

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

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

Emmanuel HACHE

juillet 2006

Les cahiers de l'économie - n° 62

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

TABLE DES MATIÈRES

1 - INTRODUCTION	5
2 - ANALYSE DE L'ENSEMBLE DES SOCIÉTÉS.....	7
2.1. Activité des sociétés :	7
2.1.1. Chiffre d'affaires (M\$)	7
2.1.2. Répartition géographique du chiffre d'affaires des Majors	8
2.1.3. Part de la distribution du gaz et de l'électricité dans le chiffre d'affaires	9
2.2. Effectifs.....	11
2.2.1. Personnel : une tendance à la réduction du nombre d'employés	11
2.2.2. Productivité.....	12
2.3. Rentabilité	12
2.3.1. Résultat Net	12
2.3.2. ROACE (%).....	14
3 - ANALYSE PAR SOCIÉTÉ.....	16
3.1. EXXON MOBIL.....	16
3.1.1. L'amont : générateur des profits.....	16
3.1.2. EXXON MOBIL surpasse les autres Majors dans le secteur du raffinage et de la distribution.....	19
3.2. SHELL.....	21
3.2.1. La part de l'amont dans le chiffre d'affaires de SHELL a légèrement augmenté en 2004, mais reste faible au regard des autres Majors	21
3.2.2. SHELL renforce son rang de "Super Major" dans le raffinage et la distribution.....	23
3.3. BP.....	25
3.3.1. Une diminution relative des activités amont, une tendance claire à la diversification pour BP	25
3.3.2. Parmi les "Super Majors" BP se marginalise dans le raffinage	27
3.3.3. Distribution : 2004 marque un coup d'arrêt à la hausse des volumes commercialisés	28
3.4. TOTAL.....	30
3.4.1. Un poids de l'amont dans le chiffre d'affaires plus significatif que pour les autres Majors.....	30
3.4.2. Des capacités de raffinage et de distribution extrêmement concentrées en Europe.....	32
3.5. CHEVRON TEXACO.....	35
3.5.1. La part de l'amont dans le chiffre d'affaires s'est stabilisée.....	35
3.5.2. Le déclin se poursuit dans le raffinage	37
3.6. CONOCO PHILLIPS	40
3.6.1. L'amont représentait encore, en 2004, 25 % du chiffre d'affaires de CONOCO PHILLIPS	40
3.6.2. L'effet de la fusion est beaucoup plus visible sur le raffinage que sur la production.....	42
3.7. ENI.....	45
3.7.1. ENI : une combinaison productive atypique.....	45
3.7.2. ENI se désengage progressivement de ses activités de raffinage.....	47
3.8. REPSOLYPF	49
3.8.1. Un poids dans l'amont plus caractéristique d'une Major intermédiaire que d'une "Mini	49
3.8.2. L'aval reste encore très limité	51
4 - CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....	54

Résumé :

Dans un contexte marqué par l'envolée des prix du pétrole, cette étude vise à comparer les différentes stratégies des compagnies pétrolières internationales sur la période 1999-2004 sur la base d'indicateurs pertinents (chiffre d'affaires, rentabilité, ...). A l'aide d'une analyse individualisée, elle permet également de positionner chaque compagnie pétrolière internationale par rapport à la moyenne de l'échantillon global (8 compagnies). Elle permet ainsi de réaliser une combinaison d'analyse de groupe et d'analyse individualisée des sociétés pétrolières. Ce rapport se limite cependant à étudier différents indicateurs sur la période 1999-2004, afin d'en dégager des tendances majeures.

Remerciements :

Cette étude a bénéficié, dans la conception et la rédaction, de l'appui et du travail des personnes suivantes : Nadine Bret-Rouzaut, Sandra Raki-Rechignac, Maxime Schenckery, Gustavo Zarate. Qu'elles en soient toutes remerciées.

1 - INTRODUCTION

Depuis 1999, les prix du pétrole brut (*Brent*) ont enregistré une augmentation continue, de moins de 10 dollars le baril, à près de 55 dollars en moyenne en 2005.

Au-delà des problèmes géopolitiques majeurs -instabilité structurelle en Irak, au Venezuela et au Nigeria, ou ponctuelle (affaires *Ioukos* en Russie)-, une nouvelle donne s'est dessinée sur le marché pétrolier. D'une part, la scène pétrolière mondiale doit désormais vivre au rythme de croissance de nouveaux pays consommateurs énergivores, au premier rang desquels se trouvent la Chine. Depuis 2003, celle-ci a contribué, pour environ 30 %, à la croissance de la demande mondiale de pétrole. La Chine est ainsi devenue le deuxième consommateur mondial de pétrole derrière les États-Unis et devant le Japon. Certes, en 2005, la demande mondiale de pétrole a décéléré, pour atteindre une croissance d'environ 1,3 % en moyenne annuelle, contre près de 4 % en 2004. Toutefois, ce mouvement n'a pas permis de réelle détente des cours sur le marché : rétrospectivement, les cours du pétrole ont ainsi dépassé, l'année dernière, différents seuils psychologiques (50 dollars en mars, 60 dollars en juillet et 70 dollars en septembre 2005).

D'autre part, la vigueur de la demande mondiale de pétrole a mis sur le devant de la scène la faiblesse des capacités de production existantes, et plus particulièrement celles de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP), et donc la difficulté à contenir la hausse des prix. En effet, avec des capacités de production mobilisables à court terme inférieures à 2 millions de barils/jour durant l'année 2005, contre près de 6 millions au début des années 2000, le marché pétrolier est resté soumis aux aléas géopolitiques et climatiques, éléments auxquels se sont rajoutés des incertitudes plus structurelles, notamment celles touchant au débat relatif à "la fin du pétrole".

Dans un contexte de capacités résiduelles réduites, une étude des différents acteurs du marché pétrolier prend tout son sens. Certes, la majeure partie de la production mondiale reste satisfaite par les sociétés nationales des principaux pays producteurs : *Saudi Aramco*, *National Iranian Oil Company* (NIOC), *Petroleos de Venezuela SA* (PDVSA), *Petroleos Mexicanos* (PEMEX), les compagnies internationales ne représentant, à l'heure actuelle, qu'environ 16 % de l'offre mondiale. Toutefois, les Majors, composées (par ordre décroissant de chiffres d'affaire) d'EXXON MOBIL, BP, SHELL, TOTAL et CHEVRON TEXACO, un groupe auquel il convient d'ajouter désormais CONOCO PHILLIPS, ENI et REPSOLYPF, de par leurs capacités d'innovations technologiques, mais également de leur importance sur les différentes bourses mondiales, constituent un facteur fondamental de compréhension du marché pétrolier et de ses évolutions.

Cette étude vise¹, d'une part, à comparer l'évolution des différentes compagnies pétrolières sur la base d'indicateurs pertinents (chiffre d'affaires, rentabilité, ...). D'autre part, à l'aide d'une analyse individualisée, elle permet de positionner chaque Major par rapport à la moyenne de l'échantillon global (8 compagnies²). Elle permet ainsi de réaliser une combinaison d'analyse de groupe et d'analyse individualisée des sociétés pétrolières. Ce rapport se limite cependant à étudier différents indicateurs sur la période 1999-2004, afin d'en dégager des tendances majeures. L'absence de données détaillées et consolidées pour l'année 2005 lors de la première phase de

¹ Ce rapport fait suite à ceux réalisés en 2004 par le Centre Économie et gestion de l'ENSPM (Les Majors pétrolières de 1999 à 2004 : analyse en termes de croissance et ENI : une compagnie pétrolière atypique et rentable).

² Dans chacun des graphiques présentés dans cette étude, il sera possible de comparer la position d'une compagnie pétrolière par rapport à la moyenne des Majors. Ces derniers indicateurs prendront la forme suivante : Top 8 CA pour le chiffre d'affaires, Top 8 profit, ..., en référence à la moyenne des 8 majors étudiées.

rédaction ne nous a pas permis d'intégrer les derniers chiffres disponibles relatifs aux compagnies pétrolières. Ainsi, pour les seuls profits des compagnies pétrolières de notre échantillon, ceux-ci ont été évalués à près de 140 milliards de dollars pour 2005, contre environ 105 milliards de dollars en 2004.

Les données utilisées dans cette étude ont été exclusivement tirées des rapports annuels³ de chacune des compagnies pétrolières citées précédemment. Le recours exclusif à ce 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.

La base de données couvre la période 1999-2004, avec une structure similaire pour l'ensemble des compagnies pétrolières, et regroupe près de 400 indicateurs (plus de la moitié sont calculés automatiquement à partir de données des rapports annuels). Elle est en millions de dollars US et repose sur les hypothèses suivantes :

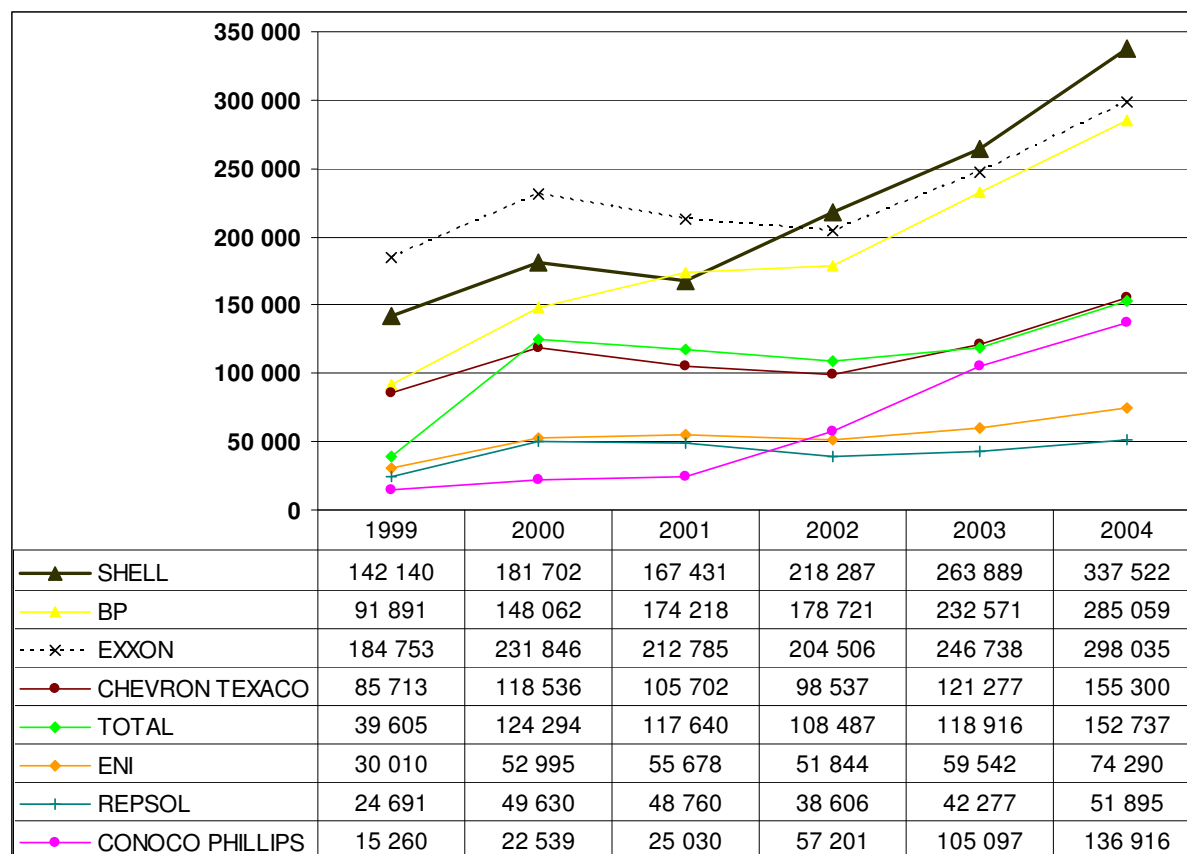
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Taux de change en \$/euro	0,94	1,12	1,1363	18	24	28,84
Prix du Brent (spot)	1,09	1,06	1,2448	19	25	38,12

³ Les rapports sont publiés chaque année entre février et mai.

2 - ANALYSE DE L'ENSEMBLE DES SOCIÉTÉS

2.1. Activité des sociétés :

2.1.1. Chiffre d'affaires (M\$)



Source : rapports annuels

Rassembler les principales compagnies pétrolières sous le même terme de Majors pourrait paraître, à bien des égards, particulièrement abusif tant les différences de taille, observées à travers le prisme du chiffre d'affaires, sont prégnantes dans ce secteur. En effet, entre SHELL (environ 340 milliards de dollars de chiffre d'affaires en 2004) et REPSOL (environ 52 milliards), le rapport varie de 1 à 7. Cette hétérogénéité nous conduit ainsi à identifier trois sous-ensemble : les "Supers Majors" (avec un chiffre d'affaires proche de ou dépassant les 300 milliards de dollars US)⁴, les Majors intermédiaires (environ 150 milliards de \$ US)⁵ et les "Mini Majors" (moins de 100 milliards de \$ US)⁶. Certes, en termes de dynamique de court terme (en variation annuelle en 2004 par rapport à 2003), les différentes compagnies pétrolières ont enregistré des progressions similaires. En effet, l'augmentation du chiffre d'affaires sur la période se situe, pour l'ensemble de ces compagnies pétrolières, dans une fourchette comprise entre 21 % et 28 %, les majors intermédiaires et les "Mini Majors" enregistrant, en moyenne, des performances supérieures à celles des "Supers Majors" (28 % contre 24 %). Dans ce dernier groupe, seule SHELL semble faire exception, avec une progression du chiffre d'affaires de 28 %. Sur la période 1999-2004, les Majors (dans leur ensemble) ont enregistré une progression de leur

⁴ SHELL, BP, EXXON MOBIL.

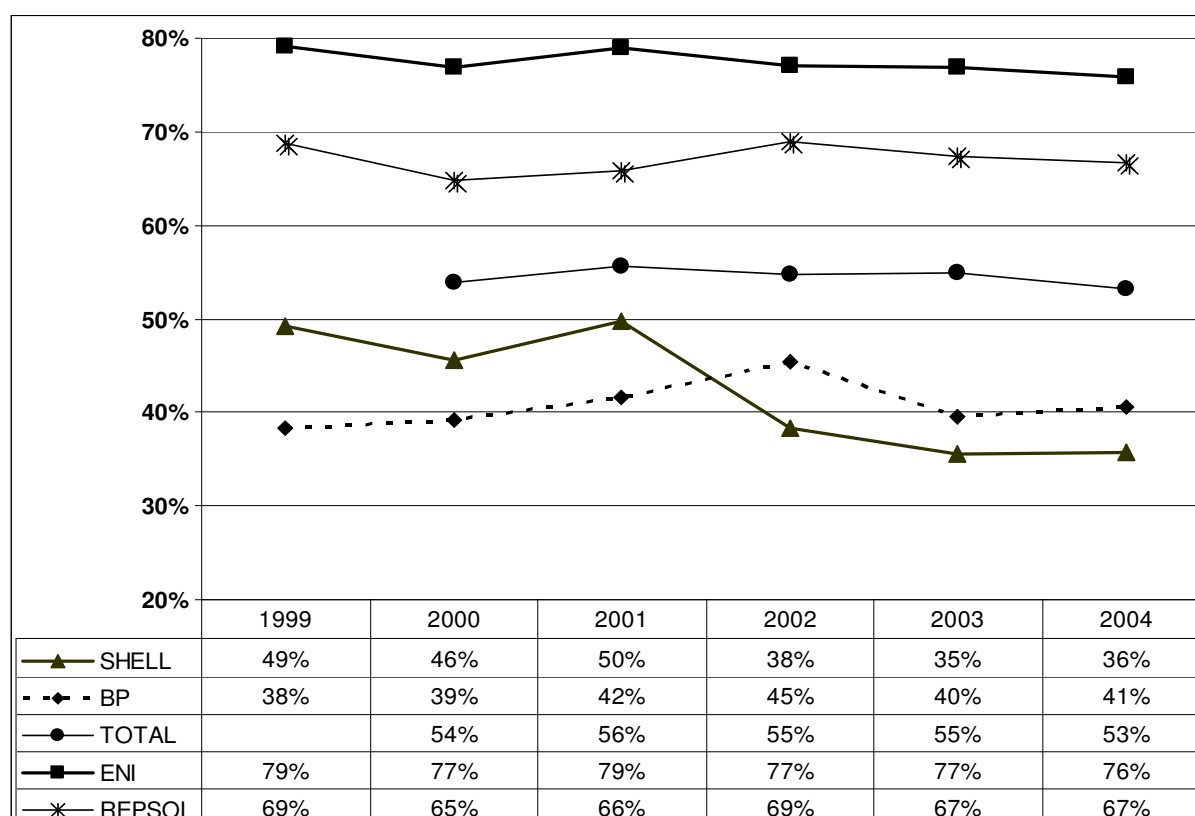
⁵ CHEVRON TEXACO, TOTAL, CONOCO PHILLIPS.

⁶ ENI, REPSOL.

chiffre d'affaires, en moyenne, d'environ 160 %, EXXON MOBIL et TOTAL se distinguant de manière opposée avec des augmentations respectives de 61 % et 286 %. Si, au cours des années 2000, on avait pu observer un resserrement du chiffre d'affaires des "Super Majors", un phénomène qui a atteint son paroxysme en 2003, l'écart s'est à nouveau creusé en 2004 entre SHELL d'une part, et BP et EXXON MOBIL d'autre part. Dans le groupe des Majors intermédiaires par contre, une tendance semble se dessiner, avec une convergence du chiffre d'affaires des différentes compagnies composant ce sous groupe autour de 150 milliards de dollars US.

2.1.2. Répartition géographique du chiffre d'affaires des Majors

Part du CA des sociétés européennes en Europe (en %)



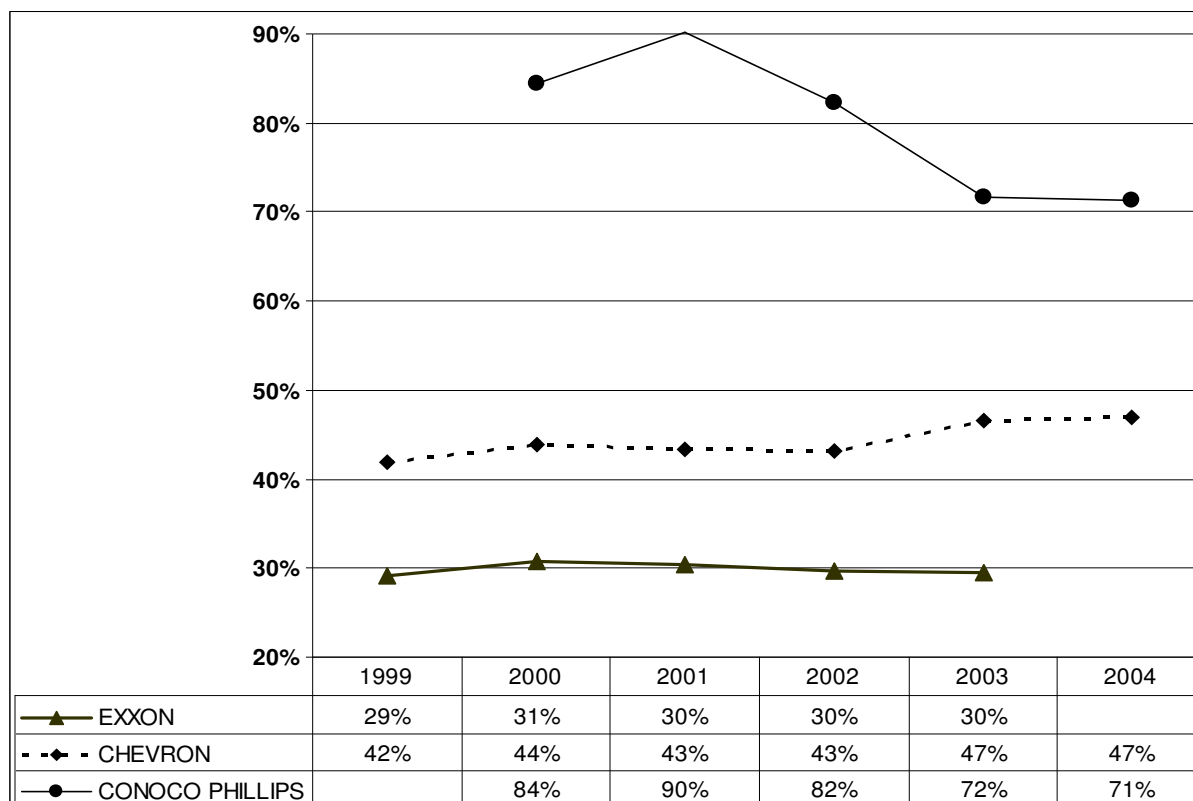
Source : rapports annuels

Il paraît clair que la capacité d'expansion géographique des compagnies pétrolières est une variable dépendante de leur taille (mesurée par le chiffre d'affaires) et non pas de leur nationalité d'origine. Ainsi, qu'elles soient européennes ou américaines, les "Super Majors" réalisent, en moyenne, un tiers de leur chiffre d'affaires dans leur zone d'origine (les États-Unis pour EXXON MOBIL et l'Europe pour SHELL et BP), alors que cette part atteint environ 50 % pour les Majors intermédiaires (TOTAL, CHEVRON TEXACO). Pour les "Mini Majors", comme ENI ou CONOCO PHILLIPS, la zone d'origine assure encore, en moyenne, plus de 70 % du chiffre d'affaires.

Sur la période 1999-2004, il est toutefois important de noter que les compagnies européennes dans leur ensemble ont eu une tendance plus forte à l'internationalisation que leurs comparses américaines. Ce phénomène est beaucoup plus marqué pour les "Super Majors" européennes, notamment SHELL (le chiffre d'affaire de SHELL réalisé hors d'Europe est ainsi passé de 51 % à près de 65 % du chiffre d'affaires total au cours des cinq dernières années).

A l'exception de ces deux observations majeures, il n'y a pas de comportements types des compagnies pétrolières dans ce domaine. La zone de réalisation du chiffre d'affaires est ainsi plus le fruit de l'histoire de la construction de la compagnie pétrolière que de critères purement économiques. Ainsi, dans le groupe des "Super Majors", il existe autant de modèles qu'il y a de compagnies. Le chiffre d'affaires d'EXXON MOBIL est ainsi réparti de manière égale entre l'Amérique du Nord, l'Europe et le reste du monde. De son côté, BP a un profil beaucoup plus concentré, avec deux pays, les États-Unis et le Royaume-Uni, où sont réalisés respectivement 40 % et 30 % du chiffre d'affaires.

Part du CA des sociétés américaines aux États-Unis (en %)



Source : rapports annuels

L'absence de modèles types s'observe également pour les Majors intermédiaires, comme TOTAL et CHEVRON TEXACO. Pour cette dernière, aux activités géographiquement très diversifiées⁷, on assiste, entre 1999 et 2004, à un recentrage du chiffre d'affaires vers les États-Unis (avec une progression de près de 5 points). TOTAL, avec une taille similaire, réalise de manière quasi-constante 55 % de son chiffre d'affaires en Europe (France, Norvège, Pays-Bas, Royaume-Uni). Enfin, en ce qui concerne CONOCO PHILLIPS, la fusion réalisée en 2002 a été le point de départ d'une diminution de la concentration des activités aux États-Unis (de 84 % à 71 % en cinq ans), un phénomène qui pourrait se renforcer dans les années à venir.

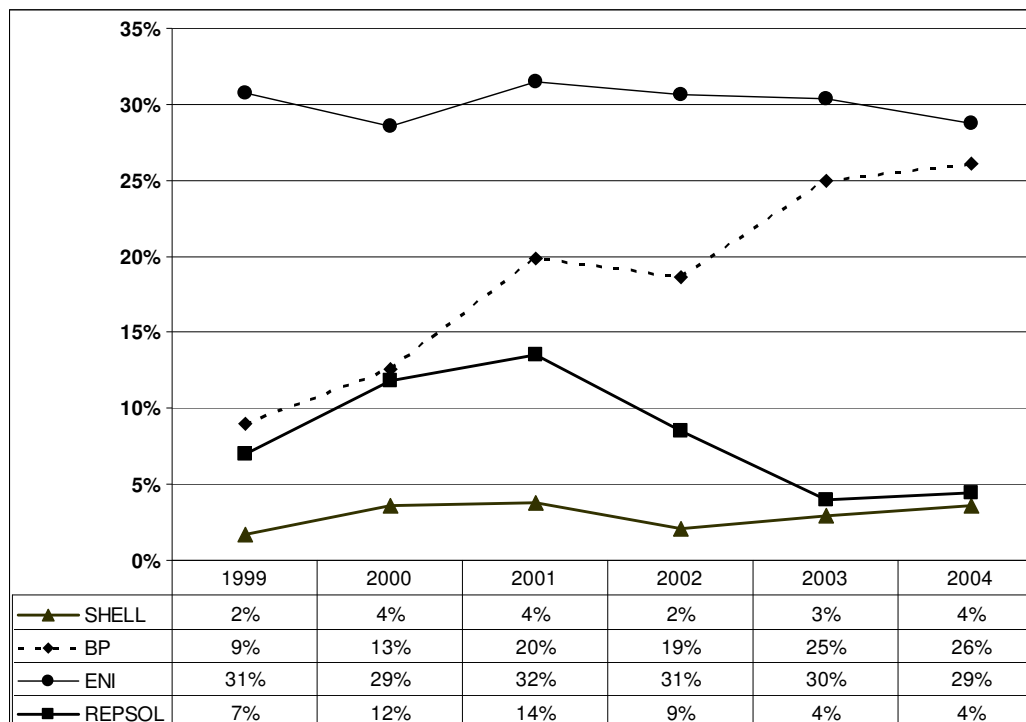
2.1.3. Part de la distribution du gaz et de l'électricité dans le chiffre d'affaires

La diversification des compagnies pétrolières dans les activités de réseau énergétiques (gaz, électricité), reste encore restreinte à l'heure actuelle. En effet, seules 4 compagnies de notre

⁷ CHEVRON TEXACO est notamment présente dans le golfe de Guinée, en Australie, en Chine, en Amérique latine et en Europe, ...

