

Les groupes pétroliers en 2000 : analyse de leur situation financière

Jean-Philippe Cueille

► **To cite this version:**

Jean-Philippe Cueille. Les groupes pétroliers en 2000 : analyse de leur situation financière : Cahiers de l'Economie, Série Analyses et synthèses, n° 46. 2001. hal-02468192

HAL Id: hal-02468192

<https://hal-ifp.archives-ouvertes.fr/hal-02468192>

Preprint submitted on 5 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
228-232, avenue Napoléon Bonaparte
92852 RUEIL-MALMAISON CEDEX
téléphone : 01 47 52 62 80 - télécopieur : 01 47 52 70 36

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

Jean-Philippe CUEILLE

Septembre 2001

Les cahiers de l'économie - n° 46

Série Analyses et synthèses

La collection "Les cahiers de l'économie" a pour objectif de présenter des travaux réalisés à l'IFP et en particulier à l'École du Pétrole et des Moteurs, 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. Elle fait suite à la collection " Cahiers du CEG".

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 ou de l'IFP.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :

Denis **Babusiaux** - *Tél.* 01 47 52 62 80

Résumé

Les résultats des groupes pétroliers en 2000 ont été exceptionnellement bons, en raison du niveau élevé des prix du pétrole brut et des marges de raffinage. Les bénéfices de l'année sont en forte croissance par rapport à 1999, avec une rentabilité des capitaux employés, souvent proches de 20 %. L'amont (production de pétrole et de gaz naturel) a une contribution majeure dans les résultats, suivi de loin par les secteurs aval, chimie et gaz-électricité. Dans un contexte de marchés boursiers déprimés, la capitalisation boursière des compagnies a généralement légèrement augmenté. L'accroissement des ressources financières a permis la poursuite des politiques de réduction de l'endettement et de rachat de ses propres actions. En revanche, le montant des investissements est resté globalement stable, les compagnies prévoyant une augmentation en 2001. Le premier semestre de 2001 présente des résultats comparables à la période correspondante de 2000, avec néanmoins des signes de ralentissement à la fin du deuxième trimestre.

Les résultats des groupes pétroliers en 1998 avaient été fortement affectés par la baisse des prix du pétrole brut. L'augmentation du cours du brut, orchestrée par l'OPEP, en 1999 et en 2000, conjuguée à d'autres éléments favorables, explique les très bons résultats des compagnies de ces deux dernières années.

L'environnement pétrolier a été très favorable en 2000. Ainsi, en moyenne annuelle, le prix du Brent est passé de 17,7 \$/b en 1999 à 28,4 en 2000 et le prix de vente du gaz tête de puits aux États-Unis a crû de près de 50 %. La marge de raffinage a aussi affiché une forte reprise en 2000 (0,3 \$/b en 1999 à 1,9 \$/b en 2000). Il s'agit-là d'une situation atypique, car généralement, par le passé, en période de hausse du prix du brut, les prix des produits suivaient avec retard, et la marge de raffinage était mauvaise. C'était d'ailleurs le cas en 1999, où les prix du brut ont augmenté sensiblement par rapport à 1998, et la marge de raffinage s'est dégradée. En 2000, en raison de tensions aux États-Unis sur l'approvisionnement en essences d'abord, puis sur l'approvisionnement en fuel domestique, les prix des produits pétroliers ont connu des niveaux élevés, qui ont conduit à une activité de raffinage rémunératrice dans cette région et par contagion les marges de raffinages ont aussi été fortes dans le reste du monde. En revanche, les activités chimiques des compagnies pétrolières ont parfois souffert de la hausse du coût de leurs matières premières, qui n'a pu être qu'imparfaitement répercutée dans le prix des produits, d'où une certaine contraction des marges en 1999 et en 2000 pour certains groupes. Les compagnies européennes ont aussi bénéficié de l'appréciation du dollar par rapport à l'euro, dans la mesure où l'essentiel des transactions liées aux activités pétrolières se fait en dollars.

1. Des résultats 2000 en forte croissance

Nous avons retenu un échantillon de 10 compagnies, largement représentatives de l'industrie pétrolière privée, pour analyser les performances financières de ce secteur. Il s'agit de BP, Chevron, Conoco, Eni, ExxonMobil, Phillips Petroleum, Repsol YPF, R.D. Shell, Texaco, TotalFinaElf. Les opérations de rachats ou fusions récentes ont considérablement modifié la taille des principaux acteurs pétroliers, avec une incidence très forte sur leurs résultats. Ainsi, en valeur absolue, les bénéfices en 2000 ont atteint des niveaux considérables (ExxonMobil : 17,2 G\$, 1^{er} bénéfice mondial, Shell et BP, 4^{ème} et 5^{ème} bénéfice mondial), qui s'expliquent à la fois par le regroupement de certains acteurs, mais aussi par le caractère particulier de l'année 2000, durant laquelle les prix du brut et les marges de raffinage ont été simultanément élevés. Ces résultats exceptionnels proviennent aussi, pour certaines compagnies, d'un accroissement des productions de pétrole et de gaz, des synergies dégagées par les fusions qui commencent à se faire sentir, ainsi que de la réalisation effective des programmes de réductions des coûts, relancés en 1998 par les faibles prix du brut.

Dans la mesure du possible, les résultats présentés en figure 1 sont pro forma, c'est-à-dire qu'ils ont été retraités pour donner une base comparable d'analyse pour les trois années considérées, même si certaines fusions n'ont eu lieu qu'en 1999 ou 2000. Par ailleurs, pour essayer de gommer certaines différences liées à des modes de comptabilisation des stocks différentes entre compagnies américaines et européennes, les résultats nets de Shell et de TotalFinaElf sont présentés sur la base du coût de remplacement (voir annexe 1, pour davantage de précisions).

Résultats nets

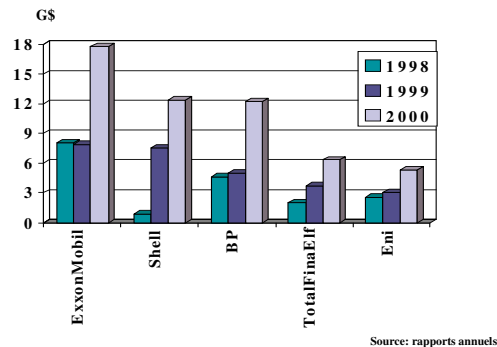


Figure 1

Résultats nets (2)

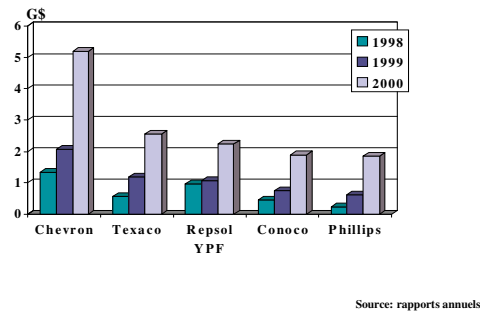


Figure 2

En termes de résultats nets en 2000, ExxonMobil se détache nettement, suivi par Shell et BP, elles-mêmes largement au-dessus des 3 compagnies suivantes (TotalFinaElf, Eni, Chevron). Texaco, Repsol YPF, Conoco et Phillips ferment la marche. Les écarts sont considérables, avec des résultats allant du simple au double pour les trois derniers ensembles de compagnies. La fusion en cours d'approbation de Chevron et Texaco ne devrait pas modifier significativement cette répartition.

