

Le marché pétrolier¹

S'il a notablement diminué à la suite des deux grands chocs pétroliers, le poids du pétrole dans l'économie mondiale reste important. Les fluctuations de son prix à court terme ainsi que sa tendance d'évolution à moyen-long terme continuent donc de revêtir une importance particulière.

Depuis près de vingt ans, la détermination du prix du pétrole repose en partie sur des mécanismes de marché. Si l'OPEP, qui représente actuellement près de 40% de la production mondiale, conserve un pouvoir d'influence significatif, les cours résultent essentiellement de l'interaction d'acteurs offreurs et demandeurs suffisamment nombreux pour que prévale *in fine* un mode concurrentiel partiellement contrôlé de fixation du prix.

À côté du marché physique (au comptant ou à livraison différée) s'est développé le marché à terme, qui permet aux opérateurs commerciaux de se couvrir des variations de prix en transférant le risque vers des intervenants purement financiers. La spéculation, si elle peut amplifier l'incidence des «nouvelles» sur le niveau des cours et accroître la volatilité à court terme, ne peut à elle seule créer une tendance durable d'évolution des prix qui s'écarterait trop des fondamentaux physiques (offre et demande) du marché.

Le jeu de ces fondamentaux a quant-à lui deux conséquences :

- à court terme, de fortes fluctuations des cours, car l'offre comme la demande sont très peu élastiques au prix sur des horizons courts ;
- inversement, à moyen-long terme, l'offre et la demande sont beaucoup plus flexibles, ce qui tend à maintenir les prix dans une «zone d'équilibre».

Dans ce cadre, la tendance haussière récente peut être imputée à un double déplacement des fondamentaux : d'une part, la demande de pétrole a crû très vigoureusement depuis deux ans, en particulier aux États-Unis et en Chine, et cette forte croissance a été très mal anticipée. D'autre part, le faible niveau des investissements dans le secteur pétrolier depuis quelques années a conduit à une stagnation des capacités de production ces dernières années. Dans ce contexte, la persistance de tensions géopolitiques ainsi qu'une succession de tensions localisées sur l'offre ont catalysé les craintes d'une rupture d'approvisionnement.

À ce stade, il reste difficile de déterminer la part du choc attribuable à des causes transitoires (erreur d'anticipation sur la demande, arrêt temporaire de certaines unités de production, éventuel effet d'amplification dû à des phénomènes spéculatifs) de celle qui s'enracine dans des facteurs durables (tendance structurellement haussière de la demande qui ne pourra être satisfaite que par le recours à des gisements d'exploitation plus coûteux). Dans tous les cas cependant, les hausses de prix seront à terme limitées par les réactions de la demande et de l'offre (notamment hors OPEP) à des prix durablement plus élevés.

1. Ce document a été élaboré sous la responsabilité de la Direction de la Prévision et de l'analyse économique et ne reflète pas nécessairement la position du Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.

1. Un marché concurrentiel partiellement contrôlé, qui conserve un rôle macroéconomique important

1.1 Place du pétrole dans l'économie mondiale

S'il a notablement diminué à la suite des deux grands chocs pétroliers (1973 et 1979-80), le poids du pétrole dans l'économie mondiale n'en reste pas moins important. Le pétrole représente encore aujourd'hui la première source d'énergie primaire dans le monde, avec une part de marché de 36%. S'il a certes perdu du terrain dans un certain nombre d'activités industrielles depuis 30 ans, il demeure incontournable dans le secteur des transports (qui en dépend à plus de 95%), où les substituts envisageables sont encore trop coûteux².

De plus, la dépendance du monde à l'égard du pétrole ne devrait pas diminuer sensiblement dans les deux ou trois prochaines décennies. C'est ce que suggèrent les projections disponibles de demande d'énergie à moyen-long terme³, en raison du rattrapage industriel des pays émergents et de l'accroissement prévisible des moyens de transport. On notera à titre illustratif que la consommation par tête en Chine, d'environ 1 litre par jour en 2004, est 6 fois inférieure à celle de la France et 12 fois moindre qu'aux États-Unis.

Dans ce contexte, les fluctuations du prix du pétrole à court terme ainsi que sa tendance d'évolution à moyen-long terme revêtent une importance particulière. Pour mieux les appréhender, il est utile de bien connaître le fonctionnement du marché pétrolier et en particulier la manière dont s'opère la détermination des prix. On peut à partir de là tenter d'interpréter les facteurs à l'origine de la tendance haussière récente.

1.2 Un marché mondial concurrentiel partiellement contrôlé

Dans les circonstances actuelles, **la fixation du prix du pétrole repose en grande partie sur des mécanismes concurrentiels de marché**. Dans ce système, qui prévaut maintenant depuis près de vingt ans, le prix du pétrole résulte en partie de l'interaction d'acteurs offreurs et demandeurs suffisamment nombreux. La relative faiblesse des coûts de transport du pétrole confère une dimension mondiale à ce marché. **Néanmoins, les capacités de production développables à court-terme sont aujourd'hui très concentrées** (principalement en Arabie Saoudite), **ce qui limite parfois considérablement les mécanismes de marché, notamment en cas de fortes tensions sur les capacités**.

Cette situation n'est pas celle qui a prévalu historiquement. En effet, c'est le système des «prix producteurs» qui s'est le plus souvent imposé. Dans celui-ci, le producteur (ou groupe de producteurs) dominant fixe son prix et parvient à obtenir l'alignement des autres offreurs sur ce prix de référence, notamment par des accords et par le contrôle du juste approvisionnement du marché. Le marché a ainsi été dominé de la fin des années 1920 aux années 1960 par les multinationales pétrolières – les «Majors» – puis, du début des années 1970 au début des années 1980, par l'OPEP.

