

Quel futur pour le prix du brut ?

Jean-Pierre Favennec, Denis Babusiaux

► **To cite this version:**

Jean-Pierre Favennec, Denis Babusiaux. Quel futur pour le prix du brut ? : Cahiers du CEG, n° 38. 2000. hal-02437406

HAL Id: hal-02437406

<https://hal-ifp.archives-ouvertes.fr/hal-02437406>

Submitted on 13 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.

Centre Économie et Gestion

Quel futur pour le prix du brut ?

Jean-Pierre FAVENNEC

Avec la collaboration de Denis BABUSIAUX

septembre 2000

Cahiers du CEG - n° 38

Série Synthèses et analyses

ÉCOLE DU PÉTROLE ET DES MOTEURS

Centre Économie et Gestion

228-232, avenue Napoléon Bonaparte

92852 RUEIL-MALMAISON CEDEX

téléphone : 01 47 52 66 87 - télécopieur : 01 47 52 70 66

La collection "Cahiers du CEG" est un recueil de présentations de travaux réalisés au Centre Économie et Gestion de l'École du Pétrole et des Moteurs, Institut Français du Pétrole, travaux de recherche ou notes de synthèse. Elle a été mise en place pour permettre la diffusion de ces travaux, parfois sous une forme encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés.

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 du Pétrole et des Moteurs ou de l'IFP.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :

Valérie SAINT-ANTONIN *tél.* : 01 47 52 66 87

The "Cahiers du CEG" is a collection of articles carried out at the Center for Economics and Management of the IFP School, Institut Français du Pétrole. It is designed to promote an exchange of ideas on the topics covered.

The opinions expressed are the sole responsibility of the author(s) and do not necessarily reflect the views of the IFP School or IFP.

For any additional information, please contact :

Valérie SAINT-ANTONIN *Phone* : + 33 1 47 52 66 87

Conférence présentée à l' ENSPM dans le cadre du "Business Center" le 18 septembre 2000

En janvier 1999, le baril de pétrole valait à peine 10 dollars et la question était : "le prix du pétrole peut-il rester bas ?". La plupart des experts répondaient à cette question par la négative et laissaient prudemment entendre un retour à un niveau de prix de 15 à 20 dollars par baril. Le raisonnement était simple : à 10 \$ le baril, les pays producteurs souffraient beaucoup et les compagnies pétrolières ne se portaient guère mieux. En outre le quasi-gel des investissements conduisait à une situation où l'offre ne pouvait plus faire face à la demande : le prix "devait" donc remonter.

À cette époque cependant, peu de spécialistes prévoyaient que le prix du brut allait tripler en un an. Et moins nombreux encore étaient ceux qui imaginaient que le prix pourrait ensuite se maintenir à un tel niveau.

Qu'est-ce qu'un prix élevé ?

Il faut tout d'abord s'entendre sur prix *bas* ou *élevé*. Ces notions sont relatives. Depuis une quinzaine d'années, on a tendance à qualifier de *bas* un prix inférieur à 15 \$ par baril et de *haut* un prix supérieur à 25 \$. Bien entendu, il s'agit-là de repères et certains spécialistes contesteront ces niveaux.

Quelques éléments néanmoins pour fixer les idées : les coûts de production (investissements de développement et frais d'exploitation, variables et fixes) dépassent rarement 10 à 12 \$ par baril. Les pays producteurs établissent souvent leurs prévisions de recettes sur la base d'un baril compris entre 15 et 20 dollars. Les scénarios des sociétés pétrolières, pour calculer la rentabilité des projets de mise en production de nouveaux gisements, prennent comme hypothèse un prix du baril voisin de 15 \$.

Remarquons enfin que si le prix du pétrole a plus que triplé entre le début de 1999 et la fin de 2000, il était supérieur à 35 dollars par baril en 1981, proche de 40 dollars en octobre 1990 et de l'ordre de 25 dollars à la fin de 1996. Le prix actuel *élevé* n'est donc pas exceptionnel.

Pourquoi un prix élevé ?

30 dollars par baril peut être considéré comme un prix *élevé*, en tout cas supérieur au prix nécessaire à un bon fonctionnement du secteur amont des hydrocarbures. Nous l'avons vu, la plupart des gisements existants produisent du pétrole à un coût inférieur à 15 dollars par baril.

