



Les investissements
en
exploration-production
et
raffinage

2010

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

Octobre 2010

Les auteurs

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

- **Armelle Sanière:** armelle.saniere@ifpenergiesnouvelles.fr : exploration-production
- **Sylvain Serbutoviez:** sylvain.serbutoviez@ifpenergiesnouvelles.fr : activités et marchés en amont
- **Constancio Silva:** constancio.silva@ifpenergiesnouvelles.fr : investissements en raffinage.
- **Guy Maisonnier:** guy.maisonnier@ifpenergiesnouvelles.fr : gaz non conventionnels.

SOMMAIRE

1	CONTEXTE: AMÉLIORATION DANS L'AMONT, MOROSITÉ DANS L'AVAL.....	6
2	EXPLORATION PRODUCTION: UNE REPRISE	7
2.1	DES INVESTISSEMENTS EN REPRISE	7
2.2	SECTEUR PARAPÉTROLIER: UNE REPRISE D'ACTIVITÉ, DES MARCHÉS À LA PEINE	12
2.2.1	la géophysique	12
2.2.1.1	Une activité mondiale quasi stable	12
2.2.1.2	Un marché mondial victime de surcapacités	13
2.2.1.3	Au-delà de 2010, une reprise des prix	15
2.2.2	Le forage	16
2.2.2.1	Des activités à terre et en mer en reprise	16
2.2.2.2	Deux marchés du forage en opposition	19
2.2.3	La construction offshore	22
2.2.3.1	Une activité qui se maintient grâce au "subsea"	22
2.2.3.2	Un chiffre d'affaires global en baisse	26
2.2.3.3	Des perspectives dans l'offshore profond toujours d'actualité	26
2.3	POUR CONCLURE	27
3	RAFFINAGE: SITUATIONS CONTRASTÉES SELON LES RÉGIONS.....	28
3.1	AMPLIFICATION DES SURCAPACITÉS MONDIALES DE RAFFINAGE.....	28
3.2	MAINTIEN DES MARGES DE RAFFINAGE DÉGRADÉES	30
3.3	RÉSULTATS NETS ENCORE EN BAISSÉ.....	31
3.4	RALENTISSEMENT DES DÉPENSES DANS L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE.....	33
3.5	RENFORCEMENT EN COURS DES NORMES D'ÉMISSIONS.....	34
3.6	NOUVEAUX PROJETS EN DIMINUTION	35
3.6.1	Capacités de distillation	35
3.6.2	Capacités de conversion	36
3.6.3	Maintien des surcapacités à moyen terme	37
3.7	INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRES DANS TOUTES LES RÉGIONS	39

FIGURES ET TABLEAUX

FIGURE 1: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS MONDIAUX EN E&P	7
FIGURE 2: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS E&P, DES PRIX ET DES COÛTS.....	8
FIGURE 3: ÉQUIPES SISMIQUES ACTIVES DANS LE MONDE	12
FIGURE 4: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES ÉQUIPES ACTIVES AU PREMIER SEMESTRE 2010	12
FIGURE 5: ÉQUIPES SISMIQUE "NON UTILISÉES" EN DEHORS DES ÉTATS-UNIS.....	13
FIGURE 6: ÉQUIPES SISMIQUE "NON UTILISÉES" AUX ÉTATS-UNIS	13
FIGURE 7: ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES DU MARCHÉ DE LA GÉOPHYSIQUE, ESTIMATION 2010 ET PRÉVISION 2011	14
FIGURE 8: NOMBRE DE PUIITS FORÉS À TERRE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE, ESTIMATIONS 2010	16
FIGURE 9: RÉPARTITION 2010 DES FORAGES À TERRE.....	17
FIGURE 10: TAUX DE LOCATION DES RIGS À TERRE.....	17
FIGURE 11: NOMBRE DE PUIITS FORÉS EN MER PAR ZONES GÉOGRAPHIQUE	18
FIGURE 12: RÉPARTITION 2010 DES FORAGES EN MER.....	18
FIGURE 13: TAUX D'UTILISATION DES APPAREILS DE APPAREILS DE FORAGE EN MER.....	18
FIGURE 14: TAUX DE LOCATION (EN 1000 \$/J) DES SEMI-SUBS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE.....	19
FIGURE 15: TAUX DE LOCATION (EN 1000 \$/J) DES JACK-UPS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE.....	19
FIGURE 16: MARCHÉ DU FORAGE À TERRE, ESTIMATION 2009 ET PRÉVISION 2010	20
FIGURE 17: MARCHÉ DU FORAGE EN MER, ESTIMATION 2009 ET PRÉVISION 2010	21
FIGURE 18: PLATEFORMES EN CONSTRUCTION ET EN PROJET SUR LA PÉRIODE 2005-2010.....	22
FIGURE 19: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES CONSTRUCTIONS DE PLATEFORMES FIXES EN 2010.....	22
FIGURE 20: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS DE PLATEFORMES FIXES DEPUIS 2005	24
FIGURE 21: NOMBRE DE PROJETS DE PLATEFORMES FIXES PLANIFIÉS EN 2010	24
FIGURE 22: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS DE PLATEFORMES FLOTTANTES DEPUIS 2005.....	24
FIGURE 23: NOMBRE DE PROJETS DE PLATEFORMES FLOTTANTES PLANIFIÉS EN 2010.....	24
FIGURE 24: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS SOUS-MARINES DEPUIS 2005	25
FIGURE 25: NOMBRE DE PROJETS DE SOUS-MARINS PLANIFIÉS EN 2010	25
FIGURE 26: MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE, ESTIMATION 2009 ET PRÉVISION 2010	26
FIGURE 27: EXCÉDENT/DÉFICIT EN CAPACITÉ DE RAFFINAGE, PAR GRANDES ZONES	28
FIGURE 28: TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES.....	29
FIGURE 29: ÉVOLUTION DES MARGES DE RAFFINAGE COMPLEXES MENSUELLES ET ANNUELLES (EN \$/B).....	31
FIGURE 30: RÉSULTATS NETS DES SOCIÉTÉS POUR LE SECTEUR RAFFINAGE DISTRIBUTION (MILLIONS DE \$) PREMIER SEMESTRE 2009-2010	32
FIGURE 31: HISTORIQUE DES DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE \$)	33
FIGURE 32: PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE DISTILLATION PAR RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES.....	36
FIGURE 33: PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE CONVERSION PAR RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES.....	37
FIGURE 34: 2010, ÉVOLUTION À MOYEN TERME DES CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET DE LA DEMANDE.....	37
TABLEAU 1: PARTS DE MARCHÉ DES PRINCIPAUX ACTEURS DU MARCHÉ DE LA GÉOPHYSIQUE	13
TABLEAU 2: PARTS DE MARCHÉ DES PRINCIPAUX ACTEURS DU FORAGE À TERRE	20
TABLEAU 3: PARTS DE MARCHÉ DES PRINCIPAUX ACTEURS DU FORAGE EN MER.....	21
TABLEAU 4: PARTS DE MARCHÉ DES PRINCIPAUX ACTEURS DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE.....	26
TABLEAU 5: TABLEAU RÉSUMÉ DE L'ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHÉS ANALYSÉS	27
TABLEAU 6: MARGES DE RAFFINAGE COMPLEXES (MOYENNE ANNUELLE EN \$/B)	30
TABLEAU 7: RÉSULTATS NETS DES SOCIÉTÉS POUR LE SECTEUR RAFFINAGE DISTRIBUTION (MILLIONS DE \$) ..	32
TABLEAU 8: DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE \$)	33
TABLEAU 9: NORMES EURO 5 ET EURO 6 POUR VÉHICULES LÉGERS	34

EDITO

En 2010 la sortie de crise a engendré des situations contrastées. Dans les pays de l'OCDE, une croissance molle s'installe alors que dans les pays émergents, l'essor économique est de retour. Ceci se traduit, dans le domaine des hydrocarbures par une demande à deux vitesses: forte dans les pays émergents, ralentie dans l'OCDE.

Cette année, malgré un certain nombre d'éléments perturbateurs –problème de dettes souveraines, incertitudes sur la croissance américaine, faiblesse du dollars- le prix du baril est resté stable dans une fourchette de 70 à 80 \$/b. Dans le domaine du gaz, le décalage fort entre prix spot et prix long terme en Europe amène les acheteurs à faire pression pour renforcer la part spot dans les contrats.

Dans le domaine de l'exploration-production, le pire semble être derrière. Les compagnies pétrolières affichent un certain optimisme en annonçant des investissements à la hausse, et l'activité, de forage notamment, repart. Cependant, du fait des surcapacités créées par la période de forts investissements précédente, les prix des services sont restés bas et les résultats des sociétés parapétrolières traduisent encore peu la reprise.

La marée noire survenue dans le golfe du Mexique à l'issue d'une opération de forage en zone très profonde est un évènement tragique à bien des égards. Le moratoire qui a suivi ce drame a contribué à ralentir l'activité en offshore dans le golfe du Mexique sur la deuxième partie de l'année.

Dans le raffinage, les surcapacités vont globalement perdurer quelques années. Cependant les situations contrastées, déjà observées, se confirment: les pays émergents à forte demande, comme la Chine, maintiennent un certain équilibre entre capacités de raffinage et demande. A l'inverse, dans les pays OCDE -notamment l'Europe- où la demande a tendance à stagner, les déséquilibres se maintiennent ou s'accroissent. Les États unis, avec un fort déficit de capacités, restent un cas particulier.

Enfin, la zone Asie-pacifique conforte sa position de force sur la scène internationale, aussi bien en amont qu'en aval.

1 Contexte: amélioration dans l'amont, morosité dans l'aval

- **Demande à deux vitesses**

La reprise de l'économie mondiale à partir de mi-2009 s'est accompagnée d'une augmentation de la demande pétrolière qui se poursuit en 2010 (+2,2%), stimulée par les pays émergents. L'essoufflement de l'économie américaine à partir de mi-2010 et la perspective d'une croissance molle, à laquelle l'Europe ne semble pas échapper, laissent présager une stabilisation voire une diminution de la demande pétrolière dans ces pays. Pour 2011, face aux incertitudes croissantes planant sur la reprise économique mondiale notamment dans les pays de l'OCDE, l'AIE prévoit un ralentissement de l'évolution de la demande (+1,3 Mb/j soit 1,3% de croissance) qui se concentre de plus en plus dans les pays émergents. Le replis dans les pays OCDE peut être interprété comme "un signe avant-coureur d'un déclin structurel en 2011".

Pour le gaz, la demande mondiale continue de baisser en 2009 (-2,8%) mais à un rythme moins élevé. Cette baisse se concentre surtout dans les pays de la CEI et dans une moindre mesure en Europe et en Amérique Latine. Pour 2010, l'AIE a récemment annoncé une baisse importante au deuxième trimestre dans les pays OCDE, notamment en Europe.

- **Pétrole: fortes perturbations dans une fourchette de 70 \$/b à 80 \$/b**

Après la crise économique majeure de 2009, le retour de la croissance économique soutenue dans les pays émergents et plus modeste pour les pays OCDE, a contribué à soutenir les cours du pétrole qui évoluent dans la zone des 70 à 80 \$/b depuis octobre 2009. Le pétrole a été, comme l'année passée, largement influencé par les mouvements boursiers reflet des anticipations économiques. Il a ainsi alterné les mouvements baissiers et haussiers au gré de la perception du contexte : chute significative de 80 à 70 \$/b en début d'année 2010 liée aux craintes pour la zone euro, forte remontée des cours en avril et en juillet à plus de 80 \$/b en raison de l'annonce des résultats positifs des sociétés. Depuis septembre, la vision d'une croissance moins solide que prévue pour ce qui est des États-Unis explique un certain attentisme des marchés sur la base d'un prix du Brent autour de 75 \$/b. C'est un niveau proche de ce qui est attendu en moyenne sur l'année, autour de 77 \$/b soit 17 \$/b au dessus du prix 2009. Un relais de croissance plus marquée aux États-Unis en 2011 pourrait aboutir à une légère pression (plus de 80 \$/b), mais a priori sans emballement excessif compte tenu des marges de production disponibles sur le marché.

- **Gaz: écart spot/long terme encore important**

Sur le front gazier, les écarts de prix entre marchés spots, anglais et américain en particulier, par rapport aux contrats indexés de long terme du marché continental européen restent très importants. En léger repli toutefois par rapport aux records de 2009, le prix long terme se situe encore à des niveaux élevés de l'ordre de 40 % au dessus du prix anglais et du double du prix américain. La prise en compte dans certains contrats d'une part spot de l'ordre de 15 % atténue légèrement ces écarts, mais la pression reste forte de la part des acheteurs pour modifier plus profondément ces contrats indexés sur les produits pétroliers.

- **Surcapacités en production comme en raffinage**

La reprise de la demande a permis de résorber une partie des surcapacités de production de l'OPEP qui sont passées de 6.6 Mb/j en aout 2009 à 6.1 Mb/j à l'automne 2010. Dans le domaine du gaz, l'essor des gaz non conventionnels aux États-Unis contribue toujours à mettre le marché en surcapacité.

Dans le raffinage, les surcapacités continuent de s'alourdir, entraînant un maintien des marges détériorées et plongeant dans le rouge les comptes des compagnies pétrolières. Des restructurations pour équilibrer l'offre et la demande ont déjà commencé dans les pays de l'OCDE – fermetures, transformation des équipements,...-, et devraient s'accélérer dans les années à venir. Les projets, quant à eux, devraient continuer sur leur lancée notamment dans les pays émergents, accentuant à moyen terme les surcapacités mondiales.

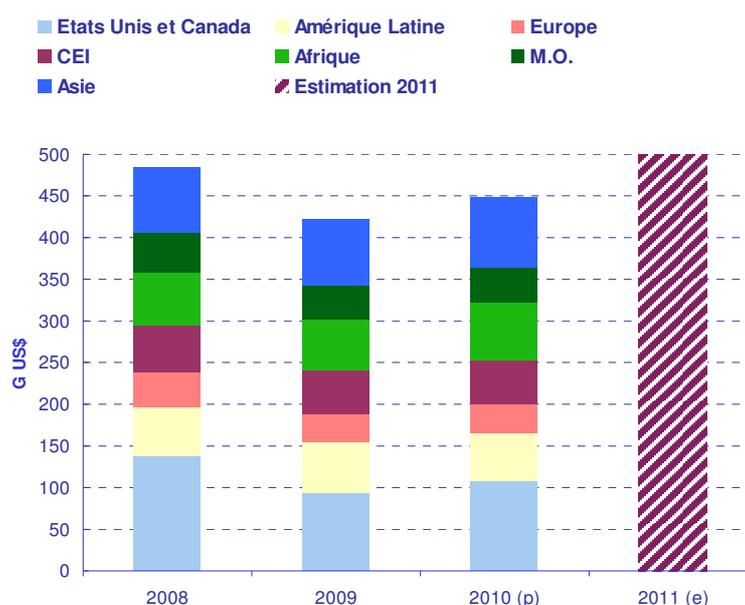
2 Exploration production: une reprise

2.1 Des investissements en reprise

Pour 2010, les investissements mondiaux en exploration et production (E&P) bénéficient de la reprise de la demande. Ils devraient afficher une **hausse de 5 à 10% et atteindre 450 milliards de \$ (G\$)** en moyenne. Ceci représente 20 à 40 G\$ de dépenses supplémentaires par rapport à 2009. L'Amérique du nord, zone la plus touchée par la crise en 2009 est, comme attendu, celle qui profite le plus de la reprise avec une hausse de 15 à 20% des dépenses. Dans le reste du monde, les investissements sont en hausse nettement plus modeste, de 5 à 9%.

Pour 2011, on peut s'attendre à une nouvelle progression des investissements, de l'ordre de 10 à 12%. D'importants projets sont en cours en Irak et au Brésil. Par ailleurs l'exploitation des gaz de schistes devrait soutenir les dépenses en Amérique du nord, en Australie et en Chine notamment. Enfin, les nouvelles thématiques d'exploration telles que les zones anté-salifères ou arctique offrent de nouvelles opportunités pour le moyen et long terme. Le récent accord frontalier entre la Norvège et la Russie dans la zone arctique ouvre de nouvelles perspectives quant à l'exploration dans cette zone.

