



Les investissements
en
exploration-production
et
raffinage

2013

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

Octobre 2013

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 : investissements en 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 : évolution des prix du pétrole et du gaz.

S O M M A I R E

1	ÉVOLUTIONS DES PRIX DU PÉTROLE ET DU GAZ.....	6
2	EXPLORATION PRODUCTION : UNE NOUVELLE ANNÉE DE CROISSANCE	9
2.1	LA HAUSSE DES INVESTISSEMENTS SE POURSUIT EN 2013.....	9
2.2	EXPLORATION - LES DÉCOUVERTES DE 2013.....	12
2.3	1978 – 2012 : INVESTISSEMENTS – PRODUCTION – PRIX	15
3	PRINCIPAUX MARCHÉS DU SECTEUR PARAPÉTROLIER AMONT.....	17
3.1	INTRODUCTION	17
3.2	FORAGE.....	17
3.2.1	<i>Activités de forage</i>	18
3.2.1.1	Nombre de puits forés dans le monde	18
3.2.1.2	Nombre de puits à terre	18
3.2.1.3	Nombre de puits en mer.....	19
3.2.2	<i>Marchés du forage, des équipements et des services autour du puits</i>	22
3.2.2.1	Marché du forage onshore	23
3.2.2.2	Marché du forage offshore	24
3.2.2.3	Marché de la fracturation	25
3.3	GÉOPHYSIQUE	25
3.3.1	<i>Activité de géophysique</i>	26
3.3.2	<i>Marché géophysique</i>	27
3.4	CONSTRUCTION OFFSHORE.....	29
3.4.1	<i>Activités de construction offshore</i>	29
3.4.1.1	Plateformes fixes (Jackups).....	29
3.4.1.2	Plateformes flottantes (Floating Platform Systems ou FPS).....	30
3.4.1.3	Constructions sous-marines (Subsea).....	31
3.4.2	<i>Marché de la construction offshore</i>	32
	POUR CONCLURE.....	34
4	RAFFINAGE: À LA RECHERCHE DE NOUVEAUX ÉQUILIBRES.....	35
4.1	SURCAPACITÉS DE RAFFINAGE EN DIMINUTION ET DISPARITÉS RÉGIONALES	35
4.2	REPRISE DES DÉPENSES DE CAPITAL DANS LES PAYS ÉMERGENTS	37
4.3	L'ASIE DEMEURE L'ELDORADO DES INVESTISSEMENT DANS L'AVAL PÉTROLIER	38
4.3.1	<i>Permanence des surcapacités à moyen terme</i>	42
4.3.2	<i>Hétérogénéité des stratégies d'investissement</i>	44

FIGURES ET TABLEAUX :

FIGURE 1 : ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS MONDIAUX EN E&P.....	9
FIGURE 2 : ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS E&P, DES PRIX ET DES COÛTS	11
FIGURE 3: LES DÉCOUVERTES DE 2013 (AU 27 SEPTEMBRE).....	12
FIGURE 4: INVESTISSEMENTS, PRODUCTION, PRIX DU BRUT ET VALEUR DE LA PRODUCTION (BASE 100 EN 1978).....	15
FIGURE 5: TAUX DE CROISSANCE MOYEN SUR 10 ANS DE LA PRODUCTION DE PÉTROLE ET GAZ.....	15
FIGURE 6: INVESTISSEMENTS, ACTIVITÉ ET COÛTS - 2004-2012.....	16
FIGURE 7: RÉPARTITION PAR RÉGION DES PUIITS FORÉS À TERRE ET EN MER EN 2012.....	18
FIGURE 8: RÉPARTITION DES PUIITS FORÉS À TERRE EN 2012 PAR RÉGION (A) ET CROISSANCE À MI-2013 SUR UN AN (B). ...	19
FIGURE 9: TAUX DE LOCATION DES RIGS À TERRE EN AMÉRIQUE DU NORD ET À L'INTERNATIONAL.	19
FIGURE 10: RÉPARTITION DES PUIITS FORÉS EN MER EN 2012 PAR RÉGION (A) ET CROISSANCE À MI-2013 SUR UN AN (B)....	20
FIGURE 11: TAUX ANNUEL MOYEN D'UTILISATION DES RIGS EN MER POUR LE MONDE, LE GOLFE DU MEXIQUE ET LA MER DU NORD.....	21
FIGURE 12: TAUX DE LOCATION MOYEN ANNUEL DES SEMISUBS ET JACKUPS POUR LE GOLFE DU MEXIQUE, LA MER DU NORD ET EN ASIE DU SUD-EST.	21
FIGURE 13: RÉPARTITION 2012 DES DIVERS SEGMENTS DE MARCHÉ DU FORAGE	22
FIGURE 14: ÉVOLUTION DEPUIS 2008 DES SEGMENTS DE MARCHÉ DU FORAGE ET ESTIMATION DU MARCHÉ GLOBAL EN 2013 ET 2014.....	23
FIGURE 15: ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU FORAGE À TERRE ET PARTS DE MARCHÉ 2012 DES PRINCIPAUX ACTEURS.....	24
FIGURE 16: ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU FORAGE EN MER ET PARTS DE MARCHÉ 2012 DES PRINCIPAUX ACTEURS.	24
FIGURE 17: ÉVOLUTION DU MARCHÉ DE LA FRACTURATION ET PARTS DE MARCHÉ 2012 DES PRINCIPAUX ACTEURS.....	25
FIGURE 18: ÉVOLUTION DEPUIS 1970 DU NOMBRE DE CANAUX DES LABORATOIRES D'ENREGISTREMENT SISMIQUE, COURBE EN BLEU CANAUX POSSIBLES, COURBE EN ROUGE CANAUX UTILISÉS.	26
FIGURE 19: À MI-2013, RÉPARTITION DES CAMPAGNES DE SISMIQUE MARINE SUR LES 12 DERNIERS MOIS, PAR RÉGION (A) ET PAR TYPE D'ACQUISITION (B).....	26
FIGURE 20: À MI-2013, TAUX DE LOCATION EN MILLIERS \$ PAR JOUR ET TAUX D'UTILISATION EN POURCENTAGE DE LA SISMIQUE MARINE.....	27
FIGURE 21: MARCHÉ DE LA GÉOPHYSIQUE (ÉQUIPEMENTS ET ACQUISITION-TRAITEMENT) ET PARTS DE MARCHÉ 2012 DES PRINCIPAUX ACTEURS.	28
FIGURE 22: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE EN 2012 DU NOMBRE D'INSTALLATIONS DE PLATEFORMES FIXES.....	29
FIGURE 23: NOMBRE DE PLATEFORMES FLOTTANTES EN CONSTRUCTION À MI-2013 ET NOMBRE DE PROJETS JUSQU'EN 2018.	30
FIGURE 24: FLOTTE MONDIALE DE FPS À MI-2013 ET TYPES DE FPS CONSTRUITS DEPUIS 2005.	30
FIGURE 25: NOMBRE DE CONSTRUCTIONS SOUS-MARINES RÉALISÉES DANS LE MONDE DE 2004 À 2012.	31
FIGURE 26: DEMANDE DE CONSTRUCTION SUBSEA POUR LA PÉRIODE 2013 À 2017	32
FIGURE 27: PARTS 2012 DES TROIS SEGMENTS DE MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE.....	32
FIGURE 28: MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE (A) ET PARTS DE MARCHÉS 2012 PAR COMPAGNIE (B).	33
FIGURE 29: DIFFÉRENCE ENTRE CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET DEMANDE DE PRODUITS.....	36
FIGURE 30: TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES.....	37
FIGURE 31: HISTORIQUE DES DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE \$)	38
FIGURE 32: PROJETS DE RAFFINAGE - CAPACITÉS DE DISTILLATION PAR RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES	39
FIGURE 33: PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE CONVERSION PAR RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES	39
FIGURE 34: PROJETS DE RAFFINAGE – NOUVELLES CAPACITÉS DE DISTILLATION ATMOSPHÉRIQUE PAR TYPE D'ÉVOLUTION ..	39
FIGURE 35: PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE CONVERSION PAR TYPE D'UNITÉ.....	40
FIGURE 36: PROJETS DE RAFFINAGE – RÉPARTITION PAR TYPE DE PROJET: DISTILLATION/CONVERSION	41
FIGURE 37: 2013, ÉVOLUTION À MOYEN TERME DES CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET DE LA DEMANDE.....	44
TABLEAU 1 : TABLEAU RÉSUMÉ DE L'ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHÉS ANALYSÉS	34
TABLEAU 2: DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE G\$).....	37

TABLE RECAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHES:

G\$	2012	2013
Investissements globaux en E&P	623	694
Amérique du Nord	184	188
Amérique Latine	69	78
Europe	56	66
CEI	53	59
Afrique	66	71
Moyen-Orient	40	48
Asie-Pacifique	156	183
Marchés amont analysés	298	326
Marché Géophysique	17	19
Marché du forage (*)	225	245
dont:		
<i>Forage à terre</i>	29	30
<i>Forage en mer</i>	45	51
Marché Construction offshore	56	62
Investissements en Raffinage	69	70
Dépenses d'investissement	25	26
Dépenses de maintenance	28	28
Dépenses en catalyseurs et produits chimiques	16	17

(*) Incluant les équipements et 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 Évolutions des prix du pétrole et du gaz

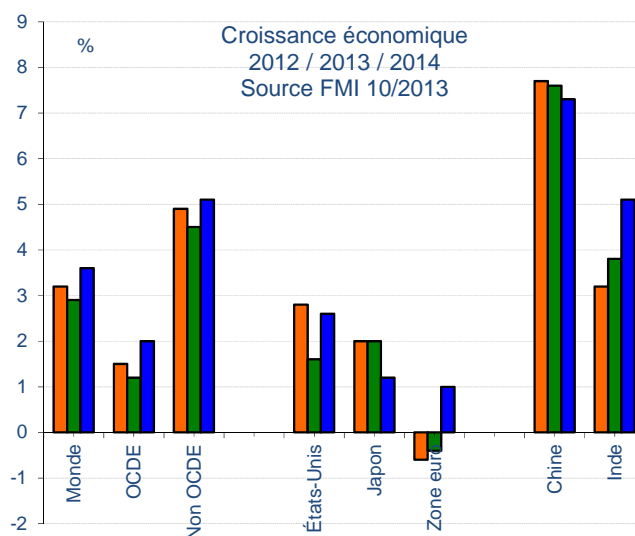
❖ Contexte général : un environnement instable

Le contexte international reste marqué par de nombreux bouleversements qui impactent et impacteront le secteur pétrolier et gazier. Certains sont plus ou moins gérables et prévisibles, d'autres au contraire plus incertains, dans un mixte entre transition et mutation. Parmi ceux-ci il convient de citer :

- la géopolitique bien sûr, avec l'instabilité chronique depuis au moins trois ans en Afrique du nord et au Moyen Orient,
- le monde financier sous influence des politiques des banques centrales,
- le système monétaire international en proie à ce que l'on nomme la guerre des monnaies depuis 2010,
- le futur économique incertain des pays occidentaux qui doivent inventer de nouveaux pôles de croissance,
- le changement climatique dû aux émissions de gaz à effet de serre confirmé par le dernier rapport du GIEC,
- et enfin, le secteur énergétique, qui doit de ce fait repenser ses modes de consommation et de production, sujet traité en France cette année lors du débat sur la transition énergétique. Il conviendrait de rajouter à cette liste déjà longue, la révolution énergétique en cours liée aux ressources de roche mère.

❖ Croissance économique : la bonne nouvelle des pays occidentaux

Pour le plus court terme, les dernières prévisions du FMI nous permettent de mettre en évidence trois grandes tendances pour 2014 :



- en premier lieu, la croissance économique mondiale qui devrait être plus forte qu'en 2013 puisque elle se situerait autour de 3,6 % soit 0,7 points de plus.
- le deuxième thème concerne la croissance en partie retrouvée pour les pays occidentaux qui devrait être sensiblement plus soutenue en 2014 à hauteur de 2 %, soit 0,8 points de mieux. Cette tendance reflète le dynamisme américain (2,6 %) mais aussi le retour bienvenu de la croissance en zone Euro (1 %) après deux années négatives.
- enfin, une croissance encore forte mais jugée fragile pour les pays émergents à 5,1 %, très en deçà de ce que l'on a connu entre 2004 et 2007 à 8 % en moyenne.

Cette vision est bien entendu susceptible de corrections du fait en particulier du poids de la dette des pays occidentaux. Elle s'élève désormais en moyenne à 107 % du PIB, en

progression de 35 points depuis 2007. Le niveau des taux longs sera donc un indicateur à suivre avec attention. Ils restent pour le moment largement en dessous de ce que l'on a connu avant la crise de 2008, mais une hausse se dessine en particulier aux Etats-Unis. L'enjeu en 2014 sera la sortie éventuelle de la politique de soutien menée par les banques centrales et l'impact que cela aura sur ces taux longs et donc sur la croissance.

❖ **Contexte pétrolier : des signaux divergents**

Deux phénomènes ont été plus particulièrement marquants en 2013 pour le secteur pétrolier : les perturbations de la production en Afrique et au Moyen Orient d'une part et la croissance exceptionnelle de la production américaine d'autre part.

Concernant le premier point, les perturbations sont dues à deux facteurs : l'embargo sur l'Iran tout d'abord qui a abouti à une réduction de l'offre de 1 Mb/j environ depuis juillet 2012. Cela représente d'après le FMI 60 G\$ en moins pour le budget iranien en 2013, soit une division par deux par rapport à 2011. Ceci peut expliquer en partie la position a priori plus ouverte de ce pays dans les négociations sur le nucléaire. Les autres perturbations sont liées pour l'essentiel à l'instabilité dans plusieurs pays, Irak, Nigeria et Libye plus particulièrement. Dans ce dernier pays la production a pratiquement été interrompue en septembre en raison des mouvements sociaux.

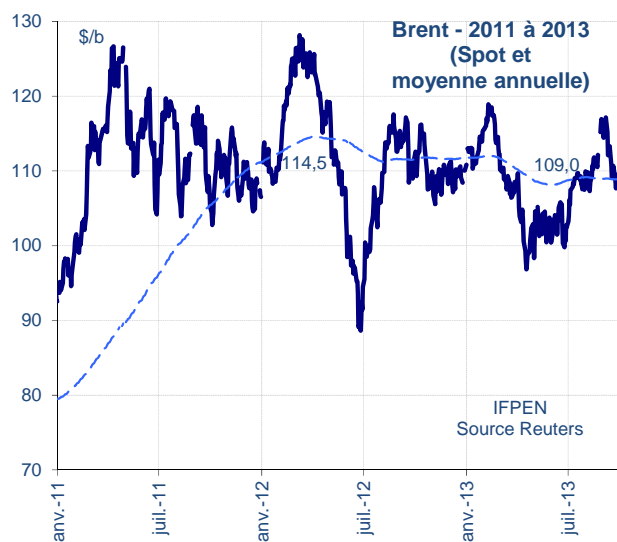
Côté américain, la révolution des huiles de schiste est en cours après celle du gaz. Les opérations de forage se sont orientées massivement vers cette ressource depuis 2010. Le résultat est impressionnant avec une production qui a progressé de 3 Mb/j depuis 2007, volume équivalent à ce qui est produit par l'Irak ou l'Iran. En 2014, on prévoit 1 Mb/j supplémentaires, ce qui placera les Etats-Unis au niveau de la Russie avec un volume de 10,7 Mb/j. Si l'on tient compte de la production d'éthanol, le total sera du même ordre que ce qui est produit par l'Arabie Saoudite. Cette hausse est susceptible de se poursuivre à terme si l'on se réfère aux scénarios les plus optimistes qui paraissent assez crédibles. Si tel est le cas, le prix du pétrole pourrait être sous pression baissière. Tout dépendra en fait de la situation de la production de l'Iran et des pays actuellement instables à l'image de l'Irak ou de la Libye.

❖ **Prix du pétrole : vers une décrue plus marquée en 2014 ?**

L'année 2013 a permis de mesurer l'impact des incertitudes géopolitiques, économiques, financières, monétaires et bien sûr pétrolières sur le prix du pétrole. Influencé par l'ensemble de ces facteurs, il représente un baromètre assez fin de la « transition-mutation » en cours au niveau mondial.

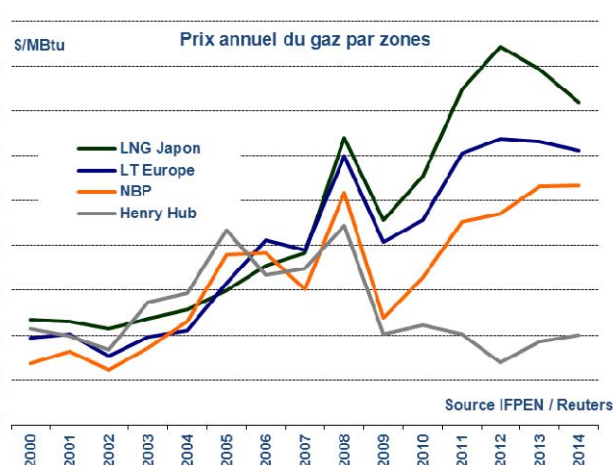
Ainsi, les tensions avec l'Iran en début d'année et les instabilités en Afrique du Nord au cours de l'été se sont traduites par des pics à près de 120 \$/b. Inversement dans la période plus calme du second trimestre, le contexte économique et pétrolier a repris le dessus faisant passer le Brent à 100 \$/b environ. Deux raisons à cela : la fin envisagée de la politique de soutien de la FED et la vision d'un marché moins tendu lié en particulier à la montée en puissance des pétroles de schiste américain. Cela n'a pas duré au-delà d'un trimestre en raison des événements en Egypte, en Syrie et en Libye au cours de l'été, mais cela donne une idée de ce que pourrait être le prix sans tension géopolitique.

Cette année le Brent devrait se situer à environ 108/110 \$/b, soit légèrement en dessous de la moyenne 2012 de 111 \$. Il est toutefois intéressant de noter le recul tendanciel de la moyenne mobile annuelle depuis le pic atteint en avril 2012 à 114 \$. Pour 2014, un recul plus sensible du prix vers les 100 \$/b n'est pas impensable. Mais cela dépendra évidemment du contexte géopolitique qui pèse régulièrement sur le marché pétrolier. La confirmation du potentiel américain sera aussi décisive.



❖ Prix du gaz : les divergences régionales perdurent

La situation du marché gazier est désormais bien connue caractérisée par des divergences régionales significatives depuis 2009.



- Ainsi en Asie, les prix restent très élevés, évoluant autour de 16 \$/MBtu en 2013, du fait des formules d'indexation sur le pétrole. Une baisse est envisageable en 2014 si la détente sur le prix du pétrole est avérée. L'un des enjeux pour cette zone sera d'avoir accès à terme à des contrats fondés sur le prix spot américain via des importations de gaz liquéfié. Une telle tendance serait de nature à faire pression sur l'ensemble des fournisseurs gaziers vers l'Asie pour revoir les prix à la baisse.
- En Europe, les prix indexés se situent à plus de 12 \$/MBtu contre près de 11 \$/MBtu pour les prix spots anglais. Ces derniers restent tendus ce qui n'est pas très favorable au moment où le marché spot représente une part croissante des contrats d'approvisionnements. Ils sont par ailleurs 2 fois trop élevés pour être compétitifs par rapport au charbon. Cela explique les tensions pour les producteurs d'électricité également sous pression en raison de la montée en puissance des énergies renouvelables.
- Enfin le marché des Etats-Unis reste de son côté à des niveaux historiquement bas, autour de 3,5 à 4 \$/MBtu. C'est trois fois moins élevé que ce qui est observé en Europe. Cela constitue un avantage compétitif indéniable qui explique en partie le niveau de croissance de l'économie américaine.