Rappelons en quelques mots comment nous en sommes arrivés à la situation actuelle. En 1996-1997, le pétrole retrouve après quelques années de prix fluctuants, un niveau

plus satisfaisant pour les pays producteurs, de l'ordre de 25 dollars par baril. Fin 1997, constatant cette situation favorable et pariant sur le maintien d'une croissance élevée en Asie, l'OPEP augmente très sensiblement ses quotas de production. Mais la crise asiatique va entraîner un ralentissement de la croissance de la demande de pétrole. L'offre est trop importante. Les prix vont diminuer, puis s'effondrer. Malgré deux réductions de la production décidées par l'OPEP en mars et juin 1998, à la fin de 1998 les prix tombent à 10 dollars le baril. Certains experts imaginent même une chute à 5 dollars. Ce niveau couvre en effet largement les frais d'exploitation variables de la plupart des champs. Mais le pire ne se produit pas. Au contraire, la troisième réduction des quotas décidée en mars 1999 par l'OPEP va donner des résultats très spectaculaires. Les prix vont se redresser, atteindre 25 dollars à la fin de 1999. Jusqu'à aujourd'hui (septembre 2000), ils restent soutenus, dépassant à plusieurs reprises 30 dollars par baril.

Regardons maintenant les facteurs qui expliquent le niveau *élevé* du prix.

Premier point important : **l'OPEP a retrouvé un comportement discipliné** et les opérateurs, après bien des hésitations, commencent à parier sur le maintien de cette discipline. Alors que pendant de très nombreuses années, nombre de pays de l'OPEP dépassaient sensiblement leurs quotas, au cours des 18 derniers mois, les plafonds de production ont été assez bien respectés. Pourquoi ces nouveaux comportements ? Plusieurs raisons peuvent être invoquées :

- beaucoup de pays producteurs ont souffert des prix trop *faibles*. Ils souhaitent des prix plus élevés pour tout simplement accroître leurs recettes. Remarquons par exemple que l'Arabie Saoudite établit son budget en tablant sur un prix de 17 à 19 dollars par baril. Si l'on retient un prix de 17 dollars, la perte de recettes entre la fin 1997 et le printemps 1999 (période où le baril était en dessous de 17 dollars) a été compensée par le surplus de recettes de la période printemps 1999 – juillet 2000. Si l'on retient un objectif de 19 dollars, la perte de recettes sur le passé ne sera compensée par un surplus que si le baril se maintient à 30 dollars environ pendant encore 6 mois,
- des événements politiques ont joué :
 - modification de l'image de l'OPEP. L'élection du président Hugo Chavez au Venezuela est de ce point de vue un événement important. Homme nationaliste, très attaché à la défense des pays du Tiers Monde contre les grands pays industrialisés, son discours politique retrouve des accents qui avaient quasiment disparu. Sa réélection en juillet 2000, sa tournée dans les pays producteurs ont donné des signes de fermeté auxquels les opérateurs n'étaient plus habitués,
 - amélioration du climat dans les relations entre l'Arabie Saoudite et l'Iran, deux pays clés à l'intérieur de l'organisation,
- quelques pays non-membres de l'OPEP, mais producteurs importants, se concertent désormais avec l'Organisation : le Mexique, mais également la Norvège, la Russie, l'Oman. Le redressement des prix est dû à une étroite concertation entre l'Arabie Saoudite, le Mexique et le Venezuela,

- l'Arabie Saoudite a longtemps assuré le rôle de régulateur du marché. Ainsi de 1979 à 1985 le royaume wahhabite a réduit de près de 70 % sa production pour éviter l'effondrement des prix. À l'inverse pendant la guerre du Golfe, il a augmenté sa production pour pallier l'arrêt des exportations irakiennes et koweïtiennes. Désormais l'Arabie Saoudite ne veut plus être seule à réguler le marché. La concertation est devenue la règle. Les décisions d'accroissement ou de réduction de la production nécessitent davantage de temps avant d'être prises.

