



Les investissements
en
exploration-production
et
raffinage

2011

*G. HUREAU, S. SERBUTOVIEZ, C. SILVA
avec la participation de G. MAISONNIER
Direction Économie et Veille*

Octobre 2011

Les auteurs

Cette étude a été préparée par la Direction Économie et Veille de l'IFP Énergies nouvelles et notamment par:

- **Geoffroy Hureau:** geoffroy.hureau@ifpen.fr: exploration-production
- **Sylvain Serbutoviez:** sylvain.serbutoviez@ifpen.fr : activités et marchés en amont
- **Constancio Silva:** constancio.silva@ifpen.fr : investissements en raffinage.
- **Guy Maisonnier:** guy.maisonnier@ifpen.fr : contexte prix.

S O M M A I R E

1	ÉVOLUTION DES PRIX DANS UN CONTEXTE INSTABLE.....	7
2	EXPLORATION PRODUCTION: CONFIRMATION DE LA REPRISE	8
2.1	DES INVESTISSEMENTS EN CROISSANCE ACCÉLÉRÉE.....	8
2.2	SECTEUR PARAPÉTROLIER: POURSUITE DE LA REPRISE, DES MARCHÉS EN CROISSANCE.....	14
2.2.1	<i>La géophysique.....</i>	14
2.2.1.1	Une activité sismique mondiale relativement stable.....	14
2.2.1.2	Un marché mondial qui progresse	16
2.2.1.3	Au-delà de 2011, des perspectives encourageantes	19
2.2.2	<i>Le forage.....</i>	19
2.2.2.1	Poursuite de la reprise à terre	19
2.2.2.2	Les marchés du forage à terre et en mer	25
2.2.3	<i>La construction offshore</i>	27
2.2.3.1	Une activité en forte progression.....	27
2.2.3.2	Un chiffre d'affaires global en hausse	32
2.2.3.3	Des perspectives toujours favorables dans l'offshore profond	33
2.3	POUR CONCLURE.....	34
3	RAFFINAGE: MARCHÉS MATURES/ÉMERGENTS, ENJEUX MULTIPLES.....	35
3.1	APRÈS UNE PAUSE, NOUVELLE AGGRAVATION DES SURCAPACITÉS MONDIALES DE RAFFINAGE	35
3.2	FAIBLE RÉTABLISSEMENT DES MARGES DE RAFFINAGE.....	38
3.3	RÉSULTATS NETS CONTRASTÉS.....	40
3.4	LES DÉPENSES REPARTENT DANS L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE.....	42
3.5	RELANCE DES PROJETS DE NOUVELLES CAPACITÉS	44
3.5.1	<i>Capacités de distillation</i>	45
3.5.2	<i>Capacités de conversion</i>	46
3.5.3	<i>Amplification des surcapacités à moyen terme</i>	48
3.6	INVESTISSEMENTS, ENJEUX DIFFÉRENTS SELON LES RÉGIONS.....	49

FIGURES ET TABLEAUX:

FIGURE 1: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS MONDIAUX EN E&P.....	8
FIGURE 2: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS E&P, DES PRIX ET DES COÛTS.....	9
FIGURE 3: ÉVOLUTION DU NOMBRE MOYEN ANNUEL D'ÉQUIPES ACTIVES À TERRE ET EN MER.....	14
FIGURE 4: ÉVOLUTION DU NOMBRE MOYEN D'ÉQUIPES SISMIQUES ACTIVES PAR MOIS EN AMÉRIQUE DU NORD ET DANS LE RESTE DU MONDE.....	14
FIGURE 5: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES ÉQUIPES ACTIVES AU PREMIER SEMESTRE 2010.....	15
FIGURE 6: ÉQUIPES SISMIQUES ACTIVES ET EN STAND-BY À TERRE AUX ÉTATS-UNIS.....	15
FIGURE 7: ÉQUIPES SISMIQUES ACTIVES ET EN STAND-BY EN MER AUX ÉTATS-UNIS.....	15
FIGURE 8: ÉQUIPES SISMIQUES ACTIVES ET EN STAND-BY DANS LE MONDE À TERRE HORS DES ÉTATS-UNIS.....	16
FIGURE 9: ÉQUIPES SISMIQUES ACTIVES ET EN STAND-BY DANS LE MONDE EN MER HORS DES ÉTATS-UNIS.....	16
FIGURE 10: ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES DU MARCHÉ DE LA GÉOPHYSIQUE, ESTIMATION 2010 ET PRÉVISION 2011..	17
FIGURE 11: ÉVOLUTION DU NOMBRE DE PUIITS FORÉS À TERRE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE, ESTIMATION 2011.....	20
FIGURE 12: NOMBRE DE PUIITS FORÉS À TERRE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE.....	20
FIGURE 13: TAUX DE LOCATION DES RIGS À TERRE.....	20
FIGURE 14: ÉVOLUTION DU NOMBRE DE FORAGES EN MER PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE, ESTIMATIONS 2011.....	21
FIGURE 15: NOMBRE DE PUIITS FORÉS EN MER PAR ZONES GÉOGRAPHIQUE.....	22
FIGURE 16: PARC DE RIGS, RÉPARTITION PAR TYPE.....	22
FIGURE 17: PARC DE JACK UP ET APPAREILS SOUS CONTRAT.....	22
FIGURE 18: PARC DE SEMI-SUBMERSIBLES DONT APPAREILS SOUS CONTRAT.....	23
FIGURE 19: PARC DE BATEAU DE FORAGE DONT APPAREILS SOUS CONTRAT.....	23
FIGURE 20: TAUX D'UTILISATION DES RIGS OFFSHORE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE.....	23
FIGURE 21: TAUX D'UTILISATION PAR TYPE DE RIG OFFSHORE.....	23
FIGURE 22: TAUX DE LOCATION (EN MILLIERS \$/J) DES SEMI-SUBMERSIBLES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE.....	24
FIGURE 23: TAUX DE LOCATION (EN MILLIERS \$/J) DES JACK-UPS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE.....	24
FIGURE 24: MARCHÉ DU FORAGE À TERRE, ESTIMATION 2011 ET PRÉVISION 2012.....	25
FIGURE 25: MARCHÉ DU FORAGE EN MER, ESTIMATION 2009 ET PRÉVISION 2010.....	26
FIGURE 26: CONSTRUCTIONS OFFSHORE EN COURS EN 2011 ET PROJETS À VENIR SUR LA PÉRIODE 2005-2011.....	27
FIGURE 27: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS OFFSHORE PAR TYPE.....	27
FIGURE 28: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES CONSTRUCTIONS OFFSHORE EN 2011 (ESTIMATION).....	28
FIGURE 29: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES PROJETS À VENIR AU DELÀ DE 2011 (ESTIMATION).....	28
FIGURE 30: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS DE PLATEFORMES FIXES DEPUIS 2005.....	29
FIGURE 31: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS DE PLATEFORMES FIXES EN 2011 (ESTIMATION).....	30
FIGURE 32: NOMBRE DE PROJETS À VENIR DE PLATEFORMES FIXES AU DELÀ DE 2011 (ESTIMATION).....	30
FIGURE 33: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS DE PLATEFORMES FLOTTANTES DEPUIS 2005.....	30
FIGURE 34: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS DE PLATEFORMES FLOTTANTES EN 2011 (ESTIMATION).....	31
FIGURE 35: NOMBRE DE PROJETS À VENIR DE PLATEFORMES FLOTTANTES AU DELÀ DE 2011 (ESTIMATION).....	31
FIGURE 36: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS SOUS-MARINES DEPUIS 2005.....	31
FIGURE 37: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS D'INFRASTRUCTURES SOUS-MARINES EN 2011 (ESTIMATION).....	32
FIGURE 38: NOMBRE DE PROJETS À VENIR D'INFRASTRUCTURES SOUS-MARINES AU DELÀ DE 2011 (ESTIMATION).....	32
FIGURE 39: MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE, ESTIMATION 2011 ET PRÉVISION 2012.....	32
FIGURE 40: EXCÉDENT/DÉFICIT EN CAPACITÉS DE RAFFINAGE, PAR GRANDES ZONES.....	36
FIGURE 41: DEMANDE PÉTROLIÈRE, CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES EN CHINE.....	37
FIGURE 42: ÉVOLUTION DES MARGES DE RAFFINAGE COMPLEXES DEPUIS 2003 (EN \$/B).....	40
FIGURE 43: RÉSULTATS NETS DES SOCIÉTÉS POUR LE SECTEUR RAFFINAGE DISTRIBUTION (MILLIONS DE \$) 1ER SEMESTRE 2010-2011.....	41
FIGURE 44: HISTORIQUE DES DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE \$).....	43
FIGURE 45: PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE DISTILLATION PAR ZONES GÉOGRAPHIQUES.....	45
FIGURE 46: PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE DISTILLATION REPORTÉES PAR ZONES GÉOGRAPHIQUES.....	46
FIGURE 47: PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE CONVERSION PAR RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES.....	47
FIGURE 48: PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE CONVERSION REPORTÉES PAR RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES.....	47
FIGURE 49: 2010, ÉVOLUTION À MOYEN TERME DES CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET DE LA DEMANDE.....	48
TABLEAU 1: PARTS DE MARCHÉ 2010 DES PRINCIPAUX ACTEURS DU MARCHÉ DE LA GÉOPHYSIQUE.....	16
TABLEAU 2: PARTS DE MARCHÉ 2010 DES PRINCIPAUX ACTEURS DU FORAGE À TERRE.....	25
TABLEAU 3: PARTS DE MARCHÉ 2010 DES PRINCIPAUX ACTEURS DU FORAGE EN MER.....	26
TABLEAU 4: PARTS DE MARCHÉ 2010 DES PRINCIPAUX ACTEURS DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE.....	33
TABLEAU 5: TABLEAU RÉSUMÉ DE L'ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHÉS ANALYSÉS.....	34
TABLEAU 6: MARGES DE RAFFINAGE COMPLEXES (MOYENNE ANNUELLE EN \$/B).....	39
TABLEAU 7: RÉSULTATS NETS DES SOCIÉTÉS POUR LE SECTEUR RAFFINAGE DISTRIBUTION (MILLIONS DE \$).....	41
TABLEAU 8: DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE \$).....	42

EDITO

2011 aura été riche en événements géopolitiques, économiques et énergétiques qui auront probablement des répercussions sur le court et le long terme.

Les révolutions en Afrique du Nord et au Moyen Orient tout d'abord. Elles peuvent être saluées pour les perspectives qu'elles portent en elles. Des soubresauts ne sont néanmoins pas à exclure redonnant corps au thème de la sécurité des approvisionnements. La diversité géographique et des solutions énergétiques restent ainsi un impératif.

Le choix de la Chine est marquant de ce point de vue. Le charbon et les énergies renouvelables sont aujourd'hui incontournables: ce pays est actuellement au premier rang en terme d'investissement dans les énergies renouvelables devant les États-Unis.

Côté nucléaire, Fukushima pose à l'évidence la question de l'avenir de cette industrie au moins dans les pays occidentaux, la sortie de l'Allemagne du nucléaire est dans ce sens une première réponse. Le scénario reste à écrire, mais il pèse déjà et continuera sans doute à peser sur le marché gazier.

Enfin, après les fameux gaz des schistes, ce sont les huiles de schistes qui montent en puissance aux États-Unis. L'administration américaine a bien compris l'importance des enjeux environnementaux. Une approche irréprochable sera nécessaire.

Pour terminer ce tour d'horizon, évoquons un dernier point plus conjoncturel : les dettes des pays occidentaux qui impactent le marché. Deux périodes bien distinctes sont observées: d'abord la montée des prix du brut du 1er semestre, portée par les mouvements en Afrique du Nord et le recul en mars de la production libyenne qui sera à l'origine d'une pointe à 125 \$. La crise de la dette entraînera une première correction en mai suivie par le décrochage violent du mois d'août ramenant le Brent à 104 \$.

Malgré ce contexte incertain, dans le domaine de l'exploration-production la confiance revient. Les compagnies pétrolières affichent un optimisme croissant en communiquant des investissements en hausse notamment dans l'activité de forage à terre et dans la construction offshore. Si la reprise de l'exploration-production en mer -fortement affecté par le moratoire sur l'offshore profond dans le Golfe du Mexique- est plus modérée les perspectives sont encourageantes avec les importants développements au Brésil et les appels d'offre pour de nouveaux permis dans le Golfe du Mexique en décembre de cette année. La reprise amorcée en 2010 est bel et bien confirmée cette année.

Dans le raffinage, les investissements repartent globalement à la hausse en 2011 et les projets annoncés progressent sensiblement. Mais les enjeux diffèrent entre les pays émergents et/ou producteurs et les pays industrialisés. La forte demande dans les premiers constitue le moteur de cette croissance. Inversement les pays de l'OCDE –notamment les États-Unis et l'Europe- se trouvent confrontés à des problèmes de rentabilité du secteur face à une demande interne structurellement modérée et un outil de raffinage mal adapté. Le contexte en 2011 laisse présager une amplification des surcapacités de raffinage à moyen terme au niveau mondial qui pénalisera sans doute encore plus le raffinage du bassin atlantique nord.

Les événements géopolitiques, économiques et énergétiques de l'été 2011 apportent une dose supplémentaire d'incertitudes. L'éventualité de contagion d'une croissance atone, voire en récession dans les pays industrialisés, sur l'économie chinoise en 2012 et plus généralement sur les pays émergents pourrait remettre en cause les prévisions actuelles.

TABLE RECAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS:

G\$	2010	2011
Investissements globaux en E&P	471	542
Amérique du Nord	128	148
Reste du monde	343	393
Marchés amont analysés:	120	128
Marché Géophysique	11	12
Marché Forage		
à terre	18	22
en mer	39	38
Marché Construction offshore	52	56
Investissements en Raffinage	65	68
Dépenses d'investissement	24	25
Dépenses de maintenance	26	27
Dépenses en catalyseurs et produits chimiques	15	16

Sources:

- Amont pétrolier, IFPEN d'après
 - o investissements globaux: Barclay's, DTI, NPD, DEA, Divers compagnies et États, prévisions IFPEN
 - o marché de la géophysique: IHS Energy, World Geophysical News, First Break, Spear&Associates, IFPEN
 - o marché du forage: ODS Petrodata, Offshore Rig Locator, Spears&Associates, IFPEN
 - o marché de la construction offshore: ODS Petrodata, Offshore Construction Locator, Spears&Associates, IFPEN
- Aval pétrolier: IFPEN d'après HPI Market data, prévisions IFPEN

1 Évolution des prix dans un contexte instable

❖ Le contexte économique et géopolitique pèse sur le prix du pétrole

L'année 2011 devrait aboutir à une moyenne de l'ordre de 110 \$/b pour le Brent, pétrole plus représentatif du contexte international que le WTI (95 \$/b) qui est fortement impacté par des conditions locales américaines spécifiques depuis novembre 2010. Ce prix moyen, en forte progression par rapport aux 79 \$ de 2010, dépassent le record historique atteint en 2008 à 97 \$.

La progression de 2011 a débuté au 1er semestre du fait des mouvements révolutionnaires en Afrique du Nord et au Moyen Orient. Initiés en Tunisie, ils se sont ensuite propagés à l'Égypte, la Syrie, la Libye et à quelques pays du Moyen Orient (Yémen, Bahreïn en particulier). Le retour de la prime de risque géopolitique a abouti au dépassement du seuil des 100 \$/b dès février. En mars, le recul de la production libyenne sera à l'origine d'une pointe à plus de 125 \$.

En mai, les craintes économiques et financières du fait de la crise de la dette en Europe et aux États-Unis sont revenues sur le devant de la scène pesant à la baisse sur les marchés financiers et pétroliers. Cette première correction baissière sera suivie d'une deuxième de l'ordre de 15 \$ en août dans un mouvement de panique des marchés après la dégradation de la note souveraine américaine et faute d'entrevoir des solutions en Europe.

Depuis, le marché est en équilibre instable. Il oscille ainsi entre 103 et plus de 110 \$ en fonction de la vision du contexte économique et financier de la zone Euro, des corrections de croissance des pays émergents ou des tensions nouvelles au Moyen-Orient, en particulier entre l'Arabie Saoudite et l'Iran.

Pour 2012, croissance économique et contexte géopolitique continueront à peser sur le prix. A 4 % de croissance mondiale comme envisagé par le FMI désormais, un prix à plus de 100 \$/b est probable. Un autre scénario conciliant stabilité géopolitique et ralentissement économique plus marqué serait de nature à entraîner le Brent vers les 80 \$. L'instabilité du contexte explique cette fourchette assez large et la forte volatilité qui devrait en résulter.

❖ Prix du gaz : des divergences importantes

Le prix indexé des contrats long terme européen est lourdement impacté par l'envolée des prix du pétrole depuis 2009. A plus de 30 €/Mwh actuellement, soit 13 \$/MBtu, ils atteignent des sommets, franchis ponctuellement en 2008. Ils sont aujourd'hui tendanciellement compte tenu des évolutions sur le marché pétrolier.

A l'autre extrémité, le marché américain bénéficie d'une offre abondante permettant de maintenir le prix à 4 \$/MBtu environ depuis 2009. C'est l'effet "shale gas" dont la production va être soumise à une réglementation environnementale plus stricte. C'est le message envoyé en août par la commission mise en place par le président américain Barack Obama.

Le marché anglais, orienté à la hausse depuis 2009 comme le prix du charbon, se situe entre ces deux extrêmes. Les craintes sur le marché GNL, liée à l'effet Fukushima qui a fait monter le prix en Asie à 17 \$/MBtu, font peser un risque de tensions cet hiver sur le marché spot européen. Néanmoins des facteurs peuvent aussi peser à la baisse comme le ralentissement de la croissance économique européenne, l'arrivée du gaz russe via le North Stream et le retour probable du gaz libyen. Une décote par rapport aux prix indexés constitue le scénario le plus probable.

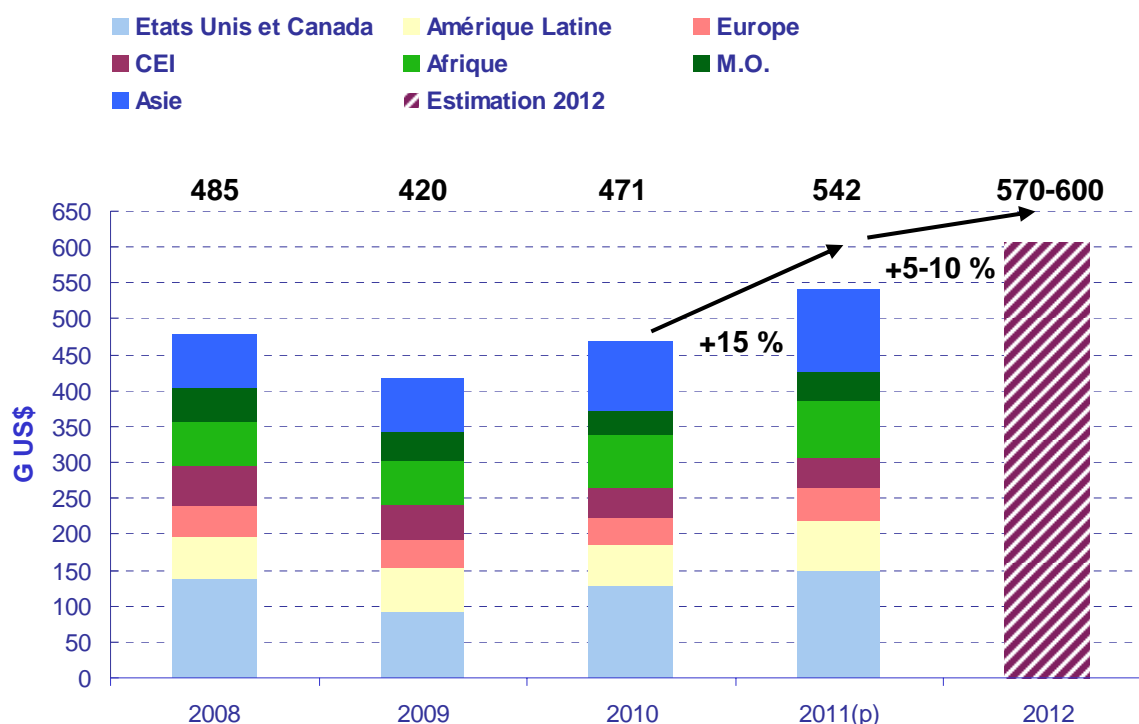
2 Exploration Production: confirmation de la reprise

2.1 Des investissements en croissance accélérée

Après une hausse de plus de 10% en 2010, les investissements en exploration production devraient encore croître d'environ 70 G\$ en 2011 et dépasser les **540 milliards de \$ (G\$), une hausse de 15%** par rapport à l'année précédente. Toutes les zones géographiques bénéficient de cette hausse même si les taux de croissance diffèrent selon les régions. Ainsi le Moyen-Orient et l'Amérique Latine s'affirment comme les régions les plus dynamiques avec des taux de croissance respectifs de 25 et 23%, à l'opposé, les investissements dans la zone CEI et en Afrique sont à la traîne avec des hausses de seulement 3 et 6%. Les autres régions affichent des hausses moyennes de l'ordre de 15%.

En 2012, nous attendons une poursuite de la tendance haussière avec une croissance estimée entre 5 et 10%. D'ambitieux projets sont en cours de développement. Aux États-Unis, l'exploration et le développement des gaz et huiles de schistes continuera à soutenir l'investissement pendant plusieurs années. Au Brésil, Petrobras prévoit d'investir massivement dans l'E&P (Exploration et Production) entre 2011 et 2015 pour développer l'anté-salifère. En Océanie les investissements devraient croître rapidement, portés par d'importants projets de GNL en Australie et Papouasie Nouvelle-Guinée. En Irak des investissements considérables seront nécessaires pour tendre vers l'objectif de production de plus de 12 Mb/j en 2017.

