

Que font les compagnies pétrolières internationales de leurs profits ?

Emmanuel Hache

► **To cite this version:**

Emmanuel Hache. Que font les compagnies pétrolières internationales de leurs profits?: Cahiers de l'Economie, Série Analyses et synthèses, n° 64. 2007. hal-02469019

HAL Id: hal-02469019

<https://hal-ifp.archives-ouvertes.fr/hal-02469019>

Preprint submitted on 6 Feb 2020

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

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

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

Que font les compagnies pétrolières internationales de leurs profits ?

Emmanuel HACHE

janvier 2007

Les cahiers de l'économie - n° 64

Série Analyses et synthèses

La collection "Les cahiers de l'économie" a pour objectif de présenter des travaux réalisés à l'Institut français du pétrole, travaux de recherche ou notes de synthèse en économie, finance et gestion. La forme peut être encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés.

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 :
Denis Babusiaux - Tél. 01 47 52 62 80

Résumé :

Avec un volume cumulé d'environ 1650 milliards de dollars, soit à titre de comparaison la valeur du produit intérieur brut (PIB) de l'Italie pour l'année 2004 – le chiffre d'affaires des 8 principales compagnies pétrolières internationales s'est établi, en moyenne, en hausse de près de 25 % entre 2004 et 2005. En outre, atteignant près de 141 milliards de dollars en 2005, soit une progression de près de 40 % par rapport à 2004, leurs profits ont poursuivi, l'année dernière, la courbe ascendante observée depuis 2002. Surfant sur l'envolée des prix du pétrole depuis le début des années 2000, les majors ont accumulé des cash-flows importants, dont l'utilisation suscite souvent l'incompréhension. S'il est important de noter que les dépenses d'investissement des majors pétrolières ont augmenté de plus de 10 %, pour se situer à près de 100 milliards de dollars en 2005, il convient d'ajouter que, dans le même temps, près de 90 milliards de dollars ont été affectés à leurs politiques de distribution de dividendes ou à leurs politiques de rachat d'actions. Cette dernière politique a pris une ampleur considérable depuis le début des années 2000. Il paraît difficile d'identifier le facteur prépondérant de la conduite d'une politique de rachat d'actions. De nombreuses hypothèses peuvent être posées. Elles dépendent, en partie, du caractère plus ou moins contraint de la mise en place de ce type de politique par les compagnies pétrolières.

Remerciements :

Cette étude a bénéficié, dans la conception et la rédaction, de l'appui et du travail des personnes suivantes : Khalid El Bojaddaini, Nadine Bret-Rouzaut. Qu'elles en soient remerciées.

Introduction

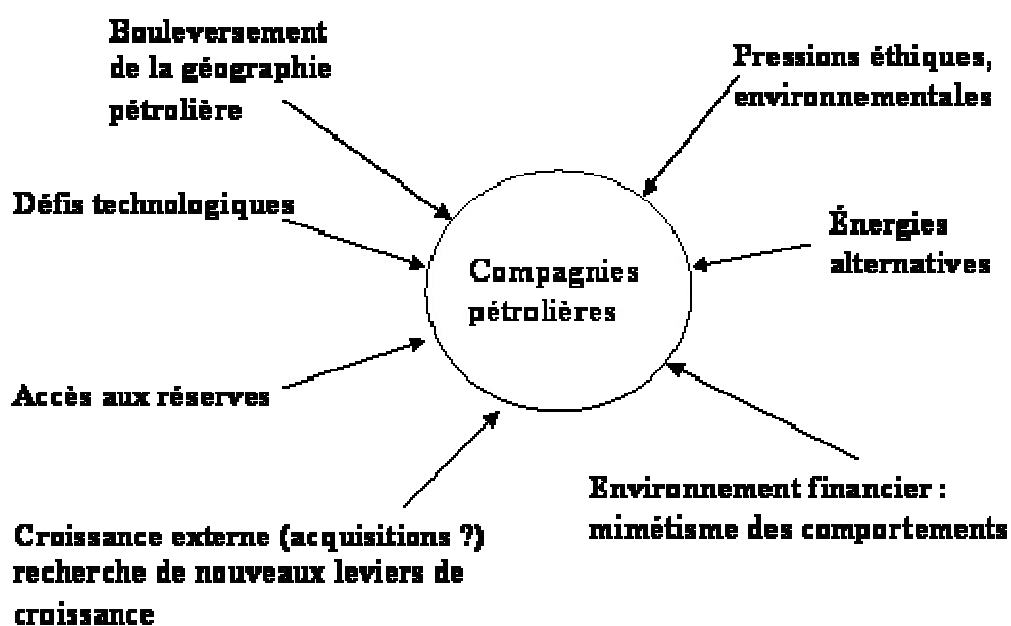
Les huit plus importantes compagnies pétrolières internationales¹, par opposition aux compagnies nationales, ne représentent, à l'heure actuelle, qu'environ 14 % de la production mondiale et 4 % des réserves prouvées de pétrole. Pourtant, malgré ce poids relativement faible au niveau mondial, elles se trouvent régulièrement sous les feux de l'actualité. Le volume de leurs profits (et leur envolée depuis près de 4 ans), ainsi que l'utilisation de ces derniers (soit investissement, soit rachat d'actions ou distribution de dividendes) ont amplifié l'incompréhension entre des compagnies pétrolières "surfant" sur la hausse des prix du brut et les simples citoyens consommateurs de produits pétroliers. De part et d'autre de l'Atlantique, de nombreuses voix se sont élevées pour légiférer face à "l'anormalité" des profits des compagnies pétrolières. En France, un projet de loi "Contribution exceptionnelle sur les surprofits des groupes pétroliers" a ainsi été porté au parlement. Elle visait à instaurer une taxe additionnelle d'environ 40 % de l'impôt sur les sociétés, le taux d'imposition effectif passant de 33,33 % à 46,6 %. Cette démarche fortement médiatisée a le mérite de mettre sur le devant de la scène l'importance des profits des compagnies pétrolières internationales – ceux de la seule major *EXXON MOBIL* (environ 36 milliards de dollars) représentaient, par exemple, en 2005, près de 2 fois les recettes budgétaires de la Taxe Intérieure sur les Produits Pétroliers (TIPP) ou l'équivalent des recettes liées à l'impôt sur les sociétés en France pour cette même année.

Le volume des profits des majors (et leur utilisation) suscitent de nombreuses interrogations dans le contexte actuel

L'objet de cet article n'est toutefois pas de rentrer dans un débat sur l'existence ou non de surprofits dans le secteur pétrolier. Il nous a paru beaucoup plus pertinent d'analyser, de manière détaillée, les rapports annuels des 8 principales compagnies pétrolières internationales, puis dans un second temps de nous focaliser sur l'utilisation que font les compagnies pétrolières de leurs profits. Cette démarche a l'avantage de dépasser la seule analyse financière pour comprendre la stratégie des compagnies internationales. Ces dernières sont confrontées, dans un environnement complexe, à de nombreux challenges dont les finalités peuvent se révéler divergentes.

¹ Par ordre décroissant de chiffres d'affaires *BP, EXXON MOBIL, SHELL, TOTAL, CHEVRON TEXACO, CONOCO PHILLIPS, REPSOL YPF* et *ENI*.

Graphique 1 : L'environnement complexe des compagnies pétrolières



Les données utilisées dans cette étude ont été exclusivement tirées des rapports annuels de chacune des compagnies pétrolières composant notre échantillon. Le recours à ce seul type de données nous a permis d'engager l'analyse à partir d'une information jugée fiable et relativement harmonisée (ces compagnies sont cotées en bourse et scrutées avec attention par la communauté financière). En outre, il nous permet d'assurer une cohérence inter-annuelle des données financières et opérationnelles des sociétés étudiées. Toutefois, cet exercice a ses limites. En effet, l'introduction des normes IFRS et l'absence de rétropolation de cette nouvelle méthode comptable avant l'année 2003 nous empêchent désormais de réaliser des comparaisons pertinentes sur le moyen terme pour les différentes compagnies pétrolières.

Ces dernières ont été regroupées selon la méthodologie adoptée dans une précédente étude sur la stratégie des compagnies pétrolières.² Les 8 compagnies pétrolières de notre échantillon ont ainsi été regroupées selon un critère de chiffres d'affaires entre super majors (*BP*, *EXXON MOBIL* et *SHELL*), majors intermédiaires (*TOTAL*, *CHEVRON TEXACO* et *CONOCO PHILLIPS*) et mini majors (*REPSOL YPF* et *ENI*).

² Une analyse de la stratégie des compagnies pétrolières internationales entre 1999 et 2004. Les Cahiers de l'économie, n° 62, Série Analyses et Synthèses, juillet 2006.

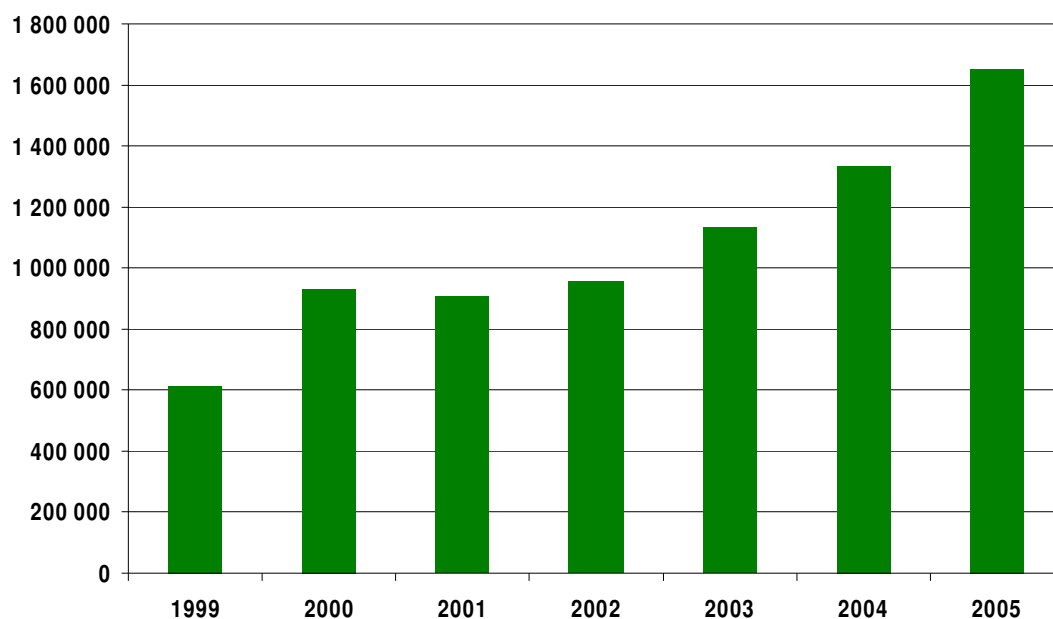
1 Une envolée des profits, mais de nombreux défis à relever pour les compagnies pétrolières internationales

