

**Les investissements**  
en  
**exploration-production**  
et  
**raffinage**  
  
**2009**

**A. SANIERE, S. SERBUTOVIEZ, C. SILVA**  
*Direction Économie et Veille*

Novembre 2009

### Les auteurs

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

- **Armelle Saniere:** [armelle.saniere@ifp.fr](mailto:armelle.saniere@ifp.fr) : exploration-production
- **Sylvain Serbutoviez:** [sylvain.serbutoviez@ifp.fr](mailto:sylvain.serbutoviez@ifp.fr) : activités et marchés en amont
- **Constancio Silva:** [constancio.silva@ifp.fr](mailto:constancio.silva@ifp.fr) : investissements en raffinage.

## SOMMAIRE

1	CONTEXTE: LE RETOUR DES SURCAPACITÉS .....	6
2	EXPLORATION PRODUCTION: UNE PAUSE DANS UN CYCLE HAUSSIER .....	7
2.1	BAISSE DES INVESTISSEMENTS.....	7
2.2	SECTEUR PARAPÉTROLIER LOURDEMENT TOUCHÉ.....	12
2.2.1	La géophysique .....	12
2.2.1.1	Une activité encore en croissance .....	12
2.2.1.2	Un marché en baisse, victime de surcapacités .....	14
2.2.2	Le forage.....	16
2.2.2.1	Une activité en forte baisse.....	16
2.2.2.2	Deux marchés, onshore et offshore qui réagissent différemment .....	18
2.2.3	La construction offshore .....	20
2.2.3.1	Une activité toujours en hausse .....	20
2.2.3.2	Un chiffre d'affaires global en légère baisse.....	23
2.3	POUR CONCLURE.....	23
3	RAFFINAGE: AJUSTEMENT À UN ENVIRONNEMENT EN MUTATION.....	25
3.1	SURCAPACITÉS DE RAFFINAGE ET DISPARITÉS PAR ZONES .....	25
3.2	DÉTÉRIORATION DES MARGES DE RAFFINAGE.....	27
3.3	RÉSULTATS NETS ENCORE EN BAISSÉ .....	29
3.4	RALENTISSEMENT DES DÉPENSES DANS L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE .....	31
3.5	RENFORCEMENT DES NORMES SUR LES FUELS MARINS.....	32
3.6	ORIENTATION GLOBALE DES NOUVEAUX INVESTISSEMENTS VERS L'ASIE .....	33
3.6.1	Capacités de distillation .....	33
3.6.2	Capacités de conversion .....	35
3.6.3	Capacités de distillation et demande incrémentales à moyen terme .....	35

## FIGURES ET TABLEAUX

FIGURE 1: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS EN EXPLORATION-PRODUCTION.....	7
FIGURE 2: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS E&P, DES PRIX ET DES COÛTS .....	8
FIGURE 3: ÉQUIPES ACTIVES DANS LE MONDE À TERRE ET EN MER ET ESTIMATION POUR 2009 .....	13
FIGURE 4: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DE L'ACTIVITÉ SISMIQUE EN 2009 .....	13
FIGURE 5: ÉQUIPES SISMIQUE EN STAND-BY À TERRE ET EN MER HORS USA.....	14
FIGURE 6: ÉQUIPES SISMIQUE EN STAND-BY À TERRE ET EN MER AUX USA.....	14
FIGURE 7: MARCHÉS GÉOPHYSIQUES DE L'ACQUISITION TRAITEMENT ET DES ÉQUIPEMENTS .....	14
FIGURE 8: NOMBRE DE PUIXS FORÉS À TERRE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE, ESTIMATIONS 2009.....	16
FIGURE 9: RÉPARTITION 2009 DES FORAGES À TERRE.....	16
FIGURE 10: TAUX DE LOCATION DES RIGS À TERRE .....	16
FIGURE 11: NOMBRE DE PUIXS FORÉS EN MER PAR ZONES GÉOGRAPHIQUE, ESTIMATIONS 2009 .....	17
FIGURE 12: RÉPARTITION 2009 DES FORAGES EN MER .....	17
FIGURE 13: TAUX D'UTILISATION DES APPAREILS DE APPAREILS DE FORAGE OFFSHORE.....	17
FIGURE 14: TAUX DE LOCATION (1000 \$/J) DES SEMI-SUBS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE.....	18
FIGURE 15: TAUX DE LOCATION (1000 \$/J) DES JACK-UP PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE .....	18
FIGURE 16: MARCHÉ DU FORAGE À TERRE, ESTIMATION 2009 ET PRÉVISION 2010 .....	19
FIGURE 17: MARCHÉ DU FORAGE EN MER, ESTIMATION 2009 ET PRÉVISION 2010 .....	19
FIGURE 18: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES CONSTRUCTIONS OFFSHORE EN 2009.....	20
FIGURE 19: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS DE PLATEFORMES FIXES DEPUIS 2004.....	21
FIGURE 20: NOMBRE DE PROJETS DE PLATEFORMES FIXES PLANIFIÉS EN 2009.....	21
FIGURE 21: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS DE PLATEFORMES FLOTTANTES DEPUIS 2004 .....	22
FIGURE 22: NOMBRE DE PROJETS DE PLATEFORMES FLOTTANTES PLANIFIÉS EN 2009 .....	22
FIGURE 23: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS SOUS-MARINES DEPUIS 2004.....	22
FIGURE 24: NOMBRE DE PROJETS DE SOUS-MARINS PLANIFIÉS EN 2009.....	22
FIGURE 25: MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE, ESTIMATION 2009 ET PRÉVISION 2010 .....	23
FIGURE 26: DIFFÉRENCE ENTRE CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET DEMANDE DE PRODUITS .....	26
FIGURE 27: TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES .....	27
FIGURE 28: ÉVOLUTION DES MARGES DE RAFFINAGE COMPLEXES MENSUELLES ET ANNUELLES (EN \$/B) .....	28
FIGURE 29: RÉSULTATS NETS DES SOCIÉTÉS POUR LE SECTEUR RAFFINAGE DISTRIBUTION (MILLIONS DE \$) PREMIER SEMESTRE 2008-2009 .....	30
FIGURE 30: HISTORIQUE DES DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE \$).....	31
FIGURE 31: PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE DISTILLATION ET DE CONVERSION PAR RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES .....	34
FIGURE 32: 2009 PROJETS DE NOUVELLES CAPACITÉS DE DISTILLATION .....	34
FIGURE 33: 2009 RÉPARTITION ENTRE PROJETS DE NOUVELLES INSTALLATIONS ET PROJETS D'EXTENSION ET MODERNISATION.....	34
FIGURE 34: 2009 PROJETS DE NOUVELLES CAPACITÉS DE CONVERSION .....	35
FIGURE 35: 2009 RÉPARTITION ENTRE PROJETS DE NOUVELLES INSTALLATIONS ET PROJETS D'EXTENSION ET MODERNISATION.....	35
FIGURE 36: 2009, ÉVOLUTION À MOYEN TERME DES PROJETS DE RAFFINAGE ET DE LA DEMANDE INCRÉMENTALE DE PÉTROLE .....	36
FIGURE 37: 2009, ÉVOLUTION À MOYEN TERME DES CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET DE LA DEMANDE.....	36
TABLEAU 1: INVESTISSEMENTS E&P ET PRINCIPAUX MARCHÉS.....	24
TABLEAU 2: MARGES DE RAFFINAGE COMPLEXES (MOYENNE ANNUELLE EN \$/B).....	27
TABLEAU 3: RÉSULTATS NETS DES SOCIÉTÉS POUR LE SECTEUR RAFFINAGE DISTRIBUTION (MILLIONS DE \$) .....	29
TABLEAU 4: DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE G\$) .....	31

## EDITO

L'année 2008 a été le théâtre d'un retournement de cycle particulièrement violent puisqu'en l'espace de quelques mois, l'économie mondiale a basculé d'une situation euphorique à une crise généralisée.

Le secteur des hydrocarbures n'est pas épargné, les demandes pétrolières et gazières sont en berne et les prix chutent de manière vertigineuse. Ainsi, surcapacités en amont comme en aval, baisse des marges de raffinage, crise du crédit, dégradation des situations financières, disparition des acteurs les plus fragiles, reports et annulations d'investissements ont marqué l'année 2009.

En exploration-production cette année est perçue comme une pause dans un cycle haussier, les investissements et les principaux marchés pouvant afficher une légère croissance dès 2010. Le secteur repart sur des bases différentes, tant en terme de relations pétroliers/parapétroliers que pétroliers/États hôtes.

Dans le raffinage, l'importance des capacités disponibles ne permettra pas une amélioration rapide des marges en 2009 et probablement pas non plus en 2010. On constate par ailleurs depuis quelques années une tendance au déplacement des investissements vers les zones de forte croissance de la demande, tendance accélérée par la crise actuelle.

Les grands gagnants de cette crise sont sans aucun doute les compagnies chinoises. Fortes de capacités financières importantes, elles investissent massivement à l'international dans tous les domaines de manière à satisfaire une demande domestique soutenue.

**N. Alazard-Toux**  
Directeur Économie et Veille

## 1 Contexte: le retour des surcapacités

- **Demande en berne**

La crise économique et financière qui a démarré au deuxième semestre 2008 s'est poursuivie et même approfondie en 2009. Suite à la déprime générale de l'activité économique, la demande énergétique mondiale a sensiblement baissé. La demande pétrolière pour sa part enregistre une chute de 1.7 Mb/j par rapport à 2008 pour s'établir à 84.6 Mb/j (AIE, oct. 2009). Une diminution de cette ampleur n'a pas eu lieu depuis 1982! Pour le gaz, la demande a elle aussi été déprimée cette année avec une baisse estimée entre 4.2 et 5.5% (Cedigaz 2009). Tout au long de l'année, les différents organismes de prévision ont publié des révisions systématiquement à la baisse en 2009. L'AIE dans sa dernière publication d'octobre annonce une baisse plus modérée que précédemment prévue.

- **Prix en baisse et décrochage du gaz par rapport au pétrole**

Après avoir atteint son niveau le plus bas à 35\$/b fin décembre 2008, l'année 2009 a été marquée par une remontée progressive du prix du brut pour atteindre 70\$/b à l'automne. Aujourd'hui les prix sont tirés à la fois par le niveau minimum nécessaire pour assurer les développements de moyen terme et par l'anticipation de retour aux tensions avec la reprise économique. Au delà de cette tendance de fond, le prix reste néanmoins volatil, soumis aux incertitudes économiques qui orientent les positions des acteurs du marché à court terme. Cette remontée tendancielle des cours est un signal positif pour l'industrie et dès l'automne, on observait des signes de reprises de l'activité en amont. Pour le gaz, l'année a été marquée par un important différentiel de prix entre les contrats long terme indexés sur le pétrole et le marché spot très réactif au contexte économique. Historiquement, on observait une certaine corrélation entre prix spot du gaz et prix du brut due à la concurrence gaz/ fioul lourd dans le domaine industriel. La demande industrielle ayant fortement chuté avec la crise, le prix du gaz s'est établi désormais par rapport au secteur électrique, et est donc plutôt corrélé au prix du charbon. Ceci explique le décrochage des prix spot du gaz par rapport au pétrole. Le différentiel prix spot/contrats long terme, qui peut aller du simple au double, a amené les consommateurs à préférer acheter du gaz sur le marché spot plutôt que de prendre livraison du gaz des contrats long terme quand cela est possible. Mais cette situation a ses limites susceptibles de créer des tensions financières et éventuellement géopolitiques.

- **Surcapacités en production comme en raffinage**

La baisse de la demande, conjuguée à l'arrivée sur le marché de nouvelles capacités de production, a entraîné une reconstitution des **capacités excédentaires** de l'OPEP. Celles-ci sont à près de 6 Mb/j depuis février 2009. Dans le domaine du gaz, le développement massif des gaz non conventionnels aux États-unis et la baisse de la demande ont contribué à mettre le marché en surcapacité.

Dans le domaine du raffinage, les surcapacités sont également de retour, entraînant une baisse générale des marges et une détérioration de la rentabilité financière du secteur. Une certaine morosité s'installe sur le bassin atlantique qui devrait entraîner des changements structurels importants.

### **Les pays exportateurs de gaz s'organisent**

*Le Forum des pays exportateurs de gaz (FPEG) est entré en vigueur début juillet 2009: 11 États ont signés, rassemblant des pays d'Afrique (Algérie, Libye, Égypte, Nigeria, Guinée Équatoriale), du Moyen Orient (Iran, Qatar), d'Amérique latine (Vénézuéla, Bolivie, Trinidad et Tobago ) et la Russie. Ces 11 signataires représentent 64% des réserves mondiales de gaz, 41% des exportations par gazoducs et 53% des échanges de GNL. (OPEP: 76% des réserves et 46% des exportations). Contrairement à l'OPEP, les statuts du FPEG ne prévoient pas d'actions concertées pouvant influencer les prix via une modulation de l'offre, mais pour combien de temps?*

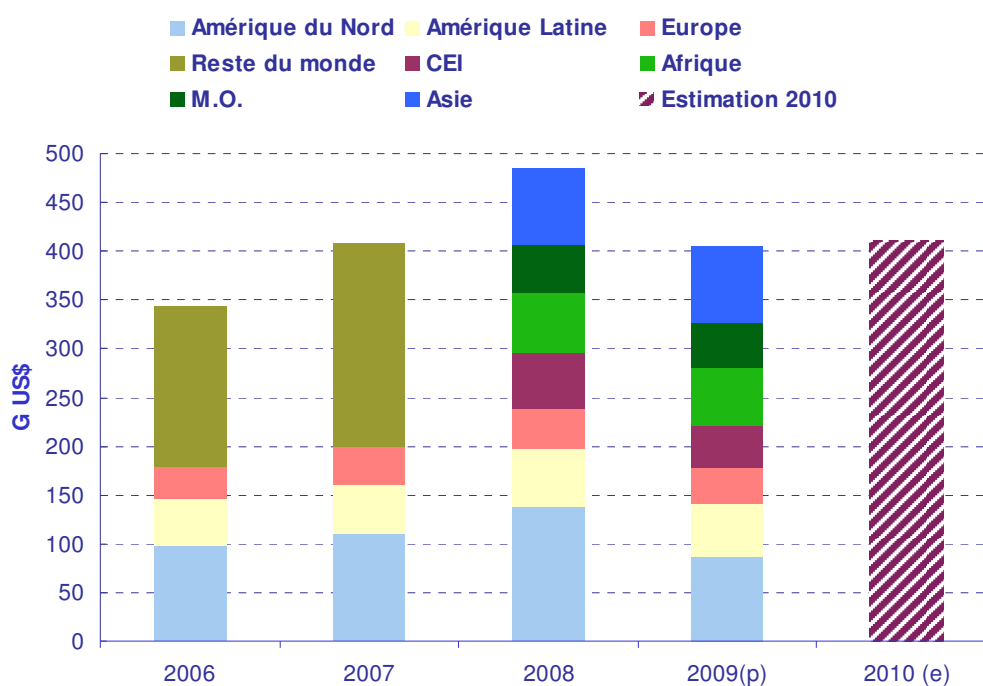
## 2 Exploration production: une pause dans un cycle haussier

### 2.1 Baisse des investissements

En 2009, les investissements mondiaux en E&P sont fortement marqués par la baisse de la demande et le ralentissement général de l'économie. **Ils affichent une chute de l'ordre de 16% pour atteindre 406 G\$.** Ceci représente près de 80 G\$ de dépenses en moins qu'en 2008. La situation est très contrastée entre l'Amérique du nord où la baisse des investissements est de l'ordre de 37% et le reste du monde où elle n'est que de 8%. Si 2009 marque une pause dans le cycle haussier initié en 2003, les investissements restent à un niveau très élevé.

Pour 2010, on peut s'attendre à des investissements stables par rapport à 2009, voir en légère hausse (5% maximum). Un certain nombre de grands projets seront en phase de développement tels que Rumaïla en Iraq, Tupi au Brésil, Gorgon en Australie, Kearl au Canada.

**Figure 1: Évolution des investissements en exploration-production**



Sources: Barclay's, DTI, NPD, DEA, divers IFP, déclarations compagnies et États

L'environnement économique en 2009 a été peu incitatif pour les compagnies pétrolières à investir dans de nouvelles capacités: demande en berne, niveau de prix incertain, difficultés de financement. De plus sur la première moitié de l'année les conditions d'accès au domaine minier sont restées sévères et les coûts des services et équipements encore très élevés. Les compagnies pétrolières ont donc différé massivement les investissements qui pouvaient l'être en attendant des conditions plus favorables, soit en reportant des projets entiers soit en les structurant en différentes phases. Certaines d'entre elles n'ont pas hésité à passer à nouveau des appels d'offres déjà réalisés en demandant aux sociétés parapétrolières de réduire leurs prix. Sur la deuxième partie de l'année, avec la stabilisation du prix du baril autour de valeurs consensuelles, une certaine baisse des coûts et un début d'espoir de reprise de la demande, l'horizon semble s'éclaircir dans le domaine de l'exploration-production.