Figure 1: Évolution des investissements mondiaux en E&P



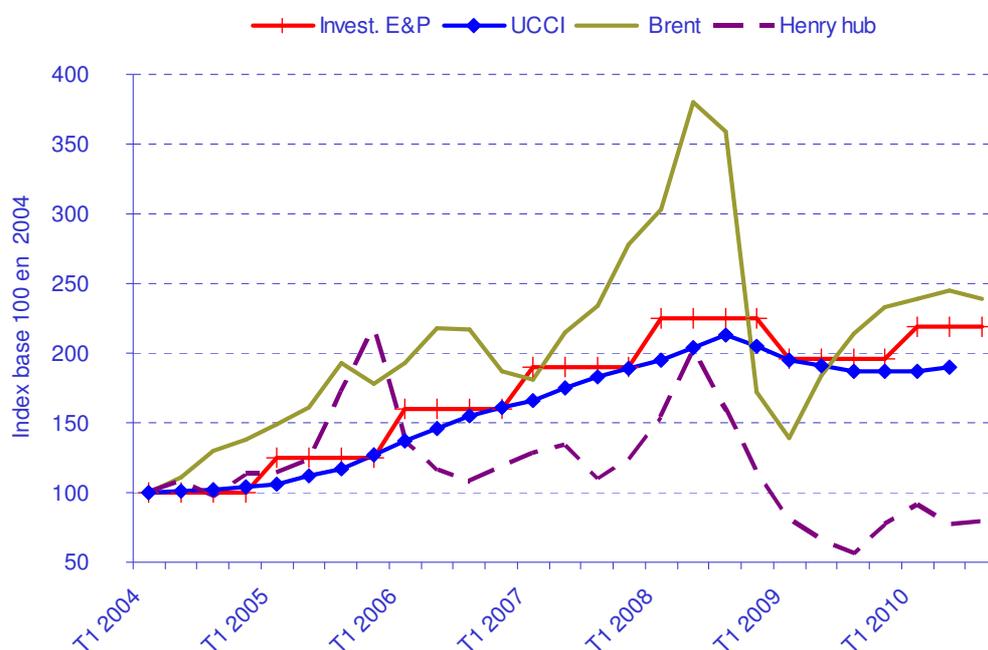
Sur 2010, toutes les zones connaissent des investissements E&P en croissance ou stables par rapport à 2009. C'est l'Afrique qui connaît la hausse la plus forte avec une augmentation de 16% imputable majoritairement aux développements en offshore profond dans le golfe de Guinée. Viennent ensuite l'Asie et la CEI (respectivement 12 et 10% d'augmentation) où les dépenses en Chine et en Russie devraient être particulièrement vigoureuses en 2010, grâce notamment aux efforts de compagnies telles que CNOOC et Petrochina en Chine, Gazprom, Rosneft et Sugurtneftegaz en Russie. Au Moyen Orient, la reprise des dépenses est modeste (5%): l'important effort entrepris par l'Arabie Saoudite pour porter ses capacités de production à 12.5 G\$ est achevé et les forts investissements prévus en Irak ne sont pas encore complètement effectifs. Par ailleurs la situation iranienne, délicate, incite peu à augmenter les investissements. En Amérique Latine, la hausse des dépenses au Brésil a été

en grande partie compensée par des réductions de budget importantes au Venezuela et au Mexique. Enfin, l'Europe voit ses investissements rester au même niveau qu'en 2009.

Après les fortes réductions d'investissements en 2009 suite à la crise économique, les compagnies pétrolières relancent les projets arrêtés. Si la taille des compagnies a été un facteur crucial pour faire face à la crise, la reprise s'effectue également de manière différenciée:

- Alors qu'elles étaient les seules à avoir continué à investir pendant la crise, les 5 majors affichent une croissance modeste des investissements pour 2010, de l'ordre de quelques %;
- les indépendants internationaux, qui avaient le plus réduits leurs investissements en 2009, tirent ceux-ci à la hausse en 2010 avec une augmentation des dépenses supérieure à 10%;
- enfin, les compagnies nationales, qui avaient dans l'ensemble réduit fortement leurs investissements en 2009, affichent pour 2010 une reprise de 5 à 10 % environ, atteignant même parfois 20% pour certaines compagnies asiatiques.

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



Si l'année 2009 a clairement été une année de crise, l'année 2010 est une année de transition vers la sortie de crise. 2010 offre un environnement plutôt propice aux investissements en exploration-production: le prix du baril s'est rétabli et les opérateurs jouissent d'une visibilité accrue. Par ailleurs les coûts, mesurés par l'Upstream Capital Cost Index du CERA, sont restés relativement stables jusqu'au 1^{er} trimestre 2010 et ne sont remontés que très légèrement au 2nd trimestre (1.5%). Les investissements des compagnies pétrolières, tels qu'annoncés par ces dernières sur la première partie de l'année, sont ainsi en augmentation de l'ordre de 10%, traduisant une certaine confiance de leur part. Cette augmentation est imputable en majeure partie à la reprise de l'activité.

Cependant la reprise économique reste fragile dans les pays de l'OCDE et la confiance affichée par les pétroliers ne se traduit pas toujours concrètement sur le terrain : ainsi, les marchés parapétroliers observés sont loin d'afficher des hausses significatives et nombreux même sont ceux qui, sur le premier semestre 2010, sont encore en baisse (voir détails partie 2.2).

Marée noire dans le golfe du Mexique, engouement pour l'exploitation des gaz de schistes, développement de la zone antésalifère brésilienne, retour en force de l'Irak sur la scène internationale pétrolière, soucis accru de sécuriser les approvisionnement de la part des compagnies chinoises et coréennes, auront marqués l'année 2010.

❖ **Marée noire dans le golfe du Mexique**

Le 20 Avril 2010, BP finalisait le forage du puits Macondo par 1 600 m d'eau au large de la Louisiane dans le golfe du Mexique. Soudain, la plateforme de forage Deepwater Horizon, contractée à Transocean, explose, entraînant la mort de 11 employés et causant la plus grande marée noire de l'histoire des États-Unis. Après de multiples tentatives pour limiter la fuite du puits, ce dernier est définitivement sellé le 17 septembre. Au total, on estime que 4,4 Gb de pétrole se sont répandus dans la mer.

Suite à cette catastrophe, l'administration Obama a décrété un moratoire sur le forage offshore jusqu'au 30 novembre 2010, l'objectif étant d'instaurer une nouvelle réglementation pour éviter ce type accident. Celle-ci concernera les forages par grande profondeur d'eau mais aussi les puits haute pression et haute température. Par ailleurs, les 3 500 puits laissés à l'abandon dans le golfe du Mexique devront être tués et les 650 plates-formes pétrolières et gazières n'étant plus exploitées, démantelées. Le Département des Transports américain a, de son côté, annoncé un durcissement de réglementation concernant les standards de sécurité des pipelines.

Conséquence de ce moratoire, sur la trentaine de rigs opérant habituellement dans ce secteur, la plupart seraient inactifs; très peu sont relocalisés dans d'autres zones géographiques dans l'attente du redémarrage de l'activité dans le golfe du Mexique.

On estime qu'il faudra 20% de temps en plus pour réaliser des projets dans le golfe du Mexique compte tenu des réglementations plus sévères qui vont être mises en place. On peut penser que les coûts des forages devraient augmenter dans des proportions similaires. Par ailleurs, les opérateurs rencontrent les plus grandes difficultés pour obtenir des permis dans les zones encore autorisées du golfe du Mexique. En septembre 2010, les autorités américaines n'auraient approuvé que 6 permis d'exploration en eaux peu profondes depuis la catastrophe contre en moyenne 11 par mois avant.

En Europe, le gouvernement Allemand a proposé à la commission Oskar en charge de la réglementation sur les rejets des installations pétrolières dans l'Atlantique nord-est, d'instaurer un moratoire sur le forage en eaux profondes dans la zone. Cette proposition a été rejetée en attendant la publication des rapports sur les causes de l'accident de la plateforme Deepwater Horizon.

Autre conséquence du moratoire, d'après le gouvernement américain, l'industrie pétrolière américain aurait perdu entre 8 000 et 12 000 emplois temporaires sur la côte du golfe du Mexique. La plupart des plateformes et des équipes sont restées dans le golfe et les opérateurs ont globalement peu licencié. La production de pétrole dans la zone serait réduite de 31 000b/j au quatrième trimestre 2010 et 82 000b/j au premier trimestre 2011. Barclays Capital estime une diminution des dépenses dues au moratoire sur le forage offshore à 2% ou 1,6 G\$.

Un enquête est en cours, qui devra clarifier les responsabilités de chaque acteur: BP opérateur, Transocean foreur et Halliburton, prestataire de la cimentation du puits. En septembre 2010, BP estime avoir versé 9,5 milliards de dollars (G\$) d'indemnisation aux victimes de la marée noire. Ayant d'autre part comme partenaire sur le puits, Anadarko (25%) et Mitsui (10%), BP leur réclame respectivement 2,5 G\$ et 1,1 G\$.

BP a mis en place un programme de cession d'actifs afin de réunir les 10 G\$ nécessaires à alimenter le fonds de 20 G\$ destiné à indemniser les victimes de la marée noire. Les agences de notations, dont Moody's, considèrent que BP a la capacité de payer les éventuelles amendes liées à la marée noire, grâce à des cash flows annuels de 30 G\$.

❖ Gaz non conventionnels

Les gaz non conventionnels¹ continuent à occuper le devant de la scène gazière. L'année 2010 aura ainsi été marquée par de nombreux accords financiers visant avant tout les marchés "matures", États-Unis en tête mais aussi Canada et Australie. Après l'accord de décembre 2009 de 41 milliards de dollars (G\$) conclus entre ExxonMobil et le deuxième producteur gazier américain XTO Energy, au moins treize nouveaux accords ont été conclus en 2010 pour un montant de plus de 17 G\$. Cheseapeake, 4ème producteur américain, a conclu de nouvelles alliances, l'une avec Total pour une participation de 25 % dans les "Barnett Shale" au Texas, l'autre avec Statoil qui renforce sa coopération dans la zone de "Marcellus". A noter également, l'acquisition par Shell de East Resources, spécialisé dans les "tight gas" pour un montant de 4,7 G\$.

En Australie, il convient de souligner l'alliance de Shell et du chinois Petrochina pour l'acquisition de Arrow Energy, spécialisé dans les gaz de houille valorisés en partie sous forme GNL, pour un montant de 3,2 G\$. La participation chinoise à de tels projets est emblématique des enjeux à venir à la fois en terme d'approvisionnement de gaz liquéfié pour ce pays et de compétence technique pour le développement sur le territoire chinois de ce type de ressource. Producteur modeste de CBM, la Chine pays souhaite développer l'ensemble de ces nouveaux gaz, en particulier avec les majors (Total, ConocoPhillips, BP, Shell), afin de répondre à la forte hausse de la demande interne.

Les prises de participation de la compagnie indienne Reliance Industries aux États-Unis sur les "Shale gas" cette année, s'inscrivent dans la même démarche stratégique visant à développer à terme le potentiel national. Le CBM par exemple a fait l'objet de nombreuses attributions de blocks, 26 au total en 10 ans dont 10 pour le dernier appel d'offres en 2009.

Côté européen, le programme GASH (Gas Shale in Europe) lancé en 2009 par plusieurs compagnies dont Total et GDF Suez, associant IFP Energies nouvelles, a pour objectif de faire le point sur le potentiel du continent. Ce potentiel est assez mal connu, et les premiers forages réalisés en Pologne par la société nationale apporteront un début de réponse. Outre les incertitudes scientifiques, de nombreuses interrogations techniques (importance du nombre de forage) et environnementales restent à lever avant d'envisager un développement conséquent.

La question environnementale, avec la problématique de la fracturation des gisements par de l'eau et des produits chimiques, devra en particulier être résolue. Ce point soulève des interrogations croissantes en Amérique du Nord, en lien avec le risque pour les ressources aquifères. Aux États-Unis, l'agence EPA en charge de l'environnement qui a lancé une étude sur le sujet, a également demandé aux opérateurs d'être désormais transparents sur les produits utilisés.

❖ Brésil

Depuis la découverte de Tupi fin 2007, le pays est en effervescence et s'organise pour devenir un exportateur majeur d'hydrocarbures. Avec cinq autres découvertes faites, la zone anté-salifère renfermerait entre 19 et 25 Gb de réserves et pourrait produire 1.8 Mb/j en 2020.

¹ Les gaz non conventionnels actuellement exploités comprennent les gaz de réservoir compacts (Tight gas), les gaz de schistes (Shale gas) et les gaz de houille (CBM). La mise en production de ces gaz nécessite de nombreux forages et des techniques particulières de production (fracturation hydraulique). La production de ces gaz, développés essentiellement en Amérique du Nord, est estimée autour de 350 Gm³ soit 10 % de l'offre gazière mondiale.

La réforme du secteur pétrolier est en cours avec pour but de permettre à Petrobras d'augmenter ses capacités de financement et d'optimiser les développements des champs. La compagnie affiche un plan d'investissement particulièrement ambitieux avec 224 G\$ sur la période 2010-2014. Une partie du financement se fera via des prêts contractés auprès de banques, chinoises notamment, mais aussi grâce à la plus importante augmentation de capital jamais réalisée et qui a remporté pas moins de 70 G\$ en septembre 2010. Le pays compte bien profiter de ses ressources en hydrocarbures pour se développer: ainsi un fond souverain à caractère social alimenté par les revenus pétroliers du pays a-t-il été créé. Par ailleurs, la majorité des équipements nécessaires aux développements des champs devra être fabriquée sur place et un programme visant à faciliter l'accès au crédit des sous-traitants locaux de Petrobras a été mis en place par cette dernière.

Au delà du développement du Brésil, la série de découvertes majeures réalisée en zone anté-salifère ravive les espoirs de certains pays, africains notamment, de trouver du pétrole dans leur sous-sol.

❖ Irak

Au Moyen Orient, l'Irak a effectué en tout début d'année 2010 un retour marqué sur la scène pétrolière internationale avec un 2^{ème} appel d'offres qui a été un franc succès: plus d'une dizaine de compagnies ont répondu à l'appel pour le développement de 7 champs. Suite aux deux appels d'offres de 2009, la production du pays pourrait théoriquement atteindre 10 Mb/j (contre 2.5 aujourd'hui)! Les investissements et l'activité dans le pays devraient être très soutenus: on s'attend notamment au forage de 300 puits dans les 7 ans à venir alors que l'on en dénombre moins de 10 par an depuis une trentaine d'année. A la suite des pétroliers, les sociétés parapétrolières s'installent en force dans ce pays qui renferme les 4^{ème} réserves mondiales de pétrole et les 11^{ème} de gaz. Cependant le manque de cadre législatif, la vétusté des infrastructures de transport du pays et l'insécurité qui y règne encore sont susceptibles de ralentir les développements prévus.

❖ Renforcement des positions des compagnies chinoises et coréennes

Cette année encore, les compagnies chinoises CNPC, Sinopec, CNOOC et coréennes KNOOC et Kogas ont réalisés des acquisitions d'actifs ou de compagnies afin de renforcer la sécurité de leurs approvisionnements en hydrocarbures. Après s'être heurtées à une certaine hostilité de la part des pays dans lesquels elles tentent de rentrer par des rachat de sociétés entières (Unocal en 2005, Verenex en 2009), les compagnies chinoises semblent opter pour le rachat partiel et le développement de champs en collaboration. Citons le rachat de 55% de la filiale de Shell en Syrie par CNPC, celui des 9% de ConocoPhillips dans Syncrude qui exploite les bitumes canadiens ou encore, en Amérique latine, celui de 40% de Repsol Brazil par Sinopec et de 60% de Pan America Energy par CNOOC (actifs en Argentine, Chili et Bolivie). En Afrique, raffineries et complexes pétrochimiques sont financés au Nigeria et des prises de participations ont été tentées en Ouganda et au Ghana par CNOOC. Par ailleurs CNOOC et CNPC se sont positionnées en Irak aux cotés de majors (Total, BP) pour le développement de champs importants. En Iran, CNPC bénéficie de l'absence dans le pays des groupes internationaux (sanction des États-Unis) pour participer au développement du champs géant gazier South Pars. L'achèvement fin 2009 du gazoduc reliant le Turkménistan à la Chine, co-financé par les 2 pays, marque un pas de plus dans la sécurisation des approvisionnements chinois en hydrocarbures.

Du côté de la Corée, après l'acquisition du canadien Harvest Energy fin 2009, la compagnie nationale KNOOC vient de finaliser le rachat hostile de la britannique Dana. Kogas de son côté, s'est positionné en Irak avec une participation dans le champs de Bahdra.