2. L'approche américaine des résultats nets en 2000

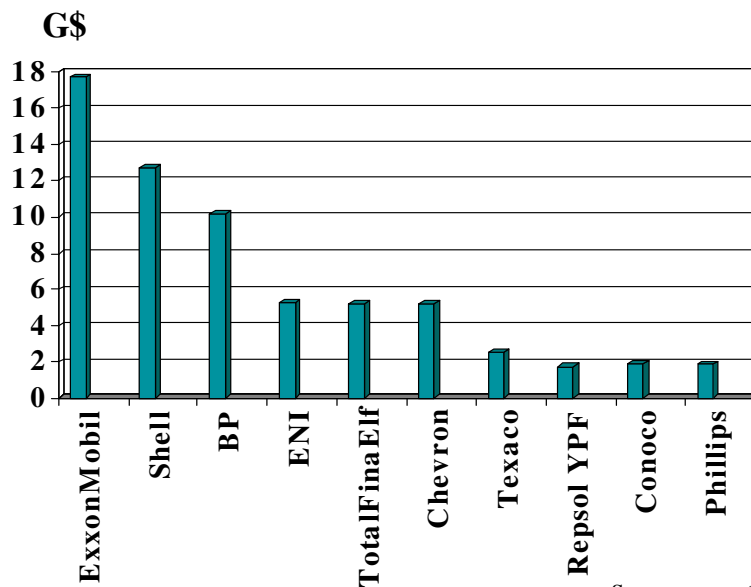
2.1 Constat

La publication des résultats nets des groupes pétroliers dans leurs rapports annuels n'est pas forcément cohérente d'une société à l'autre. En effet, les compagnies pétrolières présentent leurs comptes en accord avec leur droit national. Ainsi BP, ENI, TotalFinaElf suivent-ils respectivement les principes comptables généralement admis (GAAP) dans leur pays d'origine. Shell présente ses résultats en accord à la fois avec les règles néerlandaises et américaines et les groupes américains selon les principes de la comptabilité américaine (US GAAP). Même si les principes de ces comptabilités sont proches, il y a néanmoins parfois des approches différentes qui peuvent conduire à des évaluations de résultat net non cohérentes d'un pays à l'autre. L'harmonisation nécessaire est assurée pour les sociétés cotées à New York qui ont l'obligation de présenter à la Security and Exchange Commission (SEC) leur

rapport annuel selon les normes américaines, ce qui est fait dans un document particulier appelé 20-F. Il est ainsi possible de faire des comparaisons plus pertinentes entre les différentes sociétés.

Résultats nets des groupes pétroliers en 2000

(harmonisés selon les normes comptables américaines)



Source : rapports annuels 20-F

Figure 3

2.2 Analyse des principales différences

Pour BP et TotalFinaElf, les résultats US GAAP de l'année 2000 sont sensiblement différents

des résultats selon les normes nationales en raison essentiellement de la comptabilisation différentes des charges liées à leurs opérations de rachats de sociétés (Arco, Burmah Castrol, ...) ou de fusion (TotalFina et Elf Aquitaine).

En 2000, la situation est la suivante pour BP :

Résultat net pro forma (coûts historiques)	12 209 M\$
Résultat net (US GAAP)	10 183 M\$

Tableau 1

En raison des conditions de sa mise en œuvre la fusion de TotalFina avec Elf Aquitaine (de même que celle de Total avec Pétrofina) aurait été, aux États-Unis, interprétée de manière comptable comme un achat, alors qu'en France le rapprochement des deux compagnies est considéré comme un « pooling of interest », qui justifie d'un traitement comptable différent. La possibilité d'utiliser cette dernière méthode, largement utilisée, a été depuis peu interdite aux États-Unis. Exxon a néanmoins pu faire appel à cette méthode dans le cadre de sa fusion avec Mobil, et l'accord Chevron-Texaco devrait aussi pouvoir en bénéficier, compte tenu de

la date d'annonce de l'opération. Schématiquement, le « pooling of interest » consiste à combiner deux compagnies, sans nécessairement identifier un acheteur et un vendeur, en ajoutant la valeur comptable des immobilisations, tandis que l'achat d'une compagnie conduit à faire apparaître un « goodwill », différence entre le prix d'achat effectif et la valeur équitable des actifs (« fair value », qui correspond approximativement à une notion d'actifs nets réévalués). L'inconvénient de cette deuxième méthode réside dans le fait que le « goodwill » doit être amorti, ce qui conduit à une diminution du résultat net et donc du résultat par action qui est un indicateur clef pour les actionnaires. Le goodwill, évalué selon les standards américains, s'élèverait pour l'opération entre TotalFina et Elf Aquitaine à environ 27 G\$, tandis que celui du rapprochement avec Pétrofina était de l'ordre de 7 G\$. L'appréciation des résultats, selon les deux méthodes, est la suivante :

Résultat net (coûts historiques, GAAP français)	6904 M€
Provision pour fluctuation des cours	844 M€
Autres différences	- 2110 M€
Résultat net (US GAAP)	5638 M€

Tableau 2

La rubrique « Autres différences » représente essentiellement la comptabilisation différente des fusions de Total avec Pétrofina et de TotalFina avec Elf Aquitaine.

Par ailleurs, TotalFinaElf publie ses résultats en euros. Il faut donc les convertir en dollars pour effectuer une comparaison avec les autres sociétés. La seule méthode praticable est d'utiliser le cours moyen annuel de l'euro par rapport au dollar. Cette conversion conduit vraisemblablement à un résultat légèrement différent de celui qui aurait été obtenu avec une comptabilité directement tenue en dollar.

