

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

Philippe Copinschi

► **To cite this version:**

Philippe Copinschi. Stratégie des acteurs sur la scène pétrolière africaine (golfe de Guinée): Cahiers de l'Economie, Série Analyses et synthèses, n° 43. 2001. hal-02468031

**HAL Id: hal-02468031**

**<https://hal-ifp.archives-ouvertes.fr/hal-02468031>**

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

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

*Philippe COPINSCHI*

janvier 2001

**Cahiers de l'économie - n° 43**

**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

La scène pétrolière africaine, particulièrement dans l'offshore profond du golfe de Guinée, offre un condensé des nouveaux rapports de force qui s'établissent dorénavant dans l'industrie pétrolière entre, d'une part, les compagnies pétrolières internationales et les États hôtes, et, d'autre part, entre les compagnies pétrolières elles-mêmes. Dans un espace au potentiel élevé et devenu hautement concurrentiel, les acteurs historiques du développement pétrolier de la région (Shell, Chevron et TotalFinaElf), longtemps à l'abri d'une véritable concurrence dans leurs aires d'activité respectives, doivent désormais compter avec l'ambition retrouvée des nouvelles Super Majors (ExxonMobil notamment) ainsi qu'avec celle de nombreux Indépendants à la recherche d'une internationalisation de leurs activités. Plusieurs raisons expliquent cette évolution : d'une part, l'essentiel des développements se faisant maintenant dans l'offshore profond, l'assise financière et la maîtrise technologique ont remplacé l'étréouitesse des liens politiques comme éléments-clés de la réussite ; dans ces conditions, le risque de marginalisation sur le long terme des acteurs de taille moyenne est important. D'autre part, l'exigence de rentabilité assignée aux grands groupes pétroliers ouvre la porte aux Indépendants poursuivant une politique de niche (champs marginaux ou matures n'intéressant plus les Majors). Cette concurrence tend à favoriser l'activité dans son ensemble et à ouvrir de nouveaux pays à l'exploration et à la production (Guinée équatoriale notamment).

## **Remerciements**

Tout particulièrement à Monsieur Jean-Pierre Favennec, directeur du Centre Économie-Gestion de l'Institut Français du Pétrole, pour ses remarques et son aide tout au long de la rédaction de cet article, ainsi qu'à Messieurs Pierre-René Bauquis, Jean-François Lassalle et Michel Bénézit de TotalFinaElf pour leurs commentaires.



## Introduction

De toutes les régions sur lesquelles se concentre aujourd'hui l'attention de l'industrie pétrolière, le golfe de Guinée est, en attendant l'ouverture du Moyen-Orient (Arabie Saoudite, Koweït, Iran et Irak) aux investisseurs étrangers et la résolution des impasses géopolitiques du « nœud caspien », très certainement la plus attractive du moment :

- Nombreuses découvertes géantes ces dernières années, essentiellement dans l'offshore conventionnel et profond : le taux de renouvellement des réserves est l'un des plus élevés du monde.
- Très importants plans de développement (Girassol en Angola ; Bonga au Nigeria).
- Mises en production de nouveaux champs : Kuito, en Angola, dont la production atteint 100.000 b/j.
- Potentiel de découverte considéré comme très élevé, surtout dans l'offshore profond.
- Politique d'ouverture aux investissements étrangers dans tous les pays de la région, indépendamment de la couleur politique des gouvernements en place.

Seul point noir, la fiscalité pétrolière y est l'une des plus élevée du monde. C'est particulièrement vrai dans les deux pays phares de la région (Nigeria et Angola), les autres pays ayant entamés à des degrés divers une révision de leur fiscalité afin de conserver une certaine compétitivité dans un contexte de diminution de leurs réserves. De plus, tant au Nigeria qu'en Angola, la présence d'une société nationale limite parfois les marges de manœuvre des compagnies internationales : au Nigeria notamment, les difficultés financières récurrentes de la NNPC représentent un handicap pour le développement de certains projets.

Une course à l'offshore africain s'est néanmoins engagée dans laquelle toutes les grandes compagnies sont présentes. Terrain d'activité particulièrement prisé en raison du fort degré d'ouverture à la concurrence qui y règne, le golfe de Guinée offre ainsi un tableau relativement fidèle de l'état de la scène pétrolière mondiale et permet de voir se dessiner les orientations stratégiques des principales compagnies pétrolières. L'analyse de ces stratégies dans l'offshore africain revêt une pertinence toute particulière à l'heure où, d'une part, la région, promise à un avenir (pétrolier du moins) radieux, est devenue « *la région du monde la plus courue du moment pour l'exploration* »<sup>1</sup> et où, d'autre part, les plus grands espoirs de l'industrie dans son ensemble se concentrent sur le développement de l'offshore profond.

Mais si à terme les positions devraient refléter *grosso modo* la hiérarchie mondiale, l'histoire respective des différentes compagnies dans la région continuera à peser sur la situation de

---

<sup>1</sup> John O'Connor, président de la branche Exploration-production de Texaco.

chacun. Shell, TotalFinaElf et Chevron, acteurs historiques de l'exploration-production dans le golfe de Guinée partent avec un avantage certain. Mais Exxon, grâce notamment à sa fusion avec Mobil, particulièrement bien implanté au Nigeria et très actif dans l'offshore de Guinée équatoriale, semble rapidement rattraper son retard. De même, BP, absent dans la région depuis son éviction du Nigeria en 1978<sup>2</sup>, n'a pas abandonné l'espoir de figurer parmi les leaders dans ce nouvel eldorado pétrolier. Enfin, l'arrivée massive de compagnies indépendantes de taille moyenne, poursuivant une politique de niche, pourrait bouleverser la compétition : la découverte en 1999 par Triton Energy du champ géant de La Ceiba (réserves estimées entre 100 et 600 Mb) au large de la Guinée équatoriale a relancé l'intérêt de la zone située entre le Cameroun et le Gabon, voire plus à l'ouest, en Côte d'Ivoire, au Ghana et même au Sénégal et en Mauritanie, en même temps qu'elle établissait un Indépendant au rang d'acteur majeur de la scène pétrolière ouest-africaine. Cette montée en puissance des Indépendants pourrait préfigurer un nouveau partage des rôles entre des Majors en concurrence pour les blocs les plus porteurs, à la recherche de gisements géants, et des Indépendants agissant sur les marges, dans des zones de second intérêt ou sur des projets trop petits pour justifier la mobilisation (financière et technique) de gigantesques empires pétroliers.