échantillon, réalisaient, en 2004, une part significative⁸ identifiée de leur chiffre d'affaires dans la distribution de gaz naturel et d'électricité. Il est important de noter l'absence des majors intermédiaires sur ces segments. Encore une fois, ce critère ne permet pas de déterminer de profil type entre les différentes catégories de Majors pétrolières.

Part de la distribution du gaz et de l'électricité dans le chiffre d'affaires (%)



Source : rapports annuels

Ainsi, la "Super Major" SHELL consacre la même part de son chiffre d'affaires à la distribution d'électricité et de gaz que la "Mini Major" REPSOL (environ 4 %). Seules deux compagnies, BP et ENI, réalisent plus du quart de leur chiffre d'affaires dans ce secteur. Si, durant la période 1999-2004, cette part est restée particulièrement stable dans le cas d'ENI, il faut noter l'intérêt croissant porté par BP à la distribution de gaz naturel et d'électricité (d'environ 10 % à plus de 25 %). Fortement implantée au Royaume-Uni, BP a, il est vrai, bénéficié de l'ouverture prématurée à la concurrence des secteurs gazier et électrique outre-Manche durant les années 1990, ce qui lui a permis d'identifier de nouvelles opportunités.

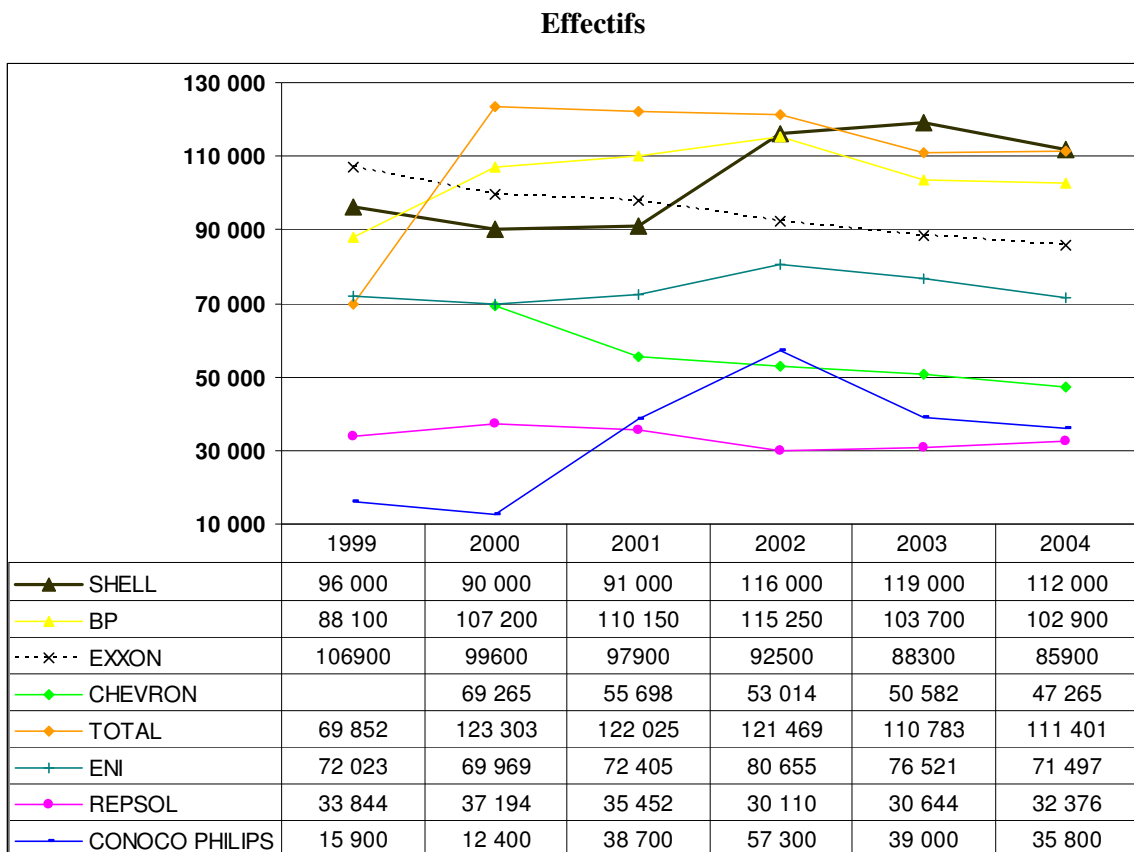
REPSOL est la seule compagnie qui a réduit la part de son activité électricité et gaz naturel sur la période, alors qu'une tendance inverse semblait se dessiner entre 1999 et 2001.

⁸ Nous n'avons retenu dans cette analyse que les compagnies pétrolières dont le chiffre d'affaires dans la distribution de gaz et d'électricité a été supérieur à 1 %.

2.2. Effectifs

2.2.1. Personnel : une tendance à la réduction du nombre d'employés

L'analyse des effectifs des compagnies pétrolières fait clairement apparaître deux tendances profondes. L'étude des taux de croissance globaux des effectifs entre 1999 et 2004 permet de mettre en lumière deux sous-ensembles parmi les Majors : les compagnies américaines, quel que soit leur chiffre d'affaires, ont entrepris des réductions d'effectifs depuis 1999 (EXXON MOBIL : - 32 %, CHEVRON TEXACO : - 20 %) et les compagnies européennes, qui ont enregistré une progression de leurs effectifs sur la même période (TOTAL : + 59 %, SHELL : + 17 %, BP : + 17 %).

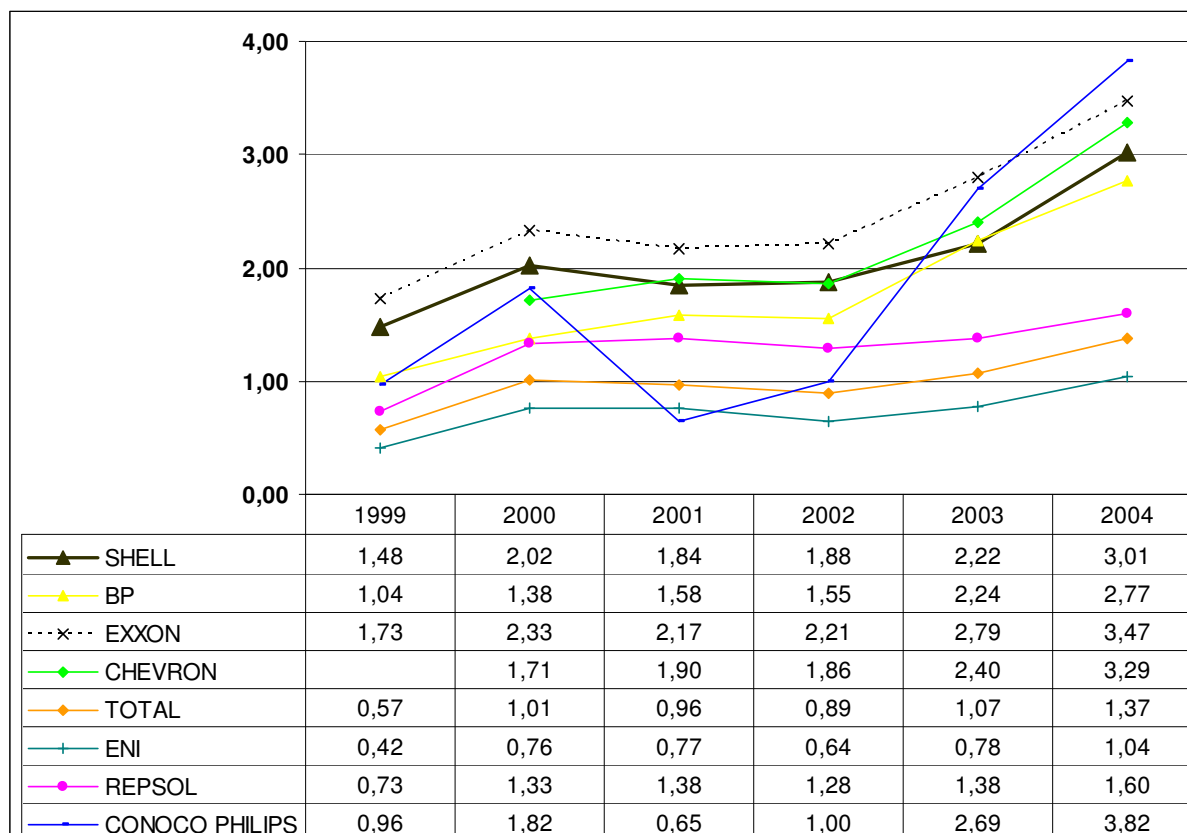


Source : rapports annuels

Ces évolutions différenciées doivent logiquement se retrouver dans la stratégie des différentes compagnies pétrolières, les compagnies américaines se retirant progressivement des activités à forte intensité de main-d'oeuvre. Toutefois, il est important de noter qu'un point haut en termes d'effectifs a été atteint en 2002 ou 2003 dans les compagnies européennes (et ce quelle que soit leur taille), celles-ci ayant entrepris de diminuer leurs effectifs depuis cette date. Ainsi, depuis 2002, les effectifs ont été réduits de respectivement 6 %, 8 % et 10 % chez SHELL, TOTAL et BP.

2.2.2. Productivité

Ratio chiffre d'affaires/effectifs (M\$)



Source : rapports annuels

Bien qu'insuffisant, le ratio Chiffre d'affaires/Effectifs employés permet de donner une mesure de la productivité du personnel. Avec une augmentation du chiffre d'affaires et une réduction des effectifs employés pour l'ensemble des compagnies, ce ratio suit une tendance haussière depuis 2002, après, il est vrai, deux années de quasi-stagnation. Les "Super Majors", ainsi que les Majors intermédiaires américaines, apparaissent en tête de classement. Les sociétés américaines affichent un ratio supérieur à leurs consœurs européennes, notamment en raison de la politique de réduction d'effectifs observée depuis la fin des années 1990. Ainsi, les performances de CHEVRON TEXACO, par rapport à TOTAL (3,29 M\$ par employé contre 1,37 M\$, pour un chiffre d'affaires quasiment équivalent), s'expliquent en grande partie par la baisse des effectifs de CHEVRON TEXACO depuis 1999. Le cas de CONOCO PHILLIPS est encore plus emblématique. En effet, avec un ratio de 3,81 M\$ par employé (contre 3,47 M\$ et 3,01 M\$ respectivement pour EXXON MOBIL et SHELL), cette Major affiche le ratio par employé le plus élevé en 2004, celui-ci ayant presque quadruplé depuis 2002. La fusion réalisée en 2002 a ainsi permis de multiplier par 2,5 le chiffre d'affaires, alors que les effectifs, après une forte augmentation, se sont réduits de près de 40 % depuis cette date.

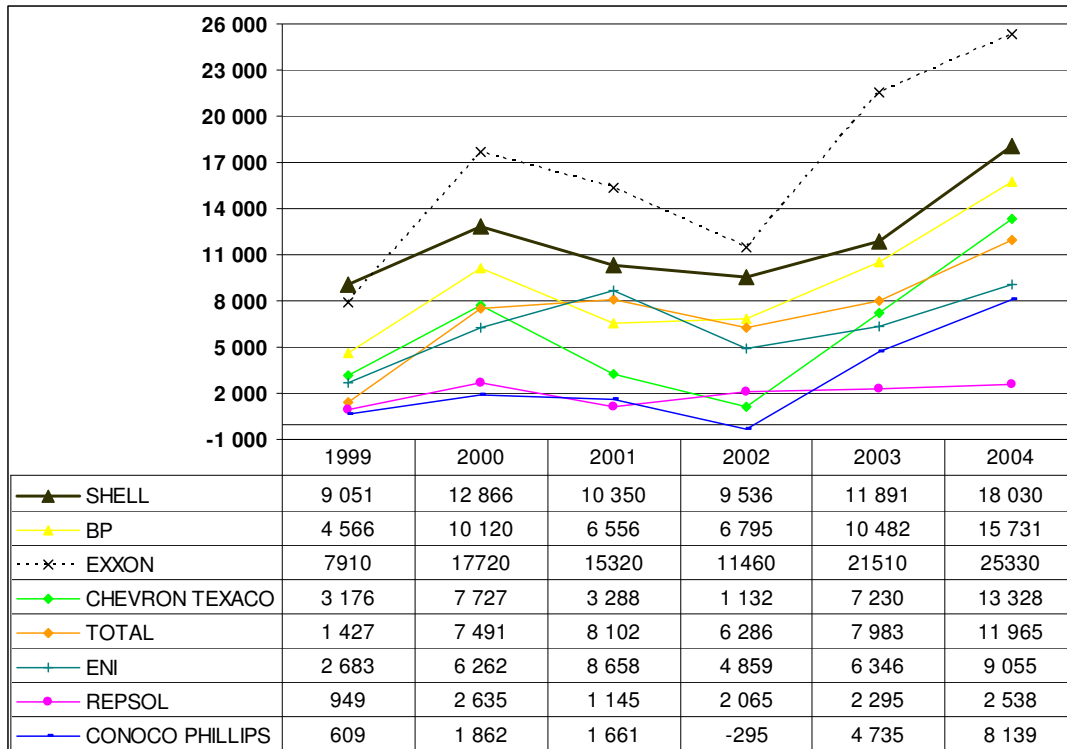
2.3. Rentabilité

2.3.1. Résultat Net

Après le pic de l'année 2000, les résultats nets des Majors ont enregistré une nette dégradation jusqu'en 2002, avant de rebondir dès l'année suivante. Les résultats nets des Majors suivent globalement (et grossièrement) l'évolution de leur chiffre d'affaires. Il est donc tout à fait logique de retrouver en tête de classement les "Super Majors". EXXON MOBIL, pourtant seulement en deuxième position en

termes de chiffre d'affaires, obtient le résultat net le plus élevé⁹. BP, qui avait enregistré la plus forte dégradation de son résultat net entre 2000 et 2001 tend à rattraper progressivement son retard sur EXXON MOBIL et SHELL, grâce notamment à une croissance significative en Europe. Toutefois, il paraît plus pertinent de s'intéresser à l'évolution sur le moyen terme.

Résultat net (M\$)



Source : rapports annuels

Entre 1999 et 2004, le résultat net des Majors intermédiaires a progressé plus rapidement que celui des "Super Majors". TOTAL et CHEVRON TEXACO affichent ainsi respectivement une multiplication de leur résultat net par 8 et 4, alors que ceux des "Supers Majors" n'ont été, en moyenne, multiplié que par 3. Cette performance des Majors intermédiaires s'observe également sur la dernière année étudiée. En effet, en moyenne annuelle, entre 2003 et 2004, les résultats nets de CHEVRON TEXACO, CONOCO PHILLIPS et de TOTAL ont progressé respectivement de 84 %, 72 % et 50 %, contre "seulement" 18 % pour EXXON MOBIL. A l'autre bout de l'échelle, la "Mini Majors" REPSOL affiche les résultats les plus faibles de notre échantillon, mais également les plus stables sur la période considérée. Dans cette même catégorie, ENI, pourtant "Mini Majors" en termes de chiffre d'affaires, a obtenu un résultat net en 2004 d'une taille comparable à celle des Majors intermédiaires. Si cette performance est fondée en partie sur les activités d'amont, elle provient également de l'essor de ses activités dans la distribution de gaz et d'électricité.

⁹ Il est intéressant de remarquer que la répartition géographique du résultat net d'EXXON MOBIL suit de manière quasi-similaire la répartition géographique de son chiffre d'affaires.

Les chiffres disponibles pour l'année 2005 et pour le premier trimestre 2006 relatifs aux profits des compagnies pétrolières marquent une prolongation de la tendance observée depuis 2002. Ainsi, entre 2004 et 2005, les profits de l'ensemble des compagnies pétrolières de notre échantillon ont augmenté de 33 %. Pour le premier trimestre 2006, le taux de croissance moyen des profits a atteint 12 % par rapport au premier trimestre 2005. Toutefois, les évolutions sont différentes selon les compagnies. Ainsi, les profits de CHEVRON TEXACO ont progressé de 48 %, contre 7 % pour EXXON MOBIL ou REPSOL, ceux de TOTAL, SHELL ou CONOCO PHILLIPS augmentant eux d'environ 13 %.

Profits de l'ensemble des compagnies pétrolières de notre échantillon (en milliards de dollars)

1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	1 ^{er} trimestre 2006
30,37	66,68	55,08	41,83	72,47	104,11	138,76	36,03

Sources : rapports annuels et rapports trimestriels

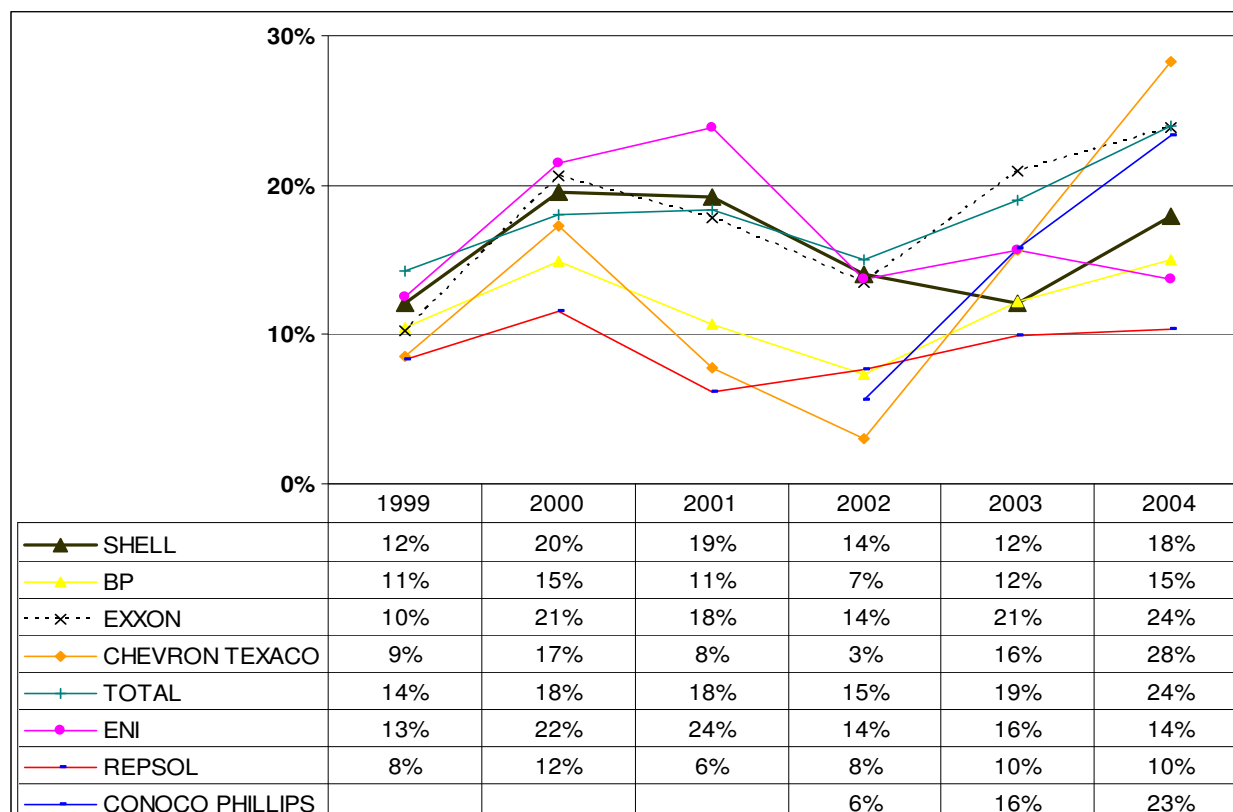
2.3.2. ROACE (%)

Le ROACE (Return On Average Capital Employed)¹⁰ est un indice assez erratique d'une année sur l'autre, qui dépend en majeure partie de la politique d'investissement des compagnies pétrolières et de leur résultat net affiché. Une étude statique du ROACE des différentes Majors ne permet pas d'identifier un ROACE propre à chaque sous-ensemble. Ainsi, alors qu'en 2000 et 2001, la "Mini Major" ENI a enregistré l'indice le plus élevé, celui-ci était obtenu par la "Super Major" EXXON MOBIL en 2003 et en 2004 par les Majors intermédiaires CHEVRON TEXACO et TOTAL

En termes dynamiques, les progressions les plus marquantes de l'indice ont été réalisées par CHEVRON TEXACO, notamment en raison d'une forte rationalisation des segments raffinage et distribution et CONOCO PHILLIPS (respectivement 6 % et 3 % en 2002 et 28 % et 23 % en 2004). Les "Supers Majors" EXXON MOBIL et SHELL ont enregistré une évolution similaire du ROACE jusqu'en 2002. Par la suite, la forte augmentation des investissements chez SHELL et l'envolée du résultat net pour EXXON MOBIL ont fait diverger leurs indicateurs.

¹⁰ Retour sur la moyenne des capitaux employés. Cet indice illustre la rentabilité des capitaux employés. Il est calculé en rapportant le résultat net courant à la moyenne des capitaux employés de début et de fin de période.

ROACE (%)



Source : rapports annuels

Le ROACE d'EXXON MOBIL a ainsi progressé de manière continue, quand celui de SHELL connaissait une évolution plus aléatoire. Concernant les "Mini Majors", ENI a fait apparaître un ROACE extrêmement robuste jusqu'en 2001, celui-ci diminuant par la suite, en raison des investissements réalisés depuis 2001. Sur l'ensemble de la période, REPSOL affiche l'indicateur le plus faible, cette "Mini Majors" ayant eu à absorber deux "chocs" : d'une part, le rachat de YPF en 1999, qui a fait grimper mécaniquement l'investissement et la crise argentine qui a affecté les résultats de la société en 2000 et 2001. Enfin, parmi les Majors intermédiaires, TOTAL affiche l'un des meilleurs ROACE de notre échantillon, en raison notamment de la combinaison d'une bonne performance du résultat net et d'une politique d'investissement plus mesurée.

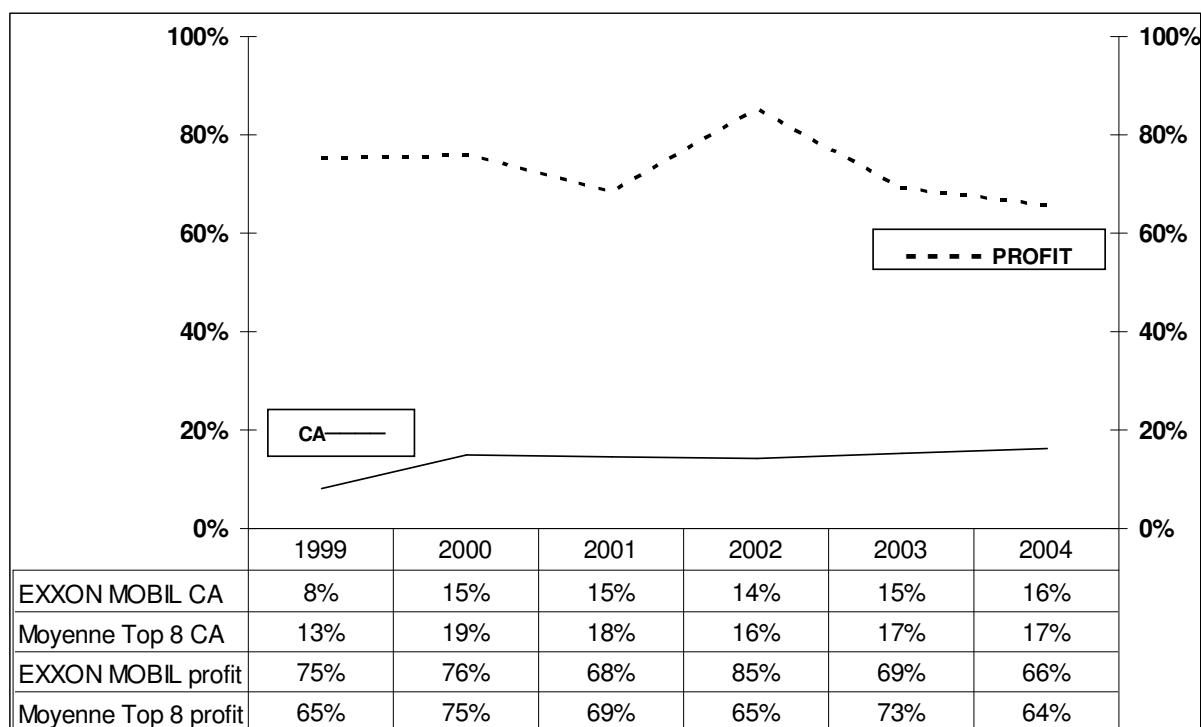
3 - ANALYSE PAR SOCIÉTÉ

3.1. EXXON MOBIL

3.1.1. L'amont : générateur des profits

Malgré les investissements réalisés dans les secteurs amont (Tchad, Angola, Norvège), ce segment reste limité dans le chiffre d'affaires d'EXXON MOBIL (autour de 15 % depuis le début des années 2000). Il se situe à un niveau légèrement inférieur à celui de la moyenne des Majors.

