalement comme satisfaisants. Il existe des excédents de capacité de raffinage en Asie, et l'on observe des mouvements de tankers chargés de gasoil en provenance d'Asie (d'Inde en particulier) à destination des marchés occidentaux. Par ailleurs, on peut également noter que la production de fuel de chauffage ne devrait pas poser des problèmes de respect des spécifications tels que ceux qu'avaient rencontré les raffineurs américains pour répondre à la demande de carburant.

IV.5 - Les stocks stratégiques

Les règles de l'AIE prévoient des obligations de stockage stratégique dans les pays membres correspondant à 90 jours de production. L'Union européenne considère que le recours à ces stocks doit être en principe limité aux situations de pénurie physique et ne doit pas constituer un instrument de régulation du marché. Les États-Unis, qui disposent de quantités plus importantes représentant 120 jours de production environ, ont par contre décidé en septembre d'en mettre sur le marché 1 Mb/j pendant 30 jours. L'annonce a entraîné une baisse immédiate de 3 à 4 \$ par baril du prix du brut. Ces quantités représentent un faible pourcentage de la demande mondiale (1,3 %) et même des besoins des États-Unis (2 jours de consommation). Mais comme le fait remarquer F. Lasserre [2000], ces volumes ne sont pas à rapprocher de la demande américaine (15 Mb/j environ) mais plutôt aux importations non couvertes par des contrats à terme et qui représentent environ 4 Mb/j.

Notons avec O. Appert [2000] et S. Boussena [2000] qu'à l'effet souhaité sur les marchés ont pu s'ajouter des motivations autres : les stocks ont été constitués par achat de brut à 27 \$/b, alors que les prix se sont en général maintenus ensuite à un niveau inférieur. Par ailleurs, il peut être souhaitable de les "faire tourner" pour éviter les problèmes que peut poser le traitement d'un brut ayant séjourné longtemps en cavité saline.

Pour ce qui concerne les produits finis, le Président Clinton a décidé en juillet 2000 de créer une réserve stratégique de fuel de chauffage (Northeast Heating Oil Reserve). Constituée par échange avec la réserve de brut, d'un volume maximum de 2 Mb, elle a pour but de faire face aux pénuries qui pourraient survenir dans la région de New-York, comme celles de l'hiver 1996 et de l'hiver dernier, à la suite d'aléas climatiques compte tenu des délais de transport par tanker à partir du golfe du Mexique (une dizaine de jours). Elle devrait permettre d'éviter les fortes hausses de prix observées l'an dernier. À la date du 14 octobre, les stocks avaient été mis en place (par 3 entreprises dont Amerada Hess pour 1 Mb).

Il s'agit d'un problème local, et les volumes en question sont faibles. Mais la facilité avec laquelle cette réserve a été constituée vient à l'appui des remarques ci-dessus sur le fait que les craintes de pénurie ont entraîné les actions adéquates. Les difficultés prévues pourraient alors ne pas apparaître même avec un hiver froid.

En résumé pour le court terme

De nombreux analystes observent que les stocks sont bas, et en déduisent que la baisse des cours ne peut donc intervenir avant la fin de l'hiver. Mais les stocks en question sont les stocks répertoriés. Or, en conséquence de l'augmentation des quotas OPEP, la production est supérieure à la demande depuis la fin du printemps 2000. Nous avons mentionné ci-dessus que les stocks flottants de brut des pays producteurs sont très élevés. Nous avons également cité le fait que les capacités excédentaires de raffinage en Asie permettent d'alimenter les marchés occidentaux en fuel domestique. Par ailleurs, l'augmentation inhabituelle des ventes sur la côte est des États-Unis ou en Allemagne laissent supposer que les stocks des consommateurs ont été reconstitués plus tôt que prévu, dès le mois d'août et tournent très vite. Il paraît par conséquent difficile d'exclure une chute des prix, éventuellement brutale, avant même la fin janvier 2001. Les pays producteurs, et ils en sont conscients, risquent de se retrouver très vite confrontés à nouveau à un problème de baisse des quotas. Ce qui est certain, c'est que le marché est extrêmement réactif. Les "traders" sont très sensibles aux différents risques affectant les approvisionnements pétroliers (sans parler du risque politique) et en particulier aux risques climatiques : une première neige aux États-Unis en octobre s'était immédiatement traduite par une hausse des cours.

