

UNION EUROPEENNE

**Les enjeux géopolitiques
du pétrole off-shore**

Mémoire de géopolitique

du Commandant Etienne HERFELD

dans le cadre de l'étude dirigée "Les enjeux des espaces océaniques"

Directeur : Amiral François CARON

Avril 2001

FICHE DOCUMENTAIRE

Titre : Les enjeux géopolitiques du pétrole off-shore pour l'Union Européenne.

Auteur : CDT HERFELD Etienne.

Date : 4/04/2001

Collège Interarmées de défense, division D, groupe D3

Version définitive

Mots clés : Pétrole, Union Européenne.

LES ENJEUX GEOPOLITIQUES DU PETROLE OFF-SHORE POUR
L'UNION EUROPEENNE

SOMMAIRE

PREMIERE PARTIE :

LES ATOUTS DE L'UNION EUROPEENNE DANS LE DOMAINE DU
PETROLE OFF-SHORE

1. LES RESSOURCES EXISTANTES
2. LES COMPAGNIES PETROLIERES MULTINATIONALES

DEUXIEME PARTIE :

LE PETROLE OFF-SHORE OBJET DE TOUTES LES CONVOITISES

3. LES SPECIFICITES DE CETTE SOURCE D'ENERGIE
4. LA LUTTE POUR L'OBTENTION DES MARCHES

TROISIEME PARTIE :

LES ENJEUX GEOPOLITIQUES DU PETROLE OFF-SHORE POUR
L'UNION EUROPEENNE

5. LE PETROLE : MARCHANDISE VITALE POUR L'UNION
EUROPEENNE
6. SOLUTIONS POSSIBLES POUR L'UNION EUROPEENNE POUR ETRE
COMPETITIVE ET PREVENIR LES CONFLITS D'INTERET

INTRODUCTION

Lors du premier choc pétrolier de 1973, les pays consommateurs d'hydrocarbures ont compris qu'ils n'avaient plus la maîtrise des prix du pétrole comme par le passé. L'OPEP s'affirmait comme un nouvel acteur incontournable du marché. Depuis lors, la politique énergétique s'est résolument orientée vers plus d'indépendance énergétique par rapport aux pays de l'OPEP.

La crise pétrolière récente a montré que ce problème restait d'actualité. Les pays consommateurs ne parviennent pas à s'organiser pour contrôler les prix du marché.

Dans ce domaine, l'Union Européenne réagit car ses membres ont bien compris que l'indépendance et la sécurité des approvisionnements énergétiques constituent un des problèmes géopolitiques majeurs du siècle. En effet, les énergies fossiles sont et seront pour encore quelques décennies les principales sources d'énergie disponibles dans le monde et plus particulièrement dans l'Union. La dépendance énergétique du continent est incontestable, le marché intérieur de l'énergie est à peine organisé et il n'existe pas encore de politique commune de l'énergie, pas plus que de stratégie européenne énergétique.

A côté de cela, il existe des gisements considérables de pétrole encore inexploités sur notre planète. Ils résident au fond des mers et des océans. Les grandes compagnies pétrolières multinationales y portent un intérêt croissant et se concurrencent pour obtenir le droit de les exploiter.

Dans un contexte de mondialisation, de concurrence exacerbée et de progrès technologiques rapides, est-ce que l'Union Européenne n'a pas intérêt à poursuivre sur sa lancée dans la course à l'or noir « off-shore » ? De quelle manière doit-elle s'y prendre pour être compétitive tout en évitant les conflits d'intérêt ?

PREMIERE PARTIE :

LES ATOUTS DE L'UNION EUROPEENNE DANS LE DOMAINE DU PETROLE OFF-SHORE

1 Ressources existantes

Après un bref rappel historique, nous nous attacherons à faire l'inventaire des ressources en hydrocarbures de l'Union Européenne. Puis nous élargirons cet état des lieux au reste du monde.

1.1 Histoire du pétrole off-shore

L'exploration en Atlantique remonte aux années 30 dans la lagune de Maracaibo (Venezuela) et dans le Golfe du Mexique.

La première découverte en mer date de novembre 1947 et se situe aux Etats-Unis, à 15 km au large de la Louisiane à 6 m de fond. Au début des années soixante débute l'exploration des plateaux continentaux. En 1965, British Petroleum (BP) trouve du pétrole en mer du Nord. La France décide alors de réagir et se lance à son tour dans l'aventure off-shore.

Après le premier choc pétrolier de 1973, la commission européenne lance un programme technologique de promotion du développement des réserves d'hydrocarbures en Europe. Dans ce contexte de prix élevés, les pays européens de la CEE (Communauté économique européenne) lancent des études pour mettre au point de nouvelles technologies, construisent des prototypes, réalisent des essais de validation. Tous ces efforts aboutissent à la résolution des difficultés posées par l'exploration et la production sous-marine. Notons que les entreprises françaises ont participé à ces progrès et mis en place des partenariats internationaux. Les prix du pétrole ont flambé, autorisant les recherches sous-marines et la rentabilisation des exploitations (5 à 6 fois plus cher que les gisements terrestres les plus favorables).

1.2 Ressources pétrolières disponibles dans l'Union Européenne

L'essentiel des ressources de l'Union se situe en mer de Nord, partagée principalement entre les opérateurs pétroliers anglais et français.

1.2.1 En Grande-Bretagne :

Dès 1980, la Grande-Bretagne était autosuffisante grâce au pétrole off-shore de la mer du Nord. La production était alors supérieure à 80 Mt. Cette manne a permis des rentrées de devise dans la balance des paiements et a alimenté les recettes des impôts britanniques. En 1985, la production atteint son maximum, soit 122 Mt, générant un surplus de 8 milliards de £ et faisant de la Grande-Bretagne le 5^{ème} producteur mondial, encore autosuffisante au début du 3^{ème} millénaire.

En 1990, au niveau économique, cette activité soutenait 64000 emplois directs et 35000 annexes, ce qui représentait un emploi sur vingt en Ecosse. L'importance du pétrole off-shore a été mesurée en 1986, au lendemain du 1^{er} contre-choc pétrolier, lorsque 20000 emplois disparurent dans cette partie du Royaume-Uni.

Aujourd'hui, la Grande-Bretagne est le neuvième producteur mondial de pétrole, avec 2,7 millions de b/j extraits de la Mer du Nord. Ceci devrait permettre au gouvernement d'encaisser 44 milliards de francs de taxes pour l'année 2000 (le prix du baril étant passé de 22 à 34\$).

1.2.2 En France :

En 1996, l'activité pétrolière concernait 116000 personnes (65% dans le stockage, le transport et le négoce, 25% dans le raffinage). La facture des importations d'hydrocarbures se montait à 67 milliards de francs. Les taxes sur les produits pétroliers ont rapporté 182 milliards de francs à l'Etat : elles représentaient en effet 80% du prix du supercarburant et du super sans plomb ainsi que 67% du prix de vente du gazole à la pompe.

La production française sur le territoire national était de 2,12 Mt. Ce chiffre est en baisse constante car égal à 3,35 en 1988. Les sites sont localisés dans le bassin parisien et en Aquitaine.

1.3 Sites de production off-shore mondiaux actuels

Le site le plus intensément exploité de la planète est le golfe du Mexique, qui comporte plus de 4000 plates-formes. Le succès le plus important en Europe est assurément en mer du Nord. Il est l'œuvre principalement de la Grande-Bretagne, ce qui lui assure son indépendance pétrolière (mais la production diminue), et de la Norvège (la production est passée de 94 Mt en 1981 à 107 Mt en 1992).

1.3.1 Atlantique :

1.3.1.1 Brésil :

La société Petrobras a été la première compagnie à mettre en évidence des champs géants en off-shore profond (plus de 200 m). Les gisements présentant cette particularité entrent pour 45% dans la production totale de pétrole du pays. Par exemple, la société citée ci-dessus a mis en exploitation le site de Marlim à 1024 m puis à 1700 m de profondeur.

1.3.1.2 Golfe du Mexique :

La production off-shore du golfe du Mexique est énorme : elle représente 90% de toute la production en mer des Etats-Unis. L'Etat de la Louisiane produit à lui seul 37 000 b/j (moyenne sur l'année 2000).

Il existe des sites de forage en eaux profondes à l'instar de Mensa (1600 m sous la surface). Ils présentent les mêmes caractéristiques géologiques que ceux de l'ouest de l'Afrique, du golfe de Guinée à l'Angola.

En mer des Caraïbes (Trinité et Tobago, Antilles néerlandaises) se trouvent de nombreuses plates-formes pétrolières.

1.3.1.3 Canada

Le bassin du Mackenzie et la mer de Beaufort renferment des réserves d'hydrocarbures estimées entre 585 millions et 1,44 milliards de barils pour le pétrole, entre 6,57 millions de Ft3 et 12,2 millions de Ft3 de gaz¹. Au total, 53 champs ont été découverts, dont certains sont déjà exploités (champ de pétrole d'Amauligak à 50 km des côtes de la mer de Beaufort, découvert en 1984).

1.3.1.4 Norvège :

Au début des années 80 commence la « norvégionisation » des activités off-shore au-delà du 62^{ème} parallèle au large des îles norvégiennes. Les sociétés nationales, Stat Oil, Norsk hydro et Saga petroleum se sont vu attribuer des blocs, au détriment des sociétés étrangères en joint venture² (Phillips petroleum, Elf, Fina, Agip, Esso).

1.3.1.5 Grande Bretagne (mer du Nord) :

La british national oil company a été créée en 1974. En 1981, 19 sites étaient en exploitation en mer du Nord pour le compte des compagnies anglaises. Forties est le site le plus productif : mis en exploitation en 1975, il produit 24 Mt par an. Les réserves prouvées en mer du Nord se montent à 1200 Mt. En 1991, un autre champ important de 92 Mt a été découvert au large de l'Ecosse et des îles Shetland.

1.3.1.6 Maroc :

Au milieu des années 90 a été découvert le gisement de Talsint. Les réserves étaient estimées à 35 années de consommation du pays. La société « Lone star energy », filiale de Skidmore (compagnie américaine), a obtenu 5 permis dont celui du site off-shore de Loukkos. Le Maroc a signé 15 contrats d'exploration dont le plus important avec Shell. Il s'agit d'un permis de 12000 km² environ, à hauteur du cap Spartel, en collaboration avec l'ONAREP³. Au total environ 80000 km² sont concernés depuis Safi jusqu'à Tarfaya et sur une vaste zone comprise entre Tanger et Rabat.

1.3.1.7 Nigeria

Important producteur de pétrole, le pays concentre son activité off-shore au large du delta du Niger.

1.3.1.8 Gabon

Dans ce pays existent des plates-formes pétrolières tout au long des côtes. La première source de revenu du pays représentait 15,3 Mt en 1999. Cependant, sauf découverte majeure, la production devrait chuter en 2003 vers 9 ou 10 Mt, faute d'investissements publics significatifs.

1.3.1.9 Congo

Sur le site de Pointe Noire se trouvent de nombreuses plates-formes off-shore. Le pétrole représente la majeure partie des revenus de l'Etat. Après le cessez-le-feu de décembre 1999, le pays retrouve des conditions favorables à l'économie. La croissance avoisine les 8,7% en 2000, en partie grâce à une excellente conjoncture pétrolière.

1.3.1.10 Angola

L'enclave de Cabinda, dans laquelle Totalfina est associée à la Sonangol pour 500 000 b/j envisagés, est le site le plus exploité du pays. Le 5 janvier 98, Elf découvrait un nouveau gisement de 500 millions de barils.

¹ Office national de l'énergie du Canada, Communiqué n°98/46 du 17 décembre 1998.

² Prise de participation

³ Office national de recherches et d'exploitations pétrolières du Maroc.

1.3.2 Pacifique :

1.3.2.1 Californie

La production des plates-formes au large de l'Etat représente 50 600 b/j (moyenne sur 2000).

1.3.2.2 Chine :

Depuis 1979, la Chine intéresse les grandes compagnies pétrolières : il existe en effet de nombreux gisements en mer de Chine méridionale et en mer Jaune, exploités notamment par Total et Japan national Oil. En 1985, un champ de 2 Mt pétrole a été découvert au large de Hainan. Dès lors, l'exploration étrangère a été autorisée dans 5 provinces littorales de Jiangsu à Guangxi.

1.3.3 Océan Indien :

1.3.3.1 Qatar :

A l'est de la péninsule, Qatar general petroleum corporation exploite de nombreux champs off-shore en joint venture.

1.3.3.2 Mer de l'Inde

L'exploration commence seulement dans cette zone prometteuse (voir en annexe 1 la carte des sociétés implantées dans la région).

1.3.4 Mer Caspienne

Cette mer recèle des richesses en hydrocarbures exceptionnelles. A titre d'exemple, onze compagnies ont signé « l'accord du siècle », parmi lesquelles BP, Exxon et Lukoil dans une organisation appelée AIOC⁴ pour exploiter trois champs off-shore en Azerbaïdjan pour un montant de 8 milliards de \$.

1.3.5 Arctique :

Région très prometteuse mais difficile d'accès, la Mer de Beaufort (Tuktoyaktuk) dans le Nord de l'Alaska intéresse les compagnies pétrolières.

En Mer de Barents, les gisements de Cook Inlet (Alaska) sont actuellement en cours d'exploration. Au total, l'off-shore de l'Alaska représentait 156 000 b/j en moyenne sur l'année 2000. La Mer de Barents est créditée de 5 milliards de TEP. Les principaux sites d'exploration sont : Ekofisk, Frigg, Statfjord et Heimdal.

1.4 Production mondiale

Le tableau ci-après indique le niveau et l'évolution récente (de 1998 à 1999) de la production de pétrole :

En 1999	Arabie Saoudite	USA	Russie
%	11,9	10,3	8,8
En Mt par an	412	369	304
En millions de b/j	8,6	7,8	6,2
Evolution par rapport à 1998	- 7 %	- 3,8 %	+ 0,1 %

En réalité, ces trois pays dominant le marché : l'Arabie Saoudite, les USA et la Russie.

Depuis 1985 (minimum), le Moyen Orient augmente régulièrement sa production. Il s'agit de faire face à une demande croissante des pays consommateurs.

Sur la période 1974 – 1999 : les Etats-Unis, l'Afrique et Asie Pacifique sont restés stables, soit parce que les gisements sont déjà plus anciens, soit faute d'être exploités.

⁴ Azerbaïdjan international operating company.

Depuis 1989, la Russie réduit régulièrement sa production (divisée par deux par rapport à 1987). Cette évolution est due en grande partie aux désordres économiques issus de la crise de 1990.

Autres producteurs importants :

Depuis 1994, l'Europe accroît sa production. N'étant pas autosuffisante, elle essaie de diminuer sa facture pétrolière, tirant la leçon des divers chocs pétroliers.

Depuis 1990, l'Amérique centrale et du sud augmentent leurs productions. Dans ce continent, de nouveaux sites ont été mis en exploitation.

Pays de l'OPEP⁵ :

En 1999, la production des pays de l'OPEP a chuté de 5,4%. Elle a ensuite été augmentée pour faire redescendre le cours du baril qui dépassait le 35\$ (voir le paragraphe sur les prix du pétrole).

Pétrole off-shore :

La production de pétrole en mer représentait 11% de la production mondiale en 1960 et environ 30% du total aujourd'hui. Il existe dans le monde plus de 35000 forages, 3000 structures fixes de forage et 800 gisements. Il est ainsi aisé de comprendre pourquoi toutes les compagnies pétrolières mondiales investissent dans ce domaine, à la fois pour obtenir de nouvelles concessions et les développer, mais aussi pour acquérir de nouvelles technologies avec l'espoir de forer toujours plus profondément pour atteindre de nouveaux gisements géants sous-marins.

1.5 Réserves mondiales

Dans cette partie, nous allons examiner l'importance des réserves off-shore dans le monde et plus particulièrement dans l'Union Européenne.

1.5.1 Quelques définitions

Les spécialistes distinguent les ressources, qui sont l'ensemble des volumes d'hydrocarbures identifiés, y compris ceux dont les géologues ne font que supposer l'existence, et les réserves au sens strict, qui les volumes des gisements connus avec certitude, et dont on sait que l'exploitation sera rentable. Mais cette rentabilité dépend du prix auquel il sera possible de vendre le pétrole extrait. Si les cours de l'or noir s'effondrent, les gisements les plus difficiles à exploiter ne seront plus rentables, le coût d'une éventuelle exploitation dépassant le prix de vente. Privées de ces volumes, les réserves vont diminuer d'autant, même si personne n'a commencé à exploiter ces gisements.

D'autre part, les réserves prouvées sont les quantités estimées de pétrole brut et de gaz naturel que les données techniques actuelles permettent d'estimer pouvoir être raisonnablement récupérables à partir de réservoirs connus et dans les conditions économiques et opérationnelles en vigueur.