Part de l'amont dans le CA et le profit (%)



Source : rapports annuels

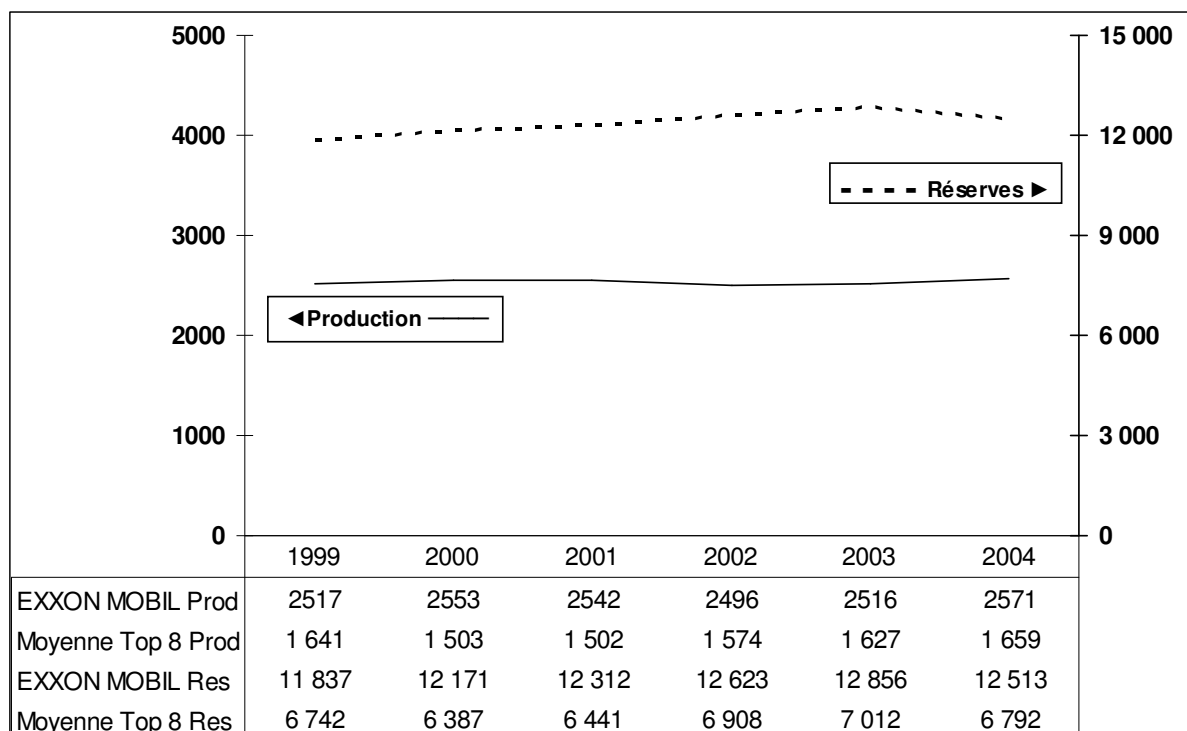
Malgré sa faible participation au chiffre d'affaires, l'amont contribue de manière marquée au résultat net. Sur l'ensemble de la période, le secteur amont représente environ 70 % du résultat net (avec un pic à près de 85 % en 2002¹¹ et un creux en 2004, à 66 %). Cette caractéristique, commune à la plupart des Majors, semble s'accroître dans le cas des "Super Majors", dont EXXON MOBIL fait partie.

Un ratio réserves de pétrole/production stable sur la période 1999-2004

Sur la période 1999-2004, EXXON MOBIL a affiché un ratio réserves/production pétrolière (R/P) particulièrement stable, à environ 13,5 années de production, contre une moyenne d'environ 11 années pour l'ensemble des Majors. La production d'EXXON MOBIL a légèrement progressé sur la période (environ 2 %), sans à-coups majeurs, dans un contexte marqué par une forte volatilité des prix du pétrole.

¹¹ En 2002, le secteur aval a contribué à hauteur de 12 % au résultat net, la pétrochimie à environ 7 %, les autres activités contribuant négativement (à hauteur de 4 %).

Production (milliers de b/j) et réserves (million barils) de pétrole brut



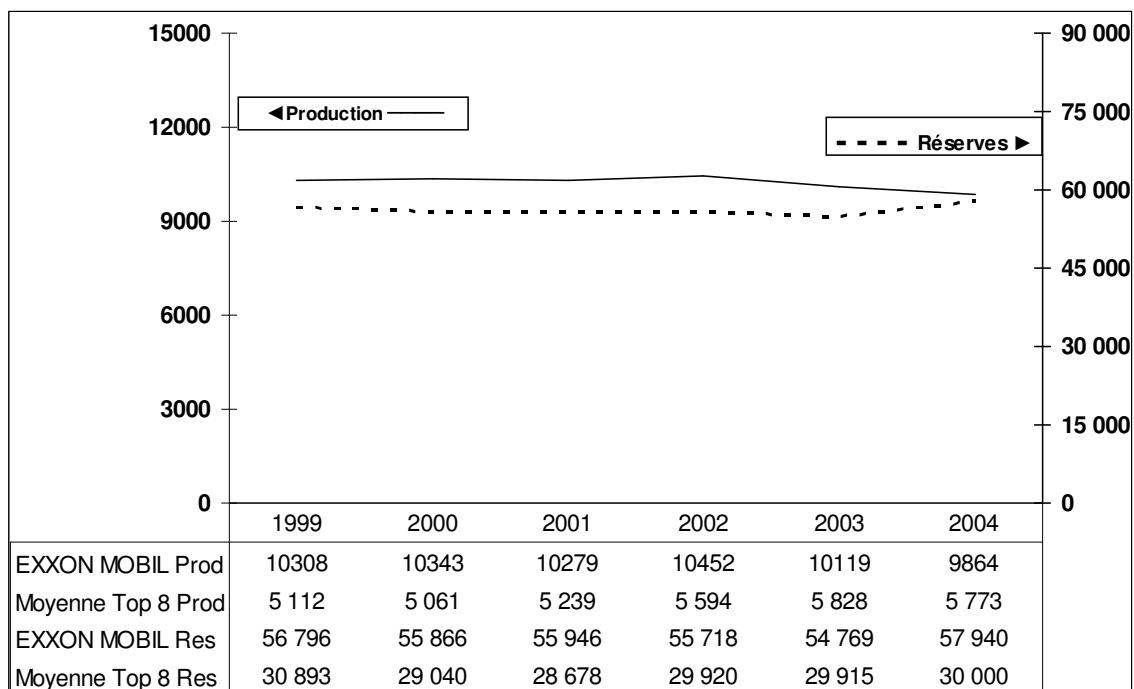
Source : rapports annuels

Un déclin marqué de la production de gaz naturel et une augmentation des réserves

Alors que la production de gaz naturel d'EXXON MOBIL avait continué de progresser entre 1999 et 2002, ce mouvement s'est inversé dès 2003 (une diminution de plus de 3 % en moyenne annuelle) et le recul s'est poursuivi en 2004 (- 2,5 %). Cette tendance s'est concentrée en Amérique du Nord (le poids relatif de l'Amérique du Nord dans la production totale de gaz d'EXXON MOBIL est ainsi passé de près de 35 % en 1999 à moins de 20 % en 2004), alors que les autres zones de production enregistraient une croissance d'environ 14 %.

Stables entre 1999 et 2003, les réserves gazières d'EXXON MOBIL ont enregistré une progression de près de 6 % en 2004, notamment au Canada, au Qatar et au Nigeria. La combinaison de ces deux facteurs (diminution de la production, hausse des réserves) a provoqué une augmentation de la durée de vies des réserves de gaz d'EXXON MOBIL en 2004, à 14,7 années de production, soit une année supplémentaire par rapport à 1999.

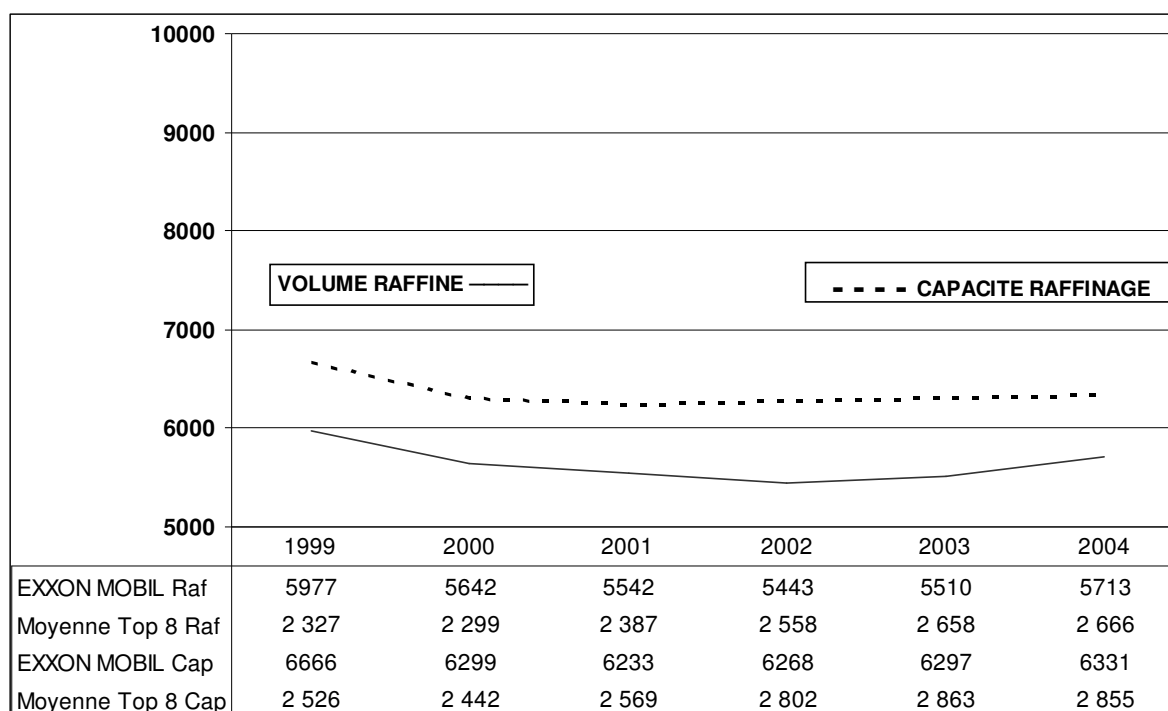
Production (milliers pc/jour) et réserves (billions pc) de gaz naturel



Source : rapports annuels

3.1.2. EXXON MOBIL surpasse les autres Majors dans le secteur du raffinage et de la distribution

Volume raffiné et capacité de raffinage (milliers de b/j)



Source : rapports annuels

Une suprématie incontestée dans le raffinage

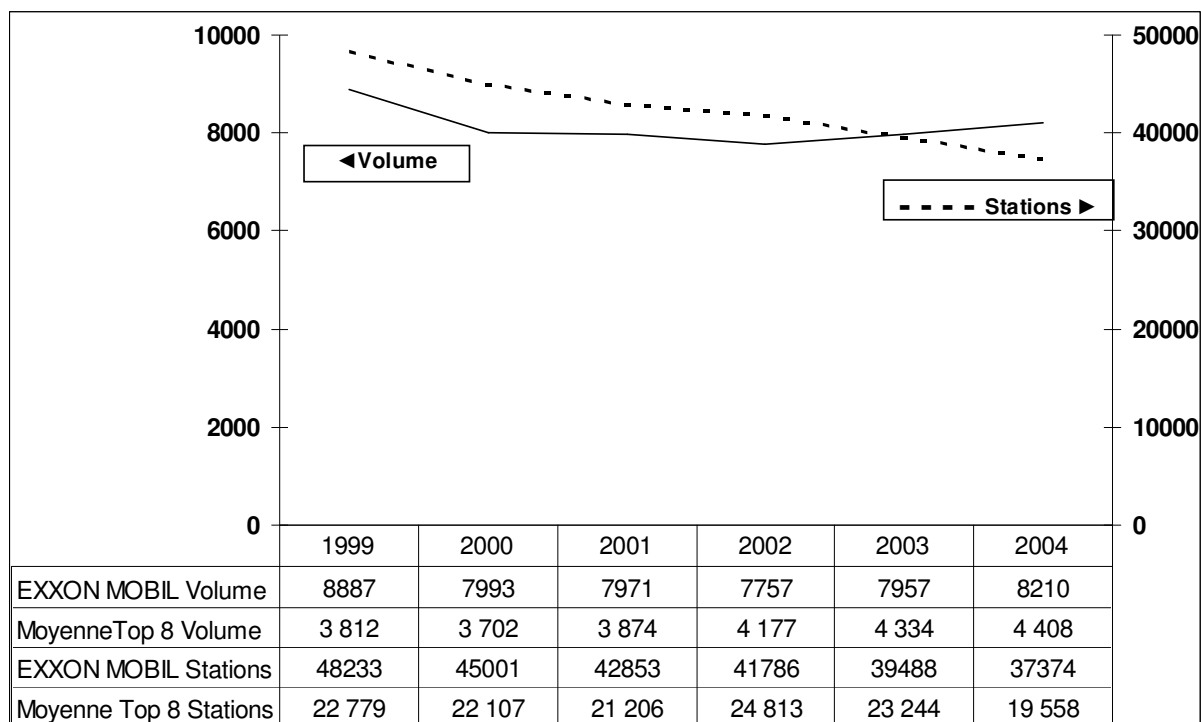
Même si elle accuse une diminution d'environ 5 %, à la fois de son volume raffiné et de ses capacités de raffinage entre 1999 et 2004, EXXON MOBIL n'a pas d'équivalent, parmi les Majors, sur ce segment. En outre, la baisse du volume de raffinage sur l'ensemble de la période recouvre, en fait, une diminution entre 1999 et 2002, suivie d'un léger rebond en 2003 et 2004. Son volume de raffinage représente, en moyenne, environ 80 % du volume combiné des deux autres "Super Majors". Les activités de raffinage sont réparties essentiellement dans trois régions : 40 % en Amérique du Nord et environ 30 % en Europe et en Asie.

L'écart se réduit dans la distribution, mais le leadership d'EXXON MOBIL reste intact

Ce segment de la chaîne pétrolière permet d'apprécier le pouvoir des "Super Majors", puisque ces dernières ont une capacité de commercialisation significativement supérieure à celle des autres Majors. EXXON MOBIL réalisait, en 2004, un tiers de ses ventes aux États-Unis, un quart en Europe et un cinquième en Asie, avec une croissance annuelle stable d'environ 3 %.

EXXON MOBIL occupe la deuxième position en nombre de points de vente après SHELL et est clairement engagée dans un processus de réduction de leur nombre. Entre 1999 et 2004, ce dernier a été réduit de près 25 %, sans qu'aucun changement en matière de répartition géographique n'intervienne (Amérique du Nord : 35 %, Asie : 24 %, Europe : 21 %, etc.). Concernant les volumes commercialisés, après une nette diminution entre 1999 et 2002 (- 13 %), ces derniers sont repartis à la hausse entre 2003 et 2004, avec une croissance d'environ 3 %.

Volumes commercialisés (milliers de b/j) et nombre de stations



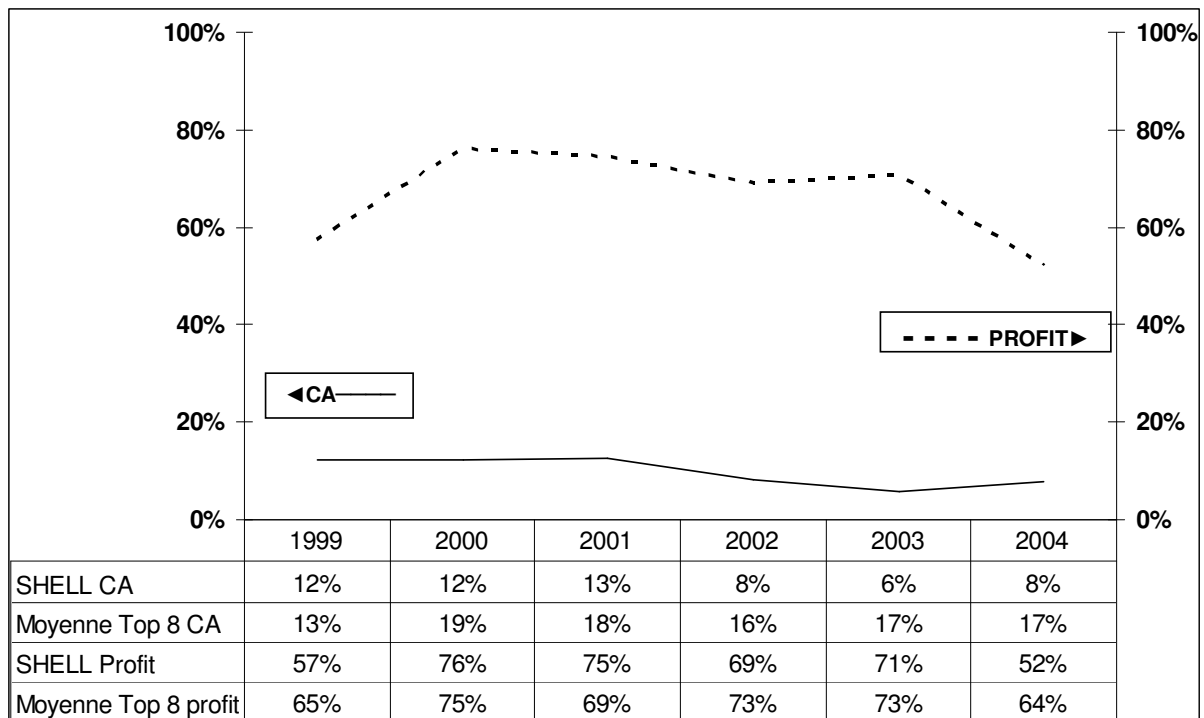
Source : rapports annuels

3.2. SHELL

3.2.1. La part de l'amont dans le chiffre d'affaires de SHELL a légèrement augmenté en 2004, mais reste faible au regard des autres Majors

Avec 8 % du chiffre d'affaires réalisé dans l'amont en 2004, soit une progression de deux points par rapport à son niveau de 2003, SHELL se situait à un niveau près de deux fois inférieur à la moyenne des Majors (environ 17 %), mais également de celui des "Super Majors" (environ 12 %). Elle affichait ainsi, en 2004, la plus faible proportion du chiffre d'affaires réalisé dans le secteur amont, et ce, toutes compagnies pétrolières confondues.

Part de l'amont dans le CA et le profit (%)



Source : rapports annuels

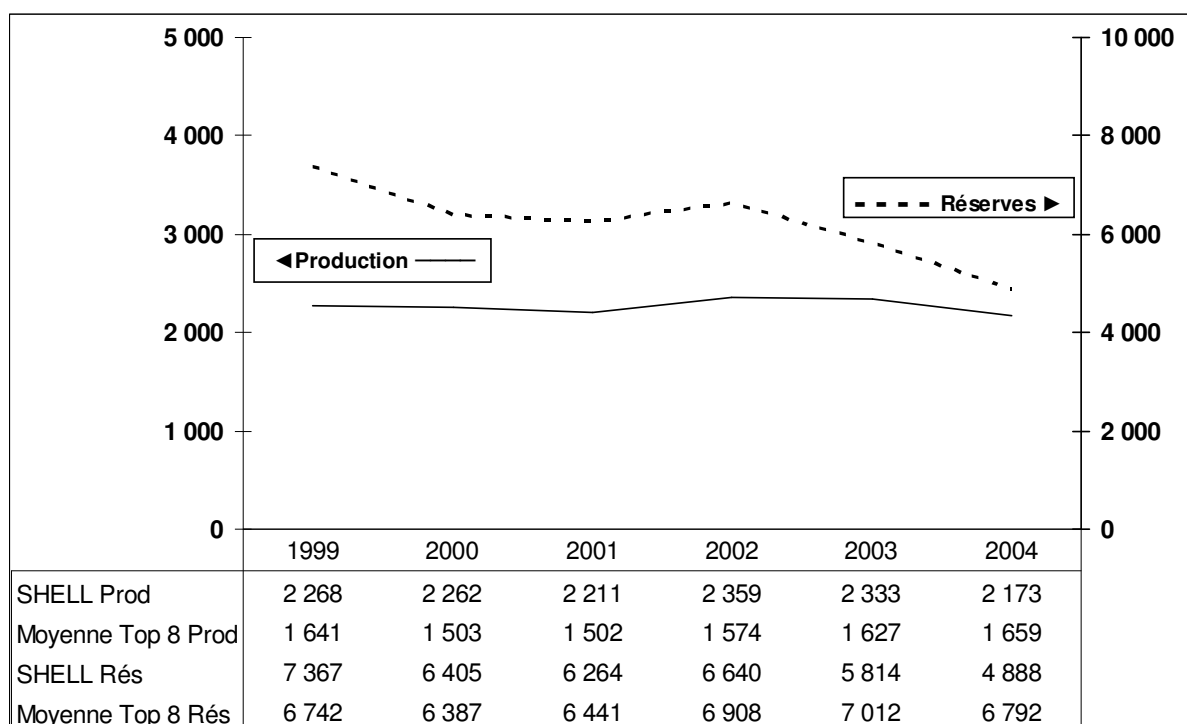
La part du secteur amont dans le résultat net de SHELL a été extrêmement variable depuis 1999 (entre 50 % et 75 %). Toutefois, on assiste, depuis le pic de l'année 2000 (76 %), à une diminution relative du poids de l'amont dans le résultat net. En 2004, celui-ci représentait seulement 52 %, contre une moyenne de 64 % pour l'ensemble des Majors. Cette tendance, commune à l'ensemble des Majors, reste beaucoup plus marquée pour SHELL.

La production de pétrole brut de SHELL enregistre une nouvelle baisse

La production des "Super Majors" reste nettement supérieure à celle des autres Majors et SHELL n'y fait pas exception. En effet, cette dernière produit environ autant de brut qu'ENI, REPSOLYPF et CONOCO PHILLIPS réunis. Toutefois, contrairement à ses deux grandes sœurs EXXON et BP, qui ont augmenté leur production de pétrole brut depuis 2002 respectivement de 3 % et 25 %, on a observé une baisse de 8 % de celle de SHELL sur les deux dernières années, et ce, malgré un environnement économique favorable (envolée des prix du brut). Sur l'ensemble de la période, la production de SHELL a ainsi diminué de 4 % et les réserves pétrolières ont été révisées d'environ 34 % à la baisse, dont près de la moitié entre 2003 et 2004. En conséquence, le ratio R/P a diminué de plus d'un tiers sur la période d'étude, à un niveau juste supérieur à 6 ans,

soit le ratio le plus faible de l'ensemble des Majors (ces dernières affichent un ratio moyen d'environ 11 années de production).

Production (milliers de b/j) et réserves (million barrells) de pétrole brut

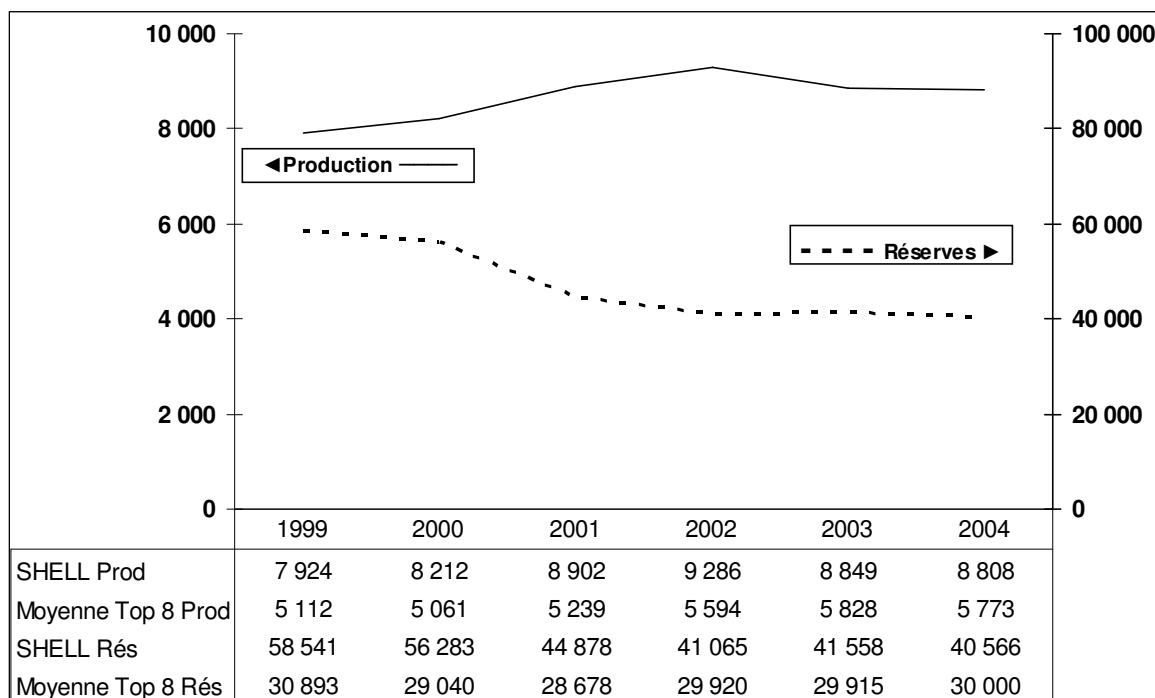


Source : rapports annuels

La diminution des réserves de gaz de SHELL s'est accélérée en 2004

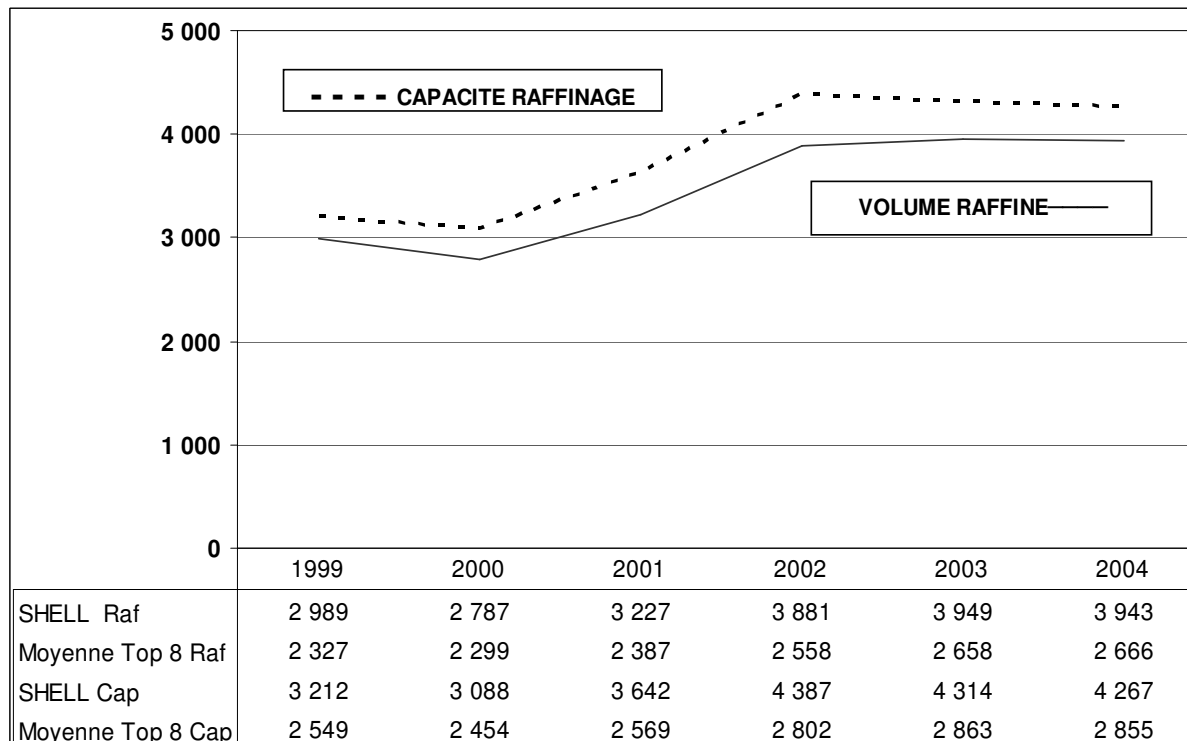
Cette tendance est également observable sur le segment gazier, avec une diminution des réserves, entre 1999 et 2004, d'environ 31 %. Ainsi, alors que SHELL était leader en termes de réserves prouvées de gaz parmi les "Super Majors" en 1999, elle n'occupait, en 2004, que la troisième position, loin derrière EXXON MOBIL et BP, dont les réserves ont augmenté respectivement de 2 % et 28 %. La production de gaz naturel de SHELL a augmenté d'environ 11 % sur la période 1999-2004 (à comparer à + 40 % pour BP et - 4 % pour EXXON MOBIL). Elle a toutefois atteint un pic en 2002 et ne cesse de décliner depuis. Le ratio R/P de gaz a diminué pour atteindre, en 2004, 12,6 années de production, contre près de 20 années en 1999 (et une moyenne de 14 années pour les "Super Majors").