Bibliographie

- ALBA P., BOUDAIRE J.M., Le prix du pétrole, *Revue de l'Énergie*, n° 516, mai 2000
- ARTUS P., KAABI M., *Le pétrole n'est pas trop cher*, Flash CDC Marchés, n° 2000-179, 3 octobre 2000
- BABUSIAUX D., BOY DE LA TOUR X. (1999), Technology Improvements in the Petroleum Industry and the Impact on Costs, *Energy Exploration & Exploitation*, Multi-science Publishing Co. Ltd, Vol. 17, n° 2, Reserves Issue, p. 111-121
- GIRAUD P.N. (1995), The Equilibrium Price Range of Oil - Economics, Politics and Uncertainty in the formation of oil prices, *Energy Policy*, Vol. 23, n° 1
- HOTELLING H.(1931), The economics of exhaustible resources, *Journal of Political Economy*, Vol 39, n° 2
- MALINVAUD E. (1972) Actualisation d'économie des ressources, SEDEIS
- SOLOW R.M. (1974), The economics of resources or the resources of economics, *American Economics Review*, n° 64
- CGEMP Université Paris 9 Dauphine, conférence "Le prix du pétrole", 23 octobre 2000
- O. APPERT, "Demande, stocks et prix
 - G. BELLEC, "Pétrole, une nouvelle ère de turbulences"
 - F. LASSERRE, "Rôle et influence de la spéculation sur le marché du pétrole"
- AIE, "Oil market report", novembre 2000.

Déjà parus

CEG-1. D. PERRUCHET, J.-P. CUEILLE,

Compagnies pétrolières internationales : intégration verticale et niveau de risque.
Novembre 1990

CEG-2. C. BARRET, P. CHOLLET,

Canadian gas exports: modeling a market in disequilibrium.
Juin 1990

CEG-3. J.-P. FAVENNEC, V. PREVOT,

Raffinage et environnement.
Janvier 1991

CEG-4. D. BABUSIAUX,

Note sur le choix des investissements en présence de rationnement du capital.
Janvier 1990

CEG-5. J.-L. KARNIK,

Les résultats financiers des sociétés de raffinage distribution en France 1978-89.
Mars 1991

CEG-6. I. CADORET, P. RENOU,

Élasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.
Avril 1991

CEG-7. I. CADORET, J.-L. KARNIK,

Modélisation de la demande de gaz naturel dans le secteur domestique : France, Italie, Royaume-Uni 1978-1989.
Juillet 1991

CEG-8. J.-M. BREUIL,

Émissions de SO₂ dans l'industrie française : une approche technico-économique.
Septembre 1991

CEG-9. A. FAUVEAU, P. CHOLLET, F. LANTZ,

Changements structurels dans un modèle économétrique de demande de carburant.
Octobre 1991

CEG-10. P. RENOU,

Modélisation des substitutions énergétiques dans les pays de l'OCDE.
Décembre 1991

CEG-11. E. DELAFOSSE,

Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : évolutions et enseignements.
Juin 1992

CEG-12. F. LANTZ, C. IOANNIDIS,

Analysis of the French gasoline market since the deregulation of prices.
Juillet 1992

CEG-13. K. FAID,

Analysis of the American oil futures market.
Décembre 1992

CEG-14. S. NACHET,

La réglementation internationale pour la prévention et l'indemnisation des pollutions maritimes par les hydrocarbures.
Mars 1993

CEG-15. J.-L. KARNIK, R. BAKER, D. PERRUCHET,

Les compagnies pétrolières : 1973-1993, vingt ans après.
Juillet 1993

CEG-16. N. ALBA-SAUNAL,

Environnement et élasticités de substitution dans l'industrie ; méthodes et interrogations pour l'avenir.
Septembre 1993