1.5.2 Montant des réserves mondiales

1.5.2.1 Montant

En 1996, les réserves se montaient à 160 milliards de tonnes de pétrole. D'après les géologues, la majorité des réserves de pétrole et de gaz naturel ont été déjà découvertes. En 1997, 80% de la production de pétrole provenait de gisements découverts avant 1973. Dans les années 90, les compagnies ont découvert 1 milliard de tonnes par an. Les compagnies nationales détiennent le monopole des droits pétroliers dans les pays de l'OPEP et surestiment les réserves. Elles sont évaluées à 120 milliards de tonnes, plus 20 milliards restant à découvrir. Le pétrole déjà utilisé représente environ 110 milliards de tonnes.

⁵ Organisation des pays exportateurs de pétrole. Créée en 1961 à Caracas.

En 1999	Moyen Orient ⁶	Amérique centrale et du sud	Afrique
En milliards de barils	676	89	75

1.5.2.2 Localisation

1999	Pays OPEP						Pays non-OPEP		
	Arabie Saoudite	Eau	Koweït	Irak	Iran	Autres	OCDE	Ex-Urss	Autres
Milliards de barils	263,5	97,8	96,5	112,5	89,7	145,2	85,6	65,4	80,3
%	25,5	9,4	9,3	10,9	8,7	13,8	8,3	6,3	7,8

Durée des réserves :

Au rythme de la consommation mondiale prévue, les réserves sont estimées en 1999 de 80 à 100 ans, dont les $\frac{3}{4}$ appartiennent aux pays de l'OPEP.

Equilibre entre la consommation et les réserves :

La réserve totale, qui se montait à 92 milliards de tonnes en 1982, est passée à 136 milliards de tonnes en 1992. Le plafonnement actuel des réserves est du au fait de l'équilibre entre la consommation annuelle avec les découvertes de nouveaux gisements.

Variation des réserves :

Le taux d'exploitation au début des années 1990 était de 30%.

Les compagnies pétrolières orientent leurs recherches vers les nouveaux pétroles : huiles extra lourdes, sables, schistes bitumineux, off-shore profond et zones arctiques.

Pétrole off-shore :

Le pétrole off-shore représente 40 à 45% des réserves ultimes de pétrole soit 120 à 135 milliards de tonnes, sans compter les réserves en mer profonde (plus de 200 m) ni l'Arctique (évalué entre 50 et 100 milliards de tonnes).

1.6 Rapport réserves / production (R/P ratio)

Le R/P est représentatif du potentiel de survie des gisements pour l'avenir.

Dans le monde, il est de 40% grâce à la hausse de la production mondiale et la stabilité des réserves, mais il est beaucoup plus important qu'il y a 20 années en raison des ressources trouvées au Moyen Orient.

R/P Elevés : plus de 30% pour le Moyen Orient (aux alentours de 90%) et l'Amérique centrale et du sud (environ 40%).

R/P Faibles : moins de 20% pour l'Europe (environ 10%), Amérique du nord (15%) et Asie Pacifique (18%).

2 Sociétés pétrolières mondiales

Sur la scène de la politique pétrolière mondiale, trois acteurs coexistent : les compagnies internationales, les pays consommateurs et les pays producteurs du Sud. Nous allons étudier les acteurs qui dominent le marché pétrolier mondial, leurs poids respectifs et leurs moyens de pression pour influencer le marché. Ensuite, nous verrons quel est le degré d'imbrication des sociétés pétrolières avec les Etats et le poids relatif des multinationales entre elles.

2.1 Multinationales

Les premières multinationales sont apparues dans le domaine du pétrole au début du XXème siècle : Shell (Royal Dutch), BP (British petroleum 1909), Texaco Inc , Elf Aquitaine (1945). Il existait alors huit compagnies internationales, représentant 50% de la production : cinq d'entre elles étaient américaines (Exxon corporation, Texaco, Gulf Oil Corporation, Standard

⁶ Dont Arabie Saoudite 25,5%, Irak 10,9% et EAU 9,4%.

Oil of California – Chevron, Mobil Oil Corporation), trois compagnies européennes, parmi lesquelles une anglo-néerlandaise (Royal Dutch Shell), une anglaise (British Petroleum) et une française (Total). Ces compagnies ont tenté de diversifier leurs activités : le résultat fut décevant sauf en ce qui concerne la pétrochimie. Elles ont développé ensuite de nouvelles technologies pour retrouver leur métier de base : la sismique 3D et le forage horizontal.

Dans les années 50 et 60, les majors ont été amenées à développer une politique originale pour pouvoir exercer leurs activités. Condamnées à investir massivement en raison des aléas de l'exploration, elles eurent à faire face à la paralysie engendrée par les guerres, voire des nationalisations. Elles se structurèrent verticalement pour répartir les risques et réaliser un profit maximal : exploration, développement, production, transport, raffinage, distribution. Aux Etats-Unis, les risques de voir l'administration les accuser de menacer le libre jeu du marché a imposé l'internationalisation des compagnies nationales et le développement de leurs activités à l'étranger. Une autre conséquence a été la recherche de sources toujours plus nombreuses et plus sûres même à un coût important (Alaska et mer du Nord). En 1911, le « Sherman Act » impose à Rockefeller le démantèlement de son empire de la Standard Oil. Celle-ci se scinde en de nombreuses entreprises de taille plus modeste : la Standard Oil of New Jersey (future Exxon) qui prendra 50% des actifs, la Standard Oil of New York (qui deviendra Mobil) et la Standard of California (Chevron). Ces trois compagnies, freinées sur le marché américain se sont alors lancées à la conquête du monde, avec leurs rivaux Texaco et Gulf Oil. S'engage alors une bataille entre elles et leurs homologues européens Shell et BP (Anglo persian Oil), qui contrôlent déjà une grande partie des champs pétrolifères du Moyen-Orient. Grâce à l'aide du département d'Etat, les pétroliers américains mettent un pied dans cette région après la première guerre mondiale. La mise en place d'une « paix pétrolière » par le traité d'Achnacarry en 1928 entre Shell, Anglo-persian et la Standard Oil of New Jersey a instauré une domination concertée du marché mondial. Après la seconde guerre mondiale, les pratiques du cartel éclatent au grand jour. Mais le contrôle du marché demeure efficace et se monte à 80% des exportations mondiales de pétrole en 1970. Cela n'a pas empêché les attaques anti-trust d'être perpétrées : en 1952 par la Federal trust commission, par Enrico Mattei⁷ contre le monopole au Moyen Orient ou par les pays producteurs du Tiers Monde. En 1970, 30% de la production du Moyen Orient était réalisée par des sociétés émanant des majors.

Puissance financière : en 1970, la Standard Oil of New Jersey avait un chiffre d'affaire égal à la moitié du budget de la France. Avec l'élimination des pays socialistes et le déclin des pays du Tiers Monde, ces grandes compagnies ont gagné en importance, principalement aux Etats-Unis, au Japon et en Europe. En 1971, les majors contrôlaient 60% de la production mondiale. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 ont bouleversé la scène internationale, voyant le rôle de l'OPEP passer au premier plan. Le plafonnement actuel des ressources oblige les grandes compagnies à se diversifier à nouveau dans les secteurs de l'énergie (nucléaire, charbon), minier (nickel et chrome) voire industriel. La reprise économique actuelle implique une forte demande en hydrocarbures. Les compagnies pétrolières engrangent des bénéfiques records. Cette augmentation des prix est également le fait de la baisse de production des pays de l'OPEP.

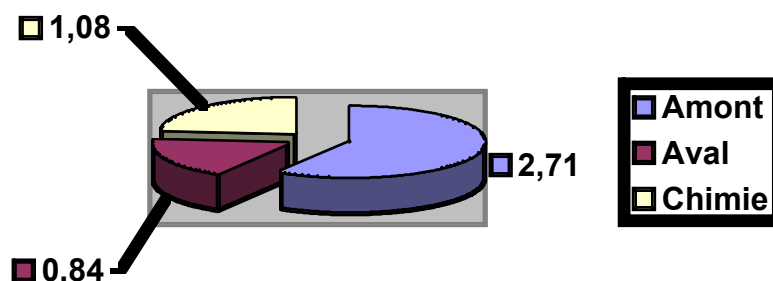
2.2 Principales sociétés pétrolières dans le monde

2.2.1 Principal groupe français :

La société Total a racheté Pétrofinas et a fusionné avec Elf récemment. Elle est aujourd'hui la première entreprise française en terme de chiffre d'affaires.

⁷ Créateur de l'ENI, la compagnie d'Etat italienne.

Part de l'activité de TotalfinaElf en 1999 (en millions d'Euros)

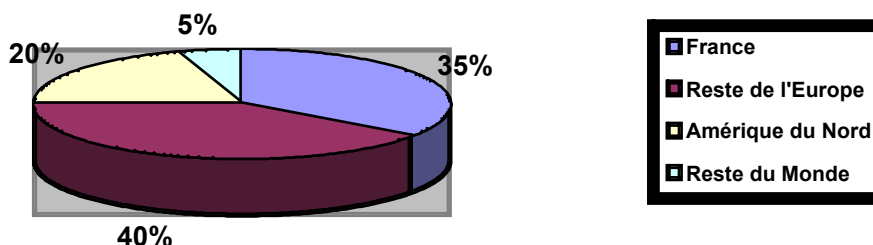


L'amont représente l'exploration et le développement. Il est le secteur le plus gourmand en terme d'investissement. Le chiffre d'affaire est certes impressionnant, mais la société est fortement endettée. Elle est cependant actuellement en plein essor.

En 1999, le chiffre d'affaires de Totalfina Elf était de 42 milliards d'Euros, en nette augmentation depuis l'année précédente (35 milliards d'Euros). En revanche, la dette nette par rapport aux fonds propres était de 47%, en augmentation sensible depuis 1998 (37%). Les investissements bruts sont constants sur ces deux dernières années : 4,95 milliards d'Euros. La production d'hydrocarbures liquides est également en augmentation pour atteindre 718 000 b/j, contre 703 000 en 1998.

L'actionnariat est assez impersonnel. Il est composé de 493 000 individuels sur 518 000 titres détenus. Aucun actionnaire ne détient plus de 5% des droits de vote⁸.

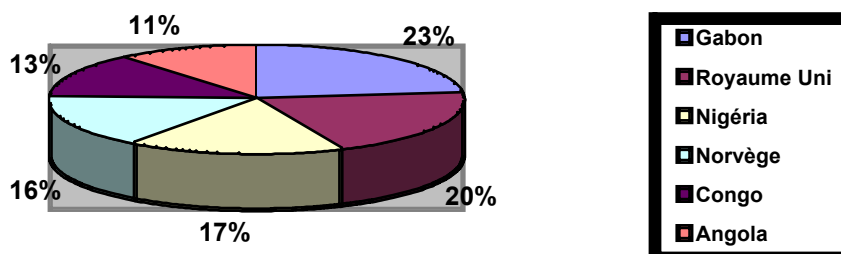
Répartition des actionnaires de Totalfina Elf en 1999



Il en ressort que Totalfina Elf reste une compagnie profondément enracinée dans le paysage industriel français. D'ailleurs le PDG est lui aussi un compatriote, M. DEMAREST.

La société est présente partout dans le monde. La stratégie de développement du secteur amont est résolument mondiale.

Localisation de la production d'Elf en 1996



⁸ Loi du 24 juillet 1966 sur les sociétés commerciales.

2.2.1.1 Réserves de pétrole et de gaz naturel :

En Mbep	1997	1998	1999	99 / 98 (prouvées)
Moyen-Orient	2316	2409	2131	+11,6%
Hors Moyen-Orient	3389	3567	4125	+54,3%
Total	5705	5976	6256	+23,1%

Les réserves totales du groupe ont cru de 4,7% en 1999, pour atteindre un total de 6,3 milliards de bep. La part du groupe dans les réserves de pétrole brut de toutes ses sociétés affiliées du Moyen-Orient se monte globalement à 1816 millions de barils en 1999, 2106 en 1998 et 2014 en 1997.

2.2.1.2 Réserves liquides en hydrocarbures prouvées :

En millions de barils	1997	1998	1999
Réserves	965	1074	1373
Acquisition de réserves en terre	0,1	0,2	650
Europe	234	249	694
Amérique du nord	13	13	12
Extrême-Orient	113	125	103
Reste du monde*	713	999	1472

* Y compris les sociétés affiliées du Moyen-Orient.

Ce tableau prouve que Totalfina porte son effort tous azimuts, essayant de conquérir des parts de marché partout. Seule l'activité en Amérique du nord semble fléchir.

2.2.1.3 Secteur amont :

Les réserves représentent plus de 15 années de production au rythme de l'année 1999. Le secteur représente près de 60% des investissements totaux. Le coût technique des filiales consolidées est inférieur à 8\$ / bep et celui des renouvellement des réserves est de moins de 4\$ / bep. Les succès récents du secteur de l'exploration se situent en Amérique du sud, en Afrique, en Asie du sud-est et dans le bassin prometteur du Golfe du Mexique (off-shore profond). En 1999, de nombreux nouveaux champs ont été mis en production : en Norvège, Algérie, Libye, Angola, Congo, Iran, Indonésie, Venezuela. Par ailleurs, la société détient des parts de participation dans de nombreux permis. Totalfina Elf détient un portefeuille de projets exceptionnel, diversifié dans la plupart des bassins pétroliers majeurs. Des réussites technologiques permettent d'envisager l'avenir avec sérénité, notamment dans le domaine off-shore : campagne sismique géante en eau profonde au Gabon, pompage polyphasique à Dunbar (mer du Nord).

2.2.1.4 Totalfina Elf (off-shore) dans le monde :

2.2.1.4.1 Moyen-Orient :

La production a augmenté de 2,2% en 1999 malgré les quotas de l'OPEP, avec la montée en puissance du champ Sirri E en Iran. Cette région du monde représente 29% de la production et 34% des réserves du groupe.

2.2.1.4.2 Europe :

En mer du Nord, la plate-forme britannique d'Alwyn, dans laquelle Total possède 33% de participation en tant qu'opérateur, est l'objet de mise en application de nouvelles technologies : pompage polyphasique de Dunbar, augmentation de la capacité de compression basse pression et de la capacité de traitement / export de gaz (+30%), début d'injection de gaz miscible pour récupération tertiaire d'huile des réservoirs Brent. Par ailleurs, le champ d'huile de Mallard (Total 24%) démarrait début 1999. En Norvège, le projet Asgard dans l'Altenbarken consiste en la mise en production du champ d'huile de Smorbukk en mai 99. Le champ Ekofisk II est également une grande réussite, dans laquelle Total est présent à hauteur de 32% de participation. Au Pays-Bas, deux nouveaux champs ont été découverts : L4G et K5/FW. D'autre part, trois champs ont démarré en 1999 : K6GT en mars (Total 19%), D15-FA en mai (Total 8%) et L4PN (pôle du Nord).

2.2.1.4.3 Asie :

En Indonésie, Total développe le champ de Ma Hakam (à 50%) en Est Kalimantan (gaz naturel), a mis en production deux plates-formes off-shore à Peciko à la fin de 1999 (une troisième est prévue en 2001) et construit trois plates-formes supplémentaires à Tunu. Dans ce pays existe un fort potentiel d'accroissement de la production de gaz. En Thaïlande, la société détient 33% de participation à Bongkot (gaz) et est l'opérateur du champ PTT-EP depuis mai 1998. A Myanmar, Total possède le champ de Yadona. Au Pakistan, s'est ouvert un champ d'exploration de 7500 km² en eau profonde (Total 95%) en mer d'Oman.

2.2.1.4.4 Amérique latine :

Elf pense que les besoins énergétiques du Mercosur vont faire croître la demande dans toute l'Amérique du sud. D'ailleurs, Total Austral existe depuis plus de 20 ans. En Argentine, le gisement d'huile d'Argo off-shore en Terre de Feu (Total 37,5%) a été mis en production en 1999. Le champ d'huile en mer d'Hidra a été exploré. Au Venezuela, la compagnie a obtenu le permis de Jusepin.

2.2.1.4.5 Reste du Monde :

En Algérie, Total est présent dans le champ d'Hamra. En Angola, le champ de Kuito (Total 20%) a été mis en production en décembre 1999 (bloc 14) et le bloc 17 est en phase d'exploration (Total 5%). Les champs de Girassol et de Datia sont en étude de développement. Au Gabon, Total possède des gisements off-shore profond (Astrid et Anton) où le traitement et l'interprétation sismiques 3D sont en cours. Au Nigeria, la compagnie procède au forage du premier puits d'exploration AKPO1, qui a démarré fin novembre 1999 sur un permis en eaux profondes OPL246 (Total 24%). Au Congo, la société participe à deux permis en eaux profondes MPS et MPN (3500 et 3800 km²) pour une profondeur de 1000 à 2000 m à 120 km des côtes. Le premier forage MPS a eu lieu en 1999 à Muhanga. Au Yémen, la compagnie s'intéresse aux champs de Kharir et de Jannah. Au Kazakhstan, la mer Caspienne est le site d'un accord de partage avec la société opératrice OKIOC, pour une participation à hauteur de 14% et un premier forage en 1999 (Est du pays). L'Azerbaïdjan retient l'attention de Total. En effet, les réserves sont estimées entre 100 et 200 milliards de bep. Aux Etats-Unis, la société est à l'origine de la découverte des champs de Morgus (huile) et de Camden Hills (gaz) en 1999, dans le Golfe du Mexique. Total détient des intérêts dans 87 permis off-shore, renforçant sa présence dans cette région prometteuse.