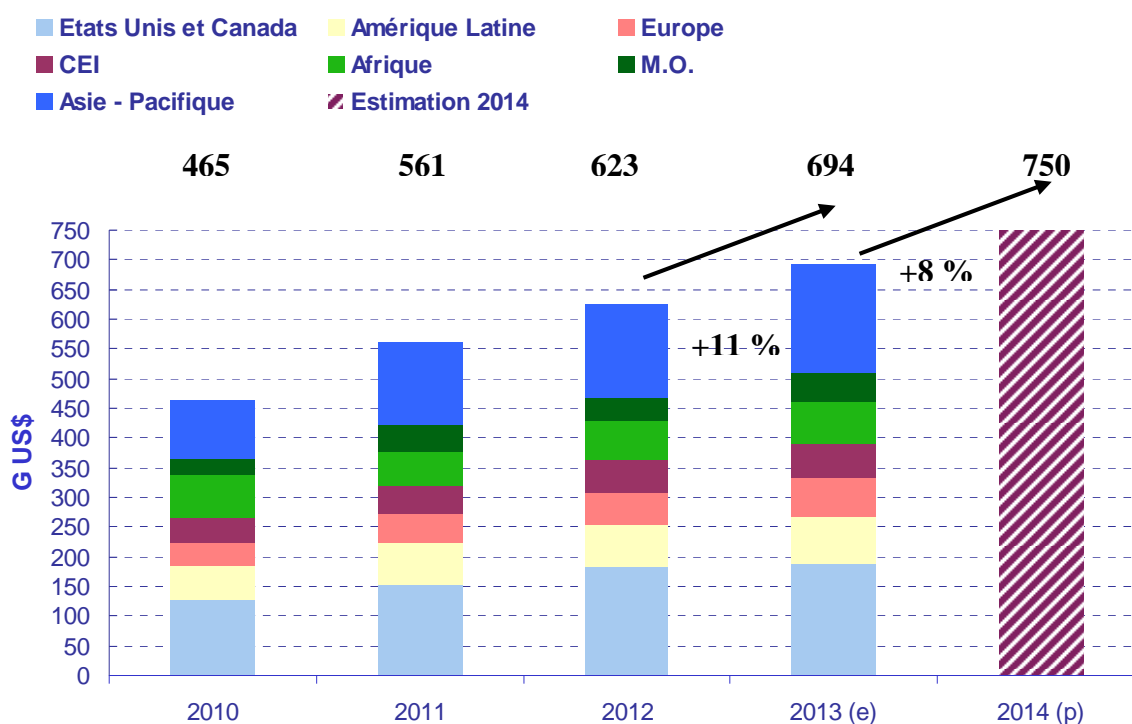
2 Exploration Production : une nouvelle année de croissance

2.1 La hausse des investissements se poursuit en 2013

Les investissements en exploration-production (E&P) devraient enregistrer une quatrième année consécutive de croissance à deux chiffres depuis la reprise amorcée en 2010. Ils devraient croître d'environ 11% en 2013 et dépasser **690 milliards de \$ (G\$)**, ce qui représente une hausse de 65% depuis 2009. Les investissements supplémentaires par rapport à l'année précédente se montent à 70 G\$. Le Moyen-Orient devrait connaître la croissance la plus dynamique avec des investissements prévus en hausse de 21%. Viennent ensuite l'Europe avec une croissance attendue de près de 20% et la région Asie-Pacifique avec une hausse de 17%. En Amérique Latine, les investissements sont attendus en hausse d'environ 14% tandis que dans la zone CEI et en Afrique la croissance devrait être plus modérée, respectivement aux alentours de 11% et de 8%. Après 3 ans de croissance forte, l'Amérique du Nord devrait connaître une pause avec une hausse limitée à 2%.

Pour 2014, nous anticipons une poursuite de la hausse avec un taux de croissance de l'ordre de 8%. Les facteurs de croissance qui ont prévalu depuis 2011 restent d'actualité : les acteurs anticipent un prix du pétrole durablement élevé et le développement des ressources non conventionnelles (offshore profond, huiles lourdes, hydrocarbures de schiste et de réservoir compact) et du GNL offre de nombreuses possibilités d'investissement aux compagnies pétrolières et gazières. De nouveaux thèmes d'exploration sont aussi apparus ces dernières années (anté-salifère, Afrique de l'Ouest, Méditerranée, Arctique...) qui sont en partie responsables du quadruplement des dépenses d'exploration sur les 10 dernières années. De plus l'augmentation soutenue de l'activité d'exploration et production entraîne une hausse des coûts qui accélère la hausse des investissements.

Figure 1 : Évolution des investissements mondiaux en E&P



Toutes les régions du monde connaissent en 2013 une augmentation des investissements en E&P avec des croissances particulièrement fortes au Moyen-Orient, en Asie et en Europe. En revanche en Amérique du Nord (États-Unis et Canada) la hausse devrait rester modeste (environ 2%) après 3 années durant lesquelles les investissements ont quasiment doublé, passant de 93 G\$ en 2009 à 184 G\$ en 2012.

Au Moyen-Orient, les compagnies nationales annoncent toutes des budgets en hausse par rapport à l'an passé, notamment en Arabie Saoudite où des investissements importants sont nécessaires pour maintenir une capacité de production de 12 Mb/j et développer la production de gaz dont la part dans la production électrique et dans l'industrie est appelée à augmenter afin de limiter l'utilisation du pétrole. La poursuite du développement des champs irakiens est l'autre élément explicatif du dynamisme régional.

En Europe, les investissements en E&P croissent fortement pour la troisième année consécutive grâce à la Mer du Nord. Au Royaume-Uni, la hausse atteint encore 15% cette année après un bond de 33% en 2012. Ces performances s'expliquent par le développement d'un petit nombre de grands projets décidés au début de la décennie mais aussi par l'introduction d'incitations fiscales à l'investissement dans les champs marginaux et en fin de vie. En Norvège la croissance des investissements devrait s'établir à 23% selon l'office des statistiques norvégiennes. Alors que les dépenses d'exploration marquent le pas, une forte hausse des dépenses de développement est attendue, aussi bien pour les champs déjà en production que pour les nouveaux projets.

En Asie-Pacifique, l'investissement des compagnies nationales devrait progresser fortement en Inde, en Chine et en Asie du Sud-est tandis qu'en Australie, où les coûts de développement ont fortement augmenté (+20% entre 2011 et 2012 selon le consultant WoodMackenzie), les projets de GNL continuent à stimuler l'activité.

En Amérique Latine, le Brésil reste le moteur le plus important de l'investissement régional. Petrobras, prévoit d'investir 147,5 G\$ dans l'E&P sur la période 2013-2017 dont 73% pour le développement de la production, 16% pour l'exploration, les 11% restants étant destinés aux infrastructures. Au Venezuela les investissements de PDVSA devraient rebondir après un recul de 33% en 2012.

En Russie, Gazprom annonce une baisse de 12% de ses investissements qui contraste avec les autres acteurs locaux dont les budgets sont pour la plupart en forte hausse, comme Lukoil, dont les dépenses en capital devraient augmenter de 45%. On notera que les prévisions de Gazprom sont généralement sous-estimées, il est donc possible que la croissance des investissements en zone CEI soit supérieure aux 11% actuellement prévus.

En Afrique, après une hausse de 13% en 2012, marquant la reprise des investissements après une année d'instabilité pour cause de "Printemps Arabe", la croissance devrait s'établir aux alentours de 8 à 9%. Le continent continue à pâtir des incertitudes législatives au Nigéria et des problèmes de sécurité dans plusieurs pays (Algérie et Nigéria en particulier).

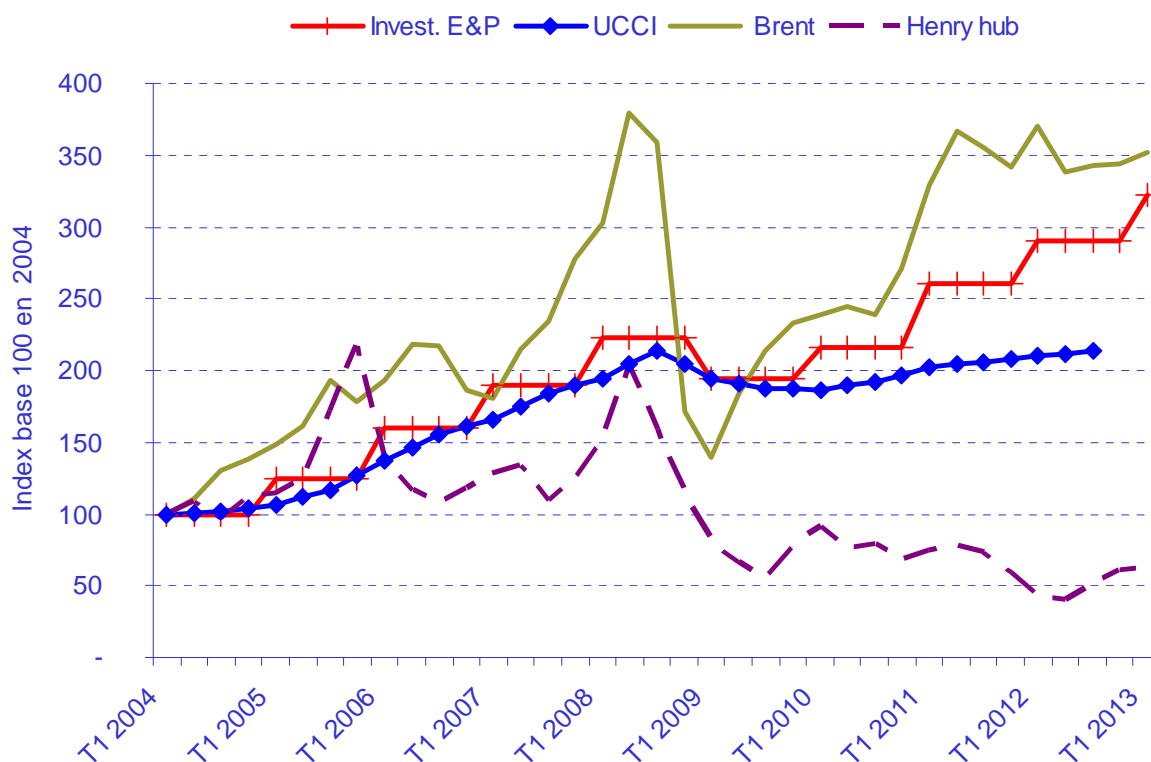
La hausse des investissements est générale quel que soit le type de compagnie considéré – nationale (NOC) ou internationale (IOC), major ou indépendante – mais elle est plus marquée chez les NOC :

- Les 5 majors, enregistrent une croissance de 9% de leurs investissements E&P en 2012. Chevron se démarque des autres sociétés de ce groupe avec une hausse de 23%. Shell, BP et Total annoncent des taux de croissance plus modestes, compris entre 6 et 8%. La progression la plus faible est celle d'ExxonMobil (+2,6%).
- Les budgets des indépendants augmentent en moyenne de 12%, mais avec des situations contrastées entre les indépendants Nord Américains, dont les investissements

reculent de 2% (avec un repli de 8% à l'international) et les autres dont les dépenses progressent en moyenne de 19%.

- Les investissements des compagnies nationales augmentent en moyenne de 14% avec des contrastes selon les régions et les sociétés. En Asie, le chinois CNOOC (+43%) l'indien ONGC (+37%) et le malaysien Petronas (+30%) se distinguent particulièrement. Au Moyen-Orient, Saudi Aramco annonce un budget en hausse de 36% et ADNOC (Abu-Dhabi) de 38%. En Amérique Latine, YPF prévoit une augmentation de 60% de ses investissements en 2012.

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



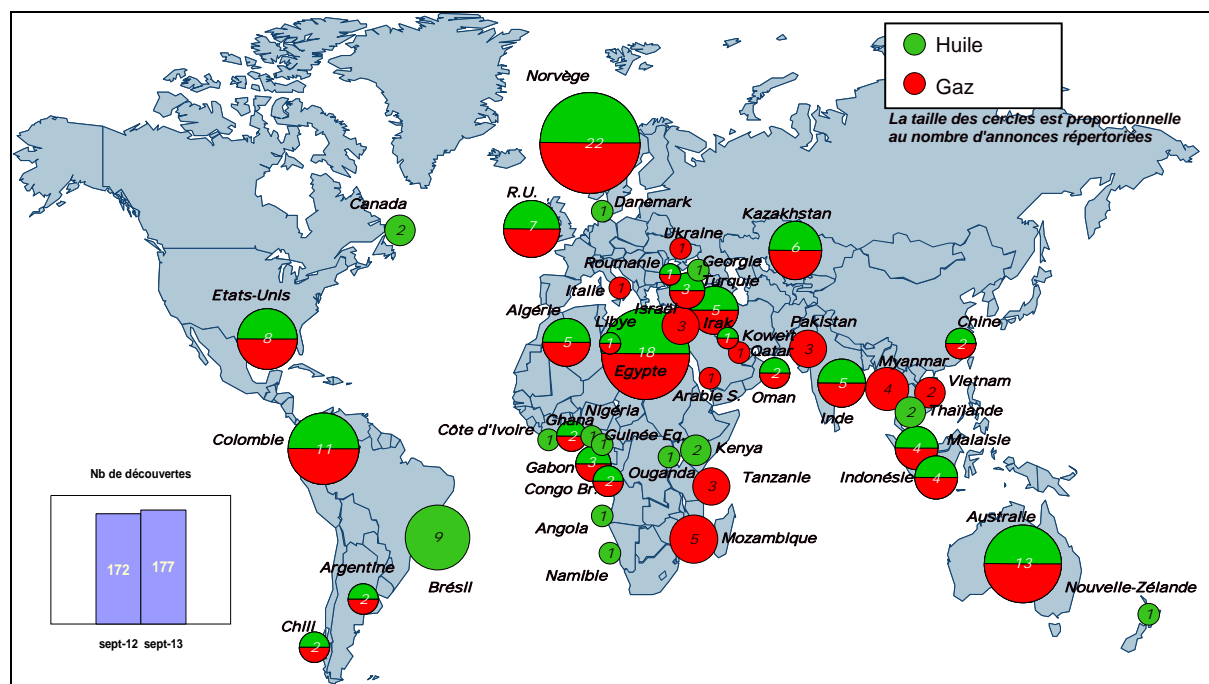
Depuis 2011, le maintien du prix du brut à un niveau élevé favorise l'investissement en E&P, d'autant que de nombreuses possibilités d'exploration et développement s'offrent actuellement aux compagnies pétrolières. La remontée des coûts peut néanmoins entamer la rentabilité des projets en cours et reporter, voire remettre en cause certains projets futurs. C'est le cas en particulier en Australie où le projet Browse LNG de construction d'un terminal onshore a été suspendu. Les partenaires s'orientent désormais vers une installation flottante qui permettrait de réduire les coûts. L'indice UCCI (Upstream Capital Cost Index, voir Figure 2) de l'IHS-CERA, qui mesure les coûts unitaires de construction en E&P, a repris une tendance haussière depuis 2010 et a désormais retrouvé ses niveaux records de 2008 malgré une forte baisse du prix de l'acier depuis 2012. Le gonflement des carnets de commandes des équipementiers et des entreprises de construction sous-marine ainsi que l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre sont les principaux responsables de la hausse globale de l'indice des coûts en 2012 et début 2013.

2.2 Exploration - Les découvertes de 2013

Le nombre de découvertes annoncées en 2013, telles que répertoriées à fin septembre, s'établissait à 177 contre 172 à la même époque en 2012. Ces indications témoignent d'une activité d'exploration qui est restée soutenue cette année. La connaissance des volumes découverts est encore très parcellaire mais certaines annonces apparaissent d'ores et déjà importantes.

- Dans le bassin de Rovuma, les 3 découvertes réalisées par ENI au Mozambique ont permis d'augmenter l'estimation des volumes en place de la zone 4 d'environ 300 Gm³ et d'identifier une nouvelle cible plus profonde. En Tanzanie, les volumes en place de la zone 2 sont maintenant estimés entre 420 et 450 Gm³.
- En Irak, le gouvernement a annoncé une découverte de l'ordre d'1 Gb de pétrole.
- Au Kazakhstan, la découverte de Zhambyl contiendrait 880 Mb de pétrole techniquement récupérable.
- En Afrique de l'Ouest, plusieurs découvertes ont été réalisées dans l'anté-salifère au Gabon et au Congo-Brazzaville. Dans ce dernier pays, ENI a annoncé une découverte de 600 Mb avec un potentiel additionnel considérable selon la compagnie.
- En Mer de Barents OMV, Statoil et Tullow, associés sur la licence d'exploration, ont annoncé la découverte d'une nouvelle zone pétrolière. Le premier forage sur cette zone a mis à jour des volumes compris entre 200 et 500 Mbep (essentiellement de l'huile).
- Au Canada, au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador, Statoil a confirmé, grâce à 2 forages cette année faisant suite à une première découverte en 2010, l'existence d'une nouvelle province pétrolière. Les volumes déjà mis à jour, sur les découvertes de Mizzen (2010) et de Bay du Nord (2013) se situent entre 400 et 800 Mb de pétrole récupérable. La découverte d'Harpoon (2013) est toujours en phase d'évaluation.
- Au Brésil, le Bassin de Santos est resté prolifique avec 8 découvertes annoncées au 30 septembre.

Figure 3: les découvertes de 2013 (au 27 septembre)

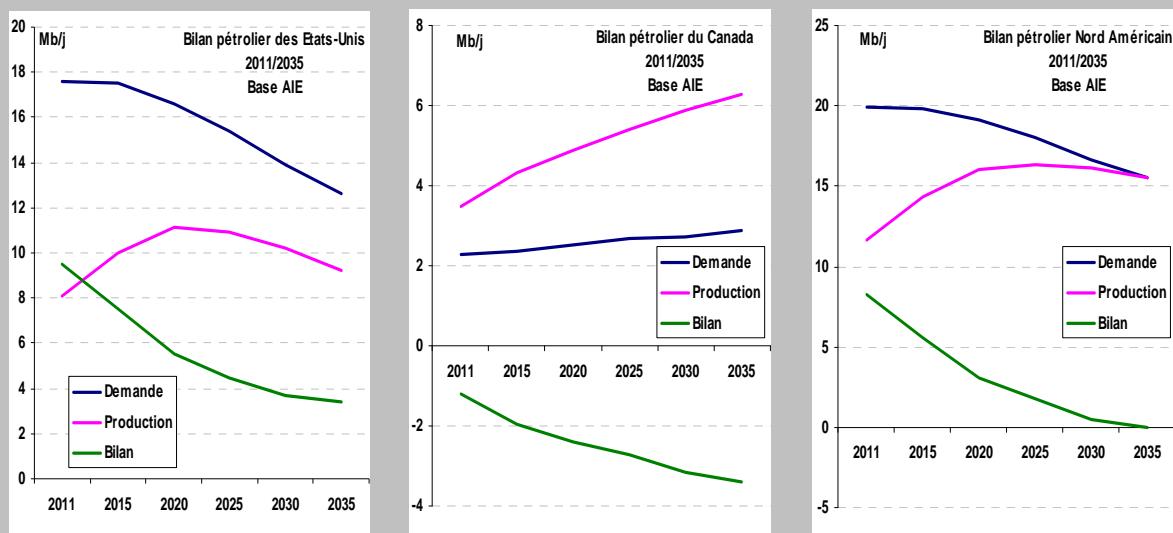


Bilan pétrolier nord américain: vers l'indépendance énergétique?

