



Les investissements
en
exploration-production
et
raffinage

2012

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

Octobre 2012

Les auteurs

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

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

S O M M A I R E

1	PRIX DU PÉTROLE ET DU GAZ, UNE INSTABILITÉ EXACÉRBERÉE	8
2	EXPLORATION PRODUCTION : POURSUITE DU CYCLE HAUSSIER	11
2.1	DES INVESTISSEMENTS EN HAUSSE	11
2.2	DANS L'ACTUALITÉ	13
3	PRINCIPAUX MARCHÉS DU SECTEUR PARAPÉTROLIER AMONT.....	20
3.1	INTRODUCTION	20
3.2	FORAGE.....	21
3.2.1	<i>Activité de forage</i>	21
3.2.1.1	Nombre de rigs actifs	21
3.2.1.2	Nombre de puits forés.....	22
3.2.2	<i>Marchés du forage</i>	25
3.2.2.1	Marché du forage onshore	26
3.2.2.2	Marché du forage offshore	27
3.2.2.3	Marché de la fracturation.....	28
3.3	GÉOPHYSIQUE	29
3.3.1	<i>Activité de géophysique</i>	29
3.3.1.1	A terre	29
3.3.1.2	En mer.....	30
3.3.2	<i>Marché géophysique</i>	31
3.3.2.1	Acteurs	31
3.3.2.2	Actualités.....	31
3.4	CONSTRUCTION OFFSHORE.....	33
3.4.1	<i>Activités de la construction offshore</i>	33
3.4.1.1	Activité construction de pipelines	33
3.4.1.2	Activité plateformes flottantes (Floating Platform Systems ou FPS)	35
3.4.1.3	Activité de constructions sous-marines (Subsea).....	37
3.4.2	<i>Marché de la construction offshore</i>	39
3.5	POUR CONCLURE.....	41
4	RAFFINAGE : CONSOLIDATION DU DÉSÉQUILIBRE ENTRE DEMANDE ET CAPACITÉS À LONG TERME.....	42
4.1	ACCROISSEMENT DES SURCAPACITÉS MONDIALES DE RAFFINAGE ET DIMINUTION DES TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES	43
4.2	COUP DE FREIN CONJONCTUREL AUX PROJETS DE NOUVELLES CAPACITÉS	48
4.2.1	<i>Projets en capacités de distillation : diminution</i>	48
4.2.2	<i>Projets en capacités de conversion : stabilité</i>	50
4.2.3	<i>Amplification des surcapacités à moyen terme</i>	52
4.3	AMÉLIORATION GLOBALE DES MARGES DE RAFFINAGE EN 2012.....	53
4.4	NOUVEAU RALENTISSEMENT DES DÉPENSES EN 2012 DANS L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE	55
4.5	INVESTISSEMENTS FUTURS, CONCURRENCE ACCRUE SUR LES MARCHÉS À L'EXPORTATION À MOYEN TERME	58
4.6	IMPACT DE L'ESSOR DES HUILES NON CONVENTIONNELLES SUR LE RAFFINAGE AUX ÉTATS UNIS ET EN EUROPE	59
4.6.1	<i>Avantage conjoncturel des raffineries non côtières approvisionnées par du brut lourd canadien</i>	59
4.6.2	<i>Répercussion du développement des huiles/gaz de schiste sur le raffinage européen</i> .	61

FIGURES ET TABLEAUX :

FIGURE 1 : PRIX DU BRENT ET DU WTI (2011/2012) - BRENT ÉQUILIBRE INSTABLE AUTOUR DE 110 \$/B	8
FIGURE 2 : PERSPECTIVES ÉCONOMIQUES MONDIALES : ESSOUFFLEMENT DEPUIS 2011	9
FIGURE 3 : DIVERGENCE DES PRIX DU GAZ – EUROPE INDEXÉ, ROYAUME-UNI (NBP), ÉTATS-UNIS (HENRY HUB) ET JAPON (GNL)	10
FIGURE 4 : ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS MONDIAUX EN E&P	11
FIGURE 5 : ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS E&P, DES PRIX ET DES COÛTS	13
FIGURE 6 – PRODUCTION DE PÉTROLE DE SCHISTE ET DE RÉSERVOIRS COMPACTS AUX ÉTATS-UNIS	17
FIGURE 7 : ÉVOLUTION DU NOMBRE MOYEN DE RIGS ACTIFS DANS LE MONDE	21
FIGURE 8 : ÉVOLUTION DU NOMBRE MOYEN DE RIGS ACTIFS POUR LES DIFFÉRENTES RÉGIONS DU MONDE, EXCEPTÉ L'AMÉRIQUE DU NORD	22
FIGURE 9 : RÉPARTITION DES RIGS ACTIFS EN 2011 (ONSHORE ET OFFSHORE) PAR RÉGION	22
FIGURE 10 : RÉPARTITION DES PUIITS FORÉS À TERRE PAR RÉGION (A), ET CROISSANCE EN 2011 PAR RAPPORT À 2010 (B)	23
FIGURE 11 : TAUX DE LOCATION DES RIGS À TERRE À L'INTERNATIONAL ET EN AMÉRIQUE DU NORD (ÉTATS-UNIS ET CANADA)	23
FIGURE 12 : RÉPARTITION DES PUIITS FORÉS EN MER PAR RÉGION (A), ET CROISSANCE EN 2011 PAR RAPPORT À 2010 (B),	24
FIGURE 13 : TAUX ANNUEL MOYEN D'UTILISATION DES RIGS EN MER POUR LE MONDE, LE GOLFE DU MEXIQUE ET LA MER DU NORD	24
FIGURE 14 : TAUX DE LOCATION MOYEN ANNUEL DES SEMI-SUBS ET JACK-UP POUR LE GOLFE DU MEXIQUE, LA MER DU NORD ET EN ASIE DU SUD-EST	25
FIGURE 15 : TAUX DE CROISSANCE ANNUEL 2012 DES TAUX DE LOCATION DES SEMI-SUBS ET JACK-UP PAR RÉGIONS	25
FIGURE 16: RÉPARTITION 2011 DES DIVERS SEGMENTS DE MARCHÉ DU FORAGE	26
FIGURE 17 : ÉVOLUTION DEPUIS 2005 DES DIFFÉRENTS SEGMENTS DU MARCHÉ DU FORAGE ET ESTIMATION 2012	26
FIGURE 18 : ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU FORAGE À TERRE ET PARTS DE MARCHÉ 2011 DES PRINCIPAUX ACTEURS	27
FIGURE 19 : ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU FORAGE EN MER ET PARTS DE MARCHÉ 2011 DES PRINCIPAUX ACTEURS	27
FIGURE 20 : ÉVOLUTION DU MARCHÉ DE LA FRACTURATION ET PARTS DE MARCHÉ 2011 DES PRINCIPAUX ACTEURS	28
FIGURE 21 : PRINCIPAUX PAYS FAISANT L'OBJET DE CAMPAGNES GÉOPHYSIQUES À TERRE, HORS AMÉRIQUE DU NORD. TYPE DE CAMPAGNE 2D, 3D OU AUTRES	29
FIGURE 22 : RÉPARTITION DES CAMPAGNES DE SISMIQUE MARINE SUR LES 8 PREMIERS MOIS DE 2012	30
FIGURE 23 : MARCHÉ DE LA GÉOPHYSIQUE (ÉQUIPEMENTS ET ACQUISITION-TRAITEMENT) ET PARTS DE MARCHÉ 2011 DES PRINCIPAUX ACTEURS	31
FIGURE 24 : NOMBRE DE PROJETS DE PIPELINE RÉALISÉS ET PRÉVUS	33
FIGURE 25 : LONGUEURS (A) ET DIAMÈTRES (B) DES PIPES CONSTRUITS SUR LA PÉRIODE 2005 À 2011	34
FIGURE 26 : ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CONSTRUCTIONS DE PIPELINES SUR LA PÉRIODE 2004-2012	34
FIGURE 27 : RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DU NOMBRE DE CONSTRUCTIONS DE PIPELINES	35
FIGURE 28 : NOMBRE DE PROJETS DE PLATEFORMES FLOTTANTES RÉALISÉS ET PRÉVUS	36
FIGURE 29 : ÉVOLUTION PAR RÉGION DU NOMBRE DE PROJETS DE PLATEFORMES FLOTTANTES SUR LA PÉRIODE 2004 À 2012	36
FIGURE 30 : TYPES (A) ET RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE (B) DES PLATEFORMES CONSTRUITES SUR LA PÉRIODE 2005 - 2011	37
FIGURE 31 : NOMBRE DE PROJETS DE CONSTRUCTIONS SOUS-MARINES RÉALISÉS ET PRÉVUS	37
FIGURE 32 : ÉVOLUTION DU NOMBRE DE PROJETS DE CONSTRUCTIONS SOUS-MARINES DE 2004 À 2012	38
FIGURE 33 : RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES CONSTRUCTIONS SOUS-MARINES SUR LA PÉRIODE 2005 - 2011	38
FIGURE 34 : PARTS DES TROIS SEGMENTS DE MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE	39
FIGURE 35 : MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE (A) ET PARTS DE MARCHÉS 2011 PAR COMPAGNIES (B)	39
FIGURE 36: DEMANDE PÉTROLIÈRE, CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES DANS LE MONDE... ..	43
FIGURE 37 : EXCÉDENT/DÉFICIT EN CAPACITÉS DE RAFFINAGE, PAR GRANDES ZONES	43
FIGURE 38 : DEMANDE PÉTROLIÈRE, CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES AUX ÉTATS UNIS ..	44
FIGURE 39 : DEMANDE PÉTROLIÈRE, CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES EN CHINE	45
FIGURE 40: DEMANDE PÉTROLIÈRE, CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES DANS L'UNION EUROPÉENNE	45
FIGURE 41 : DEMANDE PÉTROLIÈRE, CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES DANS LE MOYEN ORIENT	46
FIGURE 42 : PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE DISTILLATION PAR ZONES GÉOGRAPHIQUES	48
FIGURE 43 : PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE DISTILLATION REPORTÉES PAR ZONES GÉOGRAPHIQUES	50
FIGURE 44 : PROJETS DE RAFFINAGE – NOUVELLES CAPACITÉS PAR TYPE DE BRUT -2011 - 2017	50
FIGURE 45 : PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE CONVERSION PAR RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES	51
FIGURE 46 : PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE CONVERSION REPORTÉES PAR RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES	52
FIGURE 47 : 2010, ÉVOLUTION À MOYEN TERME DES CAPACITÉS DE RAFFINAGE (CAPACITÉS ACTUELLES ET PROJETS RÉPERTORIÉS) ET DE LA DEMANDE	52
FIGURE 48 : 2010, ÉVOLUTION À MOYEN TERME DES PROJETS DE CAPACITÉS DE RAFFINAGE, PROJETS POSSIBLES (GLOBAL) ET PROJETS PROBABLES PAR GRANDE RÉGION	53
FIGURE 49 : ÉVOLUTION DES MARGES DE RAFFINAGE COMPLEXES (EN \$/B)	54
FIGURE 50: HISTORIQUE DES DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE \$)	56
FIGURE 51 : ÉCARTS PÉTROLES CANADIENS / WTI DEPUIS 2000	59
FIGURE 52 : ÉCARTS WTI / BRENT DEPUIS 2000	60

<i>FIGURE 53 : EXPORTATIONS DE PÉTROLE DU CANADA PAR PADD.....</i>	<i>61</i>
<i>TABLEAU 1 : TABLEAU RÉSUMÉ DE L'ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHÉS ANALYSÉS</i>	<i>41</i>
<i>TABLEAU 2 : MARGES DE RAFFINAGE COMPLEXES (MOYENNE ANNUELLE EN \$/B).....</i>	<i>54</i>
<i>TABLEAU 3 : DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE \$).....</i>	<i>55</i>

EDITO

L'année 2012 est une année marquée par les incertitudes et les contrastes. En Europe la crise de la dette menace la stabilité économique de toute la zone euro et, par extension, d'autres pays de l'Union Européenne. La croissance économique mondiale présente quelques signes d'essoufflement qui touchent en premier lieux les pays industrialisés, mais semble aussi atteindre, même si moins durement certains pays émergents.

La stabilité politique et sociale n'est pas encore retrouvée dans les pays du printemps arabe, fragilisant encore la zone Afrique du Nord et le Moyen-Orient. A cette vague de révolutions s'ajoute les tensions internationales autour du nucléaire iranien et les menaces régulières sur le détroit d'Ormuz par le quel transite une part importante des flux pétroliers mondiaux.

Les incertitudes économiques, financières et géopolitiques qui ont tendance à tirer les prix du pétrole à la baisse ou à la hausse créent les conditions d'un marché du pétrole très fluctuant, mais qui reste néanmoins du fait de l'incertitude géopolitique à des niveaux élevés.

Les hydrocarbures de roche mère (gaz de schiste dans un premier temps et huile de roche mère dans un second) dont le développement a été exponentiel ces dernières années aux États-Unis contribuent à révolutionner le paysage et à modifier passablement notre vision à moyen termes du secteur pétrolier et gazier. Le développement des gaz de schiste accentue le contraste entre les trois principaux marchés du gaz, Amérique du nord, Europe et Asie, et bouleverse les certitudes concernant l'évolution des flux internationaux.

Le mot "contraste" est également ce qui vient à l'esprit quand on examine l'évolution des investissements dans le domaine des hydrocarbures : contraste entre un secteur amont florissant et un secteur aval qui marque le pas.

Malgré un contexte économique incertain, les investissements en exploration-production continuent d'augmenter à un rythme soutenu, l'activité connaît des niveaux record dans tous les domaines. L'infléchissement de 2009-2010 semble loin.

Côté raffinage, après une année 2011 plutôt encourageante, les investissements ne progressent que très modestement tirés uniquement par l'Asie et le Moyen-Orient et dans une moindre mesure par l'Amérique du Sud.

TABLE RECAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHES:

G\$	2011	2012
Investissements globaux en E&P	566	640
Amérique du Nord	154	164
Reste du monde	412	476
Marchés amont analysés	271	311
Marché Géophysique	12	16
Marché du forage (*)	210	240
dont:		
<i>Forage à terre</i>	25	28
<i>Forage en mer</i>	39	44
Marché Construction offshore	49	55
Investissements en Raffinage	68	69
Dépenses d'investissement	25	25
Dépenses de maintenance	27	28
Dépenses en catalyseurs et produits chimiques	16	16

(*) Incluant les équipements les services aux puits

Sources:

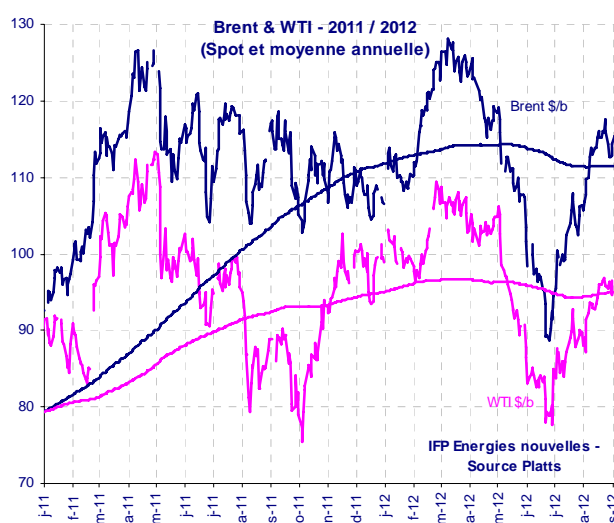
- Amont pétrolier, IFPEN d'après
 - o investissements globaux : Barclay's, DTI, NPD, DEA, Divers compagnies et États, prévisions IFPEN
 - o marché de la géophysique : IHS Energy, First Break, Spear&Associates, IFPEN
 - o marché du forage : Baker Hughes, IHS energy, Offshore Rig Locator, Spears&Associates,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

1 Prix du pétrole et du gaz, une instabilité exacerbée

❖ Réactivité croissante du prix du pétrole, reflet de risques extrêmes

L'année 2011 avait été marquée par de très fortes variations du prix du Brent qui avait oscillé entre 100 et 125 \$/b au gré de la crise libyenne et des inquiétudes économiques et financières. L'année 2012 a connu les mêmes secousses géopolitiques et financières entraînant le pétrole dans des oscillations encore plus fortes qu'en 2011. Le Brent a ainsi évolué entre 88 et 128 \$/b et le WTI, toujours décoté compte tenu d'un afflux de pétrole canadien, entre 77 et 109 \$/b. Ces mouvements illustrent le fonctionnement même du marché qui, en permanence, spéculé sur l'avenir. Plus les incertitudes et les inquiétudes sont grandes, plus les mouvements sont violents comme ce fut le cas en 2012.

Figure 1 : Prix du Brent et du WTI (2011/2012) - Brent équilibre instable autour de 110 \$/b



Ces mouvements reflètent ainsi les incertitudes géopolitiques et économiques, deux forces en présence depuis deux ans aux effets opposés. La hausse du début d'année jusqu'à 128 \$ en mars résulte des tensions avec l'Iran. L'embargo pétrolier décidé en janvier par l'Union Européenne avec effet en juillet constituait le premier facteur de hausse. Les déclarations iraniennes concernant la menace du blocage du détroit d'Ormuz et l'hypothèse à nouveau évoquée d'une intervention israélienne renforçaient le risque de tensions potentielles fortes.

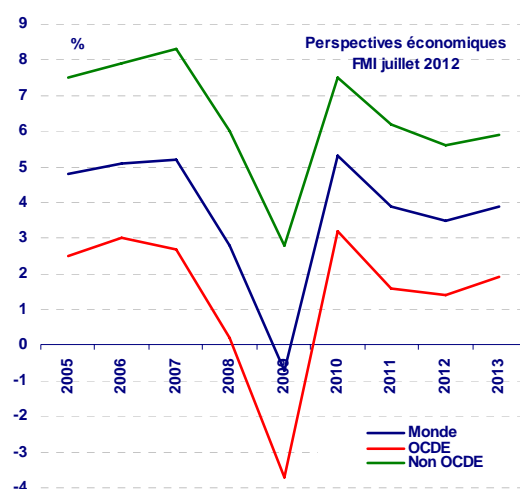
La hausse sera suivie d'une baisse rectiligne du prix avec un décrochage très marqué en juin. Trois facteurs en sont à l'origine : d'abord l'idée d'un excès d'inquiétude par rapport à l'effet de l'embargo sur l'Iran, alors que certains pays comme la Libye, l'Irak ou l'Arabie Saoudite renforçaient leurs productions; excès d'inquiétude également par rapport à une intervention israélienne qui continue à faire débat compte tenu des implications régionales qui en découleraient; enfin les inquiétudes financières européennes, en particulier sur le secteur bancaire espagnol, faisaient plonger le pétrole en juin à moins de 90 \$.

Cette crainte sur la stabilité financière européenne sera en partie levée grâce au sommet du 30 juin, qui apportait une solution aux problèmes de recapitalisation des banques (enjeu espagnol). Les déclarations de la BCE de fin juillet/début août sur la défense de l'Euro et le rachat probable d'obligations sur le marché secondaire, politique confirmée en septembre, donnait également un coup de fouet aux marchés financiers. Le Brent, très corrélé aux mouvements boursiers, remontait rapidement à plus de 110 \$.

Sur l'année, le Brent devrait s'établir autour des 110 \$ (96 \$ pour le WTI) c'est à dire à un niveau proche de l'année passée (111 \$). Cette valeur de 110 \$/b semble constituer un seuil d'équilibre instable, évoluant en fonction des péripéties géopolitiques et financières. Faute de vision claire, les marchés anticipent un prix pour 2013 proche de ce même niveau. Des soubresauts restent probables compte tenu du contentieux entre Israël et l'Iran et du contexte économique européen et américain.

Le prix élevé du pétrole pèse à l'évidence sur la croissance économique mondiale. L'impact n'est pas évident à cerner avec précision, mais, si on se limite aux coûts de la facture pétrolière, on peut estimer un effet de - 0,3 à - 0,4 % du PIB pour les pays OCDE pour chaque hausse de 10 \$ du prix du pétrole. Pour mémoire le Brent a progressé de 30 \$ environ depuis 2010 (79 \$/b), ce qui explique en partie l'essoufflement observé de la croissance économique mondiale depuis 2011.

Figure 2 : Perspectives économiques mondiales : essoufflement depuis 2011



La détente du prix, aujourd'hui peu probable, apporterait une véritable bouffée d'oxygène pour la croissance. La révolution en cours des huiles de schiste sur le marché américain peut permettre à moyen terme de limiter la tension du marché. Mais le contexte géopolitique en Afrique du Nord et au Moyen Orient, régions déstabilisées depuis les révolutions de 2011, constitue un facteur de pression important.

❖ Prix du gaz : montée en puissance des marchés spots

En 2012, les écarts de prix constatés depuis 2009 entre les quatre grands marchés restent aussi marqués et se sont même amplifiés en 2012. Les prix se situent ainsi autour :

- de 2,7 \$/MBtu (7,2 €/MWh) aux États-Unis qui bénéficient toujours de l'effet gaz de schiste ; ce prix est en recul par rapport à 2011 (4 \$/MBtu ; 9,9 €/MWh)
- de 9 \$/MBtu (25 €/MWh) pour le marché spot européen (NBP prix directeur), prix en légère progression par rapport à l'an passé (9 \$/MBtu; 22 €/MWh). La baisse de la consommation sous l'effet de la récession n'a pas eu d'impact. Le seuil bas de 9 \$/MBtu semble refléter les coûts de production de la zone. Il convient de noter que ce seuil bas reste trop élevé par rapport au prix du charbon en recul depuis fin 2010. Cela a pour effet de dégrader la compétitivité du gaz dans le secteur électrique.
- de 12 \$/MBtu (33 €/MWh) pour les contrats européens de long terme (avec 30 % de part spot) qui subissent, via une indexation encore majoritaire sur le marché pétrolier, la hausse des cours du Brent. L'écart avec les prix spots

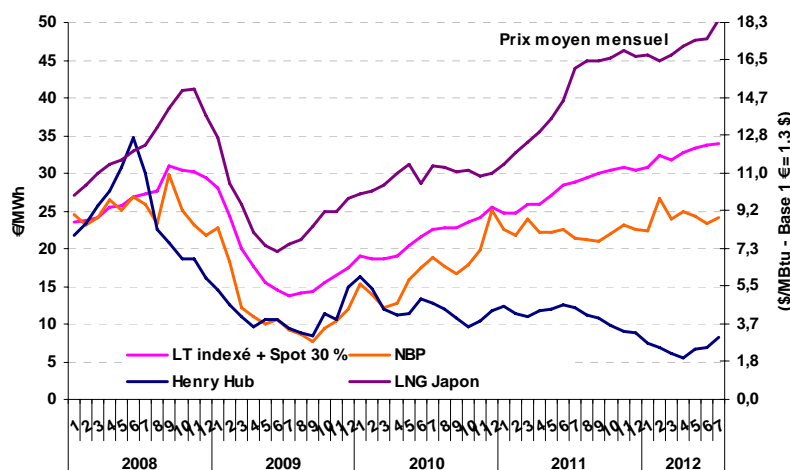
(NBP), qui se maintient à des niveaux élevés depuis 2009, poussent les acheteurs à renégocier les contrats. L'analyse des prix moyens d'importation en Allemagne montre qu'une part supérieure à 50 % de spot semble désormais plus représentative des coûts réels d'approvisionnement. (moyenne 2011 : 11 \$/MBtu; 28 €/MWh)

- de 17 \$/MBtu (45 €/MWh) au Japon pour les prix indexés; les prix spots, qui avaient fortement augmentés compte tenu de l'effet Fukushima nécessitant de renforcer les achats de gaz naturel liquéfié, sont plutôt en repli (13 \$/MBtu en septembre). Pour ses importations, le Japon envisage de se tourner vers les États-Unis pour profiter de prix plus favorables.

L'année 2012 confirme la montée en puissance des marchés spots en Europe et peut être à terme au Japon et plus généralement en Asie. Ceci résulte d'une évolution naturelle liée à la dérégulation du marché et surtout désormais à l'envolée des cours du pétrole. Les prix spots de leur côté ne connaissent pas de tensions compte tenu en particulier de la faible croissance économique en Europe. L'écart de prix qui en résulte abouti à une charge trop lourde pour les acheteurs.

Le risque de ce changement vers un poids croissant des marchés spots pourrait venir d'un double mouvement : tension sur le marché du gaz et détente sur le marché pétrolier. Ce risque ne semble toutefois pas le plus probable actuellement.

Figure 3 : Divergence des prix du gaz – Europe indexé, Royaume-Uni (NBP), États-Unis (Henry Hub) et Japon (GNL)



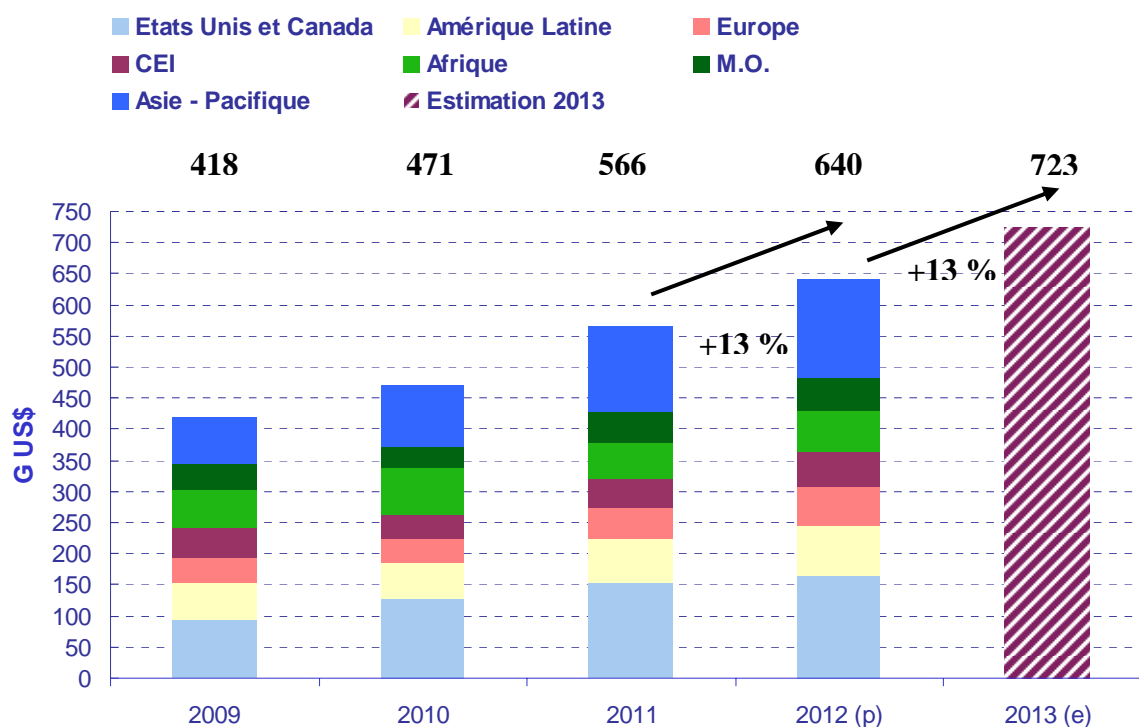
2 Exploration Production : poursuite du cycle haussier

2.1 Des investissements en hausse

Les investissements en exploration production devraient croître de près de 13% en 2012 et atteindre **640 milliards de \$ (G\$)**, confirmant la poursuite du cycle haussier amorcé en 2010. Cette hausse représente 73 G\$ d'investissements supplémentaires par rapport à l'année précédente. Les régions les plus dynamiques sont l'Europe et la CEI, avec des taux de croissance respectifs de 26 et 22%, suivies de l'Asie et de l'Amérique Latine avec des hausses d'environ 15 à 16%. L'Amérique du Nord et le Moyen-Orient enregistrent les croissances les plus faibles, de l'ordre de 6%. En Afrique, après une année difficile en 2011, les investissements repartent à la hausse avec une croissance proche de 10%.