Figure 1: Évolution des investissements mondiaux en E&P



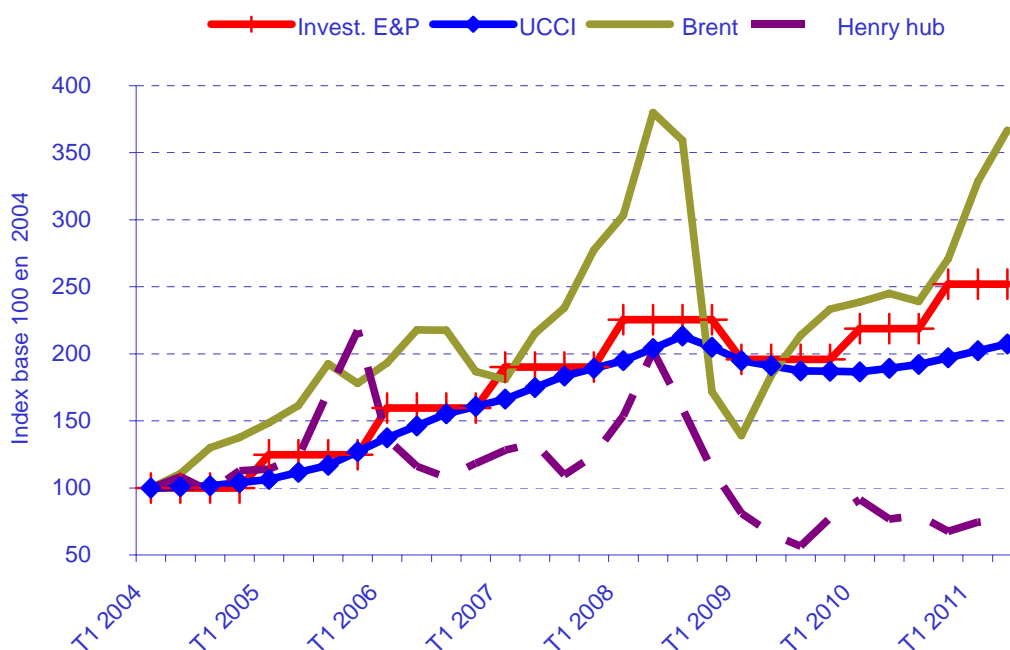
Toutes les régions connaissent une croissance des investissements E&P en 2011 par rapport à 2010. Les hausses les plus importantes sont au Moyen-Orient et en Amérique Latine. Au Moyen-Orient, Saudi Aramco investit des sommes importantes pour maintenir une capacité de production de 12,5 Mb/j et le développement des champs irakiens monte en puissance. En Amérique Latine, Petrobras affiche l'ambition d'augmenter sa production de 55% entre 2010 et 2015. Le nouveau plan quinquennal 2011 prévoit à cet effet d'investir

127,5 G\$ dans l'E&P en cinq ans. Le budget consacré à l'anté-salifère augmente de 20 G\$ par rapport au plan 2010. Aux États-Unis, le développement des huiles de schiste est le principal moteur de l'investissement cette année. En Océanie, l'Australie ambitionne de disputer au Qatar son leadership dans le GNL d'ici la fin de la décennie. Cinq projets importants sont en cours de construction (dont le géant Gorgon) et une douzaine d'autres sont à divers stades d'évaluation. En Europe, d'importants investissements sont nécessaires pour limiter le déclin de la production en Mer du Nord. Malgré sa maturité, cette zone attire encore les opérateurs comme en témoigne le récent rachat par Apache des actifs d'ExxonMobil en Mer du Nord pour 1,75 G\$. L'investissement en Afrique a souffert de l'instabilité au Maghreb et en Égypte et de la tenue des élections au Nigeria mais les compagnies internationales ont continué à investir en Afrique de l'Ouest et de l'Est. La zone CEI connaît le taux le croissance le plus faible (3%) en raison de la baisse sensible (-25%) des investissements de Gazprom.

La hausse des investissements est importante quel que soit le type de compagnie considéré (nationale ou internationale, major ou indépendante):

- Les 5 majors, dont la croissance des investissements avait été étale entre 2009 et 2010, participent pleinement à la hausse globale en 2011 avec une croissance moyenne de 15%. Total (+38%), BP (+29%) et Shell (+24%) sont les plus dynamiques.
- Les budgets des indépendants internationaux augmentent de 23% en moyenne. La hausse est particulièrement importante aux États-Unis (+32%), où les indépendants américains investissent fortement dans le développement des réserves d'huiles de schiste.
- En croissance de 12%, les investissements des compagnies nationales, augmentent moins que ceux des deux premières catégories mais la situation est très différente selon les régions. Ainsi en Afrique les investissements des compagnies nationales devraient diminuer de près de 20% en 2011 sous l'effet du "printemps arabe" et des élections nigérianes. La zone CEI enregistre une baisse de 8% des investissements des compagnies nationales due à Gazprom (voir ci-dessus). Ailleurs les croissances sont fortes: +17% en Asie, +23% en Amérique Latine, +27% au Moyen-Orient.

Figure 2: Évolution des investissements E&P, des prix et des coûts



Si l'année 2010 a vu la reprise de la hausse des investissements en exploration et production après le coup d'arrêt de 2009, l'année 2011 est celle de l'accélération de la tendance haussière. La hausse du prix du baril, qui a retrouvé, au deuxième trimestre des niveaux proches des records de 2008, crée un climat favorable au développement de nouveaux projets même si la remontée des coûts incite à la prudence. En effet l'Upstream Capital Cost Index de l'IHS-CERA (voir Figure 2), qui était resté assez stable au premier semestre 2010 après une baisse marquée en 2009, a repris, depuis un an, le chemin de la hausse et se rapproche de son point haut de mi-2008. La hausse du prix de l'acier et l'augmentation de la demande ont pesé sur le coût des équipements. En Asie et en Amérique Latine, en particulier au Brésil, des tensions sur le marché du travail, dues à la vigueur de la demande, renchérissent le coût de la main-d'œuvre.

❖ Le développement des huiles de schiste aux États-Unis

L'existence de ressources d'huile de schiste aux États-Unis est connue depuis longtemps mais leur exploitation n'était pas jugée rentable jusque récemment. L'amélioration des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique, combinée à un prix du baril élevé a changé la donne. La production d'huile du gisement de Bakken dans le nord Dakota est ainsi passée de 10 000 barils/jour en 2003 à plus de 360 000 b/j en 2011. Le coût de production estimé à moins de 50 \$ par baril de ces huiles légères (42°API pour le brut de Bakken) est comparable à celui de l'offshore très profond du Golfe du Mexique ou des sables Canadiens.

Aux États-Unis, on note depuis 2009 une nette augmentation des investissements des opérateurs vers le développement des gisements d'huile de schiste. En 2011, il devrait y avoir deux fois plus de forage d'huile que de forages de gaz, une situation inverse de celle qui prévalait jusqu'en 2006-2007. Cette tendance devrait perdurer dans les années à venir et contribuer à maintenir l'investissement aux États-Unis à un niveau élevé. L'EIA (Energy Information Administration) prévoit en effet que la production d'huile de schistes devrait tripler d'ici 2016 pour atteindre 1,4 Mb/j.

La production de ces huiles provient actuellement de trois gisements principaux: Bakken dans le Nord Dakota (cette formation est aussi présente dans le Montana et au Canada dans le Saskatchewan et le Manitoba), Niobrara dans le Wyoming et Eagle Ford au Texas. Le potentiel de ces gisements est substantiel. En 2008, l'USGS a estimé que Bakken contenait 4 milliards de barils récupérables. En 2010, une étude du North Dakota Geological Survey a ajouté 2 milliards de barils supplémentaires situés dans une formation connexe. IHS CERA a récemment évalué à 17 milliards de barils les réserves récupérables des six principaux gisements des États-Unis.

L'intérêt des compagnies pétrolières pour les huiles de schistes s'est traduit notamment dans leurs investissements récents. A Bakken, on dénombre en 2010 six opérations d'acquisition d'actifs pour un montant total de 4,3 G\$. A Eagle Ford, Marathon Oil a racheté, en juin dernier, Hilcorp Resources au fond d'investissement KKR pour 3,5 G\$. En tenant compte des autres transactions prévues en 2011, cette acquisition permet à Marathon de doubler sa superficie dans Eagle Ford. Si la plupart des opérateurs sont actuellement des indépendants américains, le potentiel de développement des huiles de schiste suscite aussi l'intérêt des Majors et des compagnies internationales. En 2009, le rachat de XTO par ExxonMobil a permis à la Major de prendre pied à Bakken et à Eagle Ford. De son côté, la compagnie Chinoise CNOOC a investi 3,4 G\$ en 2010 et 2011 pour accéder aux gisements d'Eagle Ford et de Niobrara via deux accords de joint venture avec Chesapeake.

Par ailleurs, les pétroliers commencent à s'intéresser au potentiel des huiles de schiste à l'extérieur des États-Unis. En janvier 2011, Sinopec a ainsi signé un accord avec Hess pour étudier les réserves d'huile de schiste du gisement de Shangli. De même, l'accord survenu

en août entre Exxon et Rosneft permet à Exxon d'accéder aux réserves de pétrole de schiste de Sibérie en échange d'une participation de Rosneft à l'exploitation des huiles d'Eagle Ford. Dans le Bassin Parisien, de nombreux permis d'exploration ont été demandés mais les projets ont été reportés à la suite du moratoire puis de l'interdiction de la fracturation hydraulique.

Malgré son fort potentiel, le développement de la production d'huile de schiste pourrait se heurter à certains obstacles. Aux États-Unis, la croissance de la production pourrait être limitée, dans certaines régions, par la capacité des infrastructures de transport. Mais plusieurs projets de développement de pipelines déjà en cours devraient résoudre ce problème. La principale question en suspens reste la prise en compte de l'impact environnemental. Les technologies mises en œuvre sont les mêmes que pour le gaz de schiste et suscitent les mêmes craintes concernant la gestion de la ressource en eau.

❖ **Irak: les objectifs de productions pourraient être revus à la baisse**

La production de l'Irak a atteint 2,7 Mb/j en 2011, une augmentation d'environ 200 000 b/j par rapport à celle de l'année précédente. Le gouvernement irakien a pour ambition de produire plus de 12 Mb/j en 2017. La plupart des observateurs jugent cet objectif irréalisable et tablent plutôt sur une production comprise entre 5 et 9 Mb/j à cette échéance. Le gouvernement semble depuis peu reconnaître implicitement la nécessité de revoir ses ambitions à la baisse. Le ministre du pétrole a ainsi déclaré, en marge du sommet de l'OPEP du 8 juin 2011, que l'Irak étudiait la possibilité de réduire les objectifs de production. En effet, de nombreux obstacles demeurent qui risquent de retarder le développement des projets.

Parmi les difficultés rencontrées, les opérateurs évoquent notamment des lourdeurs bureaucratiques, des contraintes logistiques rendant difficile l'importation des équipements nécessaires, le manque de main-d'œuvre qualifiée ou encore l'opposition des populations locales qui souhaitent recevoir davantage de bénéfices de l'exploitation pétrolière. A un niveau plus global, se pose la question de la sécurité alors qu'approche la date limite du retrait complet des troupes américaines fin 2011.

Au Kurdistan, l'absence de cadre législatif stable freine le développement des projets. Les négociations entre Bagdad et le gouvernement régional (GRK) semi autonome concernant la légalité des contrats alloués aux opérateurs étrangers par le GRK sont toujours en cours et leur issue reste incertaine.

Par ailleurs, la montée en puissance de la production dépendra de la construction des infrastructures nécessaires: installations d'injection d'eau et de gaz, pipelines et infrastructures d'exportation. A court terme, les contraintes logistiques liées à un manque d'infrastructures portuaires et à la vétusté des infrastructures existantes, risquent de limiter la croissance de la production jusqu'en 2013, date à laquelle de nouveaux points d'amarrage en haute mer devraient entrer en service. Selon l'AIE, la production à court terme risque d'être limitée à moins de 3 Mb/j par la capacité d'exportation tout au long de l'année 2012. Elle pourrait ensuite croître à un rythme de 300 000 b/j par an pour atteindre 4,1 Mb/j 2016 ce qui reste très en deçà des objectifs officiels.

❖ **Golfe du Mexique: le retour à la normale prendra plusieurs années.**

Le moratoire sur le forage offshore décrété, entre juin et octobre 2010, par l'administration américaine en réponse à l'accident de Macondo ne s'appliquait qu'aux forages d'exploration et aux nouveaux développements et a donc eu peu d'impact immédiat sur la production en cours. Cependant, il a retardé de nombreux projets. Après l'expiration du moratoire, la nouvelle réglementation et la restructuration de l'organisme régulateur, ont entraîné un

allongement de la durée nécessaire à l'obtention de nouveaux permis de forer, ce qui ralentit le retour au niveau d'activité qui prévalait avant la catastrophe.

En juillet 2010, l'organisme de gestion des ressources pétrolières, a été scindé en trois entités pour éliminer le conflit d'intérêt latent entre ses différentes missions (collecte de revenus du pétrole et du gaz, application de la réglementation, développement des ressources). Le nouvel organisme - baptisé Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE) – a été chargé de revoir et de renforcer les procédures réglementaires applicables au forage offshore.

Le premier permis de forer post-moratoire a été accordé en février 2011 mais le délai d'obtention d'un nouveau permis s'est significativement allongé, le rythme de délivrance étant d'environ 35 permis par an contre 84 antérieurement. Bien que la situation tende à se normaliser depuis le mois d'août l'exploration ne devrait retrouver qu'en 2013 son niveau d'activité d'avant crise.

La productivité des puits dans le Golfe du Mexique déclinant naturellement à un rythme de 12 à 13% par an, l'arrêt des forage pendant près de 10 mois, suivi de leur reprise au ralenti, a sensiblement influé sur la production qui a chuté de 12% au premier trimestre 2011 par rapport à l'année précédente. Cette tendance devrait se poursuivre en 2012: l'EIA prévoit une production de 1,13 Mb/j en baisse de 570 000 b/j par rapport au niveau d'avant crise (1,7 Mb/j). Le retour au niveau de production de 2009 ne devrait intervenir qu'en 2016.

Le nouvel environnement réglementaire engendre une complexité et des coûts supplémentaires. La réaction des compagnies pétrolières à ces nouvelles règles aura une influence sur la courbe de production future. La première vente de licences d'exploitation depuis Macondo aura lieu le 14 décembre prochain. La réussite de cette opération donnera des indications importantes sur l'intérêt porté au Golfe du Mexique par les compagnies pétrolières dans le nouveau contexte. Cela d'autant plus que le montant de l'enchère minimale a été augmenté de \$37,5/acre à \$100/acre.

❖ Investissement des majors: vers de nouveaux thèmes de croissance

Les investissements des huit principales compagnies pétrolières internationales (BP, Chevron, ConocoPhillips, ENI, ExxonMobil, Shell, Statoil et Total) ont représenté, en 2011, près de 150 G\$ soit 27,5% du total mondial. Relativement aux réserves qu'elles contrôlent et à leur production, ces acteurs investissent beaucoup plus que les compagnies nationales. Les difficultés d'accès aux réserves conventionnelles les poussent en effet à rechercher d'autres axes de croissance plus capitalistiques.

Entre 2001 et 2005, 63% des investissements des majors ont porté sur des actifs conventionnels. Cette proportion devrait tomber à 40% entre 2011 et 2016 selon le consultant Wood Mackenzie. Les perspectives de prix durablement élevés des hydrocarbures et l'innovation technologique ouvrent de nouvelles possibilités de développement aux compagnies pétrolières. Ainsi quatre thèmes d'investissement prennent une importance croissante dans la stratégie des majors: le GNL, l'offshore profond et, dans une moindre mesure, les huiles et gaz non conventionnels. Ces évolutions devraient soutenir l'investissement dans les zones géographiques favorables.

Ainsi, l'Australie devrait connaître une hausse significative des investissements en E&P: cinq projets importants de GNL sont en cours de construction (dont le projet géant de Gorgon) et une douzaine d'autres sont à l'étude. Ces développements devraient faire de l'Australie le deuxième exportateur de GNL derrière le Qatar (AIE) à l'horizon 2016.

La zone États-Unis et Canada restera la plus importante en terme d'investissements en E&P (elle concentre actuellement plus du quart des investissements mondiaux). Aux États-Unis, le développement des gisements d'huile de schistes devrait permettre d'en tripler la production d'ici 2016. Par ailleurs le Golfe du Mexique et les sables canadiens resteront des thèmes porteurs. Wood Mackenzie estime que les investissements aux États-Unis et au Canada devraient atteindre 600 G\$ sur quatre ans (2011-2016), sans prendre en compte l'exploration.

Enfin le Brésil et le Golfe de Guinée bénéficieront de développements importants dans l'offshore.

❖ Les perspectives de l'offshore profond et très profond

La production offshore d'huile est estimée à 25 Mb/j au total soit plus du quart de la production mondiale. L'offshore profond (plus de 500 m de profondeur d'eau) et très profond (plus de 1500 m de profondeur d'eau) représente environ 20% de l'ensemble de la production offshore actuelle mais cette part est en forte augmentation et devrait approcher les 30% dès 2016. Pour le gaz, la part mondiale de la production offshore est de 30%.

Les majors sont les opérateurs les plus actifs en matière de développement offshore. Petrobras est l'une des rares compagnies nationales impliquée fortement dans l'offshore profond. En raison des difficultés croissantes qu'elles rencontrent pour accéder aux réserves conventionnelles, les compagnies internationales se tournent vers des développements plus complexes pour assurer leur croissance et le renouvellement de leurs réserves. Le maintien du prix du baril à un niveau élevé permet le recours à des technologies avancées et coûteuses, nécessaires au développement de prospects en offshore profond ou très profond.

On estime à 28 Gbep les nouvelles réserves d'huile et de gaz qui seront développées en offshore profond entre 2011 et 2015. Ces développements nécessiteront, selon Infield, 210 G\$ d'investissements répartis comme suit: pipes et réseaux d'écoulement (38%), complétions sous-marines (36%) et plateformes (20%). Ce montant est en augmentation de 60% par rapport à la période 2006-2010. Pour donner un ordre de grandeur, 1300 puits sous-marins sont programmés entre 2011 et 2015. L'essentiel des développements prévus est concentré sur trois régions: l'Afrique, le Brésil et le Golfe du Mexique.

L'Afrique recevra le tiers des investissements sur la période 2011 à 2015, soit 70 G\$, en particulier pour le développement du grand pipeline en offshore profond entre l'Algérie et l'Italie, mais aussi pour le développement du système de production flottant du champ Egina de Total en Afrique de l'Ouest. Viennent ensuite l'Amérique Latine avec 50 G\$ et l'Amérique du Nord avec un montant équivalent. L'effet de la catastrophe de Macondo dans le Golfe du Mexique commence à s'estomper et le développement de l'offshore profond devrait, à terme, retrouver son rythme d'avant crise malgré le durcissement des conditions d'obtention des permis de forage.

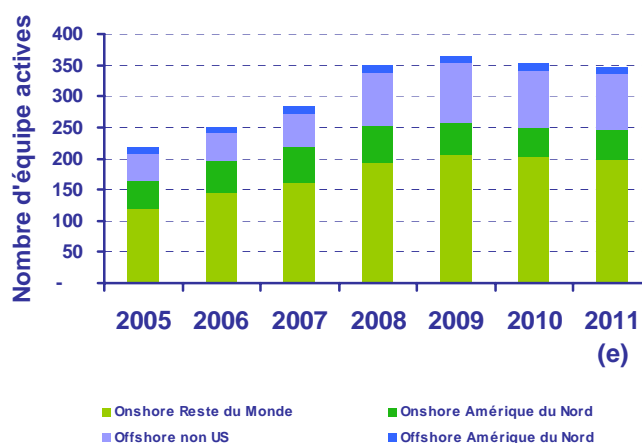
2.2 Secteur parapétrolier: poursuite de la reprise, des marchés en croissance

2.2.1 La géophysique

2.2.1.1 Une activité sismique mondiale relativement stable

Le nombre d'équipes sismiques en 2010 s'est stabilisé à 360 équipes actives dans le monde, soit une très légère diminution (-1,4%) par rapport à 2009. L'activité sismique a doublé en 5 ans depuis son point bas de 2004 à 180 équipes actives. La crise financière et économique de fin 2008 a cependant stoppé la croissance du secteur, depuis 2009 l'activité sismique mondiale ne progresse plus mais reste stable.

Figure 3: Évolution du nombre moyen annuel d'équipes actives à terre et en mer



Sources: IFPEN, IHS energy, World Geophysical News

70% des équipes sismiques actives dans le monde exercent à terre, le reste en mer. L'activité sismique se déroule pour 20% aux États-Unis, le reste à l'international.

L'Amérique du Nord a subi début 2009 les plus lourds effets de la crise en matière d'acquisition sismique avec un repli d'activité de 16% sans en apparence observer de réel rebond en 2010 comme pour d'autres activités plus lourdement affectées (par exemple le forage à terre).

L'activité internationale (hors Amérique du Nord) qui représente les trois quarts de l'activité soutient le marché mondial. Elle avait d'ailleurs continué à progresser en 2009 pour se stabiliser en 2010 avec en moyenne annuelle 286 équipes sismiques actives.