2.2.1.5 Chiffre d'affaire : Voir le récapitulatif en annexe 2.

2.2.1.6 La stratégie du groupe pour rester compétitif:

La fusion de Total avec Pétrofina puis avec Elf a permis de concrétiser des objectifs de synergie, qui devraient porter le chiffre d'affaire à 2,35 milliards d'Euros par an avant impôt après 2003. Le maintien de coût de découverte sous la barre des 1\$ / bep est impératif dans la course à la rentabilité avec les autres compagnies multinationales. L'objectif de Total Elf est d'atteindre des coûts d'exploration / production sous les 6,5\$ par an d'ici 2003. Ceci sera du domaine du possible dès que la production aura une croissance de 6% par an, ce qui est

prévu à l'horizon 2002, et que la production aura atteint 2,8 millions de bep par jour à priori en 2005. Autres stratégies envisagées pour être plus compétitif : la diminution du ratio d'endettement à moins de 40% et le rachat d'actions du groupe à hauteur de 30%.

Une croissance de l'amont plus rapide que la moyenne de l'industrie, un programme d'investissement soutenu et un fort potentiel d'amélioration de la performance devrait permettre à Totalfina Elf de doubler en quatre ans le résultat net pro forma de 1999.

2.2.1.7 Avancées dans l'offshore de Totalfina Elf :

2.2.1.7.1 Grands fonds :

Ces zones sont en général peu exploitées, comme l'Arctique du reste. Pourtant le potentiel de découverte est considérable. Total a donc créé le club WADO (West Africa deep waters operators) avec BP, Shell et Stat Oil. Le but est d'optimiser les technologies sous-marines dans le golfe de Guinée où le potentiel d'exploration atteint 10 milliards de barils.

2.2.1.7.2 Puits haute pression et haute température :

Ces technologies ont été développées très tôt, dans les années cinquante, lors de l'exploitation du gisement de Lacq en France. Puis elles ont été étendues à Brunei, au Nigeria, au golfe du Mexique et en mer du Nord (puits d'Elgin Franklin qui présente un potentiel insoupçonné). Le défi consiste à forer à meilleur coût des puits capables de produire sans interruption.

2.2.1.7.3 Pompage polyphasique :

Développée sur la plate-forme de Dunbar en mer du Nord (à deux km au nord d'Alwyn), cette technique consiste à transporter l'effluent, constitué d'eau, de pétrole et de gaz mélangés, de la tête de puits jusqu'à un centre de traitement sans les séparer. Il a quinze ans, Total, Stat Oil et l'IFP⁹ se lançaient dans le projet Poséidon, qui a abouti à la construction d'un prototype de pompe polyphasique. Grâce à cette avancée technologique, il était désormais possible :

- de rendre la production des zones marginales rentable,
- de rendre accessibles les réserves ultimes,
- de récupérer le gaz habituellement torché.

Mise en œuvre à terre et en off-shore, elle devrait être appliquée dans l'avenir directement sur les têtes de puits sous-marines. Elle permet de diminuer de 30% les investissements nécessaires et allonge la durée d'exploitation des gisements.

2.2.2 Principaux groupes américains

2.2.2.1 Exxon mobil :

Exxon occupe incontestablement la première place pour la production dans le monde. Elle est présente dans tous les bassins importants du globe : l'ouest de l'Afrique, la mer Caspienne, l'Amérique du sud, l'est du Canada, le Moyen-Orient. Organisée en cinq départements (exploration, développement, production, gaz marketing et recherche), sa ressource est estimée en 1998 à 70 milliards de barils.

2.2.2.1.1 Secteur amont d'Exxon :

Les réserves prouvées sont de 21 milliards de bep soit environ treize années de production. Les réserves non prouvées avoisineraient les 48 milliards de bep. La compagnie est implantée dans 48 pays et possède 120 millions d'acres non encore développés. En 1998, elle a produit 1,7 milliards de bep avec un coût d'exploration à moins de 1\$ le baril. Exxon compte se développer dans encore 15 pays, ce qui représente 32 projets. Elle s'intéresse surtout au pétrole lourd du Venezuela, à l'off-shore profond dans le Golfe du Mexique, en Afrique de l'ouest, en Indonésie et au Qatar (GNL¹⁰). Le budget consacré à ces projets est de 35 milliards de \$. Concernant la production, Exxon atteint 4,5 millions de b/j en 1998. Les principaux sites

⁹ Institut français du pétrole

¹⁰ Gaz naturel liquéfié.

de production sont dans l'ouest du Texas, en Afrique de l'ouest, en Australie et en Alaska. L'investissement total était de 5 milliards de \$ dans ce secteur pour cette année-là.

2.2.2.1.2 Exxon (off-shore) dans le monde

2.2.2.1.2.1 Mer du Nord :

Implantée depuis 1971, la compagnie s'est alliée avec BP, Shell, Amoco et Texaco pour l'exploitation des concessions, de la taille respectable de 210 à 240 km². Ces permis sont géographiquement dispersés partout en mer du Nord. Exxon s'intéresse beaucoup à cette région puisqu'elle a déjà investi 18 milliards de £ entre 1969 et fin 1998. En 1998, la compagnie a injecté 650 millions de £ dans l'exploration et la production de 30 gisements (champs d'huile) et de 20 sites de production de gaz. Pour le développement technologie off-shore, Exxon a dépensé 1,3 milliard de £ depuis 1994, afin d'augmenter la durée de vie des gisements.

2.2.2.1.3 Rapport annuel de 1998 d'Exxon :

Voir le tableau de comparaison des sociétés pétrolières (annexe 2).

2.2.2.2 Texaco :

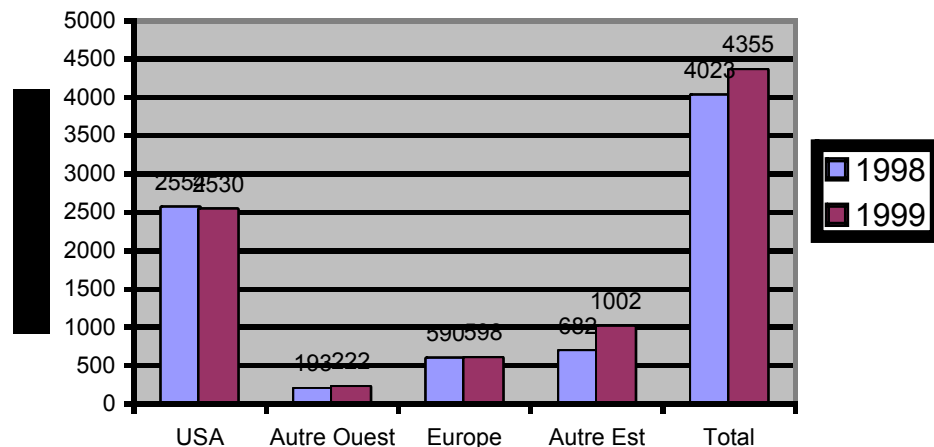
2.2.2.2.1 Secteur amont de Texaco :

Texaco, comme ses concurrents, a pour stratégie de s'implanter sur tout le globe. Néanmoins, elle a tourné son secteur amont essentiellement vers les Etats-Unis, le Moyen-Orient et le Pacifique. Ses principaux programmes d'exploration sont situés dans le Golfe du Mexique (off-shore profond), l'Amérique latine et l'Afrique de l'ouest. Le groupe explore 25 pays et produit dans 13 pays. La compagnie investit aussi dans la recherche et développe de nouvelles technologies : les cellules à pétrole, les batteries améliorées et le stockage à hydrogène.

2.2.2.2.2 Répartition géographique des réserves

Les réserves de pétrole et de gaz se répartissaient fin 1999 de la façon suivante :

Répartition géographique des réserves de Texaco



2.2.2.2.3 Rapport financier 1999

Texaco fait partie des majors, multinationale de premier rang. Le bilan financier est présenté en annexe 2. Le total des revenus est de 35,7 milliards de \$, pour des charges de 33,9 milliards de \$, ce qui dégage un revenu net de 1117 millions de \$. Le secteur amont est ciblé sur les USA, même si le montant des dépenses dans cette région a été divisé par deux par rapport à 1998. L'Europe a vu également une baisse de 50% de ce type de dépense. Globalement, Texaco réduit ses dépenses d'exploration et de développement de nouveaux sites. Le bep revient bien plus cher à produire aux USA et en Europe, comme c'est le cas pour

les autres compagnies pétrolières. C'est la raison pour laquelle la compagnie cherche à se positionner sur de nouveaux marchés. Notons également que les coûts de production du gaz sont en nette diminution, ce qui explique la montée en puissance de cette énergie fossile.

2.2.2.2.4 Texaco (off-shore) dans le monde

2.2.2.2.4.1 Nigeria

Six champs sont en exploitation à Bayelso State pour une production de 70000 b/j. Deux projets sont à l'étude : Anyala et Madu. Texaco travaille en joint venture avec NNPC (Nigeria nation petroleum company) selon les implications suivantes : Texaco (TOPCON) 20% , Chevron 20%, NNPC 60%.

Dans ce pays, Texaco s'intéresse à l'off-shore profond depuis 1995. En 1999, la compagnie acquiert les blocs 213 à 218 à Agabami, situés à 130 km au large du delta du Niger. C'est un champ géant estimé à un milliard de bep. Texaco est impliqué à hauteur de 50% dans ce projet extrêmement prometteur. Un autre champ est à l'étude à 90 km à l'est : Nnwa.

2.2.2.2.4.2 Kazakhstan

Texaco est dans ce pays depuis 1997 et travaille avec Agip / Eni (Italie), BG international et Lukoil (Russie). Là elle développe un des plus grand champ du monde en termes de réserves, Karachaganak, estimé à 1,2 milliards de barils de pétrole et 1,35 milliards de Ft3 de gaz et situé à 16 km de la ville d'Aksai. Autre projet, né en 1998, au nord de Buzachi (Texaco 65%) en mer Caspienne, pour environ 1,5 à 2 milliards de barils.

2.2.2.2.4.3 Philippines

En 1999, la compagnie acquiert 45% des parts de Shell à Malampaya (off-shore profond), site crédité de 3 trillions de Ft3 de gaz naturel.

2.2.2.2.4.4 Brésil

Dans ce pays, Texaco a des accords avec la compagnie nationale Pétrobras, depuis 1999 :

- 50% dans le bassin de Campos, qui représente à lui seul 70% de la production totale du Brésil en 1999,
- 20% dans le bassin de Santos avec Shell également en 1999,
- 32% dans le bassin d'Espirito Santo en 2000.

2.2.2.2.4.5 Venezuela

Texaco est impliqué dans un des quatre plus grands projets de la rivière Orénoque, Hamaca, qui représente une réserve d'un trillion de barils de pétrole, soit 190000 b/j pendant 35 années d'exploitation. Il serait réalisé en coopération avec la société nationale PDVSA selon la répartition suivante : Texaco 30%, PDVSA 30% et Philipps 40% (USA).

2.2.2.2.4.6 Golfe du Mexique

Le golfe du Mexique est l'une des régions clés de l'off-shore mondial. Dans cette zone, Texaco détient l'une des plus grandes surfaces avec les champs de Gémini et Pétronivo. Le problème technologique qui s'opposait jusqu'ici au démarrage de l'exploitation est désormais résolu. Il s'agissait de descendre à 2400m sous la mer et forer à plus de 7500m.

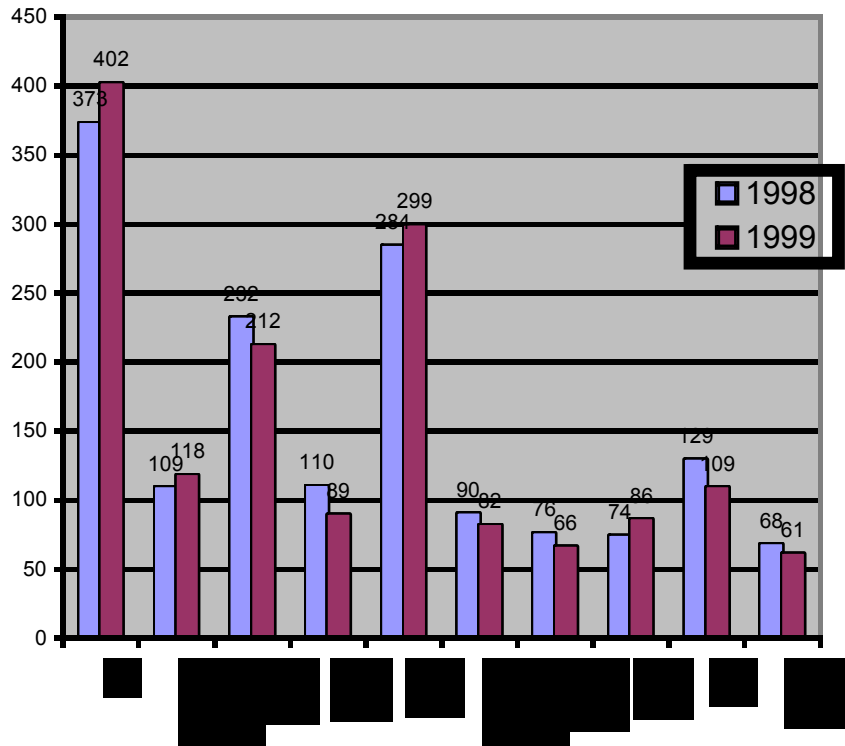
2.2.3 Groupes anglais

2.2.3.1 *Royal Dutch Shell :*

Royal Dutch Shell est une compagnie anglo-néerlandaise, qui était la seconde entreprise mondiale (d'après les actifs à l'étranger) en 1996 derrière Général Electric. A la suite de la fusion d'Exxon et de Mobil, elle a rétrogradé à la seconde place des compagnies pétrolières mondiales.

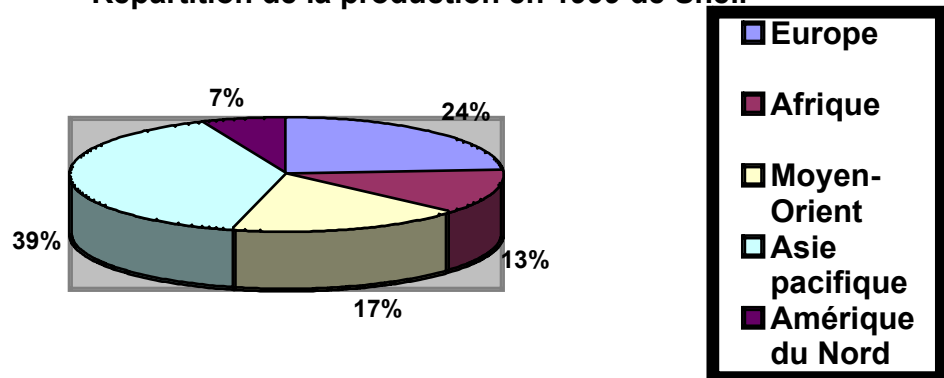
La répartition de la production dans le monde est présentée dans le graphique ci-après :

Répartition géographique de la production d'huile de Shell en 1998 et 1999



Si l'on inspecte de façon macroscopique la répartition géographique de la production de Shell, il est clair que cette entreprise a une stratégie de développement mondiale, mais une bonne partie de la production (un quart) est concentrée en Europe et principalement en mer du Nord. La compagnie renforce d'ailleurs sa position dans cette région, car l'augmentation de 1998 à 1999 atteint 5%.

Répartition de la production en 1999 de Shell



2.2.3.2 *British Petroleum (BP)*

Compagnie pétrolière de premier rang, BP s'est tournée vers le secteur de l'off-shore dès le début de l'exploration de la mer du Nord. Actuellement, la société est implantée dans tous les bassins où l'on cherche ou exploite les hydrocarbures en mer.

2.2.3.2.1 En mer du Nord

BP est le premier producteur de la mer du Nord (25%), détenant 20% de la production d'huile et 13% de la production de gaz. Le défi désormais est d'allonger la durée de vie des champs. Parallèlement, BP développe de petits gisements et porte l'accent sur la recherche de nouvelles technologies. Par exemple, elle a lancé le champ expérimental de Magnus EOR (enhanced oil recovery). En tout, BP a investi 650 millions de £ par an sur une période de 10 années.

2.2.3.2.2 Golfe du Mexique

La compagnie a réalisé les 4 plus grandes découvertes en eau profonde : Holstein, Atlantis, Mad dog et Sud golf recèlent 600 millions de bep de réserves. Un autre gisement d'un milliard de bep est en cours de développement à 2000m sous la mer (Crazy horse).

2.2.3.2.3 Alaska

Très active dans ces mers inhospitalières, BP développe de nombreux champs au Nord de l'Etat : Mine point, Northstar, Sag delta North, Flaxman et Liberty.