## **1 - Rapports de forces actuels**

La scène pétrolière dans le golfe de Guinée doit s'appréhender à partir d'une approche en trois niveaux selon l'horizon d'analyse. Dans une optique de court terme, privilégiant les performances actuelles dans la production, trois compagnies dominent, grâce à leur implantation historique dans la région. Pionnières de l'aventure pétrolière en Afrique et présentes depuis les premiers temps de l'exploration, elles ont bâti des positions extrêmement fortes dans l'un ou plusieurs pays de la région : Shell, qui opère environ la moitié de la production au Nigeria et au Gabon ; TotalFinaElf, qui, grâce aux actifs d'Elf-Aquitaine dans les États francophones du golfe de Guinée et en Angola, domine la production au Congo-Brazzaville et au Cameroun et est le second opérateur en Angola et au Gabon ; et Chevron, qui, depuis le rachat de Gulf Oil en 1984, est l'opérateur de référence (deux tiers de la production) en Angola grâce à ses activités dans l'offshore conventionnel au large de la Cabinda. Sur une production actuelle de l'ordre de 3,7 Mb/j. pour l'ensemble de la zone en 1999, ces trois compagnies en opèrent environ 75 % (30 % pour Shell, 25 % pour Chevron et 20 % pour TotalFinaElf). ExxonMobil, première compagnie pétrolière privée dans le monde<sup>3</sup>, est en revanche peu présente, sauf au Nigeria où Mobil opère un quart de la production (soit 15 % du total régional).

---

<sup>2</sup> En représailles aux relations que le gouvernement britannique entretenait avec le régime d'apartheid sud-africain.

<sup>3</sup> Classement établi par le *Petroleum Intelligence Weekly*, décembre 1999. Ce classement tient compte des fusions en cours au moment de sa parution (BP, Amoco et Arco, TotalFina et Elf-Aquitaine, Exxon et Mobil).

## 1.1 TotalFinaElf

L'histoire de TotalFinaElf en Afrique est avant tout celle d'Elf-Aquitaine, pour qui l'Afrique a été un terrain d'action privilégié. Organiquement liée à l'État français depuis sa création dans les années 60, Elf a développé ses activités pétrolières autour d'un objectif politique : assurer l'approvisionnement pétrolier de la France et participer ainsi à la construction de son « indépendance pétrolière », à un moment où la guerre en Algérie hypothéquait la pérennité de la production « française ». Maître d'œuvre du destin pétrolier de la zone d'influence française, Elf est à l'origine tant de l'exploration que de la production dans tous les pays issus de la décolonisation française (Gabon, Congo et Cameroun dans lesquels la compagnie française était à l'origine des premières découvertes à la fin des années 50) et est devenu un acteur incontournable de la scène pétrolière africaine. Bénéficiant des liens politiques et économiques étroits entre la France et ses anciennes colonies, Elf est ainsi restée jusqu'à aujourd'hui l'opérateur principal de ces pays (sauf au Gabon où Shell est devenue le premier opérateur après la découverte du champ de Rabi-Kounga dans les années 80).

*A contrario*, Total, de tout temps jugé plus indépendant par rapport au pouvoir politique (la compagnie ne fut jamais propriété d'État à plus de 35 %), laissa donc sa sœur rivale Elf établir sa domination dans l'activité pétrolière des pays producteurs de l'Afrique francophone et se concentra sur ses zones de production traditionnelles, en Afrique du Nord et au Moyen-Orient essentiellement, tout en cherchant à développer des zones nouvelles (Indonésie, Amérique latine). Total n'a ainsi jamais connu qu'une faible implantation dans l'amont africain (hors Afrique du Nord), à l'inverse de l'aval où Total est devenu le second acteur derrière Shell.

L'Afrique représente donc aujourd'hui une région d'activité essentielle pour TotalFinaElf puisqu'elle regroupe 29 % des réserves totales d'hydrocarbures du groupe, la mer du Nord en assurant 26 % et le Moyen-Orient 21 %. De même, si la production totale (pétrole et gaz confondus<sup>4</sup>) du groupe provient encore aujourd'hui à 35 % de la mer du Nord pour 29 % de l'Afrique, le rapport entre les deux régions devrait s'inverser d'ici 2005 lorsque les récentes découvertes africaines auront été mises en production.

La production actuelle de TotalFinaElf dans le golfe de Guinée se concentre sur quatre pays : le Gabon, le Nigeria, le Congo-Brazzaville et l'Angola :

- Au Gabon, la première découverte fut effectuée en 1956 par la Société des Pétroles d'Afrique équatoriale Française (qui, au Gabon, deviendra Elf-Gabon<sup>5</sup> en 1973). Malgré l'arrivée de

---

<sup>4</sup> Au contraire de la Mer du Nord ou de l'Asie, le gaz ne représente qu'une part marginale, bien qu'en augmentation, de l'activité de TotalFinaElf en Afrique.

<sup>5</sup> Société cotée à la Bourse de Paris et détenue par Elf Aquitaine (58 %), la République du Gabon (25 %) et le public (17 %).



Shell dans les années 70 et la découverte en 1985, sur un permis dont Shell était opérateur, du plus important gisement du pays (Rabi-Kounga, 440 Mt de réserves en incluant les satellites), Elf-Gabon, qui s'est associé à Shell pour la mise en valeur du champ, demeure toujours un opérateur de référence pour le pays. Le Gabon était d'ailleurs, avant fusion, le premier pays de production du groupe Elf. Cependant, l'épuisement progressif des réserves et l'absence, ces dernières années, de découvertes significatives ont provoqué un net ralentissement des investissements du groupe dans le pays se traduisant par le quasi arrêt des forages, la chute des investissements dans l'exploration/appréciation (moins d'un million de dollars au premier semestre 2000 contre 60 millions pour l'année 1993) et la réduction des opérations de développement (18,6 millions de dollars contre 166 millions). La conséquence en a été une érosion de la production revenant à Elf-Gabon, passant de 193 000 b/j. en 1997 à 95 000 b/j. au premier semestre 2000, en raison notamment du rapide déclin du champ de Rabi (opéré par Shell). Elf-Gabon est toujours opérateur sur environ une trentaine de concessions, permis d'exploration ou de production.