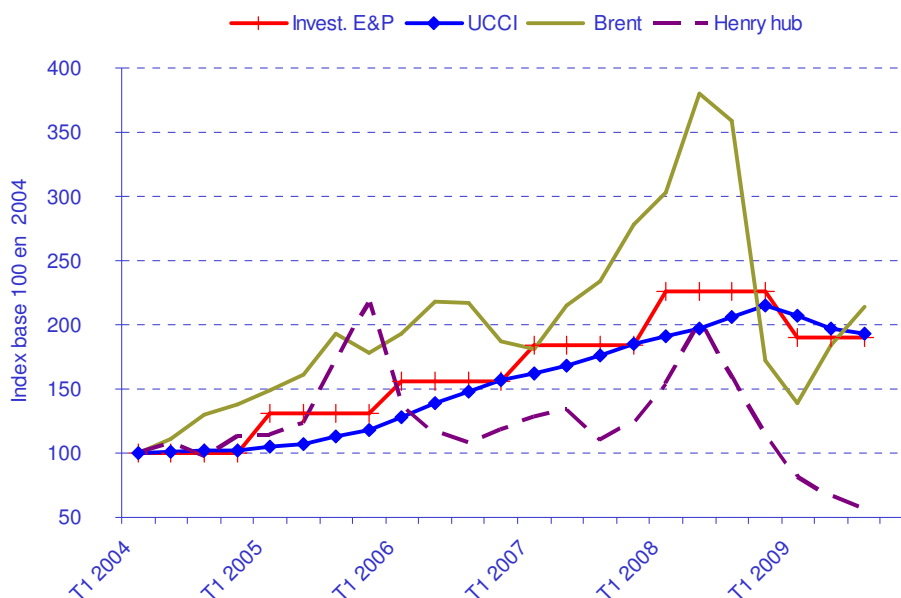
A moyen et long terme, les compagnies pétrolières croient au fait que la demande repartira nécessairement et qu'il faut continuer à s'assurer de nouvelles réserves et à développer des capacités. Ainsi les plus gros projets de développement, structurant pour un pays ou une compagnie n'ont pas été remis en cause par cette crise. C'est le cas notamment du développement de la zone infra-salifère brésilienne, dont le planning n'a pas été perturbé ou encore du lancement du projet gazier Gorgon en Australie.

Enfin pour le plus long terme, les découvertes récentes de Tupi au Brésil et Tiber dans le Golfe du Mexique par très grands enfouissements et profondeurs d'eau, montrent qu'il existe encore des opportunités importantes pour l'exploration et la production d'hydrocarbures, mais que celles-ci nécessitent des technologies toujours plus complexes.

La chute du prix du brut dès le milieu de l'année 2008 a été suivie dès la fin, voire le début 2009 d'un ralentissement de l'activité E&P. Historiquement on observe toujours un décalage d'un an entre la chute du prix et la baisse des investissements E&P dû au fait que les investissements de l'année n sont planifiés après la mi-année n-1, donc dans un environnement de prix de n-1. En 2008-2009, la chute vertigineuse du prix du baril a été couplée à une crise du crédit, donnant un sérieux coup d'arrêt aux investissements.

Alors que le prix du Brent a baissé de 40% en moyenne entre 2008 (97\$/b) et les neufs premiers mois de 2009 (57\$/b), les investissements E&P ont chuté de 16% et les coûts d'investissement dans l'amont mesurés par l'Upstream Capital Cost Index (UCCI) de IHS CERA ont baissés de 10% par rapport au point haut de l'automne 2008. Cette régression des coûts reflète dans un premier temps la baisse des cours des principales matières premières puis la chute des marges des compagnies de services. On estime que la baisse des investissements en 2009 est due pour moitié à chute de l'activité et pour moitié à celle des prix.

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



Sources: IFP, Platt's, CERA

La crise, même si pressentie depuis 2008 est dans les faits arrivée brutalement après une période de 5 années fastes, situation qui a permis aux acteurs d'engranger des liquidités records. Celles-ci leur ont permis dans un premier temps de faire face à la crise. La taille des entreprises a été un facteur crucial, non seulement en terme de liquidités disponibles mais aussi et surtout face au durcissement des conditions d'accès au crédit: en temps de crise, les grands noms lèvent plus facilement des fonds que les plus petits...En effet, nombre de

petites, voire très petites structures, n'ont pas résisté à la baisse des prix du brut et de la demande. Selon leur taille ou leurs intérêts, l'impact sur les compagnies pétrolières et gazières a été très contrasté:

- les 5 majors (ExxonMobil, BP, RDSHELL, Chevron et Total) ont bien résisté et annoncent même des investissements en E&P hors Amérique du nord en hausse de l'ordre de 9% en moyenne entre 2008 et 2009 alors que les investissements mondiaux ont chuté de 8%. Elles interviennent effectivement en général sur des projets pluriannuels, difficiles à stopper. Cependant, les bons résultats des années passées ne suffiront plus à faire face si la crise persiste.

- les indépendants internationaux ont en moyenne réduit leurs investissements de l'ordre de 13 à 14% hors Amérique du nord. Ces compagnies ont eu particulièrement du mal à lever les fonds nécessaires à leurs projets. Elles ont par ailleurs stoppé les investissements qui pouvaient l'être et essayé de conserver des liquidités.

- les compagnies nationales affichent des réductions d'investissements E&P hors Amérique du nord comparables à celles des indépendants (-13 à -14%). Elles ont pour leur part subi la pression des budgets des États dont elles dépendent, ce qui a réduit leurs capacités à investir. Par ailleurs si les pays consommateurs évoquent le « Peak oil », les pays producteurs de leur côté parlent du « Peak demand ». Avec la prise de conscience générale de l'importance de réduire les émissions de gaz à effet de serre en général et du CO<sub>2</sub> en particulier, les États pétroliers s'inquiètent du niveau de la demande de pétrole à long terme, ce qui ne les incite pas à investir massivement dans de nouvelles capacités.

Si les rapports de force entre États pétroliers et compagnies pétrolières ont peu évolués, ceux entre sociétés pétrolières et parapétrolières ont rapidement changé:

- Les États pétroliers n'ont pas notoirement réduits leurs prétentions comme on l'a vu en Indonésie, en Irak lors du premier appel d'offre dans lequel l'État a tenu tête aux compagnies internationales en leur imposant des rémunérations de 2\$/b (elles demandaient 4\$/b) ou encore au Kazakhstan où les contrats vont être revus afin d'en augmenter le contenu local. A seulement un an du début de la crise ceci n'est guère étonnant mais cette situation pourrait évoluer si la demande ne repart pas à la hausse à court terme;

- Du côté des relations compagnies pétrolières/sociétés parapétrolières, ces dernières semblent avoir perdu une partie du terrain gagné pendant les années fastes: les appels d'offre se font plus rares et pour remplir les carnets de commandes par ailleurs en chute, de gros efforts doivent être consentis sur les marges.

L'Amérique du nord est la zone la plus touchée par les réductions d'investissement en 2009. Elle affiche une chute de 37% des dépenses entre 2008 et 2009. Même les Majors y ont réduit leurs investissements, de l'ordre de 19%, cependant moins que la moyenne. Cette forte réaction trouve plusieurs explications:

- le développement de l'offre de gaz non conventionnels depuis plusieurs années combiné à la chute de la demande de gaz par l'industrie s'est traduite par des surcapacités et une baisse du prix du gaz. Le prix du Henry Hub a chuté de 57% entre 2008 (8.86 \$/MBTU) et l'automne 2009 (3.82 \$/MBTU). Or en Amérique du Nord, une grande partie de l'activité amont, notamment à terre, se fait sur objectif gazier;
- la structure de l'industrie y diffère de celles des autres pays du monde dans la mesure où la majorité de l'activité est assurée par des petites, voir très petites compagnies indépendantes. Celles-ci, financièrement fragiles, n'ont pas pu résister à la baisse des prix conjuguée aux difficultés de financement due à la crise financière et beaucoup ont dû mettre la clef sous la porte cette année.
- les coûts élevés des projets ont amené les opérateurs à procéder à d'importants reports notamment dans les sables asphaltiques et l'offshore profond.

Cependant, lorsque la reprise économique interviendra, c'est très certainement cette zone qui réagira la première en affichant des hausses conséquentes d'investissements en E&P.

La Communauté des États Indépendants a également été sévèrement touchée et notamment la Russie, où les principales compagnies ont fait face à d'importantes difficultés financières. En Russie, la baisse des investissements en 2009 est de l'ordre de 25% pour atteindre 34 G\$. C'est en Russie qu'ont eu lieu les plus importants reports de développement de réserves. Si l'année a été marquée par le démarrage en février de la production de gaz au large de l'île de Sakhaline, la mise en exploitation du gisement de gaz Bovanenkovo par exemple, situé dans la péninsule de Yamal dans le grand Nord, développement prioritaire pour Gazprom, a été décalée d'un an à fin 2012. D'importants prêts ont été consentis par des banques chinoises aux compagnies russes en difficultés. Au Kazakhstan au contraire, on note peu de reports. Le développement de Kashagan notamment n'a pas été impacté.

En Europe, les investissements en exploration et production en 2009 sont en chute de 12% par rapport à 2008 et atteignent 37 G\$. Au Royaume-Uni, les dépenses ont chuté de près d'un quart par rapport à l'année précédente. La période de crise couplée aux coûts particulièrement élevés dans cette zone composée d'une myriade de petits champs ont été peu incitatifs pour les compagnies. La production pétrolière est attendue à la baisse. En Norvège au contraire, les investissements 2009 sont en hausse de 2% par rapport à 2008. L'année a été ponctuée de découvertes, gazières essentiellement, ainsi que de mises en production telle celle de Tyrihans. Si la production d'huile baisse inexorablement, celle de gaz est en revanche attendue à la hausse. Ces zones très matures ne peuvent compter que sur la stabilité des conditions contractuelles qu'elles offrent aux compagnies pour les attirer.

En Amérique Latine, les investissements en E&P devraient chuter de 6% en 2009 pour atteindre 55 G\$. Au Venezuela, PdVSA affiche des investissements en E&P en chute de 35%. La compagnie a fait face à d'importantes difficultés financières cette année et a accumulé les retards de paiement à ses fournisseurs parapétroliers. La prise de contrôle du gouvernement sur une partie de l'industrie parapétrolière oeuvrant dans le pays (forage/injection notamment) est pour le moins peu rassurante quant aux investissements futurs dans le domaine. Le pays fait face à un déclin de sa production et cherche aujourd'hui à attirer les investisseurs étrangers pour y remédier. Un appel d'offre pour des blocs de la ceinture de l'Orénoque doit avoir lieu prochainement.

Au Brésil, même si Petrobras a réduit ses investissements de 6% en 2009, le développement de la zone infra-salifère attire les capitaux dans le pays. Les tests de productions sur Tupi ont démarré et un appel d'offres pour 8 coques de FPSO a été lancé en automne. Tupi a été découvert fin 2007 dans une période de tension sur les disponibilités en équipements et son développement est lancé dans une période de tension sur les sources de financement. Le calendrier initial qui prévoyait une première phase de production à 100 000 b/j en 2010-2011 devrait toutefois être respecté: cette performance mérite d'être relevée! Notons aussi que la majeure partie des équipements doit être construite dans le pays, ce qui y renforcera l'activité. A moyen terme, les investissements en E&P dans le pays devraient être en croissance forte.

L'activité au Mexique a été intense cette année avec une hausse de 68% du nombre de puits forés par rapport à 2008. Si les investissements en E&P y ont augmenté en monnaie locale, ils sont en chute de 2% en \$US en raison d'un taux de change défavorable. Le pays souffre de sa fermeture aux investissements étrangers. Cependant, la réforme de la loi sur l'énergie approuvée fin 2008 par le parlement qui autorise l'ouverture de PEMEX aux capitaux étrangers devrait accroître sa capacité à investir.

Au Moyen Orient, les investissements en E&P en 2009 sont estimés à 47 G\$ soit une chute de 4% par rapport à 2008. En Arabie Saoudite, l'année 2009 a été marquée par les démarrages de Khurais (1.2 Mb/j) et Khursaniyah ainsi que par l'augmentation de capacités sur Shaybah. Ces développements s'inscrivent dans le vaste programme de Saudi Aramco visant à porter sa capacité de production à 12.5 Mb/j. L'Irak a effectué un retour sur la scène internationale en demi-teinte avec un premier appel d'offres aux résultats pour le moins

décevants: sur les 8 gisements proposés, aucun n'a été directement attribué. Depuis, suite à d'âpres négociations, la situation s'est améliorée puisque 3 d'entre eux ont trouvés preneurs: Rumaïla (BP/CNPC), Zubair (Eni) et West Qurna (ExxonMobil). Le gouvernement irakien compte sur ces développements pour amener la production du pays de 2.5 à 7 Mb/j, objectif ambitieux. Les termes proposés aux compagnies internationales à travers des contrats de services ont été jugés peu attractifs. Le second "round" qui reprendra le même modèle aura-t-il plus de succès?

A moyen et long terme, les investissements en E&P dans la région devraient se maintenir, soutenus d'une part par les développements attendus en Irak où la situation politique devrait se stabiliser et d'autre part par les demandes domestiques de gaz, en croissance forte.

Les investissements en exploration-production en Afrique en 2009 ont également bien résisté à la crise: ils sont en baisse de 4% seulement par rapport à l'année précédente et sont évalués à 59 G\$. Des pays jusque là discrets ont fait parler d'eux cette année et notamment le Ghana où le développement de Jubilee (120 000 b/j en 2011) suscite des convoitises. En Ouganda, les découvertes se sont multipliées ces dernières années et les réserves du pays sont actuellement évaluées à quelques 2 Gb, pour l'instant non développées.

Du côté des gros producteurs, l'espoir renaît au Nigeria de pouvoir investir plus sereinement dans le pays avec le cessez-le feu observé par les rebelles du MEND suite à l'amnistie proposée par le gouvernement. La situation dans le pays devenait critique avec des cas de force majeurs décrétés sur les terminaux d'exportation (Bonny en avril, Brass en juillet) et une production à terre en net recul. Le pays s'est par ailleurs lancé dans une vaste réforme du secteur des hydrocarbures afin que la compagnie nationale, la NNPC, honore davantage ses obligations financières vis-à-vis de ses partenaires. Ce nouveau système ne devrait pas être complètement opérationnel avant 18 à 36 mois. En Angola, 2009 marque les 10 ans du début de la production en offshore profond qui a hissé le pays parmi les plus importants producteurs mondiaux. De grands développements sont attendus dans les années qui viennent notamment, ceux de Pazflor (Total) et de Plutao-Saturno-Venus (BP).

**Les grands gagnants dans cette crise sont sans aucun doute les compagnies chinoises**

*CNPC, Sinopec et Cnooc, fortes de leurs liquidités, financent des développements à l'international afin de sécuriser leurs approvisionnements à long terme en hydrocarbures: si la plus importante opération reste l'acquisition d'Addax Petroleum par Sinopec (450Mb de réserves en Afrique) en juin, citons entre autres les accords CNPC/BP pour le développement de Rumallah en Irak, Cnooc/NIOC et CNPC/NIOC pour les développements de South Pars et Azadegan North en Iran ou encore l'acquisition par CNPC de 49% de MangistauMunaigaz au Kazakhstan. L'État chinois a signé de son côté des accords de prêts, souvent remboursables en pétrole, avec un certain nombre de compagnies (Rosneft, Transneft) ou États producteurs: Venezuela, Brésil, Équateur. D'autres accords de financement concernent la construction d'oléoducs (Russie), gazoducs (Kazakhstan), d'usines de liquéfaction de gaz naturel (Papouasie Nouvelle Guinée, Australie, Indonésie) ou de raffineries (Costa Rica, Iran, Niger, Soudan).*

*Les compagnies chinoises se heurtent cependant de plus en plus fréquemment à une certaine hostilité de la part des pays dans lesquels elles tentent de rentrer: cette année, CNPC a été déboutée par le gouvernement libyen pour le rachat de Verenex (qui n'est pas sans rappeler la tentative de rachat d'Unocal qui a finalement été absorbé par Chevron en 2005) et la CNOOC par le gouvernement nigérian dans sa tentative de prendre la place de majors sur certains blocs.*

*Ces phénomènes de prises de participation massives par des compagnies chinoises ne sont pas réservés au domaine des hydrocarbures, mais sont également observés pour d'autres matières premières notamment certains minéraux industriels.*

En Asie enfin, les investissements semblent avoir été stables en 2009, autour de 80 G\$ et concernent majoritairement le gaz. L'Australie a été cette année le théâtre de nombreuses opérations, notamment des découvertes de gaz dans l'offshore ainsi que le lancement du projet pharaonique de GNL Gorgon opéré par Chevron. Les réserves à développer y sont de

l'ordre de 6.7 Gbep, et les investissements de la première phase estimés à 37 G\$ d'ici 2014. A moyen terme, les investissements dans le pays devraient être en croissance.

