

# Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières énergétiques : Le pétrole

Denis Babusiaux

► **To cite this version:**

Denis Babusiaux. Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières énergétiques : Le pétrole : Cahiers du CEG, n° 34. 1999. hal-02437359

**HAL Id: hal-02437359**

**<https://hal-ifp.archives-ouvertes.fr/hal-02437359>**

Preprint 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**

**Mondialisation et formes de concurrence  
sur les grands marchés  
de matières premières énergétiques  
Le pétrole**

*Denis BABUSIAUX*

novembre 1999

**Cahiers du CEG - n° 34**

**Série Synthèses et Analyses**

**ÉCOLE DU PÉTROLE ET DES MOTEURS**

Centre Économie et Gestion

228-232, avenue Napoléon Bonaparte

92852 RUEIL-MALMAISON CEDEX

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



## Résumé

Cet article préparé pour la Revue de l'Énergie à l'occasion de son 50e anniversaire fait le point sur l'accentuation de la mondialisation et l'évolution des formes de concurrence dans le secteur amont de l'industrie pétrolière.

Après une analyse historique rapide des marchés pétroliers, le jeu des principaux acteurs est étudié : ouverture par les pays producteurs de nouveaux "territoires de chasse" aux compagnies internationales, internationalisation des compagnies nationales, stratégie d'alliances et rapprochement des entreprises pétrolières et parapétrolières, internationalisation du capital, réponse aux défis de la préservation de notre environnement.

Les annexes présentent quelques données non comprises dans l'article de la Revue de l'Énergie.

---

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**



# Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières énergétiques

## Le pétrole

### Introduction

Mondialisation, phénomène nouveau dans l'industrie pétrolière ? La réponse est bien connue. Avant même la première guerre mondiale, Shell (qui dès 1869 transportait du pétrole de Bakou vers Bangkok et Singapour) opérait en Roumanie, en Russie, en Égypte, aux États-Unis, au Venezuela... "Oil is liquid" disait P. Frankel et il s'écoule sur toute notre planète grâce à des coûts de transport nettement inférieurs à ceux du charbon, du gaz et de l'électricité. Autre exemple, il y a de nombreuses années que les compagnies internationales, pour définir leur marque (Elf, Exxon, Total, ...), prennent toutes leurs précautions pour que dans la quasi-totalité des langues leur nom n'ait aucune connotation négative. Et s'il est vrai qu'un battement d'aile de papillon peut avoir des conséquences sur l'ensemble de notre planète, c'est encore plus vrai s'il se produit dans la région du golfe Persique. Dans un autre domaine, en mutation rapide, pour vendre des abonnements, les opérateurs de téléphonie mobile offrent gratuitement le terminal ou en subventionnent fortement l'achat. Forme nouvelle de concurrence ? Pas vraiment. Dès le début du siècle - le 20e - Shell et la Standard Oil donnaient déjà l'appareil utilisateur, la lampe, à leurs clients de pétrole lampant, chinois en particulier.

Les évolutions récentes de l'industrie pétrolière paraissent donc moins radicales que dans les industries de réseaux. Elles sont cependant nombreuses et certaines sont d'ailleurs liées à l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité puisque des groupes pétroliers saisissent cette opportunité pour intervenir dans l'aval gazier et/ou la production électrique.

### 1 - La scène pétrolière : un aperçu général. Concurrence, entreprise dominante, cartel ?

La scène pétrolière d'aujourd'hui retrouve quelques similitudes avec celle de la fin des années cinquante : impression d'abondance des ressources, prix du pétrole brut modérés et d'un ordre de grandeur voisin en monnaie constante, ouverture aux opérateurs privés des activités d'exploration-production dans la plupart des pays. Sans réécrire l'histoire du pétrole, nous présenterons quelques remarques rapides sur la demande, l'offre et le fonctionnement des marchés avant d'aborder l'analyse de quelques caractéristiques du comportement des principaux acteurs.

Préparé avec la collaboration de M. Krzewski et de plusieurs collègues de l'IFP (CEG et DSEP). L'auteur remercie également P.R. Bauquis (Total) pour ses remarques et suggestions.

## *La demande*

L'augmentation des consommations du secteur des transports se poursuit et devrait se poursuivre au cours des deux prochaines décennies, sauf si sont mises en place des politiques très volontaristes de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Mais la demande en produits pétroliers est en croissance aujourd'hui beaucoup moins rapide (de l'ordre de 1 à 2 %) que dans les décennies 1950 et 1960. Ceci donne aux opérateurs, pour s'adapter à l'évolution des consommations, plus de temps qu'au début des années 1970. Cela ne veut pas dire qu'il n'y aura plus de crises pétrolières (chocs et contre-chocs), mais peut diminuer leur probabilité d'apparition ainsi que leur ampleur.

## *L'offre*

À la suite du premier choc pétrolier de 1973, le caractère épuisable des ressources pétrolières, qui avait été quelque peu oublié, est mis en lumière. De nombreux économistes, à la suite de R. Solow [1974], prennent alors pour référence la "loi d'Hotelling" (cf. encadré) et considèrent que les prix du brut deviennent le reflet de sa rareté et non des coûts de production. Qu'en est-il aujourd'hui ? La question des réserves pétrolières restant à découvrir est très controversée<sup>1</sup>.

### **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.

Les "*pessimistes*" observent que le "renouvellement" des réserves des dernières décennies est dû essentiellement à des réévaluations de découvertes anciennes. Par extrapolation, ils en déduisent que la pointe de production de pétrole "conventionnel" (celui qui peut être produit avec des techniques classiques) se situera entre les années 2000 et 2005.

Les "*optimistes*", de leur côté, constatent que dans le passé les craintes d'épuisement comme celles concernant le charbon au 19<sup>e</sup> siècle n'ont jamais été justifiées, que le ratio réserves/production au niveau mondial, sauf dans l'immédiat après-guerre, a presque toujours oscillé entre une vingtaine et

---

<sup>1</sup> cf. AIE [1998] pour une synthèse des thèses en présence

une quarantaine d'années. Enfin et surtout, l'évolution des techniques<sup>2</sup> permet de trouver des gisements plus difficiles à découvrir et conduit à des améliorations sensibles des taux de récupération. D'importants efforts de recherche et développement ont en effet été réalisés, stimulés dans les années 1970 et au début des années 1980 par la crainte d'une raréfaction des ressources et d'une croissance inéluctable des prix. Ils ont permis 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, ...) qui pourraient être classées par coût croissant. Mais d'une telle vision, statique, il ne faut pas déduire que les coûts et les prix seront nécessairement en augmentation dans le futur. Ils sont 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. Remarquons que ce continuum n'est pas limité aux hydrocarbures d'origine pétrolière. À titre d'exemple, nombreuses sont les recherches sur le développement des procédés Fischer-Tropsch permettant la production de carburants liquides à partir du gaz naturel. À plus long terme, il peut être fait appel à la liquéfaction 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.