- Au Nigeria, la production de groupe du groupe français est tirée à 60 % de la joint-venture opérée par Shell (dans laquelle TotalFinaElf a un intérêt de 10 %), les 40 % restant étant assurés par la joint-venture passée entre TotalFinaElf et la compagnie nationale nigériane, la NNPC.
- La présence de TotalFinaElf au Congo est également décisive puisque, déjà à l'origine de la première découverte significative du pays en 1969 (le champ Émeraude), le groupe a su se développer jusqu'à opérer 80 % de la production du pays (280.000 b/j. en 1999). L'activité de TotalFinaElf au Congo se concentre dans l'offshore, à l'image du gisement de Nkossa (réserves d'environ 400 Mb), mis récemment en production pour un investissement total de 1,8 milliard de dollars.
- En Angola, la production actuelle du groupe français provient essentiellement du bloc 3 où la compagnie est opérateur (et détient 50 % des parts) et qui produit 200.000 b/j. et des blocs 0 et 14 opérés par Chevron (TotalFinaElf ayant des participations de respectivement 10 et 20 %) et dont les productions sont de 500.000 et 100.000 b/j. À terme, la production devrait rapidement augmenter grâce d'une part à la montée en puissance de la production du bloc 14 (comprenant notamment le champ de Kuito) et aux récentes découvertes faites par TotalFinaElf et ses partenaires dans l'offshore profond (sur le bloc 17 notamment, comprenant déjà dix champs découverts (en seulement douze forages) dont Girassol, Dalia, Rosa et Lirio).

Les deux fusions successives de Total avec Petrofina puis avec Elf ont ainsi apporté à la compagnie un large portefeuille d'actifs : la compagnie belge fut en effet l'un des acteurs

historiques du développement du secteur pétrolier en Angola et possédait toujours, au moment de la fusion, quelques positions tant dans l'amont que dans l'aval angolais (principal opérateur onshore à Kwanza, Soyo et Cabinda sud<sup>6</sup>, opérateur du bloc offshore 19, opérateur de l'unique raffinerie du pays, située près de Luanda, etc.). Le nouveau groupe devrait cependant amorcer une rationalisation de ses actifs en vue de n'en conserver que les plus rentables et de se concentrer uniquement sur les zones à fort potentiel pétrolier et gazier, principalement dans l'offshore.

## 1.2 - Shell

Shell est l'exemple-type du groupe dont les activités couvrent toutes les régions du globe : Mer du Nord, Moyen-Orient (essentiellement Oman), Asie (Malaisie et Brunei), États-Unis, Amérique latine, Afrique. Sa présence dans le golfe de Guinée s'appuie sur de très fortes positions au Nigeria et au Gabon, deux pays où le groupe est le principal opérateur. Malgré d'importantes difficultés au Nigeria liées aux campagnes lancées contre la compagnie par les groupes de pression écologistes et de défense des droits de l'homme tant au niveau local qu'international et se traduisant par des arrêts de production, Shell demeure l'acteur incontournable de la scène pétrolière nigériane en étendant ses activités sur l'ensemble du territoire (onshore et offshore). La moitié de la production nationale provient des activités de Shell, ce qui place le Nigeria au quatrième rang des pays les plus importants pour le groupe après les États-Unis, le Royaume-Uni et Oman. Le Gabon, où Shell est présent depuis les années 70, est devenu le second pôle de production du groupe en Afrique sub-saharienne grâce à la découverte de Rabi-Kounga. Shell assure également une forte présence dans l'aval africain avec plusieurs participations dans des raffineries et réseaux de distribution.

---

<sup>6</sup> La plupart des installations onshores sont néanmoins inopérantes depuis plusieurs années en raison des combats sporadiques que se livrent l'armée angolaise et les rebelles de l'UNITA.

### Production pétrolière de Shell en Afrique

	Production 1999 et part dans production totale de Shell	Production 1998
Nigeria	212 000 b/j. (9,3 %)	232 000 b/j.
Gabon	89 000 b/j. (3,9 %)	110 000 b/j.
Cameroun	22 000 b/j. (1 %)	25 000 b/j.
Afrique	333 000 b/j. (14,6 %)	377 000 b/j.

Sources : Rapport annuel 2000 Royal Dutch Shell

La production de Shell en Afrique a accusé une baisse sensible entre 1998 et 1999 (-11 %) en raison du déclin normal de la production gabonaise et des troubles sociaux qui ont perturbé les activités au Nigeria.

#### 1.3 - Chevron

Chevron est l'opérateur numéro un en Angola : en rachetant Gulf Oil en 1984, Chevron a en effet hérité des actifs de la compagnie en Cabinda (enclave située au nord de l'Angola) acquis dans les années 60 (soit à un moment où l'Angola était encore une colonie portugaise). À l'époque du rachat, la guerre civile angolaise obligea la compagnie américaine à faire protéger ses installations par ... les soldats cubains venus soutenir le gouvernement marxiste face à l'opposition (l'UNITA) armée par les États-Unis de Ronald Reagan. Démontrant ainsi la capacité des compagnies pétrolières à se ménager des marges de manœuvre face à une stratégie politique étatique, Chevron a su très efficacement développer ses activités : les deux tiers de la production actuelle de l'Angola proviennent de la zone opérée par Chevron dans l'offshore conventionnel au large de la Cabinda (bloc 0). Cette présence historique en Angola a donné à Chevron un avantage très net lors de l'attribution des premiers blocs de l'offshore profond au début des années 1990 en se voyant octroyer le bloc 14 (jouxant le bloc 0) sur lequel d'importantes découvertes ont eu lieu, dont le champ de Kuito (réserves estimées entre 500 et 800 millions de barils) qui a été mis en production fin 1999.

Chevron assure également une présence forte au Nigeria grâce à la joint-venture passée entre Chevron et la NNPC. La compagnie y est troisième opérateur avec une production de 420 000 b/j. en 1999, soit un peu plus de 20 % de la production totale du pays.

