

L'industrie parapétrolière

Contexte international

et

résultats de l'enquête française 2007

A. SANIERE, S. SERBUTOVIEZ, C. SILVA

Direction des Études Économiques

Institut Français du Pétrole

Journées annuelles du Pétrole

10-11 octobre 2007

Les auteurs

Cette étude a été préparée par la Direction des Études Économiques de l'IFP, dirigée par Nathalie Alazard-Toux.

Les membres de la Direction ayant élaboré le contenu de l'étude sont:

- **Armelle Saniere** : armelle.saniere@ifp.fr : investissements en exploration - production, secteur du forage et de la construction offshore
- **Sylvain Serbutoviez** : sylvain.serbutoviez@ifp.fr : secteur de la géophysique
- **Constancio Silva** : constancio.silva@ifp.fr : investissements en exploration - production, secteur du raffinage et enquête française.

avec la participation de **Malika Jendoubi**.

S O M M A I R E

1	LE CONTEXTE INTERNATIONAL.....	8
1.1	TENDANCES ÉCONOMIQUES GÉNÉRALES.....	8
1.2	CONTEXTE PÉTROLIER.....	10
1.3	L'EXPLORATION-PRODUCTION.....	13
1.3.1	<i>Le contexte amont.....</i>	<i>13</i>
1.3.2	<i>Les investissements en exploration-production.....</i>	<i>15</i>
1.3.3	<i>Secteur de la géophysique.....</i>	<i>21</i>
1.3.3.1	Activité mondiale.....	21
1.3.3.2	Le marché de la géophysique (acquisition, traitement et équipements).....	23
1.3.4	<i>Secteur du forage.....</i>	<i>28</i>
1.3.4.1	Activité mondiale 2006-2007: ralentissement de la croissance.....	28
1.3.4.2	Chiffre d'affaire de l'activité forage.....	31
1.3.5	<i>Secteur de la construction d'équipements de production offshore.....</i>	<i>36</i>
1.3.5.1	Activité de construction en mer: forte activité sur 2006 et 2007.....	36
1.3.5.2	Chiffre d'affaire de l'activité.....	38
1.3.6	<i>Conclusion.....</i>	<i>42</i>
1.4	RAFFINAGE.....	44
1.4.1	<i>Les capacités de raffinage demeurent tendues.....</i>	<i>45</i>
1.4.2	<i>Évolution des marges de raffinage.....</i>	<i>48</i>
1.4.3	<i>Des résultats en diminution et une recrudescence des opérations de type cessions/acquisitions.....</i>	<i>50</i>
1.4.4	<i>Dépenses dans l'industrie du raffinage en nette augmentation.....</i>	<i>54</i>
1.4.5	<i>Une multiplication des annonces de projets.....</i>	<i>56</i>
1.4.6	<i>Demande de produits pétroliers et futurs projets.....</i>	<i>62</i>
2	L'INDUSTRIE PARAPÉTROLIÈRE EN FRANCE.....	68
2.1	ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES GLOBAL.....	69
2.2	RÉPARTITION DU CHIFFRE D'AFFAIRES PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ.....	69
2.3	ACTIVITÉ OFFSHORE.....	70
2.4	ACTIVITÉS RÉALISÉES À L'ÉTRANGER.....	70
2.5	EFFECTIFS.....	71
2.6	TECHNOLOGIES MAÎTRISÉES DANS LE PARAPÉTROLIÈRE EN FRANCE.....	72
2.7	CONCLUSIONS.....	73

FIGURES ET TABLEAUX

FIGURE 1: INVESTISSEMENTS MONDIAUX EN EXPLORATION - PRODUCTION	17
FIGURE 2: ACTIVITÉ SISMIQUE MONDIALE OFFSHORE ET ONSHORE EN NOMBRE D'ÉQUIPES ACTIVES (SOURCES: WORLD GEOPHYSICAL NEWS + IFP).....	21
FIGURE 3: RÉPARTITION MONDIALE DE L'ACTIVITÉ SISMIQUE 2006	22
FIGURE 4: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DE L'ACTIVITÉ SISMIQUE SUR LA PÉRIODE 2000-2006 ET ESTIMATION 2007	23
FIGURE 5: ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES EN GÉOPHYSIQUE	24
FIGURE 6: NOMBRE TOTAL DE PUIITS FORÉS DANS LE MONDE	30
FIGURE 7: MARCHÉ DU FORAGE.....	33
FIGURE 8: CONSTRUCTIONS EN MER.....	36
FIGURE 9: MARCHÉ DE L'INGÉNIERIE, ÉQUIPEMENTS ET CONSTRUCTIONS EN MER	39
FIGURE 10: DEMANDE PÉTROLIÈRE ET CAPACITÉ DE RAFFINAGE DANS LE MONDE ET AUX ÉTATS UNIS.....	46
FIGURE 11: DEMANDE PÉTROLIÈRE ET CAPACITÉ DE RAFFINAGE EN ASIE-PACIFIQUE	47
FIGURE 12: ÉVOLUTION DES MARGES DE RAFFINAGE COMPLEXES (EN \$/B).....	49
FIGURE 13: FUSIONS ET ACQUISITIONS DANS RAFFINAGE	51
FIGURE 14: HISTORIQUE DES DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (EN G\$).....	55
FIGURE 15: NOUVELLES RAFFINERIES PAR RÉGIONS. PHASE 2: CONCEPTION - INGÉNIERIE - CONSTRUCTION (2 529 500 B/J), 2006-2007	57
FIGURE 16: NOUVELLES RAFFINERIES ET EXTENSIONS DE CAPACITÉS DE DISTILLATION:.....	60
FIGURE 17: NOUVELLES RAFFINERIES ET EXTENSIONS DE CAPACITÉS DE DISTILLATION:.....	61
FIGURE 18: NOUVELLES ET EXTENSION DE NOUVELLES RAFFINERIES DANS LE MONDE.....	63
FIGURE 19: PROJETS DE NOUVELLES RAFFINERIES DANS LE MONDE.....	63
FIGURE 20: EXTENSION DE NOUVELLES RAFFINERIES DANS LE MONDE	64
FIGURE 21: DEMANDE INCRÉMENTALE ET PROJETS ENTRE 2005 ET 2011.....	64
FIGURE 22: PROJETS DE CONVERSION PAR RÉGION - PHASE 2: CONCEPTION, INGÉNIERIE, CONSTRUCTION	66
TABLEAU 1: CROISSANCE EN VOLUME DU PIB	8
TABLEAU 2: DEMANDE, OFFRE ET VARIATIONS DES STOCKS PÉTROLIERS MONDIAUX.....	9
TABLEAU 3: RÉPARTITION DU CHIFFRE D'AFFAIRE DU MARCHÉ DE LA GÉOPHYSIQUE.....	25
TABLEAU 4: PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS D'ACQUISITIONS TRAITEMENTS ET D'ÉQUIPEMENTS.....	26
TABLEAU 5: PRINCIPALES COMPAGNIES DANS LE SECTEUR DU FORAGE À TERRE.....	34
TABLEAU 6: PRINCIPALES COMPAGNIES DANS LE SECTEUR DU FORAGE OFFSHORE	35
TABLEAU 7: PRINCIPALES COMPAGNIES DANS LE SECTEUR DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE	41
TABLEAU 8: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS ET PRINCIPAUX MARCHÉS PARAPÉTROLIERS	42
TABLEAU 9: MARGES DE RAFFINAGE COMPLEXES (MOYENNE ANNUELLE EN US\$/B).....	49
TABLEAU 10: RÉSULTATS NETS DES SOCIÉTÉS POUR LE SECTEUR RAFFINAGE DISTRIBUTION	50
TABLEAU 11: DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE	55
TABLEAU 12: NOUVELLES RAFFINERIES - CAPACITÉS DE DISTILLATION:	57
TABLEAU 13: EXTENSIONS DE RAFFINERIES - CAPACITÉS DE DISTILLATION - PHASE 2: CONCEPTION, INGÉNIERIE, CONSTRUCTION	58
TABLEAU 14: NOUVELLES RAFFINERIES ET EXTENSIONS DE CAPACITÉS DE DISTILLATION:.....	59
TABLEAU 15: PROJETS DE CONVERSION PAR RÉGION - PHASE 2: CONCEPTION, INGÉNIERIE, CONSTRUCTION.....	66

ANNEXE FIGURES

FIG A 1: ÉVOLUTION DU PRIX DU PÉTROLE AU 02/08/2006*	75
FIG A 2: ÉVOLUTION DES PRIX DU GAZ HENRY HUB - EN DOLLARS COURANTS	75
FIG A 3: VARIATION DE LA DEMANDE PÉTROLIÈRE	76
FIG A 4: INVESTISSEMENTS MONDIAUX EN EXPLORATION - PRODUCTION	76
FIG A 5: NOMBRES D'ÉQUIPES SISMIQUES EN ACTIVITÉ DANS LE MONDE (HORS CEI ET CHINE)	77
FIG A 6: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DE L'ACTIVITÉ SISMIQUE	77
FIG A 7: MARCHÉ DE LA SISMIQUE	78
FIG A 8: NOMBRE TOTAL DE Puits FORÉS DANS LE MONDE	78
FIG A 9: NOMBRE DE Puits FORÉ À TERRE:	79
FIG A 10: NOMBRE DE Puits FORÉS EN MER	79
FIG A 11: NOMBRE D'APPAREILS DE FORAGE EN ACTIVITÉ DANS LE MONDE	80
FIG A 12: ACTIVITÉ DE FORAGE AU ÉTATS UNIS	80
FIG A 13: TAUX D'UTILISATION DES PLATES-FORMES DE FORAGE EN MER	81
FIG A 14: TAUX DE LOCATION DES PLATES-FORMES DE FORAGE EN MER	81
FIG A 15: MARCHÉ DU FORAGE	82
FIG A 16: CONSTRUCTIONS ET PROJETS EN MER	82
FIG A 17: MARCHÉ DE L'INGÉNIEURIE, ÉQUIPEMENTS ET CONSTRUCTIONS EN MER	83
FIG A 18: PRINCIPALES FUSIONS-ACQUISITIONS- ALLIANCES DEPUIS LE 01/06/2005	83
FIG A 19: ÉVOLUTION DES MARGES DE RAFFINAGE	84
FIG A 20: ÉVOLUTION DE LA MARGE DE RAFFINAGE COMPLEXE- MOYENNE ANNUELLE	84
FIG A 21: INVESTISSEMENTS EN RAFFINAGE (G\$)	85
FIG A 22: TAUX D'UTILISATION DES CAPACITÉS DE RAFFINAGE	85
FIG A 23: RÉPARTITION DES SOCIÉTÉS QUI ONT PARTICIPÉ À L'ENQUÊTE PAR CLASSE DE C.A. 2006	86
FIG A 24: ÉVOLUTION DU C.A; (HORS TRANSPORT INTERNATIONAL)	86
FIG A 25: DÉCOMPOSITION DU C.A. 2006 PAR DOMAINE D'ACTIVITÉ	87
FIG A 26: C.A. RÉALISÉ À L'ÉTRANGER	87
FIG A 27: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DU C.A. RÉALISÉ À L'ÉTRANGER EN 2006	88
FIG A 28: INDUSTRIE PARAPÉTROLIÈRE EN FRANCE - EFFECTIFS	88
FIG A 29: TECHNOLOGIES MAÎTRISÉES DANS LE PARAPÉTROLIER EN FRANCE	89
FIG A 30: ÉVOLUTION DE LA PART DE LA R&D DANS LE CHIFFRE D'AFFAIRES DU PARAPÉTROLIER	89
FIG A 31: ÉVOLUTION DU CARNET DE COMMANDES	90
FIG A 32: NIVEAU D'ACTIVITÉ PRÉVU	90

INTRODUCTION

Les compagnies pétrolières réalisent rarement elles-mêmes les importants travaux entrepris dans le cadre de leurs investissements ou de l'exploitation de leurs installations ; elles agissent le plus souvent en maître d'œuvre, ouvrant ainsi un large marché d'équipements, de services et d'ingénierie, sur lequel interviennent de nombreuses sociétés de tailles très variables, constituant ensemble l'industrie parapétrolière.

Très tôt, la présence française sur ce marché s'est affirmée, notamment grâce à la poursuite d'ambitieux programmes de recherche et développement -souvent menés dans le cadre du CEP&M et du COPREP (aujourd'hui disparus) - qui ont permis de constituer, puis d'entretenir un solide acquis technologique.

Dans ce contexte, l'absence de statistiques régulières sur l'industrie parapétrolière française a conduit, dès 1978, le GEP -Groupement des entreprises parapétrolières et paragazières, le CEP&M-COPREP et l'IFP, à lancer une enquête annuelle d'envergure nationale.

Ce document dresse un panorama du contexte pétrolier international avant de présenter les résultats issus du dépouillement de la dernière enquête qui permet de préciser la situation de l'industrie parapétrolière en France en 2006 et d'avancer, pour 2007, des ordres de grandeur reposant sur les estimations fournies par les entreprises elles-mêmes.

LE CONTEXTE INTERNATIONAL

1 LE CONTEXTE INTERNATIONAL

1.1 Tendances économiques générales

La **croissance économique** en 2006 reste ferme. Le PIB mondial enregistre une croissance de 5.5% en 2006, soit une progression de 0.6 points par rapport à celle de 2005. Le cycle de croissance rapide amorcé en 2002 se poursuit encore en 2006. Cette progression reste inégalement répartie et se situe principalement dans l'Union Européenne pour les pays industrialisés et dans les pays émergents, notamment en Chine et en Inde.

Tableau 1: Croissance en volume du PIB

Variations en %	2004	2005	2006	2007(p)	2008(p)
Monde	5.3	4.9	5.5	5.2	5.2
États-Unis	3.3	3.2	3.9	2.0	2.8
Union Européenne	2.5	1.5	2.8	2.6	2.5
Chine	10.1	10.4	11.1	11.2	10.5

Source : FMI ; (p) : prévision

Malgré un léger fléchissement de la croissance, **le cycle continu en 2007**, sous l'impulsion des mêmes régions que précédemment. L'inflexion de la croissance mondiale dans les dernières prévisions s'explique par un net ralentissement de la croissance aux États-Unis, qui passe de 3.9% en 2006 à 2.0% en 2007.

Les prévisions pour **2008** tablent sur un PIB mondial en hausse de 5.2%. La Chine, avec 10.5% de croissance reste le moteur de cette évolution malgré un léger ralentissement. Les États-Unis espèrent récupérer une partie de la croissance perdue tandis qu'en Europe, le PIB devrait connaître la même progression que précédemment. Le chiffre de croissance aux États-unis pourrait être revu à la baisse, les conséquences de la crise du

'sub prime" étant encore mal évalués. Pour l'Europe une révision à la baisse du chiffre de croissance est également évoqué.

Après l'envolée en 2004, la **demande** mondiale de pétrole, enregistre en 2005 et surtout en 2006 une croissance plus modérée: la demande supplémentaire en 2006 n'a été que de 0.8Mb/j alors qu'elle était de 3.1Mb/j en 2004. Le ralentissement de la demande en 2006 est majoritairement dû à l'Amérique du Nord et l'Europe (50% de la demande mondiale) alors que la Chine, le Moyen Orient et la zone CEI maintiennent la pression sur la demande. Pour 2007, l'AIE table sur une reprise mesurée (+1.5 Mb/j au niveau mondial) dont le moteur devrait être une nouvelle fois la Chine et le Moyen-Orient. Une reprise lente est par ailleurs attendue en Amérique du Nord alors que l'Europe devrait enregistrer une baisse de sa demande.

L'année 2006 présente également un ralentissement de l'**offre** mondiale de pétrole qui passe de 84.4 Mb/j en 2005 à 85.2 Mb/j en 2006, soit une progression de 0.8 Mb/j supplémentaire, parallèle à la variation de la demande.

Tableau 2: Demande, offre et variations des stocks pétroliers mondiaux

en Mb/j	2004	2005	2006	2007 (p)	2008 (p)
Demande mondiale	82.3	83.7	84.5	86.0	88.2
Variation [n - (n-1)]	+3.1	+1.4	+0.8	+1.5	+2.2
Offre mondiale	83.2	84.4	85.2	85.1*	-
Variation [n - (n-1)]	+3.5	+1.2	+0.8	-	-
Variations des Stocks	+0.9	+0.7	+0.7	-	-

Source : Oil Market Report (AIE) ; (p) : prévision

*moyenne des deux premiers trimestres

1.2 Contexte pétrolier

Depuis la fin des années 90, le contexte pétrolier reste marqué par la hausse continue du prix du baril. Après avoir dépassé son record d'août 2006, le WTI a franchi la barre symbolique des 80 US\$ en septembre 2007.

Cette situation s'explique en premier lieu par la persistance d'une réelle tension entre l'offre et la demande. D'une part, les besoins en énergie, et notamment en hydrocarbures, continuent de progresser à un rythme soutenu: en effet, les variations du prix du brut sont trop amorties avant d'atteindre le consommateur final (en raison soit de la fiscalité, soit des subventions) et le dynamisme de la croissance économique permet aux populations de pays émergents de s'équiper en biens énergivores. D'autre part, l'offre peine à suivre, pour des raisons tant géologiques que politiques : dans les pays ouverts aux compagnies internationales, l'accroissement des capacités de production oblige à exploiter des gisements nécessitant des technologies pointues ; là où les sous-sols sont les plus prometteurs, la tendance au nationalisme en matière de politique pétrolière et gazière limite les investissements.

A moyen terme, les tensions devraient donc se maintenir sur le marché du brut et de nouvelles hausses des cours seront vraisemblablement nécessaires pour réconcilier production et consommation.

A court terme, les divers facteurs conjoncturels qui alimentent la forte volatilité des prix continueront probablement d'exercer leurs effets et d'amples fluctuations sont à attendre.

- **incidents récurrents dans le raffinage** : tout au long de 2007, les problèmes techniques se sont succédés dans les raffineries, notamment aux États-Unis. Cette amputation des capacités de traitement a pesé sur les prix du brut, dont les stocks ont atteint des niveaux historiquement élevés en Amérique du Nord. Elle a également permis de soulager momentanément la pression sur l'amont en la

transférant sur l'aval, (notamment sur l'essence). L'une après l'autre, les annonces de retour à la normale ont été contredites par de nouveaux incidents. Conséquence des tensions qui affectent l'ensemble de la chaîne pétrolière, ce mouvement de vases communicants entre les prix du brut et ceux des produits risque de se maintenir.

- **les aléas climatiques** : depuis le traumatisme causé par le passage de Rita et Katrina en 2005, l'activité cyclonique est suivie très attentivement de juillet à septembre et les primes de risque gonflent et se dégonflent au fur et à mesure que les ouragans s'approchent ou s'éloignent. Jusqu'à maintenant, du point de vue pétrolier, la saison 2007 a été relativement calme. Pourtant, le nombre de cyclones chaque année semble augmenter en tendance. Dans un autre registre, les températures hivernales constituent une source importante d'incertitude. La douceur du début d'année a permis une baisse des cours du brut assez marquée malgré la tendance haussière. Mais un hiver rigoureux pourrait à l'inverse exacerber la tendance.
- **politique de l'OPEP** : la stratégie de l'OPEP, ou plutôt le rapport de force entre les stratégies au sein de l'OPEP, est la principale source d'incertitude structurelle sur le marché pétrolier. L'organisation a réussi à restaurer ses capacités excédentaires, mais au prix d'une politique de quotas contraignante. Les appels récurrents des uns ou des autres l'incitant à ouvrir plus le robinet révèlent une certaine myopie : si tel était le cas, nous risquerions de nous retrouver dans la situation de 2004, quand l'OPEP a tenté avec peu de succès de contrer la flambée des prix en mobilisant ses capacités de production excédentaires; la disparition de ce matelas de sécurité a provoqué un gonflement de la prime de risque qui a neutralisé l'influence baissière liée à l'accroissement de l'offre. La vraie question porte sur la stratégie d'investissement dans de nouvelles capacités des pays producteurs.

- **croissance économique et crise du "sub-prime"** : la crise du crédit aux États-unis a mis en évidence une certaine fragilité dans la croissance économique. Cependant, les inquiétudes sur les déséquilibres mondiaux (déficit commercial américain, dévaluation du dollar US, etc.) semblent limitées et les prévisions de croissance économique globale restent fortes. Dans l'immédiat, le principal risque baissier serait qu'un prolongement de la crise financière ne provoque à nouveau un mouvement de vente sur les marchés pétroliers.

1.3 L'exploration-production

1.3.1 Le contexte amont

Comme souvent en période de forte hausse du prix du brut, on assiste à un retour au nationalisme de la part des pays producteurs et des **difficultés d'accès aux réserves plus grande pour les compagnies internationales**. Depuis 2001, des pays comme L'Argentine, la Bolivie, l'Équateur et le Venezuela, l'Algérie, la Chine, la Russie, le Royaume-Uni et les USA (Alaska) ont **durcis les conditions fiscales** qui accompagnent l'accès à leur sous-sol. Le **Venezuela et la Russie** ont été particulièrement sur le devant de la scène cette année: au Venezuela, PdVSA a pris peu à peu le contrôle des champs producteurs et notamment celui des 4 importants projets d'extraction et traitement de bruts lourds de l'Orénoque. En Russie, après le contrôle de Sakhalin2 que Shell a du céder, TNK-BP s'est retiré de Kovyktinskoye au profit de Gazprom et les plus importants avoirs de Yukos sont passés sous le contrôle de Rosneft. D'après le consultant WoodMackenzie, 63% des réserves russes sont aujourd'hui sous contrôle des compagnies nationales.

Par ailleurs, certains pays à fort potentiels pétrolier ou gazier ne sont pas propices aux investissements étrangers pour des raisons de stabilités politiques tels que le **Nigeria ou l'Irak**. Au Nigeria, la guérilla incessante rebute les investisseurs étrangers: les résultats des enchères d'attribution de licences de mai 2007 ont d'ailleurs été éloquentes puisque les offres ont été émises pour la plupart par des entreprises locales et non des grands groupes étrangers. En Irak, l'absence de législation pétrolière bien définie et les sabotages n'incitent toujours pas les compagnies internationales à investir dans le pays.

Enfin, les incertitudes sont grandes concernant les conséquences de la récente adhésion de l'**Angola** à l'OPEP sur les nombreux projets de développement en cours dans le pays.

Plus positivement, 2007 a été jalonnée par d'importantes mise en production: celles de **Dalia** et **Rosa** en Angola; le premier gisement possède des réserves estimées à 1 Gb et devrait atteindre une production au plateau de 240 000 b/j. Le champs de Rosa quant à lui, doit permettre de maintenir la production de Girassol à 500 000 b/j et a battu le record de la longueur de renvois sous-marin à une telle profondeur (1 350 m). La mer du nord, zone mature par excellence, a vu l'importante mise en huile de **Buzzard**, au Royaume-Uni, dont la production devrait atteindre au plateau 200 000 b/j, valeur particulièrement élevée pour la région. Buzzard constitue la plus grosse découverte récente en Mer du Nord. Cet été, le projet gazier **Dolphin** entrait en production au Qatar, conformément au calendrier. La production de ce gisement atteindra 57 Mm³/j au plateau en 2008. La plate-forme **Indépendance Hub** est entrée en opération dans le Golfe du Mexique. Située par une profondeur de 2 450 m d'eau et d'une capacité de 28 Mm³/j, elle constitue le record de profondeur et de taille pour une installation offshore. Elle permet l'exploitation d'une dizaine de champs satellites. Enfin, la Malaisie rentre dans le club fermé des pays produisant des hydrocarbures par grands fonds avec la mise en huile de **Kikeh** par 1330 m d'eau.

Par ailleurs, l'ouverture de la **Libye** offre également de nouvelles perspectives aux compagnies pétrolières et parapétrolières et les investissements dans l'amont en **Arabie Saoudite** sont en plein développement. Le Royaume se donne pour objectif de porter sa production à 12.5 Mb/j en 2012 et est l'un des pays les plus actifs en terme d'activité d'exploration comme de développement.

Du côté des parapétroliers, la nécessité d'accroître des capacités de production tendues et les prix élevés du brut entraînent une demande forte de la part des pétroliers en biens et services. Cette hausse de l'activité bénéficie directement aux sociétés du secteurs des services. En effet, les chiffres d'affaires des principales entreprises parapétrolières ont augmenté en moyenne de 60% entre 2004 et 2006. Les résultats nets sur 2006 sont tous positifs et près de trois fois supérieurs à ce qu'ils étaient en 2004. Nombre de sociétés ont assainie leurs situations financières, malmenées à la fin des années '90-début des années 2000 du fait de la baisse de

l'activité. L'équilibre offre/demande sur les marchés des équipements et services parapétroliers est extrêmement tendu, se traduisant par une **poursuite de la hausse des coûts** dans tous les domaines, aussi bien la construction d'équipements que les salaires du personnel. Le phénomène entamé en 2005 s'est accentué en 2006 et se poursuit en 2007 mais le taux de croissance commence à baisser cette année selon une étude menée par l'IHS/CERA. Cet organisme a en effet lancé un indice des coûts du capital en amont appelé UCCI (Upstream Capital Cost Index), afin de mesurer la hausse des coûts. Fixé à 100 en 2000, cet indice était de 108 en 2004, 167 au troisième trimestre 2006 et il a atteint 179 au premier trimestre 2007. Toujours selon le CERA, un plateau dans les coûts pourrait être atteint en 2008. Cet indice tient compte de neuf éléments majeurs entrant dans la composition des coûts des projets amont tels que les taux de location des appareils de forage, le prix de l'acier ou encore les salaires de la profession.