La montée en puissance des marchés pétroliers (marché physique «spot» mais également à terme, cf. ci-dessous) date de la seconde moitié des années 1970 et des années 1980. Elle s'est inscrite dans un mouvement général de libéralisation des économies mais peut aussi être considérée comme une conséquence de la politique de prix élevés pratiquée alors par l'OPEP. L'émergence des marchés de transactions pétrolières a débouché sur le «contre-choc» de 1986 et instauré un mode de formation des prix plus concurrentiel.

L'OPEP, qui représente actuellement près de 40% de la production mondiale de brut, conserve néanmoins un pouvoir d'influence significatif sur ce marché, pour autant qu'elle y agisse de manière coordonnée. Plus précisément, on pourrait qualifier le marché pétrolier de marché concurrentiel partiellement contrôlé.

1.3 Une industrie «multi-produits»

L'industrie pétrolière se caractérise par une pluralité de produits. Le pétrole à l'état brut est peu utilisé. Le raffinage du brut permet l'obtention des «produits pétroliers», qui peuvent eux-mêmes être des produits de consommation finale (essence, fioul domestique, gaz) ou des produits intermédiaires pour d'autres industries (kérosène pour le transport aérien, naphtha pour la pétrochimie, huiles et lubrifiants...).

Tableau 1 : structure typique des produits obtenus à partir d'un baril de pétrole brut

Produits	Litres
Gaz liquéfiés (propane, butane)	15
Supercarburants automobile	75
Gazole moteur et fioul domestique	35
Carburacteur (kérosène pour l'aviation)	15
Fioul lourd (fret maritime, centrales thermiques, industrie)	10
Autres (naphtha, bitume, lubrifiants, cires et paraffines)	10
Total	160

Par ailleurs, le brut lui-même est extrait sous diverses formes, qui permettent d'obtenir des gammes différentes de produits raffinés. La qualité d'un brut dépend principalement de sa densité et de sa teneur en impuretés (soufre, eau salée, traces de métaux...). Les principales variétés de brut de référence sur le marché physique sont le *Dubai*, le *Brent* (un mélange de bruts de la mer du Nord), et le *West Texas Intermediate*.

2. Cf. annexe pour quelques données sur la structure du marché.

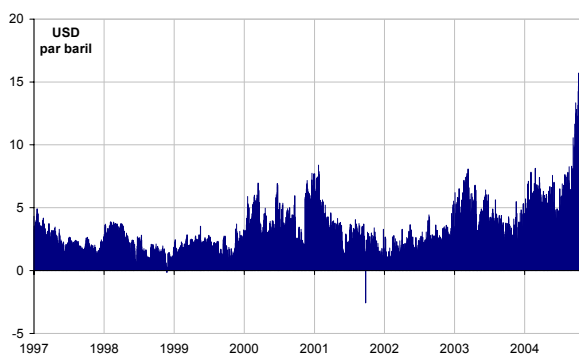
3. *World Energy Outlook* (2004), Agence Internationale de l'Énergie, disponible à www.iea.org ; *International Energy Outlook* (2004), Energy Information Administration, disponible à www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html. Voir aussi Maurice J. (2001), *Prix du pétrole*, Rapport du Conseil d'Analyse Économique N°32.



À chaque produit comme à chaque variété de brut correspond un marché spécifique, ce qui complique l'analyse globale du marché pétrolier. En première analyse cependant, le marché pétrolier peut être considéré comme globalement unifié. En effet, les prix des différents bruts exhibent les mêmes tendances à moyen terme, et les marges de raffinage tendent à fluctuer autour d'une moyenne⁴.

Néanmoins, les chocs d'offre ou de demande affectant spécifiquement l'un des segments de la chaîne pétrolière peuvent conduire à des déformations des prix relatifs au sein du marché pétrolier. Ces déformations seront durables si les chocs à leur origine le sont (par exemple, un changement pérenne de la structure de fiscalité s'appliquant aux produits). On a ainsi vu s'accroître récemment le différentiel de prix entre bruts «légers» et «lourds», en raison de la forte croissance de la demande de produits légers et des limites des capacités de conversion des raffineries.

Graphique 1 : écart de prix entre le brut WTI et le brut Dubaï (en USD)



Source : Datastream.

2. Marchés spot, à livraison différée et à terme

2.1 Les trois types de marchés

Le *marché physique au comptant* (dit «spot») est celui des transactions physiques à livraison immédiate (ou quasi-immédiate, compte tenu des délais d'acheminement des produits). **Ce marché, qui ne jouait jusqu'aux années 1970 qu'un rôle d'appoint marginal, est devenu central pour les opérations de livraison physique et la détermination du prix de celles-ci.** Les principaux opérateurs sur ce marché spot sont les compagnies productrices privées et publiques (du côté vendeur), les raffineurs (du côté acheteur) et les négociants ou «traders» (des deux côtés).

Le *marché physique à terme* correspond aux transactions physiques à livraison différée. On parle encore de

marché «forward». Sur ce marché s'échangent des cargaisons de pétrole pour une date ultérieure (dans trois ou six mois par exemple) à un prix prédéterminé. Ce marché est utilisé par les vendeurs pour garantir l'écoulement de leur production future, et par les acquéreurs pour sécuriser leur approvisionnement, le tout à un prix connu d'avance. **Ce type de transactions était autrefois dominant** (juqu'aux années 70) et a cédé du terrain avec le développement du marché au comptant et des marchés de couverture à terme (évoqués ci-dessous). Son principal inconvénient réside dans son manque de souplesse : l'une des parties du contrat ne peut s'en retirer qu'à condition de trouver un tiers se substituant à lui (c'est un marché de «gré à gré»).