Figure 4: Évolution du nombre moyen d'équipes sismiques actives par mois en Amérique du Nord et dans le reste du monde

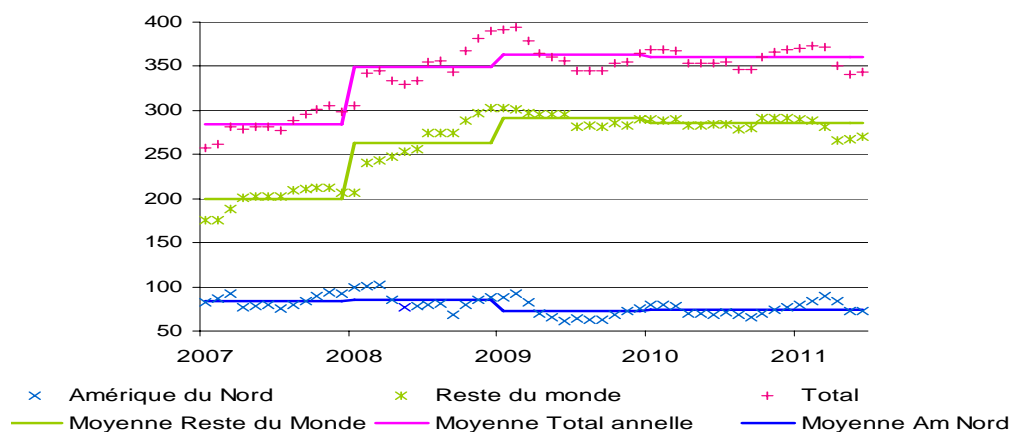
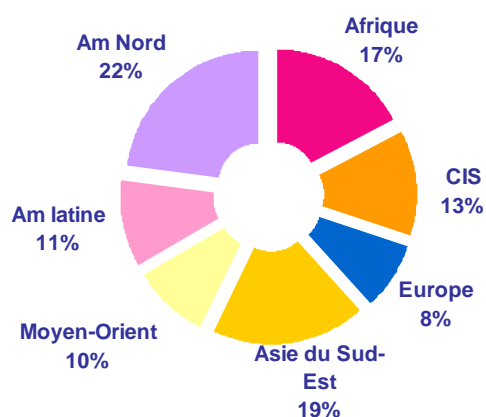


Figure 5: Répartition géographique des équipes actives au premier semestre 2010



Les deux tiers de l'activité mondiale sont réalisés à terre. En Amérique du Nord, l'activité sismique est aux trois quart terrestre. En 2011, sur les 6 premiers mois de l'année, l'activité mondiale baisse légèrement (-1,4%) par rapport à 2010. C'est l'Afrique qui voit la plus grande diminution (-14%), principalement à cause au printemps arabe et des annulations ou reports de campagnes de prospections en Égypte et Libye.

L'activité sismique aux États-Unis sur les 6 premiers mois de 2011, reste stable, au Canada elle rebondit de +70%. La seule autre zone à progresser est l'Amérique Latine (+4%), toutes les autres zones géographiques restent quasi stables en terme d'activité. Sur les 6 premiers mois de 2011, l'activité aux États-Unis bien que globalement stable évolue différemment à terre et en mer. A terre, elle progresse de 7% alors que l'activité offshore, principalement localisée dans le Golfe du Mexique, est en fort retrait (-30%) suite à la catastrophe de Macondo.

Figure 6: Équipes sismiques actives et en stand-by à terre aux États-Unis

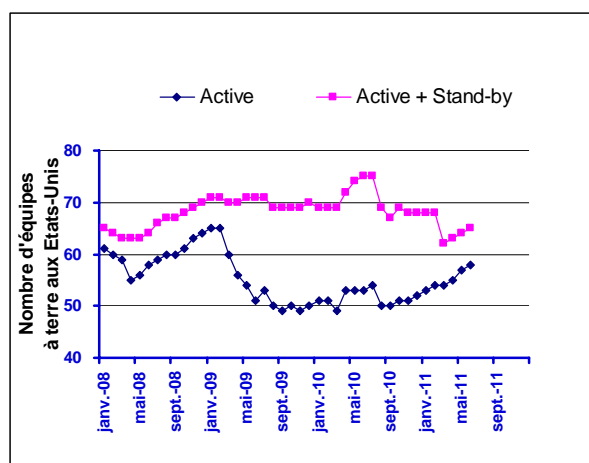
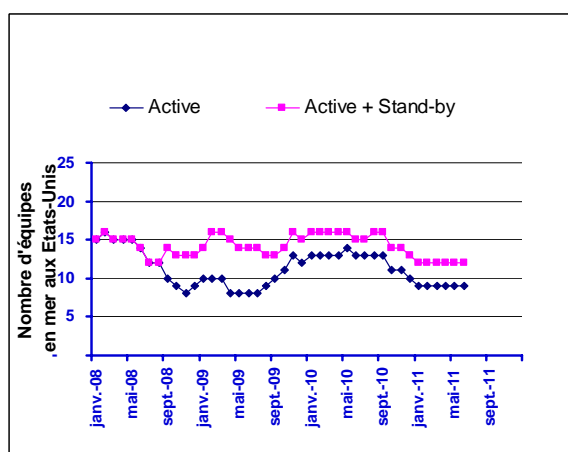


Figure 7: Équipes sismiques actives et en stand-by en mer aux États-Unis



Sources: IFPEN, IHS energy, World Geophysical News

Les taux d'occupation des équipes sismiques à terre et en mer sont respectivement de 85% et 65%. Aux États-Unis, le nombre d'équipes en "stand-by" à terre a fortement décliné sur les six premiers mois de 2011, alors que le nombre d'équipes marines en "stand-by" au États-Unis reste stable.

Dans le reste du monde, sur les 6 premiers mois de 2011, le taux d'occupation des équipes a été plus importants en mer qu'à terre.

Figure 8: Équipes sismiques actives et en stand-by dans le monde à terre hors des États-Unis

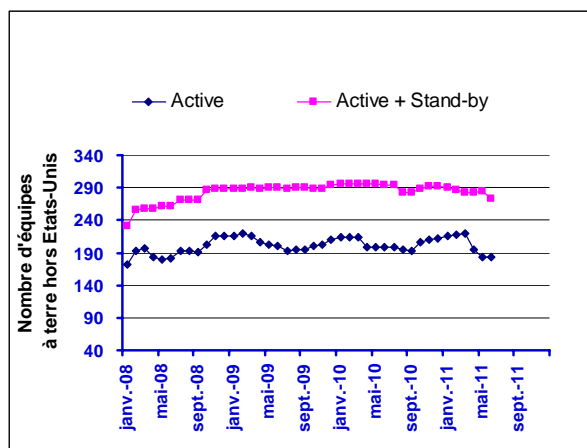
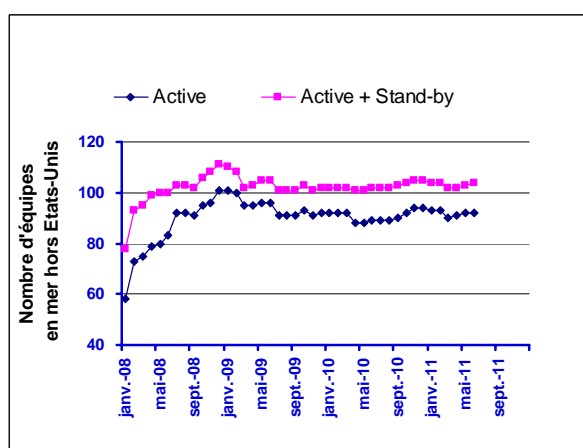


Figure 9: Équipes sismiques actives et en stand-by dans le monde en mer hors des États-Unis



Sources: IFPEN, IHS energy, World Geophysical News

2.2.1.2 Un marché mondial qui progresse

Le chiffre d'affaires mondial de la géophysique est très concentré, les 2 leaders, CGGVeritas et WesternGeco en représentent la moitié, au total 85% du marché est détenu par 10 sociétés.

On segmente le marché en 2 activités:

- la vente d'équipements nécessaires à l'enregistrement des données sismiques,
- l'acquisition et le traitement des données sismiques terrestre et marine

Tableau 1: Parts de marché 2010 des principaux acteurs du marché de la géophysique

Sociétés de géophysique	Part de marché 2010 en %
CGG Veritas	25
Schlumberger	24
Petroleum Geo-Service	9
Halliburton	6
Fugro	5
TGS-NOPEC	5
Geokinetics	5
ION	3
China Oilfield Services	2
OYO Geospace	2

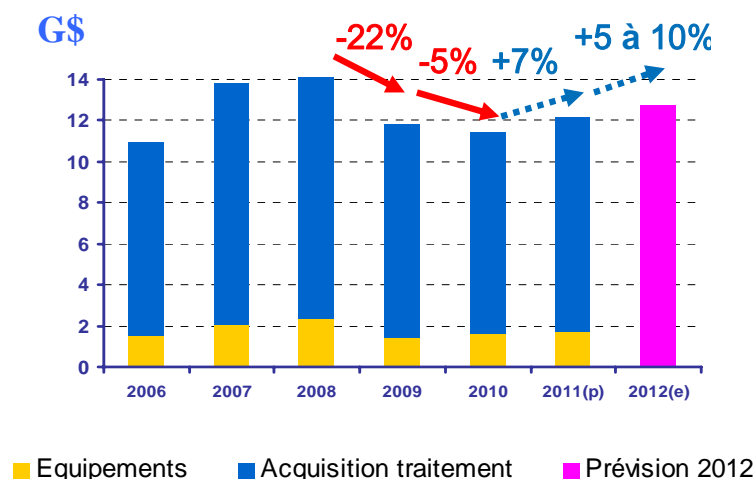
Sur les six premiers mois de 2011, le chiffre d'affaires mondial de la géophysique progresse de 6%, essentiellement grâce au marché de l'acquisition et du traitement qui augmente de 7% alors que celui des équipements ne progressent que de 1% par rapport à l'année précédente. On estime que les trois quarts du segment de marché "acquisition et traitement" provient de l'activité sismique marine.

Pour 2011, le marché géophysique mondial devrait atteindre 12 G\$ dont 1,6 G\$ pour les équipements et 10,5 G\$ pour le traitement et l'acquisition.

En 2010 le marché avait baissé de l'ordre de 3%, avec à l'inverse de 2011 une hausse de 12% du segment des équipements et une baisse de 5% de celui marché de l'acquisition et du traitement.

Le maintien de l'activité sismique à un bon niveau, et la rationalisation des moyens d'acquisition avec la reconversion et l'élimination des bateaux les plus anciens permet de réduire les surcapacités et de renforcer le prix des services qui étaient restés bas après la crise de 2009. La remontée des prix attendue en 2011 semble s'amorcer et devrait se concrétiser en 2012.

Figure 10: Évolution du chiffre d'affaires du marché de la géophysique, estimation 2010 et prévision 2011



2.2.1.2.1 Une remontée des prix d'acquisition

- **La surcapacité de moyens d'acquisition se résorbe**

Les contracteurs de géophysique s'attendent dans l'ensemble à une remontée des taux de location des navires sismiques pour 2012.

Depuis l'accident de Macondo, il est difficile d'obtenir des permis d'exploration dans le Golfe du Mexique, ce qui a entraîné une baisse d'activité dans ce secteur mais on devrait assister à un redémarrage de l'activité avec l'attribution en Décembre 2011 de nouveaux permis.

D'autre part, le Brésil devrait proposer début 2012, 174 blocs d'exploration, onshore et offshore, sur 9 bassins sédimentaires.

- **Des thèmes et des régions porteuses**

La poursuite de l'exploration des gaz de schistes aux États-Unis (bassin d'Utica) mais aussi la recherche de prospects équivalents au Mexique et en Europe de l'est (Pologne, Ukraine) devrait générer un volume d'exploration non négligeable.

En Juin 2011, le gouvernement Norvégien a lancé un appel d'offres pour l'attribution de 12 permis dans l'offshore profond de la mer de Norvège et 12 autres permis en mer de Barents. Cette décision fait suite au traité entre la Norvège et la Russie sur la délimitation et la coopération en mer de Barents et dans l'océan arctique, afin d'explorer ces zones et quantifier leur potentiel pétrolier et gazier.

Les découvertes de gaz au large d'Israël et de l'Égypte relancent l'exploration offshore dans la partie est de la mer Méditerranéen et plus particulièrement au large du Liban, de Chypre et de la Syrie.

- **Un nombre important de fusions-acquisitions**

Dawson Geophysical achète en mars 2011 TGC Industries. Dawson Geophysical est leader aux États-Unis de l'acquisition à terre et onzième en part de marché au niveau mondial, tandis que TGC Industries est à la quinzième place et est spécialisé dans les librairies multi-clients.

EMGS a annoncé début septembre avoir conclu un accord avec SeaTrans Group et Sector Asset Management pour l'acquisition d'OHM, compagnie spécialisée dans l'acquisition de données électromagnétiques maritimes.

CGGV devrait mi-septembre finaliser un accord avec Spectrum pour détenir 25% de la société en échange d'une librairie sismique de 500 000 km et de partenariats.

Les sociétés brésiliennes de sismique GeoQuasar Energy Solutions et Stratageo Soluções Tecnológicas fusionnent et créent la société **GeoQuasar STTG**. D'ici 2015, compte tenu de l'activité d'exploration au Brésil, la nouvelle société pourrait faire partie des 10 plus gros chiffres d'affaires mondiaux.

CGGV crée une filiale commune avec la société indonésienne Elnusa pour développer son marché en Asie du Sud-est, et en particulier son activité en Indonésie et au Vietnam.

TGS achète le spécialiste du monitoring permanent de réservoir Stingray, propriétaire d'un système de monitoring à fibre optique initialement développé pour la défense dans les années 1980 et la lutte anti sous-marins .

2.2.1.2.2 Des équipements géophysiques en constante évolution

CGGV dont la filiale Sercel est le leader sur le marché des équipements géophysiques (60% de part de marché) est optimiste pour 2012 et estime que le secteur de l'équipement devrait être porteur et générer une croissance de plus de 10%, voire proche de 15%.

Parmi les thèmes techniques porteurs en matière d'acquisition de données, on peut citer:

- l'augmentation du nombre de canaux sur les laboratoires d'enregistrement, et la possibilité d'enregistrement sans fils avec analyse en temps réel, comme avec le système UNITE de Sercel et le laboratoire d'enregistrement 428XL.
- l'essor de l'écoute micro-sismique pour le monitoring des réservoirs, soit à partir de système conventionnels (géophone, hydrophone) comme celui installé sur le champ de Valhall, soit à partir d'accéléromètres MEMS (chez Octio) ou encore de fibre optique comme chez OctoPlan, Sercel, PGS ou Stinray.
- la compétition entre les contracteurs pour offrir des solutions d'acquisition marine améliorant la bande de fréquences enregistrées, que ce soit chez CGGV avec la solution Broadseis et le streamer solid Sentinel, ou PGS avec le dual streamer.
- les méthodes électro-magnétiques et en particulier le CSEM (Controlled Source Electro Magnetic) qui continue son essor.

- la variante de Full Azimuth avec le Coil shooting, de Western Geco qui consiste à faire décrire au bateau une trajectoire circulaire translatée, une façon économique de couverture multi azimutale ne nécessitant qu'un bateau d'acquisition.

2.2.1.3 Au-delà de 2011, des perspectives encourageantes

Pour 2012, les équipes sismiques "non utilisées" en marine devraient se résorber notamment dans le Golfe du Mexique, ce qui permettra de rééquilibrer encore les surcapacités et devrait entraîner une hausse des prix.

A moyen terme, la capacité d'innovation technologique des contracteurs et les challenges de l'exploration pétrolière, devraient continuer à pousser l'activité vers le "high tech" et le renouvellement des équipements.

A plus long terme, un cours élevé du baril de brut, supérieur à 100\$, constitue une garantie de croissance pour l'activité d'exploration.

2.2.2 Le forage

2.2.2.1 Poursuite de la reprise à terre

On estime que 116 000 puits devraient être forés en 2011 dans le monde, soit une augmentation de 17% qui suit le rebond d'activité de 27% observé en 2010.

Le secteur du forage à terre qui représente 97% des puits dans le monde continue de se redresser sur les 6 premiers mois de 2011 avec +18% de croissance par rapport à 2010. Le secteur offshore, moins touché par la crise de 2009 mais victime du moratoire dans le golfe du Mexique, augmente de 4% sur les 6 premiers mois de 2011.

- **A terre**

Progression de l'activité

Sur les 6 premiers mois de l'année 2011 par rapport à la même période de 2010, l'activité mondiale poursuit sa reprise avec 18% de croissance après un fort rebond en 2010 de 28%.

Cette croissance est en grande partie due à l'activité de forage en Amérique du Nord qui augmente de 25% aussi bien aux États-Unis qu'au Canada. Elle avait fortement diminué en 2009 du fait de la crise économique et financière mondiale. Avec de l'ordre de 79 000 forage à terre attendus en Amérique du Nord cette année, on devrait retrouver un niveau d'activité enfin supérieur à l'avant crise qui était autour de 73 000 puits en 2008.

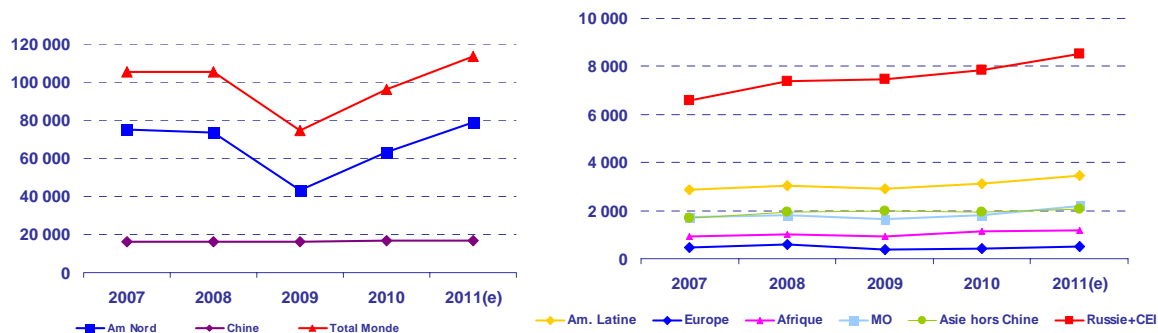
La deuxième région géographique à progresser fortement est le Moyen-Orient qui croît de 22%, principalement grâce au quasi triplement de l'activité de forage en Irak et la forte augmentation du Koweït (+60%). Les autres pays dont l'Iran et l'Arabie Saoudite ont une activité qui stagne.

L'Europe, et principalement les pays hors Mer du Nord (Italie, Danemark, Allemagne, Pologne et Espagne), se distinguent en 2011 avec une croissance qui devrait atteindre 20%. Elle est attribuée à des développements pétroliers et gaziers conventionnels, mais aussi au développement de gaz de schistes (Pologne, Espagne).

Aucune zone géographique ne régresse, l'Amérique Latine progresse de 10%, la Russie avec la CEI augmente de 8%, l'Asie du sud-est (hors Chine) et l'Afrique progressent chacun

de 6%. La plus faible progression revient à la Chine qui n'évolue que de 0,5% et qui concentre ses efforts sur les développements offshore.

Figure 11: Évolution du nombre de puits forés à terre par zone géographique, estimation 2011



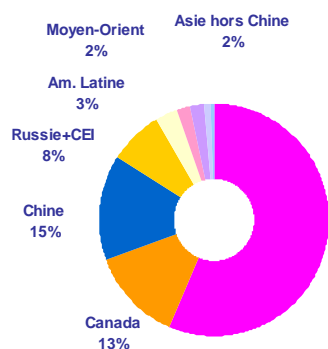
Sources: IFP, Baker Hughes, Spears & Associates

Localisation de l'activité

Sur les 113 500 puits attendus à terre en 2011, 55% sont localisés aux États-Unis. L'Amérique du Nord (États-Unis+Canada) représente 70% des puits forés dans le monde.

Les deux autres plus gros acteurs en matière de forage à terre sont la Chine (14% des forages) et la Russie (7% des forages). Au total, ces deux pays et l'Amérique du Nord concentrent 95% des forages à terre. L'Arabie Saoudite malgré ses réserves et sa production représente un peu moins de 2% des puits forés à terre par an, tout comme l'Asie du Sud-Est.

Figure 12: Nombre de puits forés à terre par zone géographique



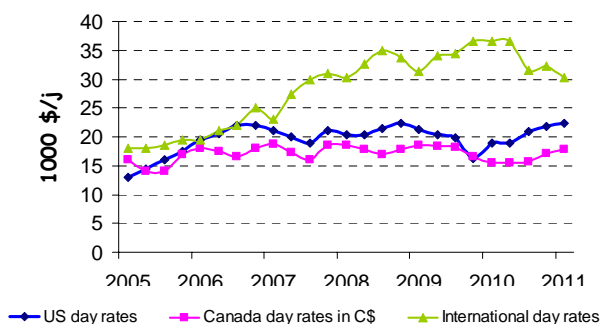
Sources: IFP, ODS-Petrodata

Taux de location à terre

Comme en 2010, on constate deux évolutions en opposition de phase, pour l'Amérique du Nord et le reste du monde, mais cette année dans le sens opposé.

En Amérique du Nord, sur le premier trimestre 2011, on constate sur un an, une nette reprise des taux de location à terre, ils augmentent de 18% aux États-Unis et de 15% au Canada. Cette reprise est principalement attribuable au nombre toujours plus élevé de forages horizontaux réalisés notamment pour la production de gaz de schistes.

Figure 13: Taux de location des rigs à terre en milliers de \$ pour les États-Unis, le Canada et l'international



A l'opposé, dans le reste du monde, après avoir dépassé les 35 000 \$/j en 2009, les taux de location reculent de 17% avec un taux moyen début 2011 de 30 000 \$/j.

- **En mer**

Le forage en mer progresse de 3,5% sur les six premiers mois de 2011 par rapport à la même période de 2010. En 2010, il avait progressé du même ordre (3%). Avec 3 400 forages offshore attendus en 2011, on ne retrouve pas encore le niveau d'avant la crise économique et financière qui était supérieur à 3 500 forages.

Progression de l'activité

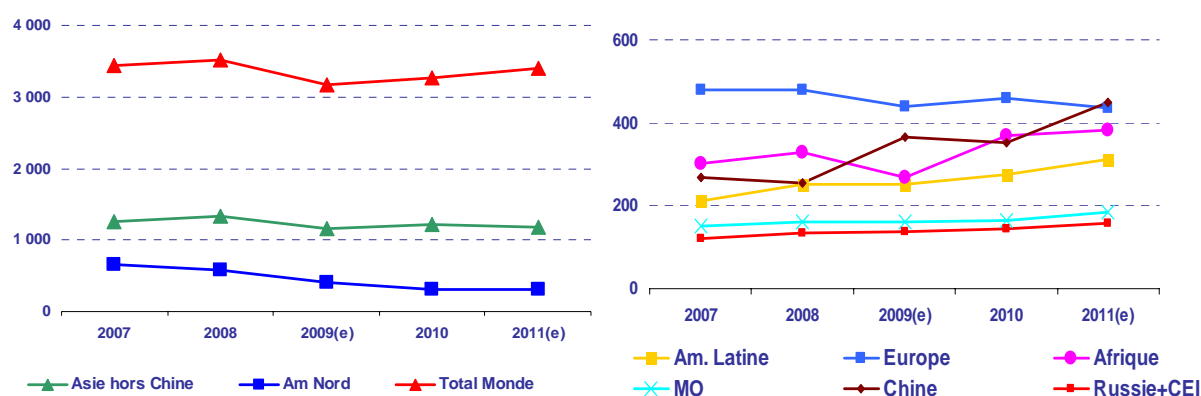
Sur les six premiers mois de 2011, la plus forte progression d'activité est enregistrée par la Chine (+27%) qui met en production 9 champs offshore. L'Asie du Sud, hors Chine qui est historiquement le plus gros acteur offshore, baisse par contre de 4% sur la même période par rapport à 2010.