Comme le fait remarquer J.M. Bourdair<sup>3</sup> les années 2010 devraient correspondre à une phase de transition du pétrole "conventionnel" vers le pétrole "non conventionnel". (Elle suivrait une phase qui est apparue dans les années 1980, de "cohabitation" du pétrole avec les différentes sources d'énergie, phase caractérisée par une "abondance relative" après les périodes d'"abondance" des décennies des années 1950 et 1960).

La capacité de mise en oeuvre de techniques toujours plus avancées constitue par conséquent un élément fondamental de compétitivité des entreprises pétrolières.

Dans ce domaine des technologies, on peut dans une certaine mesure parler de mondialisation accrue. Les outils informatiques par exemple, tels que les modèles de réservoir, en sont une composante et peuvent être mis à disposition des utilisateurs en n'importe quel point de notre planète. Par ailleurs, dans un secteur où les techniques évoluent très vite, les entreprises, plutôt que de réserver leurs innovations à leur seul usage, ont souvent intérêt à les valoriser par une diffusion rapide et large. On assiste par conséquent à une diminution des activités de recherche et développement propres aux groupes pétroliers qui sous-traitent plus fréquemment leur recherche à des organismes spécialisés et augmentent, sur un marché déjà mondialisé, leurs achats de licences et de procédés.

### ***Les marchés pétroliers***

Le premier choc pétrolier et les évolutions ultérieures des prix du pétrole brut (cf. annexe 1) sont souvent interprétés comme le résultat d'un comportement de cartel, les pays producteurs ayant pris le contrôle du secteur pétrolier. Mais si une organisation de cartel est clairement affichée par

---

<sup>2</sup> X. Boy de la Tour [1999]

<sup>3</sup> Conférence au Royal Institute for Foreign Affairs, Londres, juin 1999



l'OPEP, pour se référer à un modèle d'oligopole dominant avec frange compétitive (à la suite de R. Charreton, P.N. Giraud, ...) plutôt que de faire une séparation entre pays OPEP et non-OPEP, il convient de distinguer deux groupes différents de producteurs. Les pays arabes peu peuplés de l'OPEP (Arabie, Koweït, Émirats Arabes Unis) à fortes réserves et à coûts de production faibles dont les besoins financiers sont moins pressants, peuvent limiter le développement de leurs capacités et de leurs productions à un niveau sensiblement inférieur à celui qui correspondrait à un objectif de maximisation de leurs revenus. Ils constituent l'oligopole (le coeur), tandis que la frange compétitive est composée des producteurs non-OPEP et des producteurs OPEP à forts besoins financiers. À l'intérieur du « coeur », un acteur, 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 77-78. 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 (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 certaines hypothèses 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 Mbbl/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. 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 chiffres avant la virgule, au second les deux chiffres suivants.

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 fourchette aux bornes difficiles à quantifier. À l'intérieur de cette fourchette le coeur peut 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, les incitations à « tricher » deviennent beaucoup plus vives parmi les membres du cartel.

Quant à la situation présente, deux observations s'imposent, banales, en ligne avec l'histoire précédente. La baisse des prix de l'automne 1998 montre que les mécanismes traditionnels de marché peuvent dans une certaine mesure fonctionner, tout au moins à court terme, (presque) sans régulateur extérieur (majors ou OPEP) comme sur d'autres marchés de matières premières. Exprimées en pourcentage du PIB, les factures pétrolières des pays consommateurs se sont allégées. En France par exemple, elle est passée de 4 % environ en 1981 à moins de 1 % depuis 1992. De plus, les approvisionnements se sont diversifiés et l'impression d'abondance prévaut. Le caractère stratégique du pétrole s'en trouve diminué. Ainsi, quand la volatilité des prix augmente, nombreuses sont les références au fait que le pétrole pourrait devenir une « commodité » comme une autre. À la fin de 1998, la plupart des analystes remarquent que les stocks sont au plus haut, et que compte tenu d'une offre excédentaire, les prix pourraient chuter jusqu'au niveau du coût marginal de production de court terme. Les arrêts de production des petits gisements américains (*stripper wells*) ou russes ne correspondent qu'à une faible part des excédents de production et le ralentissement des investissements des groupes pétroliers n'aura d'effet qu'à moyen terme. Pour certains, la limitation du rôle de l'OPEP pourrait être durable, en particulier parce qu'il est difficile aux pays qui ont ouvert l'accès aux compagnies privées de leur imposer des quotas. De plus, les prix bas limitent les capacités de financement des états et de leurs compagnies nationales. Ceci pourrait les conduire à ouvrir encore plus les activités amont aux compagnies étrangères ou à des compagnies nationales privées.

D'un autre côté, le redressement des prix à partir du début de 1999, de façon plus marquée que par le passé, est clairement le résultat d'accords de cartel et du respect de ces accords de réduction de production. Ce qui est nouveau, c'est la composition du cartel. Aux pays de l'OPEP, Arabie, Iran et Venezuela, se sont joints des producteurs non-OPEP comme le Mexique, La Norvège et la Russie. L'Arabie ne peut pas, ou ne souhaite plus, supporter seule la charge de régulation du marché. Pour ses partenaires des 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 elle plutôt que de tenter d'augmenter les volumes, politique préjudiciable à tous mais moins lourde de conséquences pour l'Arabie (et les pays arabes peu peuplés) qui a (ont) les marges de manoeuvre les plus larges, en capacité de production comme mais aussi, même si c'est un peu moins vrai que par le passé, en matière de ressources financières.

L'analyse ci-dessus d'une plage de prix d'équilibre (P.N. Giraud) semble toujours valide. En deçà d'un certain niveau de prix, le besoin de recettes incite à la cohésion du cartel. Il y a alors retour à un prix considéré comme acceptable par l'Arabie. En 1998, Sadek Boussena<sup>4</sup>, évaluait un prix soutenable à moyen terme de l'ordre de 17 à 19 \$/bl à partir d'une estimation des ressources nécessaires au financement du budget de l'état saoudien et d'un objectif de production de 8 millions de bl/j environ. Il va sans dire que ce prix doit être aussi sans doute, de façon tacite, acceptable par l'allié américain qui souhaite limiter les problèmes que posent des prix bas à son industrie pétrolière et particulièrement à ses petits producteurs indépendants. 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 cherchent à éviter.

La cohésion est naturellement d'autant plus difficile à maintenir que les excédents de capacité sont importants. Pour y parvenir, au cours de l'année écoulée il a fallu de nombreux mois. Si les progrès techniques permettent une poursuite de l'augmentation de l'offre, en particulier non-OPEP, plus rapide que la croissance de la demande, compte tenu du faible niveau des coûts marginaux de court terme, le risque de fortes instabilités des prix peut s'accroître. Il n'est donc pas impossible que se pose à nouveau la question d'une régulation qui, dans le contexte géopolitique donné, pourrait être souhaitable pour tous. Reparlera-t-on alors de dialogue entre pays producteurs et pays, ou sociétés de pays consommateurs ?

