



Les investissements
en
exploration-production
et
raffinage
2014

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

Novembre 2014

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 PETROLE ET DU GAZ	6
1.1	CONTEXTE GENERAL : ECONOMIE MOROSE ET DESORDRE MONDIAL	6
1.2	PRIX DU PETROLE : DES FONDAMENTAUX FAVORABLES A UNE DETENTE DES PRIX ?	7
1.3	PRIX DU GAZ : BAISSÉ EN EUROPE, STABILITÉ AU JAPON, HAUSSE AUX ETATS-UNIS.....	8
2	EXPLORATION PRODUCTION : RALENTISSEMENT DE LA CROISSANCE.....	10
2.1	HAUSSE MODERÉE DES INVESTISSEMENTS EN 2014	10
2.2	EXPLORATION - LES DECOUVERTES DE 2014	13
2.3	RUSSIE : IMPACT DES SANCTIONS LIMITE A COURT TERME.....	14
2.4	LES ENJEUX DE LA REFORME DU SECTEUR ENERGETIQUE MEXICAIN.	15
3	L'ACTIVITE ET LE MARCHÉ DU FORAGE DANS LE MONDE	16
3.1	LES ACTIVITES DE FORAGE A TERRE ET EN MER.....	16
3.1.1	<i>Nombre de puits forés dans le monde.....</i>	<i>16</i>
3.1.1.1	Nombre de puits à terre.....	17
3.1.1.2	Nombre de puits en mer	18
3.1.2	<i>Marchés du forage, des équipements et des services autour du puits</i>	<i>20</i>
3.1.2.1	Marché du forage onshore.....	21
3.1.2.2	Marché du forage offshore	22
3.1.2.3	Marché de la fracturation	22
3.2	L'ACTIVITE ET LE MARCHÉ GEOPHYSIQUE.....	24
3.2.1	<i>Activité de géophysique</i>	<i>24</i>
3.2.2	<i>Marché géophysique</i>	<i>25</i>
3.3	L'ACTIVITE ET LE MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE	27
3.3.1	<i>Activités de construction offshore</i>	<i>27</i>
3.3.1.1	Activité de construction de rigs.....	27
3.3.1.2	Plateformes flottantes (Floating Platform Systems ou FPS)	27
3.3.1.3	Constructions sous-marines (Subsea)	29
3.3.2	<i>Marché de la construction offshore</i>	<i>30</i>
4	RAFFINAGE, AUGMENTATION SENSIBLE DES DEPENSES	33
4.1	EVOLUTION DES COÛTS INDUSTRIELS.....	33
4.2	RALENTISSEMENT DE L'AUGMENTATION DES SURCAPACITES DANS LE FUTUR ?.....	37
4.3	HORIZON SOMBRE POUR LE RAFFINAGE EUROPEEN	38

FIGURES ET TABLEAUX :

FIGURE 1 : PERSPECTIVES ECONOMIQUES FMI – 07/2014.....	6
FIGURE 2 : ÉVOLUTION DES PRIX DU BRENT ET DU WTI 2000/2014 (PROVISOIRE)	7
FIGURE 3 : PRIX ANNUEL DU GAZ PAR ZONES	8
FIGURE 4 : ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS MONDIAUX EN E&P	10
FIGURE 5 : ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS E&P, DES PRIX ET DES COÛTS.....	12
FIGURE 6: LES DECOUVERTES DE 2014 (AU 25 SEPTEMBRE).....	13
FIGURE 7: REPARTITION PAR REGION DES PUIITS FORES A TERRE ET EN MER EN 2013.	16
FIGURE 8: REPARTITION DES PUIITS FORES A TERRE EN 2013 PAR REGION (A) ET CROISSANCE A MI-2014 SUR UN AN (B).	17
FIGURE 9: TAUX DE LOCATION DES RIGS A TERRE EN AMERIQUE DU NORD ET A L'INTERNATIONAL.....	18
FIGURE 10: REPARTITION DES PUIITS FORES EN MER EN 2012 PAR REGION (A) ET CROISSANCE A MI-2013 SUR UN AN (B).....	18
FIGURE 11: TAUX ANNUEL MOYEN D'UTILISATION DES RIGS EN MER POUR LE MONDE, LE GOLFE DU MEXIQUE ET LA MER DU NORD.....	19
FIGURE 12: TAUX DE LOCATION MOYEN ANNUEL DES SEMISUBS (A) ET JACKUPS (B) POUR LE GOLFE DU MEXIQUE, LA MER DU NORD ET EN ASIE DU SUD-EST.	19
FIGURE 13: REPARTITION 2013 DES DIVERS SEGMENTS DE MARCHÉ DU FORAGE.	20
FIGURE 14: ÉVOLUTION DEPUIS 2008 DES SEGMENTS DE MARCHÉ DU FORAGE ET ESTIMATION DU MARCHÉ GLOBAL EN 2014 ET 2015.	21
FIGURE 15: ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU FORAGE A TERRE ET PARTS DE MARCHÉ 2013 DES PRINCIPAUX ACTEURS.	21
FIGURE 16: ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU FORAGE EN MER ET PARTS DE MARCHÉ 2013 DES PRINCIPAUX ACTEURS.	22
FIGURE 17: ÉVOLUTION DU MARCHÉ DE LA FRACTURATION ET PARTS DE MARCHÉ 2013 DES PRINCIPAUX ACTEURS	23
FIGURE 18: A MI-2014, REPARTITION DES CAMPAGNES DE SISMIQUE MARINE SUR LES 12 DERNIERS MOIS, PAR REGION (A) ET PAR TYPE D'ACQUISITION (B).	24
FIGURE 19: A MI-2014, TAUX DE LOCATION EN MILLIERS \$ PAR JOUR ET TAUX D'UTILISATION EN POURCENTAGE DE LA SISMIQUE MARINE.	25
FIGURE 20: MARCHÉ DE LA GEOPHYSIQUE (EQUIPEMENTS ET ACQUISITION-TRAITEMENT) ET PARTS DE MARCHÉ 2013 DES PRINCIPAUX ACTEURS.	26
FIGURE 21: REPARTITION GEOGRAPHIQUE DES PLATEFORMES FLOTTANTES EXISTANTES A MI-2014.	28
FIGURE 22: EVOLUTION PAR ZONE GEOGRAPHIQUE DU NOMBRE DE PLATEFORMES FLOTTANTES EN CONSTRUCTION EN JUN 2013 ET JUN 2014.....	28
FIGURE 23: ÉVOLUTION PAR ZONE GEOGRAPHIQUE DE LA DEMANDE JUSQU'EN 2018 DE PLATEFORMES FLOTTANTES EN JUN 2013 ET JUN 2014.....	29
FIGURE 24: DEMANDE DE CONSTRUCTION SUBSEA POUR LA PERIODE 2013 A 2017	30
FIGURE 25: PARTS 2013 DES TROIS SEGMENTS DE MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE.....	30
FIGURE 26 MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE (A) ET PARTS DE MARCHES 2013 PAR COMPAGNIE (B).....	31
FIGURE 27: DEPENSES MONDIALES DANS L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE \$)	33
FIGURE 28: INDICES DE LA CONSTRUCTION DES RAFFINERIES NELSON FARRAR. BASE 100 (2000)	34
FIGURE 29: CHINE : CAPACITES DE RAFFINAGE, DEMANDE ET TAUX D'UTILISATION	36
FIGURE 30: ÉVOLUTION A MOYEN TERME DES CAPACITES DE RAFFINAGE ET DE LA DEMANDE	37
FIGURE 31: CAPACITES DE RAFFINAGE, DEMANDE ET TAUX D'UTILISATION	38
FIGURE 32: VENTES, TRANSFORMATIONS, FERMETURES DE RAFFINERIES (2008-2015), EN KB/J ET %.....	39
FIGURE 33: VENTES, TRANSFORMATIONS, FERMETURES DE RAFFINERIES (2008-2015), PAR ZONES GEOGRAPHIQUES 40	
TABLEAU 1 : TABLE RECAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHES:.....	5
TABLEAU 2 : RESUME DE L'EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHES ANALYSES.....	32

Tableau 1 : Table récapitulative des investissements et des marchés:

G\$	2013	2014
Investissements globaux en E&P	697	733
Amérique du Nord	194	210
Amérique Latine	100	101
Europe	70	72
CEI	60	65
Afrique	63	65
Moyen-Orient	48	53
Asie-Pacifique	162	167
Marchés amont analysés	397	422
Marché Géophysique	16	13
Marché du forage (*)	236	253
dont:		
<i>Forage à terre</i>	29	30
<i>Forage en mer</i>	56	61
Marché Construction offshore	60	65
Investissements en Raffinage	70	82
Dépenses d'investissement	26	29
Dépenses de maintenance	28	34
Dépenses en catalyseurs et produits chimiques	17	19

(*) 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

1.1 Contexte général : économie morose et désordre mondial

Le contexte international est peu propice à l'euphorie, marqué par des menaces géopolitiques croissantes et par un essoufflement de l'économie mondiale.