La deuxième plus forte progression d'activité revient à l'Amérique Latine et en particulier au Brésil avec ses développements en offshore profond, la progression par rapport à 2010 est de 14%. Le Moyen-Orient suit de près avec 13% de progression, vient ensuite la Russie et la CEI qui progressent de 8%.

Le Golfe du Mexique ne progresse pas (-1%) sur les 6 premiers de 2011. Les effets du moratoire sur le forage profond, avec la difficulté pour les opérateurs d'obtenir de nouveaux permis de forage se fait toujours sentir. En 2010, suite à l'accident du puits Macondo l'activité dans le GOM avait chuté de 28%, alors que le secteur avait déjà subi lourdement la crise en 2009 avec -10% d'activité. L'année 2012 devrait enfin être celle de la reprise du forage dans le Golfe du Mexique.

L'activité offshore en Afrique, qui offre encore beaucoup de potentiel en matière de développement de réserves, continue de progresser (+4%), celle de la mer du Nord, par contre, baisse de 4% avec le ralentissement du développement de nouveaux champs.

Figure 14: Évolution du nombre de forages en mer par zone géographique, estimations 2011



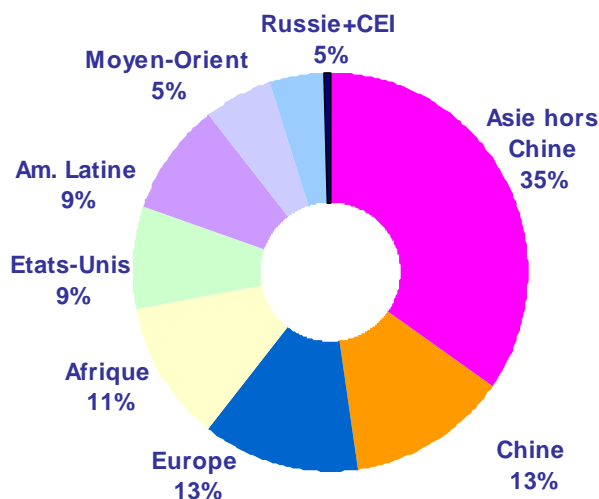
Sources: IFPEN, ODS-Petrodata

Localisation de l'activité

L'Asie du Sud-est compte pour près la moitié de l'activité mondiale, et la Chine seule pour 13%, à égalité avec l'Europe de Mer du Nord. L'Afrique avec les développements du Golfe du Guinée concentre 11% de l'activité.

L'Amérique Latine avec l'essor de l'offshore Brésilien a maintenant une activité à hauteur de celle du Golfe du Mexique avec 9% de part mondial. Vient ensuite l'activité du Moyen-Orient à égalité avec celle de la Russie et des anciennes républiques soviétiques.

Figure 15: Nombre de puits forés en mer par zones géographique



Sources: IFP, Baker Hughes, Spears & Associates

Le parc d'appareils de forage en mer

Les rigs de forages sous contrat à mi 2011 sont au nombre de 645, répartis pour plus de la moitié en jack up (56%), un quart en semi-submersibles et 10% en bateaux de forage (drilling ships).

Figure 16: Parc de rigs, répartition par type

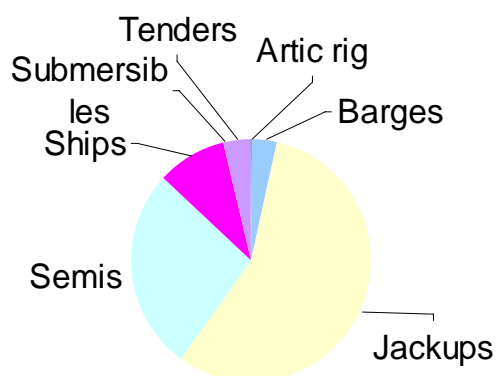
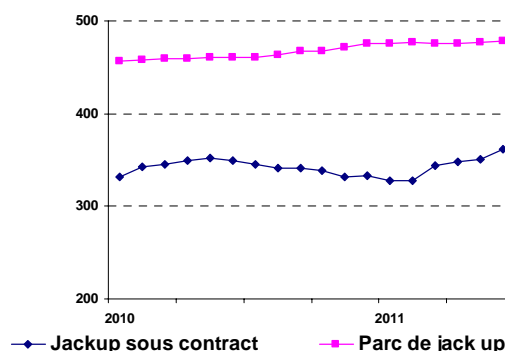


Figure 17: Parc de jack up et appareils sous contrat



Au premier semestre 2011, on dénombre seulement 3 rigs arctiques dans le monde, dont deux sous contrat. Il existe six rigs submersibles destinés à des forages par faible profondeur d'eau (moins de 100m) mais aucun n'est sous contrat. Il existe près d'une cinquantaine de barges de forages, leur taux d'utilisation est faible (44%).

Figure 18: Parc de semi-submersibles dont appareils sous contrat

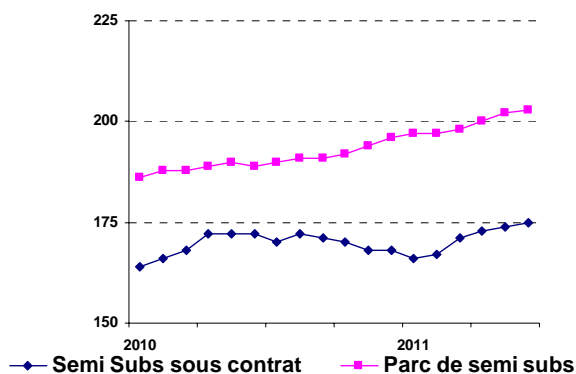
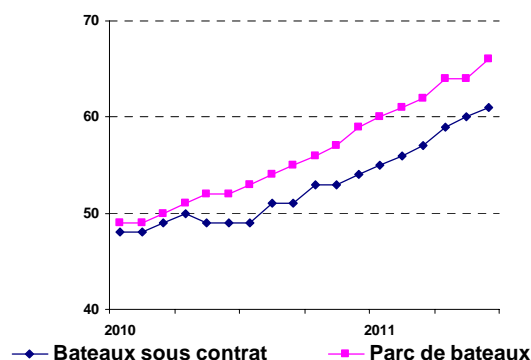


Figure 19: Parc de bateau de forage dont appareils sous contrat



Malgré un taux d'utilisation en baisse, on constate sur les six premiers mois de 2011 une croissance significative du parc de jack ups, semi-submersibles et bateau de forage de respectivement 4%, 6%, et 20%. Ce surplus contribue à maintenir une pression sur les taux de location empêchant leur remontée.

Taux d'utilisation en Offshore

Après avoir atteint un point bas au troisième trimestre 2009, les taux d'utilisation des appareils de forage offshore ont oscillé sur la période 2010-2011 autour d'un niveau bien inférieur à celui d'avant la crise.

Le taux moyen d'utilisation sur les six premiers mois de 2011 est de 77%, il est stable par rapport à 2010. Si l'on examine les jack ups, semi-submersibles et bateau de forage, leur taux moyen d'utilisation est respectivement de 72%, 86% et 92%, le recul sur un an est de l'ordre de 3% à 4%.

Figure 20: Taux d'utilisation des rigs offshore par zone géographique

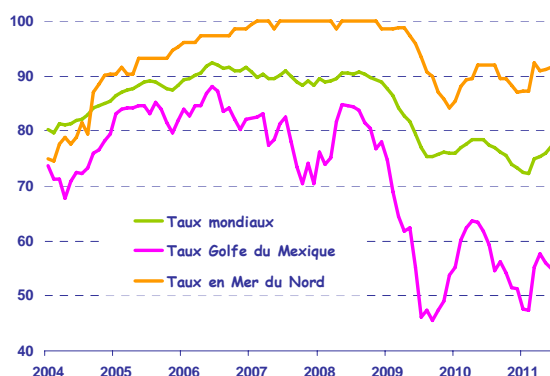
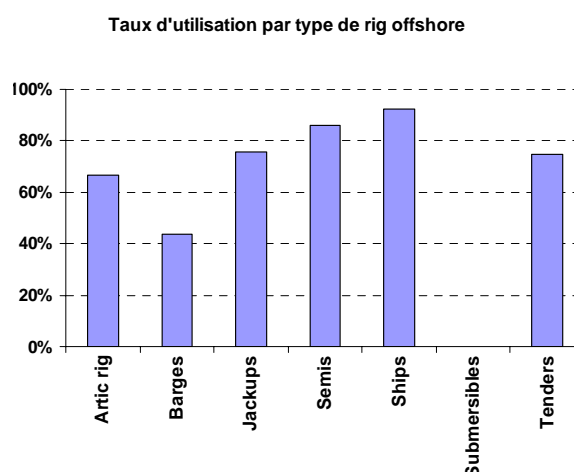


Figure 21: Taux d'utilisation par type de rig offshore



Conséquence de la crise économique et financière, les taux d'utilisation des rigs offshore ont tous chuté depuis le début de l'année 2009 dans des proportions plus ou moins fortes en fonction des zones géographiques.

Le Golfe du Mexique qui se situait à plus de 80% de taux d'utilisation avant la crise, voit ce taux passer en dessous de 50% mi-2009 pour rebondir à un peu plus de 60% début 2010.

L'accident du puits de Macondo fait rechuter mi 2010 les taux d'utilisation. Sur les six premiers mois de 2011, le taux d'utilisation moyen est à 53%, soit à -13% par rapport à la même période en 2010.

Le taux d'utilisation des rigs en Mer du Nord se stabilise autour de 90%, mais ne retrouve pas son niveau d'avant crise proche des 100%.

Taux de location en Offshore

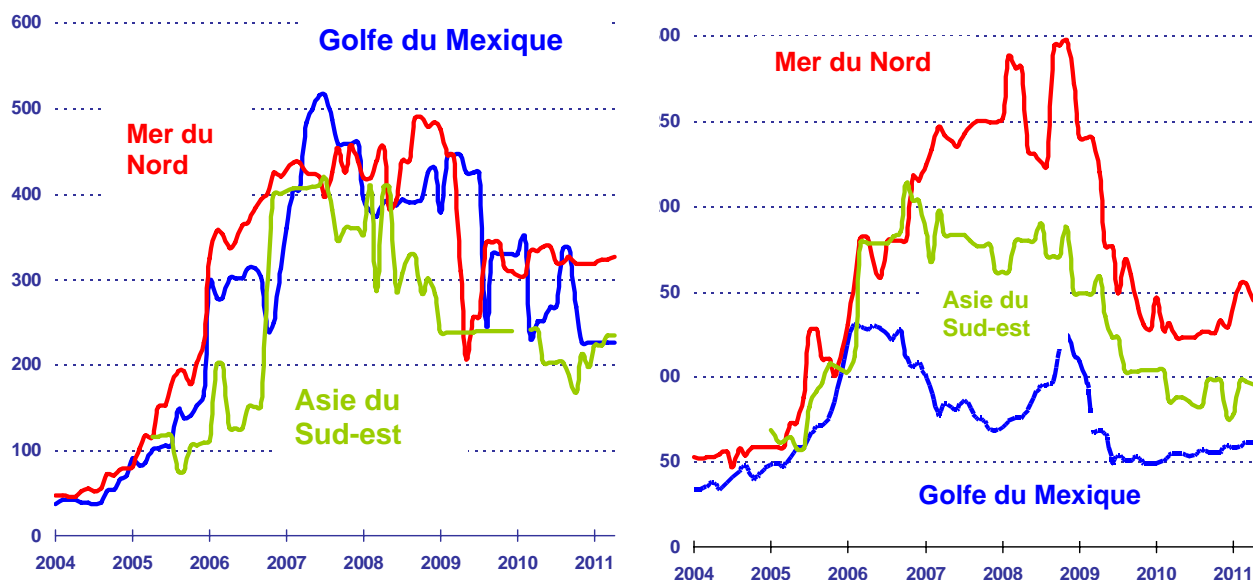
De manière générale, toutes régions confondues, les taux de location restent très en dessous des taux de location d'avant la crise 2008-2009 (voir figures 22 et 23). On observe cependant une stabilisation et une reprise globale des taux de location de jack ups (+10%) alors que les taux de location pour l'offshore profond et les semi-submersibles reculent inversement de 10%.

Dans le Golfe du Mexique, les taux de location des jack ups sur le premier trimestre 2011 progressent de 16%, soit la plus forte hausse observée, signe d'un report de l'activité de forage vers le mer peu profonde. Conséquence de l'accident de Macondo et du moratoire, les taux de location des semi-submersibles chutent de 22%.

En mer du Nord, la progression des taux de location des jack ups est aussi significative avec 13%, mais moins forte que pour le Golfe du Mexique. Le taux de location des semi-submersibles sont quand à eux restés quasi stables.

Corrélativement avec la baisse d'activité observée en Asie du Sud-est, les taux de location dans cette région ont baissé de 4 à 5% pour les jack ups et les semi-submersibles.

Figure 22: Taux de location (en milliers \$/j) des semi-submersibles par zone géographique **Figure 23: Taux de location (en milliers \$/j) des jack-ups par zone géographique**



Sources: IFP, ODS-Petrodata

2.2.2.2 Les marchés du forage à terre et en mer

On a assisté en 2010 à un rebond du **marché en terre** de 15%. Sur les six premiers mois de 2011, ce rebond se poursuit et s'amplifie avec une croissance de 20%.

Le marché en mer avait chuté de 8% en 2010. Sur les 6 premiers mois de 2011 le marché offshore ne parvient pas à enrayer totalement cette baisse et continue de baisser de 3%

2.2.2.2.1 Un marché du forage à terre en forte croissance

Sur les 6 premiers mois de 2011, **la poursuite du rebond du marché du forage à terre est estimée à 20%**. Le chiffre d'affaires global devrait s'établir à 22G\$ cette année, il avait été durement touché en 2009 avec 30% de baisse notamment en Amérique du Nord. Cette croissance est aidée par la reprise des taux de location à terre en Amérique du Nord.

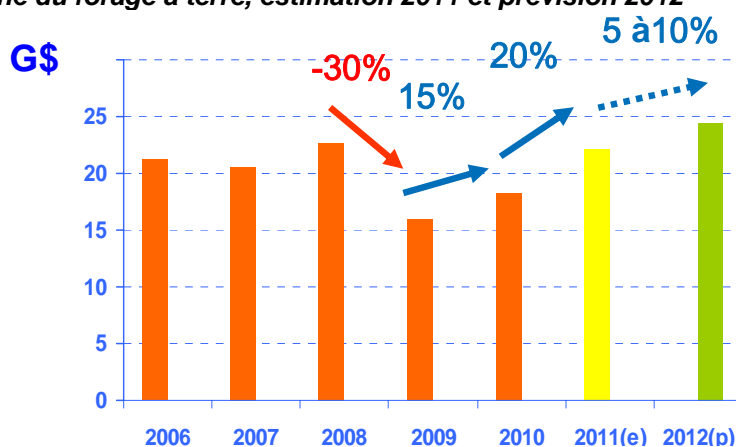
Cinq sociétés se partagent 50% du marché mondial du forage à terre, le leader du secteur est Nabors Industries avec 18% de parts de marché, suivi par Helmerich & Payne, 10% et Ensign Resource Services, 9%. Les autres sociétés ont moins de 7% de parts de marché.

Tableau 2: Parts de marché 2010 des principaux acteurs du forage à terre

Sociétés de forage à terre	Part de marché 2010 en %
Nabors Industries	18%
Helmerich & Payne	10%
Ensign Resource Services	9%
Precision Drilling Corp.	7%
Patterson-UTI Energy, Inc.	7%
Saipem SPA	6%
KCA/Deutag Drilling	3%
Unit Corporation	2%
Parker Drilling	1%
Rowan Companies	1%

Ensign Resource Services a acquis en septembre 2011 la division forage à terre de Rowan Companies (Rowan Land Drilling) ce qui lui permet de renforcer sa présence aux États-Unis.

Figure 24: Marché du forage à terre, estimation 2011 et prévision 2012



Sources: IFP, Spears & Associates

Pour 2012, on peut espérer une poursuite du rebond du marché avec une croissance du chiffre d'affaires de l'ordre de +5% à 10%. Comme en 2011, la croissance devrait être portée par le développement des gisements d'huile de schiste aux États-Unis.

2.2.2.2 Un marché du forage offshore en convalescence

Sur les six premiers mois de 2011, **on évalue la baisse du marché à 3%**. La marée noire du Golfe du Mexique, avait déjà déstabilisé le marché en 2010 avec une baisse de 8%. La catastrophe a conduit à un moratoire et à un réexamen des procédures d'allocation de permis et un renforcement des contraintes techniques pour les forages offshore profonds et haute pression. Le Brésil et la Norvège ainsi que d'autres les pays ayant une activité en offshore profond ont suivi et revu aussi leurs conditions d'octroi des permis.

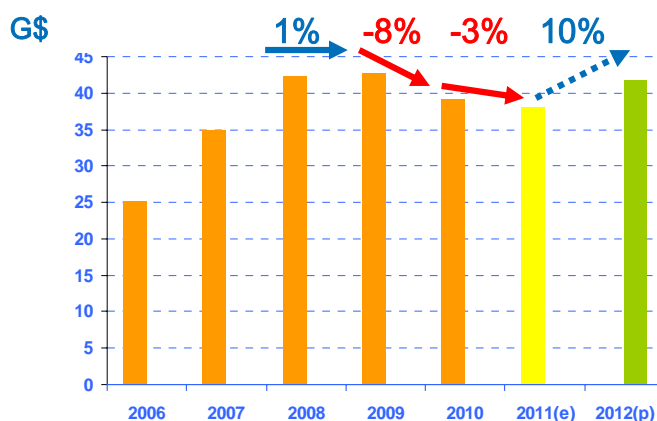
Cinq sociétés se partagent 50% du marché mondial. Le leader du secteur est toujours Transocean; suite à ses déboires dans le Golfe du Mexique, il perd néanmoins 5% de part de marché mondial. Parmi les cinq grands acteurs de l'offshore, seul Seadrill gagne en parts de marché par rapport à 2009, le report s'est fait sur des acteurs de plus petites taille comme Saipem. Le rachat de Pride par ENSCO permet à ce dernier de devenir le quatrième acteur en terme de parts de marché, juste derrière Diamond Offshore.

Tableau 3: Parts de marché 2010 des principaux acteurs du forage en mer

Sociétés de forage en mer	Part de marché 2010 en %
Transocean Inc.	22,4%
SeaDrill	9,5%
Diamond Offshore	7,6%
Noble Drilling	6,3%
ENSCO International, Inc.	4,0%
Pride International, Inc.	3,4%
COSL	3,2%
KCA/Deutag Drilling	2,6%
Dolphin Drilling	2,4%
Rowan Companies	2,4%
Saipem SPA	2,3%
Nabors Industries	1,6%
Atwood Oceanics	1,5%

Les effets du moratoire ont continué a se faire sentir en 2011. L'activité de forage n'a repris que lentement depuis février. Entre février et juillet le rythme de délivrance des permis de forer était deux fois plus faible qu'en 2009. La situation devrait s'améliorer en 2012.

Figure 25: Marché du forage en mer, estimation 2009 et prévision 2010



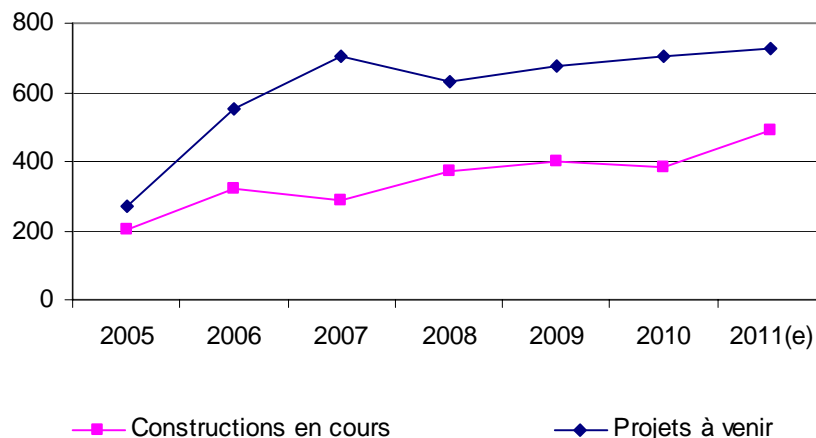
Sources: IFP, Spears & Associates

2.2.3 La construction offshore

2.2.3.1 Une activité en forte progression

Après une année 2010 en légère baisse de 4%, les six premiers mois de 2011 indiquent une très nette reprise d'activité, tous supports offshore confondus (plateformes fixes, flottantes et subsea), de l'ordre de 30%.

Figure 26: Constructions offshore en cours en 2011 et projets à venir sur la période 2005-2011



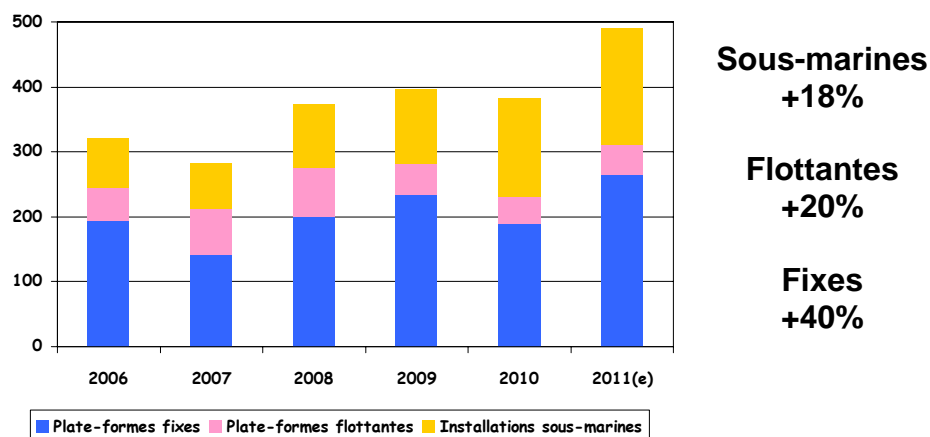
Depuis 2005, le nombre de constructions offshore a suivi une croissance moyenne de 15% par an. La crise financière et économique s'est principalement traduite par une pause de l'activité en 2010 et une modération de la croissance des projets à venir qui est passée après 2008, à moins de 5% par an.