L'activité devrait rester forte en 2013 avec un taux de croissance toujours de l'ordre de 13% soutenu par d'importants projets et par le dynamisme de l'exploration. En Amérique du Nord, le développement des hydrocarbures de roche mère, des sables canadiens et de l'offshore profond du golfe du Mexique stimulera durablement l'investissement. En Amérique Latine, le développement de l'offshore Brésilien nécessitera des investissements considérables pendant plusieurs années. En Australie, les projets de GNL déjà en cours ou approuvés représentent un total de 170 G\$ d'investissements en 5 ans. En Irak, les développements en cours devraient maintenir l'activité à des niveaux élevés pendant au moins cinq ans. En Europe, une augmentation des dépenses d'investissement est anticipée en Norvège pour limiter le déclin de la production pétrolière en Mer du Nord et développer de nouvelles ressources en Mer de Barents.

Figure 4 : Évolution des investissements mondiaux en E&P



Toutes les régions connaissent une croissance des investissements E&P en 2012 par rapport à 2011. C'est en Europe que la croissance est la plus forte, particulièrement en Mer du Nord britannique où les investissements bondissent de 33%, passant de 13,6 G\$ (8,5 G£) en 2011 à 18,1 G\$ (11,5 G£) attendus pour cette année. Une partie importante de ces investissements est liée à de grosses opérations de maintenance et de rénovation sur des actifs déjà existants mais la forte croissance constatée depuis deux ans provient d'investissements dans un petit nombre de grands projets¹ décidés en 2010 et 2011, avant la hausse de la fiscalité britannique annoncée en avril 2011². Cette concentration de projets importants sur une période aussi courte est inhabituelle dans cette zone très mature et ne devrait pas se reproduire. Aussi les investissements sont-ils attendus en baisse dans les prochaines années. En Norvège, en revanche, après une forte augmentation de 21% cette année, les autorités prévoient une nouvelle hausse de 10% en 2013. En Russie, les investissements de Gazprom devraient diminuer d'environ 23% mais cette baisse est plus que compensée par les autres compagnies, au premier rang desquelles Lukoil et Surneftegaz. Les allègements fiscaux promis en avril dernier par Vladimir Poutine pourraient contribuer à stimuler l'investissement dans l'offshore Arctique, objet d'un récent accord de coopération entre Rosneft et ExxonMobil. En Asie-Pacifique, la hausse de l'activité est principalement due à l'accélération des investissements des compagnies chinoises (en particulier CNOOC et Sinopec) et à la poursuite des projets de GNL en Australie. En Amérique Latine, le développement de l'offshore profond brésilien dope l'investissement. Le nouveau plan quinquennal de Petrobras prévoit d'investir 142 G\$ en E&P entre 2012 et 2016, un budget en hausse de 11% par rapport au plan précédent. L'Afrique, où l'activité avait pâti en 2011 des conséquences du "Printemps Arabe" et des incertitudes liées aux élections au Nigéria, retrouve en 2012 le chemin de la croissance. Le Moyen-Orient, où les investissements avaient cru très fortement en 2011, retrouve cette année un taux de croissance plus modeste. Dans cette région, les principaux moteurs de l'investissement sont le développement des champs irakiens et l'augmentation de la production Saoudienne pour compenser la baisse de la production iranienne sous embargo. Aux États-Unis, la chute du prix du gaz – qui a atteint un plus bas en avril à moins de 2\$/MBtu– a entraîné une réduction des investissements gaziers. Le redéploiement de ces investissements vers les gisements riches en huile et condensats a néanmoins permis de conserver un taux de croissance positif.

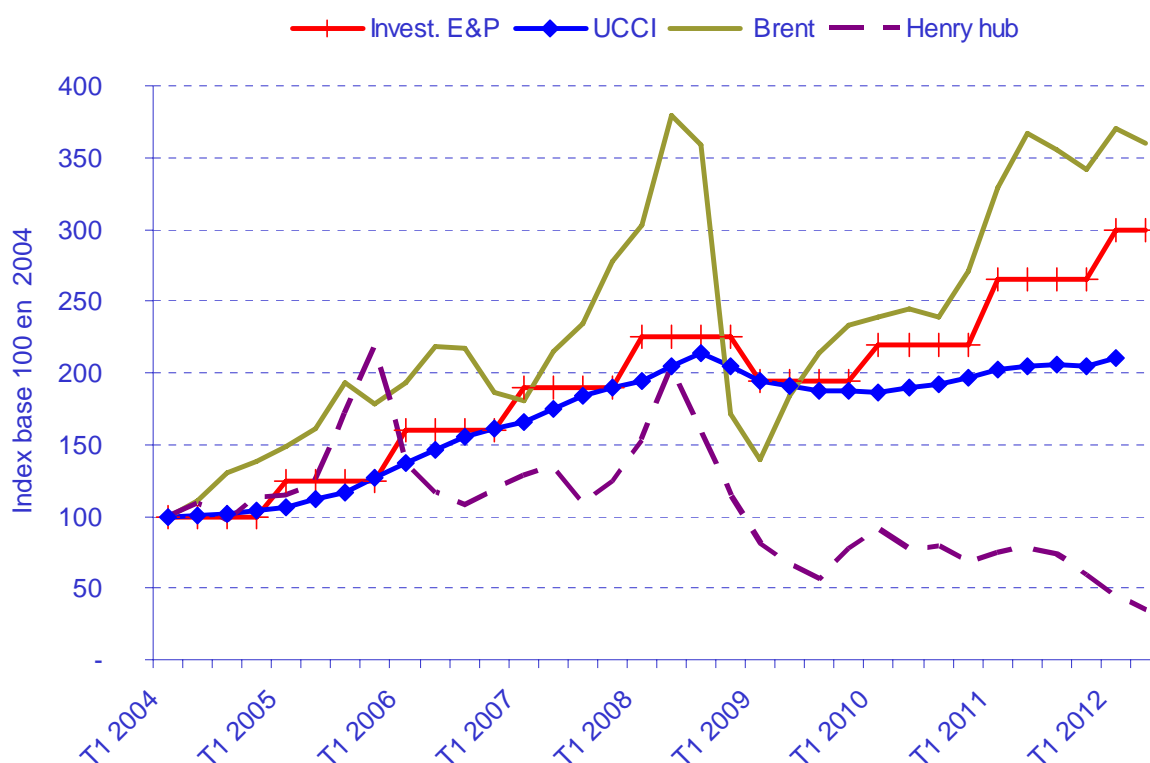
La hausse des investissements est générale quel que soit le type de compagnie considéré (nationale ou internationale, major ou indépendante) :

- Les 5 majors, enregistrent une croissance de 10% de leurs investissements E&P en 2012. Total, BP et Chevron sont les plus dynamiques avec des croissances comprises entre 15 et 17% alors que les investissements d'ExxonMobil et de Shell connaissent des hausses plus modestes (+5 et 3% respectivement).
- Les budgets des indépendants augmentent en moyenne de 19% mais progressent moins en Amérique du Nord, où le maintien du prix du gaz à des niveaux historiquement bas aux États-Unis, a conduit certains indépendants américains à réorienter une partie de leurs investissements vers l'international.
- Les investissements des compagnies nationales augmentent en moyenne de 14% avec des contrastes selon les régions. En Asie, les chinoises CNOOC (+56%) et Sinopec (+33%) et la compagnie thaïlandaise PTTEP (+55%) se distinguent particulièrement. En Amérique Latine, PDVSA annonce une hausse de 50% de ses investissements en 2012 et Ecopetrol, devrait augmenter les siens de 33%. Au Moyen-Orient, KOC (Koweït) prévoit un budget en hausse de 27%.

¹ Dont Laggan-Tormore, Clair Ridge, Jasmine, Schiehallion and Golden Eagle

² Le taux d'imposition est passé de 50% à 62% pour les nouveaux champs et de 75% à 81% pour les champs dont le développement a été approuvé avant 1993

Figure 5 : Évolution des investissements E&P, des prix et des coûts



En 2012 comme en 2011, le maintien du prix du brut à un niveau élevé, et ce malgré une conjoncture économique morose, stimule l'investissement en E&P. Malgré ce contexte favorable, certains projets de bruts lourds au Canada sont fragilisés par l'augmentation du spread lourd/léger et du différentiel Brent/WTI, provoqués par la hausse de la production de pétrole de schiste aux États-Unis et par l'engorgement des infrastructures de transport. Par ailleurs, l'augmentation de la demande crée des tensions sur le marché du travail et les coûts de construction, ce qui retarde certains projets. Ainsi, l'indice UCCI (Upstream Capital Cost Index, voir Figure 2) de l'IHS-CERA a cru de 2,3% au premier semestre 2012 et se rapproche du maximum atteint en 2008. Cette augmentation est principalement due à la hausse des taux journaliers de location des plateformes de forage en offshore profond, du prix des équipements (particulièrement au Brésil et en Amérique du Nord) et du coût du travail (notamment dans les pays émergents). Aux États-Unis, la chute du prix du gaz a entraîné un redéploiement des investissements vers des actifs riches en liquides. Les compagnies les plus exposées connaissent des difficultés à l'instar de Chesapeake, 2^{ème} producteur de gaz des États-Unis grâce au gaz de schiste, contraint de céder des actifs pour renflouer sa trésorerie.

2.2 Dans l'actualité

❖ Afrique de l'Est : une nouvelle province gazière au potentiel considérable.

L'offshore du bassin de Rovuma, au Mozambique et en Tanzanie, est depuis quelques années l'une des zones les plus prolifiques pour l'exploration gazière. En 2011, cette région arrive en troisième position en termes de réserves d'hydrocarbures découvertes derrière le bassin de Santos (Brésil) et le bassin de Zagros (Irak/Iran). En 2012, au vu des annonces faites à ce jour par ENI et Anadarko, il pourrait finir à la première place du classement. Cette manne suscite la convoitise des compagnies absentes de la région. En témoigne le récent rachat par le pétrolier thaïlandais PTTEP, pour 1,22 G£ (1,9 G\$), de la compagnie

britannique Cove Energy, qui possède une part de 8,5% sur le bloc 1, ceci après un long bras de fer avec Shell.

Au Mozambique, depuis la première annonce par Anadarko, en février 2010, les découvertes gazières se succèdent. Mamba Nord Est 2, la dernière en date, a été annoncée par ENI début août 2012. Elle ajoute au moins 280 Gm³ aux ressources de gaz en place estimées par ENI dans le bloc 4, qui se montent désormais à près de 2000 Gm³. Selon Wood Mackenzie, les réserves récupérables dans ce bloc atteindraient 1100 Gm³ à ce jour. Dans le bloc 1, Anadarko contrôle des réserves récupérables estimées à 1300 Gm³. Au total, les réserves déjà découvertes dans les deux blocs représentent plus de la moitié de celle de l'Algérie. Les taux de succès ont été impressionnants jusqu'à présent (90% pour Anadarko, 100% pour ENI) et d'autres découvertes sont attendues d'ici la fin des permis d'exploration fin 2014 (pour le bloc 1) et début 2015 (pour le bloc 4). ENI prévoit de forer au moins 8 puits d'exploration supplémentaires et Anadarko envisage jusqu'à 14 puits de plus, notamment pour explorer le sud du bloc 1 où le puits d'Ironclad-1, foré en août 2010 a révélé la présence de pétrole. Wood Mackenzie estime que les blocs 1 et 4 contiennent au moins 2300 Gm³ de réserves récupérables supplémentaires non découvertes. Statoil et Petronas devraient explorer en 2013 les prospects pétroliers des blocs 2 à 6, situés plus au Sud. Un nouveau round d'attribution de licences prévu cette année devrait permettre à de nouveaux acteurs de manifester leur intérêt.

En Tanzanie, les taux de succès sont eux aussi spectaculaires : 100% pour BG avec 6 puits sur les blocs 1, 3 et 4, 100% aussi pour Statoil avec 2 puits sur le bloc 2. Seul Petrobras a enregistré un échec sur le bloc 5 avec le seul puits foré à ce jour par la compagnie. Cependant les découvertes sont beaucoup plus petites, avec une moyenne de 57 Gm³ par découverte contre 200 Gm³ au Mozambique. De plus, les champs sont beaucoup plus dispersés qu'au Mozambique ce qui rendrait plus compliqué un éventuel développement.

Les réserves d'ores et déjà mises à jour sont suffisantes pour justifier la construction de 14 trains de liquéfaction au Mozambique, ce qui ferait de ce pays un exportateur majeur de GNL, au même titre que le Qatar et l'Australie. En Tanzanie, Wood Mackenzie estime qu'aucun des opérateurs n'a encore atteint la taille critique de réserves découvertes qui permettrait d'envisager une exploitation commerciale, sachant qu'un minimum de deux trains de GNL serait nécessaire pour assurer la rentabilité d'un projet. Le consultant considère que BG est le plus prêt d'atteindre ce seuil puisqu'il ne manquerait à la compagnie que 30 Gm³ sur les quelques 300 Gm³ nécessaires. Toujours selon Wood Mackenzie, trouver ces réserves manquantes ne devrait pas poser de problèmes car il y aurait encore 1400 Gm³ à découvrir en Tanzanie.

Anadarko et ENI ont tout deux annoncés un objectif de production de GNL en Mozambique dès 2018 et BG avance la date de 2020 pour la Tanzanie. Cependant de nombreux obstacles techniques, administratifs et financiers devront être levés au nombre desquels figurent notamment : le manque de main-d'œuvre qualifiée, l'absence d'infrastructures portuaires adéquates, l'insécurité liée à la piraterie et l'absence de cadre législatif et fiscal. Par ailleurs, la nécessité d'une concertation entre les partenaires d'Anadarko et ceux d'ENI pour exploiter les champs s'étendant de part et d'autre des zones de permis peut entraîner des négociations susceptibles de retarder les projets. Enfin, les investissements à réaliser seront considérables : le coût des premiers projets devraient dépasser les 25 G\$ pour deux trains de GNL et le développement de l'ensemble du potentiel actuellement découvert nécessiterait un effort de l'ordre de 150 G\$. Cependant, la région possède de solides atouts : les réservoirs sont d'excellente qualité, le gaz est sec et nécessite peu de traitement et la situation géographique est idéale pour alimenter l'Asie et l'Inde dont les marchés sont en forte croissance.

Anadarko est actuellement avancé dans ses projets de développement. Une décision d'investissement pour un développement s'appuyant sur deux trains de GNL est prévue au cours de l'année 2012. L'indépendant américain et ses partenaires ont notamment l'avantage de contrôler, avec l'ensemble Golfinho-Atum, un complexe entièrement contenu dans leur zone de permis et de taille suffisante pour justifier un développement indépendant. L'étude pré-FEED a été confiée à Technip et KBR. De son côté, ENI a annoncé fin 2011 prévoir d'investir 50 G\$ au Mozambique pour le développement de la découverte de Mamba mais n'a pas encore précisé son projet.

Juan de Nova : la France pourrait-elle bénéficier de la manne mozambicaine?

Juan de Nova, une petite île située dans le canal du Mozambique, situé entre Madagascar et les côtes africaine est un territoire français. Deux permis d'exploration offshore ont été attribués en décembre 2008, d'une part, au partenariat Global Petroleum (30%)/Wessex Exploration (70%), d'autre part, à Marex Petroleum (25%)/Roc Oil (70%). Les premiers ont procédé au retraitement des données d'une campagne sismique 2D multi clients réalisée par Nopec en 2006. Une nouvelle campagne d'acquisition sismique 2D devrait suivre d'ici la fin de l'année avec l'objectif d'identifier un prospect pour un forage au cours de l'année 2013. Les seconds devraient réaliser prochainement une campagne d'acquisition sismique 3D. Ce n'est qu'à l'issue de cette première phase d'exploration que l'on saura si les conditions géologiques favorables de l'offshore de Tanzanie et du Mozambique se prolongent plus à l'est en direction de Madagascar.

❖ Bassin du Levant : des ressources importantes mais difficiles à développer

Depuis 2009, plus de 1000 Gm³ de gaz ont été découverts par Noble Energy dans l'offshore bassin du Levant. L'essentiel de ces volumes est situé dans trois champs géants : Tamar et Leviathan au large d'Israël et Aphrodite dans les eaux chypriotes.

Champ	Année	Réserves (Gm³)
Tamar	2009	275
Dalit	2009	10
Leviathan	2010	570
Aphrodite	2011	200
Tanin	2012	35
Shimson	2012	65
Total		1155

Tamar, le premier champ découvert en 2009, devrait entrer en production vers mi-2013. Situé sous une profondeur d'eau de plus de 1600 m, il contient plus de 275 Gm³ de réserves prouvées ou probables d'après le groupe israélien Delek Energy, suffisamment pour subvenir aux besoins d'Israël pendant 30 ans. Les investissements nécessaires pour développer le champ sont relativement modestes, de l'ordre de 3G\$, car le développement utilisera en partie les infrastructures existantes du champ de Mari-B. En revanche, le développement de Leviathan et d'Aphrodite s'annonce plus compliqué et coûteux.

Leviathan, découvert en 2010, contient environ 570 Gm³ de ressources récupérables et pourrait faire d'Israël un exportateur net de gaz. Compte-tenu de la taille du champ, la viabilité économique repose, selon l'opérateur Noble Energy, sur des exportations. Dans une récente présentation, l'indépendant américain envisage une production débutant en 2016 à destination du marché local, suivie par un projet d'export et annonce étudier différentes options d'export par GNL. La grande profondeur du champ (plus de 1600 m) et la difficulté à trouver un site adéquat sur la côte israélienne du fait de l'opposition de la population d'un littoral très urbanisé, pourrait amener Noble à favoriser un développement basé sur une unité de FLNG. Il n'existe encore aucun exemple de ce type en opération ; la

mise en production de Prelude, premier projet du genre en Australie, n'est prévue qu'en 2017.

Les ressources récupérables d'Aphrodite, découvert au large de Chypre fin 2011, sont de l'ordre de 200 Gm³, ce qui pourrait assurer à l'île son indépendance énergétique. Cependant son développement se heurte aux mêmes difficultés techniques et économiques que celui de Leviathan : une profondeur supérieure à 1600 m et la nécessité d'exporter le surplus de gaz, une fois la consommation domestique satisfaite, pour assurer la rentabilité du projet. Pour le moment, les volumes découverts sont encore insuffisants pour le développement d'un projet GNL viable et l'option d'une évacuation par gazoduc à destination de l'Europe paraît difficilement envisageable. Les tensions diplomatiques entre Nicosie et Ankara excluent un passage par la Turquie. Un gazoduc sous-marin à travers les eaux grecques est possible mais peu probable en raison de la grande profondeur (plus de 3000 mètres sur certains tronçons) et de la distance à parcourir (plus de 1000 km à travers une zone sismiquement active).

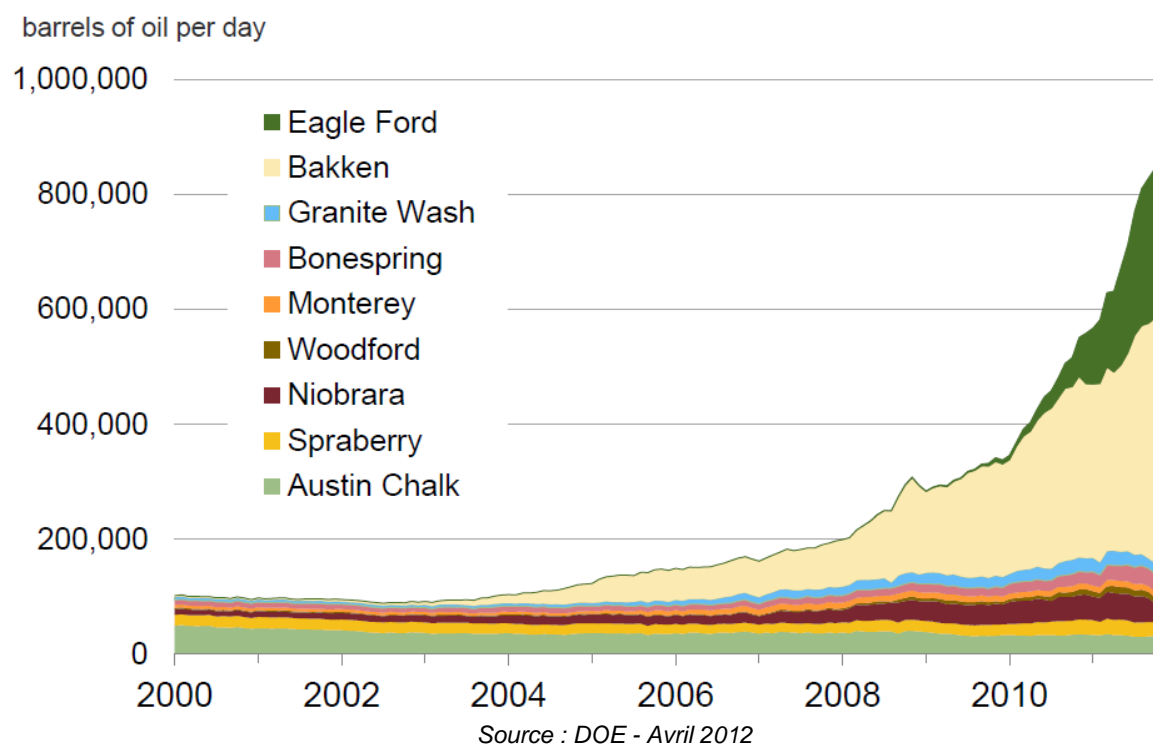
❖ Hydrocarbures de schiste aux États-Unis : la ruée vers l'huile.

Avec l'afflux de gaz de schiste, dont la production a encore progressé de 24% sur un an entre mai 2011 et mai 2012, les prix du gaz sont restés déprimés aux États-Unis, atteignant même un plus bas décennal à 1,9\$/MBtu en avril dernier. Les coûts de production étant généralement estimés à 5\$/MBtu ou plus, les niveaux de prix actuels ne permettent pas d'assurer la rentabilité des puits de gaz sec. Pour tenter de préserver leurs marges, les producteurs américains ont massivement réorientés leurs investissements vers les gisements riches en huile ou en LGN (liquides de gaz naturel), plus rémunérateurs. Les opérateurs les plus exposés au gaz connaissent de sérieuses difficultés. Ainsi Chesapeake, le deuxième producteur de gaz des États-Unis grâce au gaz de schiste, prévoit de céder 14G\$ d'actifs pour financer sa dette et mise sur les schistes d'Eagle Ford et d'Utica, qui contiennent du gaz humide et du pétrole, pour restaurer sa rentabilité.

L'effondrement des prix alimente un débat sur l'exportation de gaz naturel. Il existe aujourd'hui une dizaine de projets d'exportation de GNL aux États-Unis représentant un potentiel total de plus de 120 Mt/an, ce qui est bien plus que la capacité actuelle du Qatar (77 Mt/an), premier exportateur mondial de GNL. Reste à savoir combien de ces projets seront approuvés par l'administration américaine, soucieuse de limiter la hausse des prix domestiques. Pour l'heure, seul Cheniere a obtenu l'autorisation de construire jusqu'à quatre trains de liquéfaction et d'exporter du GNL depuis Sabine Pass en Louisiane. En ce qui concerne les autres projets en attente d'autorisation, le DOE (Department of Energy) attend les résultats d'une étude sur les conséquences d'une exportation à grande échelle pour se prononcer. La publication de ce rapport, initialement prévue au printemps, n'interviendra vraisemblablement qu'après les élections présidentielles aux États-Unis.

Le redéploiement des investissements des compagnies vers les provinces riches en liquide, amorcé en 2011, a provoqué une croissance impressionnante de la production pétrolière. Entre 2010 et 2011 la production du Nord Dakota a augmenté de 60%, passant de 260 000 b/j à 419 000 b/j en moyenne sur l'année tandis que celle d'Eagle Ford (Texas) a été multipliée par plus de quatre (de 31 000 b/j à 139 000 b/j en moyenne sur l'année). En novembre 2011, la production totale de pétrole de schistes des États-Unis approchait les 900 000 b/j selon le DOE soit une multiplication par 4,5 en 4 ans. Le mouvement s'est encore accéléré en 2012. Le Dakota du Nord est désormais le deuxième état producteur de pétrole des États-Unis avec une production record de 674 000 b/j en juillet dont 610 000 b/j proviennent des schistes de Bakken. Et selon le DOE, la production d'hydrocarbures liquides d'Eagle Ford a dépassé 500 000 b/j fin avril.