Selon les estimations de l'AIE (WEO 2012), le bilan pétrolier nord américain fait apparaître une autonomie de la zone en 2035 sous l'effet :

- d'une baisse significative de la demande des États-Unis;
- d'une forte progression de la production de pétrole des États-Unis qui aurait, d'après l'AIE, tendance à décliner après 2025;
- d'une forte progression de la production canadienne, grâce aux sables bitumineux;

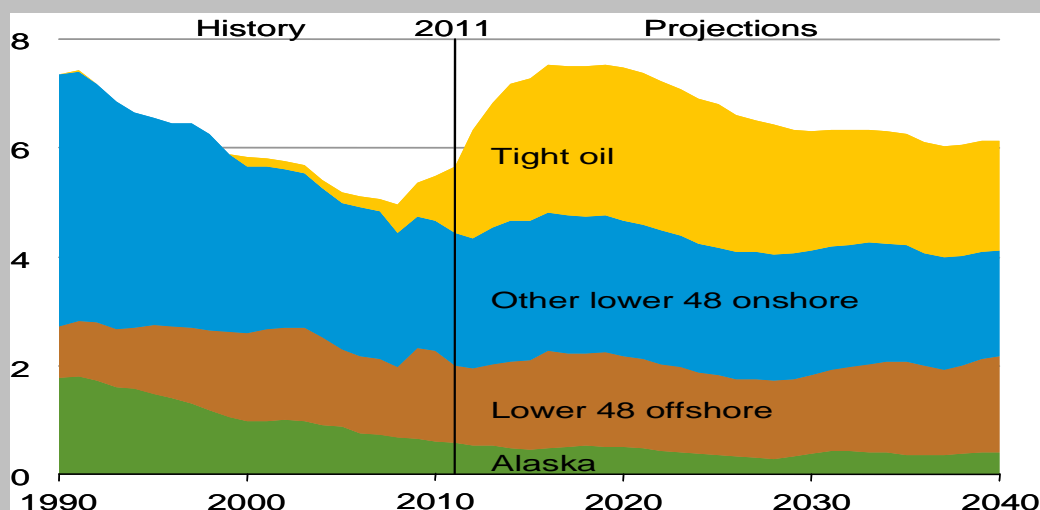
Bilan pétrolier Nord Américain à 2035



Une vision trop prudente ?

Il convient de souligner les incertitudes importantes entourant ces projections. Concernant la production des **États-Unis**, la vision de l'AIE dans son rapport de long terme (WEO 2012) se rapproche de celle du DOE américain (figure ci dessous) qui anticipe un déclin de la production après 2035.

Perspectives de production de pétrole brut aux États-Unis (source DOE)

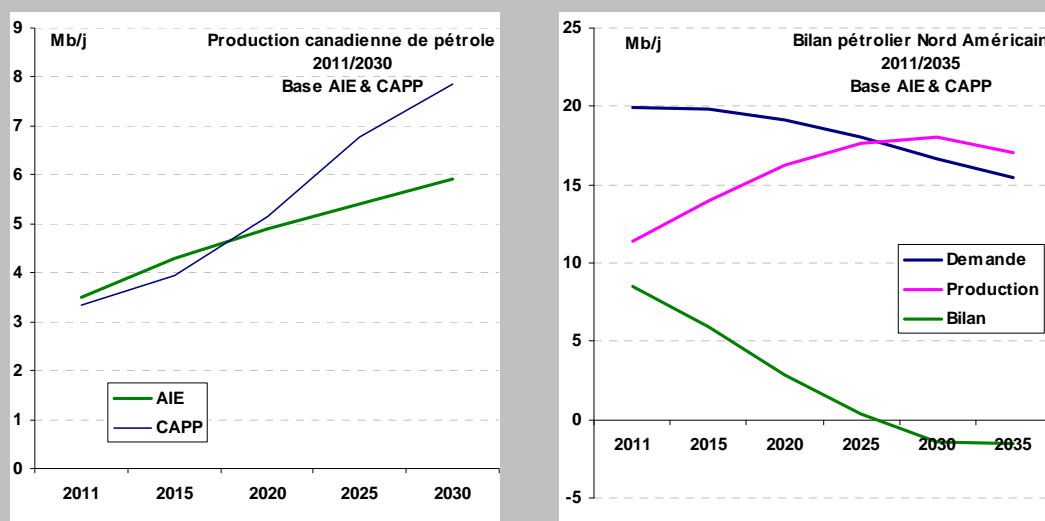


Cette vision peut paraître conservatrice compte tenu du potentiel évalué récemment à 58 milliards de barils (Gb) par le DOE. Si l'on retient les meilleurs bassins on peut estimer en première analyse le potentiel à 33 Gb soit 50 ans de production au rythme actuel de 2 Mb/j (0,7 Gb par an). Le rapport de moyen terme de l'AIE de mai 2013 est d'ailleurs plus optimiste.

Concernant **le Canada**, les dernières projections de l'association des producteurs canadiens (CAPP) font état d'un potentiel de production plus important que celui affiché dans les projections de l'AIE (WEO 2012). L'écart atteint 2 Mb/j en 2030.

Sur cette base la zone nord américaine serait autonome dès 2025.

Bilan pétrolier Nord Américain à 2035 avec les projections du CAPP



Les huiles de schiste, principales incertitudes pour l'avenir.

Le bilan pétrolier nord américain fait apparaître une possible autonomie de la zone, dès 2025 en retenant les dernières prévisions concernant le Canada.

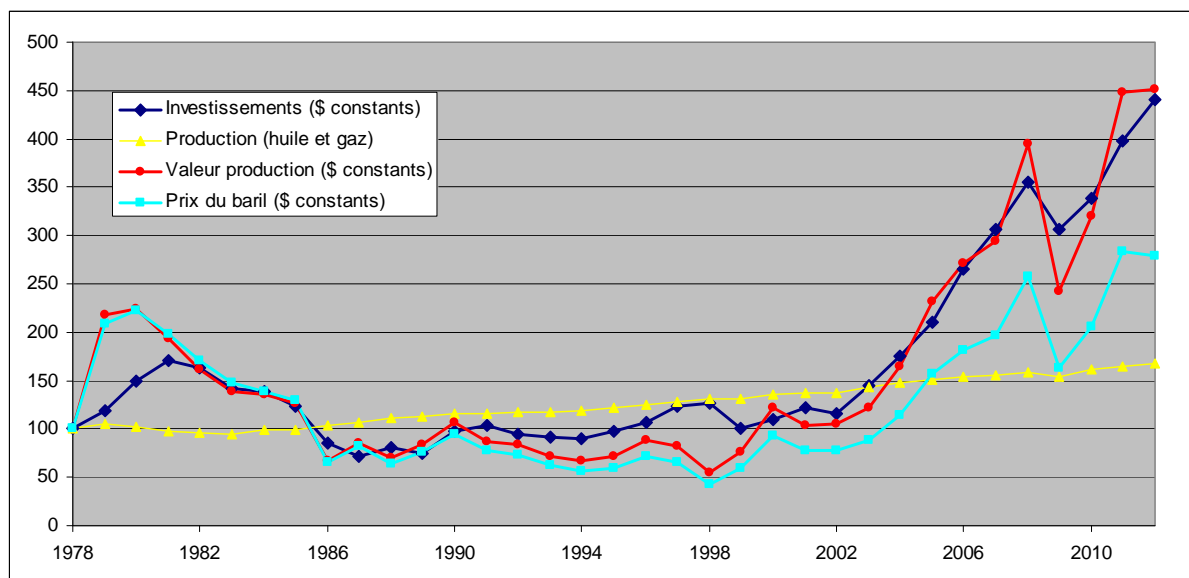
La grande incertitude réside dans le potentiel réel des huiles de schiste. Il dépendra des quantités potentiellement récupérables (a priori élevées), des quantités économiquement exploitables et du contexte sociétal (montée en puissance d'une opposition plus marquée?). En tout état de cause, un réajustement haussier de la production d'huiles de schiste aux États-Unis ne paraît pas irréaliste. Une indépendance pétrolière de la zone avant 2025 paraît dans ce cadre envisageable.

2.3 1978 – 2012 : Investissements – Production – Prix

Entre 1978 et 2012, les investissements en exploration et production ont crû de 340%, le prix du baril de 180% et la production de pétrole et gaz de 70%.

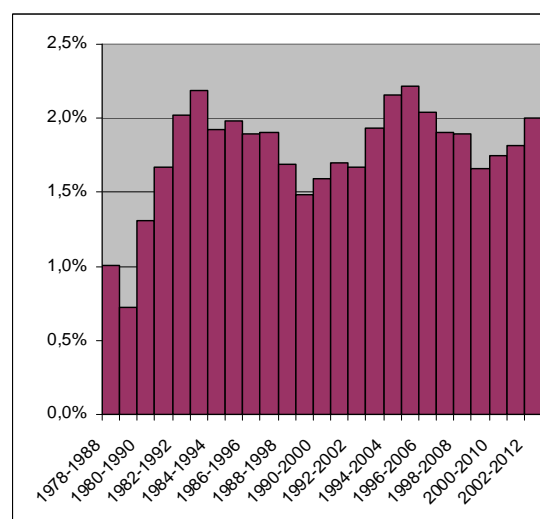
La figure ci-dessous permet de constater que l'évolution des investissements est intimement liée à celle de la valeur de la production (volume x prix). Cette relation est particulièrement nette depuis 2000.

Figure 4: Investissements, production, prix du brut et valeur de la production (base 100 en 1978)



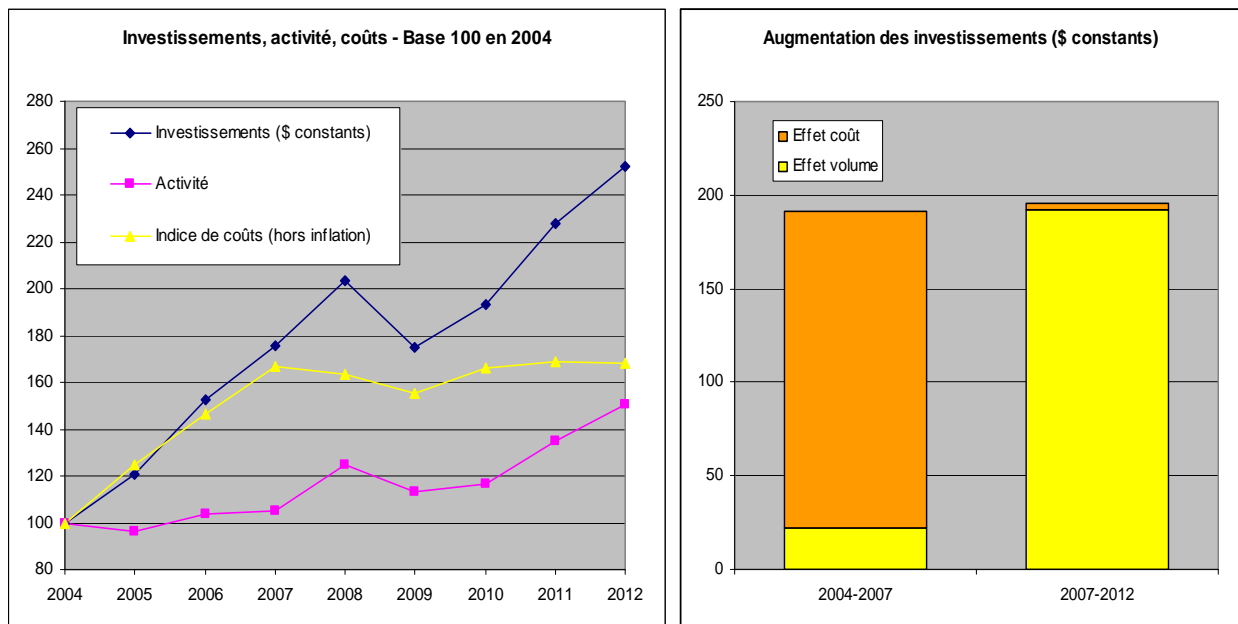
Alors que la hausse de la production a été remarquablement constante depuis 1984, avec des taux de croissance annuelle moyenne sur 10 ans compris entre 1,5 et 2,2%, la tendance actuelle de croissance forte des investissements a véritablement démarré en 2004, avec la hausse du prix du baril (qui n'a retrouvé qu'en 2008, en \$ constants son niveau de 1980). Ce mouvement haussier n'a été interrompu qu'en 2009, conséquence de la chute du prix du brut liée au contexte économique global.

Figure 5: Taux de croissance moyen sur 10 ans de la production de pétrole et gaz



La croissance des investissements entre 2004 et 2007 est due presque entièrement à l'augmentation des coûts unitaires de construction qui ont cru de 75% sur cette période (hors inflation globale), reflet des tensions sur le secteur parapétrolier et de la hausse du coût des matières premières. Après 2007, l'évolution des dépenses d'investissement est essentiellement liée aux projets eux-mêmes. La croissance des dépenses sur cette période s'explique par une augmentation du nombre de projets grâce à l'apparition de nouvelles possibilités d'investissement (hydrocarbures de schistes, Brésil, Irak...) dans un contexte de prix du baril élevé, mais aussi par la complexité croissante des développements (offshore très profond, huiles lourdes, GNL).

Figure 6: Investissements, activité et coûts - 2004-2012



3 Principaux marchés du secteur parapétrolier amont

3.1 Introduction

Les investissements en E&P 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 comprend 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 devrait représenter en 2013 de l'ordre de 18 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 devrait générer au total un chiffre d'affaires en 2013 de près de 250 G\$ dans le monde.

Les champs découverts lorsqu'ils sont offshore nécessitent, de part 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 devrait représenter en 2013 plus de 60 G\$.

3.2 Forage

En 2012, la progression du forage à terre et en mer sur un an est de 3,6%. On assiste à la fin du rebond de l'après crise de 2009.

Pour 2013, le forage à terre devrait continuer de progresser faiblement (+2%) dans toutes les régions du monde hormis l'Afrique (+8%). Le forage en mer devrait progresser plus fortement (+9%) soutenu par l'activité en Amérique du Sud et en Asie Pacifique.

Les taux de location des rigs en 2013 devraient rester stables à terre en dehors de l'Amérique du Nord où ils devraient baisser de 5 à 10%. En mer, les taux de location poursuivent leur rebond dans la Golfe du Mexique mais stagnent ailleurs.

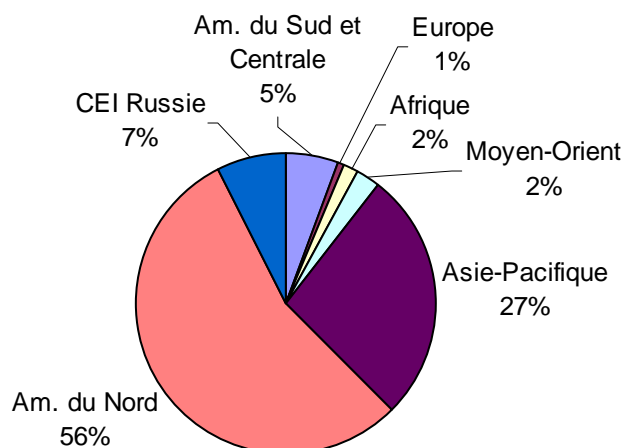
Le marché du forage et des services associés a augmenté de 11% en 2012. Il devrait continuer à croître en 2013 et en 2014 à un rythme plus modéré de respectivement 9 et 6%, à cause du ralentissement de l'activité à terre. Le marché de la fracturation hydraulique, qui avait augmenté de 150% entre 2008 et 2011, retrouve une croissance plus modérée de 5 et 8% en 2012 et 2013.

3.2.1 Activités de forage

3.2.1.1 Nombre de puits forés dans le monde

L'activité de forage pétrolier et gazier est essentiellement terrestre. On dénombre en 2012 un total de 102 500 nouveaux puits forés à terre (onshore) et 3 400 puits en mer (offshore), soit par rapport à 2011 une croissance globale de 3,6%.

Figure 7: Répartition par région des puits forés à terre et en mer en 2012.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

L'Amérique du Nord (États-Unis et Canada) représente plus de la moitié de l'activité mondiale, vient ensuite l'Asie-Pacifique pour 27% dont l'activité est principalement concentrée en Chine.

En 2013, le forage à terre et en mer devrait représenter près de 110 000 puits, soit le niveau d'activité de 2008 avant la crise financière et économique.

3.2.1.2 Nombre de puits à terre

En 2012, la progression du forage à terre sur un an est de 3,6%. Toutes les régions du monde progressent excepté l'Europe (-1%).

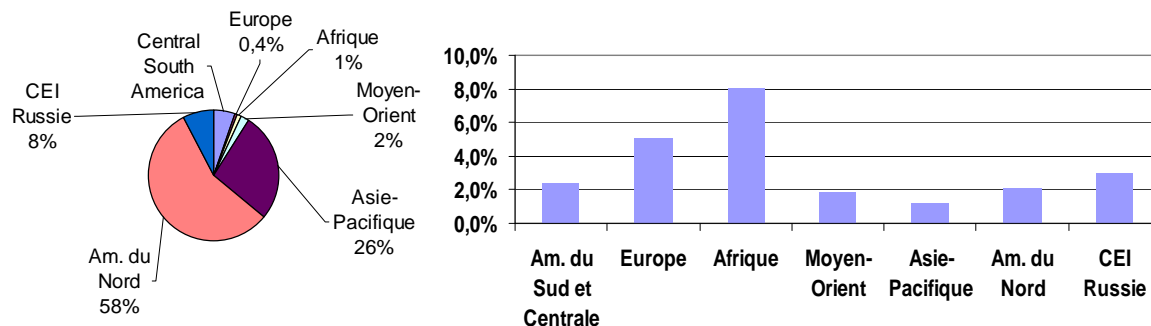
La plus forte progression revient au Moyen-Orient (+14%) et notamment à l'Irak du fait du développement des champs du Kurdistan. L'Afrique progresse de 9%, l'Algérie et la Lybie étant les deux pays les plus actifs alors que l'Égypte voit son activité ralentir.

L'Amérique du Nord continue de progresser (+4%) avec l'essor de l'huile de schistes mais plus faiblement, en 2011 la croissance avait été de 16%. Le nombre de forages gaziers aux États-Unis poursuit sa baisse au profit des forages pétroliers qui sont maintenant majoritaires.

Pour 2013, les six premiers mois de l'année indiquent que le forage à terre devrait augmenter faiblement de l'ordre de 2%. Hormis l'Afrique et l'Europe qui tirent l'activité avec respectivement une croissance de 8% et 5%, les autres régions ne progressent que faiblement, entre 1 et 3%.