### ***Le développement des marchés spot, des marchés à terme et des produits dérivés***

Le développement des marchés "spot" et à terme a été relativement rapide. Avant 1973 et la prise de contrôle des ressources pétrolières par les pays producteurs, les compagnies internationales étaient fortement intégrées et la quasi-totalité des échanges étaient effectués dans le cadre de contrats à long terme. Les marchés "spot" étaient presque inexistantes. En 1973, seulement 1 % des transactions s'y effectuaient, mais 20 % en 1980 et un tiers environ à la fin des années 90. La quasi-totalité des contrats est aujourd'hui indexée sur les prix "spots". La "dé-intégration" est la règle. Vers 1980 apparaissent les contrats à terme sur le W.T.I. (West Texas Intermediate) à New York et sur le Brent à Londres puis les produits dérivés (options, swaps, ...). L'impact de ces développements sur la fluidité des marchés et une accentuation de la mondialisation des échanges est notable. 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 différents marchés sont immédiatement disponibles sur tous les terminaux informatiques de notre planète. C'est à l'existence des marchés à terme, plus qu'à l'annonce par l'AIE de l'utilisation des stocks stratégiques, que de nombreux analystes attribuent 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<sup>e</sup> choc pétrolier. Mais, sur ces marchés "papier", les comportements de spéculation peuvent amplifier des mouvements de prix liés à des aléas climatiques, des niveaux de stock, etc. De façon plus générale,

---

<sup>4</sup> Ancien Ministre algérien de l'énergie, ancien président de l'OPEP. Conférence à l'Université de Paris 9 Dauphine

un écart relativement faible entre offre et demande peut entraîner une forte réaction des prix. L'influence du développement des marchés sur la volatilité des prix reste donc contestée.

## **2 - Les évolutions des pays producteurs**

### ***Privatisation des sociétés nationales***

Excepté aux États-Unis pour les gisements à terre, les ressources du sous-sol appartiennent aux états, qui ont en général créé des sociétés nationales pour les exploiter en totalité ou en partie. Mais l'effondrement des systèmes à économie planifiée a renforcé la confiance dans le fonctionnement des mécanismes de marché. Il existe des entreprises nationales, en particulier dans le secteur de l'énergie, dont la performance est indéniable, parfois même remarquable. Mais sans doute plus fréquents sont les exemples du contraire dans les pays industrialisés comme dans ceux qui le sont moins. Ils montrent que l'efficacité industrielle est difficile à réaliser et encore plus à maintenir dans le cadre d'entreprises non soumises aux exigences d'actionnaires privés. Par ailleurs, la souveraineté d'un état sur les ressources naturelles nationales peut s'exercer par une tutelle ministérielle et administrative. Ces observations ont conduit certains pays producteurs à privatiser leurs sociétés nationales<sup>5</sup> et à ouvrir leur capital tout au moins partiellement, aux investisseurs étrangers (Argentine, Bolivie, Pérou, Russie, ...). L'annexe 2 présente le cas de l'Amérique Latine. En Argentine et au Venezuela, les résultats en termes de productivité ont été remarquables.

Un objectif, outre une amélioration de l'efficacité dans l'organisation et l'allocation des ressources, est de faciliter l'accès aux marchés financiers. En particulier, les financements à recours limité, considérés comme bien adaptés pour le financement de développement et d'infrastructures, ne peuvent être mis en place qu'en présence de marchés fonctionnant de façon transparente.

En allant un peu plus loin, on peut donc se poser la question de savoir si la prise de contrôle en juin 1999 de YPF argentine par Repsol espagnole (à la suite d'une OPA qui a porté sa participation à 98 % environ) est une opération isolée ou un premier exemple d'une pratique qui pourrait se généraliser. Assisterons-nous demain à une privatisation totale ou partielle des compagnies, vénézuélienne PDVSA, indonésienne Pertamina, malaisienne Petronas, algérienne Sonatrach, koweïtienne KPC ? Et pourquoi pas, après-demain, de la Pemex mexicaine, de la NIOC iranienne ou même ... de l'Aramco ?

### ***Internationalisation des compagnies nationales***

Pour différentes raisons, de nombreuses compagnies nationales ont développé des activités à l'étranger. Pour contrôler les débouchés de leurs bruts, les sociétés koweïtienne et libyenne ont pris des participations dans le raffinage et la distribution en Europe, l'Aramco, la PDVSA vénézuélienne aux États-Unis et en Europe, ainsi qu'aux Philippines et en Corée pour l'Aramco, la Petronas malaisienne en Afrique du Sud. Pour diversifier ses ressources, YPF est présente dans l'amont au Brésil, en Bolivie, Équateur, Colombie, Indonésie, aux États-Unis. Lukoil russe a des intérêts au Kazakhstan, en Azerbaïdjan et en Irak. La CNPC chinoise intervient dans de nombreux pays dont le Pérou et le Soudan où elle est opérateur ; le Venezuela où elle a participé avec succès à la vente aux enchères de gisements marginaux ; elle a signé d'importants contrats avec le Kazakhstan et un accord avec Agip pour développer des activités principalement en Asie centrale et au Moyen-Orient.

---

<sup>5</sup> Pour d'autres pays, on observe des orientations vers une diminution du poids des états : l'état brésilien a pour objectif de garder "seulement" 50,1 % du capital de Petrobras. Le Mexique a levé l'obligation faite à Pemex de construire écoles, routes et hôpitaux et a institué un impôt permettant à la société nationale de disposer ses revenus après impôt sans passer par le budget de l'état. L'Aramco, qui a pris des participations dans le raffinage des pays consommateurs, semble être aujourd'hui beaucoup plus qu'hier sensible aux impératifs de rentabilité de ce type d'opérations.

## *L'ouverture aux opérateurs internationaux*

Mis à part l'Arabie Saoudite et le Mexique (et le Koweït, mais la collaboration avec les sociétés internationales y fait l'objet de plusieurs projets) tous les pays producteurs ont ouvert leur amont pétrolier aux compagnies internationales, ceci sans nécessairement privatiser leurs sociétés nationales, Sonatrach en Algérie, Ecopetrol en Colombie, PDVSA au Venezuela, ... Le potentiel de la mer Caspienne a déjà fait couler beaucoup d'encre. On trouvera en annexe 3 une description rapide des contrats signés récemment en Azerbaïdjan. Au Brésil les enchères de juin 1999 attribuant les premiers permis aux compagnies internationales sont qualifiées d'historiques. En Russie, malgré les difficultés bien connues, "*competition is going from the cabinets to the markets*" (A.N. Dmitrievski, K.L. Milovidov [1999]).

Une première raison vient de leur **maîtrise des évolutions techniques**, et nous avons déjà mentionné la rapidité de ces évolutions. Remarquons toutefois que certaines compagnies nationales peuvent acquérir une expertise des technologies les plus avancées ; avec plusieurs records, Petrobras a une position de pointe dans le domaine de l'offshore profond et très profond. Par ailleurs, la plupart des techniques utilisées au cours des opérations d'exploration, de forage, de construction de plates-formes en mer, de pipelines ... sont assurées par des sociétés de service (parapétrolier) travaillant aussi bien pour les entreprises nationales que pour les entreprises privées. Mais ces dernières peuvent apporter au-delà d'une compétence technique, une expérience de la gestion et une maîtrise des coûts et des délais de réalisation des très grands projets.