1.3.2 Les investissements en exploration-production

En 2006, les investissements mondiaux en exploration-production poursuivent leur progression et atteignent 275 G\$. Cela correspond à une croissance de 29% sur l'année, soit 4 points de plus que l'exercice antérieur. Le maintien d'une conjoncture favorable, accompagnée d'un prix du brut en constante hausse - le prix du baril de Brent a atteint plus de 65 \$ en moyenne sur l'année comparé à 55\$ en 2005 - favorisent cette évolution. L'augmentation des coûts dans l'amont pétrolier est un élément explicatif supplémentaire de l'augmentation des investissements en exploration- production

La croissance des investissements en 2006 est imputable principalement à l'Amérique du Nord, à la Russie et à la Chine, même si l'on observe une augmentation dans toutes les régions du monde.

En **Amérique du Nord**, la progression des investissements est de 32% pour atteindre 99G\$. Les États-Unis progressant de 41% et le Canada de 15%. Aux États-Unis, suite au passage des cyclones dans le Golfe du Mexique, certaines dépenses prévues pour la fin

2005 ont été reportées sur 2006 en raison de l'endommagement du matériel et de la remise en état progressive des installations. Dans un contexte déjà tendu ces éléments climatiques ont amplifié la croissance des investissements en 2006. La baisse relative du prix du gaz Henry Hub, qui passe en moyenne annuelle de 8.8 \$/Mbtu en 2005 à 6.7 \$/Mbtu en 2006, a peu affecté l'évolution des dépenses. Inversement au Canada, la baisse du prix du gaz a entraîné un net ralentissement des investissements dans l'amont.

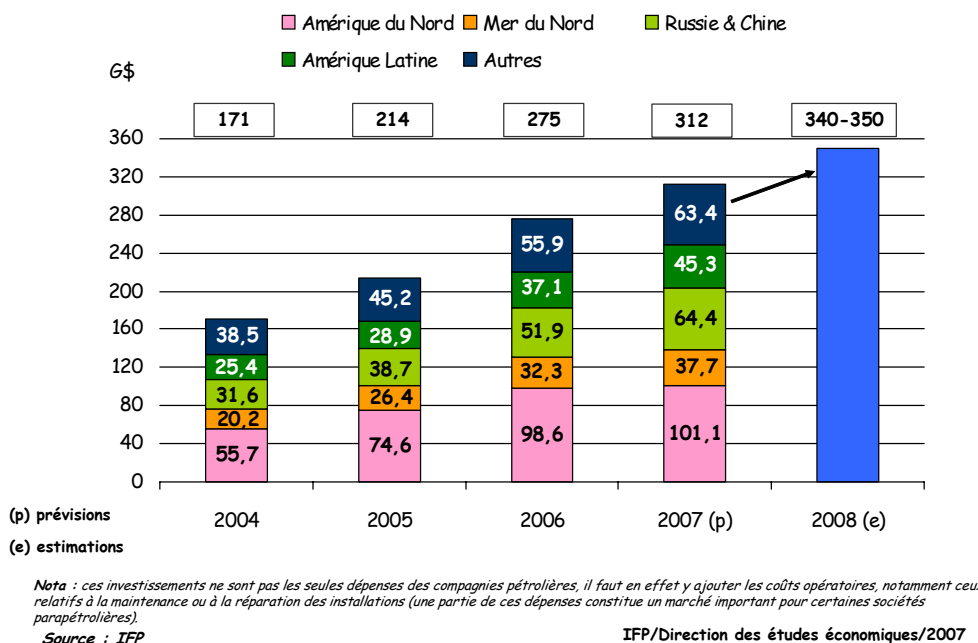
En **Mer du Nord** et particulièrement en Norvège et au Royaume-Uni, la croissance des investissements se poursuit, mais à un rythme inférieur à la période précédente (22%), conduisant à un total de 32 G\$. La reprise du forage dans la zone se confirme en 2006 - après des baisses répétées depuis 2001, notamment en Grande Bretagne-, avec la mise en production de gisements marginaux devenus, avec des prix élevés, économiquement intéressants. Les taux de location de plates-formes battent des records et contribuent également à la hausse des dépenses d'investissements. Les développements majeurs concernent essentiellement des champs de gaz, comme la mise en production par Total du champ à condensats de Gleneg, au large de l'Écosse, dont le potentiel de production est évalué à 30 000 bep/j.

En **Russie et en Chine**, avec 34% d'augmentation, les investissements enregistrent la meilleure progression parmi les différentes régions considérées, atteignant 52 G\$. Gazprom, Rosneft et Lukoil pour la Russie, CNOOC et Sinopec pour la Chine, voient leurs investissements progresser de plus de 45% entre 2005 et 2006.

L'**Amérique Latine** enregistre une progression de 28%, atteignant 37 G\$ d'investissements. Après une année de ralentissement, reflet du retour des politiques nationalistes dans certains pays de la région, et malgré la poursuite de cette politique, les investissements enregistrent une nette reprise en 2006. Petrobras, moteur de cette tendance, prévoit une progression de 60% de ses investissements dans l'exploration-production, suivi par Pemex (+18%) et plus modestement par Repsol YPF (+10%).

Dans le **reste du monde**, les pays d'Extrême Orient (hors Chine) enregistrent une progression de 21% en 2006, soit une croissance en dessous de la moyenne mondiale, tandis que l'Afrique et le Moyen Orient progressent de 27%.

Figure 1: Investissements mondiaux en exploration - production



En 2007, la croissance des investissements en exploration-production devrait se poursuivre mais à un rythme moins soutenu que ces deux dernières années, soit 13% de croissance annuelle (au lieu de 29% en 2006) pour atteindre 312 G\$. Les principales augmentations sont à mettre à l'actif de l'Amérique Latine et surtout de la Russie et de la Chine, qui voient leurs dépenses augmenter respectivement 22% et 24% pour atteindre 45 G\$ et 64 G\$. En Amérique du Nord le niveau des investissements reste relativement stable.

Malgré un environnement favorable -croissance de la demande de pétrole qui reste soutenue, situation tendue sur les capacités pétrolières disponibles à moyen terme (AIE), développement prévu du GNL (fortement capitalistique), accroissement des projets visant à développer les ressources non conventionnelles-, certains facteurs

poussent à une modération dans l'affichage des intentions d'investissements en E&P et notamment:

- La hausse des coûts: aux prix des matières premières et à l'inflation des coûts de services, il faut ajouter la disponibilité insuffisante en équipements, les difficultés croissantes à trouver du personnel qualifié et l'inflation des salaires qui en découle. La combinaison de ces phénomènes souvent mal ou peu anticipés a conduit à une dégradation de la rentabilité des projets et à une certaine méfiance des opérateurs. Cette situation pousse à une recherche croissante d'économies d'échelles et corrélativement à une augmentation de la taille et complexité des projets, provoquant à son tour des retards au niveau des processus de décision.

- L'accès aux réserves de plus en plus difficile pour les sociétés étrangères est également un facteur de ralentissement du rythme de croissance des investissements à moyen terme.

En **Amérique du Nord**, le ralentissement des dépenses est très marqué. En 2007, elles ne devraient progresser que de 8.0% aux États-Unis pour atteindre 74.7 G\$ et diminuer de 10% au Canada pour passer à 26.4 G\$. Le ralentissement enregistré aux États-Unis s'explique par la forte réactivité de ce marché à l'augmentation continue des coûts de services et notamment des taux de location journaliers. Au Canada, malgré les intentions d'investissements importants de certaines sociétés comme Petro-Canada, de nombreuses autres décident de diminuer leurs dépenses tels que Apache Corp, Canadian Natural Resources Ltd, EnCana Corp, Husky Energy Inc ou Nexen Inc. L'inflation des coûts, les difficultés à trouver de la main d'oeuvre et la volonté affichée de l'État de l'Alberta de revoir à la hausse la fiscalité autour de l'exploitation des ressources de sables asphaltiques entraîne le report de nombreux projets.

En **Mer du Nord**, la croissance des investissements se poursuit en 2007 mais à un rythme moins soutenu que par le passé. Avec 17% d'augmentation annuelle, ils atteignent 32 G\$, soit 6 G\$ de plus qu'en 2005. Cette hausse est à mettre à l'actif de la Norvège qui enregistre une forte reprise de l'activité de forage. Après une phase d'hésitation, le

maintien à un niveau élevé des cours du baril a ravivé l'intérêt des compagnies pétrolières (voire les gisements de Gjoa et de Snohvit): l'OLF (Association nationale de l'industrie pétrolière - Oljeindustriens Landforening) prône l'ouverture à la prospection de nouvelles zones du plateau continental. L'accroissement des investissements devrait se poursuivre en 2008 selon l'OLF.

La **Russie et la Chine** enregistrent les plus fortes progressions avec 24% d'augmentation des dépenses atteignant 64 G\$ en 2007. Un rythme nettement supérieur à l'évolution de l'ensemble des régions, encouragé en Russie par la volonté à la fois d'investir pour développer la production, -le but étant de dépasser les 10 Mb/j- et de diversifier les réserves. Les grandes sociétés comme Gazprom, Sibneft, Rosneft ou Lukoil présentent des plans d'investissements ambitieux dont la progression sur trois ans (2005-2007) fait plus que doubler sur la période. Concernant la Chine, les quatre principales sociétés chinoises prévoient d'investir plus de 24 G\$ dans le pays selon le suivi réalisée par Citygroup.

L'**Amérique Latine** enregistre après la Russie et la Chine la deuxième meilleure performance en termes d'investissements en E&P avec 22% d'augmentation soit un montant total de 45 G\$ pour l'exercice 2007. Le Brésil, à travers sa société nationale Petrobras, est encore moteur dans cette région, avec par exemple une progression de 22% de ses dépenses dans le forage. Le Mexique de son côté, présente un ambitieux programme de développement à l'horizon 2007-2012 dans l'objectif d'empêcher la production de pétrole de tomber à 2.5 Mb/jour en 2012 (3.3 Mb/j en 2006), comme le laissent prévoir les prévisions actuelles. En Colombie, les records d'investissements étrangers témoignent de l'intérêt croissant porté par les entreprises internationales depuis que des progrès tangibles ont été accomplis dans le domaine de la sécurité. Cette situation encourage l'exploration de nouvelles régions et Ecopetrol à lui seul investirait 2.0 G\$ en E&P dans le pays en 2007.

En 2008, une croissance modérée des investissements, entre 10% et 15%, avec une part moins importante que précédemment de la composante inflationniste, serait le scénario le plus probable surtout si les tendances dominantes actuelles demeurent: prix des matières premières, des services et des taux de location des équipements élevés, persistance des tensions sur le marché du travail et des difficultés d'accès aux réserves pour les compagnies internationales.

Cependant parmi les facteurs susceptibles de ralentir la croissance des investissements, certains pourraient connaître à court ou moyen terme une détente. En effet, dès 2007 mais surtout à partir de 2008 le marché des équipements de forage, actuellement saturé pourrait enregistrer une plus grande flexibilité, conséquence des investissements engagés depuis quelques années par les équipementiers pour augmenter leur capacité de production. Par ailleurs le caractère inflationniste concernant certaines matières premières et certains services (forage) pourrait s'amenuiser au vue des nouvelles capacités de production attendues prochainement.

1.3.3 Secteur de la géophysique

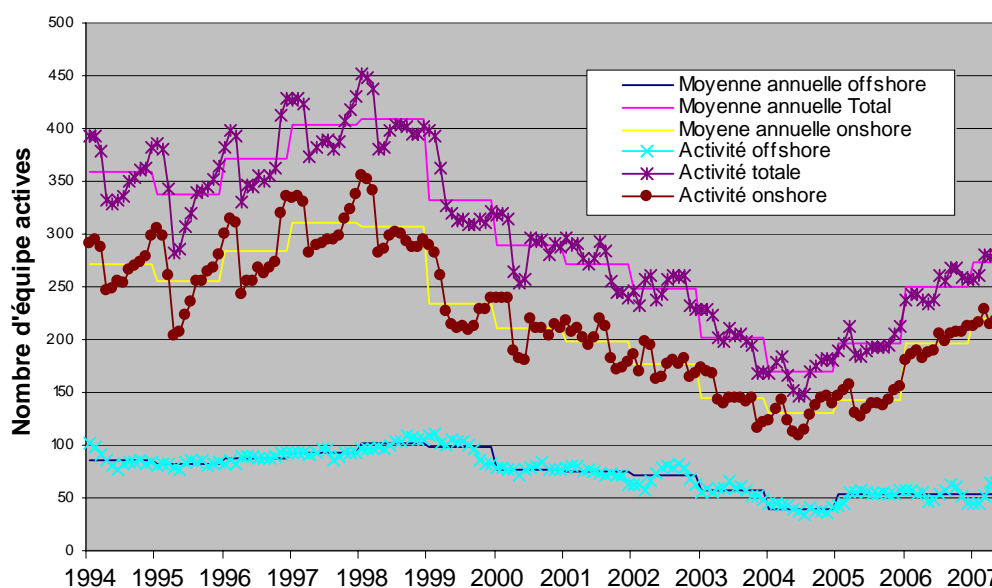
1.3.3.1 Activité mondiale

L'activité sismique, mesurée en nombre d'équipes sismiques actives dans le monde sur terre et en mer confirme sa relance en 2006. 2005 avait été l'année du redémarrage de l'activité sismique après une longue période de baisse qui avait commencé en 1999.

Le taux de croissance de l'activité sismique est passé de 16% en 2005 à 28% en 2006. La tendance pour 2007 est toujours positive avec 13% de croissance sur les six premiers mois de l'année.

On notera cependant que l'activité sismique exprimée en nombres d'équipes actives n'a pas encore retrouvé son niveau historiquement haut de 1998: l'activité offshore n'est qu'à la moitié de ce qu'elle était et l'activité onshore inférieure de 25% .

Figure 2: Activité sismique mondiale offshore et onshore en nombre d'équipes actives (sources: World Geophysical News + IFP)

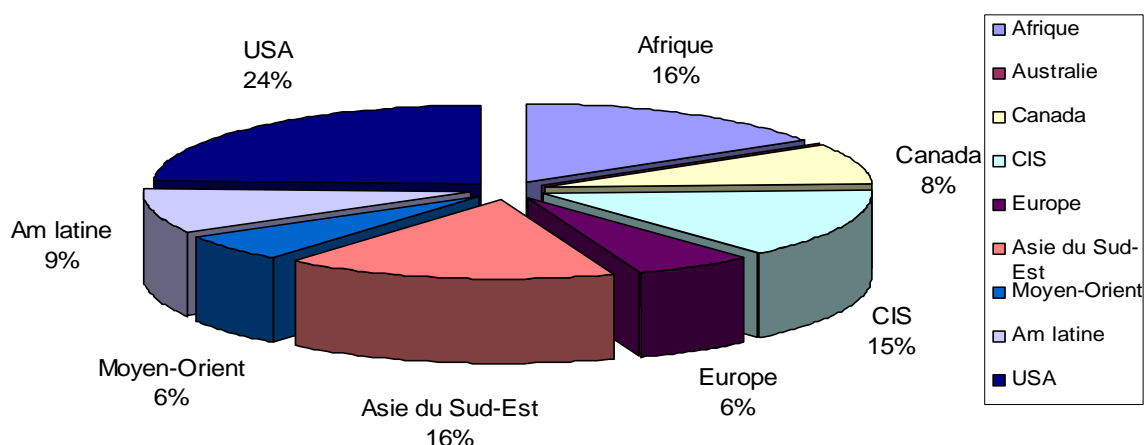


Cette reprise de l'activité sismique n'est pas de même ampleur à terre et en mer. Après le fort rebond de 34% de l'activité offshore sur la période 2004 à 2005, le nombre d'équipes sismiques marines n'a que très peu évolué de 2005 à 2006 (+2%) et est stable pour les six premiers mois de 2007. Cette particularité peut s'expliquer par le faible renouvellement de la flotte d'acquisition sismique marine, et les forts taux d'utilisation

des navires sismiques enregistrés jusqu'à maintenant. Les mises en chantier de nouveaux navires d'acquisition sismique n'interviendront que courant 2007 et 2008. **La croissance de l'activité sismique vient donc essentiellement de la forte progression de l'activité onshore, +38% de 2005 à 2006, et +12% sur les six premiers mois de l'année 2007.**

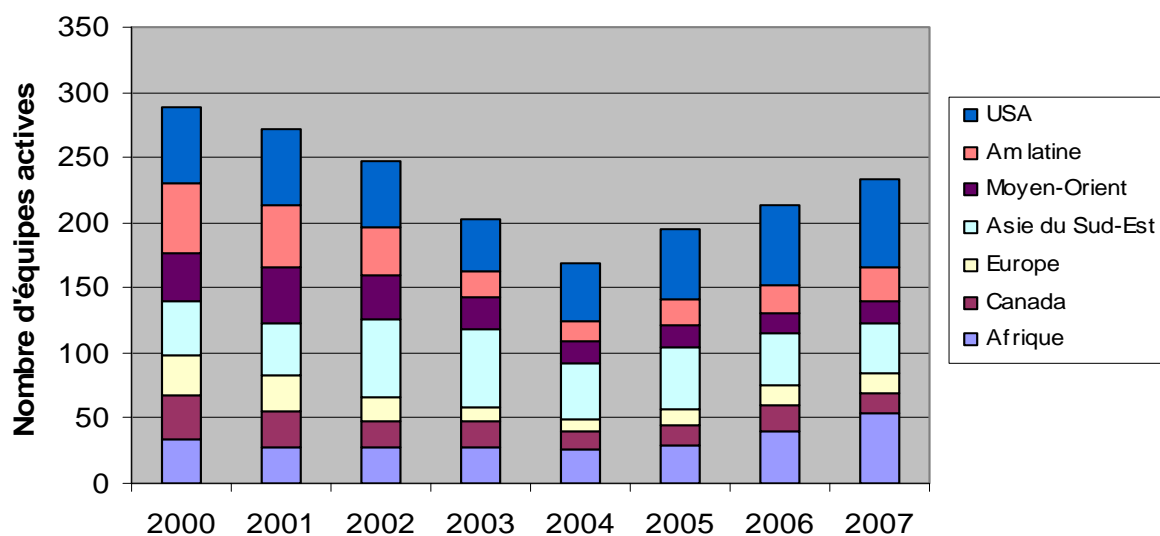
On notera aussi Fig.2, le caractère beaucoup plus périodique de l'activité onshore, plus sensible aux conditions climatiques que l'activité offshore. Cependant, l'activité sismique marine peut montrer un caractère saisonnier dans certaines zones géographiques comme la Mer du Nord où les acquisitions ne se déroulent que quelques mois dans l'année.

Figure 3: Répartition mondiale de l'activité sismique 2006



L'activité sismique moyenne s'élève en 2006 à 250 équipes actives. Les acquisitions de données (Fig.3) se sont déroulées principalement aux USA (24%), en Afrique (16%), en Asie du Sud-Est (16%) et en CEI (15%). Parmi les zones géographiques en forte croissance, on notera en particulier l'Afrique avec +41% d'activité en 2006, puis l'Europe et le Canada avec respectivement +23% et +20%. Seules deux zones ont connu une baisse d'activité sismique: l'Asie du Sud-Est (-14%) et le Moyen-Orient (-9%).

Figure 4: Répartition géographique de l'activité sismique sur la période 2000-2006 et estimation 2007



Sur les six premiers mois de 2007, l'accroissement de l'activité sismique est de 13%, sous l'impulsion majoritaire de l'Afrique et l'Europe (Fig.4).

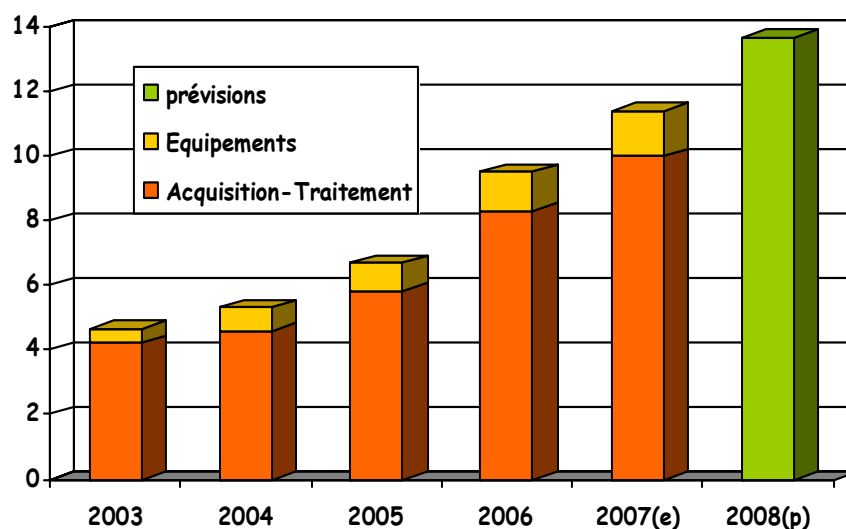
Ces chiffres prennent en compte l'activité dans la CEI mais pas en Chine. En Chine, BGP dispose d'une centaine d'équipes de prospection dont 80 en sismiques. L'activité est essentiellement terrestre, mais la société dispose maintenant d'un navire d'acquisition 2D, d'un navire 3D à 6 streamers, et d'un navire de pose de câble de fond de mer multi-composantes (OBC 4C). BGP diversifie géographiquement ses opérations depuis plusieurs années, elle compte parmi ses clients de grandes compagnies pétrolières internationales et intervient sur des domaines techniques de plus en plus variés et pointus, aussi bien en traitement qu'en acquisition sismique (3D VSP, sismique 4D, ...). BGP a notamment enregistré depuis 2002 trois campagnes de sismique monitoring 4D au Nigéria.

1.3.3.2 Le marché de la géophysique (acquisition, traitement et équipements)

Avec une hausse de 26% du chiffre d'affaires mondial du marché de la géophysique, 2005 marquait le retour à la croissance du secteur. En 2006, la hausse du chiffre d'affaires du secteur s'est poursuivie et amplifiée avec **42% de croissance**. En 2007, le

chiffre d'affaires du secteur devrait augmenter de **20 à 25% et dépasser les 11 G\$**. Pour **2008**, l'état des carnets de commandes (backlog) laissent présager une poursuite de la croissance avec un chiffre d'affaires qui pourrait dépasser sur l'année les **13 G\$**. Sur six ans (2003 à 2008), le chiffre d'affaires de la géophysique devrait être multiplier par trois.

Figure 5: Évolution du chiffre d'affaires en géophysique



• Chiffre d'affaires Acquisition et Traitement

Le marché de l'acquisition et du traitement a atteint **8,3 G\$ en 2006**. La tendance haussière de 2005 (+26%) s'est donc amplifiée puisque le taux de croissance sur 2006 atteint la valeur record de **42%**.

Les années 2000 à 2003 étaient marquées par une baisse de l'activité et du chiffre d'affaires du secteur et une surcapacité en moyens d'acquisition et en équipes sismiques. Dès la reprise du marché confirmée en 2005, les moyens d'acquisition sismiques se sont retrouvés saturés, victimes de nombreuses années de sous investissement. Il en a suivi une forte hausse des prix des services qui en plus de l'augmentation en volume de l'activité a contribué à augmenter les chiffres d'affaires 2005 et 2006 du segment acquisition et traitement. Pour subvenir à la demande, les contracteurs de géophysiques ont du renouveler et accroître leurs moyens de

production et s'équiper chez les équipementiers. Durant toute l'année 2006, les contracteurs géophysiques n'ont cessé d'annoncer le lancement de nouveaux bateaux d'acquisition qui devraient être opérationnels courant 2007 et 2008.

Les fortes hausses du prix des services ont pu, sur certains segments spécifiques, masquer des baisses d'activité. C'est le cas notamment de la sismique 4D qui a en 2006 décru en volume mais progressé en chiffre d'affaires.

Pour 2007, les données de chiffres d'affaires des deux premiers trimestres laissent présager un marché de l'acquisition et du traitement de **10 G\$** soit une progression de 20% sur 2006.

Tableau 3: Répartition du chiffre d'affaire du marché de la géophysique

Millions d'Euros	2003	2004	2005	2006	2007 (e)
Équipements	470	700	870	1 200	1 400
Acquisition traitement	4 200	4 600	5 830	8 300	10 000
<i>Total marché</i>	<i>4 670</i>	<i>5 300</i>	<i>6 700</i>	<i>9 500</i>	<i>11 400</i>

• Chiffre d'affaires Équipements

Le niveau d'activité des services géophysiques est aussi propice au secteur des équipements. Le chiffre d'affaires de ce segment qui avait augmenté en 2004 de 50%, a continué de progresser en 2005 au rythme de 22% et a suivi en 2006 la hausse globale du chiffre d'affaires de la géophysique, avec un taux de croissance de 42%.

Le chiffre d'affaire 2006 du secteur des équipements est de 1.2 G\$ et représente une part stable de 13% du marché de la géophysique. De même que le segment de l'acquisition et du traitement, les équipements continuent de bénéficier de la relance de l'exploration pétrolière et de la demande soutenue en matériel d'acquisition sismique de nouvelle génération.

On peut citer entre autres, en matière de marchés porteurs, le développement de laboratoires d'enregistrement sismique de plus en plus performants et pouvant acquérir

de plus en plus de canaux, la multiplication des dispositifs de réception à base de micros capteurs MEMS, aussi bien pour la sismique terrestre, marine ou de fond de la mer.

- **Les acteurs**

En 2006, 80% du marché mondial des services géophysiques sont détenus par six sociétés. Le leader du marché est désormais *CGGVeritas*, suite à la fusion de *CGG* et de *Veritas DGC*, effective depuis début 2007. La nouvelle société représente en 2006 27% du marché à quasi égalité avec *WesternGeco*. Derrière ces deux acteurs se trouvent **PGS** (14%), **BGP** (7%) et **Fugro** (5%). La part de marché de *BGP* est sujette à caution étant donné l'absence de publication financière de la part de cette société d'état Chinoise.

En matière d'équipement, trois sociétés représentent toujours 90% du marché. **Sercel** est toujours très nettement leader avec 57% de part de marché (en augmentation de 3 points par rapport à 2005). En deuxième et troisième place, **Input Output** et **Oyo Geospace** représentent respectivement 27% et 8% du marché des équipements. A noter que depuis fin septembre 2007 *Input Output* prend désormais le nom de **EON**.