En Afrique, l'activité de forage à terre poursuit sa croissance notamment grâce à l'Algérie et la Libye. En Europe, l'activité est tirée par la Roumanie, la Pologne et l'Allemagne qui démarrent l'exploration des gaz de schiste.

Figure 8: Répartition des puits forés à terre en 2012 par région (a) et croissance à mi-2013 sur un an (b).



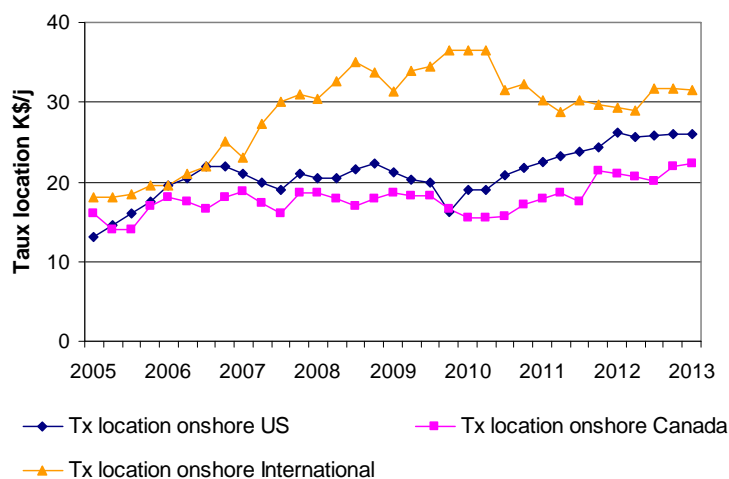
(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

Taux de location à terre

En 2012, les taux de location à l'international (monde hors Amérique du Nord) sont en progression de 8% alors qu'aux États-Unis, ils sont quasi stables et au Canada en légère augmentation de 4%.

Pour 2013, la tendance est à une légère baisse des taux aux États-Unis (-3 %), et à une baisse plus marquée au Canada (-7%). Dans le reste du monde, les taux devraient rester stables (+1,5%).

Figure 9: Taux de location des rigs à terre en Amérique du Nord et à l'international.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

3.2.1.3 Nombre de puits en mer

En 2012, la progression sur un an du forage en mer est de 3,4% soit du même ordre qu'en 2011 où elle avait été de 2,6%. L'activité dans le Golfe du Mexique redémarre vraiment avec +45% d'augmentation après deux ans au plus bas. L'Afrique et le Moyen-Orient sont aussi deux régions très actives avec respectivement 37% et 21% de croissance.

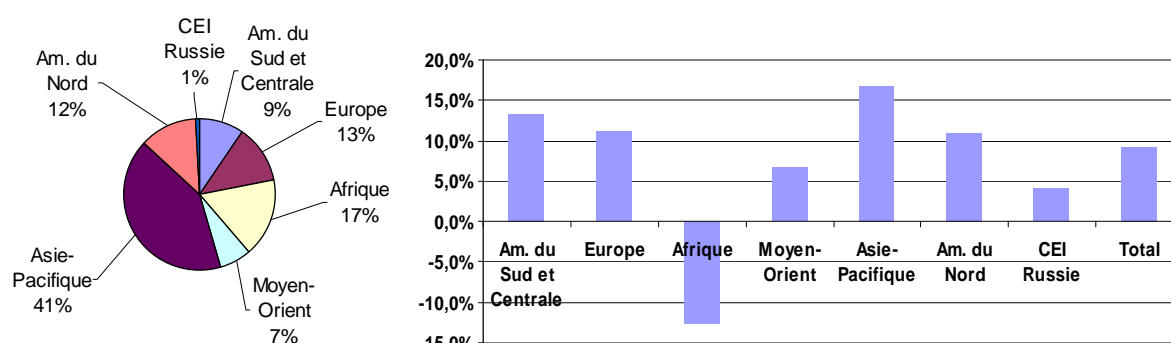
L'activité de forage augmente aussi en Afrique de l'Est sur des prospects gaziers (Mozambique, Tanzanie) et en Afrique de l'Ouest avec la poursuite du développement des champs pétroliers du Golfe de Guinée. L'est de la Méditerranée avec Chypre, le Liban et Israël fait aussi l'objet d'activité d'exploration et développement.

Les forages offshore en Asie Pacifique et l'Amérique Latine baissent respectivement de 11% et 15%

En Asie-Pacifique, c'est essentiellement la Chine qui diminue après une activité au plus haut en 2011. En Amérique du Sud, la dynamique de forage s'essouffle un peu notamment au Brésil malgré les nombreux développements auxquels doit faire face le pays.

Pour 2013, on estime que les forages offshore devraient progresser de 9%, notamment dans les régions où ils ont ralenti en 2012, à savoir l'Asie-Pacifique et l'Amérique Latine. Le Golfe du Mexique devrait continuer de progresser de l'ordre de 10%.

Figure 10: Répartition des puits forés en mer en 2012 par région (a) et croissance à mi-2013 sur un an (b).



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

Taux d'utilisation des rigs en mer

En 2012, on a assisté à un rebond des taux d'utilisation au niveau mondial, la moyenne annuelle des taux de location des rigs offshore (tous types confondus) s'établissant à 81%, soit une augmentation par rapport à 2011 de 9%. Dans le Golfe du Mexique, la croissance est de 30% avec la reprise du forage en mer profonde, alors qu'elle est de 6% en mer du Nord.

Pour 2013, les premiers mois de l'année semblent indiquer au niveau mondial un léger recul (-2%) des taux d'utilisation. Le Golfe du Mexique devrait poursuivre son rebond mais plus modérément (+11%) et la Mer du Nord s'approcher des 100% de taux d'utilisation comme dans le passé.

Figure 11: Taux annuel moyen d'utilisation des rigs en mer pour le monde, le Golfe du Mexique et la Mer du Nord



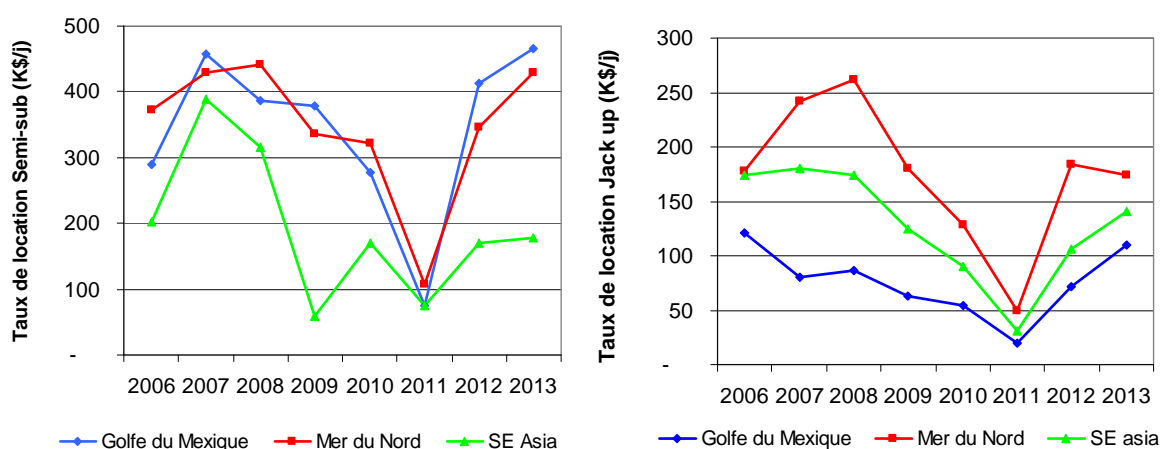
Taux de location des rigs en mer

En 2012, on a assisté en mer à un rebond général des taux de location aussi bien pour les semisubs que les jackups. Toutes les régions (Golfe du Mexique, Mer du Nord et Asie du Sud-Est) ont eu la même évolution.

En 2013, la hausse s'est poursuivie excepté pour les jackups en Mer du Nord (-5%). En Mer du Nord les taux de location des semisubs ont progressé de 24% et en Asie du Sud-Est ceux des jackups ont augmenté de 31%.

La plus forte progression en 2013 a eu lieu dans le Golfe du Mexique pour les jackups avec 54% d'augmentation sur un an.

Figure 12: Taux de location moyen annuel des semisubs et jackups pour le Golfe du Mexique, la Mer du Nord et en Asie du Sud-Est.



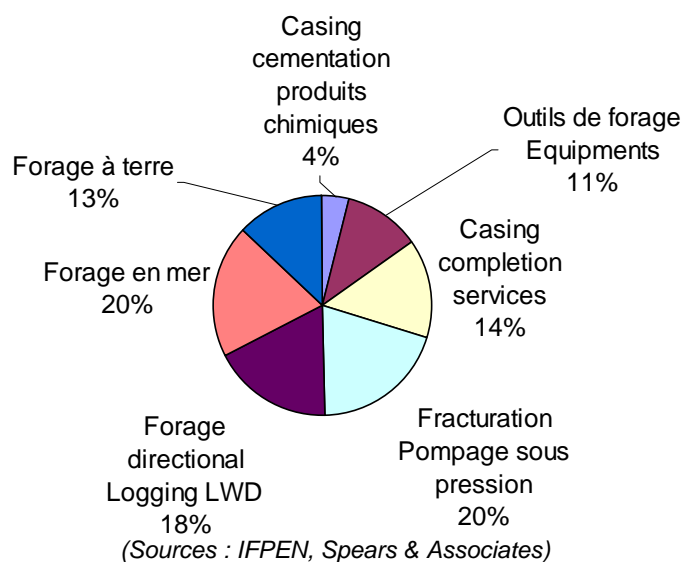
3.2.2 Marchés du forage, des équipements et des services autour du puits

En 2012, le marché global du forage et des services associés est évalué à 220 G\$ en hausse de 11% par rapport à 2011.

Les opérations de forage en mer et à terre représentent respectivement 20% et 13% du marché global, avec respectivement 45 G\$ et 29 G\$ de chiffres d'affaires. Bien que nettement moins nombreux, les forages en mer sont beaucoup plus coûteux. Les autres segments de marché importants concernent les activités de services autour du puits:

- la cimentation du casing, les outils de forage, la complétion des puits et le forage directionnel constituent la moitié (110 G\$) du marché global.
- les opérations de fracturation et pompage (20% du marché global) qui ont suivi l'essor du développement des gaz de schistes en Amérique du Nord, représentent un chiffre d'affaires équivalent au forage en mer (44 G\$).

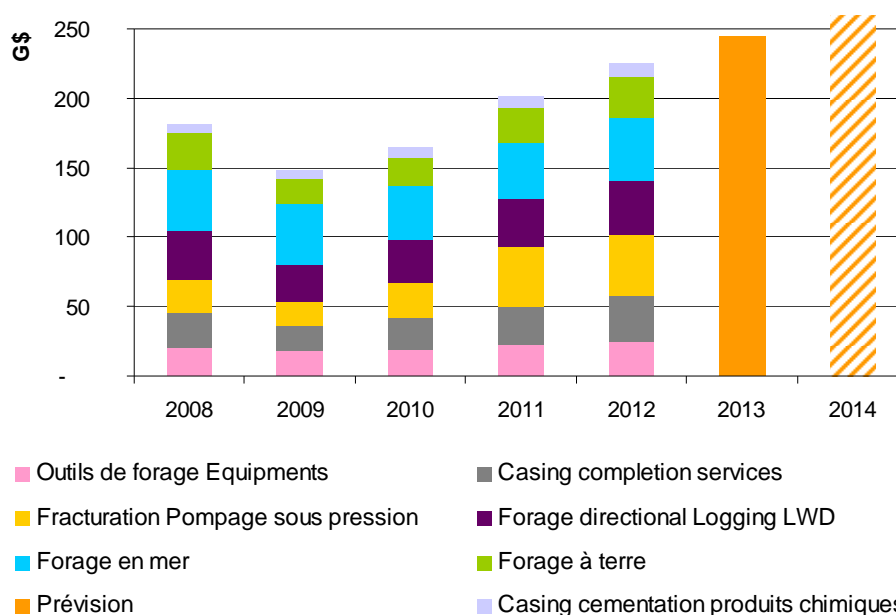
Figure 13: Répartition 2012 des divers segments de marché du forage



Pour fin 2013, on estime que l'ensemble du marché global du forage devrait continuer de progresser de l'ordre de 9% sur un an.

En 2011, ce marché avait déjà retrouvé et dépassé son point haut de 2008. Sur la période de 2009 à 2012, pendant le développement en Amérique du Nord des pétroles et des gaz de schiste, les marchés du forage directionnel et de la fracturation hydraulique ont connu des augmentations spectaculaires, de respectivement 50% et 160% sur 3 ans.

Figure 14: Évolution depuis 2008 des segments de marché du forage et estimation du marché global en 2013 et 2014.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

Pour 2014, le marché global du forage devrait progresser plus faiblement (6%) avec un marché à terre qui augmente peu comme en 2013 (3%) et un marché en mer qui progresse de l'ordre de 10%.

3.2.2.1 Marché du forage onshore

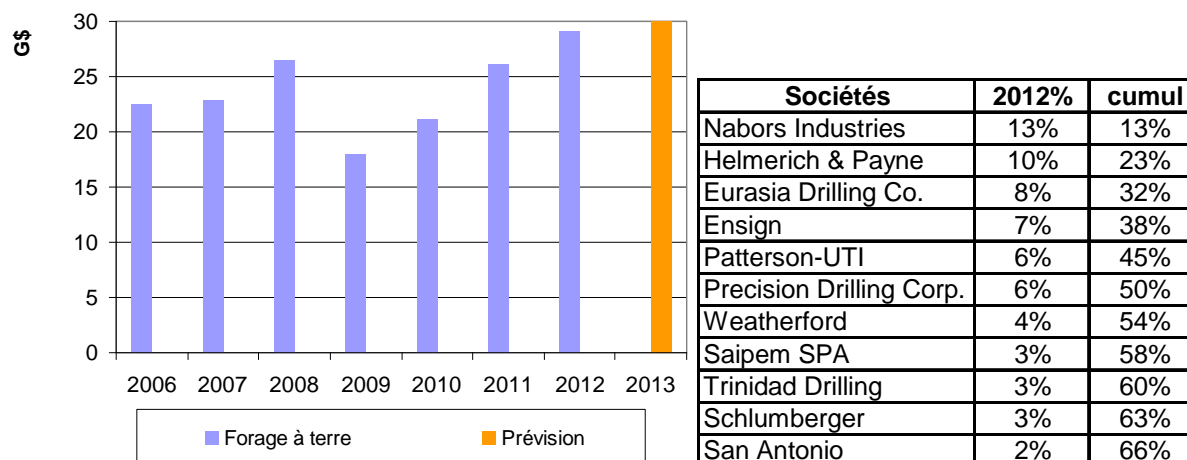
Le chiffre d'affaires de la seule activité de forage à terre a augmenté de 12% en 2012 et atteint 29 G\$; il devrait progresser plus modérément (3%) en 2013. Les 2/3 du marché mondial du forage à terre sont détenus par 11 grands groupes.

Le leader est Nabors Industries avec 13% de part de marché, suivi par Helmerich & Payne (10%).

Par rapport à 2011, Eurasia Drilling gagne 2% de part de marché et passe de la 5^{ième} à la 3^{ième} place. Ensign, Patterson-UTI et Precision Drilling avec 6 à 7% de part de marché, se suivent de près à la 4^{ième}, 5^{ième} et 6^{ième} place.

Saipem et Schlumberger sont respectivement à la 8^{ième} et 10^{ième} place malgré leur taille, le forage à terre n'étant pas leur cœur de métier.

Figure 15: Évolution du marché du forage à terre et parts de marché 2012 des principaux acteurs.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

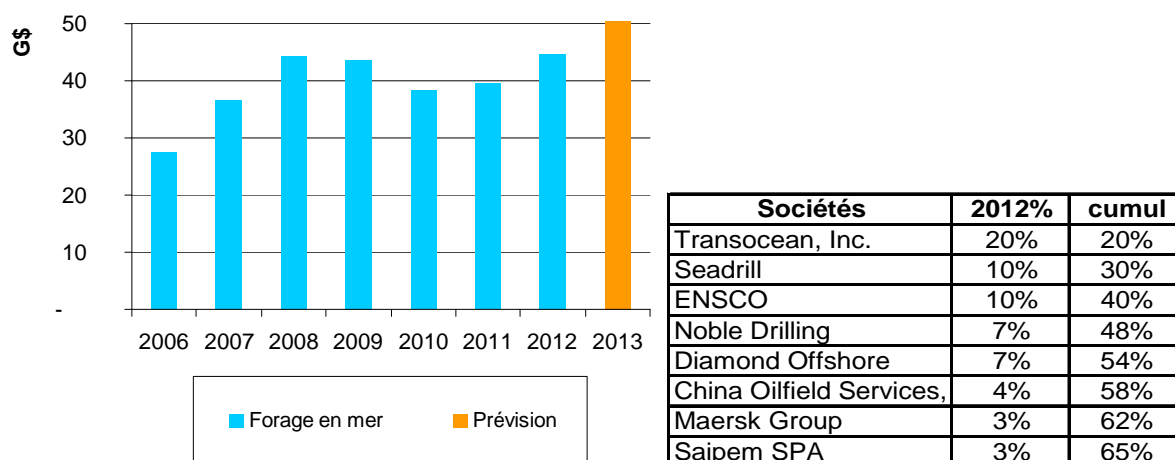
3.2.2.2 Marché du forage offshore

Le marché de la seule activité de forage en mer a augmenté de 13% en 2012 et atteint près de 45 G\$; il devrait continuer sa progression avec une croissance de l'ordre de 15% en 2013. Ce marché est aussi extrêmement concentré puisque les 2/3 sont détenus par 8 grands groupes.

Le leader du forage en mer reste Transocean avec 20% du marché mondial. Seadrill et ENSCO sont respectivement à la 2^{ième} et la 3^{ième} place avec chacun 10% de part de marché. Transocean avait vu sa part reculer de 3 % suite à l'accident de Macondo en avril 2010 dans le Golfe du Mexique.

Par rapport à 2011, Diamond Offshore a perdu 2% de part de marché et est passé de la 3^{ième} place à la 5^{ième}.

Figure 16: Évolution du marché du forage en mer et parts de marché 2012 des principaux acteurs.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

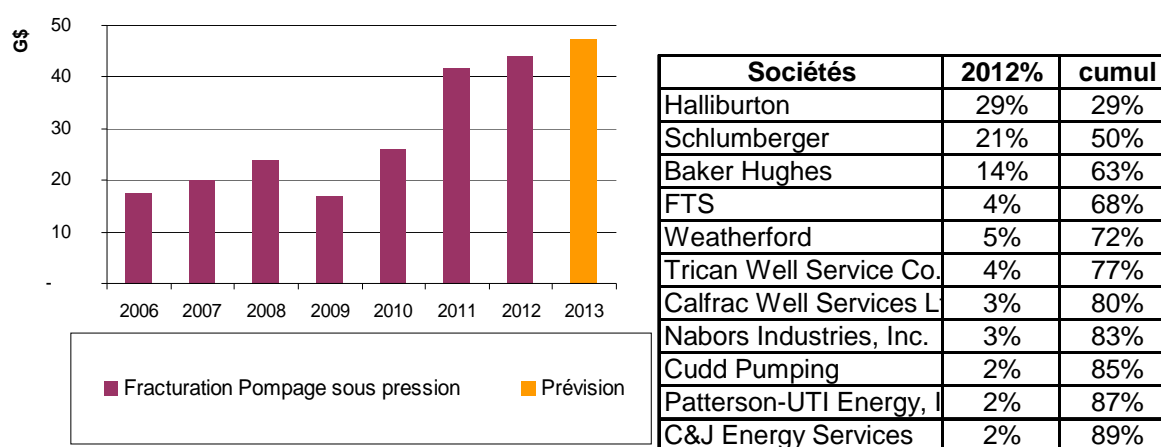
3.2.2.3 Marché de la fracturation

Le marché de la fracturation a atteint 44 G\$ en 2012 soit la taille du forage offshore. Il a augmenté modestement de 5% en 2012, mais avait enregistré en 2011 et 2010 respectivement 60% et 55% de hausse, soit depuis le point bas de 2009 une augmentation spectaculaire de 160%.