2.2 Secteur parapétrolier: une reprise d'activité, des marchés à la peine

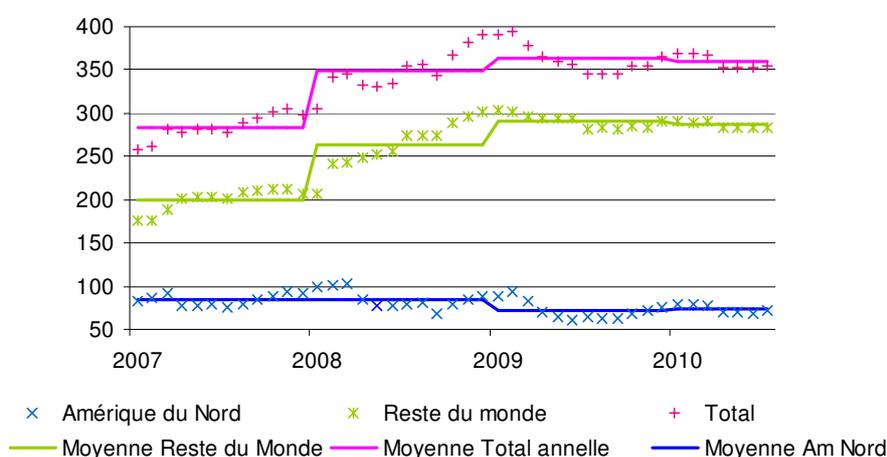
2.2.1 la géophysique

2.2.1.1 Une activité mondiale quasi stable

Le nombre d'équipes actives dans le monde a augmenté en 2009 de 4% par rapport à 2008 avec une moyenne annuelle de 360 équipes actives dans le monde. Pour donner un ordre d'idée, le nombre d'équipes actives dans le monde a doublé sur les cinq dernières années. L'effet de la crise financière et économique, ne s'est fait sentir qu'à partir deuxième trimestre 2009, soit avec un décalage de 6 mois compte tenu de la planification des campagnes de prospection sismique.

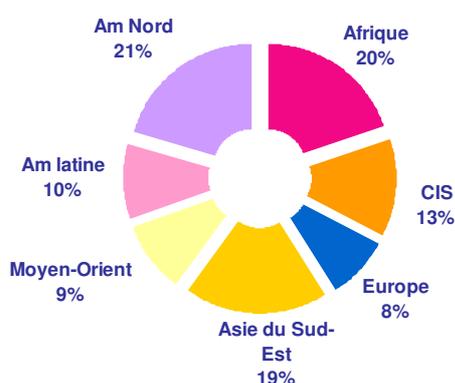
Par rapport au pic d'activité mondiale de début 2009 avec près de 400 équipes actives, on a constaté une baisse de 12% mi 2009, qui a ensuite été récupérée pour moitié au premier trimestre 2010. L'augmentation des équipes sismiques "non utilisées" a durant 2009 poussé à la baisse les prix des campagnes.

Figure 3: Équipes sismiques actives dans le monde



La nécessité pour les compagnies pétrolières de renouveler leurs réserves, notamment pour les compagnies internationales qui contrairement aux compagnies nationales ont des difficultés d'accès aux réserves, maintient en grande partie le niveau d'activité. C'est l'activité terrestre en Amérique qui a été la plus touchée en 2009 avec un quadruplement des équipes "non utilisées" par rapport à 2008. L'activité marine aux États-Unis reste active malgré le moratoire sur le forage offshore qui touche les développements mais aussi l'exploration dans le zone du Golfe du Mexique.

Figure 4: Répartition géographique des équipes actives au premier semestre 2010



En 2010, sur les 6 premiers mois de l'année, on évalue à -1% la baisse d'activité mondiale par rapport à 2009. On observe un rebond d'activité au Canada de 22% après la sévère chute d'activité de 50% en 2009. L'Europe dont l'activité avait bien résisté en 2009, aurait la plus forte baisse en 2010 avec -11%. Les autres zones géographiques devraient rester quasi stables en 2010.

Malgré le bon niveau observé, le nombre d'équipes terrestres "non utilisées" au 1^{er} semestre 2010 est à un haut niveau. Il est de l'ordre de 20 équipes en Amérique du Nord, 100 dans le reste du monde et dépasse les niveaux atteints mi 2009. On observe cependant au deuxième semestre 2010 une légère décroissance des équipes "non utilisées".

Figure 5: Équipes sismique "non utilisées" en dehors des États-Unis

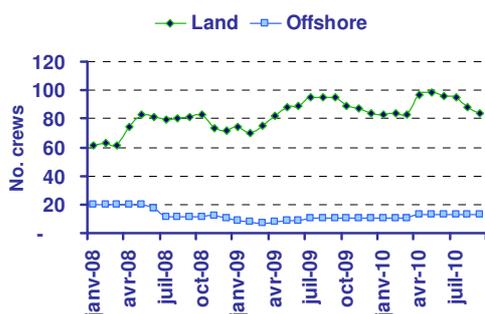
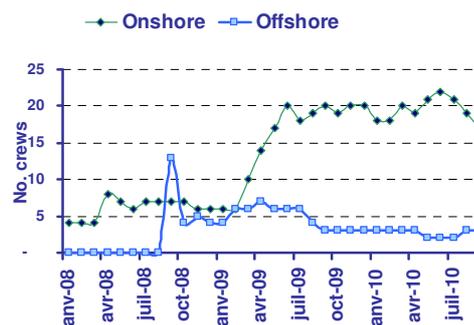


Figure 6: Équipes sismique "non utilisées" aux États-Unis



Le nombre d'équipes marines "non utilisées" en dehors des États-Unis remonte de quelques unités mi-2010. Avant le moratoire, le nombre d'équipes marines avait même décliné de moitié sur un an par rapport à juillet 2009. Le moratoire dans le Golfe du Mexique n'a commencé à avoir un impact qu'à la fin de l'été. Les quelques bateaux à quai ont alors exercé sur le marché sismique mondial une pression à la baisse sur les prix. Il a été dans certains cas jugé non économique de les relocaliser compte tenu des prix pratiqués.

Toute l'activité marine du golfe du Mexique n'est cependant pas paralysée par le moratoire, puisque côté Mexicain, CGGVeritas va démarrer mi-octobre une très grosse campagne de sismique 3D *wide-azimuth* devant durer 300 jours et évaluée à 200M\$.

2.2.1.2 Un marché mondial victime de surcapacités

Le marché de l'acquisition traitement a la particularité d'être très concentré. Les deux leaders du secteur sont CGG Veritas et WesternGeco et représentent à eux deux la moitié du marché mondial. Au total, 85% du marché est détenu par 10 sociétés:

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

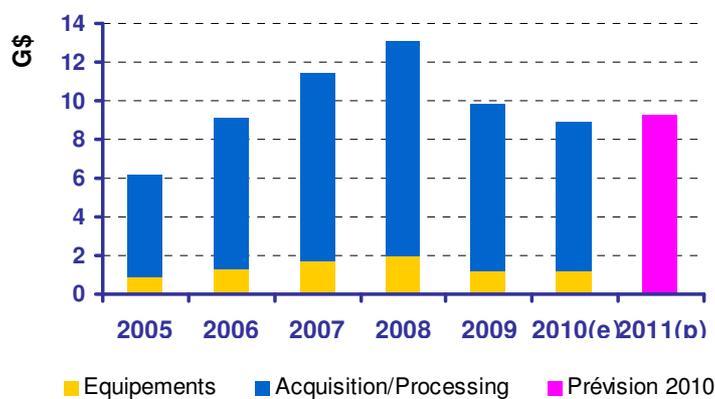
Sociétés de géophysique	Part de marché 2009 en %
CGG Veritas	25
Western Geco	25
Petroleum Geoservice	10
Halliburton	5
TGS-NOPEC	5
Geokinetics	5
Fugro	4
ION	3
China Oil Services	2
OYO Geospace	1

Malgré une activité quasi stable sur le premier semestre 2010, la plupart des sociétés de géophysique en acquisition et traitement ont vu leurs chiffres d'affaires et leurs bénéfices chuter. On estime le marché 2010 à environ 9 milliards de dollars (G\$), et la contraction globale du chiffre d'affaires sur un an à 10%. Faute à des surcapacités en moyens d'acquisition/traitement, les montants des contrats depuis la crise sont âprement discutés et les professionnelles du secteur ne s'attendent pas à une remontée des prix pour 2010.

La baisse du marché se répartie de la manière suivante:

- le segment de l'acquisition et du traitement sismique diminue de 11% et devrait s'établir à 7,5G\$;
- le segment des équipements géophysiques qui avait lourdement chuté en 2009 reste stable en 2010 à 1,5G\$

Figure 7: Évolution du chiffre d'affaires du marché de la géophysique, estimation 2010 et prévision 2011



2.2.1.2.1 Des prix d'acquisition et de traitement bas

▪ Une surcapacité de moyens d'acquisitions

Avec la croissance de la demande, on assistait depuis quelques années à des investissements massifs des contracteurs de géophysique dans des moyens d'acquisition de dernière génération.

En mer, cette course à la technologie accompagnée d'une consolidation des acteurs de l'acquisition, a rendu obsolète les plus anciens navires et beaucoup ont été démantelés ou reconvertis.

Malgré cela le marché est aujourd'hui dans une situation de surcapacité. Le taux d'utilisation des navires ne retrouve pas les niveaux d'avant la crise et les acquisitions de type multi-clients sont plus difficilement financées. Ce contexte contribue à maintenir les prix des campagnes sismiques relativement bas.

De nouveaux navires arrivent encore sur le marché en 2010, comme l'Oceanic Vega de CGGVeritas, bateau révolutionnaire qui disposera d'une capacité de traction de 20 streamers. A l'inverse, certains contracteurs comme PGS préfèrent annuler la construction de nouveaux bateaux et payer les pénalités.

A terre, le coût de la main d'œuvre est le facteur important du prix des campagnes et la concurrence est particulièrement rude avec le Chine, la société de services BGP concentre à elle seule 1/4 des équipes terrestres mondiales.

Pour faire face à cette concurrence, les contracteurs ont du innover en matière d'acquisition terrestre. Ils proposent des techniques d'acquisitions terrestres simultanées pour augmenter les cadences de tirs et réduire les coûts.

- **Des technologies porteuses**

Parmi les marchés porteurs en acquisition et traitement, on peut citer:

- le CSEM (*Controlled Source Electro Magnetic*) qui connaît une forte croissance, la technique permet de compléter les données sismiques classiques par l'apport de l'électro-magnétiques. Fugro est positionné sur ce secteur géophysique via sa joint-venture avec EMGS qui dispose de deux bateaux spécialisés dans ce type d'acquisition. La joint-venture a annoncé fin juin, avoir obtenu un contrat pluriannuel de 150 M\$.

- le *Wide and Multi Azimuth* qui améliore considérablement l'imagerie sismique en utilisant de multiples sources et des dispositifs de réception haute densité.

- la sismique 4D qui étend le domaine d'application des méthodes sismiques de l'exploration à la production des champs. Stingray Geophysical et Ikon Science ont signé dans ce domaine un accord portant sur le traitement de données multi-composantes enregistrées par système permanent de fond de mer. La société CGGVeritas, a quant à elle, signé un accord de coopération avec Petrobras portant sur le traitement 4D, l'imagerie et la géophysique de réservoir.

2.2.1.2.2 *Des équipements géophysiques high-tech*

En matière d'équipements le leader du secteur est Sercel avec près de 60% du marché. Le deuxième acteur, ION est 4 fois plus petit en terme de chiffre d'affaires, vient ensuite OYOGeospace.

Après une forte baisse de 30% en 2009, le marché des équipements se stabilise sur les 6 premiers mois de 2010 à 1,5G\$. Les leaders du secteur ont l'avantage de bénéficier d'une grande base installée d'équipements (labos et streamers) dont le renouvellement assure un certain volume d'activités.

A terre, la course à la densification des campagnes avec un nombre de canaux d'enregistrement toujours plus élevé nécessite des laboratoires de plus en plus sophistiqués. Shell et PGS collaborent notamment au développement d'une nouvelle génération de laboratoire terrestre à fibre optique basée sur une déclinaison de la technologie Optseis de PGS. Schlumberger annonce pour sa part avoir enregistré à terre au Koweït jusqu'à 80 000 canaux avec son système UniQ à une cadence de l'ordre de 1Téra octets par heure.

Issue de l'alliance stratégique entre l'équipementier ION et la société de services chinoise BGP, la société INOVA créée en 2009 est maintenant opérationnelle dans les domaines des enregistreurs, camions vibro-sismiques et capteurs sismiques. A l'image de CGG Veritas et Sercel, INOVA vient compléter l'offre de BPG qui était essentiellement axée sur l'acquisition et le traitement.

2.2.1.3 *Au-delà de 2010, une reprise des prix*

A court terme en 2011, les équipes sismiques "non utilisées" devraient se résorber en partie et contribuer à une reprise des prix notamment en terrestre. Pour l'activité marine, les incertitudes liées au moratoire dans le golfe du Mexique devraient être levées ce qui relancera l'activité d'exploration dans ce secteur et participera à une reprise des prix.

A moyen terme, la capacité d'innovation des contracteurs, comme par exemple dans le domaine de l'électro-magnétisme avec le CSEM ou le domaine du monitoring sismique, permet d'élargir la gamme des services.

A long terme, la poursuite du redressement de l'économie mondiale aidera à un retour de la demande en produits pétroliers qui s'accompagnera à nouveau de tensions sur les prix si les investissements pétroliers ne sont pas à la hauteur des attentes pour équilibrer l'offre et la demande.

2.2.2 Le forage

2.2.2.1 Des activités à terre et en mer en reprise

On estime que 99 000 puits devrait être forés en 2010 dans le monde, soit un rebond d'activité de 25% après la forte baisse de 30% en 2009.

Le secteur onshore qui représente 97% des puits dans le monde se redresse sur les 6 premiers mois de 2010 de 26%. Le secteur offshore, moins touché par la crise de 2009 mais victime du moratoire dans le golfe du Mexique augmente de 7% sur les 6 premiers mois de 2010.

Sur les derniers mois, nombre de rigs de forage sont disponibles comme l'illustre les taux d'utilisation, ce qui impacte les prix de location à la journée. 2010 s'annonce comme une année encore difficile, avec des taux de location qui, après avoir fortement baissé en 2009, se stabilisent ou même repartent à la baisse au premier semestre 2010 dans certaines zones.

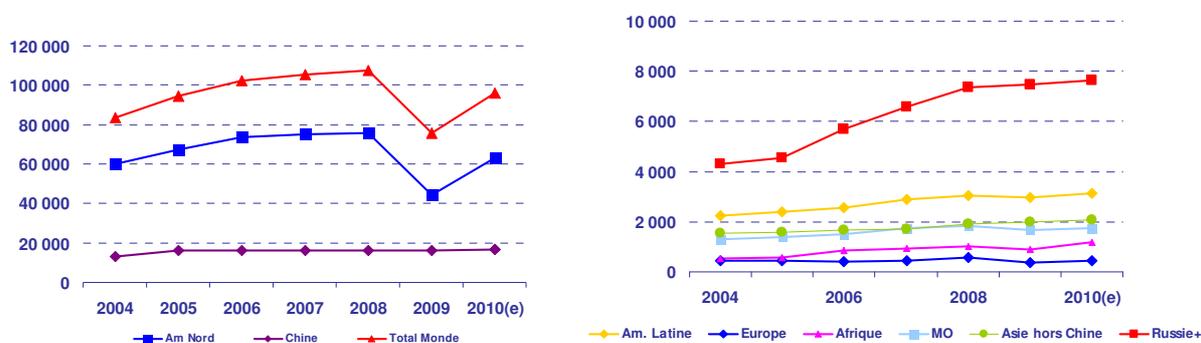
L'Amérique du Nord, qui concentre 64% de l'activité de forage mondiale et qui a été le pays le plus touché par la crise de 2009, connaît le plus fort rebond d'activité sur les 6 premiers mois de 2010 avec 42% de puits supplémentaires, mais l'activité reste sous le niveau de 2008 évalué à 110 000 puits.

Avec un prix du baril au dessus de 70\$, l'activité pétrolière onshore aux États-Unis devrait continuer à progresser tout au long de 2010 et au delà. L'activité gazière aux États-Unis est conditionnée par la poursuite du développement des "shale gas" et le prix du gaz.