Figure 6 – Production de pétrole de schiste et de réservoirs compacts aux États-Unis



La croissance de la production est soutenue par des améliorations techniques qui se traduisent par une baisse du coût au mètre foré, par une hausse de la productivité des puits et par une augmentation de la récupération ultime par puits, d'où une baisse du coût de forage par baril. Ainsi, dans le Dakota du Nord, la production moyenne par puits a doublée en 5 ans. Parallèlement, la récupération ultime estimée par puits a augmenté d'un facteur 4 et le coût du forage par baril a été divisé par 2.

Cette augmentation de la production de pétrole provoque la saturation des infrastructures de transport. Ainsi dans le Nord Dakota une part croissante de la production doit être transportée par train (25% en janvier 2012) voire par camion (7%). Cette situation risque de perdurer car le rythme prévu de l'extension du réseau d'oléoducs ne devrait pas suffire à suivre l'augmentation anticipée de la production dans les prochaines années.

❖ **Le point sur les hydrocarbures de schiste et de réservoirs compacts (tight gas) en dehors des États-Unis.**

En Europe, la Bulgarie, la Roumanie et la République Tchèque, ont rejoint la France dans l'adoption de moratoires sur la fracturation hydraulique.

En Allemagne, malgré un débat en cours sur l'utilisation de la fracturation hydraulique, plusieurs länders ont délivré des autorisations d'exploration d'hydrocarbures non conventionnels. L'Institut fédéral des Géosciences et des ressources Nationales (BGR) a évalué récemment les réserves techniquement récupérables du pays entre 700 et 2 300 Gm³.

En Pologne, où l'exploration du gaz de schiste se poursuit, la révision à la baisse des ressources par l'Institut national de Géologie (PIG) en mars, suivie 3 mois plus tard par l'abandon, par ExxonMobil, de ses travaux d'exploration après avoir réalisé seulement deux forages a jeté un doute sur le potentiel non conventionnel du pays. D'autres annonces

récentes sont plus encourageantes comme les découvertes de gaz par BNK Petroleum et d'huile par San Leon Energy toutes deux annoncées au mois d'août.

Au Royaume-Uni, les travaux d'exploration menés par Cuadrilla Resources ont été arrêtés après la survenue de deux petits séismes à proximité du site de prospection en avril et mai 2011. Malgré un avis favorable rendu en avril par un groupe d'experts indépendants, les opérations n'ont pas encore repris.

Au Canada, dont 2% de la production gazière provient déjà du gaz de schiste, et 34% de réservoir compacts, Apache a annoncé la découverte d'un gisement géant de gaz de schiste dans le bassin de Liard en Colombie Britannique. L'indépendant américain estime à 1 360 Gm³ le volume de gaz commercialisable contenu sur son seul domaine minier. Qui plus est, les caractéristiques du réservoir semblent excellentes, Apache le qualifiant même de "meilleur réservoir non conventionnel d'Amérique du Nord". Cette découverte permet d'envisager le doublement de la capacité du futur terminal d'exportation de GNL de Kitimat (deux trains de GNL prévus à l'heure actuelle), dont Apache est l'un des trois partenaires et qui devrait commencer à exporter vers l'Asie en 2017.

En Argentine, après l'expropriation de Repsol, la société nouvellement nationalisée YPF prévoit d'investir 37 G\$ d'ici 2017 pour le développement des hydrocarbures non conventionnels. Un accord est envisagé avec Chevron pour explorer la formation de Vaca Muerta, dans le bassin de Neuquén, où Repsol-YPF avait découvert, l'an dernier, 927 Mbep de ressources non conventionnelles récupérables dont 741 Mb d'huile de schiste. Selon le DOE, l'Argentine occuperait la troisième place mondiale en termes d'hydrocarbures de schiste derrière les États-Unis et la Chine.

En Australie, Santos a annoncé fin août la première production commerciale de gaz de schiste du pays à partir du puits vertical Moomba-191, situé dans la partie nord-est de l'Australie Méridionale, dans le bassin de Cooper. L'australien prévoit de commencer des essais de forages horizontaux début 2013.

En Chine, où le gouvernement a fixé un objectif de production ambitieux de 6,5 Gm³/an en 2015 et entre 60 et 100 Gm³/an à l'horizon 2020, Sinopec a récemment annoncé le lancement de son premier projet d'exploitation de gaz de schiste et projette une production comprise entre 300 et 500 Mm³/an d'ici la fin 2012 et de 1 Gm³/an en 2013. Shell a signé en mars un accord de partage de production avec CNPC, premier du genre pour une société non chinoise. Le groupe anglo-néerlandais a déjà investi plus de 400 millions de dollars en 2011 dans l'exploration de gaz de schiste aux côtés de CNPC pour forer 15 puits avec des résultats encourageants. De son côté, CNOOC a démarré fin 2011 les opérations de forage de son premier projet de gaz de schistes.

Dans la zone Afrique du Nord et Moyen-Orient, BP devrait investir 24 G\$ à Oman pour développer les ressources de gaz de réservoir compact (tight gas) du block 61 avec l'objectif d'un démarrage de la production début 2017 pour atteindre 10 Gm³/an en 2019. En Algérie, un premier puits de gaz de schiste a été foré en collaboration avec Shell. Le gouvernement, qui estime les réserves récupérables à 17 000 Gm³, envisage d'offrir des incitations fiscales aux compagnies qui s'engageraient dans l'exploration des ressources en gaz de schiste.

Dans la zone CEI, l'Ukraine, qui a annoncé son intention de démarrer la production de gaz de schiste en 2017, a octroyé en mai dernier deux licences d'exploration-production à Shell et Chevron. En Russie, Rosneft et ExxonMobil ont signé en juin un accord pour développer conjointement des ressources pétrolières de réservoir compact (tight oil) situées en Sibérie occidentale.

❖ Irak : production pétrolière en hausse sur fond de tension avec le Kurdistan.

La production irakienne a fortement progressé, pour atteindre 3,03 Mb/j au mois d'avril contre 2,60 Mb/j un an plus tôt un niveau jamais atteint depuis plusieurs décennies. L'Irak est même devenu en juillet le deuxième producteur de l'OPEP devant l'Iran dont la production subit les effets de l'embargo.

Conformément aux prévisions, l'Irak a mis en service, au cours du premier trimestre 2012, deux terminaux flottants d'exportation d'une capacité nominale de 900 kb/j chacun. Cependant, pour le moment, la capacité d'exportation des deux terminaux combinés reste plafonnée à 300 kb/j en raison de problèmes d'infrastructure à terre. Le développement des infrastructures est d'ailleurs une condition essentielle à la poursuite de la croissance de la production. D'après les déclarations d'un officiel iraquien en juin dernier, la production de pétrole de l'Irak devrait passer à 3,4 Mb/j fin 2012, à 4,4 Mb/j en 2014 et atteindre 9 millions de b/j en 2020. Ce nouvel objectif, bien qu'en deçà des 12 Mb/j initialement annoncés pour 2017, reste très ambitieux. Selon le consultant Wood Mackenzie, les projets actuels de développement des infrastructures ne permettraient pas de dépasser les 5,8 Mb/j. L'agence Reuters a d'ailleurs fait état récemment de tractations entre Bagdad et Shell qui semble incapable d'atteindre l'objectif de production à fin 2012 pour le champ de Majnoon en raison de retards sur la construction de l'oléoduc permettant d'acheminer le brut jusqu'aux infrastructures de stockage.

Les relations entre Bagdad et la région autonome du Kurdistan restent tendues. Les autorités du Kurdistan ont interrompu leurs exportations de pétrole pendant quatre mois à la suite d'un litige financier avec le gouvernement central qui n'avait effectué aucun paiement durant dix mois. L'arriéré de paiement atteint 1,5 G\$ selon les autorités kurdes. De son côté, Bagdad accuse la région de n'avoir pas honoré son obligation d'augmenter sa production et de fournir 175 000 b/j de brut. Les livraisons de brut ont repris début août et un accord semble avoir été trouvé récemment (annoncé mi-septembre mais non signé à ce jour) par lequel le Kurdistan s'engage à exporter 200 000 barils de pétrole par jour jusqu'à la fin de l'année en échange d'une avance de 850 millions de dollars de la part de Bagdad.

Autre pomme de discorde, ExxonMobil a signé, en novembre dernier, six contrats de partage-production avec le Kurdistan sans l'approbation du pouvoir central. Ce dernier a exclu la compagnie des futurs appels d'offres iraqiens faute de pouvoir résilier son contrat sur le champ de West Qurna, comme envisagé dans un premier temps. A l'instar d'Exxon, Chevron, Gazprom et plus récemment Total ont pris pied au Kurdistan sans l'autorisation de Bagdad. Comme Exxon, ces compagnies ont été exclues des appels d'offres à venir.

Selon certains analystes, cette nouvelle attitude des majors envers le gouvernement central illustrerait une évolution du rapport de forces entre les compagnies pétrolières internationales et les pays hôtes. La situation a changé depuis 2009, date de l'attribution des premiers contrats de services en Irak. Aujourd'hui, avec un baril de Brent à \$113 en moyenne en 2012, de nombreux projets de développement deviennent rentables, les compagnies pétrolières ont le choix entre de multiples options d'investissement et sont plus exigeantes sur leur rémunération. D'ailleurs, le dernier appel d'offres iraquien, en mai dernier, a rencontré peu de succès. Alors que douze blocs étaient proposés, seuls trois contrats ont été conclus. Les compagnies ont en effet jugé peu attractifs les contrats de services imposés par Bagdad alors que les contrats de partage-production du Kurdistan sont bien plus rémunérateurs. L'Irak prévoit d'organiser, d'ici la fin de l'année ou début 2013, un cinquième appel d'offres avec des termes plus avantageux pour les compagnies pétrolières.

3 Principaux marchés du secteur parapétrolier amont

3.1 Introduction

Les investissements en exploration et production réalisés par les compagnies pétrolières permettent en particulier la recherche de nouvelles réserves d'huile et de gaz, d'évaluer celles-ci et de les mettre en production.

La phase d'exploration passe par des campagnes géophysiques qui nécessitent de l'instrumentation et des équipements de mesure de données (sismique, électromagnétique). Les données acquises sont ensuite traitées et interprétées pour localiser les réservoirs d'hydrocarbures. Le marché de l'exploration géophysique représente en 2011 de l'ordre de 14 G\$.

Lorsqu'un prospect est jugé intéressant, un puits d'exploration est foré pour identifier ou non la présence d'huile. La confirmation de réserves d'huile, entraîne une phase d'évaluation des réserves et éventuellement de développement du champ.

Le forage est alors incontournable, à terre comme en mer pour atteindre les niveaux réservoir. Il mobilise un ensemble de services et de produits (diagraphies, forage directionnel, produits chimiques ...) qui génèrent au total un chiffre d'affaires pour 2011 de plus de 200 G\$ dans le monde.

Les champs découverts lorsqu'ils sont offshore nécessitent de par leur éloignement des côtes et leur situation en mer des plateformes de production et des connections par pipeline pour l'exportation du brut. Le marché de la construction offshore représente en 2011 près de 50 G\$.

3.2 Forage

L'augmentation du nombre de rigs actifs poursuit sa remontée après la crise de 2009. La hausse a été de 16% en 2011 avec un nombre de puits forés qui croît à terre comme en mer, de respectivement +11% et +6%.

Pour 2012, les taux de location et d'utilisation sont globalement en hausse, le nombre de rigs actifs devrait au total (terre et mer) augmenter de 9%.

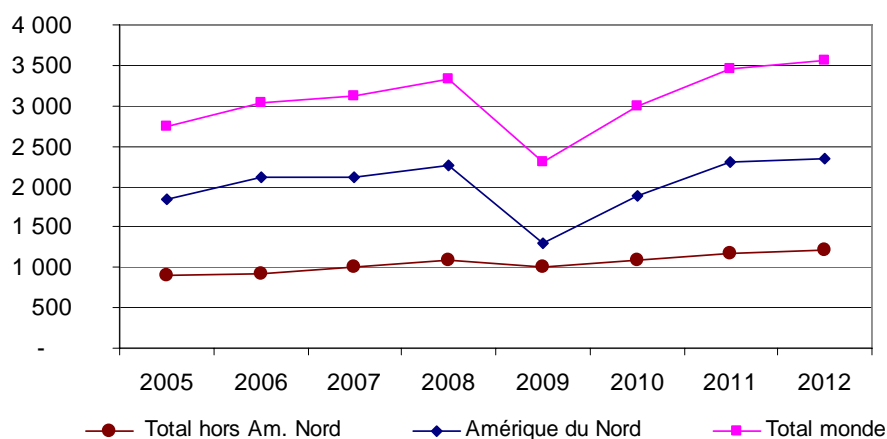
Le marché du forage et des services associés a augmenté de 23% en 2011 et devrait encore croître de 13% en 2012, avec un segment particulièrement en expansion, celui de la fracturation hydraulique. En 3 ans, le marché de la fracturation hydraulique et du pompage a augmenté de 150%, et dépasse désormais celui du forage offshore.

3.2.1 Activité de forage

3.2.1.1 Nombre de rigs actifs

L'"international rig count" de Baker Hughes donne chaque mois le nombre de rigs actifs dans le monde, c'est aussi un indicateur de la consommation de produits pour le forage et de services autour du puits.

Figure 7 : Évolution du nombre moyen de rigs actifs dans le monde



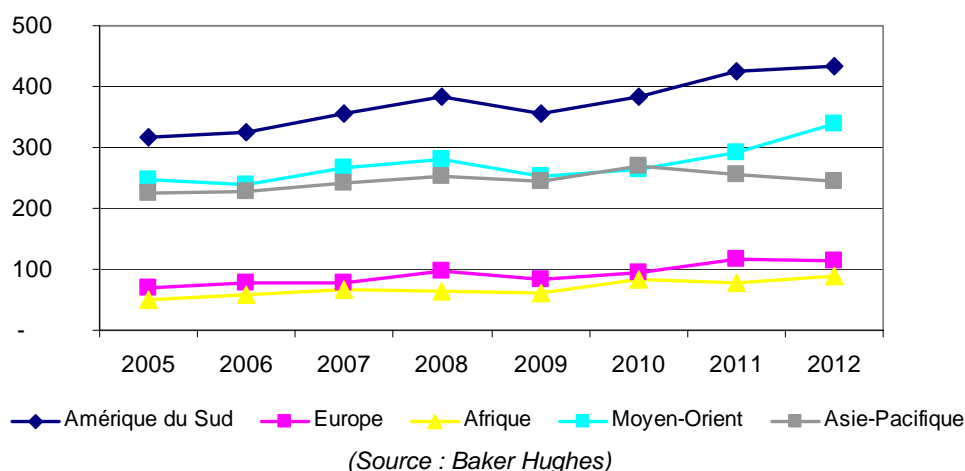
(Sources : IFPEN, Baker Hughes)

En 2012, le nombre de rigs actifs devrait progresser de 9%. En 2011, il avait augmenté de 16% et retrouvé son niveau de 2008, avant la crise économique et financière.

Les deux régions qui progressent le plus en 2012 sont l'Afrique et le Moyen-Orient avec respectivement 14% et 16% d'augmentation du nombre de rigs. L'Asie-Pacifique et l'Europe sont les deux régions qui baissent le plus avec -5% et -3% par rapport à 2011

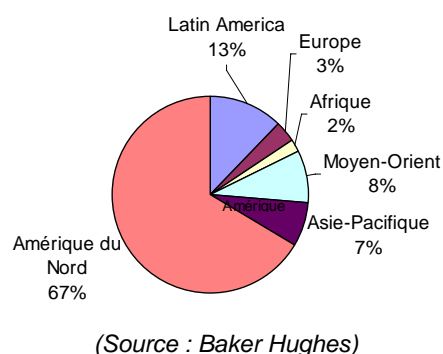
En 2011, l'Europe avait fortement progressé (+20%) et la seule région à baisser était l'Afrique (-6%).

Figure 8 : Évolution du nombre moyen de rigs actifs pour les différentes régions du monde, excepté l'Amérique du Nord



L'Amérique du Nord représente toujours les 2/3 des rigs actifs dans le monde, suivi par l'Amérique Latine (13%), le Moyen-Orient (8%) et l'Asie Pacifique (7%).

Figure 9 : Répartition des rigs actifs en 2011 (onshore et offshore) par région



3.2.1.2 Nombre de puits forés

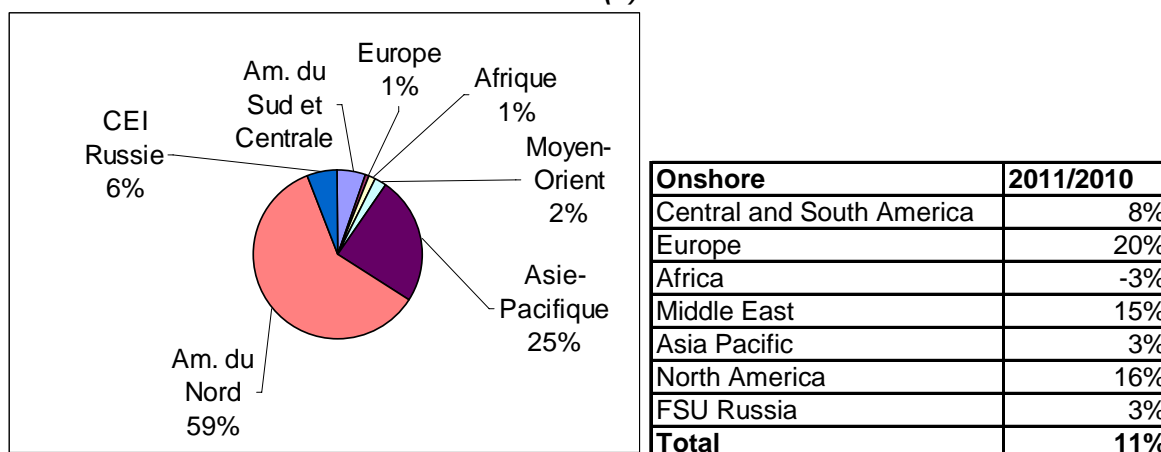
On dénombre en 2011 un total de 98500 nouveaux puits forés à terre (onshore) et 3700 puits en mer (offshore), soit une croissance du nombre de puits forés à terre de 11% et en mer de 6%.

- **A terre**

En 2011, la plus forte progression revient à l'Europe (+20%) et notamment à la Pologne du fait de l'exploration des gaz de schistes.

Le forage en Amérique du Nord continue son essor (+16%), après l'intérêt porté aux gaz de schistes, c'est au tour des forages d'huile de schistes plus rentables grâce au prix élevé du pétrole de prendre le relai. Le nombre de forages gaziers aux États-Unis a été en 2011 pour la première fois inférieur au nombre de forages pétroliers.

Figure 10 : Répartition des puits forés à terre par région (a), et croissance en 2011 par rapport à 2010 (b)



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

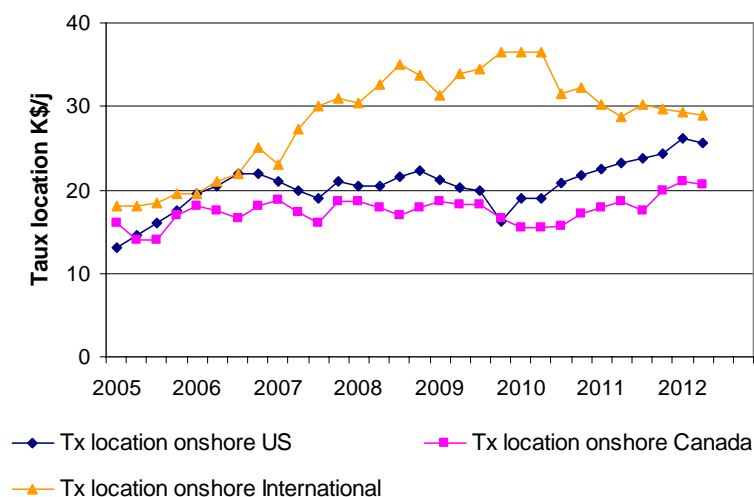
En 2012, avec la fin du printemps arabe, l'activité est repartie en Égypte et Lybie. Le forage au Moyen-Orient progresse malgré les incertitudes géopolitiques liées à l'Iran (embargo international et menace sur le détroit d'Ormuz) et à la guerre en Syrie.

Taux de location à terre

En 2011, les taux de location à l'international (monde hors Amérique du Nord) sont en légère baisse annuelle (-3%), alors qu'en Amérique du Nord ils sont en croissance de 17%.

Sur 2012, la tendance est à une stabilité des taux hors Amérique du Nord et à une croissance de 10% en Amérique du Nord.

Figure 11 : Taux de location des rigs à terre à l'international et en Amérique du Nord (États-Unis et Canada)



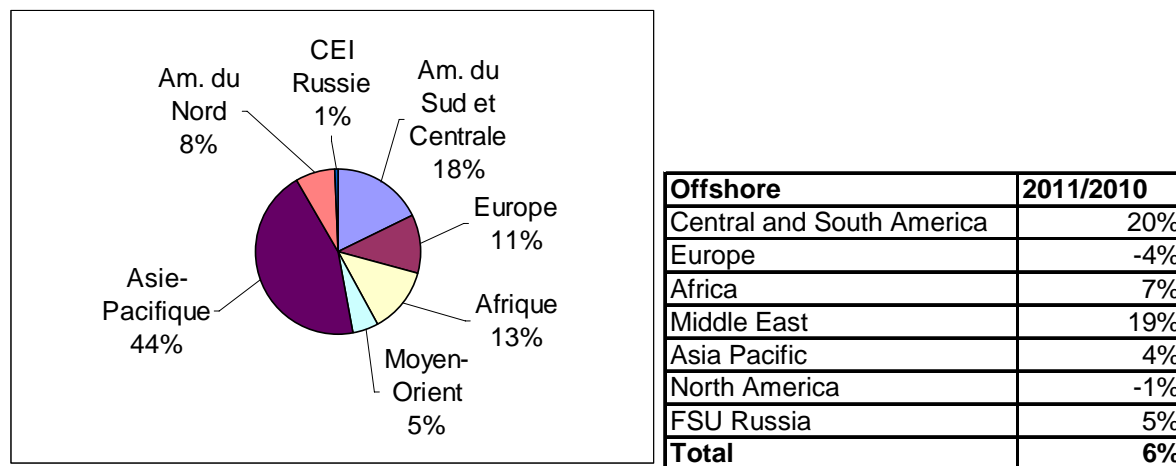
(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

- **En mer**

En 2011, l'Amérique du Sud est particulièrement active avec le développement des nouveaux champs du Brésil notamment. L'Arabie Saoudite est aussi très active en mer

Rouge avec le projet gazier de Wasit qui prévoit le développement des champs Arabiyah et Hasbah.

Figure 12 : Répartition des puits forés en mer par région (a), et croissance en 2011 par rapport à 2010 (b),



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

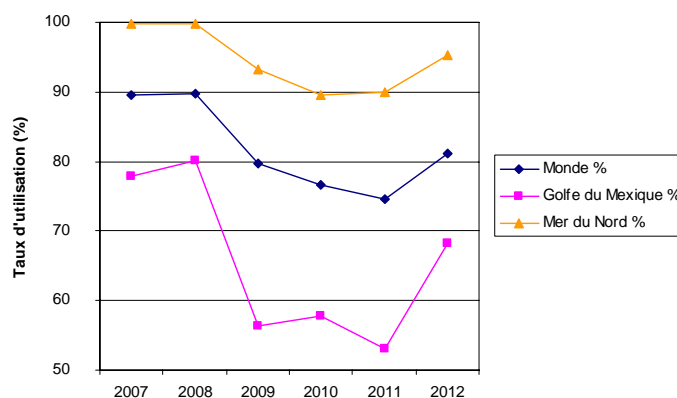
En 2012, on constate une forte reprise du forage dans le Golfe du Mexique, côté États-Unis mais aussi Mexique. L'activité de forages augmente aussi en Afrique, à l'est sur des prospects gaziers (Mozambique, Tanzanie) et, à l'ouest, avec le développement de champs pétroliers. L'est de la Méditerranée avec Chypre, le Liban et Israël fait aussi l'objet de nombreux forages d'exploration.

Taux d'utilisation des rigs en mer

En 2012, au niveau mondial, la moyenne annuelle du taux de location des rigs offshore (tout types confondus), augmente de 9%. Pour le Golfe du Mexique, la croissance est même de 28% alors qu'elle n'est que de 6% en mer du Nord.

On assiste à une nette reprise de l'activité de forage dans le Golfe du Mexique, notamment pour les rigs flottants destinés à l'offshore profond. Pour rappel, l'année 2011 était encore marquée par le moratoire suite à la catastrophe de Macondo, avec l'arrêt de l'attribution des permis de forage en offshore profond.

Figure 13 : Taux annuel moyen d'utilisation des rigs en mer pour le monde, le Golfe du Mexique et la Mer du Nord



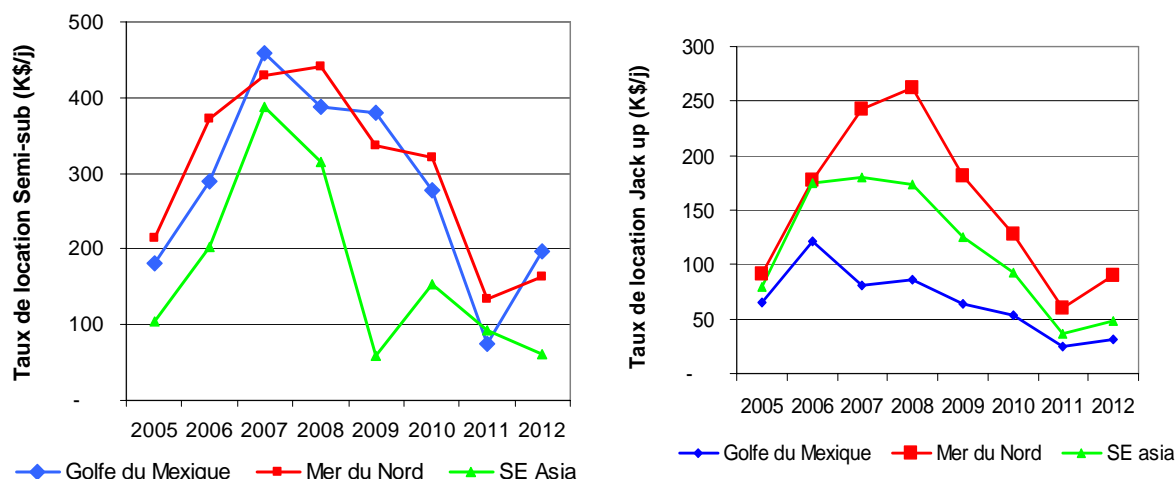
(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

Taux de location des rigs en mer

En mer, l'ensemble des taux de location augmentent en 2012, excepté en Asie du Sud-est où la baisse est de 33%, alors que l'année précédente les taux de location y étaient déjà en diminution.