Trois sociétés principalement situées en Amérique du Nord concentrent les 2/3 du chiffre d'affaires mondial.

Le leader du secteur, Halliburton gagne 2% de part de marché par rapport à 2011 avec 29% de part mondiale. Les deux autres plus gros acteurs sont Schlumberger et Baker Hughes avec respectivement 21% et 14% de part de marché. Les autres acteurs de la fracturation ont moins de 5% du marché: Weatherford, Frac Tech Services (FTS), Trican Well Services.

Figure 17: Évolution du marché de la fracturation et parts de marché 2012 des principaux acteurs



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

3.3 Géophysique

Avec un prix du pétrole élevé et un environnement géopolitique tendu au Moyen-Orient (guerre en Syrie), 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 profond, les nouvelles provinces de l'Arctique.

La complexité des nouveaux prospects demande des équipements toujours plus sophistiqués faisant appel à toujours plus de canaux enregistrés aussi bien à terre qu'en mer.

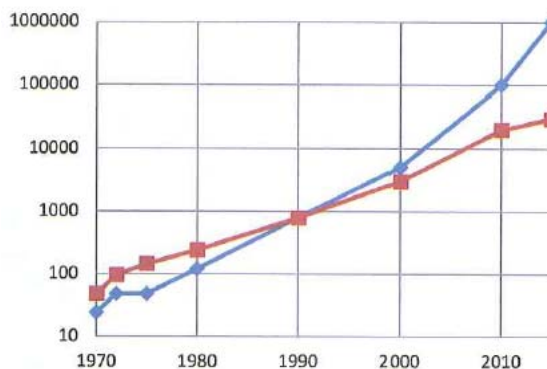
En sismique marine, à mi-2013, sur un an le nombre de campagnes est stable. Le taux d'utilisation des navires est en légère progression (+2%) et le coût des campagnes augmente : +22% pour la 3D et +12% pour la 2D.

En 2013, le chiffre d'affaires global du marché de la géophysique devrait continuer sa progression avec une augmentation de l'ordre de 12%.

3.3.1 Activité de géophysique

Depuis 1970 et les premières sismiques 3D, le nombre de canaux enregistrés n'a pas cessé de croître, passant de moins de 100 canaux (2 fois 48) en 1970 à 1 000 000 aujourd'hui.

Figure 18: Évolution depuis 1970 du nombre de canaux des laboratoires d'enregistrement sismique, courbe en bleu canaux possibles, courbe en rouge canaux utilisés.

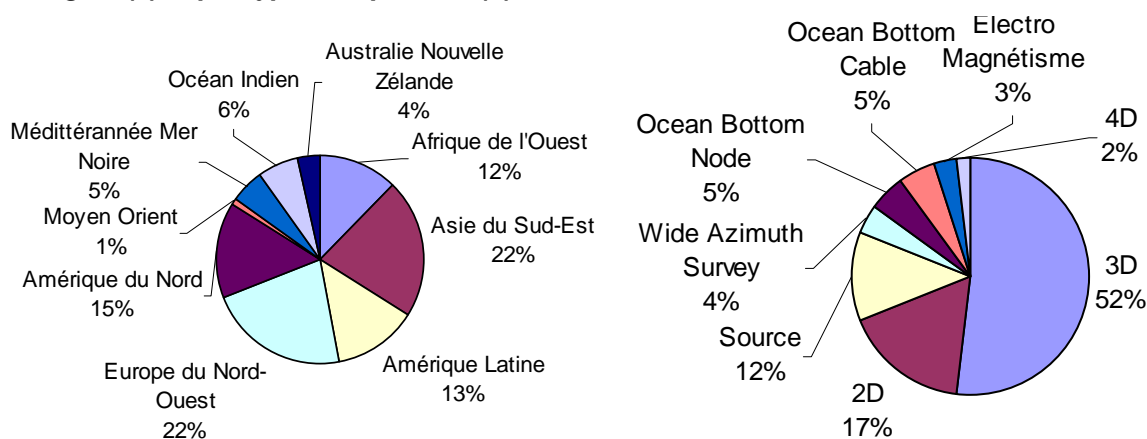


(Sources : Malcom Lansley, Sercel)

A mi-2013, l'essentiel de l'activité de sismique marine est concentré dans cinq zones: la mer du Nord (22%), à égalité avec l'Asie du Sud-Est, le Golfe du Mexique (15%), l'Amérique du Sud (13%) et le golfe de Guinée en Afrique de l'Ouest (12%).

Sur un an jusqu'à mi-2013, l'activité marine dans le monde est restée stable autour de 140 campagnes. Les zones en croissance sont la Méditerranée qui a doublé son activité, l'Asie du Sud Est (+22%) et l'Afrique de l'Ouest (+12%). Les autres régions sont en recul en particulier l'Océan Indien (-28%) et l'Amérique du Sud (-21%). L'Europe du Nord Ouest et l'Amérique du Nord baissent plus faiblement de respectivement 6% et 4%.

Figure 19: A mi-2013, répartition des campagnes de sismique marine sur les 12 derniers mois, par région (a) et par type d'acquisition (b).



(Sources : IFPEN, IHS Petrodata)

L'activité sismique marine est dominée par la 3D qui représente plus de la moitié des opérations (52%), suivie par la sismique 2D (17%). La sismique Wide Azimuth (WAZ) compte pour 4% de l'ensemble des opérations et les bateaux sources pour 12%. Les acquisitions par câbles (OBC) ou nodes (OBN) en fond de mer représentent 10% des

opérations; de 2011 à 2012 cette activité a doublé de volume. Concernant les acquisitions électro-magnétiques (3%), elles représentent désormais plus que l'activité de monitoring 4D (2%).

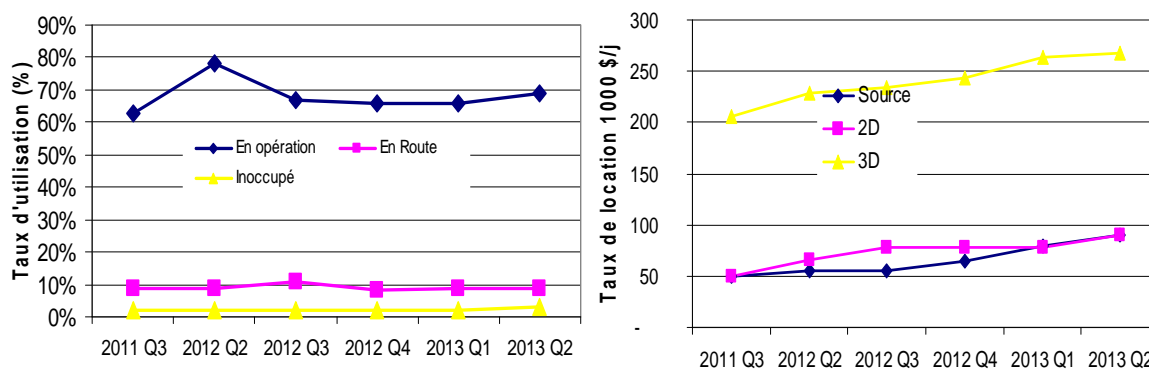
Taux de location et d'utilisation des navires

A mi-2013, on constate sur un an un net rebond des taux de location des navires sismiques avec cependant des disparités en fonction du type d'acquisition.

L'augmentation des taux de location est en moyenne de 22% pour la sismique 3D et de 12% pour la sismique 2D. On a atteint en Juillet 2012 230 000 \$/j pour une acquisition 3D standard, contre 205 000 \$/j un an auparavant. Mais suivant les spécifications des acquisitions et le type de navire, les taux de location peuvent doubler.

Le coût d'un bateau source est très similaire à celui d'une acquisition 2D, l'ajout d'un streamer ayant peu d'impact sur le taux de location.

Figure 20: A mi-2013, taux de location en milliers \$ par jour et taux d'utilisation en pourcentage de la sismique marine.



(Sources : IFPEN, IHS Petrodata)

Sur une flotte sismique mondiale évaluée à mi-2013 à 140 bateaux, les taux d'utilisation des navires sont en légère augmentation de 2% sur un an et atteignent 69%. Le nombre de bateaux inoccupés ou faisant route est stable.

3.3.2 Marché géophysique

Le marché de la géophysique, caractéristique de l'activité d'exploration, est très sensible au prix de l'huile et du gaz et à l'environnement géopolitique, un prix élevé permettant le recours à des technologies plus sophistiquées et coûteuses.

En 2012, le chiffre d'affaires du marché géophysique, équipements, acquisition et traitement de données sismiques, a atteint 16,5 G\$ et dépassé le niveau de haut de 2008 évalué à 15 G\$ tous segments compris. En 2012, l'augmentation du marché géophysique sur une année est évaluée à 13%.

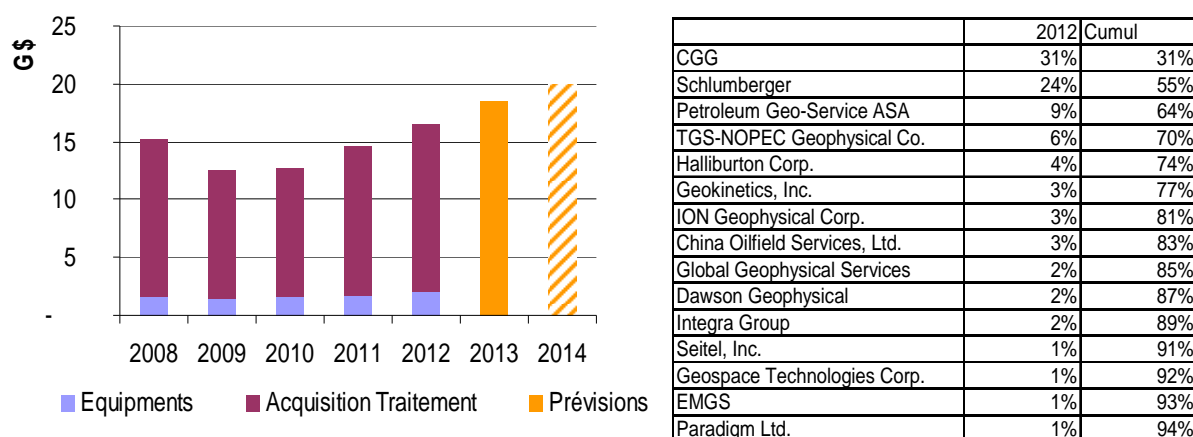
Au niveau mondial, le segment des équipements totalise 2 G\$ de chiffres d'affaires, soit 12% du marché total de la géophysique. Il a progressé en 2012 de 11% sur un an, soit légèrement moins que le marché total.

Les marchés à fortes marges sont la sismique marine et les équipements. La sismique terrestre demeure confrontée à une forte concurrence, notamment asiatique et chinoise avec des prix d'acquisition basés sur une main d'œuvre bon marché.

Pour 2013, la remontée des prix des acquisitions marines laissent présager une croissance qui pourrait atteindre 12%.

Cependant pour 2014, les professionnels de l'industrie n'entrevoient pas de remontée des prix d'acquisition avant le deuxième semestre et des contracteurs annoncent des carnets de commandes en retrait par rapport à 2013, ce qui laisse présager une hausse plus modeste du marché (8%) l'année prochaine.

Figure 21: Marché de la géophysique (équipements et acquisition-traitement) et parts de marché 2012 des principaux acteurs.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

• Acteurs

En 2012, CGG conforte sa position de leader avec le rachat de la partie marine et géosciences de Fugro. Désormais 70% du marché mondial de la géophysique est détenu par seulement 4 sociétés.

Schlumberger avec sa filiale WesternGeco est deuxième, suivi de PGS et de TGS-NOPEC.

Geokinetics, spécialisé en acquisition en zone de transition (par faible tranche d'eau), est à la cinquième place. EMGS spécialiste de l'acquisition électromagnétique gagne en 2012 une place en passant à la quatorzième position.

En matière d'équipement, Sercel, filiale de CGG, reste le leader avec plus de 60% du marché mondial, suivi par ION et Geospace Technologies.

3.4 Construction offshore

En 2012, l'activité est en hausse pour les plateformes fixes (+26%) et les plateformes flottantes (+15%). Concernant le *subsea*, l'activité baisse de 9% après plusieurs années de forte croissance.

Le marché de la construction offshore devrait globalement progresser de 12 % en 2013 comme en 2012, mais la croissance devrait être plus modérée (5%) en 2014 du fait de reports et retards dans les projets liés à la complexité croissante des projets et la pénurie en personnel qualifié, mais aussi à cause de l'obligation de "local content" notamment en Afrique de l'Ouest et au Brésil et du renforcement de la législation offshore dans le monde.

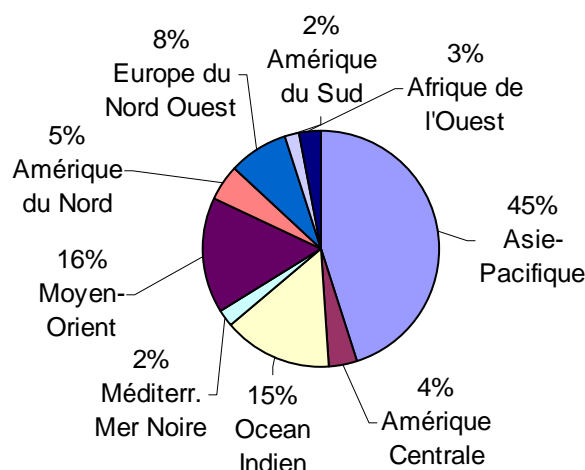
3.4.1 Activités de construction offshore

3.4.1.1 Plateformes fixes (Jackups)

En 2012, l'activité de plateformes fixes a connu une reprise. Avec 177 unités installées en 2012, l'augmentation sur un an du nombre d'installations est de 26%.

La région Asie-Pacifique avec 45% des installations de plateformes fixes dans le monde, est en tête de peloton.

Figure 22: Répartition géographique en 2012 du nombre d'installations de plateformes fixes



(Sources : IFPEN, IHS Petrodata)

Les marchés de la plateforme fixe au Golfe du Mexique et en Mer du Nord sont matures, ces types de supports représentent respectivement 5% et 8% des installations. Ces deux régions possèdent une abondante infrastructure pétrolière moins propice au développement de nouvelles plates formes fixes.

A l'opposé du Moyen-Orient et de l'Asie-Pacifique qui devraient croître, on s'attend à ce que les marchés du Golfe du Mexique et de la Mer du Nord continuent à baisser dans les années à venir.

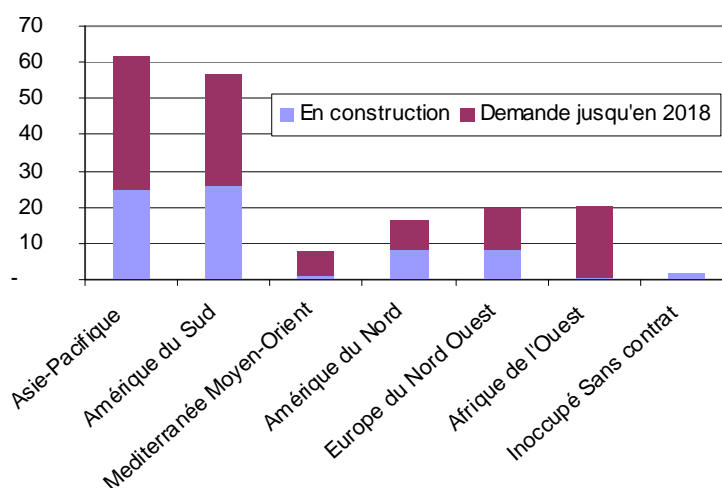
Sur le long terme au niveau mondial, le nombre d'installations de plateformes fixes devrait continuer à décliner.

3.4.1.2 Plateformes flottantes (Floating Platform Systems ou FPS)

En 2012, 15 plateformes flottantes ont été installées dans le monde, ce qui représente une augmentation de 15% sur un an.

A mi-2013, le nombre de FPS en cours de construction pour les années à venir est stable sur un an, leur nombre s'élève autour de 70 unités. Les $\frac{3}{4}$ des constructions concernent l'Asie-Pacifique et l'Amérique Latine, le reste l'Amérique du Nord et l'Europe du Nord Ouest.

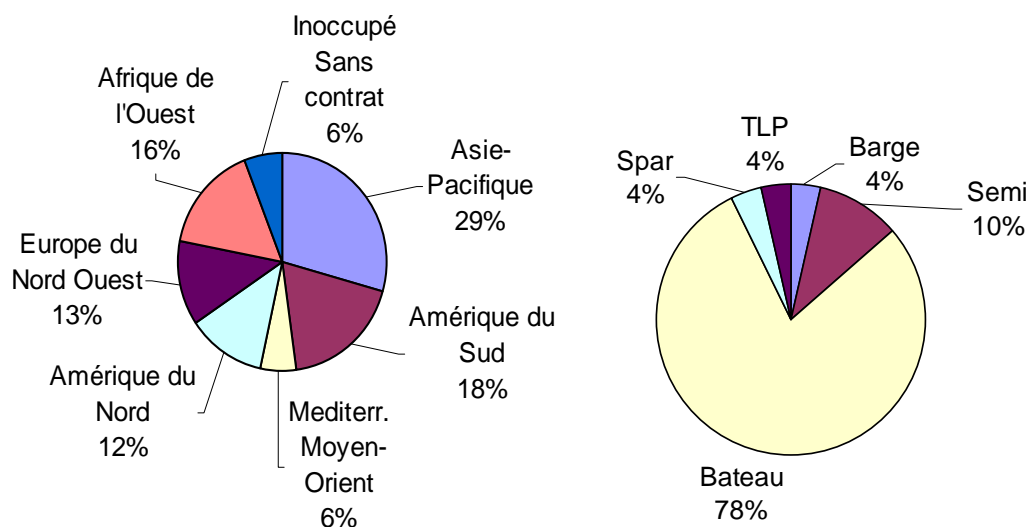
Figure 23: Nombre de plateformes flottantes en construction à mi-2013 et nombre de projets jusqu'en 2018.



(Sources : IFPEN, IHS Petrodata)

On estime en 2013 que la flotte mondiale de FPS atteint 360 unités se répartissant principalement en Asie-Pacifique (29%), Amérique du Sud (18%), Europe du Nord-Ouest (13%) et Amérique du Nord (12%).