Une deuxième raison correspond **aux besoins en financement**. En effet, même lorsque la rentabilité des investissements paraît attractive et lorsque les revenus pétroliers sont élevés, dans de nombreux pays producteurs, la majeure partie de ces revenus est utilisée pour financer les budgets des états. La part revenant aux entreprises nationales est insuffisante pour les investissements nécessaires au développement souhaitable. Les compagnies internationales apportent leurs financements propres, et même dans certains cas des possibilités d'emprunt inaccessibles aux états. C'est ainsi que pour financer son projet d'exploitation des pétroles extra-lourds de l'Orénoque, le groupe SINCOR, à participations étrangères majoritaires (Total et Statoil), a pu effectuer des emprunts pour un montant de l'ordre du milliard de dollars à un taux d'intérêt correspondant au taux Libor majoré seulement de 2 % environ, ce qui, en période de prix du brut faibles et de crises monétaires sur le continent aurait été sans doute impossible à l'État vénézuélien. On pourrait citer d'autres exemples tels que celui de Girassol pour Elf, ... Les références des groupes internationaux leur permettent non seulement d'obtenir des emprunts garantis par leur signature mais aussi une part significative, souvent supérieure à la moitié, de financement sans recours.

Enfin et surtout, l'ouverture aux compagnies étrangères introduit **une concurrence entre opérateurs** qui ne peut qu'être favorable au développement de l'exploration-production. Un exemple de réussite de la mise en place de partenariats entre compagnie nationale et entreprises internationales est fourni par l'Algérie qui a signé 45 contrats depuis la fin des années 1980. Les découvertes d'hydrocarbures enregistrées dans ce cadre s'élèvent en moyenne à plus d'un milliard de barils de pétrole ou équivalent par an entre 1991 et 1997. Conséquence logique, on assiste à la fin ou à une diminution des relations privilégiées qui pouvaient exister entre certains pays du Nord et du Sud (anciennes colonies).

En résumé, tandis que les sociétés nationales (ou anciennement nationales) développent des activités hors du cadre de leurs missions initiales, le champ des opportunités pour les opérateurs internationaux s'est sensiblement élargi.

### *Vers une concurrence entre pays producteurs ?*

L'adaptation des règles fiscales aux caractéristiques des gisements permet depuis longtemps la croissance de la production non-OPEP. Un pas significatif vient sans doute d'être franchi avec la mise en place de conditions particulièrement favorables au Venezuela pour le développement des

champs du bassin de l'Orénoque. De façon plus générale, dans une période d'abondance de l'offre, le nombre de pays souhaitant attirer les opérateurs internationaux étant en augmentation, il se peut qu'une concurrence plus vive s'établisse entre eux par l'intermédiaire de la fiscalité. Dans ce cas, les pays producteurs à faibles coûts disposeraient naturellement d'un avantage significatif.

Une certaine flexibilité, et même une capacité d'innovation, une aptitude à prendre des risques sur de nouvelles formes contractuelles, peuvent d'ailleurs constituer également un facteur de compétitivité pour les opérateurs.

### **3 - Les compagnies pétrolières en concurrence**

#### *Partenaires ou concurrents*

Avant d'aborder les évolutions récentes, rappelons une observation de C. Gulbenkian (Monsieur 5 %) : les sociétés pétrolières sont comme les chats, quand elles crient, on ne sait jamais si elles se battent ou si elles font l'amour. Le fait d'être en concurrence, parfois même féroce, ne semble pas incompatible avec le développement de partenariats, de "joint ventures", de filiales communes. Si certaines industries comme celles de la construction automobile et de la construction aéronautique développent depuis quelques années ce type de relations entre concurrents, l'industrie pétrolière en a la pratique depuis ses origines, ou presque. Pour diversifier les risques, la plupart des développements lourds en investissements sont effectués en associations regroupant plusieurs entreprises<sup>6</sup>. Les participations dans ces associations font d'ailleurs assez souvent l'objet d'échanges entre compagnies, pour répondre à des objectifs stratégiques de développement ou de retrait de certaines zones, pour bénéficier de synergies avec d'autres projets, ou pour des raisons d'optimisation fiscale. Un exemple marquant est donné par l'accord signé en 1998 de cession par Shell de ses actifs au Yémen et en Colombie contre ceux d'Occidental en Malaisie et Philippines, opération d'un milliard de dollars environ.

#### *Durcissement de la concurrence*

L'ouverture des pays producteurs conduit, nous l'avons vu, à une extension des « territoires de chasse » des compagnies. Les progrès techniques concourent à cet élargissement : les bassins sédimentaires en mer profonde et très profondes peu explorés représentent une surface d'une cinquantaine de millions de km<sup>2</sup>, alors que 2 millions de km<sup>2</sup> seulement ont fait l'objet de travaux significatifs dans le golfe du Mexique, le golfe de Guinée et l'offshore brésilien.

Malgré cette extension du domaine d'activités, on observe depuis quelques années un durcissement de la concurrence. Une illustration en est donnée par le montant élevé et inattendu des enchères au Venezuela en 1997 : 2,5 milliards de dollars.

Depuis, la baisse des prix est intervenue en 1998. Elle est trop récente pour que l'on puisse en mesurer correctement l'impact, mais la reprise des cours du printemps 1999 semble l'avoir fait, en partie au moins, oublier.

Cette concurrence plus sévère peut être expliquée par différentes causes, parmi lesquelles le dynamisme des indépendants (Lasma, Phillips, Union Texas, ...), le développement international mentionné ci-dessus de compagnies nationales (russes, CNPC chinoise, Petrobras, YPF, ...), des ressources financières importantes dégagées par les restructurations et les réductions de coût, la nécessité pour différentes entreprises d'améliorer le taux de renouvellement de leurs réserves qui a conduit depuis 1995 à une augmentation des budgets d'investissements.

---

<sup>6</sup> À titre d'exemple, en complément de l'annexe 3, l'annexe 4 présente la composition de partenariats dans le Golfe de Guinée

Au cours des années prochaines, la croissance du nombre d'acteurs peut venir des indépendants américains qui voient se rétrécir leur domaine d'opérations du fait de l'épuisement des bassins "matures" aux États-Unis. Ils peuvent être tentés de valoriser leurs compétences à l'étranger, augmentant le nombre de nouveaux entrants, comme l'ont été en leur temps des groupes aujourd'hui internationaux tels qu'Elf et l'ENI italienne.