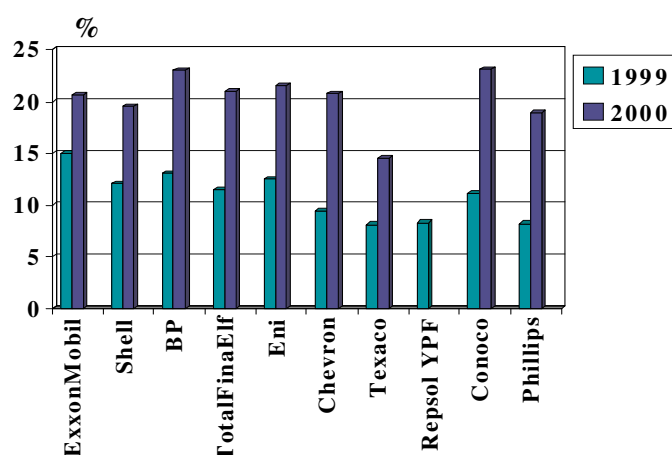
La comparaison et l'interprétation des résultats des sociétés constituent donc un exercice délicat. Néanmoins, ces remarques ne remettent pas en cause l'excellence de leurs résultats en 2000, ni le classement par ensemble de compagnies esquissé précédemment.

3. Une rentabilité des capitaux employés souvent proche de 20 % en 2000

Essayons maintenant d'analyser les performances des différents groupes en terme de rentabilité des capitaux employés. Les sociétés publient généralement un indicateur appelé ROCE (return on capital employed) ou ROACE (return on average capital employed), qui est le quotient d'un indicateur de résultat par une évaluation des moyens mis en œuvre pour obtenir ce résultat. Le problème est que chaque société utilise des agrégats différents pour le numérateur et le dénominateur (voir annexe 2, pour une définition plus précise des ROCE ou ROACE). Ainsi, certaines compagnies utilisent le résultat net comme base de l'indicateur de résultats, tandis que d'autres retiennent un résultat courant (résultat hors événements exceptionnels). Les valeurs du ROCE ou du ROACE ne sont donc pas parfaitement comparables, même si on peut penser que les agrégats définissant le ratio sont relativement proches. Ces données confirment le caractère exceptionnel de l'année 2000 avec des retours sur capitaux employés proches de 20 % pour tout l'échantillon, à l'exception de Texaco, dont

la rentabilité semble nettement plus faible que celle des autres groupes (liée en particulier à la baisse des productions pétrolière et gazière américaine de 18 % et 22 % par rapport à 1998, conjuguée à une diminution des quantités extraites en dehors des États-Unis). En 1999, ces ratios se situaient entre 10 et 15 % pour la plupart des compagnies, ce qui correspond davantage à la situation habituelle de ces dernières années. L'objectif affiché auprès des actionnaires et des analystes financiers a souvent été d'atteindre un ROCE supérieur à 15 %, ce qui représenterait, dans un environnement normal des affaires, une réelle performance qui sera peut-être difficile à tenir sur la durée.

Rentabilité des capitaux employés (ROCE ou ROACE)



Source : rapports annuels

Figure 4

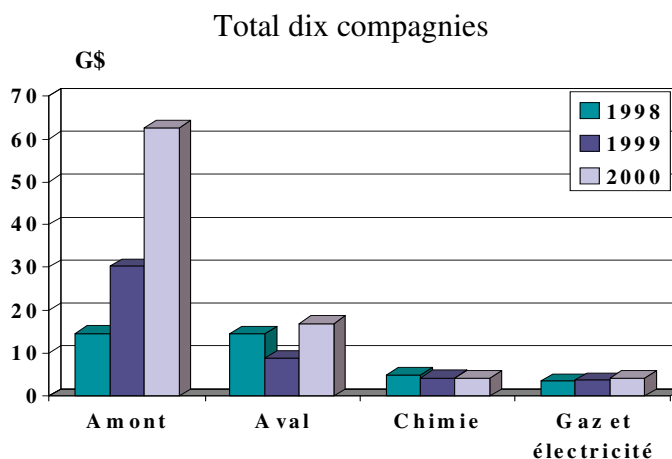
4. Le poids prépondérant de l'amont dans les résultats

La comparaison des résultats par segments d'activité est aussi délicate, dans la mesure où les sociétés ne publient pas toujours le même agrégat. BP donne un « replacement cost profit by business » avant impôts, ENI et Repsol YPF calculent leurs « operating incomes by industry segment » avant impôts, tandis que Shell fournit ses « segments earnings » après impôts. Les retraitements à partir des données publiées ne sont pas toujours possibles. Par ailleurs, seule ENI recalcule ses résultats par segments pour les donner aux normes US GAAP (avant impôts, néanmoins).

Par ailleurs, le nombre et le contenu des segments peuvent varier d'une compagnie à l'autre. La plupart des compagnies proposent 3 ou 4 secteurs d'activité. Ainsi, reflet de l'évolution des stratégies des sociétés, les activités gaz naturel et électricité (en dehors de l'exploration production) constituent de plus en plus un centre de profit individualisé dans le rapport annuel des compagnies (BP, ENI, Shell, Repsol YPF, Texaco), même si ces activités continuent à être intégrées au secteur amont pour certaines sociétés (TotalFinaElf). ENI, qui est la société qui détaille le plus l'information par « business », fournit ses résultats opérationnels selon sept segments d'activité différents : exploration et production, gaz naturel, génération d'électricité, raffinage et marketing, pétrochimie, services pétroliers et engineering, autres activités. Ce dernier segment incorpore en particulier les coûts d'un certain nombre de fonctions support qui sont inclus dans les bénéfices par secteur pour un certain nombre d'autres compagnies.

Malgré ces difficultés, on peut essayer de mettre en évidence le poids des différentes activités dans le résultat des groupes pétroliers. L'indicateur retenu est, dans la mesure du possible, le profit par secteur après impôts et avant événements exceptionnels.

Résultats des différents secteurs



Source: rapports annuels

Figure 5

En période de prix du brut élevés, le poids de l'amont dans les résultats des sociétés est massivement prépondérant. Dans le graphique ci-dessus, le poids de l'amont est un peu surévalué, dans la mesure où pour certaines sociétés (BP, Eni, Repsol YPF et TotalFinaElf en 1998 et 1999), il s'agit de résultats avant impôts et que les impôts en amont étant en général plus élevés que dans les autres secteurs d'activité, utiliser des résultats avant impôts conduit à amplifier le poids de l'exploration-production. En dépit de cet artefact statistique, il est clair que les résultats nets exceptionnels de l'année 2000 (figures 1 et 2) s'expliquent essentiellement par la forte croissance des résultats amont, même si les résultats de l'aval sont aussi en très forte hausse par rapport à 1999. De même, les performances plus modestes de 1998 proviennent d'un faible prix du brut, qui affecte fortement les profits globaux. Les résultats des groupes présents aux États-Unis dans la production gazière ont aussi beaucoup bénéficié de la hausse du prix du gaz naturel en tête de puits.