CEG-17. E. DELAFOSSE,

Pays en développement et enjeux gaziers : prendre en compte les contraintes d'accès aux ressources locales.
Octobre 1993

CEG-18. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX*,

L'industrie du raffinage dans le Golfe arabe, en Asie et en Europe : comparaison et interdépendance.
Octobre 1993

CEG-19. S. FURLAN,

L'apport de la théorie économique à la définition d'externalité.
Juin 1994

CEG-20. M. CADREN,

Analyse économétrique de l'intégration européenne des produits pétroliers : le marché du diesel en Allemagne et en France.
Novembre 1994

CEG-21. J.L. KARNIK, J. MASSERON*,

L'impact du progrès technique sur l'industrie du pétrole.
Janvier 1995

CEG-22. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,

L'avenir de l'industrie du raffinage.
Janvier 1995

CEG- 23. D. BABUSIAUX, S. YAFIL*,

Relations entre taux de rentabilité interne et taux de rendement comptable.
Mai 1995

CEG-24. D. BABUSIAUX, J. JAYLET*,

Calculs de rentabilité et mode de financement des investissements, vers une nouvelle méthode ?
Juin 1996

CEG-25. J.P. CUEILLE, J. MASSERON*,

Coûts de production des énergies fossiles : situation actuelle et perspectives.
Juillet 1996

CEG-26. J.P. CUEILLE, E. JOURDAIN,

Réductions des externalités : impacts du progrès technique et de l'amélioration de l'efficacité énergétique.
Janvier 1997

CEG-27. J.P. CUEILLE, E. DOS SANTOS,

Approche évolutionniste de la compétitivité des activités amont de la filière pétrolière dans une perspective de long terme.
Février 1997

CEG-28. C. BAUDOUIN, J.P. FAVENNEC,

Marges et perspectives du raffinage.
Avril 1997

CEG-29. P. COUSSY, S. FURLAN, E. JOURDAIN, G. LANDRIEU, J.V. SPADARO, A. RABL,
Tentative d'évaluation monétaire des coûts externes liés à la pollution automobile : difficultés
méthodologiques et étude de cas.
Février 1998

CEG-30. J.P. INDJEHAGOPIAN, F. LANTZ, V. SIMON,
Dynamique des prix sur le marché des fiouls domestiques en Europe.
Octobre 1998

CEG-31. A. PIERRU, A. MAURO,
Actions et obligations : des options qui s'ignorent.
Janvier 1999

CEG-32. V. LEPEZ, G. MANDONNET,
Problèmes de robustesse dans l'estimation des réserves ultimes de pétrole conventionnel.
Mars 1999

CEG-33. J. P. FAVENNEC, P. COPINSCHI,
L'amont pétrolier en Afrique de l'Ouest, état des lieux
Octobre 1999

CEG-34. D. BABUSIAUX,
Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières énergétiques : le
pétrole.
Novembre 1999

CEG-35. D. RILEY,
The Euro
Février 2000

CEG-36. et 36bis. D. BABUSIAUX, A. PIERRU*,
Calculs de rentabilité et mode de financement des projets d'investissements : propositions
méthodologiques.
Avril 2000 et septembre 2000

CEG-37. P. ALBA, O. RECH,
Peut-on améliorer les prévisions énergétiques ?
Mai 2000

CEG-38. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,
Quel futur pour le prix du brut ?
Septembre 2000

ECO-39. S. JUAN, F. LANTZ,
La mise en œuvre des techniques de Bootstrap pour la prévision économétrique : application à l'industrie
automobile
Novembre 2000

ECO-40. A. PIERRU, D. BABUSIAUX,
Coût du capital et étude de rentabilité d'investissement : une formulation unique de l'ensemble des
méthodes
Décembre 2000

ECO-41. D. BABUSIAUX,
Les émissions de CO₂ en raffinerie et leur affectation aux différents produits finis
Décembre 2000

* une version anglaise de cet article est disponible sur demande