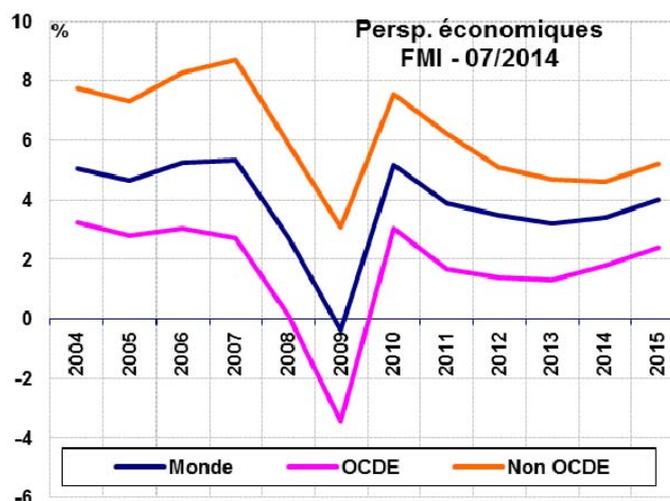
Côté géopolitique, la situation ne cesse de se dégrader dans plusieurs pays pétroliers. Si la Libye, la Syrie et l'Irak ont été placés sur le devant de la scène cette année d'autres pays pétroliers sont également confrontés à des troubles intérieurs à l'image du Nigeria, du Soudan du Sud, du Yémen ou du Venezuela.

L'Europe de « l'Atlantique à l'Oural » n'échappe pas à ces tensions avec la question de l'Ukraine, pays écartelé entre un désir d'Europe et une influence russe. Ce conflit a certainement favorisé le rapprochement russo-chinois avec la signature d'un « mega contrat » gazier (38 Gm3 par an sur 30 ans). En Asie également, l'installation début mai par la Chine d'une plate-forme pétrolière en mer de Chine méridionale a relancé les tensions avec le Vietnam qui portent historiquement sur les archipels des Paracels et des Spratleys.

Enfin, les négociations avec l'Iran sur la question nucléaire n'ont pas abouti en juillet et sont reportées au 24 novembre. Les Etats-Unis, auxquels certains prêtent l'intention d'un rapprochement stratégique avec ce pays pour gérer la question irakienne, ont néanmoins annoncé fin août des sanctions supplémentaires.

Côté économique, les messages de la Banque Mondiale en juin, du Fond Monétaire Internationale (FMI) en juillet ou de l'OCDE en septembre sont convergents, avec des prévisions économiques revues à la baisse. Ainsi en juillet, sous l'effet des perspectives moins favorables de plusieurs pays émergents (Chine, Brésil en particulier) et d'un premier trimestre décevant aux Etats-Unis, le FMI abaissait de 0,3 points sa perspective de croissance pour 2014, désormais estimée à 3,4 %.

Figure 1 : Perspectives économiques FMI – 07/2014



Source : FMI

Le ralentissement de la croissance chinoise est régulièrement mis en avant. D'après la Banque Mondiale, la croissance devrait passer à 7,6 % en 2014 puis à 7,5 % en 2015 contre 7,7 % en 2013. Le FMI anticipe également des croissances plus faibles que prévues en 2014 au Brésil, au Mexique et

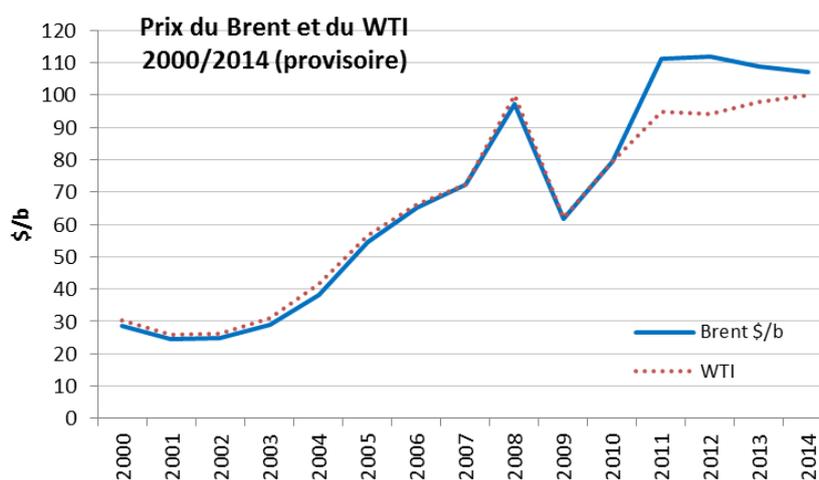
bien sûr en Russie affectée par les sanctions économiques mises en place par l'UE et les Etats-Unis. Par effet boomerang, elles impactent l'Europe négativement, zone menacée par ailleurs par un risque de déflation.

Pour 2015, le FMI a annoncé en juillet une croissance légèrement plus soutenue à 4 % au niveau mondial, dont 2,4 % pour les pays occidentaux et 5,2 % pour les émergents. Il convient de noter que, pour ces derniers pays qui influencent largement le marché des matières premières, leur niveau de croissance depuis 2011 reste en deçà de ce que l'on a observé en moyenne de 2004 à 2007 (8 % en moyenne). Cela explique pour une part la détente observée sur les marchés agricoles et des métaux depuis 2011. Le marché de l'énergie, et plus particulièrement celui du pétrole, fait figure d'exception par rapport à ce mouvement général.

1.2 Prix du pétrole : des fondamentaux favorables à une détente des prix ?

Le marché pétrolier connaît, au-delà des mouvements journaliers, un recul régulier du prix depuis 2011 mais qui reste largement inférieur à ce que l'on a observé sur les marchés des produits agricoles ou des métaux. Le Brent par exemple est passé en moyenne annuelle de 115 \$/b en mars 2012 à 108 \$ en septembre 2014, soit un recul de seulement 6 %.

Figure 2 : Évolution des prix du Brent et du WTI 2000/2014 (provisoire)



Source : IFPEN-Reuters

On observe néanmoins, une tendance de fond à la baisse qui s'est accentuée entre juin et octobre 2014, le Brent passant de 115 \$ à 87 \$/b. Ce mouvement est-il durable et jusqu'où le pétrole peut-il baisser ?

La seule vision des mouvements journaliers depuis janvier 2011 doit inciter à une certaine prudence. Les descentes brutales des prix, souvent liées aux risques économiques, sont récurrentes à l'image des mouvements de mars à juin 2012, ou de février à avril 2013, proche de ce que l'on a connu de juin à septembre 2014. Elles ont été à chaque fois suivies par des corrections haussières qui se traduisent in fine par des oscillations du prix autour des 107/110 \$/b.

La baisse de septembre-octobre ne permet donc pas de valider l'idée d'une tendance de fond. L'évolution du prix dépendra en effet de nombreux paramètres dont :

1/ les anticipations sur la situation économique mondiale à venir. La croissance économique annoncée pour 2015 reste modeste ce qui laisse supposer une croissance modérée de la demande pétrolière mondiale (de l'ordre de 1,2 Mb/j d'après l'AIE, proche de la moyenne sur dix ans).