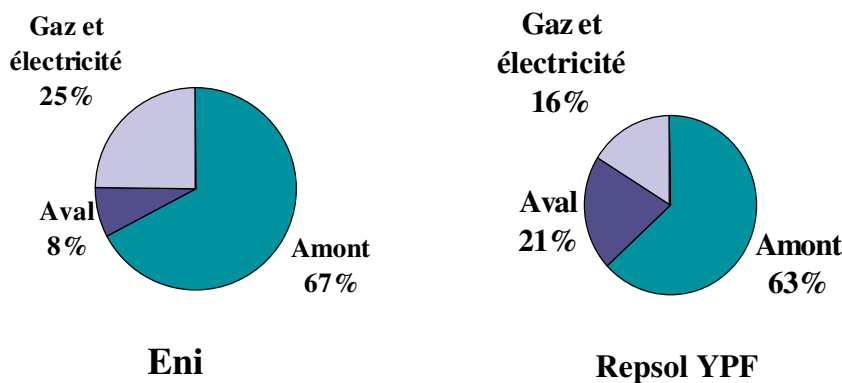
Les résultats aval sont en ligne avec l'évolution de la marge de raffinage et constituent la deuxième source de profit des sociétés.

Les résultats chimiques et pétrochimiques ont connu un léger tassement. Ce secteur recouvre des activités très diverses selon les groupes. Certaines sociétés (Chevron, ExxonMobil, Shell) ont souffert de marges réduites, tandis que d'autres (BP, Eni, Repsol YPF, TotalFinaElf) ont connu une augmentation de résultats en 2000 par rapport à 1999. Il est à noter que Conoco et Texaco n'ont plus d'activités chimiques depuis plusieurs années.

Le segment « gaz et électricité », même s'il est légèrement sous évalué en figure 4 puisque certaines sociétés ne l'individualisent pas dans leur rapport annuel, contribue aux résultats globaux à un niveau analogue à celui des activités chimiques. C'est un secteur en pleine croissance pour la plupart des sociétés, qui cherchent à la fois à se développer dans le

transport international de gaz (conduites et GNL) et dans l'aval de la chaîne gazière, jusqu'à la production d'électricité. En témoigne par exemple la présence dans différents gazoducs de TotalFinaElf dans le cône sud de l'Amérique Latine et son rachat récent des actifs de production et de transmission électriques de Gener. À cet égard, les compagnies Repsol YPF et Eni bénéficient d'un positionnement très favorable, dans la mesure où elles sont en particulier très fortement impliquées dans les activités gazières de leurs pays d'origine. Ainsi Eni, au travers de Snam et de ses filiales, vend près de 60 Gm3 de gaz naturel sur le marché italien.

Contribution des activités Gaz et électricité en 2000



Remarque : les activités chimiques ne sont pas représentées, car elles ont une contribution très faible en 2000 pour ces deux compagnies.

Source : rapports annuels

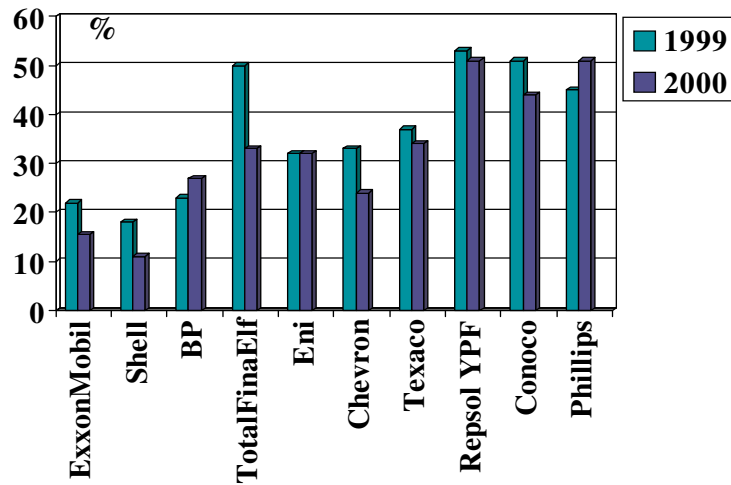
Figure 6

En valeur relative, la contribution aux résultats du secteur « gaz et électricité » pour ces deux compagnies semble bien supérieure à celles des autres sociétés.

5. La poursuite de la réduction de l'endettement

Les groupes pétroliers ont généralement profité de l'année 2000 pour réduire leur endettement. Celui-ci est très faible pour Shell et ExxonMobil, et modéré pour la plupart des autres sociétés, sauf pour Repsol YPF, Conoco et Phillips, qui ont dû fortement faire appel aux capitaux extérieurs pour financer leurs acquisitions récentes (respectivement YPF, Gulf Canada et Arco Alaska). Les grandes compagnies sont donc à même de bénéficier d'un excellent rating financier, qui leur permet d'emprunter à des conditions très favorables et d'optimiser leurs frais financiers.

Ratio d'endettement



Définition différente du ratio pour TotalFinaElf et ENI :
valeurs d'environ 25 % avec une définition comparable

Source : rapports annuels

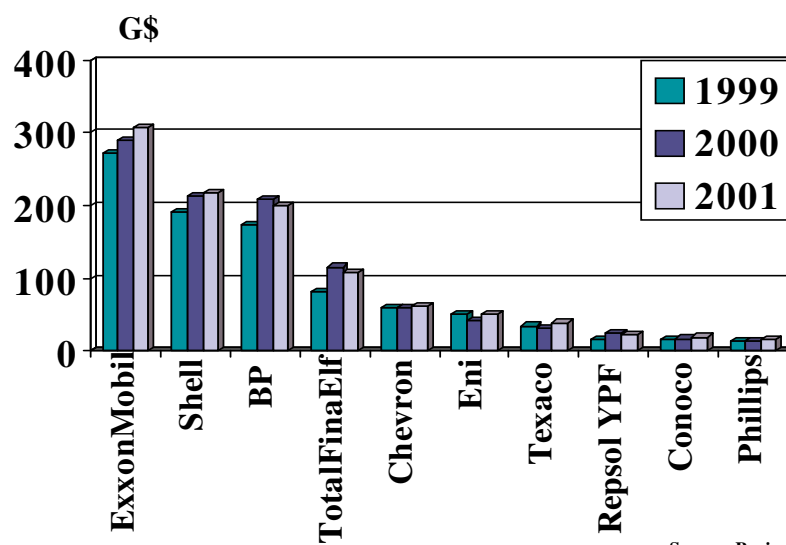
Figure 7

La définition des ratios d'endettement ci-dessus est généralement comparable, sauf pour TotalFinaElf et Eni qui retiennent un concept différent (gearing ou levier). Si on adopte pour ces deux compagnies le même type de ratio, leur endettement se situe aux alentours de 25 % (voir annexe 3, pour la définition des ratios d'endettement).