Production (milliers pc/jour) et réserves (billions pc) de gaz naturel



3.2.2. SHELL renforce son rang de "Super Major" dans le raffinage et la distribution

Volume raffiné et capacité de raffinage (milliers de b/j)



Source : rapports annuels

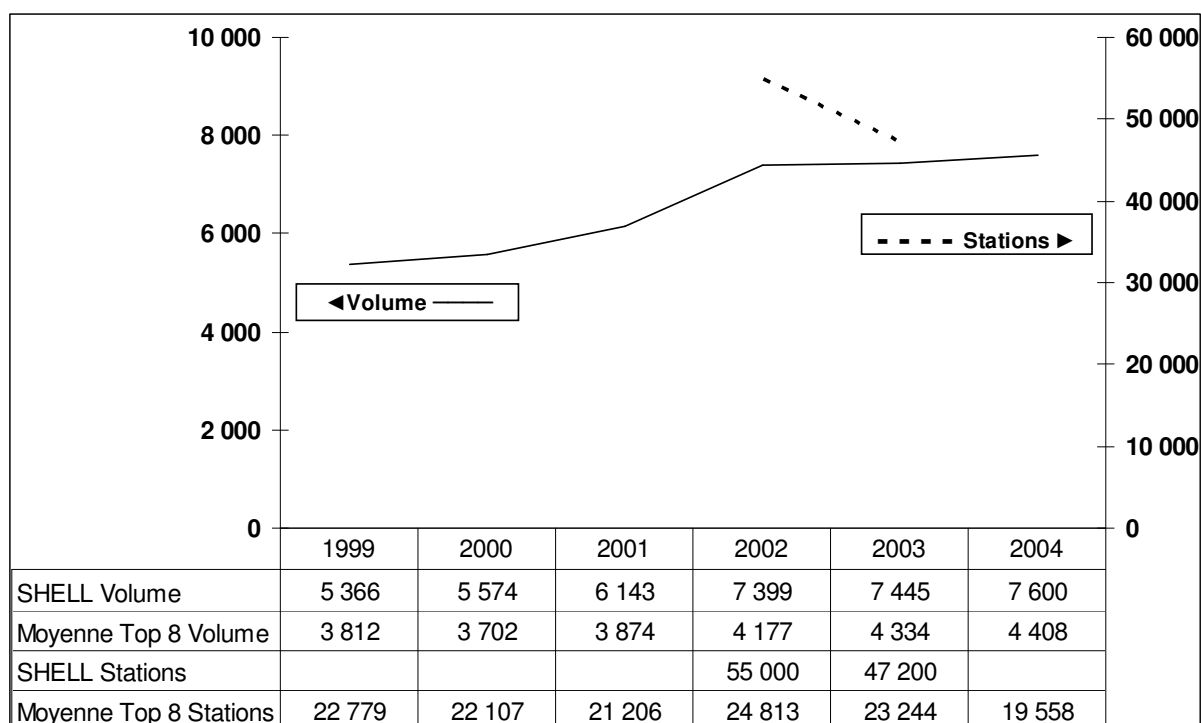
Largement dominé par EXXON MOBIL, le secteur du raffinage a enregistré une importante mutation depuis 1999, avec la montée en puissance de SHELL, ce dernier confortant, au cours des cinq dernières années, son statut d'acteur majeur du secteur. En effet, SHELL, qui occupait

en 1999 le deuxième rang en termes de capacité de raffinage et de volumes raffinés, a consolidé sa place aux dépens notamment de BP ou des majors intermédiaires. Entre 1999 et 2004, les capacités de raffinage de SHELL, tout comme le volume de produits raffinés, ont augmenté d'environ 33 %. Certes, cette dynamique a été essentiellement observée entre 1999 et 2002 (avec des taux de croissance respectifs pour ces deux indicateurs de 36 % et 30 %). Depuis 2002, on assiste à une phase de consolidation, la légère hausse des volumes raffinés (+ 2 %) étant contrebalancée par la diminution de 3 % des capacités de raffinage.

Distribution : des volumes de ventes en hausse constante

Avec une progression (ininterrompue) d'environ 42 % des volumes commercialisés entre 1999 et 2004, SHELL affiche, après CONOCO PHILLIPS, la meilleure performance des Majors dans le secteur de la distribution. Cette tendance a été extrêmement marquée aux États-Unis, où le volume des ventes a été multiplié par 6,5 sur la période.

Volumes commercialisés (milliers de b/j) et nombre de stations



Source : rapports annuels

Une rationalisation du nombre de points de vente

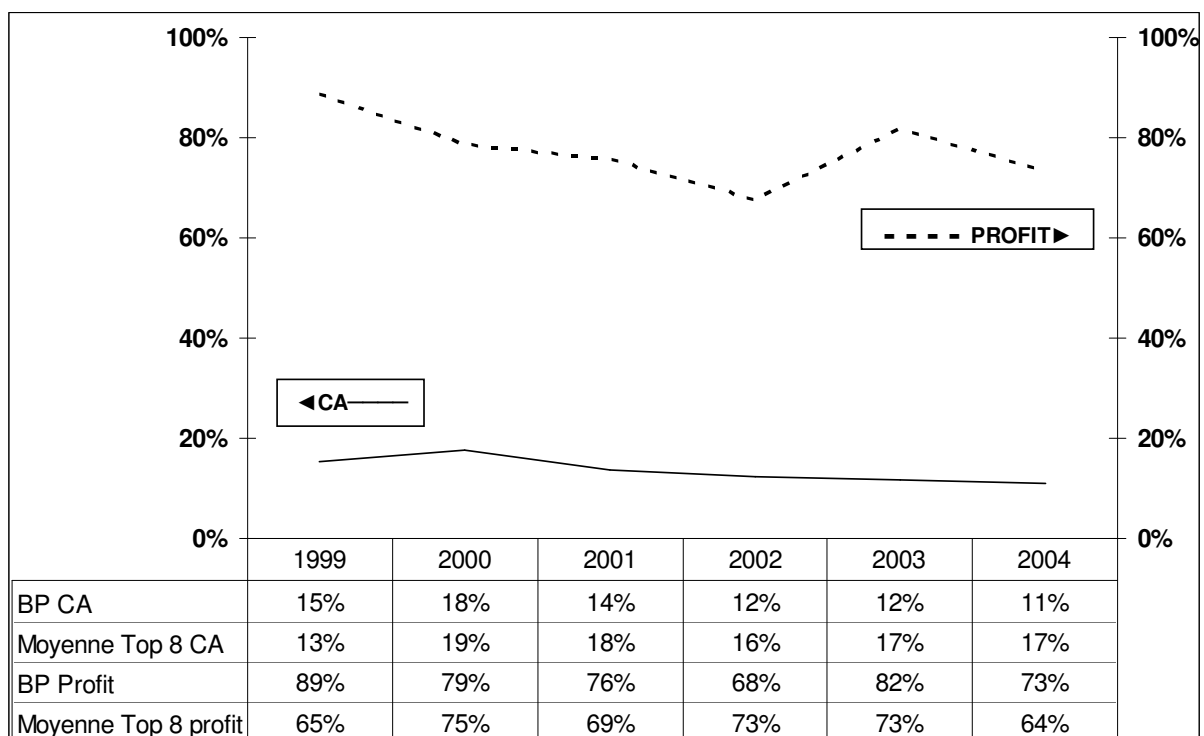
Selon les informations disponibles sur la période (uniquement deux années) SHELL possédait, en 2003, le réseau de distribution le plus important, avec un nombre de points de vente de 30 % supérieur à celui d'EXXON MOBIL. Toutefois, à l'instar des autres "Super Majors", le nombre de stations a diminué entre 2002 et 2003 (- 15 % en moyenne annuelle). En dépit de ce mouvement, le volume de ventes par point de vente reste nettement inférieur à celui de l'ensemble des Majors (excepté ENI), ce qui porte à croire que le processus de rationalisation de la branche distribution pourrait s'accroître dans les années à venir.

3.3. BP

3.3.1. Une diminution relative des activités amont, une tendance claire à la diversification pour BP

Alors que la part du chiffre d'affaires de BP dans l'amont s'établissait à plus de 18 % en 2000, soit un chiffre plus proche de la moyenne des Majors que de celui des "Super Majors", celle-ci a nettement décliné jusqu'en 2004, à environ 11 %. Cette diminution relative (le chiffre d'affaires des activités amont a augmenté en volume de près de 150 % sur la période) s'explique surtout par l'augmentation exceptionnelle des activités de distribution de gaz naturel et d'électricité. Ces dernières représentaient plus de 25 % du chiffre d'affaires global de la société en 2004, contre 9 % en 1999 et ont donc été multipliées par 10 au cours des cinq dernières années.

Part de l'amont dans le CA et le profit (%)



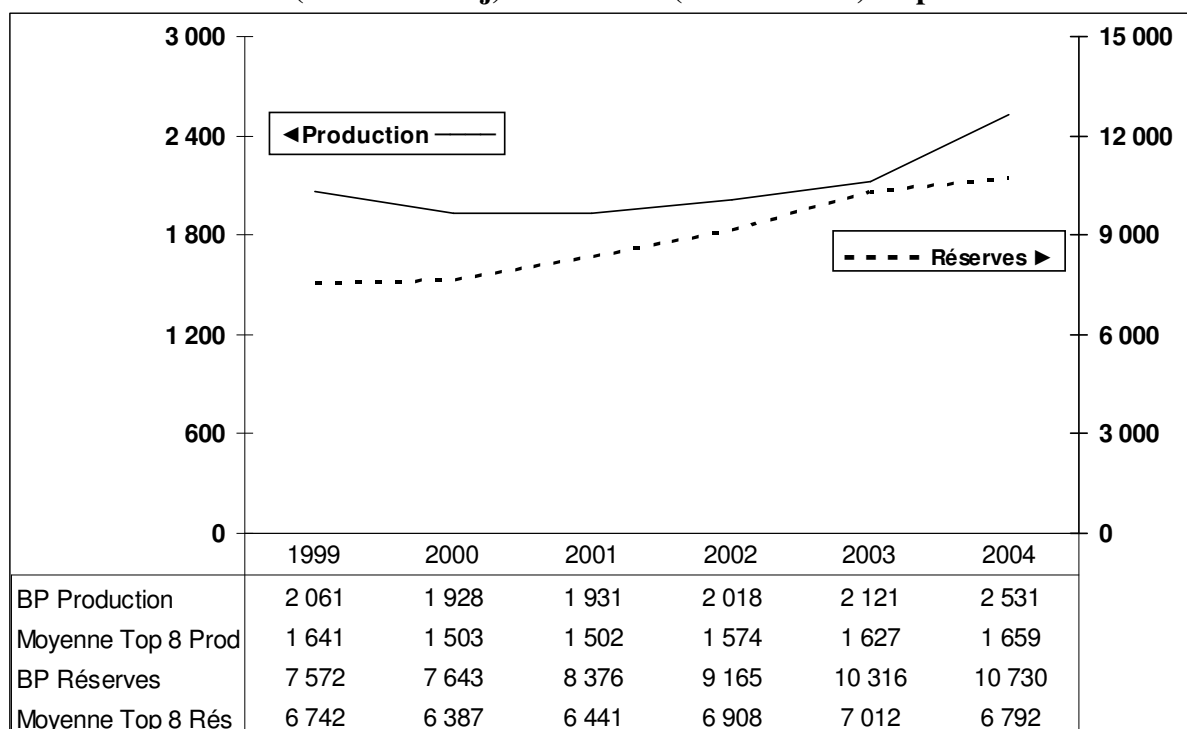
Source : rapports annuels

Malgré la nette diminution des activités amont dans le chiffre d'affaires, celles-ci représentaient encore, en 2004, près de 75 % du résultat net de BP, un chiffre nettement supérieur à celui des Majors dans leur ensemble et des "Super Majors". En outre, le poids des activités de la branche amont dans le résultat net s'est révélé extrêmement variable au cours des dernières années pour BP. En effet, après le pic de 1999 (à 89 %), cette part a diminué d'environ 20 points jusqu'en 2002, avant de rebondir en 2003 (+ 14 points), pour à nouveau décliner en 2004 (- 9 points).

Une forte croissance de la production et des réserves pétrolières

De 1999 à 2002, avec une production de pétrole largement inférieure à celle des "Supers Majors" (en moyenne, un niveau de 10 % inférieur), BP ne pouvait rivaliser avec EXXON MOBIL ou SHELL sur ce segment d'activité. Cependant, depuis lors, on assiste à un véritable rebond de la production pétrolière de BP (+ 26 % entre 2002 et 2004, dont près de 20 % pour la seule année 2004), ce qui la place désormais au deuxième rang, juste derrière EXXON MOBIL.

Production (milliers de b/j) et réserves (millions de b) de pétrole brut



Source : rapports annuels

Ce mouvement s'est accompagné d'une augmentation d'environ 42 % des réserves pétrolières, (essentiellement hors des États-Unis et de l'Europe). Le ratio R/P a ainsi été porté à près de 12 années de production en 2004 (contre 10,3 en 1999), un niveau toutefois encore inférieur au pic de 2003 (environ 14 années de production).

BP réduit l'écart avec les "Super Majors" dans la production de gaz

A l'instar d'EXXON MOBIL et de SHELL, BP a enregistré un profil assez similaire en termes de production gazière, cette dernière atteignant un pic durant l'année 2002, avant de décliner par la suite. Toutefois, le taux de croissance de BP sur la période 1999-2004 est largement supérieur à celui des autres "Super Majors", avec une progression d'environ 42 %, contre 12 % pour SHELL et - 4 % pour EXXON MOBIL. Ce profil a permis un net resserrement de la production gazière des trois "Super Majors" au profit de BP, même si cette dernière reste toujours en queue de peloton.

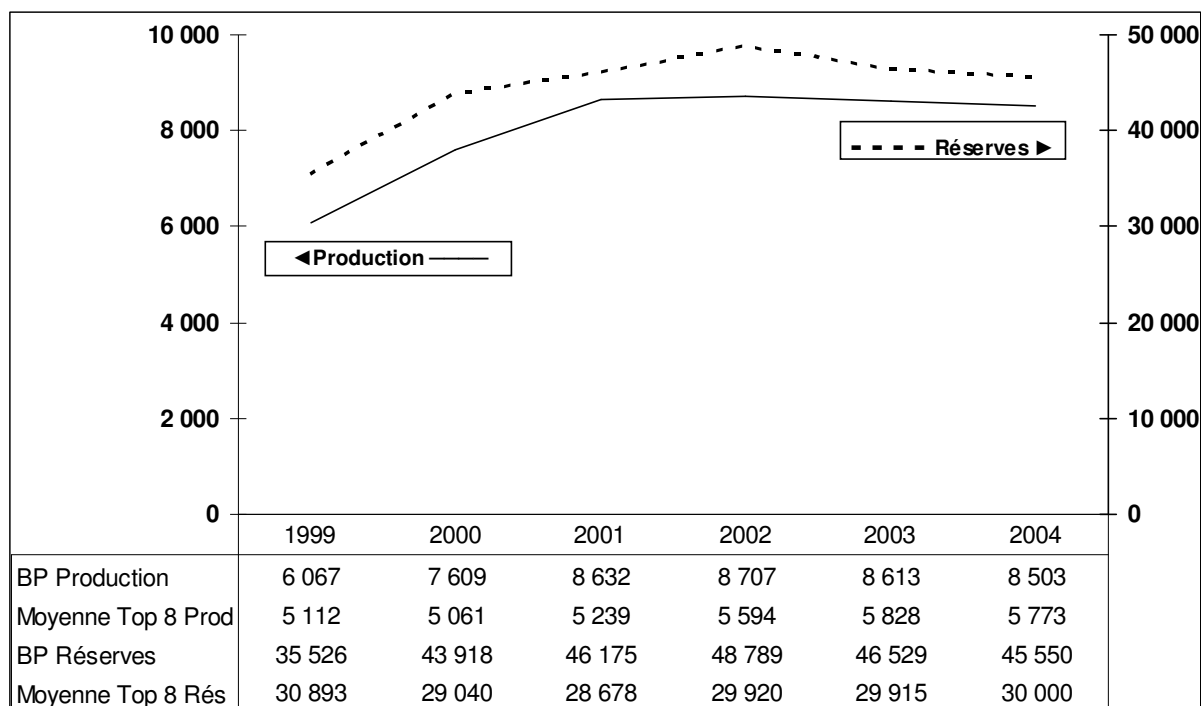
En parallèle, alors que les réserves de SHELL ont diminué de près de 31 % sur la période et que celles d'EXXON MOBIL sont restées quasiment stables (avec une croissance de 2 %), les réserves gazières de BP ont progressé d'environ 28 % entre 1999 et 2004. Toutefois, elles semblent avoir atteint un pic en 2002, pour ensuite diminuer d'environ 7 %.

Dans ce contexte, BP a enregistré une diminution du ratio R/P pour le gaz (de 15,1 années à 14,2 années entre 2002 et 2004). Ce mouvement ne constitue pas une surprise étant données la forte croissance de la production et la diminution des réserves durant cette période. En outre, excepté pour EXXON MOBIL et pour CHEVRON TEXACO, une tendance similaire a été observée pour l'ensemble des Majors étudiées.

Enfin, il est important de remarquer un changement géographique des réserves gazières de BP, au profit de l'Asie et de l'Amérique du Nord (hors États-Unis) et au détriment des États-Unis et de

l'Europe. Ces deux dernières régions ont vu leur part dans les réserves totales gazières de BP passer de près de 50 % en 1999, à moins de 38 % en 2004.

Production (milliers pc/jour) et réserves de gaz naturel

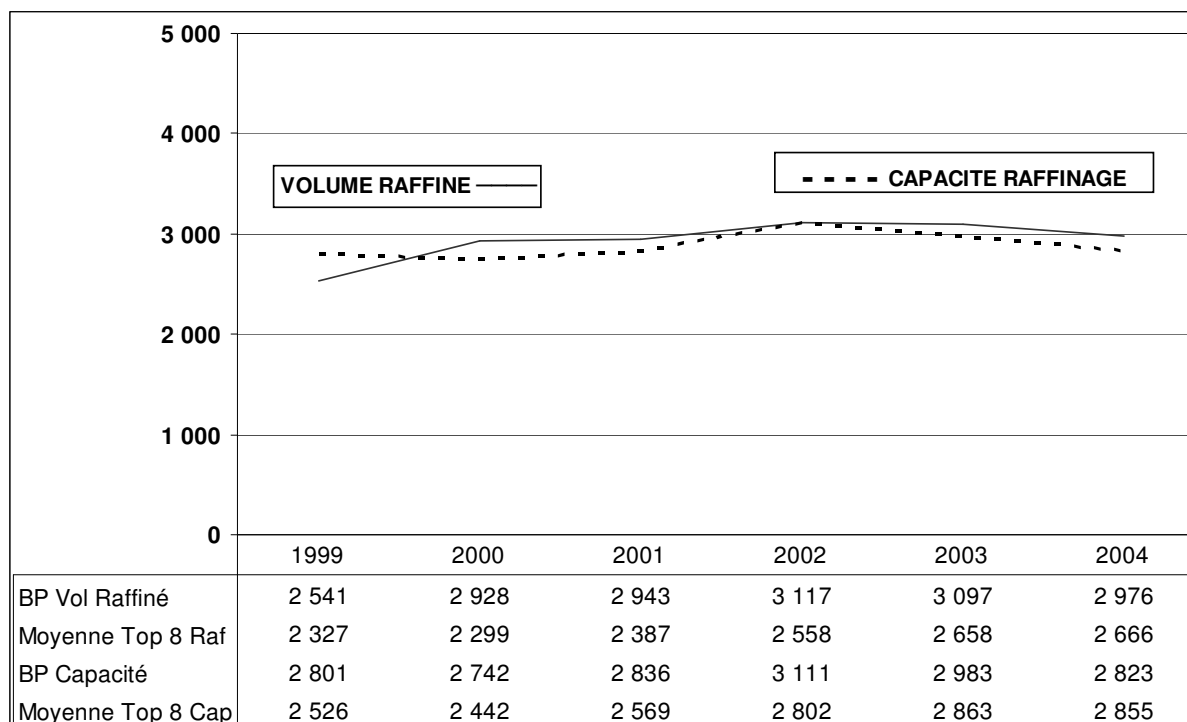


Source : rapports annuels

3.3.2. Parmi les "Super Majors" BP se marginalise dans le raffinage

Au sein des Majors, il n'y a pas de tendance commune à l'ensemble de l'échantillon concernant le raffinage. Certaines, comme CONOCO PHILLIPS, ont enregistré une forte augmentation des capacités entre 1999 et 2004 (notamment en raison de la fusion réalisée en 2002), d'autres, comme CHEVRON, les ont réduites de manière drastique. BP a adopté un comportement moyen, qui la rapproche plutôt des Majors intermédiaires comme TOTAL. Ainsi, les capacités de raffinage ont globalement stagné entre 1999 et 2004 (une hausse de près de 11 % entre 1999 et 2002 a été compensée par une diminution des capacités de 9 % entre 2002 et 2004), s'affichant à un niveau presque deux fois inférieur à la moyenne des "Super Majors".

Volume raffiné et capacité de raffinage (milliers de b/j)



Source : rapports annuels

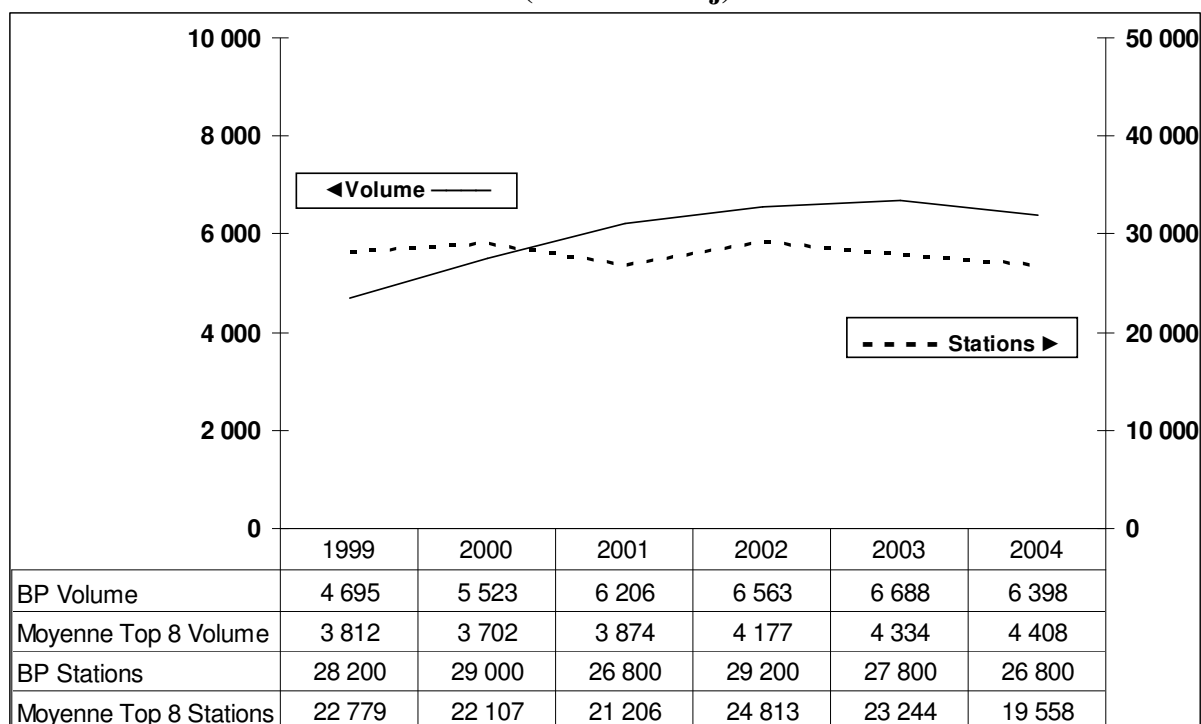
3.3.3. Distribution : 2004 marque un coup d'arrêt à la hausse des volumes commercialisés

Malgré une augmentation de plus de 17 % entre 1999 et 2004 (contre + 32 % pour SHELL et – 4,5 % pour EXXON) de ses volumes commercialisés, soit un net rattrapage par rapport à 1999, BP affiche toujours un volume de ventes inférieur aux autres "Super Majors". Dans le cas de BP, on observe une rupture de cette dynamique durant l'année 2004. En effet, alors que les volumes commercialisés ont augmenté de près de 22 % entre 1999 et 2003, ils ont diminué de plus de 4 % pour la seule année 2004.