A l'inverse, l'Inde et l'Indonésie n'ont pas réussi à attirer les compagnies internationales lors des derniers appels d'offres, notamment en raison d'exigences considérées comme trop élevées au regard des difficultés présentées par les blocs proposés.

## 2.2 Secteur parapétrolier lourdement touché

Les investissements en exploration-production des compagnies pétrolières et gazières et notamment leurs variations d'une année sur l'autre, déterminent le niveau d'activité et de revenu des sociétés de services et équipements qui forment l'industrie parapétrolière. Celle-ci intervient dans des secteurs très divers tels que: géophysique, forage, ingénierie de puits et de réservoir, services aux puits, contrôle des écoulements, conception, construction et installation de conduites à terre et en mer, instrumentation, mécanique, opérations marines, génie civil, chaudronnerie, conception de systèmes de production offshore, etc....

La crise du crédit et de la demande survenue fin 2008 a touché les sociétés parapétrolières de plein fouet. Ce sont effectivement elles les premières victimes des réductions observées d'investissements de la part des compagnies pétrolières. Cette baisse des investissements s'est rapidement traduite sur le terrain par une baisse d'activité pour les sociétés parapétrolières. Si la taille de l'entreprise a là aussi été un facteur clef pour résister au séisme, les plus importantes compagnies de services n'ont pas été épargnées. On a vu en effet, dès le début de l'année 2009, les deux géants que sont Schlumberger et Baker Hughes procéder à d'importants plans de licenciements pour répondre à la baisse d'activité. Depuis, d'autres groupes importants ont suivi.

L'examen de 3 secteurs clefs tels que la géophysique, le forage et la construction offshore permet de comprendre plus en détails comment se sont répercutées les baisses des dépenses des compagnies pétrolières en 2009.

### 2.2.1 La géophysique

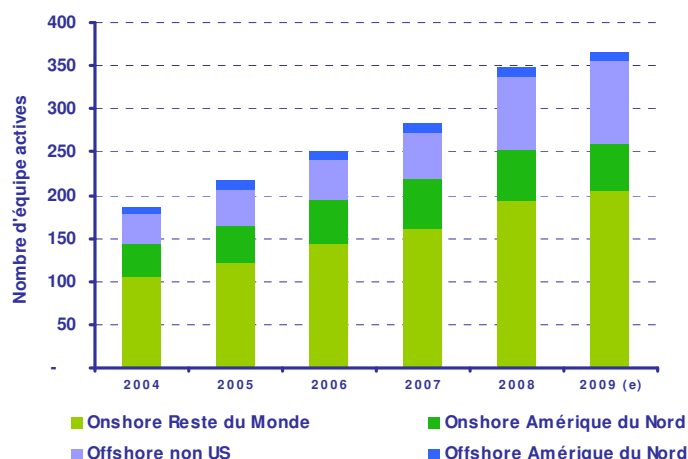
#### 2.2.1.1 Une activité encore en croissance

Exprimée en terme d'équipes actives, l'activité sismique mondiale a **augmenté de 8%** sur les 9 premiers mois de l'année 2009 par rapport à la même période de 2008. Elle reste à un niveau inégalé, un pic d'activité a même été atteint en février 2009 avec 394 équipes actives dans le monde. De part la nature du matériel mobilisé pour les acquisitions sismiques, cette activité réagit généralement avec un décalage de 6 mois à 1 an par rapport à un signal de marché, temps qui correspond à la planification des campagnes. On peut donc s'attendre à ce que l'activité se contracte plus tardivement, fin 2009.

L'activité sismique **hors Amérique du Nord** a progressé de 16%, tirée principalement par l'offshore. Les zones géographiques qui montrent les plus fortes progression sont le Moyen-Orient (+45%), l'Asie du Sud-Est (+20%) et l'Afrique (+18%). L'Amérique Latine et l'Europe progressent respectivement de 14% et 12%. L'exploration sismique fléchit par contre en Russie (-3%).

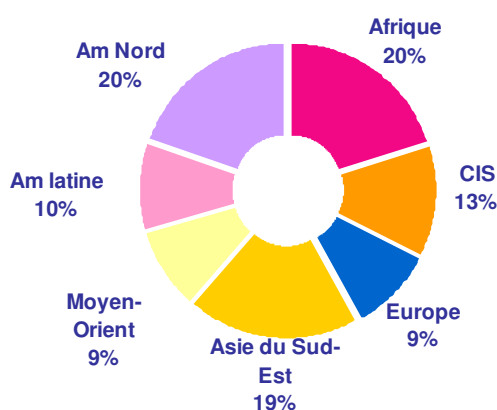
A l'inverse, l'Amérique du Nord affiche les baisses d'activité les plus importantes: -50% au Canada et -9% aux Etats-unis. Là, les campagnes en mer comme à terre ont été moins nombreuses que l'année précédente. Les acteurs pétroliers Nord-Américains ont réagi très fortement à la baisse du prix du baril et du gaz en différant et annulant leurs investissements dans le domaine de l'exploration.

**Figure 3: Équipes actives dans le monde à terre et en mer et estimation pour 2009**



Sources: IFP, IHS Energy

**Figure 4: Répartition géographique de l'activité sismique en 2009**



Sources: IFP, IHS Energy

En terme d'équipes disponibles (en stand by), l'évolution en 2009 a à aussi été différente en Amérique du nord et dans le reste du monde :

- en Amérique du Nord, à terre, le nombre d'équipes disponibles a été multiplié par 3. En effet, beaucoup de campagnes à terre ont été annulées fin 2008. En mer, dans le Golfe du Mexique, apparaissent entre 5 et 7 équipes disponibles, alors que toutes étaient actives précédemment ;

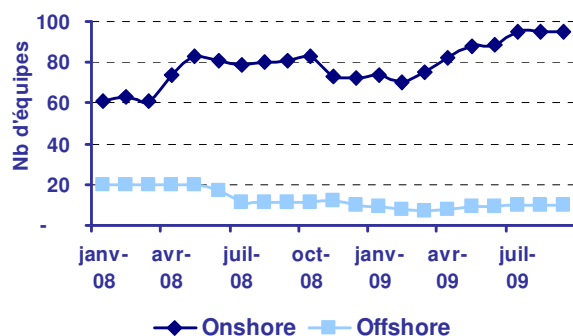
- dans le reste du monde le nombre d'équipes disponibles à terre a augmenté mais beaucoup plus faiblement, de l'ordre de 13%. En mer, on assiste même à une baisse de 30% du nombre d'équipes marines disponibles, car l'activité reste très soutenue.

Le renouvellement de la flotte a été intensif depuis quelques années, notamment avec la nécessité pour les contracteurs de s'équiper en bateaux d'acquisition 3D multi-streamers de dernière génération, permettant d'explorer des zones à géologie complexe avec du multi et wide azimuth. PGS a notamment lancé le Ramform Sterling capable de tirer 22 streamers de 8 km.

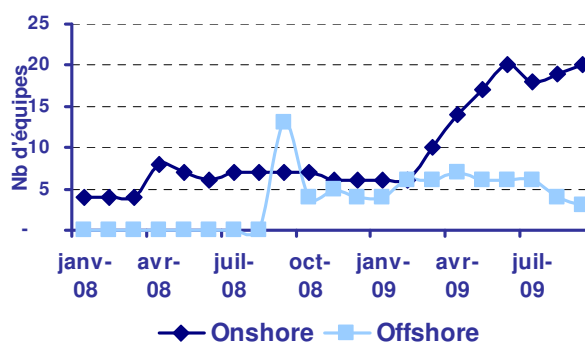
Les compagnies pétrolières demandent de plus en plus fréquemment une couverture multi-azimutale permettant un éclairage encore meilleur des structures et nécessitant l'utilisation de bateaux sources. Les navires d'acquisition les plus anciens sont ainsi soit convertis en bateau source, soit déclassés et vendus pour laisser la place aux bateaux 3D de nouvelle génération.

On observe également une hausse sensible des acquisitions multi-clients. Celles-ci permettent en effet de conserver un taux d'occupation des navires élevé permettant de rentabiliser les bateaux en constituant des bibliothèques de données, source de futurs revenus. Ce phénomène avait déjà été observé à la fin des années 90.

**Figure 5: Équipes sismique en stand-by à terre et en mer hors USA**



**Figure 6: Équipes sismique en stand-by à terre et en mer aux USA**



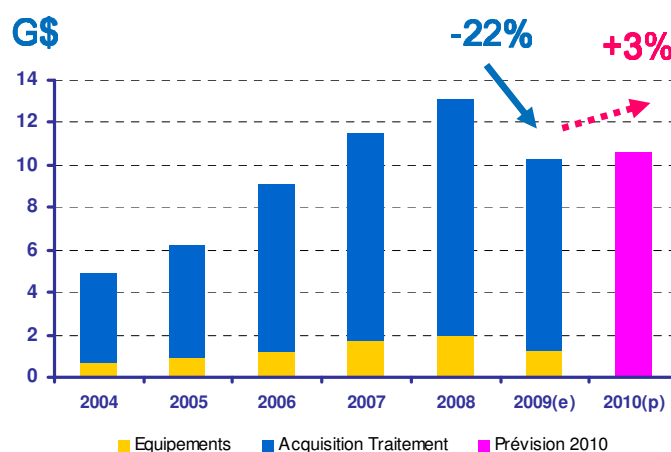
Sources: IFP, IHS Energy

### 2.2.1.2 Un marché en baisse, victime de surcapacités

Malgré le bon niveau d'activité enregistré sur le premier semestre, la plupart des sociétés de géophysique ont vu leurs chiffres d'affaires et leurs bénéfices chuter en 2009. Les montants des contrats sont renégociés à la baisse. On estime la contraction globale du marché de la géophysique à 22%, répartis de la manière suivante:

- le segment de l'acquisition et du traitement sismique est en baisse de 19% ;
- le segment des équipements géophysiques, plus touché, affiche une chute de 37%.

**Figure 7: Marchés géophysiques de l'acquisition traitement et des équipements**



Sources: IFP, Spears & Associates

Les effets de la crise sur les résultats des acteurs seront cependant en 2009 fonction de la spécialisation de leurs activités ainsi que de leur implantation géographique, les marchés à terre et en Amérique du Nord étant les plus touchés. La réduction des investissements des compagnies pétrolières en exploration-production y a été drastique, mais les perspectives de rebond ne seront pas absentes avec notamment les grands contrats d'exploration signés par CGG-Veritas avec Pemex dans le Golfe du Mexique, ou à terre pour les "gaz shales" (Haynesville).

Les surcapacités en matière d'équipes et de matériel d'acquisition exercent une **pression à la baisse sur les prix**, les marges et les bénéfices des sociétés. On constate en 2009 qu'une baisse moyenne du CA de l'ordre de 20%, génère une chute des bénéfices de 50%. Dans ce contexte, les perspectives de chiffres d'affaires 2010 ne seront pas comparables à 2008 mais probablement plus proches du niveau de 2007.

**En matière d'acquisition et traitement géophysique**, le leader du secteur, **CGG-Veritas (CGGV)**, affiche sur les 6 premiers mois de 2009, une baisse limitée (1%) de son chiffre d'affaires. Son résultat net est par contre en fort recul suite à une charge exceptionnelle pour restructuration de 62 M€.

Les deux autres majors du secteur, **PGS** et **WesternGeco**, affichent par contre des reculs de 18% pour leurs chiffres d'affaires et 60% pour leurs résultats. L'activité sismique de WesternGeco représente moins de 10% du chiffre d'affaires de Schlumberger dont la principale activité reste les services aux puits (oilfield services).

Le néerlandais **Fugro**, grâce à son activité diversifiée, a un chiffre d'affaires qui reste relativement stable (-3%) et un résultat proche de l'équilibre (-1%). Le Norvégien **TGS-nopec** est en ligne avec PGS et Schlumberger en affichant également une baisse de 18% du chiffre d'affaire sur les 6 premiers mois.

La surprise vient de **Geokinetics** qui a réussi, par son repositionnement à l'international et grâce à sa spécialité d'acquisition en zone de transition par câble de fond de mer, à accroître son chiffre d'affaires de 25%.

Ses compatriotes nord-américains, **Seitel** et **Dawson Geophysical** sont moins chanceux avec respectivement, -28% et -37% de chiffre d'affaires sur les 6 premiers mois. Dawson Geophysical est leader en acquisition terrestre dans les 48 états américains et est par conséquent fortement tributaire de la demande des compagnies pétrolières domestique qui ont drastiquement réduit leurs investissements en 2009.

**Les équipementiers géophysiques**, fournisseurs de laboratoires d'enregistrement et de capteurs affichent sur les six premiers mois de 2009 une baisse de plus de 30% de leur chiffre d'affaires. Sercel, filiale de CGGV, limite la baisse à 20%, mais ION et OYO Geospace enregistrent respectivement des baisses de chiffres d'affaires de -35% et -38% et des résultats en chute libre.

L'environnement 2009 n'est pas favorable aux équipementiers, segment situé en amont de l'acquisition qui affiche des surcapacités importantes (équipes disponibles en hausse). Il en résulte une grande disponibilité en matériel d'acquisition ce qui n'incite pas les contracteurs à investir dans du matériel nouveau, hormis celui de nouvelle génération et de très haute technologie. La demande globale exprimée aux équipementiers s'en trouve donc nettement diminuée.

Notons, néanmoins en octobre 2009, l'annonce par **BGP** et **ION** de la création d'une coentreprise d'équipements de sismique terrestre. ION bénéficiera d'un apport en capital de 175MUSD de la part de BGP en échange d'une partie de ses actifs et la propriété intellectuelle de son activité d'imagerie terrestre.

Au niveau des fusions acquisition, **Bergen Oilfield Services** a rapporté en juin 2009, avoir proposé l'achat de **Stad Offshore Management**.

## 2.2.2 Le forage

### 2.2.2.1 Une activité en forte baisse

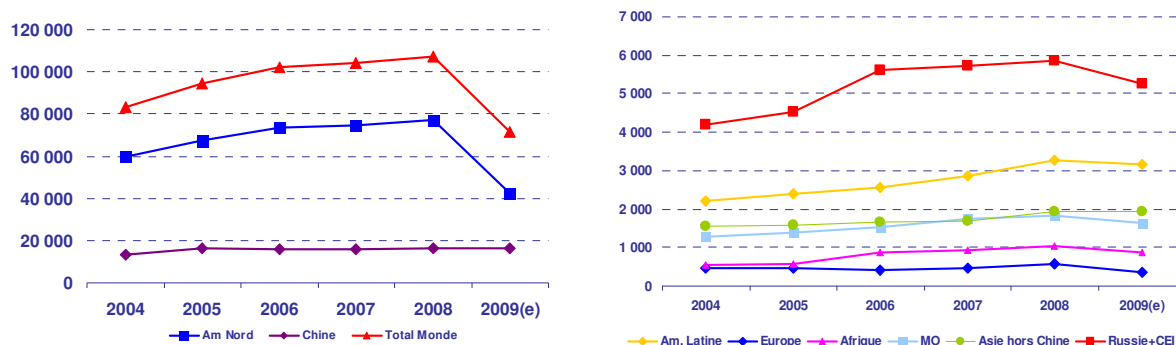
On estime le nombre de forage dans le monde pour 2009 à 74 000 puits, soit une baisse par rapport à 2008 de 32%. L'Amérique du Nord a vu son activité baisser de 45% par rapport à 2008. Au niveau mondial, la majeure partie des puits forés le sont à terre (96%), c'est là que la baisse du forage est la plus forte avec 33% de puits en moins par rapport à 2008. Les puits en mer qui représentent 4% du forage baissent de 11% par rapport à 2008.

On assiste à un découplage entre taux de location et taux d'utilisation des rigs, du fait de la nature long terme des contrats et des réservations de rigs de forage, notamment en offshore profond. On peut donc s'attendre pour 2010, à une année encore difficile avec des contrats de location aux taux revus à la baisse.