La plus forte progression a eu lieu dans le Golfe du Mexique avec le retour des allocations de permis de forage.

Figure 14 : Taux de location moyen annuel des semi-sub et jack-up pour le Golfe du Mexique, la Mer du Nord et en Asie du Sud-Est



(Sources : IFPEN, IHS energy)

Figure 15 : Taux de croissance annuel 2012 des taux de location des semi-sub et jack-up par régions

	Semisub GOM	Semisub North Sea	Semisub SE Asia	Jackup GOM	Jackup North Sea	Jackup SE Asia
2012/2011	161%	22%	-33%	24%	48%	32%

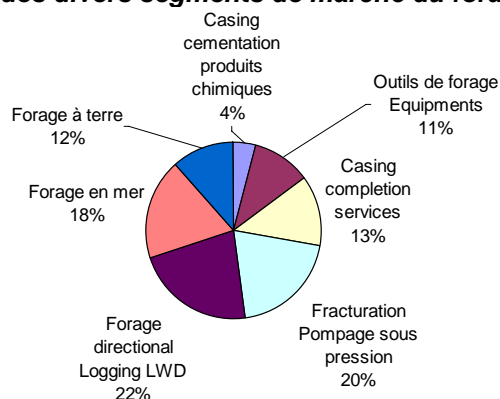
3.2.2 Marchés du forage

En 2012, le marché du forage et des services associés est évalué à 240 G\$ en hausse de 14% par rapport à 2011. Il avait déjà augmenté de 23% en 2011. 72% de ce marché est consacré au forage à terre, le reste concerne l'offshore.

En 2011, les opérations de forage en mer et à terre représentaient respectivement 18% et 12% du marché global, soit 39G\$ et 25G\$. Parmi les autres segments de marché important, on trouve:

- les services au forage concernant le forage directionnel, le logging au câble et logging pendant forage, (22% du marché global),
- les opérations de fracturation et pompage (20% du marché global) qui ont suivi l'essor du développement des gaz de schistes.

Figure 16: Répartition 2011 des divers segments de marché du forage

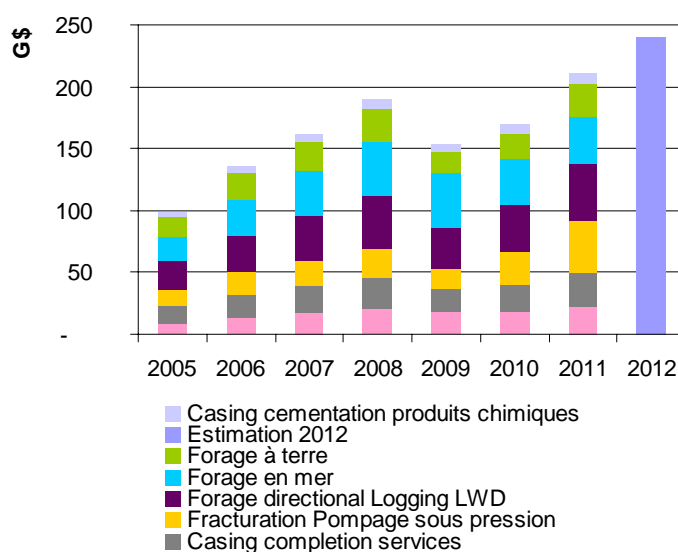


(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

Fin 2012, l'ensemble des marchés devrait retrouver et dépasser leurs niveaux de 2008.

En 2011, le marché du forage directionnel et du logging a augmenté de +37% par rapport à 2009, point bas de la crise. Sur la même période, la progression des opérations de fracturation hydraulique et pompage a été encore plus spectaculaire avec +150% en trois ans.

Figure 17 : Évolution depuis 2005 des différents segments du marché du forage et estimation 2012



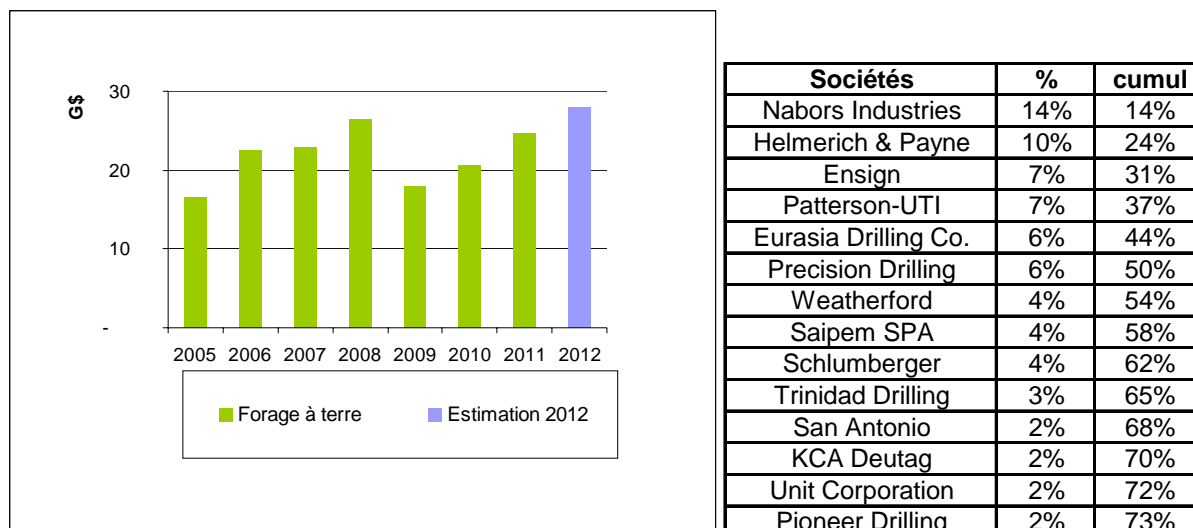
(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

Pour 2013, le marché du forage devrait progresser de l'ordre de 10% avec la reprise des taux de location qui n'ont pas encore retrouvé leur niveau d'avant 2009 en mer et, à terre hors Amérique du Nord.

3.2.2.1 Marché du forage onshore

Les 2/3 du marché mondial du forage à terre sont détenus par 10 grands groupes. Le leader à terre est Nabors Industries avec 14% de part de marché.

Figure 18 : Évolution du marché du forage à terre et parts de marché 2011 des principaux acteurs



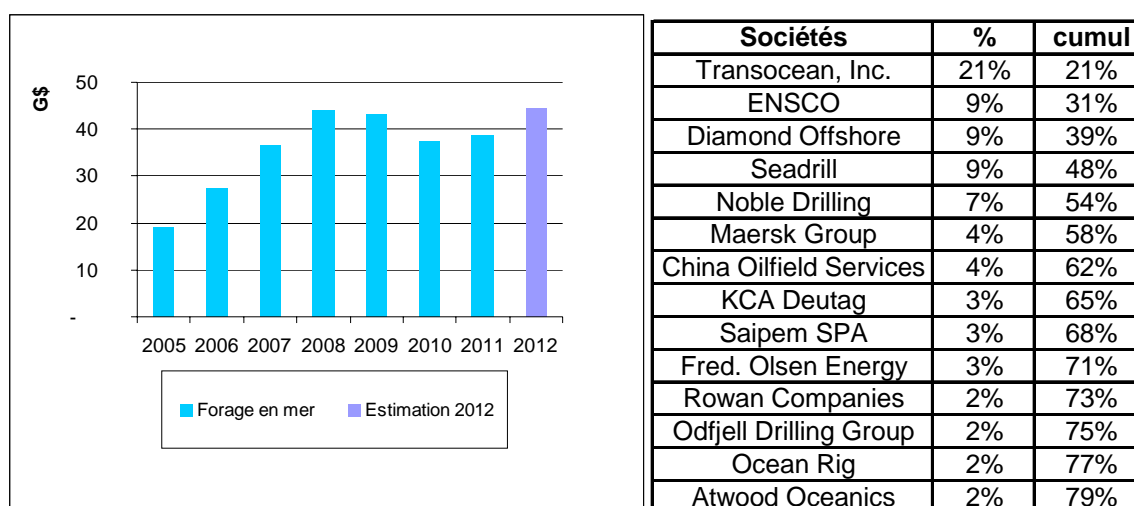
(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

3.2.2.2 Marché du forage offshore

Le leader du forage en mer reste Transocean avec 21% du marché mondial. La société a vu sa part de marché reculer de 3 % suite à l'accident de Macondo dans le Golfe du Mexique.

La part de marché de Seadrill a progressé de 2% entre 2010 et 2011. Sur la même période ENSCO et Diamond Offshore, respectivement numéros 2 et 3 restent stables. La baisse de Transocean bénéficie essentiellement aux plus petites compagnies.

Figure 19 : Évolution du marché du forage en mer et parts de marché 2011 des principaux acteurs



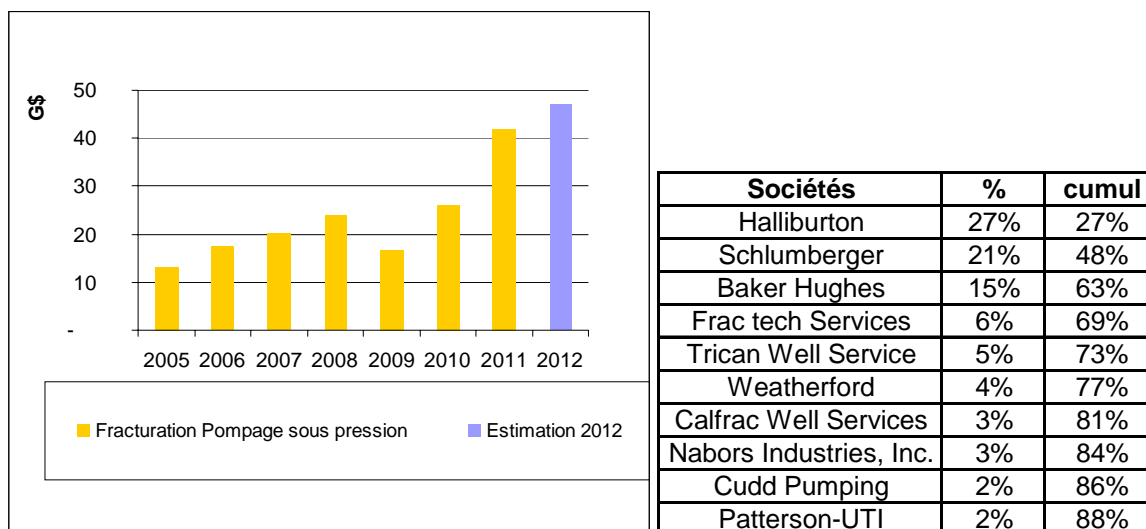
(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

3.2.2.3 Marché de la fracturation

Le marché de la fracturation est très concentré, on estime que 90% du chiffre d'affaires mondial (principalement situé en Amérique du Nord) est détenu par 10 sociétés.

Le leader du secteur est Halliburton avec 27% de part mondiale. On retrouve parmi les acteurs de la fracturation des grands groupes présents dans le forage à terre comme Weatherford, Nabors Industries, Patterson-UTI.

Figure 20 : **Évolution du marché de la fracturation et parts de marché 2011 des principaux acteurs**



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

3.3 Géophysique

Avec un prix du pétrole élevé et des investissements en exploration-production en croissance de plus de 10% depuis 2010, l'activité géophysique dans son ensemble (acquisition, traitement et équipements) continue de croître, tirée notamment par la nécessité de trouver de nouvelles réserves, en particulier dans les nouvelles zones d'exploration : zones difficiles comme l'offshore ultra-profond, les nouvelles provinces de l'Arctique etc.

La complexité des nouveaux prospects demande des acquisitions toujours plus sophistiquées faisant appel à des navires de dernière génération.

On note néanmoins à terre une baisse de l'activité en 2012, hors Amérique du Nord, liée à la fin des grandes campagnes d'exploration au Moyen-Orient.

En mer, le nombre de campagnes progresse de 8%. La surcapacité en navires d'acquisition semble s'atténuer lentement et les prix des campagnes remontent.

En 2012, le chiffre d'affaires global du marché de la géophysique devrait progresser de 13%, le marché de l'acquisition-traitement augmentant de 15%, et celui des équipements de 9%.

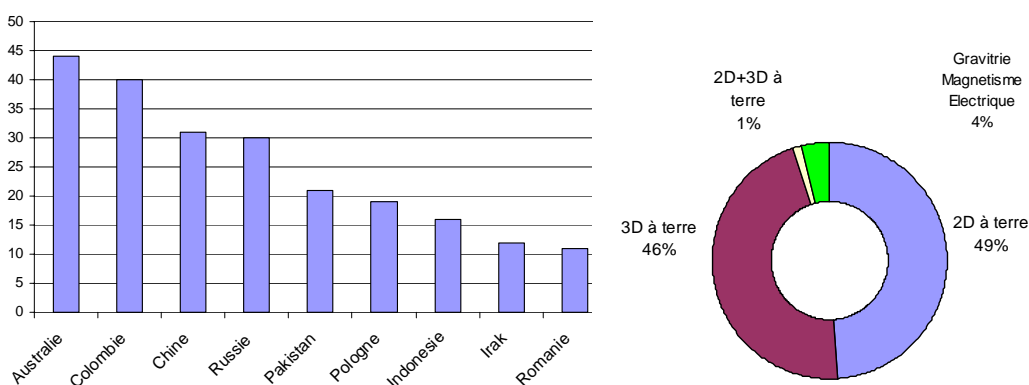
3.3.1 Activité de géophysique

3.3.1.1 A terre

On compte sur les 8 premiers mois de 2012 de l'ordre de 300 acquisitions terrestres dans le monde hors Amérique du Nord, soit une baisse de 9% par rapport à 2011, essentiellement liée à la fin des grandes campagnes d'exploration en Irak.

Hors Amérique du Nord, 50% des acquisitions terrestres sont localisées dans 6 six pays, par ordre d'importance, l'Australie, la Colombie, la Chine, la Russie, le Pakistan et la Pologne.

Figure 21 : Principaux pays faisant l'objet de campagnes géophysiques à terre, hors Amérique du Nord. Type de campagne 2D, 3D ou autres.



(Sources : IFPEN, IHS energy)

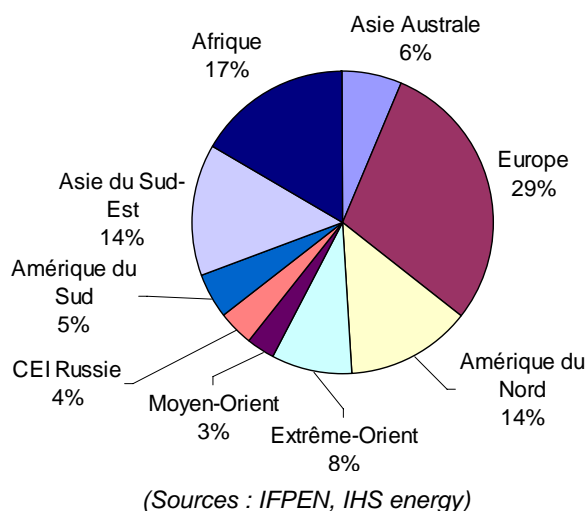
Les méthodes sismiques représentent toujours l'essentiel de l'activité géophysique avec 96% des acquisitions. Elles se répartissent à parts égales entre 2D et 3D. Les 4% d'acquisitions non sismiques concernent les campagnes de gravimétrie, magnétisme ou par méthodes électriques.

3.3.1.2 En mer

Les quatre premières zones d'activité marine, sont la Mer du Nord en Europe, le Golfe de Guinée en Afrique de L'Ouest, le Golfe du Mexique en Amérique du Nord à égalité avec l'Asie du Sud Est.

Sur la base des 9 premiers mois de 2012, la croissance annuelle moyenne dans le monde de l'activité marine est estimée à 8%. L'activité en Méditerranée Est (Chypre, Liban, Israël) a augmenté fortement, de même qu'en Amérique du Sud au large du Brésil (+50%), en Chine, où le nombre de campagnes offshore a progressé de +40%, et dans le Golfe du Mexique (+23%).

Figure 22 : Répartition des campagnes de sismique marine sur les 8 premiers mois de 2012



La flotte sismique mondiale est évaluée à mi-2012 à 145 bateaux. Elle augmente chaque année depuis 2008 à un rythme régulier de 4 à 5% par an.

Moins de la moitié de cette flotte concerne des navires 3D avec plus de 6 streamers. Pour cette catégorie de bateaux, l'accroissement de la flotte a été de l'ordre de 9 à 10% par an, soit deux fois plus.

Malgré la course à la haute technologie, le problème de surcapacité de la flotte mondiale reste présent même s'il s'atténue. Le taux d'utilisation de la flotte marine dans son ensemble était de l'ordre de 65% en 2011.

Sur mi-2012, on note cependant une amélioration du taux d'utilisation de l'ordre de 5% qui corrèle avec l'amélioration observée des prix de location des bateaux à la journée.

La location d'un navire 3D à mi-2010 était de l'ordre de 200 k\$ par jour contre 180 k\$ à l'automne 2011, soit une augmentation de l'ordre de 10% sur 9 mois. Cette augmentation des taux de location s'observe d'avantage sur les petites acquisitions et notamment les 2D marines.

3.3.2 Marché géophysique

Ce marché très lié à l'activité d'exploration pétrolière, est sensible au prix de l'huile et du gaz, un prix élevé permettant le recours à des technologies plus sophistiquées et coûteuses.

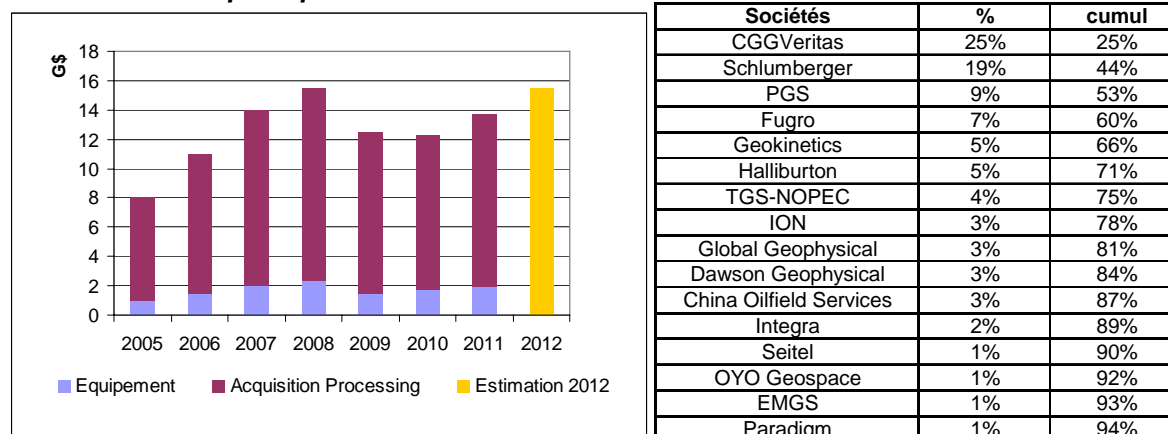
En 2012, le marché géophysique devrait retrouver le niveau de chiffre d'affaires de 2008, c'est à dire avant le début de la crise économique et financière, avec plus de 15 G\$ tout segments compris, en augmentation de 13% par rapport à 2011.

Le segment des équipements qui représente 14% du marché devrait progresser de 9% et celui de l'acquisition-traitement de 15%.

Les marchés rémunérateurs restent la marine et les équipements, la sismique terrestre demeure confrontée à une forte concurrence, notamment chinoise avec des prix d'acquisition bas générant très peu de marge.

Pour 2013, la poursuite de la résorption de la surcapacité en navire et la remontée des prix des acquisitions notamment marines laissent présager une croissance qui pourrait atteindre 15%.

Figure 23 : Marché de la géophysique (équipements et acquisition-traitement) et parts de marché 2011 des principaux acteurs



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

3.3.2.1 Acteurs

En 2011, 60% du marché mondial de la géophysique est détenu par 4 sociétés de services géophysiques. CGGVeritas est le leader (avec sa filiale Sercel), WesternGeco est deuxième, suivi de PGS et Fugro.

Geokinetics, spécialisé en acquisition en zone de transition (par faible tranche d'eau) est à la cinquième place. EMGS spécialisée dans l'acquisition électromagnétique parvient désormais à la quinzième place

En matière d'équipement Sercel reste le leader avec 66% du marché mondial, suivi par ION et OYO Geospace.

3.3.2.2 Actualités

En 2012, on note un certain nombre de fusion-acquisitions :

- CGGVeritas annonce fin juillet s'allier avec la société de services russe SevMorNefteGeofizika (SMNG) pour profiter de la croissance du secteur marin.

- GEDCO, société Canadienne de logiciel de traitement sismique, rejoint Westerngeco.
- Sercel reprend Geophysical Research Company (GRC), une entreprise américaine spécialisée dans les équipements de fonctionnement des pompes.
- CCGVeritas conclut un accord pour racheter la division Géoscience de Fugro et récupère ainsi 7 bateaux dont 4 bateaux 3D de dernière génération. Fugro et CGGVeritas vont créer une coentreprise pour l'acquisition en fond de mer de données multi-composantes (Seabed). L'entité sera détenue à 60 % par Fugro qui y apportera son activité d'Ocean Bottom Nodes.

3.4 Construction offshore

L'activité a été en hausse en 2011 pour la construction de pipelines et les installations sous-marines (subsea), seule l'activité de plateformes flottante a connu une baisse (-30%).

En 2012, cette baisse est très largement compensée par une progression du nombre de FPSO en construction. L'activité de construction de pipelines et l'activité sous-marine poursuivent en 2012 leur croissance avec respectivement, +19% et +17% attendus.

Après avoir augmenté de 10% en 2011, le marché de la construction offshore devrait globalement progresser de 14% cette année.

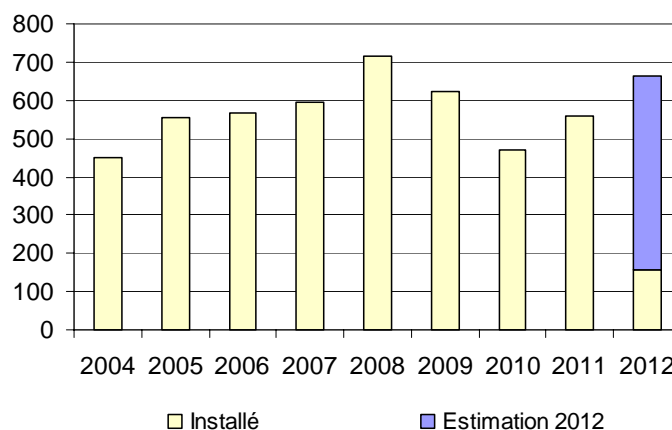
3.4.1 Activités de la construction offshore

3.4.1.1 Activité construction de pipelines

En 2011, on dénombrait 560 projets de construction de pipes, soit une augmentation de 18% par rapport au point bas de 2010.

En 2012, si l'on s'intéresse à l'ensemble des pipes déjà mis en place, ou en construction ou possibles, que ce soit des lignes d'export, des pipes principaux, des lignes d'écoulement ou des ombilicaux, on en dénombre plus de 650, soit une progression potentielle de 19% par rapport à 2011.

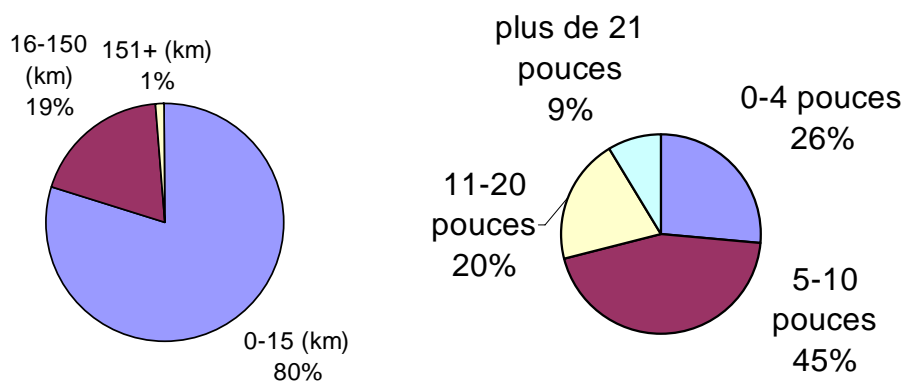
Figure 24 : Nombre de projets de pipeline réalisés et prévus



(Sources : IFPEN, IHS energy)

Sur la période 2005 - 2011, 80% des pipelines construits font moins de 15 km de long. 19% font entre 15 et 150 km, et seul 1% correspond à de longues jonctions (tie-back) qui font plus de 150 km de long.

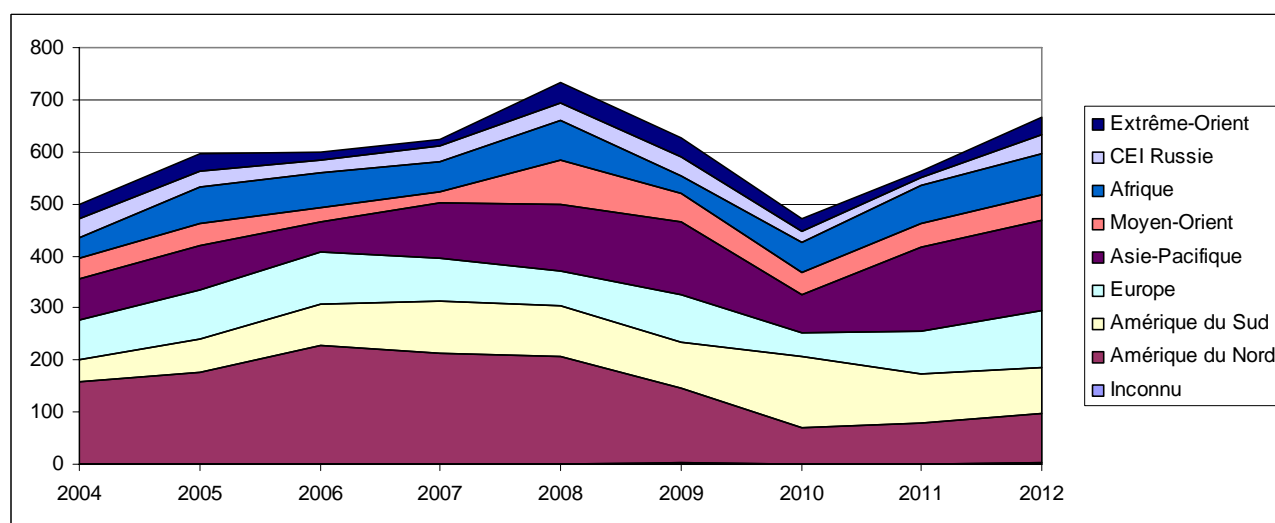
Figure 25 : Longueurs (a) et diamètres (b) des pipes construits sur la période 2005 à 2011



(Sources : IFPEN, IHS energy)

En moyenne, 70% des pipes font moins de 10 pouces de diamètre. Les diamètres intermédiaires de 11 à 20 représentent un peu moins de 20%. Le reste, soit 9% est constitué de très gros diamètres supérieurs à 21 pouces.