La tendance à la réduction du nombre de points de ventes se poursuit en 2004

Contrairement aux autres "Super Majors" qui ont réduit de manière sensible le nombre de leurs points de vente depuis 1999 (EXXON : - 23 %) ou 2002 (SHELL : - 15 %), ce mouvement a été beaucoup plus mesuré dans le cas de BP, cette dernière en possédant, il est vrai, un nombre largement inférieur à ses deux principaux concurrents. Le nombre de ses points de vente a ainsi été réduit de 5 % entre 1999 et 2004, mais de manière très erratique (2001 : - 7,5 %, 2002 : + 9 %, 2003 : - 5 %, 2004 : - 4 %). Toutefois, la poursuite du recul du nombre de points de vente depuis 2003 laisse à penser que, tout en restant moins accentuée que pour EXXON MOBIL ou SHELL, le mouvement se confirmera dans les années à venir.

Volumes commercialisés (milliers de b/j) et nombre de stations



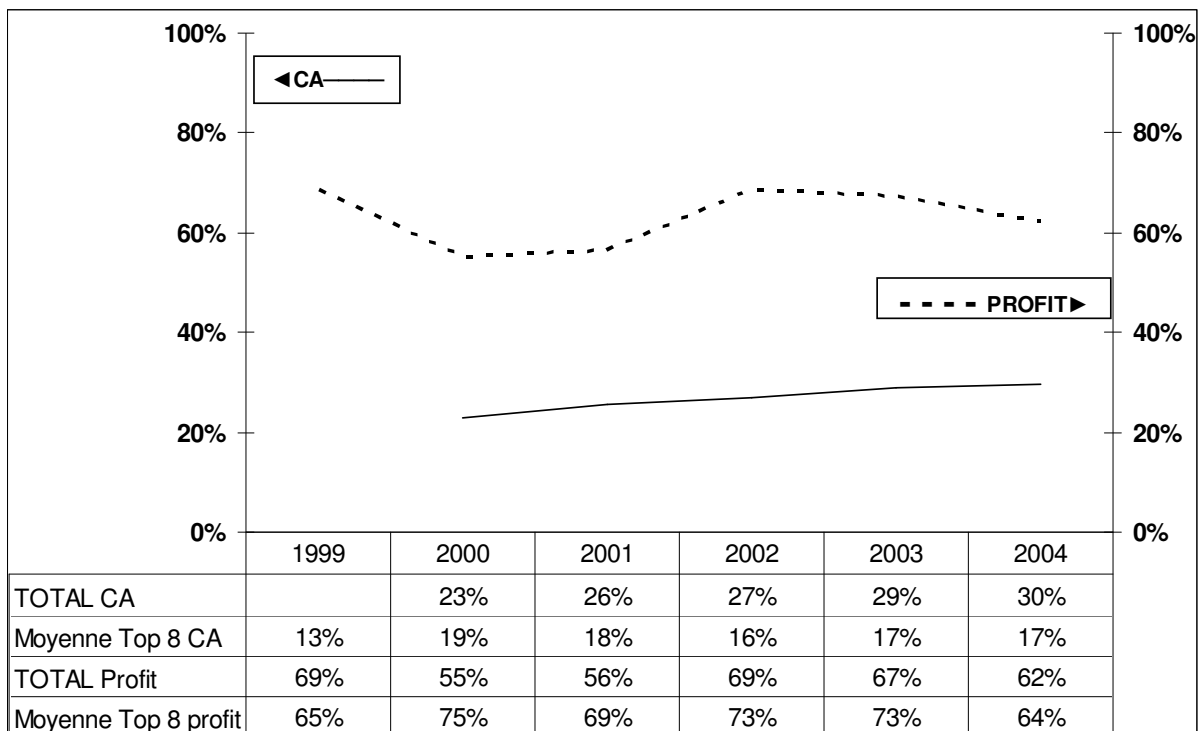
Source : rapports annuels

3.4. TOTAL

3.4.1. Un poids de l'amont dans le chiffre d'affaires plus significatif que pour les autres Majors

En 2004, les activités amont représentaient 30 % du chiffre d'affaires de TOTAL, soit un niveau quasiment deux fois supérieur à la moyenne des Majors dans leur ensemble et la proportion la plus importante depuis 2002. De plus, alors que les Majors ont enregistré une stagnation, voire même un déclin dans certains cas, de cette part depuis 1999, celle-ci a augmenté d'une manière continue et soutenue pour TOTAL (une hausse de 7 points) entre 1999 et 2004. Ce mouvement s'explique, en grande partie, par une croissance plus rapide des activités amont (en dollars), notamment en 2003 et 2004 (respectivement + 17 % et + 31 %), que du chiffre d'affaires global.

Part de l'amont dans le CA et le profit (%)



Source : rapports annuels

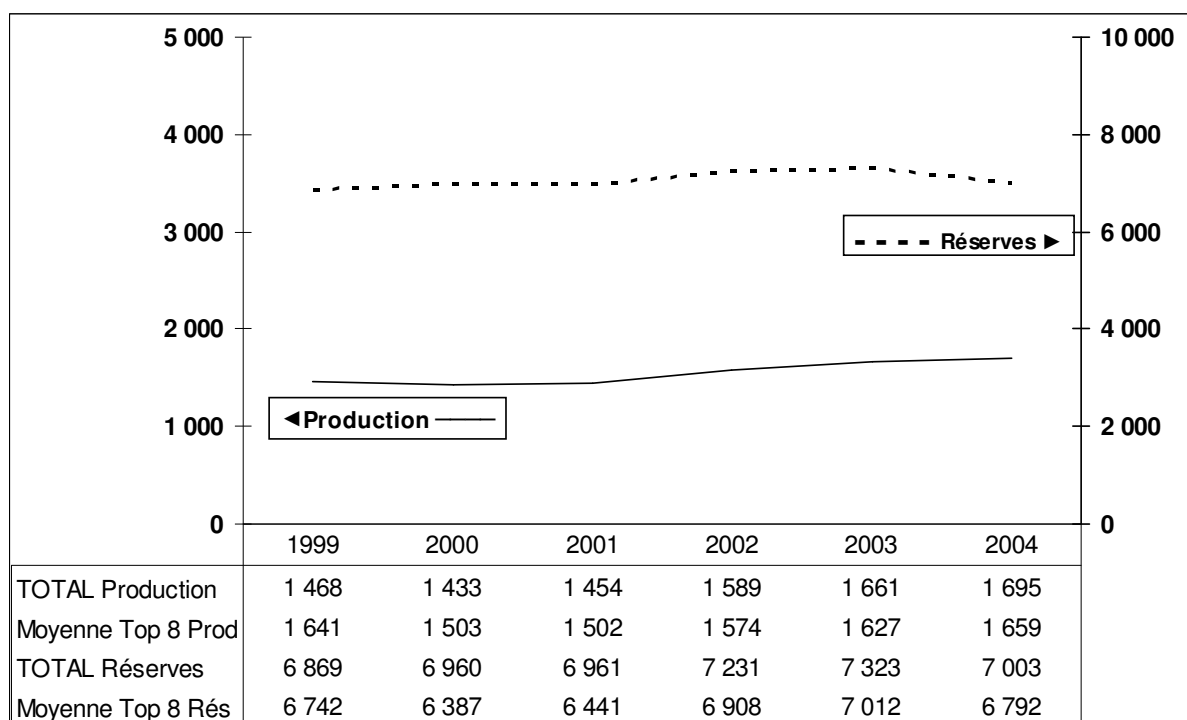
Malgré le poids important de l'amont dans le chiffre d'affaires, ce segment ne contribuait, en 2004, qu'à 62 % du résultat net, soit un niveau légèrement inférieur à la moyenne des Majors. Seules ENI et REPSOL, deux "Mini Majors" et SHELL, en 2004, ont affiché une part plus faible de l'amont dans le résultat net. En outre, il est important de remarquer que la participation de l'amont au résultat net est légèrement plus instable dans le temps pour TOTAL que pour les autres Majors. Dans ce contexte, il est probable que la part des segments d'activités comme l'aval ou la chimie, localisées en Europe (zone d'origine de TOTAL) ont progressé, en termes relatifs, de manière plus rapide dans le résultat net.

TOTAL : une Major intermédiaire pour la production de pétrole

En 2004, comme en 1999, TOTAL occupe la cinquième position juste derrière CHEVRON TEXACO, en termes de production de pétrole. Toutefois, avec une progression de près de 16 % sur la période (contre une diminution de même ampleur pour CHEVRON), on a assisté à un resserrement marqué du niveau de production entre les deux Majors intermédiaires. La production de TOTAL est concentrée en Afrique (près de 40 %) et en Europe (autour du 25 %).

C'est la première zone qui a enregistré le taux de croissance le plus soutenu entre 1999 et 2004, avec une progression de 25 %, contre seulement 3 % pour l'Europe.

Production (milliers de b/j) et réserves (millions de b) de pétrole brut

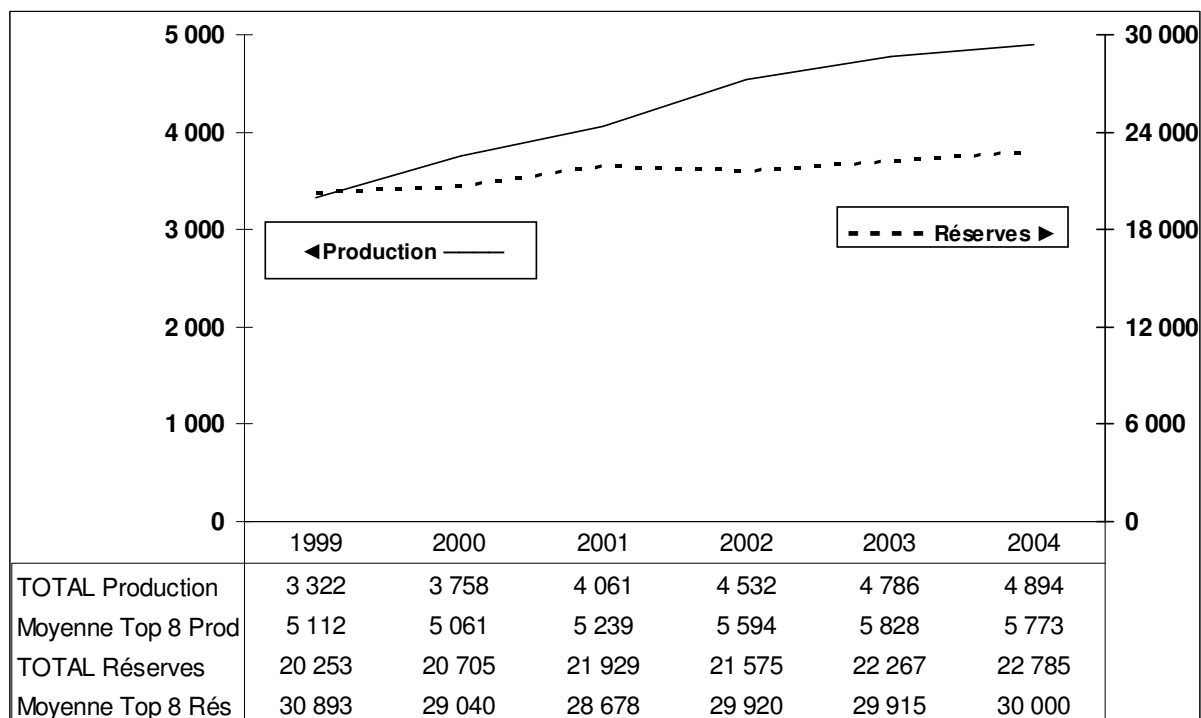


Source : rapports annuels

Une production de gaz naturel encore limitée au regard des "Super Majors", mais en nette progression

Avec une production gazière en hausse de près de 45 % entre 1999 et 2004 (environ + 2,5 % entre 2003 et 2004), TOTAL se détache du peloton des "Mini Majors" et de CHEVRON TEXACO sur ce créneau. Depuis 2002, elle a ravi la quatrième position à ce dernier qui, pour sa part, a enregistré une diminution régulière de sa production de gaz naturel sur la période (- 8 %). L'Europe reste la première zone de production de gaz pour TOTAL (environ 45 %), suivie par l'Asie (25 %). Cette structure de production est pratiquement inchangée depuis 1999. Cette stratégie de développement du segment gazier devrait se poursuivre dans les années à venir.

Production (milliers pc/jour) et Réserves (millions pc) de gaz naturel



Source : rapports annuels

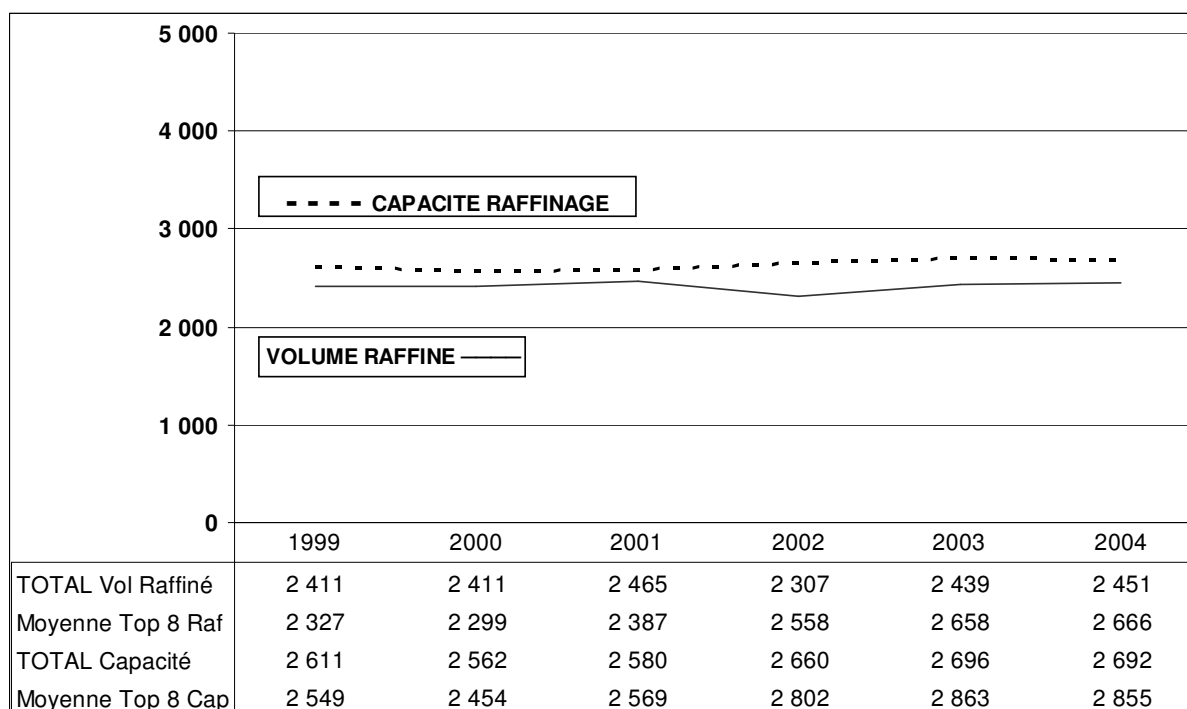
Concernant les réserves de gaz, celles-ci ont enregistré une croissance régulière entre 1999 et 2004 (+ 13 %), mais près de trois fois inférieure à celle de la production. Dès lors, il n'est pas étonnant d'observer une forte chute du ratio R/P pour TOTAL (de 16,7 années à moins de 13 années), à un niveau inférieur à la moyenne des Majors. En termes de répartition géographique des réserves de gaz, il est important de noter que, face au déclin des réserves de gaz de TOTAL en Europe (- 20 %, en volume, entre 1999 et 2004), ses réserves de gaz en Afrique ont doublé sur cette période et représentaient, en 2004, plus de 20 % des réserves totales, contre à peine 12 % en 1999¹².

3.4.2. Des capacités de raffinage et de distribution extrêmement concentrées en Europe

A l'instar de ce que nous avons pu observer sur la production pétrolière, TOTAL a pris la tête des Majors intermédiaires, à la fois en termes de capacités de raffinage et de volumes raffinés. Certes, entre 1999 et 2004, les capacités de raffinage n'ont que faiblement augmenté (+ 3 % sur la période). Toutefois TOTAL a profité de la diminution des capacités de raffinage de CHEVRON TEXACO pour lui ravir la quatrième position de notre échantillon. Si TOTAL avait, en 2004, une capacité de raffinage supérieure à celle cumulée des "Mini Majors" REPSOL et ENI, elle ne peut pas encore rivaliser avec les "Super Majors" EXXON MOBIL ou SHELL. Elle tend toutefois à se rapprocher des capacités de BP. En outre, il est important d'observer que l'activité de TOTAL dans le raffinage est extrêmement concentrée, avec près de 90 % des volumes réalisés en Europe. En comparaison, les "Super Majors" comme EXXON MOBIL (45 % aux États-Unis, 30 % en Asie, 20 % en Europe) ou SHELL (43 % en Europe, 24 % aux États-Unis) sont plus diversifiées, tout comme certaines "Mini Majors" (REPSOL).

¹² Même si une tendance similaire est observée avec les réserves pétrolières de TOTAL, avec une diminution du ratio R/P (de 12,8 années à 11,3 entre 1999 et 2004), la répartition géographique des réserves de pétrole a été beaucoup moins bouleversée au cours de cette période. En effet, dès 1999, l'Afrique concentrait 48 % des réserves (46 % en 2004). Reste que, comme sur le segment gazier, la part des réserves de TOTAL situées en Europe a enregistré une nette diminution (de 26 % à 18 %).

Volume raffiné et capacité de raffinage (milliers de b/j)

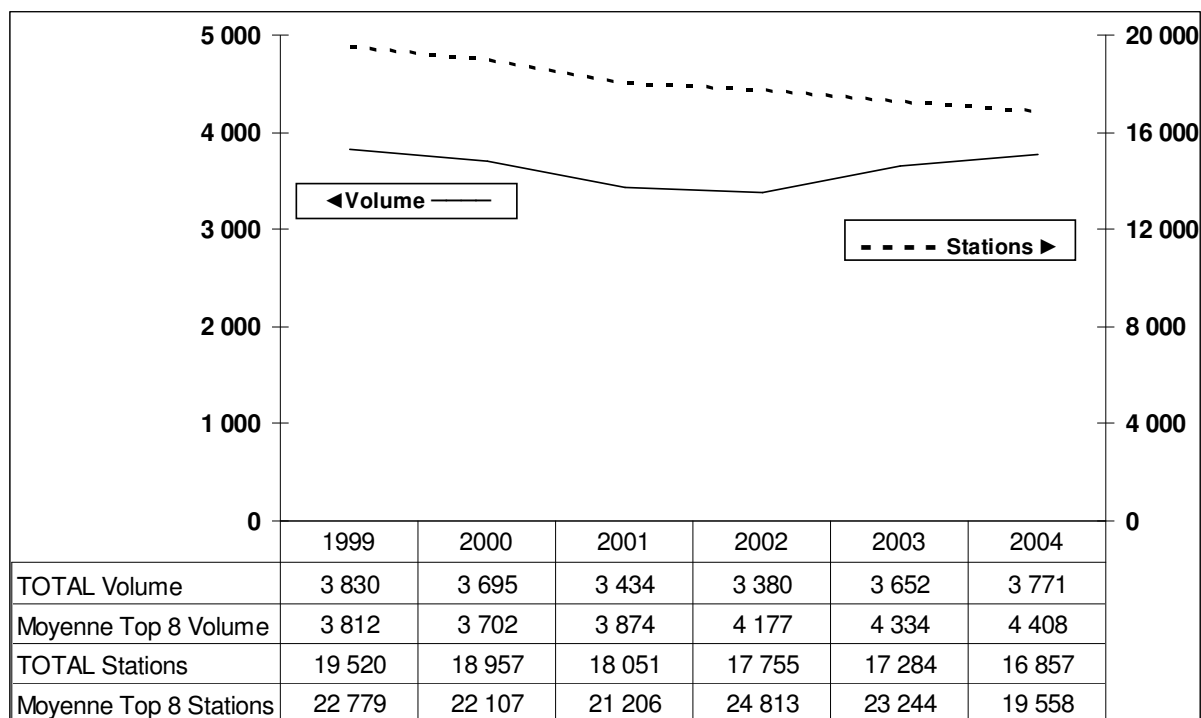


Source : rapports annuels

La concentration de l'aval se confirme dans la distribution

Entre 1999 et 2004, les volumes commercialisés par TOTAL ont diminué de 2 %. Cependant, ce mouvement recouvre deux périodes distinctes. En effet, alors qu'entre 1999 et 2002, on a observé une forte baisse des volumes commercialisés (- 12 %), ceux-ci ont rebondi entre 2002 et 2004 (+ 12 %). Malgré cette progression, TOTAL apparaît toujours en dessous de la moyenne des Majors, son volume de ventes s'affichant à un niveau deux fois inférieur à celui des "Supers Majors". Parmi les Majors intermédiaires, on observe une convergence entre le niveau des volumes commercialisés par TOTAL et celui de CHEVRON TEXACO. Concernant la répartition géographique des volumes commercialisés, près de 80 % sont concentrés en Europe, contre près de 10 % aux États-Unis et en Afrique. La croissance des volumes a été négative dans le vieux continent entre 1999 et 2004, alors qu'elle progressait légèrement en Afrique.

Volumes commercialisés (milliers de b/j) et nombre de stations



Source : rapports annuels

TOTAL : une "Super Major" pour la distribution par point de vente

Entre 1999 et 2004, on observe une diminution du nombre de points de vente d'environ 14 %, de manière graduelle (entre 2 % et 3 % tous les ans). TOTAL se trouvait ainsi, en 2004, comme en 1999, avec un nombre de points de vente près de deux fois inférieur à celui des "Super Majors". Ce double mouvement enregistré entre 1999 et 2004 (une légère diminution des volumes, une diminution graduelle du nombre de points de vente) permet d'expliquer la performance de TOTAL en matière de distribution par point de vente, cette dernière se rapprochant (voir même dépassant) celle des "Super Majors".

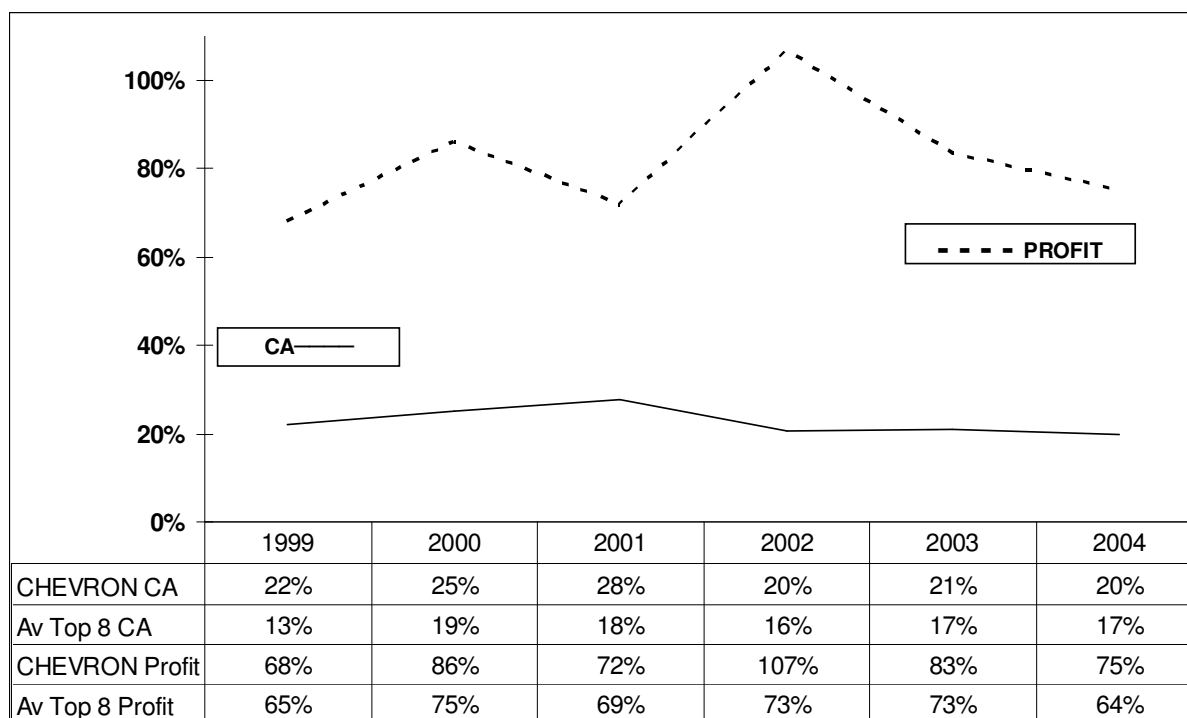
En définitive, pour ce qui concerne la distribution de manière globale (volumes commercialisés et nombre de stations), TOTAL se situe toujours à la cinquième place de notre échantillon juste derrière CHEVRON TEXACO. Mais elle se trouve désormais concurrencée par CONOCO PHILLIPS.