Deuxième point important : **la demande de pétrole continue à augmenter régulièrement.** La croissance économique qui se généralise dans le monde, se traduit à nouveau par une consommation accrue d'énergie et de pétrole en particulier. Or **les capacités de production de pétrole sont utilisées à plein** dans de très nombreux pays (seuls quelques-uns, en particulier l'Arabie Saoudite et dans une moindre mesure le Koweït et les Émirats arabes Unis, disposent de capacités inemployées). Cette situation est la conséquence des *bas* prix observés en 1998 : les opérateurs pétroliers ont moins investi dans de nouvelles installations de production. Le maintien du prix du baril à un niveau élevé devrait inciter compagnies et États producteurs à des investissements plus nombreux dans ce domaine, mais les effets ne pourront pas se faire sentir à court terme.

Troisième point : non seulement le prix du pétrole est élevé, **mais les marges de raffinage (écart entre la valeur des produits et celle du brut) sont au plus haut et les prix des produits atteignent des niveaux inconnus depuis les années 80.**

En effet, la demande est d'abord une demande de produits pétroliers et des tensions très fortes sont apparues dans le secteur du raffinage qui assure la transformation du brut en produits. Ainsi la consommation d'essences automobiles reste très soutenue aux États-Unis. Au début de l'année, les raffineurs américains ont eu du mal à faire face aux besoins traditionnellement élevés au printemps et en été, lors de la "driving season". Difficulté supplémentaire : de nouvelles normes de qualité des essences automobiles, destinées à réduire les émissions polluantes, ont rendu le produit plus difficile à fabriquer. En conséquence et bien que les raffineries américaines fonctionnent à pleine capacité, les stocks d'essences aux États-Unis ont été au plus bas pendant plusieurs semaines au printemps et au début de l'été. D'où une flambée des prix qui s'est répercutée dans le monde entier puisqu'il est techniquement facile pour les États-Unis d'importer du produit depuis l'Europe ou l'Amérique latine (Venezuela). À l'automne, c'est le prix du fuel domestique qui s'envole : les raffineries ont produit un maximum d'essences jusqu'à l'été pour faire face à la demande. Elles n'ont pas, comme à l'accoutumée, commencé dès la fin du premier semestre à constituer des stocks de fuel domestique pour faire face à la demande hivernale.

Cette situation est en partie la conséquence de marges faibles en 1999. Les raffineurs ont traité un minimum de brut l'année dernière et les stocks au début de 2000 étaient au plus bas. En outre, cette année, de très nombreux arrêts imprévus d'unités ont réduit les disponibilités des unités de raffinage. Autre élément : la politique de flux tendus s'est traduite, dans l'industrie pétrolière comme dans les autres industries, par une réduction des disponibilités de produits. Tout incident dans la chaîne logistique se traduit par une menace de pénurie et une flambée des prix.

Signalons enfin que, si au niveau mondial les capacités de raffinage semblent amplement suffisantes pour faire face aux besoins (capacité nominale de 81 millions de barils par jour pour un traitement de 67 millions), la réalité est sans doute différente : de nombreuses raffineries, en Russie en particulier sont soit en mauvais état, soit loin de toute source de brut. En outre nombre d'installations nécessiteront des investissements lourds pour faire face aux nouvelles spécifications de produits.

Une régulation des prix impossible ?

Si de nombreux opérateurs - pays producteurs, compagnies pétrolières voire pays consommateurs - semblent se satisfaire d'un prix de l'ordre de 25 dollars, pourquoi l'OPEP n'ajuste-t-elle pas sa production de manière à atteindre ce prix ? Lors de sa réunion de mars 2000, l'OPEP a annoncé la mise en place d'un mécanisme de régulation. L'objectif est de maintenir le prix dans une fourchette de 22 à 28 dollars. Si le prix du panier OPEP (valeur moyenne des principaux bruts produits par l'OPEP) reste supérieur à 28 dollars pendant 30 jours, l'OPEP accroît sa production de 500 000 b/j. Inversement, si le prix descend pendant une certaine période en dessous de 22 dollars, l'OPEP réduit sa production de 500 000 b/j.