## 2 - Perspectives à moyen terme : les récentes découvertes avivent la concurrence

L'analyse des activités actuelles de production des grandes compagnies n'est cependant qu'une facette de la situation, tant la région est riche de potentialités. À moyen terme, toute une série de découvertes, faites depuis quelques années dans l'offshore profond, principalement en Angola ou au Nigeria, devraient progressivement entrer en production, sensiblement augmenter le niveau de la production et, par conséquent, opérer une vaste redistribution des cartes. Ce sont donc non seulement les positions actuelles dans la production mais également l'état du patrimoine minier et les récentes découvertes qui importent. Sans pour autant effacer complètement les positions acquises, une hiérarchisation plus conforme aux ambitions des différentes compagnies devrait se mettre en place. Ainsi, grâce à un important effort d'investissement lancé depuis quelques années par Exxon et par Mobil séparément en vue de rattraper leur retard historique, le groupe ExxonMobil résultant de leur fusion devrait s'affirmer rapidement comme l'un des grands acteurs du jeu africain : présente sur presque tous les blocs-clés de l'offshore profond et ultra profond angolais et congolais ainsi qu'au Nigeria, en Guinée équatoriale et à São Tomé et Príncipe (où elle couvre l'essentiel de l'espace d'exploration), la compagnie américaine aura, à l'horizon 2005, comblé son handicap face à ses concurrentes, Shell, TotalFinaElf et Chevron.

Une certitude s'impose : l'avenir de la région se joue essentiellement dans l'offshore profond. Non seulement des problèmes d'ordre sécuritaire continuent à rendre difficile voire impossible le développement d'activités terrestres (poursuite des combats en Angola, troubles politiques récurrents au Congo et au Nigeria), mais surtout le potentiel maritime de la zone est extrêmement prometteur. En Angola notamment, près de 60 % de la production (qui sera alors de 1,4 Mb/j, soit près du double de la production actuelle) devrait, d'ici 5 ans, provenir de l'offshore profond (des blocs 14, 15, 17 et 18 essentiellement). Au Nigeria également, l'intérêt essentiel pour l'exploration réside désormais dans l'offshore profond alors que les grandes compagnies (Shell, TotalFinaElf ou Chevron) abandonnent leurs recherches dans le Nord du pays faute de résultats encourageants, alors que la production à terre s'essouffle au Gabon et ne demeure plus qu'à l'état résiduel au Congo.

### 2.1 - ExxonMobil

Bien qu'Exxon, s'alignant sur une stratégie développée par BP, semble privilégier les performances financières par rapport à l'activité industrielle *stricto sensu* (estimée par rapport à la croissance de la production ou des réserves), cette compagnie s'est efforcée, depuis plusieurs années, de rattraper son retard dans le golfe de Guinée en multipliant les prises d'intérêt dans l'offshore profond. Avec l'approbation par les autorités américaines de la fusion entre Exxon et

Mobil, intervenue fin 1999, la compagnie ExxonMobil est devenue un acteur de premier plan dans cette région, et possède ainsi l'un des plus grands espaces d'exploration de la zone (44 blocs au total) qui lui assure une présence forte sur la plupart des blocs à haut potentiel. Cette stratégie d'investissement massif a d'ores et déjà commencé à porter ses fruits puisque plusieurs découvertes d'importance ont été faites ces derniers mois.

Absent lors des premières attributions de blocs dans l'offshore angolais, ExxonMobil a aujourd'hui largement comblé son retard en étant opérateur (40 %) sur le bloc 15 (dont les 6 premières découvertes, nommées d'après des instruments de musique traditionnels africains, totalisent des réserves de plus de 2 Gb) et en participant à hauteur de 20 % au bloc 17 opéré par TotalFinaElf (réserves de plus de 3,5 Gb). Ces deux blocs devraient donner leur première production d'ici 2002. Le groupe possède également des intérêts sur plusieurs blocs offshore plus au sud du pays (blocs 20, 21, 22, 24 et 25 sur lesquels cependant aucune découverte n'a jusqu'à présent eu lieu).

Au Nigeria, sa participation au champ de Bonga opéré par Shell (bloc 212) ainsi que des intérêts sur sept autres blocs devraient permettre au groupe d'assurer plus de la moitié de la production dans l'offshore profond nigérian d'ici cinq ans. Enfin, au Congo, ExxonMobil participe à l'ensemble de blocs de l'offshore profond congolais (Mer Profonde Nord et Sud, Mer Très Profonde Nord et Sud). Au total, ExxonMobil devrait disposer d'environ 250 000 b/j. dans le golfe de Guinée à l'horizon 2005.

## 2.2 - TotalFinaElf

TotalFinaElf a connu ces dernières années une réussite exceptionnelle dans l'offshore angolais. Également présent dans l'offshore profond au Congo (opérateur sur les blocs Haute Mer, Mer Profonde Sud et Mer Très Profonde Sud), le groupe a accumulé les découvertes (dix gisements sur douze forages sur le bloc 17 angolais totalisant selon certaines estimations plus de 3,5 milliards de barils de réserves récupérables). La hausse de la production de la compagnie dans la région devrait être rapide avec le développement accéléré des champs du bloc 17 (Girassol, Dalia et Rosa notamment) et de l'offshore profond congolais (Moho et Bilondo) ainsi que grâce à la mise en production des découvertes du prolifique bloc 14 angolais (opéré par Chevron) dont le groupe français possède 20 % des parts. Par ailleurs, une découverte prometteuse a été faite au Nigeria en mai 2000 sur un bloc en offshore profond opéré par TotalFinaElf (bloc OPL 246).

## 2.3 - Shell

Malgré la poursuite de sa politique d'investissement, Shell devrait connaître une stagnation de ses performances dans la région pour plusieurs raisons :

- permanence des problèmes politiques au Nigeria : malgré un *aggiornamento* de sa politique dans le pays, Shell continue de cristalliser les frustrations des populations locales en matière de développement et de partage de la manne pétrolière, entraînant des sabotages des installations, des prises d'otages des employés, l'arrêt de la production pour force majeure, des appels au boycott international et, *in fine*, la difficulté de développer de nouvelles activités malgré le fait que Shell dispose de plus de la moitié des réserves du Nigeria ;
- absence de découvertes commercialisables sur les blocs accordés à Shell en Angola (bloc 16 notamment dont l'exploration s'est achevée sur un échec), au Congo ou au Gabon : si aucune découverte ne devait intervenir dans les prochaines années, la production de Shell dans la région devrait décroître avec l'arrivée en fin de course des champs terrestres gabonais.