Tableau 4: Parts de marché des fournisseurs d'acquisitions traitements et d'équipements

Total activités géophysiques	% marché 2006	Traitement Acquisition	% marché 2006	Équipements géophysiques	% marché 2006
WesternGeco	26%	WesternGeco	30%	Sercel	57%
CGG	18%	PGS	16%	EON	27%
PGS	14%	CGG	12%	OYO Geospace	8%
Veritas	9%	Veritas	10%		
BGP	7 %	BGP	8%		
Fugro	5%	Fugro	5%		

Source : IFP

L'évolution du **chiffre d'affaires** 2006 des équipementiers géophysiques est relativement homogène avec respectivement pour Sercel, +44%, EON, +39% et OYO Geospace, +42% de croissance. Pour le segment de l'Acquisition Traitement, les plus fortes évolutions du chiffres d'affaires reviennent à TGS Nopec (+65%), CGG (+54%), WesternGeco (+49%), PGS (+49%). Concernant **les résultats nets** des contracteurs de géophysique en 2006, la croissance moyenne est de 130%, avec de très fortes disparités, certains résultats ayant doublé ou triplé par rapport à l'année 2005. Les plus fortes progressions reviennent à CGG, PGS, WesternGeco et TGS-Nopec.

Les opérations de consolidation entre acteurs marché de la géophysique se sont poursuivies en 2007:

- la fusion **CGG/Veritas** devenue affective, la nouvelle compagnie dispose désormais de la plus importante flotte d'acquisition sismique marine. Sur les 20 bateaux du nouveau groupe, 14 sont équipés pour acquérir de la sismique 3D. CGG est d'autre part leader mondial du marché des équipements géophysiques via sa filiale Sercel.

- Le 20 Août 2007, **TGS-Nopec** et **Wavefield Inseis** ont annoncé leur plan de fusion. TGS est un fournisseur de données multi-clients et de logiciels d'imagerie profondeur, alors que Wavefield Inseis est une société d'acquisition sismique marine (2D, 3D et 4D). TGS-Nopec qui avait obtenu un taux de croissance record de 65% se renforce donc encore. La nouvelle compagnie devrait s'appeler TGS-Wavefield.

- La compagnie de géophysique **Seitel** disparaît en tant que tel et fait désormais partie de **ValueAct Capital** suite à son rachat en Novembre 2006.

On notera la tendance actuelle des contracteurs géophysiques à s'associer ou à acheter des compagnies spécialisées dans l'acquisition et le traitement électromagnétique. C'est le cas de **Schlumberger** qui a annoncé en juillet l'achat de la société italienne **Geosystem**, de **PGS** qui a passé un accord en juin pour l'achat de la société **MTEM** et de **CGGVeritas** qui a passé un accord de partenariat avec la société britannique **OHM**. L'intérêt pour l'électromagnétisme s'explique par le potentiel de l'application conjointe avec la sismique pour la connaissance des propriétés des roches réservoirs.

1.3.4 Secteur du forage

1.3.4.1 Activité mondiale 2006-2007: ralentissement de la croissance

Le nombre de puits forés dans le monde atteint 103 000 en 2006, soit **une augmentation de près de 9% par rapport à 2005**. En 2006, le nombre de puits forés est en progression dans toutes les régions du monde, le Moyen Orient et la CEI enregistrant les plus fortes hausses, de l'ordre de 20%. Pour **2007**, le nombre de puits forés ne devraient augmenter que de 2% en raison de la baisse en Amérique du Nord et atteindre **105 000**. Les puits forés dans le monde sont localisés à 96% à terre et 4% seulement en mer, proportions qui varient peu d'une année sur l'autre.

- **Activité de forage à terre**

Les forages à terre sont traditionnellement localisée en Amérique du Nord (69% en 2007) et en Chine (17% en 2007). En **Amérique du Nord l'activité stagne en 2007**, alors qu'elle était en hausse de 10% entre 2005 et 2006. Cette stagnation masque deux phénomènes inverses: aux États-unis, le nombre de puits forés est en hausse de 12% mais au Canada, les puits forés en 2007 devraient être en chute de l'ordre de 27% par rapport à 2006. Ce ralentissement est dû à un marché gazier déprimé dans cette zone, ainsi qu'à des conditions climatiques au Canada au second trimestre particulièrement défavorables aux activités de forage.

Dans **le reste du monde, l'activité de forage à terre affiche une croissance de 4.5%** sur **2007** alors qu'elle n'était que de 9% entre 2005 et 2006. En 2007, c'est le Moyen Orient qui devrait afficher la plus forte progression avec +13%. L'Afrique quand à elle devrait voir les puits forés progresser de 10% sous l'impulsion de l'activité en Égypte et en Libye.

Ainsi, au niveau mondial, le nombre de puits forés à terre en **2007 devrait afficher une croissance** faible par rapport à 2006, de l'ordre de **1 à 2%**, en raison de la faiblesse de la demande gazière en Amérique du nord. En 2006, la croissance du nombre de puits

forés à terre était de 9%, fortement tirée par le Moyen Orient (+24%), la CEI (+24%) et l'Afrique (+17%). Depuis 2 années, le Moyen Orient et plus particulièrement l'Arabie Saoudite tire à la hausse l'activité de forage. Ceci s'explique par le vaste programme d'exploration et développement lancé par le Royaume afin d'atteindre l'objectif de production de 12.5 Mb/j en 2009.

Les taux de location des appareils de forage à terre en **Amérique du Nord** sont en chute de l'ordre de 5% sur 2007 par rapport à 2006. Ils étaient en moyenne de 19 000 \$/j en 2006 et sont attendu à 18 000 \$/j en moyenne sur 2007 d'après Spears & Associates. Le temps doux à la fois pendant l'hiver 2006/2007 et l'été 2007 a entraîné la hausse des stocks de gaz et la chute du prix. Conséquence de cette faible demande gazière, celle des forages gaziers est également en baisse. La baisse de la demande conjuguée à l'arrivée sur le marché de rigs nouvellement construits ou issus de l'adaptation d'appareils plus anciens, on assiste désormais, au Canada notamment, à un surplus d'offre qui entraîne les prix à la baisse. Dans le **reste du monde** au contraire, les taux de location des appareils de forage à terre sont en progression constante depuis 2003 et affichent une augmentation moyenne attendue sur 2007 de l'ordre de 10%, pour atteindre 24 000\$/j.

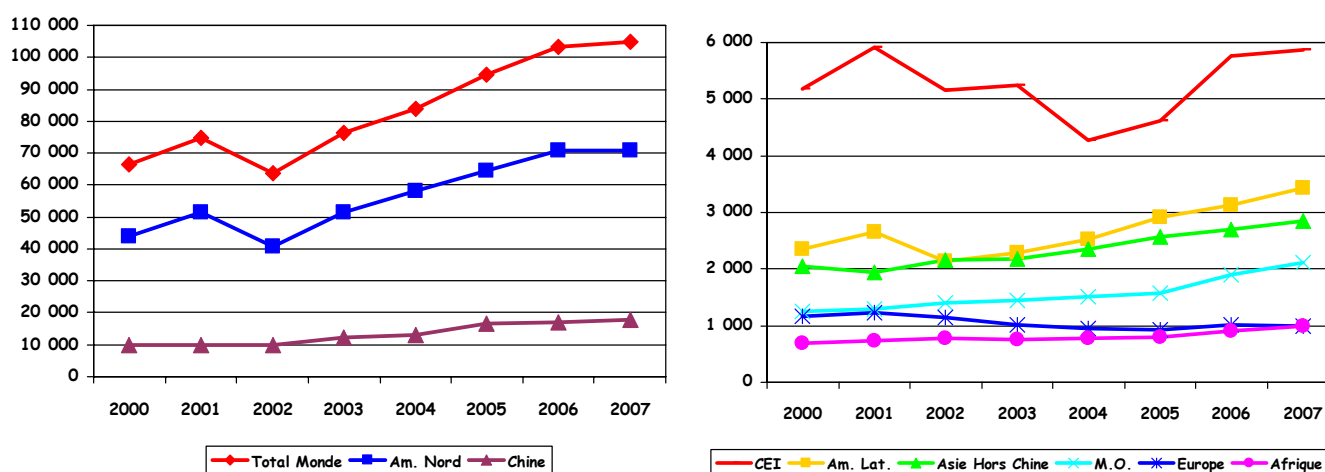
- **Activité de forage en mer**

L'activité en mer est plus diversifiée géographiquement que l'activité terrestre, puisque 35% des puits offshore sont forés en Asie hors Chine, 21% aux États-unis, 16% en Europe et 7% en Amérique Latine et en Chine.

En 2006, le nombre de puits forés en mer est en augmentation de 6.5% par rapport à 2005. C'est surtout l'Amérique Latine et l'Europe qui ont affiché des taux de croissance élevés, respectivement +20% et +13%. En Europe, ce sont le Royaume-Uni et les Pays-bas qui ont enregistré les croissance d'activité les plus importantes en 2006. En Amérique Latine, Le Brésil et le Mexique entraîne à la hausse les statistiques de la région.

En 2007, la croissance du nombre de puits foré en mer devrait ralentir et passer à 3%. C'est aux États-Unis que le ralentissement est le plus important avec une chute de 7% du nombre de puits forés par rapport à 2006. Ceci s'explique par le fait que les opérateurs délaissent la zone peu profonde à faible potentiel, au profit de l'offshore profond, plus prometteur, mais où les puits sont plus complexes et longs à forer, donc moins nombreux. Pour 2007, c'est à nouveau l'Amérique Latine qui enregistre la plus forte progression en terme de puits forés. Là, le Mexique et le Brésil affichent une croissance de l'ordre de 15%, qui illustre la nécessité de ces pays de relancer l'exploration de leur zone offshore afin d'atteindre les objectifs annoncés de maintien (Mexique), voir d'augmentation (Brésil) des niveaux de production actuels. En effet, dans ces deux pays, le potentiel résiduel de découverte d'hydrocarbure se situe dans la zone offshore. L'Asie, où se concentre un tiers des puits forés en offshore, affiche une croissance régulière de l'ordre de 7 à 8% par an depuis 2005. Celle-ci est surtout le fait de l'Australie, l'Inde et la Malaisie où les nouvelles découvertes ont été nombreuses et où les développements se multiplient actuellement

Figure 6: Nombre total de puits forés dans le monde



Source: IHS Energy, Spears & Associates, AEUB

Les taux d'utilisation des plates-formes de forage se stabilisent à des niveaux élevés. Sur 2007, en Mer du Nord les appareils de forage sont utilisés à pratiquement 100% depuis le début de l'année. Ceci a eu pour effet de faire grimper les taux de

location journaliers, déjà très hauts: en Mer du Nord sur 2007, ils atteignent ainsi en moyenne 240 000 \$/j pour les jack up et 425 000 \$/j pour les semi-sub. En 2006, les taux moyens pour ces types de supports étaient respectivement 177 000 et 372 000 \$/j. **Dans le Golfe du Mexique**, l'activité offshore se recentre nettement sur les grandes profondeurs au détriment du peu profond, très mature et offrant peu de potentiel. Cette tendance, conjuguée avec l'arrivée sur le marché de nouveaux appareils, entraînent une baisse des taux de location des jack up, qui s'établissent à 86 000 \$/j en juillet 2007, alors qu'ils atteignaient 124 000 \$/j un an plus tôt. Au contraire, les taux des semi-sub battent des records: 515 000 \$/j en juillet 2007. Dans le **Sud-Est asiatique**, les taux de location des semi-sub, qui avaient augmenté de 95% entre 2005 et 2006, continuent leur progression et affichent une hausse de 110% sur le premier semestre 2007 par rapport à 2006, atteignant 410 000 \$/j en moyenne. En ce qui concerne les Jack-up au contraire, les prix se stabilisent en 2007 avec une progression de 5% seulement par rapport à 2006.

1.3.4.2 Chiffre d'affaire de l'activité forage

- **En mer, l'envolée continue; à terre, stagnation pour 2007**

Les niveaux soutenus des prix du pétrole et du gaz ainsi que la forte demande, entraînent les marchés parapétroliers à la hausse et notamment celui du forage. Tiré aussi bien par les volumes que par les prix, **le marché du forage est en hausse de 42% entre 2005 et 2006, année où il est estimé à près de 43 G\$, soit une nouvelle valeur record**. Si les tendances sont les mêmes, les segments terrestres et maritimes ont évolué de manière différentes. En mer, l'effet prix a été plus important qu'à terre.

- **à terre, le marché a progressé de 35% pour atteindre 17 G\$;**
- **en mer, le chiffre d'affaires progresse de 48% et s'établi à 26 G\$;**

Le marché à terre est localisé majoritairement en Amérique du Nord où il dépend fortement de la demande de gaz. Depuis début 2007, la demande de gaz est faible et les stocks sont à un niveau élevé. La demande pour le forage onshore est donc faible. En effet, début 2007, le nombre de rigs actifs en Amérique du Nord stagne par rapport à

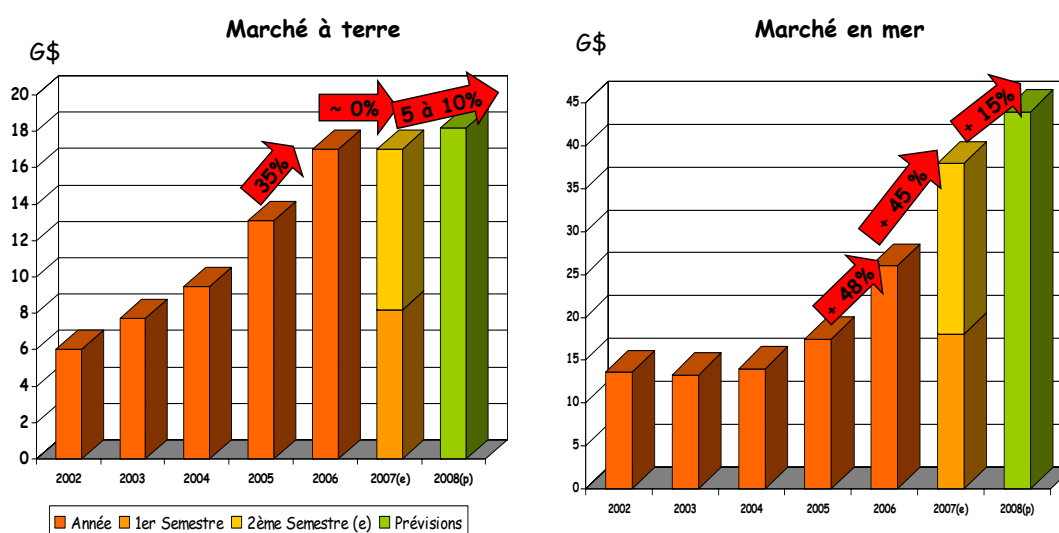
2006 et on s'attend à ce que le nombre de puits forés en 2007 n'excède pas celui de 2006. Par ailleurs, au Canada, les conditions météorologiques du deuxième trimestre particulièrement néfastes à l'activité, combinées à la disponibilité de rigs nouvellement construits, conduisent à la stabilisation des taux de location au deuxième trimestre. Ainsi, En Amérique du Nord, le nombre de puits forés stagne et les prix diminuent. Dans le reste du monde, le nombre de puits forés est en hausse modeste de 4% et les taux de locations sont également en progression. Au niveau mondial, on peut donc s'attendre à un **marché du forage à terre stagnant sur 2007, autour de 17 G\$**. Cette stabilité masque **une décroissance de 5% environ du marché nord-américain et une hausse d'un peu plus de 10% du marché dans le reste du monde**.

En mer, le marché est plus diversifié géographiquement donc moins soumis aux baisses d'activité et de prix observées en Amérique du Nord. La baisse de 7% des puits forés en Amérique du Nord est compensée par la hausse de 6% dans le reste du monde et notamment en Amérique Latine. Au niveau mondial, le nombre de puits forés sur 2007 devrait donc être en hausse modeste, de l'ordre de 3%. En ce qui concerne les prix, si ceux des jack up dans le Golfe du Mexique sont en chute, ils n'en va pas de même pour les taux de location des appareils forant à grandes profondeur pour lesquels les augmentations de prix enregistrées vont de 20 à 55% entre 2006 et 2007. Le nombre de puits forés en mer augmente modestement mais les prix continuent de progresser fortement dans l'ensemble. Nous pensons donc que le marché du forage en mer **devrait enregistrer une hausse de 45% sur 2007 pour atteindre 38 G\$**. Notons que cette progression est portée majoritairement par les prix.

Pour 2008, l'activité mesurée en terme de puits forés devrait augmenter de l'ordre de 6%. **En offshore**, les taux de location devraient croître moins fortement que précédemment du fait de l'entrée en opération de nouveaux rigs actuellement en construction. On peut donc raisonnablement penser que le marché offshore devrait poursuivre sa croissance mais de manière plus modeste, de l'ordre de 15% à 20%, pour atteindre 40 G\$. **A terre**, on peut tabler sur le fait que le climat en Amérique du nord

en 2007 ai été exceptionnellement doux et que la situation revienne à la normal en 2008. La demande en gaz devrait repartir à la hausse et dans ce cas, le nombre de forages à terre pourrait augmenter de l'ordre de 7 à 8% d'après Spears & Associates. Les taux de location quant à eux devraient se stabiliser. Dans le reste du monde, le nombre de puits forés est plutôt orienté à la hausse. On peut donc penser que le marché du forage à terre reparte modestement à la hausse en 2008, de 5 à 10%.

Figure 7: Marché du forage



Source : IFP (e) : estimations (p) : prévisions

IFP/Direction des études économiques/2007

- **Les principaux acteurs du marché du forage**

Qu'ils opèrent à terre ou en mer, tous les acteurs du forage ont vu leurs chiffres d'affaires augmenter en 2006. Ils affichent également tous des résultats nets positifs.

En 2006, Le leader mondial du forage à terre reste Nabors Industries qui contrôle environ 18% de ce marché. Viennent ensuite en seconde et troisième position Patterson UTI Energy et Ensign Resource Service et avec des parts de marché respectives de 13% et 10%. Pour 2007, étant donnée la situation déprimée en Amérique

du Nord, les résultats des compagnies dépendront fortement de la diversité géographique de leurs activités.

Ensign perd deux points de part de marché en 2006 par rapport à 2005. De même, Precision Drilling passe de la quatrième place en 2006 à la cinquième en 2007 avec 5% du marché. Ensign et Precision ont vu leurs chiffre d'affaires entre les deux années croître de respectivement 19% et 10%, soit moins que le marché dans sa globalité. Ces sociétés réalisent en effet la majeure partie de leur chiffre d'affaire au Canada, où l'activité à terre a commencé à ralentir dès 2006. Ce phénomène s'accroît sur 2007, exacerbé notamment par les conditions météorologiques particulièrement défavorables au second trimestre. Pour maintenir leurs parts de marché, ces deux sociétés cherchent désormais à diversifier géographiquement leurs activités, en se renforçant aux États-Unis ou en Amérique Latine notamment.

Tableau 5: Principales compagnies dans le secteur du forage à terre

Société	Part de marché forage onshore 2006
Nabors Industries	18%
Patterson UTI Energy	13 %
Ensign Resources	10 %
Helmerich & Payne	6 %
Precision Drilling	5 %
Grey Wolf	5 %
Unit Corp.	4 %
Pride International	2 %

La société Pride International, traditionnellement détentrice de quelques 5% du marché du forage à terre, voit sa part ramenée à 2 % en 2006. L'activité à terre de Pride, localisée en Amérique Latine, a souffert en 2006 de conditions de marché difficiles au Venezuela, ainsi que de grèves en Argentine qui ont affecté notablement les résultats de la société.

En offshore, l'année 2007 a été marquée par l'annonce de l'absorption de GlobalSantaFe, n°2 du marché, par Transocean, qui en est le leader. L'opération, qui devrait être finalisée d'ici la fin de l'année, donnera naissance à un géant parapétrolier détenant le quart du marché du forage en mer et dont les premiers concurrents (diamont, Noble et ENSCO) sont positionnés loin derrière. La rationalité de cette fusion repose essentiellement sur une grande complémentarité technique: GlobalSantaFe est un acteur spécialisé en offshore peu profond alors que Transocean est leader de l'offshore très profond. Ceci permettra au nouveau groupe de diversifier ses clients, l'offshore peu profond étant plutôt demandé par les compagnies nationales alors que les clients du très profond sont majoritairement les grandes compagnies internationales.

Dans un autre ordre de grandeur, notons également le rachat, début 2006, du Norvégien Smedvig par Seadrill, qui se voit ainsi propulsé au septième rang du marché du forage offshore.

Enfin, le marché a été particulièrement favorable aux compagnies bien implantées sur la mer profonde où les taux de locations sont restés élevés. C'est notamment le cas de Diamond Offshore qui a gagné 1 point de part de marché en 2006 et qui a vu son chiffre d'affaire augmenter de 70% entre 2005 et 2006.

Tableau 6: Principales compagnies dans le secteur du forage offshore

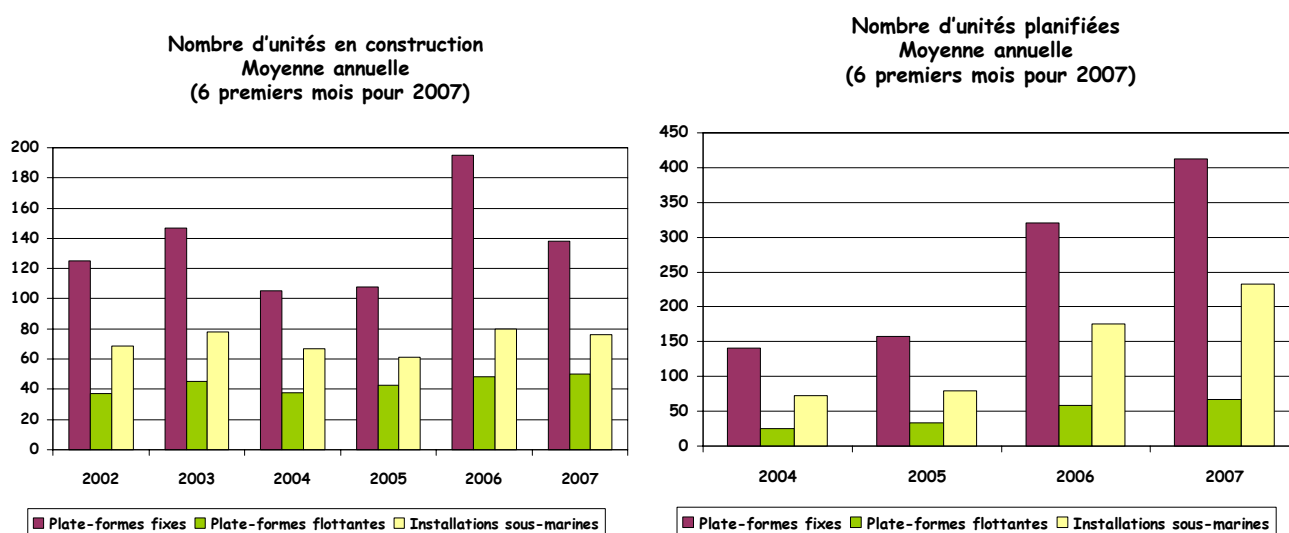
Société	Part de marché forage offshore 2006
Transocean	15 %
Global Santa Fe	10 %
Diamond Offshore	8 %
Noble Drilling	7 %
ENSCO International	7 %
Pride International	6 %
Rowan Companies	4 %
KCA Deutag	4 %
Seadrill	4 %

1.3.5 Secteur de la construction d'équipements de production offshore

1.3.5.1 Activité de construction en mer: forte activité sur 2006 et 2007

L'activité de construction en mer, mesurée en nombre d'installations en construction, est en baisse au premier semestre 2007 de 15% par rapport au premier semestre 2006. Ce sont les plates-formes fixes les plus touchées avec un recul de près de 30%. Les installations sous-marines quant à elles sont en baisse de 20%. Seules les supports flottant affichent une hausse des constructions sur le premier semestre 2007, de l'ordre de 36%.

Figure 8: Constructions en mer



Source: ODS Petrodata

Sur le premier semestre 2007, les plates-formes fixes enregistrent un recul de 30%, faisant suite à la hausse de 90% enregistrée en 2006. Début 2007, ce sont en moyenne 138 plates-formes qui sont en construction contre 195 en 2006. Ces constructions sont localisées à 54% au Moyen-Orient et en Asie du Sud-Est. Toutes les zones géographiques à l'exception du Moyen-Orient enregistrent des baisses d'activité et notamment l'Amérique du Nord, l'Amérique Latine et l'Europe, avec des divisions par presque 2 du nombre de plates-formes flottantes en construction. Ceci reflète le dynamisme actuel du secteur de l'exploration-production au Moyen-Orient, ainsi que le

changement d'activité dans les zones plus matures, où l'offshore peu profond est délaissé au profit de zones plus profondes.

Les projets de construction au contraire sont en forte hausse, de l'ordre de 44%, passant de 297 à 427 unités entre juin 2006 et juin 2007. L'Asie du Sud Est et Le Moyen Orient concentrent 55% des unités planifiées. Toutes les zones géographiques sont à la hausse entre 2006 et 2007 à l'exception de l'Amérique. C'est l'extrême Orient qui enregistre la plus forte hausse de projets planifiés avec 21 unités contre 6 en 2006. Cette hausse globale laisse présager un marché de la construction de plates-formes flottantes soutenu pour 2008 et 2009.

Le nombre de plates-formes flottantes en construction sur le premier semestre 2007 s'établissait en moyenne à 66 unités contre 48 sur le premier semestre 2006. Les constructions se répartissent à 25% en Amérique Latine et 22% en Asie du Sud-Est. La hausse du nombre des constructions, de l'ordre de 45% de juin 2006 à juin 2007, est imputable majoritairement à l'Amérique du Nord, l'Asie du Sud-Est et l'Europe de l'Ouest qui affichent des croissances de l'activité de 100, 78 et 75%. Le Canada où les constructions oscillent traditionnellement entre 0 et 1 a vu cette année ce chiffre passer à 6. Les autres zones géographiques affichent des croissances moins importantes mais aucune n'est en baisse.