Pourquoi ce dispositif, qui aurait du être mis en place vers juin ou juillet 2000, ne l'a-t-il pas été ? Sans doute parce que le risque de voir une très forte érosion des prix en augmentant la production existe. Les cotations sont, on le sait, très sensibles à une faible variation de l'équilibre offre-demande et nul ne sait comment le marché réagira à une augmentation, même modérée, de l'offre. On se souviendra que deux réductions sensibles de la production en mars et juin 1998 n'ont eu aucun effet sur les prix alors que la réduction - du même ordre - de mars 1999 a entraîné la remontée des cours.¹

Cette extrême sensibilité du prix à une faible variation de l'offre (ou de la demande) est également illustrée par la chute des cours observée à la fin de juillet 2000. Il a suffi que l'Arabie Saoudite annonce qu'elle allait augmenter sa production de 500 000 b/j - en fait elle s'est limitée à 250 000 b/j environ - et que les stocks de brut américains soient annoncés en hausse pour que les prix baissent rapidement. L'impression que l'Arabie Saoudite n'augmenterait pas sa production ainsi que des informations selon lesquelles les stocks américains de fuel domestique étaient au plus bas ont renversé la tendance.

Un prix du pétrole peut-être encore *élevé* à court terme

Le prix du pétrole restera sans doute *élevé* pendant au moins quelques mois pour plusieurs raisons :

- la discipline de l'OPEP reste forte. En outre Hugo Chavez a démontré qu'avec une volonté politique, les « petits pays », les pays en développement peuvent tenir la dragée haute aux pays industrialisés,

¹ Pour ceux qui s'intéressent à ces phénomènes, je les renverrai à la "théorie du chaos" qui "démontre" qu'à partir de prémices très voisines, deux situations peuvent évoluer de façon extrêmement différentes. Voir aussi les études qui montrent que de très faibles variations de températures peuvent transformer profondément le climat.

- les capacités de raffinage sont à saturation aux Etats-Unis et assez proches de la pleine utilisation en Europe,
- la demande est traditionnellement forte au quatrième trimestre de l'année avec l'entrée dans l'hiver.

Le prix du pétrole diminuera à long terme

Le prix actuel incite les opérateurs à mettre en production de très nombreux gisements. Les réserves existent et elles sont même abondantes. Les réserves prouvées dépassent 40 années de production au rythme actuel. Les nouvelles découvertes, les réévaluations et l'amélioration des taux de récupération représentent plusieurs dizaines d'années de production supplémentaires. Au-delà existent le pétrole en offshore profond, les huiles "extra-lourdes" de l'Orénoque et les sables asphaltiques de l'Athabasca au Canada. Soulignons que le coût de production le plus élevé pour du pétrole en offshore difficile ou pour les sables de l'Athabasca ne dépasse probablement pas 15 dollars par baril – pour des projets existants. Il n'y a donc pas de "risque" de pénurie à moyen terme.

D'autre part, les compagnies pétrolières vont relever le prix du baril qu'elles utilisent dans leurs scénarios pour les études de rentabilité de leurs projets. Un simple passage de 14 à 16 dollars par baril augmente sensiblement le nombre de projets jugés rentables et donc les quantités d'huile qui parviendront sur les marchés dans quelques années. On peut alors imaginer l'effet de la prise en compte d'un baril à 18, 20 ou 22 dollars !

Comme on l'a observé au début des années 80, le risque est redoutable. Les deux chocs pétroliers de 1973 (le baril passe de 3 à 11 dollars) et de 1979-1980 (le baril passe de 12 à 35 dollars) avaient entraîné une baisse de plus de 10 % de la consommation. La production ayant fortement augmenté en dehors de l'OPEP, l'Organisation avait dû réduire sa production de ... 50 % (1500 millions de tonnes en 1973, à peine 800 en 1985) et l'Arabie Saoudite davantage encore. Pour retrouver une part de marché plus satisfaisante, l'Arabie Saoudite avait augmenté sa production entraînant une chute du prix du baril de 25 \$ en janvier 1986 à 8 \$ en juillet. Un tel scénario, qui s'est reproduit en 1998, pourrait à nouveau se produire dans un ou deux ans si les prix actuels se maintenaient.

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. RENOUE,

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. RENOUE,

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. D. BABUSIAUX, A. PIERRU
Calculs de rentabilité et mode de financement des projets d'investissements : propositions
méthodologiques.
Avril 2000

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

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

* une version anglaise de cet article est disponible sur demande