1.1 La confirmation de l'éclatante santé financière des majors en 2005 et au premier semestre 2006

Un chiffre d'affaires cumulé à près de 1650 milliards de dollars en 2005, en hausse de 25 % par rapport à 2004

Avec un volume cumulé d'environ 1650 milliards de dollars, soit à titre de comparaison la valeur du produit intérieur brut (PIB) de l'Italie pour l'année 2004 le chiffre d'affaires des 8 principales compagnies pétrolières internationales s'est établi, en moyenne, en hausse de près de 25 % entre 2004 et 2005. Une seule major se démarque véritablement des autres, *SHELL*, dont le chiffre d'affaires n'a progressé que "de 15 %", un résultat qui s'explique largement par la forte baisse de la production de pétrole brut (- 8 % par rapport à 2004) de cette compagnie. À l'opposé, *CONOCO PHILLIPS* avec une hausse de près de 38 % de son chiffre d'affaires et, dans une moindre mesure, les deux mini majors *ENI* et *REPSOL YPF*, (+ 27 % par rapport à 2004) ont enregistré la plus forte croissance durant l'année 2005.

Graphique 2 : Chiffre d'affaires cumulé des majors (millions \$ US)

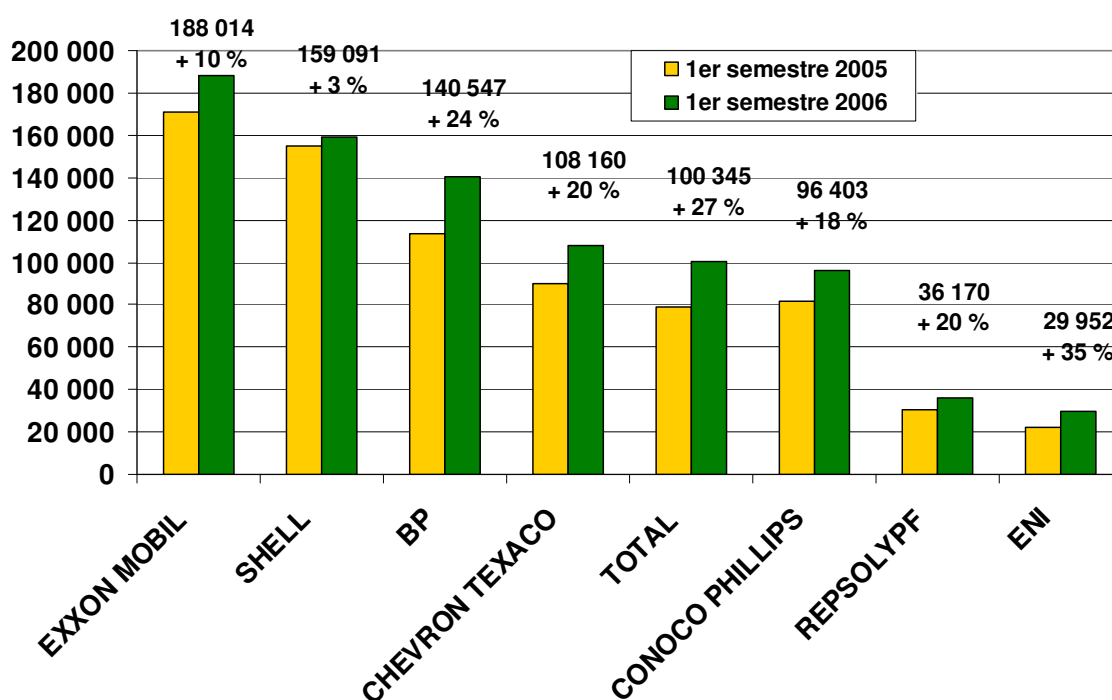


Une évolution similaire pour début 2006

Source : rapports annuels

Les résultats couvrant la première partie de l'année 2006 ne laissent pas entrevoir de changement majeur. En effet, au premier semestre 2006, par rapport au premier semestre 2005, le chiffre d'affaires des compagnies pétrolières a progressé dans une fourchette allant de 3 % (*SHELL*) à près de 27 % (*TOTAL*), avec une moyenne d'environ 17 %. Sur cette période, le chiffre d'affaires des majors intermédiaires a augmenté plus rapidement que celui des super majors (+ 22 % contre + 12 %).

Graphique 3 : Chiffre d'affaires des majors (millions \$ US)



Source : rapports trimestriels

Des profits qui ont atteint plus de 140 milliards de dollars en 2005

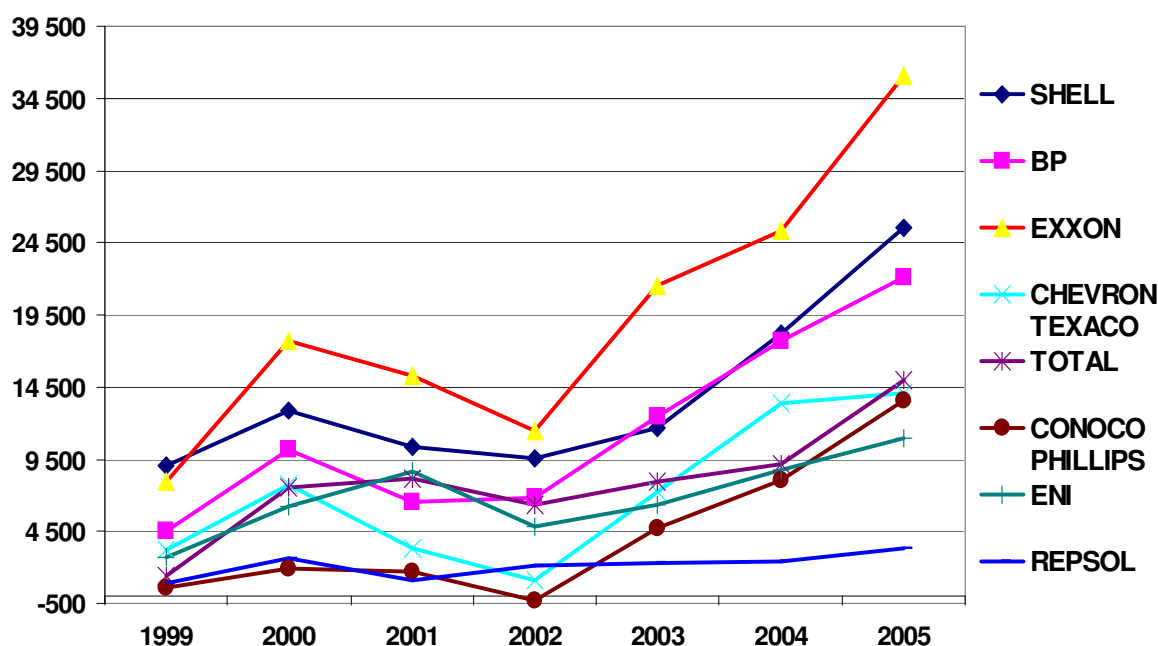
Par ailleurs, on peut noter une convergence du chiffre d'affaires annuel des majors intermédiaires autour de 200 milliards de dollars. À l'opposé, dans le groupe des super majors, l'écart entre *EXXON MOBIL* et ses deux rivales européennes *BP* et *SHELL* observé dès 2004, s'est à nouveau creusé en 2005. En termes de diversification sectorielle, on peut remarquer que seules 4 majors de notre échantillon ont réalisé une part significative de leur chiffre d'affaires dans la distribution de gaz et d'électricité. Si les majors intermédiaires (*TOTAL*, *CHEVRON TEXACO* et *CONOCO PHILLIPS*) sont quasiment absentes de ce segment, *ENI*, avec près de 30 % de son chiffre d'affaires et, dans une moindre mesure, *BP* (avec 10 %) se distinguent particulièrement sur ce créneau³.

Atteignant près de 141 milliards de dollars en 2005, soit une progression de près de 40 % par rapport à 2004, les profits des 8 compagnies pétrolières internationales ont poursuivi, l'année dernière, la courbe ascendante observée depuis 2002. Certes, les disparités restent extrêmement marquées entre les différentes compagnies. *EXXON MOBIL* a ainsi réalisé, en 2005, près de 36 milliards de profits, soit près de 10 fois le montant observé pour *REPSOL YPF*⁴.

³ Pour *SHELL* et *REPSOL*, la part du chiffre d'affaires dans la distribution de gaz et d'électricité a atteint environ 5 % en 2005, un chiffre stable par rapport à 2004.

⁴ Ce chiffre correspond à près de 65 % des recettes de l'impôt sur le revenu en France en 2005.

Graphique 4 : Profits nets des majors (millions \$ US)



Source : rapports annuels

Au premier semestre 2006, les profits des majors ont progressé de près de 20 % par rapport au 1^{er} semestre 2005

Comme cela avait été observé les années précédentes, les progressions les plus fortes ont été enregistrées par les majors intermédiaires entre 2004 et 2005. En moyenne, le résultat net de ces dernières a augmenté de près de 40 %, contre 26 % pour la moyenne de l'échantillon. *CONOCO PHILLIPS* et *TOTAL* ont ainsi affiché les meilleures performances, avec des progressions respectives de + 68 % et + 62 % par rapport à 2004. Elles ont ainsi porté le montant de leurs profits au niveau de celui de *CHEVRON TEXACO*, à environ 15 milliards de dollars. Si les mini majors prises dans leur ensemble réalisent des profits moins importants que ceux des majors intermédiaires, il est intéressant d'observer qu'*ENI*, avec un chiffre d'affaires de moitié inférieur à celui des majors intermédiaires, a obtenu un profit net proche de leur moyenne (près de 11 milliards, contre une moyenne pour les majors intermédiaires de 14 milliards). Cette performance s'explique d'une part par l'essor d'*ENI* dans l'amont pétrolier, mais également par la vive progression de ses résultats dans la distribution de gaz et d'électricité. Au regard des autres compagnies pétrolières, *ENI* apparaît ainsi comme une major atypique mais particulièrement rentable.