2/ l'évolution de l'offre non OPEP. Sous l'effet du développement des huiles de schiste aux Etats-Unis, elle devrait croître au même rythme que la demande. La production de pétrole de l'OPEP devrait donc au mieux rester stable à hauteur de 30 Mb/j dans cette hypothèse. Ce peut être atteint en dépit de la défaillance libyenne et de l'embargo en cours sur l'Iran.

3/ les réactions OPEP à une trop forte baisse des cours ;

4/ l'évolution du taux du dollar, orienté à la hausse depuis mai ;

5/ l'effet du contexte géopolitique sur la production pétrolière alors que de nombreux pays producteurs sont dans un mouvement d'instabilité croissant.

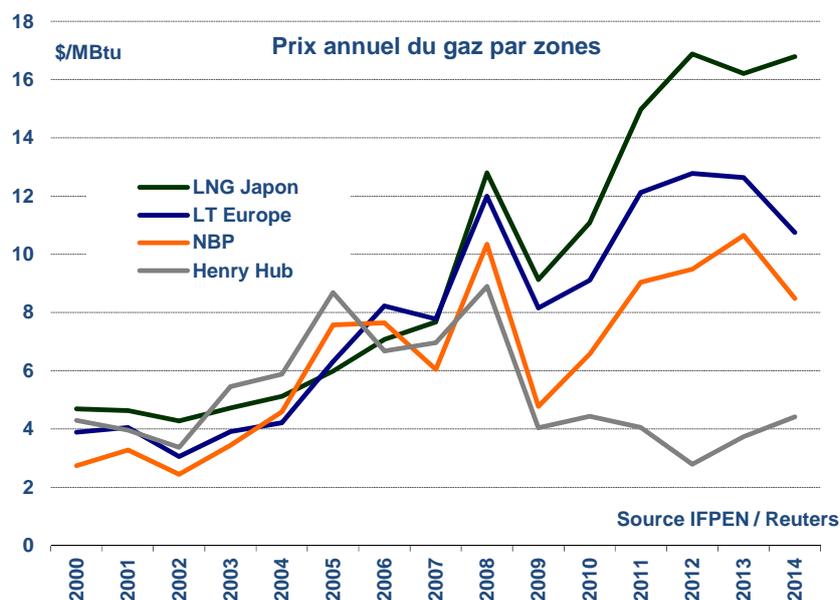
6/ l'aboutissement ou non des négociations avec l'Iran concernant le dossier nucléaire.

Ainsi, même si les fondamentaux du marché font pencher la balance vers un repli du prix du pétrole, la prudence reste évidemment de mise compte tenu de l'instabilité du contexte géopolitique. Cette instabilité est par ailleurs susceptible de peser à la baisse sur les investissements amont dans certains pays. L'insuffisance en investissements se traduit à terme par une pression sur les prix.

1.3 Prix du gaz : baisse en Europe, stabilité au Japon, hausse aux Etats-Unis

La situation du marché gazier reste toujours marquée par des écarts de prix très significatifs suivant les régions, Etats-Unis, Europe et Japon en particulier. L'année 2014 a aussi mis en évidence certaines divergences dans les tendances : stabilité du prix au Japon à des niveaux élevés, recul en Europe et progression aux Etats-Unis mais à des niveaux modestes.

Figure 3 : Prix annuel du gaz par zones



Le prix moyen d'importation du Japon reste largement influencé par le prix du pétrole, ce qui explique sa forte progression depuis 2009 (prix à 9,1 \$/MBtu) et sa relative stabilité depuis 2012 à plus de 16 \$/MBtu. Le contexte japonais est caractérisé par l'importance des volumes importés de GNL après la catastrophe de Fukushima (70 Mt en 2010 et environ 87 Mt à partir de 2012). Les centrales nucléaires, mises à l'arrêt depuis, sont soumises à des inspections de sécurité avant de pouvoir redémarrer. Une partie du parc est susceptible d'obtenir ces autorisations en 2015. Dans un scénario de référence les importations de GNL pourraient passer de 87 à 80 Mt en 2015, ce qui permettrait d'alléger la facture gazière qui se situe désormais à 74 Md\$ (30 md\$ en 2009).

En Europe, la montée en puissance des marchés spots dans la formation des prix d'importation se renforce. En France, la formule tarifaire permettant de traduire l'évolution des coûts d'approvisionnement intègre désormais une part de près de 60 % de prix de marché « spot » contre 46 % auparavant. Ceci explique le recul de 16 % attendu cette année pour le prix moyen indexé estimé à 10,7 \$/MBtu (27,4 €/MWh). Le prix anglais spot NBP se situerait pour sa part à 8,5 \$/MBtu (21,4 €/MWh) en recul sensible par rapport à 2013 (-20 %). Ce recul est le résultat de deux facteurs : d'une part la non compétitivité du gaz par rapport au charbon dans le secteur électrique depuis 2012 et d'autre part la douceur de l'hiver 2013/2014 qui explique le plongeon de la consommation gazière depuis novembre 2013.

Sur le marché américain, le prix Henry Hub a été très impacté par le froid extrême de début d'année avec des pointes journalières autour de 8 \$/MBtu en février et mars (moyennes mensuelles de 6 et 4,9 \$/MBtu). La forte mobilisation des stocks a maintenu une pression relative sur le prix jusqu'en juin (4,6 \$/MBtu). Face à une demande modérée en juillet dans le secteur électrique et compte tenu de la forte hausse attendue de la production (760 Gm³, + 38 Gm³ par rapport à 2013), le prix est retombé en août à moins de 4 \$. En tenant compte des anticipations actuelles (stabilité à 4 \$), un prix de 4,4 \$/MBtu est envisageable pour 2014 (+ 19 % par rapport à 2013).

Les premières indications pour 2015 laissent présager :

- Une légère détente des prix au Japon vers les 15 \$/MBtu sous réserve de la confirmation du recul du prix du pétrole.
- Une pression modeste sur le prix spot européen avec un retour vers les 9/10 \$/MBtu, zone d'équilibre 2011/2013.
- Un retour vers les 4 \$/MBtu pour le prix américain, c'est-à-dire le niveau de 2009/2011.

Ces évolutions ne tiennent évidemment pas compte des situations exceptionnelles de nature climatique à l'image de ce que l'on a connu aux Etats-Unis en début d'année 2014 ou géopolitique. La crise russo-ukrainienne en particulier peut impacter les volumes livrés en Europe et les prix de marché... Les tendances 2015 sont donc susceptibles de révisions significatives.

Il convient enfin de souligner que 2015 verra probablement le début des exportations américaines de GNL via les nouveaux projets liés au développement des gaz de roche mère. Il s'agit d'un enjeu important pour les Etats-Unis (impact progressif sur le prix américain), pour les pays d'Asie (possibilité de négocier un prix indépendant du marché pétrolier) et à terme pour le marché mondial (moindre pression)... Un sujet à suivre.