6. Une capitalisation boursière qui ne croît pas au rythme des résultats

Les sociétés remontent dans le classement de manière générale par rapport aux autres secteurs industriels. ExxonMobil, R.D. Shell, et BP se situent respectivement au 3^{ème}, 8^{ème} et 9^{ème} rang mondial. Néanmoins, en cette période de forte baisse des bourses mondiales, les valeurs des actions de certaines compagnies pétrolières sont affectées par le mouvement général, en dépit de la croissance élevée de leurs résultats et ne progressent que légèrement.

Capitalisation boursière au 31/05/N



Source: Business Week

Figure 8

Remarque : pour évaluer la capitalisation boursière des groupes fusionnés avant les fusions, on a ajouté la capitalisation boursière de chaque composante.

Le Price Earning ratio (cours de l'action divisé par le bénéfice par action) est du même ordre pour les 4 plus grandes sociétés et nettement plus faible pour les groupes dans lequel l'État est encore présent dans le capital de manière significative (Eni, Repsol YPF). Chevron et Texaco en cours de fusion, ainsi que Conoco et Phillips, sont aussi plus faiblement valorisées par la Bourse.

	PER au 31/5/2001		PER au 31/5/2001
ExxonMobil	17	Chevron	11
Shell	16	Texaco	14
BP	17	Repsol YPF	10
TotalFinaElf	17	Conoco	9
Eni	11	Phillips Petroleum	8

Source : Business Week

Tableau 3

La plupart des compagnies de notre échantillon poursuivent activement leur programme de rachat de leurs propres actions. Elles considèrent vraisemblablement que le cours de leur action n'est pas suffisamment haut et que, compte tenu de leurs perspectives de croissance et de leur politique de dividendes (l'objectif affiché est souvent une distribution aux actionnaires

d'en moyenne la moitié du résultat courant), cet investissement a un taux de rentabilité largement justifié. La forte augmentation récente des résultats ne s'est pas traduite par une croissance de même ampleur des cours boursiers et le PER des groupes pétroliers a significativement baissé par rapport aux années antérieures. Outre l'impact positif que le rachat de ses propres actions peut avoir sur les cours, c'est aussi un moyen de réduire la dilution du capital en diminuant le nombre d'actions en circulation et d'augmenter ainsi mécaniquement le bénéfice par action, valeur qui est suivie de très près par les analystes financiers. Il peut être perçu comme la preuve de la confiance du management dans le futur de la compagnie. En période de pointe conjoncturelle de la trésorerie, c'est également une meilleure façon de rendre de l'argent aux actionnaires que d'augmenter les dividendes pour deux raisons. D'une part, le rachat d'action, après accord de l'assemblée générale ordinaire, est à la discrétion des dirigeants, alors qu'il est difficile, si la conjoncture est moins bonne ultérieurement, de réduire les dividendes. D'autre part, fiscalement, les gains en capital pour l'actionnaire sont généralement moins taxés que les dividendes.

7. Après les grandes fusions, des acquisitions plus modestes en 2000 et 2001

Groupe acheteur	Actifs achetés	Montant (G\$)
Chevron	Texaco	36
BP	Arco	34
Anadarko	Union Pacific Resources	7,2
Phillips Petroleum	Tosco	7
Phillips Petroleum	Arco Alaska	7
Conoco	Gulf Canada	6,5
Valero Energy	Ultramar Diamond Shamrock	6
Eni	Lasmo	4,9
Devon Energy	Anderson Exploration	4,6
BP	Burmah Castrol	4,5
Devon Energy	Mitchell Energy	3,5
Amerada Hess	Triton Energy	3,2
Eni	British Borneo Oil&Gas Plc	1,2
Anadarko	Berkley Petroleum (Canada)	1
Eni	33,34 % de Petroleos e Gas de Portugal (Galp Energia)	0,9
BP	2,2 % de PetroChina	0,6
TotalFinaElf	Actifs de production et transmission électrique de Gener en Argentine	0,6
TotalFinaElf	Participations de TransCanada Pipelines (TCPL) dans réseaux de transport de gaz naturel en Argentine et au Chili.	0,4
Anadarko	Gulfstream Resources Canada	0,14

Tableau 4 : Principales acquisitions en 2000 et 2001

En 2000 et en 2001, la consolidation du secteur s'est poursuivie avec la réalisation et l'annonce de nouvelles opérations de rachats de compagnies ou d'actifs financiers. La plus importante est le rapprochement Chevron-Texaco, créant le 4^{ème} groupe mondial en terme de réserves et production d'hydrocarbures, se situant dans les tout premiers mondiaux pour de nombreuses activités et régions. Cette fusion devrait conduire à des économies de coûts, dans

les 6 à 9 mois suivant sa conclusion, d'environ 1,2 milliard de dollars et dégager ultérieurement de nombreuses synergies, permettant d'accroître le taux de retour sur les capitaux employés (ROCE) et les distributions de dividendes aux actionnaires. Un certain nombre d'activités sont redondantes, ce qui entraînera des rationalisations et des suppressions de postes, évaluées à 4000, soit 7 % de l'effectif global. Il y a aussi des complémentarités manifestes entre les deux compagnies, Texaco ayant abandonné ses activités chimiques il y a quelques années et ayant développé un secteur gaz et électricité que ne possède pas Chevron (à part sa participation de 26 % dans Dynegy). Par ailleurs, pour satisfaire les autorités de la concurrence américaine (Federal Trade Commission), la nouvelle entité devra se séparer d'un certain nombre d'actifs, tels que les activités en aval de Texaco aux Etats-Unis.