Au premier semestre 2006, les profits nets des majors (résultats disponibles uniquement au 1^{er} trimestre 2006 pour *ENI*) ont augmenté de 19 % par rapport au premier semestre 2005. Cette progression est comprise dans une fourchette allant d'un modeste + 6 % pour *BP* à + 40 % pour *CONOCO PHILLIPS*. Encore une fois, ce sont les majors intermédiaires qui ont réalisé les meilleures performances : + 27 % contre + 16 % pour les supers majors. *REPSOL YPF* a affiché une hausse de 10 %, alors qu'*ENI* a augmenté ses profits de 22 %, sur un an, au premier trimestre 2006.

Tableau 1 : Bénéfices semestriels des majors en 2006 (milliards \$ US)

	1 ^{ER} SEM 2005	1 ^{ER} SEM 2006	
EXXON MOBIL	15,5	18,76	+ 21 %
SHELL	12,26	14,54	+ 19 %
BP	12,32	13,03	+ 6 %
TOTAL	8,19	9,33	+ 14 %
CHEVRON TEXACO	6,36	8,34	+ 31 %
CONOCO PHILLIPS	6,05	8,47	+ 40 %
ENI	3,10	3,77	+ 22 %
REPSOLYPF	2,05	2,26	+ 10 %
TOTAL	65,86	78,54	+ 19 %

Source : rapports trimestriels

Pourtant, la production pétrolière des majors a diminué de près de 2 % en 2005

1.2 Une santé financière florissante malgré une diminution de la production de pétrole en 2005

1.2.1 La production nette des majors a diminué de 2 % en 2005

Dans cet environnement financier florissant, l'un des principaux faits marquants pour les compagnies pétrolières internationales restera, sans aucun doute, la diminution de plus de 2 % de la production de pétrole observée entre 2004 et 2005. En effet, cinq majors, sur les huit qui composent notre échantillon, ont enregistré une baisse de leur production de pétrole en 2005. Certes, cette tendance reste marquée par les aléas climatiques survenus aux États-Unis durant l'été 2005 (ouragans Denis et Emily en juillet 2005, Katrina et Rita en août et en septembre 2005) et, dans une moindre mesure, par les premiers effets des nouvelles lois sur les hydrocarbures en Amérique latine. Trois compagnies, *EXXON MOBIL*, *CHEVRON TEXACO* et *SHELL*, ont été touchées de plein fouet par les ouragans survenus durant l'été 2005. Parmi elles, *SHELL* a enregistré le plus important recul de la production en 2005, avec une baisse de plus de 8 % par rapport à 2004.

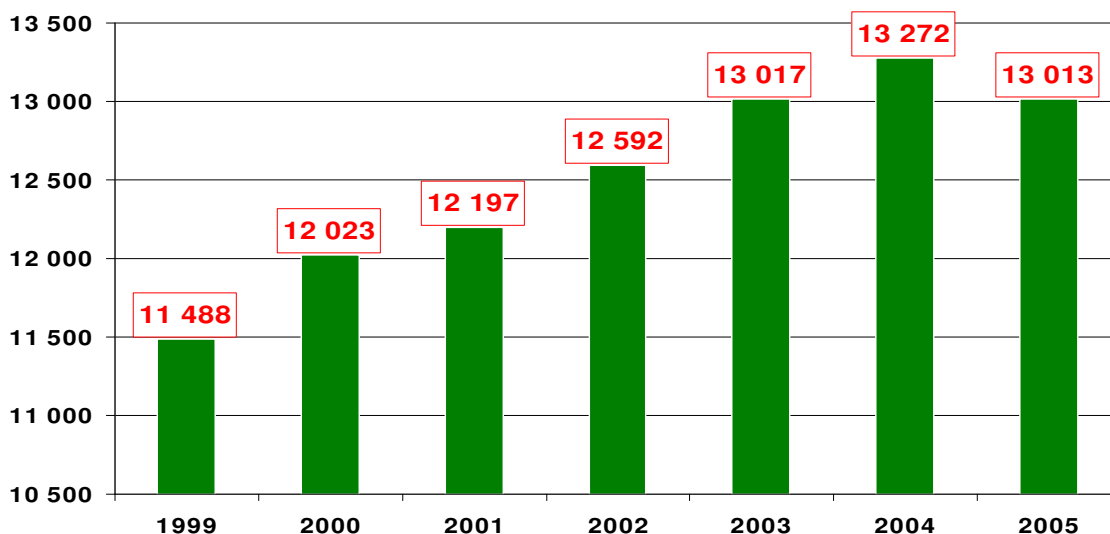
Peu exposé aux aléas climatiques dans le golfe du Mexique, *TOTAL*, a vu sa production reculer de près de 4,5 % en 2005 par rapport à 2004. L'arrêt de sa plate forme *Frigg* en mer du Nord et une baisse notable de sa production en Syrie sont les facteurs les plus couramment avancés pour expliquer ce recul. Mais, *TOTAL* a pu compenser, en partie, ce mouvement grâce aux augmentations de production d'hydrocarbures réalisées au Venezuela, en Libye, en Indonésie, à Trinidad et Tobago et en Argentine.

Pour *REPSOL YPF*, sa forte exposition en Amérique du Sud explique en grande partie le recul de 6,6 % de sa production de pétrole.

Seules *BP*, *CONOCO PHILLIPS* et *ENI* ont augmenté leur production d'hydrocarbures sur l'année 2005. *BP* et *CONOCO PHILLIPS* ont enregistré une hausse d'environ 1 % de leur production en 2005 par rapport à 2004, une augmentation limitée par les ouragans de l'été 2005. La mini major *ENI* a, quant à elle, affiché la plus forte hausse de production d'hydrocarbures en 2005, avec une progression de près de + 7,5 %.

Graphique 5 : Production de pétrole brut des majors en 2005 (milliers b/j)

Les événements climatiques et géopolitiques restent les principaux responsables



Source : rapports annuels

Au premier semestre 2006, la production de pétrole brut des 8 majors de notre échantillon s'est élevée à 12,8 millions de barils par jour, contre 12,9 millions au premier semestre 2005, soit une légère baisse de 1 %. L'ensemble des majors européennes (*BP*, *SHELL*, *REPSOL YPF* et *TOTAL*) ont vu leur production diminuer au premier semestre 2006. *SHELL* affiche la plus forte baisse à 1,9 million de barils par jour au premier semestre 2006, soit un recul de 10 % par rapport au premier semestre 2005. Les principaux arguments avancés par *SHELL* pour justifier ce recul se concentrent sur son exploitation au Nigeria, avec les fermetures partielles de son activité dans le delta occidental du Niger, mais également sur la poursuite des reports de production dans le golfe du Mexique en liaison avec les ouragans de l'été 2005.

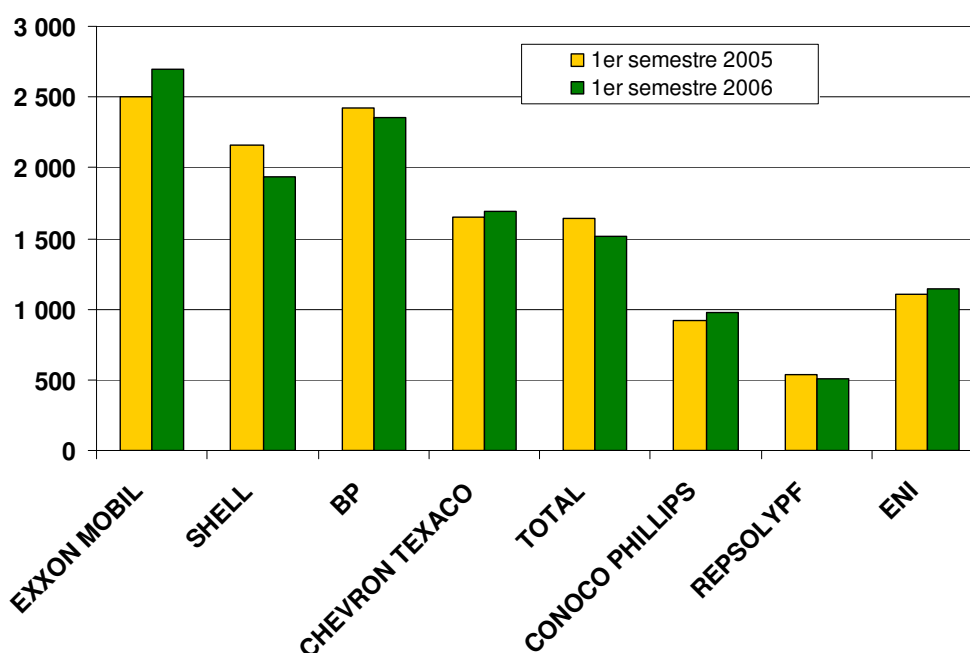
Le groupe *TOTAL* a enregistré une diminution de 8 % de sa production de pétrole brut au premier semestre 2006 par rapport au premier semestre 2005, à 1,6 million de barils par jour. Outre les effets des arrêts programmés pour maintenance en mer du Nord et à *Girassol* en Angola, ce mouvement serait en partie dû aux effets dits de périmètre, ainsi qu'aux conséquences des prix élevés des hydrocarbures sur les volumes provenant des contrats de partage de production.

En effet, dans le cadre des contrats de partage de production (*Production Sharing Contract* – PSC –), le calcul de la production qui revient aux

compagnies pétrolières internationales est basé sur une fraction de la production totale valorisée à un prix fixé dans le contrat. Or, avec un prix du baril plus élevé, les majors reçoivent mécaniquement un volume de production beaucoup plus faible. Ainsi, fin décembre 2005, le prix du baril a atteint près de 59 dollars le baril, contre 40 dollars un an plus tôt. Cet effet est également visible dans le calcul des réserves des majors.

Graphique 6 : Production de pétrole brut des majors (milliers b/j)

Les premiers chiffres de 2006 ne permettent pas d'anticiper un rebond de la production



Source : rapports trimestriels

REPSOL YPF a enregistré une baisse de 7 % de sa production de pétrole brut au premier semestre 2006. Outre le déclin de ses gisements en Argentine et les grèves qui ont impacté la production dans le sud du pays au premier trimestre 2006, *REPSOL YPF* a vu sa production diminuer au Venezuela, en raison de l'évolution des accords de joint-ventures avec la compagnie nationale *PDVSA*.

