

Repères sur la fiscalité pétrolière (DGEMP/DIREM, mise à jour janvier 2006)

[Les taxes en vigueur en France \(accises, TVA\)](#)
[La part des taxes dans le prix de vente à la pompe](#)
[La comparaison européenne](#)
[Les recettes fiscales et le budget de l'État](#)

Les taxes en vigueur en France

La fiscalité sur les produits pétroliers est composée de deux éléments : les accises et la Taxe sur la Valeur Ajoutée .

Les accises

L'unique accise s'appliquant aux produits pétroliers est la taxe intérieure sur les produits pétroliers (T.I.P.P.); la taxe perçue en faveur de l'Institut français du pétrole (taxe I.F.P.) ayant été intégrée à la T.I.P.P. depuis le 1er janvier 2003.

La TIPP est perçue sur les volumes et non sur le prix de vente du produit. C'est donc un montant fixe en euros/l perçu sur chaque unité mise à la consommation.

Le montant de cette taxe est fixé par la loi de finances votée par le Parlement. Pour 2006, il s'établit comme suit :

	en euros	
	Unité	Taxe intérieure
Supercarburant ARS	hl	63,96
Supercarburant sans plomb	hl	60,69(*)
Gazole	hl	42,84(*)
Émulsion d'eau dans le gazole (EEG)	hl	24,54
Fioul domestique	hl	5,66
Essences aviation	hl	32,36
Carburéacteur (usage avion)	hl	
GPL carburant	hl	5,99
Fiouls lourds	t	18,50

(*) Pour l'essence sans plomb et le gazole, il faut tenir compte d'une réfaction votée dans le cadre de la loi de finances rectificative pour 2005 qui s'élève respectivement à 1,77 euro/hl et à 1,15 euro/hl.

La taxe sur la valeur ajoutée (TVA)

Le taux de TVA applicable aux produits pétroliers, carburants et combustibles, est le taux normal, conformément aux règles européennes. En France, ce taux est de 19,6 % depuis le 1er avril 2000. Antérieurement, il était de 20,6 %.

La TVA s'applique sur le prix de base augmenté des accises (TIPP), également conformément aux règles européennes.

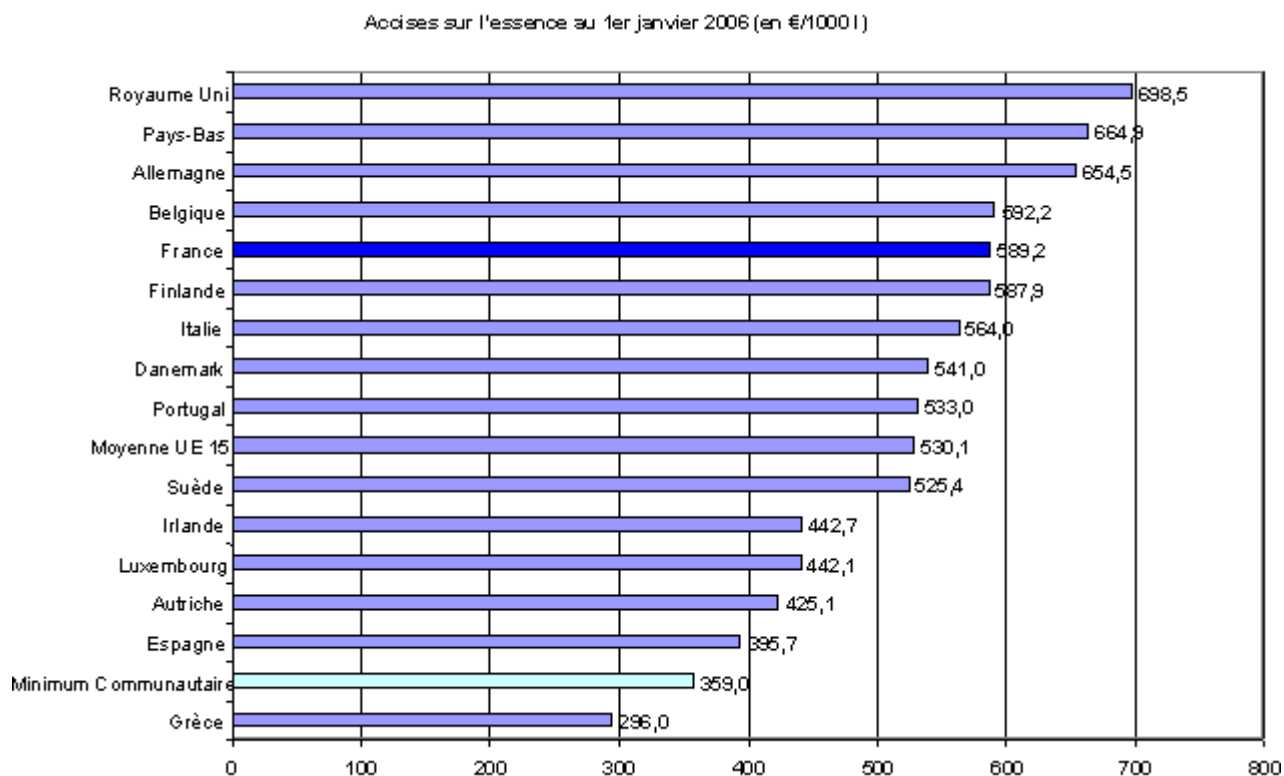
Part des taxes dans le prix de vente à la pompe