#### • A terre

L'activité de forage se maintient en Asie et Chine (+1%), partout ailleurs elle est en fort déclin. Les plus fortes baisses viennent des États-Unis et du Canada avec -45% d'activité, ainsi que d'Europe (-39%). Les régions plus faiblement touchées par la chute de l'activité de forage sont l'Amérique Latine (-3%), le Moyen-Orient, la Russie-CEI (-10%) et l'Afrique (-15%).

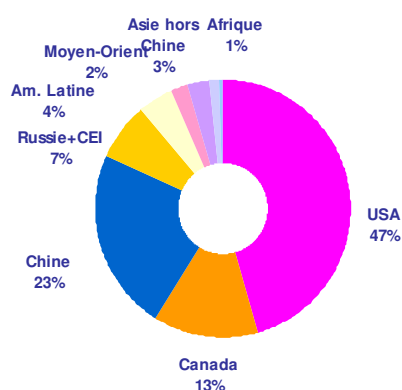
**Figure 8: Nombre de puits forés à terre par zone géographique, estimations 2009**



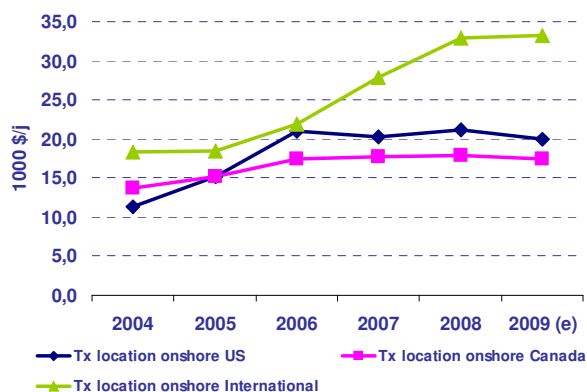
Sources: IFP, Baker Hughes, Spears & Associates

Sur les 74 000 puits forés en 2009, la part de l'Amérique du Nord (USA+Canada) est très largement majoritaire avec 60% des puits. L'Asie avec la Chine est en deuxième position avec 26% des puits forés à terre dans le monde. Le reste des puits, soit 14% des forages est situé essentiellement en Russie et dans les autres pays de la CEI, en Amérique Latine et au Moyen-Orient.

**Figure 9: Répartition 2009 des forages à terre** **Figure 10: Taux de location des rigs à terre**



Sources: IFP, ODS-Petrodata



### Taux de location en Onshore

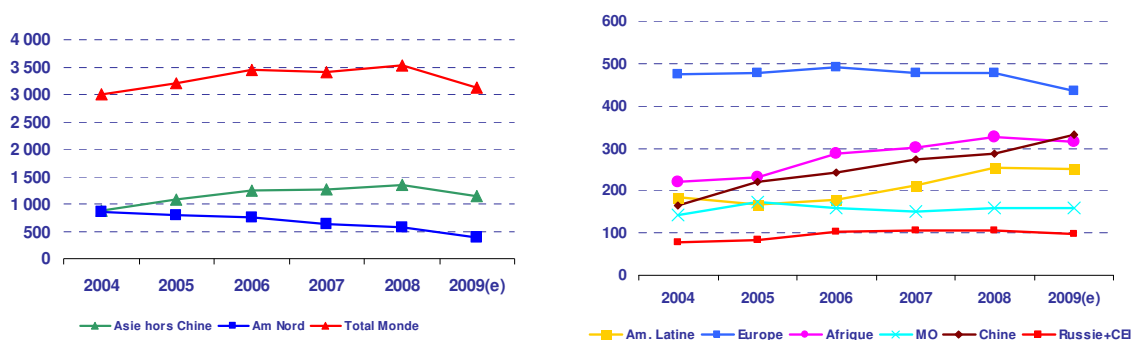
Aux États-Unis, alors que l'activité de forage a baissé dans tous les États, les rigs de nouvelle génération ont bien résisté. Ils permettent d'améliorer l'efficacité des forages et de réduire les temps de mis en place. On estime le coût journalier de ces rigs entre 20 000 et 25 000 \$/j contre 10 000 à 15 000 \$/j pour les autres. Le renouvellement du parc de rig par cette nouvelle génération contribue à atténuer la baisse du coût journalier de location.

Le coût journalier de forage est un indicateur en retard sur le prix spot de la location, car beaucoup de rig sont réservés par des contrats de longue durée (pluri-annuels). La baisse des taux d'utilisation et la plus grande disponibilité des rigs à terre ne se reflètent donc pas dans les taux de location observés. Sans une nette reprise de l'activité en 2010, on peut donc s'attendre pour l'année à venir à une baisse plus accentuée des taux de location.

#### • En mer

Avec une baisse d'activité de 11%, le forage en mer est moins sinistré qu'à terre. Seule la Chine arrive cependant à avoir une activité en croissance (+15%) alors que le reste de l'Asie baisse de 14%. L'Amérique Latine et le Moyen-Orient restent stables par rapport à 2008. Toutes les autres régions ont une activité en baisse, la plus forte contraction étant enregistrée aux États-Unis avec -33%. On trouve ensuite l'Europe (-9%) et l'Afrique(-4%).

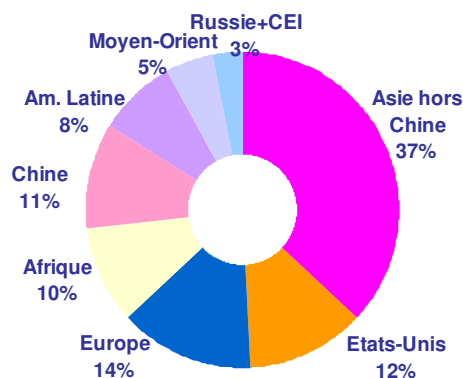
Figure 11: Nombre de puits forés en mer par zones géographique, estimations 2009



Sources: IFP, Baker Hughes, Spears & Associates

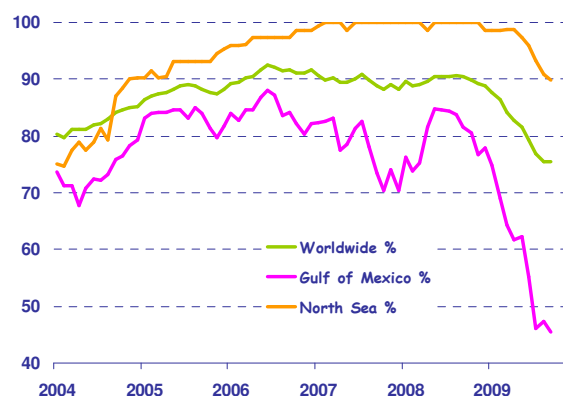
L'Asie avec la Chine représente la moitié des forages en mer. Les grandes zones d'activité sont ensuite, le Golfe du Mexique aux États-Unis (12%), le Golfe de Guinée en Afrique (10%) et la Mer du Nord en Europe (14%). L'Amérique Latine avec le développement de l'offshore Brésilien voit sa part s'accroître et représente maintenant 8% des forages en mer.

Figure 12: Répartition 2009 des forages en mer



Sources: IFP, ODS-Petrodata

Figure 13: Taux d'utilisation des appareils de forage offshore



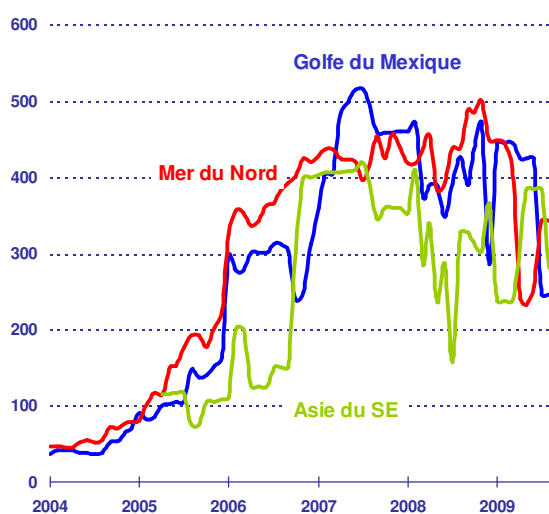
### Taux d'utilisation et de location en Offshore

On assiste sur les 9 premiers mois de 2009 à une chute du taux d'utilisation mondial des appareils de forage de 4%. Le Golfe du Mexique est très touché avec une baisse de 27% du taux d'utilisation des rigs. La Mer du Nord, proche d'un taux de 100% entre 2007 et 2008, ne chute que de 10%.

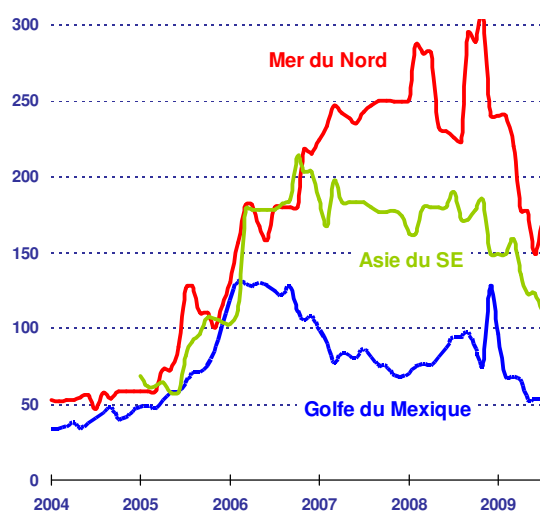
Concernant les taux de location des jack-up de forage, la baisse sur les 9 premiers mois de l'année est uniforme (-25%) pour les trois principales zones géographiques que sont, le Golfe du Mexique, la Mer du Nord et l'Asie/Pacifique.

Concernant les taux de location des semi-subs de forage, l'évolution est beaucoup plus volatile et contrastée entre zones géographiques: la moyenne des taux de location sur les 9 premiers mois de 2009, est globalement stable pour l'Asie/Pacifique (+1,5%), alors qu'elle baisse de 4% dans le Golfe du Mexique et de 20% en Mer du Nord.

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



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



Sources: IFP, ODS-Petrodata

#### 2.2.2.2 Deux marchés, onshore et offshore qui réagissent différemment

- **Un marché du forage onshore très touché**

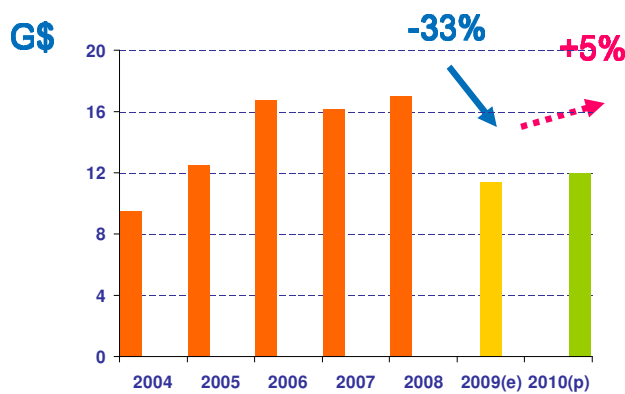
Sur les 9 premiers mois de 2009, **la chute du marché du forage à terre est estimée à 33%** pour s'établir à 13,4G\$ cette année. Les sociétés de forage onshore sont touchées différemment en fonction de leur stratégie de développement, de leur positionnement géographique et de leur politique d'investissement, notamment en rigs de nouvelle génération.

**Nabors, Helmerich & Payne et Ensign** qui font parti des leaders du secteur affichent des baisses de chiffre d'affaires estimées pour 2009 entre -30 et -35%, soit dans la moyenne du secteur. Ces sociétés de taille importante ont réussi à amortir la baisse d'activité par une politique régulière de renouvellement de leur flotte de rigs en mettant au rebus les plus anciens appareils. Ces sociétés, traditionnellement Nord-américaines se sont aussi diversifiées à l'international pour être moins tributaires du marché domestique qui a représenté pendant longtemps une manne financière (concentration de 60% du forage mondial). En négociant avec leurs clients pétroliers des contrats de long terme, elles lissent les effets de la crise et s'assurent des revenus permettant de financer leurs investissements.

D'autres sociétés, comme **Patterson-UTI** restent focalisées sur le marché Nord-Américain avec une flotte de rigs vieillissante. On estime la baisse du chiffre d'affaires de Patterson-UTI à 66% pour 2009. La société après avoir été numéro 2 en terme de part de marché il y a quelques années est maintenant reléguée au 8<sup>ième</sup> rang.

A l'inverse, Saipem qui n'est absolument pas exposé au marché Nord-Américain devrait voir son chiffre d'affaires 2009 augmenter de 17% et passer au 5<sup>ième</sup> rang.

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



Sources: IFP, Spears & Associates

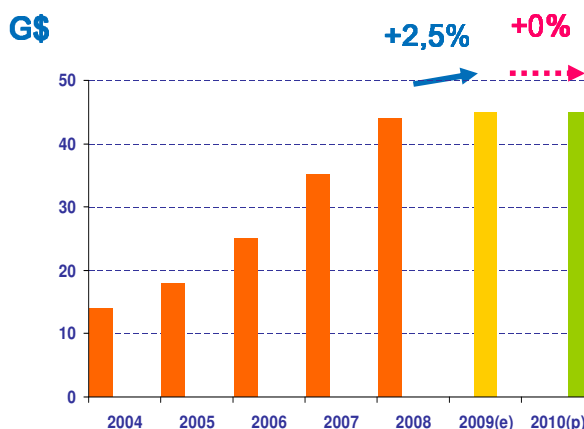
Concernant les perspectives pour 2010, compte tenu de l'ampleur de la baisse du marché onshore en 2009, on peut espérer un rebond d'activité et une légère croissance du marché (+5%) qui sera amortie par des taux de location en baisse.

- **Un marché du forage offshore qui résiste**

Le marché du forage en mer est nettement moins impacté par la crise, on estime qu'il devrait rester autour de 44 G\$ en 2009, et donc **légèrement progresser (+2,5%)** par rapport à 2008.

On note cependant deux tendances qui s'opposent. D'un côté d'énormes efforts d'exploration en offshore très profond ont été fait à l'international, ce qui maintient le marché du forage par grande profondeur. De l'autre, de nombreux forages offshore par faible tranche d'eau, en zone de transition sont soit retardés soit annulés.

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



Sources: IFP, ODS-Petrodata

**Perspectives 2010**, le marché bénéficiera d'une légère reprise d'activité mais devra faire face à une baisse des coûts de location. Le marché 2009 est en effet déjà confronté à un marché des jack-up sursaturé et la saturation en plateformes de forage grande profondeur

est proche, ce qui ne permettra guère d'envisager de croissance pour 2010. Le marché des équipements de plateformes sera encore plus durement touché.

**Transocean** reste le leader du marché avec 25% de part de marché, son chiffre d'affaires en 2009 devrait resté inchangé. **Diamond Offshore** et **Noble Drilling**, au 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> rang, progressent respectivement de près de 3% et de 4 à 5%.

Seadrill/Smedvid et Fred Olsen Energy se distinguent avec +23% de croissance de leur marché. Seadrill/Smedvid est spécialisé dans le forage grande profondeur en environnement difficile et est présent un peu partout dans le monde. La société s'est notamment vue attribuer par Petrobras en 2008 un contrat de 4,1G\$.

A l'inverse, **Helmerich & Payne** présent principalement sur le créneau des jack-up dans le Golfe du Mexique devrait voir son chiffre d'affaires 2009 baisser de 37%.

## 2.2.3 La construction offshore

### 2.2.3.1 Une activité toujours en hausse

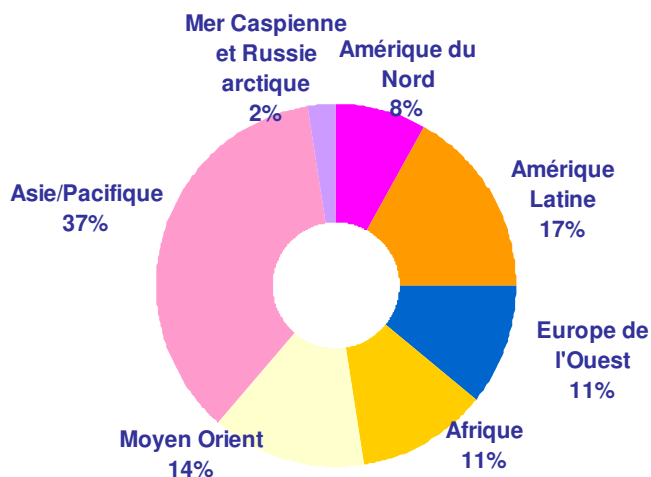
Sur les 9 premiers mois de 2009, la moyenne des constructions offshore atteint le record de 400 unités. L'augmentation du nombre de construction sur un an est de 7%. Les constructions se répartissent pour 59% en plateformes fixes, 12% en supports flottants et 29% en constructions subsea (sous-marines). En terme de croissance d'activité, les plateformes fixes et installations sous-marines augmentent de 17% et 18%, seule les supports flottants régressent de 36%.