Par ailleurs, les projets de construction d'installations flottantes sont en hausse de 17%, passant de 58 unités en juin 2006 à 68 en juin 2007 essentiellement sous l'impulsion de l'Asie du Sud Est et de l'Afrique de l'Ouest.

En ce qui concerne les **installations sous-marines, le nombre de construction est stable** entre les premiers semestres 2007 et 2006, passant de 72 à 73 unités en moyenne. Les constructions sont réparties à 32% en Europe de l'Ouest, 18% en Afrique de l'Ouest et 16% dans le Golfe du Mexique. La progression la plus importante a eu lieu en Afrique de l'Ouest avec 4 unités supplémentaires en 2007, tandis que l'Amérique Latine est en baisse de 6 unités sur 2007.

Le nombre de projets de construction d'installations sous-marines est par ailleurs en hausse de 61% entre 2006 et 2007, passant de 164 à 264 unités. L'Europe de l'Ouest et l'Afrique de l'Ouest affichent un doublement du nombre de projets annoncés en 2007 par rapport à 2006. A l'inverse, le nombre de projets dans le Golfe du Mexique est en chute de 7%.

Tous supports de production confondus, l'Asie du Sud-est, Le Moyen-Orient, l'Afrique de l'Ouest et l'Europe de l'Ouest représentent respectivement 18, 15, 14 et 13% des constructions offshore mondiales en 2007. Ces zones concentrent également des proportions similaires en ce qui concerne les constructions planifiées pour l'avenir à l'exception de l'Asie du Sud-est, dont la part est de 23%. Tous supports confondus, le Moyen-Orient est par ailleurs la zone où la croissance du nombre de construction a été la plus importante en 2007 avec 10 unités en plus par rapport à 2006.

1.3.5.2 Chiffre d'affaire de l'activité

Ce chiffre d'affaires est difficile à caractériser car il regroupe de nombreux intervenants dont les domaines d'activité, la taille et le degré d'internationalisation sont très différents. Notre définition du marché prend en compte trois types d'activité: la construction de plates-formes, la construction d'installations sous-marines, la fourniture d'équipements de production sous-marine. En revanche, les activités annexes, telles que, notamment, les services de maintenance et autres activités de support de production, ainsi que les activités de leasing d'installations flottantes, n'ont pas été retenues.

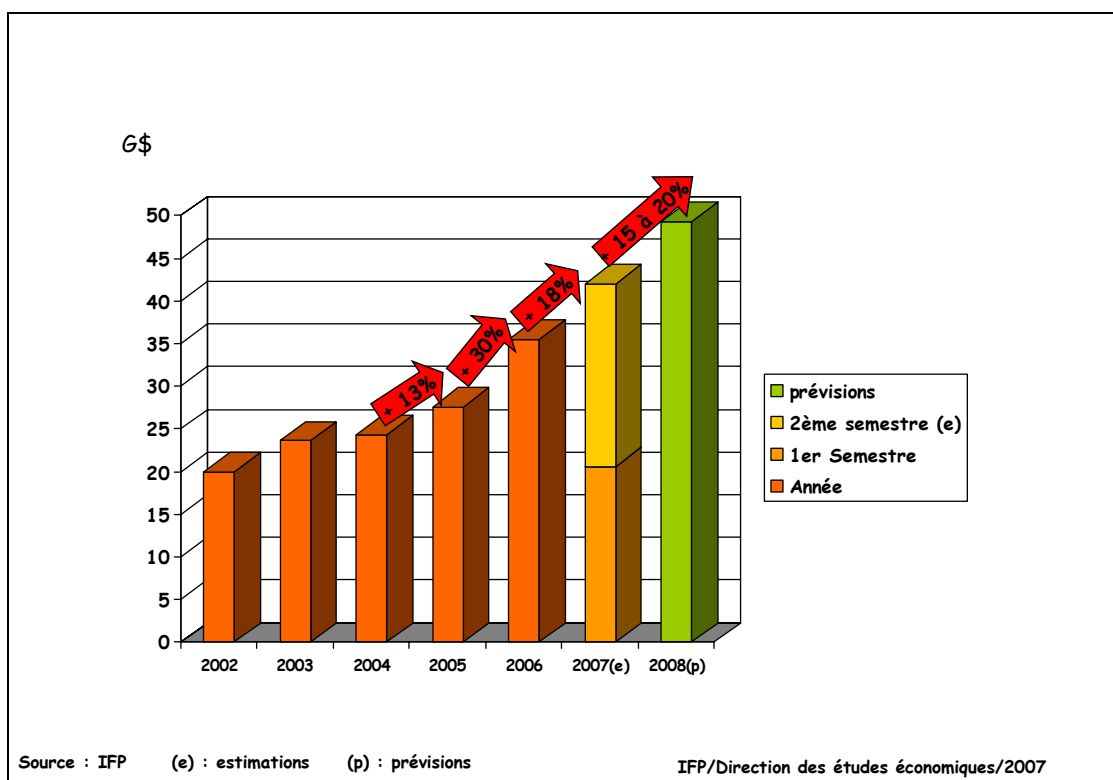
- **2006-2007: une croissance soutenue**

En 2006, le marché de la construction offshore accélère sa croissance puisqu'il est en augmentation de 30% par rapport à 2005 et atteint 35.5 G\$. Pour 2007, les résultats semestriels des sociétés évoluant sur ce marché ainsi que les indicateurs tels que les constructions d'installations de supports aériens ou sous-marins laissent penser

que le marché devrait enregistrer une **augmentation de l'ordre de 18% pour se situer autour de 42 G\$**.

En 2006, les principaux acteurs du secteurs affichent des chiffres d'affaires en hausse par rapport à 2005 ainsi que des résultats nets positifs.

Figure 9: Marché de l'ingénierie, équipements et constructions en mer



Une récente étude menée par l'IFP souligne que le rythme des mises en production de nouveaux champs offshore par grande profondeurs doit nettement s'accélérer sur la période 2007-2012 par rapport à 2001-2006, avec une multiplication par 3 des mises en production par plus de 1000 m d'eau entre ces deux périodes. Par ailleurs ces développements devraient se faire pour plus de la moitié par renvois sous-marin, les FPSO ayant ensuite la préférence des opérateurs. Ceci laisse supposer un marché de l'ingénierie, équipements et construction en mer florissant pour les années qui viennent. D'après une étude menée par Infield Systems, l'Afrique de l'Ouest devrait être particulièrement dynamique en ce qui concerne la demande d'équipements sous-marins mais également celle de supports flottants. C'est dans cette zone que les dépenses en capital pour les supports flottants sur 2007-2012 devraient être les plus importantes et

représenter 35% du total mondial. En Asie, la demande en supports flottants est forte mais les projets sont de plus petite ampleur. Cette zone devrait concentrer 12% des dépenses en capital pour les supports flottants sur la période 2007-2012. L'Amérique Latine et L'Amérique du Nord devraient représenter respectivement 15% et 12% des dépenses en supports flottants sur 2007-2012.

En ce qui concerne plus particulièrement **2008**, les "backlogs" des principales sociétés présentes sur ce marché sont en hausse à fin juin 2007 par rapport à juin 2006. Par ailleurs, les projets de constructions sont plus nombreux en juin 2007 qu'un an auparavant, notamment pour les installations sous-marines. Ceci nous amène à penser que le marché pourrait continuer à afficher une **croissance de l'ordre de 15% à 20% par rapport à 2007, portée par l'activité sous-marine**. Le marché se situerait alors autour de 49 G\$.

- **Les principaux acteurs de la construction offshore**

AkerKvaerner, Technip et Saipem constituent le peloton de tête de ce secteur avec des parts de marché respectives de 13.5 % , 12% et 10%.

En juin 2007, Cal Dive annonce son intention de racheter Horizon Offshore, la transaction devant être finalisée au troisième trimestre. Cal Dive est la filiale principale du groupe Helix Energy Solutions à qui cette acquisition permettra de représenter un peu plus de 4% du marché de la construction et ingénierie offshore, contre moins de 3% en 2006. Cette fusion permet à Cal Dive d'avoir accès à des marchés internationaux sur lesquels elle était peu implantée tels que l'Amérique latine ou l'Afrique de l'Ouest. Cette fusion est également motivée par la complémentarité des activités des deux sociétés : en effet, Cal Dive est spécialisée dans les navires de support et Horizon dans la pose et l'enfouissement des pipelines. Le nouveau groupe pourra ainsi proposer une offre intégrée dans le domaine de la pose de conduites.

Par ailleurs en Avril 2007, Halliburton se sépare définitivement de KBR, qui devient désormais une société autonome. Cette séparation était prévue depuis début 2005 et permet à Halliburton de se recentrer sur les services amont. KBR représentait en 2006 près de 43% du chiffre d'affaires d'Halliburton.

Tableau 7: Principales compagnies dans le secteur de la construction offshore

Sociétés	Part de marché 2006
Aker Kvaerner	13.5%
Technip	12%
Saipem	10%
FMC Technologies	6 %
SBM Offshore	5.5 %
Acergy	5.5 %
Subsea7	5 %
Mc Dermott	4.5 %
Global Industries	3.41 %
Helix - Cal Dive	3 %
KBR	3 %

1.3.6 Conclusion

Après 2005, qui était déjà une année record, **2006** a été à nouveau une année particulièrement faste pour l'industrie parapétrolière. Les investissements dans leur ensemble ainsi que les marchés analysés dans cette étude affichent des **taux de croissance** par rapport à 2005 particulièrement élevés, compris **entre 25 et 48%**. Si l'effet prix explique une partie de cette croissance des marchés, l'activité est, elle aussi, particulièrement intense: les forages n'ont jamais été aussi nombreux de même que les constructions offshore, et en géophysique, le nombre d'équipes actives ne cesse de croître depuis l'année noire de 2004.

2007 semble marquer le pas dans cette course effrénée qu'est devenu le marché de l'exploration-production. La hausse des prix des matières premières et la tension sur la fabrication et la construction d'équipements est telle que des projets de développement de champs doivent être différés. Par ailleurs, la situation en Amérique du Nord où le temps particulièrement clément en hiver ainsi qu'en été a entraîné une chute de la demande de gaz ainsi que de celle de forages à terre, est à l'origine de la stagnation du marché du forage onshore cette année. Ainsi, en 2007, **le secteur est toujours en croissance mais certains segments sont nettement en ralentissement** voir régression tel que le forage à terre en Amérique du nord ou en mer peu profonde aux USA.

Tableau 8: Évolution des investissements et principaux marchés parapétroliers

	2005	2006	2007	2008
Investissements E&P	+ 25 %	+ 25 %	+ 13 %	+ 10 à 15%
Géophysique	+ 25 %	+ 40 %	+ 20 %	+ 20%
Forage à terre	+ 35 %	+ 35 %	0	+ 5 à 10%
Forage en mer	+ 25 %	+ 48 %	+ 45%	+ 15%
Construction en mer	+13 %	+ 30 %	+ 18 %	+ 15 à 20%

Pour **2008**, la surchauffe du secteur devrait se calmer un peu: les différents marchés analysés devraient afficher des **taux de croissance moins élevés qu'en 2005 et 2006** mais toutefois importants, **compris entre 10 et 20%**. L'activité devrait rester

soutenue et les prix devraient commencer à se stabiliser, dans le forage notamment, avec la disponibilité d'appareils nouvellement construits.

Entre 2004 et 2006, les principales compagnies parapétrolières ont vu leurs chiffres d'affaire augmenter de 60% et leurs résultats nets ont été multipliés par près de 3. Les profits records enregistrés par les compagnies ces deux dernières années leur ont permis d'assainir les situations financières délicates (Halliburton) et de financer des opérations de consolidation de grande envergure telles que la fusion CGG/Veritas, le rachat par Schlumberger des 30% de WesterGeco détenus par Baker Hughes ou plus récemment, le rachat de GlobalSantaFe par Transocean.

1.4 Raffinage

Le secteur du raffinage affiche en 2006 des performances économiques raisonnables. Les marges de raffinage en diminution par rapport à l'année précédente se maintiennent à des niveaux élevés, grâce à une demande pétrolière qui en dépit des prix demeure forte et à des tensions sur les capacités de raffinage dans bon nombre de pays consommateurs. Ces tensions offre/demande demeurent, malgré une amélioration en 2006 grâce notamment aux investissements engagés en région Asie-Pacifique, au Moyen Orient et à une moindre mesure en Amérique du Nord. Les risques de tensions ponctuelles fortes demeurent notamment en cas de baisse non programmée des capacités disponibles.

Les conditions favorables à un accroissement des investissements dans le secteur se sont traduits par:

- une timide reprise des projets privilégiant des augmentations de capacités de distillation dans des installations existantes;
- une accélération des projets susceptibles d'aboutir à une phase d'industrialisation (phase 2) notamment dans les projets de nouvelles raffineries;
- une accélération des projets de conversion.

Parmi les trois principales régions dans le monde en terme de développement futur des capacités, l'Asie et le Moyen-Orient participent quelque soit le type de projet alors que l'Amérique du Nord privilégie le développement à partir d'installations existantes.

Malgré les progrès réalisés, il reste encore beaucoup d'efforts à faire pour envisager une détente dans le domaine du raffinage dans les années à venir. Les conditions économiques conjonctuellement favorables soutiennent la multiplication des annonces de projets. Mais la poursuite des programmes d'investissements dans de nouvelles capacités de raffinage et de conversion exige une conjoncture durablement favorable: maintien des marges de raffinage élevées et demande soutenue sont nécessaires pour rattraper le retard pris en termes d'investissements dans le raffinage.

1.4.1 Les capacités de raffinage demeurent tendues

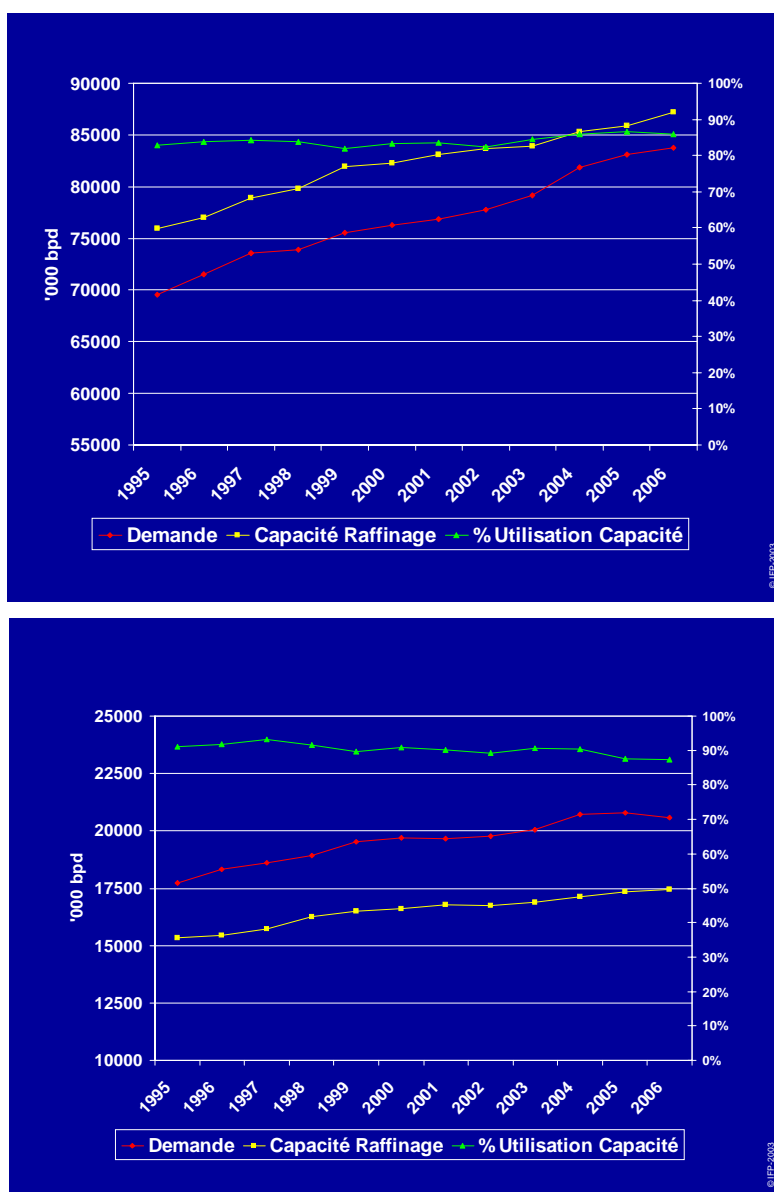
En 2006, les **capacités de raffinage** mondiales s'établissant à 87.2 Mb/j, soit une capacité supplémentaire de 1.3 Mb/j après une augmentation de 0.6 Mb/j entre 2004 et 2005. En 2006 les tensions sur les capacités de raffinage semblent se détendre légèrement, passant d'une surcapacité de 2.8 Mb/j en 2005 à 3.5 Mb/j en 2006. Ceci s'explique par le ralentissement de l'accroissement de la **demande** (+0.8%) et l'augmentation de la capacité de raffinage (+1.5%). Le **taux d'utilisation** dans le monde, après trois années d'augmentation, enregistre une légère baisse pour s'établir à 85.8 % en 2006 (Figure 10).

Le ralentissement de la demande s'explique principalement par la diminution de 1% aux États unis, tandis que du côté de l'offre les capacités de raffinage augmentent très sensiblement en Asie-Pacifique (+4.3%) (Figure 11).

Aux **États-Unis**, le déficit de capacités diminue en 2005, tendance qui se confirme en 2006.: il passe de 3.6 Mb/j en 2004 à 3.1 Mb/j en 2006 (figure 10). Cette évolution ne s'explique pas par une relance des investissements dans de nouvelles capacités mais plutôt par la conjonction d'une demande qui ralentit et de capacités de raffinage qui augmentent lentement grâce au processus de modernisation de l'outil de raffinage. Mais le taux d'utilisation de l'outil de raffinage diminue légèrement en moyenne dans la zone en 2006 (87.3 %), en raison d'arrêts programmés pour maintenance et travaux non encore finalisés, conséquences des ouragans de 2005. Les événements constatés aux États-Unis se répercutent sur le taux moyen d'utilisation dans le monde.

L'**Europe** se trouve dans une situation d'équilibre fragile avec une capacité de raffinage qui tend à se dégrader en 2006 et une augmentation de la demande de 1% (après une stabilisation entre 2004 et 2005) et parallèlement une augmentation très faible des capacités de raffinage. Le taux d'utilisation demeure élevé à 89.4% mais présente une diminution par rapport à l'année précédente (92%).

Figure 10: Demande pétrolière et capacité de raffinage dans le monde et aux États unis

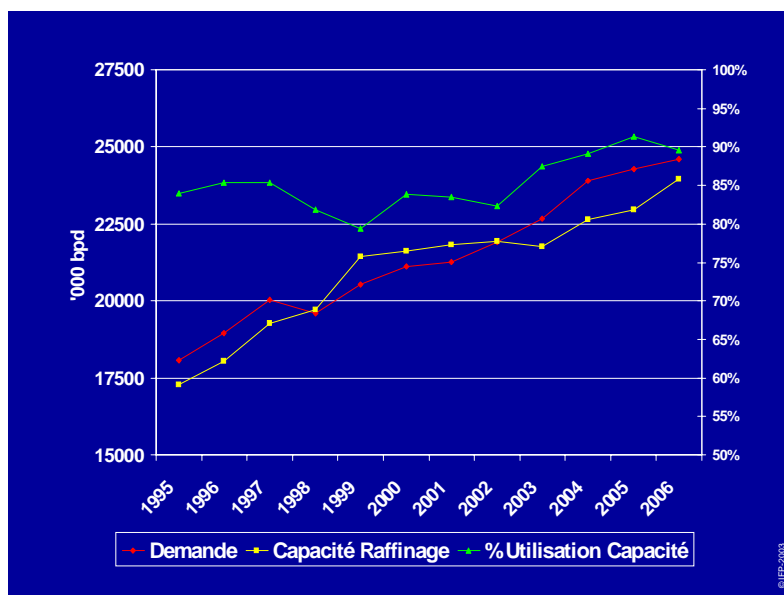


Source: IFP à partir de BP Statistical Review of World energy 2007

En zone **Asie/Pacifique** l'augmentation de la demande s'accompagne d'une hausse des capacités de raffinage. Le déficit n'est pas résorbé malgré la forte augmentation des capacités enregistrée cette année (+4.3%) et une demande qui croît modérément (+1.2%). Le déficit a été réduit de moitié en un an et il s'est établi actuellement à 0.645 Mb/j alors qu'en 2005 il atteignait 1.35 Mb/j.

Les tensions entre capacité de raffinage et demande en produits pétroliers demeurent malgré une amélioration en 2006 grâce notamment aux investissements engagés en région Asie-Pacifique et Moyen Orient.

Figure 11: Demande pétrolière et capacité de raffinage en Asie-Pacifique



Source: IFP à partir de BP Statistical Review of World energy 2007

En 2007, la demande mondiale devrait enregistrer une accélération (+1.8%) selon les prévisions de l'AIE. Les régions les plus actives seraient l'Afrique (+6.9%), suivie du Moyen Orient (+4.8%), de l'Amérique Latine (+3.8%) et de l'Asie/Pacifique (+2.9%). L'Amérique du Nord devrait croître modérément (+1.6%) tandis que l'Europe et la CEI devraient enregistrer une diminution de la demande (respectivement -1.2% et -2.5%). Les capacités de production devraient progresser au rythme d'achèvement des projets et des mises en opération de nouvelles unités (distillation et conversion). Les prévisions sur l'évolution des projets tablent sur une **augmentation des capacités de distillation de près de 0.5 Mb/j et de 0.67 Mb/j en conversion** dans l'année.

1.4.2 Évolution des marges de raffinage

Après une année 2005 exceptionnelle en termes de marges, fortement influencées par les ouragans qui ont engendré la fermeture de près de 25% des capacités régionales, 2006 enregistre des marges en légère baisse: celles de LLS cracking passent de 5.37 \$/b en 2005 à 5.21 \$/b en 2006, et celles de Brent cracking de 4.98 \$/b à 4.04 \$/b (Tableau 9). Dans ce contexte, l'année 2006 peut être considérée comme une très bonne année, particulièrement si l'on considère la moyenne des marges de ces dix dernières années (2.74 \$/b, 2.07 \$/b, 1.34\$/b respectivement sur le Brent cracking, le LLS cracking et le Dubaï hydrocracking). Ainsi, **le ralentissement de la demande en 2006 ne s'est pas traduit par une baisse marquée des marges.**

Sur le **marché américain** -le plus réactif-, les arrêts planifiés pour maintenance et diverses pannes non prévues ont entraîné une élévation des marges dépassant les 11.0 \$/b pendant la "driving season". Si l'on tient compte des marges enregistrées pendant les trois premiers trimestres de 2007, ce phénomène se poursuit et s'amplifie. La tendance est la même pour les deux autres marchés mais avec des amplitudes moins marquées:

- **En Europe** les marges restent élevées en 2007 malgré un hiver doux. Elles sont favorisées par une forte demande d'essence et de naphtha. Les bas niveaux saisonniers des stocks d'essence aux États Unis ont contribué également à apprécier les marges en Europe créant des tensions sur la production de distillats légers. A ces éléments, il faut ajouter les arrêts pour maintenance encouragés par une diminution des marges à l'automne 2006.

- Comparativement aux années précédentes les marges de raffinage en **Asie Pacifique** enregistrées en 2007 demeurent élevées avec 3.83 \$/b en moyenne pour le Dubaï hydrocracking. La forte demande en provenance de l'industrie pétrochimique constitue l'un des principaux éléments explicatifs.

La plus grande complexité des raffineries actuelles et une plus grande interdépendance entre les unités vont se traduire probablement par des arrêts planifiés pour maintenance et pannes non prévues plus fréquents que par le passé. A titre d'exemple, les unités d'hydrotraitement nécessaires pour répondre aux spécifications de plus en plus sévères, nécessitent des maintenances plus fréquentes que les unités de distillation et de conversion. Ces éléments incitent à un certain optimisme sur le maintien des marges élevées pendant encore quelque temps.

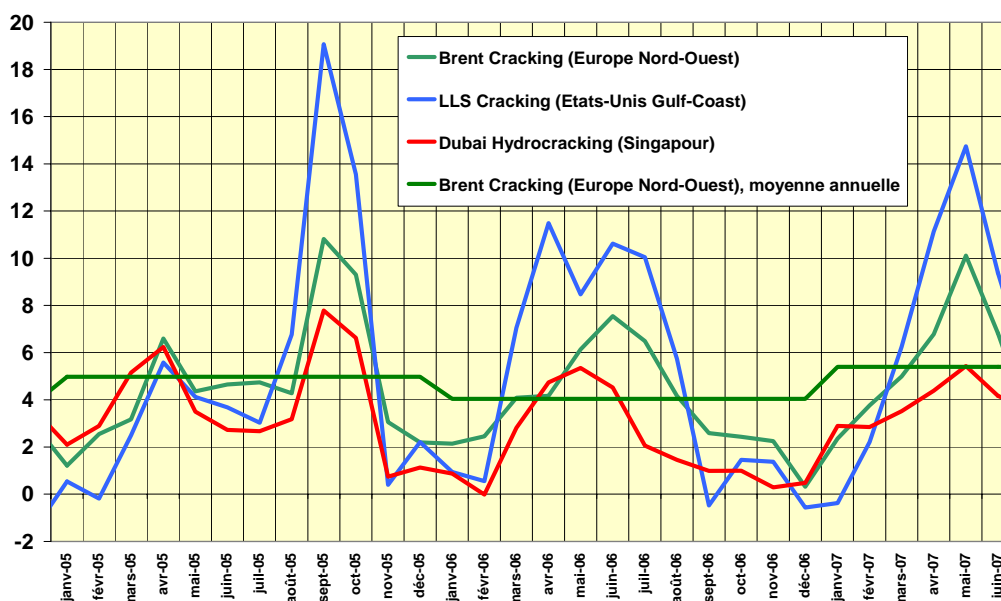
Tableau 9: Marges de raffinage complexes (moyenne annuelle en US\$/b)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (p)**
Brent-Cracking (Europe Nord-Ouest)	0,70	3,37	2,05	0,75	2,34	3,77	4,98	4,04	5,0
LLS* (Cracking US "Gulf Coast")	-0,32	1,29	1,36	0,31	1,12	1,69	5,37	5,21	6,9
Dubai-Hydrocrack. (Singapour)	-0,66	0,89	-0,20	-0,56	0,82	3,74	3,96	2,19	3,83

* Light Louisiana Sweet.; ** moyennes sur les 7 premiers mois de l'année.