En 2005, la part des taxes en % dans le prix de vente à la pompe était de :

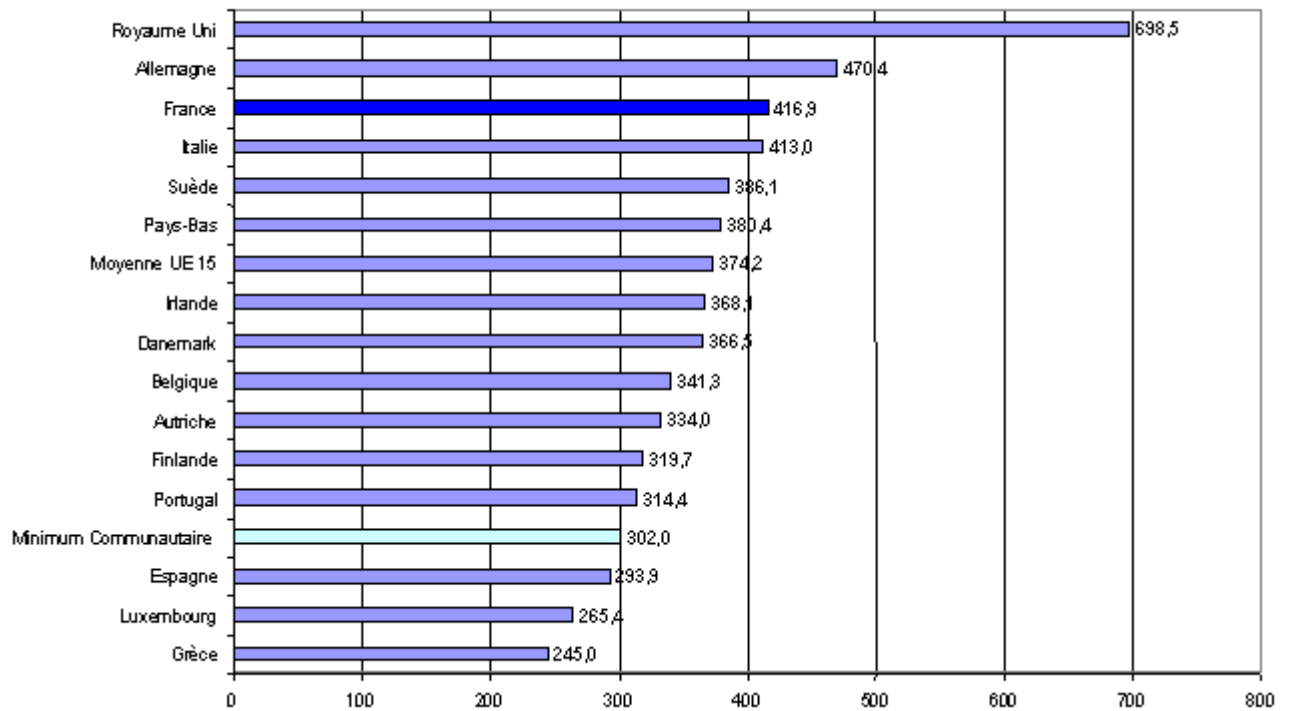
	1995	1999	2003	2004	2005
Eurosuper (supercarburant sans plomb 95)	80,2	78,9	74,4	72,0	66,9
Supercarburant sans plomb 98	79,8	78,3	73,2	70,8	65,3
Gazole	72,5	72,3	65,8	63,4	57,0