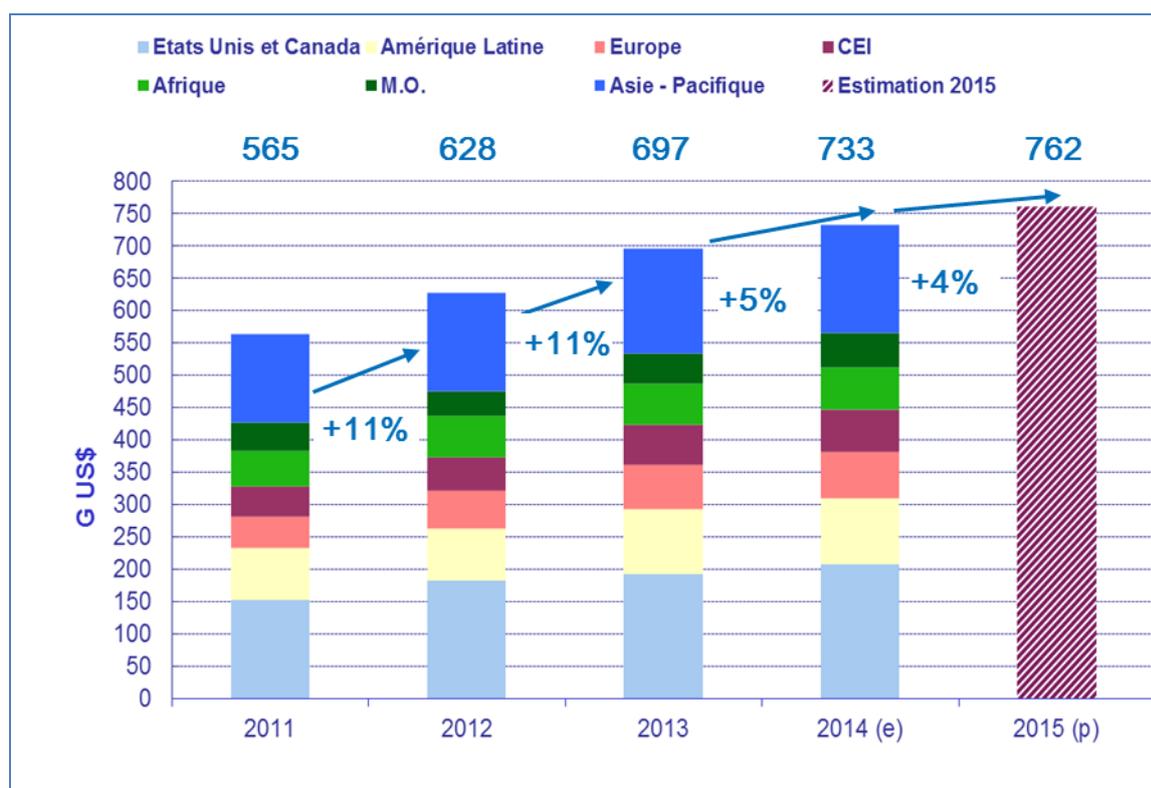
2 Exploration Production : ralentissement de la croissance

2.1 Hausse modérée des investissements en 2014

Après 4 années de croissance à deux chiffres, les investissements en exploration-production connaîtront cette année une hausse plus modérée, estimée à 5,1%, la plus faible depuis 2010. Ce ralentissement de la hausse s'explique par la réduction des investissements des majors, alors que les indépendants et les NOC restent sur une dynamique de croissance forte. Les investissements devraient néanmoins établir un nouveau record et dépasser les 730 milliards de dollars (G\$), soit 36 G\$ de plus qu'en 2013. Le Moyen-Orient est la région la plus dynamique avec une croissance d'environ 10%, suivi par l'Amérique du Nord (+8,5%) et la CEI (+7,5%). Viennent ensuite l'Asie-Pacifique (3,3%) puis l'Europe et l'Afrique avec une hausse 2,8% chacune. L'Amérique Latine devrait enregistrer la croissance la plus faible (+1%).

En 2015, la croissance devrait rester modérée avec une hausse estimée à 4%. La plupart des majors ont annoncé une stabilisation, voire une baisse de leurs investissements. En Australie, les investissements devraient atteindre un pic en 2014-2015, après plusieurs années de forte hausse liée au développement des projets de GNL. En Mer du Nord, les investissements sont attendus en forte baisse à partir de 2015. Cependant les NOC et les indépendants, moteurs de la croissance en 2014, devraient continuer à investir et l'Amérique du Nord devrait rester dynamique, surtout aux Etats-Unis, grâce à la poursuite du développement du gaz et du pétrole de schiste.

Figure 4 : Évolution des investissements mondiaux en E&P



Toutes les régions du monde connaissent en 2014 une augmentation des investissements en exploration-production, avec des taux de croissances variables selon les régions.

Le Moyen-Orient devrait, en 2014, connaître une croissance proche de 10%. L'Arabie Saoudite doit investir des sommes importantes pour maintenir ses niveaux de production pétrolière et développer ses ressources gazières. Il en est de même pour le Koweït, qui entend porter sa production de 3,3 Mb/j en 2013 à 3,5 Mb/j en 2015 et 4 Mb/j en 2020.

Portée par le développement rapide des hydrocarbures de roche mère, l'Amérique du Nord, qui concentre 29% des investissements mondiaux en exploration production en 2014, reste une région très dynamique. Aux Etats-Unis, les investissements croissent de près de 10% en 2014. L'Amérique du Nord bénéficie aussi de l'instabilité géopolitique et des problèmes d'insécurité au Moyen-Orient (Irak) et en Afrique du Nord (Libye, Algérie), qui incitent certaines compagnies américaines à rapatrier une partie de leurs investissements.

En Russie, Rosneft annonce des investissements en hausse de 26% et Lukoil, de 21%, mais ces annonces sont antérieures aux sanctions américaines et européennes contre la Russie, dont l'impact est encore incertain. En revanche, les investissements de Gazprom, en incluant sa filiale Gazprom Neft, s'inscrivent en baisse de 4%. Il faut cependant signaler que les investissements réels du gazier russe sont généralement plus élevés que les estimations annoncées en début d'année (+16% en 2013, +33% en 2012, +20% en 2011). Il est donc vraisemblable qu'ils soient, une fois encore, sous-estimés cette année.

La croissance en Asie-Pacifique pâtit de la baisse de plus de 5% des investissements des majors dans cette région et de la pause des investissements de Sinopec et Petrochina. La croissance dans cette région est tirée par les NOC non chinoises (+25% pour Pertamina, +20% pour Reliance) et les indépendants asiatiques (+21% pour Inpex).

Après avoir presque doublé entre 2010 et 2013, les investissements en exploration-production en Europe devraient connaître une croissance plus modeste cette année, estimée à 2,8%. Au Royaume-Uni, ils devraient reculer de 4% après avoir atteint un record en 2013. La forte hausse constatée les années précédentes s'expliquait en partie par le démarrage d'un petit nombre de grands projets. La poursuite du développement de ces projets devrait continuer à soutenir l'investissement pendant quelques années mais, en l'absence de nouveaux projets importants, celui-ci est néanmoins attendu en baisse entre 2014 et 2017. En Norvège, les investissements croissent de 4%, une performance modérée après trois années de croissance à deux chiffres. Pour 2015, le sondage réalisé par l'office norvégien des statistiques prévoit une baisse de 18%. L'organisme officiel souligne néanmoins que cette baisse pourrait être tempérée par la prise en compte du projet Johan Sverdup, qui devrait intervenir après la soumission aux autorités du plan de développement, prévu au premier trimestre 2015.

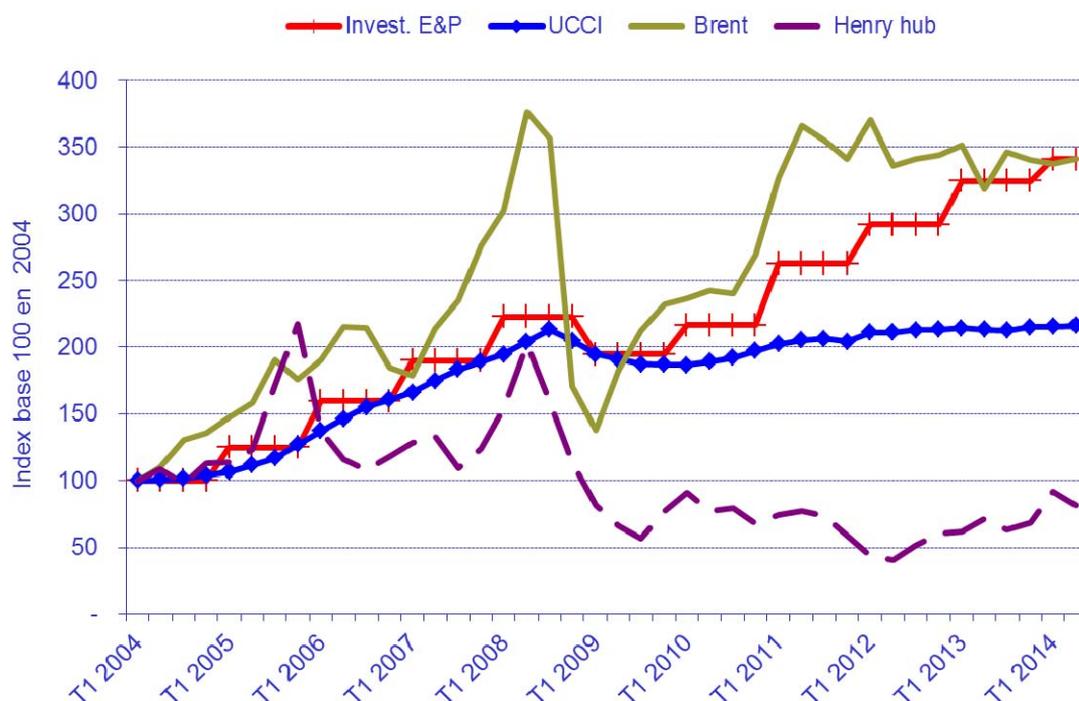
En Afrique, les investissements continuent à pâtir de la situation en l'Afrique du Nord – instabilité en Libye, climat défavorable à l'investissement en Egypte du fait de prix du gaz trop bas – et de l'incertitude réglementaire au Nigéria. Mais les succès de l'exploration en Afrique de l'Est (Kenya, Tanzanie, Mozambique) et le développement de nombreux projets, notamment en Angola, contrebalancent cette tendance. Au final, la croissance de la zone devrait s'établir à environ 2,8% en 2014.