Sur les six premiers mois de 2011, le nombre de **plateformes fixes** en construction a progressé fortement de 40%, signe d'un regain d'intérêt pour le développement des zones à moins forte profondeur d'eau, mais signe surtout d'un rattrapage d'activité car la construction dans ce domaine avait chuté de 20% en 2010.

Le nombre de **plateformes flottantes** rebondit aussi, progressant de 20% sur les six premiers mois de 2011, alors qu'il avait lourdement chuté en 2009 et 2010 de respectivement 35% et 20%.

La croissance du nombre d'**infrastructures sous-marines** continue, elle est estimée pour 2011 à 18%, elle n'avait pas subi la crise les deux années précédentes (progressions de 18% en 2009 et 20% en 2010).

Figure 27: Nombre de constructions offshore par type



En matière de **projets à venir**, le nombre de plateformes fixes devrait marquer le pas en 2011 avec -9% de projets par rapport à 2010.

Les projets de plateformes flottantes devraient progresser fortement de +30% et rattraper le retard des deux années précédentes.

Les projets d'infrastructure sous-marines devraient continuer de progresser sur 2011 de 8%, comme l'année précédente.

On estime à 490 le nombre de constructions en cours sur 2011 se répartissant pour plus de la moitié en plateformes fixes (55%), 35% en développements sous-marins et 10% en plateformes flottantes.

Dans le même temps, les projets planifiés pour les années à venir (identifiés en 2011) représentent 720 unités. Ils concernent pour la moitié des projets des plateformes fixes, un tiers des développements sous-marins, et près de 20% des plateformes flottantes.

Figure 28: Répartition géographique des constructions offshore en 2011 (estimation)

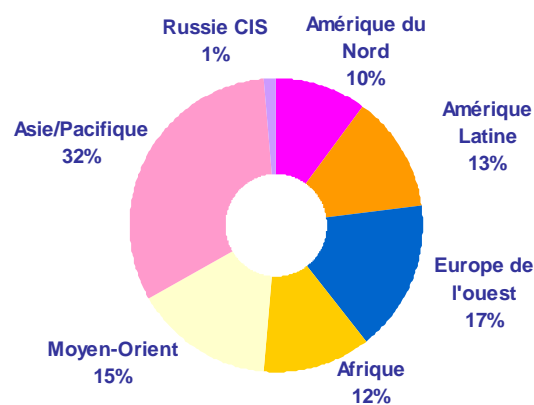
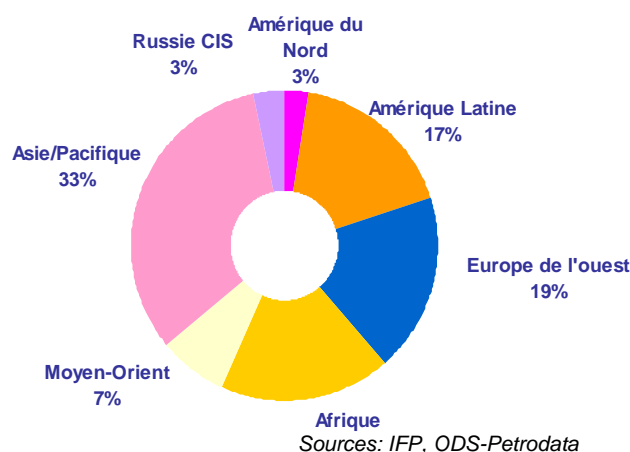


Figure 29: Répartition géographique des projets à venir au delà de 2011 (estimation)



• Activité par zone géographique

Tous types de construction compris, toutes les zones géographiques progressent, exceptés la Russie et la CEI. Les grandes régions qui concentrent l'activité de construction offshore sont:

- **l'Asie Pacifique** (32%) et plus particulièrement l'Asie du Sud-est et l'Inde, dont les taux de croissance en 2011 devraient être de l'ordre de 75% et 50%.
- **le Moyen-Orient** (15%), dont les constructions sont essentiellement des plateformes fixes, devrait dépasser les 50% de croissance en 2011.
- **l'Afrique de l'Ouest** (12%) et en particulier le Golfe de Guinée qui compte principalement des plateformes fixes et de nombreux développements sous-marins. L'activité de construction pour cette zone devrait être relativement stable en 2011, elle avait particulièrement augmentée (+27%) en 2010.
- **l'Europe de l'Ouest** (17%) et de la Mer du Nord qui continue de se développer pour palier au déclin de sa production. Selon le Norwegian Petroleum Directorate, 8 champs devraient entrer en production entre 2011 et 2014 (Goliat, Gudrun, Marulk, Oselvar, Skarv, Tym, Yme). On devrait enregistrer sur 2011 une forte progression d'activité (+40%), la progression en 2010 avait déjà été de 34%.
- **l'Amérique Latine** avec le Brésil qui poursuit le développement de ses champs géants, sa progression en 2011 devrait être de 17%.

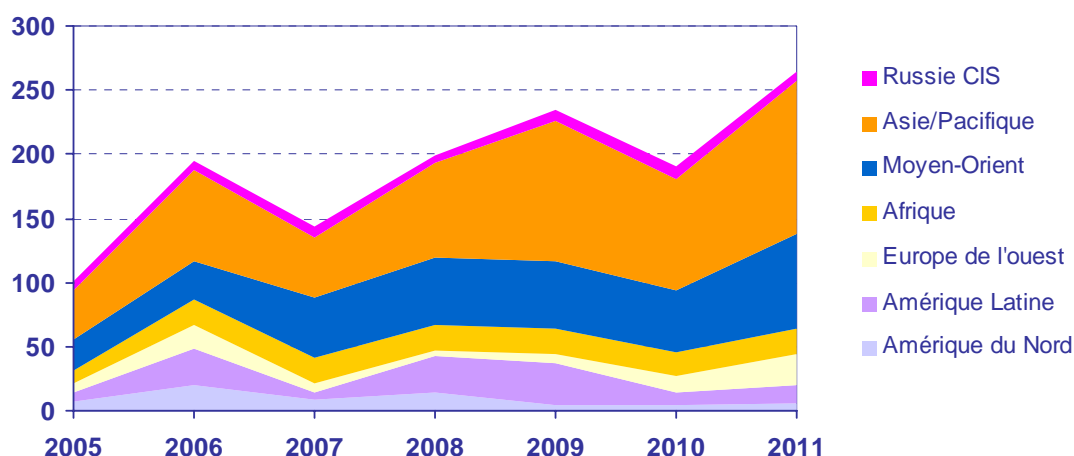
- **le Golfe du Mexique** (10%) qui malgré le moratoire sur le forage offshore a autorisé la reprise de l'activité de forage pour les compagnies dont les développements de champs avaient été initialement autorisés enregistre une hausse de la construction offshore de 30%.
- **la Russie avec la CEI** (1%°) est la seule zone qui devrait régresser en 2011 avec seulement 7 constructions offshore comptabilisées, soit une baisse de 35% par rapport à 2010.

On notera concernant la répartition géographique des projets à venir, le déséquilibre pour le Golfe du Mexique et le Moyen-Orient, qui représentent, respectivement 3 et 7% des unités à venir soit nettement moins que leur parc existant.

- **Les plateformes fixes**

Après une année 2010 où l'activité avait baissé de 20%, les six premiers mois de 2011, montrent un rebond de 40% de l'activité de construction de plateformes fixes. Cette hausse s'explique par un report d'activité sur les zones à faible profondeur d'eau, notamment et surtout dans le Golfe du Mexique. Cette dernière région devrait connaître en 2011 une croissance de 33% pour ce type de support fixe.

Figure 30: Nombre de constructions de plateformes fixes depuis 2005



Ce type de plateformes est particulièrement utilisé en Asie-Pacifique et au Moyen-Orient, ces deux régions représentent respectivement 45% et 28% de l'activité mondiale, et totalisent toutes les deux quasiment les $\frac{3}{4}$ de la construction mondiale de plateformes fixes. Les trois autres zones géographiques où ce type de support est utilisé sont l'Europe de l'Ouest, l'Afrique et l'Amérique Latine avec respectivement, 9%, 8% et 6%.

L'Europe de l'Ouest devrait en 2011 doubler son activité, les deux autres plus fortes progressions concernent l'Asie du Sud-est (+64%) et l'Amérique Latine (+53%). Parmi les régions qui connaissent une baisse de construction, on trouve l'Extrême Orient (-44%), la Russie et la mer Caspienne (-33%), l'Australie et la Nouvelle Zélande (-25%).

Figure 31: Nombre de constructions de plateformes fixes en 2011 (estimation)

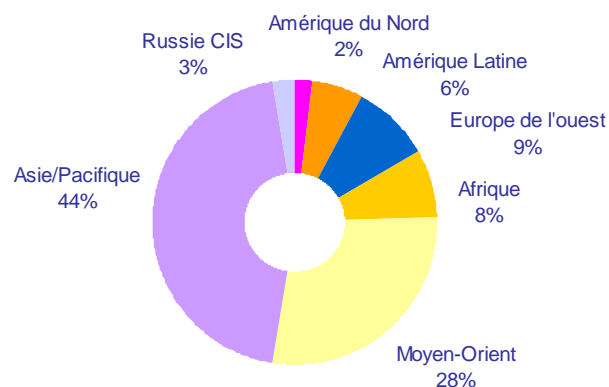
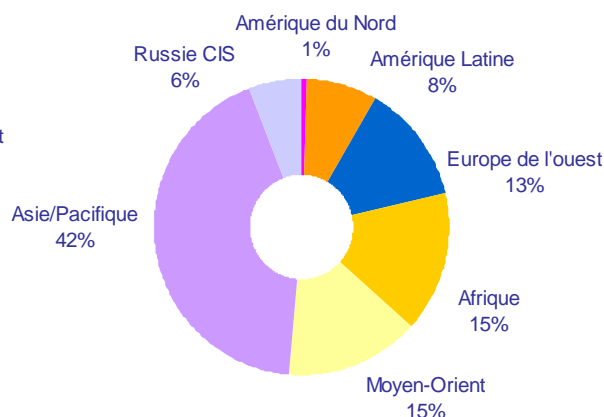


Figure 32: Nombre de projets à venir de plateformes fixes au delà de 2011 (estimation)



Sources: IFP, ODS-Petrodata

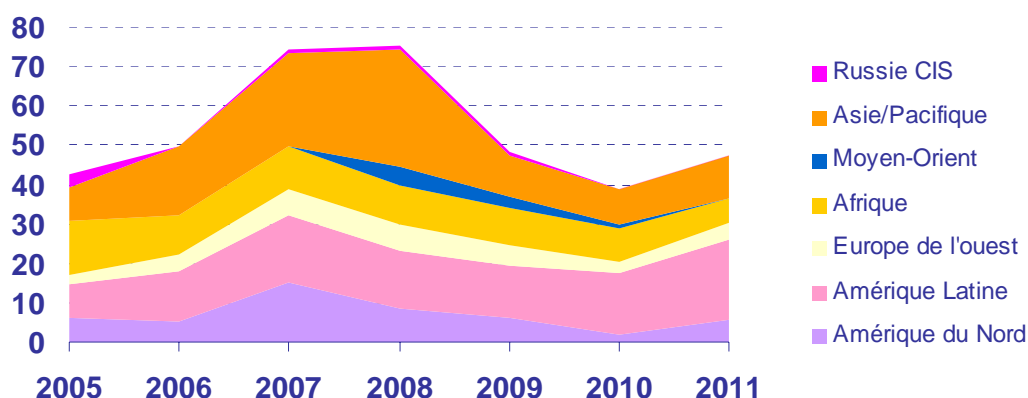
En termes de projets à venir au delà de 2011, on note sur les 6 premiers mois de 2011, une baisse générale de 9% mais qui est de l'ordre de 50% pour le Golfe du Mexique et 44% pour la Russie et mer Caspienne. Seuls les projets au Brésil continuent de progresser (+50%).

• Les plateformes flottantes

Sur les six premiers mois de 2011, le nombre de plateformes flottantes en construction progresse de 20%, ce rebond fait suite à deux années successives de chute d'activité, la baisse avait été en 2009 et 2010 de respectivement 35% et 20%.

Ce type de support de production, qui regroupe les semi-submersibles et les FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) est destiné à la production de champs pour des profondeurs d'eau supérieures à 300m, il ne représente qu'une dizaine de pourcents des constructions offshore mondiales.

Figure 33: Nombre de constructions de plateformes flottantes depuis 2005



Sources: IFP, ODS-Petrodata

Les constructions de plateformes flottantes sont principalement localisées en Amérique Latine (43%), en Asie du Sud-est (17%) et dans le Golfe du Mexique (12%). L'Afrique et l'Europe de l'Ouest comptent chacune pour 9%.

La plus forte progression d'activité revient au Golfe du Mexique, l'activité de construction en 2010, suite au moratoire sur l'offshore profond avait chuté à deux unités, on devrait en 2011 retrouver le niveau d'activité de 2009, soit de l'ordre de 6 unités.

Toutes les autres zones géographiques montrent une forte progression de l'activité, +40% pour l'Europe de l'Ouest, +30% pour l'Amérique Latine et l'Asie du Sud-est. Seule l'Afrique baisse (-20%), ce type de développement étant délaissé dans le Golfe du Guinée au profit des développements sous-marins.

Figure 34: Nombre de constructions de plateformes flottantes en 2011 (estimation)

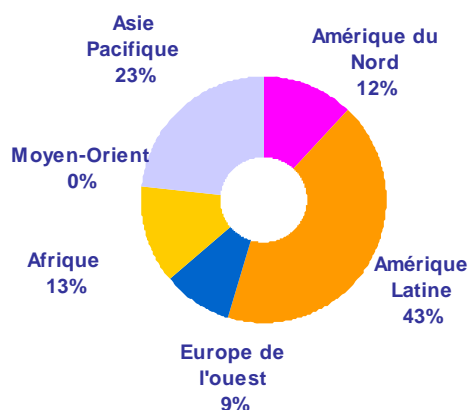
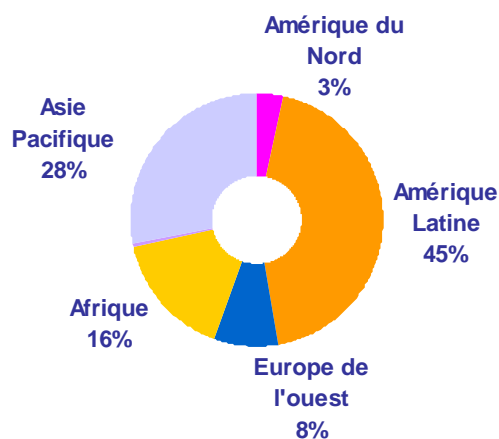


Figure 35: Nombre de projets à venir de plateformes flottantes au delà de 2011 (estimation)



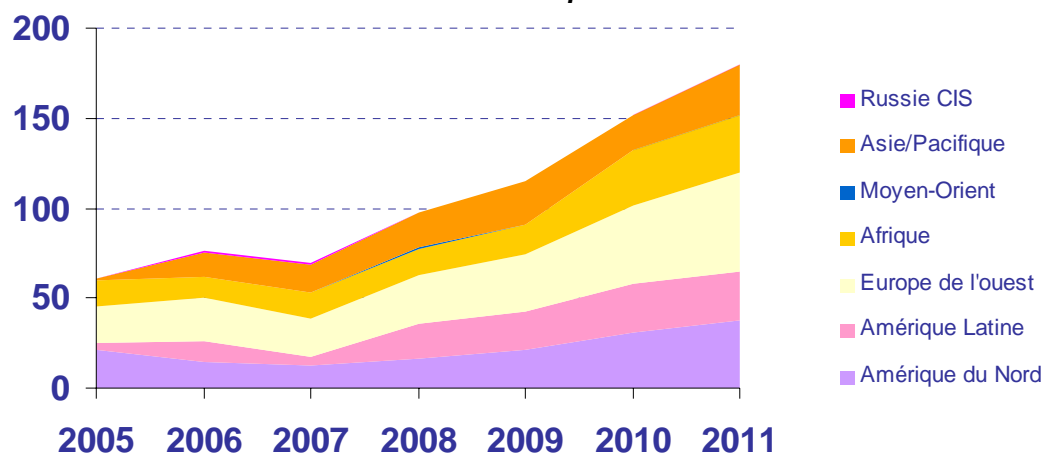
Le nombre de projets planifiés au delà de 2011 est en augmentation de 34%, toutes les régions du monde progressent excepté le Golfe du Mexique (-10%). Les zones qui montrent les plus fortes progressions sont l'Amérique Latine (+50%) et l'Afrique (+45%).

• Les installations sous-marines

La croissance du nombre de développements sous-marins continue, elle est estimée pour 2011 à 18%, elle n'a pas connu la crise les deux années précédentes avec des progressions de 18 et 20% en 2009 et 2010.

L'avantage de ces installations est de permettre de relier les têtes de puits d'un champ éloigné à un support de production existant par un raccord sous-marin. Elles sont particulièrement utilisées pour le développement de champs satellites où des plateformes de production sont déjà présentes. Mais elles sont aussi utilisées pour mutualiser les coûts de grands développements régionaux, une seule structure flottante sert alors au développement de plusieurs champs de grandes tailles.

Figure 36: Nombre de constructions sous-marines depuis 2005



Sur les six premiers mois de 2011, l'activité de construction sous-marine est localisée pour 30% en Europe de l'Ouest, principalement pour le développement des champs satellites de Mer du Nord. Le Golfe du Mexique concentre 20% des constructions sous-marines. L'Afrique de l'Ouest compte pour 18%, l'Amérique Latine avec le Brésil pour 15%. Les activités de développement en Australie et Nouvelle Zélande représentent 6% des développements mondiaux sous-marins.

Seuls le Moyen-Orient et la Russie/Mer Caspienne ne comptent pas de développement offshore de ce type.

Figure 37: Nombre de constructions d'infrastructures sous-marines en 2011 (estimation)

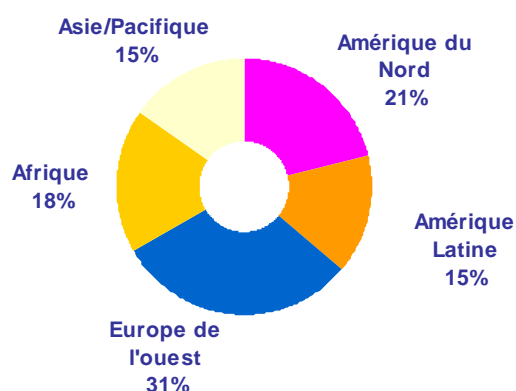
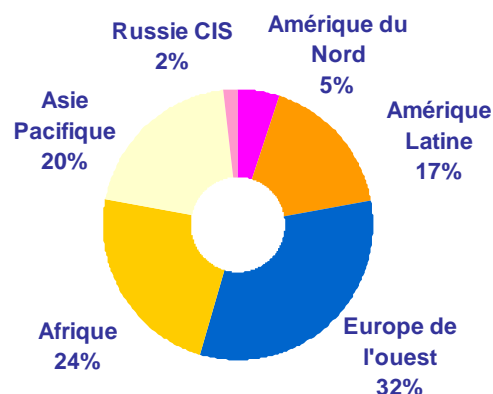


Figure 38: Nombre de projets à venir d'infrastructures sous-marines au delà de 2011 (estimation)



Sources: IFP, ODS-Petrodata

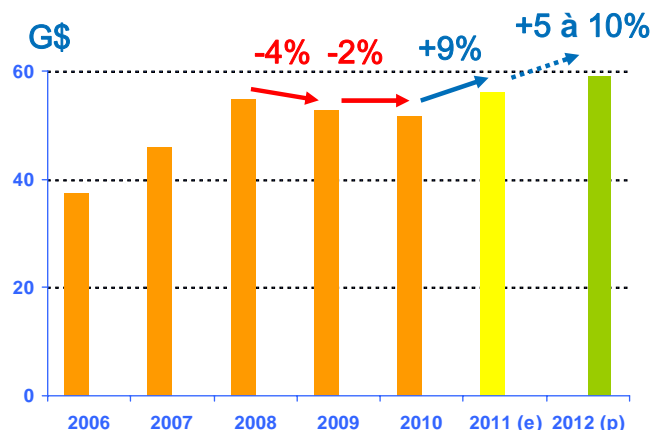
Concernant les projets sous-marins planifiés au delà de 2011, la croissance pour 2010 devrait être de 8%, les deux plus fortes zones de progression étant l'Asie du Sud-est et l'Inde, avec respectivement +130% et +50% de projets.

2.2.3.2 Un chiffre d'affaires global en hausse

Le chiffre d'affaires du marché de la construction offshore a doublé entre 2005 et 2008 avec plusieurs années de forte croissance il est passé de 27 G\$ à plus de 50 G\$. La crise de 2009 a cassé cette dynamique, avec successivement deux années de baisse de 4% et 2%.

Les 6 premiers mois de 2011 indiquent un net changement de tendance avec une reprise du marché estimée en 2011 à 9%, soit un montant de 55 G\$ comparable au chiffre d'affaires de l'avant crise.

Figure 39: Marché de la construction offshore, estimation 2011 et prévision 2012



Sources: IFP

Cinq sociétés concentrent 50% du marché mondial de la construction offshore.

Tableau 4: Parts de marché 2010 des principaux acteurs de la construction offshore

Sociétés de construction offshore	Part de marché 2010 en %
Aker Solutions	14%
Saipem	12%
Technip	10%
FMC Technologies	8%
SBM Offshore	6%
KBR	6%
Mc Dermott International	5%
Acergy	5%
Subsea	4%
Helix Energy Solutions	2%
Oceaneering	2%
Cal Dive	1%
Global Industries	1%

2.2.3.3 Des perspectives toujours favorables dans l'offshore profond

La reprise du marché devrait se poursuivre en 2012. Les carnets de commande des principaux acteurs sont en hausse d'environ 20% par rapport à leur niveau de l'année dernière. La croissance devrait être particulièrement forte pour les installations sous-marines, segment de marché générateur de marge et de croissance. Les sociétés ayant une forte proportion de leur activité sur ce marché connaissent une croissance particulièrement élevée de leurs carnets de commandes: + 57% pour le nouvel ensemble Subsea/Acergy, +74% pour FMC.