Figure 26 : Évolution du nombre de constructions de pipelines sur la période 2004-2012

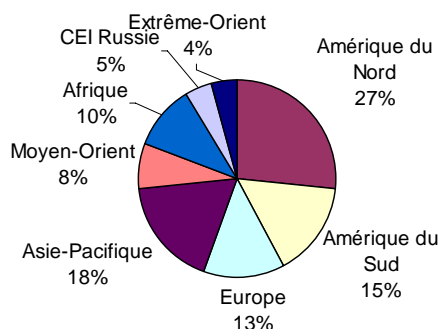


(Sources : IFPEN, IHS energy)

En 2012, les régions dont la croissance du nombre de pipes est la plus élevée sont l'Asie-Pacifique et la CEI, suivi de l'Europe et de l'Amérique du Nord.

Sur la période 2005 à 2011, c'est d'ailleurs l'Amérique du Nord qui regroupe le plus de constructions avec 27% de l'activité mondiale. Viennent ensuite l'Asie-Pacifique (18%), l'Amérique du Sud (15%) et l'Europe (13%).

Figure 27 : Répartition géographique du nombre de constructions de pipelines



(Sources : IFPEN, IHS energy)

- **Bateaux de pose de pipes**

La course au développement offshore profond et ultra profond nécessite des navires de pose de pipe de plus en plus gros.

Le record de profondeur pour un puits sous marin est détenu par le champ de Perdido de Shell par 2934 m de hauteur d'eau dans le Golfe du Mexique. Le Golfe du Mexique récence plus de 40 projets de développement par plus de 2500 m et plus d'une centaine par plus de 2000 m.

Le nombre de sociétés de services ayant des navires pouvant opérer par 3000 m d'eau est limité, Technip dispose de cinq navires aptes à ce type d'opération, Saipem de deux. Subsea 7 et Aker Marine peuvent intervenir mais partiellement sur ce type de développement.

D'ici fin 2013, cinq nouveaux navires de pose devraient entrer en fonction et compléter cette flotte.

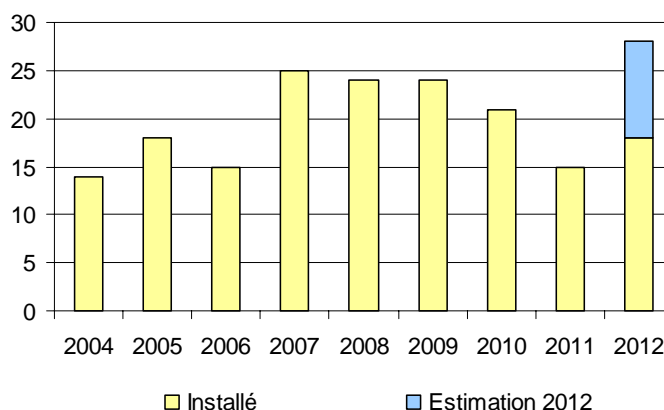
3.4.1.2 Activité plateformes flottantes (Floating Platform Systems ou FPS)

Après deux années de baisse d'activité, en 2010 (-13%) et 2011 (-29%), l'année 2012 s'annonce comme celle du rebond (+90%) pour la construction des plateformes flottantes.

2012 devrait compter plus de 25 construction de FPS soit autant que pendant la période 2007 à 2009 avant la crise économique et financière.

2013 devrait être une année encore plus favorable avec à mi 2012 déjà 22 contrats signés et 18 autres projets possibles.

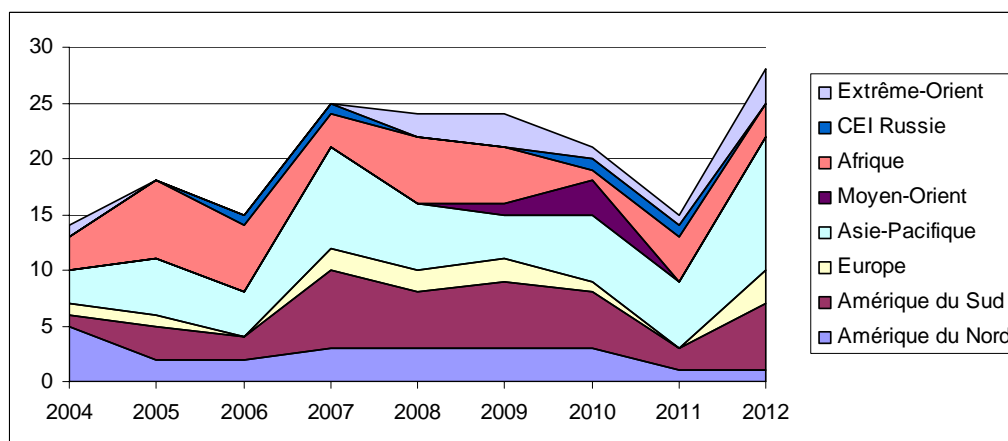
Figure 28 : Nombre de projets de plateformes flottantes réalisés et prévus



(Sources : IFPEN, IHS energy)

Si l'on examine le type de support flottant construits de 2005 à 2011, 80% sont des navires, 10% des semi-submersibles, les 10% restant se répartissent à parts égales entre Spars, Tension Leg Plateformes (TLP) et barges.

Figure 29 : Évolution par région du nombre de projets de plateformes flottantes sur la période 2004 à 2012

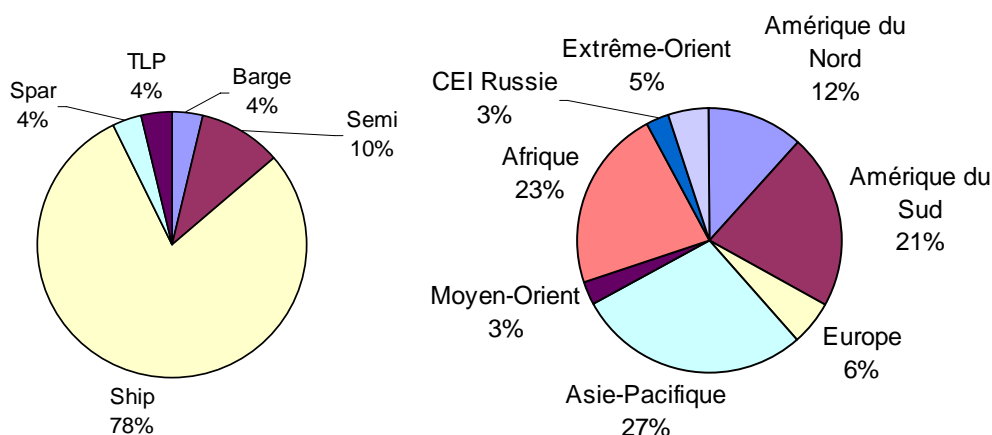


(Sources : IFPEN, IHS energy)

Les régions en forte croissance en 2012 sont l'Amérique du Sud avec la poursuite du développement des grands projets pré-salifères et l'Asie du Sud-est, notamment l'Indonésie, la Thaïlande, la Malaisie et le Vietnam. Côté Pacifique, plusieurs projets GNL sont en cours : Ichthys pour Inpex, Wheatstone pour Chevron.

L'activité FPS dans le Golfe du Mexique qui avait fortement décliné en 2010 suite à l'accident du puits Macondo devrait rebondir d'ici 2014 avec 7 projets prévus.

Figure 30 : Types (a) et répartition géographique (b) des plateformes construites sur la période 2005 - 2011



(Sources : IFPEN, IHS energy)

Sur six ans (de 2005 à 2011), la région concentrant le plus de construction de FPS est l'Asie-Pacifique (27%), suivi de l'Afrique de (23%), de l'Amérique du Sud (21%) et de l'Amérique du Nord (GOM) avec 12%.

L'Amérique du Sud a construit 30 FPSO sur cette période et en prévoit 24 sur le court terme, elle ira à terme rejoindre et dépasser l'Asie-Pacifique et l'Afrique.

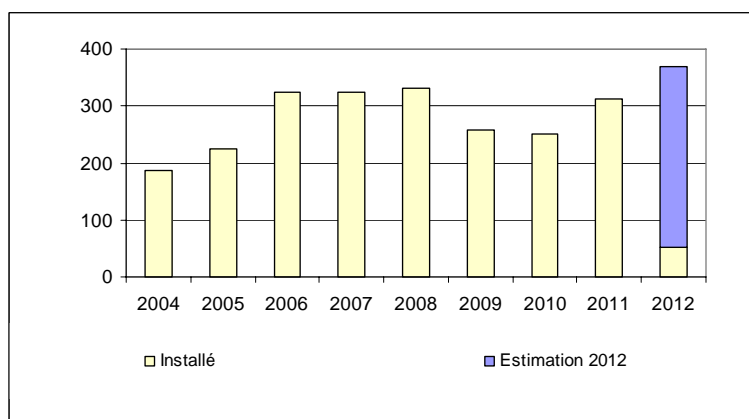
En matière de construction de FPSO, l'année 2012 devrait au moins être comparable à 2011. En effet, à mi 2012 huit contrats de FPSO ont été attribués, alors que l'ensemble de l'année 2011 en compte 14.

3.4.1.3 Activité de constructions sous-marines (Subsea)

L'activité de construction sous-marine devrait croître en 2012 de 17% soit un peu moins qu'en 2011 (26%). Le niveau d'activité en 2012 devrait dépasser celui d'avant la crise qui s'établissait autour de 325 unités, et atteindre 370 installations sous-marines.

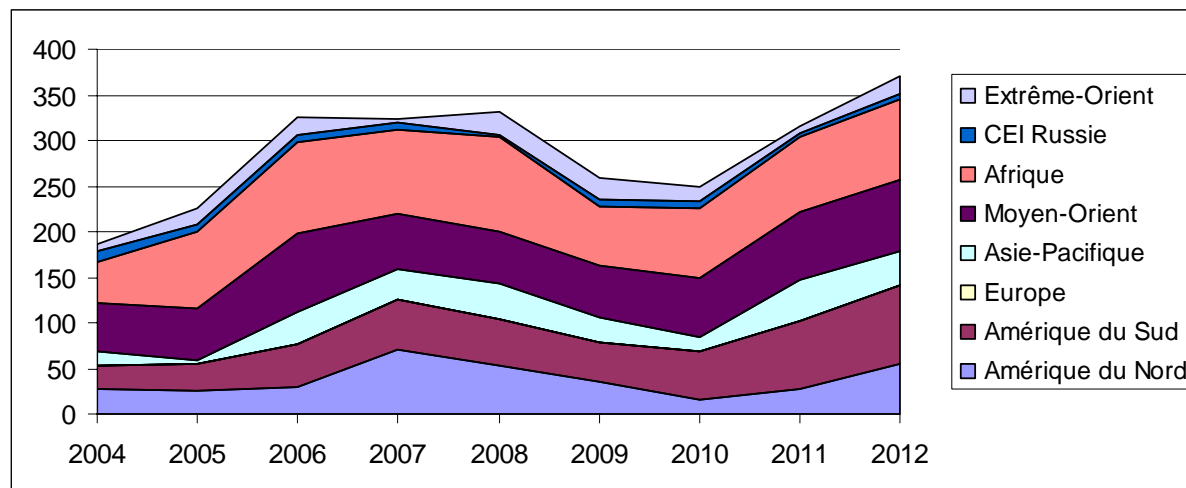
Si l'ensemble des projets connus se réalise, à partir de 2014 le nombre de constructions sous marines doublerait par rapport à 2011.

Figure 31 : Nombre de projets de constructions sous-marines réalisés et prévus



(Sources : IFPEN, IHS energy)

Figure 32 : Évolution du nombre de projets de constructions sous-marines de 2004 à 2012



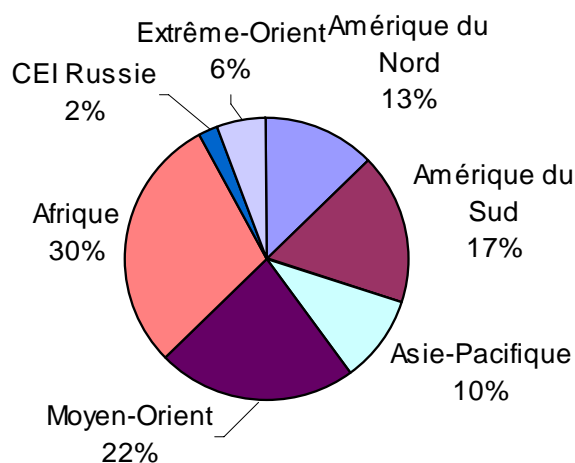
(Sources : IFPEN, IHS energy)

Plus de la moitié de l'activité est concentrée dans deux zones géographiques, l'Afrique de l'Ouest (Golfe de Guinée) et le Moyen-Orient (22%).

En 2012, l'Amérique du Nord avec le Golfe du Mexique et l'Asie du Sud-est concentrent l'essentiel de la croissance de l'activité. Vient ensuite l'Amérique du Sud avec les développements sous-marins du large du Brésil.

Les développements sous-marins par plus de 2000m d'eau qui représentent une dizaine d'unités pourrait quadrupler ou quintupler dans les 3 prochaines années. Les développements par moins de 500m d'eau sont aussi concernés, leur nombre devrait doubler dans les 3 prochaines années.

Figure 33 : Répartition géographique des constructions sous-marines sur la période 2005 - 2011



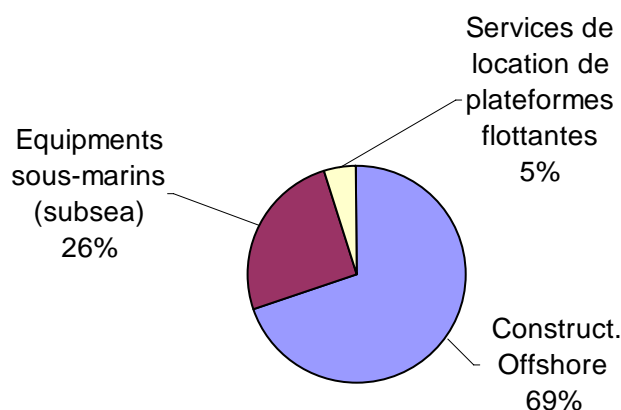
(Sources : IFPEN, IHS energy)

3.4.2 Marché de la construction offshore

Le marché de la construction offshore devrait croître en 2012 de 15%. En 2011, il avait déjà augmenté de 10%, après deux années relativement moroses, suite à la crise de 2009.

On distingue principalement trois segments de marché, la construction offshore proprement dite, les équipements sous-marins et les services lié à la location de plateformes. Ces trois segments représentent respectivement 70%, 25% et 5% du marché total.

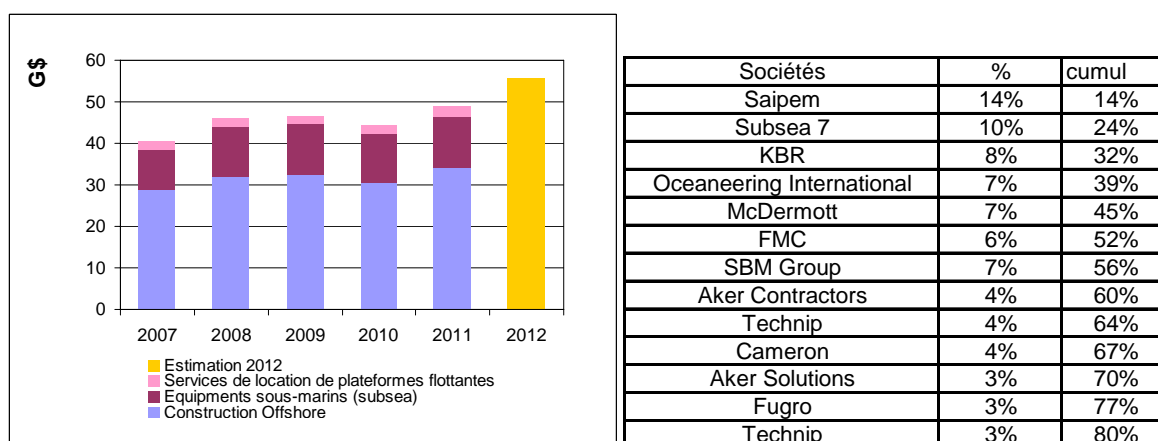
Figure 34 : Parts des trois segments de marché de la construction offshore



(Sources : IFPEN, IHS energy)

Sur 2011, ces trois marchés ont progressé respectivement de 11% pour la construction offshore et 6 et 7% pour les installations sous marines et les services.

Figure 35 : Marché de la construction offshore (a) et parts de marchés 2011 par compagnies (b)



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

50% du chiffre d'affaires mondial est détenu par 6 sociétés, dont l'activité est essentiellement la construction offshore. Le leader dans ce domaine est Saipem. Le leader des équipements sous-marins est FMC.

Pour 2013, le marché de la construction offshore devrait évoluer de 15% sur l'année. En effet, selon *Infield* 210 G\$ seront investis dans l'offshore profond sur la période 2011 à 2015.

La part la plus importante sera consacrée aux connections par pipeline (38%), aux complétions sous-marines (subsea, 36%), et 20% à la construction de plateformes.

75% des investissements seront réalisés par des majors, en particulier Petrobras, Total, Chevron, BP, Shell et ExxonMobil.

3.5 Pour conclure

L'année 2012 poursuit la croissance des investissements en exploration et production constatée en 2011. Dans l'ensemble, les marchés ont retrouvé le niveau d'avant la crise de 2009. Pour 2013, cette croissance devrait continuer à un rythme similaire de 13%.

En géophysique, la remontée des taux de location et d'utilisation laisse augurer une bonne année 2013 pour le secteur.

En matière de forage offshore, les taux de location, dans l'ensemble encore bas sont amenés à remonter avec les nombreux développements de champs attendus.

Pour le forage à terre, la poursuite du développement des réserves de gaz et pétrole de schistes en Amérique du Nord, et la recherche de réserves similaires dans d'autres zones devraient maintenir à un bon niveau l'activité. La durée des puits à gaz et pétrole de schiste étant faible, le maintien de la production des champs passe par une activité de forage soutenue pour produire correctement le réservoir.

En ce qui concerne la construction offshore, la course à l'offshore ultra profond, le développement des FPSO et des installations sous-marines, plus l'éloignement des champs à la côte nécessitant de longs raccords par pipe sont autant d'éléments en faveur d'une poursuite et d'un accroissement de ce marché.

Tableau 1 : Tableau résumé de l'évolution des investissements et des marchés analysés

	2011	2012	2013
Investissements E&P	20%	+13%	13%
Amérique du Nord	21%	+6%	
Reste du monde	20%	15%	
Marché Géophysique	+11%	13%	15%
Marché Forage			
à terre	+20%	+13%	+5%
en mer	+3%	+15%	+10%
Marché Construction offshore	+10 %	14%	15%

4 Raffinage : consolidation du déséquilibre entre demande et capacités à long terme

Globalement toutes les régions du monde ont enregistré un ralentissement économique en 2011. Si ce ralentissement a été quasi général, les économies matures paraissent les plus affectées comparativement aux pays émergents d'Asie Pacifique, Moyen Orient ou Amérique du Sud & Caraïbes. Le secteur du raffinage reflète ces tendances.

Alors que la demande continue d'augmenter dans ces régions, elle diminue dans les pays industrialisés. Les capacités de raffinage de leur côté poursuivent leur progression en Asie Pacifique et au Moyen Orient, le Brésil devrait à moyen terme faire de même. Dans les pays industrialisés principalement aux États-Unis, en Europe et au Japon les capacités stagnent voire diminuent. Les perspectives laissent entrevoir la poursuite de cette tendance.

Sous l'impulsion des pays moteurs, les capacités de raffinage dans le monde augmentent légèrement et restent excédentaires. Dans ce contexte, les taux d'utilisation des raffineries restent faibles globalement, à peine plus de 80%, témoignant de la faible pression globale sur le raffinage. La situation est cependant différente entre les pays à économie mature et les pays émergents. Ces derniers, encouragés par la vigueur de la demande affichent leur dynamisme en investissant sans discontinuité dans de nouvelles capacités de raffinage.

A l'inverse dans les pays industrialisés et notamment en Europe, dans le contexte actuel de baisse de la demande et des exportations -notamment vers les États Unis, débouché traditionnel pour les excédents d'essence européenne-, une politique de rationalisation des capacités et/ou d'engagement de lourds investissements dans des unités d'hydrocraquage capables de diminuer la dépendance au diesel, de réduire les excédents en essence et de répondre aux évolutions attendues sur la qualité des "bunkers" dans la zone maritime européenne, apparaît inéluctable.

Dans un contexte "business as usual", les surcapacités vont continuer d'augmenter à moyen terme, malgré une diminution des projets prévus et des diminutions de capacités. Les investissements massifs dans les pays émergents –et éventuellement en Russie pour moderniser l'appareil productif- risquent à terme d'aiguiser la concurrence à l'exportation de produits pétroliers aussi bien dans le Bassin Atlantique qu'en Asie Pacifique. S'agissant des pays producteurs de pétrole, la situation est relativement similaire à celle des pays dits émergents en termes d'investissements. Tout en assurant l'approvisionnement de leurs marchés internes en forte expansion leur stratégie vise également les marchés à l'exportation (grands projets de raffineries à l'exportation).

Globalement dans un contexte de ralentissement de la demande, de poursuite des investissements dans de nouvelles capacités de raffinage et de baisse –ou maintien- du taux d'utilisation des raffineries, les marges se sont détériorées en 2011. D'une façon surprenante une amélioration est constatée sur les marchés américains (effet "shale oil" et décrochage du prix du WTI par rapport au Brent) et européens dont l'origine est probablement liée au processus de fermetures/transformation de raffineries donc de réduction de capacités.

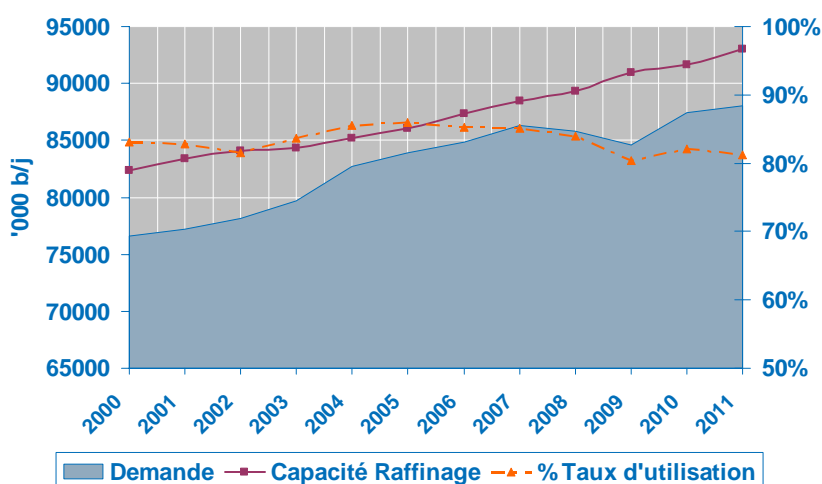
Les dépenses estimées pour 2012 enregistrent une modeste augmentation et un coup de frein aux dépenses en capital. Cette évolution traduit la prudence des raffineurs, préférant à court terme reporter une partie des projets.

En dernière partie un focus est fait sur le développement des hydrocarbures non-conventionnels en Amérique du Nord –pétroles lourds du Canada et huiles et gaz de schistes- et leurs conséquences sur l'évolution du raffinage aux États Unis et en Europe. Les effets cumulés du regain de compétitivité offert aux raffineurs américains par un brut et un gaz naturel bon marché, et la structure de rendement des huiles de schistes, très riches en essence, renforcent le raffinage américain et fragilisent le raffinage européen qui voit un débouché important pour ses excédents d'essence se fermer.

4.1 Accroissement des surcapacités mondiales de raffinage et diminution des taux d'utilisation des raffineries

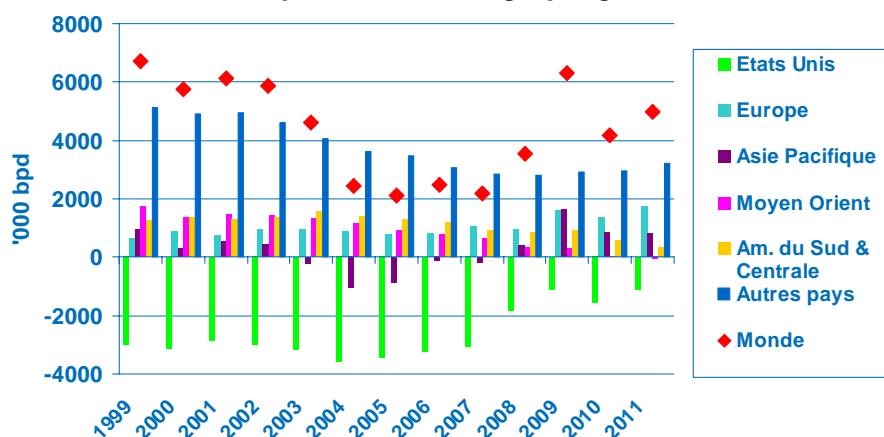
Après une courte "pause" en 2010 qui a vu une diminution des surcapacités de raffinage dans le monde, l'année **2011** est marquée par une nouvelle augmentation : de 4,2 Mb/j en 2010 l'excédent est passé à 5,0 Mb/j en 2011 soit une augmentation de près de 20%. Cette tendance s'explique par un accroissement continu des capacités de raffinage (+1,5%) à un rythme supérieur à la demande (+0,7%). Le ralentissement de l'économie mondiale en 2011 (3,9% de croissance du PIB mondial en 2011 au lieu de 5,3% l'année précédente) affecte sensiblement la demande de pétrole mais n'influe pas sur la mise en place de nouvelles capacités de raffinage. Cette constatation au niveau mondial masque évidemment des situations extrêmement contrastées selon les régions.