La comparaison européenne

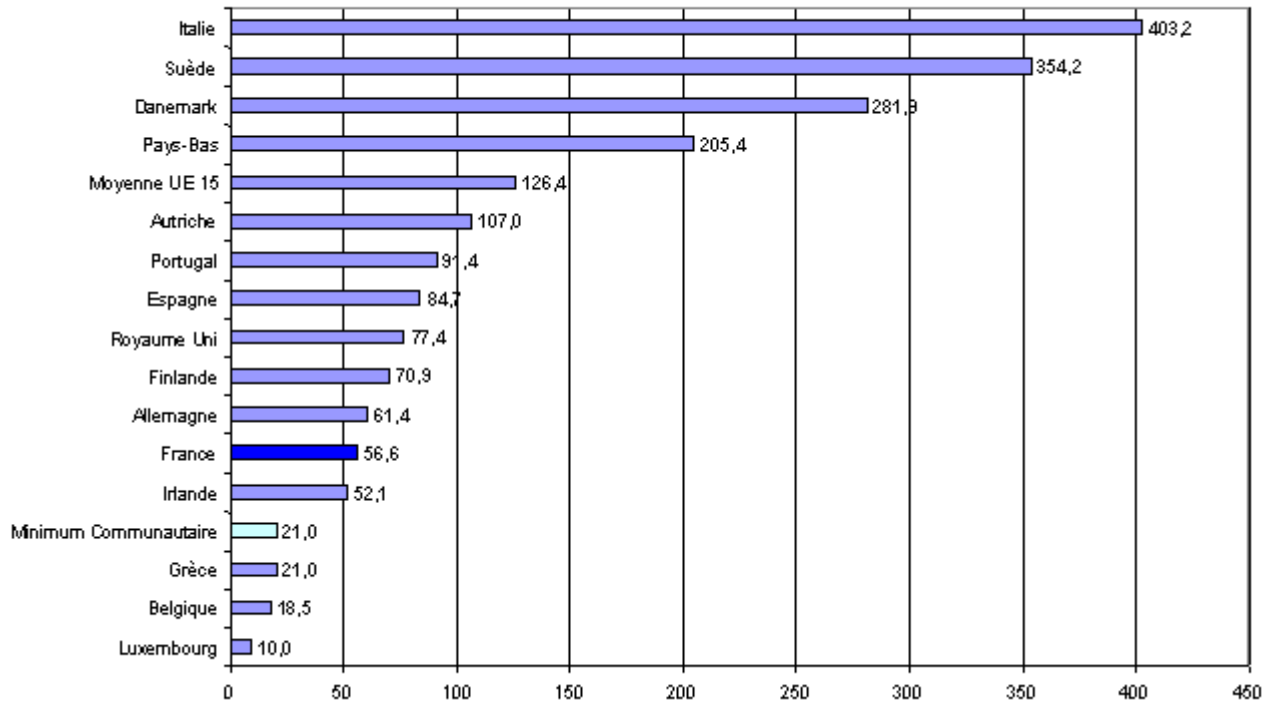
Les pays de l'Union européenne travaillent à un rapprochement de leurs fiscalités pétrolières nationales, orientation à laquelle la France est favorable. C'est dans ce cadre qu'a été adoptée, le 27 octobre 2003, la directive 2003/96/CE restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité.



Accises sur le gazole au 1er janvier 2006 (en €/1000 l)



Accises sur le fioul domestique au 1er janvier 2006 (en €/1000 l)



Source : Bulletin Pétrolier

Recettes fiscales - Budget de l'Etat

La TIPP a rapporté 20,1 milliards d'euros à l'État en 2004. La loi de finances pour 2006 prévoit un montant de recettes de 19,4 milliards d'euros, anticipant un recul des consommations en raison du niveau élevé des prix.

En 2004, les rentrées fiscales provenant des produits pétroliers occupaient le 4ème rang, derrière la TVA (121 milliards d'euros), l'impôt sur le revenu (53,9 milliards d'euros) et l'impôt sur les sociétés (38,9 milliards d'euros).

► Pour en savoir plus, consulter :

- [la fiche repères sur la formation des prix des carburants](#)
- [la fiche repères sur les marchés pétroliers](#)
- [la fiche sur le rôle des compagnies pétrolières](#)

© Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, modifié le 26/01/2006

Repères sur la formation des prix des carburants

(DGEMP/DIREM)

[Les marges amont](#)

[Les marges de raffinage](#)

[Les marges de transport-distribution](#)

Les marges amont

Si le prix du pétrole brut est fixé par le marché en fonction de l'offre et de la demande, il est aussi fonction de la qualité du brut considéré et varie dans une fourchette de 5 à 10% autour de l'un des bruts de références cotés sur les marchés internationaux :

- **le pétrole brut de type WTI** (West Texas Intermediate) traité au Nymex de la bourse de New-York,
- **le Brent** (brut de la mer du Nord) traité à l'IPE (International Petroleum Exchange) de la bourse Londres,
- **le Dubaï** au Moyen-Orient.