Le *marché à terme* (dit encore marché des «futures») est également un marché où s'échangent des intentions d'achat ou de vente futures à un prix immédiatement fixé. Mais, à la différence des contrats forward, les contrats sur les futures ne débouchent généralement pas sur des transactions physiques. La plupart des opérateurs ne l'utilisent que comme un intermédiaire financier commode pour gérer leur couple rendement / risque. Par ailleurs, ils s'agit d'un marché organisé (et non un marché de «gré à gré») ⁵. Les positions y sont généralement dénouées avant l'échéance, de sorte qu'elles ne donnent pas lieu à des échanges effectifs.

2.2 Utilisations du marché à terme : couverture et spéculation

Le succès des marchés de futures s'explique par leur grande souplesse. Le volume élevé des transactions y assure une bonne liquidité, particulièrement aux échéances courtes (quelques mois⁶). L'existence de chambres de compensation permet aux intervenants de conduire des opérations unilatérales sans avoir à rechercher par eux-mêmes de contrepartie.

Deux groupes d'acteurs peuvent en principe être distingués sur les marchés à termes : les opérateurs qui souhaitent se couvrir et les «spéculateurs»⁷. Dans le premier cas, le recours aux contrats à terme résulte du souhait de protéger des transactions de nature commerciale des variations du prix comptant. Les opérations à terme sont alors la contrepartie d'opérations (anticipées, en général) sur le marché physique (cf. encadré 1).

À l'inverse, un spéculateur recherche un profit de nature financière, sans intention de procéder à des échanges sur le physique. La spéculation peut consister à arbitrer entre différentes maturités (par exemple, achat d'un

4. Il existe en outre des relations théoriques entre le prix de chaque brut et les prix des produits raffinés : en effet, la valeur d'un brut est en principe liée aux prix des produits par la structure de produits que ce brut permet techniquement d'obtenir. Ce prix théorique d'un brut est qualifié de «valeur net-back». En supposant constantes les marges de raffinage (et les coûts associés, comme celui de l'acheminement aux raffineries), la variation du prix d'un brut doit donc correspondre à une moyenne pondérée des variations des prix des produits.

5. Cf. Note de Conjoncture Internationale, Juin 2001 (Direction de la Prévision - DGEMP).

6. L'échéance maximale des contrats est de sept ans. La liquidité tend à diminuer avec l'horizon du contrat.

7. En théorie, cette distinction s'apparente à celles d'opérateurs commerciaux et non-commerciaux ; en pratique, elle reste approximative, dans la mesure où les acteurs commerciaux se livrent couramment à des opérations de nature spéculative.

contrat à 2 mois parallèlement à une vente de la même quantité à 6 mois, lorsque le prix à 2 mois est jugé sous-évalué par rapport à celui à 6 mois). Elle peut aussi se traduire par des prises de positions ouvertes de même sens sur l'ensemble de la courbe des échéances, lorsque le spéculateur considère que la courbe des prix à terme est globalement surévaluée ou sous-évaluée.

La spéculation déstabilise-t-elle les marchés ou a-t-elle une influence stabilisante ? Cette question est controversée. D'une part, en acceptant de se porter comme contrepartie d'opérations de couverture, les spéculateurs tendent à fluidifier le marché et à stabiliser celui-ci. Mais d'autre part, la spéculation peut amplifier l'incidence des «nouvelles» sur le niveau des cours, et de cette façon accroître la volatilité à court terme. En outre, on ne peut exclure que la spéculation favorise l'apparition de bulles auto-réalisatrices.

Néanmoins, il est peu probable que la spéculation puisse à elle seule créer une tendance durable d'évolution des prix : les positions spéculatives doivent en effet tôt ou tard être dénouées. De plus, il existe une force de rappel essentielle sur les marchés pétroliers : l'existence du marché au comptant fait que les opérateurs ne peuvent durablement ignorer les fondamentaux de l'offre et de la demande physique de pétrole.

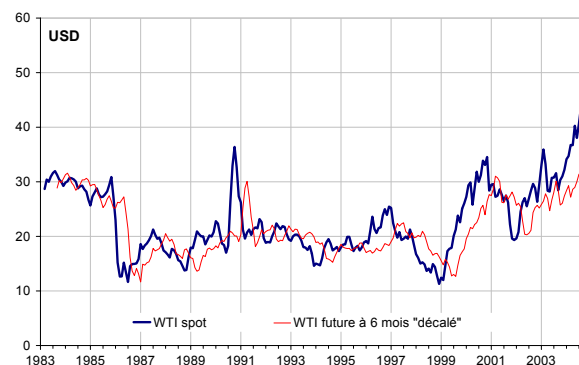
2.3 Relations entre prix au comptant et prix à terme

Même si elle n'est pas majoritairement utilisée, la possibilité d'exiger la réalisation d'un contrat à terme établit un lien entre le marché à terme et le marché spot. Elle impose en effet que le prix d'un contrat à terme converge à son échéance vers le prix au comptant.