Les contraintes en matière de pollution et de rejets pour les compagnies pétrolières, devraient continuer de s'intensifier notamment suite aux problèmes liés à des incidents de production:

- **Shell** pourrait être poursuivie pour les fuites de brut en mer du Nord sur le champ de Gannet Alpha, des investigations ont d'ores et déjà commencé.
- **ConocoPhillips** a du cesser d'exploiter son plus grand champ offshore en Chine, les autorités Chinoises n'étant pas satisfaites du colmatage réalisé sur une fuite de pétrole dans le Golfe de Bohai.

Fusions-acquisitions 2011:

La fusion d'Acergy et de Subsea 7 est effective depuis janvier 2011. La nouvelle entité dispose maintenant de 40 navires. Elle peut intervenir à tous les niveaux de la construction sous-marine, de l'ingénierie, de la construction et des services.

Technip via une offre publique d'achat amicale prend le contrôle de Global Industries, spécialiste du développement des champs sous-marins. Technip bénéficiera des 16 navires de pose de conduites de Global Industries, qui suite au moratoire dans le golfe du Mexique ont des taux d'utilisation de moins de 50%.

2.3 Pour conclure

L'année 2011 prolonge et renforce la reprise des investissements en exploration et production constatée en 2010. La reprise de l'activité se confirme pour tous les principaux segments du secteur parapétrolier amont. Alors qu'en 2010 les marchés parapétroliers étaient restés déprimés en raison de prix bas dus à la permanence de surcapacités, ils sont repartis à la hausse en 2011, à l'exception du forage offshore qui souffre encore de la situation dans le Golfe du Mexique où le retour au niveau d'activité d'avant Macondo ne devrait intervenir qu'en 2012.

Portés par un niveau élevé du cours du baril, les investissements des compagnies pétrolières en exploration et production devraient atteindre cette année un niveau record de plus de 540 G\$, en hausse de 15% par rapport à l'année précédente.

La hausse des investissements devrait se poursuivre en 2012 avec notamment d'importants développements à terre aux États-Unis (huiles et gaz de schiste), l'offshore brésilien, les projets de GNL en Australie et le développement des champs irakiens. Le secteur parapétrolier devrait profiter de la croissance dans un contexte où les prix des services et équipements repartent globalement à la hausse.

Tableau 5: Tableau résumé de l'évolution des investissements et des marchés analysés

	2010	2011	2012
Investissements E&P	13%	15%	5 à 10%
Amérique du Nord	37%	16%	
Reste du monde	6%	15%	
Marché Géophysique	-5 %	+7%	5 à 10%
Marché Forage			
à terre	+15%	+20%	5 à 10%
en mer	-8%	-3%	+10%
Marché Construction offshore	-2%	+9 %	5 à 10%

3 Raffinage: marchés matures/émergents, enjeux multiples

Globalement après la crise de 2008/2009 qui a vu le secteur du raffinage en grandes difficultés, 2010 apparaît comme une année mieux orientée. Le redémarrage de la demande mondiale s'est traduit par une baisse des surcapacités (effet renforcé par le report de certains grands projets de construction) et par une meilleure utilisation des raffineries ce qui a permis -par rapport à un niveau historiquement bas à la fin 2009- un certain rétablissement des marges de raffinage, qui restent toutefois à des niveaux médiocres. Consécutivement les résultats financiers des compagnies se sont légèrement redressés. Dans ce contexte qui reste difficile, les dépenses globales dans le secteur du raffinage sont restées stables en 2010 en raison d'un glissement dans le temps des effets de la crise.

En 2011, après un début d'année dans la continuité de l'année précédente, les surcapacités réapparaissent sous le double effet d'un ralentissement de la demande et d'une reprise des projets de nouvelles capacités. Cette évolution est défavorable à un rétablissement général des marges permettant une rentabilité suffisante de l'activité. Ceci se traduit par de nouvelles annonces de fermetures et des difficultés à trouver des acheteurs aux actifs en vente.

Dans les pays industrialisés, les perspectives au delà de 2011 sont peu encourageantes pour les raffineurs en raison de la nécessité d'engager d'importants investissements, de faire face aux évolutions de la réglementation (teneur en soufre des soutes, quotas CO2 ...), des surcapacités et des perspectives de faibles marges de raffinage. La stratégie actuelle adoptée par de nombreuses compagnies qui consiste à se désengager de leurs activités aval semble se généraliser et répond à une perte de confiance durable des investisseurs dans les activités de raffinage. Les investissements décidés dans les pays industrialisés s'orientent vers plus de complexité et de flexibilité, et moins de nouvelles capacités. Les nouveaux éléments macroéconomiques survenus au deuxième semestre 2011 –crise de la dette souveraine- et les politiques restrictives qui s'ensuivront constituent des facteurs aggravants pour le raffinage dans les pays industrialisés notamment aux États Unis et en Europe.

La situation des pays émergents est fort différente. Peu affectés pour le moment par la crise, les besoins internes s'intensifient et la construction de nouvelles capacités suit l'évolution de la demande. Certains opérateurs s'orientent même vers des activités d'exportation avec pour conséquence de renforcer à plus ou moins brève échéance le caractère excédentaire du marché. En termes d'investissements les pays émergents s'attachent à la nécessité de maintenir un équilibre entre investissements, en termes de capacités et de complexité, et demande tout en répondant aux contraintes environnementales, essentiellement sur la qualité des produits.

S'agissant des pays producteurs de pétrole, la situation est relativement similaire à celle des pays dits émergents. Tout en assurant l'approvisionnement de leur marché interne en forte expansion leur stratégie vise également les marchés à l'exportation (grands projets de raffineries à l'exportation).

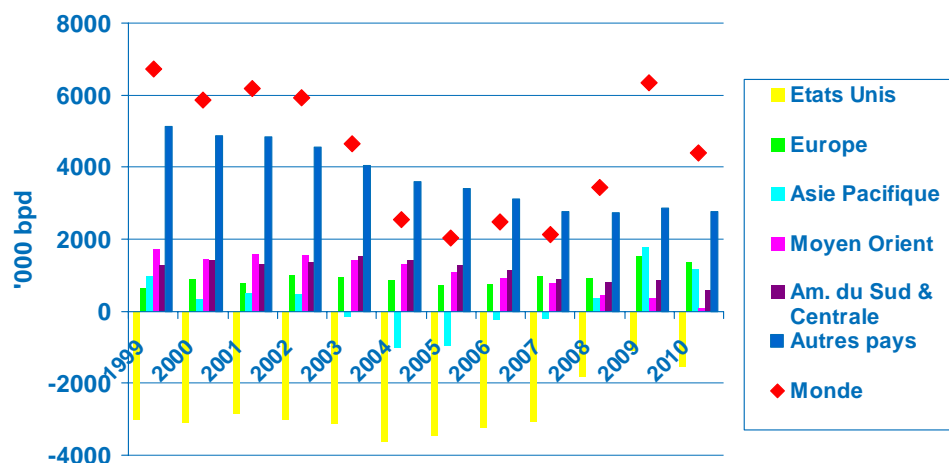
3.1 Après une pause, nouvelle aggravation des surcapacités mondiales de raffinage

L'année **2010** est marquée par une baisse de l'excédent des capacités mondiales de raffinage qui passe de 6,4 Mb/j en 2009 à 4,4 Mb/j en 2010, après deux années de forte augmentation en raison d'une baisse sensible de la demande. Le redémarrage de celle-ci en 2010 (+3,2% selon l'AIE pour atteindre 88,3 Mb/j), tirée par une certaine reprise économique dans les pays industrialisés et par la croissance continue de l'Inde et de la Chine, est à l'origine de ce changement de tendance. Le crise économique et financière de 2008 n'avait pas altéré profondément l'évolution des capacités de raffinage au niveau mondial qui ont

continué d'augmenter. Cette constatation au niveau mondial masque évidemment des situations extrêmement contrastées dans les différentes régions du globe.

Toutes les régions enregistrent des excédents à l'exception des États Unis qui accentuent le degré de dépendance au niveau de ses capacités de raffinage: la demande connaît sa première augmentation depuis 2006 (+2%) alors que les capacités de raffinage enregistrent une légère baisse. L'augmentation de la demande concerne surtout les distillats moyens (+4,0%) et le fuel lourd (+7,7%) mais également tous les autres produits¹. Cette hausse a permis l'augmentation du taux d'utilisation des raffineries sans recourir à l'investissement dans de nouvelles capacités de raffinage.

Figure 40: Excédent/déficit en capacités de raffinage, par grandes zones



Source: IFP à partir du BP Statistical Review of World energy 2010

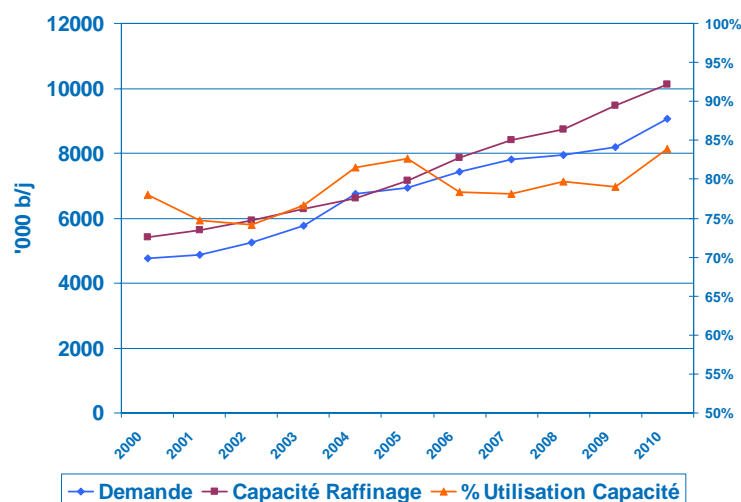
En Asie-Pacifique, après une année 2009 exceptionnelle (+6,0%) gonflée par la mise en opération de la raffinerie géante de Jamnagar SEZ en Inde (580 kb/j), l'installation de nouvelles capacités retrouve une croissance plus modérée -bien qu'encore élevée (+2,7%) en comparaison aux autres régions du monde-, plus en accord avec l'évolution historique à moyen terme. Dans le même temps, après deux années de relative stabilité, la demande de pétrole repart vigoureusement (+5,3%) se traduisant par une surcapacité raisonnable (+1,1 Mb/j). L'accélération de la demande est comblée à la fois par des taux d'utilisation des raffineries plus importants (84%) et surtout par une intensification des investissements dans de nouvelles capacités (+2,7%). La Chine, leader incontestable de cette zone, présente encore une fois des performances remarquables: la demande progresse (+10,4%) pendant que la croissance des capacités de raffinage enregistrent un léger ralentissement (+6,8% au lieu de +8,7% l'année précédente). A l'instar de la zone Asie Pacifique, la Chine a recours à l'investissement dans de nouvelles capacités mais a aussi eu une utilisation plus intensive de son outil de raffinage existant pour palier à la forte augmentation de sa demande.

L'Europe est la seule région à connaître à la fois une baisse de la demande (-0,9%) et des capacités de raffinage (-2,0%) en 2010, la plus forte baisse de ces dernières se traduisant par une nouvelle augmentation de l'excédent des capacités en 2010, même si on constate un léger mieux au niveau du taux d'utilisation qui augmente de 1 point pour atteindre 82,6%. L'enjeu à court terme pour le raffinage en Europe et particulièrement en France reste le même, à savoir trouver un équilibre économique entre les surplus d'essence alors que la consommation, notamment aux États Unis, principale destination de ces excédents, risque de se contracter dans le futur et les importations de distillats moyens pour palier au déficit structurel de l'outil de raffinage. En 2010, dans un contexte de baisse générale de la

¹ la consommation d'essence, confrontée aux politiques d'économie d'énergie et de promotion des biocarburants, augmente néanmoins de 0,5%.

demande dans la région, seule la consommation de distillats moyens –carburéacteurs, kérosène et gazole- augmentent légèrement (+1,6%).

Figure 41: Demande pétrolière, capacités de raffinage et taux d'utilisation des raffineries en Chine



Source: IFP à partir du BP Statistical Review of World energy 2010

Le Moyen Orient, parvient à l'équilibre entre capacités de raffinage et demande, la croissance de cette dernière étant systématiquement plus forte depuis une décennie: la consommation a connu une augmentation de 66% depuis l'an 2000 alors que les capacités de raffinage n'ont cru "que" de 22% depuis cette date².

En Amérique du Sud et Centrale, la situation excédentaire en 2010 reste proche de celle de l'an dernier avec une stabilisation des capacités de raffinage et une légère augmentation de la demande. La très forte baisse du taux d'utilisation perdant plus de douze points en deux ans passant ainsi de 81% en 2008 à 69% en 2010, a été compensée notamment par des importations des produits (+37% entre 2009 et 2010). Parmi les "autres pays", on retrouve surtout la Fédération Russe qui affiche des surplus conséquents malgré une très forte croissance de sa demande (+9,2%). Il s'agit d'un pays producteur et exportateur de produits principalement de distillats moyens vers l'Europe.

Globalement, les excédents en capacités de raffinage ont diminués de 2,0 Mb/j en 2010. Cette évolution s'explique davantage par la reprise assez vigoureuse de la demande, après deux années de baisse aux États Unis et en Europe en particulier, que par l'évolution des capacités. L'augmentation des taux d'utilisation des raffineries a largement contribué à satisfaire le nouvel afflux de demande. Désormais aussi bien du côté de la demande que des investissements dans de nouvelles capacités, la région Asie Pacifique notamment à travers la Chine et à une moindre mesure le Moyen Orient constituent le moteur de la croissance de ce secteur. Notons également que les pays du BRIC, qui incluent le Brésil et la Russie -en plus le l'Inde et la Chine-, font partie des principaux animateurs de l'économie mondiale avec une croissance de 8,6% de la demande pétrolière et de 4,0% des capacités de raffinage en 2010.

Pour **2011**, l'AIE prévoit un ralentissement de la demande dans son rapport annuel du mois d'août (1,4%), dû à l'affaiblissement de l'économie mondiale et à des prix élevés du pétrole brut (même si la tendance s'est inversée à partir du mois de mai). De leur côté les capacités de raffinage au niveau mondial devraient continuer d'augmenter au même rythme que la demande en tenant compte des projets prévus, laissant ainsi un excédent de 3,6 Mb/j, en

² Il faut noter la situation particulière de l'Arabie Saoudite qui consomme directement du pétrole pour ses besoins en génération électrique, ce qui a tendance à gonfler les données de consommation interne

diminution par rapport à 2010. Les pays émergents et producteurs consolidant dans ce contexte leur rôle de moteur de cette croissance. A moyen terme, les prévisions de croissance économique confirmeront la tendance actuelle à savoir la réorientation des activités de raffinage vers les zones émergentes à forte demande pétrolière.

- La crise de la dette souveraine dans de nombreux **pays industrialisés** qui éclate au grand jour pendant l'été 2011 et les politiques de réajustement budgétaires qui en découlent seront un facteur accélérateur de cette tendance. La croissance molle qui s'ensuivra en Europe, aux États Unis et au Japon jouera en défaveur d'une reprise de la demande et affectera en conséquence les initiatives d'investissement dans de nouvelles capacités. Le processus de réduction des capacités –en parallèle à une restructuration de l'outil de raffinage – qui a démarré dans les pays industrialisés notamment en Europe et aux États-Unis alimenté par le ralentissement structurel de la demande et par la concurrence des importations de distillats moyens en provenance de Russie et d'Asie se trouvera renforcé.
- A l'inverse, les **pays émergents**, porteurs de croissance et consommateurs d'énergie constituent désormais le terrain propice au développement des activités de raffinage. De nouvelles capacités de raffinage continueront à y être installées dans les prochaines années, de manière à répondre aux besoins internes et externes en produits pétroliers. Au Moyen Orient l'objectif est de produire des produits de meilleure qualité, notamment en Arabie Saoudite et à Abu Dhabi à partir de 2014 où les nouvelles raffineries sont orientées vers la production de produits à très faible contenu en soufre pour le marché externe. Au Brésil des projets similaires sont engagés. Ces différents investissements pourront avoir une influence sensible sur le marché futur du Bassin Atlantique. En Asie, la Chine continuera de s'aligner sur sa demande interne et l'Inde envisage de poursuivre sa stratégie à l'exportation vers l'Asie, l'Afrique de l'Ouest et l'Europe. D'autres pays comme l'Indonésie, le Vietnam ou la Malaisie poursuivent des programmes d'expansion de leurs capacités de raffinage principalement pour satisfaire leur demande interne.

Au delà des critères conjoncturels, les pays industrialisés devront faire face dorénavant à des considérations réglementaires de plus en plus sévères:

- Aux États Unis les raffineurs seront confrontés à la baisse de la teneur en soufre de l'essence (ultra low sulphur), passant de 30 ppm actuellement à 10 ppm, à la réduction de la pression vapeur de l'essence conduisant à un excédent des coupes les plus légères, à la réduction des émissions des fuels marins (enjeu teneur en soufre) dans les zones ECA d'Amérique du Nord à l'horizon 2015.
- En Europe, les contraintes vont se concentrer sur la diminution des émissions des fuels marins et les premières réductions contraignantes d'émissions de CO₂ (enchères) à partir de la Phase III du système communautaire d'échange des émissions à partir de 2013³.

3.2 Faible rétablissement des marges de raffinage

La baisse de la demande et l'augmentation globale des capacités de raffinage ont provoqué une détérioration brutale des marges de raffinage en 2009 atteignant des niveaux difficilement soutenables au delà du court terme⁴.

En **2010**, la tendance s'inverse et les marges se redressent. Après deux années de diminution, l'augmentation de la demande s'établissant à un niveau supérieur de celui de 2007, associée au ralentissement des nouveaux projets de construction de raffineries, et corrélativement au rétablissement des taux d'utilisation des raffineries ont créé une situation

³ Les permis d'émissions seront alloués sur une base pondérée en fonction de la complexité, les raffineurs les plus efficaces ne paieront aucun supplément les autres paieront pour leurs émissions de CO₂ sur une échelle mobile. Ceci mettra sous pression les raffineurs les moins efficaces.

⁴ les marges de raffinage ont plongé provisoirement en dessous des coûts opératoires

favorable à ce rétablissement des marges. Ceci est particulièrement perceptible en Asie reflétant ainsi la solidité de la reprise économique dans la majeure partie de cette zone, tendance qui se poursuivra en 2011. Néanmoins et malgré une nette remontée à partir de 2010, les marges restent très faibles.

Plus ponctuellement, l'amélioration des marges en 2010 peut s'expliquer aussi par les différentiels de prix et notamment par une meilleure performance des crack spreads sur les distillats moyens. Ainsi sur le marché asiatique (Singapour) le crack spread sur le gazole se revalorise de 3.75 \$/b entre 2009 et 2010, sur le marché NW Europe de 2.3 \$/b et sur le marché US Gulf de 1.8 \$/b, tandis que le "price premium" sur l'essence est à 2.5 \$/b sur le marché asiatique (Singapour), à 4.2 \$/b en Europe et à 3.0 \$/b au marché US Gulf. Le bonus sur les crack spreads gazole par rapport à l'essence a conduit les raffineurs à maximiser leur production sur les distillats moyens comme lors des années fastes entre 2004 et 2008.

D'autres facteurs conjoncturels, non directement liés aux prix, ont joué en faveur d'un raffermissement global des marges en 2010:

- en Asie, il faut noter au premier trimestre des interruptions non prévues de certaines raffineries (Indonésie et Vietnam); un niveau inhabituel d'arrêts pour maintenance saisonnière au second trimestre ainsi que l'introduction de nouvelles spécifications – plus sévères- pour les carburants en Inde dont la production n'a pas pu être assurée par les raffineurs locaux forçant le gouvernement à recourir aux importations; une demande supplémentaire inattendue de gazole en Chine pour la production électrique au dernier trimestre. Plus globalement l'augmentation du différentiel de prix entre les bruts référentiels régionaux - Brent et Dubaï- est un élément supplémentaire en faveur des marges asiatiques.
- sur le marché européen, il faut signaler au premier trimestre la grève dans les raffineries Total en France, un niveau inhabituel d'arrêts pour maintenance saisonnière au second trimestre comme en Asie, et la grève dans les ports et raffineries en France au mois d'Octobre
- aux États Unis, signalons la persistance d'un temps froid.

En **2011**, les marges augmentent sur les marchés LLS cracking et Dubaï cracking, passant respectivement de 0,16 \$/b à 1,77 \$/b et de -0,48 \$/b à 1,04 \$/b entre 2010 et 2011 (sur les 8 premiers mois de l'année). Dans le cas du marché américain, les marges deviennent positives en avril soutenues par des crack spreads sur essence plus élevés. Nombreux sont les éléments en faveur du différentiel essence-brut: le faible prix du WTI conjugué au prix de l'essence au États Unis dont les variations suivent davantage le prix du Brent (différentiel Brent-WTI très élevé), une diminution des stocks⁵ et l'arrêt non programmé de raffineries. A cela s'ajoute la traditionnelle tension saisonnière sur la demande d'essence liée à la "driving season".

Tableau 6: Marges de raffinage complexes (moyenne annuelle en \$/b)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 (p)**
Brent–Cracking (Europe Nord-Ouest)	2,34	3,77	4.98	4.04	5.09	4.90	1.22	2.30	0.50
LLS* (Cracking US "Gulf Coast")	1,12	1.69	5.37	5.21	4.83	2.18	-0.23	-0.48	1.04
Dubaï-Hydrocrack. (Singapour)	0,82	3.74	3.96	2.19	3.47	3.06	-1.52	0.16	1.77

* Light Louisiana Sweet.; ** moyennes sur les 8 premiers mois de l'année.
Source : Oil Market Report (AIE), IFP Énergies nouvelles.