En Amérique Latine, les investissements de Petrobras, dont l'endettement ne cesse de croître (\$96,5 en 2013 soit une progression de 31% par rapport à l'année précédente), devraient reculer légèrement en 2014 avant de repartir en 2015. Au Mexique, l'activité s'est trouvée ralentie par la réforme du secteur pétrolier, à laquelle Pemex doit maintenant s'adapter.

L'année 2014 est marquée par un recul de l'investissement des majors, alors que les indépendants et les NOC augmentent significativement leurs budgets :

- La tendance chez les majors est à la discipline budgétaire avec pour objectif l'augmentation des *cash-flows* et des dividendes. En 2014, les investissements de ce groupe sont en recul de 8% en moyenne. La baisse est particulièrement marquée pour Shell, dont les investissements diminuent de 20% selon le dernier rapport annuel. De leur côté, Chevron, Exxonmobil et Total annoncent des réductions de leurs investissements de l'ordre de 5 à 8%. BP est la seule major dont les investissements progressent (+5%).
- Les budgets des indépendants progressent en moyenne de 7,5% mais avec une hausse plus marquée (+12%) aux Etats-Unis, les indépendants nord-américains se replient sur les Etats-Unis (et dans une moindre mesure le Canada). Les indépendants nord-américains actifs à l'international ont en effet réduit leurs investissements hors Amérique du Nord de 4,4%, alors qu'ils les ont augmenté de 10% aux Etats-Unis et de 2% au Canada.
- Les investissements des NOC augmentent de 10% en moyenne, avec une progression particulièrement importante au Moyen-Orient (+15%).

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



Après une progression modeste de 1% en 2011 et 2012, et une légère baisse au deuxième et troisième semestre 2013 (de 0,5% dans les deux cas), l'indice des coûts d'investissement en capital dans l'amont de l'IHS-CERA (indice UCCI), est reparti à la hausse au quatrième trimestre de l'année dernière. Entre octobre 2013 et juillet 2014, la progression est d'environ 2% et l'indice est repassé au-dessus du pic de 2008. Selon IHS-CERA, les principaux facteurs haussiers ont été :

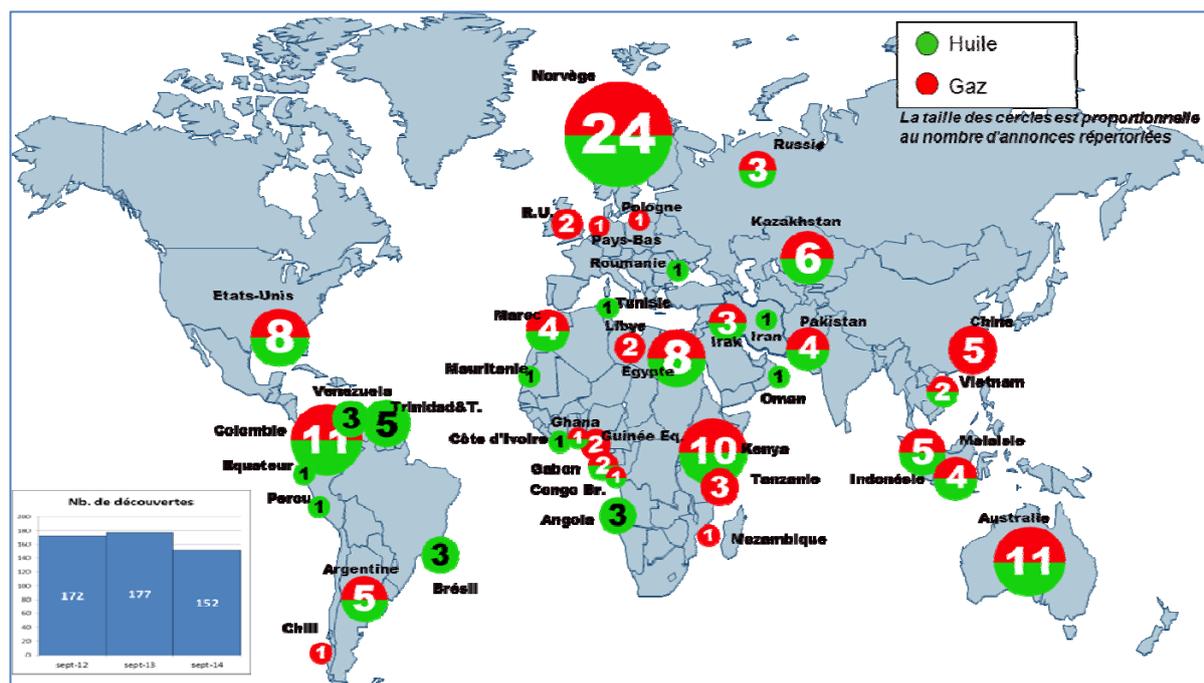
- la hausse de l'acier au quatrième trimestre 2013,
- l'augmentation des taux journaliers des navires de construction offshore et du coût des équipements et de la construction sous-marine (subsea) au premier trimestre 2014,
- l'augmentation des coûts des installations sous-marines, de la main-d'œuvre, de l'ingénierie et de la gestion de projet au deuxième trimestre 2014.

2.2 Exploration - Les découvertes de 2014

Le nombre de découvertes annoncées en 2014, telles que répertoriées à fin septembre, s'établissait à 152 contre 177 à la même époque en 2013. Cette baisse s'explique notamment par une moindre activité dans des bassins très prolifiques les années précédentes (offshore Est Africain et Brésilien), les opérateurs s'étant concentrés sur l'évaluation et le développement des découvertes antérieures. La connaissance des volumes découverts est encore très parcellaire mais certaines annonces apparaissent d'ores et déjà importantes. On note cette année une forte prépondérance de l'Afrique sub-saharienne, avec notamment la confirmation du potentiel de l'anté-salifère angolais où Cobalt Energy a découvert depuis 2012 entre 1,1 et 2 milliards de barils (Gb) de pétrole avec 5 découvertes (taux de réussite de 100%), et de nombreux succès au Kenya, dont la première découverte pétrolière offshore enregistrée en Afrique de l'Est. On remarquera aussi le succès d'ENI qui réalise 4 découvertes majeures, au Congo, en Angola, au Gabon et en Equateur, représentant un total de 2,3 Gb.