Au final, Shell paierait ainsi d'une part la timidité de ses investissements dans l'offshore profond et ultra profond angolais, et d'autre part sa relativement faible présence dans l'offshore profond nigérian : actuel cinquième opérateur en mer avec une production marginale (35 000 b/j.), Shell ne devrait, malgré une forte progression de sa production (335 000 b/j. en 2005), assurer qu'environ 11 % de la production offshore du pays à cette date, contre 40 % pour ExxonMobil.

Par contre, Shell est l'une des principales compagnies actives dans le secteur du gaz nigérian. Le Nigeria possède en effet la dixième réserve prouvée de gaz naturel au monde, principalement située à terre. Ce secteur est donc en pleine expansion d'autant plus que toutes les compagnies présentes dans le pays se sont engagées à massivement investir dans les infrastructures gazières (très réduites à l'heure actuelle) afin d'éliminer totalement le torchage d'ici 2004 à 2008 (aujourd'hui, 75 % du gaz associé est brûlé à la torche). Shell dispose d'ailleurs de 25,6 % des parts<sup>7</sup> de l'ambitieux projet gazier nigérian développé par le consortium Nigeria Liquefied Natural Gas Corporation pour un montant de 3,8 milliards de dollars. Les installations de liquéfaction de gaz naturel, situées à Bonny, devraient permettre une production annuelle de 7,15 milliards de mètres cubes de GNL. La construction d'un troisième train de production devrait pousser la production à 10,85 milliards de mètres cubes annuels alors qu'un quatrième et même un cinquième train sont en projet. Shell devrait donc pouvoir compter sur le gaz pour maintenir un haut niveau d'activité dans le pays sur le long terme.

---

<sup>7</sup> Les autres partenaires sont, outre la compagnie nationale NNPC (49 %), TotalFinaElf (15 %) et Agip (10,4 %).

## 2.4 - Chevron

Chevron devrait continuer à bénéficier encore un temps de ses positions avantageuses dans l'offshore angolais : les deux blocs sur lesquels la compagnie est opérateur (blocs 0 et 14) au large de la Cabinda restent les principales sources de la production du pays et assurent à la compagnie californienne une confortable rente de situation. Avec la mise en production progressive des champs du bloc 14 (Kuito en 1999, Landana, Benguela et Belize à terme), Chevron devrait voir sa production angolaise croître fortement pour passer de 480 000 b/j. aujourd'hui à plus de 600 000 b/j. en 2002.

Dans le second pays dans lequel Chevron est présent, le Nigeria, la production, provenant essentiellement de l'offshore, devrait également progresser et permettre à Chevron de se maintenir à un bon niveau par rapport à ses concurrents (Shell et ExxonMobil). Cette croissance reste cependant relativement faible (+20 % entre 1999 et 2005 en ce qui concerne l'offshore) en comparaison de celles des autres grandes compagnies. En Angola comme au Nigeria, Chevron parvient certes à conserver ses acquis mais semble relativement limité en termes de renouvellement des réserves, ce qui pourrait, à plus long terme, se traduire par une certaine marginalisation de la compagnie sur la scène africaine.

### Prévision d'évolution de la production offshore au Nigeria par opérateur

	1999	2005	Progression
ExxonMobil	360 000 b/j.	1 200 000 b/j.	230 %
Chevron	340 000 b/j.	410 000 b/j.	20 %
TotalFinaElf	90 000 b/j.	300 000 b/j.	230 %
Texaco	80 000 b/j.	200 000 b/j.	150 %
Shell	35 000 b/j.	335 000 b/j.	850 %
Agip	15 000 b/j.	120 000 b/j.	700 %
BP	-	140 000 b/j.	-

Sources : PEE, Ambassade de France au Nigeria, cité par *Pétrole et Gaz Arabes*, 1<sup>er</sup> juillet 1999

Chevron continue à investir en Afrique en prenant des participations dans des nouvelles attributions de blocs offshore au Nigeria ou en intégrant le consortium chargé d'exploiter les champs pétroliers du sud tchadien à la suite du départ d'Elf et de Shell<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> Développement des champs de Doha (1 milliard de barils de réserves) dans le sud-ouest du Tchad. Ce projet, dirigé par ExxonMobil et soutenu après de nombreuses tergiversations par la Banque mondiale, prévoit la construction d'un oléoduc entre le Tchad et la côte camerounaise (1050 km de long) pour un coût total de 3,5 milliards de dollars. Shell et Elf se sont retirés du projet fin 1999. Chevron et Petronas ont repris leurs participations aux côtés d'ExxonMobil.

## 2.5 - BP

Troisième compagnie privée mondiale, BP n'a pas abandonné l'idée de figurer en bonne place au palmarès africain, malgré une absence remarquée depuis son départ du Nigeria en 1978. Pour autant, la compagnie britannique a, jusqu'à présent, ciblé ses investissements sur des permis à haut potentiel, limitant ainsi ses zones d'activité à quelques blocs de l'offshore angolais : totalement absent lors de la première phase d'attribution dans les années 80 (blocs 0 à 13, longeant le côté du nord au sud), le groupe a pris, lors de l'attribution des blocs de l'offshore profond au début des années 90 (blocs 14 à 30) une participation dans les blocs 15 (opéré par ExxonMobil), 17 (TotalFinaElf), où ont été faites plusieurs découvertes majeures et s'est retrouvé, grâce à son rachat d'Amoco, opérateur du bloc 18, également très porteur (trois découvertes). Surtout, BP semble avoir enfin pris la mesure de l'intérêt de l'offshore profond angolais en s'adjugeant le bloc 31, l'un des trois premiers blocs de l'offshore ultra profond mis aux enchères par le gouvernement de Luanda. La compagnie britannique se replace ainsi dans la course aux côtés d'ExxonMobil et de TotalFinaElf, les deux seuls acteurs présents sur l'ensemble de la zone. Bien que pour l'instant limité à l'Angola, le retour de BP dans le golfe de Guinée devrait lui donner à terme une production non négligeable du fait des importantes découvertes effectuées sur les trois blocs de l'offshore profond dont BP possède des parts (blocs 15, 17 et 18) : jusqu'à présent, une quinzaine de champs totalisant probablement plus de 6 milliards de barils de réserves ont été mises à jours sur ces trois blocs. BP est ainsi devenu le troisième détenteur de réserves en Angola derrière ExxonMobil et TotalFinaElf.