À l'opposé, les compagnies américaines, *EXXON MOBIL*, *CONOCO PHILLIPS* et *CHEVRON TEXACO*, ont accru leur production de pétrole au premier semestre 2006. *EXXON MOBIL* a produit 2,7 millions de barils par jour, soit 8 % de mieux qu'au premier semestre 2005. Cette hausse est en partie due à une production plus élevée des gisements en Afrique de l'Est. La production de *CHEVRON TEXACO* a, elle, crû de 3 % par rapport au premier semestre 2005. Cette augmentation est attribuée à l'acquisition du groupe pétrolier *UNOCAL*.

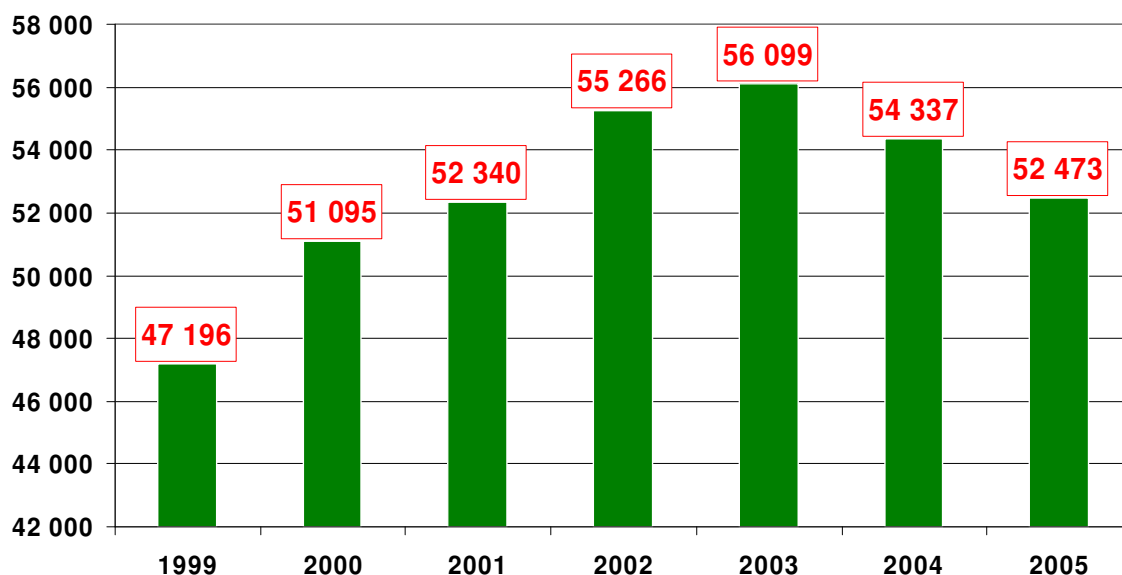
CONOCO PHILLIPS a augmenté sa production de 6 %, en particulier aux États-Unis où elle réalise les 3/4 de son chiffre d'affaires. Quant à l'italienne *ENI*, sa production s'est accrue de 4 % au premier trimestre 2006, à 1,1 million de barils par jour. Cette hausse s'explique par une forte poussée de la production en Angola, en Algérie et en Libye, un mouvement en partie atténué par une production plus faible au Nigeria et au Kazakhstan.

1.3 Une nouvelle diminution des réserves

Le renouvellement des réserves reste l'un des principaux enjeux pour les compagnies pétrolières internationales. En 2005, les 8 majors de notre échantillon ont enregistré une diminution de 3,4 %, en moyenne, de leurs réserves de pétrole par rapport à 2004. Toutefois, ce mouvement est loin d'être homogène entre les différentes compagnies. Ainsi, *REPSOL YPF*, qui a vu ses réserves fondre de 31 % pour la seule année 2005 et *CONOCO PHILLIPS*, qui a enregistré une hausse de 10 %, représentent les deux cas extrêmes. Entre ces deux compagnies, on peut identifier trois groupes différents : le premier constitué d'*EXXON MOBIL*, de *TOTAL* et d'*ENI*, avec une baisse des réserves de 6 % pour chacune des compagnies, le second avec *BP* et *SHELL*, qui affichent un recul d'environ 3 %, et enfin *CHEVRON TEXACO*, qui a stabilisé ses réserves en 2005, après le recul de 7 % observé en 2004. Ainsi, ni la taille du chiffre d'affaires, ni l'importance des profits ou la nationalité de la compagnie pétrolière ne sont des facteurs discriminants dans la difficulté à renouveler ses réserves. Ces difficultés sont exacerbées, dans le cadre des contrats de partage de production, par le prix élevé du pétrole durant l'année 2005. Les hauts niveaux de prix ont entraîné "mécaniquement" une diminution des volumes comptabilisés comme réserves par les compagnies pétrolières. Globalement, le niveau des réserves de pétrole des 8 majors de notre échantillon en 2005 est retombé à son niveau de l'année 2001.

La tendance à la baisse des réserves des majors se prolonge

Graphique 7 : Réserves de pétrole brut (millions de barils)

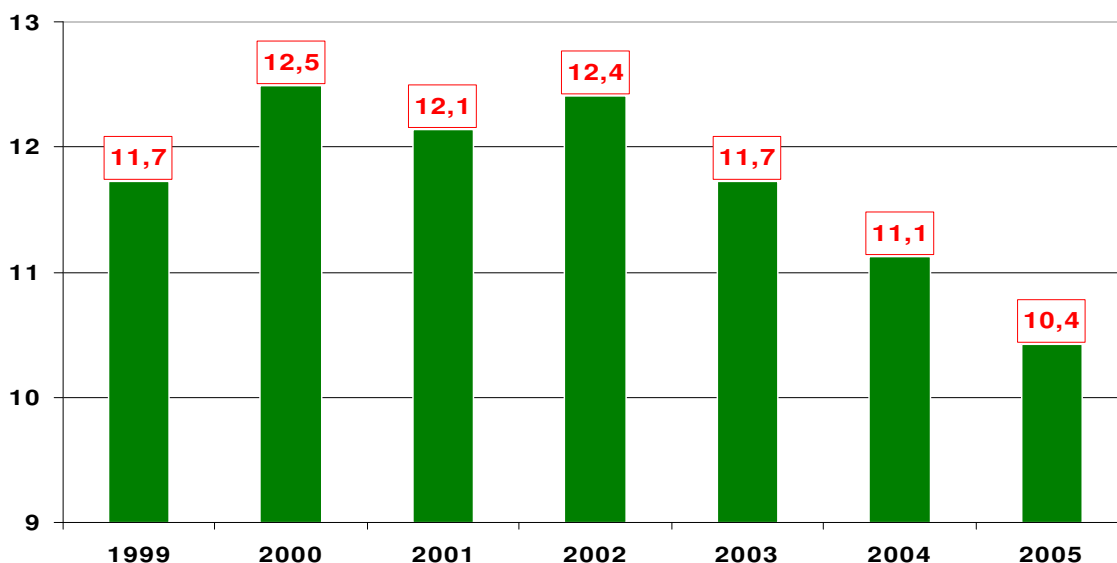


Source : rapports annuels

En conséquence, le ratio R/P s'affiche une nouvelle fois en baisse (- 6 %), pour s'élever à 10,4 années en 2005, contre 11,1 années en 2004. Ce sont surtout les ratios des mini majors *REPSOL YPF* et *ENI* qui chutent le plus fortement. Ainsi, pour *REPSOL YPF* il recule à moins de 6 années en 2005, contre 8,1 années en 2004. Celui d'*ENI* passe de 10,6 années à 9,3 années en 2005.

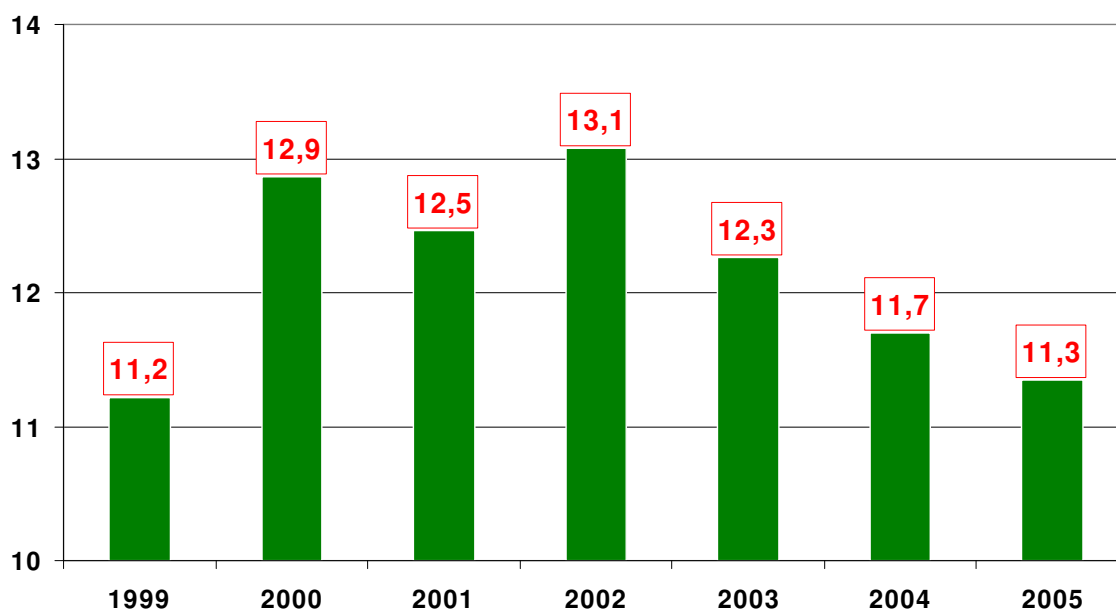
Graphique 8 : Ratio R/P des 8 majors (années)

Le mouvement de diminution des réserves est plus marqué pour les mini majors



Source : rapports annuels

Graphique 9 : Ratio R/P des 6 grandes majors (années)