- **A terre**

Sur les 6 premiers mois de l'année par rapport à la même période de 2009, l'activité mondiale a augmenté de 26% après une chute en 2009 de 30%. Le rebond est en grande partie dû à l'activité de forage en Amérique du Nord qui augmente de 40% aussi bien aux États-Unis qu'au Canada, mais la hausse ne gomme qu'en partie l'effet de la crise. On estime au total pour l'Amérique du Nord, le nombre de puits forés à terre à 63 000, contre 44 000 il y a un an et 75 000 il y a deux ans.

Figure 8: Nombre de puits forés à terre par zone géographique, estimations 2010



Sources: IFP, Baker Hughes, Spears & Associates

La troisième plus forte hausse d'activité revient à l'Afrique, elle est estimée à 33% en 2010, la baisse en 2009 avait été de 13%. L'activité repart à la hausse aussi en Europe avec +26%, mais sans effacer totalement la chute de 2009 de -33%.

Le Moyen-Orient ne devrait augmenter que de seulement 4% en 2010, ceci sans compter l'Irak dont la réhabilitation de nombreux champs nécessitera de gros investissements en forage. A titre d'exemple Exxon Mobil et Shell prévoit de forer 2 à 3 fois le nombre de puits actuellement en opération (370) sur le champ West Qurna au sud de l'Irak.

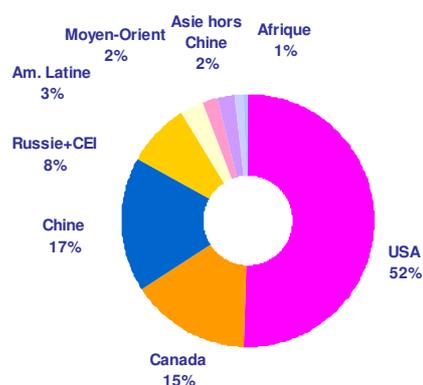
La Russie (avec la CEI) et la Chine ont une activité de forage stable de l'ordre de +2%, mais ces deux zones géographiques n'avaient quasiment pas connu de chute d'activité en 2009.

Sur les 96 000 puits estimés en 2010, la moitié est forée aux États-Unis. L'Amérique du Nord (États-Unis+Canada) représente les 2/3 des puits forés dans le monde.

La part des "shale gas" est importante. Pour produire le gaz captif dans la roche réservoir, il faut fracturer le milieu en injectant massivement de l'eau sous haute pression. La durée de vie des puits est relativement réduite par rapport à un puits de production de gaz conventionnel. Les fractures se referment naturellement avec la déplétion, il est alors nécessaire de renouveler les opérations de forage/fracturation. Aux États-Unis, 80% des "shale gas" sont forés par puits horizontal. Ce type de forage devrait continuer à progresser fortement (65% en 2010), alors que les progressions pour les puits déviés et verticaux devraient être plus modérées de 13 et 17% (Spears & Associates).

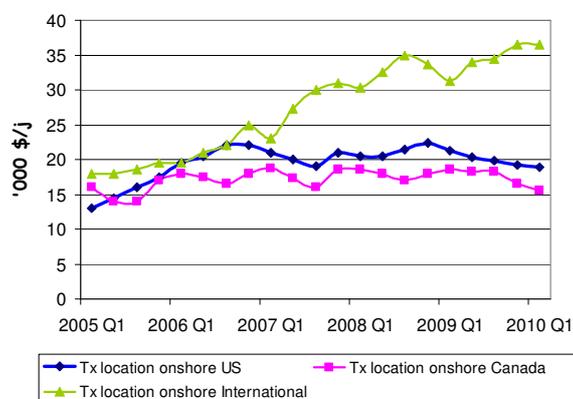
Les deux autres plus gros acteurs en matière de forage à terre sont la Chine (17% des forages) et la Russie (8% des forages). Au total, ces deux pays et l'Amérique du Nord concentrent 90% des forages à terre.

Figure 9: Répartition 2010 des forages à terre



Sources: IFP, ODS-Petrodata

Figure 10: Taux de location des rigs à terre



Taux de location en onshore

Concernant les taux de location à terre, on distingue deux évolutions différentes entre l'Amérique du Nord et le reste du monde. Les taux de locations ont continué de baisser aux États-Unis et au Canada au premier trimestre 2010 de respectivement 10 et 15% sur un an, alors qu'en moyenne dans les autres pays, les taux de location ont retrouvé leur niveau de mi-2008, autour de 35 000 \$/jour et 16% d'augmentation.

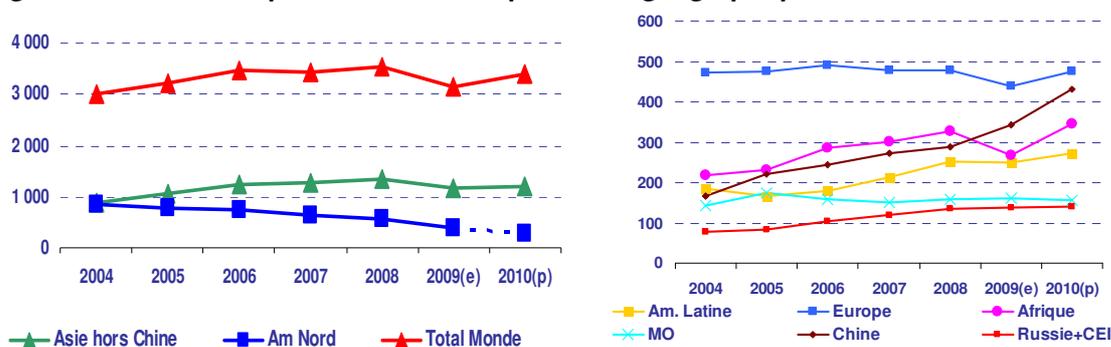
- **En mer**

Le forage en mer progresse de 7% sur les six premiers mois de 2010 par rapport à la même période de 2009. Il avait baissé en 2009 de 11%. L'Asie hors Chine progresse peu (4%), alors que le forage offshore en Chine augmente fortement (26%). CNOOC prévoit en 2010 de mettre en production 9 champs offshore et de forer une centaine de puits d'exploration.

Toutes les autres zones géographiques progressent sauf le golfe du Mexique pour lequel on ne constate pas de rebond d'activité du fait du moratoire.

Avant l'arrêt du forage dans la partie Américaine du golfe du Mexique, la baisse d'activité sur les premiers mois de 2010 était de l'ordre de 4% alors qu'elle avait déjà baissé en 2009 de 33%. On estime que la baisse du forage dans le golfe du Mexique devrait s'établir entre -15% et -20% d'ici la fin de l'année. L'offshore Brésilien continue son expansion avec 8% de croissance, il était resté quasi stable en 2009.

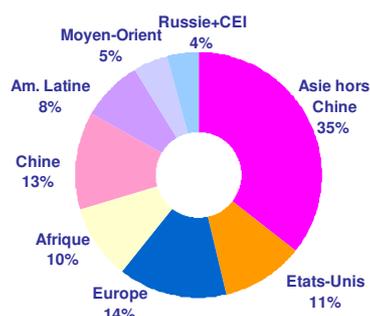
Figure 11: Nombre de puits forés en mer par zones géographique



Sources: IFP, Baker Hughes, Spears & Associates

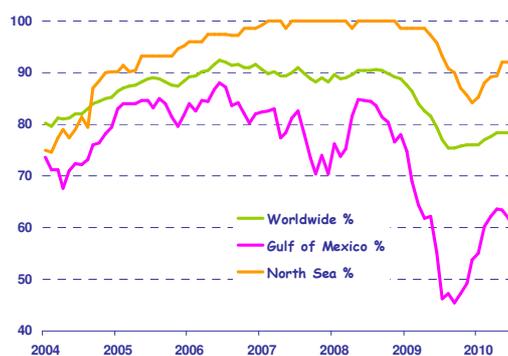
L'Asie avec la Chine représente la moitié des forages en mer. Les grandes zones d'activité restent ensuite, la Mer du Nord (14%), le golfe du Mexique (12%), le golfe de Guinée (10%) et l'offshore Brésilien avec la poursuite du développement de l'anté-salifère.

Figure 12: Répartition 2010 des forages en mer



Sources: IFP, ODS-Petrodata

Figure 13: Taux d'utilisation des appareils de forage en mer



Taux d'utilisation et de location en Offshore

La figure 14 illustre l'impact de la crise économique de 2009 au travers des taux d'utilisation des appareils de forage offshore. Aucune zone géographique ne retrouve les niveaux de 2008 malgré la reprise d'activité mondiale du deuxième semestre 2009.

Les taux d'utilisation se sont certes redressés fin 2009 et début 2010 mais le golfe du Mexique affiche encore début 2010 péniblement 60% d'utilisation de son parc de rigs offshore alors qu'il était aux alentours de 80% avant la crise. La mer du Nord qui historiquement avait un taux d'utilisation proche 100% est, début 2010, légèrement au

dessus de 90%. Dans les autres régions du monde, le taux d'utilisation se stabilise légèrement sous 80% mais ne remonte pas.

Le marché offshore reste fragile avec une surcapacité de rigs de forage qui exerce une forte pression à la baisse sur les taux de location à la journée.

Au deuxième semestre 2010, on constate la chute des taux d'utilisation dans le golfe du Mexique. On estimait en septembre 2010 à une trentaine le nombre de rigs inactifs dans cette zone.

Au total la baisse des taux d'utilisation sur le premier semestre 2010 par rapport à la même période en 2009 est de 6% au niveau mondial, 8% en mer du Nord et de seulement 2% dans le golfe du Mexique avant le moratoire.

Concernant les taux de location de jack-up, 2009 a été une année noire puisque ceux-ci ont continué de chuter lourdement au deuxième semestre 2009. Pour le golfe du Mexique, la mer du Nord et l'Asie du Sud-est les baisses sur 2009 sont respectivement de 50%, 45% et 40% par rapport au plus haut du deuxième semestre 2008.

Les taux de location de jack-up se sont ensuite stabilisés mi 2010 dans le golfe du Mexique autour de 50 000 \$/j. Par contre en Asie du Sud-est et en mer du Nord, les taux de location de jack-up ont continué de baisser, sur les 6 premiers mois de 2010, ils diminuent de l'ordre de 10%.

La chute des taux de location des semi-subs en 2009 est estimée pour le golfe du Mexique, la mer du Nord et l'Asie du Sud-est entre 20 et 30%. Concernant les perspectives 2010, les 6 premiers mois de l'année semblent indiquer une stabilisation des taux de location en mer du Nord, alors qu'ils continuent de baisser de 15% dans le golfe du Mexique et de 5% en Asie du Sud-est.

Figure 14: Taux de location (en 1000 \$/j) des semi-subs par zone géographique

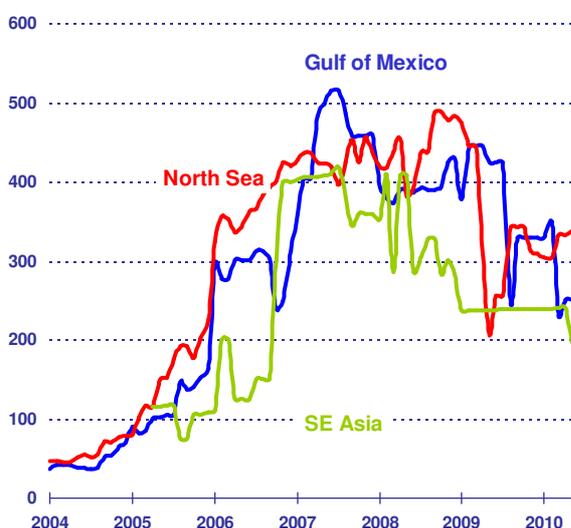
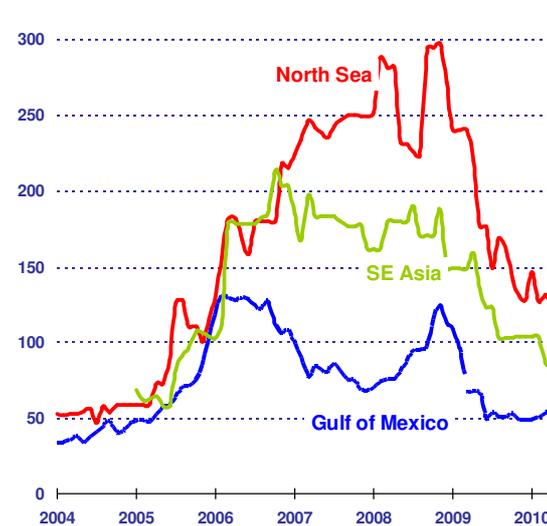


Figure 15: Taux de location (en 1000 \$/j) des jack-ups par zone géographique



Sources: IFP, ODS-Petrodata

2.2.2.2 Deux marchés du forage en opposition

On avait assisté en 2009 à une chute du marché du forage onshore et à un maintien de celui du forage offshore. C'est l'inverse qui se produit en 2010, avec le rebond du marché onshore et une baisse du marché offshore.

2.2.2.2.1 Un marché du forage onshore qui redémarre

Sur les 6 premiers mois de 2010, **le redémarrage du marché du forage à terre est estimée à 10%**. Le chiffre d'affaire global devrait s'établir à 18G\$ cette année, il avait été durement touché en 2009 avec 30% de baisse notamment en Amérique du Nord. Ce redémarrage se fait par contre dans un contexte de faiblesse des taux de location en Amérique du Nord, première région en terme d'activité.

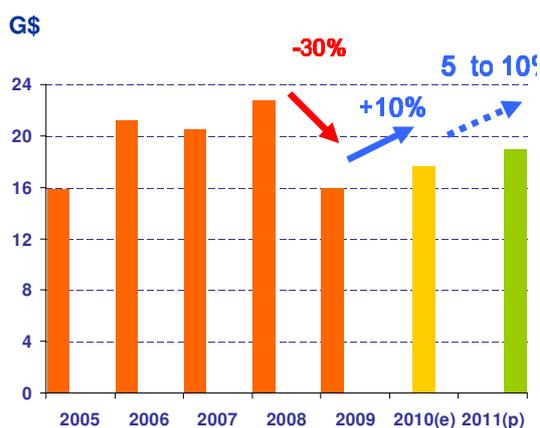
Sept sociétés se partagent 50% du marché mondial du forage onshore, le leader du secteur est Nabors Industries avec 15% de part de marché, suivi par Helmerich & Payne, 10%. Les autres sociétés ont moins de 7% de part de marché.

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

Sociétés de forage onshore	Part de marché 2009 en %
<i>Nabors Industries</i>	15
<i>Helmerich & Payne</i>	10
<i>Ensign Resource</i>	7
<i>Precision Drilling</i>	6
<i>Saipem</i>	5
<i>Patterson-UTI Energy</i>	5
<i>KCA/ Deutag drilling</i>	3

Les opérations de fusion et acquisitions se poursuivent et ont pour effets de réduire le nombre d'acteurs du marché du forage. En 2008, Grey Wolf avait fusionné avec Precision drilling. En 2010 Schlumberger, finalise sa fusion avec Smith international, ce qui lui permet de se renforcer dans le contrôle du forage directionnel et la fracturation hydraulique, qui sont deux domaines clefs pour la production des "shale gas". Au mois d'avril 2010, Schlumberger a également finalisé l'achat de la compagnie française Geoservices spécialisée dans les opérations de mud logging. De son côté, Pride international, en 2010, termine son recentrage d'activité en quittant l'onshore pour se consacrer totalement à l'offshore.

Figure 16: Marché du forage à terre, estimation 2009 et prévision 2010



Sources: IFP, Spears & Associates

Pour 2011, compte tenu de l'ampleur de la baisse du marché onshore en 2009, et de la reprise partielle du marché en 2010, on peut espérer une poursuite du rebond du marché avec une croissance du chiffre d'affaires de l'ordre de +5% à 10%. Cette reprise sera en grande partie conditionnée par le prix du gaz en Amérique du Nord et la poursuite du développement des "shale gas".

2.2.2.2.2 Un marché du forage offshore déstabilisé par le moratoire

Sur 2010, on évalue **la baisse du marché à 7%**, alors qu'**en 2009 il avait bien résisté** à la crise en restant stable. En 2010, la surcapacité en rigs impacte l'ensemble du secteur.

7 sociétés se partagent 60% du marché mondial. Le leader du secteur est Transocean, très nettement en tête avec 25% de part mondiale, viennent ensuite Diamond Offshore, Noble Drilling et Seadrill avec moins de 10% de part de marché.