La marge amont correspond pour la compagnie à la différence entre le prix de vente du brut et l'ensemble des coûts associés à sa production, à savoir le coût technique de production (exploration, développement et exploitation) et l'ensemble des impôts dus à l'Etat hôte. Le coût technique peut varier de 2 à 3 \$/b pour le Moyen-Orient à 12 \$/b pour certains gisements difficiles de la mer du Nord. Les impôts sont généralement proportionnels à la rente minière, différence entre le prix de vente du brut et son coût technique de production. Ses impôts sont compris suivant les pays entre 30% et 90% de la rente.

Exemple : pour un brut vendu à 30 \$/b, produit à 8 \$/b dans un pays avec une fiscalité de 60%, la marge amont de la compagnie sera de 8,8 \$/b (40% de 22\$).

On notera que dans certains pays du Moyen-Orient où le pétrole est plus facile d'accès, la marge amont est fixe et définie au préalable entre la compagnie et le pays hôte ; elle varie le plus souvent

autour de 2 \$/b.

Les marges de raffinage

L'activité de raffinage consiste à produire divers produits finis (essences, kérosènes, gazoles, fiouls domestiques, fiouls lourds...) à partir de pétrole brut.

Les produits pétroliers font l'objet de cotations sur des marchés régionaux (marché de Rotterdam pour l'Europe du Nord, marché de Gênes-Lavéra pour la Méditerranée). Compte tenu des échanges de produits, ces marchés régionaux peuvent toutefois être étroitement liés et connaître des évolutions parallèles. C'est en particulier le cas du marché de Rotterdam et du marché nord-américain. Ainsi, au printemps 2000, les tensions sur les essences issues d'une situation de stocks bas et de changements de spécifications techniques aux Etats-Unis ont tiré à la hausse le marché européen

Les produits sortant de raffinerie sont liés : pour une configuration donnée, une unité ne possède que peu de flexibilité pour influencer sur son éventail de produits en sortie. Aussi, l'indicateur économique habituellement retenu pour le raffinage est la marge brute de raffinage. Celle-ci résulte de la différence entre la moyenne pondérée des cotations des produits sortants et le prix du brut entrant.

Ces dernières années, les marges pour une unité moyenne, caractéristique de l'équipement des raffineries françaises, travaillant à partir de brent de mer du nord, ont fluctué autour d'une valeur typique de 20 €/t.

Marges brutes de raffinage sur brent (en €/t modèle DIREM)

1999	2000	2001	2002	2003	2004
11,3	29,1	20,7	11.0	21.0	29.0

Ces marges historiquement faibles avant 2000, n'ont pas encouragé les investissements dans le secteur du raffinage qui ont essentiellement limités aux exigences réglementaires (diminution continue de 1994 à 1998 pour le raffinage français).

Les très fortes exigences européennes pour l'échéance 2005 ont redonné une certaine dynamique aux investissements, ne serait-ce que pour assurer la pérennité de l'outil de raffinage. Ainsi les investissements pour la mise aux spécifications des essences et des gazoles sont passés de façon presque linéaire de 200 millions d'euros en 2000 à 700 millions estimés en 2005.

La situation a donc évolué. Après la forte restructuration des années 1980, compte tenu de la reprise de la consommation de produits pétroliers liée aux usages peu substituables (transport), il n'est plus possible aujourd'hui de parler de surcapacités globales. En effet, la production européenne est devenue déficitaire dans certains produits à forte croissance, notamment les distillats moyens (gazole, et kérosène en particulier). Ceci est également dû à une diésélisation croissante du parc automobile européen, particulièrement marquée en France.

Cette situation peut créer des tensions spécifiques sur les marchés de certains produits dont les évolutions se découplent très légèrement du prix du brut qui reste quand même le facteur prépondérant. Ces tensions peuvent en effet être aggravées par les évolutions de spécifications techniques des produits qui peuvent aboutir à la création de goulots d'étranglement. Ce fut le cas fin 1999, avec la baisse de la teneur en soufre des carburants (étape 2000 du programme Auto-oil), qui a entraîné une très forte hausse relative du gazole. Ce fut également le cas au printemps 2000 avec l'introduction de nouvelles spécifications sur les essences aux Etats-Unis. C'est d'ailleurs cette situation particulière de tension sur les essences qui explique, avec la montée du prix du brut, le redressement des marges de raffinage au premier semestre 2000. La chute du cours du brut les années suivantes a contribué à une forte baisse de la marge en 2002. La remontée spectaculaire du prix du brut en 2003 et 2004, et la demande très forte, ont contribué à revenir en 2004 à un niveau de

marge historique avec un prix hors taxe du gazole en fin d'année supérieur à celui de l'essence. Malgré ces marges satisfaisantes, les prochaines années devraient pourtant voir des investissements simplement ajustés pour satisfaire le nouveau niveau de soufre dans les fiouls domestiques et les carburants prévus pour 2008 et 2009. La décision de la Commission Européenne d'introduction progressive des carburants sans soufre dès 2005 a d'ailleurs provoqué une anticipation des investissements.