Figure 24: Flotte mondiale de FPS à mi-2013 et types de FPS construits depuis 2005.



(Sources : IFPEN, IHS Petrodata)

Sur un an, les projets de FPS programmés jusqu'en 2018 sont en hausse de 20% à 114 unités. La demande est principalement tirée par l'Asie-Pacifique, l'Amérique et l'Afrique.

Si on examine le type des supports flottants construits depuis 2005, 78% sont des navires (FPSO), 10% des semi-submersibles, les 10% restant se répartissent à parts égales entre Spars, Tension Leg Plateformes (TLP) et barges.

3.4.1.3 Constructions sous-marines (Subsea)

La première installation *subsea* remonte à 1963, mais l'industrie du *subsea* et des vaisseaux de pose a vraiment décollé au début des années 1990 avec les développements deep offshore.

De 1980 à 2012, près de 5000 installations sous marines ont été posées. L'année record est 2008 avec 330 installations. La mer du Nord a joué un rôle important dans ce développement avec 35% des installations depuis 1980.

Avec un nombre grandissant de découvertes d'huile et de gaz dans des conditions difficiles et par mer profonde, la demande en installations sous-marines est amenée à augmenter. En 2006, seulement 25% des découvertes étaient faites par plus de 1000 m d'eau alors qu'en 2012 ces découvertes représentent la moitié. Les zones traditionnelles d'installations du *subsea*, sont la Mer du Nord, le Golfe du Mexique et le Golfe de Guinée, elles sont rattrapées par l'Amérique du Sud et l'Afrique de l'Ouest en forte croissance.

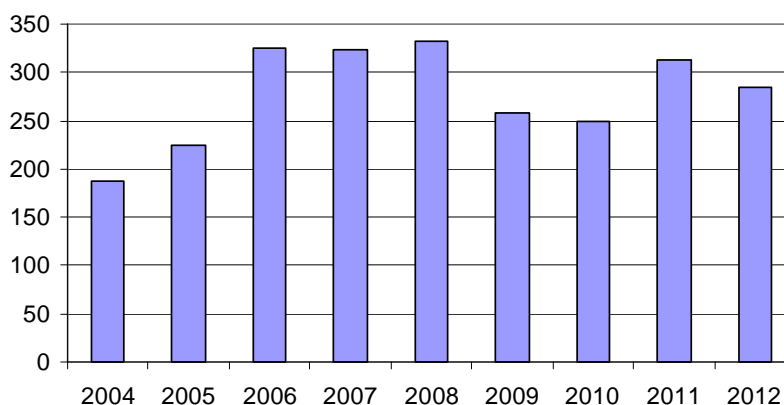
Après le point haut de 2008, l'activité *subsea* a chuté entre 2009 et 2010 à 250 unités en construction par an. L'année 2011 a connu un net rebond d'activité (+25%) suivi en 2012 d'une baisse (-9%). A mi-2013, sur un an, l'activité *subsea* est en augmentation de 10%.

L'industrie *subsea* est confrontée à une complexité croissante des projets et à une pénurie en personnel qualifié, ce qui contribue à une forte augmentation des coûts qui, dans certains cas, sont multipliés par quatre comme en Angola où ils ont atteint 35 000 \$ la tonne.

Parmi les autres contraintes influant sur le développement du *subsea*, on citera l'obligation de "local content" notamment en Afrique de l'Ouest et au Brésil et le renforcement de la législation offshore dans le monde suite à l'accident du puits de Macondo dans le Golfe du Mexique.

D'autre part, le développement du *subsea* qui utilise largement les installations existantes (régionales) pour développer un nouveau champ pose la question de la maintenance et de la durée de vie des installations plus anciennes.

Figure 25: Nombre de constructions sous-marines réalisées dans le monde de 2004 à 2012.

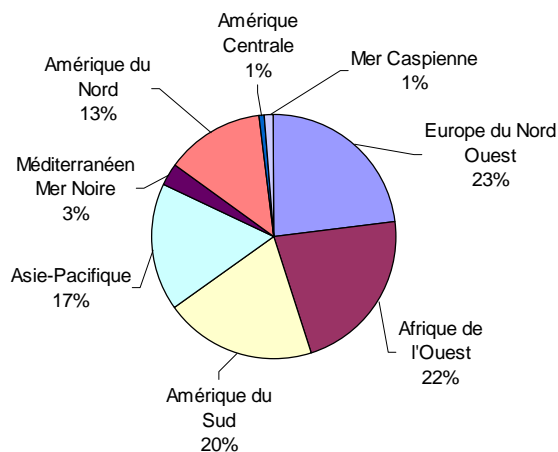


(Sources : IFPEN, IHS Petrodata)

La demande de construction subsea sur la période 2013 à 2017 se répartit principalement sur cinq zones géographiques : l'Europe du Nord Ouest (23%), l'Afrique de l'Ouest (22%), l'Amérique du Sud (20%), l'Asie Pacifique (17%) et l'Amérique du Nord (13%).

L'Europe du Nord Ouest et l'Afrique de l'Ouest arrivent en première position du fait du nombre d'installations de production offshore déjà existantes.

Figure 26: Demande de construction subsea pour la période 2013 à 2017



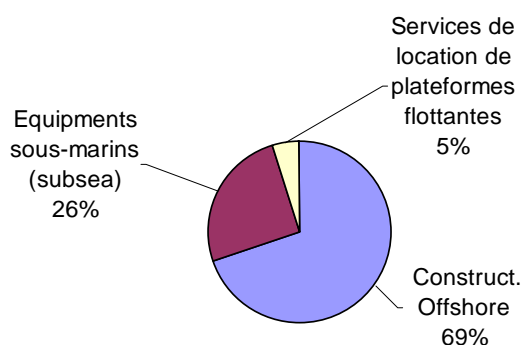
(Sources : IFPEN, IHS Petrodata)

3.4.2 Marché de la construction offshore

Le marché de la construction offshore s'établissait en 2012 à 55 G\$ et devrait atteindre 62 G\$ en 2013, soit une croissance de 12% sur un an du même ordre de grandeur qu'en 2012.

On distingue principalement trois segments de marché, la construction offshore proprement dite qui représente 69% du marché global, les équipements sous-marins (26%) et les services liés à la location de plateformes (5%).

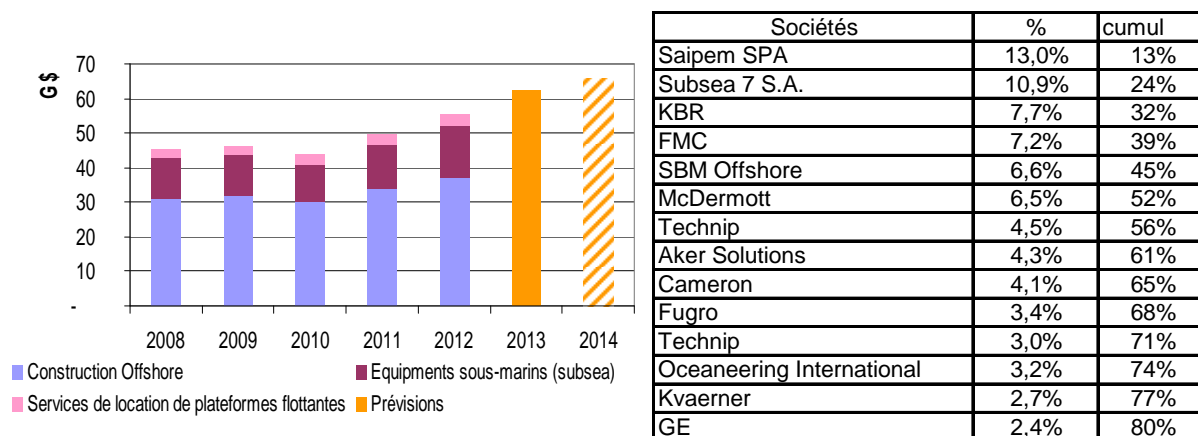
Figure 27: Parts 2012 des trois segments de marché de la construction offshore.



(Sources : IFPEN, IHS energy)

Sur 2012, tous les segments de marché progressent mais le segment moteur est celui des équipements sous marins avec une croissance de 23%. La construction offshore progresse de 8% alors que le service de location des plateformes flottantes augmente plus modestement (6%).

Figure 28: Marché de la construction offshore (a) et parts de marchés 2012 par compagnie (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 suivi de Subsea 7. Quatre sociétés se suivent ensuite avec 6 à 7% de part de marché: KBR, FMC, SBM Offshore et Mc Dermott.

Dans le domaine spécifique des équipements sous-marins, le leader est FMC, suivi par Technip, Aker Solutions et Cameron.

Pour 2013, le marché de la construction offshore devrait évoluer globalement au même rythme (12%) que 2012.

Etant donné la hausse des coûts et les retards de projet, la croissance du marché en 2014 devrait être plus modeste (5%).

Pour conclure

L'année 2013 poursuit la croissance des investissements en exploration et production constatée en 2012. Dans l'ensemble, les marchés ont dépassé le niveau d'avant la crise de 2009. Pour 2014, cette croissance devrait continuer mais à un rythme un peu moins soutenu (8%).

En géophysique, les carnets de commande pour 2014 sont un peu moins garnis qu'en 2013 laissant augurer une croissance plus faible (8%) l'année prochaine.

Le début de l'exploration des non-conventionnels en dehors de l'Amérique du Nord se faisant timidement, le forage à terre en 2014 ne devrait progresser que faiblement (3%) comme en 2013.

En matière de forage offshore, les taux de location sont remontés en 2012 et 2013 dans l'ensemble des régions et les nombreux développements de champs attendus devraient soutenir la croissance du marché (+10%).

En ce qui concerne la construction offshore, la complexité des projets toujours plus profonds, l'augmentation des coûts et l'obligation de "local content" devraient peser et limiter la croissance à 5%.

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

	2012	2013	2014
Investissements E&P	13%	+11%	8%
Marché Géophysique	+13%	12%	8%
Marché Forage			
à terre	+13%	+3%	+3%
en mer	+12%	+15%	+10%
Marché Construction offshore	+12 %	+12%	+5%

4 Raffinage: à la recherche de nouveaux équilibres

Sur le long terme les excédents en capacités de raffinage ont eu tendance à diminuer progressivement. Les raisons de cette évolution tiennent essentiellement à l'évolution de la demande qui enregistre une croissance supérieure à celle des capacités de raffinage, sauf à quelques exceptions comme en 2008-2009. Les prévisions à moyen terme montrent un basculement de cette tendance. Alors que les deux variables vont poursuivre leur croissance, la demande mondiale devrait ralentir et croître à un niveau inférieur à celui des capacités de raffinage. Les dépenses engagées par l'industrie, en augmentation, illustre cette tendance. Un nouveau cycle d'augmentation des excédents devrait se dessiner à partir de 2015.

Cependant cette évolution globale masque l'hétérogénéité des situations par région. Alors que le moteur de la croissance mondiale se trouve dans les pays émergents avec une demande toujours très élevée et un portefeuille de projets bien rempli, les pays de l'OCDE, l'Europe en tête, marquent le pas avec peu de projets en perspective -la plupart étant des projets de modernisation des équipements existants- et une consommation au ralenti. Ainsi la baisse ou la stabilité de la demande dans les pays de l'OCDE à moyen terme, conjuguée avec un carnet de commandes de nouveaux projet volumineux dans les pays émergents se traduira par l'accentuation des excédents au niveau mondial.

Les enjeux sont différents selon les régions: dans les pays émergents, il s'agit de satisfaire une demande en accord avec la forte croissance économique tout en assumant les réglementations environnementales; dans les pays de l'OCDE le challenge est de taille car il s'agit de mener à bien une difficile restructuration du secteur de manière à mieux l'adapter à la demande en termes de volumes et de produits. Ce nouvel équilibre doit être atteint en faisant face à de nombreuses contraintes (spécifications, réglementations,...) dans un contexte qui devient de plus en plus concurrentiel (révolution américaine suite au développement des hydrocarbures de schiste, modernisation des raffineries russes, pays émergents,...).

4.1 Surcapacités de raffinage en diminution et disparités régionales

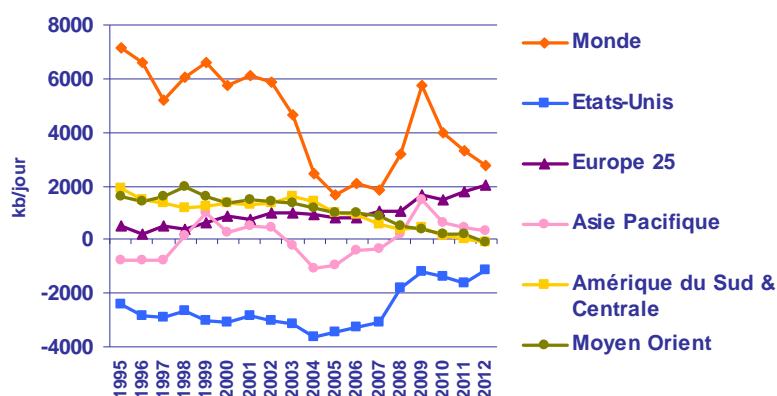
Entre 2009 et **2012** on constate une baisse prononcée des surcapacités au niveau mondial, passant de 5,7 Mb/j en 2009 à 2,6 Mb/j en 2012. Cette tendance s'explique principalement par une croissance de la demande pétrolière plus forte que celle des capacités de raffinage. Les situations sont cependant contrastées entre les régions émergentes et les économies matures.

- Dans les **zones émergentes** telles que l'Asie-Pacifique, l'Amérique du Sud & Centrale et le Moyen Orient, la mise en place de nouvelles capacités de raffinage, malgré les nombreux projets, a beaucoup de mal à suivre le rythme de la demande pétrolière. La croissance annuelle de la demande pendant cette période a été de 4,4% en Asie Pacifique, 3,3% en Amérique du Sud & Centrale et 3,5% au Moyen Orient, alors que les capacités de raffinage n'ont augmenté que de 2,9%, 0,3% et 1,4% respectivement. Ces trois régions se trouvent en 2012 dans une situation d'équilibre entre offre et demande pétrolière et risquent à court terme de basculer vers une situation de sous-capacités. C'est une situation précaire en terme d'indépendance énergétique qui s'accroît si l'on prend en compte les taux d'utilisation des raffineries qui restent relativement faibles notamment en Amérique de Sud & Centrale et au Moyen Orient avec 78%. La zone Asie Pacifique avec 84% reste à un niveau acceptable.
- la situation en **Europe et aux États-Unis** n'est pas la même. Alors que le déficit de capacités qui caractérise les États Unis diminue légèrement depuis quatre ans (-0,4% en moyenne par an depuis 2009), en Europe les surcapacités continuent de s'accroître avec une augmentation moyenne de 6% par an. La relative amélioration de la situation aux États Unis est due principalement à la baisse de la demande. Les prix du pétrole

plus élevés et les gains d'efficacité en carburants des véhicules légers¹ ont contribué à réduire la consommation de carburants routiers de 290 kb/j entre 2010 et 2012. En 2012, les États-Unis font un petit pas vers l'équilibre grâce à une légère augmentation des capacités existantes. En Europe les deux valeurs diminuent, la détérioration de la situation –accroissement des surcapacités- s'explique ici par une baisse plus forte de la demande que des capacités de raffinage. La consommation pétrolière ne devrait pas retrouver les niveaux d'il y a quelques années même en cas de reprise économique, la réduction de l'intensité énergétique globale et l'amélioration de l'efficacité énergétique devraient soutenir une sobriété énergétique durable. Du côté du raffinage européen, les difficultés structurelles seraient lentes à se résorber. L'année 2012 ne fait que confirmer cette situation.

- Globalement les tendances des pays émergents l'emportent. Avec 45% de la consommation de pétrole en 2012 et 48% des capacités de raffinage, ces zones orientent le marché mondial en termes d'excédent/déficit de capacités de raffinage. Cette tendance devrait s'accroître.

Figure 29: Différence entre capacités de raffinage et demande de produits



Source: IFPEN à partir de BP Statistical Review of World Energy 2013

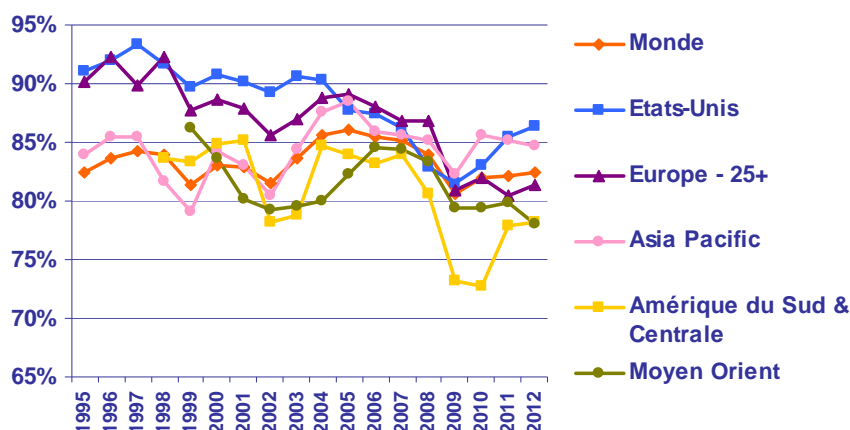
Pour **2013** comme pour **2014**, l'AIE confirme les prévisions de croissance de la demande avec une hausse de 1% de la consommation mondiale de brut en 2013, à 90,9 Mb/j, et de 1,2% en 2014, à 92 Mb/j², résultat d'un raffermissement de la reprise mondiale. L'Agence note par ailleurs les signes d'une réduction de la divergence de tendance pour la demande entre l'OCDE et les pays hors OCDE: la croissance dans les pays émergents et en développement et la contraction de l'économie dans les pays développés se sont chacune modérées. Néanmoins, « les pays hors OCDE resteront le moteur de la demande pétrolière mondiale, tandis que la consommation des pays de l'OCDE continue à décliner ». La demande des premiers devrait, comme prévu, dépasser celle des seconds au 3e trimestre 2013.³

Du côté raffinage, la mise en place de nouvelles capacités à moyen terme progresse rapidement -selon les prévisions de projets à forte probabilité de réalisation- répondant ainsi à la progression de la demande. Les surcapacités actuelles qui ont eu tendance à diminuer depuis quatre ans, s'accroîtront de nouveaux dans les années à venir si les projets prévus sont effectivement réalisés.

¹ Voir normes CAFE – Corporate Average Fuel Economy Standards

² L'OPEP vient également de revoir à la hausse ses prévisions de demande mondiale de pétrole pour 2013 et l'année suivante. Le cartel prévoit pour cette année une demande de 89,74 Mb/j, contre 89,71 Mb/j attendus dans son rapport mensuel d'août. Pour 2014, L'OPEP mise désormais sur 90,77 mb/j, contre 90,75 Mb/j le mois précédent.

³ L'AIE prévoit également un apaisement du côté de l'offre suite à un certain nombre d'éléments favorables: fin des opérations de maintenance des installations dans plusieurs régions, une production proche des records en Arabie Saoudite et une poursuite de la croissance de la production de pétrole non-conventionnel en Amérique du Nord.