2.2.3.2.4 Angola

Au large des côtes d'Angola, BP pratique l'off-shore profond avec 18 champs en production. Actuellement, les blocs 18 et 31 sont en phase d'exploration.

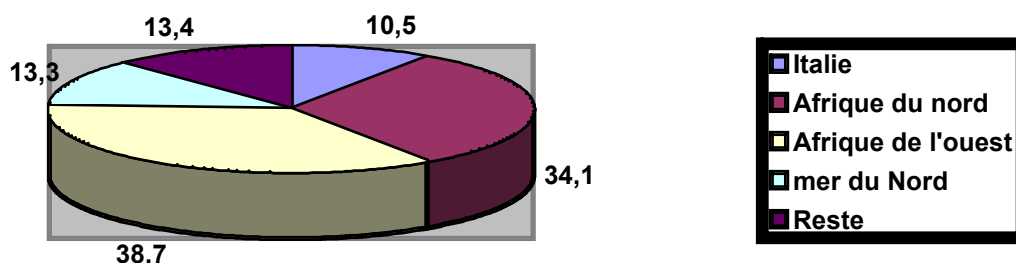
2.2.3.2.5 Egypte

Depuis 1963, la compagnie pratique l'off-shore dans le golfe de Suez. Depuis le début des années soixante, BP a investi 8 milliards de \$ et produit 4 milliards de barils d'huile. Depuis 1993, la société exploite des gisements de gaz dans le delta du Nil.

2.2.4 Principal groupe italien

Leader de l'industrie pétrolière italienne, la compagnie ENI possède une solide expérience dans le pétrole off-shore profond en Afrique du nord et de l'ouest, dans la mer du Nord et le golfe du Mexique. Elle se développe actuellement en mer Caspienne et en Amérique latine. Elle surtout implantée en Italie, mais exploite des gisements off-shore également au Nigeria, au Congo, en Angola, en Egypte, en Libye et en Norvège. Ses réserves représentent 14 années d'index de durée de vie moyenne.

Répartition de la production d'ENI en 1999 (Mbep)



2.3 Prise de contrôle par les sociétés nationales des pays producteurs

De 1970 à 1990, les pays de l'OPEP ont opéré une prise de contrôle des réserves nationales. Les compagnies nationales ont pris un poids considérable dans les réserves et la production pétrolières mondiales.

Le début des nationalisations se situe en 1938 au Mexique, en 1951 en Iran et en 1961 en Irak. L'objectif étant d'abolir certains privilèges, cette forme de révolte des pays producteurs contre les majors s'est révélée assez infructueuse. Ainsi, pendant la crise de 1970-1971, le Tiers Monde s'oppose aux grandes compagnies pétrolières. L'OPEP affirme alors sa puissance. En effet, à cette époque, dix pays membres contrôlent 85% de la production.

La seconde étape est constituée de paiement de royalties : jusqu'en 1970, 12,5% des recettes étaient payés par les compagnies aux pays producteurs. A partir de 1964, ce prélèvement ne s'appliquait plus sur le prix pratiqué mais sur des bases plus élevées, s'ajoutant même à l'impôt sur les sociétés. En tout, ceci représentait 8 milliards de \$ versés aux pays de l'OPEP en 1970. En 1974 les royalties passent de 12,5% à 20%. Le taux de l'impôt sur les bénéfices passe quant à lui à 85%.

Finalement, la mainmise sur les ressources pétrolières par les pays producteurs de l'OPEP s'est opérée selon trois méthodes :

- Par des expropriations (annulation des concessions) : Algérie, Libye, Irak,
- Par la prise de participation (Koweït Oil, Nigerian Oil company), encore appelée « Joint Venture » de 25% en 1973 à 51% en 1983 (exemple : Nigeria 55%, autres compagnies 22,5% : Shell, Agip, BP,...),
- Par la mise en production des gisements encore inexploités en association avec de grandes compagnies, qui ont le rôle d'opérateur, sous le contrôle de la nation hôte.

Les grandes compagnies multinationales ne détiennent aujourd'hui pas plus de 2% chacune de la production mondiale. Les principaux producteurs sont les compagnies nationales comme Aramco en Arabie Saoudite ou Nioc en Iran. Certaines ont atteint des tailles énormes, comme le confirme le Rapport des investissements 1998 de la CNUCED¹¹. Elles sont quatre à figurer parmi les 25 compagnies qui investissent le plus à l'étranger en 1996 :

- Petroleos de Venezuela avec un capital total de 45,4 milliards de \$,
- Petrobras au Brésil avec 33,3 milliards de \$,
- Petrolian nasional Berhad en Malaisie avec 23,2 milliard de \$,
- et YPF S.A. en Argentine avec 12,1 milliards de \$.

2.4 Accroissement du pouvoir des multinationales par fusion

Les récents phénomènes de fusion entre différentes compagnies multinationales ont renforcé encore le pouvoir qu'elles détenaient. Chevron a absorbé Gulf Oil, Exxon a fusionné avec Mobil (en août 1998, chiffre d'affaires de près de 1000 milliards de francs), reconstituant ainsi l'empire de John Rockefeller, BP s'est allié avec Amoco et Arco (octobre 1998), enfin Total a racheté Pétrofina et Elf (1999 et 2000). Ce mouvement n'est pas terminé, les sociétés cherchant à reconstituer des rentes de monopole sur des marchés qui échappent au contrôle américain et européen de la concurrence. L'autre objectif est de peser plus lourd face aux pays producteurs afin notamment d'obtenir de plus vastes champs à exploiter, surtout au Moyen-Orient et en Amérique du Sud.

2.5 Puissance relative des sociétés multinationales

Le tableau fourni en annexe 2 fournit les données brutes relatives aux multinationales du pétrole. La difficulté pour les classer réside dans le choix des critères : faut-il privilégier le montant des réserves ou la production ? Le chiffre d'affaires ou les bénéfices ?

Il ressort de cette étude que les multinationales américaines dominent le marché mais que l'Union Européenne dispose d'outils puissants avec BP-Amoco, Shell, Totalfina Elf et ENI .

Conclusions de la première partie :

Les réserves off-shore sont énormes et finalement peu exploitées. Les compagnies pétrolières sont en pleine expansion avec l'ouverture des domaines miniers de nombreux pays producteurs. Les principales sociétés multinationales sont implantées dans pratiquement toutes les zones recelant des hydrocarbures dans le monde. Les compagnies américaines sont les plus importantes, mais l'Union Européenne possède aussi quelques « majors ».

¹¹ CNUCED : Conférence des Nations Unies pour le commerce et le développement.

DEUXIEME PARTIE :

LE PETROLE OFF-SHORE OBJET DE TOUTES LES CONVOITISES

3 Le pétrole off-shore

L'aspect technique particulier de l'exploration / production est important dans la mesure où il constitue une difficulté supplémentaire par rapport au pétrole terrestre. D'ailleurs, son coût influence le cours du baril. Seules certaines compagnies détiennent la technologie, le savoir-faire et sont capables d'investissements lourds pour l'exploration du pétrole off-shore.

3.1 Exploration

Schématiquement, l'exploration s'organise selon le phasage suivant : reconnaissance générale, études géologiques et géophysiques, exploration proprement dite, surveillance géologique des sondages, études géologiques et diagraphiques des sondages, opérations sur le chantier et traitement des déblais. Le but est de rechercher des pièges à pétrole. En amont, il faut localiser des bassins sédimentaires, en étudiant des images satellites ou des photographies aériennes. Puis on procède à l'examen des affleurements et on analyse la roche en laboratoire. La prospection géophysique utilise des techniques de pointe : magnétisme, résistivité, potentiel électrique des roches, intensité de la pesanteur, trajet des ondes de chocs (sismique). 60% des dépenses de la campagne sont englouties dans la prospection, 5% pour l'étude géologique et 15% pour l'étude géophysique. Un seul puits sur 7 est productif. Il y a seulement dix années, il fallait forer dix fois pour trouver un seul gisement. Pour qu'un gisement soit rentable, deux paramètres entrent principalement en ligne de compte : le volume de la réserve et la situation géographique.

3.2 Aspect technique de l'exploitation

3.2.1 Nouvelles techniques de forage

Issues d'années de recherche, elles autorisent l'exploitation aux profondeurs élevées, permettent le durcissement contre les tempêtes et un éloignement accru des côtes. Les plates-formes de forage sont aujourd'hui mobiles, ce qui représente une amélioration sensible par rapport aux plates-formes autoélevatrices et aux navires de forage à ancrage funiculaire. En 1962 naissait la première plate-forme semi-submersible. Dans les années 70 apparut le premier bateau de forage pétrolier à positionnement dynamique en mer profonde (à des fins d'exploration).

3.2.2 Progrès de l'exploitation

Dans 98% des cas les plates-formes sont fixes. Leur taille dépend de la profondeur de forage : de moins de 500 tonnes dans quelques dizaines de mètres d'eau à plus de 50000 tonnes pour 300 m dans les mers faciles (exemple : Golfe du Mexique), voire 200 m dans les eaux agitées (exemple : Mer du Nord). Les progrès de mise en exploitation concernent le développement des gisements dits « marginaux », c'est-à-dire utilisant une technique moins coûteuse que les plates-formes fixes, en utilisant des têtes sous-marines de production reliées à des supports de traitement flottants ou des forages sous-marins automatiques à télécommande.

3.2.3 Réhabilitation des gisements anciens

Après quelques années d'exploitation, on constate une baisse de pression et une augmentation de la production d'eau. Le gisement s'épuise. Les techniques de sismique 3D et de stratigraphie séquentielle permettent d'obtenir de meilleures caractéristiques des sous-sols. Par la simulation, il est désormais possible de gérer de manière fine les champs et d'améliorer ainsi les méthodes de récupération tertiaires.

3.2.4 Plongée sous-marine

Elle est possible jusqu'à 650 m dans l'état actuel des techniques. On utilise des mélanges de respiration hydrogénés.

3.3 Coût et rentabilité de son exploitation

3.3.1 Investissements importants et risques

Le coût moyen d'un forage en mer est de 50 MF. Le développement du gisement de Frigg en Mer du Nord a coûté 3,6 milliards de \$, celui d'Ekofisk 6,5 et celui de Forties 3. Le volume des capitaux risqués est important : en 1999, ils représentaient 100 milliards de \$ actuels (+ 213 pour l'exploration / production). Une campagne d'exploration se monte entre 200 et 500 millions de francs (pour 5 à 8 puits). Seules les compagnies importantes peuvent mobiliser les fonds nécessaires à de tels investissements. Il reste d'énormes quantités de pétrole à découvrir à plus de 200 m de profondeur. La moitié des budgets d'exploration / production des grandes compagnies pétrolières est consacrée aux explorations sous-marines. La superficie des bassins sédimentaires restant à explorer est estimée à 50 millions de km² dont 35 sur le talus continental (entre 200 et 3000 m de profondeur).

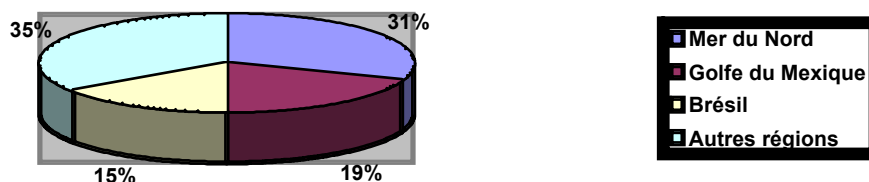
3.3.2 Comparaison avec le pétrole « terrestre »

Le pétrole off-shore est devenu rentable à la suite de la hausse des prix consécutive au premier choc pétrolier de 1973. De 692 Mt en 1980, nous sommes passés à une production de 892 Mt en 1992, ce qui représente 30% de la production mondiale de pétrole. Cette quantité est le fait de pays non-OPEP pour les deux tiers. Il est à noter qu'avant 1973, la part des pays non-OPEP était inférieure à un tiers. D'autres ressources sont également devenues intéressantes à la faveur de cette flambée des prix : les « pétroles difficiles » et les « pétroles nouveaux ». Il s'agit des ressources provenant de la mer du Nord, de l'Alaska, de la récupération assistée, de la mer profonde, des sables asphaltiques et de la biomasse. En 1992, cela représentait 515 Mt soit un sixième de la production mondiale.

3.4 L'importance des gisements off-shore

En 1995, la production totale de pétrole off-shore était de 21,5 millions de b/j, soit 30% de la production mondiale. De 1995 à 2000, 80% de la croissance de la production dans les pays non-OPEP fut le fait de nouvelles exploitations off-shore. C'est dire l'importance que revêt la mer et les espaces océaniques dans le domaine pétrolier. Selon l'Agence internationale de l'Energie (AIE), 5,2 millions de b/j supplémentaires ont été produits pendant cette période en mer, contre 1,1 million de barils à terre seulement. Sur ce chiffre, la répartition géographique est la suivante :

Part de la croissance de la production de pétrole de 1995 à 2000



Le pétrole off-shore représente donc aujourd'hui 40% de la production totale des pays non-OPEP, contre 26% seulement en 1990. C'est donc dans ce créneau que résident les possibilités de croissance de la production des grandes compagnies pétrolières de l'Union Européenne. Beaucoup de zones restent en effet inexploitées et présentent un grand potentiel. L'exploitation ne peut être rentable qu'avec un contexte économique, fiscal et juridique favorable.

4 La compétition internationale sur les marchés pétroliers

Elle comprend deux aspects : la lutte pour obtenir des concessions, et la lutte d'influence liée au prix du baril. Dans cette partie, nous allons répondre aux questions suivantes : y a-t-il des zones de conflits impliquant les multinationales (notamment européennes) pour obtenir des droits d'exploration dans certaines zones ? Qui fixe le prix du pétrole ? Qui profite des dividendes et des royalties induites ?

4.1 Gisements récemment découverts et sites d'explorations nouvelles

Après le premier choc pétrolier de 1973, la consommation mondiale a chuté, d'où un effrètement des prix. Ceci a encouragé le développement de nouvelles zones productrices de pétrole : Afrique de l'Ouest, Mer du Nord et golfe du Mexique. Après 1987, les découvertes se firent surtout au Moyen Orient, en Amérique centrale et du Sud.

Aujourd'hui, la tendance des compagnies pétrolières est d'aller explorer dans de nouveaux sites en Amérique du Nord, dans le golfe de Guinée, en Asie et en mer Caspienne. Au total, l'exploration off-shore concerne 53 pays.

4.1.1 Amérique du Nord :

Au nord de l'Alaska, d'importantes réserves off-shore ont été mises en évidence.

A Terre-neuve au Canada, certains sites laissent présager de futurs gisements (exemple : Hibernia). Le plateau continental au large de la Californie recèlerait des réserves pétrolières, mais pour le moment, aucune compagnie n'a été autorisée à forer en raison des risques pour l'environnement.

4.1.2 Amérique centrale

Au Mexique, seule la compagnie nationale exploite les hydrocarbures en mer. La zone des îles Falkland est très prometteuse mais non explorée. La superficie du bassin pétrolifère est estimée comparable à celle de la Mer du Nord.

4.1.3 Afrique :

Le Golfe de Guinée recèle d'importantes réserves en mer. Au Nigeria, par exemple, Conoco (US) prévoit une mise en production off-shore profond en 2005. Au Gabon, Marathon petroleum Gabon vient de mettre en production Tchatamba ouest, site off-shore dont les réserves sont estimées à 7 millions de barils.

4.1.4 Asie pacifique :

4.1.4.1 Mer Caspienne :

La mer Caspienne commence à être l'objet de convoitise et d'une concurrence acharnée entre les différentes compagnies pétrolières américaines et russes principalement.

4.1.4.2 Cambodge :

En novembre 1997, 5 compagnies pétrolières ont consenti une avance de 9,4 millions de \$ au Cambodge pour l'exploration des fonds marins du Golfe de Thaïlande : Conoco (US), Enterprise Oil (GB), BHP (Australie), Idemitsu et Inpex (Japon). Ce contrat résultait d'un appel d'offre lancé par l'Etat faute d'existence d'une compagnie nationale. Quatre concessions maritimes ont été cédées pour un total de 26400 km². Chaque zone est exploitée par deux firmes. Le « bonus de signature » se monte à 37 millions de \$.

4.1.5 Europe :

L'exploitation se poursuit avec l'ouverture de gisements de plus faibles réserves ou la prolongation des anciens champs.

En mer du Nord, le Danemark va procéder à son 1^{er} forage au large des îles Féroé à l'été 2001.

4.2 Obtention des concessions

Dans la zone économique exclusive de 200 nautiques, les Etats décident de l'attribution des concessions. A l'exception de l'Arabie Saoudite et du Mexique, la plupart des pays pétroliers acceptent les compagnies étrangères, en joint venture ou non, avec la compagnie nationale ou non. Dans tous les cas les royalties, les retombées économiques et technologiques sont des arguments de poids dans la balance.

Hors de cette zone, la mer appartient à tous. Libre aux compagnies d'y aller exploiter le pétrole. Dans ce cas, le transport peut devenir problématique.