Les principaux points à noter concernant les autres acquisitions récentes sont les suivants :

- ◆ Anadarko, super-indépendant américain, actif uniquement en amont, maintient le cap et accroît significativement sa taille à l'occasion de sa fusion avec Union Pacific Resources et le rachat de Beckley Petroleum et atteint un rythme quotidien de production de 570 000 barils équivalent pétrole.
- ◆ Phillips, qui avait réduit son aval il y a quelques années, devient le troisième raffineur américain¹ en achetant le plus grand indépendant du secteur, Tosco et fait ainsi passer son nombre de raffineries aux États-Unis de 3 à 11, avec une capacité de raffinage de 1,7 Mb/j. Cette société augmente aussi très significativement sa présence en Alaska suite à la vente par BP des actifs alaskans d'Arco, exigée par la Federal Trade Commission (FTC). Dans le domaine de la pétrochimie, la création de l'association Chevron Phillips Chemical (CP Chem) le 1^{er} juillet 2000 va permettre de créer des synergies entre les deux groupes.
- ◆ Conoco accroît ses réserves mondiales d'hydrocarbures de près de 40 % et étend substantiellement sa présence en Asie du Sud-Est par l'achat de Gulf Canada.
- ◆ Valero Energy prendra la deuxième place¹ après ExxonMobil au palmarès des raffineurs américains, avec 13 raffineries et une capacité de raffinage d'environ 2 Mb/j par sa prise de contrôle de Ultramar Diamond Shamrock (UDS). Le cas de cet indépendant est exemplaire de la consolidation progressive du secteur. UDS résulte de la fusion de Ultramar et de Diamond Shamrock en 1996, auquel ont été ajoutés les actifs aval de Total North America en 1997. Ce qui fait que Valero Energy commercialisera encore des produits pétroliers sous la marque Total.
- ◆ Devon Energy sera le premier indépendant en amont de l'Amérique du nord, lorsque les achats de Mitchell Energy et Anderson Exploration seront effectives, avec une production proche de 600 000 bep/jour.
- ◆ Eni, avec ses acquisitions de Lasmo et de British Bornéo, va augmenter, dans des zones où elle est déjà présente, ses réserves prouvées d'hydrocarbures de près de 1 milliard de barils équivalent pétrole, en particulier en mer du Nord, en Afrique du Nord et dans le golfe du Mexique. Par ailleurs, Eni devient un partenaire stratégique de Galp Energia, ce qui lui assure une tête de pont pour mettre en œuvre des projets pétroliers et gaziers dans la péninsule ibérique et dans des pays de langue portugaise, comme le Brésil.
- ◆ Amerada Hess, après son OPA manquée sur Lasmo, persiste dans sa volonté de développer son amont en se portant acquéreur de Triton Energy, ce qui va lui donner¹ une production pétrolière de 535 000 b/j.

¹ Sous réserve que la Federal Trade Commission donne son accord à la transaction.

- ◆ TotalFinaElf possède de larges réserves gazières dans le cône sud de l'Amérique latine et poursuit par ses acquisitions sa politique d'intégration en aval, jusqu'à la production d'électricité, dans des marchés en croissance.

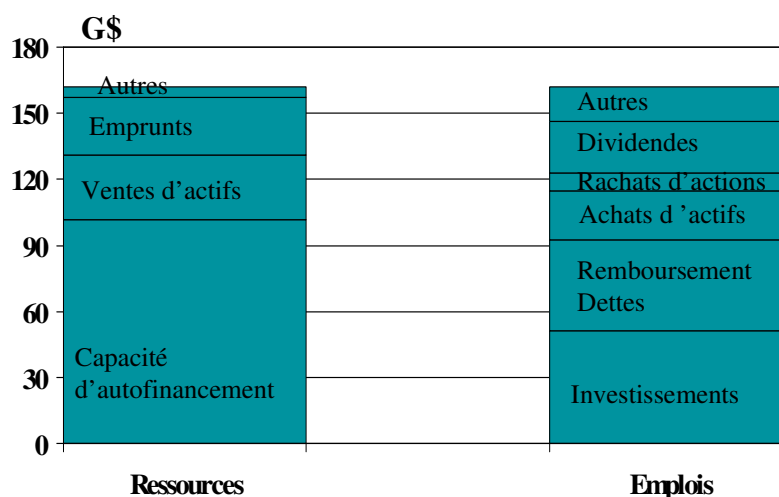
Tous les rapprochements évoqués ci-dessus sont des opérations amicales et non des OPA hostiles, témoignant de la nécessité d'atteindre des tailles critiques, de développer des positions de leader sur différents marchés et de réduire les coûts dans des environnements très concurrentiels. Par ailleurs, on voit apparaître des indépendants de grande taille (Anadarko en amont, Valero Energy en aval), qui semblent être bien armés pour faire concurrence aux compagnies intégrées, sur les segments de marché où ils se concentrent.

8. Des flux de trésorerie en forte hausse n'ont pas conduit à une augmentation immédiate des investissements

La définition des flux de trésorerie d'exploitation (cash provided by operating activities) semble différer légèrement selon les compagnies. Cet agrégat se rapproche de la notion de capacité d'autofinancement, et c'est comme cela que nous considérerons les flux de trésorerie d'exploitation issus des rapports annuels, même s'il s'agit parfois d'une certaine distorsion du concept.

La capacité de financement totale de notre échantillon a progressé en 2000 de près de 55 % alors que les investissements des sociétés sont restés globalement stables.

**Tableau de financement en 2000
10 compagnies**



Source : rapports annuels

Figure 9

Ainsi que nous l'avons vu précédemment, les groupes pétroliers ont utilisé leurs ressources supplémentaires pour diminuer fortement leur endettement, racheter leurs propres actions, accroître la distribution de dividendes² et augmenter leur niveau de trésorerie (rubrique autres

² Pour les sociétés qui ne versent pas les dividendes par trimestre, les montants qui apparaissent dans le tableau correspondent aux résultats de 1999.

de la colonne emplois). Les sociétés continuent à avoir une gestion dynamique de leurs actifs en se séparant de secteurs non prioritaires et en se concentrant sur des achats pouvant générer des synergies avec leurs activités existantes ou ayant un caractère stratégique. Les ventes d'actifs sont aussi entraînées par les fusions qui conduisent à une redistribution de certaines immobilisations pour préserver la concurrence.

Une analyse plus fine de ces évolutions peut être menée par sociétés.