En 2009, on recense 679 projets planifiés ou en phase de design, ce qui correspond à une augmentation de 7% sur un an. Ces projets se répartissent de la même façon que les constructions en cours en 2009. On note par contre un nombre de projets subsea en stagnation : avec des coûts des services et des matières premières encore élevés en 2009, ces projets qui nécessitent de gros investissements sont différés. Le nombre de projets de plateformes fixes et flottantes planifiés augmentent respectivement de 10% et 18%.

- **Activité de construction par zones géographiques**

Les zones géographiques en fortes croissance en 2009 sont la Mer Caspienne (+20%), l'Asie Pacifique (+12%) et l'Europe de l'Ouest (+9%). L'Amérique du Nord enregistre la plus forte chute d'activité avec -20% répartie sur le Canada et le Golfe du Mexique. En Afrique de l'Ouest et au Moyen-Orient, l'activité baisse moins fortement avec respectivement -3 et -5%.

**Figure 18: Répartition géographique des constructions offshore en 2009**



Sources: IFP, ODS-Petrodata

En 2009, le nombre de projets planifiés ou en phase de design est en baisse pour l'Amérique du Nord et l'Asie/Pacifique (-15%). C'est l'Amérique Latine qui montre la plus forte progression (+66%) avec les nombreux projets de développement offshore grande profondeur au Brésil. L'Europe de l'Ouest et l'Afrique restent en croissance avec respectivement +19% et +9% de projets planifiés.

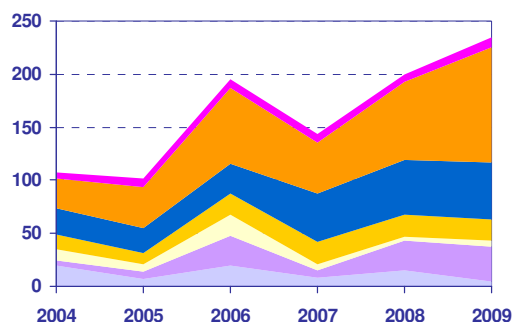
#### • Plateformes fixes

Le nombre moyen de plateformes fixes construites par an dans le monde est passé de 108 à 234 en 5 ans. Cette croissance est essentiellement due à l'Asie/Pacifique, au Moyen Orient et à l'Amérique Latine. L'Amérique du Nord et l'Europe de l'Ouest sont les deux seules zones géographiques dont le nombre de constructions a diminué sur cinq ans.

Les plateformes fixes construites en 2009 sont pour moitié situées en Asie/Pacifique, pour un ¼ au Moyen-Orient, 14% en Amérique Latine, et 9% en Afrique.

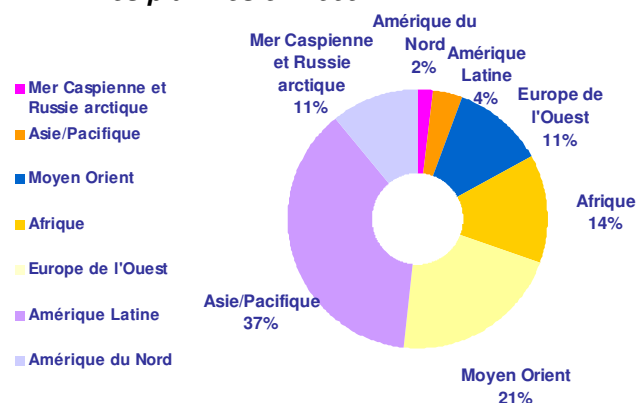
Le nombre de plateformes fixes planifiées pour après 2009 augmente de 10% par rapport à 2008. L'Amérique du Nord continue de montrer une baisse significative des projets (-38%) ainsi que l'Asie/Pacifique (-10%) qui avait beaucoup progressé en 2008.

**Figure 19: Nombre de constructions de plateformes fixes depuis 2004**



Sources: IFP, ODS-Petrodata

**Figure 20: Nombre de projets de plateformes fixes planifiés en 2009**



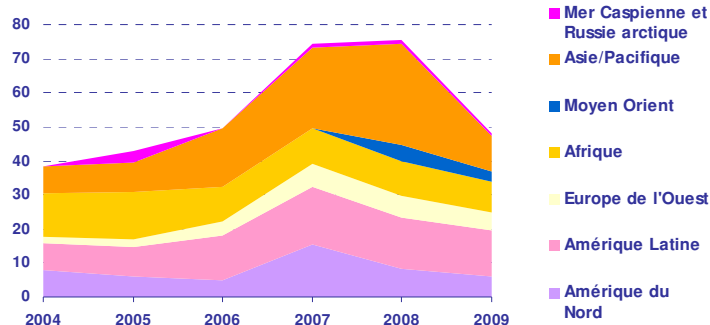
#### • Plateformes flottantes

Après avoir stagné en 2008, l'activité de construction de plateformes flottantes a chuté de 36% sur les 9 premiers mois de 2009. Cette activité est plus particulièrement localisée en Amérique Latine (28%), en Asie/Pacifique (21%) et en Afrique de l'Ouest (19%). Les plus fortes baisses d'activité ont eu lieu en Asie/Pacifique, Amérique du Nord et Europe de l'Ouest.

Les projets planifiés pour après 2009 sont cependant en croissance de 18% par rapport à 2008. On attend en effet un doublement de l'activité en Amérique Latine et un redémarrage de celle du Golfe du Mexique.

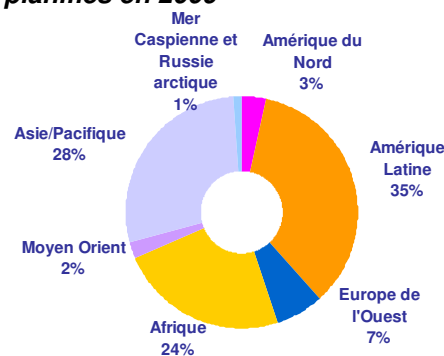
Concernant spécifiquement les développements par plus de 1 000 m d'eau, une étude IFP montre que la part des supports flottants est en baisse de 4% entre 2006 et 2008. En termes qualitatifs, on a par ailleurs assisté à un renforcement de la part des FPSO (de 45 à 55%) ainsi que des TLP (de 17 à 19%) au détriment des plateformes Spar et des semi-subs.

**Figure 21: Nombre de constructions de plateformes flottantes depuis 2004**



Sources: IFP, ODS-Petrodata

**Figure 22: Nombre de projets de plateformes flottantes planifiés en 2009**



### • Installations sous-marines

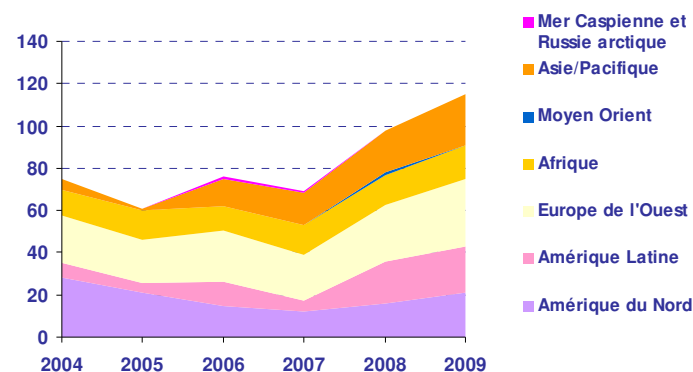
Les installations sous-marines qui permettent de relier un champs éloigné à un support de production (subsea tie-back), sont majoritairement utilisées pour le développement de champs satellites dans les zones matures (Mer du nord), mais aussi de plus en plus dans les développements dits régionaux, où une seule structure flottante sert au développement de plusieurs champs de tailles comparables (Afrique de l'Ouest, Golf du Mexique).

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 de Mer du Nord. Les autres zones géographiques représentent 15 à 20% de l'activité de construction sous-marine. Seul le Moyen-Orient ne compte pas de développement de champ de ce type.

Pour après 2009, le nombre d'installations sous-marines planifiées reste globalement stable. Si l'Amérique Latine et la Mer Caspienne progressent respectivement de 68 et 22%, toutes les autres régions reculent, beaucoup de projets ayant été ajournés en raison de la crise.

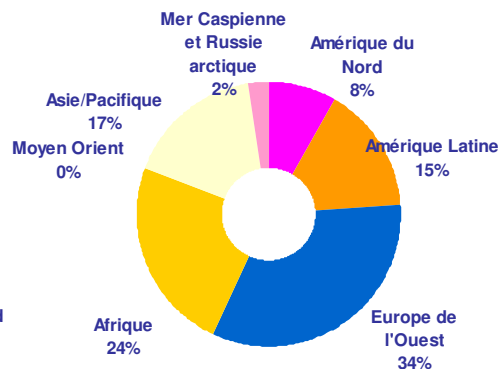
Le subsea tie-back est le mode de développement préférentiel des opérateurs pour les champs situés par plus de 1000 m d'eau et cette tendance se renforce. Ils devraient représenter 60% des développements de champs par plus de 1000 m d'eau à venir, soit une augmentation de 10% par rapport à 2006.

**Figure 23: Nombre de constructions sous-marines depuis 2004**



Sources: IFP, ODS-Petrodata

**Figure 24: Nombre de projets de sous-marins planifiés en 2009**

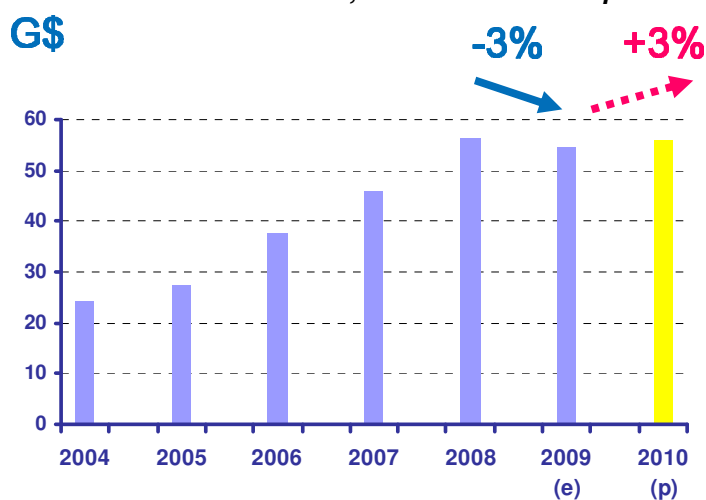


### 2.2.3.2 Un chiffre d'affaires global en légère baisse

Le marché de la construction offshore a doublé de 2005 à 2008 avec plusieurs années de forte croissance et est passé de 27 G\$ à 54 G\$. 2009 marque le pas avec une légère baisse du marché, de l'ordre de 3%.

Les trois principaux acteurs, Saipem, Technip et Aker Kvaerner continuent cependant de progresser en 2009 avec respectivement 14%, 4% et 2% de croissance. Les acteurs plus modestes sont davantage impactés par la crise, tel Acergy dont on estime le recul du chiffre d'affaires à 21%, principalement à cause de la chute d'activité en Europe du Nord, ou Oceaneering qui devrait afficher un chiffre d'affaires en baisse de 20%.

Figure 25: Marché de la construction offshore, estimation 2009 et prévision 2010



Sources: IFP, Spears & Associates

Les projets de construction offshore planifiés restent cependant conséquents pour après 2009, comme l'attestent les carnets de commandes des sociétés, certes en baisse, mais relativement bien fournis. On peut donc s'attendre pour 2010 à un retour à une hausse modeste du marché (+3%). En effet, avec un prix du baril qui se stabilise depuis le deuxième semestre 2009 entre 70 et 80\$, les projets deep-offshore gelés, notamment au Ghana, pourraient enfin voir le jour.

Enfin, une étude IFP montre que les développements de champs par plus de 1000 m d'eau devraient être plus nombreux et plus profonds à l'avenir: en moyenne plus de 30 champs par an devraient rentrer en production par plus de 1000 m d'eau d'ici 2014, et ce, à des profondeurs moyennes comprises entre 1 500 et 1 800 m. Ceci devrait créer de belles opportunités pour les sociétés parapétrolières maîtrisant les technologies grands fonds.

## 2.3 Pour conclure

Porté par la hausse de la demande en pétrole et gaz, le secteur amont a été en ébullition de 2004 à 2008: le spectre de la pénurie de ressources planait, le matériel se faisait rare, équipements de forage et capacités de construction en tête, la main d'œuvre qualifiée difficile à trouver. Les coûts des services et équipements ont atteint des sommets, soutenus par les liquidités importantes dégagées aussi bien par les pétroliers que les parapétroliers.

A partir du deuxième semestre 2008, la situation s'est inversée: demande déprimée et difficultés à trouver des sources de financements étaient de mise. La conjugaison des deux a freiné brutalement l'activité. Fin 2008, les regards sont braqués sur la chute vertigineuse du

prix du brut et la question était de savoir quand et à quel niveau elle allait s'arrêter. Tous les investissements qui pouvaient l'être sont reportés sans date précise. L'industrie ne s'attendait pas à un retournement de cycle aussi brutal.

**En 2009** le prix du brut se stabilise dès le début de l'année de même que la situation générale: l'industrie panse ses plaies et s'adapte à la nouvelle donne. Les pétroliers sont en position de force pour renégocier à la baisse les contrats de services et équipements déjà octroyés. Les parapétroliers réduisent leurs marges et pour certains leurs effectifs. Puis les projets sont relancés au compte-goutte au fur et à mesure de la remontée des cours. Durant toute cette période trouble, les acteurs restent persuadés que "cette situation de crise ne peut durer", qu'elle n'est que passagère. La fin de l'année est marquée par la perspective d'une sortie de récession dans l'amont pétrolier avec une reprise sensible de l'activité. A plus long terme, les hydrocarbures étant indispensables à la satisfaction de la demande énergétique mondiale, le secteur E&P devrait renouer avec un niveau d'activité élevé. Si on devait dégager un point positif de cette crise, ce serait le fait d'avoir stoppé (certes brutalement...) l'inflation qui régnait au niveau des prix, et même de les avoir abaissés.

**En 2010**, l'activité d'exploration-production devrait confirmer sa reprise, lente et sur des bases de prix inférieures à celles de la période fin 2008-début 2009. Si en 2009 l'activité comme les prix ont entraîné la chute des investissements, pour 2010, c'est l'activité qui devrait entraîner les investissements à la hausse.

**Tableau 1: Investissements E&P et principaux marchés**

	2008	2009	2010
<b>Investissements E&amp;P</b>	<b>+19%</b>	<b>-16%</b>	<b>0 à 5%</b>
Amérique du Nord	+26%	-37%	
Reste du monde	+16%	-8%	
<b>Géophysique</b>	<b>+14%</b>	<b>-22%</b>	<b>+ 3 %</b>
<b>Forage</b>			
à terre	+5%	-33%	+5%
en mer	+26%	+2.5%	+0%
<b>Construction offshore</b>	<b>+15%</b>	<b>-3%</b>	<b>+ 3 %</b>

### 3 Raffinage: ajustement à un environnement en mutation

La détérioration brutale de l'économie au deuxième semestre 2008 s'est traduite par une baisse de la demande mondiale de pétrole et, avec un certain décalage, par l'effondrement des marges de raffinage. L'année 2009 vient confirmer et accentuer cette tendance avec l'apparition d'importantes surcapacités.

Les programmes d'investissements engagés ces dernières années pour satisfaire les besoins croissants en produits pétroliers ne peuvent être stoppés brutalement. Toutefois un certain tassement du rythme de progression est constaté à partir de 2009. L'inertie est forte, alimentant ainsi le phénomène de surcapacités.

Dans les pays de l'OCDE où la demande tend à plafonner la morosité actuelle devrait perdurer. A moyen terme, une restructuration du secteur est attendue notamment en Europe et aux États-unis

- avec la nécessaire baisse des capacités de raffinage,
- et les besoins en investissements pour mieux répondre aux renforcements des spécifications et normes d'émissions, notamment la teneur en soufre.

La réorientation des projets vers les zones à forte croissance de la demande constitue également un profond changement dans le panorama mondial du raffinage. Les nouvelles capacités sont majoritairement situées en Asie. La crise actuelle ne fait qu'accentuer ce phénomène qui a démarré déjà depuis quelques années.