En général, sur un marché d'actifs, le prix à terme reflète les anticipations des intervenants relatives au prix comptant futur. C'est bien évidemment le cas sur le marché pétrolier. Toutefois, le pouvoir prédictif des prix à terme apparaît assez faible. En effet :

- sur le plan théorique, un prix à terme peut différer d'une anticipation de prix dans la mesure où les acteurs ne sont pas neutres au risque. En outre, dans le cas du pétrole, l'écart entre prix à terme et prix au comptant reflète aussi le coût de stockage et la préférence des acteurs pour la détention de stocks physiques (cf. encadré 2).
- empiriquement, la relation entre prix des futures et prix observé apparaît fragile (cf. graphique 2). Des tests économétriques indiquent que les prévisions effectuées à partir de prix à terme sont moins performantes qu'une simple marche aléatoire – c'est à dire une prévision «naïve» selon laquelle le prix de demain est égal au prix d'aujourd'hui – à des horizons courts (un trimestre) ; la performance est équivalente à des horizons plus éloignés (un an). De plus, les prix à terme ne permettent guère d'anticiper le sens de variation des prix.

Graphique 2 : prix spot et prix «prévu» par les futures 6 mois auparavant



Source : DRI - Global Insight.

Lecture : le graphique représente le prix au comptant et le prix à 6 mois tel qu'il s'établissait 6 mois avant la date d'observation, ce qui permet de juger de la capacité prédictive du prix à terme de 6 mois.

3. Fondamentaux et fluctuations des prix pétroliers

Le marché pétrolier peut être décrit comme un marché concurrentiel partiellement contrôlé. Cela signifie que les variations des prix reflètent des forces de marché (ajustement de l'offre et de la demande), mais que – au sein d'une certaine plage permise par le marché et particulièrement à court terme – ils peuvent aussi être influencés par les stratégies des acteurs.

Le jeu des forces de marché a deux conséquences :

- à court terme, de fortes fluctuations des cours, car l'offre comme la demande sont très peu élastiques au prix sur des horizons courts ;
- inversement, à moyen-long terme, l'offre et la demande sont beaucoup plus flexibles et les forces de marché exercent une force de rappel sur les prix.

3.1 L'équilibre de court terme

À court terme, l'offre est peu flexible à la hausse dès que les capacités de production approchent de la saturation. En général, la plupart des producteurs se trouvent dans cette situation à l'exception d'un petit nombre de pays producteurs de l'OPEP. L'offre est dans tous les cas peu flexible à la baisse, car peu de producteurs ont intérêt à limiter leur production en cas de baisse des prix. En effet, bien que variable suivant les régions⁸, le coût marginal de production du brut est assez faible et demeure donc en général inférieur au prix de vente. De plus, il existe en général des coûts supplémentaires liés à l'arrêt de la production (chômage technique, coût de remise en service ultérieure, crainte d'une perte de part de marché...).

La demande est également peu élastique au prix à court terme, car d'éventuels substituts au pétrole ne peuvent être rapidement mobilisés, ou alors à un coût

8. Dans les champs actuellement exploités, le coût marginal de production du brut varie de 2 USD à 10 USD.

très élevé. Une hausse très prononcée du prix du pétrole peut néanmoins induire certains comportements d'économie à la marge (économies de carburant par les automobilistes par exemple). Par ailleurs, le ralentissement macroéconomique qu'est susceptible de générer une élévation du prix du pétrole conduit par un effet de revenu (mais non par un effet de prix relatif) à une moindre demande de produits pétroliers.

En théorie, la faible sensibilité à court terme de l'offre et de la demande au prix pourrait conduire dans un équilibre de marché pur à une très grande variabilité des prix pétroliers. En pratique toutefois, l'existence des marchés à terme et les variations des stocks jouent un rôle d'amortisseur des prix. Les tentatives de régulation du marché par certains producteurs, en particulier l'OPEP, peuvent aussi stabiliser les prix (cf. infra).

3.2 L'équilibre de long terme

La réaction à long terme de l'offre de pétrole à une hausse maintenue des prix est potentiellement beaucoup plus substantielle. L'accroissement des capacités productives passe par des investissements lourds et souvent longs : quelques semaines ou mois pour intensifier l'exploitation d'un puits existant, plusieurs années voire davantage lorsqu'il s'agit de rechercher et mettre en exploitation de nouveaux champs. Mais une fois que les acteurs sont convaincus de ne pas avoir simplement affaire à un pic de prix transitoire, la réaction peut être forte. À titre d'exemple, l'offre de pétrole hors OPEP et hors ex-URSS s'est accrue de 25% entre 1979 et 1985, grâce en particulier à l'ouverture de capacités en mer du Nord et au Mexique.

De la même façon, la demande apparaît relativement sensible au prix à long terme – en particulier à la perception d'une augmentation pérenne des prix. Ainsi, toujours entre 1979 et 1985, la consommation mondiale de brut a-t-elle diminué de 8% (même de 15% dans la zone OCDE). Cet ajustement de la demande est venu pour une bonne part de substitutions au profit d'énergies alternatives dans les modes de production et de consommation.

Ainsi, sur le marché pétrolier, tout se passe comme si les anticipations étaient auto-réalisatrices à court terme (l'anticipation d'une hausse des cours pousse les acteurs à acheter, ce qui fait monter les prix spot) mais contra-réalisatrices à long terme : c'est l'anticipation de prix durablement élevés qui peut précisément susciter les ajustements susceptibles de faire à terme baisser les prix. Les mécanismes de marché agissent ainsi comme une force de rappel qui empêche en général le prix du pétrole de s'éloigner durablement d'une plage possible de prix d'équilibre.