Les marges de transport-distribution

Les marges de transport-distribution couvrent les frais d'acheminement des produits vers les stations services ainsi que les coûts de commercialisation des carburants (réseaux). Ces différents coûts sont largement indépendants des cotations des produits sur les marchés de gros (Rotterdam).

Les marges de transport-distribution reflètent essentiellement les conditions de concurrence dans des marchés nationaux voire locaux. Sur les 12 derniers mois, ces marges se sont élevées en France à 5 c€/l pour l'Eurosuper et 6 c€/l pour le gazole.

Ces marges se situent à un niveau nettement inférieur à la moyenne communautaire. Ceci reflète une situation atypique du marché français, caractérisé par le poids devenu prépondérant des grandes surfaces dans la distribution de carburants (54,0% des ventes nationales de carburants en réseaux en 2003).

On observe des phénomènes analogues dans d'autres pays européens, avec une place croissante prise par les grandes surfaces, s'accompagnant d'une guerre des prix. C'est le cas au Royaume-Uni et en Allemagne depuis 2000 notamment. La France et le Royaume-Uni affichent désormais les prix HTT à la pompe les plus bas.

D'autres pays semblent, en revanche, conserver une situation moins concurrentielle que le marché français (Italie, Pays-Bas notamment).

► **Pour en savoir plus :** consulter les [tableaux relatifs à l'évolution des marges moyennes annuelles de transport distribution en France et en Europe](#)

© Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, 04/03/2005

L'évolution des marges moyennes annuelles de transport-distribution. DGEMP-DIREM.

■ Évolution des marges moyennes annuelles de transport-distribution en France (en c€/l)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Super sans plomb 95	6	7	7	7	8	8	7	6	5
Gazole	6	6	6	6	7	7	6	6	6
Fioul domestique	7	8	8	7	8	8	7	7	8

■ Évolution des marges moyennes annuelles de transport distribution en Europe (en c€/l)

Super sans plomb 95	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Belgique	12	11	11	11	11	11	11	10	10
Allemagne	9	10	10	9	7	8	8	9	8
Italie	11	13	13	13	13	14	14	14	13

Pays-Bas	13	13	14	14	14	14	14	14	14
Royaume-Uni	7	7	8	7	8	8	7	7	7
UE	10	10	10	10	9	10	10	10	10
Gazole	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Belgique	11	12	11	10	11	11	10	9	10
Allemagne	9	10	9	8	6	8	9	8	8
Italie	9	10	11	10	10	11	11	12	12
Pays-Bas	11	11	12	12	11	12	12	11	11
Royaume-Uni	4	7	8	8	9	10	10	8	7
UE	8	9	9	9	8	9	10	9	9
Fioul domestique	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Belgique	4	4	4	3	3	5	4	4	4
Allemagne	6	5	5	5	5	6	6	6	5
Italie	8	9	10	9	10	11	10	11	11
Pays-Bas	9	8	9	9	9	12	10	10	11
Royaume-Uni	3	4	4	3	4	4	4	3	3
UE	6	6	6	6	6	7	6	7	7

© Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, 03/03/2005

Repères sur les marchés pétroliers mondiaux (DGEMP/DIREM)

[La demande pétrolière](#)

[L'offre pétrolière](#)

[La formation des prix pétroliers](#)

[Données chiffrées sur les marchés pétroliers mondiaux](#)

La demande pétrolière

L'évolution de la consommation pétrolière est structurellement liée à la croissance économique, les facteurs climatiques n'ayant qu'une influence à court terme. **L'élasticité de la demande au prix apparaît faible à court terme.**

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), la demande pétrolière mondiale est estimée à 82,4 Mb/j en 2004. Après un rythme annuel moyen de l'ordre de 1,2 Mb/j, la croissance a battu un record à 2,7 Mb/j entre 2003 et 2004.