Source : Rapports annuels

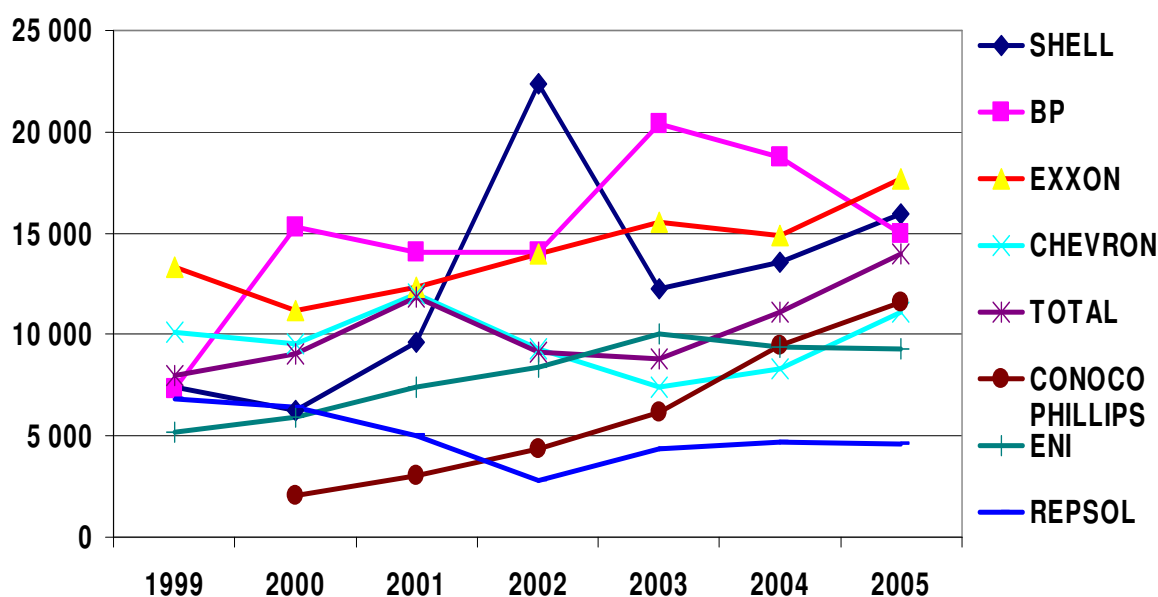
Si on recalcule le ratio R/P moyen de notre échantillon en retirant les deux mini majors *REPSOL YPF* et *ENI*, la diminution est beaucoup plus limitée. Certes, le mouvement de recul observé depuis le pic de l'année 2002 reste présent, mais il est atténué : hors *REPSOL YPF* et *ENI*, le ratio R/P serait passé de 11,7 années en 2004 à 11,3 années en 2005, soit un ratio quasiment similaire à celui qui prévalait en 1999.

1.4 Les dépenses d'investissement des majors proches des 100 milliards de dollars en 2005

Des dépenses d'investissement en hausse de près de 10 %, à 100 milliards de dollars

Avec près de 100 milliards de dollars en 2005, les dépenses d'investissement des majors pétrolières de notre échantillon ont augmenté de plus de 10 %, par rapport à 2004. Sur la période 1999-2005, la hausse des dépenses d'investissement des majors a ainsi été portée à 71 %, une progression similaire à celle observée pour l'ensemble de l'industrie pétrolière et gazière depuis le début de l'année 2000. Toutefois, selon l'Agence Internationale de l'Énergie⁵, ce chiffre doit être relativisé. En effet, la majeure partie de cette augmentation serait essentiellement liée à la hausse des coûts (matières premières nécessaires à la fabrication des équipements, main-d'œuvre, services...), la progression des investissements en volume étant beaucoup plus limitée (seulement + 5 % sur la période). Ainsi, la forte augmentation des investissements dans le secteur pétrolier, et plus particulièrement des majors, ne pourrait ainsi qu'être le reflet de la hausse des coûts et non une tendance profonde à l'investissement en volume.

Graphique 10 : Dépenses d'investissement (millions \$ US)



Un chiffre à relativiser étant donnée la forte hausse des coûts

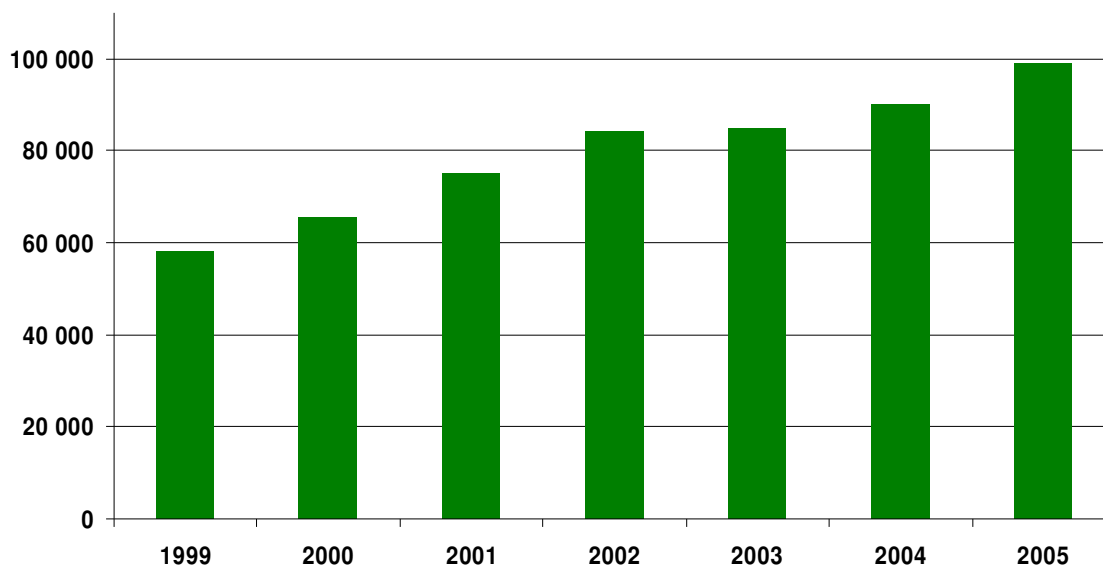
Source : Rapports annuels

Le groupe des super majors reste celui qui investit le plus (en milliards de dollars). Toutefois, la progression des investissements est restée très hétérogène en 2005. En effet, alors que les dépenses ont augmenté respectivement de 19 % et 17 % pour *EXXON MOBIL* et *SHELL*, celles de *BP*, ont diminué de près de 20 % par rapport à 2004. C'est le groupe des majors intermédiaires (*TOTAL*, *CHEVRON TEXACO* et *CONOCO PHILLIPS*) qui a enregistré la progression la plus importante des dépenses d'investissement (+

⁵ World Energy Outlook 2006, Current Trends in Oil and Gas Investment, p.315.

27 % en moyenne par rapport à 2004). À l'inverse, les mini majors ENI et REPSOL ont affiché une baisse de 1 % de ces mêmes dépenses en 2005.

Graphique 11 : Total des investissements réalisés par les 8 majors (millions \$ US)



Source : rapports annuels

Le secteur amont concentre près de 70 % des dépenses d'investissement des majors

L'étude de la décomposition de ces dépenses d'investissement tend à confirmer la prédominance des investissements dans le secteur amont (près de 70 % des dépenses engagées par les majors en 2005 et une hausse de près de 20 % entre 2004 et 2005), par rapport à ceux du secteur aval (17 % des investissements réalisés et une hausse de 12 % entre 2004 et 2005).

En outre, il est intéressant de remarquer que les investissements dans le secteur gaz et électricité, ainsi que dans la chimie, ont diminué. Si, pour le secteur de la chimie, ces résultats sont en ligne avec le mouvement observé depuis 1999, à savoir un désengagement progressif des compagnies pétrolières de ce secteur, contribuant ainsi à une nette diminution des investissements, ils peuvent paraître paradoxaux dans le secteur gaz-électricité. En effet, après avoir plus que doublé entre 1999 et 2003 (avec notamment une hausse de 50 % entre 2002 et 2004), les investissements ont diminué de 18 % entre 2004 et 2005. Ce chiffre reflète avant tout la diminution des investissements d'*ENI* (- 20 % entre 2004 et 2005), sachant que cette dernière réalise près de 30 % de son chiffre d'affaires dans ce secteur. Par contre, ces dépenses ont progressé de plus de 15 % pour *SHELL* et de 2 % pour *BP*.

Tableau 2 : Répartition des dépenses par secteur (milliards \$ US et %)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Amont	33,1	37,4	49,5	56,2	60,4	58,2	69,4
en variation		+ 13 %	+ 32 %	+ 14 %	+ 7 %	- 4 %	+ 19 %
Aval	13,2	13,2	11,6	17,6	13,4	15,2	17,1
en variation		+ 0,1 %	- 12 %	+ 52 %	- 24 %	+ 13 %	+ 12 %
Gaz et électricité	1,9	3,7	3,4	3,1	4,1	4,6	3,8
en variation		+ 89 %	- 9 %	- 11 %	+ 33 %	+ 15 %	- 18 %
Chimie	7,6	6,1	6,1	4,3	3,6	5,2	3,8
en variation		- 21 %	+ 1 %	- 29 %	- 17 %	+ 43 %	- 28 %
Autres	2,2	4,9	4,5	3,1	3,2	6,7	5,1
en variation		+ 126 %	- 9 %	- 32 %	+ 6 %	+ 107 %	- 25 %
Total dépenses	58,1	65,5	75,2	84,4	84,8	90,1	99,2
en variation		+ 13 %	+ 15 %	+ 12 %	+ 1 %	+ 6 %	+ 10 %

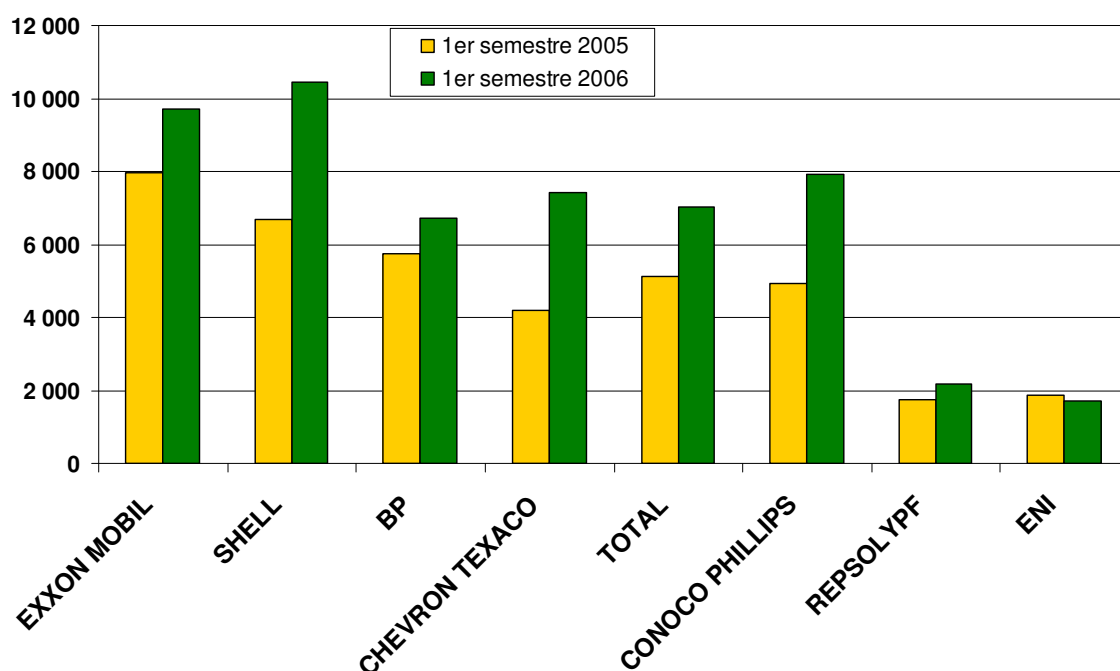
**Le secteur gaz-
électricité délaissé
après deux
années de hausse**