### *L'objectif de rentabilité, fusions et acquisitions*

Les actionnaires des entreprises sont en droit d'attendre une certaine rentabilité en rémunération du risque des activités de l'industrie pétrolière. Dans le contexte de concurrence qui vient d'être décrit, les compagnies internationales ont pu maintenir et dans certains cas améliorer leurs résultats grâce aux réductions de coûts liées aux innovations technologiques et aux restructurations internes. Mais ces dernières ne sont pas sans limites. Lorsque le nombre des projets présentant la rentabilité souhaitée est insuffisant, les sociétés peuvent procéder aux rachats de leurs propres actions. Cette pratique s'est développée à l'image d'Exxon qui en avait en quelque sorte montré l'exemple depuis de nombreuses d'années. La série de fusions acquisitions initiée par l'accord BP-Amoco de 1998 peut vraisemblablement être interprétée en partie comme la poursuite de cette tendance. Mais l'achat des actions d'une société partenaire ou concurrente peut naturellement présenter de plus, par rapport au rachat de ses propres actions, un certain nombre d'avantages qui suffisent à justifier des fusions sans acquisitions. La recherche d'économies d'échelle et de synergies structurelles, sectorielles ou géographiques conduit en particulier à des économies de frais de personnel qui constituent souvent un des aspects les plus visibles. Un exemple de synergies favorisées par les rapprochements entre sociétés est donné dans le domaine de la distribution par les accords BP-Mobil en Europe (qui risquent d'ailleurs d'être revus si la fusion Exxon-Mobil est réalisée). Ils permettent d'accéder dans un plus grand nombre de pays à une taille critique nécessaire pour rentabiliser un certain nombre d'actions telles que les campagnes de publicité et de fidélisation de la clientèle.

Les rapprochements peuvent être également un moyen de rééquilibrer les parts d'actifs d'intérêts stratégiques différents. Ainsi, les fusions BP-Amoco et Exxon-Mobil ont-elles pu être interprétées comme des opérations de renforcement des potentiels gaziers de BP et Exxon, respectivement.

La taille en elle-même ne semble pas constituer une condition nécessaire de rentabilité, ainsi que le montrent les succès d'indépendants américains de taille moyenne et la création par les grands groupes de petites entités plus flexibles et réactives. Différents projets de rapprochement ont d'ailleurs été abandonnés : Chevron-Texaco, Lasmo-Enterprise (il s'agissait d'entreprises de tailles semblables, ce qui pourrait poser des problèmes particuliers). D'autre part différents consultants (dont A. Andersen) ont conduit des études sur les résultats *a posteriori* de fusions réalisées dans le domaine pétrolier comme dans d'autres industries. Elles montrent une forte proportion d'échecs (de l'ordre du tiers) ou de non atteinte des objectifs (la moitié voire les deux tiers) dus le plus souvent à la difficulté d'intégrer des cultures d'entreprise différentes (nous y reviendrons). Mais comme le fait remarquer R. Simmons<sup>7</sup>, la taille des nouveaux géants devrait leur permettre de passer plus facilement les périodes de prix bas si celles-ci se prolongent, en attendant qu'opèrent les mécanismes régulateurs des marchés. Plus généralement, elle élargit l'éventail des choix possibles et permet une meilleure diversification des risques techniques, économiques, politiques et environnementaux par une présence significative dans un plus grand nombre de projets et de zones géographiques. La taille peut éventuellement aussi favoriser le jour venu un retour vers les grands pays producteurs.

La fusion Exxon-Mobil, si elle est autorisée, donnera naissance au 1er groupe industriel mondial avec une capitalisation boursière de l'ordre de 250 milliards de dollars. Nombre d'observateurs posent à ce propos la question d'un retour en arrière, à une taille, voire une position dominante qui était celle de la Standard Oil avant son démantèlement en 1911 par application du Sherman Act (Loi antitrust). En fait, le risque d'entrave à la concurrence paraît réduit puisque le nombre d'opérateurs a

---

<sup>7</sup> Panorama IFP, Paris, janvier 1999

fortement augmenté depuis cette période. On peut noter également que la part des groupes Exxon et Mobil réunis est de l'ordre de 4 % seulement de la production mondiale contre 12 % pour la seule Exxon en 1973. Enfin, les activités des "géants" étant réparties sur un très grand nombre de pays, elles ne représentent pratiquement dans aucune zone une part qui pourrait être considérée comme dangereuse pour un bon fonctionnement de la concurrence.

Remarquons que de nombreux accords récents font intervenir des entreprises de différentes nationalités : BP britannique et Amoco américaine (BP-Amoco devant intégrer Arco américaine), Total française et Fina belge, Repsol espagnole et YPF argentine, alliance en projet entre Petrobras brésilienne et PDVSA vénézuélienne (Petroamerica). Qu'il s'agisse d'une stratégie *per se* ou du résultat de rapprochements intervenus lorsque se sont présentées des opportunités de synergies, on observe ainsi, sans parler nécessairement encore une fois de mondialisation, un élargissement des territoires sur lesquels les groupes se positionnent. Ceci peut d'ailleurs être vrai pour des entreprises de même nationalité : Elf et Totalfina ont des intérêts en amont dans des zones géographiques différentes. L'annexe 5 donne, avant et après les fusions, le montant de la capitalisation boursière des sociétés et de leurs réserves d'hydrocarbures.

### ***Les regroupements dans l'industrie parapétrolière***

Les fusions ne concernent pas seulement les sociétés pétrolières proprement dites mais également les sociétés de services (parapétrolières) qui effectuent les travaux de géophysique, de forage, de pose des conduites de transport, de construction et de mise en place des installations en mer (cf. annexe 6). Pour se recentrer sur leurs métiers de base, les opérateurs pétroliers ont en effet augmenté leur appel à la sous-traitance. Les « grands » de l'industrie parapétrolière ont alors cherché à élargir leur offre de prestations intégrées et d'opérations clefs en main. Pour cela, ils ont opéré d'importants rapprochements, principalement en 1998. La fusion Dresser-Halliburton a fait du groupe ainsi créé le numéro un mondial, présent sur tous les segments à l'exception de la géophysique, nettement devant Schlumberger malgré la prise de contrôle par ce dernier de Camco. Enfin le rapprochement entre Baker Hughes et Western Atlas constitue un exemple d'intégration verticale et un contre exemple de recentrage sur les métiers de base. Si l'on met à part le secteur du forage où le nombre des intervenants est très élevé (240 sociétés de forage aux États-Unis en 1998), ces trois nouveaux géants représentent (ou auraient représenté en 1998) 70 % environ du marché des services pétroliers. Malgré le nombre de sociétés de plus petite taille opérant sur des "créneaux" à forte dominante technologique, certains analystes craignent qu'un développement de positions dominantes entraîne une hausse du prix des services. D'autres considèrent que cette restructuration était indispensable pour que les industriels parapétroliers aient les capacités de financement des investissements nécessaires (comme ceux relatifs aux équipements de forage en mer) et les moyens de réguler les capacités et les prix pour faire face aux à-coups de la demande de services elle-même liée aux chocs et contre-chocs. L'annexe 6 donne la liste des dernières fusions réalisées dans ce secteur.