La mobilisation des investissements est capitale pour ouvrir de nouveaux sites d'exploration. Malheureusement, certaines régions resteront encore vierge de toute exploration, compte tenu des conditions économiques et politiques des pays auxquelles elles appartiennent. La carte de l'annexe 1 recense les conflits en cours en 2001, donnant une idée des zones où les investisseurs sont réticents à risquer leurs capitaux.

4.3 Conflits récents ou à venir

Si l'on superpose la carte des ressources à celle des conflits, on constate dans de nombreux cas une coïncidence. Les richesses pétrolières attirent la convoitise des pays consommateurs, ce qui contribue à maintenir ou à attiser des crises (partage des royalties, corruption, livraison d'armes, interventions militaires...).

4.3.1 Afrique :

4.3.1.1 Crise au Gabon :

En 1990, un conflit entre Shell et Elf surgit à la suite des émeutes de Port-Gentil. L'armée française avait rapatrié ses ressortissants lors de l'opération « Requin ». Elf interrompit l'exploitation, mais pas Shell. Le président du Gabon, M. Bongo, exigea qu'Elf reprenne l'exploitation sans délai sous peine de perdre ses concessions.

4.3.1.2 Crise en Angola :

La province de Cabinda fournit 60 % de la production de pétrole du pays. Elf essaie d'évincer Oxy¹².

4.3.1.3 Crise du Congo Brazzaville :

En 1992, un bras de fer entre la France et les Etats-Unis eut lieu au Congo, par l'intermédiaire d'Elf et de la société Oxy. En effet, le président Lissouba, à bout de ressources budgétaires, demanda à Elf de participer financièrement au renflouement des caisses de l'Etat. Elf opposa un refus. Le président se tourna tout naturellement vers le concurrent américain, lui cédant une partie de la production pétrolière à venir. L'échange portait sur le riche gisement offshore de Nkossa contre 150 millions de \$. Après intervention de l'Etat français, Elf céda et ce marché fut annulé. En 2000, une nouvelle crise a éclaté. Cette fois, La France a préservé ses intérêts pétroliers. Durant le conflit, la production n'a pas diminué.

4.3.1.4 Nigeria :

Il persiste une querelle entre le Nigeria et le Cameroun concernant la presqu'île de Bakassi. Paris a soutenu Paul Biya contre John Fu Ndi. Dans le delta du fleuve Niger sont implantées de nombreuses compagnies pétrolières occidentales. L'exploitation est réalisée pour le compte du gouvernement qui redistribue les ressources. Le problème est qu'il existe dans cette région du pays de nombreuses ethnies¹³.

¹² Occidental petroleum, compagnie américaine.

¹³ Joëlle Stolz , « Multiples fractures au Nigeria », Le monde diplomatique, février 1999.

4.3.2 Asie pacifique :

4.3.2.1 Timor :

La zone australienne pétrolière de Kelp se prolonge au Timor oriental. Ceci permet de mieux comprendre pourquoi l'Indonésie ne veut pas lui accorder l'indépendance.

4.3.2.2 Mer Caspienne :

La Chine et l'Inde sont intéressées par les richesses en hydrocarbures en provenance de cette région. L'administration américaine s'y intéresse également, ainsi que les Russes.

Les efforts de modernisation en infrastructures pétrolières dans le Caucase sont la source de conflits régionaux, attisés par la corruption des systèmes économiques. Un des problèmes majeurs réside dans le fait que ceux-ci freinent les investisseurs étrangers¹⁴.

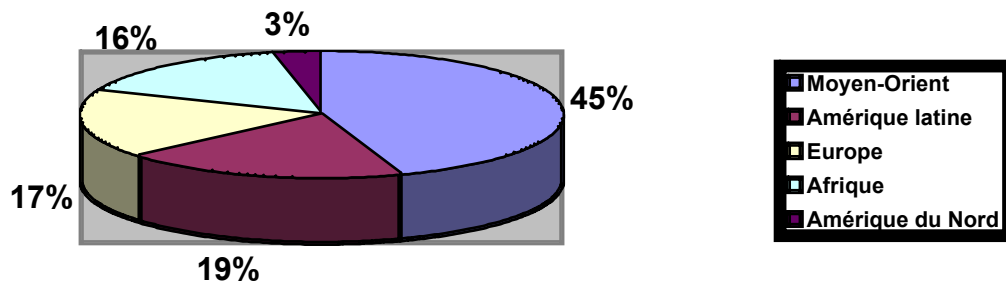
Avec la construction d'un oléoduc de Bakou (Azerbaïdjan) à Port Soupsa (Géorgie) sur la Mer Noire en avril 1999, c'est la fin de l'hégémonie de la Russie sur les hydrocarbures de la mer Caspienne. Les occidentaux font pression sur le gouvernement d'Arménie pour pouvoir s'implanter dans la région¹⁵. Ils demandent que le pays cesse le conflit au Haut Karabakh, qu'il choisisse le MEP (Main Export Pipeline), l'oléoduc pour exporter le pétrole vers Ceyhan (port turc). Si la manœuvre réussit, La Russie perdra encore un peu de son autorité dans la région. En effet, l'Arménie est le seul pays intégré dans les organes de coopération militaire avec la Russie. Les Etats-Unis exercent une pression politique à l'aide de rapports de la CIA (Central intelligence agency) volontairement faux, grossissant les réserves; ils exhortent les compagnies pétrolières turques à financer le passage de l'oléoduc via la Géorgie et la Turquie plutôt que par l'Iran et la Russie. En réalité, les réserves ne sont pas suffisamment conséquentes pour permettre de rentabiliser un oléoduc. De leur côté, les Russes ont construit l'oléoduc nord qui relie Bakou au port russe de Novorossisk en avril 1999. Cet ouvrage a été la cible des indépendantistes Tchétchènes.

4.3.3 Amérique latine :

Après le contre-choc pétrolier de 1986, la production de pétrole « frontière » a dû s'adapter pour devenir rentable, en baissant sous les 12\$ le baril au maximum. La sismique 3D et la technique du forage dirigé – voire horizontal – a fait chuter les coûts techniques sous le prix de 1\$ le bep par an. L'Amérique latine va profiter de cette avancée car les réserves sont estimées à huit fois celles de l'Europe occidentale. Actuellement, la production de cette région du monde n'est supérieure que de 40% à celle de l'Europe, ce qui laisse présager d'une compétition acharnée pour obtenir des parts de marché¹⁶.

La répartition géographique des réserves pétrolières peut nous donner une piste quant aux conflits futurs dans la course à l'or noir : (source AIE)

Répartition géographique des réserves de pétrole off-shore



¹⁴ Philippe Rekacewicz, « Rivalités pétrolières, incertitudes économiques », Le Monde diplomatique, octobre 2000.

¹⁵ J.Radvanyi et P.Rekacewicz, « Conflits caucasiens », Le monde diplomatique, octobre 2000.

¹⁶ Olivier Appert, Rapport de la 7^{ème} conférence annuelle de Londres de l'IFP (Institut français du pétrole), 21 et 22 avril 1997.

Il semble logique que les compagnies pétrolières européennes (Shell, BP et TotalfinaElf essentiellement) cherchent à se positionner au Moyen-Orient, en Amérique latine et en Afrique. S'il est possible de s'implanter dans des ex-colonies européennes, avec lesquelles nous avons conservé des liens forts, comme des accords de défense, il est beaucoup plus difficile de trouver des nouveaux marchés dans le pays du Moyen-Orient et de l'Amérique latine. Les compagnies américaines sont en effet fortement implantées dans ces régions et depuis longtemps. Elles sont en outre largement plus puissantes que leurs homologues européens. De plus, la forte pression fiscale dans ces pays et la présence de compagnies nationales incontournables laissent augurer des perspectives de marge moins large qu'en Europe ou en Afrique.

4.4 Rôle de l'OPEP

La production se répartit en 4 ensembles géopolitiques distincts : les pays de l'OPEP, de l'OCDE, de l'Europe orientale (ex-URSS) et le reste du monde. La part mondiale de l'OPEP dans la production en 1973 était de 54% ; en 1985 de 30% ; en 2000 de 40%.

1/7/00	Arabie Saoudite	Iran	Venezuela	EAU	Nigeria	Koweït	Libye	Indonésie	Algérie	Qatar	Total	Irak
Quotas (millions b/j)	8,2	3,78	2,92	2,21	2,09	2,03	1,36	1,31	0,81	0,65	24,69	2,49
Production	8,6	3,7	2,94	2,32	2,05	2,02	1,43	1,31	0,84	0,71	26,12	2,92

En 1992, la part de l'OPEP est ainsi montée à 40,5% de la production mondiale.

L'année 1979 a été une année record, puisque quatre cinquièmes des exportations de pétrole brut dans le monde lui appartenaient. Dans les années 80, l'OPEP a perdu une partie du marché, de la maîtrise des prix et a vu ses revenus pétroliers se tasser. Deux solutions s'offrent à elle pour endiguer la crise :

- développer la production pour freiner ou réduire la production des « nouveaux pétroles » (500 à 600 Mt pourraient être produits en supplément),
- diminuer au contraire la production pour faire grimper les prix.

4.4.1 Politique de l'OPEP :

En 1973, l'organisation a réellement commencé à exister sur le marché du pétrole. Fixant désormais les prix du baril au détriment des compagnies pétrolières internationales, elle s'est servie de cette arme pour forcer Israël à se retirer des territoires occupés par une diminution de la production des pays arabes. Le prix du baril augmenta de 70% (il n'avait pas varié depuis 1930). Puis le pétrole connut une période de stabilité qui dura dix années. Dans les années 1982 à 1985 : l'OPEP a tenté d'adopter une politique des quotas de production qui s'est avérée être un échec car elle ne fut pas observée par tous les membres. S'ouvre alors une période de discorde de 1986 à 1997. Après 1985, les prix ont chuté car l'Arabie Saoudite augmenta sa production, voulant dominer le marché. A la conférence de Genève en août 1986, les quotas firent leur retour, fixés à 16 millions de b/j. L'objectif était de stabiliser les prix à 18\$ le baril. A Vienne en 1989, les limitations de production furent ramenées à 22 millions de b/j. De 1997 à 2000, commence la période dite du « balancier », caractérisée par une indiscipline des membres du cartel, à tel point qu'en fin 1998 l'organisation fut au bord de l'implosion, avec un baril proche de 10\$. Un terrain d'entente fut trouvé fin mars 1999 entre le Venezuela, l'Arabie Saoudite et le Mexique.

4.4.2 L'OPEP depuis 1999 : réaffirmation de sa puissance

Bénéficiant de l'aide du Mexique et dans une moindre mesure de la Russie et de la Norvège, sa crédibilité auprès des opérateurs du marché pétrolier international a eu tendance à se renforcer en 1999. Les 11 et 12 mars 1999, la production a diminué de 2 millions de b/j, répartie entre les pays suivants : Arabie Saoudite, Iran, Venezuela, Mexique et Algérie. La conséquence directe de cette entente fut le décollage immédiat des prix du seuil des 10\$ le baril atteint depuis une année. Actuellement, la demande de pétrole mondiale est stable :

croissance de 0,5% en 1998 et de 1,2% en 1999 (à comparer aux 2,5% de 1996 et 1997). L'offre est toujours soutenue car les stocks sont volumineux, même si la production a fait l'objet de limitations. Le phénomène a été amplifié par la fermeture de puits marginaux aux USA et les limitations dues à la crise en Irak. Les engagements pris par les membres de l'organisation seront à priori tenus car on observe une détente entre l'Arabie Saoudite et l'Iran. De plus, l'arrivée au pouvoir d'Hugo Chavez au Venezuela renforce le pouvoir de l'OPEP, même si ce dernier ne veut pas diminuer sa production. Cependant, il existe des adversaires des limitations qui n'ont pas désarmé. Ils souhaitent promouvoir une politique d'ouverture des explorations aux compagnies étrangères (Venezuela) ou éliminer la concurrence en pratiquant des prix bas (Arabie Saoudite). A moyen terme, il est peu plausible que la demande croisse au-delà de 3% par an et que les coûts d'exploration et de production baissent de manière significative.

4.4.3 2000 : Entente pour le contrôle des prix

Le quarantenaire de l'association s'est tenu à Caracas au mois de septembre 2000. La discipline des pays membres concernant les baisses de production a été respectée. Par ailleurs, on constate une augmentation de la demande à la faveur de la reprise économique. L'OPEP est redevenu aujourd'hui un acteur incontournable dans le dialogue entre pays producteurs et consommateurs. Cette organisation est disposée à augmenter la production mais à la condition préalable d'une baisse des taxes sur les produits pétroliers, celles-ci étant aussi responsables de la flambée des prix.

4.5 Prix du pétrole

Longtemps fixé par les multinationales, le prix du pétrole était fixé par l'OPEP depuis le premier choc pétrolier, déclenché par la Guerre du Yom Kippur en 1973. La menace d'embargo pesant sur les Etats-Unis et Israël a fait flamber les prix. Un marché libre a été créé à Rotterdam où les tarifs étaient supérieurs à ceux pratiqués par l'OPEP. En 1979, la Guerre Iran / Irak et la révolution islamique ont engendré la destruction d'installations pétrolières, faisant chuter la production de 400 Mt en 1974 à 106 Mt en 1981. Cette guerre génère le deuxième choc pétrolier en 1981 avec une hausse des prix pratiqués par certains pays de l'OPEP. Ainsi, le baril d'arabian light est passé de 12,5\$ en 1977 à 34\$ en 1981.

Evolution des cours officiels du pétrole:

- de la Guerre du Yom Kippur en 1973 : de moins de 10\$ à 40\$ (1^{er} choc pétrolier),
- de la révolution en Iran en 1979 : de 40 à 70\$ (2^{ème} choc pétrolier),
- depuis 1986 chute du cours vers 20\$ (contre choc),
- de la Guerre du Golfe : reprise vers 30\$,
- De 1998 à mi 1999 : descente vers 10\$ le baril (contre choc),
- le prix du baril se négociait à 20\$ en moyenne en 1999 ,
- Depuis une reprise s'est amorcée de 11\$ au 01/99 à 27\$ le baril au 01/00,
- Février 2000 : 30\$ le baril et septembre 2000 : 34,5\$ le baril.

Depuis 1980, les revenus du pétrole ont diminué de 60%, ce qui nuance les succès remportés par l'OPEP. Les marchés libres dits marchés « spot » comme Rotterdam et Singapour ont une grande influence sur les prix des hydrocarbures qui se négocient comme d'autres matières premières.

Actuellement, les pays de l'OPEP se sont entendus pour maintenir les cours dans la fourchette de 22 à 28\$ le baril en augmentant la production de 500 000 b/j au plafond et en la réduisant d'autant au plancher. Trois pays ont fait pression sur les consommateurs pour augmenter les prix : l'Arabie saoudite, le Venezuela (tous deux membres de l'OPEP) et le Mexique.

Le pétrole fait partie des 10% (en valeur) des biens consommés dans l'Union Européenne et qui sont produits en dehors de l'Union. Le reste est produit dans la zone. Ceci signifie que le pétrole est soumis aux variations de change entre l'Euro et le dollar. Ceci constitue pour les

Etats de la zone un réel problème : si l'Euro se déprécie, la facture pétrolière augmente d'autant, tandis que les compagnies pétrolières font davantage de bénéfices¹⁷.

4.6 Mouvements

4.6.1 Importations

En 1999	USA	Europe de l'ouest	Japon
Part des importations mondiales	25,7%	23,7%	13%
Provenance (dans l'ordre)	Venezuela, Moyen Orient, Canada	Moyen Orient, Maghreb	Moyen Orient, Indonésie

4.6.2 Exportations

En 1999	Moyen Orient	Ex URSS	Amérique centrale et du Sud
Part des exportations mondiales	44,7%	9,8%	7,7%
Destination (dans l'ordre)	Asie Pacifique, Japon, Europe de l'ouest	Europe de l'ouest	USA

Les hydrocarbures importés par les pays de l'Union Européenne proviennent surtout du Moyen-Orient.

Conclusion de la deuxième partie :

Le pétrole off-shore induit des coûts d'exploration / production élevés. Son exploitation requiert des technologies et des matériels que seules quelques compagnies dans le monde possèdent, notamment pour s'attaquer aux grandes profondeurs. La compétition entre ces compagnies pour s'octroyer des concessions est importante. Les Etats « parents » interviennent parfois auprès des pays producteurs pour orienter la décision des autorités locales avec des modes d'actions parfois illégaux (au sens des lois de la libre concurrence) voire subversifs.

La seconde forme de rivalité est une lutte d'influence qui s'exerce pour la fixation des prix du marché. L'OPEP a aujourd'hui repris la main dans ce domaine.

¹⁷ Ignacio Ramonet, « L'Euro, le brut et le marchand », Le Monde diplomatique, octobre 2000.