- Au Congo-Brazzaville, la découverte Nene Marine 3 par ENI, porte l'estimation des volumes en place sur le champ à 1,2 Gb de pétrole
- En Angola, Cobalt Energy a réalisé deux découvertes importantes dans l'anté-salifère, Orca 1, (400-700 Mb de pétrole) et Bicuar #1 (150-300 Mb de pétrole) et ENI a découvert 300 Mb de pétrole dans le bloc offshore 15/06
- Au Kenya, Tullow Oil a réalisé 6 découvertes sur le bloc à terre 10BB au nord du pays dont les réserves découvertes sont désormais estimées à 600 Mb de pétrole, chiffre que Tullow espère porter à plus de 1 Gb en poursuivant l'exploration de la zone.
- En Tanzanie, Statoil a découvert entre 57 et 85 Gm³ de gaz (340-510 Mbep) sur le bloc 2 et BG Group, environ 28 Gm³ de gaz (340-510 Mbep) sur le bloc 1
- Dans l'anté-salifère du Gabon, ENI a découvert 500 Mbep de gaz à condensats
- En Australie offshore, le puits Phoenix South-1 (Apache Corp.) représente potentiellement la plus grande découverte pétrolière de l'offshore occidental australien de ces dernières années (300 Mbep)
- En Equateur, ENI a mis à jour environ 300 Mb de pétrole à terre

Figure 6: les découvertes de 2014 (au 25 septembre)



2.3 Russie : impact des sanctions limité à court terme

Le 16 juillet dernier, les Etats-Unis imposaient des sanctions financières contre Rosneft (le premier producteur de pétrole et troisième producteur de gaz en Russie) et NOVATEK (la plus grande compagnie privée russe du secteur des hydrocarbures). A ces mesures, ce sont ajoutées le 29 juillet des sanctions européennes et américaines, visant la fourniture de services et de technologies destinés à l'exploration-production en eaux profondes et en Arctique, et au pétrole de schiste. L'ensemble de ces mesures s'appliquent au pétrole et non au gaz dont les européens sont fortement dépendants, elles incluent aussi des dispositions restreignant l'accès aux marchés financiers ainsi que des sanctions ciblées visant des personnalités russes. Les sanctions ont été renforcées le 12 septembre des deux côtés de l'Atlantique, les Etats-Unis les élargissant à Gazprom, Gazprom Neft, Surneftegaz et Lukoil, l'UE étendant leur périmètre à d'autres sociétés et personnalités.

Si la production russe ne devrait pas souffrir significativement à court et moyen terme, les projets en développement ou futurs risquent d'être affectés si les sanctions perdurent, et cela pourrait remettre en cause la stratégie de croissance au-delà de 2020. Les sanctions européennes n'étant pas rétroactives, les contrats signés avant leur entrée en vigueur ne sont pas concernés. Par ailleurs, l'embargo sur les ventes de technologies et de services ne concernent que l'offshore profond, l'Arctique et les huiles de schiste, or la production de ce type de projet est actuellement très faible ou nulle. Par ailleurs, le secteur parapétrolier Russe est bien développé et pourrait, dans une certaine mesure, remplacer les équipements européens et américains par du matériel russe ou chinois pour la fracturation hydraulique, le forage horizontal ou la sismique 3D. Cependant, si les sanctions devaient durer, ou être étendues à l'exploration-production conventionnelle, la production pétrolière pourrait en pâtir.

Les projets de développement pétrolier en Arctique, et l'exploration en eaux profondes, qui associent les majors aux compagnies russes, notamment Rosneft, pourraient rencontrer des difficultés en cas de prolongation des sanctions. De plus, les sanctions financières pourraient entraver le développement des projets conventionnels nécessitant des investissements importants en rendant plus difficile leur financement. Les projets d'huiles de schiste devraient aussi être ralentis mais ne devraient pas être totalement stoppés : d'une part, les parapétroliers russes ou chinois pourront, en partie, se substituer aux compagnies occidentales, d'autre part, le fait que les sanctions ne visent pas le gaz, mais uniquement le pétrole de schiste, offre aux compagnies russes des moyens pour contourner l'embargo. Bien que le secteur du gaz ait été explicitement exclu des sanctions, les grands projets d'infrastructure, tel que le projet d'usine de GNL de Yamal, risquent d'être confrontés à des difficultés de financement en raison d'un risque politique accru. L'ensemble des ambitions de la Russie en matière de GNL pourrait ainsi être contrarié.

Les sanctions vont aussi toucher les compagnies occidentales implantées en Russie. Les plus exposées sont BP et Total en raison de leurs participations respectives au capital de Rosneft et Novatek. Total possède en outre des intérêts dans les projets Yamal LNG et Kharyaga (dans l'Arctique). Exxonmobil est exposé à travers ses *joint-ventures* avec Rosneft dans l'arctique et pour le développement des pétroles de schiste du Bazhenov en Sibérie Orientale. La compagnie américaine est aussi partie prenante du projet Far East LNG. Statoil et ENI sont toutes deux associées à Rosneft pour l'exploration dans l'Arctique. Par ailleurs, Statoil a des participations dans les développements de pétrole de schiste et de pétrole lourd de Rosneft, et ENI possède des parts dans le gazoduc South Stream de Gazprom. Enfin Wintershall a lié plusieurs partenariats stratégiques avec Gazprom.

Les sanctions occidentales risquent de renforcer les velléités russes de se rapprocher de la Chine, déjà motivées par la recherche de nouveaux débouchés face à une demande européenne en berne. La coopération sino-russe en matière d'hydrocarbures s'est accélérée en 2013 avec notamment la prise de participation de CNPC dans le projet Yamal-LNG à hauteur de 20% et la signature entre CNPC et Rosneft d'un contrat de fourniture de pétrole de 22 millions de tonnes par an pour un montant

total de 270 G\$ dont 60 G\$ de prépaiements. En mai dernier, après deux décennies de négociations, la Russie et la Chine ont signé un accord de fourniture de gaz de 38 Gm³/an. Plus récemment, la Russie aurait proposé à une compagnie nationale chinoise non identifiée, une prise de participation dans le champ pétrolier géant de Vankorskoye exploité par Rosneft.

2.4 Les enjeux de la réforme du secteur énergétique mexicain.

Le 11 août dernier, le Mexique a promulgué une réforme de son secteur énergétique ouvrant l'exploration-production d'hydrocarbures à l'investissement privé et mettant fin à 75 ans de monopole de PEMEX dans ce domaine. La nouvelle loi devrait considérablement améliorer les perspectives de production de pétrole et de gaz du pays.

La production mexicaine de pétrole ne cesse de décliner. Elle devrait s'établir à 2,35 Mb/j en 2014, alors qu'elle avait atteint un pic à environ 3,5 Mb/j en 2004. La réforme du secteur de l'énergie doit permettre au Mexique d'atteindre une production de 3 Mb/j en 2018, grâce à 50 G\$ d'investissements privés espérés d'ici à 2018. A l'horizon 2040, le DOE a révisé en hausse de 75% son estimation de la production Mexicaine, qui devrait alors atteindre 3,7 Mb/j.

Cependant, le succès de la réforme dépendra des modalités de sa mise en œuvre. Les premiers cycles d'attribution de licence permettront de préciser les actifs offerts aux investisseurs ainsi que le cadre contractuel et fiscal proposé.

Dans un premier temps, le ministère de l'énergie et la Commission Nationale des Hydrocarbures (CNH) ont défini, fin août, les gisements qui resteront sous contrôle de PEMEX et ceux que la compagnie nationale devra céder. Il est déjà établi que PEMEX conservera 83% des réserves 2P (prouvées et probables) du Mexique, soit environ 20,6 Gbep, assez pour lui assurer au moins quinze ans d'exploitation au rythme actuel. Il est probable que PEMEX conservera la propriété de ses principaux actifs de production et cherchera des partenaires pour développer les champs les plus complexes, comme les champs en eaux profondes du golfe du Mexique et les gisements d'huile extra-lourde. Dix projets prioritaires, nécessitant des alliances avec des partenaires privés ont été identifiés par l'entreprise nationale. Ils représentent environ 32 G\$ d'investissements pour développer 1,6 Gb de réserves.