Les pays de la zone OCDE constituent le principal pôle de consommation dans le monde et représentent près de 60 % de la demande mondiale. A l'intérieur de ce groupe des disparités fortes sont constatées. **La consommation pétrolière connaît une évolution stagnante en Europe, alors que la demande pétrolière obéit à un rythme plus dynamique en Amérique du Nord (+ 4,2 % en 3 ans).** Les États-Unis jouent un rôle éminent du côté de la demande car ils sont les premiers consommateurs de pétrole (30 % du total mondial). **La demande nord-américaine en essences représente à elle seule 39 % de la consommation mondiale (hors CEI) de ce produit.**

La Chine est aujourd'hui, le moteur principal de la croissance de la demande pétrolière (+ 26 % en 3 ans) et est devenu, depuis la fin 2003, le deuxième plus gros consommateur derrière les États-Unis mais devant le Japon.

La croissance de la demande devrait ralentir en 2005. L'AIE prévoit ainsi une augmentation de 1,4 Mb/j.

L'offre pétrolière

Le cartel formé par l'OPEP (Algérie, Arabie Saoudite, Émirats Arabes Unis, Indonésie, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigeria, Qatar et Vénézuéla) ne représente que 38 % de la production mondiale de pétrole alors qu'il détient 79 % des réserves mondiales et réalise environ 70 % des exportations. L'objectif de l'OPEP est de maximiser sur le long terme le produit volumes-prix, en limitant volontairement sa production, c'est la politique de quotas. La politique de quotas ne s'applique toutefois pas à l'Irak qui ne peut exporter son pétrole que dans le cadre du programme " pétrole contre nourriture " supervisé par l'ONU. L'offre de l'OPEP connaît une évolution contrastée, l'organisation s'adaptant ou réagissant, avec plus ou moins de succès, aux évolutions du marché. L'objectif de régulation du marché par l'OPEP nécessite la cohésion des membres du cartel. Durant les années 1990, la régulation des cours par l'OPEP s'est révélée modérément efficace, les dépassements répétés de quotas de certains de ses membres, et notamment du Venezuela, affectant cette cohésion. Les conséquences désastreuses sur les équilibres budgétaires des pays producteurs du niveau dramatiquement bas des prix enregistrés au premier trimestre 1999 ont convaincu les pays de l'OPEP de l'intérêt d'œuvrer à nouveau ensemble. L'accord intervenu en mars 1999 pour enrayer la chute des prix entre l'Arabie Saoudite et le Venezuela après l'élection d'Hugo Chavez, a permis de créer un nouveau climat entre les ténors de l'OPEP et de relancer la coopération. Cette politique de contingentement de l'offre pétrolière atteint aujourd'hui une cible identifiée puisque le prix du panier OPEP (composé des sept bruts suivants : l'Arab Light (Arabie Saoudite), le Bonny Light (Nigeria), le Dubai, l'Isthmus (Mexique), le Minas (Indonésie), le Saharan Blend (Algérie) et le Tia Juana Light (Venezuela)) est resté depuis septembre 1999 (sauf entre septembre 2001 et mars 2002) au-dessus de la barrière basse de la fourchette objective fixée par l'Organisation entre 22 et 28 \$/b. **Mais depuis décembre 2003, le panier OPEP est resté au-dessus de la borne supérieure (28 \$/b).**

L'Arabie Saoudite est un acteur majeur au sein de l'OPEP. Elle détient 25 % des réserves mondiales et constitue le premier producteur de l'organisation (9 Mb/j soit 30 % de la production OPEP en 2004).

L'offre des pays non-OPEP représente 62 % de la production mondiale et connaît en tendance une croissance assez stable. Elle s'est avérée par le passé faiblement élastique au prix, les décisions d'investissements étant orientées par une vision long terme des prix (de l'ordre de 20 \$/b) assez robuste aux variations de conjoncture. La capacité de financement des compagnies pétrolières privées est cependant sensible aux variations de prix du pétrole brut, ce qui a conduit les acteurs privés à réduire leurs investissements dans l'amont en 1998 et 1999 et s'est traduit alors par une légère augmentation de l'offre non-OPEP de l'ordre de 0,8 Mb/j / an, grâce essentiellement au rétablissement progressif des capacités de production de l'ex-Union Soviétique. Cette offre non-OPEP pourrait croître d'environ 1,2 Mb/j en 2005 grâce à la mise en production des nouvelles découvertes en mer Caspienne et à l'amélioration continue des techniques de récupération.

Les capacités de production inutilisées sont structurellement inexistantes dans la zone non-OPEP, l'intérêt des acteurs privés y opérant étant de maximiser le taux d'utilisation de leurs installations. Par ailleurs, aucune compagnie privée ne dispose d'un poids suffisant pour influencer les prix par une variation du niveau de sa production (le plus gros producteur privé, ExxonMobil ne réalise que 3,3 % de la production mondiale). **L'OPEP ne disposant aujourd'hui plus que de très peu de capacité inutilisée (inférieur à 0,5 Mb/j), le marché est très tendu car tout problème dans les approvisionnement est exacerbé.**

La formation des prix pétroliers

Le niveau des prix pétroliers résulte, principalement, des anticipations relatives aux fondamentaux de l'équilibre entre l'offre et la demande, évoqués ci avant.