TROISIEME PARTIE :

LES ENJEUX GEOPOLITIQUES DU PETROLE OFF-SHORE POUR L'UNION EUROPEENNE

Nous allons mesurer ici combien le pétrole est une marchandise particulièrement « stratégique » pour les pays de l'Union et ce pour les quarante années à venir. Puis nous envisagerons quelques solutions possibles pour que l'Union garde une certaine indépendance énergétique et sécurise ses approvisionnements.

5 Le pétrole : marchandise vitale pour l'Union Européenne

5.1 Influence de la montée des prix du pétrole pour tous les pays occidentaux

Les pays de l'UE et plus généralement les pays occidentaux non producteurs de pétrole craignent de subir des chocs pétroliers comme en 1973 et en 1979, car cet événement est synonyme d'inflation et donc de ralentissement de la croissance. Lors du premier choc pétrolier, la montée des prix fut responsable d'une augmentation de 3 à 4% de l'inflation mondiale, favorisant l'aggravation des déficits budgétaires des pays consommateurs. Ils ont alors tendance à restreindre leurs importations. De plus, depuis 1974, les pays européens ont pris des mesures en faveur des économies d'énergie : interdiction de circuler, fermeture des pompes à essence le week-end. C'est également à cette époque que la plupart des pays imposèrent les limitations de vitesse, la lutte contre le gaspillage, en incitant par exemple à l'isolation thermique des habitations ou au développement des moteurs automobiles économiques en carburant. Par ailleurs, les gouvernements favorisèrent d'autres sources d'énergie, en accélérant les programmes nucléaires ou en poussant les recherches sur les énergies solaire, éolienne et géothermique à basse et haute énergie. L'augmentation récente des prix (à 30\$ le baril en début d'année 2000) fait craindre une pénurie ; ce sentiment est renforcé par la baisse de production des pays de l'OPEP et l'annonce aux Etats-Unis d'une « essence propre » qui pourrait apparaître sur le marché. Actuellement, les experts du marché se demandent si on ne s'achemine pas vers un 3^{ème} choc pétrolier. Il faut cependant se méfier des illusions d'optique qui consistent à penser qu'une forte hausse fait peser une menace sur la sécurité des approvisionnement ; à contrario en période de baisse, on aurait tendance à ressentir une certaine euphorie sur l'abondance de cette source d'énergie. Aujourd'hui, l'OPEP essaie de maintenir le baril à son « juste prix » soit entre 22 et 28\$. Tous les protagonistes ont un intérêt à la stabilité, même les pays producteurs. En effet, une montée des prix dégrade la croissance mondiale, donc diminue la demande, ce qui favorise les autres sources d'énergie : les nouveaux pétroles (dont l'off-shore), le charbon et le nucléaire. La croissance des pays de l'Union Européenne a atteint aujourd'hui un pic. La hausse des prix du pétrole conjuguée à la faiblesse de l'Euro par rapport au dollar (les transactions pétrolières se font en dollar) explique pour une grande part cette baisse de croissance et le retour à des tendances inflationnistes. Aux Etats-Unis par exemple le déficit commercial a atteint 32 milliards de \$ en juillet 2000, ce qui représente un record inégalé depuis 1992. Ce phénomène de ralentissement de la croissance s'explique également par l'existence de goulets d'étranglement dans certains secteurs d'activité (comme par exemple le manque de main d'œuvre qualifiée).

5.2 Part du pétrole dans les besoins en énergie mondiaux

La prépondérance des hydrocarbures dans les besoins en énergie est un phénomène mondial. En 1900, ils représentaient 3,7% des besoins totaux ; en 1992 ce chiffre était de 40,1% (dont 22,9% de gaz) et à 51,2% en 1973.

On constate une légère croissance de la demande de pétrole brut, qui se monte à 3500 Mt en 2000 soit 40% des besoins en énergie de la planète.

En 1992	Pétrole	Charbon	Gaz	Hydro électrique	Nucléaire
Part dans les besoins en énergie mondiaux	40,1%	27,8%	22,9%	2,4%	6,8%

5.2.1 Pétrole contre gaz naturel :

La consommation de gaz est en forte croissance dans l'Union : 2% en 1998, 7,7% en 99, 6,9% en 2000, et elle devrait croître de 2,8% en 2001. Les infrastructures se développent pour le transporter : par exemple, un gazoduc a été construit entre l'Algérie et la péninsule Ibérique. Abu Dhabi et le Qatar fournissent du GNL à la Grèce (et à la Turquie). Un hub Interconnector a été créé à Zeebrugge pour l'approvisionnement gazier. Par voie de conséquence, le prix du gaz a tendance à diminuer et concurrence le pétrole, dont la consommation dans l'Union fléchit légèrement : de 3,3% de croissance de la consommation en 98, on est passé à 1,5% en 99, 0% en 2000 à 0,6% en 2001 selon les estimations..

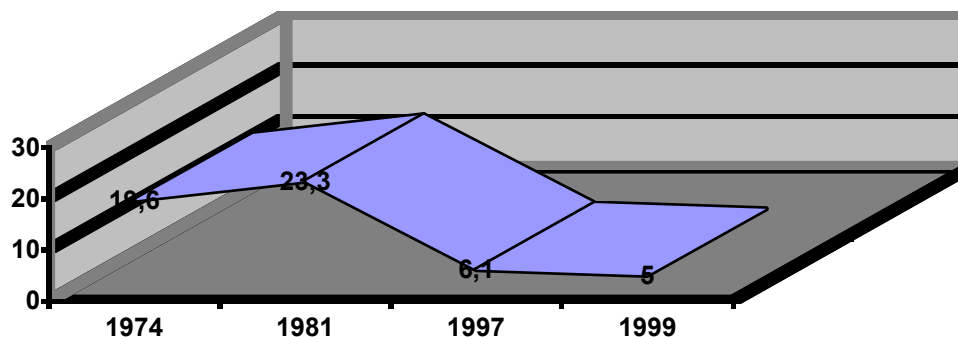
5.2.2 Pétrole contre charbon :

En Asie essentiellement, le charbon renforce sa présence, affichant de bas prix : de 45\$ la tonne CIF en 1995, on est passé à 29\$ en 1999. Ce phénomène s'explique par l'accroissement de la concurrence entre pays producteurs et une politique de bas salaires, comme en Indonésie et en Colombie. Les pays européens pourraient être tentés de revenir à cette source d'énergie. Dans l'Union Européenne, la tendance est en fait à la diminution de la production et de la consommation. En effet, la production de charbon et de lignite a été divisée par deux entre 1990 et 2001. Les importations sont stables, exceptée celle de coke ; mais cette source d'énergie reste marginale en volume (dix fois moins d'importations par rapport au charbon). Pour le moment, la plupart des pays de l'Union ne s'intéressent pas au charbon. Seule l'Allemagne envisage d'augmenter la production, étant données les réserves dont elle dispose.

5.3 Part du pétrole dans le commerce mondial

En 1990, le commerce du pétrole représentait 17% en volume du commerce international et 44% en valeur. La plupart des pays s'intéressent à lui car il est synonyme de développement industriel et d'accroissement du niveau de vie. Cependant, sa prépondérance dans le commerce international est en déclin, même si le pétrole reste une source d'énergie dite « stratégique » : la valeur des exportations mondiales a été multipliée par 7 entre 1974 et 1997 (de 829 milliards de \$ à 5547 milliards de \$, en \$ constants 1997), alors que celle des exportations de pétrole n'a été que doublée (de 163 à 342 milliards de £ constants 1997).

Part du pétrole dans les exportations mondiales en % (en valeur)



La rente pétrolière se monte à 1500 milliards de \$. Ce chiffre consacre à lui seul le pétrole comme enjeu majeur économique.

5.4 Dépendance par rapport aux pays producteurs

	Etats Unis	Italie	France, Pays bas, Japon	Espagne	Corée du sud
Taux de dépendance des approvisionnements	14% soit 100Mt	70%	76%	84%	100%

La dépendance des pays occidentaux a diminué depuis la prise de conscience du premier choc pétrolier de 1973. Le souci des pays de l'Union Européenne et de la plupart des pays importateurs est de diversifier leurs sources d'approvisionnement, se rendant par ce biais moins dépendants des pays de l'OPEP et plus particulièrement du Moyen-Orient. La sécurité des approvisionnements est incompatible avec cette dépendance. Ce constat milite en faveur du développement dans d'autres secteurs. La demande pétrolière est intimement liée à la croissance du PIB. Celle-ci fut de 2% en 2000 et devrait croître à 2,5% en 2002. La consommation d'hydrocarbures de l'Union Européenne va croître dans des proportions similaires. Dans le même temps, la capacité de production mondiale ne sera que très légèrement supérieure à 1% par an, car les pays producteurs de l'OPEP n'investissent pas assez (14 milliards de \$ par an seulement). Dans ces conditions, la demande va être supérieure à l'offre à court terme. Malgré les efforts des pays de l'OPEP pour augmenter la production et stabiliser les prix entre 22 et 28\$ le baril, il est probable que les cours tendront naturellement à la hausse¹⁸.

5.5 Nouvelles politiques pétrolières des pays occidentaux après 1974

5.5.1 Orientation vers les pétroles « difficiles »

Les grandes compagnies pétrolières ont compris la nécessité de remplacer leur capital minier qu'elles perdent par de nouvelles concessions. La rareté des ressources sur le territoire national les a orientées vers les zones off-shore relevant de la souveraineté nationale de leur pays, en vertu de la convention de Genève de 1958.

5.5.2 Inversion des tendances de la production

Après le second choc pétrolier, les pays de l'OPEP ont diminué leur production (-27% de 1979 à 1981), tandis que le monde occidental augmentait la sienne de 28%. Cette nouvelle politique des pays occidentaux était rendue nécessaire pour les raisons suivantes : il fallait exploiter les réserves où elles se trouvaient, réduire la dépendance par rapport à l'OPEP, et diversifier les importations. Cela a été rendu possible par les prix élevés du pétrole et l'exploitation des réserves off-shore.

5.5.3 Début de dialogue entre les pays consommateurs et les producteurs

Face au spectre d'un troisième choc pétrolier possible et pour la première fois dans l'histoire, le FMI, le G7 les pays industrialisés (dont l'UE et les Etats-Unis) réclament l'ouverture d'un dialogue avec les pays producteurs en vue d'arriver à un accord sur les prix. Ces derniers les accusent de percevoir trop de taxes et dénoncent la spéculation sur les marchés pétroliers. En effet, depuis mars 1999, les compagnies pétrolières ont singulièrement accru leur profit, ainsi que les pays importateurs avec la taxe perçue par leur administration fiscale. En tout leur part représente les deux tiers du prix de vente des produits pétroliers aux industriels et aux particuliers.

5.6 Perspectives d'avenir de cette source d'énergie

5.6.1 A court terme

Les découvertes pétrolières ont atteint leur point culminant en 1960. Depuis, elles n'ont cessé de décroître. M.Collin Campbell de Petrodata Group Company estime qu'à partir 2005 la

¹⁸ Communiqué de l'IFP du 27 janvier 2000.

production devrait s'essouffler au rythme de 3% par an. Il en résulterait un rapprochement du centre de gravité de la production vers l'Arabie Saoudite, l'Irak, l'Iran et les Emirats Arabes Unis. Par ailleurs, nous constatons dans les pays développés un déclin des industries manufacturières au profit des services (de 22% du PNB en 1977 à 17% en 1997). Ceci a une incidence directe sur la consommation de pétrole. Un exemple nous est fourni par les Etats-Unis : les dépenses pour le pétrole sont passées de 8,1% du PNB en 1981 à 3% seulement en 1998.

5.6.2 A moyen et long terme

L'industrie pétrolière a globalement trois défis majeurs à relever : faire diminuer le taux d'échec des explorations, maîtriser la technique off-shore et forer à moindre coût.

Plus particulièrement, l'off-shore aura trois objectifs majeurs :

- améliorer la gestion des gisements et des fluides de production : ceci est rendu possible par la consolidation de nouvelles technologies (Sismique 3D et pompage polyphasique),
- établir une chaîne compétitive pour fournir du gaz aux marchés : la rentabilité du gaz à longue distance n'est pas assurée, imposant de développer le GNL (gaz naturel liquéfié) et les moyens de transport associés,
- explorer et produire en eau profonde et dans un environnement difficile : les essais de forage à grande profondeur de Mensa (Golfe du Mexique – 1600 m) et de Marlim Sul (Brésil – 1700 m) sont encourageants et constituent une avancée dans ce domaine.

La demande en énergie va croître de 66% entre 1995 et 2020 (croissance économique de 3,1%), surtout en Asie avec l'émergence de nouvelles puissances économiques. Dans ce continent, elle sera multipliée par deux en 2030 par rapport à 1990.

Les énergies fossiles vont fournir 95% de la demande globale jusqu'en 2020. Les hydrocarbures vont encore vraisemblablement dominer le marché énergétique jusqu'en 2050. L'émergence des pétroles non-conventionnels (liquide de gaz naturel, pétrole off-shore profond, pétroles lourds et « tar » sables) sera inéluctable dans le bilan pétrolier mondial car les prix du pétrole brut vont remonter au-delà de 35\$ le baril dès 2010. De 5 régions exportatrices en 1992 (70% de la production), on va passer à 3 en 2020 (Afrique du nord et Moyen-Orient – 80% en 2010, 73% en 2020 et 68% en 2030, Amérique centrale et du sud, ex-URSS) puis à 4 en 2030 (pétrole non-conventionnel de l'Amérique du nord).

5.7 Implication des Etats dans les compagnies pétrolières nationales : exemple de la France

5.7.1 L'Etat encourage les compagnies pétrolières nationales

Après la seconde guerre mondiale, les autorités politiques françaises ont compris tout l'intérêt de l'indépendance énergétique. L'Etat a encouragé le secteur pétrolier et la coopération entre les compagnies pétrolières, les fournisseurs de technologies et de services et les centres de recherche. Ces efforts sont à l'origine du développement de nombreuses technologies, notamment en mer¹⁹. Ainsi, dans le domaine de l'exploration et ce dès 1960, les compagnies françaises développent les unités Pentagone dans le golfe de Gascogne, afin de se préparer aux conditions difficiles rencontrées en mer du Nord. En 1964, l'IFP exploite le navire expérimental Térébel pour la mise au point de la technologie de positionnement dynamique. L'association de l'IFP, d'Elf et de Total dans les études conduites à bord du navire Pélican – navire de forage – permet la mise en pratique de celle-ci, au large des côtes du Labrador. En 1977, le navire Pélerin fore à 925 m de profondeur au large de l'Algérie. Plus récemment, la France a développé des sous-marins pour la plongée en eaux profondes (projet Janus – Hydra). Dans le domaine de la production, les entreprises françaises sont également à l'origine de concepts novateurs comme le développement de la plate-forme de production articulée. En 1973 est installée la première plate-forme à embase poids en béton précontraint à

¹⁹ O.Appert (IFP) et J.Burger (ISIS) : « Quarante années d'expérience off-shore française », communiqué de l'IFP, 2000.

Ekofisk en mer du Nord. Puis le fleuron de l'industrie pétrolière française construit la première plate-forme à l'épreuve des icebergs à Terre-Neuve (Hibernia). Dans le domaine du transport des effluents, l'IFP a développé des conduites et des risers en matières nouvelles (polymères et métaux). De 1966 à 1968, Elf Gabon et Total (dans le golfe Persique) essaient ces nouveautés, si bien que ces recherches aboutissent à l'équipement complet du champ Emeraude dès 1970. La création de la Coflexip constitue dans ce domaine une décision stratégique. Dans la dernière décennie, l'objectif a été de faire baisser les coûts de mise en exploitation des petits gisements. A cet effet, les chercheurs de Technip Géoproduction ont mis au point TPG 500, une plate-forme auto-installable et facile à démonter, que BP a réalisée en Mer du Nord, dans le champ de Harding. Autre avancée pour résoudre le problème des champs marginaux et des eaux profondes : le pompage polyphasique. IFP, Stat Oil, Total et Elf se sont rejoints dans les projets Poséidon et EVE. Total et Elf ont mis en pratique cette technique à N'Kossa (Elf Congo) et à Alwyn (Total Elf Marine). Grâce à un partenariat entre l'Etat et les grandes compagnies pétrolières françaises, la France est à la pointe de la technologie en matière d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures off-shore.

5.7.2 Des responsables politiques impliqués dans les « affaires »

Les enjeux économiques du pétrole sont énormes : nous avons constaté que les plus grandes entreprises multinationales dans le monde sont des majors. Il est tentant pour le pouvoir politique d'utiliser la puissance de ces poids lourds (implantation dans le monde entier, réseau industriel et humain, budgets importants) comme instrument de politique étrangère, voire à des fins de financement de partis ou d'enrichissement personnel.