Source : rapports annuels

Au premier semestre 2006, les dépenses d'investissement des compagnies pétrolières de notre échantillon ont bondi de 41 %, toutes les majors (excepté *ENI*) ayant affiché une hausse de leurs dépenses. Si les écarts entre les majors restent importants (+ 17 % pour *BP*, contre + 76 % pour *CHEVRON TEXACO*), on remarque que ce sont toujours les majors intermédiaires qui sont les plus dynamiques, avec une progression moyenne de 56 % au premier semestre 2006 par rapport au premier semestre 2005, contre "seulement" + 32 % pour les supers majors.

Graphique 12 : Dépenses d'investissement (millions \$ US)

Au premier semestre 2006, les dépenses d'investissement des majors ont progressé de plus de 45 % par rapport au 1^{er} semestre 2005



Source : rapports trimestriels

Les dépenses d'investissement d'*EXXON MOBIL* ont ainsi atteint 9,7 milliards de dollars sur les six premiers mois de 2006, soit une augmentation de 1,8 milliard par rapport à 2005 (+ 22 %). Cette major prévoit un niveau de dépenses d'investissement d'environ 20 milliards de dollars en 2006 (soit une progression de 1 milliard de dollars par rapport à la prévision du premier trimestre), un chiffre à comparer aux 18 milliards de dollars en 2005.

2 Des cash-flows gonflés au brut

Des cash-flows d'exploitations à des niveaux historiquement hauts

2.1 Principales sources et utilisations du cash-flow des Majors

Le cash-flow d'exploitation⁶ cumulé des huit compagnies pétrolières de notre échantillon a augmenté de 20 % entre 2004 et 2005, pour se porter à 187 milliards de dollars. En plus des fonds générés par les opérations d'exploitation, les majors ont engrangé du cash suite à la cession d'actifs, pour près de 30 milliards de dollars en 2005, soit une hausse de plus de 25 % par rapport à 2004. L'environnement macro-économique mondial (hausse des prix du pétrole, concurrence accrue des compagnies pétrolières) a encouragé les majors à céder les activités les moins génératrices de résultats et à se focaliser sur des secteurs porteurs. Ainsi, les majors américaines et les deux supers majors européennes, *SHELL* et *BP*, ont profité des conditions favorables du marché pour vendre leurs activités non stratégiques, un mouvement observé également avec *TOTAL*, qui a cédé son activité de chimie en mai 2006.

Des dividendes en hausse de 33 %, le montant consacré aux politiques de rachats d'actions en hausse de 84 %

L'utilisation la plus importante du cash-flow reste les dépenses d'investissement, et ce même si leur progression (+ 10 % en 2005, par rapport à 2004) reste inférieure à la croissance du cash-flow d'exploitation (+ 20 % en 2005, par rapport à 2004). Les investissements ont ainsi été portés, en 2005, à 99 milliards de dollars, contre 90 milliards de dollars en 2004. Les dividendes versés aux actionnaires ont représenté la deuxième utilisation (en milliards de dollars) des cash-flows des majors en 2005. Au total, les dividendes distribués par les compagnies pétrolières ont enregistré une hausse de 33 % en 2005, à 47 milliards de dollars. La seule major *EXXON MOBIL* a multiplié par deux les dividendes distribués à ses actionnaires, à près de 19 milliards de dollars. Parallèlement aux dividendes versés aux actionnaires, les majors ont consacré environ 45 milliards de dollars à la réduction du nombre de titres sur le marché, à travers les processus de rachat d'action. C'est cette utilisation des cash-flows qui a enregistré la plus forte progression entre 2004 et 2005, avec une hausse de 84 %.

Enfin, les majors ont alloué 27 milliards de dollars en 2005 à la réduction de leurs dettes, notamment les dettes de long terme, soit un volume quasiment similaire à celui de 2004.

Si les principales utilisations des cash-flows restent par ordre d'importance les investissements et les dividendes versés aux actionnaires, il est intéressant de se pencher sur le processus de rachat d'actions, dont les volumes ont augmenté de 84 %. Disposant d'une trésorerie très importante en fin d'année 2005, les majors ont procédé à des rachats massifs de leurs propres actions, ceux-ci s'établissant, en valeur, pour certaines compagnies, à 50 % du profit net

⁶ Le cash-flow d'exploitation se compose du résultat net plus les dotations aux amortissements et aux provisions pour dépréciation d'actifs immobilisés et aux provisions pour risques moins les plus-values (plus les moins-values) de cessions et moins la variation du besoin en fonds de roulement (stocks + créances - dettes). Ces dotations sont dites "charges calculées" dans la mesure où elles ne sont que l'évaluation comptable arbitraire d'une diminution de valeur.

(EXXON MOBIL, BP), contre une moyenne de 20 % pour les autres compagnies⁷.

**99 milliards
d'investissement,
92 milliards
consacrés aux
rachats d'actions et
aux actionnaires**

Tableau 3 : Cash-flows cumulés des majors (milliards \$ US)

	2004	2005	
Principales sources du cash-flow			
Cash-flow d'exploitation	156	187	+ 20 %
Montant des dettes à CT et à LT	13	14	+ 7 %
Montant de la cession des actifs	23	30	+ 26 %
Autres : créances, intérêts reçus, ventes d'actions	10	8	- 20 %
TOTAL	202	238	+ 18 %
Principales utilisations du cash-flow			
Dépenses d'investissement	90	99	+ 10 %
Réduction des dettes	28	27	- 4 %
Dividendes versés aux actionnaires	35	47	+ 33 %
Rachat des actions	25	45	+ 84 %
Autres	3	2	- 27 %
TOTAL	181	220	+ 22 %
Cash-flow net restant en fin d'année	50	68	+ 32 %

Source : rapports annuels

**1/3 du profit net des
majors est consacré
aux rachats
d'actions**

Les rachats d'actions ont ainsi représenté en moyenne une part de 32 % du profit net réalisé par les majors en 2005. Si on ajoute les masses versées sous forme de dividendes aux actionnaires aux montants consacrés par les majors aux rachats d'actions, on atteint, pour l'année 2005, environ 92 milliards de dollars (+ 50 % par rapport à 2004), soit un chiffre comparable aux investissements des compagnies pétrolières de notre échantillon en 2004 et à 90 % du montant de ceux réalisés en 2005.

⁷ Seule la compagnie REPSOL YPF n'a pas procédé au rachat de ses propres actions en 2005.

Tableau 4 : Part des rachats d'actions dans le profit net

	2004	2005	VAR
Rachat d'actions	25	45	+ 84 %
Dividendes	35	47	+ 33 %
Investissements	90	99	+ 10 %
Profit net	103	141	+ 37 %
Rachat d'actions/Investissements	28 %	45 %	+ 17 points
Rachat d'actions/Profit net	24 %	32 %	+ 8 points

Source : rapports annuels

Ainsi, parallèlement à la polémique suscitée par le niveau des profits des compagnies pétrolières, s'en est installée une seconde sur leur utilisation.

2.2 La pratique du rachat d'actions par les majors

Le rachat d'actions est une pratique employée par les sociétés cotées en bourse qui disposent d'une trésorerie importante. En rachetant ses propres actions et en les annulant, la société réduit le nombre de ses titres en circulation et augmente ainsi le bénéfice net par action (BNPA). Le rachat d'actions crée un "effet relatif" sur le BNPA (par opposition à la dilution).

Une politique de plus en plus prise en compte par les compagnies pétrolières

Le processus de rachat de ses propres actions par une société est une technique fréquemment pratiquée aux États-Unis et en Grande-Bretagne depuis le milieu des années 1970. En France, jusqu'en juillet 1998, les sociétés cotées en bourse ne pouvaient racheter leurs propres actions, car une société ne pouvait être son propre actionnaire. Depuis 1998, la loi accorde une plus grande souplesse aux sociétés qui peuvent désormais racheter jusqu'à 10 % de leurs titres sur le marché, après avoir obtenu l'autorisation des actionnaires lors de l'assemblée générale annuelle. De très nombreuses entreprises françaises, dont TOTAL, ont lancé des programmes de rachat d'actions significatifs un an après la réforme.

En 2005, le montant des rachats d'actions sur la place de Paris s'est élevé, selon les dernières estimations de l'Autorité des marchés financiers (AMF), à 12,5 milliards d'euros. Avec 3,3 milliards d'euros, le groupe *TOTAL* a représenté environ 26 % des rachats d'actions en France. À titre de comparaison, les entreprises américaines ont consacré près de 300 milliards de dollars aux rachats de leurs titres en 2005, dont 6,3 % pour le seul groupe *EXXON MOBIL*.

Cependant, la pratique du rachat d'actions ne fait pas l'unanimité, à la fois dans les milieux académiques et dans les milieux financiers. Il existe une réelle controverse autour de cette pratique, notamment sur la finalité de l'opération,

mais également sur les anticipations des marchés financiers. Pour certains, le rachat d'actions traduirait une réelle volonté d'assainissement de la gestion financière des sociétés, alors que pour d'autres, il ne serait que le reflet de l'impuissance des dirigeants à bâtir une politique d'investissement cohérente à long terme.