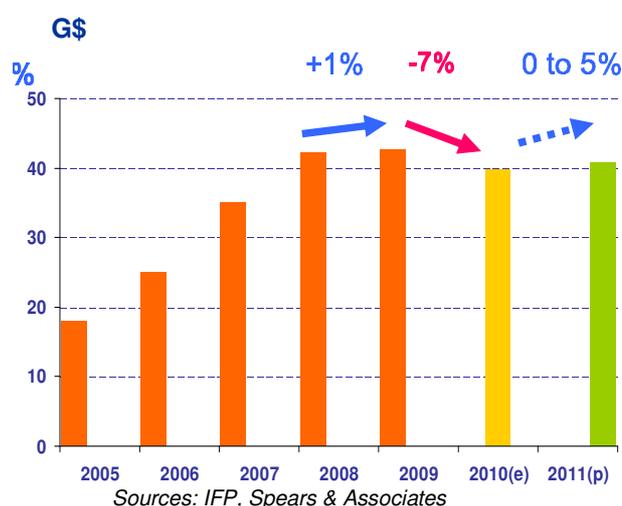
Tableau 3: Parts de marché des principaux acteurs du forage en mer

Sociétés de forage offshore	Part de marché 2009 en %
<i>Transocean Inc.</i>	25
<i>Diamond Offshore</i>	8,5
<i>Noble Drilling</i>	8
<i>Seadrill</i>	7,5
<i>ENSCO International</i>	4
<i>Pride International</i>	3,5
<i>Chine Oilfield Services</i>	3

En plus de taux de locations déprimés début 2010, le moratoire a freiné l'activité dans le golfe du Mexique qui concentre près du quart de l'activité mondiale. Sur les 33 rigs présents et inactifs dans le golfe du Mexique, peu ont été relocalisés compte tenu du caractère attractif de la fiscalité pétrolière dans cette zone. ENI est la première compagnie à avoir annoncé le transfert d'une de ses plateformes (Mariannas) contractée auprès de Transocean, qui devrait être relocalisée en Afrique de l'ouest

Avec le durcissement à venir des nouvelles réglementations en matière de forage, Total estime qu'il faudra 20% de temps en plus pour réaliser les projets ce qui devrait influencer dans les mêmes proportions sur les coûts de forage. Noble Energy indique, dans les zones non touchées par le moratoire, la grande difficulté d'obtention des permis de forage.

Figure 17: Marché du forage en mer, estimation 2009 et prévision 2010



La levée du moratoire sur le forage offshore dans le golfe du Mexique bénéficiera début 2011 à la reprise du marché. Cependant, l'offshore profond devra faire face à une réglementation plus stricte des opérations et à une allocation des permis de forage plus difficile, qui pourrait ralentir la reprise de l'activité, ceci dans toutes les régions du monde. A moyen terme, les surcapacités en rig offshore devraient se résorber.

A plus long terme, le potentiel du forage offshore profond reste intacte. Compte tenu des 25 découvertes réalisées en 2009, des 21 déjà faites en 2010 et des 30 possibles d'ici la fin de l'année, le nombre de forages d'appréciation et de développements devrait être soutenu, seule nécessité, un prix du baril durablement supérieur à 60\$/b.

2.2.3 La construction offshore

2.2.3.1 Une activité qui se maintient grâce au "subsea"

Sur la période 2005-2010, l'activité de construction offshore, tout type de support confondu, a doublé et le nombre de projets annuels quasiment triplé.

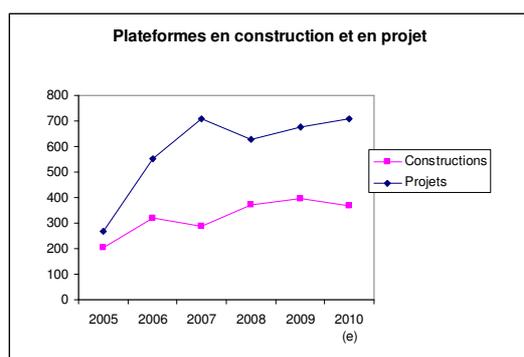
La crise économique a eu pour effet de modérer en 2009 la croissance de l'activité à 7% alors que celle-ci affichait en 2008 une augmentation de 30%. L'effet de crise s'est surtout fait sentir en terme de planification des constructions, les projets ont baissé de 11% en 2008 du fait des reports et des annulations.

Les 6 premiers mois de 2010 montrent un fléchissement du nombre de constructions offshore, tout type de support compris, avec une baisse de 8% par rapport à 2009. Cette baisse concerne spécifiquement les plateformes fixes et les supports flottants qui diminuent tous les deux de 20%. L'activité de construction sous-marines poursuit sa très forte croissance avec 28% d'augmentation.

Malgré leur évolutions divergentes, les plateformes fixes représentent encore 50% des constructions offshore, devant les constructions sous-marines qui comptent pour 40% et loin devant les supports flottants qui ne concernent que 10% du total des constructions.

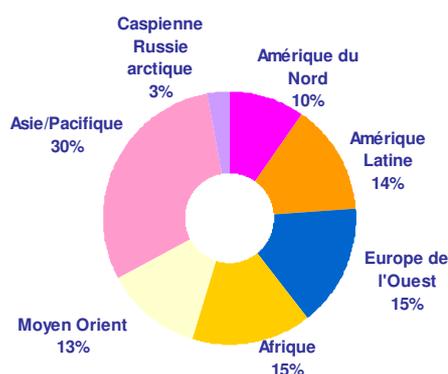
Au-delà de 2010, les projets sont en augmentation de 5% par rapport à 2009: 60% d'entre eux concernent des plateformes fixes, 14% des supports flottants et 30% des installations sous-marines.

Figure 18: Plateformes en construction et en projet sur la période 2005-2010



Sources: IFP, ODS-Petrodata

Figure 19: Répartition géographique des constructions de plateformes fixes en 2010



■ Activité par zone géographique

Les grandes régions de construction offshore sont:

- l'Asie Pacifique, avec la Chine et la Corée qui proposent des coûts de construction et de main d'œuvre extrêmement compétitifs,
- l'Amérique Latine avec le développement des champs géants de l'offshore Brésilien,
- l'Afrique de l'Ouest avec le golfe de Guinée (Nigéria, Angola, et maintenant Ghana),
- et en Europe de l'Ouest la mer du Nord.

Sur les 6 premiers mois de 2010, l'activité de construction baisse par rapport à 2009 de 20% en l'Amérique du Nord (golfe du Mexique) et de 10% au Moyen-Orient et en Russie. Elle augmente par contre de 20% en Amérique Latine et en Europe de l'Ouest et de 10% en Asie du Sud-est. L'activité de construction reste stable en Afrique.

▪ **La mer du Nord**

On estime à partir des annonces faites par la Norvège que le montant des investissements du pays pour 2011 pourrait atteindre le chiffre record de 29G\$. Pour faire face à la déplétion de ses champs, le pays intensifie ses efforts d'investissements en finançant les mises en production des champs de Gudrun, Gaupe et Maruk qui devraient entrer en production en 2014, 2011 et 2012.

▪ **Le golfe du Mexique (GOM)**

Il devrait compter en 2010 2% des constructions mondiales de plateformes fixes, 5% des constructions de plateformes flottantes, et 20% des constructions sous-marines. Suite au moratoire, c'est surtout le secteur de la construction sous-marine qui pourrait faire les frais des retards de mis en développement de champs.

▪ **L'offshore Brésilien**

Le Brésil entend doubler sa production d'huile et de gaz dans les 10 ans à venir et ainsi passer à 5Mbep/j et être très nettement exportateur. La compagnie nationale Petrobras a investi ces 5 dernières années plus de 1G\$ en R&D sur les systèmes de complétion et production en offshore profond.

L'expérience du Brésil dans l'offshore profond remonte à 1997 avec la mise en production de Marlim Sul et a été suivie par de nombreuses autres mises en production jusqu'au succès anté-salifère de Tupi par 2170M d'eau. Petrobras a fait le choix de produire ses champs avec des systèmes flottants et opère ainsi de l'ordre de 20% du parc mondial de *Floating Production Systems* (FPS).

La compagnie prévoit d'investir 224Md\$ sur la période 2010 à 2014 et a procédé en septembre 2010 à une émission de capital de 70 Md\$, la plus grosse jamais réalisée dans le monde, afin de financer son programme de développement. Sur les 10 ans à venir une centaine de nouvelles installations offshore (rigs de forage, FPSO, plateformes, semi-subs et TLP) devraient être construites, ce qui nécessitera la création et la transformation de nombreux chantiers navals (*shipyard*) sur la côte brésilienne.

Entre 150 à 200 nouveaux puits offshore devraient être forés chaque année sur 10 ans. En 2009, Petrobras avait contractés 29 rigs dont seulement 6 étaient en opérations et 24 en construction et prévoyait déjà 28 rigs supplémentaires.

Le gouvernement brésilien tient cependant à jouer un rôle actif dans le développement de son pays et de ses réserves d'huile et de gaz, il oblige à une part significative d'investissements locaux, de l'ordre de 70% ce qui oblige les compagnies de services internationales à s'implanter localement.

• **Les plateformes fixes**

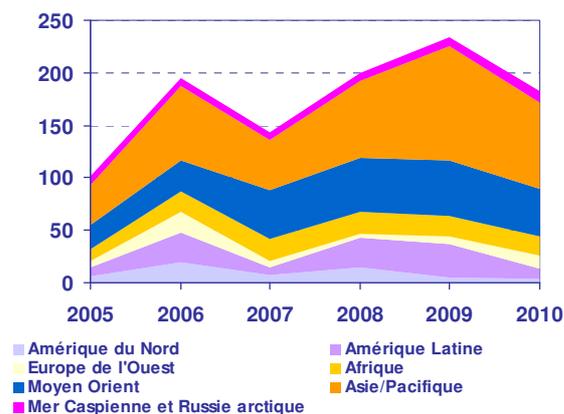
Leur emploi est limité à une profondeur d'eau de 300m.

Sur les 6 premiers mois de 2010 le nombre moyens de plateformes fixes en construction dans le monde est en baisse de 22% à 187 unités, le nombre de projets à venir reste cependant stable à 390 unités. Sur les cinq dernières années le nombres de plateformes construites par an a doublé.

Les plateformes fixes construites en 2010 sont, pour près de la moitié, situées en Asie/Pacifique, pour un quart au Moyen-Orient, 10% en Afrique, 7% en Europe de l'Ouest et 5% en Amérique Latine.

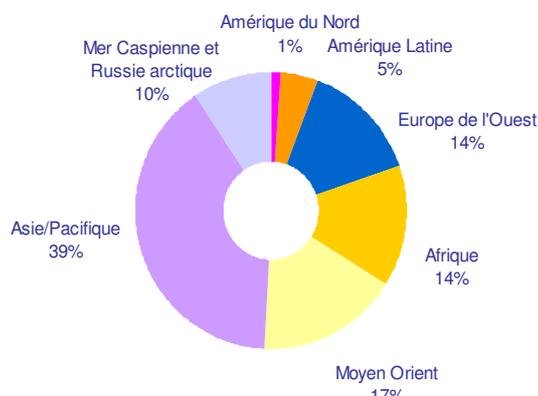
Hormis en Europe de l'Ouest et en mer Caspienne, les constructions de plateformes fixes baissent dans toutes les zones géographiques au profit des autres types de support de production plus adaptés aux grandes profondeurs d'eau. La plus forte baisse vient d'ailleurs du Brésil qui concentre ses investissements 2010 sur le développement de l'offshore profond. Le nombre de projets à venir reste néanmoins stable, excepté en Amérique du Nord dans le golfe du Mexique et au Moyen-Orient où ce type support continue de baisser.

Figure 20: Nombre de constructions de plateformes fixes depuis 2005



Sources: IFP, ODS-Petrodata

Figure 21: Nombre de projets de plateformes fixes planifiés en 2010

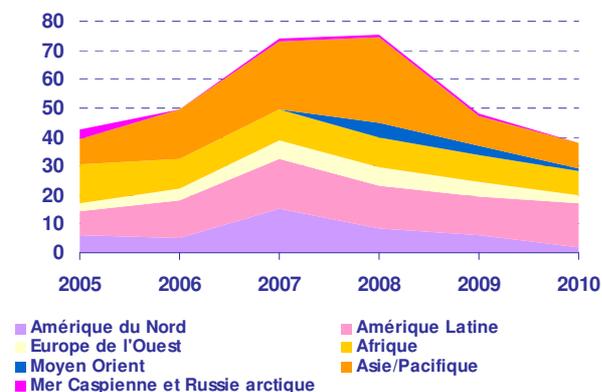


• Les plateformes flottantes

On compte parmi les plateformes flottantes, les semi-subs et FPSO. Les FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) utilisés pour le développement des gisements en eau profonde présentent deux avantages majeurs : ils n'ont pas besoin d'infrastructures fixes comme des pipelines et sont redéployables sur un autre champ.

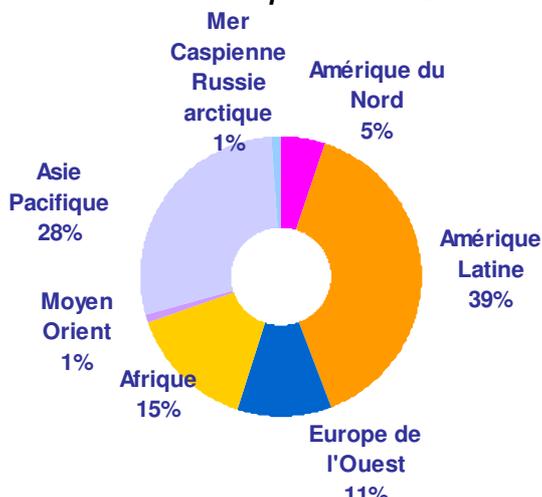
Les semi-submersibles ont l'avantage de fournir une plus grande stabilité en opération et de plus grandes surfaces de pont pour les équipements de forage et production

Figure 22: Nombre de constructions de plateformes flottantes depuis 2005



Sources: IFP, ODS-Petrodata

Figure 23: Nombre de projets de plateformes flottantes planifiés en 2010



Après avoir fortement chuté en 2009 de 36%, l'activité de construction de plateformes flottantes continue de baisser sur les 6 premiers mois de 2010 de 20%, notamment dans le golfe du Mexique où on estime que seules 2 plateformes seront construites en 2010 contre 6 en 2009 et 8 en 2008. La plus grosse contribution à la construction reviendra au Brésil cette année avec 15 plateformes flottantes, viennent ensuite l'Afrique (Ghana) et l'Asie Pacifique avec respectivement 8 et 9 unités.

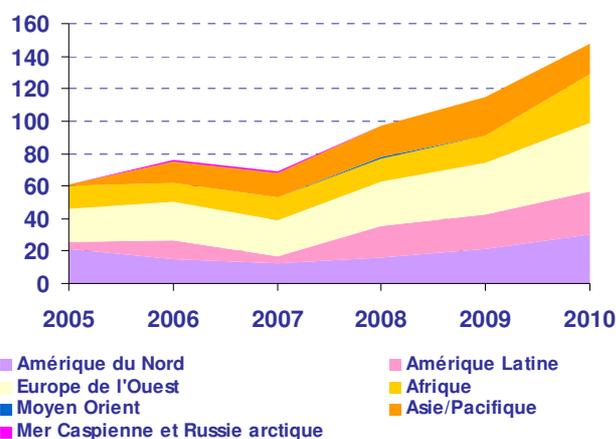
Le nombre de projets à venir est en croissance de 12% pour 2010 et indique une prochaine reprise de l'activité de construction de plateformes flottantes, notamment dans le golfe du Mexique, en Europe de l'Ouest et au Brésil.

• Les installations sous-marines

L'avantage de ces installations est de permettre de relier un champ éloigné à un support de production par un raccord sous-marin. Elles sont particulièrement utilisées pour le développement de champs satellites, comme dans les zones mature de la mer du Nord où beaucoup de 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 (exemples de l'Afrique de l'Ouest, et golfe du Mexique).