### ***Mondialisation, personnel et culture***

Le personnel étranger a toujours été nombreux dans les groupes internationaux si l'on tient compte des employés locaux des filiales à l'étranger, ce qui conduit à un rapprochement des compétences techniques et des modes de travail. La formation (y compris éventuellement pour les agents de l'administration ou des sociétés nationales) est souvent prévue dans les contrats signés avec les pays hôtes, et ceci pourrait se développer avec la mise en place de contrats "buy back" dans le cadre desquels l'opérateur se retire après avoir fourni ses services et en avoir reçu rémunération sous forme de pétrole.

Sur notre continent, à défaut de mondialisation, on constate une "européanisation" accentuée de la gestion du personnel d'encadrement. Il y a déjà un certain nombre d'années que, dans les deux groupes français, le détachement d'un cadre dans un pays européen n'est plus considéré comme une expatriation assortie d'incitations particulières et d'indemnités élevées. BP a mis en place, il y a

quelques années, une formule de recrutement et de gestion d'une partie de ses cadres à haut potentiel sur une base européenne, avec référence à l'Euro. Plus généralement, on observe des nominations plus fréquentes que par le passé de cadres dirigeants étrangers, provenant parfois de pays moins industrialisés, affectés à des postes de niveau élevé au siège de l'entreprise ou dans une filiale d'un pays tiers.

Le succès des alliances et partenariats entre entreprises de différents pays est souvent lié à l'adaptabilité des personnes et à leur compréhension du comportement de leurs partenaires. Depuis toujours parmi les expatriés se sont trouvées des personnes qui se sont passionnées pour la culture de leur pays hôte. Il existe ainsi un livre sur les Dayaks de Bornéo dont le signataire était un ingénieur d'Elf, de même qu'un ouvrage sur l'art des Bataks de Sumatra dont l'auteur appartient au groupe Total. Que soit accordée, ou même proposée à un futur expatrié une formation à la langue et à la civilisation, aux modes de pensée et d'organisation de son prochain pays d'accueil n'est non plus pas nouveau. Ce qui est peut-être plus récent, c'est le caractère maintenant systématique, dans de nombreux groupes pétroliers, de ce type de formations, (civilisations orientales, compréhension de l'Islam, ...) organisées pour l'ensemble des personnels concernés, à un niveau plus ou moins avancé selon les besoins. Le groupe BP propose régulièrement des stages "*Intercultural Management*". Ajoutons encore une remarque *pro domo*. L'École du Pétrole et des Moteurs se devait de répondre à ce besoin croissant de cadres formés à l'international et au travail en équipes regroupant des spécialistes d'origines et de cultures différentes. Elle a créé plusieurs cycles internationaux en collaboration avec différentes universités américaines et européennes, elle a développé des partenariats aussi bien en Amérique latine qu'en Asie et le nombre d'étrangers qu'elle accueille représente maintenant la moitié de ses élèves.

À quand, dans le secteur pétrolier, un regroupement d'entreprises, telles que Nissan et Renault, de pays de cultures aussi différentes ?

### ***Internationalisation du capital***

Différences que l'on peut également qualifier de culturelles, on a pu observer d'un pays à l'autre des différences relatives aux approches stratégiques des entreprises et à leurs critères de décision. Bénéficiant d'un coût du capital moins élevé qu'en occident, les entreprises japonaises en général ont privilégié un objectif de croissance et de part de marché par rapport à un objectif de rentabilité. Les groupes pétroliers français et l'ENI italienne ont eu pour mission dans le passé une diversification de leurs zones d'activité amont considérée comme souhaitable pour assurer la sécurité des approvisionnements. Mais cette sécurité peut également être obtenue grâce à l'efficacité des mécanismes de marchés mondialisés, d'autant plus que l'offre est abondante et s'est relativement diversifiée. Les mouvements de privatisation et de dé-intégration déjà mentionnés s'accompagnent d'une relative uniformisation des critères de rentabilité (uniformisation relative : la "culture d'entreprise" n'est pas abandonnée ; Exxon, pour maintenir son taux de rentabilité élevé a certainement une politique de choix de projets plus sélective que Shell qui a par contre plus fortement qu'Exxon mis l'accent sur son développement). Une certaine convergence est en effet inévitable lorsque les entreprises doivent faire appel à du capital privé. L'attitude des actionnaires et des prêteurs est en effet conditionnée par les rapports des analystes financiers qui adoptent tous, *grosso modo*, les mêmes grilles de lecture.

L'internationalisation des crédits est déjà bien établie en matière de financement des grands projets pétroliers qui associent souvent plusieurs dizaines de banques de nationalités différentes regroupées en vastes consortiums. Lorsque l'espagnole Repsol emprunte une quinzaine de milliards de dollars pour financer son OPA sur YPF, le "tour de table" regroupe par exemple l'Union des Banques Suisses, la Caixa, Goldman Sachs, Merrill Lynch, City Group, BBV espagnole. C'est maintenant à une mondialisation de l'actionariat que l'on assiste. Les dirigeants d'entreprises européennes qui, jusqu'au début des années 1990, en réfèrent à leurs gouvernements pour les options importantes, ou recevaient directement des instructions, reçoivent maintenant, pour les consulter ... les représentants des fonds de pension américains et britanniques. À l'image de leurs collègues anglo-



saxons, ils organisent des "road shows" pour présenter résultats, projets et perspectives de leurs entreprises. Nul doute là aussi que l'accès généralisé et immédiat à des sources d'information telles que celles disponibles sur Internet accélérera encore à l'avenir ce phénomène.

Revenons sur ce que nous avons vu précédemment concernant les rapprochements d'entreprises et une certaine standardisation des cultures. Lorsque Renault est devenu actionnaire de référence de Nissan, la question a été posée : quand Nissan deviendra-t-elle actionnaire de référence de Renault ? Alors, dans le monde du pétrole, verra-t-on un jour Exxon Mobil devenir actionnaire de référence de l'Aramco, et l'Arabie devenir actionnaire de référence d'Exxon ?

### *Diversification et préoccupations environnementales*

Depuis toujours dans l'exploration-production, pétrole et gaz sont liés. La présence des compagnies pétrolières dans les activités de transport de gaz n'est pas nouvelle : participations d'Exxon et Shell dans Gasunie, BP et Shell dans Ruhrgas, Elf dans Gaz du Sud Ouest et Compagnie Française du Méthane. Mais l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité offre de nouvelles opportunités. Les pétroliers (au nombre d'une dizaine) ont pris place sur le marché britannique de la distribution gazière. Plusieurs sont partenaires de l'Interconnector. Certains développent une stratégie de participation dans le secteur de la production électrique (Exxon, Texaco, Amoco, Marathon, Total, ...), seuls ou en partenariat, pour contrôler les débouchés de leur gaz et pour capter une partie de la rente engendrée par l'utilisation de cycles combinés ou la cogénération, tout au moins avant qu'elle ne disparaisse par le jeu d'une concurrence gaz-gaz. Total et Texaco sont ainsi associés à EDF dans un projet de production électrique en Normandie à partir d'une gazéification de résidus pétroliers. Parallèlement, on assiste à l'arrivée de nouveaux acteurs : British Gas, Enron et Gaz de France par exemple s'introduisent dans l'amont pétrolier au travers de partenariats.