Le rôle central des stocks

Les variations de stocks permettent l'ajustement de l'offre à la demande. Seul le recours aux stocks (ou aux variations de production de l'OPEP) peut permettre de répondre aux variations d'une demande faiblement élastique au prix et qui peut être fortement affectée à court terme par des variations climatiques.

En dépit du caractère très marginal en volume du recours au stocks pour l'équilibre offre demande (moins de 2 %), celui-ci reste fondamental. Les informations relatives aux niveaux des stocks et aux variations de production jouent donc un rôle crucial dans la formation des prix pétroliers et notamment en périodes de tension entre offre et demande ou de fortes incertitudes, pendant lesquelles la volatilité des prix est exacerbée.

Le rôle des marchés à terme

Techniquement, les marchés à terme, dont la mission première est de permettre aux opérateurs de se prémunir du risque de variation des prix, sont également devenus une référence, directe ou indirecte, dans la formation du prix des transactions physiques du pétrole brut et des produits pétroliers. Le NYMEX (New York Mercantile Exchange), basé à New York et l'IPE (International Petroleum Exchange) basé à Londres sont les deux principaux marchés à terme pétroliers mondiaux.

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 ces marchés. Les niveaux de prix sur ces marchés financiers sont cependant en moyenne cohérents avec les prix des transactions pétrolières physiques. Les marchés physiques et financiers sont intégrés et le prix à terme est d'ailleurs couramment utilisé dans les formules de référence lors du transfert physique de pétrole brut. Certains comportements, spécifiques aux marchés financiers (comportement suiveurs, effet des prises de bénéfices,...) contribuent à amplifier les mouvements de prix.

L'impact du dollar

Les indexations de prix utilisées pour les transactions pétrolières internationales font référence à des cotations exprimées en dollars. Pour les consommateurs français il faut, en plus de la variation du prix du baril en dollars, intégrer les variations de change entre l'euro et le dollar. Ainsi, une appréciation conjointe du brut et du dollar a conduit, en 1999, à renforcer la hausse du prix hors taxes des produits pétroliers sur le marché national. De même entre 2000 et 2001, malgré une baisse moyenne du prix du baril exprimé en dollars de 13 %, la facture énergétique française n'a baissé que de 10 %, car le dollar s'était renchéri de 3 % par rapport à l'euro. A l'opposé, en 2003 et 2004, la forte dépréciation du dollar a permis de limiter la hausse en euros du prix du baril.

Données chiffrées sur les marchés pétroliers mondiaux

Les objectifs de l'OPEP

Les pays de l'OPEP ont affiché clairement, à plusieurs reprises durant les années 1990, un objectif de prix de 20 \$/b, qui n'a que rarement été atteint sur la période. **Dans le contexte particulier de**

l'année 1999, l'Organisation a revu cet objectif au profit d'une fourchette centrée sur 25 \$/b et présentant un minimum de 22 \$/b et un maximum de 28 \$/b, pour le panier OPEP. L'existence d'une limite haute aux ambitions de l'OPEP (fixée à 28 \$/b) s'expliquait par le fait que la persistance d'un niveau de prix élevé rendrait attractif le développement de filières alternatives dont le coût a été singulièrement abaissé dans les dix dernières années (conversion du gaz naturel en produits pétroliers, production accrue d'huiles extra-lourdes,...). Elle renforcerait également l'intérêt économique des économies d'énergies et conduirait à une augmentation des efforts de recherche consacrées aux énergies concurrentes et contribuerait à renforcer l'attractivité de la prospection pétrolière hors-OPEP. Cette situation conduirait donc, à moyen terme, à une réduction significative des débouchés promis au pétrole OPEP, réduction contraire aux objectifs de plusieurs pays, comme l'Arabie Saoudite, le Koweït ou les Émirats Arabes Unis (EAU) qui disposent d'un horizon de production de très long terme (Ratio réserves/production >100 ans).

Mais l'envolée des cours constaté en 2004 (plus de 50 \$/b pour le Brent) n'a encore produit ni effet baissier sur la demande ni augmentation de l'effort d'exploration de la part des compagnies pétrolières.