3.5. CHEVRON TEXACO¹³

3.5.1. La part de l'amont dans le chiffre d'affaires s'est stabilisée

Après avoir enregistré une hausse de près de 6 points entre 1999 et 2001, pour atteindre un point haut à environ 28 %, la part du secteur amont dans le chiffre d'affaires a nettement diminué en 2002, pour se stabiliser par la suite autour de 20 %. CHEVRON TEXACO s'est ainsi progressivement rapprochée de la moyenne des Majors. En comparaison, les autres Majors intermédiaires, comme TOTAL ou CONOCO PHILLIPS, affichent une participation plus importante de ce segment dans le chiffre d'affaires (respectivement 30 % et 25 % en 2004).

Part de l'amont dans le CA et le profit (%)



Source : rapports annuels

Le segment amont représentait environ 75 % du résultat net en 2004, soit une nette diminution par rapport au point haut enregistré en 2002 (environ 107 %). Toutefois, l'année 2002 donne une image faussée de la tendance à moyen terme du segment amont dans le profit de CHEVRON TEXACO. En effet, si les profits de l'amont ont quasiment doublé, en dollars, entre 2001 et 2002, toutefois ce mouvement est intervenu après une division par 3 de ces mêmes profits entre 2000 et 2001, ce qui fait plus penser à un rattrapage qu'à une véritable dynamique de court terme. En outre, ce pic s'explique en grande partie par le résultat négatif enregistré dans le segment aval cette année là. Selon ce critère, CHEVRON TEXACO se situe ainsi au-dessus de la moyenne de l'ensemble des Majors, mais également de celle des Majors intermédiaires.

Le recul de la production de pétrole s'accélère depuis 2002

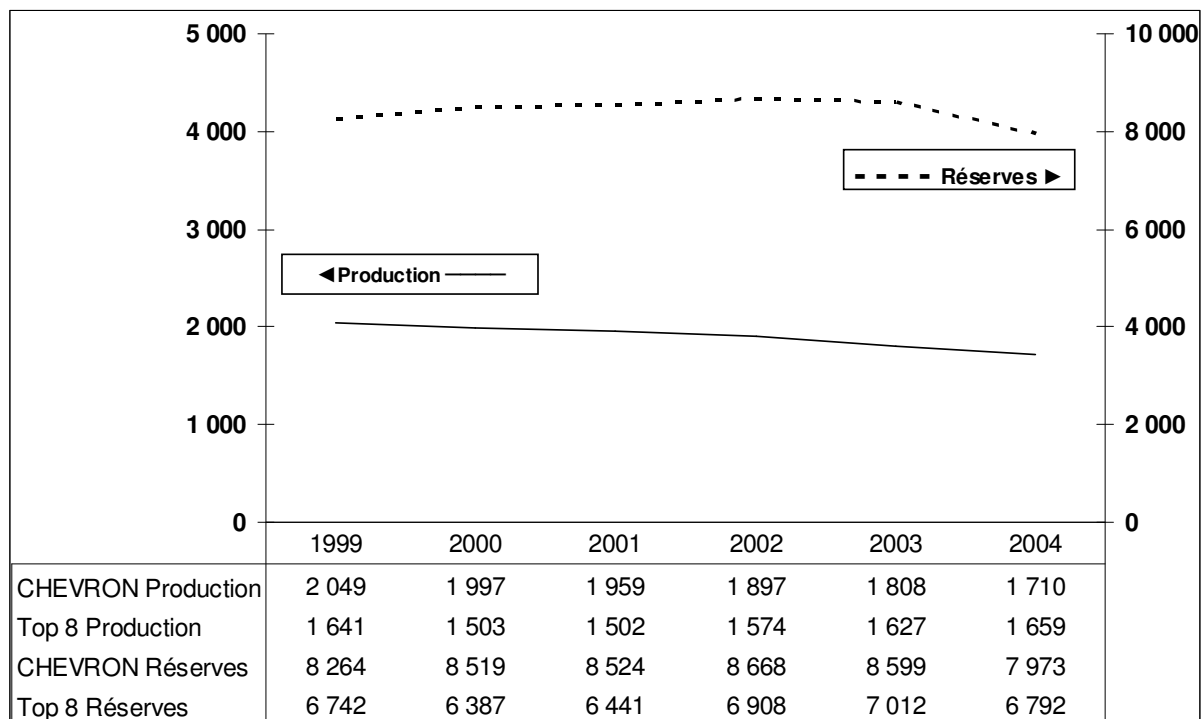
Contrairement à la majorité des Majors (excepté SHELL), qui a enregistré une augmentation de sa production de pétrole entre 1999 et 2004, CHEVRON TEXACO a enregistré une baisse significative de cette dernière d'environ 17 %. Le rythme de diminution de la production, qui

¹³ CHEVRON et TEXACO ont fusionné en 2000.

s'affichait autour de 3 % entre 1999 et 2001, s'est de plus accéléré, pour se situer autour de – 5 % en moyenne annuelle depuis 2002. CHEVRON TEXACO se démarque ainsi largement des autres Majors de notre échantillon. Ces dernières avaient, certes, enregistré une diminution de leur production moyenne entre 1999 et 2001. Mais, celle-ci avait rebondi dès 2002, pour accélérer par la suite. En outre, d'un point de vue géographique, la baisse de la production de pétrole de CHEVRON TEXACO a été enregistrée dans l'ensemble des zones de production.

Parallèlement, les réserves pétrolières de CHEVRON TEXACO ont globalement diminué de 3,5 % entre 1999 et 2004, avec, cependant, de très fortes variations annuelles. Ainsi, un pic a-t-il été atteint en 2002, les réserves pétrolières ayant enregistré, depuis cette date, une baisse prononcée d'environ 8 %.

Production (milliers de b/j) et réserves de pétrole brut



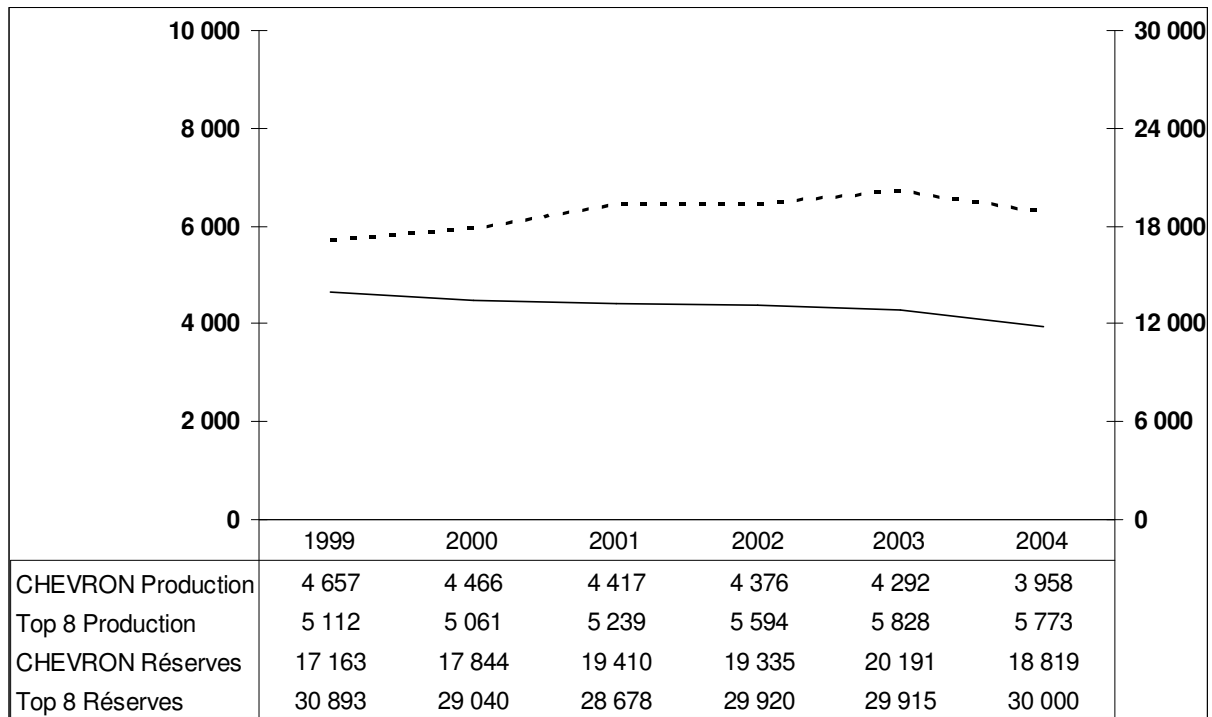
Source : rapports annuels

Dans ce cadre, il est intéressant de noter l'augmentation du ratio R/P (de 11,1 années à 12,7 années entre 1999 et 2004), un mouvement assez exceptionnel parmi les Majors. Cependant, cela reflète plus le décrochage de CHEVRON TEXACO, en termes de production, face aux autres Majors, dans un contexte où ses réserves prouvées ont également diminué (mais dans une moindre mesure), contribuant ainsi à une hausse mécanique du ratio.

CHEVRON TEXACO tend à devenir une "Mini Major" pour la production de gaz naturel

Avec une diminution de 15 % de sa production de gaz naturel entre 1999 et 2004, l'écart entre CHEVRON TEXACO et la moyenne des Majors s'est progressivement accru au cours des cinq dernières années. La production gazière de CHEVRON TEXACO ne représentait ainsi plus qu'environ 80 % de celle de TOTAL en 2004, alors qu'elle lui était supérieure d'environ 30 % en 1999. En outre, les fortes hausses de production observées pour CONOCO PHILLIPS ou pour les "Mini Majors" sur cette période tendent à rapprocher ces compagnies de CHEVRON TEXACO sur ce critère. Pour cette dernière, cette tendance a été observée dans l'ensemble des zones, excepté en Asie où la production a enregistré une hausse de près de 75 % entre 1999 et 2004.

Production (milliers pc/jour et réserves de gaz naturel)



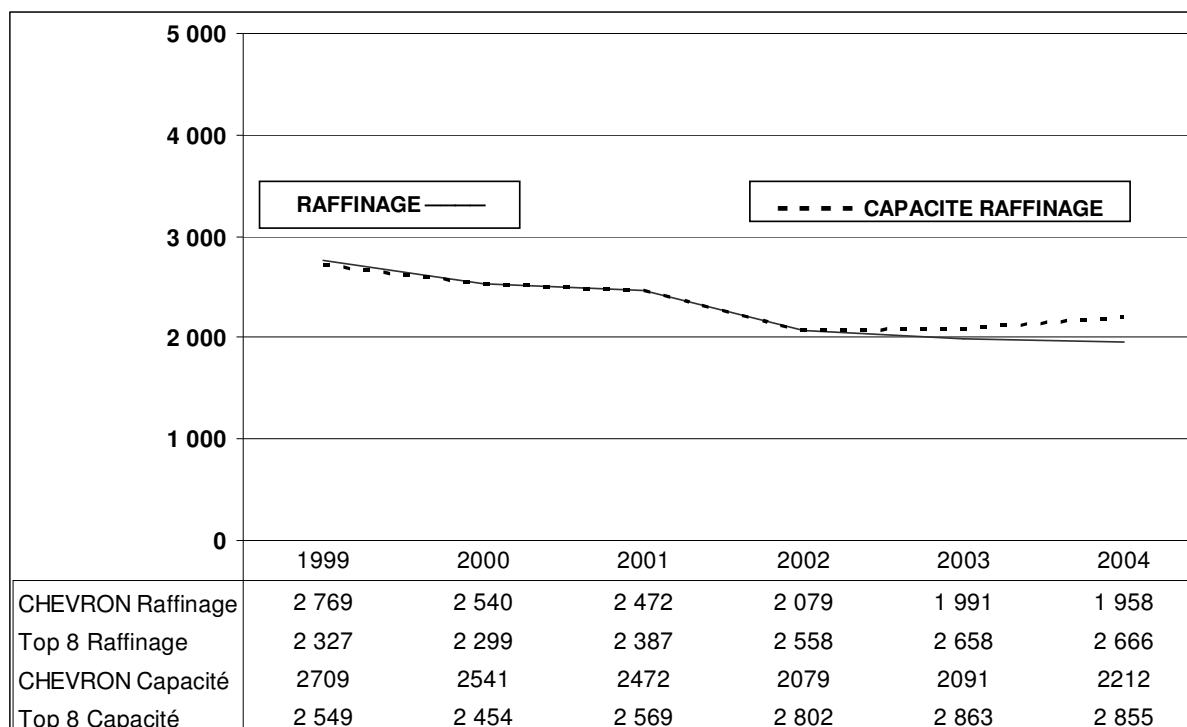
Source : rapports annuels

Les réserves de gaz naturel de CHEVRON TEXACO ont fortement augmenté entre 1999 et 2003 (+ 17 %), avant de diminuer l'année suivante (- 7 %). Globalement, entre 1999 et 2004, elles ont progressé de près de 10 %, avec cependant de larges différences géographiques. En effet, les réserves situées aux États-Unis ont été divisées par deux et ne représentaient plus, en 2004, que 19 % du total (contre 46 % en 1999). A l'opposé, celles localisées en Afrique représentaient plus de 15 % du total en 2004 (contre moins de 2 % en 1999). Avec une production en baisse et des réserves en hausse sur la majeure partie de la période d'étude, le ratio R/P a enregistré une augmentation de près de 30 % (de 10 années à 13 années).

3.5.2. Le déclin se poursuit dans le raffinage

CHEVRON TEXACO est la Major qui a enregistré la diminution la plus importante de ses activités de raffinage entre 1999 et 2004, avec une chute de près de 30 % des volumes traités. Exceptées ENI et EXXON MOBIL, qui ont également affiché une réduction, mais d'une moindre ampleur, les autres Majors ont augmenté, même de manière modeste, leurs volumes traités. Ce mouvement se double, pour CHEVRON TEXACO, d'une réduction simultanée des capacités de raffinage sur la période (- 18 %), essentiellement aux États-Unis (- 34 % de capacités entre 1999 et 2004).

Volume raffiné et capacité de raffinage (milliers de b/j)



Source : rapports annuels

CHEVRON TEXACO présentait ainsi, en 2004, les caractéristiques d'une "Mini Major" sur ce segment, ses capacités de raffinage ainsi que ses volumes traités apparaissant clairement en dessous du niveau de la moyenne des Majors.

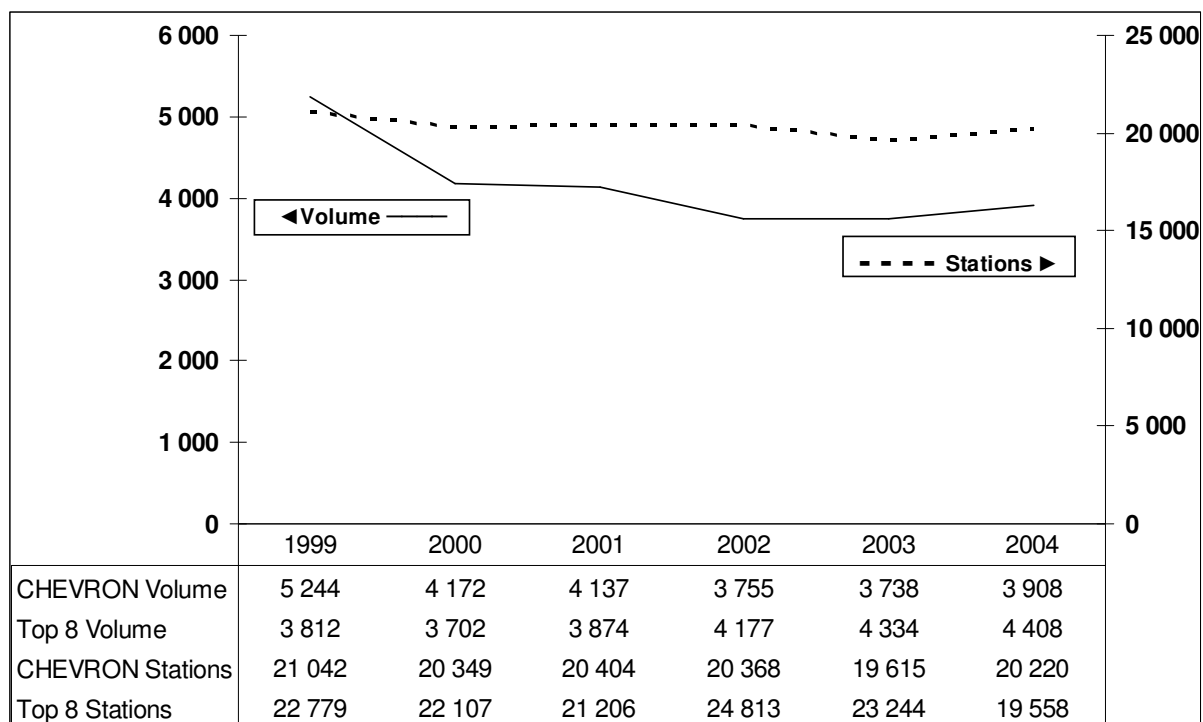
Distribution : un sursaut pour CHEVRON en 2004, mais une position de plus en plus contestée

Proche des "Super Majors" en 1999 en termes de volumes commercialisés, CHEVRON TEXACO se situait, en 2004, en dessous de la moyenne des Majors, en raison d'une baisse de près de 25 % de ces volumes sur la période. Le sursaut enregistré en 2004 (+ 4,5 % en moyenne annuelle, par rapport à 2003) lui permet de conserver sa position de leader des "Majors intermédiaires" sur ce créneau, où elle est talonnée, notamment, par TOTAL.

Points de vente : retour à la case départ

Alors que CHEVRON TEXACO avait enregistré une diminution du nombre de ses points de vente de près de 7 % entre 1999 et 2003, cette tendance s'est inversée en 2004, avec une progression de 3 %, en moyenne annuelle. En 2004, le nombre de points de vente de CHEVRON TEXACO était ainsi quasiment équivalent à celui qui prévalait en 2000, alors qu'en moyenne, les majors ont enregistré une diminution de près de 14 % entre ces deux années. En parallèle, le volume commercialisé par point de vente s'affiche en baisse (- 6 %), par rapport à son niveau de 2000, dans la moyenne des Majors, mais loin derrière les "Super Majors" et la Major intermédiaire TOTAL.

Volumes commercialisés (milliers de b/j) et nombre de stations



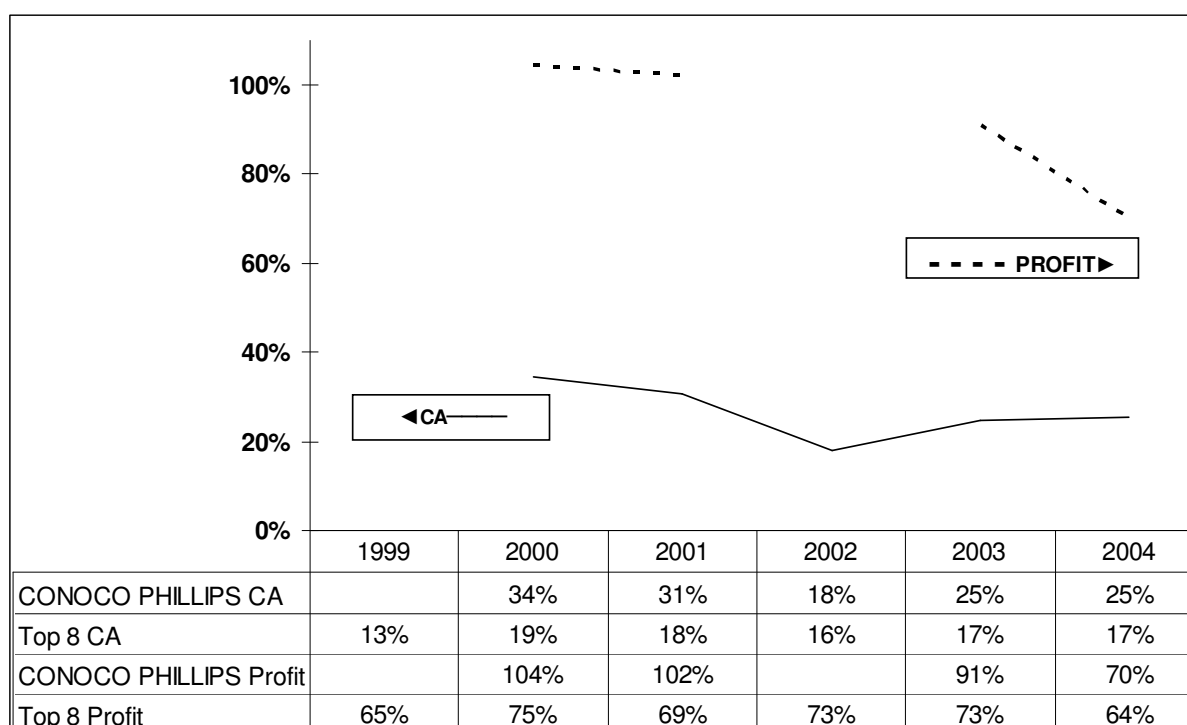
Source : rapports annuels

3.6. CONOCO PHILLIPS

3.6.1. L'amont représentait encore, en 2004, 25 % du chiffre d'affaires de CONOCO PHILLIPS

Avec un poids de 25 % des activités amont dans le chiffre d'affaires depuis 2003, CONOCO PHILLIPS se situe dans la moyenne des Majors intermédiaires (juste derrière TOTAL), à un niveau de 8 points supérieur à celui de l'ensemble des Majors. Certes, depuis 2000, année durant laquelle la part de cette activité avait atteint un pic à environ 34 % (contre une moyenne à l'époque de 19 %), ce poids a fortement diminué (une division par près de 2 entre 2001 et 2002), pour accélérer par la suite et se stabiliser autour de 25 %. La fusion réalisée en août 2002 entre PHILLIPS PETROLEUM COMPANY (qui était proportionnellement plus positionné dans l'amont) et CONOCO INC (plus concentré dans l'aval) a permis un rééquilibrage de la structure du chiffre d'affaires au sein de la nouvelle compagnie.

Part de l'amont dans le CA et le profit (%)



Source : rapports annuels

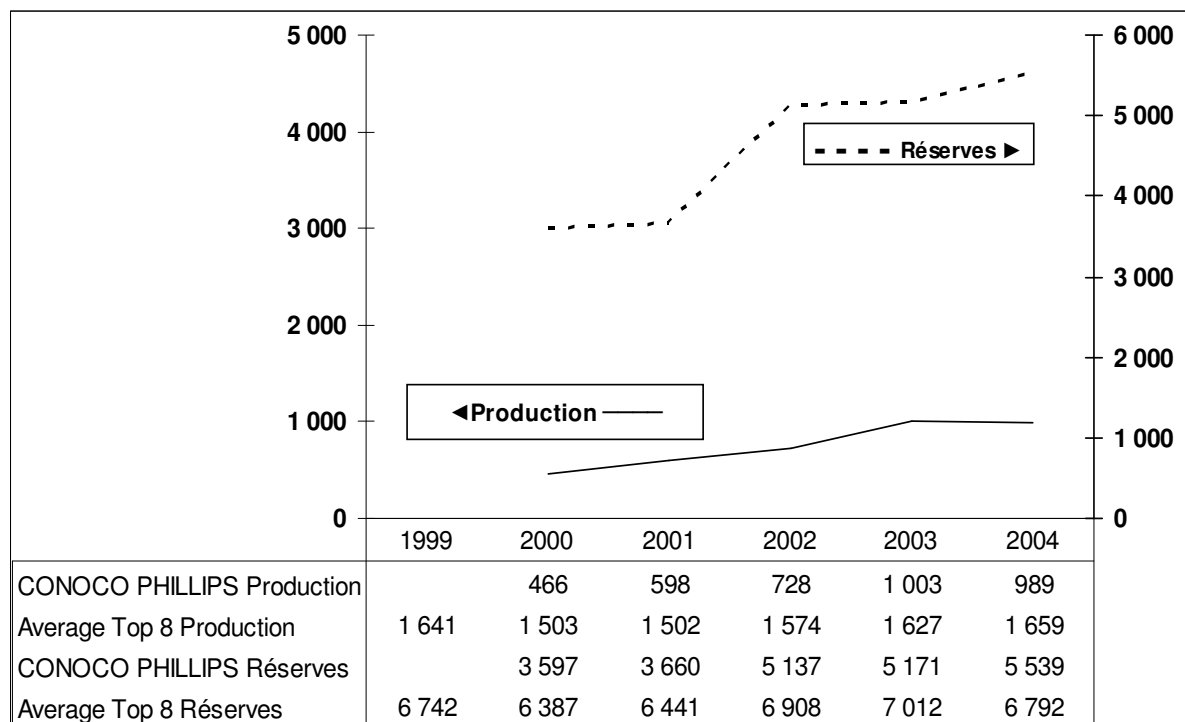
Le segment amont représentait encore, en 2004, près de 70 % du résultat net de CONOCO PHILLIPS (soit un chiffre supérieur à la moyenne des Majors). Toutefois, depuis le point haut enregistré en 2000 (près de 104 %), la part de l'amont dans le résultat net a enregistré une forte diminution, un mouvement résultant notamment du processus de fusion dès 2002.