Source : Oil Market Report (AIE).

Figure 12: Évolution des marges de raffinage complexes (en \$/b)



Source : Oil Market Report (AIE)

1.4.3 Des résultats en diminution et une recrudescence des opérations de type cessions/acquisitions

Les performances en termes d'évolution des **résultats nets** des principales sociétés européennes et états-uniennes montrent une situation moins avantageuse dans les activités de raffinage entre 2005 et 2006, à l'exception de BP et de Chevron qui enregistrent, contrairement à l'ensemble, des résultats en nette amélioration. Les résultats présentés par Chevron s'expliquent en partie par de meilleures performances opérationnelles et un taux d'utilisation des raffineries élevé, notamment aux États-Unis, où le résultat net du groupe dans le secteur double quasiment.

Plusieurs facteurs expliquent cette baisse des résultats entre 2005 et 2006: le fléchissement des marges notamment à partir du deuxième semestre, le ralentissement de la demande mondiale et la baisse aux États unis, une baisse des taux d'utilisation des raffineries due en partie à la maintenances ou des arrêts non prévus aux États-Unis en Europe et en Asie, la hausse des coûts (services et matières premières) et enfin le renchérissement de la fiscalité et des royalties.

Tableau 10: Résultats nets des sociétés pour le secteur raffinage distribution

Millions de Dollars US	1 ^e s. 2007	1 ^e s. 2006	Variations %
Total	1945	1767	+10.1
BP	3578	3468	+3.2
ENI	332	316	+5.2
Repsol-YPF	1730	1452	+19.1
Shell	4424	3398	+30.2
Statoil	608	624	-2.5
Chevron-Texaco	2921	1578	+85.1
Conoco/Phillips	3494	2098	+66.5
ExxonMobil	5305	3756	+41.2

Source : rapports annuels et BIP.

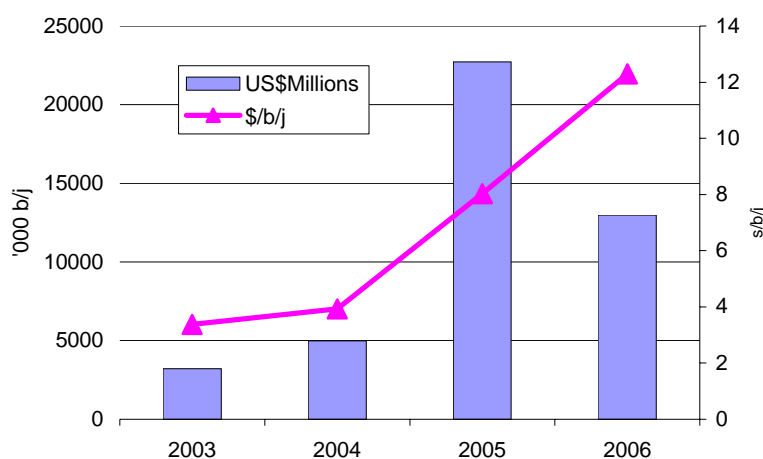
Pour **2007**, les résultats du premier semestre s'orientent nettement vers une amélioration pour les principales compagnies américaines et européennes. Chevron,

ConocoPhillips et ExxonMobil voient leurs résultats augmenter de plus de 40% entre le premier semestre 2006 et le premier semestre 2007 (+85%, +66%, +41% respectivement). Les compagnies européennes améliorent également leurs résultats entre les deux périodes à l'exception de Statoil qui stagne (tableau 10).

Dans ce nouveau contexte, la restructuration du secteur du raffinage se poursuit aussi bien aux États-Unis que dans les autres régions du monde, mais à un rythme moins soutenu que l'année précédente, l'année 2005 ayant été une année exceptionnelle en termes de **fusions et acquisitions** avec 23 Milliards de \$ de vente d'actifs. Avec "seulement" 13 Milliards de \$ de transactions, 2006 reste une année marquée par une activité intense dans ce domaine.

Il faut noter que si les fusions et acquisitions ont concerné des capacités de production au global moins importantes en 2006 qu'en 2005, les valeurs par baril des transactions ont, au contraire, augmenté (figure 13).

Figure 13: Fusions et acquisitions dans raffinage



source John S. Herold; IFP

En termes de répartition géographique, les transactions réalisées aux États-Unis ont été supérieures à celles réalisées dans l'ensemble des autres régions du monde: 7 milliards de \$ de ventes d'actifs ont été conclues aux États unis alors qu'ailleurs elles

atteignaient environ 6 milliards de \$. En 2005, la répartition était équilibrée entre les États-Unis et le reste du monde.

Les actions les plus importantes aux États-Unis en 2006 sont à mettre à l'actif de:

- ConocoPhillips qui cède 50% de ses parts à EnCana dans les raffineries de Wood River et Broger, ce qui représente une capacité totale de 226 000 b/j. Le montant de la transaction s'élève à 2.8 G\$. Le renforcement d'EnCana sur le marché américain du raffinage s'insère dans le cadre d'un accord amont/aval plus vaste dans lequel Conoco à son tour prend des parts dans les projets d'EnCana sur les sables bitumineux de l'Alberta (Foster Creek et Christina Lake oil sands).

- PDVSA cède 42.25% de ses parts à Lyondell Chemical pour un montant de 2.1 G\$ pour sa raffinerie de Houston d'une capacité de 99 000 b/j.

Ces deux transactions couvrent 41% du total des transactions effectuées aux États-Unis en termes de valeur et 57% en termes de capacités de raffinage.

Dans les autres régions du monde, les opérations de plus grande envergure en 2006 concernent PKN Orlen qui acquiert 53.7% des parts de Yukos et 30% des parts de la raffinerie de Mazeikiu Nafta appartenant au gouvernement lithuanien pour un montant total de 2.34 G\$ et une capacité de raffinage de 218 000 b/j. En y ajoutant l'acquisition de la raffinerie d'East Coast Canada (Vital Group) par Harvest Energy Trust (1434 million de \$ pour 115 000 b/j de capacité), les trois projets concentrent 64% des transactions hors États-Unis en valeur et 72% en capacités de raffinage.

Par ailleurs, en 2007 plusieurs opérations ont été conclues ou sont sur le point de l'être:

- Total vend ses parts (70%) dans la raffinerie de Milford Haven et concentre ses activités de raffinage au Royaume Uni dans la raffinerie de Lindsey. Murco Petroleum Ltd (filiale de Murphy oil) se porte acquéreur des parts de Total pour un montant de 250 millions de \$ et devient le seul détenteur de la raffinerie de 107 000 b/j de capacité.
- Le russe Sibir Energy achète la raffinerie de Moscou d'une capacité de 240 000 b/j. Le montant de la transaction s'élève à 922 millions de \$.

- Shell renonce à ses raffineries françaises et projette de céder ses parts à Petroplus et Basell. Petroplus s'intéresse à deux raffineries, Petit Couronne (142 000 b/j) et Reichstett (77 000 b/j). Le montant de la transaction s'élèverait à 875 millions de \$ et devrait être finalisée d'ici la fin de l'année. Basell devrait se porter acquéreur de la troisième raffinerie - L'Etang de Berre (80 000 b/j)- pour un montant de 700 millions de \$.
- La société hongroise MOL -source de beaucoup de rumeurs d'acquisition ou de fusion, (achat des actifs MOL par l'autrichien OMV ou fusion avec PKN Orlen)-, cherche à prendre le contrôle de l'italien IES (Italiana Energia Servizi) qui opère entre autres actifs, la raffinerie de Mantova d'une capacité de 52 000 b/j. Opérant dans le nord de l'Italie, un des objectifs de MOL est de renforcer sa présence sur les marchés autrichien, slovène et croate. Beaucoup d'incertitudes existent encore sur ce dossier qui devrait évoluer dans les mois à venir.
- La société chimique et productrice de produits plastiques néerlandais Basell à travers sa filiale américaine Access Industries projette d'acheter l'américain Lyondell spécialisé dans la chimie et le raffinage. L'objectif étant de fabriquer à partir de la raffinerie des matières premières pour l'industrie pétrochimique. Le montant de la transaction serait de 12.75 Milliards de \$.
- Lukoil envisage d'acquérir la raffinerie irlandaise Whitegate d'une capacité de 71 000 b/j appartenant actuellement à ConocoPhillips. Le montant de la transaction s'élèverait à 300-380 millions d'euros; il est également question d'un transfert de propriété (16.33%) entre les deux firmes sur la raffinerie tchèque de Ceska Rafinerska.
- ENI acquiert 16.33% de la raffinerie tchèque doublant ainsi ses parts dans celle-ci.
- Valero Energy cède sa raffinerie de Lima (Ohio) de 165 000 b/j au canadien Husky Energy Inc. pour 1.9 milliards de \$. L'objectif de Husky est d'assurer des capacités de traitement pour ses sables bitumineux
- Face à la vive concurrence dans le raffinage en Europe et à sa volonté de "gérer un plus petit réseau européen de raffineries profitables" et malgré des marges de raffinages très "honorables", BP vend sa raffinerie de Coryton au Royaume-Uni de

172 000 b/j à Petroplus pour 1.4 Milliards de \$. L'accord comprend le terminal et les activités de bitumes de BP au Royaume Uni ainsi qu'un contrat d'approvisionnement des activités de détail de BP avec des produits requis.

- Petroplus achève l'acquisition de la raffinerie d'Ingolstadt (110 000 b/j) dont le montant de la transaction s'élève à 627.5 millions de \$ en faveur d'ExxonMobil.
- En poursuivant sa stratégie visant à se séparer d'actifs dans l'aval pétrolier, Shell Oil Products US, filiale de RDS vend sa raffinerie de Wilmington (97 500 b/j) à Tesoro Corp. De son côté Tesoro consolide sa présence dans la région de l'ouest des États -Unis en portant sa capacité de raffinage à 560 000 b/j

1.4.4 Dépenses dans l'industrie du raffinage en nette augmentation

Entre les années 1999 et 2005, au niveau mondial les dépenses relatives aux investissements, à la maintenance, aux catalyseurs et aux produits chimiques n'augmentent que très modérément: la hausse des dépenses en capital ne dépasse pas 2% en 6 ans. L'augmentation des dépenses sur la période est le fait des produits chimiques/catalyseurs et surtout de la maintenance (+19% pendant la période).

En 2006, la croissance des dépenses mondiales dans le secteur du raffinage s'accélère (+4.8 % sur un an), notamment grâce à la maintenance et aux produits chimiques/catalyseurs, la croissance des dépenses en capital restant faible (les dépenses 2006 sont inférieures à celle de 1999!). 2007 devrait afficher des dépenses mondiales en nette progression avec un accroissement record de 9% dans l'année. Les dépenses de maintenance devraient enregistrer une croissance de 5.3%, notamment du fait des États-Unis et de l'Europe. Les dépenses d'investissement font un bond de 20%, passant de 17.5 G\$ en 2006 à 21.0 G\$ en 2007. L'augmentation des dépenses en capital marque -peut-être- le début d'une nouvelle ère de rattrapage des retards accumulés dans le domaine des investissements en capacités de raffinage, que ce soit en nouvelles raffineries ou en augmentation de capacités des raffineries existantes.

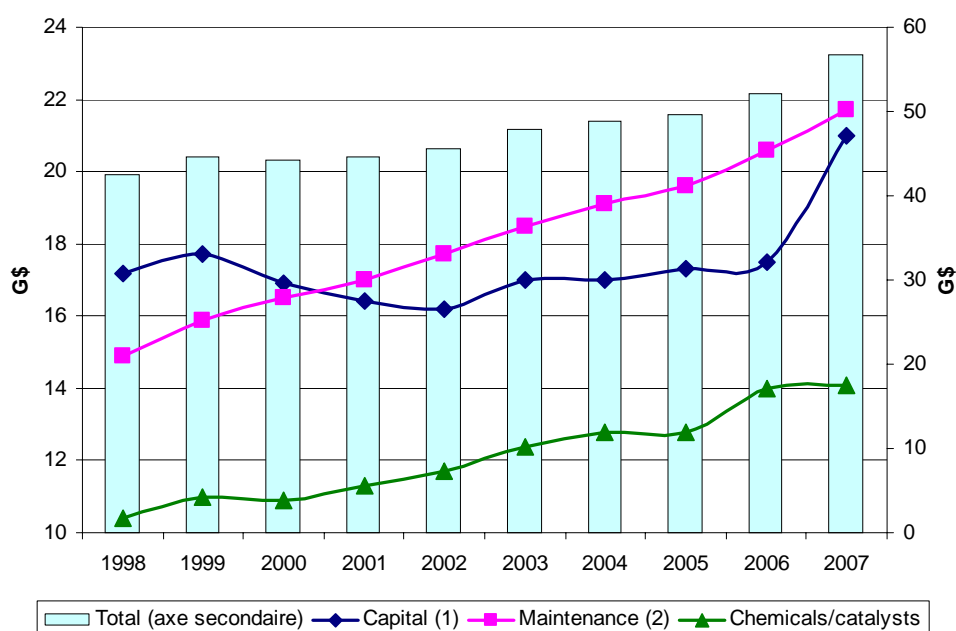
Tableau 11: Dépenses mondiales de l'industrie du raffinage

en G\$	2004	2005	2006	2007 (p)
Investissements	17,0	17,3	17,5	21,0
Maintenance*	19,1	19,6	20,6	21,7
Catalyseurs et produits chimiques	12,8	12,8	14,0	14,1
Total	48,9	49,7	52,1	56,8

Source : IFP d'après HPI Market Data ; (p) prévision

* 40 % correspondent à des équipements et du matériel, le reste à de la main d'œuvre et des services.

Figure 14: Historique des dépenses mondiales de l'industrie du raffinage (en G\$)



Source : IFP d'après HPI Market Data ; (p) prévision

Néanmoins, les tensions subsistent sur l'outil de raffinage mondial. Des efforts d'investissements sont encore nécessaires et notamment dans des capacités de conversion pour fabriquer des produits aux spécifications progressivement plus sévères.

Il est important de noter que les dépenses dans l'aval pétrolier et notamment dans le raffinage restent très en deçà des investissements en exploration-production.

1.4.5 Une multiplication des annonces de projets

Avec des marges orientées à la hausse, le contexte demeure, encore cette année, favorable à un accroissement des annonces de projets d'investissement dans le raffinage. Parmi les projets annoncés, il convient de distinguer ceux en phase de conception, ingénierie ou construction, appelés "projets en phase 2", de ceux en phase de pré-études ou encore à l'état de projet, appelés "projets phase 1". Les premiers ont une probabilité de réalisation plus grande.

➤ **En phase 2 conception/ingénierie/construction**, de nouvelles raffineries sont annoncées en Afrique, en Asie, en Australasie, en CEI, au Moyen-Orient et en Amérique du Nord (Tableau 14). Sur la base des informations disponibles en 2006, 15 nouvelles raffineries devraient être construites dans le monde d'ici 2010-2012. En termes de capacités de distillation, l'ensemble des projets de **nouvelles raffineries** totaliserait 2,5 Mb/j soit 21% de plus que l'année précédente, les régions du Moyen-Orient et de l'Asie/Pacifique réunissant à elles seules 76 % des projets mondiaux d'ici la fin de la décennie. Parmi les nouvelles raffineries listées ci-dessous, seulement 3 sont actuellement en phase de construction, totalisant 370 000 Mb/j de capacité. Aucun projet de nouvelle raffinerie n'est à l'heure actuelle prévu en Europe (OCDE et non-OCDE), ni en Amérique du Sud. En Amérique du Nord et en Australasie, aucun projet n'a été engagé depuis le recensement de l'an dernier (Figure 15).

Les projets d'**extension** en phase 2 atteignent une capacité de distillation de 1.8 Mb/j soit une augmentation de 14% par rapport à l'année précédente. Cela concernent 28 raffineries dans le monde (Tableau 13). L'Amérique du Nord, l'Asie et le Moyen Orient concentrent 80 % des projets d'extension, soit 1.45 Mb/j. Parmi ces 27 projets, 8 sont actuellement en phase de construction totalisant 480 000 Mb/j

Figure 15: Nouvelles raffineries par régions. Phase 2: conception - ingénierie - construction (2 529 500 b/j), 2006-2007

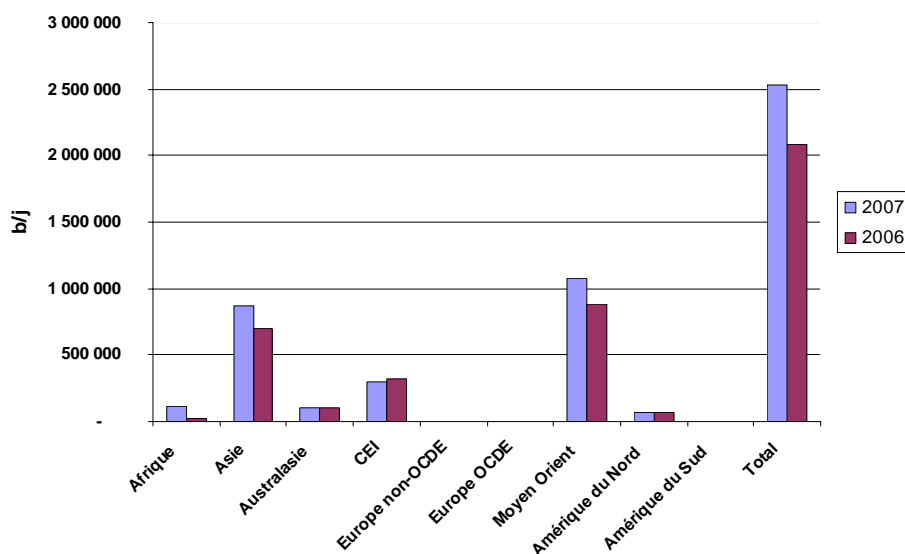


Tableau 12: Nouvelles raffineries - Capacités de distillation: Phase 2: Conception, Ingénierie, Construction

Zone/Pays	Statut	Compagnie	Localisation	Procédé	Capacité b/j	Démarrage
Afrique						
Soudan	Conception	Port Soudan	Red Sea	Distillation du brut	100 000	2006
Algérie	Ingénierie	Naftec	Sbaa, Adrar	Distillation du brut	12 500	2006
Nigéria	Ingénierie	Amakpe	Eket, Akwa Ibom	Distillation du brut	6 000	2008
Asie						
Corée du Sud	Conception	S-Oil Corporation	Daesan	Distillation du brut	240 000	2009
Corée du Sud	Conception	S-Oil Corporation	Daesan	Distillation du brut	240 000	2009
Viet Nam	Ingénierie	PetroVietnam	Dung Quat, Quang Ngai	Distillation du brut	130 000	2009
Japon	Ingénierie	Kashima Aromatics	Kashima Ibaraki	Distillation du brut	60 000	2008
Chine	Construction	Sinopec	Qingdao, Shandong	Distillation du brut	200 000	2008
Australasie						
Indonésie	Construction	Jambi Refining	Jambi	Distillation du brut	100 000	2006
CEI						
Kazakhstan	Ingénierie	AgipKCO	Kashagan	Distillation du brut	300 000	2008
Moyen Orient						
Qatar	Conception	QGPC	Al-Shaheen	Distillation du brut/condens.	250 000	2011
Qatar	Ingénierie	QGPC	Ras Laffan	Distillation du brut/condens.	146 000	2008
Kuwait	Ingénierie	KNPC	Al-Zour	Distillation du brut	615 000	2010
Yemen	Ingénierie	RIRC	Ras Issa	Distillation du brut	60 000	2007
Amérique du Nord						
Canada	Construction	OPTI Canada	Fort McMurray, Alberta	Distillation du brut	70 000	2007
Total					2 529 500	

Source: IFP

Tableau 13: Extensions de raffineries - Capacités de distillation - Phase 2: Conception, Ingénierie, Construction

Zone/Pays	Statut	Compagnie	Location	Procédé	Capacité b/j	Démarrage
Afrique						
Maroc	Ingénierie	Samir	Mohammedia	Distillation du brut	83 500	2008
Soudan	Construction	KRC	Shajarah, Khartoum	Distillation du brut	30 000	2006
Asie						
Chine	Ingénierie	Petrochina	Dushanzi, Xinjiang	Distillation du brut	80 000	2007
Chine	Ingénierie	Sinopec	Quanzhou (Xiaocuo), Fujian	Distillation du brut	160 000	2008
Chine	Ingénierie	Sinopec	Yanshan, Beijing	Distillation du brut	160 000	2008
Thaïlande	Ingénierie	Thai Oil	Sriracha	Distillation du brut	50 000	2007
Pakistan	Construction	Attock	Rawalpindi	Distillation du brut	20 000	2007
Inde	Construction	Hindustan	Mahul, Bombay, Maharashtra	Distillation du brut	48 000	2007
Inde	Construction	Hindustan	Visakhapatnam, Andhra Pradesh	Distillation du brut	17 000	2007
CEI						
Kazakhstan	Construction	KazakOil	Atyrau	Distillation du brut		2006
Moyen Orient						
Iran	Conception	AORC	Abadan	Distillation du brut	150 000	2008
Iran	Ingénierie	SAORC	Arak	Distillation du brut	80 000	2010
Arabie Saoudite	Ingénierie	PetroRabigh	Rabigh	Distillation du brut	80 000	2009
Europe						
Espagne	Conception	Repsol-YPF	Cartagena, Murcia	Distillation du brut	110 000	2010
Allemagne	Ingénierie	Bayernoil	Vohburg/Ingolstadt/Neustadt	Distillation du brut	8 500	2008
Amérique du Nord						
Canada	Conception	Husky Oil Operations Ltd.	Lloydminster, Alberta	Distillation du brut	80 000	2010
Canada	Ingénierie	Valero Energy Corp.	St. Romuald, Quebec	Distillation du brut	50 000	2008
Mexique	Ingénierie	Pemex	Minatitlan, Veracruz	Distillation du brut	143 000	2008
Etats Unis	Ingénierie	Chevron	Pascagoula, Mississippi	Distillation du brut	12 000	2006
Etats Unis	Ingénierie	Sunoco	Toledo, Ohio	Distillation du brut	20 000	2007
Etats Unis	Ingénierie	Sunoco	Philadelphia, Pennsylvania	Distillation du brut	25 000	2007
Etats Unis	Ingénierie	Wynnewood Refining Co.	Wynnewood, Oklahoma	Distillation du brut	15 000	2007
Etats Unis	Ingénierie	Holly Corp Refinig & Marketing	Woods Cross, Utah	Distillation du brut	5 000	2008
Canada	Construction	Suncor	Suncor, Fort McMurray, Alberta	Distillation du brut	35 000	2006
Canada	Construction	Syncrude Canada	Syncrude, Fort McMurray, Alberta	Distillation du brut	217 000	2006
Amérique du Sud						
Aruba PB	Ingénierie	Valero	San Nicolas	Distillation du brut	50 000	2007
Jamaïque	Ingénierie	Petrojam	Kingston	Distillation du brut	13 000	2008
Colombie	Construction	Ecopetrol	Cartagena, Bolivar	Distillation du brut	61 000	2010
Total					1 803 000	

Source: IFP

Chacune de ces trois régions principales procède différemment face à la nécessité d'investissement dans le raffinage: l'Asie investit de manière relativement homogène entre les projets de nouvelles raffineries et les projets d'extension des capacités de distillation. Le Moyen Orient privilégie les projets de nouvelles raffineries tout en engageant des investissements d'extension de capacités mais à une moindre mesure. L'Amérique du Nord quant à elle privilégie sans conteste les projets d'extension de capacités (Tableau 14).

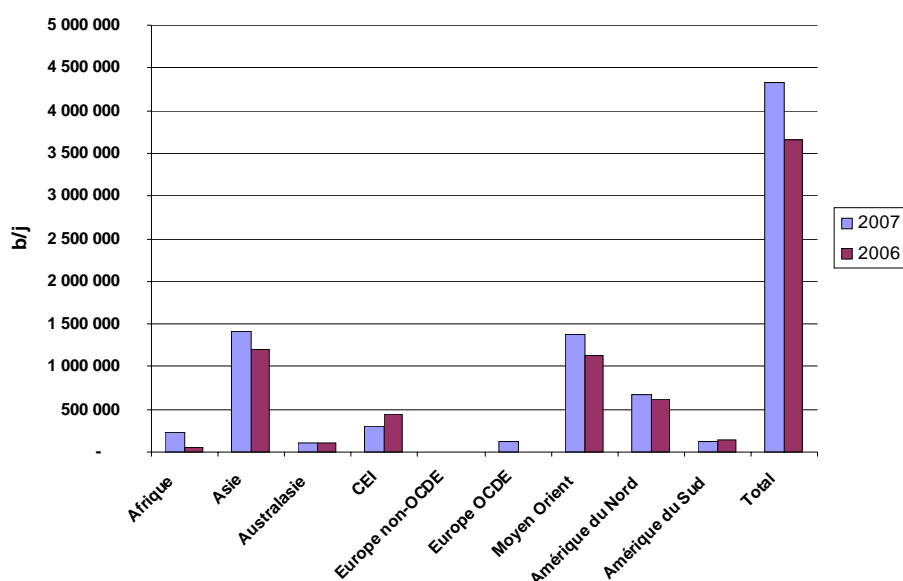
Tableau 14: Nouvelles raffineries et Extensions de Capacités de distillation:
Répartition géographique 2006-2007
Phase 2: Conception, Ingénierie, Construction

	Nouvelle distillation de brut dans nouvelle raffinerie		Nouvelle distillation de brut dans raffinerie existante	
	2007	2006	2007	2006
Afrique	4,7%	1,2%	6,3%	1,9%
Asie	34,4%	33,5%	29,7%	31,4%
Australasie	4,0%	4,8%	-	-
CEI	11,9%	15,1%	-	7,6%
Europe non-OCDE	-	-	-	-
Europe OCDE	-	-	6,6%	-
Moyen Orient	42,3%	42,0%	17,2%	15,9%
Amérique du Nord	2,8%	3,4%	33,4%	34,4%
Amérique du Sud	-	-	6,9%	8,8%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Source: IFP

L'évolution des projets de distillation des bruts -nouvelles raffineries et extensions de capacités de distillation- enregistrées entre 2006 et 2007 montre une progression de 18%, passant de 3.7 Mb/j à 4.3 Mb/j. L'Afrique enregistre un accroissement important, mais les projets dans cette zone étaient en 2006 quasiment inexistants (Figure 16).