#### 3.1 Surcapacités de raffinage et disparités par zones

En **2008**, malgré une certaine diminution de l'écart entre capacité de raffinage et demande au Moyen Orient, on constate une forte augmentation au niveau mondial, majorant ainsi les **surcapacités** de raffinage. Cette évolution s'explique par,

- une nette diminution du déficit des États-unis et, de façon moins marquée, de la région Asie Pacifique,
- une stabilisation de l'excédent en Europe et en Amérique Latine (hors Mexique),

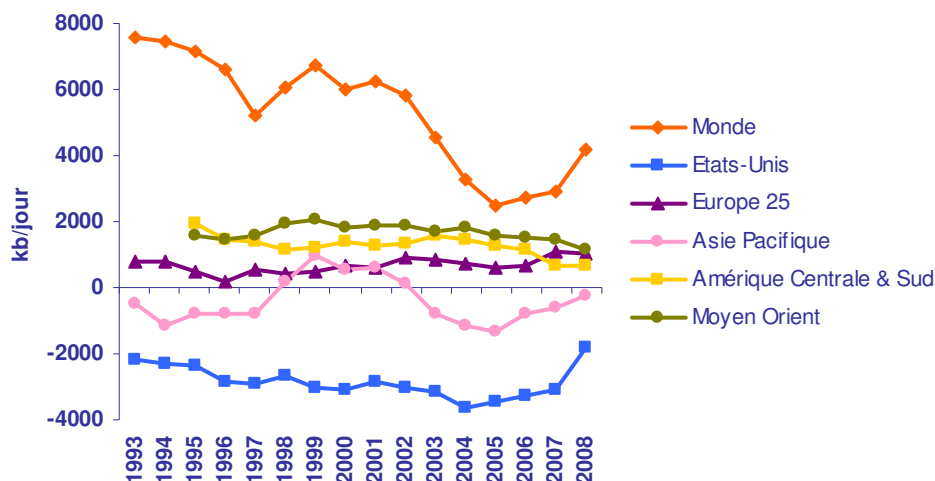
Aux États-unis, la baisse brutale de la demande explique la diminution du déficit en capacités de raffinage. Elle passe de 20,7 millions de b/j à 19,4 millions de b/j entre 2007 et 2008, soit un recul de 6% en une année. L'essence et le fuel résiduel enregistrent une baisse sensible alors que la consommation de distillats résiste mieux. Cette évolution s'est immédiatement répercutée sur les importations d'essence à partir de l'Europe qui ont subi une chute brutale de près de 70% par rapport au niveau de 2007. Le raffinage, dont les capacités enregistrent une progression lente mais régulière, ne semble pas encore atteint par les effets du ralentissement économique.

En zone Asie Pacifique, la demande se stabilise pendant que les capacités de raffinage augmentent, certes plus lentement que les années précédentes. Globalement la situation tend à s'équilibrer entre capacités de raffinage et demande malgré la persistance d'un léger déficit. Les deux poids lourds de la région que sont la Chine et l'Inde, se distinguent par la forte croissance de leur demande en 2008. Mais alors que la Chine est déficitaire en capacité de raffinage, l'Inde affiche un léger excédent.

En Europe, la demande et les capacités de raffinage restent relativement stables. La baisse de la demande de naphta, d'essence et de fuel oil résiduel a été compensée par un accroissement de la consommation de diesel. Dans ce contexte les capacités de raffinage n'ont pas évoluées, se maintenant aux alentours de 14,7 millions de b/j. Le raffinage

européen se trouve face à un challenge de taille: gérer les surplus croissants d'essence et satisfaire une demande de distillats moyens en constante augmentation. Rappelons que le raffinage européen est structurellement déficitaire en diesel et excédentaire en essences. La demande d'essence aux États unis, débouché traditionnel de l'Europe, a connu une baisse sensible avec la crise et risque à plus long terme d'être plus modérée que par le passé<sup>1</sup>. Il sera donc nécessaire soit de trouver de nouveaux débouchés aux surplus, soit de réduire la production. A l'inverse la demande de diesel restera forte à l'avenir. Le choix se fera entre accroître les importations – depuis la Russie et le Moyen Orient- ou investir dans des unités d'hydrocraquage.

**Figure 26: Différence entre capacités de raffinage et demande de produits**



Source: IFP à partir de BP Statistical Review of World Energy 2008

En Amérique Latine comme en Europe, le rapport entre capacités et demande reste stable entre 2007 et 2008. Cependant la situation est fragile car proche de l'équilibre. Depuis quelques années la situation a eu tendance à se dégrader, conséquence d'une forte accélération de la demande.

Au Moyen Orient, la diminution de la couverture des capacités de raffinage sur la demande a été lente et progressive depuis une dizaine d'années. Malgré une augmentation sensible des capacités de raffinage (+2,5% de croissance moyenne entre 2000 et 2008), l'évolution de la demande a été deux fois supérieure (5,0% pour la même période). La dégradation s'est sensiblement accentuée cette dernière année en raison d'une accélération de la demande (+6%) simultanément à un ralentissement de capacités nouvelles mises en place (+1%).

Globalement, la tendance à l'amélioration en 2008 est liée aux évolutions opposées de la demande au niveau mondial qui ralentit depuis un an (-0,5% entre 2007 et 2008) et de l'offre pétrolière dont les capacités de raffinage continuent de se renforcer (+0,9%). On observe depuis l'an dernier et plus précisément depuis le deuxième semestre 2008, un retour des surcapacités. Ceci s'est traduit par une diminution du taux d'utilisation des raffineries, un gonflement des stocks pétroliers et avec un certain décalage une détérioration des marges.

Pour l'année **2009**, l'AIE prévoit une nouvelle contraction de la demande au niveau mondial (-2,0% soit 1,7 Mb/j) (AIE-OMR, oct.09), particulièrement dans les pays de l'OCDE. Le ralentissement économique mondial confirme la baisse généralisée de la consommation de produits pétroliers malgré la vitalité de la demande chinoise (+5,1%). Les investissements

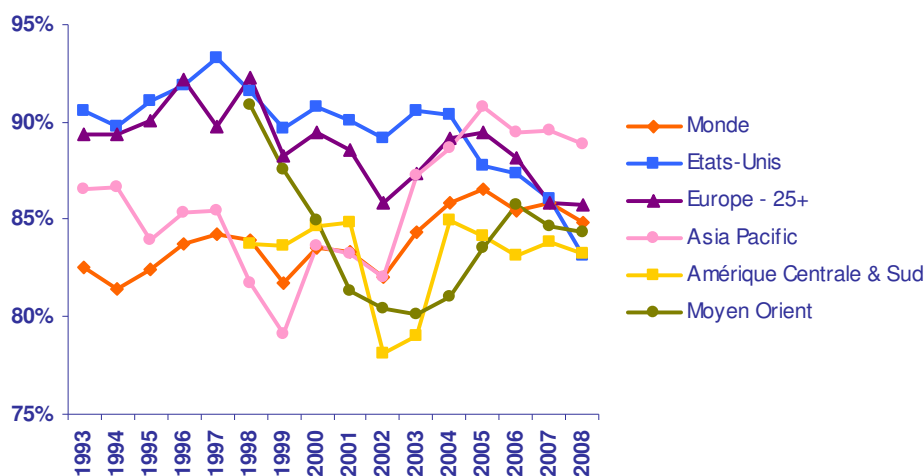
<sup>1</sup> En 2007 l'US Energy Independence and Security Act approuve l'utilisation croissante d'essences d'origine non pétrolières et met l'accent sur la nécessité d'améliorer substantiellement l'efficacité de la flotte automobile. En outre, de nouvelles normes d'émissions seront mises en place par la nouvelle administration Obama.

engagés par les raffineurs ces dernières années, encouragés par les bons résultats du secteur, accélèrent l'accumulation de nouvelles capacités.

Cette année sera caractérisée par une accentuation des phénomènes constatés en 2008, à savoir:

- une baisse du **taux d'utilisation** des raffineries dans toutes les régions du monde. La moyenne mondiale s'établit à 85% en 2008 en baisse de un point par rapport à l'année précédente. Seule la zone Asie Pacifique maintient un taux élevé qui frôle les 90%;
- une augmentation très marquée des **stocks pétroliers** atteignant de nouveaux records, aussi bien pour le brut que pour les produits;
- un effondrement des **marges de raffinage**, notamment à partir du deuxième semestre, sous le poids des stocks et des incertitudes sur la reprise économique..

**Figure 27: Taux d'utilisation des raffineries**



Source: IFP à partir de BP Statistical Review of World Energy 2008

### 3.2 Détérioration des marges de raffinage

D'une façon générale, les marges de raffinage reflètent les tensions offre-demande dans un contexte de capacités de raffinage donné. Si les capacités s'avèrent trop étroites par rapport à la demande, les marges auront tendance à augmenter. Ces dernières années ont été marquées par de fortes tensions entre offre et demande provoquant une majoration sensible des marges. Depuis l'an dernier et plus précisément depuis mi-2008 les marges baissent, finissant par s'effondrer en 2009.

**Tableau 2: Marges de raffinage complexes (moyenne annuelle en \$/b)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009 (p)**
Brent-Cracking (Europe Nord-Ouest)	2,05	0,75	2,34	3,77	4,98	4,04	5,09	4,90	1,52
LLS* (Cracking US "Gulf Coast")	1,36	0,31	1,12	1,69	5,37	5,21	4,83	2,18	0,31
Dubaï-Hydrocrack. (Singapour)	-0,20	-0,56	0,82	3,74	3,96	2,19	3,47	3,06	-0,96

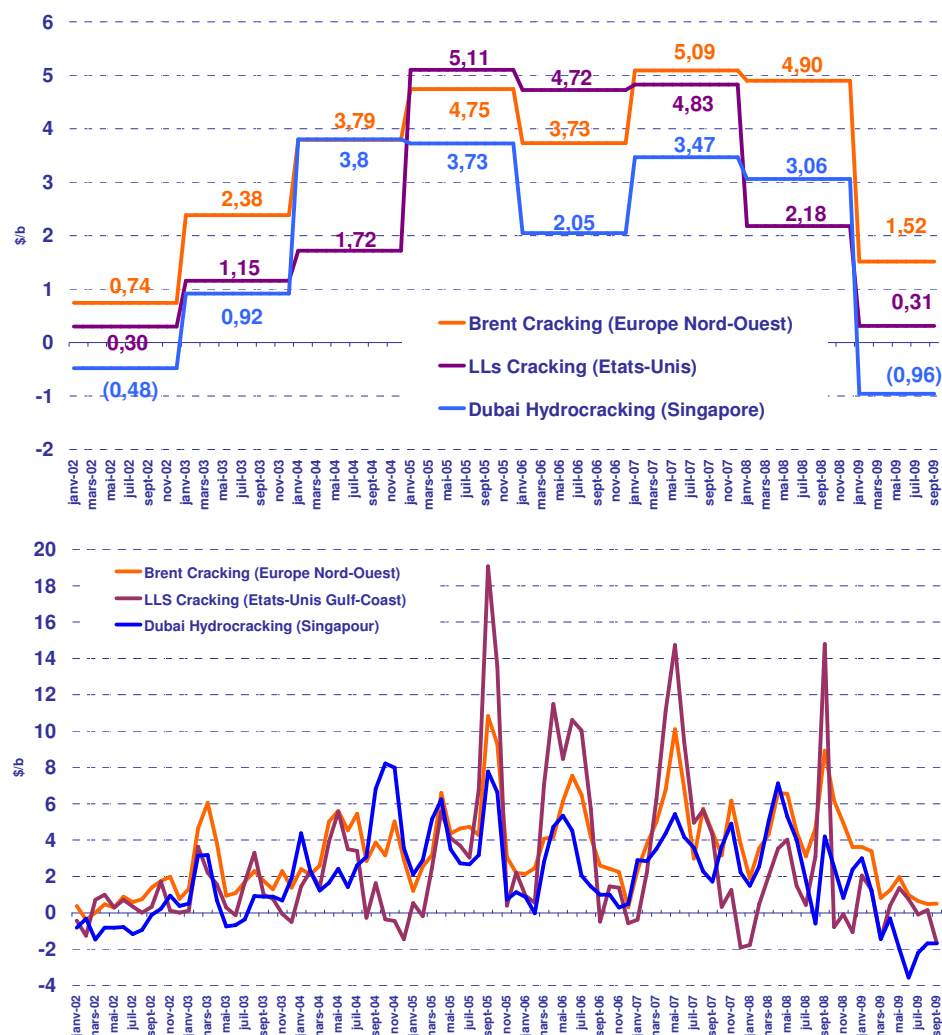
\* Light Louisiana Sweet.; \*\* moyennes sur les 9 premiers mois de l'année.

Source : Oil Market Report (AIE), IFP.

La courbe des marges de raffinage en moyenne annuelle (Figure 28) illustre cette tendance: -66% sur le marché européen où les marges sur Brent cracking passent de 4,90 \$/b en 2008 à 1,65 \$/b après le troisième trimestre 2009; -75% sur le marché américain où les marges

sur le LLS cracking passent de 2,18 \$/b à 0,31 \$/b; et davantage sur le marché asiatique où les marges sur Dubai hydrocracking passent de 3,06 \$/b à -0,96 \$/b enregistrant des marges moyennes négatives pour les neuf premiers mois de 2009.

**Figure 28: Évolution des marges de raffinage complexes mensuelles et annuelles (en \$/b)**



Source : Oil Market Report (AIE), IFP

En 2008, la demande de distillats –gasoil et jet kero- s'est accélérée, valorisant sensiblement ces produits par rapport aux autres. Les marges élevées pendant cette période vont s'appuyer sur des rendements particulièrement élevés des distillats, contrairement à la répartition habituellement plus équilibrée entre produits, notamment entre essence et distillats. A partir du deuxième semestre 2008, les "spot crack spread" des distillats moyens et légers diminuent brusquement, provoquant l'effondrement des marges, tendance qui se prolonge jusqu'à aujourd'hui.

La contraction générale des différentiels brut/produits est liée à la baisse du prix du brut mais aussi à la faiblesse de l'économie mondiale qui affecte la demande de produits pétroliers, notamment de distillats (gasoil diesel oil et jet kero), ainsi qu'à l'accroissement de nouvelles capacités de raffinage, particulièrement en Asie.

Globalement on observe donc une contraction générale des différentiels bruts/produits qui se traduit par un affaiblissement inévitable des marges de raffinage. La faible amélioration constatée en fin de période 2009, notamment sur le marché de Singapour, s'explique par des réductions de volumes de brut traités suite aux marges négatives.

Les deux tendances actuelles que sont la destruction de la demande et l'incorporation de nouvelles capacités de raffinage, se sont traduites par une réduction des taux d'utilisation des raffineries aussi bien en distillation qu'en conversion. Le "matelas" de capacités disponibles qui se dégage ne permettra pas une récupération rapide des marges.

### 3.3 Résultats nets encore en baisse

En **2008**, la crise économique mondiale a lourdement pesé sur les performances financières des sociétés dans leur activité de raffinage. Suite à la baisse de la demande pétrolière et des marges de raffinage, la dégradation progressive des comptes déjà entamée en 2007, se poursuit. Les principales sociétés européennes et américaines enregistrent des **résultats nets** en diminution entre 2007 et 2008. Seuls Total, BP et ENI affichent des résultats positifs. Les deux dernières ne font que "rattraper" des résultats largement négatifs de l'année précédente et retrouvent des niveaux proches de ceux de 2006. Total présente une évolution positive moins marquée en 2008 mais n'a pas connu de chute brusque d'activité contrairement à ses concurrentes en 2007. A l'inverse, Repsol-YPF, RShell, ConocoPhillips et deux sociétés américaines "spécialistes" raffinage –Tesoro et Valero- affichent des résultats en forte baisse par rapport à l'année précédente. Chevron quant à lui s'en sort plutôt bien avec un léger recul entre 2007 et 2008. Globalement on peut constater que l'augmentation des marges pendant le 4<sup>e</sup> trimestre 2008 n'a pas permis de récupérer les pertes accumulées pendant l'année mais a probablement évité des pertes supérieures.