2.2.1 Les raisons théoriques du rachat d'actions : une revue de la littérature

Si la politique de distribution des dividendes tend à "rendre" aux actionnaires une partie de l'investissement réalisé par ces derniers en achetant les actions, la politique du rachat d'actions semble procéder d'une tout autre philosophie. L'hypothèse la plus communément émise (Choinel & Royer⁸, Pereira⁹, Vermaelen¹⁰) suppose que le processus de rachat d'actions permettrait d'apporter des liquidités sur le marché financier et de soutenir le cours de l'action. En effet, l'augmentation du volume d'achat sur le titre de la part de la compagnie peut entraîner un effet stimulateur sur le cours de l'action. Cet effet serait, en outre, d'autant plus important que le marché est étroit (Sicard¹¹). Cette hypothèse corroborerait les études menées depuis le début des années 1960 aux États-Unis (Ellis & Young¹²), selon lesquelles 99 % des politiques de rachat d'actions sont effectuées par des entreprises ayant un cours d'actions trop bas. À cette stimulation mécanique issue des seules forces du marché, l'augmentation des cours des titres passerait également par le canal du bénéfice net par actions (BNPA). En effet, à profit constant, en réduisant le nombre de titres, le bénéfice par action augmente, ce qui devrait permettre au titre d'être plus attractif pour les investisseurs. Le marché pourrait dès lors interpréter ces hausses (à la fois celle issue d'une augmentation des volumes sur le titre et celle liée à la hausse du BNPA) comme le signal d'une hausse potentielle de l'action, ce qui pourrait redynamiser les cours du titre (Pereira, op. cit.) et rendre l'action plus attractive.

En outre, la politique de rachat d'actions peut également être perçue comme une économie future de distribution de dividendes, ces derniers pouvant être placés sur les marchés financiers, contribuant ainsi à augmenter le bénéfice (Pereira op. cit.). Toutefois, le rachat d'actions a un coût, ce qui est analysé par certains comme une baisse des fonds disponibles pour de futurs investissements, diminuant ainsi les bénéfices futurs. Cependant, de nombreuses études (Pereira, op. cit, Vermaelen, op. cit) mettent en avant la caractère globalement positif de ce type de politique.

Soutien du cours des actions, fidélisation des actionnaires, avantages fiscaux

Recherche de la "vraie valeur" de l'entreprise

⁸ Choinel et Royer, "Le marché financier : structure et secteurs", La Revue Banque, n° 578, 1997.

⁹ C. Vinhas Pereira, "Le rachat par les sociétés de leurs propres titres", Cahier de Recherche CREFID, n° 8607, 1987.

¹⁰ T. Vermaelen, "Common stock repurchases and market signalling. An empirical study", Journal of Financial Economics, vol. 9, pp.139-183, 1981.

¹¹ A. S. Sicard, "Rachat d'actions par les sociétés : une formule en vogue", Option finance n° 4, 1998.

¹² C. D. Ellis, A.E. Young, "The repurchase of common stock", The Ronald Press Company, New York, 1971.

Ainsi, les rachats d'actions auraient la vertu de rétablir en quelque sorte la "vraie valeur" de l'entreprise *via* les mouvements sur les cours des actions. Certains (Ellis & Young, op. cit.) voient même des vertus prédictives de gouvernance au sein des entreprises. Ils considèrent les opérations de rachat comme le signe de performances futures et de bonne gestion de l'entreprise. Vermaelen (op. cit.) partage cette opinion et estime que cette politique permet une certaine fidélisation de l'actionnaire. En outre, selon ce dernier, le rachat d'actions aurait également des vertus compensatrices en cas de fortes chutes des résultats et du cours des actions : la prime reçue par les actionnaires limiterait en quelque sorte la perte en capital.

D'autres (Dumontier¹³, Kare & Wiggins¹⁴) estiment que la procédure de réduction du nombre d'actions est destinée à assurer une certaine stabilité du résultat et des dividendes par action en cas de chute brutale des profits de l'entreprise. Cependant, ils s'interrogent sur la quantité d'actions à racheter, un volume trop important d'actions rachetées pouvant être interprété comme une volonté de la part de l'entreprise de dissimuler ses difficultés, ce qui aboutirait à un effet négatif sur le cours.

Enfin, les politiques de rachat d'actions pourraient se révéler comme un simple substitut aux dividendes dans lequel l'aspect fiscal est prépondérant. En effet, le rachat d'actions est fiscalement plus avantageux pour les actionnaires que les dividendes, ces derniers étant beaucoup plus taxés. L'entreprise distribuerait ainsi, *via* sa politique de rachat d'actions, de manière occasionnelle, du cash à ses actionnaires afin de les faire bénéficier d'une meilleure fiscalité, constituant ainsi une alternative à la distribution de dividendes.

Ainsi, le rachat d'actions porterait en lui-même des vertus cachées pour l'entreprise, lui permettant de retrouver une vraie valeur et d'influencer le cours du titre. Certaines études empiriques (Dann¹⁵, Husson¹⁶, Vermaelen, op. cit.), plus particulièrement américaines, ont montré que l'annonce, de la part des sociétés, de leur volonté de racheter leurs propres actions s'accompagnait d'une augmentation du cours de l'action supérieure à ce qu'elle aurait pu être sans cet événement. Ces études laissent à penser que l'impact positif sur le cours de l'action serait réel, permettant ainsi une valorisation du portefeuille des actionnaires. En outre ces études insistent sur la psychologie des marchés. En effet, à travers la mise en place d'une politique de rachat des actions, dans un contexte d'asymétrie d'information, les dirigeants de l'entreprise feraient ainsi connaître au marché leur optimisme sur l'état actuel et les perspectives de l'entreprise. Ce scénario favoriserait une interprétation, par le marché, de l'opération de rachat comme un indice de bonne santé de la société, provoquant ainsi, dans un processus cumulatif, un regain d'attractivité pour le titre, une

**La seule solution
contre "un
capitalisme sans
imagination et sans
projets" ?**

¹³ P. Dumontier, "L'impact de la stabilité de distribution de dividendes sur les cours", Cahier de Recherche en Gestion des Entreprises, n° 2, 1984.

¹⁴ D. D. Kare, C.D. Wiggins, "How to estimate the effect of a stock repurchase on share price", Management Accounting, pp.55-58, 1987.

¹⁵ L. Y. Dann, "Common Stock Repurchases : An analysis of returns to Bondholders and Stockholders, Journal of financial economics, Vol. 11, pp. 301-328, 1983.

¹⁶ B. Husson, "La prise de contrôle des entreprises", PUF, pp.199-237, 1987.

appréciation de son cours et une augmentation de la "richesse" des actionnaires.

Toutefois, le rachat d'actions peut également apparaître comme un signal négatif pour les investisseurs et les actionnaires. En effet, la politique de rachat des actions peut simplement être perçue comme l'aveu d'impuissance des dirigeants à utiliser convenablement les ressources financières dont ils disposent pour trouver des investissements rentables à long terme. Ainsi, ces procédures répétitives représenteraient la solution ultime pour des dirigeants en panne d'imagination et de projets. Il pourrait même, dans certains cas, être analysé comme un moyen de dissimuler ses difficultés économiques en transmettant un faux signal par une hausse fictive du BNPA et des dividendes par action, aboutissant ainsi à une sorte de "manipulation des cours".

Même s'il considère que le processus de rachat des actions permet de fidéliser les actionnaires, Vermaelen (op. cit.) met en garde contre le caractère répété de cette politique, qui pourrait affecter le comportement des actionnaires : ces derniers estimant que l'entreprise ne va pas réaliser les investissements productifs nécessaires à sa rentabilité et à son développement, pourrait jouer "contre" le titre en se retirant du marché. Le caractère répétitif, ainsi que le volume de titres rachetés apparaissent dès lors fondamentaux pour la réussite d'une procédure de rachat d'actions. Wiggins & Kare (op. cit.) estiment ainsi que le volume du rachat d'actions doit être faible pour qu'il n'ait aucun impact négatif sur le cours. Il revient à chaque entreprise de déterminer ce seuil et de ne pas le dépasser pour éviter un effondrement des cours.

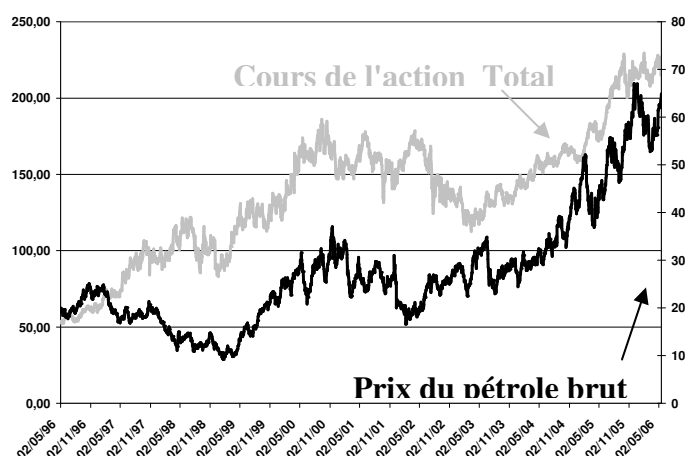
2.2.2 Dans le cycle actuel, que penser de la politique de rachats d'actions des compagnies pétrolières internationales ?

a. Un cycle particulier ?

Il est difficile, à l'heure actuelle, d'estimer si les cours des titres des principales compagnies pétrolières internationales étaient sous valorisés lors des opérations de rachat d'actions observées durant les années 1990. Mais depuis 1999, c'est la conjoncture du marché pétrolier qui a bel et bien permis une envolée des cours des actions de ces sociétés.

Le décalage entre la politique de rachat d'actions actuel et le cycle économique actuel

Graphique 13 : Cours de l'action TOTAL (en euros) à la Bourse de Paris et cours du pétrole brut Brent (en dollars, échelle de droite)



Sources : Total, Global Insight

Dès lors, il paraît difficile de soutenir l'idée d'une politique de rachat d'actions dans le seul but de soutenir le cours de l'action dans le secteur pétrolier. Certes, on peut légitimement penser que l'organisation actuelle du secteur, avec une concurrence et une compétition entre les différents "oligopoles pétroliers", à la fois pour l'accès aux réserves, mais également pour favoriser l'attractivité de leurs compagnies, conduit à ce genre de pratique. Il est désormais devenu monnaie courante d'avoir, lors des assemblées générales d'actionnaires, des objectifs de cours de titres à moyen terme. En outre, la présence, comme actionnaires, de fonds de pension souhaitant une rentabilité minimale de l'activité, peut conduire à répéter cette politique.

Manque d'accès aux réserves, décisions d'investissement prises sur des hypothèses trop conservatrices, manque de ressources humaines ?