Figure 30: Taux d'utilisation des raffineries

Source: IFPEN à partir de BP Statistical Review of World Energy 2013

4.2 Reprise des dépenses de capital dans les pays émergents

En 2013, les dépenses de raffinage dans le monde atteignent 70 milliards de \$, soit une augmentation de 1,9% par rapport à l'année précédente. Il s'agit d'une augmentation modérée des dépenses qui se caractérise par des situations hétérogènes selon les régions. Les investissements se concentrent majoritairement dans les pays émergents d'Asie Pacifique, du Moyen Orient et d'Amérique du Sud & Centrale. Globalement la faible hausse des dépenses est en accord avec l'augmentation modérée des capacités dans le monde, le niveau assez bas des marges de raffinage n'incitant pas non plus à dépenser davantage.

Les dépenses en capital repartent à la hausse (+2,8%) traduisant la mise en place de nouvelles capacités et la reprise globale des projets. Les dépenses en maintenance restent stables en 2013 pour la première fois après une longue période d'augmentation ininterrompue. Ces dépenses concernent davantage les pays industrialisés qui disposent d'un parc industriel mature et dont les capacités de raffinage ne varient que très peu. Les dépenses en produit chimiques et catalyseurs continuent d'augmenter en 2013 (+3,2%) à un rythme proche de celui de l'année précédente. Cette évolution s'explique par divers facteurs comme le taux d'utilisation des raffineries globalement en légère augmentation, l'expansion d'unités de procédés et la mise en marche de nouvelles unités attendues en 2013.

Tableau 2: Dépenses mondiales de l'industrie du raffinage (milliards de G\$)

	2010	2011	2012	2013 (p)
Investissements	23.9	25.1	25.05	25.7
Maintenance*	25.9	26.9	27.6	27.7
Catalyseurs et produits chimiques	15.0	15.9	16.4	16.9
Total	64.8	67.9	69.0	70.3

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

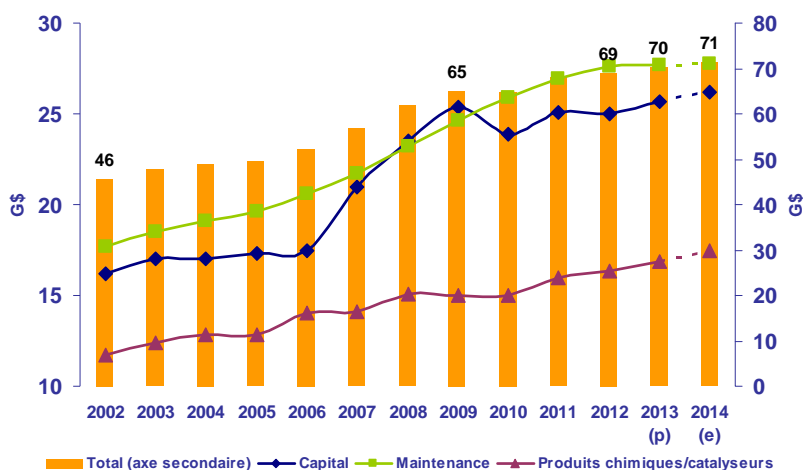
* 40 % correspondent à des équipements et du matériel, le reste à de la main d'œuvre et des services.

La consolidation de la croissance mondiale, la hausse de la demande pétrolière –même légère- et l'absence de tensions sur l'offre favorisent un climat propice à l'investissement. Le carnet de commandes de nouvelles capacités pour les années à venir autorise un certain optimisme sur les investissements futurs malgré la diminution ou stabilisation des capacités dans les pays industrialisés. Cet optimisme est néanmoins teinté de prudence étant donné les prévisions de croissance dans les pays émergents (pays BRICS notamment) qui laissent entrevoir un certain fléchissement, les nombreuses incertitudes liées à des tensions politiques diverses (Syrie, Libye, Iran,...) qui affectent la sécurité d'approvisionnement et les

crises monétaires locales (Inde, Indonésie, Thaïlande) qui pourraient peser sur la demande de pétrole.

Pour 2014, nous retiendrons les mêmes tendances qu'en 2013, c'est-à-dire une augmentation prudente des dépenses globales, en privilégiant les dépenses en capital et en produits chimiques & catalyseurs et une stabilité des dépenses en maintenance.

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



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

4.3 L'Asie demeure l'Eldorado des investissements dans l'aval pétrolier

Parmi les projets annoncés, il convient de distinguer les **projets dits "probables"** qui ont une probabilité élevée de réalisation et les **projets dits "possibles"** qui correspondent plutôt à des annonces et dont la probabilité de réalisation est moindre⁴.

○ En tenant compte uniquement des projets probables, les nouvelles **capacités de distillation atmosphérique** dans le monde progresseraient de 370 kb/j en 2013 soit une augmentation de 5% par rapport aux projets répertoriés en 2012 pour atteindre un total de 8,1 Mb/j, ce qui représente 9% de la capacité actuelle de distillation atmosphérique dans le monde (92,5 Mb/j). Une augmentation modeste mais qui vient après une forte baisse entre 2011 et 2012 (-15%).

Dans ce contexte, les deux principales régions que sont l'Asie Pacifique et le Moyen Orient avec plus de 70% des projets, enregistrent une baisse de 10% et de 8% respectivement. Il faut noter qu'il s'agit de la deuxième année consécutive de baisse dans ces deux régions. A l'inverse, l'Amérique du Sud & Centrale, la CEI et surtout l'Amérique de Nord affichent une forte croissance par rapport à l'année dernière, entraînant du même coup une augmentation globale des capacités de distillation.

Selon l'Agence fédérale américaine (EIA), l'augmentation de la capacité de raffinage aux États Unis est principalement due à l'extension de la raffinerie de Port Arthur de Motiva Enterprises (joint-venture 50/50 entre Shell et Saudi Aramco), et au redémarrage de celle de Trainer (Pennsylvanie), appartenant jadis à Phillips 66, désormais propriété de Monroe Energy, filiale du transporteur aérien Delta Airlines⁵. Le continent africain, devrait connaître un regain d'activité en particulier en Algérie qui vient de lancer un vaste programme de réhabilitation de ses raffineries afin d'accroître sensiblement ses capacités de raffinage. Selon ce programme, l'Algérie devrait plus que doubler ses capacités d'ici 5 ans, passant de 25 Mt/an actuellement à un niveau compris entre 50 et 60 Mt/an⁶.

⁴ L'analyse porte sur les projets recensés en Avril 2013.

⁵ Avec 600 kb/j de capacité de distillation atmosphérique, Port Arthur est actuellement la plus grande raffinerie aux États-Unis.

⁶ Ce programme comprendrait: d'une part la modernisation des raffineries d'Arzew, de Skikda et d'Alger et d'autre part la construction de nouvelles raffineries (pas de précisions sur ce dernier point)

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

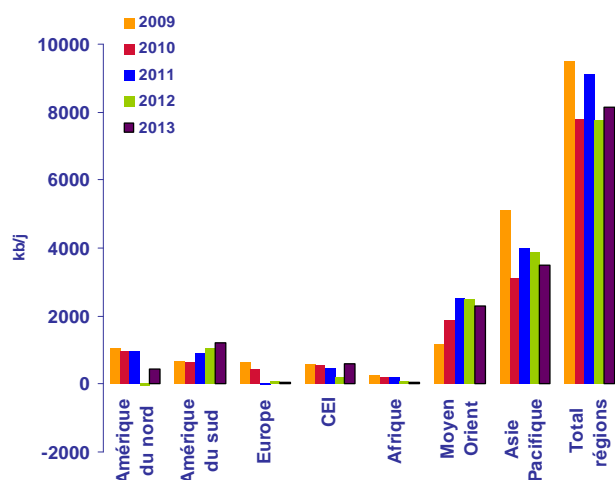
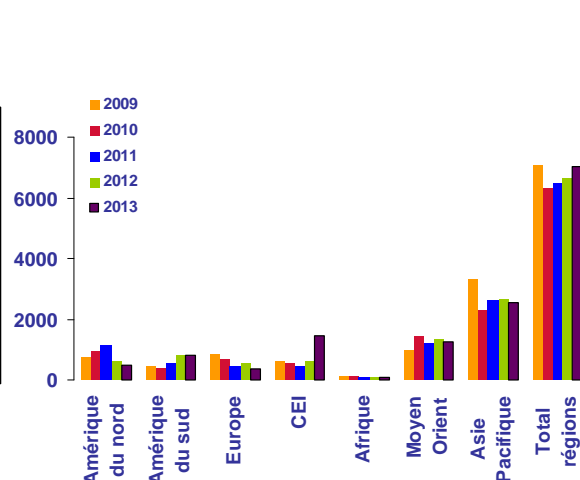


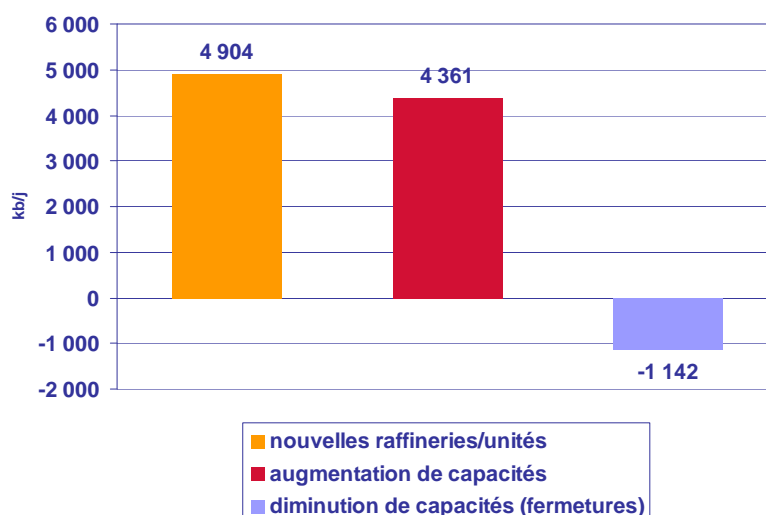
Figure 33: Projets de raffinage – capacités de conversion par régions géographiques



Source: IFPEN d'après des données KBC

Sur un total de 8,1 Mb/j, les projets de nouvelles raffineries cumulent 4,9 Mb/j, les augmentations de capacités 4,4 Mb/j, et les diminutions de capacités ou fermetures -1,1 Mb/j. Ces dernières représentent une diminution de 40% par rapport à l'année précédente. La région Asie Pacifique concentre près de 60% des fermetures en 2013, ce qui contribue à expliquer la quasi stabilité des projets cette année-là; suivent le Moyen Orient et l'Europe avec respectivement 18% et 17% des fermetures.

Figure 34: Projets de raffinage – nouvelles capacités de distillation atmosphérique par type d'évolution



Les principaux projets dont la capacité de raffinage est égale ou supérieure à 200 kb/j:

○ IOC Paradip (Orissa), Inde	300 kb/j	2013
○ PetroChina Sichuan (Pengzhou), Chine	200 kb/j	2013
○ Sinochem (Quanzhou, Fujian), Chine	240 kb/j	2013
○ SATORP, Saudi Aramco/Total Jubail-2, Arabie Saoudite	400 kb/j	2013
○ YASREF, Saudi Aramco Yanbu, Arabie Saoudite	400 kb/j	2014
○ Takreer, Ruwais, (expansion), Abu Dhabi	417 kb/j	2014
○ Petrobras/PDVSA Pernambuco, Brésil	230 kb/j	2014
○ TURCAS / SOCAR, Aliaga Star (Turquie)	214 kb/j	2015
○ PetroChina / Aramco (Yunnan), Chine	200 kb/j	2015
○ Sinopec Zhenhai Refinery, Chine	300 kb/j	2015

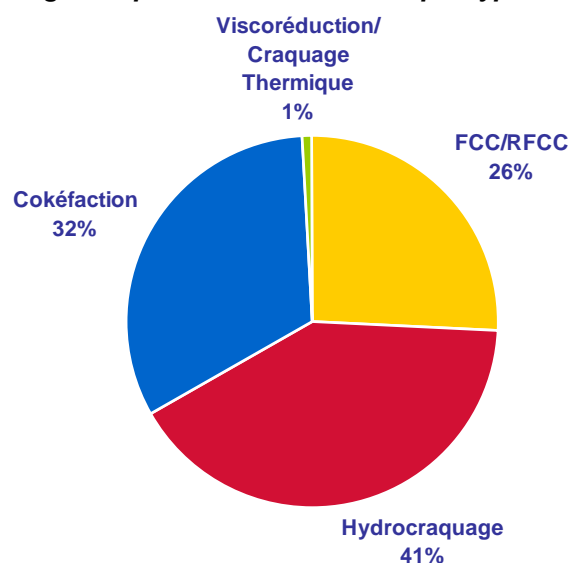
○ Sinopec/KPI/Total (Guangdong), Chine	300 kb/j	2015
○ CNOOC Huizhou, Chine	200 kb/j	2015
○ PetroChina/PDVSA (Jienyang), Chine	400 kb/j	2016
○ Saudi Aramco Jazan (Phase I), Arabie Saoudite	400 kb/j	2016
○ PetroVietnam/KPC/Mitsui/Idemitsu - Nghi Son, Vietnam	200 kb/j	2017
○ KNPC, Mina Abdullah, Kuwaït	264 kb/j	2018
○ Petrobras Maranhao, Premium I, Brésil	300 kb/j	2018
○ PEMEX, Tula, Hidalgo (Mexique)	250 kb/j	2020

○ Les nouvelles capacités de **conversion** dans le monde progresseraient de 386 kb/j en 2013, en augmentation de 6% par rapport à 2012 pour atteindre 7,0 Mb/j. On constate une légère accélération des projets par rapport aux évolutions annuelles depuis 2010.

Au niveau des zones géographiques, les projets de conversion restent stables en Amérique du Sud & Centrale, Afrique, et Moyen Orient, ou diminuent légèrement en Amérique du Nord, Europe, et Asie Pacifique, à l'exception des pays de la CEI où ils affichent une augmentation de 133% en un an. En termes de capacités prévues cette zone prend la deuxième place (21%) au Moyen Orient (18%) mais reste loin derrière l'Asie Pacifique (36%).

Sur un total de 7,0 Mb/j, les projets d'hydrocraquage concentrent 41% des volumes prévus soit 2,9 Mb/j, suivent ensuite les projets de cokéfaction avec 32% (2,3 Mb/j), de craquage catalytique fluide (FCC/RFCC) avec 26% (1,8 Mb/j), les projets de viscoréduction et craquage thermique ne représentent que 1% des volumes prévus à moyen terme.

Figure 35: Projets de raffinage – capacités de conversion par type d'unité

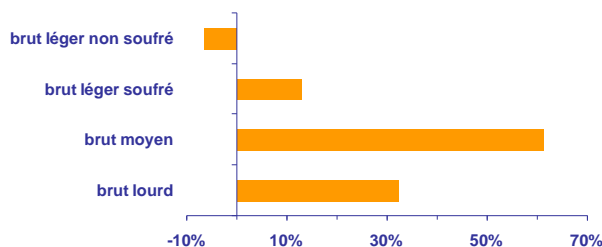


Source: IFPEN d'après des données KBC

○ Après une certaine "boulimie" de projets en Asie Pacifique et au Moyen Orient, on constate depuis deux ans un ralentissement dans la mise en place de nouvelles capacités de **distillation et de conversion**, même si ces deux régions demeurent –et de loin- le moteur de la croissance des investissements dans ce secteur. Ces deux régions représentent plus de 60% de projets prévus entre 2013 et 2020.

Approvisionnement s'orientant globalement de plus en plus vers des bruts lourds.

En ce qui concerne les perspectives d'approvisionnement, une évolution vers des bruts disponibles de plus en 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 d'importants 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. Cette tendance n'est pas entièrement applicable aux États Unis où le développement récent des huiles de schistes tend à modifier le mix de brut (voir ci-après).



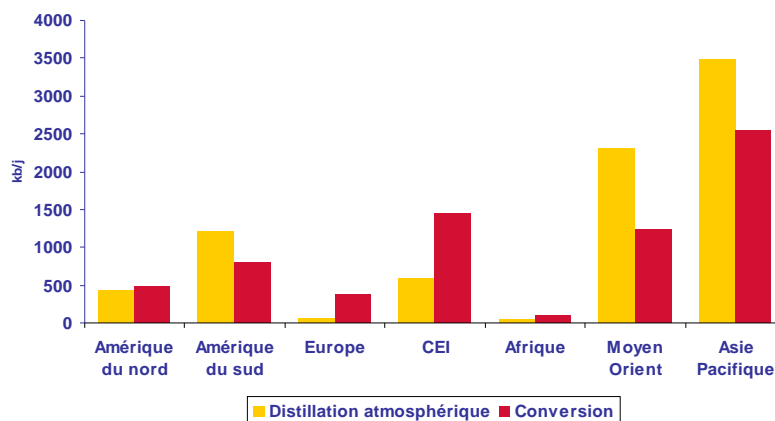
Source: IFPEN d'après des données KBC

Alors que globalement les projets se répartissent à peu près équitablement entre distillation atmosphérique et conversion (54%/46% respectivement), certaines régions comme l'Asie Pacifique, le Moyen Orient et l'Amérique du Sud & Centrale se focalisent sensiblement plus sur des projets de distillation que sur des projets de conversion. Ils se situent davantage dans une logique d'augmentation de nouvelles capacités (nouvelles raffineries et/ou d'augmentations de capacités sur des unités existantes) pour satisfaire leur marché local. Les dépenses d'investissement de capital (capex) sont ici privilégiées.

L'Europe et la CEI se trouvent dans une situation tout à fait différente, les projets de conversion sont pour ces régions une priorité absolue face à la nécessité d'adapter les équipements aux besoins de la consommation. En Europe les projets de conversion représentent en volume plus de 60% du total des projets⁷ (DA + conversion). En Russie grâce au programme de réhabilitation et de modernisation de l'outil de raffinage, cette proportion dépasse les 70%. Ce programme risque à terme de peser sur le raffinage européen.

Les États Unis répartissent les efforts d'investissement équitablement. Ce pays s'est engagé dans un processus de restructuration du secteur du raffinage qui consiste à optimiser, au niveau de chaque district (PADD), sa coupe de brut entre des bruts légers locaux et des bruts lourds importés. Les marges élevées et les perspectives d'une croissance durable encouragent les raffineurs américains à investir aussi bien dans la conversion profonde que dans le traitement des bruts légers⁸.