### **3 - Perspectives à long terme : l'exploration dans l'offshore ultra profond**

A plus long terme, les pronostics sur la situation respective des différentes compagnies sont relativement délicats : au-delà des 4/5 ans, délai nécessaire pour mettre les récentes découvertes en production, l'analyse ne peut plus que reposer sur les dernières attributions de permis et sur la manière dont les compagnies parviennent à occuper les espaces d'exploration les plus prometteurs, notamment dans l'offshore ultra profond jusqu'à présent inexploré. Certes, à l'heure actuelle, seuls des espoirs existent quant au potentiel de ces blocs, situés à plus de 2000 mètres de profondeur d'eau. Mais ces espoirs, fondés sur l'existence avérée d'immenses réserves dans l'offshore profond (surtout en Angola) permet de dresser un premier bilan de la course au positionnement qui a été lancée par l'attribution des trois premiers blocs de l'offshore ultra profond angolais en 1999.



### 3.1 - La compétition ExxonMobil-TotalFinaElf

Seules deux compagnies déploient des activités dans l'ensemble de la région. D'une part, TotalFinaElf, qui, grâce à la présence historique d'Elf au Gabon et au Congo et à la stratégie offensive menée en Angola depuis une dizaine d'années, devrait connaître une croissance spectaculaire de sa production dans la région et devenir l'un des leaders (sinon le premier) de l'exploration-production en offshore profond. D'autre part, ExxonMobil, qui, pour compenser une présence historiquement faible dans la région (surtout en ce qui concerne Exxon), s'est lancé dans l'offshore en y multipliant les investissements ... et les découvertes. Quadrillant l'espace depuis le Nigeria jusqu'à l'Angola en passant par le Tchad (projet d'oléoduc Tchad-Cameroun dont ExxonMobil est le maître d'œuvre) et des zones encore vierges d'exploration (São Tomé et Príncipe notamment), ExxonMobil est aujourd'hui devenue la compagnie la plus en vue de la région, celle dont le potentiel est supposé être le plus élevé, même si TotalFinaElf, en poursuivant une stratégie plus ciblée, pourrait s'avérer être gagnant au final.

Car le golfe de Guinée, nouvel eldorado de l'exploration pétrolière, est encore en partie au stade des potentialités. Les découvertes y ont certes été nombreuses et spectaculaires et continuent de l'être, chaque jour, ou presque, amenant son lot de bonnes nouvelles. Mais de larges espaces s'avèrent également être dénués d'intérêt (pétrolier). Des puits secs sont forés et des blocs sont d'ores et déjà abandonnés, y compris dans l'offshore angolais ou nigérian. D'autres n'ont même pas trouvé d'acquéreur. C'est notamment le cas de toute la partie centrale et sud de la côte angolaise *grosso modo* au sud de Luanda : blocs 5 à 13 et, plus au large, 20 à 30). TotalFinaElf, a, semble-t-il, choisi de se concentrer sur le nord du pays en étant opérateur des blocs 3/80, 3/85-91, 17, 19 et 32 et partenaire sur les blocs 0 (opéré par Chevron), 1 (champ de Safueiro, Agip), 2 (Texaco), 14 (Chevron), 31 (BP) et 33 (ExxonMobil).

*A contrario*, ExxonMobil, dont les moyens financiers sont supérieurs à ceux de la compagnie française, a fait le pari d'une diversification de ses investissements. Le groupe américain est ainsi présent en Angola sur 11 blocs, dont 4 en tant qu'opérateur (blocs 15, 20, 24 et 33). Seul le bloc 15 a, jusqu'à présent, donné lieu à des découvertes (les réserves des six premières découvertes sont estimées à plus de 2 milliards de barils). Un seul bloc se situe dans l'offshore peu profond (bloc 9 opéré par Texaco et dans lequel Mobil détient une participation de 35 %) mais, pas plus que les blocs voisins, il n'a mené à la moindre découverte. Le reste des possessions d'ExxonMobil en Angola relève donc plus du positionnement stratégique : que se soient les blocs 20, 21, 22, 23 ou 25, situés loin au sud des zones où ont été faites les récentes découvertes et dans lesquels la compagnie française n'a aucune participation, ou les blocs 31, 32 et 33, voisins des riches blocs 15 à 18 mais situés dans l'offshore ultra profond, il faut encore attendre d'y découvrir du pétrole avant de leur attribuer une valeur intrinsèque. C'est l'avenir qui nous dira qui, de TotalFinaElf ou d'ExxonMobil, aura finalement manœuvré le plus judicieusement

dans une région où les découvertes à répétition peuvent finir par engendrer des comportements essentiellement spéculatifs (les bonus de signature pour les trois premiers blocs de l'offshore ultra profond angolais auraient, dit-on, atteint le milliard de dollars en cumulé) (carte Angola, annexe 1).

ExxonMobil et TotalFinaElf devraient ainsi se retrouver loin devant leurs concurrents. Ce sont d'une part les seules compagnies à être présentes dans l'ensemble de la zone (du Nigeria à l'Angola en passant par le Congo, le Gabon et la Guinée équatoriale), à être actives aussi bien dans la production que dans l'exploration y compris dans l'offshore ultra profond et à avoir largement pu diversifier leurs prises de participation. Si l'attribution des trois premiers blocs de l'offshore ultra profond angolais s'est soldé à l'avantage d'ExxonMobil (qui obtient le rôle d'opérateur sur le bloc 33 (avec 45 %) et des participations sur les deux autres (25 % sur le bloc 31 et 15 % sur le bloc 32)), TotalFinaElf arrive juste derrière : opérateur sur le bloc 32 (30 %) et participations de 5 et 15 % sur les blocs 31 et 33.