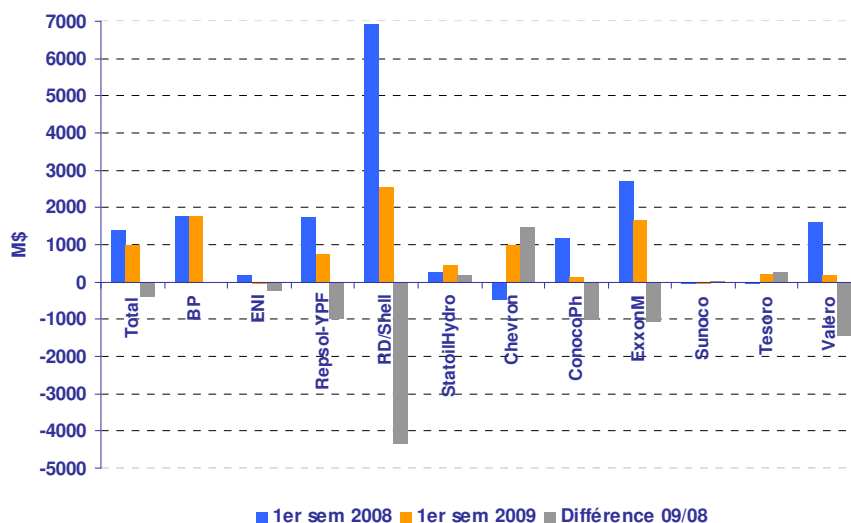
**Tableau 3: Résultats nets des sociétés pour le secteur raffinage distribution (millions de \$)**

	Différence en M\$ 1S09 et 1S08	2008	2007	Variations % 2008/07
Total	-387 (-28%)	3780	3475	9,2
BP	-18 (-1%)	4176	2621	61,5
ENI	-236 (-124%)	750	437	76,1
Repsol-YPF	-974 (-56%)	1635	3021	-46,0
Shell	-4347 (-63%)	446	10439	+94,6
Statoil	191 (77%)	458	504	-9,7
Chevron-Texaco	1466 (ns)	3429	3502	-2,1
Conoco/Phillips	-1031 (-87%)	2322	5923	-60,8
ExxonMobil	-1079 (-40%)	8051	9573	-14,9
Sunoco	21 (ns)	716	841	-14,9
Tesoro	256 (ns)	673	1180	-43,0
Valero	-1440 (-88%)	1199	7604	-83,9

Source : rapports annuels et BIP.

Sur le premier semestre **2009**, comparé à la même période de l'année précédente, les résultats nets affichent globalement une nouvelle détérioration: -44% pour l'ensemble des sociétés sélectionnées. Le recul est important aussi bien pour les compagnies américaines (Valero -88%, ConocoPhillips 87%, ExxonMobil -40%) qu'européennes (ENI -124%, RShell -63%, Repsol-YPF -56%, Total -28%). Parmi les autres sociétés américaines, Sunoco enregistre une légère amélioration mais reste déficitaire, Tesoro et surtout Chevron affichent des résultats positifs mais reviennent d'une situation négative au premier semestre 2008. Parmi les sociétés européennes seule l'ENI présente un résultat net négatif au premier semestre 2009.

**Figure 29: Résultats nets des sociétés pour le secteur raffinage distribution (millions de \$) premier semestre 2008-2009**



Source: IFP

Dans l'ensemble la détérioration des comptes entre les premiers semestres 2008 et 2009 est plus important au sein des sociétés européennes (-47%) que parmi les sociétés américaines. Il faut toutefois souligner que le déficit de RDS/Shell à lui seul représente 75% du déficit européen. Rappelons également que le pétrolier anglo-néerlandais a annoncé fin mai un plan de restructuration du groupe.

#### *Sinopec et Petrochina:*

*Les principales compagnies chinoises de raffinage connaissent une situation fort différente des sociétés américaines et européennes. Les résultats financiers de Sinopec –premier raffineur d'Asie- et de Petrochina –numéro deux chinois du raffinage- sont en nette amélioration grâce notamment à la modification du mécanisme de fixation des prix des produits sur le marché local qui reflète davantage la situation du marché. Sinopec a multiplié son bénéfice net par quatre au deuxième semestre 2009 par rapport à la même période en 2008. Celui-ci a atteint 33 milliards de yuans (3,5 milliards d'euros) soit une hausse de 330%. Petrochina a présenté un bénéfice opérationnel pour sa branche raffinage de 17,2 milliards de yuans contre une perte de 59 milliards de yuans un an plus tôt. De manière à renforcer sa position dans l'aval pétrolier, Petrochina a acquis en 2009 un ensemble d'actifs dans ce secteur pour un montant de 1,6 G\$. Ses capacités de raffinage devraient s'accroître de plus de 65% atteignant près de 200 millions de tonnes par an d'ici 2017. De plus, la chute du dollar américain constitue une incitation supplémentaire pour les compagnies chinoises pour accélérer leurs acquisitions à l'étranger.*

La baisse du volume des ventes aux États unis comme en Europe fait apparaître des capacités excédentaires et contribue à la dégradation des comptes. Sur le marché américain on peut citer l'exemple du raffineur Tesoro qui a vu ses volumes de brut traités reculer de 8,5% en moyenne semestrielle (1S2009) et ses ventes de produits chuter de près de 10%. Parmi les sociétés européennes l'exemple de RDS/Shell illustre bien cette situation: toujours en moyenne semestrielle (1S2009), les volumes traités en raffinerie ont baissé de 12% et les ventes de 9%. Les volumes traités par Total au 2<sup>e</sup> trimestre ont globalement reculé de 5%. Le pétrolier français "envisage de fermer temporairement certaines unités de ses raffineries européennes pour résorber la surproduction de produits raffinés sur le marché" a déclaré P. de la Chevadières<sup>2</sup>. Une nouvelle baisse des taux d'utilisations des raffineries est également envisagée.

<sup>2</sup> Directeur financier du groupe. Voir Bulletin de l'Industrie Pétrolière 03/08/2009

### 3.4 Ralentissement des dépenses dans l'industrie du raffinage

En 2008, dans un contexte partiellement défavorable, les opérateurs ont maintenu une croissance soutenue de leurs investissements dont la progression a atteint près de 9%, niveau légèrement inférieur à l'exercice précédent. Cependant les capacités de raffinage n'ont progressé que de 1% pendant la période.

A partir de l'année 2005, les dépenses dans le raffinage se sont sensiblement accélérées en réponse à l'augmentation de la demande et à la remontée continue des marges. Le déclenchement de la crise n'a pas marqué clairement les valeurs enregistrées en fin d'année. L'inertie des programmes d'investissements engagés précédemment a maintenu un niveau d'investissement soutenu.

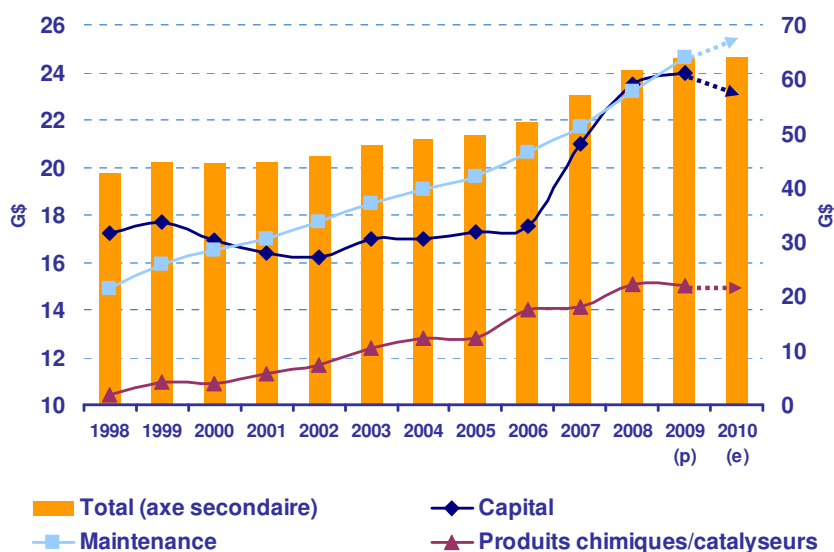
**Tableau 4: Dépenses mondiales de l'industrie du raffinage (milliards de G\$)**

	2006	2007	2008	2009 (p)
Investissements	17.5	21.0	23.5	24.0
Maintenance*	20.6	21.7	23.2	24.6
Catalyseurs et produits chimiques	14.0	14.1	15.0	15.0
Total	52.1	56.8	61.7	63.6

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



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

La progression globale des dépenses reste ainsi comparable entre 2007 et 2008. A l'inverse, la progression par type de dépenses varie sensiblement:

- les dépenses d'investissements, bien qu'encore en forte croissance (+12%) enregistrent un ralentissement par rapport à la période précédente. Ils correspondent à la mise en place de nouvelles capacités, à des projets d'extension ou à des modernisations de raffineries existantes. Ce type de dépenses tend à diminuer sous l'effet du ralentissement économique;
- parallèlement, les dépenses en maintenance et surtout en catalyseurs progressent plus rapidement:

- Les dépenses de maintenance, qui constituent une part importante des dépenses de l'industrie du raffinage, ont continué de croître (+7%), témoignant ainsi de la nécessité, pour cette industrie, de renforcer la compétitivité et la fiabilité de son outil malgré la crise;
- Les dépenses en catalyseurs et en produits chimiques ont fortement augmenté en 2008 par rapport à la période précédente (1% et 6,5% respectivement en 2007 et 2008). Ces dépenses sont majoritairement destinées à l'amélioration de la qualité des produits et à la mise en conformité aux normes et spécifications de plus en plus strictes.

En 2009, les prévisions tablent sur un ralentissement sensible de l'activité, reflétant ainsi sans ambiguïté les effets de la crise économique. Les dépenses globales n'augmentent que de 3% alors qu'en 2008 la progression avait été de 8,6% et en 2007 de 9,1%.

La progression des dépenses en capital ralentit en 2009, elles affichent une hausse modérée de 2% en 2009. Même dans les zones les plus dynamiques telle que l'Asie Pacifique les capacités mondiales de raffinage enregistrent un ralentissement. Les dépenses en maintenance restent relativement stables, progressant de 6,0% comparé aux 6,9% de l'année précédente. Les raffineurs ont manifestement concentré leurs investissements dans ce type d'activités en attendant une reprise de l'activité économique. Le statu quo des dépenses en catalyseurs et produits chimiques est particulièrement inquiétant alors que des modifications dans les normes de produits ont été introduites par l'Organisation Maritime Internationale (OMI/IMO) en fin d'année 2008. Les modifications apportées à l'Annexe VI qui renforcent les normes sur les fuels marins constitue un challenge que les raffineurs devront relever dans les années à venir.

Pour 2010, nous estimons une stabilisation des investissements globaux aux alentours des 60 G\$. Les investissements en capital devraient baisser, traduisant ainsi le maintien de marges faibles. Les dépenses en maintenance poursuivront probablement leur tendance haussière de manière à tenir opérationnel l'outil de raffinage pendant la période de crise. Les dépenses en produits chimiques et catalyseurs devraient rester stables en attendant la réaction à venir des raffineurs face au durcissement des normes.

### 3.5 Renforcement des normes sur les fuels marins

Le changement probablement le plus important pour l'industrie du raffinage –et particulièrement pour l'Europe- concerne l'impact potentiel de l'amendement à l'Annexe VI sur la qualité future des soutes. Cet amendement pourrait avoir un impact considérable et engendrer des difficultés majeures au niveau de l'industrie du raffinage.

La réduction à 3,5% de soufre en dehors des zones ECA<sup>3</sup> est peu susceptible de créer des problèmes au niveau du raffinage tout comme le passage à 1% dans les zones ECA car les mélanges peuvent être modifiés de manière à redistribuer les composants à haute teneur en soufre.

Inversement, les niveaux 0.1% (ECA) et 0.5% (global) présentent un véritable enjeu pour l'industrie du raffinage, faisant apparaître des contraintes au niveau de la conversion de fuels de soute en diesel (environ 200 Mt) vers la fin de la période de mise en place des contraintes (2020-2025)<sup>4</sup>. L'IFP dans le cadre de son projet "Raffinage 2030 : Quels procédés pour quels carburants?" estime dans son scénario de référence une demande globale de soutes (0.1%S + 0.5%S) de 280 Mt en 2030.

<sup>3</sup> ECA: zones de contrôle d'émissions

<sup>4</sup> Wood Mackenzie estime que 80 projets majeurs de upgrading seront nécessaires pour faire face à cette évolution de la demande

Ainsi les changements à venir dans les zones SECA<sup>5</sup> vont susciter le passage vers des soutes de distillats moyens aux alentours de 2015, ce qui tendra à aggraver le déficit européen pour ces produits et potentiellement à nuire à l'industrie de soutage. Les coûts d'investissements en désulfuration ou conversion nécessaires pour produire des soutes de meilleure qualité s'avèrent être une contrainte majeure pour satisfaire les nouvelles normes.

*Annexe VI de la convention MARPOL:*

*L'Annexe VI de la Convention MARPOL détermine la pollution atmosphérique provenant des navires. Dans son texte d'origine l'Annexe VI introduit une limite globale de 4.5% de teneur en soufre. En octobre 2008 le Comité de Protection de l'Environnement Marin (dit MEPC) de l'IMO approuve un amendement à l'Annexe VI. Le point principal de cet amendement concerne la réduction sévère de la teneur admissible en soufre des combustibles de soutes. Ce texte suggère la mise en place de zones de contrôle d'émissions (ECA), faisant suite à la création des zones de contrôles d'émissions de soufre (SECA) dans l'amendement précédent. Les zones ECA peuvent s'appliquer aussi bien aux émissions de SOx que de NOx et de PM et aux trois en même temps. Aujourd'hui il existe deux zones SECA: en mer Baltique et en Mer du Nord.*

*Actuellement les conditions requises par les zones ECA indiquent que les combustibles de soutes consommés à l'intérieur de ces zones ne doivent pas dépasser 1.5% en teneur en soufre. L'amendement de l'Annexe VI impose également une réduction sensible des niveaux de soufre requis à l'extérieur de zones ECA.*

*La progression se fera comme suit:*

- *dans les zones ECA, la teneur en soufre devrait diminuer dans un premier temps en 2010 pour atteindre un maximum de 1%, puis 0.1% en 2015*
- *hors zones ECA, la teneur maximum devrait passer de 4.5% à 3.5% en 2012 puis à 0.5% en 2020. Cette dernière réduction dépendra d'une étude qui devra être engagée en 2018. Selon les résultats de l'étude cette limite pourrait être différée jusqu'à 2025.*

*Le programme ECA pourrait s'étendre considérablement dans les années à venir, notamment dans les zones où les émissions des navires peuvent contribuer à la pollution à terre. L'Amérique du Nord, l'Europe, particulièrement en méditerranée et certaines zones en Asie, comme par exemple le détroit de Malacca font partie des ces zones sensibles.*

### 3.6 Orientation globale des nouveaux investissements vers l'Asie

Parmi les projets annoncés dans le domaine du raffinage, 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 moindre<sup>6</sup>.

#### 3.6.1 Capacités de distillation

En tenant compte uniquement des projets probables, les nouvelles capacités de distillation dans le monde progresseraient de 0,8 Mb/j en 2009 soit une augmentation de 9% par rapport aux projets probables répertoriés en 2008 pour atteindre 9,5 Mb/j. L'évolution par grandes régions n'est pas homogène: alors que dans le Bassin Atlantique et au Moyen Orient les projets diminuent entre 2008 et 2009 –respectivement -7% et -18%-, ils augmentent sensiblement en Asie Pacifique (+33%). L'augmentation mondiale des projets de distillation est ainsi tirée par la demande dans la région Asie Pacifique. Mais avec la crise, de nombreux projets ont été reportés à une date ultérieure en attendant une reprise de la demande.

**En 2009**, les projets qui touchent à l'accroissement des capacités de distillation se concentrent essentiellement dans la région Asie-Pacifique qui cumule plus de la moitié des

<sup>5</sup> SECA: zones de contrôle d'émissions de soufre

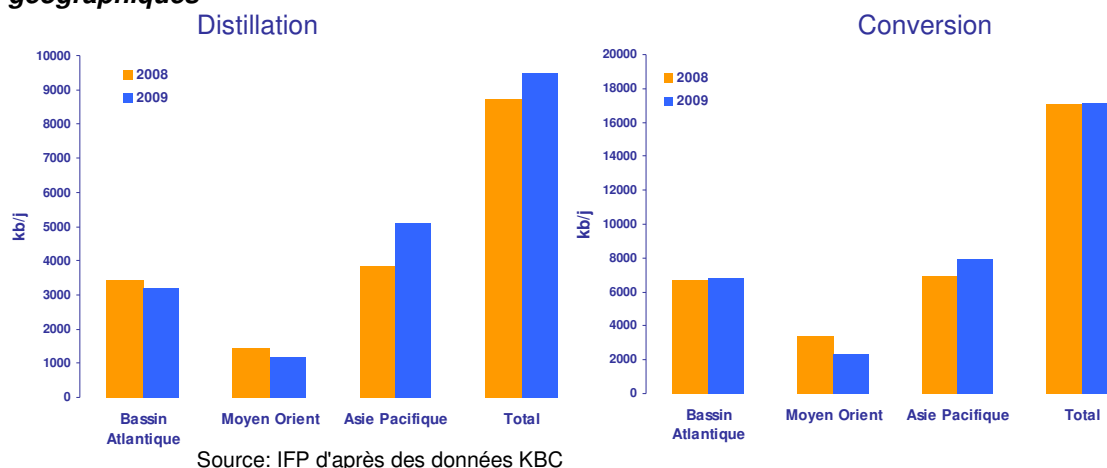
<sup>6</sup> L'analyse porte sur les projets recensés en Août 2009

capacités en projet recensé; le Moyen Orient et l'Amérique du Nord suivent loin derrière avec respectivement 12% et 11%.