Figure 36: Projets de raffinage – répartition par type de projet: distillation/conversion



Source: IFPEN d'après des données KBC

⁷ Sans tenir compte des fermetures d'actifs

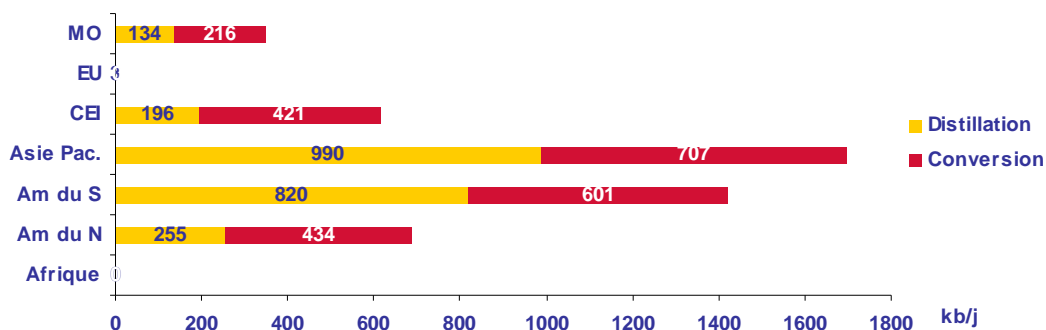
⁸ Oil Medium Term Market Report 2013, Market Trends and Projections to 2018, IEA

Reports de projets:

Pour des raisons diverses d'ordre technique, économique, financier et/ou géopolitique plus du tiers des projets ont été reportés d'au moins une année:

- 30% des projets de distillation atmosphérique soit 2,4 Mb/j. La majorité des projets se trouve en Asie Pacifique (990 kb/j) et en Amérique du Sud & Centrale (820 kb/j), soit les ¾ des projets. Les volumes restants sont répartis entre l'Amérique du Nord, la Cei et le Moyen Orient. Dans ce dernier cas il faudra encore inclure la raffinerie de Jizan initialement prévue pour 2016 dont la date de mise en opération sera probablement reportée; 400 kb/j sont concernés.
- 34% des projets de conversion atteignant un niveau sensiblement égal à celui de la distillation, soit 2,4 Mb/j. Ici aussi l'Asie Pacifique et l'Amérique du Sud & Centrale sont les régions les plus affectées avec 55% des projets reportés. Suivent ensuite l'Amérique du Nord, La Cei et le Moyen Orient.

Ces données représentent une stabilité dans les projets de distillation par rapport à l'année précédente mais une accentuation pour les projets de conversion (+75%).



Les principaux projets de conversion dont la capacité est égale ou supérieure à 80 kb/j:

○ BP – Whiting, IN, Etats Unis	Cokéf. différée	84 kb/j	2013
○ IOC, Paradip, Inde	FCC	90 kb/j	2013
○ IOC, Paradip, Inde	Cokéf. différée	82 kb/j	2013
○ SATORP Saudi Aramco/Total, Jubail 2, AS	FCC	120 kb/j	2013
○ SATORP Saudi Aramco/Total, Jubail 2, AS	Hydrocraquage	80 kb/j	2013
○ SATORP Saudi Aramco/Total, Jubail 2, AS	Cokéf. différée	80 kb/j	2013
○ YASREF Saudi Aramco/Total, Yambu, AS	Hydrocraquage	124 kb/j	2014
○ YASREF Saudi Aramco/Total, Yambu, AS	Cokéf. différée	80 kb/j	2014
○ Takreer, Ruwais(expansion), Abu Dhabi	RFCC	127 kb/j	2014
○ Rosneft, Tuapse	Hydrocraquage	81 kb/j	2014
○ Petrobras/PDVSA, RNEST, Brésil	Cokéf. différée	80 kb/j	2014
○ Sinopec Zhenhai Refinery, Chine	Hydrocraquage	80 kb/j	2015
○ PetroChina/PDVSA, Jieyang, Chine	Cokéf. différée	120 kb/j	2016
○ PetroChina/PDVSA, Jieyang, Chine	Hydrocraquage	120 kb/j	2016
○ PetroChina/PDVSA, Jieyang, Chine	FCC	80 kb/j	2016
○ Saudi Aramco, Jazan Ohase II, AS	Hydrocraquage	106 kb/j	2016
○ PetroVietnam/KPC/Mitsui/Idemitsu, Vietnam	RFCC	100 kb/j	2017
○ Lukoil, Nizhny, Novgorod, Russie	Hydrocraquage	96 kb/j	2018
○ Petrobras, Maranhao, Train I, Brésil	Cokéf. différée	120 kb/j	2018
○ Petrobras, Maranhao, Train I, Brésil	Hydrocraquage	80 kb/j	2018
○ Pemex, Tula, Hidalgo, Mexique	Cokéf. différée	166 kb/j	2020
○ Pemex, Tula, Hidalgo, Mexique	FCC	110 kb/j	2020

4.3.1 Permanence des surcapacités à moyen terme

Considérant à la fois les capacités additionnelles, opérationnelles à moyen terme, et les projections de la demande pétrolière de l'AIE⁹ qui, face aux incertitudes du futur, table sur une évolution modérée de la demande mondiale de pétrole à moyen et long terme¹⁰, la

⁹ WEO 2012

¹⁰ Croissance annuelle moyenne de 0,6% sur 2011-2035 pour la demande pétrolière dans le "New Policies Scenario". Dans la publication précédente du WEO, la croissance annuelle moyenne de la demande pétrolière dans le même scénario était évaluée à 0,5% sur 2010-2035.

situation devrait se dégrader dans les années à venir, en accentuant davantage les surcapacités.

En 2012 les capacités de raffinage s'élèvent à 92,5 Mb/j¹¹ et la demande pétrolière à 89,94 Mb/j, soit un excédent de 2,6 Mb/j. En 2020 les capacités de raffinage atteindront 100,7 Mb/j et la demande 94,1 Mb/j faisant grimper l'excédent jusqu'à 6,6 Mb/j, soit 4,0 Mb/j supplémentaires.

Globalement, les prévisions de demande et de capacité de raffinage à moyen terme montrent dans un premier temps une évolution relativement similaire, ce n'est qu'à partir de 2015 -année à partir de laquelle les prévisions tablent sur un ralentissement durable de la demande mondiale- que le différentiel entre les deux variables s'amplifie, accentuant du même coup les excédents en capacités de raffinage.

Dans les zones où la demande augmente rapidement depuis quelques années on constate, par le nombre de projets prévus, une forte volonté de se doter d'infrastructures de raffinage afin de satisfaire leur besoin en énergie et de permettre la continuité du développement économique galopant. Dans ces zones, les prévisions tablent sur une croissance plus forte des capacités de raffinage que de la demande, reconduisant le schéma des années précédentes.

L'AIE dans son rapport annuel Medium-Term Oil Market Report (MTOMR) publié en mai dernier, estime les capacités de distillation de brut dans le monde à 96,9 Mb/j soit 4,7 Mb/j de plus que les estimations affichées par BP dans sa publication annuelle, BP Statistical Review, qui est notre base d'analyse. Cette différence s'explique par une analyse détaillée des raffineries indépendantes en Chine dont les capacités s'élèveraient, selon l'AIE à 3,3 Mb/j. Un grand nombre de ces raffineries est de petite taille –moins de 40 kb/j-, dont une grande majorité devrait fermer à court terme par décision du gouvernement.

En tenant compte des données de l'AIE les excédents de capacités de distillation seraient proportionnellement supérieurs à ceux exposés dans ce rapport: de 96,9 Mb/j en 2012 on passerait à 104,8 Mb/j soit une augmentation de capacités de 7,9 Mb/j en cinq ans. Nous rappelons que nous passons de 92,5 Mb/j en 2012 à 100,4 Mb/j en 2018 soit le même niveau d'augmentation dans les deux cas (+7,9 Mb/j en cinq ans).

A l'inverse en Europe et aux États Unis la demande est en baisse. En Europe, les capacités de raffinage de leur côté n'ont pas encore atteint leur niveau d'équilibre (par rapport à la demande) et devraient continuer de baisser. Dans un contexte de baisse structurelle de la demande, l'équilibre est dans ce cas particulièrement difficile à atteindre et de nouvelles réductions de capacités sont attendues. Cette situation est globalement vérifiable en Europe.

Néanmoins on peut constater dans certains pays de l'UE comme l'Espagne, historiquement déficitaire, une augmentation sensible depuis trois ans des capacités de raffinage¹² accompagnée –comme partout en Europe- d'une baisse de la demande. Cette situation a permis à l'Espagne de retrouver une légère surcapacité depuis 2012 qui devrait se maintenir à moyen terme. L'Italie mérite aussi d'être remarquée et notamment le groupe ENI qui prend le contre-pied des décisions d'autres compagnies en Europe en s'engageant à investir 700 M€ dans la raffinerie déficitaire de Gela de manière à surmonter les faiblesses structurelles du site, en faisant évoluer celui-ci vers un "hub technologique". L'idée étant de mieux coller aux besoins du marché en optimisant la production de gazole et en ayant la possibilité d'interrompre celles d'essence¹³. Selon ENI, il est possible d'obtenir un avantage concurrentiel grâce à l'innovation et à la recherche. Le projet est volontariste et courageux car il va dépendre fortement de l'évolution des marges. On peut penser que la compagnie italienne mise sur un rétablissement de celles-ci à moyen terme suite aux réductions de capacités en Europe et à une reprise ou stabilisation de la consommation au bénéfice d'une reprise à terme de l'économie...

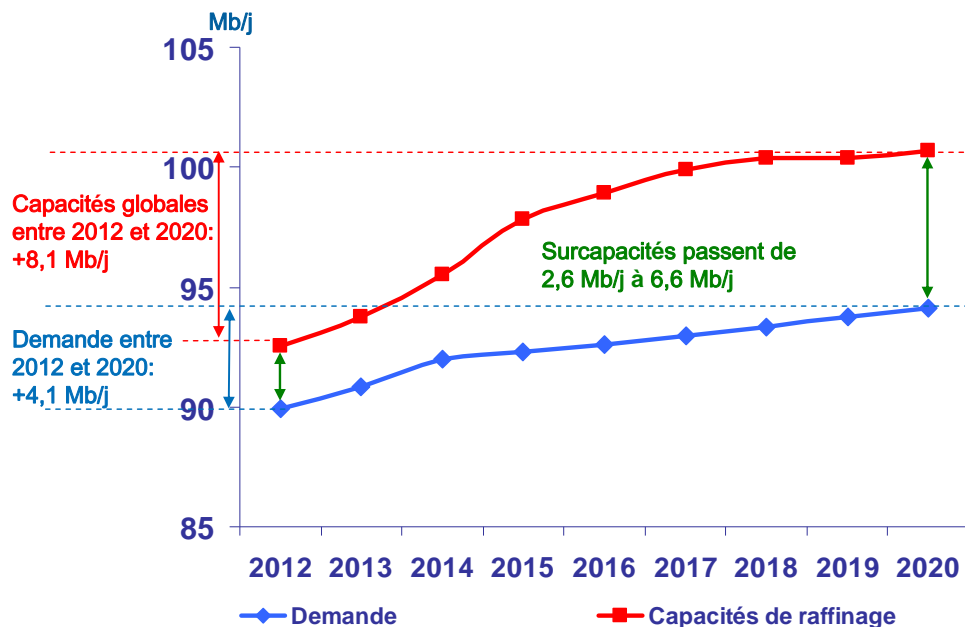
¹¹ BP Statistical Review

¹² Raffineries de Somorrostro et Cartagena (expansion de distillation atmosphérique) auxquelles il faut inclure le projet de distillation atmosphérique de la raffinerie de Puertollano.

¹³ et de polyéthylène. La raffinerie sera donc équipée de nouveaux systèmes avancés (technologie d'hydrocraquage de la future génération), d'un nouveau procédé de catalyse T-Sand - breveté par Eni – pour la production de gazole de haute qualité et du système Eni "zéro déchet" pour produire de l'énergie à partir de déchets industriels. Enfin, les activités de recherche-développement pour la production de biocarburants de troisième génération à partir d'algues continueront également.

Aux États Unis où la situation est désormais plus favorable au raffinage grâce à des marges supérieures, notamment en ce qui concerna la référence "Mid Coast", le déficit devrait être réduit par une augmentation à moyen terme des capacités de raffinage.

Figure 37: 2013, évolution à moyen terme des capacités de raffinage et de la demande



Source: IFPEN d'après des données KBC et AIE

Mais globalement, la persistance des excédents au niveau mondial va peser sur les marges de raffinage ce qui se traduira par une fragilisation des raffineries les moins rentables, les plus vétustes, de petite taille et non adaptées aux besoins du marché, nécessitant d'importants investissements de transformation. Il faut noter que le coefficient de valorisation (upgrading ratio) devrait grimper entre 2012 et 2018 de 44% à 47% en se basant sur les projets de nouvelles raffineries orientées vers la transformation de bruts lourds au Moyen Orient et en l'Amérique Latine.

4.3.2 Hétérogénéité des stratégies d'investissement

Globalement une situation plus équilibrée entre offre et demande sera sans doute nécessaire. Des efforts d'investissement doivent être consentis pour répondre à la fois:

- au **renforcement des spécifications** sur la qualité des produits, principalement la teneur en soufre. L'évolution de la réglementation concernant les fuels marins pourrait accélérer la mise en place d'unités de conversion profonde (coqueur, craquage de résidus).
- aux **orientations structurelles de la demande**, telles que le poids du diesel et les excédents d'essence en Europe, la demande durablement plus modérée dans certaines régions et la nécessité en conséquence d'adapter les capacités de raffinage, etc. Le coût très élevé des unités d'hydrocraquage requises pour faire face à la diésélisation croissante, notamment en Europe, reste un frein à leur développement surtout dans un contexte de marge faible qui pénalise l'investissement.
- à l'**évolution des réglementations pesant sur les raffineries**. La réglementation mise en place notamment en Europe, implique une réduction des niveaux actuels de pollution locale (SO₂, NO_x, PM, CO, etc.) et globale (essentiellement le CO₂ via les plans d'allocation des quotas et la directive ETS¹⁴) dans les raffineries. Cela implique la mise

¹⁴ Emission Trading Scheme

en œuvre accrue de techniques de réduction des émissions, qui pèsent sur les investissements.

Le raffineurs européens devront faire face à ces trois éléments décrits ci-dessus dans un contexte concurrentiel accru qui risque de mettre à l'épreuve une nouvelle fois la compétitivité du raffinage européen. Hormis l'émergence des nouveaux titans du raffinage venus d'Asie qui gonflent les capacités mondiales de raffinage affectant durablement les marges globales, il faut ajouter

- l'évolution récente de la situation aux États Unis dont par la baisse de la demande d'essence et l'augmentation de la consommation de gazole et de biocarburants viennent bouleverser l'équilibre du raffinage européen. Le débouché traditionnel américain pour les excédents d'essence de l'Europe se trouve fortement et durablement réduit. Depuis 2010 les américains exportent même de l'essence¹⁵.
- le programme de modernisation des raffineries russes qui, par la production et l'exportation de produits aux spécifications les plus sévères notamment du gazole TBTS, risquent de concurrencer les marchés européens.

Dans les régions où la demande est forte, il est question de maintenir un équilibre entre investissement et demande, en respectant les exigences environnementales, tout en gardant une certaine marge de surcapacité.

Globalement la tendance de fond déjà constatée depuis quelques années se confirme encore, à savoir un déplacement des investissements des pays à économie mature –les pays de l'OCDE- vers les nouveaux pays émergents essentiellement l'Asie. La demande forte dans ces régions devrait se traduire par la poursuite de ce mouvement dans les années à venir.

¹⁵ Si Washington ne révisé pas les besoins en éthanol des États-Unis, les raffineurs américains pourraient se voir contraints d'accroître leurs exportations d'essences, selon des déclarations du vice-président senior en charge du raffinage chez LyondellBasell. Afin de fournir des carburants conformes aux exigences fédérales, les producteurs d'essences doivent acquérir des crédits en éthanol correspondant à des volumes croissants. Mais cela les amène dans le même temps à réduire les livraisons d'essences en sortie de raffinerie destinées au marché intérieur, alors même que celui-ci tend à décliner. D'où un recours inévitable à l'exportation, sachant qu'en vertu de l'Energy Independence and Security Act de 2007, les essences exportées ne nécessitent pas d'être mélangées à de l'éthanol. Les exigences en matière de blending, qui concernent aussi bien les essences que le gazole (auquel est incorporé du biodiesel d'origine agricole) sont revues chaque année à la hausse. Bip 15/03:2013.

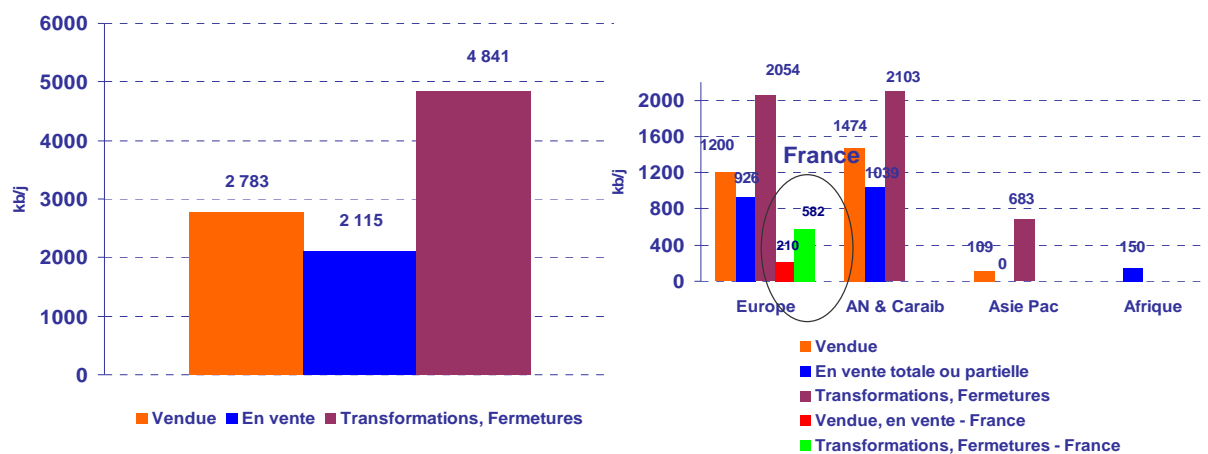
Diminution des raffineries vendues ou à vendre, augmentation des raffineries devant fermer ou subir des transformations profondes:

Le processus de renonciation aux activités de raffinage en Europe et aux États Unis par les compagnies pétrolières, intégrées ou simplement raffineurs, initié après la crise de 2008/2009 se poursuit en 2013 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 pétrolier, orientant ainsi leurs investissements vers les activités d'exploration-production.

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 4,9 Mb/j en diminution de 0,8 Mb/j par rapport à l'an dernier, celles correspondant à des transformations/fermetures 4,8 Mb/j soit une augmentation de 1,2 Mb/j cumulatif un total de 9,7 Mb/j, chiffre supérieur de 0,4 Mb/j à celui de l'an dernier. Globalement le processus a encore progressé cette année: certaines raffineries non répertoriées jusqu'ici comme étant susceptibles de fermeture ont récemment cessé de produire, d'autres ont basculé de la situation de "Vendue/en vente" à "Transformation/fermeture".

Ces restructurations affectent presque exclusivement les pays industrialisés, notamment l'Amérique du Nord et l'Europe: 47% 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 43%. 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 des fermetures/transformations de raffineries au Japon, cumulant un total de 415 kb/j soit 60% du total régional.

En France les réductions de capacités atteignent à ce jour 580 kb/j et concernent cinq raffineries: Petroplus – Reichstett, Petit Couronne-, Total –Dunkerque et Gonfreville (unités de distillation atmosphérique)-, LyodellBasell – Berre. D'autres raffineries françaises courent un risque élevé de fermer, selon un sondage auprès de dirigeants et analystes du raffinage¹⁶. Les raffineries Total de Feyzin et La Mede, Fos d'Exxon Mobil ou Lavera d'Ineos sont fragilisées car elles sont en concurrence sur le même marché dans un contexte de baisse de la demande d'essence.



¹⁶ dont Gemma Parker à FACTS Global Energy. Source: Bloomberg