Figure 16: Nouvelles raffineries et Extensions de Capacités de distillation:
Répartition géographique 2006-2007
Phase 2: Conception, Ingénierie, Construction

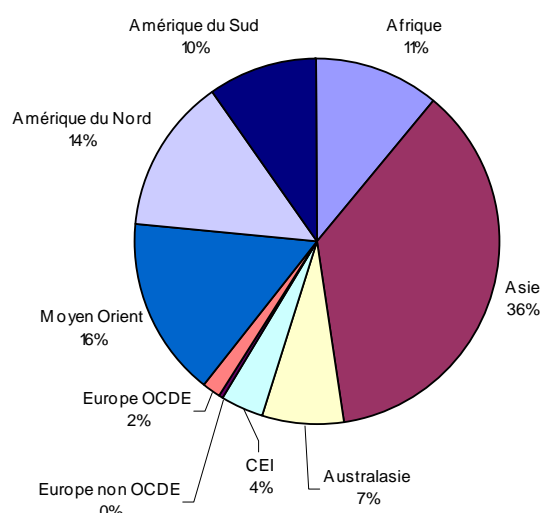


➤ De nouvelles capacités pourraient s'ajouter à l'avenir si certains programmes, encore au stade de **pré-études ou projets (Phase 1)**, parvenaient à se développer. De nombreux projets de ce type sont annoncés dans le monde mais il est très probable que beaucoup d'entre eux ne verront jamais le jour. Les régions les plus citées sont l'Asie (36% des projets de phase 1), le Moyen Orient (16%) et l'Amérique du Nord (14%) (Figure 17).

Le programme des pays MENA qui inclut les pays du Moyen Orient, du Maghreb et la Libye, représente 5.77 Mb/j de nouvelles capacités de raffinage d'ici 2011, dont plus de la moitié proviendrait de 5 pays : l'Arabie Saoudite, le Kuwait, les Émirats Arabes Unis, l'Iran et l'Irak. Le projet le plus ambitieux est situé en Arabie Saoudite avec la construction de deux raffineries de 400 000 b/j chacune (Yambu 2 et Jubail 2). En termes d'augmentation de capacités à partir de raffineries existantes, l'Iran prévoit un programme ambitieux qui augmenterait les capacités de traitement de 565 000 b/j d'ici 2015, à partir des raffineries de Bandar Abbas, Tabriz et Esfahan.

Sur les 36 % des projets en phase 1 que représente l'Asie dans le monde, plus de 40% sont situés en Inde et cela concerne aussi bien des projets de nouvelles raffineries que des projets d'augmentation de capacités. La Chine suit avec 13% des projets en phase 1 prévus de la zone.

Figure 17: Nouvelles raffineries et Extensions de Capacités de distillation:
Répartition géographique 2007 - Phase 1: Pré-études, Projets



Alors que le Canada représente 70% des projets de nouvelles raffineries en Amérique du Nord (14 % des projets en phase 1 dans le monde), les États-Unis concentrent quant à eux 70% des projets d'augmentation de nouvelles capacités. Depuis deux à trois ans, les contraintes sur les capacités et l'amélioration des marges ont conduit les raffineurs américains à réinvestir dans le raffinage en privilégiant le développement de projets dans des unités existantes plutôt que la construction de nouvelles raffineries. Toutefois l'annonce de nouvelles usines fait désormais des projets envisageables: on peut noter ainsi un projet de nouvelle raffinerie de 400 000 b/j prévu par Hyperion Resources pour traiter du brut lourd canadien et un autre d'Arizona Clean Fuels pour la construction d'une nouvelle raffinerie de 150 000 b/j à Yuma. L'avenir de ces deux projets reste cependant incertain pour des raisons d'investissements lourds (et croissants), ainsi que de difficultés de financières et administratives. Certains investisseurs craignent par ailleurs un retournement de situation et une chute des marges en raison d'un ralentissement de la demande découlant d'une récession

économique, d'un accroissement des énergies alternatives ou d'amélioration de l'efficacité énergétique. La situation actuelle de tension sur les capacités de raffinage risque de perdurer pendant quelques années aux États-Unis.

1.4.6 Demande de produits pétroliers et futurs projets

Les projets en phase 1 -pré-études et projets- totalisent 22.6 Mb/j de capacités supplémentaires, soit 84 % du total des projets actuellement recensés. L'**ensemble des projets** recensés, qu'ils soient en phase 1 ou 2, atteint 26.0 Mb/j (Figure 18). Il est important de souligner, une nouvelle fois, que beaucoup de ces projets ne se réaliseront pas dans les délais fixés ou ne se feront jamais.

Dans les projets de **nouvelles raffineries**, les projets en phase 1 atteignent 15.4 Mb/j soit 86 % du total des projets de nouvelles raffineries actuellement recensés. L'ensemble des projets toutes phases confondues atteint 18.0 Mb/j (Figure 19).

La capacité totale des projets d'extension sur des **installations existantes** répertoriés actuellement s'élève à 9.1 Mb/j en tenant compte des projets en phase 1 qui totalisent 7.3 Mb/j soit 80 % des projets d'extension (Figure 20).

Comment ces projets ont-ils évolués entre 2006 et 2007 ?

- Sur la **totalité des projets** de distillation -nouvelles raffineries et extensions d'installations existantes- on observe que l'on commence à puiser sur les "réserves" de projets auxquelles peuvent être assimilés les projets de phase 1 (Figure 18): alors que ces derniers stagnent quasiment (+1.4%), les projets de phase 2 augmentent sensiblement (+18%). La part de ces derniers dans le total des projets est passée de 14% à 16% entre 2006 et 2007.

- Dans le cas de **nouvelles raffineries** la tendance est davantage marquée: augmentation de 21% des projets phase 2 et diminution des projets phase 1 (-3.2%) (Figure 19). Tandis que dans l'ensemble les projets de nouvelles raffineries stagnent en termes de capacités entre 2006 et 2007, le transfert de la phase 1 vers la phase 2 s'accroît. La

part de ces derniers dans le total des projets est passée de 11.6% à 14.1% entre 2006 et 2007. De plus en plus de projets s'acheminent vers la réalisation des installations.

- Cette tendance se confirme également pour les projets d'augmentation de capacités sur des **installations existantes**: +12.7% pour les projets de phase 1 et +14.0% pour les projets de phase 2. Toutefois la part de ces derniers dans le total des projets est restée quasiment stable (20%) entre 2006 et 2007. Dans ce cas les annonces de projets continuent à affluer abondamment (figure 20) enregistrant une augmentation de 13% de ce type de projets en une année.

Figure 18: Nouvelles et Extension de nouvelles raffineries dans le monde
Phase 1 et 2: (25 988 000 b/j)

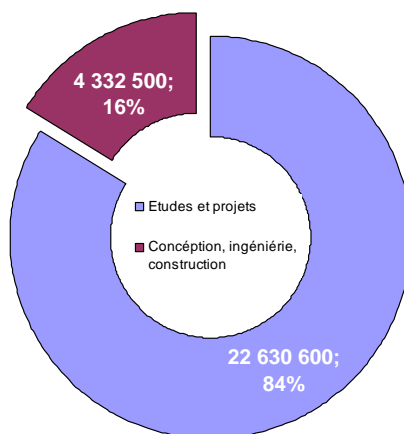


Figure 19: Projets de nouvelles raffineries dans le monde
Phase 1 et 2: (17 978 000 b/j)

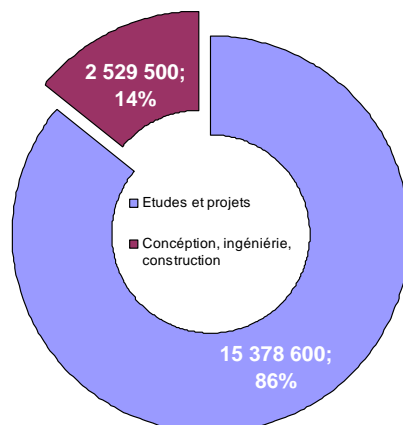
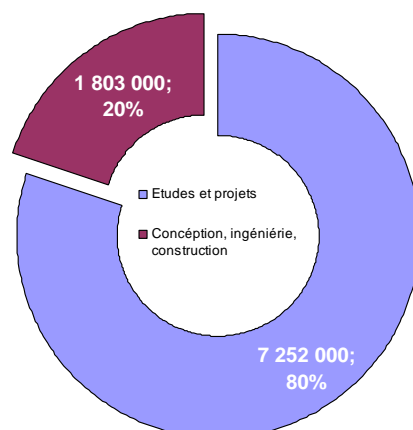


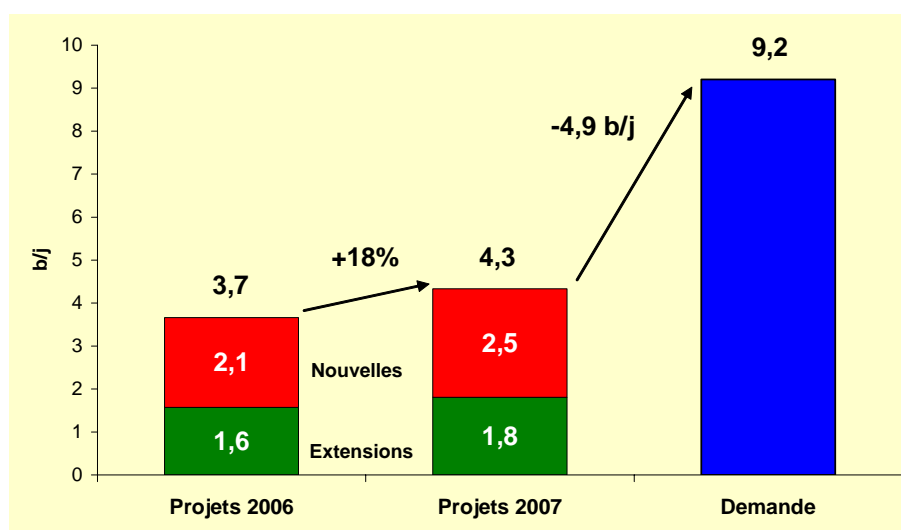
Figure 20: Extension de nouvelles raffineries dans le monde
Phase 1 et 2: (9 100 000 b/j)



Source : IFP

Au total d'ici 2011, sans tenir compte des projets en phase 1, près de 4.3 Mb/j de capacités supplémentaires de raffinage devraient être mises en service (projets de nouvelles raffineries et extension de raffineries existantes), soit 18% de plus que les enregistrements en 2006. A titre de comparaison, selon le dernier scénario de référence de l'AIE, la demande pourrait s'élever à 9.2 Mb/j supplémentaires à l'horizon 2011 par rapport à 2006 (Figure 21). Les tensions risquent donc de perdurer dans l'avenir, d'autant plus que la capacité des ingénieries à répondre à des projets supplémentaires n'est pas garantie.

Figure 21: Demande incrémentale et projets entre 2005 et 2011
Nouvelles raffineries et extensions par phase de développement



Source : IFP, AIE World Energy Outlook 2005

Les nouvelles capacités qui seront mises en place dans les années à venir devront traiter des bruts plus lourds et fournir des produits de plus en plus légers. Les investissements devront inclure des projets de **conversion** -craquage catalytique, hydrocraquage, viscoréduction/craquage thermique, cokéfaction- pour répondre à cette demande.

Le tableau 15 décrit la répartition des projets de conversion par grande zone dans le monde, inscrits dans la phase 2. En 2006, l'ensemble de ces projets représente 4.4 Mb/j de capacité de conversion supplémentaire, soit une augmentation de 140 % sur les projets entre 2006 et 2007.

Les plus grands projets de conversion en 2007 se trouvent au Moyen Orient avec une capacité prévue de 1.3 Mb/j, suivent l'Asie avec 1.07 Mb/j et l'Amérique du Nord avec 0.75 Mb/j. Le Moyen Orient devient en 2007 la première zone dans le monde en terme de projets de conversion à moyen long terme, et prend ainsi la première place à l'Asie. Ces trois grandes zones totalisent 71 % des projets de conversion dans le monde avec 3.1 Mb/j.

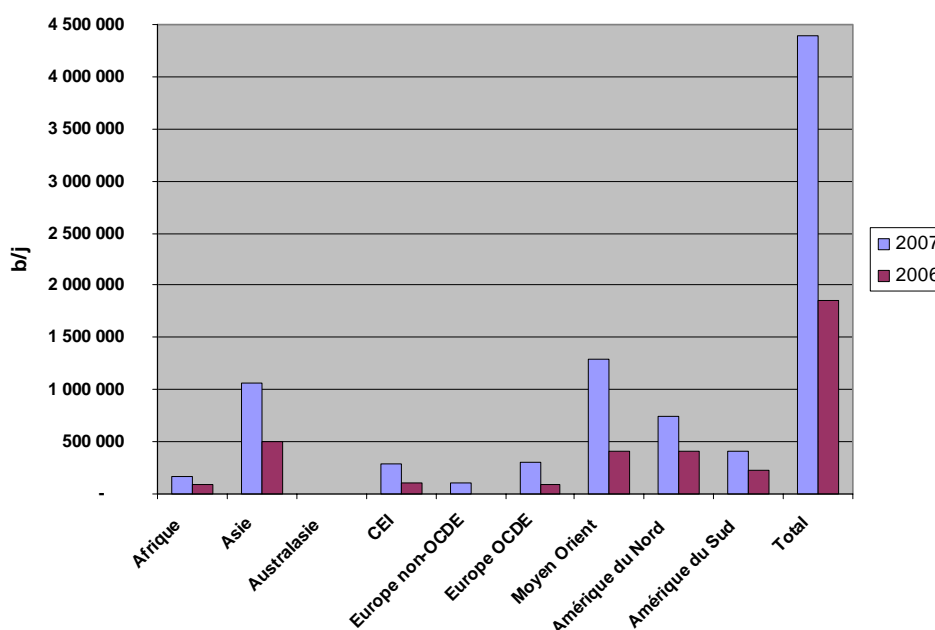
Les capacités de conversion augmentent plus vite que les capacités de distillation. Des investissements dans la conversion sont nécessaires au regard de l'évolution des spécifications demandées, mais l'effort consenti pour accroître les capacités de distillation semble pour le moment insuffisant.

Tableau 15: Projets de conversion par région - Phase 2: Conception, Ingénierie, Construction

Zone	Statut	Capacité b/j
Afrique	Conception	68 000
	Ingénierie	65 000
	Construction	36 000
Asie	Conception	651 800
	Ingénierie	253 370
	Construction	163 845
CEI	Conception	221 000
	Ingénierie	74 000
Non-OCDE Europe	Conception	107 000
OCDE Europe	Conception	204 695
	Construction	101 200
Moyen Orient	Conception	609 800
	Ingénierie	624 000
	Construction	60 000
Amérique du Nord	Conception	375 914
	Ingénierie	197 300
	Construction	174 000
Amérique du Sud	Conception	286 000
	Ingénierie	104 000
	Construction	13 600
Total Zones		4 390 524

Source : IFP

Figure 22: Projets de conversion par région - Phase 2: Conception, Ingénierie, Construction



Source : IFP

L'INDUSTRIE PARAPÉTROLIÈRE
EN FRANCE

2 L'INDUSTRIE PARAPETROLIERE EN FRANCE

Les chiffres qui vont suivre concernent les entreprises françaises ou à capitaux étrangers mais disposant de moyens de production en France, jouant un rôle actif dans la fourniture de services ou d'équipements pétroliers et gaziers dans les domaines de l'exploration-production, du raffinage et de la pétrochimie. Ils ne tiennent pas compte des activités relatives à la distribution et à l'utilisation des hydrocarbures ; par ailleurs, la branche liée au transport international des hydrocarbures ne figure pas dans l'analyse, car cette activité dépend en réalité bien plus des compagnies pétrolières elles-mêmes que des sociétés parapétrolières. Bien entendu, les travaux ou les équipements concernant le transport comme, par exemple, la pose de canalisations ou la construction de méthaniers restent, comme par le passé, pris en compte dans les résultats présentés ci-après.

Pour cette vingt-neuvième édition de l'enquête concernant l'industrie parapétrolière en France, des informations sur 61 groupes ou sociétés ont été recueillies, ce qui constitue un échantillon légèrement inférieur à celui de l'année dernière et correspond à un taux de réponses de 11 %.

La répartition des sociétés par classe de chiffre d'affaires (C.A.)¹, montre que 11 sociétés présentent un C.A. supérieur à 150 M€ (Fig A 23). L'enquête de l'an dernier affichait 9 sociétés dans cette catégorie. 2 ont ainsi rejoint le groupe des grandes structures qui réalisent 92 % de l'activité en 2006, chiffre équivalent à celui de l'an dernier. Les sociétés de taille moyenne (20) avec un C.A. oscillant entre 15 et 150 M€, totalisent 7 % du C.A. global de l'industrie parapétrolière française, soit 2 points de plus qu'en 2005. Enfin, les 28 sociétés de taille plus modeste (C.A. inférieur à 15 M€) représentent environ 1 % de ce dernier.

¹ Pour les sociétés dont le siège social est en France, il s'agit du C.A total et pour les sociétés ayant leur siège social à l'étranger il s'agit du C.A. réalisé en France

2.1 Évolution du chiffre d'affaires global

En 2005, le chiffre d'affaires des sociétés présentes en France affiche une nouvelle progression (12 %), atteignant un nouveau record de 19 G€. Cette progression a été amplement favorisée par le niveau des prix du pétrole dont la tendance haussière depuis 2002 s'accélère à partir de 2005 (Fig A 24).

2006 est marquée par une nouvelle progression du chiffre d'affaires. Il s'agit de la quatrième année consécutive dont la progression marquée, par un nouveau record (+28%), atteint 24 G€ en fin d'année. Depuis fin 2003, le chiffre d'affaires annuel de l'industrie parapétrolière en France est passé de 15,7 G€ à 24,2 G€ soit 8.5 G€ supplémentaires, une progression spectaculaire de 54% en trois ans.

Et cette tendance risque de se prolonger en 2007. Les prévisions issues de l'enquête montrent en effet qu'elle devrait se poursuivre à un rythme élevé, quoique plus modéré (+20%) et atteindre un nouveau record à 29 G€. Les entreprises françaises et plus généralement celles dont l'activité est générée à partir de la France, envisagent l'avenir avec confiance et optimisme, c'est ce qui ressort de l'enquête où 84% des sociétés ayant répondu prévoit une activité en hausse en 2007. L'état des carnets de commandes pour 2007 témoigne également de cette confiance dans l'avenir: à la fin du 1^{er} semestre, les commandes atteignent le niveau de l'année 2006 (Fig. A 31).

2.2 Répartition du chiffre d'affaires par secteur d'activité

En 2006, l'activité se répartie de la manière suivante: 2/3 pour les activités amont (exploration, forage, production) et 1/3 pour le forage (Fig A 25). Ces tendances sont comparables à celles des années précédentes.

Par ailleurs, l'enquête montre un renforcement des activités de fabrication d'équipements et de la construction au détriment de l'ingénierie et des activités

d'installations industrielles; cependant les deux principaux secteurs -équipements et services- restent proches en volumes (Fig A 25).

2.3 Activité offshore

En 2006, avec un **taux de croissance de 20 %**, le C.A. dégagé par l'activité offshore est en forte augmentation, s'établissant à **7.3 G€**, mais perd deux points en part et ne constituant plus que 30% du C.A. total du parapétrolier. En 2005, la progression du C.A offshore était de 8%, soit moins que l'activité à terre. Depuis 2004, le chiffre d'affaire offshore est reparti de manière constante à la hausse.

Pour 2007, les résultats de l'enquête montrent une évolution plus modérée du C.A. global avec tout de même 20% d'augmentation sur 2006. La croissance de l'activité à terre s'est le plus ralentie, passant de +21% à +31% en 2006, tandis que celle de l'offshore est de 16%. Ainsi, le CE de l'activité offshore pourrait atteindre **8.5 G€ en 2007**.

En tendance depuis 2002, la part de l'offshore tend progressivement à diminuer dans le C.A. global de l'industrie parapétrolière française. Cette part, selon l'enquête, n'est plus actuellement que de 30 % alors qu'en 2002 elle atteignait 38 %.

2.4 Activités réalisées a l'étranger

L'industrie parapétrolière en France est massivement orientée vers les marchés extérieurs avec plus de 90% de son C.A. réalisé hors du territoire français. En 2006, les ventes réalisées à l'étranger atteignent 22 G€ sur un total 24.2 G€ (Fig A 26).

Des disparités en fonction de la taille des entreprises peuvent être observées à partir des résultats de l'enquête. Les grandes entités, celles dont le C.A. est supérieur à 150 M€, réalisent en moyenne près de 80 % de leur chiffre d'affaires à l'étranger alors que pour l'ensemble des sociétés de plus petites taille cette part oscille entre 30 % et 55 %.

L'enquête 2007 montre peu de modifications en termes de répartition géographique des ventes en 2006. Deux zones enregistrent des variations de leurs parts respectives: l'Asie qui accroît sa part en passant de 10% à 13% de ventes mondiales au détriment de l'Afrique qui passe de 21% à 16%. L'Asie apparaît dans l'enquête comme étant la seule zone en expansion en termes de ventes. L'Europe de l'Ouest et l'Europe de l'Est ainsi que la CEI diminuent très légèrement leur parts tandis que le Moyen Orient, l'Amérique du Nord et l'Amérique Latine consolident leurs parts respectives acquises en 2005. **Le Moyen Orient devient la zone de prédilection de cette industrie avec 22% de parts de marché**, suivi par ordre décroissant de L'Europe de l'Ouest, l'Amérique du Nord et l'Afrique qui se partagent des parts de marché homogènes, entre 17% et 15%.

2.5 Effectifs

Les effectifs du secteur parapétrolier français ont progressé en moyenne de près de 3.3% par an sur la période 2001-2006 pour atteindre 68 000 personnes. En 2006, les effectifs augmentent de 2,5 % soit un léger ralentissement par rapport à la période précédente. En 2007 les effectifs devraient augmenter (+2.7 %) portant le total à près de 70 000 personnes (Fig A 28).

Les effectifs offshore ont progressé moins rapidement que les effectifs totaux du parapétrolier avec un rythme moyen de 2 % /an entre 2001 et 2006. Contrairement à 2005, l'année 2006 enregistre un ralentissement de l'emploi dans les activités offshore dont le taux de croissance annuel s'établit à 1.1%, soit une progression inférieure à celle du secteur dans son ensemble (+2.5%).

Pour 2007, les effectifs offshore devraient progresser de 2.4%, valeur proche de celle des effectifs totaux du parapétrolier (2.7%) portant les effectifs à plus de 27 000 personnes.

La part de l'offshore dans les effectifs totaux diminue lentement depuis 2001, passant de 41 % à 39 % en 2007.

2.6 Technologies maîtrisées dans le parapétrolier en France

L'enquête 2007 s'est attachée à identifier les différentes technologies maîtrisées par cette industrie (Fig A 29). Ces technologies et le nombre de fois où elles ont été citées, sont indiquées ci-dessous :

Arrivent en tête la catégorie "équipements de production/transport/stockage;ingénierie" et "construction" suivis des "technologies liées à la modélisation, au calculs et aux logiciels" :

	Réponses
• Géotechnique	3
• Modélisation/Calcul/Logiciels	20
• Matériaux	7
• Machines tournantes et équipements spéciaux	18
• Instrumentation/mesures/monitoring	17
• Connectique/conducteurs	8
• Télé opérations et robotique	5
• Procédés	14
• Équipements et outils spécifiques puits	6
• Services puits	4
• Équipements de production/transport/stockage; ingénierie/construction	34
• HSE	11
• Autres	12

L'industrie parapétrolière est une industrie qui fait largement appel à des technologies sophistiquées et complexes, et exige, pour rester concurrentielle, le maintien d'un haut niveau technologique. En 2007, la part consacrée à la R&D dans le C.A. oscille dans une ample fourchette: de 0.5 à 9% selon les compagnies interrogées. En moyenne, 1% à 2% du C.A est destiné à la R&D.