Capacité d'autofinancement et investissements en 1999 et en 2000

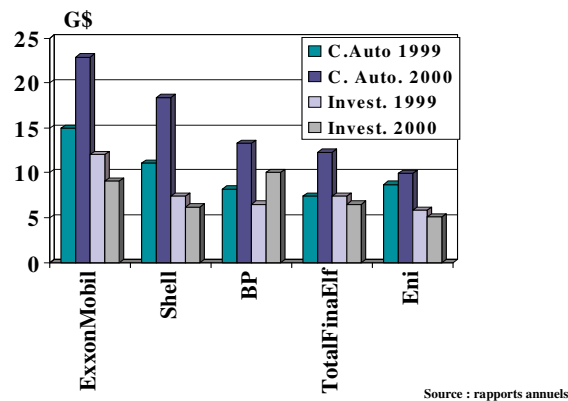


Figure 10

Capacité d'autofinancement et investissements en 1999 et 2000

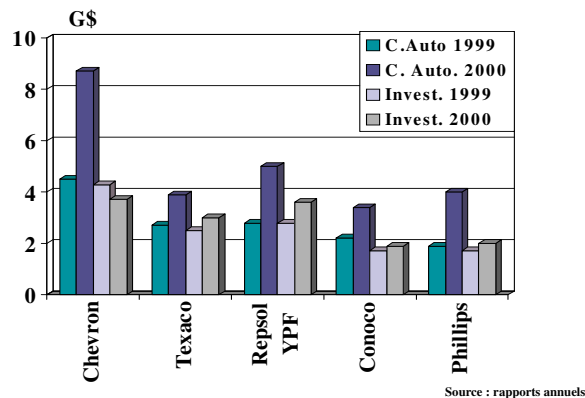


Figure 11

Celle-ci montre en particulier que, contrairement à ce à quoi on aurait pu s'attendre en période de ressources abondantes, certains groupes ont réduit leurs investissements en 2000 par rapport à 1999. Le tableau ci-dessous fournit l'évolution des investissements par secteur pour quelques compagnies. ExxonMobil et Shell expliquent les baisses en amont par l'arrivée à échéance de grands projets et la sélection toujours extrêmement rigoureuse des activités. On peut noter pour certaines compagnies une légère croissance des investissements en aval, qui provient de réalisations à l'international (Chine pour ExxonMobil), dans le réseau (Shell) ou

aux États-Unis pour adapter les raffineries à la mise sur le marché de produits aux spécifications plus sévères.

Investissements G\$	Amont		Aval		Chimie	
	1999	2000	1999	2000	1999	2000
ExxonMobil	8,4	6,9	2,4	2,6	2,2	1,5
Shell	5,4	5	1,4	1,6	1,6	1
TotalFinaElf (G€)	5,1	5,6	1,3	1,2	1,7	1,4
Chevron	4,5	3,2	0,9	1,1	0,5	0,2
Texaco	2,7	3	0,9	0,8		

Tableau 5

On peut penser que la relative inertie dans la programmation des nouveaux investissements provient de goulots d'étranglement (personnel, exposition financière dans certaines zones, ...) et de la volonté d'optimiser la mise en œuvre du portefeuille de projets sur le moyen terme et d'assurer ainsi une croissance régulière. Les budgets d'investissement sont généralement en hausse pour 2001.

Grâce à cette année 2000 exceptionnelle, les compagnies sont donc parfaitement prêtes pour se lancer dans de grands projets stratégiques, tels que l'ouverture du secteur gazier en Arabie saoudite, ou pour celles qui n'ont pas à "digérer" des fusions récentes, la croissance externe (les tentatives de Shell pour prendre le contrôle de Woodside en Australie ou de Barrett aux États-Unis en vue de se renforcer respectivement dans le GNL et le « midstream » gazier).

9. Un très bon premier semestre 2001, avec néanmoins quelques signes de ralentissement en fin de période

Résultats amont - Premier semestre 2001

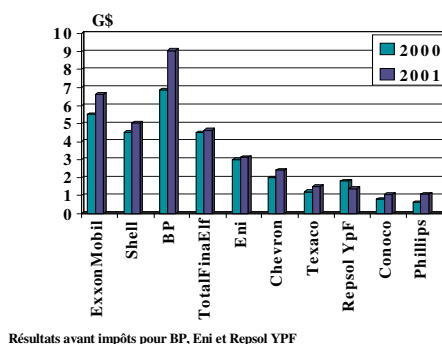


Figure 12

Résultats aval - Premier semestre 2001

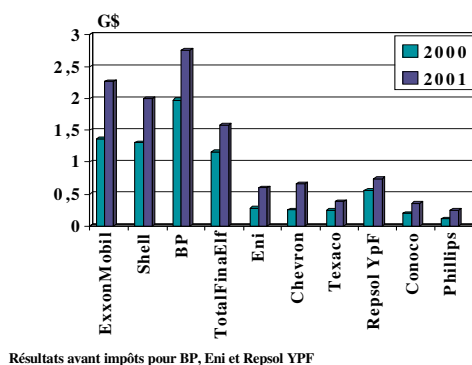


Figure 13

Les résultats au premier semestre 2001 continuent de bénéficier globalement d'une conjoncture favorable et s'inscrivent généralement en hausse par rapport à la période correspondante de 2000. Tous les secteurs contribuent à la hausse des résultats, à l'exception de la chimie qui connaît de forts reculs en raison de marges qui restent faibles ou qui se dégradent. Le secteur aval enregistre les taux de croissance les plus forts, tandis que les profits en amont progressent, mais généralement de manière assez modérée. Les compagnies présentes dans la production américaine de gaz naturel bénéficient de prix plus élevés qui viennent compenser un certain tassement moyen des cours du brut. Ce dernier facteur est compensé pour les compagnies européennes par l'affaiblissement de l'euro face au dollar. Les programmes de réduction de coûts associés ou non aux opérations de fusion, ajoutés à des taux d'utilisation en hausse des capacités de raffinage pour certaines sociétés, concourent aussi à l'amélioration des résultats. En revanche, la chimie semble être durablement dans une situation difficile, non seulement en raison des marges mais aussi à cause d'un ralentissement des activités et toutes les sociétés affichent des baisses de résultats, contrairement à ce qui se passait en 2000. Il est intéressant de noter que les activités chimiques diversifiées de

TotalFinaElf lui permettent d'afficher dans ce secteur, au premier semestre 2001, des profits supérieurs à ceux de ses concurrents.

Résultats Chimie - Premier semestre 2001

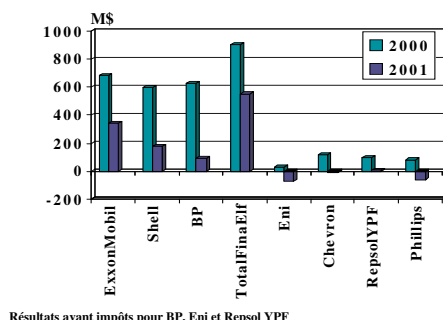


Figure 14

Résultats Gaz et électricité - Premier semestre 2001

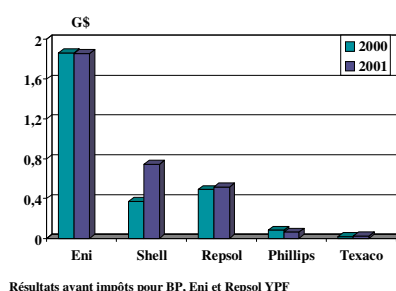


Figure 15

Au début du troisième trimestre 2001, l'environnement économique du secteur semble légèrement moins favorable, ce qui pourrait conduire à une deuxième moitié de l'année moins bonne que la première.