Malgré la fusion, CONOCO PHILLIPS reste une "Mini Major" en termes de production de pétrole et de gaz

Avec des données de production uniquement fondées sur PHILLIPS PETROLEUM COMPANY pour la période 1999-2001 et celles du nouvel ensemble CONOCO PHILLIPS, à partir de la seconde partie de l'année 2002, la croissance de 112 % observée sur l'ensemble de la période n'apporte guère d'informations, le périmètre d'étude étant différent entre le début et la fin de

période¹⁴. Avec une production inférieure à 1 mb/j en 2004 (soit une baisse de 1,5 % par rapport à 2003), CONOCO PHILLIPS s'est hissée à un niveau de production comparable à celui de la "Mini Major" ENI. Cependant, elle se situe encore à un niveau presque deux fois inférieur à celui des autres Majors intermédiaires, TOTAL et CHEVRON TEXACO (autour de 1,7 mb/j).

Production (milliers de b/j) et réserves (millions de b) de pétrole brut



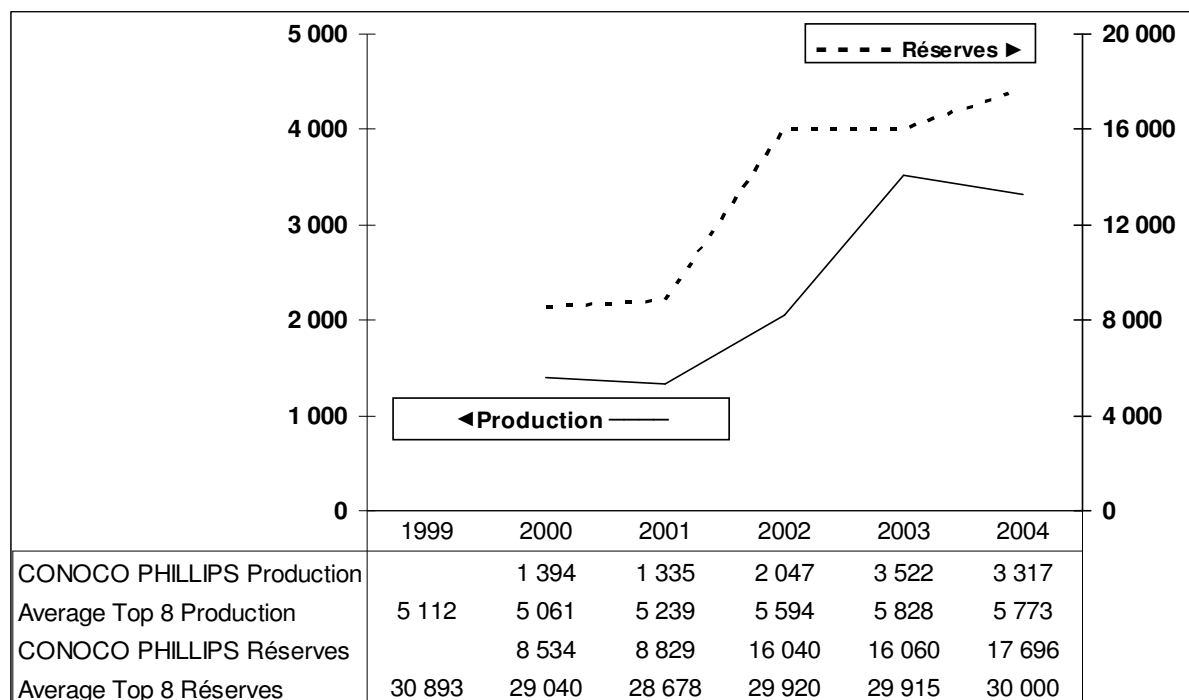
Source : rapports annuels

Une tendance à la diversification géographique, notamment en Asie, dans les segments pétroliers et gaziers

Malgré la fusion, la répartition de la production de pétrole n'a pas connu de bouleversements majeurs. Toutefois, on a pu observer sur les segments pétroliers et gaziers un mouvement de diversification des zones de production. Ainsi, la part de la production réalisée aux États-Unis a diminué entre 1999 et 2004 (de 57 % à 49 %), au profit de la zone Asie (inexistante en 1999, celle-ci représente désormais près de 12 % de la production globale), tandis que la part de la production européenne restait stable (autour de 30 %). Cette tendance s'observe également sur le segment gazier, avec une diminution de la part des États-Unis dans la production totale (de 72 % à 55 %) au profit de l'Europe (de 25 % à 32 %) et de l'Asie (environ 10 % en 2004, contre 2 % en 1999).

¹⁴ Ces observations sont également valables pour la production de gaz naturel. A périmètre variable, le taux de croissance enregistré entre 2000 et 2004 est de + 152 %.

Production (milliers pc/jour) et réserves de gaz naturel



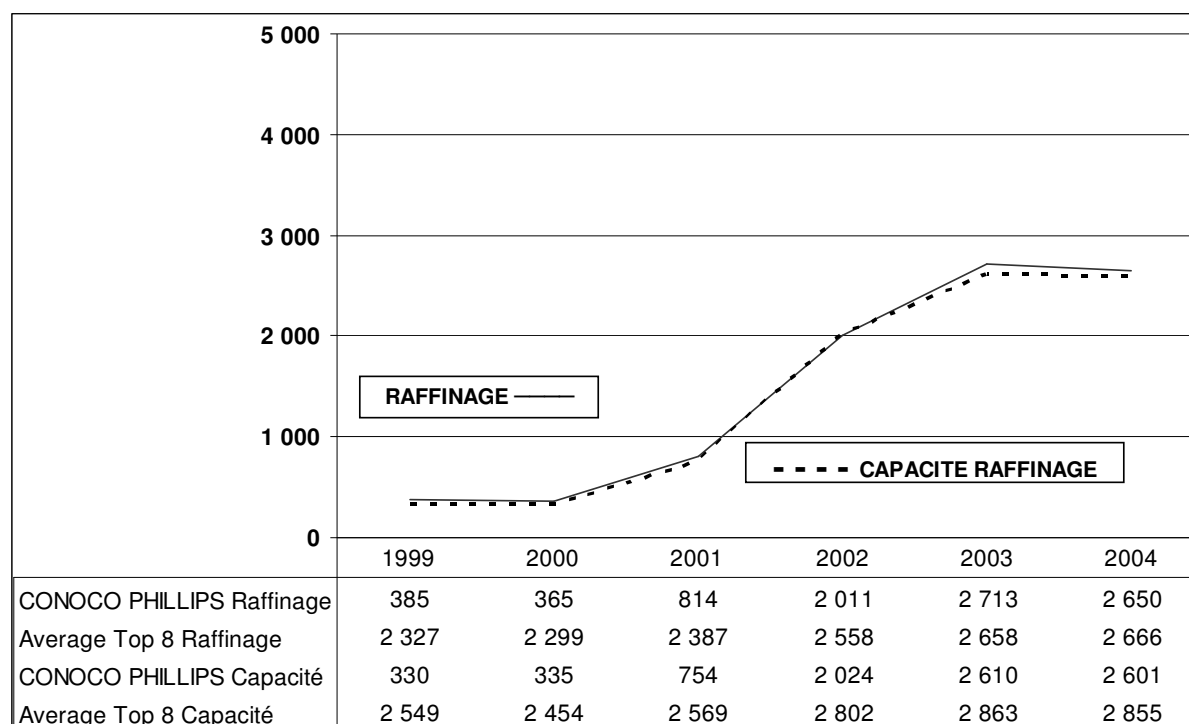
Source : rapports annuels

3.6.2. L'effet de la fusion est beaucoup plus visible sur le raffinage que sur la production

Limités dans l'amont, les effets de la fusion sont beaucoup plus marqués dans le secteur du raffinage. Ainsi, entre 1999 et 2004, le volume de pétrole brut traité, ainsi que les capacités de raffinage ont été multipliés par 7, soit le taux de croissance le plus important de toutes les Majors. Dès 2003, l'ensemble CONOCO PHILLIPS surpassait les Majors intermédiaires sur ce créneau.

Cette spectaculaire croissance des capacités de raffinage s'est accompagnée d'une diversification géographique partielle des activités, notamment en Europe (17 % des capacités en 2004). Les États-Unis, avec 83 % des capacités de raffinage, conservent toutefois encore la majeure partie de cette activité sur leur sol. Il convient également d'ajouter que CONOCO PHILLIPS se situait encore, en 2004, dans les tous premiers rangs en termes de taux d'utilisation des capacités de raffinage, avec un taux de 102 %, juste derrière BP.

Volume raffiné et capacité de raffinage (milliers de b/j)



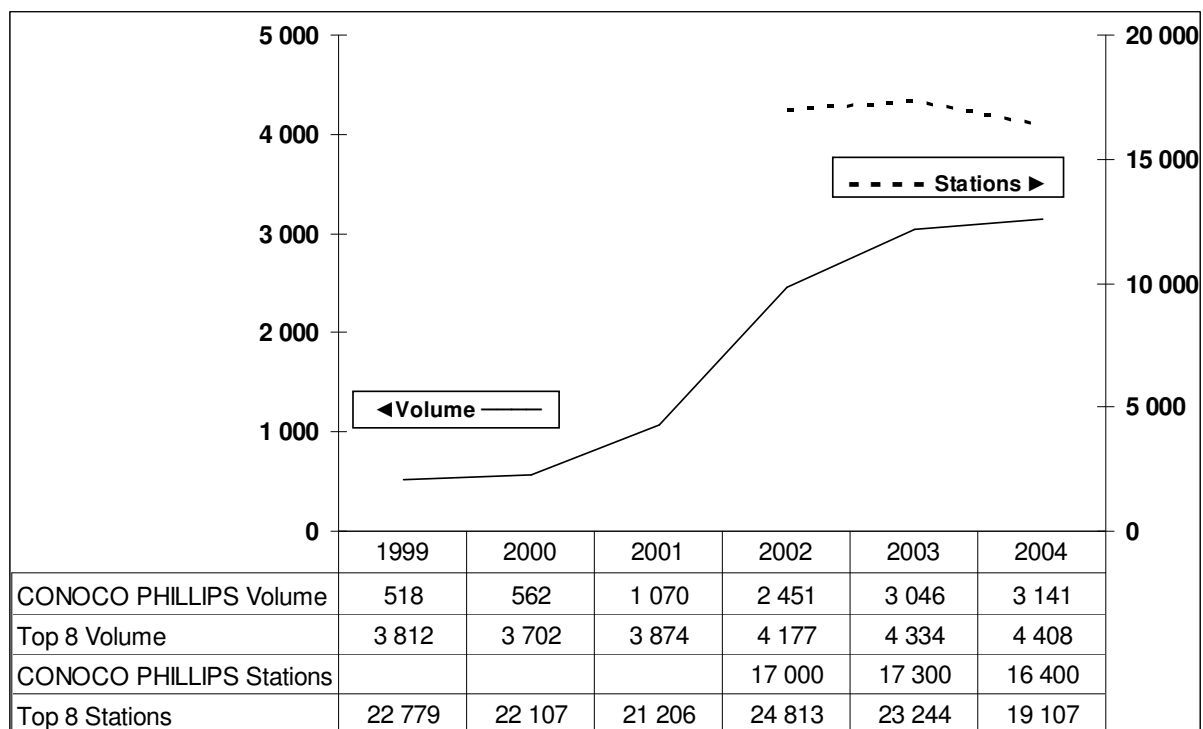
Source : rapports annuels

Une envolée des volumes commercialisés et une quasi-stabilité du nombre de points de vente pour CONOCO PHILLIPS

Avec une multiplication par 6 des volumes commercialisés entre 1999 et 2004, CONOCO PHILLIPS tend à se rapprocher du niveau des Majors intermédiaires, TOTAL et CHEVRON TEXACO, et dépasse largement celui des "Mini Majors", comme ENI et REPSOLYPF. L'évolution de la répartition géographique de la distribution est similaire à celle observée dans le secteur du raffinage dans son ensemble, avec une diversification partielle des activités de distribution, au profit notamment de l'Europe (de 6,6 % du total en 2002 à 15 % en 2004).

Indisponible pour la période précédant la fusion, les données concernant le nombre de points de ventes ne permettent pas de déceler une tendance de fond entre 2002 et 2004, même si globalement, on a pu observer une réduction de 3,5 % du nombre de stations sur la période. En termes absolus, CONOCO PHILLIPS dispose d'un nombre de stations supérieur à celui des "Mini Majors" et légèrement inférieur à celui de TOTAL.

Volumes commercialisés (milliers de b/j) et nombre de stations



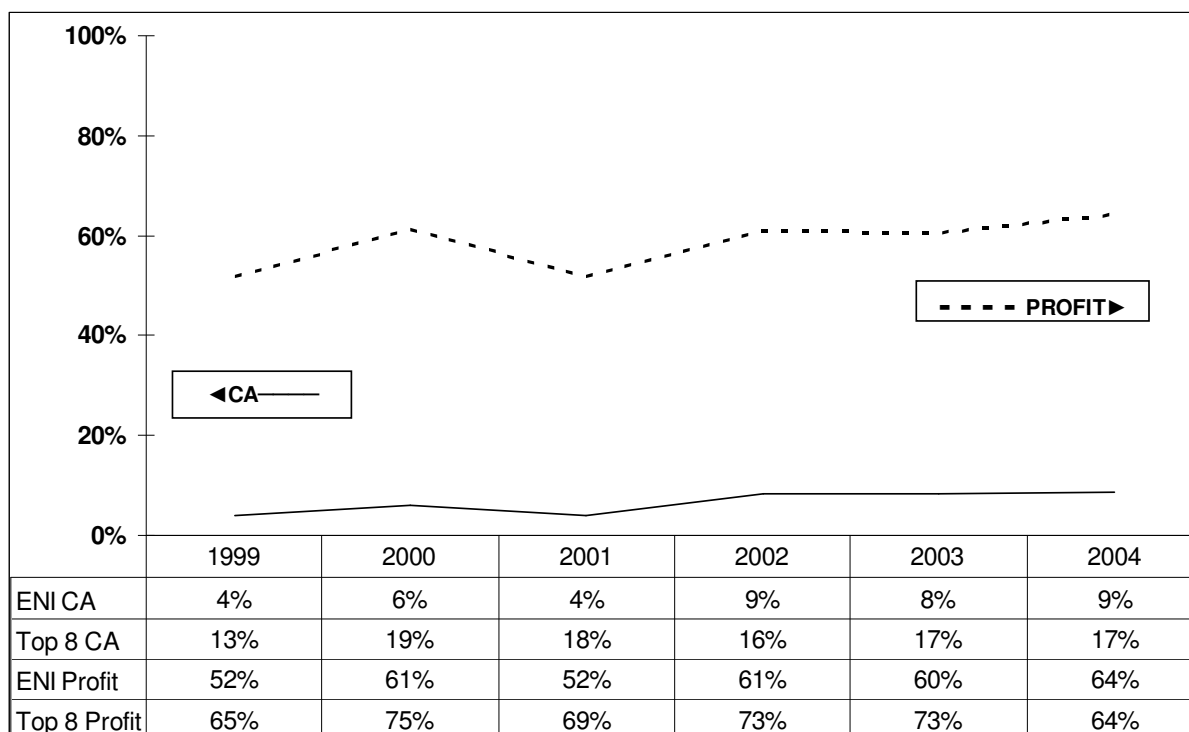
Source : rapports annuels

3.7. ENI

3.7.1. ENI : une combinaison productive atypique

En 2004, les activités amont d'ENI représentaient environ 9 % du chiffre d'affaires de la compagnie, soit un niveau près de deux fois inférieur à la moyenne des Majors. Certes, le poids de l'amont dans le chiffre d'affaires d'ENI a doublé entre 1999 et 2004¹⁵, en raison notamment des acquisitions réalisées dans ce segment en 2001 et 2002. Toutefois, ENI présente toujours une combinaison productive atypique, au regard des autres Majors, avec des activités de distribution de gaz et d'électricité représentant près de 30 % du chiffre d'affaires de la compagnie, contre une moyenne de 8 % pour l'ensemble des Majors. Le segment aval et la chimie représentaient, quant à eux, respectivement, 43,5 % et 8,5 % du chiffre d'affaires global d'ENI en 2004. Malgré sa faiblesse relative dans le chiffre d'affaires, l'amont contribuait, en 2004, à près de 64 % du résultat net d'ENI, soit un niveau proche de la moyenne des Majors.

Part de l'amont dans le CA et le profit (%)



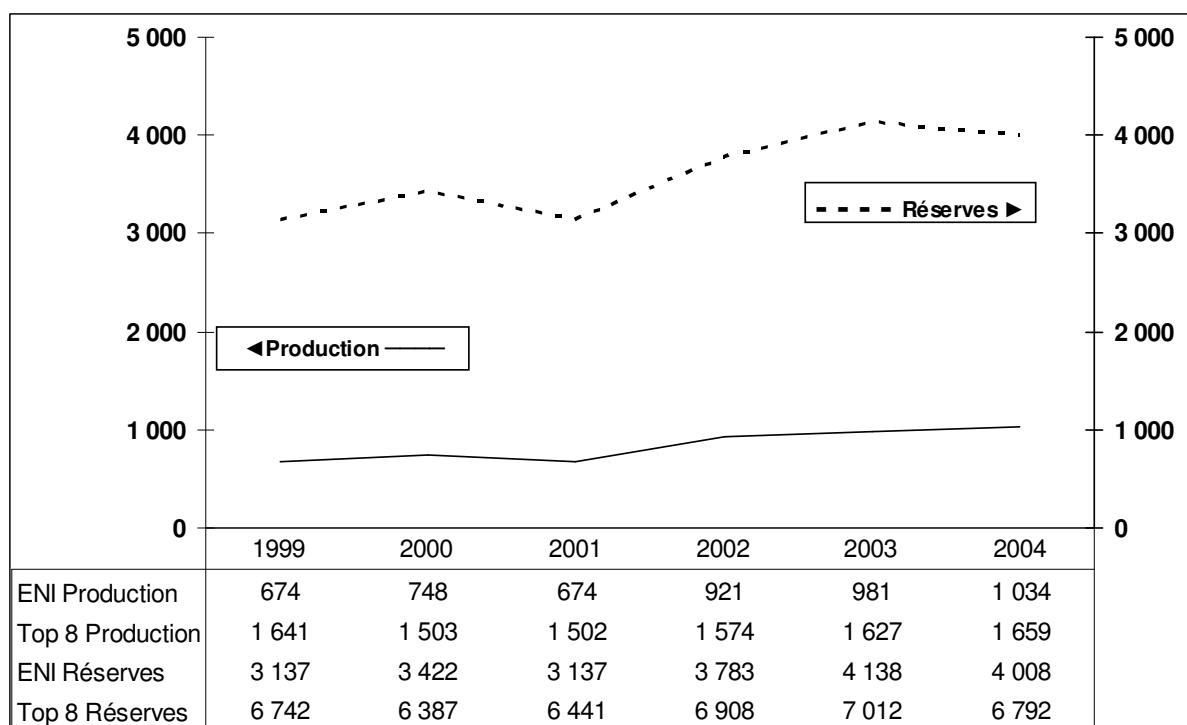
Source : rapports annuels

Une production de pétrole en progression constante

Avec une production légèrement supérieure à 1 mb/j en 2004, ENI a enregistré une progression de sa production de pétrole supérieure à 50 % depuis 1999, soit une croissance extrêmement rapide au regard des autres Majors. Toutefois, ce mouvement s'est largement concentré sur l'année 2002 (+ 37 % en moyenne annuelle par rapport à 2001). Depuis, la progression de la production de pétrole est plus proche de 6 % par an.

¹⁵ En dollars, le chiffre d'affaires de l'amont a enregistré une croissance de 453 % entre 1999 et 2004.

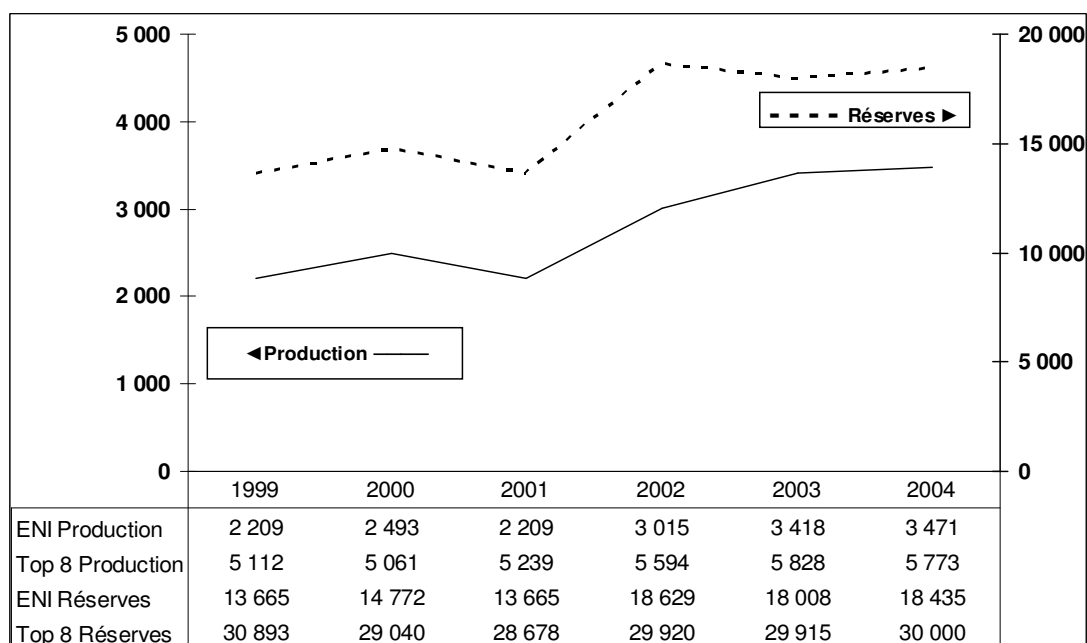
Production (milliers de b/j) et réserves (millions de b) de pétrole brut



Source : rapports annuels

Une capacité gazière supérieure à la moyenne des Majors

Production (milliers pc/jour) et réserves de gaz naturel



Source : rapports annuels

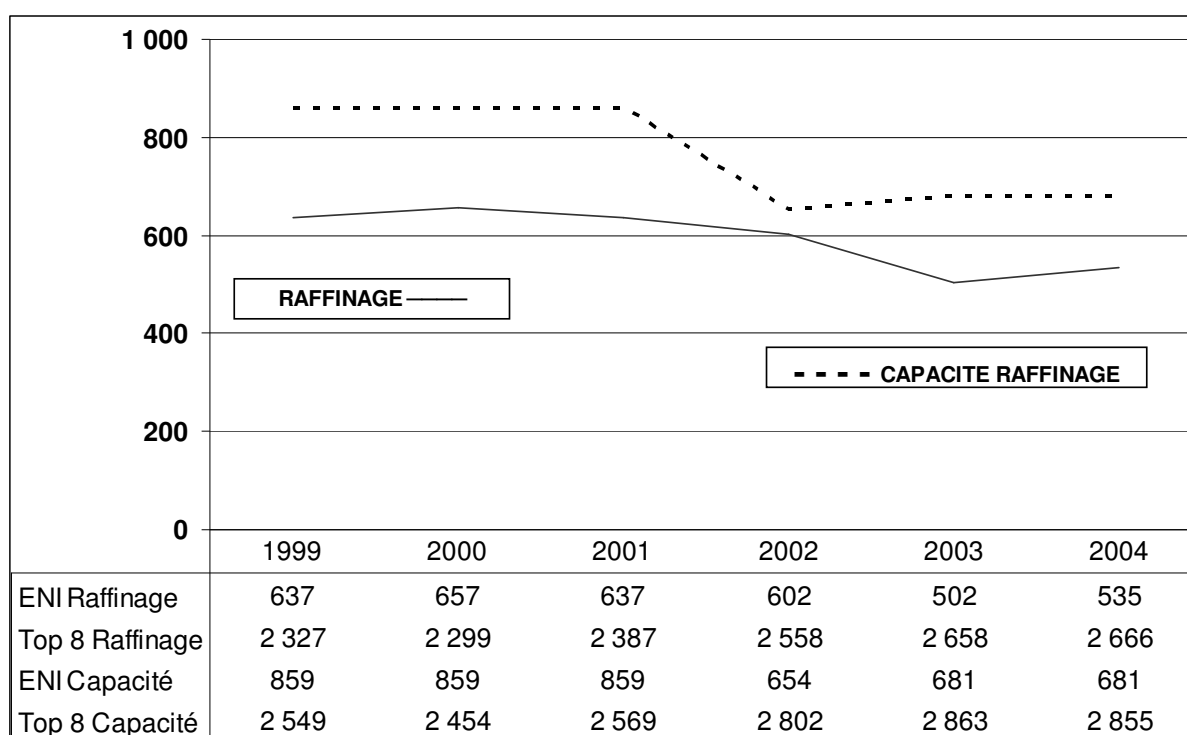
Comme sur le segment pétrolier, ENI a enregistré une augmentation de sa production de gaz supérieure à 50 % entre 1999 et 2004. Durant cette période, les réserves gazières n'ont progressé que d'environ 35 %, ce qui a provoqué une nette diminution du ratio R/P. Toutefois, ce dernier s'affichait encore, en 2004, à 14,7 années de production, contre une moyenne de 13,7 années pour l'ensemble des Majors.

3.7.2. ENI se désengage progressivement de ses activités de raffinage

Le raffinage reste le maillon faible d'ENI

Relativement stable entre 1999 et 2001, le volume de pétrole brut traité par ENI a commencé à diminuer dès l'année suivante, un mouvement qui s'est légèrement accéléré par la suite. Au final, on a observé une diminution de 16 % du volume traité entre 1999 et 2004, un chiffre qui contraste fortement avec la tendance enregistrée par REPSOL, l'autre "Mini Major" de notre échantillon (+ 21 % sur la période). En outre, contrairement à la majorité des Majors de notre échantillon, ENI raffinait, en 2004, un volume moitié moins important que sa production de pétrole brut. Ces éléments permettent d'expliquer la faiblesse du taux d'utilisation des capacités de raffinage (à peine 80 %, contre une moyenne de 92 % pour l'ensemble des Majors). Pour ENI, comme pour certaines Majors intermédiaires, le secteur du raffinage ne semble pas être un axe de développement majeur.