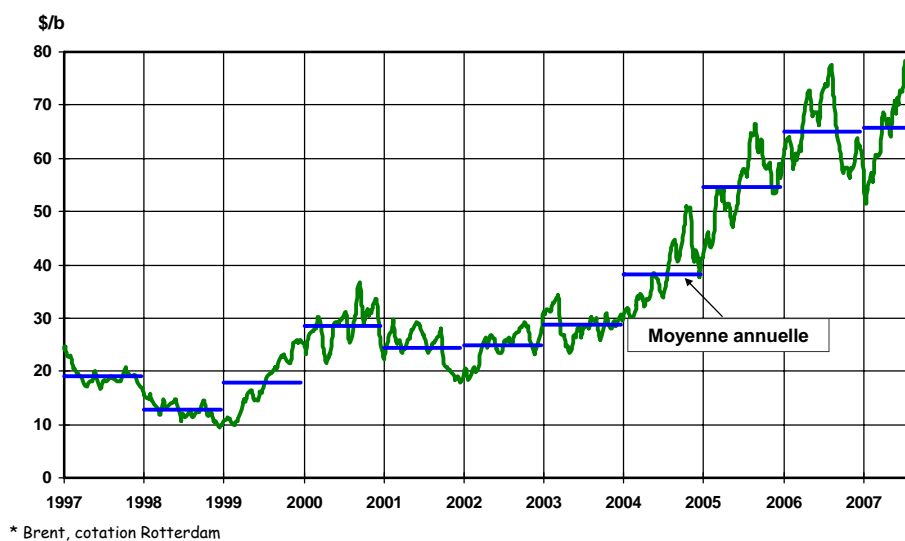
2.7 Conclusions

En 2006, le C.A. du parapétrolier France a progressé de 27 %, aboutissant à une nouvelle valeur record de 24 G€. La progression semble être en accord avec l'évolution moyenne des investissements dans les activités amont et aval au niveau mondial : entre 2005 et 2006 les investissements cumulés en exploration-production et en raffinage progressent de 24 %.

Pour **2007**, les industriels qui ont participé à l'enquête restent résolument **optimistes** avec une **augmentation prévue du CA de 20%** alors que la tendance mondiale en E&P et en raffinage (cumulés) ne devraient progresser que de 13% dans l'année. Cet optimisme s'est également manifesté d'une part à travers le niveau d'activité attendu décrit dans l'enquête puisque 84% déclarent une activité en hausse ou plutôt en hausse pour 2007 et d'autre part à travers le niveau des commandes: en effet, selon les résultats de l'enquête, le niveau des commandes déclarées pour 2006 devrait être atteint au premier semestre 2007.

ANNEXE STATISTIQUE

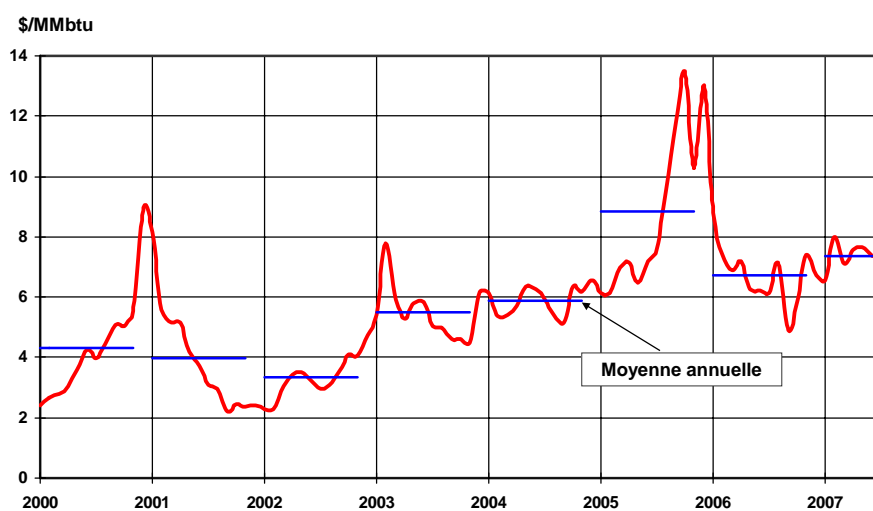
Fig A 1: Évolution du prix du pétrole au 02/08/2006*



Source : Platt's

IFP/Direction des études économiques/2007

Fig A 2: Évolution des prix du gaz Henry Hub - en dollars courants



Source : Platt's

IFP/Direction des études économiques/2007

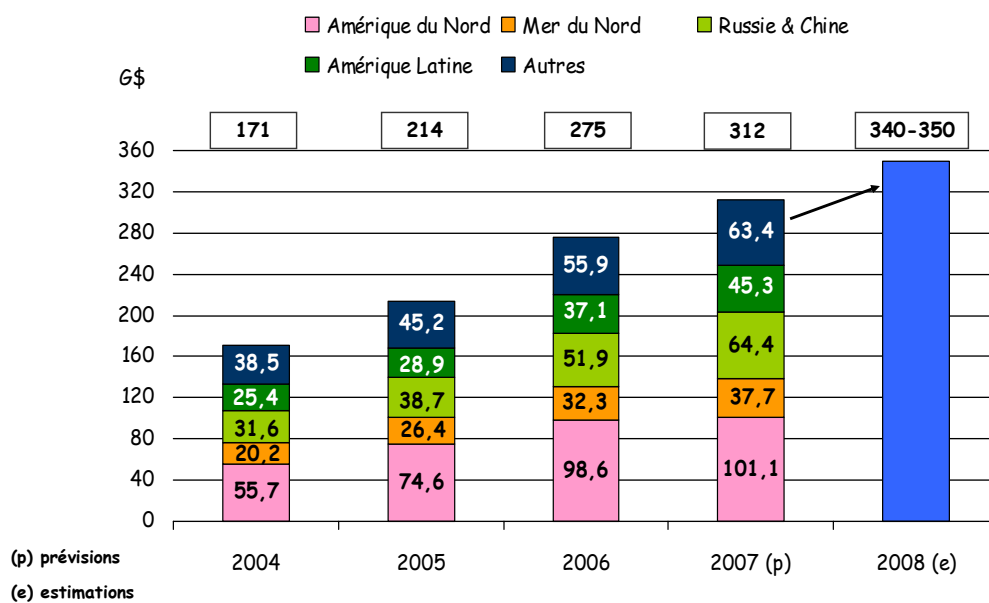
Fig A 3: Variation de la demande pétrolière

en Mb/j	Var 2006/2005	Var 2007/2006	Var 2008/2007
OCDE	-0,4	0,3	0,8
CEI	0,2	-0,1	0,1
Reste du monde	1,2	1,2	1,3
Dont Chine	0,5	0,5	0,4
Monde	0,8	1,5	2,2

Source : AIE août 2007

IFP/Direction des études économiques/2007

Fig A 4: Investissements mondiaux en exploration - production

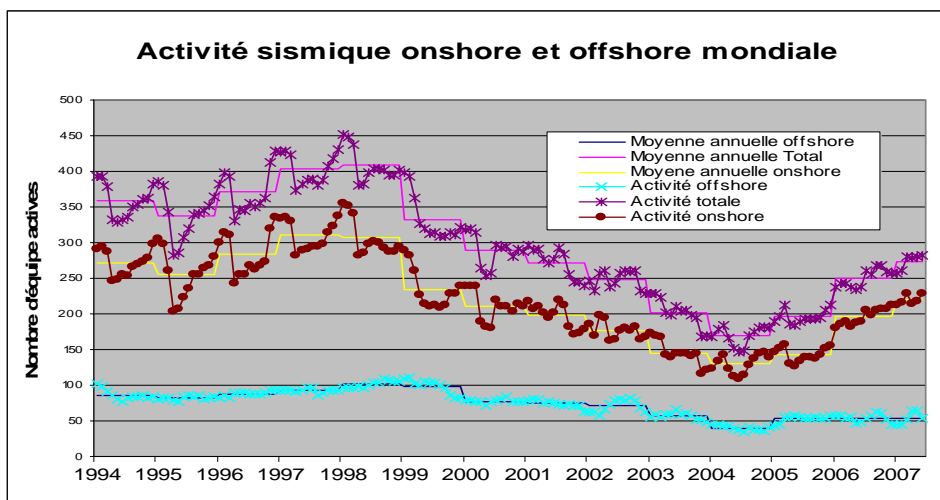


Nota : ces investissements ne sont pas les seules dépenses des compagnies pétrolières, il faut en effet y ajouter les coûts opératoires, notamment ceux relatifs à la maintenance ou à la réparation des installations (une partie de ces dépenses constitue un marché important pour certaines sociétés parapétrolières).

Source : IFP

IFP/Direction des études économiques/2007

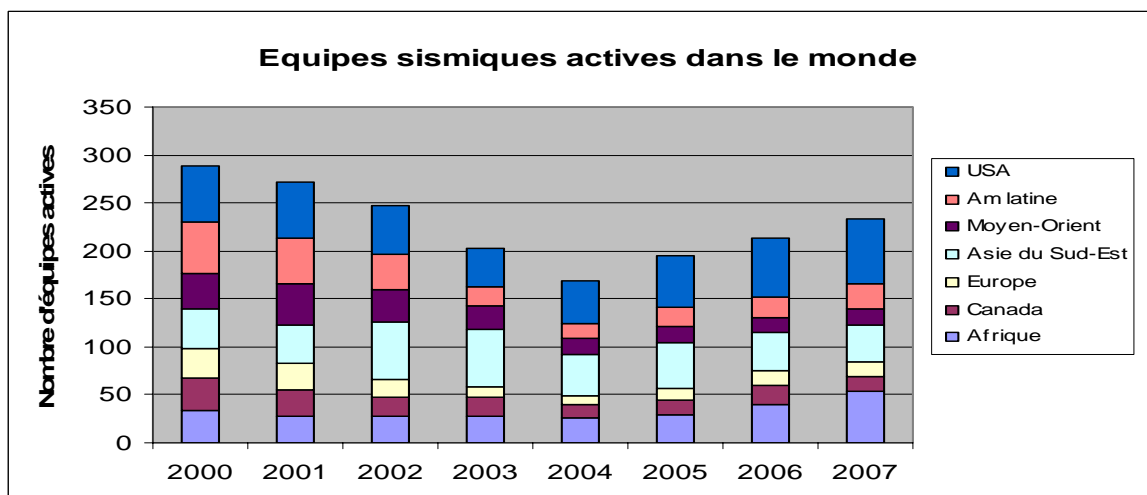
Fig A 5: Nombres d'équipes sismiques en activité dans le monde (hors CEI et Chine)



Fi Source : World Geophysical News + IFP

IFP/Direction des études économiques/2007

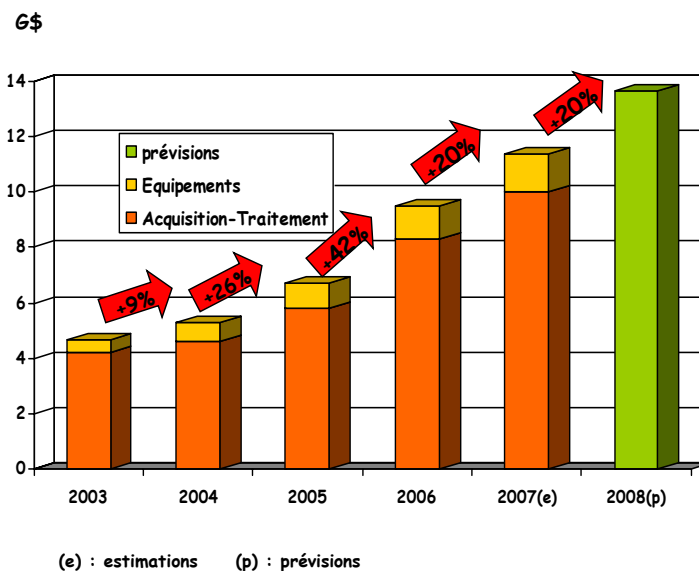
Fig A 6: Répartition géographique de l'activité sismique



Source : World Geophysical News + IFP

IFP/Direction des études économiques/2007

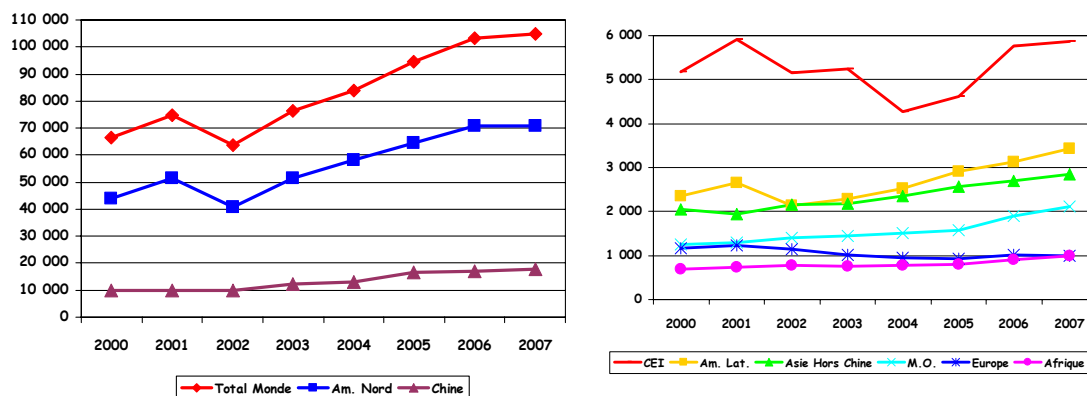
Fig A 7: Marché de la sismique



Source : IFP

IFP/Direction des études économiques/2007

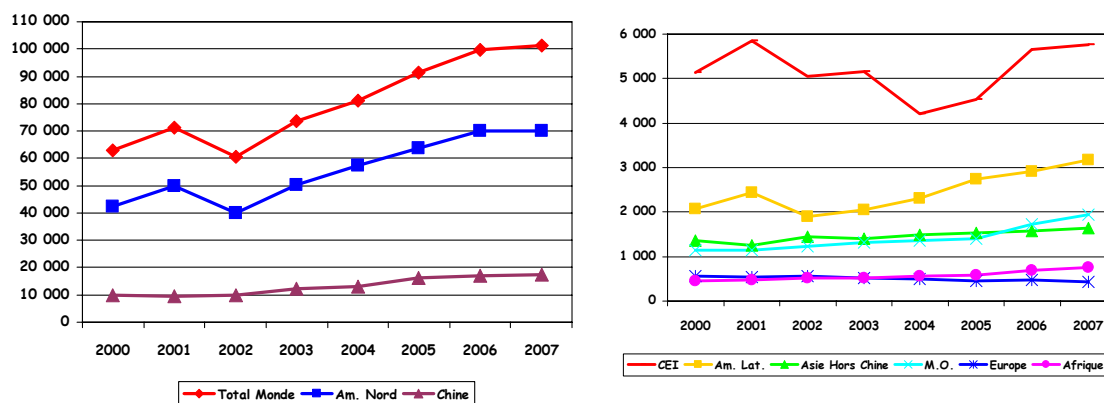
Fig A 8: Nombre total de puits forés dans le monde



Source : IHS Energy, Spears & Associates, AEUB

IFP/Direction des études économiques/2007

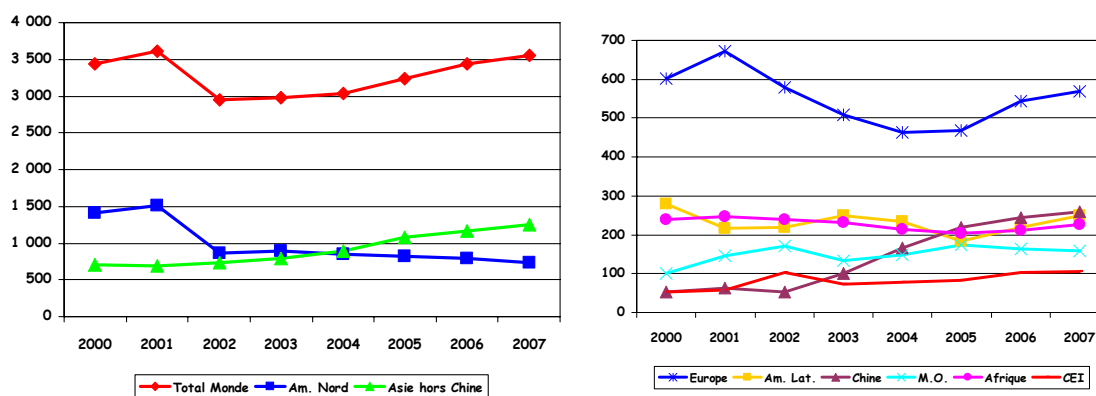
Fig A 9: Nombre de puits foré à terre:



Source : IHS Energy, Spears & Associates

IFP/Direction des études économiques/2007

Fig A 10: Nombre de puits forés en mer



Source : IHS Energy, Spears & Associates

IFP/Direction des études économiques/2007

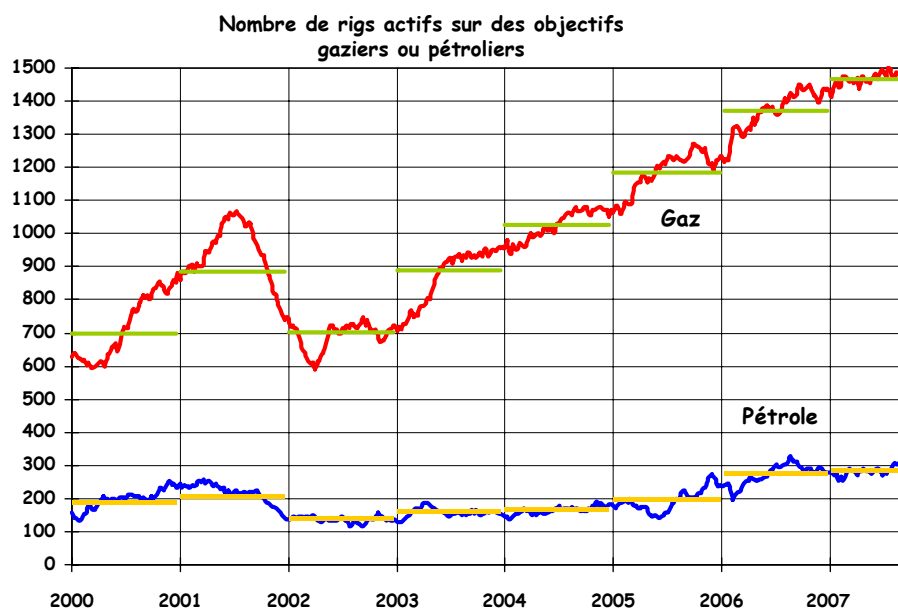
Fig A 11: Nombre d'appareils de forage en activité dans le monde



Source : Baker Hughes Rig Count

IFP/Direction des études économiques/2007

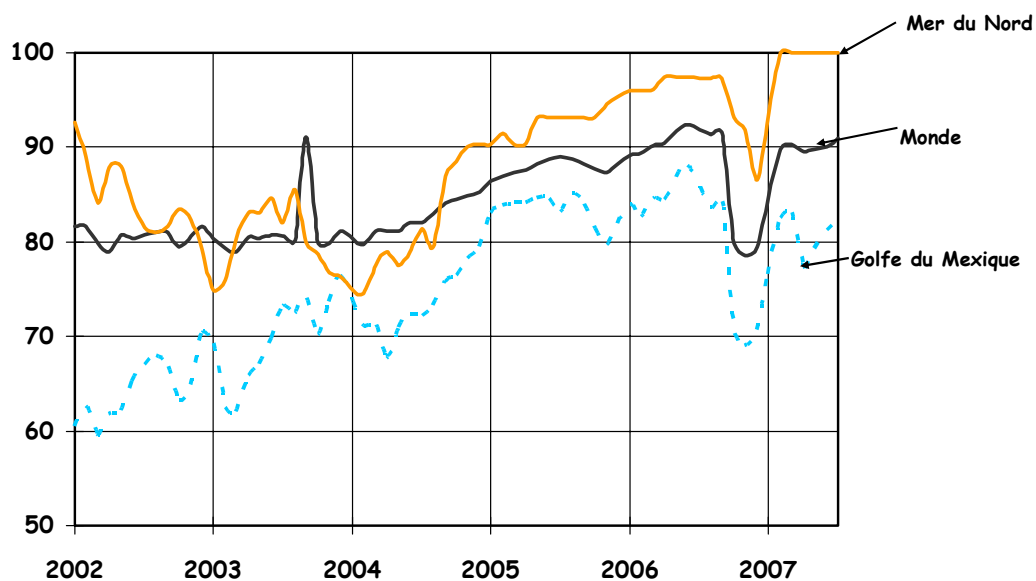
Fig A 12: Activité de forage au États unis



Source : Baker Hughes Rig Count

IFP/Direction des études économiques/2007

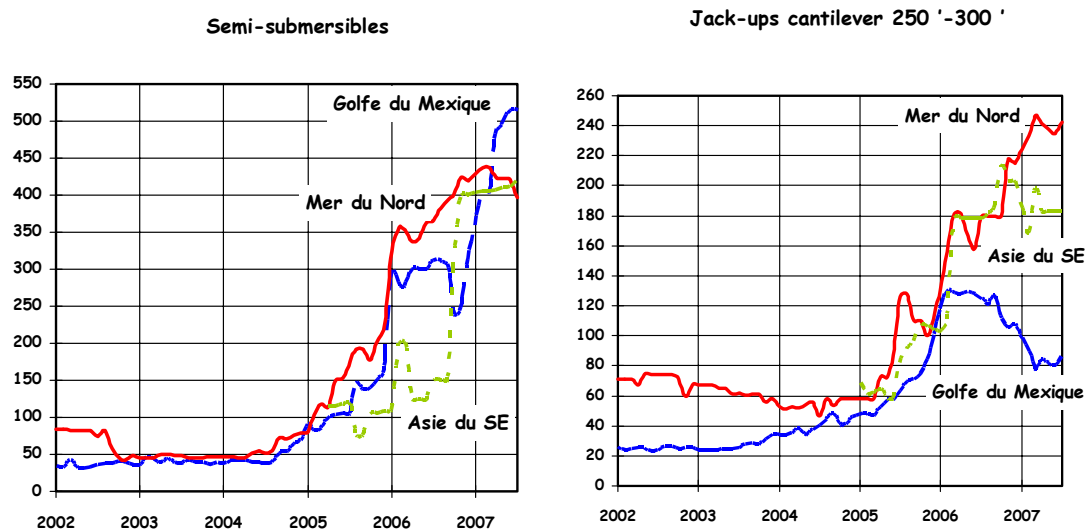
Fig A 13: Taux d'utilisation des plates-formes de forage en mer



Source : Offshore Rig Locator

IFP/Direction des études économiques/2007

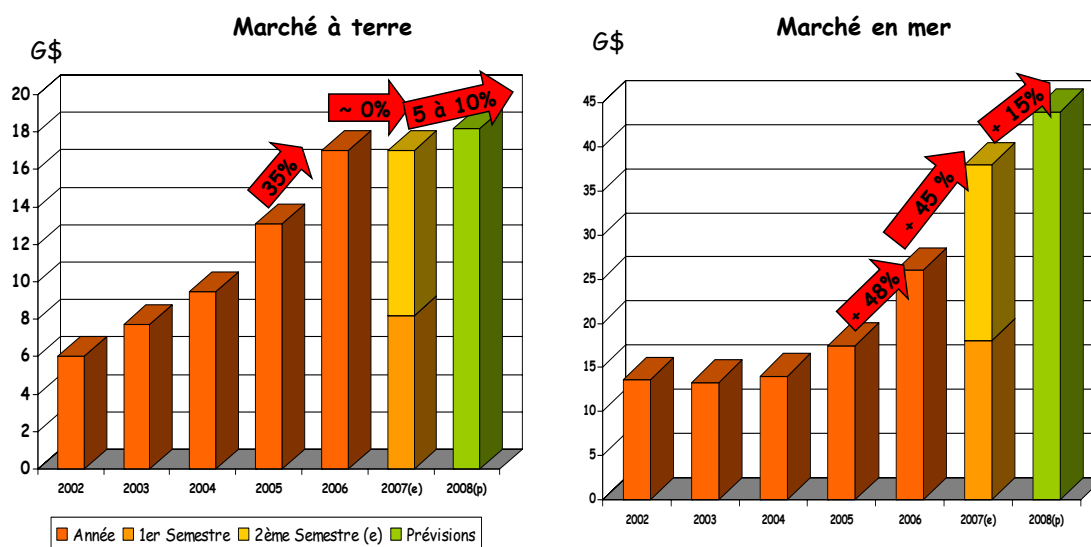
**Fig A 14: Taux de location des plates-formes de forage en mer
(en milliers de dollars US par jour)**



Source : Offshore Rig Locator

IFP/Direction des études économiques/2007

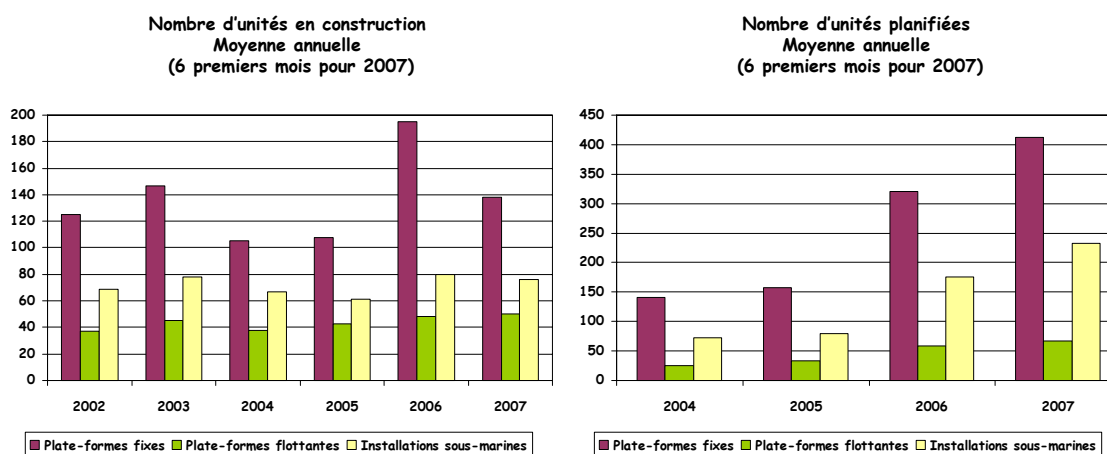
Fig A 15: Marché du forage



Source : IFP (e) : estimations (p) : prévisions

IFP/Direction des études économiques/2007

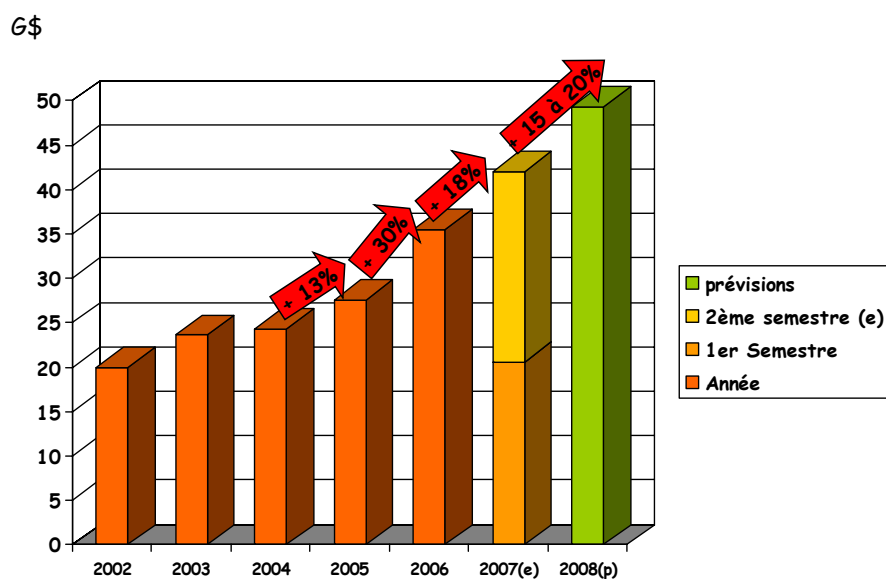
Fig A 16: Constructions et projets en mer