Figure 36: Demande pétrolière, capacités de raffinage et taux d'utilisation des raffineries dans le monde



Source : IFPEN à partir du BP Statistical Review of World energy 2011

Figure 37 : Excédent/déficit en capacités de raffinage, par grandes zones



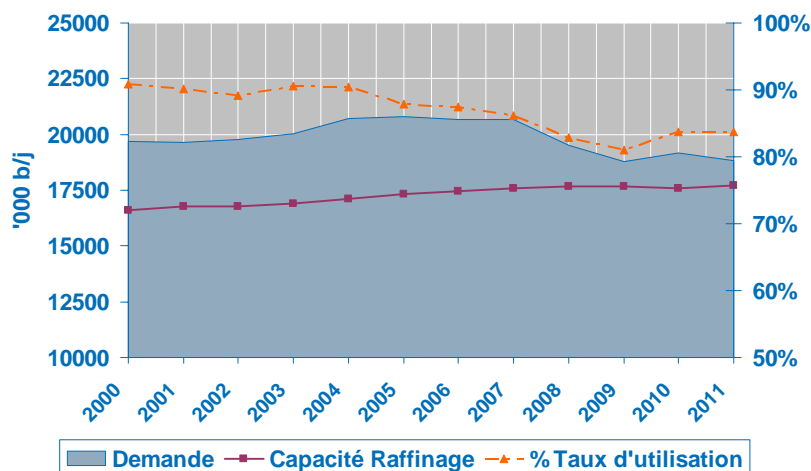
Source : IFPEN à partir du BP Statistical Review of World energy 2011

Toutes les régions affichent des excédents de capacité à l'exception des **États Unis** qui atténuent cependant leur degré de dépendance dans le raffinage: la demande poursuit sa tendance à la baisse. La consommation d'essence et de fuel oil résiduel diminuent de -2,8% et de -11%. Dans le même temps les capacités de raffinage restent stables. Le taux

d'utilisation des raffineries reste stable en 2011. La situation d'équilibre semble se dessiner à plus ou moins moyen terme, surtout si la demande s'inscrit durablement à la baisse.

Le déficit global des États Unis cache des situations fort différentes selon les zones du pays (PADD)³ : alors que les côtes Pacifiques et Atlantiques importent des produits pétroliers, le Golfe du Mexique devient exportateur net de produits pétroliers, 3 Mb/j ont été exportés en octobre 2011 à partir de ce marché. Parmi les facteurs à l'origine de ce phénomène on note l'augmentation de la production pétrolière nord américaine, l'accès à des prix du brut compétitifs, la réduction des coûts de l'énergie dans les raffineries et l'accès aux marchés latino-américains en croissance.

Figure 38 : Demande pétrolière, capacités de raffinage et taux d'utilisation des raffineries aux États Unis



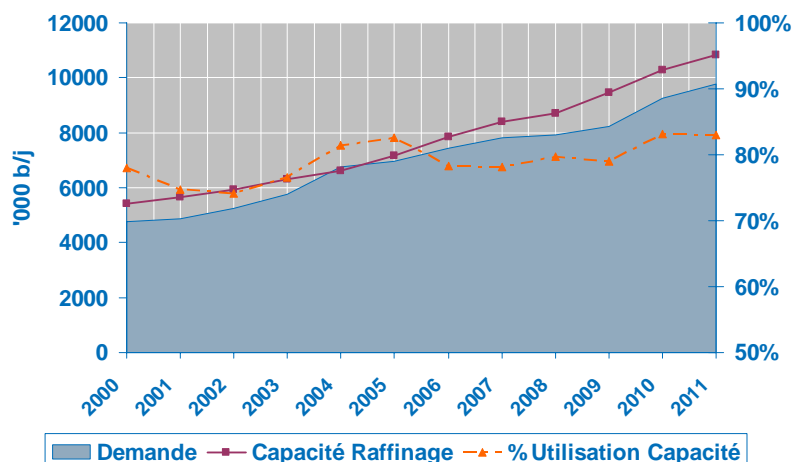
Source : IFPEN à partir du BP Statistical Review of World energy 2011

En **Asie-Pacifique** la situation est fort différente. La demande et les capacités de raffinage augmentent à un rythme comparable (2,7% et 2,6% respectivement entre 2010 et 2011), laissant ainsi un très léger excédant stable autour de 0,85 Mb/j, proche de l'équilibre. La croissance économique dans ces pays –largement dominée par la Chine- demeure vigoureuse, stimulant aussi bien la demande que l'offre de produits pétroliers. L'augmentation des capacités de production répond dans ce cas davantage aux programmes d'investissements qu'à une réelle pression de la demande, le taux d'utilisation des raffineries reste modeste (85%) et stagne entre 2010 et 2011. Globalement et en dehors des fluctuations conjoncturelles la demande va continuer d'augmenter s'appuyant sur l'émergence d'une nouvelle classe moyenne de consommateurs de produits issus de l'industrie pétrochimique et de la construction automobile (véhicules particuliers, deux roues et poids lourds), stimulant ainsi la demande de produits pétroliers. Les futures extensions de capacités seront orientées de façon à répondre à cette demande croissante d'énergie.

Une certaine modération des performances économiques en 2011 est également un facteur explicatif de l'évolution contradictoire entre l'augmentation constante des capacités de production (qui répond à des objectifs à long terme) et la stabilisation du taux de marche des raffineries (qui dépend davantage de la conjoncture économique). Le poids de certaines puissances économiques comme la Chine et l'Inde, masque la réalité d'autres pays comme le Japon, mais aussi l'Indonésie ou la Nouvelle Zélande voire la Corée du Sud qui ont été affectés, à des degrés différents, par la crise économique : aussi bien la demande de produits pétroliers que les capacités de production ont eu tendance à stagner voire à diminuer en 2011, comme au Japon où malgré l'accident de Fukushima -et corrélativement les besoins croissants en produits pétroliers pour la production d'électricité- les capacités de raffinage ont diminué (fermeture de la raffinerie Toa Oil Co. d'une capacité de 114 kb/j).

³ PADD: US Petroleum Administration for Defense Districts. Les PADD ont été créés pendant la 2^e Guerre mondiale dans l'objectif de faciliter l'approvisionnement en pétrole. Les PADD sont au nombre de 5.

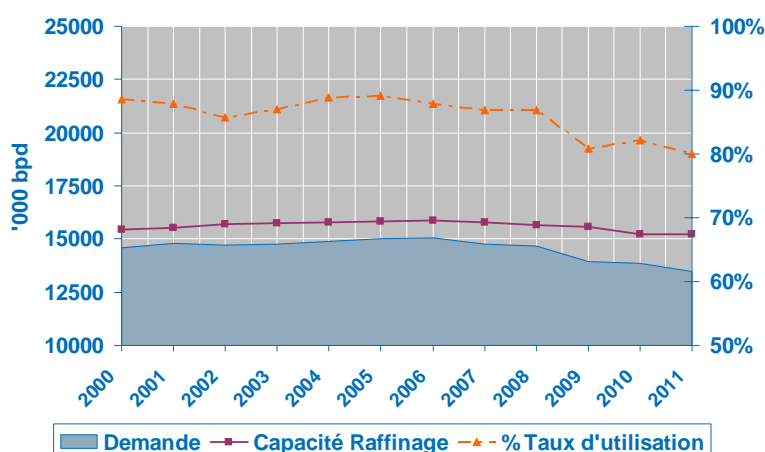
Figure 39 : Demande pétrolière, capacités de raffinage et taux d'utilisation des raffineries en Chine



Source : IFPEN à partir du BP Statistical Review of World energy 2011

La situation difficile du raffinage en **Europe** est désormais bien connue. Depuis déjà plusieurs années la tendance est à la baisse aussi bien du côté de la demande que du côté de l'offre. Il s'agit de tendances de fond. Ces dernières années, la demande diminuant plus vite que les capacités de production, l'excédent tend à augmenter : il est passé de 1,0 Mb/j en 2008 à 1,7 Mb/j en 2011. Face à la baisse de la demande -en 2011, tous les produits enregistrent une baisse, seule la consommation de distillats moyens reste stable- et la quasi stagnation des capacités de raffinage, le taux d'utilisation des raffineries baisse s'établissant à seulement 80%. Très rapidement, et ce dès 2012, on devrait constater un fléchissement sensible de l'excédent, plusieurs raffineries devraient cesser de produire entre 2011 et 2012⁴ entraînant une diminution de 375 kb/j. Ce processus devrait se poursuivre encore pendant quelques années.

Figure 40: Demande pétrolière, capacités de raffinage et taux d'utilisation des raffineries dans l'Union Européenne



Source : IFPEN à partir du BP Statistical Review of World energy 2011

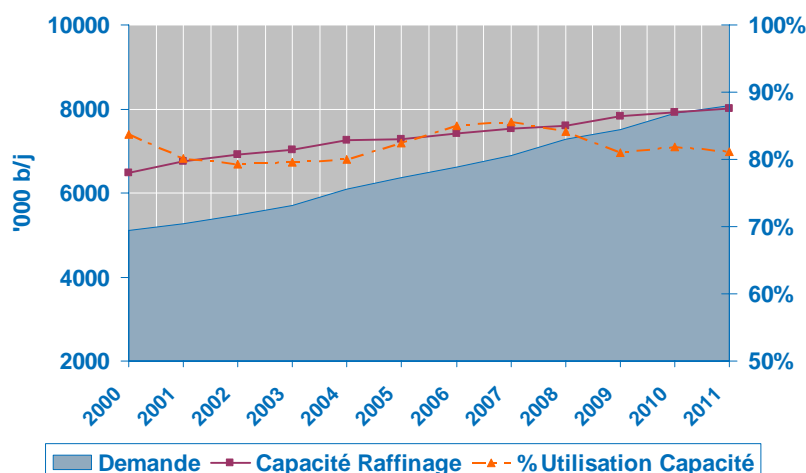
La baisse structurelle de la demande sur le continent européen s'accompagne désormais d'une diminution durable de la consommation de carburants aux États Unis et tout

⁴ Voir encadré p. 57

particulièrement d'essence, débouché traditionnel des excédents européens. Ceci constitue un nouvel enjeu à court et moyen terme pour le raffinage en Europe déjà fortement pénalisé par les contraintes environnementales, le durcissement des spécifications⁵ des produits, les économies d'énergie,...

Le **Moyen Orient**, atteint l'équilibre entre capacités de raffinage et demande. La croissance de cette dernière est forte depuis longtemps : entre 2000 et 2011, l'augmentation a été de 58%, et les prévisions de l'AIE tablent sur le maintien de cette tendance. Il faut tout de même souligner la situation particulière de l'Arabie Saoudite qui consomme directement du pétrole pour ses besoins en génération électrique gonflant ainsi les données de consommation interne. Les taux d'utilisation des raffineries restent bas ce qui tend à montrer qu'il n'y a pas de pression particulière sur le raffinage. Cependant les situations en Irak et en Iran apportent beaucoup d'instabilité dans la région. L'Irak avec un taux d'utilisation très bas (63% en 2010) en raison des destructions causés par la guerre, envisage un ambitieux programme d'investissement qui permettra de doubler la capacité actuelle de raffinage d'ici 2020. Le démarrage de la construction constituera un véritable test sur le degré de stabilité du pays. En Iran il existe une forte inadéquation entre l'outil de raffinage et la demande domestique. Les raffineries sont mal équipées en unités de conversion ce qui se traduit par un déficit en essences et des excédents importants de fuel oil. Des investissements importants sont nécessaires. Dans le contexte actuel de sanctions économiques, il n'est pas envisageable d'entreprendre des programmes d'investissements conséquents.

Figure 41 : Demande pétrolière, capacités de raffinage et taux d'utilisation des raffineries dans le Moyen Orient



Source : IFP à partir du BP Statistical Review of World energy 2011

En **Amérique du Sud et Centrale**, les capacités de production restent stables alors que la demande continue d'augmenter régulièrement, diminuant du même coup l'excédent en capacités. A part l'année 2009, la croissance économique reste vigoureuse dans cette zone (+8,5% en 2010 et +4,0% en 2011) maintenant la demande sous pression. Paradoxalement le taux d'utilisation des raffineries reste bas malgré une certaine remontée en 2011, passant de 69% en 2010 à 73% en 2011. Le faible niveau d'utilisation des raffineries a été compensé par des importations de produits (+ 10% en 2011 après +37% en 2010). Les problèmes récurrents liés à la maintenance et corrélativement aux nombreux arrêts des raffineries au

⁵ Conformément à l'annexe VI de la convention MARPOL, la teneur maximale en soufre des combustibles marins qui sont utilisés dans des zones dénommées zones de contrôle des émissions de SO₂ (ZCES)¹ sera fixée à 1 % jusqu'au 31 décembre 2014 et à 0,1 % à partir du 1er janvier 2015. La norme de l'OMI fixant à 0,5% la teneur maximale en soufre en dehors des ZCES deviendra contraignante dans les eaux de l'UE à compter de 2020. Il en ira de même pour les navires à passagers opérant en dehors des ZCES, auxquels le régime actuel de 1,5 % continuera de s'appliquer jusqu'à cette date. Une norme générale interdit l'utilisation sur le territoire des États membres de combustibles marins dont la teneur en soufre excède 3,5 % en masse, à l'exception des combustibles utilisés par les navires équipés de dispositifs alternatifs d'épuration des gaz d'échappement, aussi appelés laveurs à gaz, qui fonctionnent en circuit fermé.

Venezuela peuvent justifier en partie la sous utilisation des raffineries au niveau global. Les capacités de raffinage devraient se renforcer à moyen terme grâce aux augmentations de capacités au Brésil d'ici 2020 (chapitre 1.2). Le Brésil qui exporte déjà de l'éthanol pourrait dans le futur devenir exportateur de produits pétroliers. Globalement la région s'achemine vers un meilleur équilibre entre offre et demande

Les "**autres pays**" présentent des excédents importants (+3,2 Mb/j). Parmi ces pays on retrouve un certain nombre de pays traditionnellement exportateurs comme la Russie et les pays de la CEI, où les capacités de raffinage restent historiquement élevées.

Globalement, l'augmentation des capacités de raffinage se poursuit sans cesse depuis plus de 10 ans nourrie par des investissements massifs dans les zones à forte croissance économique et gourmandes en énergie. La modération des investissements dans les autres régions, notamment dans les pays de l'OCDE, ne semble pas affecter la tendance globale. La demande quant à elle a subi le choc de la crise économique, notamment dans les pays/régions gros consommateurs comme les États Unis, l'Europe et le Japon, ce qui a favorisé le gonflement des excédents de capacités de production dans le monde, le taux global d'utilisation des raffineries restant plus ou moins stable en dessous de 85%.

Pour **2012 et 2013**, l'AIE a récemment révisé une nouvelle fois à la baisse sa prévision de demande pétrolière mondiale⁶. Les raisons évoquées sont une croissance économique molle, des prix élevés du brut et une réduction des besoins pétroliers de la Chine et des États-Unis. Selon l'Agence, la croissance de la demande pétrolière devrait se limiter à 0,8 Mb/j en 2012 et 0,9 Mb/j en 2013, soit 0,3 Mb/j et 0,4 Mb/ de moins que ne l'anticipait le rapport précédent. Ainsi la consommation pétrolière devrait atteindre 89,6 Mb/j en 2012 et 90,5 Mb/j en 2013. La demande pétrolière des États-Unis et de la Chine a également été revue à la baisse par l'Agence de respectivement 0,1 Mb/j et de 0,6 Mb/j. De leur côté les capacités de raffinage au niveau mondial devraient continuer d'augmenter en tenant compte des projets prévus, notamment dans les pays émergents consolidant dans ce contexte leur rôle majeur dans la croissance mondiale.

Dans les **pays industrialisés**, la situation économique souvent difficile et les politiques de soutien aux énergies alternatives joueront en défaveur d'une reprise de la demande et affecteront en conséquence les initiatives d'investissement dans de nouvelles capacités. En Europe le processus de réduction des capacités alimenté par le ralentissement structurel de la demande, par la concurrence des importations de distillats moyens en provenance de Russie, d'Asie et probablement du Brésil⁷ et par la difficulté croissante de trouver de nouveaux débouchés aux excédents d'essence se trouvera renforcé. Des investissements importants sont envisagés dans les raffineries en Russie en réaction aux récentes réformes sur la structure des tarifs à l'exportation. Ces améliorations pourraient se traduire par des exportations supplémentaires –vers quels marchés?– de produits finis aux spécifications européennes. La Russie ainsi que les pays de la CEI possèdent chacun une capacité de raffinage presque deux fois supérieure à leur demande interne en produits pétroliers et les diminutions de capacités dans cette région ne sont pas à l'ordre du jour actuellement, bien au contraire. Aux États Unis les efforts d'économies d'énergie notamment dans les transports, et la pénétration d'énergies concurrentes vont à l'encontre des investissements dans de nouvelles capacités.

A cela il faut ajouter, le renforcement attendu des normes mondiales de qualité pour les fuels marins, la fiscalité et la réglementation accrues sur les émissions de dioxyde de carbone. Tous ces éléments se traduiront sans doute par des coûts de production supplémentaires, dans un contexte où les raffineurs voient leurs marges rétrécir dangereusement.

⁶ Oil Market Report IEA, august 2012

⁷ Le Brésil projette à l'horizon 2020 d'ajouter 1,2 Mb/j de nouvelles capacités de raffinage à l'horizon 2020 de manière à exporter des produits finis à partir de sa production locale en forte croissance.

A l'inverse, les **pays émergents**, porteurs de croissance et consommateurs d'énergie y compris de produits pétroliers (pétrochimie et transports) constituent désormais le terrain propice au développement des activités de raffinage. De nouvelles capacités de raffinage continueront à y être installées dans les prochaines années. La réglementation dans ces pays n'est pas encore aussi contraignante que dans les pays industrialisés, malgré des progrès sensibles.

Globalement la construction de nouvelles capacités devrait continuer. Mais la cadence rapide de mise en opération de nouveaux actifs combinée au ralentissement de la demande va se traduire par l'accroissement des surcapacités à moyen terme, réduisant par là même le niveau d'utilisation de l'outil de raffinage et affaiblissant les marges

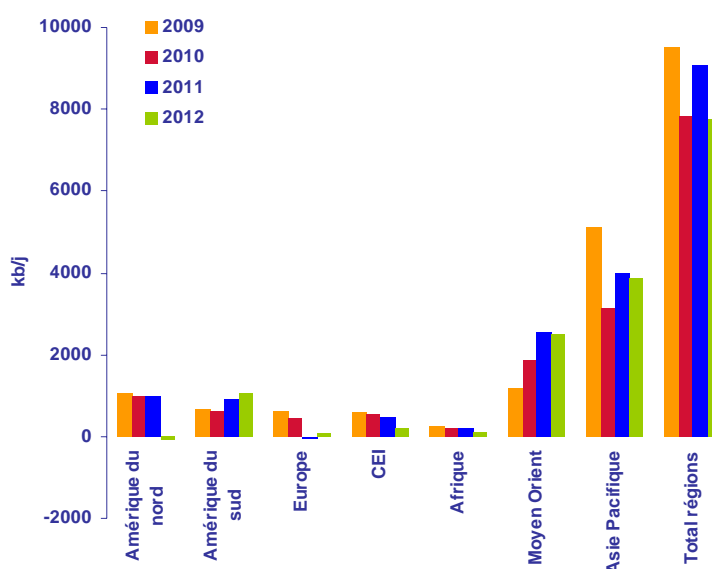
4.2 Coup de frein conjoncturel aux projets de nouvelles capacités

Parmi les projets annoncés, il convient de distinguer les **projets dits "probables"** qui ont une probabilité élevée de réalisation et les **projets dits "possibles"** qui correspondent plutôt à des annonces et dont la probabilité de réalisation est moindre⁸. L'évolution annuelle des projets est mesurée en capacités de production (kb/j).

4.2.1 Projets en capacités de distillation : diminution

Considérant uniquement les projets probables, **les nouvelles capacités de distillation correspondant le plus souvent à de nouvelles raffineries dans le monde s'élèveraient à 7,75 Mb/j en 2012 en nette diminution (-15%) par rapport aux projets répertoriés en 2011** et se trouvant à un niveau sensiblement proche de 2010, année de ralentissement économique. Ce ralentissement global s'explique par une vague de fermetures (1,9 Mb/j), - soit près de 20% du total des projets d'augmentation de capacités- notamment aux États-Unis (842 kb/j) et en Asie-Pacifique (475 kb/j) mais également en Europe (215 kb/j) au Moyen Orient (200 kb/j) et en CEI (135 kb/j).

Figure 42 : Projets de raffinage – capacités de distillation par zones géographiques



Source : IFP d'après des données KBC

Ce sont toujours les zones Asie-Pacifique et Moyen Orient qui concentrent la majorité des projets, même si une certaine stabilité entre 2011 et 2012 voire une légère baisse (respectivement -3% et -1%) est affichée. L'Amérique Latine témoigne d'un dynamisme

⁸ L'analyse porte sur les projets recensés en Avril 2012

solide avec des projets en forte augmentation (+17%) grâce notamment au Brésil qui investit massivement dans plusieurs projets de nouvelles raffineries (Maranhao, Rio de Janeiro, Pernambuco).

Les autres régions –Afrique, Amérique du Nord, Europe et CEI- observent pour la troisième année consécutive une diminution significative des projets, l'Amérique du Nord se révèle la zone la plus affectée puisqu'elle enregistre une réduction des capacités (en 2012 il y a eu plus de projets de fermeture ou d'arrêt de la production que de développement de nouvelles capacités).

De par son poids sur l'ensemble des nouveaux projets recensés, le profil mondial des projets de distillation est amplement influencé par l'évolution en Asie Pacifique : la Chine à elle seule représente près de 40% des projets de nouvelles capacités dans le monde. Globalement les perspectives à moyen terme restent nettement fixées à la hausse malgré les probables diminutions de capacités encore à venir principalement dans les pays industrialisés (voir encadré).

Les principaux projets dans les zones en expansion ou stables :

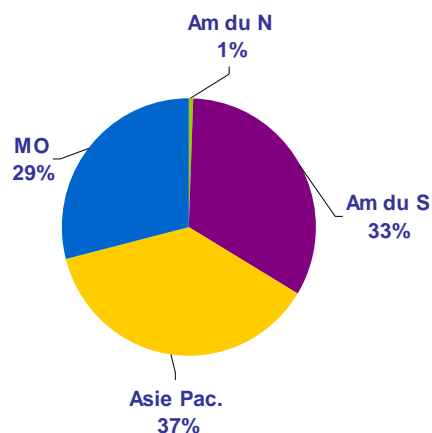
○ Nagarjuna, Cuddalore (Tamil Nadu), Inde	120 kb/j2012
○ IOC Paradip (Orissa), Inde	300 kb/j2013
○ PetroChina Sichuan (Pengzhou), Chine	200 kb/j2013
○ PetroChina / Aramco (Yunnan), Chine	200 kb/j2013
○ Sinochem (Quanzhou, Fujian), Chine	240 kb/j2014
○ Sinopec Zhenhai Refinery, Chine	300 kb/j2015
○ Sinopec KPC/toal (Guangdong), Chine	300 kb/j2015
○ CNOOC Huizhou, Chine	200 kb/j2015
○ PetroChina/PDVSA (Jienyang), Chine	400 kb/j2016
○ PetroVietnam/KPC/Mitsui/Idemitsu - Nghi Son, Vietnam	200 kb/j2016
○ SATORP, Saudi Aramco/Total Jubail-2, Arabie Saoudite	400 kb/j2013
○ YASREF, Saudi Aramco Yanbu, Arabie Saoudite	400 kb/j2014
○ Takreer, Ruwais, (expansion), Abu Dhabi	417 kb/j2014
○ Saudi Aramco Jazan (Phase I), Arabie Saoudite	400 kb/j2016
○ KNPC, Mina Abdullah, Kuwaït	264 kb/j2016
○ South Refineris Co. Maissan, Iraq	120 kb/j2017
○ Petrobras/PDVSA Pernambuco, Brésil	230 kb/j2013
○ COMPERJ, Rio de Janeiro (Phase I), Brésil	165 kb/j2014
○ Petrobras Maranhao, Premium I, Brésil	300 kb/j2016
○ COMPERJ, Rio de Janeiro (Phase II),Brésil	165 kb/j2018

Hors zones en expansion on peut citer,

○ Motiva, Port Arthur, États Unis	325 kb/j2012
○ Pemex Tula, Mexique	250 kb/j2016
○ Turcas / Socar, Aliaga, Turquie	200 kb/j2015
○ South Refineris Co. Maissan, Iraq	120 kb/j2017

Les traces de la crise et les incertitudes sur le futur restent néanmoins encore vives auprès des investisseurs : **plus de 30% des projets recensés en 2012 ont été reportés à plus tard**, soit 2,3 Mb/j de nouvelles capacités de raffinage. En volume les projets reportés en 2012 ont été supérieurs à ceux de 2011 (1,9 Mb/j) et sont répartis de façon relativement homogène entre trois zones : Asie Pacifique (37%), Amérique du Sud (33%) et Moyen Orient (29%). La Chine représente la moitié des capacités reportées dans sa zone.