Par ailleurs, l'industrie pétrolière comme les autres industries de l'énergie, est confrontée aux préoccupations liées à l'environnement<sup>8</sup> (risque de changement climatique en particulier). Différentes compagnies pétrolières ont ainsi été conduites à accroître fortement leur engagement dans le secteur des énergies renouvelables. Shell a pris une position de pointe en programmant des investissements de plusieurs centaines de millions de dollars, principalement dans l'énergie éolienne. BP Solar, deuxième fabricant mondial de panneaux solaires photovoltaïques prévoit d'investir 250 M\$ en 5 ans. Total Énergie (photovoltaïque) a multiplié son chiffre d'affaires par 3 en deux ans.

Gaz, électricité, énergies renouvelables (et même nucléaire pour Total par prise de participations dans Cogema), les sociétés pétrolières semblent prendre une orientation qui devrait leur permettre de devenir au 21<sup>e</sup> siècle des sociétés multi-énergie. Elles seront alors vraisemblablement en concurrence avec de nouveaux acteurs tels que les entreprises gazières ou, dans l'aval, les spécialistes de distribution en réseau (eau, télécommunications) qui souhaiteraient valoriser leur savoir-faire en prenant position dans la distribution de gaz ou d'électricité.

Mais la recherche d'une diversification justifiée par les incertitudes concernant l'avenir des énergies fossiles n'est pas la seule motivation des prises de position dans le domaine des énergies renouvelables. Les entreprises pétrolières souhaitent améliorer leur image et se déclarent pour la plupart favorables aux actions permettant de préserver notre environnement et en particulier aux décisions prises à Kyoto. BP-Amoco finance des recherches sur les techniques permettant de limiter les émissions de gaz à effet de serre et met en place un marché de permis d'émissions négociables

---

<sup>8</sup> Remarque : La sévèrisation des spécifications de qualité des produits pétroliers (suppression du plomb dans les essences, diminution de la teneur en soufre) est un des facteurs qui a contribué à l'internationalisation de l'industrie du raffinage. Plutôt que de rechercher une autosuffisance dans le cadre de chaque pays, les raffineurs ont en effet été conduits à développer, ceci de façon sensible, leurs échanges de produits finis, de produits intermédiaires (charges à craquer, gasoil soufré) pour utiliser au mieux les structures de raffinage existantes et répondre plus facilement au problème de durcissement de normes parfois différentes d'une zone à l'autre.

interne à la société avec pour objectif de réduire ses émissions de 10 % d'ici 2010 par rapport à 1990. BP d'abord, suivi de Shell et Elf ont décidé de publier des bilans environnementaux. La réputation de performance industrielle est nécessaire pour être considéré comme un partenaire intéressant. Mais la réputation liée aux comportements dans le domaine de l'environnement comme dans ceux de l'éthique ou des relations avec les communautés locales devient un facteur de compétitivité dont l'importance se renforce.

## **Conclusion**

La mondialisation de l'industrie pétrolière continue à s'accroître avec l'élargissement des zones d'activités des compagnies, l'internationalisation des entreprises nationales et l'internationalisation du capital d'un nombre plus grand de sociétés. Le comportement des différents acteurs et leurs critères de décision, sans se standardiser se rapprochent ; la référence au marché se généralise. Les aspects géopolitiques restent importants : la loi d'Amato reste en vigueur au moment où nous écrivons ces lignes et les problèmes liés au choix des voies d'évacuation des ressources potentielles de la mer Caspienne ne sont pas tous résolus. Mais les considérations économiques sont, plus souvent que dans le passé, déterminantes. La mondialisation réduit en effet les risques de rupture d'approvisionnement et la vulnérabilité de nos économies à une dépendance des approvisionnements en provenance du Moyen-Orient. La concurrence est vive, mais le besoin d'alliances peut aller croissant, en particulier pour faire face aux interdépendances des différents secteurs de l'énergie.

L'innovation est un facteur de compétitivité primordial, innovation technologique principalement, pour pallier l'épuisement des réserves, mais aussi pour répondre à des préoccupations environnementales toujours plus fortes. La capacité d'adaptation dont a fait preuve l'industrie pétrolière, dans un cadre concurrentiel, pour pallier le risque de la raréfaction des ressources, devrait contribuer au développement de solutions à même de préserver de façon durable la qualité de notre environnement et en particulier de relever le défi, mondial, du changement climatique.







### ANNEXE 3 - OUVERTURE DES DOMAINES MINIERS DE L'AZERBAÏDJAN

	CHAMPS	RESERVES	PARTENAIRES	PHASE
1994	Azeri-Chirag-Guneshli	4,7 Bnbbl de pétrole 96 Bcm de gaz	AIOC= Amoco (17 %), Unocal (10 %), Statoil (8 %), Exxon (8 %), Penzoil (4,8 %)	Production 115000 bbl/d 2,3 mc/d de gaz
1995	Karabakh	370 mbbl de pétrole	Lukagip, Lukoil	Non exploitable Dissolution du consortium
1996	Shah-Deniz	1,5-3 mbbl de pétrole 150 mbbl de condensats 545 Bcm de gaz	Statoil (25,5%), BP Amoco (25,5 %), Elf (10 %), OIC(10 %), Socar (10%), Lukoil (10%), TPAO (9%)	Exploration
	Dan Ulduzu -Ashrafi	550 mbbl de pétrole 75 Bcm de gaz	BP Amoco (30 %), Unocal (25,5%), Itochu (20 %), Socar (20%), Delta (4,5 %)	Exploration
1997	Lenkoran-Deniz-Talish/Deniz	775 mbbl	Elf (40 %), Totalfina (15 %), Deminex (10% ), OIEC (10 %), Socar (25 %)	Exploration
	Yalama	740 mbbl	Lukarco (60 %), Socar (40 %)	Exploration
	Absheron	1,7 Bnbbl de pétrole 385 Bcm de gaz	Socar (50 %), Chevron (30 %), Totalfina (20 %),	Exploration
	Oguz	553 mbbl de pétrole 170 Bcm de gaz	Mobil (50 %), Socar (50 %)	Exploration
	Nakhchyvan	575mbbl de pétrole 170 Bcm de gaz	Exxon (50 %), Socar (50 %)	Exploration
1998	Kurdashi	701,1 mbbl	Socar (50 %), Agip (25 % ), Mitsui (15 %), TPAO (5 %), Repsol (5 %),	Exploration
	Inam	1,5 Bnbbl	Socar (50 %), BP amoco (25 %), Monument oil and gas CFC(25 %)	Exploration
	Alov-Sharg-araz	2,2 Bnbbl	Socar (40 %), BP Amoco (15 %), Exxon (15 %), Statoil (15 %), TPAO (10 %), Alberta Energy (5 %),	Exploration
	Ateshgah Yahan-Tava-Mugan-Deniz	740 mbbl	Socar (50 %), Japex-Inpex-Itochu- Teykoku (50 %),	Contrat signé
1999	Zafar-Mashar	1 Bnbbl	Socar (50 %), Exxon (50 %)	Contrat signé
	Savalan Lerik-Deniz-Dalga-Janub		Socar (50 %), Mobil (30 %), non attribué (20 %)	Contrat signé
	Shallow water Guneshli	850 mbbl	Socar , Conoco, Ramco	En attente de signature, encore très spéculatif
	Salatin block ; champs de Husseyn-javad Alekperly et Shirvan	1,8 Bn boe	Socar, Texaco, Wintershall Central fuel Company	En attente de signature, encore très spéculatif