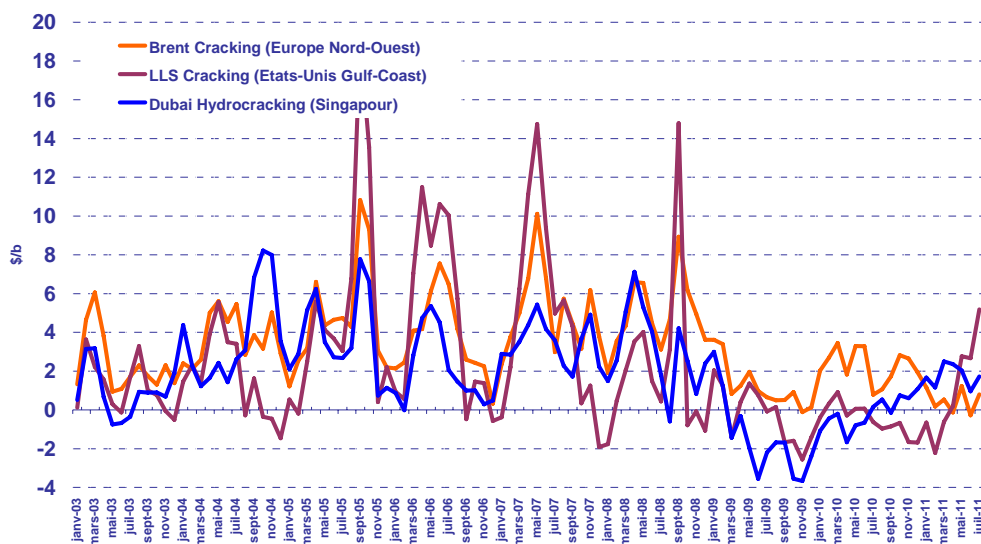
⁵ Panne de courant survenue au Texas a entraîné l'arrêt momentané d'environ 5% des capacités de raffinage américaines, faisant craindre des pénuries d'essence

En Asie, après une augmentation continue tout au long de l'année 2010, les marges vont osciller entre 1,0 \$/b 2,4 \$/b répondant à des tendances opposées entre le crack spread sur essence qui diminue (Vs Dubaï) et l'augmentation des cracks spreads sur les distillats moyens⁶ et fuel oil.

Sur le marché européen les marges ont tendance à se dégrader sous la pression du prix du Brent, passant de 2,30 \$/b à 0,50 \$/b entre 2009 et 2010. Après un premier trimestre difficile lié au faible différentiel sur l'essence, les marges se réorientent à la hausse à partir du printemps tirées par les différentiels sur le gasoil et par une amélioration des différentiels sur l'essence. Les marges restent globalement à des niveaux faibles, s'établissant au mois de juillet à 0,80 \$/b sur le marché européen (Brent-cracking).

Globalement on peut s'attendre à un maintien des marges faibles voire à une dégradation pour l'ensemble de l'année 2011, fragilisées par le ralentissement attendu de la demande, par la reprise des projets de construction de nouvelles installations de raffinage, par la probable baisse du taux d'utilisation des raffineries et par un prix du brut encore élevé (surtout en zone de référentiel Brent).

Figure 42: Évolution des marges de raffinage complexes depuis 2003 (en \$/b)



Source : Oil Market Report (AIE), IFP Énergies nouvelles

Un rétablissement des marges au niveau des années 2004-2008 a très peu de chances de se produire en 2012 et cela ne devrait pas fondamentalement changer en 2013. Malgré la solidité et le potentiel de la Chine –et plus généralement des pays émergents- en terme de demande, d'autres pays gros consommateurs d'énergie comme ceux de l'OCDE s'orientent structurellement vers des politiques soucieuses de consommer moins et mieux. A ces éléments déjà connus vient s'ajouter cette année le danger de la dette souveraine dans les pays industrialisés. Dans ce nouveau contexte d'austérité budgétaire, la demande risque de connaître un nouveau ralentissement.

3.3 Résultats nets contrastés

Rappelons que globalement les répercussions de la crise ont été fortement ressenties par les compagnies pétrolières en 2009 dont les résultats financiers de la branche raffinage se sont sensiblement dégradés. Dans l'ensemble des compagnies, la baisse moyenne est de 67%. Les compagnies américaines enregistrent des déficits supérieurs (-86%) aux européennes (-40%). Ces résultats sont la conséquence de l'effondrement des marges de raffinage au plus bas en 2009.

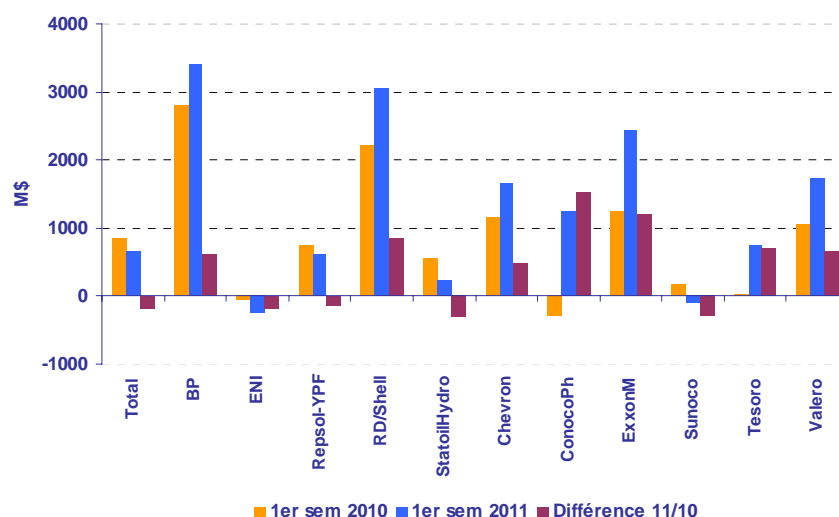
⁶ La demande chinoise pour le diesel reste forte en raison de pénuries d'électricité au moins 10 provinces.

Tableau 7: Résultats nets des sociétés pour le secteur raffinage distribution (millions de \$)

	Différence en M\$ 1S11 et 1S10	2010	2009	Variations % 2010/09
Total	-185 (-22%)	1551	1329	17
BP	613 (22%)	5555	743	x 7,5
ENI	-182 (ns)	-65	-275	ns
Repsol-YPF	-136 (-18%)	1731	1425	21
RD/Shell	839 (38%)	4448	3054	46
Statoil	-315 (-57%)	514	368	40
Chevron	495 (42%)	2478	473	424
ConocoPhillips	1531 (ns)	192	37	419
ExxonMobil	1198 (95%)	3567	1781	100
Sunoco	-276 (ns)	102	-227	ns
Tesoro	707 (X 21)	352	138	155
Valero	661 (62%)	1876	83	x 23

Source : rapports annuels et BIP.

ns: non significatif

Figure 43: Résultats nets des sociétés pour le secteur raffinage distribution (millions de \$) 1er semestre 2010-2011

Source: IFP

En **2010**, la situation tend à s'améliorer soutenue par un redémarrage de la demande et des marges de raffinage en progression. Toutes les compagnies sous revue améliorent leur résultats, certaines enregistrent des progressions sensibles comme les américaines Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Tesoro et Valero ces deux dernières uniquement présentes dans l'aval pétrolier, ou BP et Shell en Europe. Chevron ajoute en outre un gain exceptionnel de 400 millions de \$ provenant de la vente d'actifs en raffinage et vient d'obtenir le feu vert du gouvernement pour la cession de ses activités de raffinage et de distribution au Royaume Uni et en Irlande poursuivant ainsi sa politique d'"allègement" de ses actifs aval. ConocoPhillips bénéficie de son positionnement sur le marché américain, son marché principal, où la demande est repartie à la hausse en 2010. BP s'appuie sur plusieurs éléments tels que la vente d'actifs⁷, un taux d'utilisation très supérieur à la moyenne de l'industrie et

⁷ Cette tendance va se confirmer en 2011 et 2012 avec la poursuite des restructurations de ses activités dans l'aval aux États Unis où la compagnie britannique compte vendre deux de ses raffineries, celle de Texas et celle de Carlson ainsi que les

des volumes raffinés en nette hausse (+139 Mb/j). Shell peut également s'appuyer sur sa politique de recentrage de ses activités de raffinage, en cédant les raffineries petites et isolées au profit de grands complexes⁸ Globalement les conditions économiques meilleures en 2010 expliquent l'amélioration des résultats des "purs" raffineurs. On peut noter les résultats de Sunoco qui sort du rouge sur l'ensemble de 2010. Seule la compagnie italienne ENI dégage des pertes malgré des résultats en progrès.

En **2011**, la situation tend à s'améliorer, soutenue par une consolidation de la demande et des marges de raffinage notamment sur le marché américain. Sur le premier semestre, le résultat global de l'ensemble des compagnies sous revue se renforce sensiblement affichant un montant 50% supérieur à celui de l'année précédente. Cette embellie est à mettre à l'actif surtout des compagnies américaines qui bénéficient prioritairement de l'amélioration des fondamentaux sur le continent nord américain. En Europe la situation est plus défavorable avec le recul des marges et une moindre disponibilité des raffineries liés aux arrêts de maintenance.

3.4 Les dépenses repartent dans l'industrie du raffinage

Après une année 2010 marquée par un ralentissement des dépenses globales, 2011 serait-elle une année de reprise. Les données globales montrent une tendance à une nette amélioration mais des disparités régionales doivent être nuancées.

En **2010**, l'impact de la crise reste bien marqué se traduisant par une stabilité des dépenses globales voire une légère diminution: le montant global s'élève à 65 Milliards de \$: -0,3% pour l'ensemble avec une nette réduction des dépenses de capital (-6%). Les dépenses en maintenance, relativement stables par rapport au rythme de croissance historique affichent 5,3% d'augmentation. Les dépenses en catalyseurs et produits chimiques sont stables indiquant même une légère progression (0,1%), témoignant ainsi du ralentissement de l'activité. Les États Unis dont les dépenses de capital chutent de 11% en 2010 et l'Europe dont les capacités de raffinage ne cessent de diminuer influencent sensiblement les données globales (les États Unis représentent près d'un cinquième des dépenses mondiales en capital); L'Asie et la Chine particulièrement, tempèrent cette diminution des dépenses dont les capacités de raffinage continuent de progresser, malgré le ralentissement de l'économie mondiale.

Tableau 8: Dépenses mondiales de l'industrie du raffinage (milliards de \$)

	2008	2009	2010	2011 (p)
Investissements	23.5	25.4	23.9	25.1
Maintenance*	23.2	24.6	25.9	26.9
Catalyseurs et produits chimiques	15.0	15.0	15.0	15.9
Total	61.7	65.0	64.8	67.9

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.

En **2011**, les prévisions des dépenses tablent sur une hausse dans les trois budgets considérés -capital, maintenance, catalyseurs et produits chimiques- cumulant un montant global de 68 Milliards de \$ soit une progression de 4,8% par rapport à l'année précédente. Les dépenses de capital progressent de 5,0% soit l'équivalent du retard pris l'année précédente, reflétant ainsi un net regain de l'activité. Le budget maintenance progresse moins vite (3,9%) après de nombreuses années évoluant au delà de 5,0% en rythme annuel. Les dépenses en produits chimiques/catalyseurs, globalement proportionnels au traitement de la raffinerie, progressent de 6,0% traduisant également une certaine reprise de l'activité.

réseaux de distribution qui y sont rattachés. Après ces transactions la capacité de raffinage du groupe devrait se réduire de moitié outre atlantique.

⁸ En 2010 Shell a cédé pour 7 milliards de \$ (30 Milliards de \$ sur les 5 dernières années).

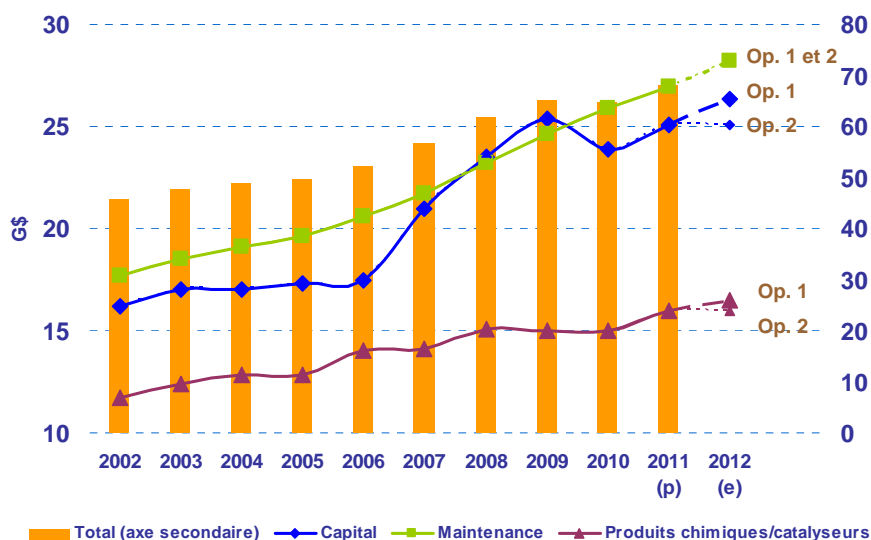
Depuis les événements de l'été 2011 et la crise des dettes souveraines dans les pays industrialisés, ces prévisions peuvent sembler optimistes car l'impact de cette nouvelle conjoncture n'est pas encore bien évalué: il semble probable que les tendances structurelles déjà évoquées ci-dessus s'accroîtront mettant le secteur du raffinage des pays industrialisés face à des difficultés majeures. Les réajustements envisagés risquent de mettre en cause la croissance et affecter le marché pétrolier, une nouvelle baisse de la demande pétrolière dans ces pays peut être pressentie⁹.

A plus ou moins longue échéance, l'interconnexion des échanges entre pays émergents et pays industrialisés peut à terme affecter l'ensemble des économies. Un réajustement à la baisse de la croissance dans les pays OCDE pourrait se répercuter sur les économies émergentes actuellement moteurs de la croissance mondiale.

Pour **2012**, le contexte actuel incite à une grande prudence en termes d'estimation des dépenses. Ceci étant dit de nombreuses dépenses pour 2012 ont déjà été engagées et un retour en arrière exhaustif semble peu envisageable. Deux options peuvent être envisagées: le premier poursuivant les prévisions de développement d'avant crise et le second tenant compte d'un certain ralentissement économique.

- Hors nouveau contexte (Op.1), les dépenses devraient poursuivre leur progression dans tous les postes, tout en renforçant les dépenses de capital (5,0%) dont la mise en place de nouvelles capacités devraient s'accroître en 2012¹⁰; sur les dépenses de maintenance et les produits chimiques/catalyseurs on peut tabler sur une progression au rythme historique (4,8% et 3,5% respectivement depuis 2002). Dans ce premier cas les dépenses atteindraient 71 Milliards de \$.
- En tenant compte du contexte (Op.2), on peut envisager un ralentissement relatif de l'activité notamment sur les dépenses de capital et produits chimiques/catalyseurs qui stagnent. Le poste maintenance devrait poursuivre sa croissance comme cela a été le cas lors de la crise précédente (2008/2009). Dans cette deuxième perspective les dépenses atteindraient 69,5 Milliards de \$, soit 1,5 milliards de \$ de moins.

Figure 44: Historique des dépenses mondiales de l'industrie du raffinage (milliards de \$)



Source: IFP d'après HPI Market Data; (p) prévisions (e) estimation

⁹ "Sur la base des liens existants entre croissance et demande de pétrole, il est possible d'estimer le recul de la demande de pétrole à environ 0,6 Mb/j, soit 0,7%, pour chaque point de croissance en moins. Ce niveau de 0,6 Mb/j est loin d'être négligeable: c'est environ 1/3 du potentiel libyen qui a disparu depuis les événements survenus dans ce pays en février dernier." Note d'analyse publiée par IFP Énergies nouvelles, Marchés pétroliers et crise de la dette, tendances et enjeux.

¹⁰ Selon KBC: Global Energy Perspectives – Oil refining: Asset sales signal the start of a new area for the Atlantic Basin (11/07/2011)

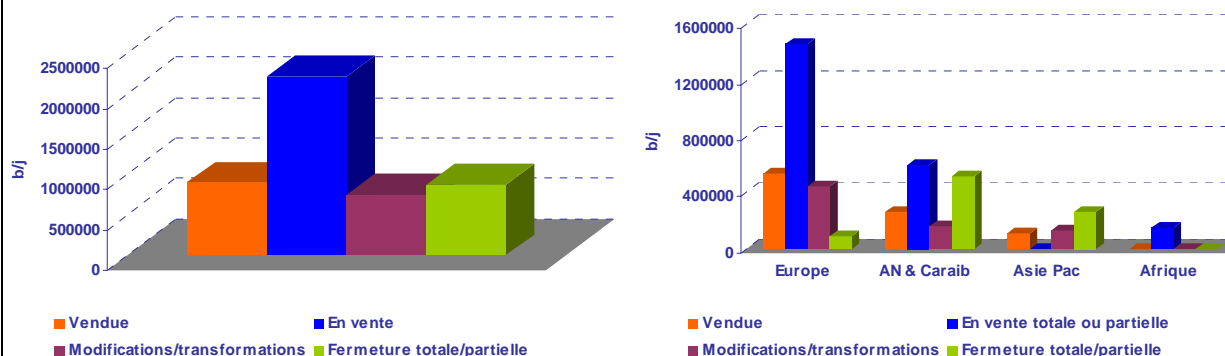
Par régions les tendances devraient rester les mêmes: croissance tous azimuts dans les pays émergents, progression essentiellement sur des projets de upgrading/revamping aux États Unis et stagnation en Europe, voire régression si les fermetures/modifications/transformation de raffineries se poursuivent. En effet une forte incertitude pèse sur le devenir de certaines raffineries dans les pays de l'OCDE, zone où le ralentissement de la demande de pétrole semble structurellement affirmé (économies d'énergie, concurrence d'énergies alternatives, normes pétrolières,...).

Raffineries vendues, en vente, devant subir des transformations profondes ou fermées:

Depuis la crise de 2008/2009, le mouvement de restructuration du secteur du raffinage s'est accéléré. Les compagnies pétrolières –intégrées ou simplement raffineurs- ont choisi depuis quelque temps de se défaire des actifs aval, raffineries et parfois réseaux de distribution. Ce désengagement a pris différentes formes telles que la vente, la modification/transformation ou la fermeture partielle ou totale des équipements industriels¹¹. Les raffineries en vente ou vendues atteignent à ce jour 3,1 Mb/j, celles ayant subi des transformations profondes 0,75 Mb/j et les fermetures –partielles ou totales- 0,82 Mb/j cumulant un total de 4,73 Mb/j.

Ces restructurations affectent principalement les pays industrialisés et notamment l'Europe. 54% du total des actifs concernés par l'une ou l'autre de ces démarches touche l'Europe, suivent l'Amérique du Nord et Caraïbes avec plus d'un tiers du total. Près des deux tiers des raffineries vendues ou en vente concernent également l'Europe, l'Amérique du Nord & Caraïbes viennent après avec près de 30% du total. On observe une distribution similaire pour les équipements modifiés. Les fermetures partielles ou totales concernent cette fois majoritairement la zone Amérique du Nord & Caraïbes avec 60% du total des fermetures dans le monde suivies par l'Asie Pacifique. L'Europe est moins affectée par ce type de démarche.

Les compagnies intégrées tels Chevron, Total ou Shell justifient la réorientation de leurs investissements par la recherche de rentabilités supérieures, ce que l'amont pétrolier leur offre. Il est surprenant par contre de constater que les compagnies concentrées dans l'aval pétrolier comme Petroplus, Valero ou Sun Oil procèdent aussi à se défaire de leurs raffineries et ce malgré des prix de vente en net recul. Ces tendances laissent entrevoir que les industriels ont une vision définitivement pessimiste sur l'avenir à long terme du raffinage dans les pays industrialisés les incitant à investir ailleurs: le secteur du raffinage va probablement connaître de grandes difficultés, en raison d'importants investissements notamment dans des capacités additionnelles de conversion pour faire face à la demande croissante de distillats moyens, de la réglementation actuelle et à venir, des surcapacités et des très faibles marges de raffinage en perspective. Le choix entre une solution ou une autre – vente, modification, fermeture- est difficile à faire sachant qu'une transformation en terminal pétrolier est globalement plus avantageux financièrement qu'une fermeture mais que politiquement il vaut mieux vendre que de l'arrêter. La solution consensuelle dépasse le cadre purement financier.



3.5 Relance des projets de nouvelles capacités

Parmi les projets annoncés, il convient de distinguer les **projets dits "probables"** qui ont une probabilité élevée de réalisation et les **projets dits "possibles"** qui correspondent plutôt

¹¹ Une autre forme de restructuration pourrait se développer dans les années à venir: au sein des compagnies intégrées, la scission des activités amont/aval comme cela a déjà été entrepris par ConocoPhillips. Il faudra attendre encore quelque temps pour évaluer si cette démarche sera suivie plus largement par d'autres compagnies.

à des annonces et dont la probabilité de réalisation est moindre¹². L'évolution annuelle des projets est mesurée en capacités de production (kb/j).

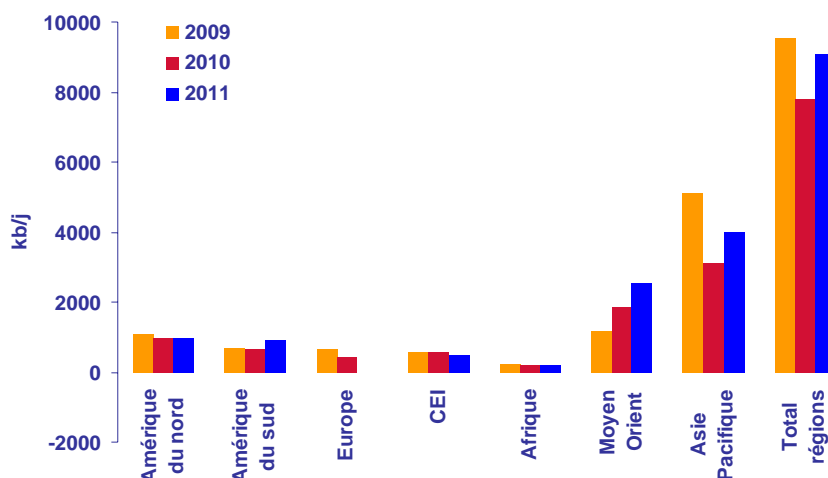
3.5.1 Capacités de distillation

- Considérant uniquement les projets probables, les nouvelles capacités de distillation dans le monde s'élèveraient à 9,1 Mb/j en 2011 en augmentation de 16% par rapport aux projets répertoriés en 2010 qui étaient en forte baisse suite à la crise. 2011 affiche donc une nette reprise des projets.