Le premier cycle d'attribution de licences a été annoncé le 13 août et mettra aux enchères deux types d'actifs : d'une part des actifs à développer en joint-venture avec PEMEX, d'autre part des actifs pour lesquels la participation de PEMEX n'est pas obligatoire. Les premiers concerneront des champs pour lesquels PEMEX ne dispose pas des capacités financières ou techniques nécessaires, les seconds incluront 109 blocs d'exploration et 60 champs actuellement en développement. Le premier cycle d'attribution de licences devrait être lancé au mois de février prochain et les actifs seront attribués entre mai et décembre 2015.

3 L'activité et le marché du forage dans le monde

En 2013, le nombre de forages réalisés dans le monde (à terre plus en mer) est stable par rapport à l'année précédente. On assiste à la fin du rebond de l'après crise de 2009. Le forage en mer progresse de 10% alors que le forage à terre stagne. Avec 97% des forages réalisés à terre, c'est le forage onshore qui donne la tendance globale.

En 2013, les régions dont l'activité onshore baisse sont l'Amérique Centrale et Latine, l'Amérique du Nord et l'Europe. Le nombre de forage offshore progresse dans toutes les régions du monde.

En 2014, l'activité à terre se redresse légèrement et devrait progresser sur un an de 4%. En mer, la progression du forage devrait être plus faible qu'en 2013, de l'ordre de 6% sur un an.

Pour 2013, en terme de chiffres d'affaires, le marché du forage et des services associés est évalué à 236 G\$ en hausse de 6% par rapport à 2012. La seule activité de forage à terre a augmenté de 6% en 2013 et atteint 30 G\$; elle devrait progresser du même ordre en 2014.

Concernant le marché du forage en mer, l'augmentation a été de 14% en 2013 pour atteindre près de 56 G\$; il devrait continuer sa progression en 2014 avec une croissance de l'ordre de 10%.

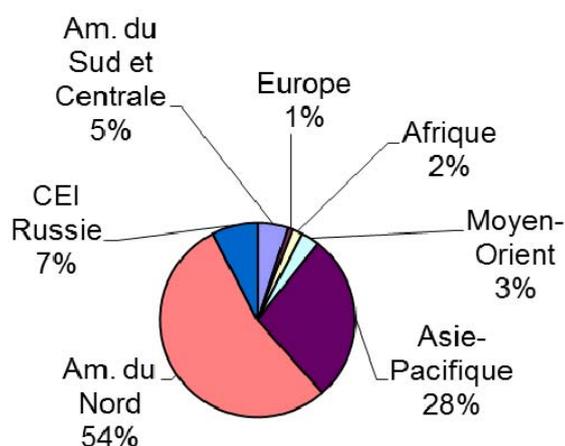
Pour 2015, la hausse du marché global du forage devrait être au plus de l'ordre de 5%, alimentée principalement par le non-conventionnel et le deep offshore.

3.1 Les activités de forage à terre et en mer

3.1.1 Nombre de puits forés dans le monde

L'activité de forage pétrolier et gazier est essentiellement terrestre. On dénombre en 2013 un total de 101 000 nouveaux puits forés à terre (onshore) et 3 600 puits en mer (offshore), soit au total par rapport à 2012 une stabilité de l'activité.

Figure 7: Répartition par région des puits forés à terre et en mer en 2013.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

L'Amérique du Nord (États-Unis et Canada) représente toujours plus de la moitié de l'activité mondiale, vient ensuite l'Asie-Pacifique pour 28% dont l'activité est principalement concentrée en Chine.

En 2014, les forages à terre et en mer devraient représenter près de 105 000 puits, soit le niveau d'activité de 2006 avant la crise financière et économique.

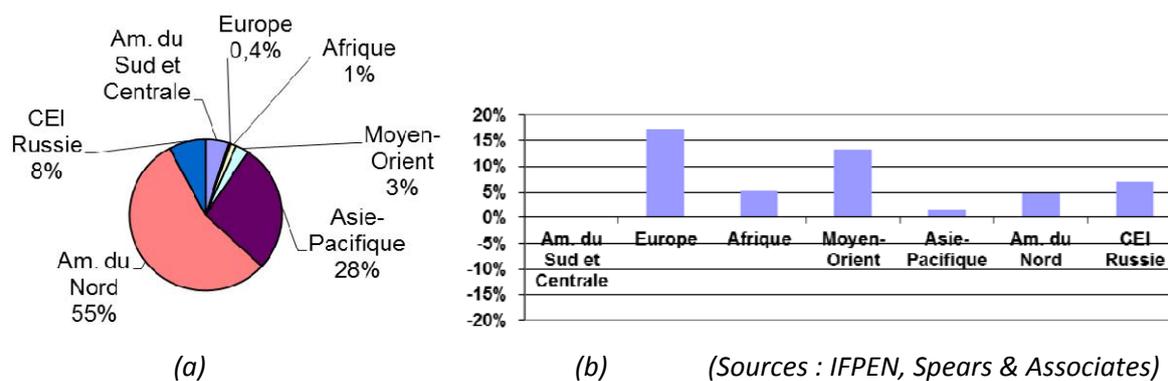
3.1.1.1 Nombre de puits à terre

En 2013, l'activité mondiale de forage à terre est stable par rapport à 2012. L'Europe baisse de 6%, l'Amérique du Nord de 2% et l'Amérique du Sud et Centrale de 4%.

Les régions qui progressent sont l'Afrique (+10%), le Moyen-Orient (+7%) et la CEI (+7%). L'Asie-Pacifique stagne par rapport à 2012.

Pour 2014, l'activité de forage à terre devrait augmenter sur un an en moyenne de 4%. En dehors de l'Amérique du Sud qui reste stable à cause de la baisse d'activité au Brésil et au Mexique, toutes les régions du monde sont en progression. L'activité est principalement tirée par le Moyen-Orient (+13%) et en particulier l'Arabie Saoudite, l'Oman, la Turquie et l'Iraq. La progression du forage en Europe (+17%) se fait sur un faible nombre de puits (380).

Figure 8: Répartition des puits forés à terre en 2013 par région (a) et croissance à mi-2014 sur un an (b).

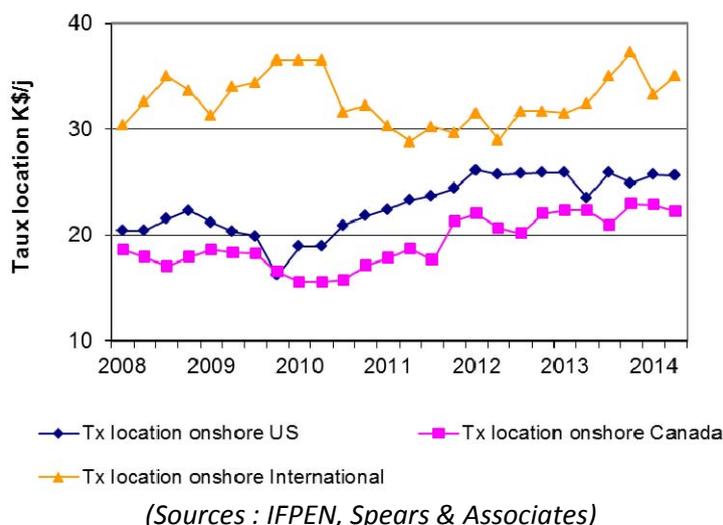


Taux de location à terre

En 2013, les taux de location à l'international (monde hors Amérique du Nord) sont en forte progression de 17% alors qu'aux États-Unis, ils sont en baisse de 4% et au Canada en augmentation de 4%.

Pour 2014, Spears & Associates estime en juin que la forte progression des taux à l'international devrait se modérer et se limiter à 5% sur un an. Aux États-Unis, les taux devraient rester quasi inchangés sur un an et légèrement progresser au Canada (+2%).