3.3 L'influence de l'OPEP

Si les prix pétroliers apparaissent déterminés par le jeu concurrentiel, l'OPEP conserve néanmoins une capacité d'influence sur le marché. Avec le contre-choc

pétrolier de 1986, l'OPEP a appris qu'elle ne pouvait pas imposer durablement un prix s'écartant trop sensiblement de la zone d'équilibre des prix. En revanche, l'OPEP peut avoir pour objectif de maintenir les cours à un niveau « optimal » de son point de vue, c'est-à-dire maximisant ses revenus (présents et/ou actualisés) compte tenu des réactions prévisibles de la demande et de l'offre non-OPEP à l'évolution des prix.

Une stratégie de ce type est officiellement mise en œuvre par l'OPEP depuis 2000 : elle vise en principe à maintenir les prix dans une bande de 22-28 USD. Il est naturel de retenir une bande cible (plutôt qu'un niveau unique) dans la mesure où l'on ne peut pas prévoir avec exactitude l'offre et la demande, et où la régulation de l'offre par le cartel ne peut donc être qu'approximative. La bande retenue résulte d'un arbitrage entre la marge de profit et le besoin de préserver tant la demande que la part de marché de l'OPEP.

Néanmoins, si le pilotage du marché par l'OPEP a paru donner des résultats pendant quelques années, il n'est de facto plus opératoire depuis la fin 2003. Depuis cette date, les producteurs d'appoint traditionnels de l'OPEP (Arabie Saoudite, Emirats Arabes Unis) ont cessé de jouer ce rôle, soit qu'ils ne l'ont pas voulu (décision de baisse des quotas à l'hiver 2003/04), soit qu'ils ne l'ont pas pu – du fait de la faiblesse de leurs capacités excédentaires immédiatement disponibles. Par la voix de plusieurs de ses représentants, l'OPEP a indiqué qu'elle pourrait viser désormais un prix cible plus élevé qu'auparavant, sans toutefois dégager pour l'heure de stratégie claire.

4. Comment interpréter la tendance haussière récente ?

4.1 Évolution récente des cours pétroliers

De façon rétrospective, le prix du pétrole est demeuré relativement stable du contre-choc pétrolier de 1986 à la fin des années 1990 (cf. graphique 4). Les principaux soubresauts durant cette période sont le pic éphémère de la fin 1990 (lié au premier conflit du Golfe) et la chute de 1998, liée à une importante erreur d'anticipation (hausse des quotas OPEP alors que la demande fléchissait du fait de la crise financière asiatique). Par la suite, le prix du pétrole a fortement augmenté en 1999-2000 en lien avec la forte croissance mondiale et la mise en œuvre de la nouvelle stratégie de l'OPEP, puis s'est replié de fin 2000 au début 2002, dans un contexte de ralentissement macroéconomique général.

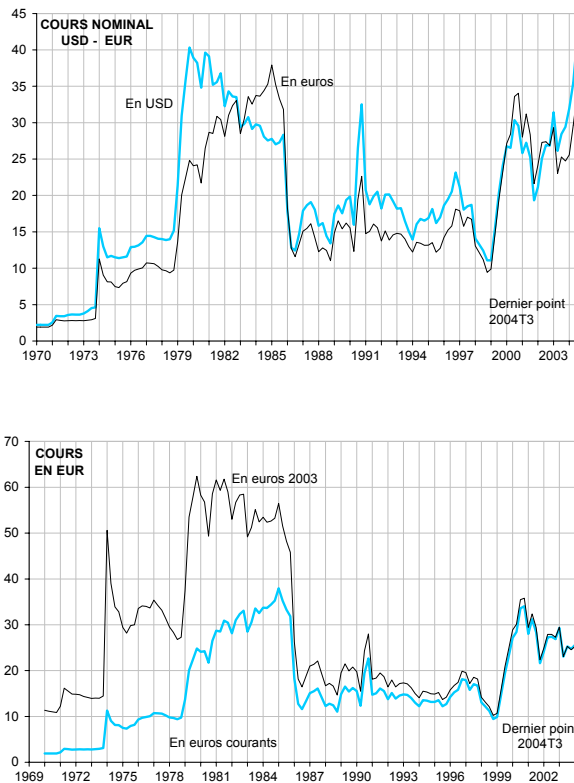
Depuis début 2002, le cours du pétrole est reparti sur une tendance haussière⁹ et celle-ci, que l'on pouvait

9. L'appréciation de l'euro contre le dollar a toutefois permis de contenir, de début 2002 à début 2004, le renchérissement du brut pour les importateurs européens. Mais depuis le début de cette année et jusqu'à fin octobre, la poursuite de la hausse des cours pétroliers a été similaire en euros et en dollars.



initialement imputer à des tensions géopolitiques passagères, n'a été que brièvement interrompue par la chute du régime irakien au printemps 2003. En termes réels, le prix du baril se situe désormais, en octobre 2004, à un niveau proche de celui atteint après le premier grand choc pétrolier, bien qu'inférieur d'environ 40% au niveau maximal atteint lors du second choc pétrolier.

Graphique 4 : prix nominal et réel du Brent



Source : Datastream.

4.2 Facteurs d'offre

Du côté de l'offre, la poussée récente des prix pétroliers se distingue des chocs antérieurs par l'absence de rupture nette, notamment en provenance du Moyen-Orient. En lieu et place, l'offre pétrolière a été affectée par une succession de «mini-chocs» : pertes d'unités productives chez divers producteurs et raffineurs à caractère temporaire (Nigeria, Indonésie, et, plus récemment, Russie et le golfe du Mexique) ou permanent (Venezuela) ; remise en service plus lente que prévu des installations irakiennes ; et plus généralement, persistance de tensions géopolitiques.