Le grand déballage dont la France est témoin depuis plus de cinq ans autour des activités occultes en Afrique du groupe pétrolier Elf nous porte à penser que les lois de la concurrence ne sont pas toujours respectées, dans un secteur aussi stratégique que le pétrole. Au-delà des acteurs, dont la place n'est pas dans ce mémoire, ce sont les pratiques qui sont intéressantes d'étudier, car il semblerait qu'elles soient monnaie courante. Il est aujourd'hui admis que la France souhaite conserver l'Afrique occidentale et équatoriale comme un partenaire économique privilégié. Les Américains parlent même de pré carré français, ce qui les incite à s'installer eux aussi dans ce continent riche en matières premières de toutes sortes. Depuis la décolonisation et ce jusqu'au début des années 90, la politique de la France fut clairement de soutenir des régimes durs et des dictateurs à la tête de ces pays africains. L'alliance était même assortie d'accords de défense pour permettre à ces régimes de se pérenniser. Les exemples ne manquent pas, mais parmi eux le cas du Gabon est intéressant d'étudier.

La société Elf possède dans ce pays des actifs importants. Ne pouvant intervenir directement au risque de se dévoiler, elle s'appuyait sur sa banque, la FIBA (banque française intercontinentale) pour financer ses activités confidentielles partout en Afrique. Celle-ci est installée avenue George V à Paris et possède deux succursales sur le continent : l'une à Libreville au Gabon, l'autre à Brazzaville au Congo. La Fiba use communément des transferts physiques d'argent voire de transferts de fonds via un compte luxembourgeois. En réalité, la Fiba est la banque d'Elf et du président gabonais. Elle est si particulière qu'elle n'a jamais fait l'objet d'enquête des instances chargées du contrôle bancaire, ni de la justice qui, depuis trois ans, essaie de mettre en lumière les circuits financiers d'Elf. L'instruction menée par les juges Joly et Vichnievsky apparaît comme une suite désordonnée de mises en cause personnelles pour malversation. Leur action est fortement ralentie par le nécessaire secret qui entoure la raison d'Etat. La banque Fiba, quant à elle, appartient pour 51% environ au président gabonais et à ses proches et pour 42% à Elf. Cependant, le réel pouvoir de décision est au main des administrateurs de la compagnie pétrolière, grâce à des dispositions particulières qui leur attribuent un vote double. La Fiba est donc devenue la tirelire de l'Etat français et a financé pendant trente ans les opérations africaines. Cet argent a permis de placer à la tête de certains Etats africains des autorités favorables à la France, à l'instar de M. BONGO, alias Alain BERNARD, honorable correspondant du SDECE à Libreville (service de documentation extérieur et du contre espionnage), conseiller très proche du président M'BA et qui a été mis en place au pouvoir par la France très jeune.

Ce lien entre la France et les pays africains francophones a permis à Elf d'obtenir des concessions pétrolières sans subir la concurrence étrangère. Ces activités occultes seraient restées secrètes si un PDG d'Elf n'avait pas porté plainte contre son prédécesseur. Depuis le milieu de l'année 2000, des personnages importants de l'Etat français ont été mis en cause dans ces trafics et d'autres modes de financement des autorités africaines ont été dénoncés. En juillet 2000, le juge Van Ruymbeke entendait M. Tarallo, ex-directeur de la branche Elf hydrocarbures. Ce dernier a affirmé que la société alimentait des caisses noires au Liechtenstein au profit de chefs d'Etats africains, de ministres ou de familles régnantes. Au total, le chiffre est estimé à 60 millions de \$. Selon la même source, M. François Mitterrand donnait ses « instructions » au groupe pétrolier via des chargés de mission. Cette information a aussi été corroborée par M. Louis le Floch Prigent, expliquant que le président de la République française avait avalisé le principe des commissions et exigeait même un agrégat annuel faisant le cumul pour chaque pays et soumis à son approbation.

5.8 Le déclin de la puissance des Etats face au pouvoir des multinationales

Les Etats détiennent le pouvoir mais plus la puissance. Ils font face à des multinationales tentaculaires dont la seule logique est celle du profit. Les acteurs qui tirent les ficelles de ces grands groupes sont inlocalisables et par conséquent ne respectent pas les lois tant qu'ils n'y sont pas contraints. En annexe 2, on peut trouver le chiffre d'affaires et les bénéfices de grandes compagnies pétrolières multinationales. Etant donné le PIB des Etats, il est aisé de comprendre que le pouvoir réel a changé de main au cours de la seconde moitié du XXème siècle. En effet, les 200 premières multinationales font jeu égal avec tous les pays du monde : en 1998, leur chiffre d'affaires se montait à 26300 milliards de \$, à comparer au PIB mondial de 26800 milliards de \$²⁰.

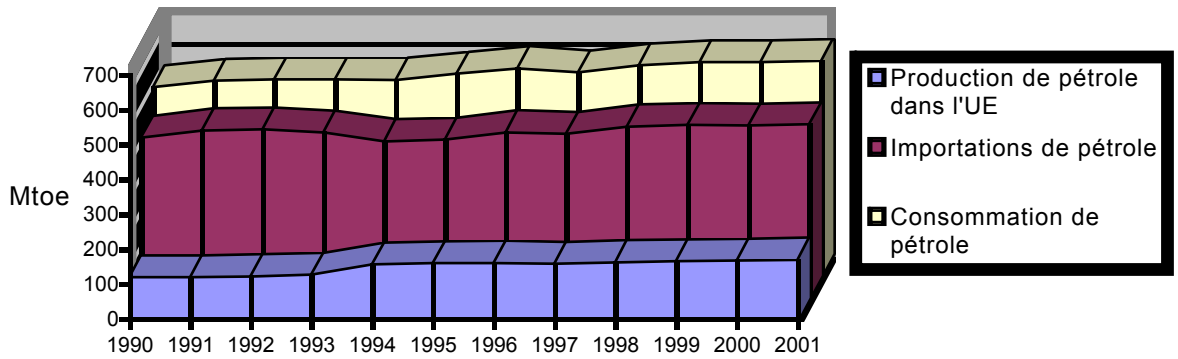
5.9 Enjeux du pétrole off-shore pour l'UE

5.9.1 Le pétrole : enjeu géopolitique pour l'indépendance énergétique de l'Union

La dépendance énergétique de l'Union est un phénomène qui s'accroît chaque année. Si rien n'est fait d'ici 20 ans, l'Union couvrira ses besoins par des produits importés à 70% contre 50% actuellement. Cette dépendance se reflète dans tous les secteurs : les transports, le secteur domestique et l'électricité sont largement tributaires des importations en hydrocarbures. Elle trouve son origine dans l'échec des politiques de maîtrise de la consommation. Le graphique suivant indique que la tendance depuis 1990 est à la hausse de la consommation et des importations dans l'Union.

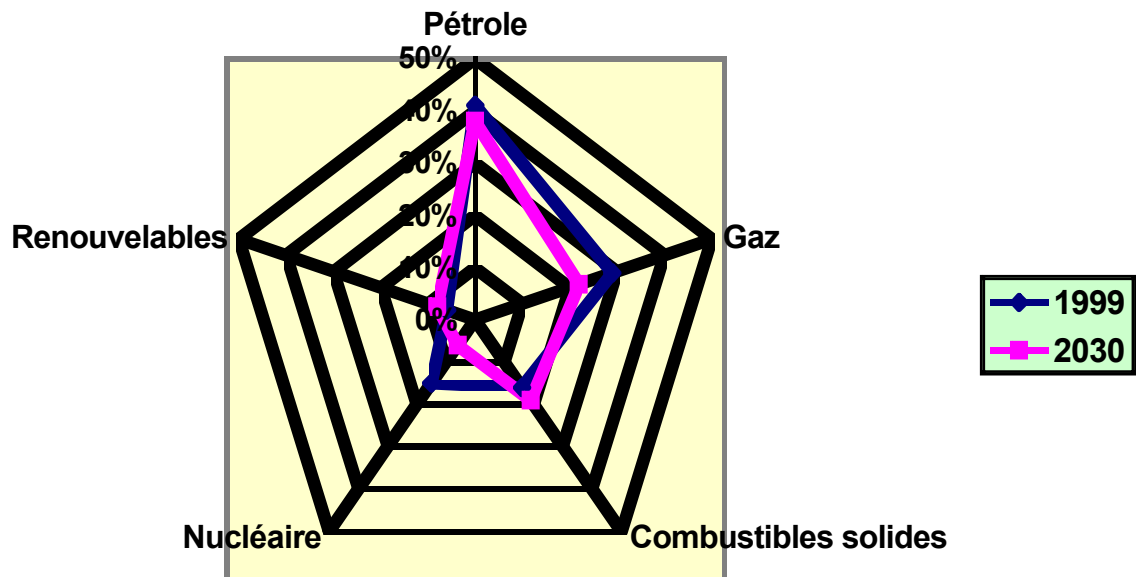
²⁰ F.Clairmont, « Ces firmes qui se jouent des Etats », Le Monde Diplomatique, décembre 1999.

Bilan des mouvements de pétrole dans l'Union européenne de 1990 à 2001



Les conséquences de cette dépendance sont importantes en termes économiques : les importations d'hydrocarbures représentaient 6% des importations totales, 1,2% du PNB soit 240 milliards d'Euros.

Bilan de la consommation énergétique de l'UE



Le graphique ci-dessus montre que les énergies fossiles auront toujours la prééminence en 2030 parmi toutes les sources d'énergie. Comme nous l'avons constaté précédemment, 45% des importations de pétrole proviennent du Moyen-Orient et 40% du gaz provient de la Russie. Le pétrole off-shore joue par conséquent un rôle essentiel au niveau stratégique et présente un poids géopolitique indéniable. Il est un élément clé dans la démarche de diversification des sources d'approvisionnement pour l'Union européenne. Les réserves sous-marines représentent en effet un tiers des réserves pétrolières mondiales. Les réserves off-shore des pays non-OPEP constituent 50% de leurs réserves totales (soit 17% des réserves de pétrole mondiales). Il est donc clair que les pays de l'Union européenne doivent s'intéresser de près à tout ce qui concerne le pétrole off-shore et se tenir à la pointe du progrès en la matière. En fait, la production des pays non-OPEP ne baissera pas au cours du siècle à venir grâce à lui. Le problème ne se pose pas en ces termes pour l'Amérique du nord, car la part de l'off-shore dans les réserves prouvées ne dépasse pas 10%, contre 90% pour les pays de l'Europe occidentale.

5.9.2 Inconvénients de l'off-shore

5.9.2.1 Le prix du baril détermine l'intérêt porté au pétrole off-shore

A partir de 32 à 34\$ le baril, le pétrole off-shore devint intéressant, malgré de lourds investissements à consentir pour procéder aux forages (jusqu'à 400m), à la construction de plates-formes et de pipeline sous-marins. Le prix de revient passe en effet à 14 ou 15\$ le baril. On en déduit qu'étant donné le prix de revient du pétrole en mer, son exploitation ne devient réellement rentable qu'en période de crise pétrolière. De plus, il faut exploiter des gisements de grande taille pendant de longues périodes pour amortir les investissements inhérents à l'exploration et la mise en production des plates-formes.

5.9.2.2 Les sites de production sont vulnérables

La protection des plates-formes pétrolières est difficile à réaliser. En haute mer, les pirates ou les commandos sont toujours possibles et cette menace est à prendre en compte. Les problèmes d'environnement ne sont pas non plus à négliger (cf. la plus grande plate-forme off-shore brésilienne de la société Pétrobras qui a sombré au large de Campos le 21 mars 2001).

5.9.2.3 L'Union européenne doit lutter pour trouver des sources d'approvisionnement

5.9.2.3.1 Importance des réserves en mer

Actuellement, c'est en mer que se font les principales découvertes de nouvelles réserves. En 1999, 28 champs ont été mis en évidence par plus de 500 m de fond dans les golfes du Mexique et de Guinée. Il est en outre désormais possible de forer à plus de 500 m de fond depuis deux ans.

5.9.2.3.2 Lutte acharnée des autres pays pour se positionner sur le marché

Les compagnies européennes rencontrent partout sur leur chemin les Américains. Elles doivent se battre pied à pied pour obtenir des concessions. Car petit à petit, les majors d'outre Atlantique s'installent en Afrique, zone traditionnellement réservée aux européens. Un exemple frappant de cette évolution est illustré par la visite récente du président du Congo, Sassou Nguesso, à Washington lors du sommet du millénaire de l'ONU (Organisation des Nations Unies). Il a rencontré les autorités politiques américaines mais aussi et surtout les représentants des grandes entreprises, parmi lesquelles on comptait Exxon, Philips petroleum et Chevron.

6 SOLUTIONS POSSIBLES POUR L'UNION EUROPEENNE POUR ETRE COMPETITIVE ET EVITER LES CONFLITS D'INTERET

L'Union européenne doit impérativement prendre des mesures pour être compétitive dans la course à l'or noir off-shore. Les solutions possibles passent par la fusion des compagnies européennes, la mise en place d'une politique énergétique communautaire et la sécurisation des approvisionnements.

6.1 La Fusion des compagnies européennes

6.1.1 Classification des compagnies en fonction de leur puissance

A l'heure actuelle, nous pouvons classer les sociétés pétrolières dans les catégories suivantes (cf. IFP) :

- les « super majors » : ils ont des actifs supérieurs à 80 milliards de \$, et vont profiter de l'ouverture de nouveaux territoires pour acquérir des réserves à faible coût de production,
- les « mezzos » : ce sont les anciens majors non fusionnés. Ils sont spécialisés dans des niches technologiques ou géographiques dans lesquelles ils sont associés aux « super majors » en règle générale,
- les « petits » : ils ne sont pas spécialisés et leur seule chance de survie est de se créer une niche,

- les « petits spécialisés » : ils sont sécurisés par la présence d'une niche.

6.1.2 Intérêt de la fusion

Les fusions sont rendues nécessaires pour capter des parts de marché et regrouper des capitaux substantiels afin de découvrir et développer des gisements géants. Nous avons vu précédemment que bon nombre de sociétés multinationales avaient fusionné dans les cinq dernières années, surtout pour peser plus lourd face aux pays producteurs. En 1998, deux méga fusions ont eu lieu : celle de Exxon avec Mobil, et celle de BP avec Amoco. Si les compagnies européennes veulent rester parmi les grands, elles devront inéluctablement fusionner. Les autres avantages de la fusion sont de baisser les coûts sur la chaîne pétrolière et de minimiser les risques géographiques.

6.2 La mise en place d'une politique communautaire de l'énergie

6.2.1 Absence de politique des approvisionnements en énergie

Actuellement, les membres de l'Union sont en pourparler afin d'organiser le marché intérieur de l'énergie. Mais rien n'est encore décidé pour la politique extérieure, notamment la politique d'approvisionnement en hydrocarbures. Quelques pistes existent néanmoins parmi lesquelles le renforcement de la fiscalité sur les produits pétroliers – nous avons récemment vu en France et en Grande-Bretagne que cette politique avait ses limites -, la prévision d'un stock stratégique renforcé et la création de nouvelles routes d'importation. L'objectif (ambitieux) est de limiter la dépendance énergétique à 50% d'ici 2020. La mise en place d'une politique réglementant les importations ne semble pas être la solution la plus adéquate, vu la puissance des multinationales et la mondialisation du commerce.

6.2.2 Le pétrole off-shore permet de diversifier les approvisionnements

La seule manière d'atteindre cette cible est de diversifier les approvisionnements et la nature des ressources. S'il convient de donner la priorité aux énergies renouvelables, il est certain que le pétrole off-shore doit être une priorité également, au moins jusqu'à la fin du siècle. Faute de pouvoir s'entendre au sein de l'Union, tant les situations sont diverses et le problème stratégique, chaque Etat devra choisir sa voie pour contribuer à la réalisation de l'objectif annoncé supra. Il est probable que la France continuera sur sa lancée dans le domaine du nucléaire, l'Allemagne avec sa lignite, le charbon pour la Pologne ou le gaz pour la Grande-Bretagne.

6.2.3 Les Etats de l'Union doivent encourager davantage les pétroliers européens

Mais profitant de ses atouts dans le domaine du pétrole, l'Union doit se lancer dans une politique de soutien très active vis-à-vis de ses compagnies pétrolières. BP, Shell et TotalFina sont des entreprises solides et implantées dans tous les grands bassins sédimentaires susceptibles de produire des hydrocarbures. La lutte étant serrée avec les autres multinationales, voire avec les compagnies nationales de Etats producteurs, les pays « parents » peuvent et doivent les aider à prospérer. Même si les voyages fortement médiatisés des chefs d'Etat, à l'instar de M. CHIRAC à Luanda en 1996 aux côtés des responsables d'Elf, peuvent apporter un atout dans la décision des Etats producteurs d'attribution des concessions d'exploration, il existe des moyens au moins aussi efficaces pour rendre nos entreprises plus compétitives. Certains ne sont pas nouveaux, comme nous l'avons vu précédemment, mais il convient de les renforcer.

6.2.3.1 Améliorer le dialogue avec les pays producteurs

La première piste concerne les relations entre l'Union et les pays producteurs. Il convient de consolider nos liens avec ces pays afin de peser sur les décisions qu'ils sont amenés à prendre par l'établissement d'accords accompagnés d'un cadre juridique. L'impérative nécessité de ce dialogue a été récemment illustrée par deux faits de l'actualité :

- faute d'avoir un poids politique suffisant, les revendications de l'Union auprès de l'OPEP lors de la crise de l'automne dernier n'ont pas été entendues,
- les Etats-Unis viennent de créer un poste d'ambassadeur chargé des questions énergétiques du bassin de la mer Caspienne.