10. Conclusion

Après une année 1998 médiocre, et une année 1999 en demi-teinte, la situation financière des groupes pétroliers est excellente en 2000 et en ce premier semestre 2001. Les résultats et les cash-flows dégagés par leurs activités permettent de rémunérer à des niveaux élevés les capitaux investis et de se préparer à assurer le renouvellement des productions dans des conditions plus sévères (offshore profond, bruts lourds ou gisements très difficiles d'accès). La plupart des sociétés s'impliquent aussi dans des projets très capitalistiques de transport international de gaz naturel (GNL ou gazoducs) et cherchent à se positionner dans l'aval de la chaîne gazière, ce qui exige aussi de lourds investissements initiaux en logistique. Mais il s'agit d'un secteur à fort potentiel, qui contribuera à transformer les compagnies pétrolières en groupes fournisseurs multi-énergies, non seulement en amont mais aussi en aval. C'est le prochain défi à relever par l'industrie pétrolière.

Annexe 1

Remarque méthodologique sur méthodes d'évaluation des stocks et résultats sur la base du coût de remplacement

Les groupes pétroliers européens et américains ont parfois des conventions différentes pour évaluer leurs résultats, en particulier en ce qui concerne l'évaluation des stocks, pour prendre en compte l'évolution des prix du pétrole brut ou des produits raffinés, qui viennent parfois augmenter ou réduire leurs résultats du segment aval sans que cela ait un lien direct avec les performances de l'activité opérationnelle. En complément au résultat calculé selon le principe des coûts historiques, BP et Shell introduisent ainsi respectivement le « replacement cost profit » et les « earnings on an estimated current cost of supplies basis ». TotalFinaElf présente son résultat net sur la base du coût de remplacement, en prenant en compte, en accord avec la législation française, une provision pour fluctuation des cours. Les groupes européens considèrent que les profits calculés sur la base du coût de remplacement constituent le bon indicateur d'évaluations des performances de l'aval et s'en servent pour fixer des objectifs de progrès.

Les groupes américains utilisent la méthode LIFO (last-in first out) d'évaluation des stocks, méthode qui n'est généralement pas permise en Europe. TFE indique que l'évaluation de son résultat par la méthode du coût de remplacement est proche d'une évaluation LIFO.

Ainsi, il semble qu'il soit préférable, pour comparer les résultats opérationnels des groupes américains et européens, d'utiliser les résultats sur la base des coûts de remplacement pour ces derniers.

Annexe 2 : Définition du ROCE ou du ROACE selon les compagnies

	Indicateur de résultat	Indicateur de capitaux mis en œuvre	ROCE ou ROACE en 2000 et 1999
ExxonMobil	Type de résultat non explicité dans le rapport annuel	Capitaux propres plus dette	20,6 % 15 %
Shell	Gains sur la base des coûts d'approvisionnement plus charges financières	Moyenne du capital employé	19,5 % 12,1 %
BP	Résultat pro forma hors éléments exceptionnels en 2000. Antérieurement : Profit sur la base du coût de remplacement avant éléments exceptionnels, charges d'intérêt, intérêts minoritaires, et amortissement des acquisitions éléments exceptionnels (après impôts)	Moyenne du capital employé Le ROACE annuel est la moyenne des 4 ROACE trimestriels	23 % 13 %
TotalFinaElf	Résultat opérationnel net hors éléments non-récurrents	Capitaux propres et dettes financières nettes de la trésorerie au 1 ^{er} janvier de l'année N	21 % 11,5 %
Eni	Résultat net avant intérêts minoritaires plus charges financières nettes des dettes financières, moins l'impact fiscal associé	Moyenne des capitaux employés. Ceux-ci consistent en la somme des actifs non circulants et du besoin en fonds de roulement net, diminuée du passif non circulant, à l'exception des dettes financières	21,5 % 12,5 %
Chevron	Résultat net	Moyenne du capital employé	20,8 % 9,4 %
Texaco	Type de résultat non explicité dans le rapport annuel	Moyenne du capital employé	14,5 % 8,1 %
Repsol YPF	Résultat net plus intérêts minoritaires plus charges financières nettes	Capitaux propres moyens plus intérêts minoritaires moyens plus dette moyenne	Non disponible 8,3 %
Conoco	Résultat net, avant événement exceptionnel et charges financières nettes des dettes financières, moins l'impact fiscal associé	Moyenne des capitaux propres plus dette	23,1 % 11,1 %
Phillips	Profit avant déduction des charges d'intérêt	Montants investis par les actionnaires et les prêteurs	18,9 % 8,2 %

Annexe 3 : définition des ratios d'endettement

Ratio d'endettement	Définition	Valeur 2000 (1999)
ExxonMobil	Dettes court et long terme divisées par dettes court et long terme plus capitaux propres et intérêts minoritaires.	15,4 % (22 %)
Shell	Dettes comme pourcentage du capital employé	11 % , (18 %)
BP	Dettes nettes divisées par dettes nettes plus capitaux propres	27 % , (23 %)
TotalFinaElf	Dettes nettes sur fonds propres	33 % , (50 %)
Eni	Emprunts financiers nets divisés par capitaux propres et intérêts minoritaires	32 % (32 %)
Chevron	Dettes totales divisées par dettes totales plus capitaux propres	24 % , (33 %)
Texaco	Dettes totales divisées par capital emprunté et investi	34 % , (37 %)
Repsol YPF	Dettes nettes divisées par dettes nettes plus capitaux propres	51 % , (53 %)
Conoco	Dettes totales divisées par « total capitalization »	44 % , (51 %)
Phillips	Dettes totales comme pourcentage du capital. Le capital inclut la dette totale, les capitaux propres et « preferred stock of a subsidiary, company-obligated mandatorily redeemable preferred securities ».	51 % (45 %)

Déjà parus

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

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

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

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

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

Raffinage et environnement.
Janvier 1991

CEG-4. D. BABUSIAUX,

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

CEG-5. J.-L. KARNIK,

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

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

Élasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.
Avril 1991

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

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

CEG-8. J.-M. BREUIL,

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

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

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

CEG-10. P. RENOUE,

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

CEG-11. E. DELAFOSSE,

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

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

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

CEG-13. K. FAID,

Analysis of the American oil futures market.
Décembre 1992

CEG-14. S. NACHET,

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

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

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

CEG-16. N. ALBA-SAUNAL,

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

CEG-17. E. DELAFOSSE,

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

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

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

CEG-19. S. FURLAN,

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

CEG-20. M. CADREN,

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Marges et perspectives du raffinage.
Avril 1997

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

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

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

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

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

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

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

CEG-36. 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

* une version anglaise de cet article est disponible sur demande