Ces divers chocs, relativement circonscrits pour chacun d'entre eux, n'ont certes pas conduit à une envolée brutale des prix, comme ce fut le cas en 1973, 1979 et 1990. En revanche, ils ont contribué par leur nombre à ralentir la progression des capacités d'offre, soutenant par là la montée des prix. De plus, cette succession de tensions a entretenu les craintes de rupture d'approvisionnement, ce qui a favorisé l'émergence d'une «prime de risque» sur le marché spot (hausse des stocks désirés et du «convenience yield», Cf. encadré 2).

Les faibles marges de manœuvre en matière d'offre ont été exacerbées par le manque d'investissements de capacité dans le secteur pétrolier depuis le point bas des prix en 1998. Il semble notamment que la volatilité des cours ait dissuadé les efforts d'investissement en rendant plus incertains le rendement futur de champs nouveaux. Par ailleurs, certains gisements sont en déclin (mer du Nord notamment). En conséquence, les capacités de production stagnent depuis 2002 (cf. graphique 6).

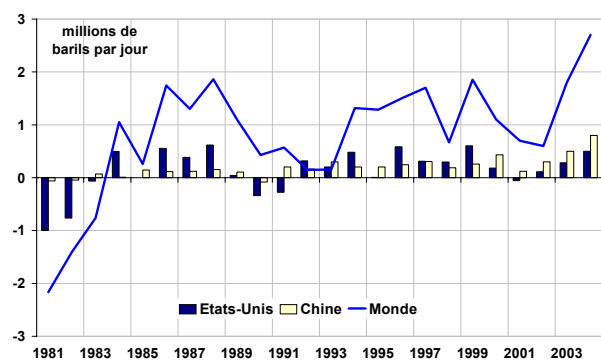
4.3 Rôle de la demande

Un autre facteur important – peut-être le principal – de la hausse récente des cours pétroliers a été la vigueur inattendue de la demande. En 2004, la demande de brut devrait connaître sa plus forte augmentation depuis 25 ans (au moins +2,5 Mbj, cf. graphique 5).

La consommation a été particulièrement dynamique en Chine, en lien avec une croissance vive et fortement consommatrice de pétrole (effort d'investissement massif, développement d'infrastructures, extension du parc automobile). Les besoins énergétiques croissants de la Chine, un temps satisfaits par un recours accru au charbon, se traduisent à présent par un recours accéléré au pétrole.

La hausse de la demande a également été importante aux États-Unis, ce qui reflète en partie leur performance de croissance mais renvoie également à des facteurs plus spécifiques, notamment la diffusion rapide de véhicules fortement consommateurs d'essence. Au total les États-Unis et la Chine devraient voir leur demande croître de 1,3 Mbj en 2004, soit plus que la croissance mondiale moyenne de la demande depuis deux décennies, d'environ 1 Mbj.

Graphique 5 : croissance de la demande de pétrole (hors stocks, en Mbj)



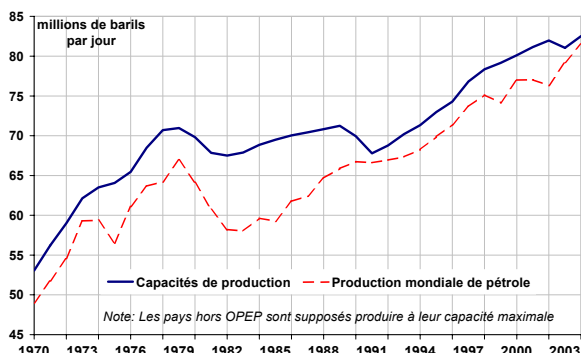
Source : AIE, DoE.

De plus, cette forte croissance de la demande a été très mal anticipée. Ainsi, l'Agence Internationale de l'Énergie, dont les chiffres constituent un point de repère important du marché, a considérablement révisé avec le temps (de plus de 3 Mbj au total) ses prévisions de demande pour l'année 2004. Cette sous-estimation de la demande a par exemple contribué à la décision de réduction des quotas prise par l'OPEP l'hiver dernier, dans l'attente d'un excédent saisonnier

massif au second trimestre, qui s'est in fine révélé nettement plus faible qu'anticipé.

Au total, la conjonction d'une demande vigoureuse et mal anticipée et de chocs négatifs sur l'offre a conduit à une situation de quasi-saturation des capacités de production disponibles. Les capacités excédentaires actuelles de l'OPEP apparaissent aujourd'hui à un niveau très limité (moins de 1 Mbj) et historiquement bas.

Graphique 6 : production effective et capacités de production (en Mbj)



Source : AIE.

Ainsi, les tensions sur les fondamentaux physiques du marché ont indéniablement contribué à la tendance haussière des prix pétroliers¹⁰.