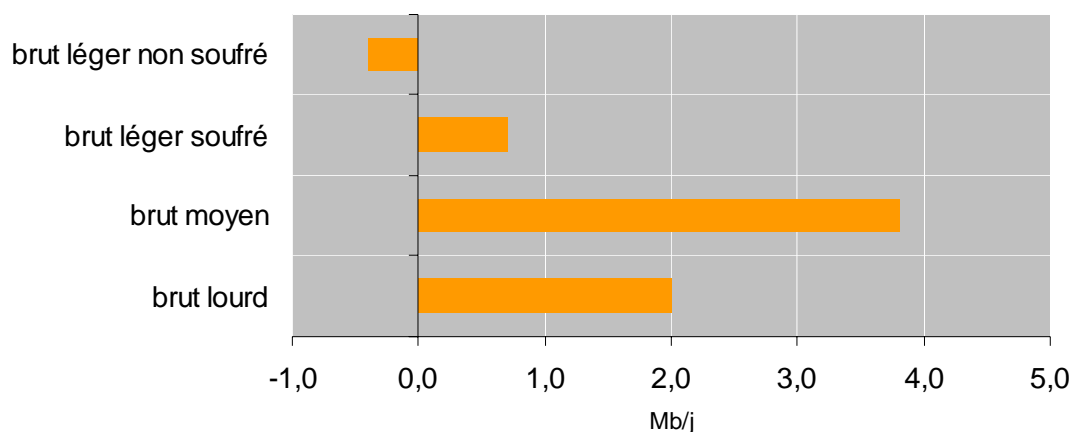
Figure 43 : Projets de raffinage – capacités de distillation reportées par zones géographiques



Source : IFP d'après des données KBC

En ce qui concerne les perspectives d'approvisionnement, **une évolution vers des bruts plus lourds et à haute teneur en soufre est perceptible**. Beaucoup de flexibilité des unités de procédés sera nécessaire pour traiter différents types de bruts, situation qui requiert de lourds investissements. Globalement la majorité des projets répertoriés répondent à ce besoin, les nouvelles capacités sont clairement orientées vers le traitement de bruts moyens et lourds, ce qui assurera plus de flexibilité à l'outil de production.

Figure 44 : Projets de raffinage – nouvelles capacités par type de brut -2011 - 2017



Source : IFP d'après des données KBC

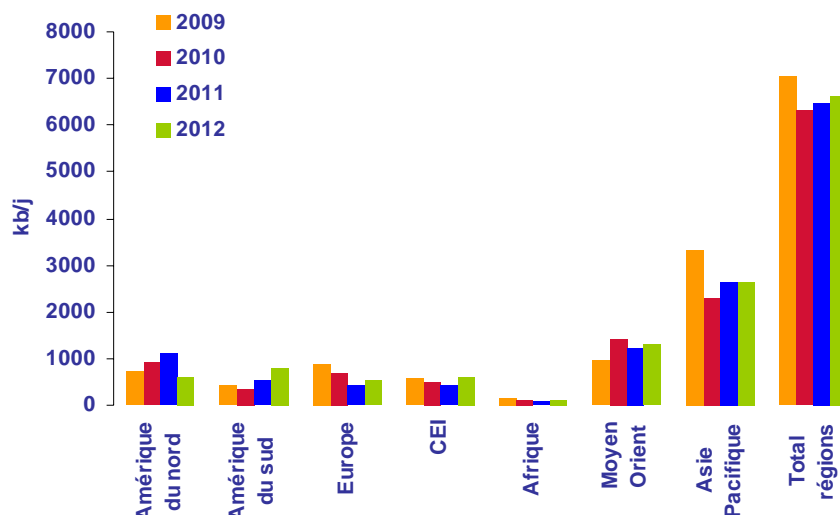
4.2.2 Projets en capacités de conversion : stabilité

Considérant les seuls projets "probables", les nouvelles capacités de conversion s'établissent à **6,6 Mb/j en 2012**, ce qui représente une quasi stabilité (+2%) par rapport aux projets répertoriés l'année précédente à la même période. Globalement les projets de conversion semblent être privilégiés par les raffineurs actuellement.

Par grandes régions, l'Asie Pacifique (40%) et le Moyen Orient (20%) concentrent en 2012 une nouvelle fois le plus grand nombre de projets, tandis que l'Amérique du Nord ralentit brusquement les projets de conversion, enregistrant une baisse de 46% par rapport à

l'année précédente; c'est un changement important par rapport aux années précédentes qui avaient tendance à privilégier ses investissements : la disponibilité en brut de qualité standard de type "shale oil" explique en grande partie cette rupture. L'Amérique Latine connaît pour la deuxième année consécutive la progression la plus rapide, en deux ans les projets ont grimpé de 120% passant de 360 kb/j en 2010 à 810 kb/j en 2012.

Figure 45 : Projets de raffinage – capacités de conversion par régions géographiques



Source : IFP d'après des données KBC

Les principaux projets dans les zones en expansion :

○ Petrobras/PDVSA, RNEST, Brésil	Cokéf. différée	80 kb/j	2013
○ Petrobras/PDVSA, RNEST, Brésil	Hydrocraquage	50 kb/j	2013
○ Petrobras, Maranhao, Train I, Brésil	Cokéf. différée	120 kb/j	2016
○ Petrobras, Maranhao, Train I, Brésil	Hydrocraquage	80 kb/j	2016
○ Pemex, Tula, Hidalgo, Mexique	Cokéf. différée	181 kb/j	2016
○ Pemex, Tula, Hidalgo, Mexique	FCC	110 kb/j	2016
○ Essar, Vadinar, Inde	Cokéf. différée	98 kb/j	2012
○ IOC, Paradip, Inde	FCC	90 kb/j	2013
○ IOC, Paradip, Inde	Cokéf. différée	82 kb/j	2013
○ PetroChina/PDVSA, Jieyang, Chine	Cokéf. différée	120 kb/j	2016
○ PetroChina/PDVSA, Jieyang, Chine	Hydrocraquage	120 kb/j	2016
○ PetroVietnam/KPC/Mitsui/Idemitsu, Vietnam	RFCC	100 kb/j	2016
○ SATORP Saudi Aramco/Total, Jubail 2, AS	FCC	120 kb/j	2013
○ YASREF Saudi Aramco/Total, Yambu, AS	Hydrocraquage	124 kb/j	2014
○ Takreer, Ruwais(expansion), Abu Dhabi	RFCC	127 kb/j	2014
○ Saudi Aramco, Jazan Ohase II, AS	Hydrocraquage	106 kb/j	2018

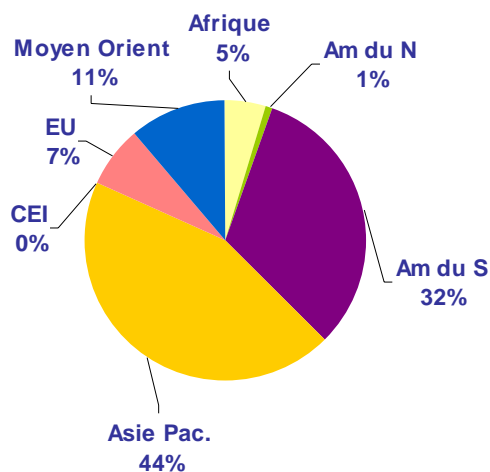
Hors zones en expansion on peut citer,

○ Motiva – Port Arthur, TX, États Unis	Hydrocraquage	75 kb/j	2012
○ Motiva – Port Arthur, TX, États Unis	Cokéf. différée	95 kb/j	2012
○ Rosneft, Tuapse, Russie	Hydrocraquage	81 kb/j	2014

Les reports de projets ont également eu lieu dans le domaine de la conversion mais à un degré moindre que les projets de distillation : comme l'année précédente près d'un projet sur cinq a été reporté en 2012 soit l'équivalent de 1,35 Mb/j de capacités de conversion. L'Amérique du Sud (32%) et l'Asie Pacifique (44%) sont les zones les plus affectées par les

reports. Le Brésil réunit les trois quarts (0,32 kb/j) des projets reportés dans ce sous continent tandis qu'en Asie Pacifique, la Chine et l'Inde concentrent plus de 80% des projets différés soit l'équivalent de 0,5 Mb/j.

Figure 46 : Projets de raffinage – capacités de conversion reportées par régions géographiques

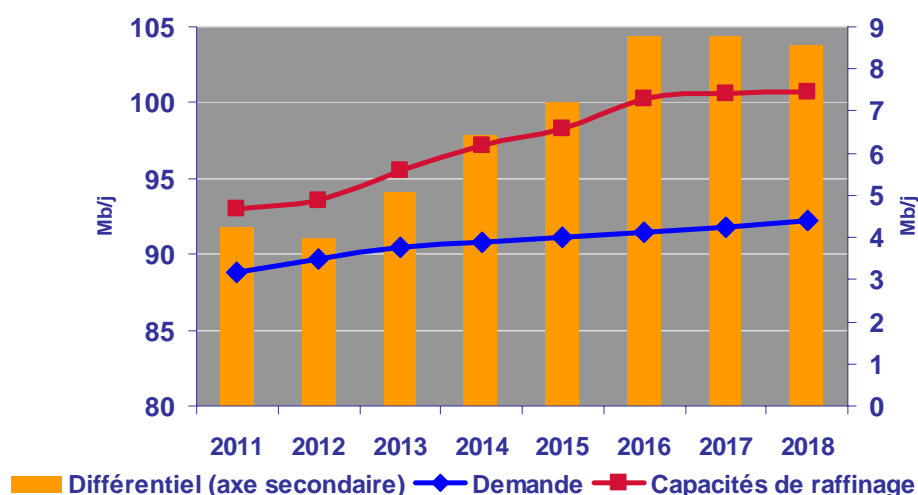


Source : IFP d'après des données KBC

4.2.3 Amplification des surcapacités à moyen terme

Globalement, les prévisions de demande et de capacité de raffinage à moyen terme montrent qu'après un certain resserrement, le différentiel entre les deux s'amplifie accentuant de nouveau les excédents en capacités de raffinage à partir de 2013. Considérant à la fois les capacités additionnelles, opérationnelles à moyen terme, et les projections de la demande pétrolière de l'AIE⁹ qui tablent sur une évolution revue à la baisse de la demande mondiale de pétrole à moyen et long terme¹⁰, la situation devrait se dégrader jusqu'à 2016 en accentuant davantage les surcapacités.

Figure 47 : 2010, évolution à moyen terme des capacités de raffinage (capacités actuelles et projets répertoriés) et de la demande



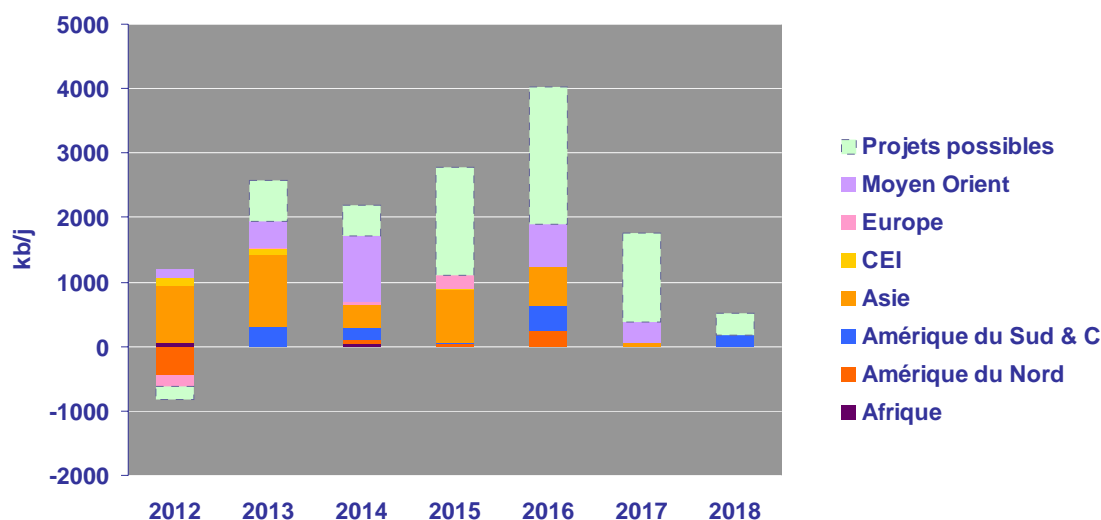
⁹ WEO 2011

¹⁰ Croissance annuelle moyenne de 0,5% sur 2010-2035 pour la demande pétrolière dans le "New Policies Scenario". En 2009, les projections du WEO tablaient dans son scénario de référence sur une croissance de 1,0% sur 2008-2030 et en 2010 sur 0,6% entre 2009 et 2035 ("New Policies Scenario").

Source : IFP d'après des données KBC et AIE

Au delà de 2016 avec la mise en opération de nouveaux projets (notamment en Asie Pacifique et au Moyen Orient : 1,9 Mb/j en projets probables auxquels peuvent s'ajouter éventuellement 2,1 Mb/j de projets possibles), totalisant 4,0 Mb/j pour cette seule année, la visibilité sur les nouveaux projets est faible. Rappelons seulement la vague d'investissements que pourraient engendrer les nouvelles mesures fiscales sur les tarifs à l'exportation de produits pétroliers en Russie, et qui se traduiraient par un relâchement supplémentaire de la pression sur le niveau d'utilisation des raffineries en Europe et consécutivement par une fragilisation des marges de raffinage.

Figure 48 : 2010, évolution à moyen terme des projets de capacités de raffinage, projets possibles (global) et projets probables par grande région



Source : IFP d'après des données KBC

Les principales zones que sont l'Asie Pacifique et le Moyen Orient concentrent pour l'ensemble de la période (2012-2018) plus de 80% des projets dans le monde. Le Brésil, nouveau venu, contribue de plus en plus à la croissance des capacités de raffinage. L'Amérique du Nord, seule région déficitaire, ne cherche manifestement pas à modifier cette situation du moins en termes d'augmentation des capacités de raffinage. Les prévisions à une dizaine d'année montrent aujourd'hui une diminution en termes de projets futurs, i.e. les projets de fermeture (ou transformation) de raffineries l'emportent sur les projets d'augmentation de capacités (-78 kb/j).

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

4.3 Amélioration globale des marges de raffinage en 2012

Globalement le ralentissement de la demande mondiale en 2011, la poursuite des investissements dans de nouvelles capacités de raffinage et corrélativement la baisse du taux d'utilisation des raffineries -déjà peu élevé- avaient contribué à maintenir des conditions

défavorables à l'évolution des marges de raffinage. Selon l'AIE¹¹, elles ont oscillé en moyenne annuelle entre 0,62 US\$/b pour le Brent cracking (NWE) et 1,47 US\$/b pour le Dubaï Hydrocracking (Singapour). Ces marges sont très faibles même si globalement elles progressent par rapport à 2010.

En 2012 elles enregistrent une amélioration notamment sur le Brent (NWE) et le LLS cracking et une baisse significative sur le Dubaï Hydrocracking dans la zone Singapour :

- Dans le marché NWE le différentiel Brent/produit tend à s'améliorer au premier trimestre 2012, tiré dans un premier temps par le diesel et ensuite par l'essence qui réagit avec un temps de retard à la baisse du prix du Brent à partir du mois d'avril. Les fermetures/transformations de raffineries qui se traduisent mécaniquement par des réductions de capacités sont un facteur explicatif de la meilleure tenue des marges.
- Dans la zone US Gulf le redressement assez spectaculaire depuis le début de l'année répond probablement à l'amélioration des différentiels produits, essence et diesel. Il faut préciser que le WTI étant coté largement en dessous du LLS (sous-chapitre 1.6), les marges à partir de ce brut de référence sont encore bien supérieures.
- Dans la zone Singapour, malgré une bonne valorisation de certains produits comme l'essence, le diesel et le kérosène, les marges restent déprimées en raison des différentiels négatifs du naphta et du fuel oil haute teneur en soufre.

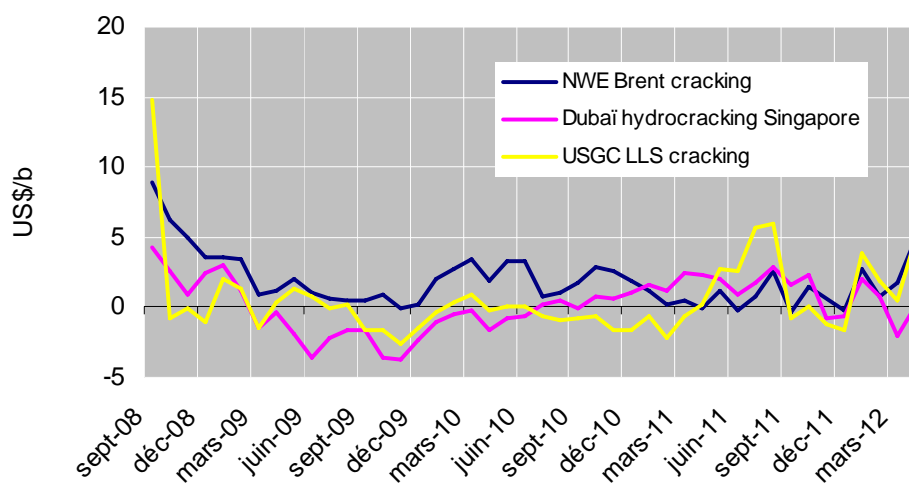
Tableau 2 : Marges de raffinage complexes (moyenne annuelle en \$/b)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 (p)**
Brent-Cracking (Europe Nord-Ouest)	3,77	4,98	4,04	5,09	4,90	1,22	2,30	0,62	2,48
LLS* Cracking (US "Gulf Coast")	1,69	5,37	5,21	4,83	2,18	-0,23	-0,48	0,86	3,56
Dubaï-Hydrocrack. (Singapour)	3,74	3,96	2,19	3,47	3,06	-1,52	0,16	1,47	0,11

*Light Louisiana Sweet.; ** moyennes sur les 6 premiers mois de l'année.

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

Figure 49 : Évolution des marges de raffinage complexes (en \$/b)



Source : IFP d'après Oil Market Report (AIE)

¹¹ OMR - AIE

En 2013, l'effet conjugué d'une augmentation globale des capacités de raffinage et d'une tendance au ralentissement de la demande du fait de la faible croissance économique attendue, ne va pas être favorable au redressement des marges et risque par conséquent d'entraîner une grande volatilité de celles-ci. Il s'agit là de conditions globales, les marges dépendent de beaucoup de facteurs autres que les différentiels de prix bruts/produits et de la configuration de la raffinerie, ou du contexte international (événements géopolitiques, climatiques...). Les arrêts pour maintenance plus ou moins fréquents et de durée variable, l'évolution des différents coûts fixes et variables, les taxes...sont autant de facteurs qui jouent en faveur ou en défaveur des marges pouvant varier d'un site à l'autre et d'une année sur l'autre. Les marges publiées sont utiles en tant qu'ordre de grandeur et en tant que variations.

4.4 Nouveau ralentissement des dépenses en 2012 dans l'industrie du raffinage

L'année 2011 a été marquée par un redressement des dépenses en raffinage dans un contexte de ralentissement économique notamment dans les économies matures, dont les effets se font sentir en 2012 dans quasiment toutes les régions du monde.

Tableau 3 : Dépenses mondiales de l'industrie du raffinage (milliards de \$)

	2009	2010	2011	2012 (p)	2013 (e)
Investissements	25.4	23.9	25.1	25.0	25.5
Maintenance*	24.6	25.9	26.9	27.6	28.3
Catalyseurs et produits chimiques	15.0	15.0	15.9	16.4	16.8
Total	65.0	64.8	67.9	69.0	70.6

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.

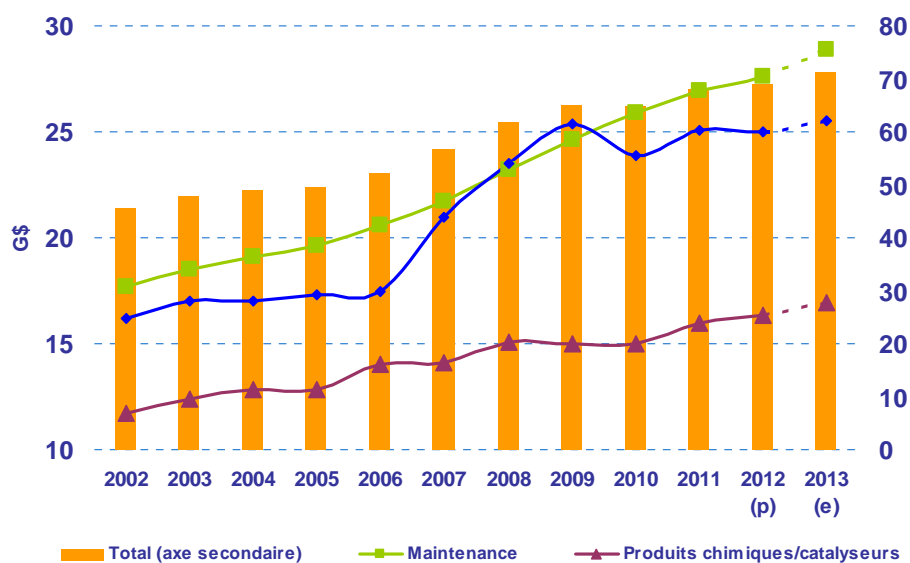
En **2011**, les dépenses sont en hausse dans les trois budgets considérés -capital, maintenance, catalyseurs et produits chimiques- cumulant un montant global de 68 Milliards de \$ soit une progression de 4,8% par rapport à l'année précédente. Les dépenses de capital progressent de 5,0% soit l'équivalent du retard pris l'année précédente, reflétant ainsi un net gain de l'activité.

Globalement dans les pays industrialisés, les dépenses se concentrent majoritairement dans les activités de dégoullottage et de modifications des procédés de traitement. Dans les pays émergents, les dépenses en capital concernent aussi bien les activités d'augmentation des capacités sur des raffineries existantes (revamping, dégoullottage, modifications diverses) que la construction de nouvelles installations (raffineries ou unités "grassroots"). Le budget maintenance dont l'objectif est de maintenir les équipements et les unités de traitement en bon état de marche, progresse moins vite (3,9%) après de nombreuses années évoluant au delà de 5,0% en rythme annuel. Les dépenses en produits chimiques/catalyseurs, globalement proportionnels au traitement de la raffinerie, progressent de 6,0% ce qui peut paraître paradoxal face à la baisse des taux d'utilisation des raffineries en 2011. L'importante mise en place de nouveaux équipements dans les pays émergents -et malgré des taux d'utilisation relativement bas- est à l'origine de cette tendance, traduisant par là même un certain maintien de l'activité dans ces zones. D'une façon générale, l'année 2011 n'a pas été affectée par les événements liés à la crise des dettes souveraines dans les pays industrialisés, les dépenses étant déjà engagées l'effet de ce séisme économique sera repoussé à l'année suivante.

Pour **2012**, les prévisions montrent une augmentation beaucoup plus modeste des dépenses dans le raffinage (1,5%), qui atteignent 69 Milliards de \$. Un coup de frein dans les dépenses en capital est prévu pour cette année restant stable à 25 Milliards de \$, alors qu'il est prévu une augmentation des dépenses en maintenance et produits chimiques (2,6% et 2,7% respectivement). Face aux risques liés à la crise, les raffineurs préfèrent reporter une partie des projets (30% en 2012 au lieu de 20% en 2011)¹².

Le contexte actuel incite à une grande prudence en termes d'estimation des dépenses pour **2013**. La modération de la demande prévue pour l'année prochaine ne permet pas d'envisager une augmentation significative des dépenses¹³. Les pays émergents – principalement les pays asiatiques (Chine, Inde), le Moyen Orient et le Brésil- seront les moteurs de la croissance aussi bien en termes de demande que de capacités de production : selon les prévisions de l'AIE pour 2013, l'augmentation de la demande dans les pays non-OCDE sera de 2,5% (-0,3% pour les pays OCDE) et l'écrasante majorité des projets prévus pour cette même année se situe dans ces pays/régions. Dans ce contexte -tirées par ces pays-/régions- il est possible d'envisager une augmentation modérée des dépenses sur les trois postes de dépenses : pour les dépenses de maintenance et de produits chimiques on peut tabler sur la même évolution qu'en 2012, à savoir 2,6% et 2,7% respectivement, et pour les dépenses de capital on peut envisager une augmentation de 2%, correspondant au taux de croissance des capacités totales de raffinage 2012-2013. Les dépenses totales atteindraient 70,6 Milliards de \$, soit une augmentation globale de 2,4%.

Figure 50: Historique des dépenses mondiales de l'industrie du raffinage (milliards de \$)



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

A moyen terme les tendances globales devraient rester les mêmes. Une forte incertitude pèse sur le devenir de certaines raffineries dans les pays de l'OCDE, zone où le ralentissement de la demande de pétrole est structurellement affirmé (économies d'énergie, concurrence d'énergies alternatives, normes pétrolières,...).

¹²). En outre les projets prévus sont en nette baisse par rapport à 2011 quelque soit la région du monde -à l'exception frappante de l'Amérique du Sud- et notamment aux États Unis où les capacités additionnelles de raffinages diminuent

¹³ Les prévisions de la demande mondiale d'août 2012 de l'AIE tablent sur une augmentation de 0,9% pour 2013, soit 0,1% de moins qu'en 2012

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

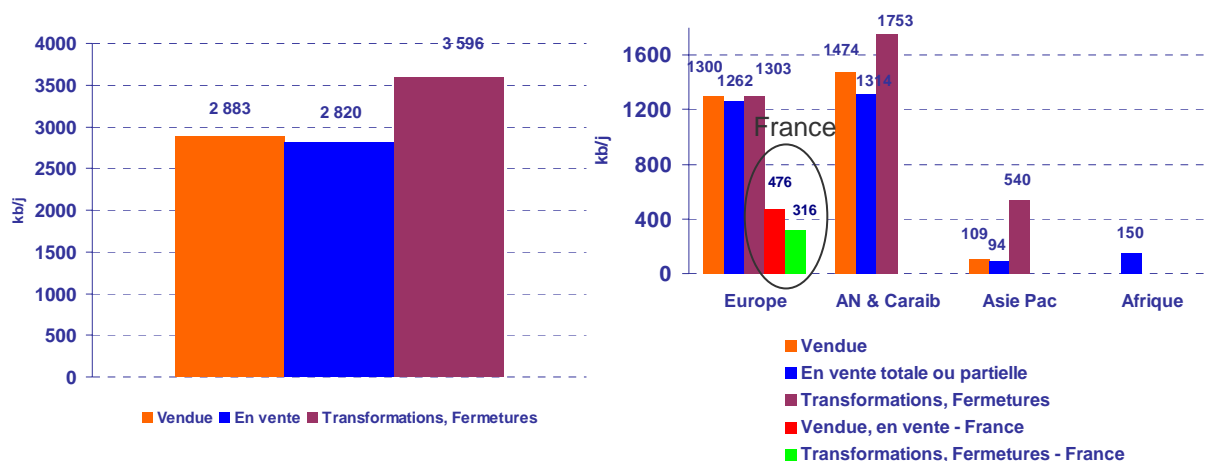
Le processus de renonciation aux activités de raffinage en Europe et aux États Unis par les compagnies pétrolières, intégrées ou simples raffineurs, initié après la crise de 2008/2009 se poursuit en 2012 et ne devrait pas s'arrêter à court terme. Ce processus répond à la fois aux mauvaises conditions économiques offertes par le raffinage et aux rentabilités nettement supérieures de l'amont pétroliers, orientant ainsi les investissements vers les activités d'exploration-production.