Etant donné que le secteur du gaz prend de l'importance, il serait intéressant de porter nos efforts en direction des pays gros producteurs de cette énergie fossile. A l'heure actuelle, 41% des importations proviennent de la Russie et 30% de l'Algérie. L'Union devrait se tourner vers ceux qui ont les plus grandes réserves : la Russie, l'Ukraine et les pays de la mer Caspienne.

6.2.3.2 Mise en place de politiques fiscales et économiques favorables

L'Union devrait être capable de créer ces conditions favorables aux opérateurs qui décideraient d'aller développer leur production ailleurs qu'au Moyen-Orient. Ceci s'applique notamment aux compagnies pétrolières qui souhaiteraient explorer les fonds marins dans des régions classées à risque, en raison des incertitudes politiques ou des conditions d'accessibilité difficiles (off-shore profond, mers lointaines et agitées, climats extrêmes). Pourquoi ne pas envisager que l'Union prenne sa part de responsabilité (financière) dans les risques inhérents à toute exploration pétrolière complexe ?

6.2.3.3 Encourager davantage la recherche de nouvelles technologies

La mise en valeur des ressources off-shore nécessite un investissement énorme dans le développement de nouvelles technologies. Même si les compagnies possèdent leur propre bureaux d'étude, l'Etat peut apporter le concours de chercheurs et une partie du financement. Nous avons vu au travers de l'exemple français que ce partenariat débouche le plus souvent sur l'élaboration de techniques nouvelles particulièrement intéressantes. Pourquoi ne pas étendre cette aide au niveau européen ? Ce qui nous permettrait de concurrencer les majors américains et de proposer notre savoir-faire aux pays producteurs. Les pays du Moyen-Orient sont très attentifs à tout nouveau procédé qui pourrait leur permettre d'augmenter la longévité de leurs gisements actuels, voire d'en développer de nouveaux. La technologie de pointe pourrait permettre ainsi à nos compagnies européennes de prendre des participations plus importantes dans les concessions de cette région du monde.

6.3 La sécurisation des réseaux d'approvisionnement de l'Union Européenne

6.3.1 Le développement interne des Etats producteurs

En favorisant l'essor économique des pays riverains, il est possible de faire en sorte que la sécurité des plates-formes pétrolières soit assurée par eux. Leur développement économique peut également diminuer les risques d'émergence de crises internes.

6.3.2 La création d'une Autorité internationale sur les fonds marins

Dans la partie 11 de la convention de Montego Bay de 1982 est explicité le droit de la mer. Le règlement en 1994 reprend ce texte et prévoit la possibilité d'un transfert d'autorité des Etats vers une entité internationale universelle. Elle définirait le droit et aurait les moyens de le faire respecter. Ce projet à long terme est intéressant mais risque de demeurer longtemps de l'ordre de l'utopie.

CONCLUSION GENERALE

La recherche de l'indépendance énergétique n'est plus une fin en soi, à cause de l'abondance du marché. La géopolitique du pétrole est désormais surtout basée sur les marchés mondiaux qu'il faut sécuriser. Cette nouvelle façon de concevoir la géopolitique est l'objet de nombreux ouvrages parmi lesquels celui de John MITCHELL, « New geopolitics of energy », Londres, RIIA 1996.

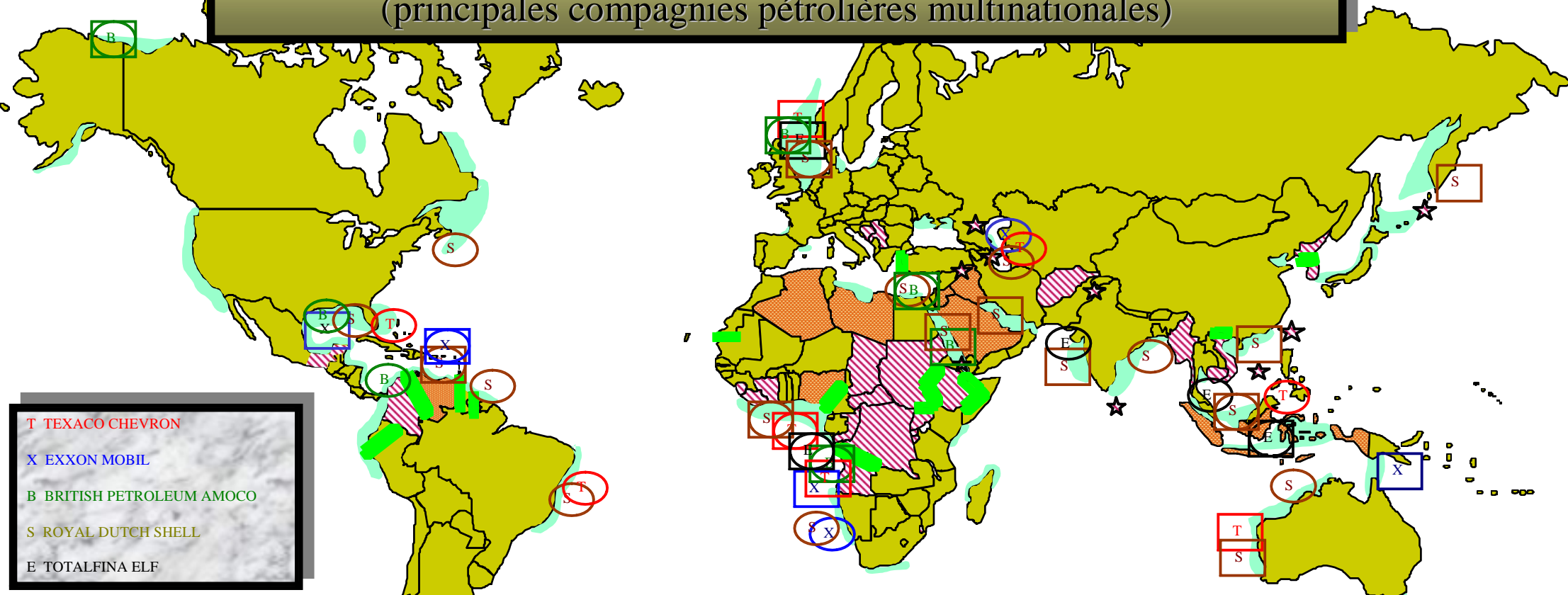
L'Union Européenne doit favoriser la consolidation de l'offre mondiale en hydrocarbures par une politique active de soutien aux compagnies pétrolières du continent, pour rester compétitives au niveau technologique, dans leur capacité à soulever des fonds pour investir en secteur amont et dans la lutte pour l'obtention des concessions.

Le pétrole off-shore, comme les nouveaux pétroles, doit faire l'objet d'une priorité de ces compagnies, étant données les importantes réserves encore inexploitées.

Annexe 1

GEOPOLITIQUE DU PETROLE OFF-SHORE

(principales compagnies pétrolières multinationales)



Annexe 2
Principales compagnies pétrolières mondiales 1999

Compagnie	Nationalité	Chiffre d'affaire (en milliards de \$)	Bénéfice (en milliards de \$)	Retour sur investissement	production de pétrole (en millions de barils par jour)	production de gaz (en millions de bep par jour)	production totale (en millions de bep par jour)	Actifs (en milliards de \$)	Ressources (en milliards de bep)	Réserves prouvées (en milliards de bep)	Taux de remplacement de la production	Dettes nettes sur fonds propres (%)
Exxon mobil (1998)	USA	163,80	7,90	12%	1,6	1,12	2,72	55 (Mobil 31,3)	70	21	106%	
Royal Dutch Shell	Anglo-hollandaise	105,40	7,60	12,1%			2,22	78,9				18,0
British Petroleum	Grande Bretagne	83,50	5,00	11,1%	2,06	1,05	3,11	58,9		12,55		29,3
Totalfina Elf	France	82,80	3,80	12,7%	0,72	0,38	1,10	64,9		6,26		47,1
Texaco	USA	35,70	1,17	14,4%			1,15	30,0		4,80	111%	34,6
Eni	Italie	34,10	3,00				1,00			5,53		

Annexe 3

Conversions des unités

Conversions pétrole :

Tonnes (métriques)	Kilo litres	Barils	US gallons
100	116,5	733	30800
13,6	15,9	100	4202

Conversions gaz :

Milliards de m3 NG	Milliards de ft3 NG	Mt équivalent pétrole Mtep	Mt LNG	Millions de bep Mbep
28,3	1000	25,5	20,7	178
15,9	561	143	11,6	100

Abréviations

Bep	Baril équivalent pétrole
Mbep	Millions de Bep
Tep	Tonne équivalent pétrole
Mtep	Millions de Tep
Mt	Millions de tonnes
B/j	Barils par jour
Ft3	Pieds cube

Bibliographie

Ouvrages généraux :

Grand Larousse universel, 1991 (avec les livres des années 92 à 2000).
Encyclopédie Universalis 1996.
Encyclopédie Hachette multimédia 1999 et 2000.
Dominique et Michèle FREMY : Quid 2000, éditions Robert Laffont.
L'état du monde 2000, éditions La Découverte.
Serge Marti : Bilan du Monde, édition 2001.

Documents et articles spécialisés

Le Monde diplomatique : cahier spécial pétrole de décembre 2000 (références en note de bas de page).
Articles du Monde (références en note de bas de page).
Articles du Monde diplomatique (références en note de bas de page).
Articles de l'IFP institut français du Pétrole (références en note de bas de page).
Rapport 1998 des investissements dans le monde de la CNUCED.
MM. Henri REVOL et Jacques VALADE : Rapport d'information du Sénat (session ordinaire 2000-2001) sur la sécurité des approvisionnements en énergie de l'Union Européenne, au nom de la commission des affaires économiques et du plan.
Livre Vert de la Commission Européenne du 29 novembre 2000.
Patrick Criqui et Pierre Noel, « Marchés énergétiques et géopolitique pétrolière, 1920-2030 », Institut d'économie et de politique de l'énergie, Grenoble, septembre 1998.
Pierre Noel : « Indépendance énergétique versus marché mondial », Institut d'économie et de politique de l'énergie, Grenoble, 1999.
« Global off-shore oil prospects to 2000 », Agence internationale de l'énergie.
Rapports financiers 1999 et 2000 de Totalfina Elf, British Petroleum, Royal Dutch Shell, Texaco, Exxon Mobil, Enlix.

Bases de données

Statistiques 1999 du ministère français de l'Industrie.
Base de données de l'Union Européenne (SCAD plus).
La documentation française (base de données en ligne sur Internet).
Nombreux sites Internet spécialisés (oil.com, oilnet.com, medintelligence.free.fr, africanintelligence.fr, temps du maroc.press.ma, ifremer.fr, arab-oil-gas.communication, globalwebco.net).

LES ENJEUX GEOPOLITIQUES DU PETROLE OFF-SHORE POUR L'UNION EUROPEENNE

Table des matières

Introduction

1	RESSOURCES EXISTANTES	1
1.1	HISTOIRE DU PETROLE OFF-SHORE	1
1.2	RESSOURCES PETROLIERES DISPONIBLES DANS L'UNION EUROPEENNE	2
1.2.1	En Grande-Bretagne :	2
1.2.2	En France :	2
1.3	SITES DE PRODUCTION OFF-SHORE MONDIAUX ACTUELS	2
1.3.1	Atlantique :	2
1.3.2	Pacifique :	4
1.3.3	Océan Indien :	4
1.3.4	Mer Caspienne	4
1.3.5	Arctique :	4
1.4	PRODUCTION MONDIALE	4
1.5	RESERVES MONDIALES	5
1.5.1	Quelques définitions	5
1.5.2	Montant des réserves mondiales	5
1.6	RAPPORT RESERVES / PRODUCTION (R/P RATIO)	6
2	SOCIETES PETROLIERES MONDIALES	6
2.1	MULTINATIONALES	6
2.2	PRINCIPALES SOCIETES PETROLIERES DANS LE MONDE	7
2.2.1	Principal groupe français :	7
2.2.2	Principaux groupes américains	11
2.2.3	Groupes anglais	13
2.2.4	Principal groupe italien	15
2.3	PRISE DE CONTROLE PAR LES SOCIETES NATIONALES DES PAYS PRODUCTEURS	15
2.4	ACCROISSEMENT DU POUVOIR DES MULTINATIONALES PAR FUSION	16
2.5	PUISSANCE RELATIVE DES SOCIETES MULTINATIONALES	16
3	LE PETROLE OFF-SHORE	17
3.1	EXPLORATION	17
3.2	ASPECT TECHNIQUE DE L'EXPLOITATION	17
3.2.1	Nouvelles techniques de forage	17
3.2.2	Progrès de l'exploitation	17
3.2.3	Réhabilitation des gisements anciens	17
3.2.4	Plongée sous-marine	18
3.3	COUT ET RENTABILITE DE SON EXPLOITATION	18
3.3.1	Investissements importants et risques	18
3.3.2	Comparaison avec le pétrole « terrestre »	18
3.4	L'IMPORTANCE DES GISEMENTS OFF-SHORE	18
4	LA COMPETITION INTERNATIONALE SUR LES MARCHES PETROLIERS	19
4.1	GISEMENTS RECEMMENT DECOUVERTS ET SITES D'EXPLORATIONS NOUVELLES	19
4.1.1	Amérique du Nord :	19
4.1.2	Amérique centrale	19
4.1.3	Afrique :	19
4.1.4	Asie pacifique :	19
4.1.5	Europe :	19
4.2	OBTENTION DES CONCESSIONS	20
4.3	CONFLITS RECENTS OU A VENIR	20

4.3.1	Afrique :	20
4.3.2	Asie pacifique :	21
4.3.3	Amérique latine :	21
4.4	ROLE DE L'OPEP	22
4.4.1	Politique de l'OPEP :	22
4.4.2	L'OPEP depuis 1999 : réaffirmation de sa puissance	22
4.4.3	2000 : Entente pour le contrôle des prix	23
4.5	PRIX DU PETROLE	23
4.6	MOUVEMENTS	24
4.6.1	Importations	24
4.6.2	Exportations	24
5	<u>LE PETROLE : MARCHANDISE VITALE POUR L'UNION EUROPEENNE ...</u>	25
5.1	INFLUENCE DE LA MONTEE DES PRIX DU PETROLE POUR TOUS LES PAYS OCCIDENTAUX	25
5.2	PART DU PETROLE DANS LES BESOINS EN ENERGIE MONDIAUX	25
5.2.1	Pétrole contre gaz naturel :	26
5.2.2	Pétrole contre charbon :	26
5.3	PART DU PETROLE DANS LE COMMERCE MONDIAL	26
5.4	DEPENDANCE PAR RAPPORT AUX PAYS PRODUCTEURS	27
5.5	NOUVELLES POLITIQUES PETROLIERES DES PAYS OCCIDENTAUX APRES 1974	27
5.5.1	Orientation vers les pétroles « difficiles »	27
5.5.2	Inversion des tendances de la production	27
5.5.3	Début de dialogue entre les pays consommateurs et les producteurs	27
5.6	PERSPECTIVES D'AVENIR DE CETTE SOURCE D'ENERGIE	27
5.6.1	A court terme	27
5.6.2	A moyen et long terme	28
5.7	IMPLICATION DES ETATS DANS LES COMPAGNIES PETROLIERES NATIONALES : EXEMPLE DE LA FRANCE	28
5.7.1	L'Etat encourage les compagnies pétrolières nationales	28
5.7.2	Des responsables politiques impliqués dans les « affaires »	29
5.8	LE DECLIN DE LA PUISSANCE DES ETATS FACE AU POUVOIR DES MULTINATIONALES	30
5.9	ENJEUX DU PETROLE OFF-SHORE POUR L'UE	30
5.9.1	Le pétrole : enjeu géopolitique pour l'indépendance énergétique de l'Union	30
5.9.2	Inconvénients de l'offshore	32
6	<u>SOLUTIONS POSSIBLES POUR L'UNION EUROPEENNE POUR ETRE COMPETITIVE ET EVITER LES CONFLITS D'INTERET</u>	32
6.1	LA FUSION DES COMPAGNIES EUROPEENNES	32
6.1.1	Classification des compagnies en fonction de leur puissance	32
6.1.2	Intérêt de la fusion	33
6.2	LA MISE EN PLACE D'UNE POLITIQUE COMMUNAUTAIRE DE L'ENERGIE	33
6.2.1	Absence de politique des approvisionnements en énergie	33
6.2.2	Le pétrole offshore permet de diversifier les approvisionnements	33
6.2.3	Les Etats de l'Union doivent encourager davantage les pétroliers européens	33
6.3	LA SECURISATION DES RESEAUX D'APPROVISIONNEMENT DE L'UNION EUROPEENNE	34
6.3.1	Le développement interne des Etats producteurs	34
6.3.2	La création d'une Autorité internationale sur les fonds marins	34