4.4 Quelles perspectives ?

Que la hausse récente des prix trouve son origine dans les évolutions récentes de l'offre et de la demande physiques reste compatible avec deux interprétations :

- le prix d'équilibre à long terme du pétrole (ou peut-être plutôt la plage de prix d'équilibre) n'a en réalité pas changé. Cette interprétation revient à considérer les tensions sur le marché physique comme la résultante uniquement d'erreurs d'anticipation (sur la demande) et de chocs imprévisibles (sur l'offre). Autrement dit, l'offre disposerait de suffisamment de flexibilités pour satisfaire à terme le surcroît de demande (en provenance notamment d'Asie). La hausse des cours, temporaire, se résorberait à un horizon de quelques trimestres à quelques années, en liaison avec une disparition progressive du sous-investissement en capacités pétrolières.
- la zone d'équilibre des prix du pétrole s'est durablement déplacée vers le haut. Un tel déplacement s'expliquerait notamment par une demande structurellement plus forte qui ne pourrait être satisfaite

10. Divers autres facteurs ont cependant également pu contribuer, notamment : l'accroissement des stocks stratégiques dans certains pays (Chine, États-Unis) ; des goulets d'étranglement propre au secteur productif (insuffisance de certaines capacités de raffinage, disponibilité des tankers...) ; une possible amplification de la volatilité par des fonds spéculatifs, comme indiqué plus haut ; enfin un possible « excès de liquidités » mondial, conduisant à gonfler la demande de contrats pétroliers à terme.

sans hausse significative du coût marginal de production.

S'il est périlleux de départager ces deux hypothèses, la probabilité que l'on se situe plutôt dans la deuxième paraît relativement élevée. La situation actuelle peut d'une certaine façon être comparée aux années 1960, avec lesquelles elle partage deux caractéristiques : d'une part, une hausse rapide de la demande dans certaines régions (OCDE à l'époque, pays émergents aujourd'hui) ; d'autre part, une concentration des réserves de capacités exploitables à coût limité dans un petit nombre de pays, localisés au Moyen-Orient. Or, rétrospectivement, le choc pétrolier de 1973 apparaît aux yeux de certains analystes surtout comme un rattrapage brutal à partir d'une situation de prix inférieurs à leur zone d'équilibre.

De fait, la courbe actuelle des prix à termes indique que le marché attribue à la hausse actuelle une composante permanente : les prix à des horizons longs (6 à 7 ans) ont augmenté d'environ 10 USD. Toutefois, le marché est également depuis plus de deux ans en situation « de déport » accusé – i.e. les prix à terme sont très inférieurs aux prix spot, cf. encadré 2 – et attribue donc le restant de la hausse du prix spot à des facteurs transitoires.

Quoi qu'il en soit, au-delà d'un saut en niveau qui serait déjà intégré, une tendance haussière future du prix d'équilibre ne devrait de manière plausible qu'être relativement graduelle. À titre d'exemple, l'administration américaine estimait en avril 2004 une augmentation du prix réel du baril de 0,7% par an entre 2005 et 2025¹¹. En effet, les hausses de prix seront limitées par les réactions prévisibles à terme de la demande et de l'offre (notamment hors OPEP) à des prix durablement plus élevés.

Enfin, l'évolution à moyen-long terme du prix du pétrole dépend aussi des politiques énergétiques publiques qui seront menées par les grands pays consommateurs de pétrole (États-Unis, UE mais aussi Chine et demain Inde), notamment pour ce qui concerne les encouragements au développement d'énergies alternatives, les investissements pétroliers, et la fiscalité de l'énergie.

Nicolas CARNOT

Caterine HAGEGE

Directeur de la Publication : Jean-Luc TAVERNIER
 Rédacteur en chef : Philippe GUDIN DE VALLERIN
 Mise en page : Maryse DOS SANTOS
 (01.53.18.56.69)

11. *International Energy Outlook*, avril 2004, op. cité.



Encadré 1 - Exemple d'une opération de couverture simple

Soit, par exemple, un industriel en janvier qui a besoin de pétrole au mois de mai, mais qui craint entre-temps une hausse des prix spot. L'industriel peut se couvrir en achetant en janvier un contrat future à 6 mois au prix $P_0 + B_0$, où P_0 est le prix spot et B_0 l'écart entre le prix à terme de 6 mois et le prix spot (cet écart est appelé «base»). En mai, supposons que le prix spot ait effectivement monté et se situe à $P_1 = 1,25 * P_0$ (hausse de 25%). L'industriel fait alors une double opération : il achète au comptant la quantité de pétrole dont il a besoin, au prix P_1 , mais revend simultanément son contrat à terme (d'échéance juillet), au prix $P_1 + B_1$. Le coût de l'acquisition du pétrole est au total $(P_0 + B_0) + P_1 - (P_1 + B_1) = P_0 + (B_0 - B_1)$.

Ainsi, le contrat sur les futures n'a pas donné lieu à une transaction physique mais l'industriel s'est grâce à lui prémuni de la hausse de 25% des prix spot et, par rapport au prix comptant de janvier, il n'a à régler que l'écart sur la base $B_0 - B_1$ (qui peut d'ailleurs être en fait un gain). Ce dernier est en général d'un ordre de grandeur bien plus faible que les évolutions du prix spot, et l'industriel s'est donc couvert. Inversement, il a aussi par cette opération renoncé à tirer parti d'une baisse possible du prix spot^a.

Encadré 2 : Que reflète l'écart entre prix à terme et prix au comptant ?^b

Lorsque l'écart entre prix à terme et prix spot (la base) est positif, le marché est dit en situation de report («contango»). La base ne peut toutefois excéder le coût du stockage du pétrole (qui comprend le coût du stockage lui-même et le coût d'opportunité financier). En effet, si tel était le cas, un opérateur disposant de capacités de stockage pourrait réaliser un gain sans risque, par une opération dite de «portage» ou «cash and carry» (achat de pétrole au comptant parallèlement à une vente à terme de la même quantité, qui serait stockée jusqu'à l'échéance puis écoulée). De telles opérations tendraient à faire diminuer la base jusqu'à ce que celle-ci redevienne inférieure au coût du stockage.