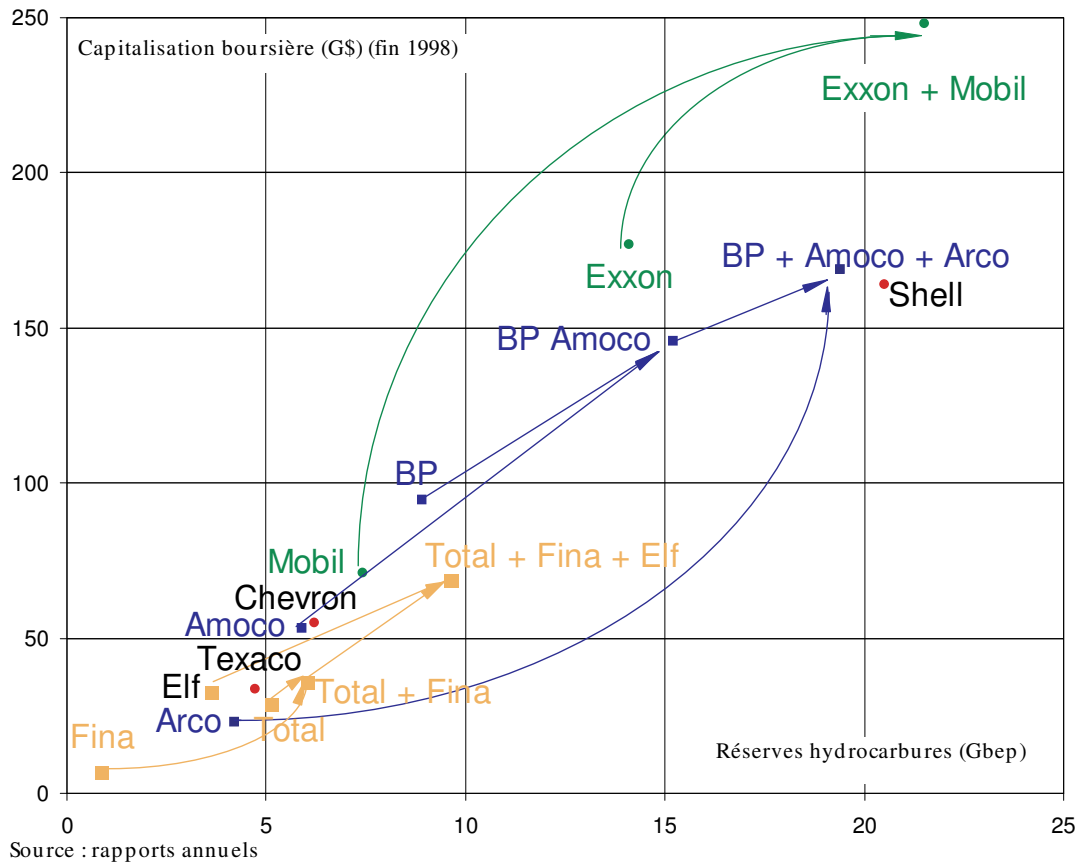
Source Beicip/Franlab

## ANNEXE 4 - EXEMPLES DE PARTENARIATS DANS LE GOLFE DE GUINÉE

Champs	Réserves estimées*	Participations
Rabi-Kounga (Gabon)	440	Shell (opérateur) : 42,5 %, Elf Gabon : 47,5 %, Amerada-Hess : 10 %
N'Kossa (Congo)	500	Elf (opérateur) : 51 %, Chevron : 30 %, Hydro-Congo : 15 %, Engen : 4 %
Girassol (Angola)	700	Elf-Sonangol (opérateur) : 35 %, Exxon : 20 %, BP-Amoco : 16,7 %, Statoil : 13,3 %, Norsk Hydro : 10 %, Petrofina : 5 %
Kuito (Angola)	1 000	Chevron (opérateur) : 31 %, Agip : 20 %, Sonangol : 20 %, Total : 20 %, Petrogal : 9 %
Doha (Tchad)	1 000	Exxon (opérateur) : 40 %, Shell : 40 %, Elf : 20 %

\* en millions de barils

**ANNEXE 5 : CAPITALISATION BOURSIÈRE DES SOCIÉTÉS AVANT ET APRÈS FUSIONS**





**ANNEXE 6 : FUSIONS ET ACQUISITIONS DEPUIS 1998 DANS LE  
PARAPÉTROLIER**

		Chiffres d'affaire	Secteurs d'activité
1998	DRESSER/HALLIBURTON	16,3 G\$ en 1997 (7,5 + 8,8)	Forage, travaux offshore, ingénierie aval Pas d'activité en géophysique.
	BAKER HUGHES/ WESTERN ATLAS	5,2 G\$ en 1997 (3,6 + 1,6)	Ensemble des opérations amont ( sismique, logging, logiciels de réservoirs etc ....) Pas d'activité en forage, services de pompage et offshore.
	SCHLUMBERGER/CAMCO	11,5 G\$ en 1997 (10,6 + 0,9)	Géophysique, forage et équipements associés, forage dirigé, logiciels.
avril 1999	BOUYGHES OFFSHORE/ KVAERNER FRANCE	1,12 G\$ en 1998 (0,95 + 0,17)	Maintenance, génie civil maritime et fluvial, trains de liquéfaction et stockage de gaz associés.
août 1999	SETCO FOREX OFFSHORE/ TRANSOCEAN OFFSHORE	2,2 G\$ en 1998 (1,1 + 1,1)	Mers profondes.

## **Bibliographie**

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

BOY DE LA TOUR X.(1999), Pétrole et gaz : une dynamique technologique, *Revue de l'Énergie*, n° 509, p. 585-594

DMITRIEVSKI A.N., MILOVIDOV K.L.(1999), *Strategy of Russian Oil and Gas Companies under New Conditions*, Proceedings, 22nd Annual International Conference, Rome

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

GRAY L.C.(1914), Rent under the assumption of exhaustibility, *Quarterly Journal of Economics*, Vol. 28

HOTELLING H.(1931), The economics of exhaustible resources, *Journal of Political Economy*, Vol 39, n° 2

MALINVAUD E.(1972), *Actualisation et économie des ressources*, SEDEIS

SOLOW R.M. (1974), The economics of resources or the resources of economics, *American Economics Review*, n° 64



## **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 SO<sub>2</sub> 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

\* une version anglaise de cet article est disponible sur demande