Parmi les projets, on peut distinguer ceux correspondants à

- (1) de nouvelles installations, qui incluent des nouvelles raffineries et des nouvelles unités de distillation dans des raffineries existantes et
- (2) des extensions et modernisations d'unités existantes.

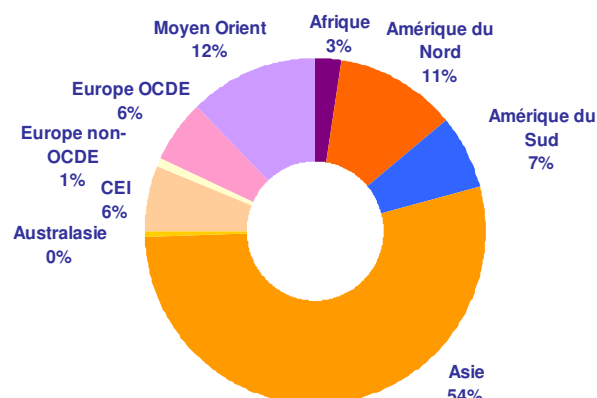
**Figure 31: Projets de raffinage – capacités de distillation et de conversion par régions géographiques**



Les projets (1) représentent 57% des nouvelles capacités de distillation avec 5,4 Mb/j pour un total de 44 projets. Parmi ces projets, ceux concernant des nouvelles raffineries sont très largement supérieurs en termes de capacités de raffinage additionnelles avec 3,6 Mb/j soit 66% du total des nouvelles installations. Inversement en nombre de projets les nouvelles unités de distillations (26) se placent devant les nouvelles raffineries (18).

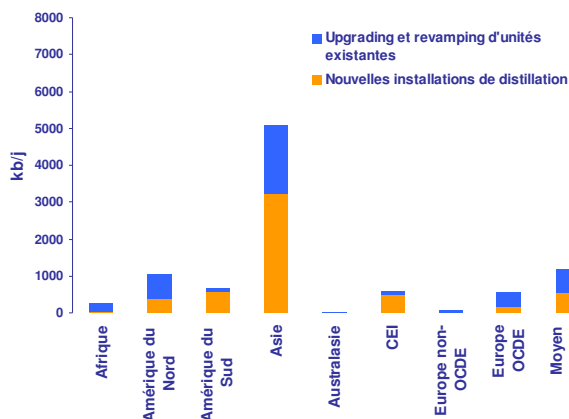
L'Asie concentre quasiment les trois quart des projets recensés de nouvelles raffineries. Trois pays sont concernés: l'Inde avec 1,2 Mb/j de capacités de distillation en projets, suivie de la Chine (0,98 Mb/j) et du Vietnam (0,46 Mb/j de capacités supplémentaires). Il faut noter que le projet de raffinerie de grande dimension de Reliance Petroleum, Jamnagar SEZ de 0,58 Mb/j et qui devient opérationnel cette année (2009) est inclus dans cette évaluation.

**Figure 32: 2009 projets de nouvelles capacités de distillation**



Source: IFP d'après des données KBC

**Figure 33: 2009 répartition entre projets de nouvelles installations et projets d'extension et modernisation**

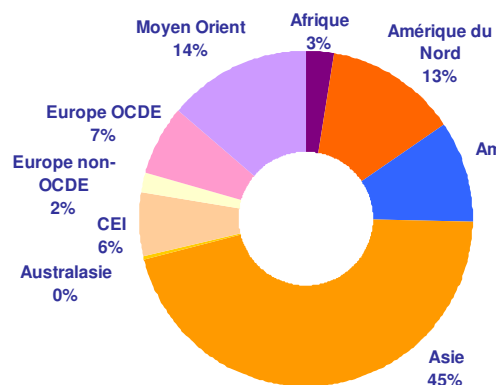


### 3.6.2 Capacités de conversion

Considérant les seuls projets "probables", les nouvelles capacités de conversion dans le monde progresseraient de seulement 1% en août 2009 par rapport à août 2008 s'établissant à 17,1 Mb/j. On constate donc une stabilisation de ce type de projets. Cependant l'évolution par grandes régions varie considérablement entre 2008 et 2009. Le Moyen Orient est confronté à un fort ralentissement des projets de conversion avec une diminution de plus de 30% en un an, passant de 3,4 Mb/j en 2008 à 2,4 Mb/j en 2009. De nombreux projets ont été reportés. Dans le même temps l'Asie Pacifique progresse de 15% pendant cette période devenant ainsi le marché leader en termes d'investissement dans de nouvelles capacités de conversion. Le Bassin Atlantique reste stable.

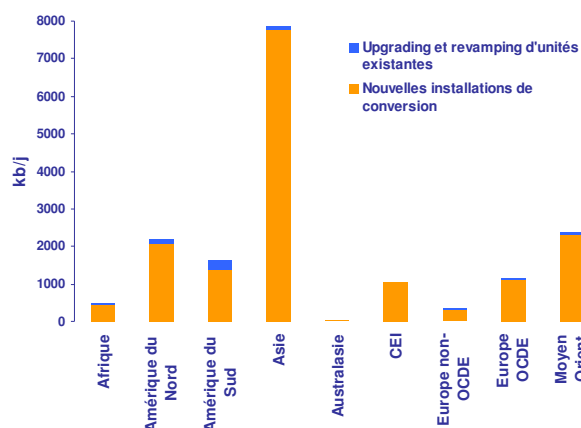
Le Moyen Orient apparaît comme étant la région la plus touchée par la crise, aussi bien dans les projets de distillation que dans ceux de conversion, inversement l'Asie Pacifique voit l'importance des projets probables s'accroître.

**Figure 34: 2009 projets de nouvelles capacités de conversion**



Source: IFP d'après des données KBC

**Figure 35: 2009 répartition entre projets de nouvelles installations et projets d'extension et modernisation**



Source: IFP d'après des données KBC

**En 2009**, les projets de conversion se concentrent en région Asie Pacifique avec 45% de nouvelles capacités de conversion recensées; le Moyen Orient et l'Amérique du Nord suivent loin derrière avec respectivement avec 14% et 13% des parts.

Comme dans les projets de distillation, on peut distinguer deux catégories de projets de conversion,

- (1) les nouvelles installations de conversion et
- (2) les extensions et modernisations d'unités existantes.

La presque totalité des projets de conversion concerne de nouvelles unités soit 16,5 Mb/j sur un total de 17,1 Mb/j (96%). En nombre de projets, sur 510 projets, 410 correspondent à de nouvelles unités de conversion. En termes de capacités, près de la moitié des projets (soit 200) sont situés en Asie Pacifique, la majorité en Chine (80) et en Inde (50).

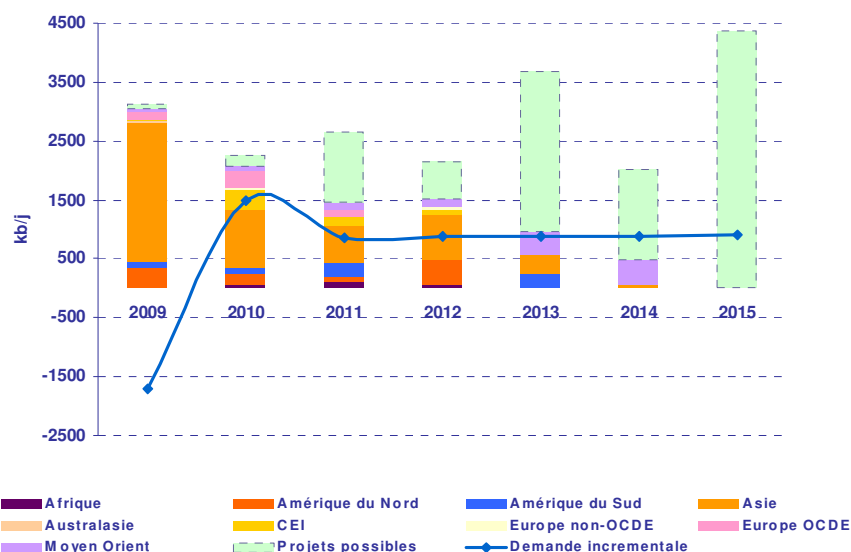
### 3.6.3 Capacités de distillation et demande incrémentales à moyen terme

A partir de la situation observée en 2009, il est possible d'affirmer que les capacités additionnelles de raffinage seront supérieures à la demande attendue dont le redressement se fera progressivement. Les surcapacités devraient donc grossir, notamment sur les marchés nord américain et européen. Le faible taux d'utilisation des raffineries en 2009 et probablement en 2010 ainsi que l'augmentation des dépenses de maintenance témoignent

de cette situation qui peut conduire à des fermetures de raffineries ou d'unités de production, en commençant par les actifs les moins rentables, les plus vétustes, de petite taille, ceux non adaptés aux besoins du marché et nécessitant d'importants investissements de transformation. A ce titre l'exemple de RShell est intéressant: le groupe désire se concentrer sur ses énormes complexes de raffinage, tels que ceux de Port Arthur au Texas et d'Amsterdam, au détriment des unités petites et isolées comme Stanlow (voir encadré ci dessous).

Dans ce sens, le ralentissement constaté au niveau des projets -et donc la mise en place de nouvelles capacités- peut être considéré comme une tendance favorable. Ceci étant dit, la progression attendue des projets à l'heure actuelle reste supérieure aux prévisions de demande à moyen terme. Ceci sans tenir compte des projets dits "possibles", qui accroîtraient encore, s'ils se confirmaient, les surcapacités (Figure 36).

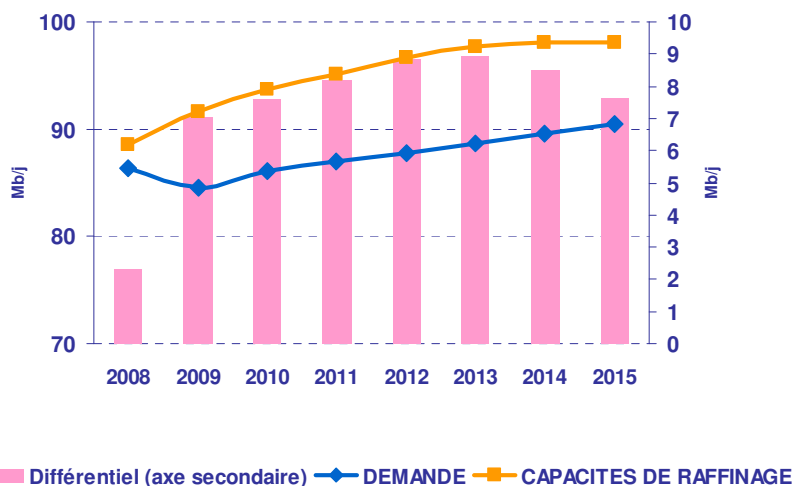
**Figure 36: 2009, évolution à moyen terme des projets de raffinage et de la demande incrémentale de pétrole**



Source: IFP d'après des données KBC et AIE

Globalement les capacités de raffinage dans le monde –augmentées des projets probables- devraient rester supérieures à la demande mondiale à moyen terme. La baisse de la demande en 2008-2009 et la poursuite des projets, malgré le ralentissement, se traduit par une surabondance de capacités de raffinage au niveau mondial (Figure 37).

**Figure 37: 2009, évolution à moyen terme des capacités de raffinage et de la demande**



Source: IFP d'après des données KBC et AIE

Une situation plus équilibrée entre offre et demande est sans doute nécessaire. Dans les régions où la demande tend à ralentir, les raffineurs devront adapter leurs capacités et orienter leurs investissements vers une meilleure adéquation de leur outil de raffinage aux orientations de la demande et au renforcement des normes et spécifications des produits.

Les régions où la demande est forte deviennent de plus en plus la terre d'accueil des nouveaux projets de raffinage, que ce soit en capacités de distillation ou en conversion. La tendance de fond déjà constatée l'année précédente se confirme nettement, à savoir un déplacement des investissements des zones historiquement les plus actives –les pays de l'OCDE- vers les nouveaux pays émergents essentiellement l'Asie. La demande forte dans ces régions devrait se traduire par une poursuite de ce mouvement dans les années à venir.

*Quelques exemples de reports, ventes et fermetures:*

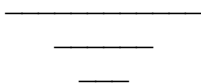
- ConocoPhillips a annoncé le report du projet de raffinerie à Yanbu en Arabie Saoudite, en joint-venture avec Saudi Aramco (400,000 b/j). Le projet a été reporté à 2014 au plus tôt,
- Même situation pour le projet Total à Jubail en Arabie Saoudite, également en joint-venture avec Saudi Aramco (400,000 b/j). Le projet a été reporté à mi 2013;
- Le projet de raffinerie à Ras Tanura –pour le marché domestiqua- a été reporté indéfiniment. Saudi Aramco préférant investir dans la modernisation de la raffinerie existante,
- Le projet Al-Zour (615,000 b/j) au Koweït a été stoppé en février 2009. Cela soulève également des inquiétudes pour d'autres projets majeurs de raffinage dans ce pays, tels que l'augmentation de capacité à Mina al-Ahmadi et Mina Abdullah et la fermeture de la raffinerie de Shuaiba,
- ENI cherche à vendre certains actifs de l'aval pétrolier dont sa raffinerie de Livorno (84,000 b/j),
- Flying J envisage de fermer temporairement sa raffinerie de Bakerfield en Californie (65,000 b/j),
- Valero suspend deux projets d'hydrocraqueur pour les raffineries américaines de Saint Charles et Port Arthur,
- Petroplus réduit à partir du 3ème trimestre 2009 l'activité au sein de ses raffineries de Reichstett en France et de Cressier en Suisse,
- RD Shell a mis en vente plusieurs raffineries en Europe dont sa raffinerie de Stanlow en Angleterre (272,000 b/j) et deux autres situées en Allemagne à Hambourg et à Heide. Shell envisage également de céder sa raffinerie de Montréal ainsi que la totalité de ses activités aval en Nouvelle Zélande,
- La compagnie multinationale suisse Glencore vend (à Ecopetrol) ses parts (51%) dans la raffinerie de Carthagène,
- Total "envisage de réduire davantage son exposition au raffinage européen" (P. de la Chevardinière, Les Echos 05/11/2009). La priorité de la compagnie française serait la vente d'actifs plutôt que la fermeture. Actuellement la production a été suspendue dans la raffinerie des Flandres, et deux unités de Flessingue et de Normandie sont arrêtées pour maintenance. Les autres raffineries européennes ont réduit leur production.
- Sunoco cède sa raffinerie de Tulsa à Holly Corporation à un prix dérisoire
- Valero annonce mi juillet 2009 l'arrêt définitif de la raffinerie d'Aruba la troisième plus importante des Caraïbes avec une capacité de traitement de 275 000 b/j.
- Le raffineur indépendant Western Refining, a annoncé en novembre son intention de fermer l'une des deux raffineries qu'il exploite dans l'Etat du Nouveau Mexique...

*Actuellement, un bon prix de vente n'est pas une garantie de bonnes affaires*

---

Globalement, des efforts d'investissement restent nécessaires pour répondre à la fois

- au **renforcement des spécifications** sur la qualité des produits, principalement la teneur en soufre. L'évolution de la réglementation concernant les fuels marins pourrait accélérer la mise en place d'unités de conversion profonde (coqueur, craquage de résidus).
- aux **orientations structurelles de la demande**, telles que le poids du diesel et les excédents d'essence en Europe, la demande durablement plus modérée dans certaines régions et la nécessité en conséquence d'adapter les capacités de raffinage, etc. Le coût très élevé des unités d'hydrocraquage requises pour faire face à la diésélisation croissante, notamment en Europe, reste un frein à leur développement surtout dans un contexte de marge faible qui pénalise l'investissement.
- à l'**évolution des réglementations pesant sur les raffineries**. La réglementation mise en place notamment en Europe, implique une réduction des niveaux actuels de pollution locale (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM, CO, etc.) et globale (essentiellement le CO<sub>2</sub> via les plans d'allocation des quotas et la directive ETS<sup>7</sup>) dans les raffineries. Cela implique la mise en oeuvre accrue de techniques de réduction des émissions, qui pèse sur les investissements.



---

<sup>7</sup> Emission Trading Scheme