Inversement, le marché est dit en situation de déport (ou «backwardation») lorsque la base est négative. Le déport n'a pas de limite a priori, mais il reflète une pénurie de physique perçue comme temporaire : le coût du comptant excède le prix à terme, en dépit de l'existence de coûts de stockage, et les opérateurs s'attendent donc à une baisse du prix comptant.

L'ampleur du déport est toutefois limitée par la possibilité d'opérations de «portage inversé» ou «reverse cash and carry» (vente de physique au comptant parallèlement à un achat à terme de la même quantité ; à l'échéance, rachat du physique au comptant et vente du contrat à terme). Cette opération est réalisable par un intervenant qui disposerait de physique mais n'en aurait pas l'usage immédiat et serait prêt à s'en défaire provisoirement. On peut voir que le gain d'une telle opération est égal à la somme du coût de stockage et du déport (en valeur absolue).

Dans les situations de déport, le fait qu'il n'y ait plus d'acteurs effectuant de telles opérations (sans quoi, le déport disparaîtrait) indique qu'aucun intervenant ne souhaite se défaire de ses stocks. La détention physique de stocks est ainsi valorisée pour elle-même, d'une manière comparable à la détention de liquidités en matière d'actifs financiers. C'est un avantage dont bénéficie celui qui possède des stocks de physiques en attente par rapport à un intervenant qui ne disposerait que d'un contrat d'achat à terme. La possession effective de stocks permet en effet de faire face à divers imprévus (besoin non anticipé de satisfaire un client, etc.). Formellement, on appelle «convenience yield» le bénéfice associé à cette détention de stocks.

Au total, l'écart entre prix à terme et prix spot est égal au coût de stockage duquel il faut retrancher le «convenience yield». Les fluctuations de ce dernier (par exemple, augmentation en cas de crainte de pénurie) expliquent le basculement du marché entre situations de report et de déport.

Sur le passé, les épisodes de déport limité apparaissent les plus fréquents et sont associés à des périodes de relative stabilité des prix. Un déport plus important tend à apparaître lors des phases de hausse et/ou de forte volatilité des prix (et donc d'incertitudes élevées). Enfin, les situations de report sont contemporaines des mouvements baissiers sur le spot^c.

- En plus des contrats futures s'échangent également sur les marchés à termes des contrats d'options, qui permettent à leurs détenteurs non seulement de se couvrir mais aussi de se ménager la possibilité de bénéficier des variations de prix. Un tel privilège ne s'obtient évidemment que moyennant le paiement du prix de l'option.
- Un ouvrage de référence sur ces questions est Simon Y. et Lautier D. (2001), *Marchés dérivés de matières premières et gestion du risque de prix*, Economica. Voir aussi P.-N. Giraud (2004), *Economie industrielle des commodités*, Université Paris-Dauphine, disponible sur www.dauphine.fr/cgeemp/.
- Il arrive que le profil des prix à terme combine des situations de report et de déport, suivant les échéances considérées. Ceci peut survenir notamment lorsque les déports et reports en question sont faibles et que jouent des phénomènes saisonniers (hausse anticipée de la demande en hiver, etc.).



Annexe : Quelques données de cadrage sur le marché pétrolier

Tableau A.1 : ordres de grandeur du marché pétrolier

1 baril = 159 litres ; 1 tonne = 7,6 barils = 1208 litres	
Consommation mondiale	84 millions de barils par jour (Mbj) 30 milliards de barils par an 2 litres par jour et par tête la moitié destinée au transport
Consommation OCDE	50 Mbj la moitié importée
Consommation États-Unis	21 Mbj 11 litres par jour et par tête ¼ de la consommation mondiale plus de la moitié importée 70% destinée au transport
Consommation France	2,1 Mbj 67% destinée au transport
Stocks commerciaux OCDE (brut et produits raffinés)	2 600 Mb soit 100 jours d'importations
Stocks commerciaux États-Unis (brut et produits raffinés)	1 000 Mb de barils
Stocks stratégiques OCDE	1 400 Mb Recours maximum réglementé : 13 Mbj le 1er mois
Stocks stratégiques États-Unis	700 Mb
Réserves prouvées	1 200 milliards de barils 40 années de consommation au rythme actuel

Sources : AIE, DoE.

**Tableau A.2 : répartition géographique de la production de pétrole (2004)
en millions de barils jour**

Non OPEP (brut et gaz naturel liquéfié)	50,1
OCDE	21,4
Amérique du Nord	14,6
Europe	6,2
Pacifique	0,6
Non OCDE	26,9
CEI	11,2
Europe	0,2
Chine	3,5
Autres Asie	2,7
Amérique Latine	4,0
Moyen-Orient	1,9
Afrique	3,4
Gains de raffinage	1,8
OPEP	33,2
Brut	28,9
Gaz naturel liquéfié (GNL)	4,4
Monde	83,3

Source : AIE.



**Tableau A.3 : répartition géographique de la consommation de produits pétroliers (2004)
en millions de barils jour**

OCDE	49,4
Amérique du Nord	25,1
Europe	15,6
Pacifique	8,7
Non OCDE	33,0
CEI	3,7
Europe	0,8
Chine	6,3
Autres Asie	8,6
Amérique Latine	4,9
Moyen-Orient	5,9
Afrique	2,8
Monde	82,4

Source : AIE.