La baisse structurelle de la demande est susceptible de créer de nouveaux excédents et par conséquent de faire apparaître de nouvelles surcapacités, qu'il faudra inévitablement réduire. En outre, dans une situation de surcapacité les marges se détériorent, fragilisant davantage les résultats financiers des raffineries.

Depuis la crise de 2008/2009, ce mouvement s'est accéléré. Le désengagement a pris différentes formes telles que la vente, la modification/transformation ou la fermeture partielle ou totale des équipements industriels. Les transformations et les fermetures sont comptabilisées conjointement car elles se traduisent toutes les deux par une destruction de capacité de raffinage. Les raffineries en vente ou vendues atteignent à ce jour 5,7 Mb/j soit 2,6 Mb/j de plus que l'an dernier, celles correspondant à des transformations/fermetures 3,6 Mb/j soit plus de 2,0 Mb/j cumulant un total de 9,3 Mb/j correspondant au double de l'an dernier. Le processus a nettement progressé en 2012.

Ces restructurations affectent presque exclusivement les pays industrialisés, notamment l'Amérique du Nord et l'Europe. 49% du total des actifs concernés par l'une ou l'autre de ces démarches touche l'Amérique du Nord, suivie de près par l'Europe avec 42%. Ces deux régions concentrent plus de 90% des transactions de vente et destruction de capacités. Ces dernières sont concentrées à hauteur de 85% en Amérique du Nord et en Europe. Les 15% restants concernent le Japon.

En France les réductions de capacités atteignent à ce jour 316 kb/j et concernent trois raffineries : Petroplus – Reichstett, Total – Dunkerque et Total – Gonfreville (1 distillation atmosphérique de 94 kb/j). Des incertitudes existent sur les raffineries de LyodellBasell – Berre (105 kb/j) et Petroplus –Petit Couronne (161 kb/j) qui pourraient venir grossir les volumes soustraits. Il reste la raffinerie Ineos-Lavera (210 kb/j) qui a été rachetée par Petrochina à hauteur de 50% mettant en place un accord-cadre entre les deux grands groupes. Cet accord qui englobe la raffinerie de Grangemouth, l'autre raffinerie Ineos, répond au souci de la compagnie chinoise de bénéficier de transferts de technologie notamment dans le domaine de la pétrochimie et d'accroître sa présence dans le Vieux continent.



4.5 Investissements futurs, concurrence accrue sur les marchés à l'exportation à moyen terme

Face aux perspectives moroses du raffinage dans les **économies matures**, de plus en plus de compagnies pétrolières européennes et américaines délaissent leurs activités aval dans ces régions. La restructuration du raffinage et sa consolidation autour des équipements industriels les plus performants est forte alors que les investissements attendus restent importants¹⁴ pour faire face à de nombreuses contraintes déjà bien connues comme : l'adaptation des raffineries en termes de volume, de demande et de produits finaux, la fiscalité des hydrocarbures, la recherche d'un mix énergétique différent, le durcissement des normes et spécifications des produits et des réglementations pesant sur les raffineries¹⁵. On peut donc s'attendre à :

- une diminution de capacités de raffinage. Il est probable que la vague actuelle de fermetures/transformations de raffineries se poursuive encore quelques années. Les raffineries plus petites en taille et plus simples en termes de conversion sont désormais en sursies.
- l'installation d'unités d'hydrocraquage pour faire face à la diésélisation toujours croissante du parc automobile en limitant la production d'essence dont les débouchés sont soumis à une forte concurrence. Toutefois deux éléments pourraient changer la tendance : une inversion de tendance de cette diésélisation (effet norme Euro 6/7) et des disponibilités supplémentaires en gazole russe.

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

De son côté la Chine qui continue à l'heure actuelle d'accroître ses capacités de raffinage de manière à répondre à sa demande interne ne vise pas à devenir exportatrice de produits pétroliers à moyen terme. Ce n'est pas la stratégie de l'Inde qui par ses investissements a en point de mire les marchés à l'export notamment l'Asie, l'Afrique de l'Ouest et éventuellement l'Europe. En parallèle, d'autres pays asiatiques –Indonésie, Malaisie, Vietnam- investissent dans des projets pour satisfaire leur demande interne à moyen terme ce qui tend à rétrécir les marchés pour les raffineries à l'exportation. Il se dessine de moyen terme, comme dans le bassin Atlantique, une recrudescence de la concurrence à l'exportation de produits légers (essence, diesel, jet kero).

¹⁴ Selon les prévisions d'approvisionnement en brut en Europe entre 2005 et 2030 et en tenant compte des politiques adoptées et appliquées par l'UE, les investissements requis pour mettre à niveau les capacités de raffinage européenne se situeraient entre 18 et 29 milliards d'euros selon les différents scénarios, desquels 3,3 à 12 milliards d'euros seraient destinés au respect des futures spécifications sur les fuels marins. "Oil refining and the supply of petroleum products in the EU" – Commission Working paper, Brussels.

¹⁵ En matière d'émissions de GES et particulièrement de CO₂, il faut observer que les unités de production de distillats moyens étant de gros consommateurs d'énergie émettent par conséquent plus de CO₂ que les autres unités. Par le système de quotas d'émissions européen le secteur du raffinage devra ainsi payer davantage pour ses émissions de CO₂ à partir d'équipements plus complexes nécessaires à la production des produits demandés dans l'Union Européenne.

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

4.6 Impact de l'essor des huiles non conventionnelles sur le raffinage aux États Unis et en Europe

Le développement des huiles non conventionnelles, a un impact bénéfique important sur le marché du raffinage aux États Unis. L'avantage prix des pétroles lourds canadiens qui est accru par une sous capacité en infrastructures de transport, le gain en compétitivité grâce aux gaz de schistes et l'effet rendement particuliers des huiles de schistes sont autant de facteurs favorables au raffinage américain. Inversement le raffinage européen –en l'état actuel- apparaît vulnérable.

4.6.1 Avantage conjoncturel des raffineries non côtières approvisionnées par du brut lourd canadien

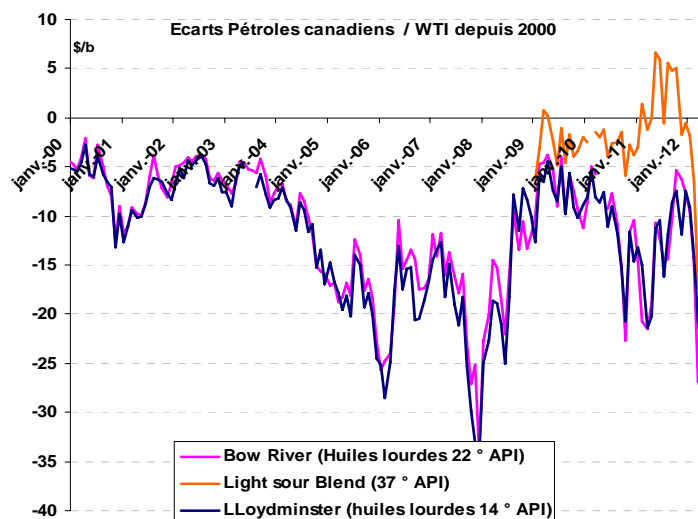
Le double décrochage des prix bruts lourds canadiens/WTI puis WTI/Brent donne un avantage prix d'approvisionnement aux raffineries de l'intérieur des États-Unis qui traitent du brut lourd canadien par rapport aux raffineries côtières approvisionnées par le marché international.

- **Impact des bruts lourds canadiens sur le raffinage**

La production de pétroles lourds au Canada est en constante progression et dépasse désormais les besoins internes. L'excédent est par conséquent exporté majoritairement vers les États Unis, pour l'essentiel vers les PADD 2 et 4, via pipeline. Le volume des exportations nettes atteint aujourd'hui 1 Mb/j. Une décote entre les bruts canadiens et le WTI a toujours existé justifié par un écart de qualité, mais c'est à partir de 2005 qu'on constate un décrochage significatif des prix entre les deux types de bruts¹⁶, la décote oscille actuellement entre 10 et 30 US\$/b (au lieu de 5/10 US\$/b), conséquence des livraisons de pétroles lourds et de l'insuffisance d'infrastructure de transport –absence de débouché faute de pipeline- vers les zones de raffinage au Texas (PADD 3) qui détient près de 50% du raffinage américain. Les prix compétitifs des pétroles lourds qui en découlent ont conduit les raffineurs américains à engager des programmes d'investissements visant à adapter l'appareil productif aux huiles lourdes canadiennes. La rentabilité est en effet renforcée par la décote du prix d'acquisition du brut.

Figure 51 : Écarts Pétroles canadiens / WTI depuis 2000

¹⁶ bien avant donc le décrochage WTI/ Brent conséquence aussi de nouvel afflux de pétroles de schistes et de l'insuffisance d'infrastructure de transport vers les zones de raffinage – PADD3- historiquement dépendante du marché international)



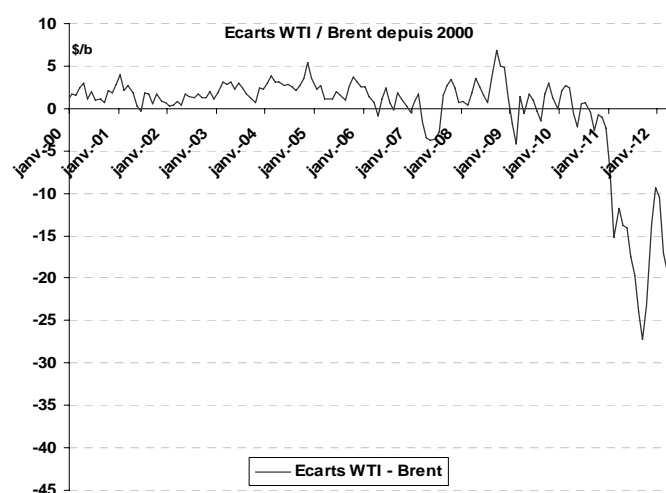
Source : Platt's

- **Décrochage du prix du pétrole (WTI...) dans certains États**

Le début de l'année 2011 a marqué une rupture dans la formation des prix internationaux du pétrole. Le Brent, reflet des conditions d'équilibre sur le marché européen, et le WTI, marqueur pour le marché américain, se sont en effet mis à décrocher. Le WTI se situait historiquement légèrement au dessus du cours du Brent. Ce n'est désormais plus le cas, le WTI se négocie désormais avec une décote qui évolue entre 10 et 15 \$/b, atteignant même 25 \$/b en septembre 2011.

La décote du WTI est liée également à l'insuffisance de capacités de transport entre les zones de raffinage (PADD) et le marché canadien d'importation de pétroles lourds. Cette tendance a touché la moyenne des prix d'acquisition du pétrole par les raffineurs américains¹⁷, octroyant ainsi un avantage comparatif aux raffineurs américains.

Figure 52 : Écarts WTI / Brent depuis 2000



Source : Platt's

Cependant toutes les régions ne bénéficient de cet avantage, la situation diffère à l'intérieur du territoire américain selon les différents PADD. L'analyse des écarts de prix sur chaque PADD met en lumière une diversité de situations. Pour les PADD 1, 3 et 5, l'évolution de

¹⁷ . Il convient en effet de rappeler que le WTI ne représente qu'une cotation locale (au point stratégique de Cushing en Oklahoma) et surtout qu'une cotation parmi d'autres. D'autres pétroles américains comme le LLS (Light Louisiana Sweet Crude Oil) produit dans le golfe du Mexique suivent les tendances du marché mondial.

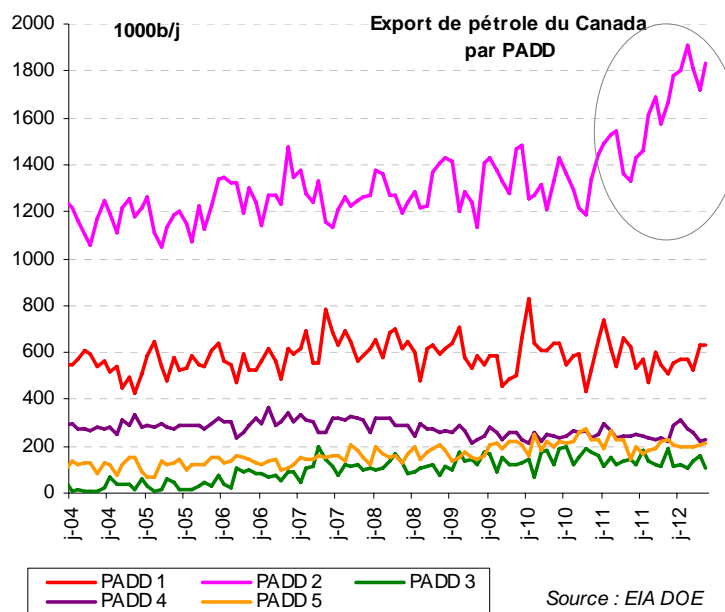
l'écart de prix par rapport au Brent est ainsi beaucoup moins marquée que pour les PADD 2 et 4. Il y a donc bien des situations spécifiques pour ces deux dernières zones.

Si la hausse de la production d'huiles de schistes –dont les volumes de production représentent aujourd'hui des volumes bien inférieurs aux volumes d'huiles lourdes- en particulier dans les PADD 3, 2 et 4 a bien évidemment jouée un rôle, la progression rapide des exportations de pétrole canadien à destination du PADD 2 début 2011 explique probablement pour une large part les bouleversements survenus sur le marché américain en termes de prix. Ce sont ainsi dans les zones fortement dépendantes du pétrole canadien que les écarts de prix par rapport au Brent sont les plus élevés.

Ces écarts subsisteront tant que les surplus dans les PADD 2 et 4 ne pourront pas s'évacuer vers le PADD 3 (Texas), zones la plus importante en termes de capacités de raffinage et qui dépend pour plus de 50 % d'importations en dehors du continent. Ce lien permettra de faire un arbitrage entre les achats internes et en provenance du Canada par rapport aux importations. Ce mécanisme permettra de rééquilibrer les écarts de prix entre le WTI et le Brent en particulier. De nombreux projets sont actuellement en cours pour répondre à cette préoccupation¹⁸.

Ainsi, seules les raffineries bénéficiant de l'approvisionnement en brut Canadien et en huile de schiste profitent de cet avantage. Elles se situent dans les PADD 2, et 4. Cet effet n'est pas visible pour les raffineries des PADD 1 3 et 5 où l'approvisionnement est aligné sur le marché international. Les carburants produits par les raffineries étant par contre cohérents avec les tarifs internationaux, le bonus sur le prix du brut se répercute directement sur la marge de raffinage.

Figure 53 : Exportations de pétrole du Canada par PADD



4.6.2 Répercussion du développement des huiles/gaz de schiste sur le raffinage européen

Le marché américain devrait connaître, si l'on en croit les dernières perspectives du DOE américain, un changement structurel de son bilan pétrolier en particulier pour ce qui est des importations pétrolières de produits et de brut. Cette évolution est due bien entendu à la

¹⁸ Un des premiers projets annoncés est l'inversion et le dégoulotage du *Seaway pipeline*. Il devrait être effectif courant 2013 mais sera insuffisant pour satisfaire en totalité aux besoins de transport de brut. Cependant ce phénomène devrait s'atténuer au fur et à mesure que les investissements nécessaires seront réalisés dans le réseau d'oléoducs

hausse attendue de la production, mais aussi à une relative stabilité de sa consommation¹⁹, après deux années de baisse, à une poursuite du développement des carburants renouvelables (éthanol²⁰), et enfin à la hausse de la production de pétrole de condensats et de liquides de gaz naturel²¹. Aucun scénario n'envisage cependant une autonomie complète du marché américain. Néanmoins, et quelque soit le scénario retenu en termes de production, le niveau d'importations nettes (pétrole et produits) devrait connaître un recul significatif. De 9Mb/j en 2010, soit 50% de la consommation, il se situerait en 2035 entre 8 Mb/j et 4 Mb/j.

La baisse des importations américaines dans le futur pourrait affecter davantage le marché européen. Actuellement les importations d'essence sont en net recul, tandis que les exportations de gazole sont en forte progression. Dans ce contexte, l'Europe ne pourrait plus exporter ses excédents d'essence, en particulier si les problèmes de connexion entre les PADD sont résolus, contraignant la zone à réduire encore son taux d'utilisation des raffineries.

Le développement des huiles de schistes renforce cette tendance. Ces huiles sont en effet de remarquables bruts à essence. La comparaison des rendements massiques obtenus dans une raffinerie de schéma classique montre que le brut Bakken (représentatif de ces pétroles) produit près de 4 points d'essence en plus que le brut WTI (brut léger peu soufré de référence aux US), pour une production de diesel voisine. Ainsi le seul remplacement d'un 1 million de barils jours de brut WTI (données 2011) par le même volume de brut Bakken se traduit mécaniquement par un accroissement de la production d'essence de 70 Kb/j environ.

Par ailleurs, le raffinage américain bénéficie, comme toute l'industrie de ce pays, d'un coût d'approvisionnement en gaz naturel particulièrement bas, à \$2,5-4/MBTU contre \$8-10/MBTU en Europe, soit un écart de près de \$7/MBTU. Que ce soit pour satisfaire ses besoins en chaleur ou pour produire de l'hydrogène, une raffinerie est un consommateur significatif de combustible, et l'on a vu les raffineries américaines convertir leurs brûleurs de fuel liquide en brûleurs à gaz naturel afin de bénéficier des prix particulièrement bas de ce dernier. Selon sa configuration, plus ou moins "convertissante", et selon la qualité du brut raffiné, léger ou lourd, on estime qu'une raffinerie aux États Unis peut consommer entre 1 et 5% de gaz naturel par rapport au poids de brut traité. Dans ces conditions l'écart de prix de gaz naturel entre l'Europe et les États Unis est équivalent à un gain de marge de \$0,7 à \$4/baril selon les cas.

En résumé, le raffinage US bénéficie fortement de l'exploitation des hydrocarbures de schiste, gaz et pétrole. Le regain de compétitivité apporté par le shale gaz à toutes les raffineries du pays est de l'ordre de \$0,7/baril à \$4/baril, auxquels s'ajoutent, pour les raffineries intérieures des PADD 2, et 4 approvisionnées en pétroles de schiste et en brut Canadien, un bonus conjoncturel de \$10 à \$16/baril par rapport à un bonus de "référence" à \$2/baril. Ces écarts sont considérables au regard de la marge brute d'une raffinerie Européenne, structurellement de l'ordre de \$3/baril. L'effet des rendements particuliers des pétroles de schiste, qui ferment à nos raffineries le débouché américain, a ainsi un effet négatif significatif sur la performance du raffinage Européen, tout comme l'exploitation des gaz de schiste en Amérique, qui pourraient conduire en outre à la réduction d'un débouché pétrochimique vital pour le raffinage Européen.

¹⁹ autour de 19 Mb/j liée en partie au léger recul de la consommation d'essence. Celle-ci qui représente près de 45 % du total devrait ainsi passer de 8,7 à 8 Mb/j d'ici 2035 grâce à la politique visant à fortement réduire la consommation unitaire des véhicules

²⁰ à 3 Mb/j environ en 2035

²¹ cette production passerait de 8 Mb/j en 2011 à 9 Mb/j dans le scénario de référence en sachant que cette projection est probablement conservatrice

Raffineries vendues, en vente, en transformations, fermées:

▪ **Europe:**

- Bayernoil Ref. – Ingolstadt – All (215 kb/j), (fermeture, vendue en Inde – Haldia ref.), 2010
- Chevron – Pembroke –UK (210 kb/j), vendue (Valero), 2011
- ConocoPhillips – Wilhelmshaven –All. (260 kb/j), transformation ou vente, (Hestya Energy BV (?))
- ConocoPhillips – Humber –UKI. (221 kb/j), vente en réflexion,
- ENI – Ceske raf. – It (170 kb/j), en vente
- ENI – Livorno – It (84 kb/j), en vente
- ENI – Gela – It. (84 kb/j) fermeture (temporaire), 2012,
- Ineos – Grangemouth - (200 kb/j), vendue (50% Petrochina JV), 2011
- **Ineos – Lavéra - (210 kb/j), vendue (50% Petrochina JV), 2011**
- **LyondellBasell – Berre – Fr (105 kb/j), en vente (actuellement "mise sous cocon")**
- Murphy Oil – Milford Haven – UK (130 kb/j), en vente,.
- Petrom - Arpechim Pitesti Ref – Roum. (70 kb/j) en vente,
- Petroplus – Teeside – UK (117 kb/j), modifications/transformation (stockage), 2009
- **Petroplus – Reichstett – Fr (85 kb/j), modifications/transformation (stockage), 2010**
- Petroplus – Cressier – Suisse (68 kb/j), vendue (Varo Refining SA), 2012
- Petroplus – Ingolstadt – All (100 kb/j), vendue (Gunvor), 2012
- **Petroplus – Petit Couronne – All (161 kb/j), en vente (2 repreneurs potentiels),**
- Petroplus – Anvers – PB (100 kb/j), vendue (Gunvor), 2012
- Petroplus – Coryton – UK (175 kb/j) vendue (JV Shell UK Ltd, Vopak et Greenergy), 2012.
- Shell – Gothenburg – Suède (78 kb/j), vendue (ST1 Group), 2010
- Shell – Stanlow – UK (233 kb/j), vendue (Essar), 2011
- Shell – Hamburg – All (110 kb/j), modifications/transformation (terminal),
- Shell – Heide – All (91 kb/j), vendue (Klesch Group),
- Tamoil – Cremona - It (101 kb/j), modifications/transformation (stockage), 2011
- Total – Lindsey – UK (221 kb/j), en vente,
- **Total – Dunkerque – Fr (137 kb/j), modifications/transformation (stockage), 2010**
- **Total – Gonfreville – Fr (94 kb/j), fermeture (unité de distillation)**
- TotalErg – Raff. de Rome – It (100 kb/j), transformations (hub de stockage et commercialisation), 2012

▪ **Amérique du Nord et Caraïbes:**

- AGE Ref & marketing Inc. – San Antonio – US (14 kb/j), vendue,
- Big West – Bakersfield –US (68 kb/j), vendue,
- BP – Texas City Ref. – US (475 kb/j), en vente
- BP – Carson Ref – US (265 kb/j), en vente (Tesoro), 2012
- Chevron – Kapolei –US, Hawaï (54 kb/j), fermeture,
- Connacher O&G – Great Falls – Canada (10 kb/j), en vente (Calumet Speciality Prod. Part., US) 2012,
- ConocoPhillips – Trainer Ref. – US (180 kb/j), vendue (Delta Air Airlines), 2012
- Ergon Inc; - El Dorado - US (83 kb/j), vendue,
- Frontier Oil Ref. - El Dorado – US (138 kb/j), vendue,
- Frontier Oil Ref. - Cheyenne – US (47 kb/j), vendue,
- Gary Williams Co. – Wynnewood – US (75 kb/j), vendue,
- Holy Corp. – Wood Cross – US (25 kb/j), vendue,
- Holy Corp. – Navajo Ref. – US (105 kb/j), vendue,
- Hovensa – US Virgin Island Ref. –US (500 kb/j), transformation en terminal de stockage, 2012
- Imperial Oil Ltd – Dartmouth Ref. – Canada (88 kbj), en vente, 2013
- Midsouth Enrgy LLC – Somerset – US (5,5 kb/j), vendue,
- Murphy Oil – Meraux, Louisiane (125 kb/j), vendue (Valero), 2012
- Murphy Oil - Superior, Wisconsin (35 kb/j) en vente,
- Murphy Oil – Wisconsin ref. US (35 kb/j), en vente,
- Shell – Montreal – Can (13 kb/j), modifications/transformation (terminal),
- Shell – Saint Rose Ref. – US (55 kb/j), vendue,
- Sunoco – Tulsa Ref. –US (155 kb/j), vendue (Holly corporation), 2009
- Sunoco Inc. – Eagle Point – US (150 kb/j), modifications/transformation,
- Sunoco Inc.- Toledo- US –(160 kb/j), vendue,
- Sunoco – Philadelphia – US (330 kb/j), transformation en hub (JV Philadelphia Energy Solutions) 2012,
- Sunoco – Marcus Hook Ref. – US (175 kb/j), fermeture, 2012,
- Tenby Inc. – Oxnard – Canada (2,8 kb/j), fermeture,
- Valero – Delaware – US (190 kb/j), vendue,
- Valero – Paulsboro – US (166 kb/j), modifications/transformation,
- Valero – Corpus Christi – US (20 kb/j), fermeture (FCC),
- Valero – Aruba – US (275 kb/j), en vente (Petrochina), 2012/2013
- Western Bloomfield – US (17 kb/d), fermeture.
- Western Ref. – Yorktown – US (66 kb/j), fermeture,
- Wvominga Ref. Co. – New Castle – US (14 kb/i). vendue.

Raffineries vendues, en vente, en transformations, fermées (suite):▪ **Asie Pacifique:**

- Cosmo Oil – Sakaide Ref. - Japon (140 kb/j), transformation de stockage, 2013.
- CPC Corp Kaohsiung – Taiwan (25 kb/j), fermeture (FCC),
- JX Holdings Negishi – Japon (70 kb/j), fermeture (unité de distillation),
- JX Holdings Mizushima – Japon (110 kb/j), fermeture (unité de distillation),
- Nihonkai Oil Toyama – Japon (60 kb/j), modification/transformation (terminal),
- Shell Parsden Pt – Nouv. Zélande (109 kb/j), vendue,
- Shell – Clyde Ref. – Australie (75 kb/j), transformations,
- Showa Shell Keihin – Japon (60 kb/j), fermeture (unité de distillation).
- Tesoro Corp.- Kapolei Ref. – Hawaii (94 kb/j), en vente, 2013

▪ **Afrique:**

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