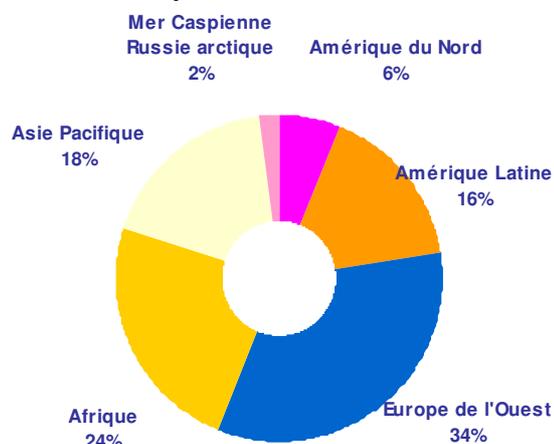
En 2010, l'activité de construction d'installations sous-marines est localisée pour 28% en Europe de l'Ouest, où ce type de technologie est préférentiellement choisi pour développer les champs satellites. Les deux autres zones géographiques qui ont adopté ce type de développement sont le golfe du Mexique et l'Afrique de l'Ouest avec pour chacune 20% des installations en 2010. Seuls le Moyen-Orient et la Russie/Mer Caspienne ne comptent pas de développement offshore de ce type.

Figure 24: Nombre de constructions sous-marines depuis 2005



Sources: IFP, ODS-Petrodata

Figure 25: Nombre de projets de sous-marins planifiés en 2010



Au niveau mondial, le nombre d'installation sur les 6 premiers mois de 2010 est en croissance de 28%. Il n'avait pas été impacté par la crise en 2009, et affichait +18% de croissance, alors que sa croissance en 2008 était déjà de 40%. L'Afrique de l'Ouest devrait quasiment doublé son nombre d'installations en 2010. Toutes les zones, excepté l'Asie-Pacifique dont la distribution des champs montrent une dispersion trop importante, montrent un fort intérêt pour ce type d'installation.

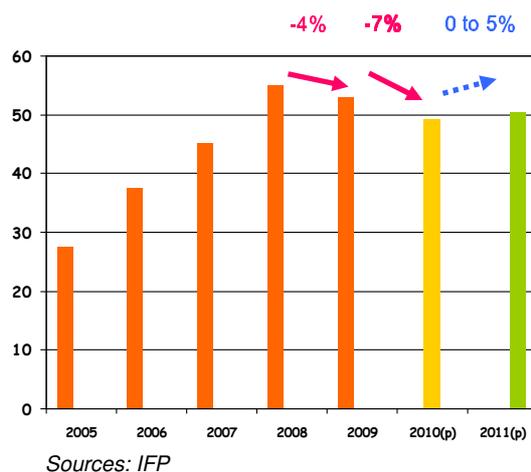
Concernant les projets, le nombre d'installations sous-marines planifiées dans les années à venir est en augmentation de 5%. En 2009 suite à la crise économique et financière le nombre de projets était resté globalement stable.

2.2.3.2 Un chiffre d'affaires global en baisse

Le chiffre d'affaires du marché de la construction offshore a doublé entre 2005 et 2008 avec plusieurs années de forte croissance qui ont permis de passer de 27 G\$ à plus de 50 G\$. 2009 a cassé cette dynamique, le marché a enregistré une baisse de 4%.

Les 6 premiers mois de 2010 indiquent que la reprise du marché n'est pas encore là, l'activité globale de construction reste en baisse de 9% et le marché devrait décroître cette année de 7%, même si les carnets de commandes des sociétés sont pleins. A taux de change constant par rapport à 2009, la baisse est de 6%. Le marché de la construction offshore ne retrouve pas les sommets qu'il avait atteint en 2008.

Figure 26: Marché de la construction offshore, estimation 2009 et prévision 2010



Cinq sociétés concentrent 50% du marché mondial de la construction offshore. Avec la fusion de Acergy et Subsea 7, actuellement numéros 6 et 8 du marché, le nouveau groupe devrait se trouver en troisième position au niveau de Technip avec aussi 9% du marché.

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

Sociétés de construction offshore	Part de marché 2009 en %
<i>Aker Solutions</i>	13
<i>Saipem</i>	12
<i>Technip</i>	9
<i>KBR</i>	8
<i>SBM Offshore</i>	6
<i>Acergy</i>	5
<i>Mc Dermott International</i>	5
<i>Subsea 7</i>	4

2.2.3.3 Des perspectives dans l'offshore profond toujours d'actualité

Les projets de construction offshore restent conséquents pour après 2010, comme l'attestent les carnets de commandes des sociétés toujours bien fournis. L'essor du subsea et des support flottants type FPSO devrait continuer au dépend de la semi-sub et du jack-up.

On peut s'attendre pour 2011 à un retour de la croissance. Malgré les éventuels durcissement des réglementations, les développements de champs par plus de 1000 m d'eau devraient continuer. En moyenne plus de 30 champs devraient entrer chaque année en production par plus de 1000 m de hauteur d'eau d'ici 2014.

2.3 Pour conclure

Après 2009, année de crise, 2010 est l'année de transition vers la sortie de crise pour l'exploration-production pétrolière. Le forage à terre, activité traditionnellement très réactive, repart à la hausse et dans les domaines présentant plus d'inertie tels que la géophysique ou le forage offshore, l'activité se stabilise, voire repart (hors golfe du Mexique). Par ailleurs si l'activité repart, elle n'atteint pas les niveaux de 2008, créant des situations de surcapacités en équipements qui maintiennent les prix bas. Les principaux marchés parapétroliers sont ainsi encore cette année orientés à la baisse même si celle-ci est plus faible qu'en 2009. Le marché de la construction offshore, le moins réactif à l'actualité du fait de la durée des contrats, accentue sa chute en 2010.

Parallèlement à cela, les opérateurs pétroliers restent confiants et affichent des intentions d'investir à la hausse, de l'ordre de 10%.

Pour 2011, l'activité devrait continuer sa croissance, ce qui réduira les surcapacités actuelles et entraînera les prix à la hausse. Les parapétroliers devraient alors eux aussi profiter de la sortie de crise. Les investissements des pétroliers devraient poursuivre leur croissance.

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

	2009	2010	2011
Investissements E&P	-16%	5 à 10%	5 à 10%
Amérique du Nord	-37%	15 à 20%	
Reste du monde	-8%	5 à 9%	
Marché Géophysique	-22%	-10 %	0 à 5%
Marché Forage			
à terre	-30%	+10%	5 à 10%
en mer	+1%	-7%	0 à 5%
Marché Construction offshore	-4%	-7 %	0 à 5 %

3 Raffinage: situations contrastées selon les régions

La crise économique est venue fragiliser davantage un secteur déjà en difficulté, si l'on excepte la période faste (2005-2008) pendant laquelle la bonne tenue des marges, portées par une forte demande, a permis aux raffineurs de dégager des bénéfices et de maintenir l'activité en bonne santé. La baisse de la demande, l'accroissement des surcapacités sur certaines régions, les marges détériorées et les comptes financiers dans le rouge sont les conséquences immédiates de la dégradation économique depuis bientôt deux ans.

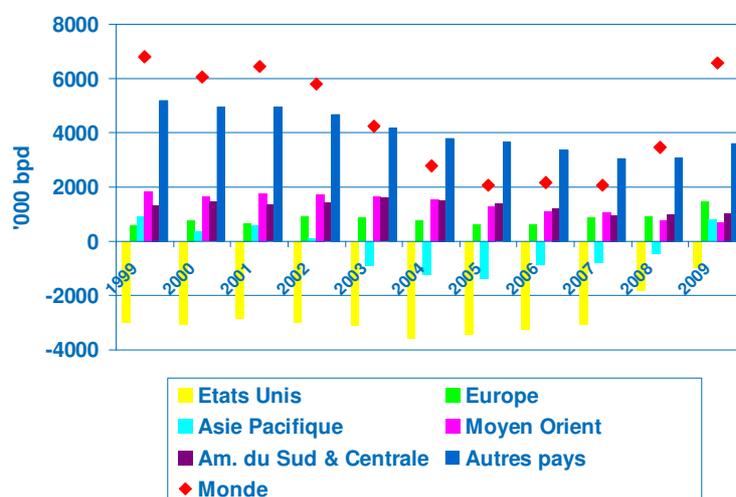
La mise en place de normes d'émissions et des spécifications de produits de plus en plus sévères, les réglementations pesant sur les raffineries (pollutions locales et émissions de GES) -certes dans l'objectif de protéger l'environnement-, la concurrence de nouveaux carburants sont autant de facteurs structurels qui affaiblissent le secteur, en particulier dans les pays industrialisés où l'application des règles est rigoureuse.

Dans ce contexte général morose, les nouveaux projets sont encore nombreux -malgré une diminution cette année- notamment dans les pays émergents où la crise a certes frappé mais probablement pas de façon durable.

3.1 Amplification des surcapacités mondiales de raffinage

L'année **2009** est marquée par une nouvelle baisse de la consommation de pétrole dans le monde amplifiant les surcapacités de raffinage qui atteignent 6,8 Mb/j en 2009. Stimulées par le dynamisme économique de certaines zones les capacités de raffinage vont croître au niveau mondial, accentuant davantage les surplus existants. Cette tendance est le résultat de situations considérablement contrastées selon les régions.

Figure 27: Excédent/déficit en capacité de raffinage, par grandes zones



Source: IFP à partir du BP Statistical Review of World energy 2009

En Asie-Pacifique, l'évolution des capacités de raffinage n'a pas vraiment été affectée par le ralentissement de l'économie mondiale. L'installation de nouvelles capacités, après un accroissement modéré, a retrouvé un rythme de croissance élevé en 2009 (+6,4%). Dans le même temps la demande de pétrole a ralenti (+1,3%), favorisant l'apparition d'une légère surcapacité (+0,8 Mb/j). A l'intérieur de cette zone, la Chine et l'Inde affichent encore une fois des performances remarquables: la demande progresse de +6,7% et +3,7% respectivement pendant que les capacités de raffinage grimpent de +10,5% et +19,5% respectivement dans chacun des pays. A l'inverse, le Japon connaît une baisse sensible de sa demande interne alors que les capacités de raffinage restent stables.

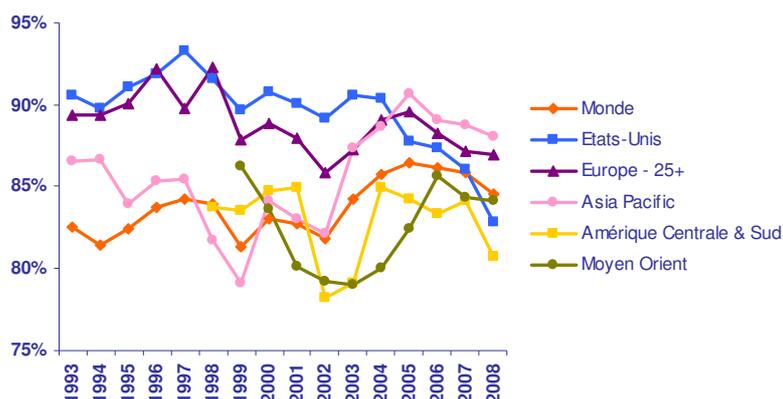
Pour la deuxième année consécutive, les États-Unis enregistrent un net recul de leur demande pétrolière et une quasi stabilité des capacités de raffinage, entraînant une réduction du déficit des capacités qui passe de -3Mb/j à -1Mb/j en trois ans. L'Amérique du nord reste, malgré une nette tendance à l'équilibre, la seule région déficitaire. La baisse de la consommation de distillats (-12%) et de fuel oil résiduels (-14%) est à l'origine de cette tendance. La consommation d'essence diminue également mais à un rythme moins soutenu (-1%); l'essence est confrontée aussi aux politiques d'économie d'énergie et de promotion des biocarburants. Dans ces conditions, les importations d'essence –notamment d'Europe- connaissent pour la troisième année une baisse importante. Face à la chute de la demande, le taux d'utilisation des raffineries a sensiblement diminué atteignant à peine plus de 80% et les stocks de brut et de produits continuent de gonfler parvenant à de nouveaux records.

L'Europe connaît une évolution similaire avec une baisse significative de la demande et une légère diminution de ses capacités de raffinage. En 2009, la demande baisse pour tous les produits, notamment pour le naphta (-7%) et le fuel résiduel (-13%). L'enjeu à court et moyen terme pour le raffinage en Europe reste le même, à savoir trouver des marchés pour les surplus d'essence dont la consommation –notamment aux États Unis- sera plus modérée dans le futur et importer des distillats moyens pour palier au déficit structurel de l'outil de raffinage.

Au Moyen Orient, on constate une certaine similitude par rapport à l'année précédente. La croissance de la demande reste forte (+4%) malgré un léger ralentissement et les capacités de raffinage suivent à un rythme proche (+3%). En Amérique du Sud et Centrale, la situation reste inchangée par rapport à 2008 avec une stabilisation de la demande et des capacités de raffinage. Dans ce contexte, le taux d'utilisation des raffineries affiche une forte chute perdant dix points en un an, passant ainsi de 81% en 2008 à 71% en 2009. Parmi les "autres pays", on retrouve surtout la Fédération Russe qui affiche des surplus conséquents. Il s'agit d'un pays exportateur de produits notamment des distillats moyens vers l'Europe.

Globalement, les excédents croissants en capacités de raffinage s'expliquent par des progressions opposées entre d'un côté la demande qui poursuit sa baisse et d'un autre côté les capacités de raffinage qui malgré une situation globalement défavorable continuent de croître. En 2008, l'excédent était de 2 Mb/j, aujourd'hui il est de 7 Mb/j.

Figure 28: Taux d'utilisation des raffineries



Source: IFP à partir du BP Statistical Review of World energy 2009

Pour 2010 et 2011, l'AIE prévoit une hausse annuelle de la demande mondiale de respectivement 1,8 Mb/j et 1,4 Mb/j. La demande pétrolière devrait atteindre 86,6 Mb/j en 2010 et 87,9 Mb/j l'année suivante. Ces prévisions se basent sur l'hypothèse d'une reprise de l'activité économique relativement solide au niveau mondial (4,8% et 4,2% en rythme de croissance annuelle pour 2010 et 2011) mais avec des écarts de croissance significatifs selon les régions: si les pays non-OCDE semblent avoir tourné la page de la crise (+6,8% et +6,4% de croissance prévue pour les deux prochaines années), les pays de l'OCDE et

notamment la zone Euro s'inscrivent durablement dans un scénario de croissance molle (+1% et +1,3% en 2010 et 2011 respectivement). De nouvelles capacités de raffinage seront installées dans les prochaines années, notamment dans les pays émergents où la demande est forte². A l'inverse, il est probable qu'un nouveau processus de réduction des capacités – en parallèle à une restructuration de l'outil de raffinage – démarre dans les pays industrialisés notamment en Europe et aux États-Unis alimenté par le ralentissement de la demande et par la concurrence des importations de distillats moyens en provenance de Russie et d'Asie.

3.2 Maintien des marges de raffinage dégradées

La baisse de la demande et l'augmentation globale des capacités de raffinage ont provoqué une détérioration brutale des marges de raffinage en 2009, tendance qui se poursuit en 2010 malgré une certaine amélioration au premier trimestre.

Sur le marché européen, les marges sur Brent cracking se renforcent passant de 1,22 \$/b en 2009 à 2,48 \$/b en moyenne sur les trois premiers trimestres de 2010, avec un pic à 3,45 \$/b au mois d'avril qui s'explique par l'augmentation saisonnière de la consommation des produits en Europe au premier semestre. Le "spot crackspread" essence-brut et diesel-brut augmente dans un premier temps justifiant ainsi une certaine tenue des marges pendant les premiers mois de 2010; au troisième trimestre les marges s'effondrent, conséquence d'un différentiel essence-brut et naphta-brut très bas, malgré une certaine récupération du différentiel diesel-brut.

Sur le marché américain, les marges s'améliorent certes mais restent très détériorées sur les trois quarts de l'année 2010 reflétant ainsi la baisse de la demande. Malgré l'augmentation traditionnelle de la demande pendant la "driving season" les différentiels essence-brut et diesel-brut restent orientés à la baisse. Il n'y a pas de tensions sur les marchés pétroliers, les stocks de brut ou de produits atteignent de nouveaux records en 2010.