De même, les deux compagnies se partagent les nouveaux permis de l'offshore profond et ultra profond congolais : ExxonMobil est opérateur sur le bloc Mer Profonde Nord et possède des intérêts sur le bloc Mer profonde Sud et sur Mer Très Profonde Nord et Sud. TotalFinaElf est opérateur sur Haute Mer (sur lequel ont été découverts les champs N'Kossa et Moho), Mer Profonde Sud et Mer Très Profonde Sud (soit les trois blocs faisant la frontière maritime avec l'Angola au niveau des riches blocs 0 et 14 (Cabinda) et possède des intérêts minoritaires sur les blocs Mer Profonde Nord et Mer Très Profonde Nord (carte Congo, annexe 2).

ExxonMobil dispose en outre d'une très large zone d'exploration au large de la Guinée équatoriale, où Mobil opère le principal champ du pays Zafiro et à São Tomé et Príncipe où Mobil est l'opérateur des 22 blocs attribués jusqu'à présent. Enfin, ExxonMobil participe activement au développement de l'offshore profond nigérian et a à son actif plusieurs découvertes (Erha sur le bloc OPL 209 et Bonga sur l'OPL 219 opéré par Shell). Au total, grâce d'une part à une stratégie délibérée d'Exxon de combler son retard dans la région en investissant massivement dans l'exploration-production et d'autre part à l'addition des riches actifs de Mobil (au Nigeria, en Guinée Équatoriale et à São Tomé et Príncipe essentiellement), ExxonMobil possède à l'heure actuelle dans le golfe de Guinée le domaine minier le plus appréciable. La quinzaine de découvertes importantes effectuées en offshore dans la région garantissent d'ores et déjà à ExxonMobil un potentiel récupérable de plus de 6 milliards de barils. Outre ses positions en Angola et au Congo, TotalFinaElf est, de son côté, présent dans l'offshore profond gabonais (permis Anton Marin, Astrid Marin et H-97), d'où ExxonMobil est absent.

### 3.2 Shell et BP en retrait

Les deux compagnies, ExxonMobil et TotalFinaElf, partent donc, en ce qui concerne l'exploration de l'offshore ultra profond, avec une certaine avance. Seuls Shell, BP Amoco et Chevron seraient en mesure de les concurrencer, partiellement du moins : si Shell conserve des positions fortes au Nigeria et participe, mais sans statut d'opérateur, au bloc 18 en Angola et aux blocs Mer profonde Sud et Nord et Mer Très Profonde Sud au Congo, la compagnie anglo-néerlandaise n'est pas parvenue à passer à l'offshore profond, ni au Nigeria, ni en Angola (abandon du bloc 16 où aucune découverte commercialisable n'a eu lieu et absence lors de l'attribution des blocs de l'offshore ultra profond). Shell a d'ailleurs récemment revendu à TotalFinaElf la moitié de ses parts dans les blocs de l'offshore congolais. Au total, le patrimoine de Shell dans l'offshore du golfe de Guinée est relativement réduit, notamment au regard de sa position historique dans la région et de la place que la compagnie revendique sur la scène internationale.

L'autre compagnie restant relativement peu présente dans la région est BP qui, malgré l'acquisition d'un des trois blocs de l'offshore ultra profond angolais (bloc 31) et des découvertes non négligeables sur le bloc 18 (offshore profond angolais) reste très en retrait par rapport aux autres super Majors du fait de son absence totale dans les autres pays de la région.

### 3.3 - Chevron-Texaco

Chevron semble bel et bien en voie de marginalisation à long terme. L'avenir du pétrolier dans la région se concentre toujours sur le bloc 14 de l'offshore angolais (au large de la Cabinda), certes prolifique puisque d'importantes découvertes y ont été faites et que la mise en production du premier champ, Kuito, est intervenue fin 1999, mais insuffisant pour se construire une position de force sur l'ensemble d'une scène africaine très concurrentielle. Malgré le rôle historique joué par Chevron dans le développement de l'industrie pétrolière en Angola, le groupe n'a obtenu aucune participation dans les blocs de l'offshore ultra profond (blocs 31 à 33) récemment attribués. Si Chevron dispose de l'un des meilleurs terrains d'action de l'offshore angolais à l'heure actuelle, sa faible présence dans l'exploration en offshore profond et ultra profond pourrait hypothéquer à terme son maintien dans l'élite de la scène pétrolière africaine et assombrir plus largement son avenir dans la région qui fut longtemps le berceau de son développement international. D'autant plus que la compagnie peine à obtenir le rôle d'opérateur sur des blocs de l'offshore profond nigérian. Le retard pris par le groupe à suivre le train des fusions s'est traduit par une trop faible capacité de mobilisation financière et, par conséquent, par un décrochage dans la course à l'offshore ultra profond. La fusion annoncée avec Texaco pourrait permettre à Chevron de se repositionner. Certes, Texaco n'a jamais connu qu'une faible présence dans la région depuis la revente de ses actifs africains suite au rachat de Getty Oil en

1984 : le Nigeria reste le seul pays dans lequel Texaco ait développé des activités conséquentes puisque aucune découverte importante n'a eu lieu sur l'un des blocs angolais dont Texaco est l'opérateur. De grands espoirs ont cependant été formulés après la découverte au Nigeria, en janvier 1999, du champ géant Agbami. Situé sur le bloc offshore OPL 216, ce gisement, dont les réserves sont estimées à plus d'un milliard de barils équivalent pétrole devrait permettre à Texaco d'accroître ses réserves de 11 %. Mais surtout, la fusion, en fondant le quatrième groupe pétrolier mondial, pourrait donner à Chevron les moyens financiers de ses ambitions africaines. D'ici-là, le groupe devrait parvenir à maintenir ses positions dans l'offshore angolais et nigérian et même y augmenter largement sa production d'ici 2005. Mais, au-delà du court/moyen terme, seule la reprise d'une politique offensive, contrariée jusqu'à présent par des limites de taille (par rapport aux besoins financiers et technologiques nécessaires pour parvenir à se développer dans l'offshore ultra profond), devrait, à plus long terme, permettre à Chevron de continuer à rivaliser avec les super Majors dans le golfe de Guinée.