Source : ODS-Petrodata

IFP/Direction des études économiques/2007

Fig A 17: Marché de l'ingénierie, équipements et constructions en mer



Source : IFP (e) : estimations (p) : prévisions

IFP/Direction des études économiques/2007

Fig A 18: Principales fusions-acquisitions- alliances depuis le 01/06/2005

Cessions / Acquisitions

Date	Acquéreur	Objectif	Montant de la transaction M\$	Principaux domaines concernés	Type
janv-07	General Electric	Vetco Gray	1 900	Equipements de forage et exploitation	Acquisition
juin-07	Cal Dive	Horizon Offshore	650	Installation et services offshore (pose de pipes, etc...)	Acquisition

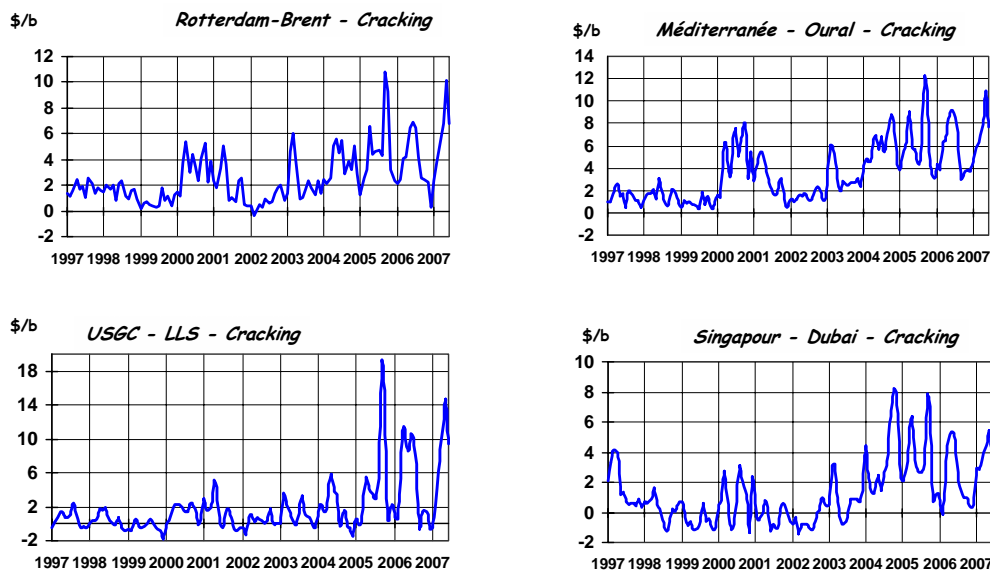
Fusions/JV/Créations

Date	Société 1	Société 2	Montant de la transaction M\$	Principaux domaines concernés	Type	Nom nouvelle société
juil-07	Transocean	GlobalSantaFe	17 000	Forage offshore	Fusion	Transocean

Source : IFP d'après les sociétés

IFP/Direction des études économiques/2007

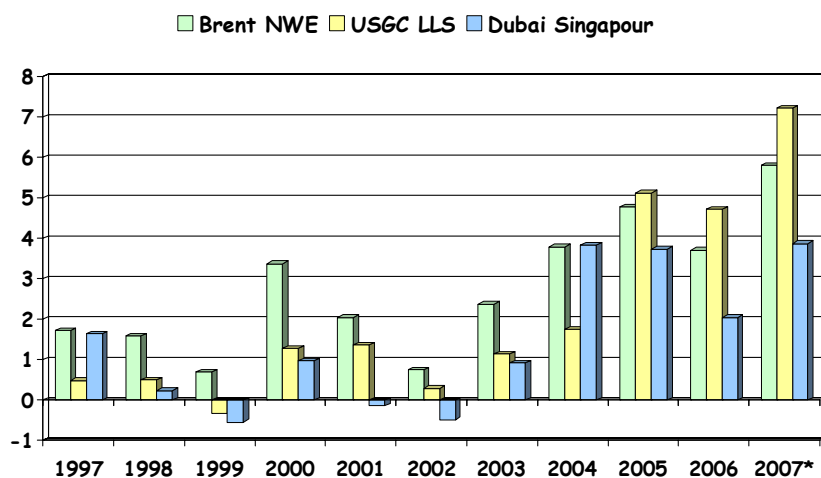
Fig A 19: Évolution des marges de raffinage



Source : AIE (Oil Market Report)

IFP/Direction des études économiques/2007

Fig A 20: Évolution de la marge de raffinage complexe- moyenne annuelle

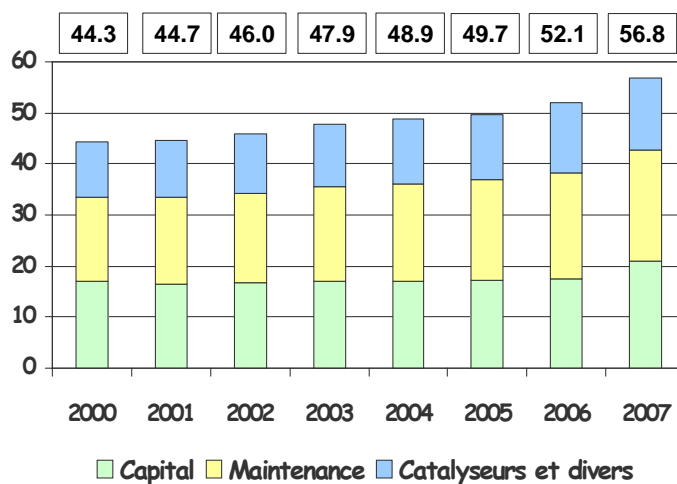


* moyenne sur les 6 premiers mois

Source : AIE (Oil Market Report)

IFP/Direction des études économiques/2007

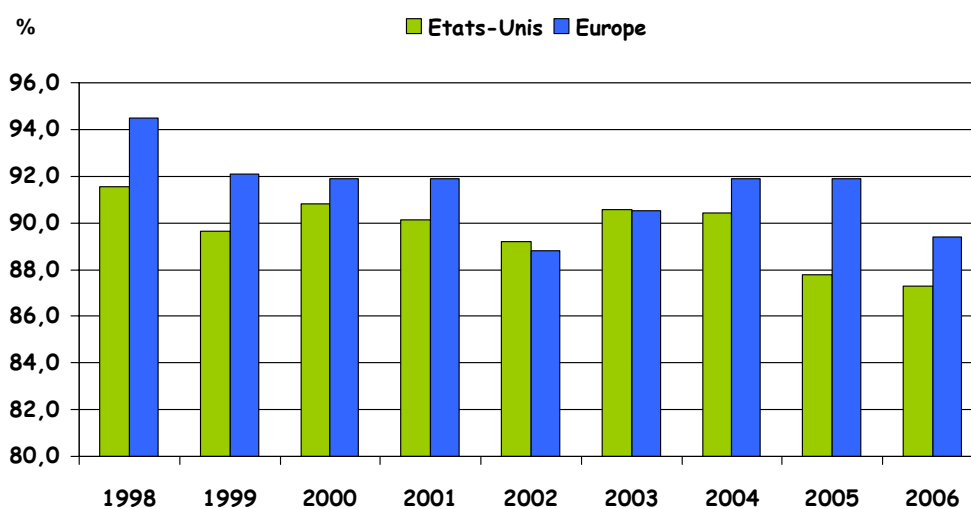
Fig A 21: Investissements en raffinage (G\$)



Source : IFP d'après HPI market data

IFP/Direction des études économiques/2007

Fig A 22: Taux d'utilisation des capacités de raffinage



Source : BP Statistical Review of World Energy

IFP/Direction des études économiques/2007

Fig A 23: Répartition des sociétés qui ont participé à l'enquête par classe de C.A. 2006

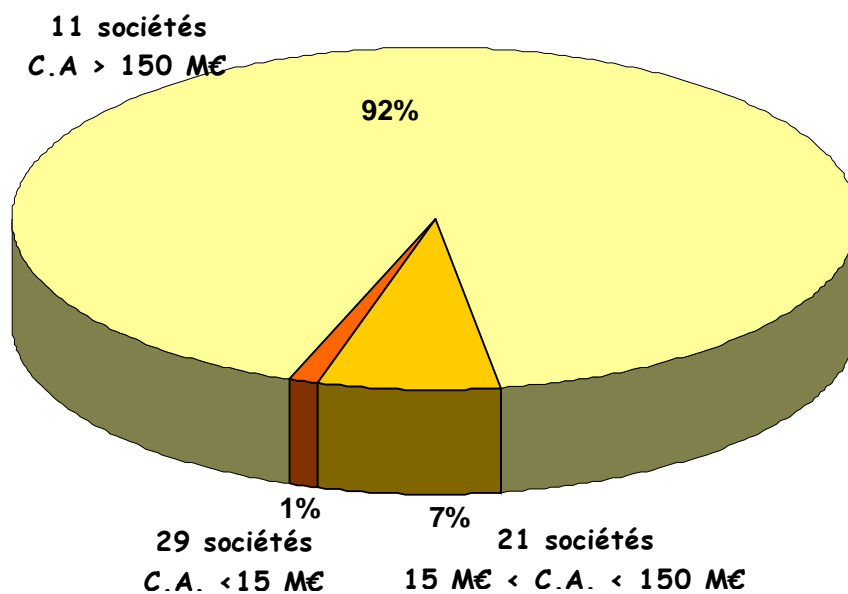
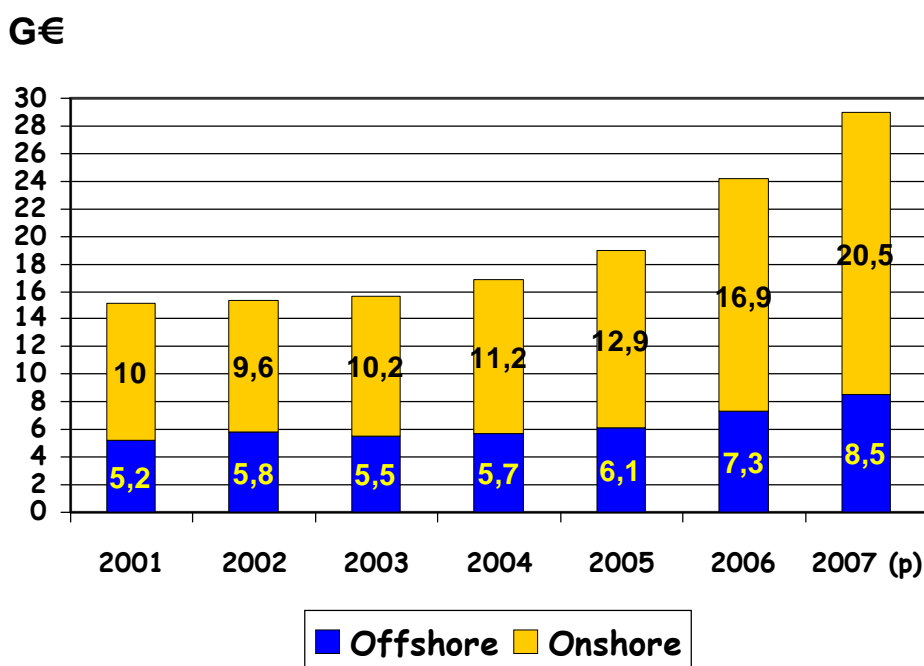


Fig A 24: Évolution du C.A. (hors transport international)



(p) prévisions

Fig A 25: Décomposition du C.A. 2006 par domaine d'activité

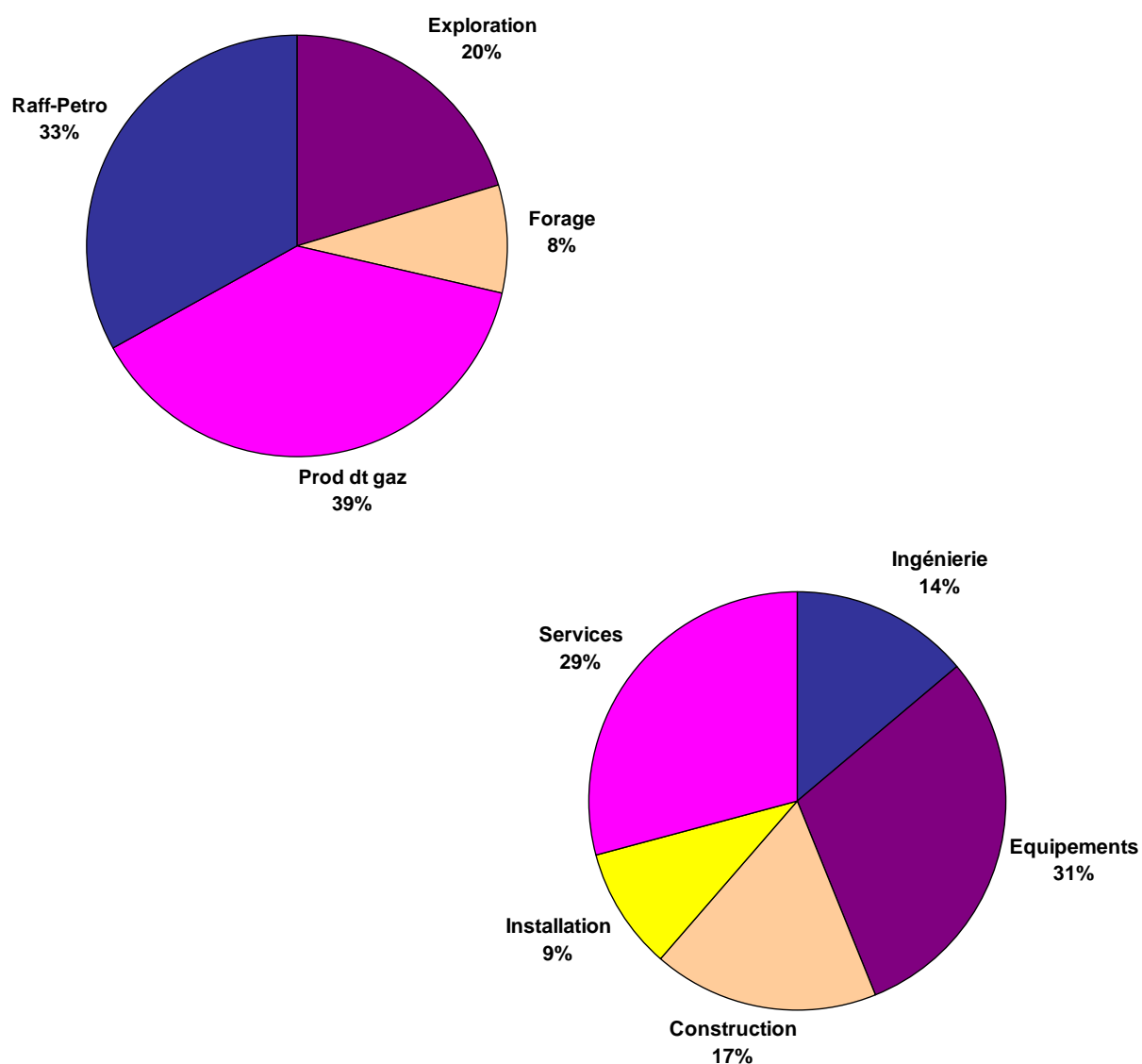


Fig A 26: C.A. réalisé à l'étranger

(valeurs arrondies)

	2003	2004	2005	2006	2007(p)
Chiffre d'affaires	15,8	17,0	19,0	24,2	29,0
dont réalisé à l'étranger	14,7	16,2	17,8	22,0	26,3

(p) prévisions

Fig A 27: Répartition géographique du C.A. réalisé à l'étranger en 2006

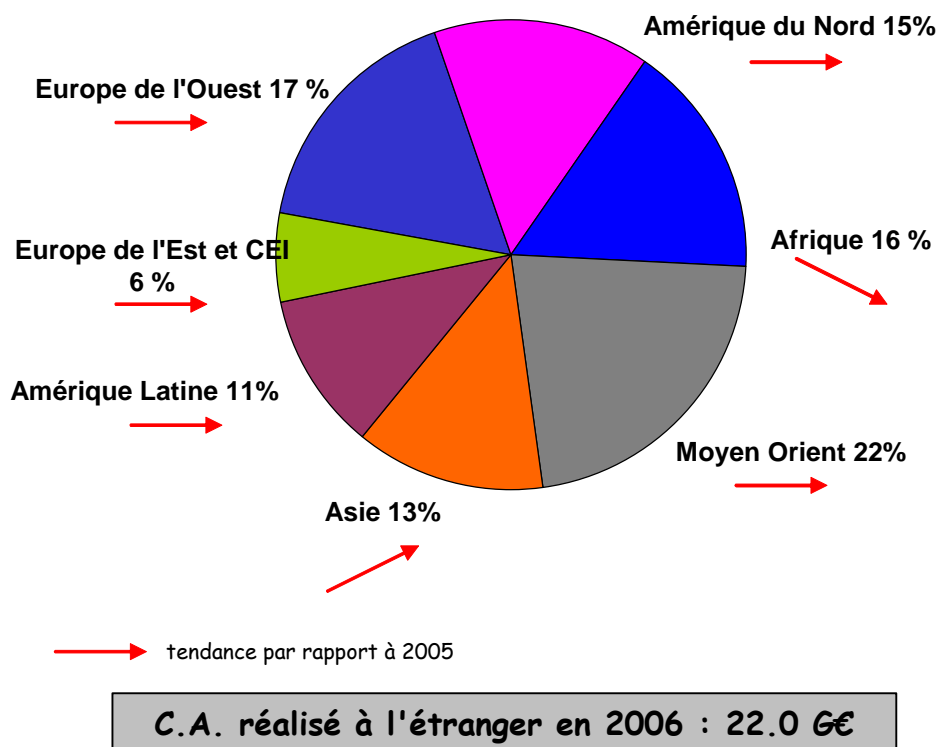


Fig A 28: Industrie parapétrolière en France - Effectifs

(valeurs arrondies)

Milliers de personnes

	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (p)
Total	60,8	61,4	64,5	66,3	68,9	69,8
dont offshore	25,2	25,5	25,5	26,2	26,5	27,1

(p) prévisions

Fig A 29: Technologies maîtrisées dans le parapétrolier en France

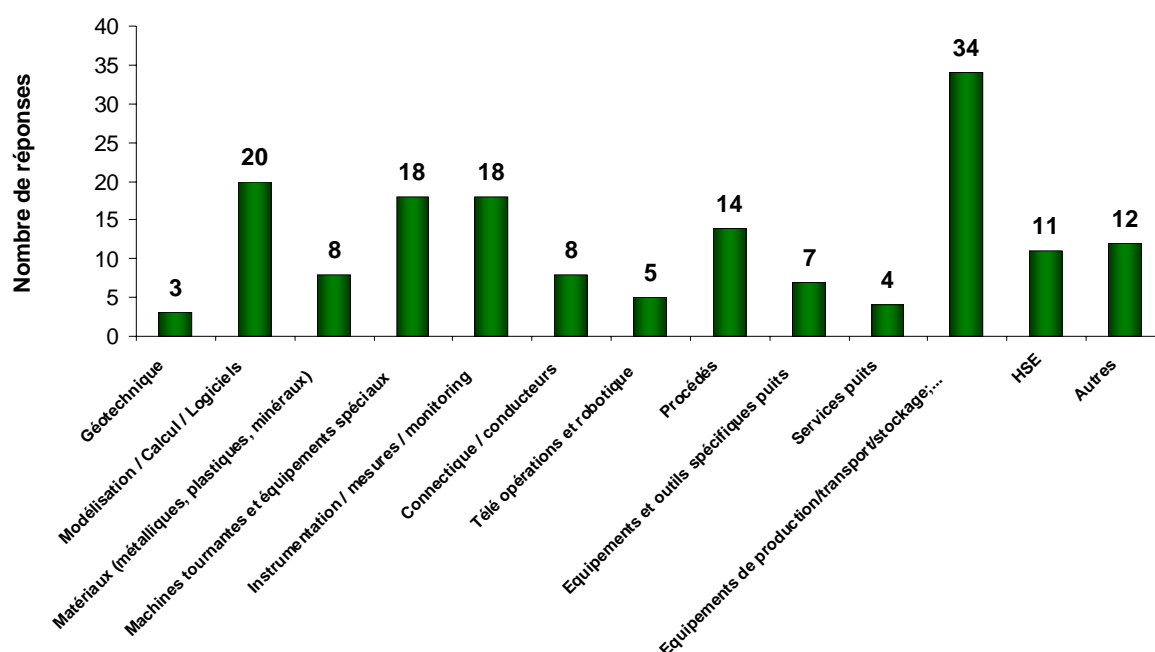


Fig A 30: Évolution de la part de la R&D dans le Chiffre d'affaires du parapétrolier

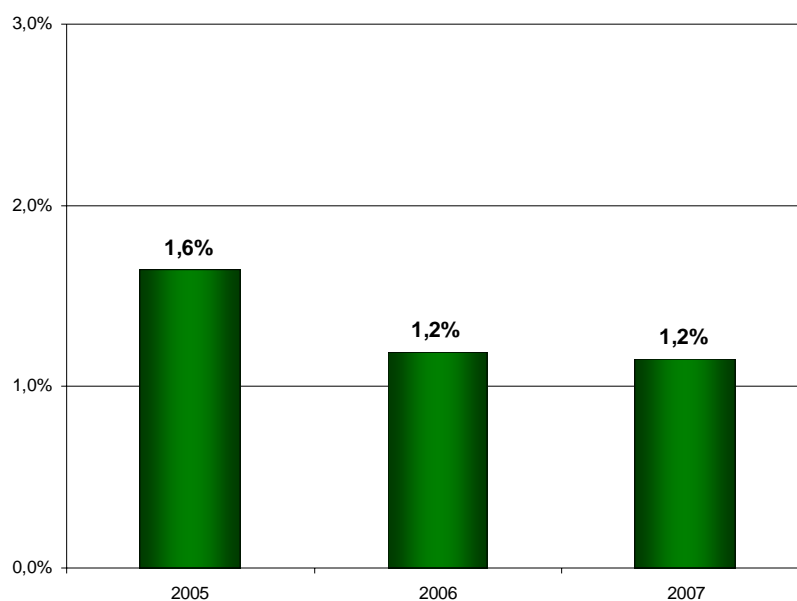


Fig A 31: Évolution du Carnet de Commandes

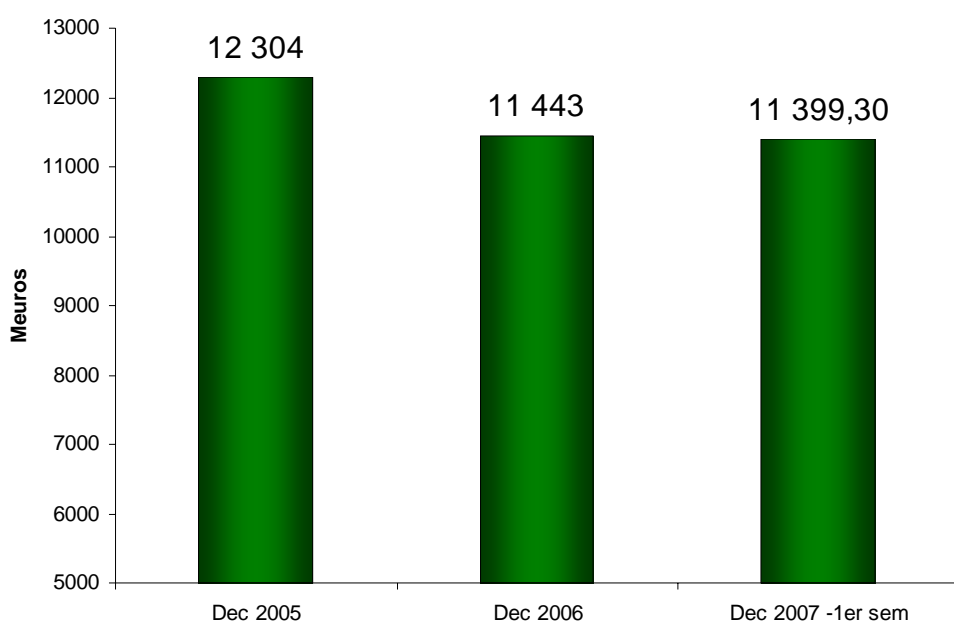


Fig A 32: Niveau d'activité prévu