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

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (p)**
Brent-Cracking (Europe Nord-Ouest)	0,75	2,34	3,77	4,98	4,04	5,09	4,90	1,22	2,48
LLS* (Cracking US "Gulf Coast")	0,31	1,12	1,69	5,37	5,21	4,83	2,18	-0,23	0,00
Dubaï-Hydrocrack. (Singapour)	-0,56	0,82	3,74	3,96	2,19	3,47	3,06	-1,52	-0,67

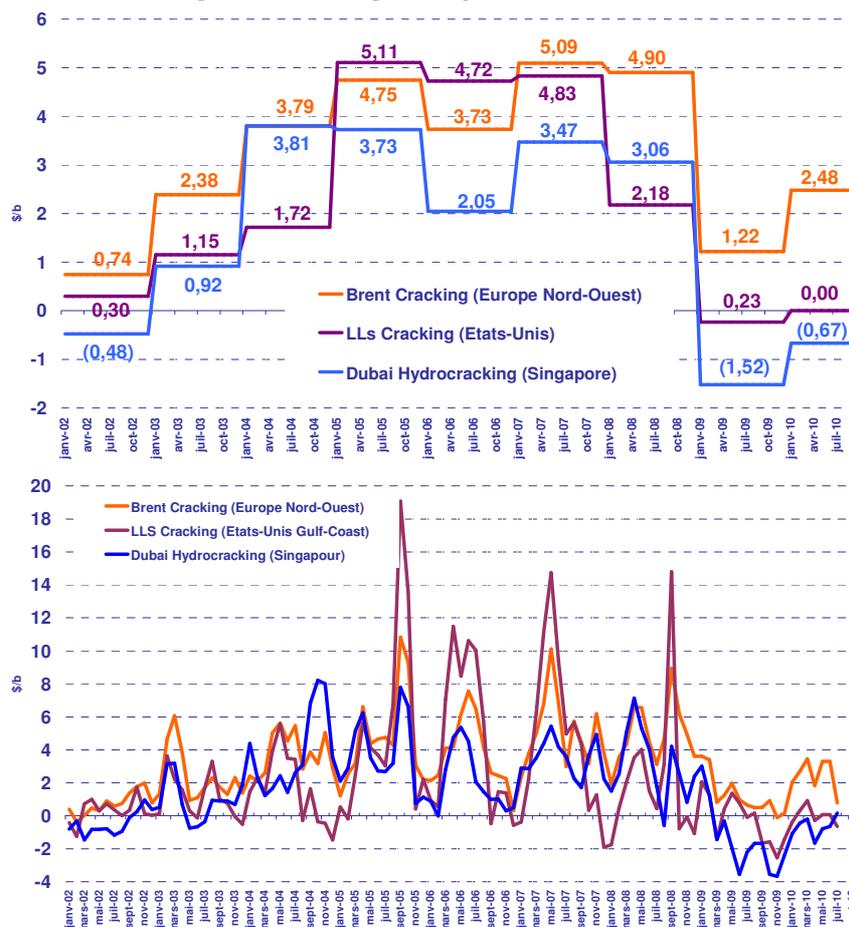
* Light Louisiana Sweet.; ** moyennes sur les 8 premiers mois de l'année.
Source : Oil Market Report (AIE), IFP Énergies nouvelles.

En Asie comme sur le marché américain, les marges restent fortement dégradées. Le ralentissement économique et la poursuite des installations de nouvelles capacités de raffinage -malgré un ralentissement conjoncturel en 2010- se sont traduits par une baisse des marges. Une nouvelle dégradation est à craindre suite à la fin d'opérations de maintenance sur plusieurs unités de raffinage dans la région.

Au niveau mondial, une demande modérée et des capacités de raffinage en permanente croissance aura pour effet de maintenir en 2010 et probablement en 2011 les marges à un niveau insuffisant pour permettre une rentabilité raisonnable des activités de raffinage.

² La compagnie chinoise Sinopec affirme que la capacité de raffinage de la Chine augmenterait de 50% d'ici à 2015. Fin 2010, la capacité de raffinage devrait atteindre 10,2 Mb/j et grimper à 15 Mb/j en 2015.

Figure 29: Évolution des marges de raffinage complexes mensuelles et annuelles (en \$/b)



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

3.3 Résultats nets encore en baisse

En 2009, les répercussions de la crise ont été fortement ressenties par les compagnies pétrolières dont les résultats financiers de la branche raffinage se sont sensiblement dégradés. A l'exception de Shell, la totalité des sociétés présentées dans le tableau ci-dessous –européennes et américaines- dégagent des résultats en nette diminution par rapport à l'année précédente (2008) et trois d'entre elles présentent des résultats négatifs dont Sunoco et Valero, compagnies présentes uniquement dans l'aval pétrolier. Dans l'ensemble des compagnies, la baisse moyenne est de -67% avec des déficits supérieurs pour les américaines (-86%) aux européennes (-40%). Ces résultats reflètent l'effondrement des marges de raffinage au plus bas en 2009.

En 2010, la situation tend à s'améliorer soutenue par un certain redémarrage de la demande et des marges de raffinage en progression. Sur le premier semestre, la moitié des compagnies sous revue enregistrent des résultats sensiblement supérieurs à ceux des six premiers mois de 2009. Parmi les raffineries européennes, ENI est la seule compagnie à dégager encore des résultats négatifs en 2010 et en baisse par rapport à la même période de l'année précédente. L'ensemble des compagnies dégage au premier semestre un bénéfice moyen en progression de 34% par rapport à la même période en 2009. Dans l'ensemble, les compagnies européennes affichent des performances supérieures à leurs homologues américaines, notamment BP et RD/Shell et à une moindre mesure Repsol-YPF.

Globalement les sociétés considérées ont subi de plein fouet le ralentissement général de la demande, conséquence de la récente récession économique et des nombreuses mesures destinées à faire baisser la consommation d'énergie notamment dans les pays industrialisés.

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

	Différence en M\$ 1S10 et 1S09	2009	2008	Variations % 2009/08
Total	-160 (-16%)	1329	3780	-64,8
BP	1034 (58%)	743	4176	-82,2
ENI	-24 (ns)	-275	767	ns
Repsol-YPF	387 (46%)	1425	1542	-7,6
RD/Shell	1486 (204%)	3054	39	x78
Statoil	-41 (-17%)	264	646	-59,1
Chevron	287 (32%)	565	3429	-83,5
ConocoPhillips	-436 (ns)	37	2322	-98,4
ExxonMobil	-388 (-24%)	1781	8151	-78,1
Sunoco	157 (ns)	-227	716	ns
Tesoro	-138 (-80%)	138	673	-79,5
Valero	488 (122%)	-58	761	ns

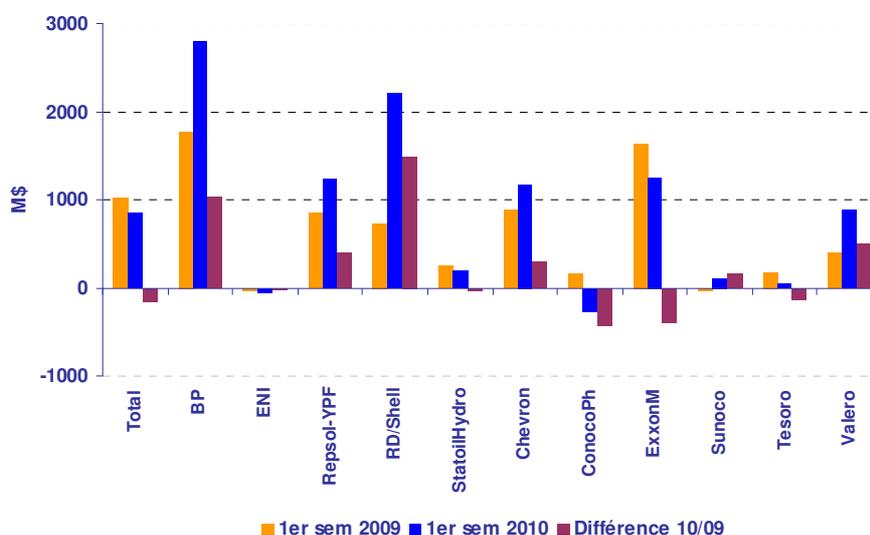
Source : rapports annuels et BIP.

ns: non significatif

En Chine, tensions sur le mécanisme de fixation des prix:

La Chine envisage l'installation de 3 Mb/j de nouvelles capacités de raffinage entre 2010 et 2015 à un rythme moyen annuel de 0,5 Mb/j de manière à suivre l'augmentation de la demande. Dans le cadre d'un plan de développement ambitieux les raffineurs, notamment Petrochina, réclament un approfondissement des modifications apportées dès l'an dernier au mécanisme de fixation des prix des produits sur le marché local reflétant davantage la situation du marché. Selon les dirigeants de Petrochina, la baisse de rentabilité enregistrée en 2010 avec une diminution de 68% du résultat net des activités de raffinage est due essentiellement aux marges faibles en raison non seulement de la conjoncture économique mais aussi du mécanisme de fixation des prix qui pénalise la santé financière de raffineries. La même situation est vécue par Sinopec, premier raffineur d'Asie.

Considérant les désastres naturels qu'a connue la Chine cette année, il sera difficile à court terme d'aller au delà en termes de flexibilité des prix.

Figure 30: Résultats nets des sociétés pour le secteur raffinage distribution (millions de \$) premier semestre 2009-2010

Source: IFP

3.4 Ralentissement des dépenses dans l'industrie du raffinage

Les programmes d'investissements décidés pour des périodes couvrant plusieurs années ne peuvent être annulés ni suspendus brusquement, -éventuellement différés- présentant ainsi un certain décalage par rapport à l'évolution à court terme de la conjoncture économique.

En **2009**, les dépenses cumulant les trois budgets –capital, maintenance, catalyseurs et produits chimiques- augmentent de 5% par rapport à l'année précédente mais traduisent un ralentissement par rapport à la période faste d'avant la crise économique (+9% en 2007 et 2008). Les dépenses en produits chimiques et catalyseurs –proportionnelles au traitement de la raffinerie- subissent la plus forte baisse reflétant le ralentissement de l'activité. Les capacités de raffinage n'ont progressé de leur côté que de 2% pendant la période.

En **2010**, l'impact de la crise est bien marqué. Les prévisions affichent un frein des dépenses en raffineries: -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 n'ont pas progressé affichant même une légère diminution (-0,3%), témoignant ainsi du ralentissement de l'activité.

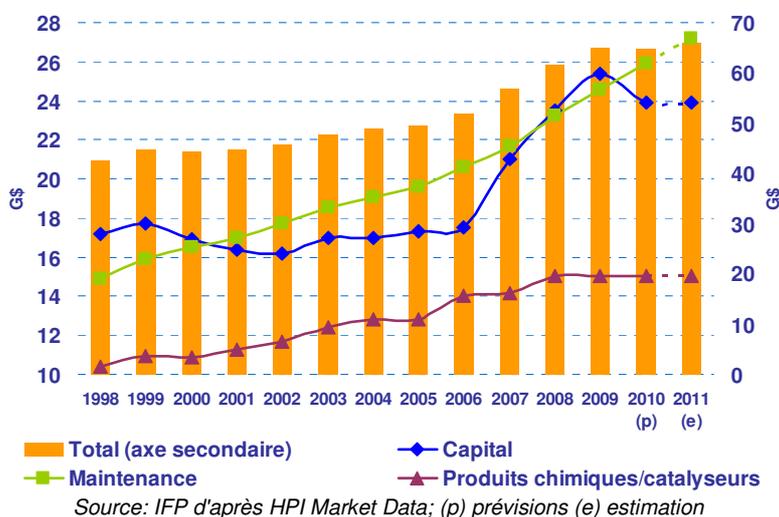
Tableau 8: Dépenses mondiales de l'industrie du raffinage (milliards de \$)

	2007	2008	2009	2010 (p)
Investissements	21.0	23.5	25.4	23.9
Maintenance*	21.7	23.2	24.6	25.9
Catalyseurs et produits chimiques	14.1	15.0	15.0	15.0
Total	56.8	61.7	65.0	64.8

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

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

Figure 31: Historique des dépenses mondiales de l'industrie du raffinage (milliards de \$)



Pour **2011**, les investissements globaux devraient reprendre lentement (+2%) du fait des pays émergents. Pour assurer cette tendance il faut que la demande en pétrole dans ces pays retrouve durablement un rythme de croissance soutenu et que les marges de raffinage continuent de se renforcer à l'image du deuxième trimestre 2010. Cette relative reprise serait soutenue majoritairement par les dépenses de maintenance qui devraient rester en hausse et par la stabilité (et non plus une diminution) des dépenses en capital et des catalyseurs et produits chimiques. Une forte incertitude pèse cependant 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,...).

3.5 Renforcement en cours des normes d'émissions

L'amélioration de la qualité des carburants et des fiouls lourds va se poursuivre.

- En Europe, les normes Euro 5 et Euro 6 pour les carburants:
 - Sur la catégorie de véhicules légers, à partir de septembre 2009 les normes Euro 5 s'appliquent à tous les nouveaux modèles de véhicules particuliers (VP), et en septembre 2010 aux véhicules utilitaires légers (VUL) (Cat.1). Pour les véhicules commerciaux légers et répondant à des besoins spéciaux ce sera à partir de janvier 2012. A partir de janvier 2011 les normes Euro 5 s'appliquent à tous les véhicules neufs. A partir de septembre 2014, les normes Euro 6 s'appliquent à tous les nouveaux modèles de VP, en janvier 2015 ce sera le tour des VUL et des véhicules répondant à des besoins spéciaux. A partir de septembre 2015 les normes Euro 6 s'appliquent à tous les véhicules neufs (voir tableau ci-dessous).
 - Concernant les véhicules lourds immatriculés pour la première fois dans l'Union Européenne ils doivent, à compter du 1er octobre 2009, répondre à la norme Euro 5. Par rapport à la norme précédente en vigueur depuis le 1er octobre 2006, les seuils maximums d'émission d'oxydes d'azote passent de 3,5 g/Kwh à 2,0 g/Kwh. En revanche, les seuils d'émissions d'hydrocarbures (0,46 g/Kwh), de monoxyde de carbone (1,5 g/Kwh) et de particules (0,02 g/Kwh) restent identiques. La prochaine norme Euro entrera en vigueur le 31/12/2012 et abaissera à nouveau les normes d'émissions des NOx (-80%) mais également des hydrocarbures (-72%) et des particules (-50%).

Tableau 9: Normes Euro 5 et Euro 6 pour véhicules légers

	Dates	CO (g/km)	NMHc (g/km)	Hc (g/km)	Hc+NOx (g/km)	NOx (g/km)	PM(2) (g/km)
Essence							
Euro 5a	Sept 2009* Janvier 2011**	1,0	68	0,10	-	0,06	0,005
Euro 5b	Sept 2011* Janvier 2013**	1,0	68	0,10	-	0,06	0,0045(1)(2)
Euro 6	Sept 2014* Sept 2015**	1,0	68	0,10	-	0,06	0,0045(1)
Diesel							
Euro 5a	Sept 2009* Janvier 2011**	0,50		-	0,23	0,18	0,005
Euro 5b	Sept 2011* Janvier 2013**	0,50		-	0,23	0,18	0,0045(2)
Euro 6	Sept 2014* Sept 2015**	0,50		-	0,17	0,08	0,0045

* Nouveaux modèles

**Toutes immatriculations

(1) pour les véhicules à injection directe

(2) La proposition pour le règlement technique Euro 5 et Euro 6 applicable aux véhicules légers comprend une étape Euro 5b qui introduira les procédures PMP développées par la CEE-NU pour mesurer la masse et le nombre de particules, avec **des limites pour le nombre de particules de 6*10¹¹/km** et des limites révisées pour la masse de particules de 4,5 mg/km (comparées à ux 5 mg/km de l'étape Euro 5).

- Au niveau régional et international, la mise en place par l'IMO de nouvelles normes pour les fuels de soute se poursuit; en 2010 la teneur en soufre des combustibles marins dans les zones SECA est passée de 1,5 %S à 1,0 %S. La prochaine étape est prévue en 2012 et vise à réduire la teneur en soufre des combustibles au niveau global de 4,5 %S actuellement à 3,5 %S. L'objectif étant d'arriver à 0,1 %S dans les zones SECA dès 2015 et à 0,5 %S en 2020³ au niveau global.