#### **4 - Émergence des Indépendants et hiérarchie mondiale**

Outre l'avance prise par ExxonMobil et TotalFinaElf dans la compétition dans l'offshore profond et ultra profond du golfe de Guinée et les difficultés de Shell ou Chevron à suivre le rythme, le second enseignement de la recomposition en cours de la scène pétrolière africaine est l'émergence de compagnies indépendantes de taille relativement modeste mais poursuivant une politique de positionnement très ciblée. L'Afrique de l'Ouest et le golfe de Guinée offrent en effet un espace d'action plein d'opportunités pour ces petites compagnies indépendantes à la recherche d'une diversification géographique de leurs activités (souvent limitées aux États-Unis ou à la mer du Nord) : d'une part, l'exploration dans l'offshore n'en est encore qu'à ses débuts alors que les réserves sont supposées y être abondantes et d'autre part tous les gouvernements de la région sont particulièrement bien disposés vis-à-vis des investisseurs étrangers, quelle que soit leur taille.

La célérité des progrès techniques, que les compagnies indépendantes actives dans l'exploration-production parviennent à rapidement s'approprier et à maîtriser, leur permet d'être aussi compétitives que les Majors, sauf encore dans l'offshore profond<sup>9</sup>. Mais ces Indépendants, faute notamment d'une assise financière suffisante par rapport aux Majors, ne peuvent néanmoins chercher à concurrencer celles-ci qu'en suivant une politique de niche à deux niveaux : soit, suivant en cela l'exemple de la mer du Nord, en relançant les activités d'exploration ou de production sur des champs marginaux ou dans une zone parvenue à maturité, que les Majors abandonnent, ne pouvant plus espérer y trouver la rentabilité qu'exige leur structure financière

---

<sup>9</sup> Voir l'étude dirigée par le professeur O. Noreng présentée à l'IFP le 29 novembre 1999 (*Pétrostratégie*, 27 décembre 1999)

(ce qui est rentable pour un petit Indépendant ne l'est probablement pas toujours pour les grands groupes), soit, solution plus risquée mais donc aussi potentiellement très rentable, en jouant les pionniers dans des zones encore vierges. La mise en valeur de l'offshore africain autour du golfe de Guinée est exemplaire de la capacité de certaines compagnies indépendantes, essentiellement nord-américaines, à développer des activités internationales en parvenant à rivaliser avec les Majors sur un terrain devenu pourtant extrêmement concurrentiel à force de convoitises. L'enjeu est de taille au regard de la mutation accélérée dans laquelle la scène pétrolière s'est engagée avec la vague de fusions-acquisitions géantes. L'avenir des Indépendants, obligés, pour survivre à l'épuisement en cours des réserves aux États-Unis, de s'internationaliser, se joue pour certains dans cette région, probablement l'une des plus ouverte (aux investissements étrangers notamment) à l'heure actuelle.

Il tend ainsi à se mettre en place un partage des rôles de fait entre les super grands, qui se concentrent sur les pays les plus porteurs (Nigeria, Angola voire Congo), et les Indépendants, qui agissent dans les autres pays, y compris certains où la production pétrolière est, jusqu'à présent, quasi inexistante (Cameroun, Gabon, Congo, Côte d'Ivoire, Mauritanie, Guinée équatoriale, Ghana, Sénégal). Des compagnies comme Vanco, Ranger Oil, Occidental, Ocean Energy ou Triton sont d'ores et déjà parvenues à s'établir comme des acteurs essentiels du jeu pétrolier régional, sans pour autant chercher à concurrencer les grandes compagnies : ces deux catégories de compagnies ne visant ni les mêmes marchés ni les mêmes secteurs d'activité, elles ne se concurrencent pas frontalement, les Indépendants agissant essentiellement dans des zones d'où sont absentes les Majors.

La découverte en octobre 1999 par la compagnie américaine Triton du champ de La Ceiba (réserves entre 100 et 600 millions de barils) sur le bloc marin G a relancé les espoirs pétroliers dans l'offshore de Guinée équatoriale et ainsi refocalisé l'intérêt des Majors pour la zone comprise entre le Congo et le Cameroun. C'est surtout l'une des premières découvertes dans l'offshore profond ouest-africain réalisée par des Indépendants (Triton, 85 % et Energy Africa, 15 %). Ironie du sort, lorsqu'en 1998 Triton avait cherché à revendre une partie de sa participation, aucune Major n'avait bougé. La Guinée équatoriale devrait ainsi devenir lors de l'entrée en production de La Ceiba en 2003 le principal actif de la société. L'irruption des Indépendants sur la scène africaine est donc avant tout une aubaine pour les petits pays pétroliers relégués dans l'ombre des deux géants régionaux, le Nigeria et l'Angola. En assurant une utile complémentarité par rapport à l'activité des Majors, les compagnies indépendantes participent ainsi directement au dynamisme pétrolier de la région.

Cependant, l'essentiel de la bataille se joue dorénavant dans l'offshore profond, voire ultra profond, c'est-à-dire dans un domaine où l'avantage compétitif est essentiellement technologique et financier et où les Majors conservent encore une longueur d'avance sur les Indépendants. Une question demeure néanmoins : l'offshore profond tiendra-t-il toutes ses promesses. Dans

l'affirmative, la victoire sera incontestablement du côté d'une part des Majors (en l'occurrence ExxonMobil et TotalFinaElf) qui auront su trouver les ressources financières et technologiques pour se lancer très tôt dans l'aventure et d'autre part de quelques Indépendants audacieux ayant ciblé avec flair leur créneau d'activité. On assisterait également à un renouvellement complet de la hiérarchie africaine des États pétroliers, le Cameroun étant marginalisé du fait de l'étroitesse de ses eaux territoriales et la Guinée Équatoriale devenant un pays phare de l'industrie pétrolière dans la région, une sorte de nouveau petit pétro-État doté d'un revenu pétrolier par habitant digne de celui de l'Arabie Saoudite.



## Annexe 1



## Annexe 2

## 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 SO<sub>2</sub> dans l'industrie française : une approche technico-économique.  
Septembre 1991

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

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

### **CEG-10. P. 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<sup>\*</sup>,**

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

---

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

**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