On observe cependant des prévisions fort différentes selon les zones géographiques. L'Asie, le Moyen Orient et l'Amérique Latine témoignent d'un dynamisme solide avec des projets en forte augmentation, respectivement 28%, 36% et 43% pour chacune des zones. Seul le Moyen Orient n'a pas connu les effets de la crise. Les autres régions –Afrique, Amériques du Nord, Europe et CEI- observent pour la deuxième année consécutive une diminution des projets, l'Europe étant la zone la plus affectée puisqu'après un recul de 34% en 2010 elle enregistre une diminution des capacités de production en termes de projets (plus de projets de fermeture ou d'arrêt de la production que de développement de nouvelles capacités).

De par son poids sur l'ensemble des nouveaux projets recensés, le profil mondial des projets de distillation est amplement influencé par l'évolution en Asie Pacifique: la Chine à elle seule représente 32% des projets de nouvelles capacités dans le monde. Globalement les perspectives à moyen terme restent nettement à la hausse malgré les probables diminutions de capacités encore à venir en Europe¹³.

Figure 45: Projets de raffinage – capacités de distillation par zones géographiques



Source: IFP d'après des données KBC

Les principaux projets dans les zones en expansion:

- IOC Paradip (Orissa), Inde 300 kb/j
- PetroChina/PDVSA (Jienyang), Chine 400 kb/j
- Sinopec Zhenhai Refinery, Chine 300 kb/j
- Sinochem KPC/Total (Quanzhou), Chine 240 kb/j
- CNOOC Huizhou, Chine 200 kb/j

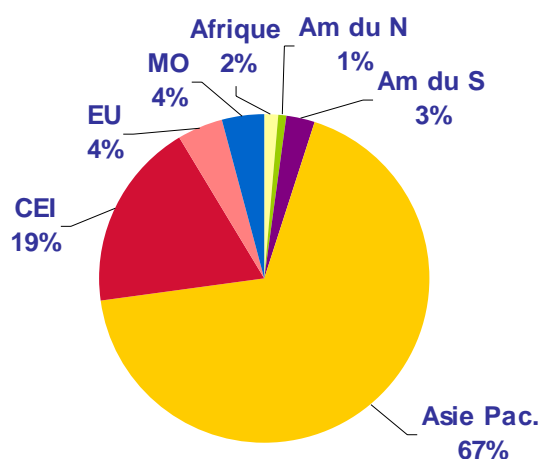
¹² L'analyse porte sur les projets recensés en Avril 2011

¹³ On peut citer en exemple: une troisième raffinerie pourrait fermer en France ainsi que six autres en Italie. Selon le président de l'Unione Petrolifera, Pasquale De Vita. Il affirme "nous risquons de perdre une capacité de raffinage comprise entre 10 et 20 millions de tonnes", et seraient menacées "les plus petites raffineries, celles qui ne sont pas directement reliées à la mer, celles qui ont plus de mal à réaliser les investissements technologiques énormes qui sont nécessaires".

○ PetroChina (Chengdu), Chine	200 kb/j
○ PetroChina (Yunnan), Chine	200 kb/j
○ Saudi Aramco/Total Jubail-2, Arabie Saudite	400 kb/j
○ Saudi Aramco Yanbu, Arabie Saudite	400 kb/j
○ Saudi Aramco Jizan, Arabie Saudite	400 kb/j
○ Takreer, Ruwais, Abu Dhabi	417 kb/j
○ Petrobras Maranhao, Brésil	300 kb/j
○ Petrobras/PDVSA Pernambuco, Brésil	230 kb/j
Hors zones en expansion on peut citer,	
○ Motiva, Port Arthur, Etats Unis	325 kb/j
○ Pemex Tula, Mexique	250 kb/j
○ Turcas / Socar, Aliaga, Turquie	200 kb/j

- Les traces de la crise et les incertitudes sur le futur restent néanmoins encore vives auprès des investisseurs industriels: plus de 20% des projets recensés en 2011 ont été reportés à plus tard, soit 1,9 Mb/j de nouvelles capacités de raffinage; près de 90% des capacités reportées sont concentrées dans deux zones: Asie Pacifique (67%) et CEI (19%). La Chine représente plus de 50% des capacités reportées dans sa zone.

Figure 46: Projets de raffinage – capacités de distillation reportées par zones géographiques



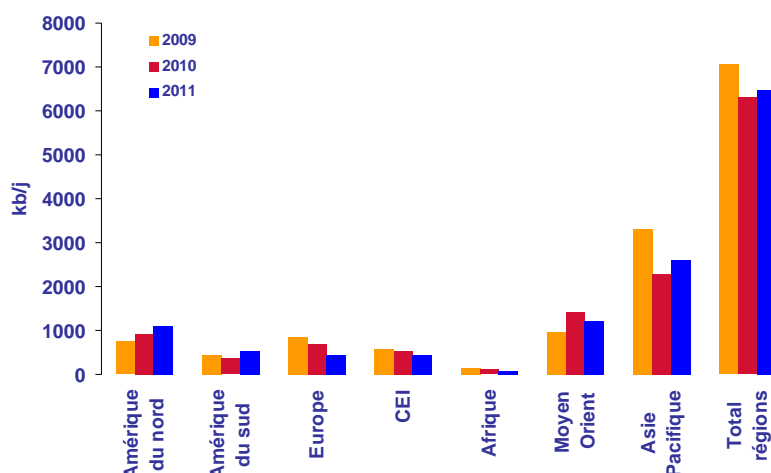
Source: IFP d'après des données KBC

3.5.2 Capacités de conversion

- Considérant les seuls projets "probables", les nouvelles capacités de conversion s'établissent à 6,5 Mb/j en 2011, ce qui représente une augmentation modérée (3%) par rapport aux projets répertoriés l'année précédente à la même période et à l'évolution prévue des projets de distillation (16%). Les projets de conversion éprouvent plus des difficultés à retrouver leur rythme de croissance d'avant crise.

Par grandes régions il faut noter la prestation des zones Asie Pacifique (15%), Amérique du Sud (49%) et Amérique du Nord (22%). Cette dernière contrairement aux autres régions enregistre une progression continue de ses projets depuis 2009 concentrant ses efforts davantage dans ce domaine que sur une augmentation des capacités de distillation. L'Europe, la CEI, l'Afrique et le Moyen Orient affichent des projets en diminution par rapport à 2011.

Figure 47: Projets de raffinage – capacités de conversion par régions géographiques



Source: IFP d'après des données KBC

Les principaux projets dans les zones en expansion:

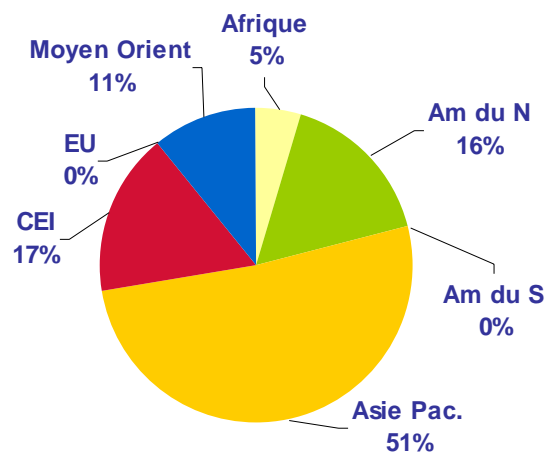
- | | | |
|---|-----------------------|----------|
| ○ Pemex, Tula, Hidalgo, Mexique | coquefaction différée | 181 kb/j |
| ○ Pemex, Tula, Hidalgo, Mexique | coquefaction différée | 181 kb/j |
| ○ Pemex, Tula, Hidalgo, Mexique | FCC | 110 kb/j |
| ○ Petrobras, Maranhao, Brésil | Coquéfaction différée | 120 kb/j |
| ○ Essar, Vadinar, Inde | Coquéfaction différée | 98 kb/j |
| ○ PetroChina/PDVSA, Jieyang, Chine | Coquéfaction différée | 120 kb/j |
| ○ PetroChina/PDVSA, Jieyang, Chine | Hydrocraquage | 120 kb/j |
| ○ PetroVietnam/KPC/Mitsui/Idemitsu, Vietnam | RFCC | 120 kb/j |

Hors zones en expansion on peut citer,

- | | | |
|---|---------------|----------|
| ○ Saudi Aramco/Total, Jubail 2, Arabie Saoudite | FCC | 120 kb/j |
| ○ Saudi Aramco/Total, Yambu, Arabie Saoudite | Hydrocraquage | 120 kb/j |
| ○ Takreer, Ruwais, Abu Dhabi | RFCC | 127 kb/j |

- Les reports de projets ont également eu lieu dans le domaine de la conversion et à un degré similaire que les projets de distillation: près d'un quart des projets ont été reportés en 2011 (23%) soit l'équivalent de 1,5 Mb/j de capacités de conversion. Vu son poids dans le total des projets répertoriés, la Chine réunit plus de la moitié des projets différés soit l'équivalent de 0,8 Mb/j.

Figure 48: Projets de raffinage – capacités de conversion reportées par régions géographiques

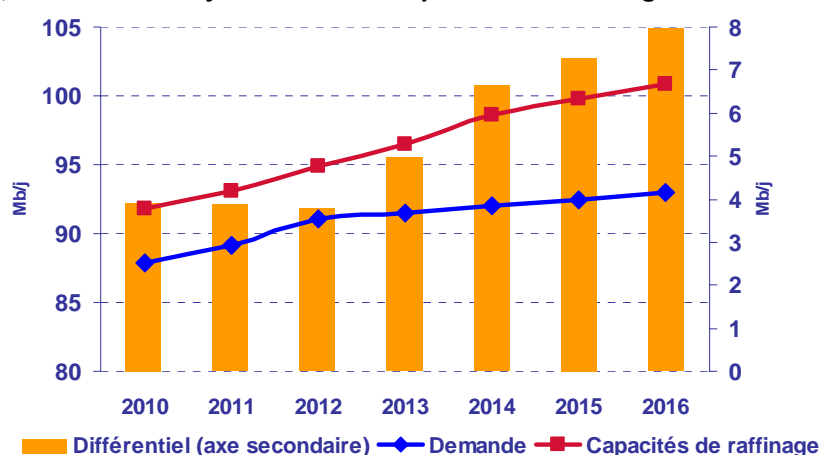


Source: IFP d'après des données KBC

3.5.3 Amplification des surcapacités à moyen terme

Globalement, les prévisions de demande et de capacité de raffinage à moyen terme montrent qu'après un certain resserrement, le différentiel entre les deux grandeurs s'amplifie accentuant de nouveau les surcapacités de raffinage à partir de 2013. Considérant à la fois les capacités additionnelles, opérationnelles à moyen terme, et les projections de la demande pétrolière de l'AIE¹⁴ qui, face aux incertitudes du futur, table sur une évolution revue à la baisse de la demande mondiale de pétrole à long terme¹⁵, la situation devrait se dégrader d'ici 2014 et au delà accentuant du même coup les surcapacités. Selon les prévisions celles-ci devraient poursuivre leur croissance et aggraver le déséquilibre en 2015 et 2016, sous évaluées l'an dernier (étude 2010). Ces tendances se traduiront par un affaiblissement des tensions offre-demande et plus précisément par un relâchement supplémentaire de la pression sur le niveau d'utilisation des raffineries et consécutivement par une fragilisation des marges de raffinage.

Figure 49: 2010, évolution à moyen terme des capacités de raffinage et de la demande



Source: IFP d'après des données KBC et AIE

Cette croissance des nouvelles capacités est soutenue bien évidemment par la zone Asie Pacifique mais également à partir de 2013/2014 par le Moyen Orient dont plusieurs grands projets devraient être finalisés (Jubail-2 et Yanbu en Arabie Saoudite et Takreer à Abu Dhabi) et plus sobrement par l'Amérique Latine (Petrobras Maranhao au Brésil).

Globalement toutes les régions –à l'exception de l'Amérique du Nord- présentent des surcapacités plus ou moins importantes: alors que l'Asie Pacifique est quasi à l'équilibre, la zone CEI possède une capacité de raffinage presque deux fois plus élevée (en b/j) que sa demande interne en produits pétroliers, rapport qui selon les projets annoncés ne devrait s'affaiblir. Les diminutions de capacités dans cette région ne sont pas à l'ordre du jour actuellement.

Dans les pays OCDE, notamment sur le marché OCDE Europe, le différentiel a tendance à s'élargir légèrement sous le double effet contraire de la demande qui poursuit sa décroissance et des capacités de raffinage qui après une période de réduction –fermetures de plusieurs raffineries entre 2010 et 2012- repartent légèrement à la hausse, conséquence de la mise en opération de la nouvelle raffinerie en Turquie (Turcas/Socar) de 200 kb/j. Dans ces régions un nouvel équilibre reste à établir entre l'outil de raffinage et la demande interne, de manière à répondre à la fois au renforcement des spécifications sur la qualité des produits (principalement la teneur en soufre) et sur les orientations structurelles de la demande (poids du diesel en Europe).

¹⁴ WEO 2010

¹⁵ Croissance annuelle moyenne de 0,6% sur 2009-2035 pour la demande pétrolière dans le "New Policies Scenario". En 2009, les projections du WEO tablaient dans son scénario de référence sur une croissance de 1,0% sur 2008-2030.

Dans les pays émergents –en Chine et en Inde principalement- la situation n'est pas la même: la demande est forte et l'activité ne faiblit pas. Les surcapacités ne sont pas excessives et devraient suivre l'évolution de la demande.

Ainsi le phénomène constaté depuis quelques années à savoir la localisation des projets de raffinage que ce soit en capacités de distillation ou en conversion dans les zones émergentes les plus actives n'a pas été altéré et devrait même s'accélérer suite au ralentissement prévu de l'économie dans les pays industrialisés.

3.6 Investissements, enjeux différents selon les régions

Globalement la construction de nouvelles capacités va continuer. La cadence rapide de mise en opération de nouveaux actifs combinée au ralentissement de la demande se traduira par l'accroissement des surcapacités à moyen terme, réduisant par là même le niveau d'utilisation de l'outil de raffinage et affaiblissant les marges. D'importants investissements seront nécessaires dans le futur proche aussi bien dans les pays industrialisés que dans les pays émergents. Cependant ces investissements ne seront pas tout à fait de même nature suivant le groupe de pays considéré.

Face à ces perspectives moroses pour les années à venir de plus en plus de compagnies pétrolières européennes et américaines délaissent leurs activités aval. La restructuration du raffinage et sa consolidation autour d'équipements industriels rentables est en marche. Les investissements attendus sont importants¹⁶ et devront faire face à de nombreuses contraintes comme: l'adaptation des raffineries en termes de volume de demande et de produits finaux¹⁷, la fiscalité des hydrocarbures, la recherche d'un mix énergétique différent, le durcissement des normes et spécifications des produits et des réglementations pesant sur les raffineries¹⁸. L'ajustement sera douloureux et nécessitera la diminution de capacités de raffinage tandis que la rentabilité des installations –couteuses- d'unités d'hydrocraquage requises pour faire face à la diésélisation du parc automobile reste incertain en particulier du fait de l'incertitude sur la poursuite à moyen terme de cette situation (avantage fiscal remis en cause? impact des normes Euro6?). Enfin le développement des biocarburants (directive RED) participe également à la diminution de la demande aux raffineries.

Dans les pays émergents il est surtout question de maintenir un équilibre entre investissements –en capacité et en complexité- et demande tout en répondant aux contraintes environnementales. Des investissements en nouvelles capacités de distillation et de conversion capables de répondre à la fois aux besoins internes dont les contraintes d'environnement progressent rapidement et aux besoins externes pour mieux se positionner dans les marchés à l'exportation. Les raffineries du Moyen Orient s'orientent de plus en plus vers la production de carburants propres, comme en témoignent les projets géants en Arabie Saoudite et Abu Dhabi destinés à produire d'importants volumes de carburants à très faible teneur en soufre. Ces produits viendront concurrencer les raffineries européennes qui ont beaucoup de mal à écouler leurs excédents d'essence. Dans ce même ordre d'idées on peut rappeler les nouveaux projets de raffineries à l'exportation au Brésil. La concurrence sera rude dans le Bassin Atlantique.

¹⁶ Selon les différents scénarios d'approvisionnement en brut en Europe entre 2005 et 2030 et en tenant compte des politiques adoptées et appliquées par l'UE, les investissements requis pour mettre à niveau les capacités de raffinage européenne se situeraient entre 18 et 29 milliards d'Euros selon les différents scénarios, desquels 3,3 à 12 milliards d'euros seraient destinés au respect des futures spécifications sur les fuels marins. "Oil refining and the supply of petroleum products in the EU" – Commission Working paper, Brussels.

¹⁷ Pour répondre aux besoins croissants en distillats moyens d'importants investissements importants seront nécessaires dans des capacités additionnelles de conversion.

¹⁸ En matière d'émissions de GES et particulièrement de CO₂, il faut observer que les unités de production de distillats moyens étant de gros consommateurs d'énergie émettent par conséquent plus de CO₂ que les autres unités. Par le système de quotas d'émissions européen le secteur du raffinage devra ainsi payer davantage pour ses émissions de CO₂ à partir d'équipements plus complexes nécessaires à la production des produits demandés dans l'Union Européenne.

De son côté la Chine continue à l'heure actuelle d'accroître ses capacités de raffinage de manière à répondre à sa demande interne. Ce n'est pas la stratégie de l'Inde qui vise par ses investissements les marchés à l'export notamment en Asie, en Afrique de l'Ouest et éventuellement en Europe. En parallèle, d'autres pays asiatiques –Indonésie, Malaisie, Vietnam- investissent dans des projets pour satisfaire leur demande interne à moyen terme ce qui tend à rétrécir les marchés pour les raffineries à l'exportation.

Un ralentissement des projets serait souhaitable pour créer les conditions d'une meilleure rentabilité dans ce secteur mais la dynamique dans les pays émergents –responsables de l'augmentation de nouvelles capacités- n'est pas favorable. Il s'agit la plus part du temps de compagnies publiques bénéficiant de conditions économiques propres œuvrant dans un cadre de prix centralement fixés et en dehors des lois du marché. S'agissant d'un secteur stratégique la poursuite des activités est garantie par l'État¹⁹. Dans ces conditions la contrainte marge est moins décisive. En s'appuyant sur les prévisions actuelles un ralentissement des projets n'est pas à l'ordre du jour, bien au contraire.

¹⁹ Malgré cette garantie certaines compagnies chinoises et non les moindres -PetroChina et Sinopec- réclament un approfondissement des modifications apportées au mécanisme de fixation des prix des produits sur le marché local de manière à refléter davantage la situation du marché plus favorable à une amélioration des marges. Toutes choses égales par ailleurs, elles seraient ainsi tentées de privilégier leur rentabilité financière garantie par leur structure de coûts interne leur permettant d'être compétitives sur le marché libre.

Quelques exemples de raffineries vendues, en vente, et/ou devant subir des transformations profondes, fermées:

▪ **Europe:**

- Chevron – Pembroke –UK (210 kb/j), vendue,
- ConocoPhillips – Wilhelmshaven –All. (260 kb/j), en vente,
- Ineos – Grangemouth - (200 kb/j), en vente,
- Ineos – Lavéra - (210 kb/j), vendue,
- Murphy Oil – Milford Haven – UK (130 kb/j), en vente,.
- Petroplus – Reichstett – Fr (85 kb/j), modifications/transmutations (dépôt de stockage),
- Petroplus – Teeside – UK (117 kb/j), modifications/transmutations (terminal),
- Shell – Gothenburg – Suède (78 kb/j), en vente,
- Shell – Stanlow – UK (233 kb/j), vendue,
- Shell – Hamburg – All (110 kb/j), modifications/transmutations (terminal),
- Shell – Heide – All (91 kb/j), vendue,
- Total – Lindsey – UK (221 kb/j), en vente,
- Total – Dunkerque – Fr (137 kb/j), modifications/transmutations (terminal),
- Total – Gonfreville – Fr (94 kb/j), fermeture (unité de distillation)
- ENI – Ceske raf. – It (170 kb/j), modifications/transmutations
- ENI – Livorno – It (84 kb/j), modifications/transmutations
- LyondellBasell – Berre – Fr (105 kb/j), mise sous cocon avant fermeture?

▪ **Amérique du Nord et Caraïbes:**

- Big West – Bakersfield –US (68 kb/j), vendue,
- Chevron – Kapolei –US, Hawaï (54 kb/j), fermeture,
- Murphy Oil – Meraux, Louisiane (125 kb/j) en vente,
- Murphy Oil - Superior, Wisconsin (35 kb/j) en vente
- Shell – Montreal – Can (13 kb/j), modifications/transmutation (terminal),
- Sunoco – Eagle Point – US (150 kb/j), modifications/transmutation,
- Valero – Delaware – US (190 kb/j), vendue,
- Valero – Paulsboro – US (166 kb/j), modifications/transmutation,
- Valero – Corpus Christi – US (20 kb/j), fermeture (FCC),
- Valero – Aruba – US (275 kb/j), en vente,
- Western Bloomfield – US (17 kb/d), fermeture.

▪ **Asie Pacifique:**

- CPC Corp Kaohsiung – Taiwan (25 kb/j), fermeture (FCC),
- JX Holdings Negishi – Japon (70 kb/j), fermeture (unité de distillation),
- JX Holdings Mizushima – Japon (110 kb/j), fermeture (unité de distillation),
- Nihonkai Oil Toyama – Japon (60 kb/j), modification/transmutation (terminal),
- Shell Parsden Pt – Nouv. Zélande (109 kb/j), vendue,
- Showa Shell Keihin – Japon (60 kb/j), fermeture (unité de distillation).

- **Afrique:**

- Shell – plusieurs pays (approx. 150 kb/j), modifications/transmutations.