Pourtant, ce qui est pour le moins paradoxal dans le contexte actuel, c'est l'ampleur des rachats d'actions et leur part dans l'utilisation des cash-flow, ainsi que la période à laquelle se déroulent ces politiques. En effet, en termes macroéconomiques, on peut estimer que l'activité économique mondiale se situe désormais à la fin d'un cycle qui a débuté après la récession de 2001 aux États-Unis. Or, on peut tout à fait comprendre qu'en début de cycle, les entreprises, qui peinent à digérer les difficultés du cycle précédent, ne soient pas incitées à investir et préfèrent utiliser leur cash pour des rachats d'actions. Ces mesures permettent, en effet, de compenser les pertes probables en capital des principaux actionnaires dans un contexte économique difficile et de soutenir le cours de l'action. On peut ainsi comprendre la tentation des compagnies pétrolières au début des années 2000 de corriger les effets du cycle passé. Cette tendance s'est matérialisée, dans de nombreux secteurs de l'économie, par les vagues de restructuration, de nettoyage des bilans, de recentrage des activités sur le cœur de métier, afin d'assainir les finances des entreprises et de dégager de nouveaux cash-flows. Logiquement, passé ce délai, les investissements réapparaissent, jusqu'à ce que l'écart entre cash-flows dégagés et investissements se réduise, voire s'inverse, lors des retournements de cycle (fin de cycle). Même si on a pu observer une augmentation des investissements des compagnies pétrolières depuis 1999, il résulte de l'analyse précédente l'impression que les cash-flows restent en avance sur les investissements dans ce secteur.

Cela peut s'expliquer de différentes manières. La première serait d'avancer l'idée que les dirigeants des entreprises pétrolières, "traumatisés" par le caractère fortement cyclique du prix du baril (à moins de 10 dollars le baril en 1997, à près de 80 dollars le baril en août 2006), ne se risquent pas à investir de peur d'être confrontés à des surcapacités de production lors du retournement de cycle. Si cette explication semblait plausible au début des années 2000 et jusqu'en 2004, elle est difficilement soutenable à l'heure actuelle, étant donné les débats existants sur les marchés énergétiques, notamment en termes de prévisions de prix à moyen terme.

b. Des raisons plus sectorielles : la hausse des coûts et des pays fermés à l'investissement international :

Une autre hypothèse avancée (Borjeix¹⁷) serait celle de l'impossibilité, pour les compagnies pétrolières, d'investir sur leur marché, en raison d'une saturation de leurs propres fournisseurs. Ainsi, en raison d'un contexte macroéconomique et d'un contexte sectoriel porteur, mais également suite à l'envolée des prix des matières premières entrants dans la chaîne de production pétrolière, les compagnies pétrolières seraient en quelque sorte bloquées par l'incapacité de leur fournisseur à répondre à la demande. En outre, elles pourraient être contraintes par le manque de ressources humaines et/ou par le prix extrêmement élevé des équipements pétroliers, en raison de la forte poussée des prix des matières premières, et, notamment, des prix des métaux ferreux et non-ferreux depuis 2002.

Dès lors, les compagnies pétrolières n'auraient d'autres choix que de redistribuer du cash par rachat d'actions pour contenter leurs actionnaires. Enfin, et cette hypothèse ne peut être écartée, les dirigeants des majors ne pourraient investir pour des questions plus géopolitiques, notamment d'accès aux réserves, certains pays restant complètement fermés aux investissements étrangers sous toutes ses formes.

Une politique juste financière ?

Si ces facteurs contribuent tous plus ou moins à expliquer la stratégie des majors pétrolières, il est difficile d'isoler un facteur prédominant. On pourrait, même, d'ailleurs, considérer les politiques de rachat d'actions des compagnies pétrolières comme des investissements financiers. En effet, en rachetant ces propres actions, l'entreprise considère simplement que son activité offre un rendement supérieur aux autres placements alternatifs. Inscrites au bilan comme actions d'autocontrôle, ces actions pourront être utilisées ultérieurement pour d'autres opérations.

¹⁷ J. Borjeix, "Que font les entreprises françaises de leurs profits" in Les entreprises françaises 2006, Economica, 2006.

Conclusion :

L'environnement à la fois économique, financier et sectoriel reste extrêmement porteur pour les compagnies pétrolières internationales. Avec la poursuite de l'envolée du chiffre d'affaires et des profits durant l'année 2005 (et sur la première partie de l'année 2006), l'éclatante santé financière des compagnies pétrolières internationales ne se dément pas. Elle s'étale sur les principales places boursières de la planète. Les capitalisations des compagnies pétrolières internationales font ainsi « la tendance » des principaux indices des marchés. Pour le seul CAC 40 sur la place *EURONEXT*, le groupe *TOTAL*, avec près de 130 milliards de capitalisation boursière, représente près de 14 % du panier indiciaire. En Europe, comme aux États-Unis, les compagnies pétrolières internationales marquent chaque jour de leur sceau les évolutions boursières.

Trois chiffres pourraient résumer à eux seuls le poids du secteur dans l'économie mondiale : 1650 milliards de dollars de chiffre d'affaires, 141 milliards de dollars de profits, 100 milliards de dollars d'investissement. Pourtant, rarement ce secteur aura été autant montré du doigt. En effet, face à ces chiffres frappants, on peut également en retenir d'autres tout aussi impressionnants. Ainsi, le montant cumulé des dividendes versés aux actionnaires et de la valeur des rachats d'actions par les compagnies a représenté, en 2005, une somme équivalente à 90 % des investissements, soit près de 90 milliards de dollars. La tentation est dès lors très grande de se focaliser uniquement sur ces chiffres, sans se demander si finalement les compagnies pétrolières ont eu d'autres choix. Dans ce secteur concurrentiel, l'attractivité d'une compagnie reste stratégique et pour séduire des actionnaires, il faut offrir un « chemin de rentabilité » à moyen terme. Il paraît évident qu'un certain mimétisme a envahi le secteur notamment dans leur politique de rachat d'actions. S'il est difficile de déterminer si cette stratégie est plus volontaire que subie, il paraît urgent de se pencher sur la « durabilité » de cette politique dans un environnement où les prix de l'énergie devraient rester extrêmement tendus.

Déjà parus

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

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

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

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

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

Raffinage et environnement.
Janvier 1991

CEG-4. D. BABUSIAUX,

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

CEG-5. J.-L. KARNIK,

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

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

Élasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.
Avril 1991

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

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

CEG-8. J.-M. BREUIL,

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

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

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

CEG-10. P. RENOU,

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

CEG-11. E. DELAFOSSE,

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

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

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

CEG-13. K. FAID,

Analysis of the American oil futures market.
Décembre 1992

CEG-14. S. NACHET,

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

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

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

CEG-16. N. ALBA-SAUNAL,

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

CEG-17. E. DELAFOSSE,

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

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

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

CEG-19. S. FURLAN,

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

CEG-20. M. CADREN,

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Marges et perspectives du raffinage.
Avril 1997

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ECO-42. D. BABUSIAUX,
Éléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut.
Décembre 2000

ECO-43. P. COPINSCHI,

Stratégie des acteurs sur la scène pétrolière africaine (golfe de Guinée).

Janvier 2001

ECO-44. V. LEPEZ,

Modélisation de la distribution de la taille des champs d'un système pétrolier, LogNormale ou Fractale ? Une approche unificatrice.

Janvier 2001

ECO-45. S. BARREAU,

Innovations et stratégie de croissance externe : Le cas des entreprises parapétrolières.

Juin 2001

ECO-46. J.P. CUEILLE,

Les groupes pétroliers en 2000 : analyse de leur situation financière.*

Septembre 2001

ECO-47. T. CAVATORTA,

La libéralisation du secteur électrique de l'Union européenne et son impact sur la nouvelle organisation électrique française

Décembre 2001

ECO-48. P. ALBA, O. RECH,

Contribution à l'élaboration des scénarios énergétiques.

Décembre 2001

ECO-49. A. PIERRU,*

Extension d'un théorème de dualité en programmation linéaire : Application à la décomposition de coûts marginaux de long terme.

Avril 2002

ECO-50. T. CAVATORTA,

La seconde phase de libéralisation des marchés du gaz de l'Union européenne : enjeux et risques pour le secteur gazier français.

Novembre 2002

ECO-51. J.P. CUEILLE, L. DE CASTRO PINTO COUTHINO, J. F. DE MIGUEL RODRÍGUEZ,*

Les principales compagnies pétrolières indépendantes américaines : caractéristiques et résultats récents.

Novembre 2002

ECO-52. J.P. FAVENNEC,

Géopolitique du pétrole au début du XXI^e siècle

Janvier 2003

ECO-53. V. RODRIGUEZ-PADILLA,

avec la collaboration de T. CAVATORTA et J.P. FAVENNEC,*

L'ouverture de l'exploration et de la production de gaz naturel au Mexique, libéralisme ou nationalisme

Janvier 2003

ECO-54. T. CAVATORTA, M. SCHENCKERY,

Les majors pétroliers vers le multi énergies : mythe ou réalité ?

Juin 2003

ECO-55. P.R. BAUQUIS,*

Quelles énergies pour les transports au XXI^e siècle ?

Janvier 2004

ECO-56. A. PIERRU, D. BABUSIAUX,

Évaluation de projets d'investissement par une firme multinationale : généralisation du concept de coût moyen pondéré du capital et conséquences sur la valeur de la firme.

Février 2004

ECO-57. N. BRET-ROUZAUT, M. THOM,

Technology Strategy in the Upstream Petroleum Supply Chain.

Mars 2005

ECO-58. A. PIERRU,

Allocating the CO₂ emissions of an oil refinery with Aumann-Shapley prices.

June 2005

ECO-59. F. LESCAROUX,

Les conséquences économiques de la hausse du prix du pétrole.*

Mai 2006

ECO-60. F. LESCAROUX, O. RECH

L'origine des disparités de demande de carburant dans l'espace et le temps : l'effet de la saturation de l'équipement en automobiles sur l'élasticité revenu.

Juin 2006

ECO-61. C. I. VASQUEZ JOSSE, A. NEUMANN,

Transatlantic Natural Gas Price and Oil Price Relationships - An Empirical Analysis.

Septembre 2006

ECO-62. E. HACHE,

Une analyse de la stratégie des compagnies pétrolières internationales entre 1999 et 2004.

Juillet 2006

ECO-63. F. BERNARD, A. PRIEUR,

Biofuel market and carbon modeling to evaluate French biofuel policy.

Octobre 2006

* une version anglaise de cet article est disponible sur demande