³ Ou 2025 selon les conclusions d'une étude qui doit déterminer la disponibilité du carburant basse teneur en soufre ainsi que la date du début de la limite 0,5%S

- En Amérique du Nord, une nouvelle zone SECA a été établie récemment, elle devrait être opérationnelle à partir d'août 2011. En Californie, la réglementation prévoit une réduction de la teneur en soufre des gasoils et des diesels marins à partir de janvier 2012. Actuellement à 1,5 %S et à 0,5 %S respectivement la nouvelle limite est fixée à 0,1 %S.
- En Chine et en Inde, les deux autres grands marchés, la mise en place d'une nouvelle réglementation visant à améliorer la qualité des produits s'inspire de la réglementation européenne. Bien que très en retard, des programmes d'introduction de nouvelles règles se mettent en place par étapes: d'abord dans les villes principales et ensuite sur tout le territoire. Quelques exemples:
 - en Chine, la ville de Shanghai adopte en 2009 pour l'essence et le diesel les normes Euro 4; en fin d'année Euro 3 est étendue à tout le territoire pour les deux types de carburants; en 2010 la ville de Guangzhou s'aligne sur l'essence et le diesel Euro 4; en 2012, Euro 5 pour l'essence et le diesel devrait être appliquée à Beijing. La teneur en soufre de l'essence commercialisée sur tout le territoire devrait passer de 150 ppm à 10-50 ppm selon les qualités d'essences à une date non encore définie. A Guangdong, Shanghai et Beijing l'essence est déjà à 50 ppm. Concernant le diesel, certaines villes (Beijing et Guangzhou) commercialisent depuis quelques mois une qualité à 50 ppm de soufre.
 - en Inde, 13 villes devraient bénéficier fin 2010 des qualités Euro 4 (Bharat IV) pour l'essence et le diesel, la limite de teneur en soufre serait de 50 ppm.

L'ensemble des nouvelles normes imposées graduellement dans quasiment toutes les régions du monde constitue pour les raffineurs des défis technologiques et financiers. Les industriels ont bénéficié pendant quelques années des conditions de marchés tout à fait favorables, forte demande, marges records,....Le nouveau contexte fragilise considérablement l'industrie du raffinage dans la perspective d'affronter ces nouveaux défis à venir.

3.6 Nouveaux projets en diminution

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 à des annonces et dont la probabilité de réalisation est moindre⁴.

3.6.1 Capacités de distillation

Considérant uniquement les projets probables, les nouvelles capacités de distillation dans le monde s'élèveraient à 7,8 Mb/j en 2010 en diminution de 18% par rapport aux projets répertoriés en 2009 (+9%) (figure 6). Cela constitue un changement de tendance par rapport aux années précédentes, l'inertie de projets de raffinage a différé l'impact de la crise de quelques mois.

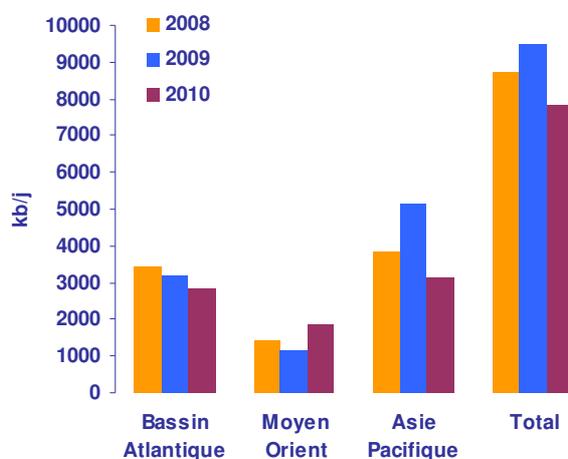
On observe une brusque chute des projets en Asie Pacifique (-39%) et, dans une moindre mesure, dans le Bassin Atlantique (-12%). A l'inverse, au Moyen Orient, les projets repartent à la hausse en 2010 (+60%). De par son poids sur l'ensemble des nouveaux projets recensés, la baisse mondiale des projets de distillation est amplement influencée par l'évolution en Asie Pacifique.

L'augmentation au Moyen Orient est essentiellement le fait du Kuwait et de l'Arabie Saoudite. Le premier par un accroissement des capacités de la raffinerie de Mina Abdullah (KNPC) de 454 kb/j d'ici à 2014 (malgré la fermeture de 200 kb/) et le second par deux

⁴ Une mise à jour sera faite régulièrement

projets de nouvelles raffineries de 400 kb/j chacun: à Jubail-2 à l'horizon 2013 (SaudiAramco/Total) et à Yanbu d'ici 2014 (SaudiAramco/ConocoPhillips) .

Figure 32: Projets de raffinage – capacités de distillation par régions géographiques



Source: IFP d'après des données KBC

Le recul en Asie Pacifique est non seulement le fait de la Chine dont la diminution (-14%) est bien inférieure à la moyenne de la région mais surtout de certains pays dont l'Inde (-41%), le Vietnam (-56%) et le Japon, ce dernier ayant entamé un vaste processus de rationalisation de ses capacités sur 2010 et 2011 (-380 kb/j). En Inde, la raffinerie géante de Jamnagar 580 kb/j a démarré au deuxième semestre 2009 ainsi que la raffinerie de Dung Quat de 130 kb/j au Vietnam. De même, en Chine certaines raffineries nouvelles sont entrées en opération (raffinerie CNOOC de 240 kb/j à Huizhou et la raffinerie Liaoning Huajin de 100kb/j) ainsi que de nombreux projets d'expansion de capacité dont la raffinerie Sinopec/ExxonMobil/Saudi Aramco à Fujian qui passe de 80 kb/j à 240 kb/j.

Toutes les régions qui composent le Bassin Atlantique enregistrent une baisse en 2010 dont la plus importante est à mettre à l'actif de l'Europe (-34%).

Qu'il s'agisse de projets de nouvelles raffineries ou d'expansion de capacités, l'Asie Pacifique réunit –et de loin- le plus grand nombre de projets parmi les différentes régions considérées: plus de 40% dans chacune des catégories de projets.

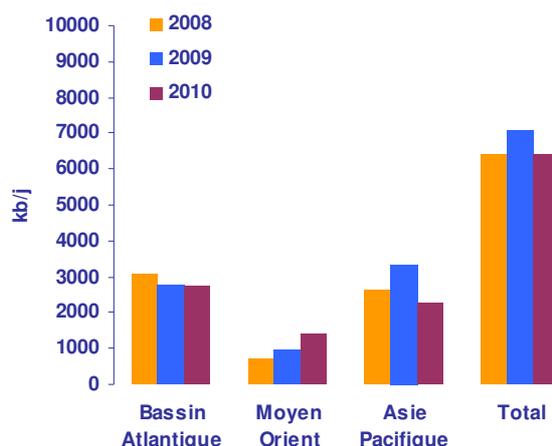
3.6.2 Capacités de conversion

Considérant les seuls projets "probables", les nouvelles capacités de conversion s'établissent à 6,4 Mb/j en 2010, ce qui constitue une baisse de 9% par rapport aux projets répertoriés l'année précédente à la même période. Comme dans les projets de distillation on constate également un décalage dans le temps des effets de la crise.

A l'instar des capacités de distillation, les projets de conversion enregistrent un ralentissement important en Asie Pacifique (-31%), une quasi stabilité dans la Bassin Atlantique (-2%) et une nouvelle augmentation au Moyen Orient (+46). Au sein du Bassin Atlantique, l'Amérique du Nord est la seule région à présenter une augmentation des capacités de conversion en 2010 (+24%).

Parmi les pays les plus influents en Asie Pacifique, la Chine subit moins les effets de la crise (-22%) que la moyenne de la région et surtout moins que l'Inde dont les projets de conversion baissent sensiblement (-37%), ceci pour la même raison que pour les projets de distillation à savoir la mise en route de la raffinerie de Jamnagar (unité de cokéfaction différée, 16 kb/j, unité de craquage catalytique, 18 kb/j) et le démarrage de l'unité de cokéfaction différée (50 kb/j) dans la raffinerie de Vadinar. En Chine la diminution des projets de conversion s'explique par la mise en exploitation d'un certain nombre d'actifs.

Figure 33: Projets de raffinage – capacités de conversion par régions géographiques



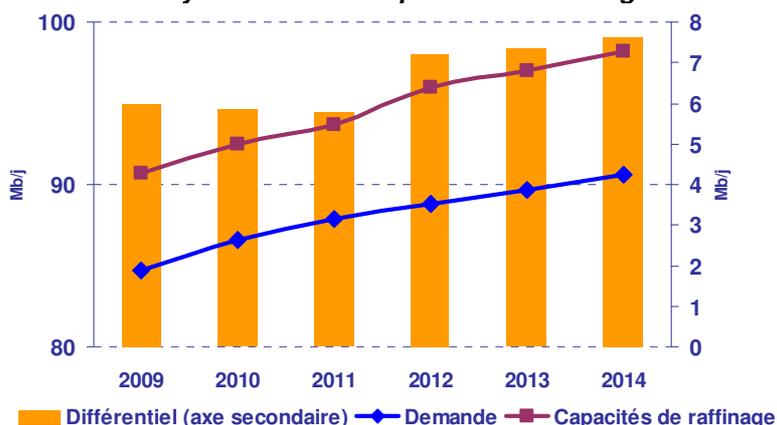
Source: IFP d'après des données KBC

Au Moyen Orient, les nouveaux projets sont à l'origine de l'augmentation des capacités de conversion dont les plus significatifs sont localisés au Koweït, dans la raffinerie de Mini Al-Ahmadi, avec deux unités de conversion dont un hydrotraitement (ARDS) de 50 kb/j et un coking différé de 37 kb/j et en Arabie Saoudite à Yanbu avec une unité d'hydrocraquage de 124 kb/j et un coking différé de 80 kb/j et à Jubail-2 avec une unité d'hydrocraquage de 80 kb/j, un coking différé de 80 kb/j et un FCC de 120 kb/j

3.6.3 Maintien des surcapacités à moyen terme

Globalement les surcapacités de raffinage vont encore perdurer quelques années. Considérant à la fois les capacités additionnelles, opérationnelles à moyen terme, et les projections de la demande pétrolière de l'AIE⁵, qui table sur une évolution revue à la baisse de la demande mondiale de pétrole à long terme⁶, la situation devrait se dégrader d'ici 2014 (au delà de cette date les prévisions sur les projets sont peu fiables). Face aux incertitudes sur le rythme et la date d'une reprise économique plus ferme, la demande pétrolière pourrait être mesurée une nouvelle fois à la baisse accentuant du même coup les surcapacités, au moins dans un premier temps.

Figure 34: 2010, évolution à moyen terme des capacités de raffinage et de la demande



Source: IFP d'après des données KBC

Cependant l'analyse par régions montre des situations très différentes en fonction de l'intensité de la demande. Dans les pays de l'OCDE, notamment sur les marchés nord

⁵ WEO 2009

⁶ Croissance annuelle moyenne de 1% sur 2008-2030 pour la demande pétrolière dans le scénario de référence. En 2008, les projections du WEO tablaient dans son scénario de référence sur une croissance de 1,6%.

américain et européen où la demande tend à ralentir à long terme, les surcapacités devraient continuer à augmenter. La continuité –ou la dégradation- des taux d'utilisation des raffineries devrait fragiliser davantage cette situation. 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...). Certaines compagnies pétrolières –dont Total- ont déjà commencé ce réajustement.

Dans les pays émergents –en Chine et en Inde principalement- la situation n'est pas la même: la demande est forte et malgré une baisse –conjoncturelle- des projets l'activité demeure forte. Les surcapacités, récemment retrouvées en Chine, ne sont pas excessives et devraient suivre l'évolution de la demande⁷. Par ailleurs le phénomène constaté depuis quelques années à savoir la relocalisation 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.

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

▪ **Europe:**

- Chevron – Pembroke –UK (210 kb/j), en vente,
- ConocoPhillips – Wilhelmshaven –All. (260 kb/j), en vente ou transformation,
- Ineos – Grangemouth - (200 kb/j), vente envisagée,
- Murphy Oil – Milford Haven – UK (130 kb/j), en vente,.
- Petroplus – Reichstett – Fr (85 kb/j), vente ou fermeture partielle,
- Petroplus – Teeside – UK (117 kb/j), transformation en terminal,
- Shell – Gothenburg – Suède (78 kb/j), vente probable,
- Shell – Stanlow – UK (233 kb/j), en vente,
- Shell – Hamburg – All (110 kb/j), en vente,
- Shell – Heide – All (91 kb/j), en vente,
- Total – Lindsey – UK (221 kb/j), en vente
- Total – Dunkerque – Fr (137 kb/j), transformation en terminal
- Total – Gonfreville – Fr (94 kb/j), fermeture d'une unité de distillation (août 2009)

▪ **Amérique du Nord et Caraïbes:**

- Big West – Bakersfield –US (68 kb/j), fermée début 2009 et rachetée par Alon (fév 2010) qui envisage un redémarrage,
- Chevron – Kapolei –US, Hawaï (54 kb/j), réduction de capacités envisagée,
- Murphy Oil – Meraux, Louisiane (125 kb/j) en vente, la compagnie chercherait à vendre également sa troisième et dernière raffinerie à Superior, Wisconsin (35 kb/j)
- Shell – Montreal – Can (13 kb/j), transformation en terminal envisagée,
- Sunoco – Eagle Point – US (150 kb/j), fermeture en nov. 2009, conversion possible pour production de biocarburants,
- Valero – Delaware – US (190 kb/j), vendue à Pétroplus (avril 2010),
- Valero – Paulsboro – US (166 kb/j), vente envisagée,
- Valero – Corpus Christi – US (20 kb/j), fermeture d'un FCC,
- Valero – Aruba – US (275 kb/j), fermeture en 2009, vente envisagée,
- Western Bloomfield – US (17 kb/d), arrêt fin 2009.

▪ **Asie Pacifique:**

- CPC Corp Kaohsiung – Taiwan (25 kb/j), fermeture d'un FCC,
- JX Holdings Negishi – Japon (70 kb/j), fermeture définitive, unité de distillation (oct 2010),
- JX Holdings Mizushima – Japon (110 kb/j), fermeture définitive, unité de distillation (jun 2010),
- JX Holdings Negishi – Japon (70 kb/j), fermeture définitive, unité de distillation (mai 2010),
- Nihonkai Oil Toyama – Japon (60 kb/j), transformation en terminal (mars 2009),
- Shell Parsden Pt – Nouv. Zélande (109 kb/j), vente à Infratil et à fonds de retraites gouvernementale (mars 2010),
- Showa Shell Keihin – Japon (60 kb/j), fermeture définitive, unité de distillation (sept 2009),

⁷ Voir encadré en paragraphe 3.3

3.7 Investissements nécessaires dans toutes les régions

Globalement le ralentissement des projets de raffinage peut être considéré comme un élément favorable pour faire face à la surabondance des capacités dans le monde et aux conséquences que cela entraîne sur la santé financière de l'activité. Cette tendance répond à la fois à des considérations conjoncturelles – adaptation rapide aux conditions de crise, mise en opération de nouveaux actifs- et à des considérations structurelles – ralentissement durable de la demande et adéquation de l'outil de raffinage à la demande dans les pays traditionnellement consommateurs, fiscalité des hydrocarbures notamment en France et en Europe, nouvelle concurrence inter énergies et recherche d'un mix énergétique différent, durcissement des normes et spécifications des produits et des réglementations pesant sur les raffineries. Les nouveaux investissements nécessaires à la restructuration de l'appareil industriel pourraient intensifier les fusions, rationalisations de capacités, fermetures d'actifs les moins rentables,.....dans le futur moyen terme⁸.

Dans les pays industrialisés où les surcapacités sont avérées l'ajustement sera douloureux et nécessitera l'arrêt d'une partie des actifs actuels et l'installation coûteuse d'unités d'hydrocraquage requises pour faire face à la diésélisation croissante, notamment en Europe. Dans les pays émergents il est surtout question de maintenir un équilibre entre investissements et demande (interne et/ou externe) tout en répondant aux contraintes environnementales.



⁸ Les capacités de raffinage non rentables qui devraient être fermés en Europe s'élèveraient selon JBC Energy à 2,5 Mb/j d'ici à 2013 et à 3,1 Mb/j dans les dix prochaines années: aux baisses de la consommation d'essence aux États Unis et à la concurrence sur le diesel en provenance de Russie et d'Asie s'ajoute la généralisation de véhicules de plus en plus économes. En Amérique du Nord ce chiffre s'élèverait à 1,8 Mb/j en 2013, mais le "potentiel" est important vu le niveau de consommation actuel du secteur des transports. En cumulant les deux zones on atteindrait 4,3 Mb/j soit 11% du total des capacités actuelles de raffinage dans les deux zones. Les difficultés sous-jacentes à ce type de processus incitent à observer ces résultats avec prudence.