La vision du marché

Les marchés à terme permettent de s'assurer de la vente ou de l'achat de pétrole brut, à un horizon 5 ans pour le Brent et de 7 ans pour le WTI. Après avoir longtemps stagné aux alentours de 20 \$/b, le prix à 5 ans du Brent a fortement progressé, en 2003 et 2004, pour atteindre 36 \$/b. L'estimation de 22 \$/b reposait sur le postulat qu'à long terme, le prix plancher du pétrole doit permettre de couvrir le coût complet de production du baril le plus cher à produire (de l'ordre de 15 à 20 \$/b aujourd'hui). Mais, l'explosion des coûts d'exploration et de production et la difficulté de remplacer les réserves produites poussent aujourd'hui les acteurs des marchés à terme à revoir fortement à la hausse le prix long terme du pétrole.

Des prix volatils

L'inélasticité de la demande au prix et la concentration des faibles capacités de production inutilisées dans un nombre restreint de pays laisse augurer une persistance de la volatilité des cours.

Données chiffrées sur les marchés pétroliers (en millions de barils/jour)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Demande Monde	73,7	74,3	76,0	76,6	77,3	77,9	79,7	82,4
<i>dont OCDE</i>	46,7	46,8	47,8	47,9	47,9	48,0	48,7	49,4
<i>dont Europe</i>	15,0	15,3	15,2	15,1	15,3	15,2	15,4	15,7
<i>dont Amérique Nord</i>	22,7	23,1	23,8	24,1	24,0	24,1	24,6	25,0
Offre Monde	74,9	75,9	74,5	76,9	77,2	76,9	79,6	
<i>dont OPEP</i>	30,2	31,0	29,6	30,9	30,4	28,8	30,7	
Variation stocks	1,2	1,6	-1,5	0,3	-0,1	-1,0	-0,1	
Prix Brent (\$/b)	19,3	13,3	18,0	28,5	24,9	25,0	28,5	

Repères sur le rôle des compagnies pétrolières sur le marché pétrolier

(DGEMP/DIREM, mise à jour janvier 2005)

Les compagnies pétrolières (majors) contrôlaient le marché pétrolier jusqu'aux nationalisations intervenues dans les années 1970 dans les pays de l'OPEP.

Suite à ces nationalisations, la part nette des productions pétrolières leur revenant ne sont plus que d'environ 10%.

Elles ont connu un mouvement de concentration d'une ampleur exceptionnelle au cours des années 1997-1999 pour faire face à l'effondrement des cours du brut de 1997-1998 (ces derniers ayant momentanément passé sous la barre des 10 \$/baril).

Mtep ^(*)/an

	Production huile	Production gaz	Réserves huile	Réserves gaz
Exxon Mobil	119	96	1 501	1 352
Shell	113	74	881	1 033
BP	95	74	1 222	1 161
Total	67,2	40,4	980	544

(*) estimations réalisées en utilisant les coefficients d'équivalence énergétique usuels

Grâce au niveau exceptionnellement élevé des cours du brut et du gaz, les majors ont réalisé en 2004 des profits qui se situent à leur plus haut niveau historique :

		Bénéfice net (G\$)	2003/2002 (%)
Année 2003	Total	7,7	+ 126
	Shell	12,5	+ 128
	Exxon Mobil	21,5	+ 188
	BP	10,3	+ 150

L'essentiel des résultats des compagnies pétrolières provient des activités amont (exploration et production), conduites dans le monde par leurs filiales locales. Les activités d'exploration production de brut et de raffinage distribution sont exercées de façon autonome dans des filiales séparées qui doivent chacune avoir leur rentabilité propre.

Sur le moyen terme, l'activité de raffinage distribution en Europe et particulièrement en France a été peu rémunératrice. Cette situation s'explique par les fluctuations importantes des marges de raffinage, et par une concurrence forte dans la distribution du fait de la part de marché des grandes surfaces.

Les marges moyennes de distribution demeurent peu élevées et inférieures à celles des pays de l'union européenne. Ce contexte difficile s'est notamment traduit par la disparition de nombreuses stations-service (14 530 existantes en France en 2003 contre 16 230 en 2000). Face à la position dominante de la grande et moyenne distribution qui singularise le marché national par rapport au marché européen, les compagnies pétrolières réagissent en développant des réseaux de vente plus compétitifs pour reconquérir la clientèle.

L'activité de raffinage en Europe a retrouvé de très bonnes marges en 2003 et 2004. En effet, le prix du brut est resté à un niveau élevé en 2003 et s'est envolé en 2004 et le prix des carburants a également progressé, notamment du fait de tensions au niveau du raffinage et de l'introduction de

nouvelles spécifications sur les carburants en Europe. L'année 2004 a été l'une des meilleures années pour le raffinage dans la dernière décennie.

© Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, 03/02/2005