Volume raffiné et capacité de raffinage (milliers de b/j)

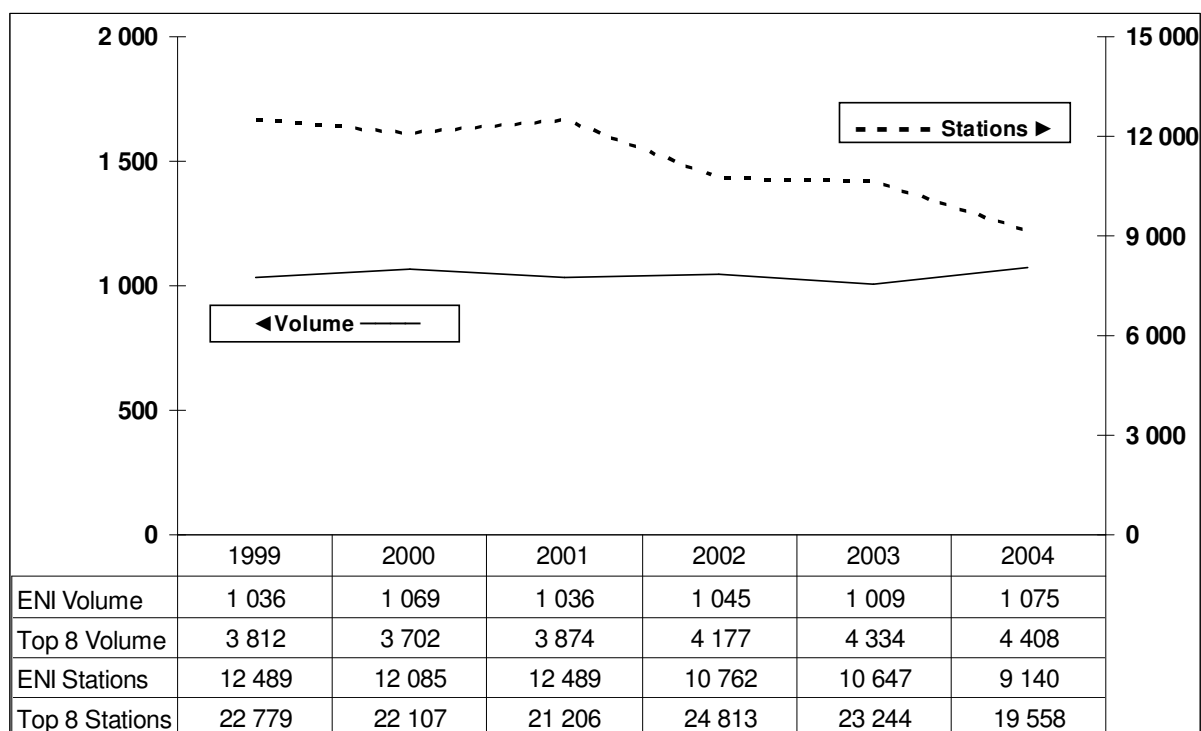


Source : rapports annuels

Des volumes commercialisés extrêmement faibles au regard des autres Majors

Excepté entre 2003 et 2004, période au cours de laquelle, ils ont augmenté de 7 %, les volumes commercialisés sont restés particulièrement stables sur la période d'étude. Dans un contexte où le volume commercialisé par l'ensemble de notre échantillon a, en moyenne, augmenté de 16 %, l'écart avec ENI s'est accentué. En 2004, les volumes de ventes d'ENI s'établissaient ainsi à un niveau plus de 4 fois inférieur à la moyenne des Majors.

Volumes commercialisés (milliers de b/j) et nombre de stations



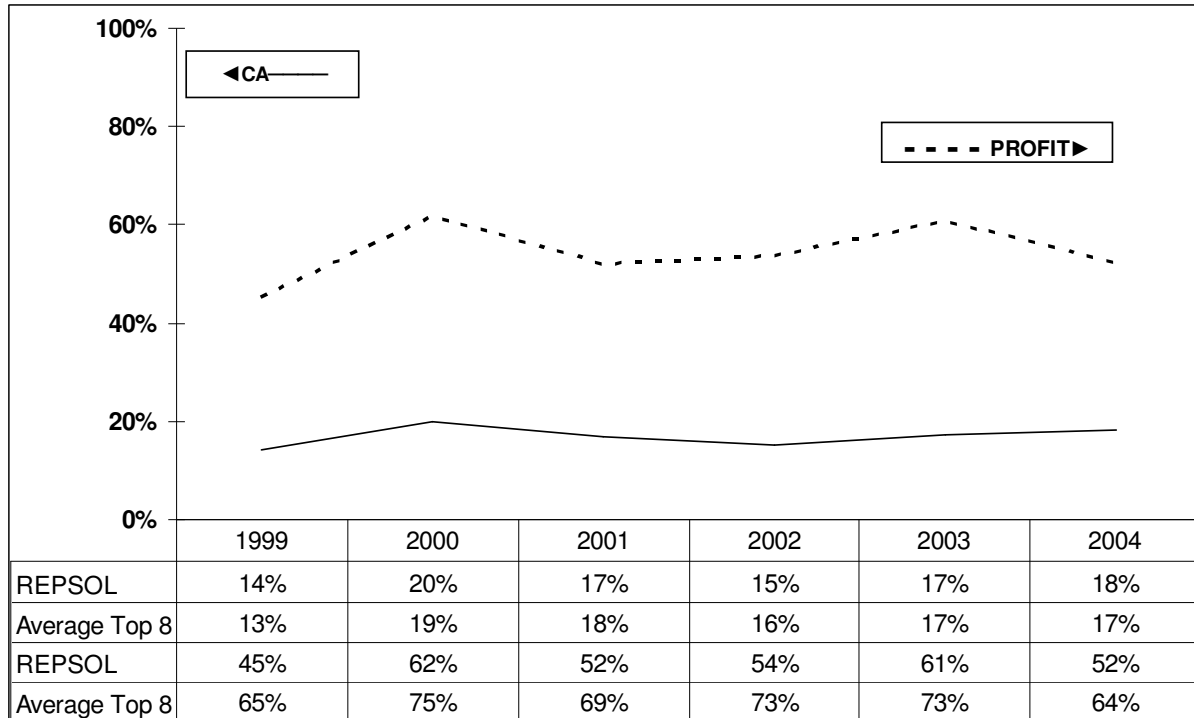
Source : rapports annuels

Le nombre de stations s'affichait en nette diminution entre 1999 et 2004 (- 27 %). Toutefois, compte tenu de la faiblesse des volumes commercialisés, ENI possède encore actuellement un nombre de stations relativement plus élevé que l'ensemble des Majors. Le rendement par stations a, certes, enregistré une hausse de 42 % entre 1999 et 2004, mais il n'en demeure pas moins inférieur de moitié à celui de l'ensemble des Majors.

3.8. REPSOLYPF

3.8.1. Un poids dans l'amont plus caractéristique d'une Major intermédiaire que d'une "Mini Major"

Part de l'amont dans le CA et le profit (%)



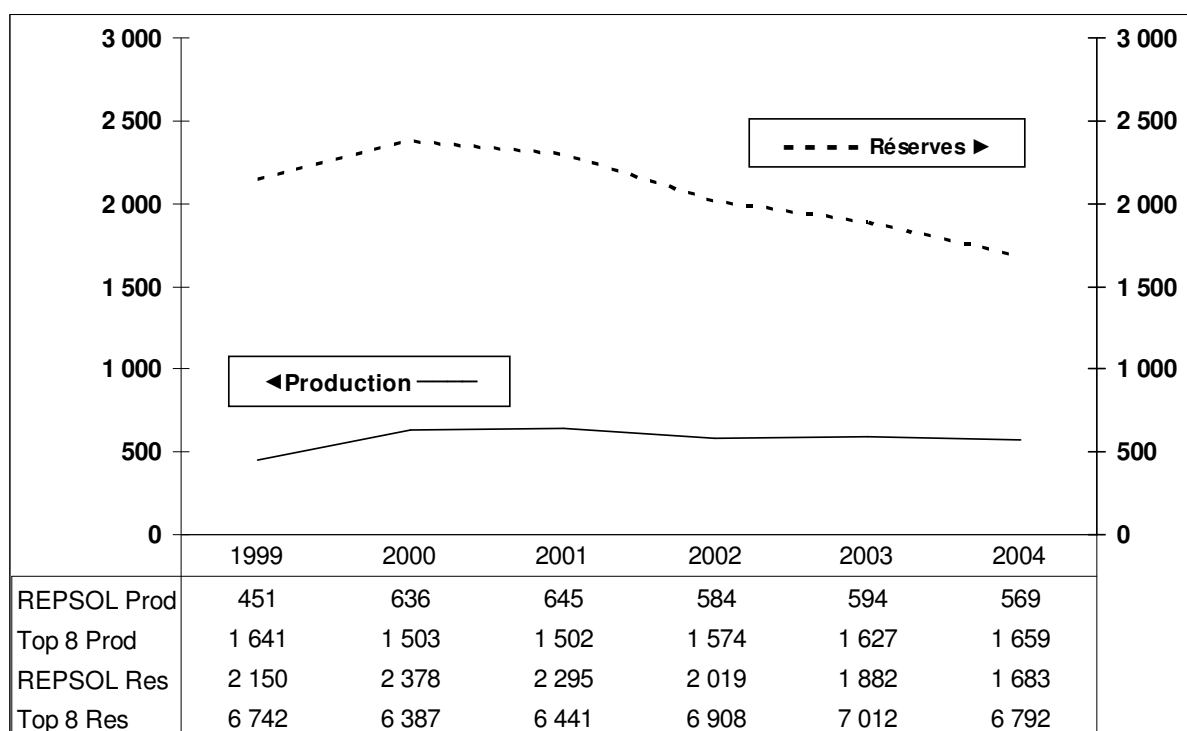
Source : rapports annuels

Avec 18 % du chiffre d'affaires réalisé dans le segment amont en 2004, soit un niveau très proche de la moyenne des Majors, et une tendance assez stable depuis 1999, REPSOLYPF se rapproche plus des niveaux des "Super Majors" que de celui des Majors intermédiaires. Principalement concentré en Amérique du Sud et centrale, le segment amont de REPSOLYPF contribuait à 52 % du résultat net en 2004, un chiffre extrêmement faible par rapport à la moyenne des Majors. En outre, ce ratio a été particulièrement instable depuis 1999, avec des pics en 2000 et 2003 autour de 60 %.

Atonie de la production pétrolière depuis 2001

Sur la période 1999-2004, la production de pétrole de REPSOLYPF a augmenté de 26 %. Mais, ce mouvement doit être relativisé. En effet, si la production s'est établie en hausse de 43 % entre 1999 et 2001, elle a par la suite décliné (-12 % entre 2002 et 2004). Ainsi, alors que REPSOLYPF rivalisait, en termes de production de pétrole, avec ENI ou CONOCO PHILLIPS en 2000, l'écart avec les autres Majors s'est progressivement creusé au cours des dernières années. En termes de répartition géographique, on a assisté à une concentration massive de la production en Amérique latine (de 64 % à près de 90 % du total entre 1999 et 2004) aux dépens, notamment, de l'Afrique (de 22 % à moins de 10 %). En outre, la capacité pétrolière de REPSOLYPF a fortement diminué depuis 1999 (de 13,1 années de production à 8,1 années en 2004). Ce déclin marqué est à rapprocher de la forte baisse des réserves prouvées de pétrole enregistrée sur la période étudiée (- 22 %).

Production (milliers de b/j) et réserves (millions de b) de pétrole brut

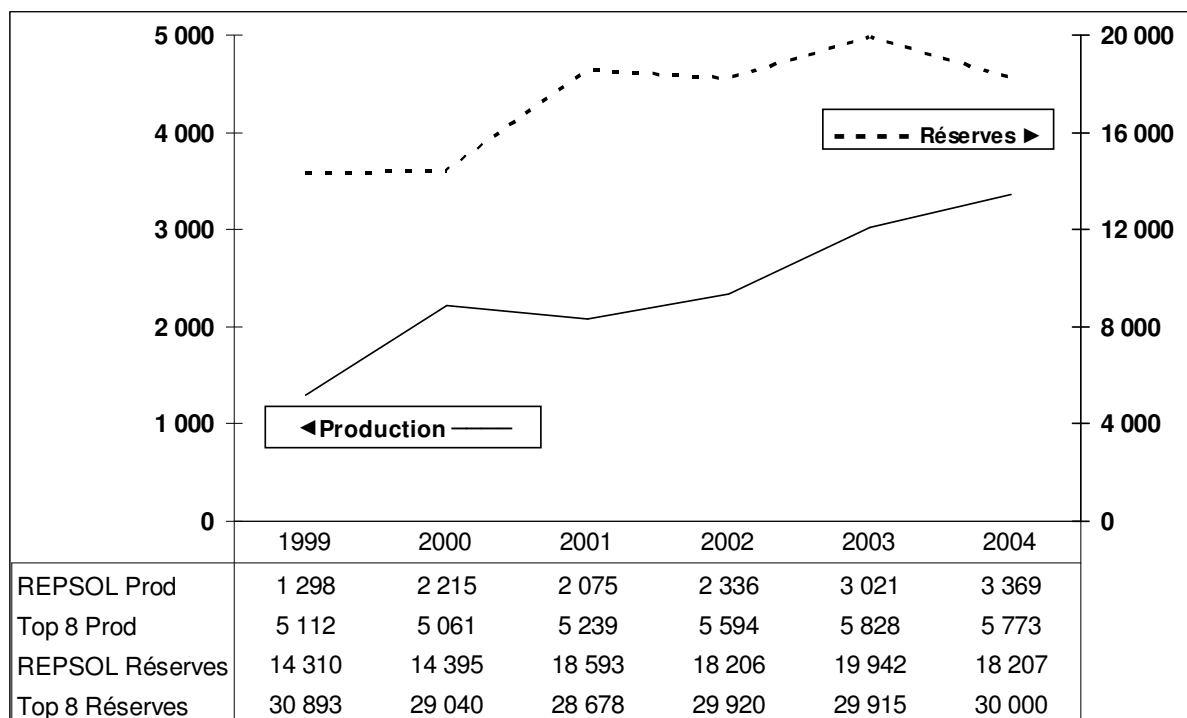


Source : rapports annuels

Accélération de la production gazière de REPSOLYPF entre 1999 et 2004

Contrairement au segment pétrolier, la production gazière de REPSOLYPF s'est affichée en nette augmentation entre 1999 et 2004. Si REPSOLYPF ne peut rivaliser avec les "Supers Majors" sur ce créneau (EXXON MOBIL a encore, à l'heure actuelle, une production de trois fois supérieure), elle affiche, avec une progression de 160 %, le taux de croissance le plus élevé de toutes les Majors. Ce mouvement lui a permis de dépasser le niveau de production de CONOCO et de se rapprocher de celui d'ENI. En contrepartie, avec une hausse de seulement 27 % des réserves prouvées sur la période, la capacité gazière de REPSOLYPF a fortement chuté (une division par deux, de 30 années de production à moins de 15 années). Cependant, ce ratio reste encore légèrement supérieur à la moyenne des Majors en 2004 (13,8 années de production). En termes de localisation, les réserves gazières sont, à l'instar de ce que l'on a pu observer sur le segment pétrolier, concentrées en Amérique latine (98 % en 2004, soit une hausse de 20 points depuis 1999).

Production (milliers pc/jour) et réserves de gaz naturel



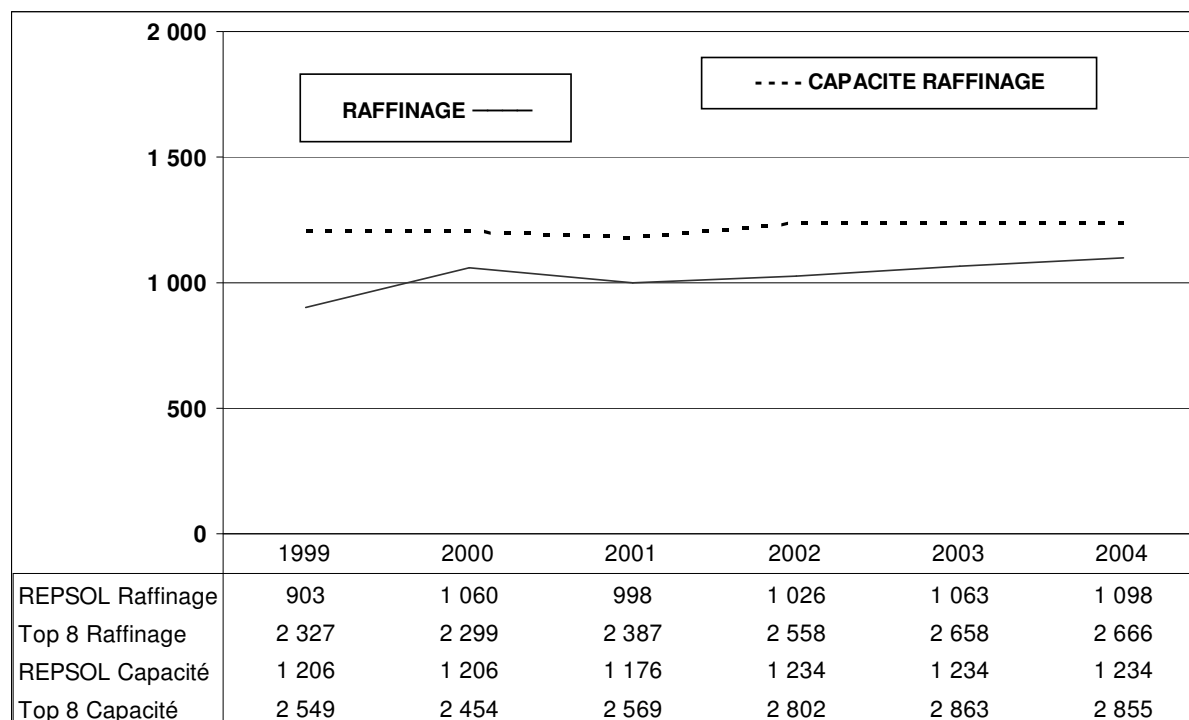
Source : rapports annuels

3.8.2. L'aval reste encore très limité

Des capacités de raffinage stables et très concentrées

Malgré la faiblesse du volume de pétrole brut traité (plus de deux fois et demi inférieur à la moyenne des Majors), REPSOLYPF a affiché une croissance du raffinage de 21,5 % entre 1999 et 2004 (soit la troisième meilleure croissance de notre échantillon). Cependant, les capacités de raffinage sont restées stables sur l'ensemble de la période et apparaissent, au regard des autres Majors, extrêmement limitées. En termes géographiques, les capacités de raffinage de REPSOLYPF sont concentrées en Europe (60 %) et en Amérique latine (40 %), une répartition presque inchangées depuis 1999.

Volume raffiné et capacité de raffinage (milliers de b/j)



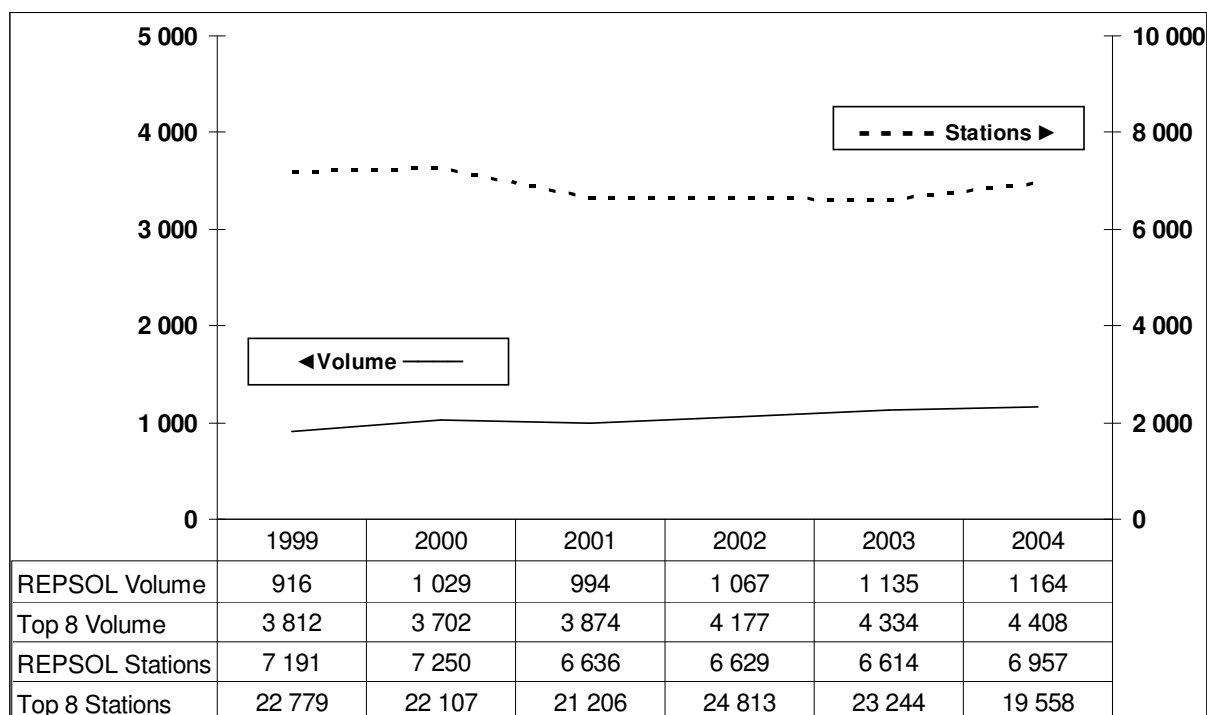
Source : rapports annuels

Un secteur de la distribution encore modeste et très concentré

REPSOLYPF a enregistré une croissance de 27 % des volumes commercialisés entre 1999 et 2004, ce qui lui a permis de dépasser l'autre "Mini Major" (ENI). Toutefois, ceux-ci restent limités. Ils demeurent ainsi trois fois plus faibles que ceux des Majors intermédiaires et six fois plus faibles que ceux des "Supers Majors". Plus de la moitié de la production était commercialisée en Europe en 2004 (et plus particulièrement en Espagne), un chiffre toutefois en diminution par rapport à 1999 et 15 % en Amérique latine.

Le nombre de points de vente de REPSOLYPF est resté extrêmement faible au regard des autres Majors. En outre, on ne peut vraiment déceler de stratégie de rationalisation de l'outil de distribution. En effet, si entre 1999 et 2004, le nombre de points de ventes a diminué de 3,3 %, ce mouvement repose uniquement sur la période 1999-2003. Depuis, le nombre de stations s'est redressé, avec une hausse de 5 % en 2004. La répartition géographique des stations a évolué depuis 1999, avec une augmentation de la part des stations en Europe (de 48 % à 60 % en 2004), aux dépens notamment de l'Amérique latine.

Volumes commercialisés (milliers de b/j) et nombre de stations



Source : rapports annuels

4 - CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Les compagnies pétrolières internationales ne constituent pas un groupe homogène et stabilisé. Certes, dans un environnement marqué par une forte hausse des prix du pétrole, les différents acteurs du secteur ont enregistré une accélération de leurs croissances. Toutefois, sur le seul indicateur du chiffre d'affaires, la Major SHELL reste encore 7 fois plus importante que la Mini Major REPSOL-YPF. Volume de chiffres d'affaires, diversification géographique, les majors, qu'elles soient américaines ou européennes, ont des comportements plus ou moins différenciés sur de nombreux critères. Les réductions d'effectifs ont ainsi débuté dès la fin des années 1990 pour les premières, alors que ce mouvement s'est amorcé en 2003 pour les secondes. En outre, l'intérêt porté à la distribution de gaz et d'électricité reste encore "anecdotique" pour la majeure partie des compagnies, la Major BP faisant exception.

Cette étude aura mis en relief l'existence de trois sous-groupes aux comportements finalement assez proche : les supers Majors, BP, EXXON MOBIL et SHELL, les majors intermédiaires, CHEVRON TEXACO, TOTAL et CONOCO PHILLIPS et enfin les Mini majors, ENI et REPSOL-YPF. Sur la période 1999-2004, ce sont les Majors intermédiaires, et plus généralement les compagnies internationales européennes, qui auront connu la croissance la plus dynamique. Ce mouvement, que l'on pourrait assimiler à un rattrapage de la part des compagnies européennes semble, au regard des premiers chiffres de 2005, s'être poursuivi.

Les chiffres disponibles pour l'année 2005 et pour le premier trimestre 2006 relatifs aux profits des compagnies pétrolières marquent une prolongation de la tendance observée depuis 2002. Ainsi, entre 2004 et 2005, les profits de l'ensemble des compagnies pétrolières de notre échantillon ont augmenté de 33 %. Pour le premier trimestre 2006, le taux de croissance moyen des profits a atteint 12 % par rapport au premier trimestre 2005. Toutefois, les évolutions sont différentes selon les compagnies. Ainsi, les profits de CHEVRON TEXACO ont progressé de 48 %, contre 7 % pour EXXON MOBIL ou REPSOL, ceux de TOTAL, SHELL ou CONOCO PHILLIPS augmentant eux d'environ 13 %.

Profits de l'ensemble des compagnies pétrolières de notre échantillon (en milliards de dollars)

1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	1 ^{er} trimestre 2006
30,37	66,68	55,08	41,83	72,47	104,11	138,76	36,03

Sources : rapports annuels et rapports trimestriels

Dans ce contexte, une étude sur "l'utilisation" des profits des compagnies pétrolières internationales constituerait une continuation logique à ce travail.

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. RENO,

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. RENO,

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. BAUDOIN, 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,

Evaluation 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.

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

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

* une version anglaise de cet article est disponible sur demande