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



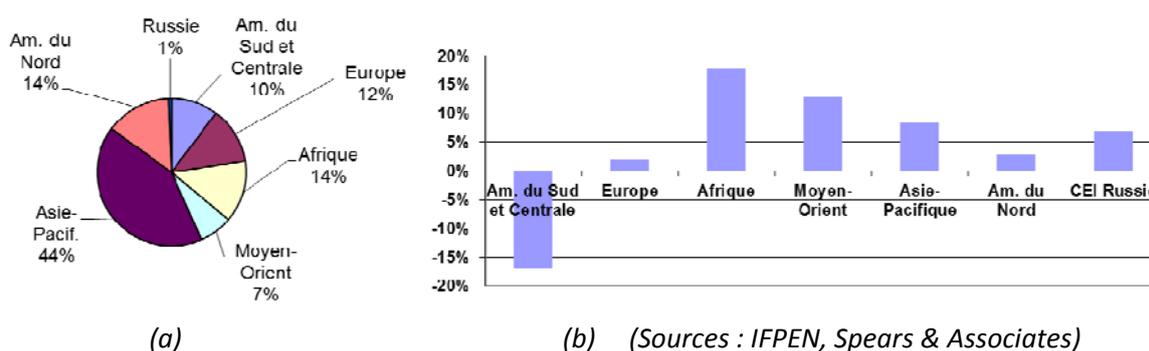
3.1.1.2 Nombre de puits en mer

En 2013, le forage en mer progresse sur un an de 10%. Toutes les régions progressent, notamment le Golfe du Mexique (+21%) qui continue sa progression de 2012 (+45%). Vient ensuite l'Asie-Pacifique (+11%) et l'Afrique (+8%).

Pour 2014, on estime que les forages offshore devraient augmenter plus modestement de 6%. La croissance de l'activité dans le Golfe du Mexique devrait ralentir à 3%, mais l'activité de forage en Afrique continuer à progresser (+17%) avec le développement des nombreuses découvertes réalisées notamment en Angola, au Mozambique et en Tanzanie. L'Asie-Pacifique progresserait de 8%.

Seule l'activité de l'Amérique du Sud serait en baisse en 2014, suite notamment aux problèmes de ralentissement des investissements du Brésil dans l'offshore.

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



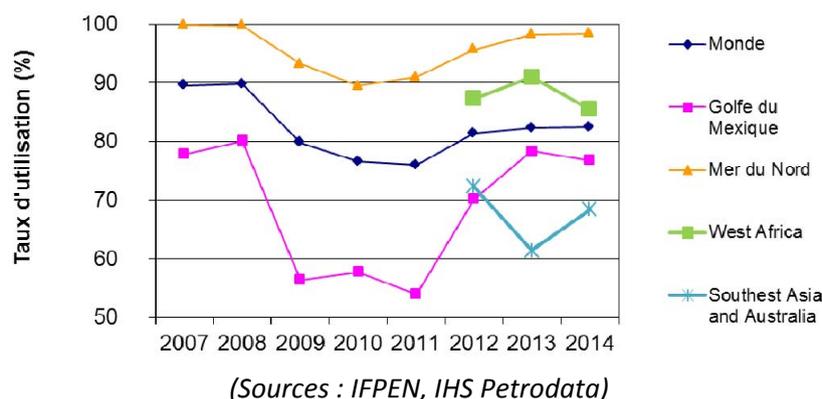
Taux d'utilisation des rigs en mer

On s'intéresse ici au taux d'utilisation des jackups, semisubs et bateaux de forage, au niveau mondial et par région. En 2013, le taux d'utilisation moyen des rigs reste stable (1%) au niveau mondial. Le taux d'utilisation dans le Golfe du Mexique poursuit sa remontée (+11%) ainsi qu'en Mer du Nord et en Afrique de l'Ouest où il progresse respectivement de 3% et 4%. L'Asie du Sud-Est baisse voit les taux d'utilisation baisser de 15%.

En 2014, le taux d'utilisation moyen marque le pas et reste stable au niveau mondial et en Europe. Il baisse de 2% dans le Golfe du Mexique et de 6 % en Afrique de l'Ouest. Par contre, le taux d'utilisation en Asie du Sud-Est repart à la hausse de 10%.

Dans les années à venir, on peut s'attendre avec l'ouverture de l'exploration pétrolière sur la façade Atlantique des Etats-Unis, à une reprise des taux de location dans la zone.

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



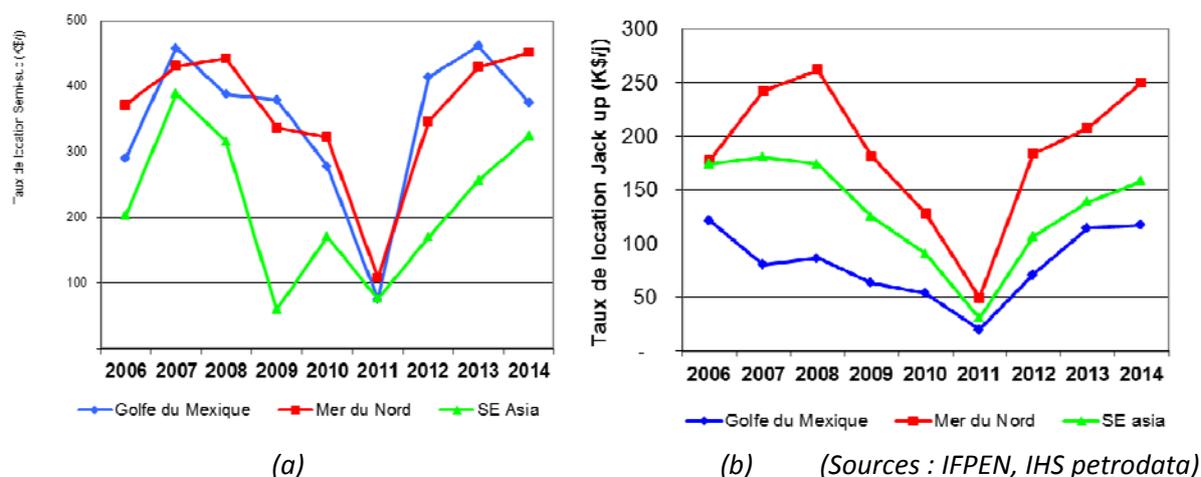
Taux de location des rigs en mer

En 2013, à l'exception des semisubs dans le Golfe du Mexique, le rebond des taux de location observé en 2012 s'est poursuivi. La baisse générale de 2011 est passée, les taux de location ont retrouvé leur niveau d'avant crise.

En 2014, pour les semisubs la hausse devrait être de 10% en moyenne en Mer du Nord et de 50% en Asie du Sud-Est, alors que le Golfe du Mexique décline de 20%.

Pour les jackups, les hausses sont estimées à 6%, 40% et 10% respectivement pour le Golfe du Mexique, la Mer du Nord et l'Asie du Sud-Est.

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



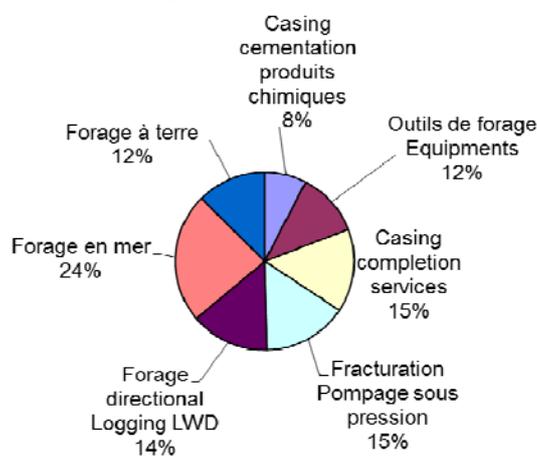
3.1.2 Marchés du forage, des équipements et des services autour du puits

En 2013, le marché global du forage et des services associés est évalué à 236 G\$, en hausse de 6% par rapport à 2012. Les opérations de forage en mer et à terre représentent respectivement 24% et 12% du marché global, avec des chiffres d'affaires de respectivement 56 G\$ et 29 G\$. 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 environ la moitié (115 G\$) du marché global.
- les opérations de fracturation et de compression (15% du marché global) qui ont suivi l'essor du développement des gaz de schiste en Amérique du Nord, représentent un chiffre d'affaires équivalent au forage en mer (36 G\$).

Figure 13: Répartition 2013 des divers segments de marché du forage.

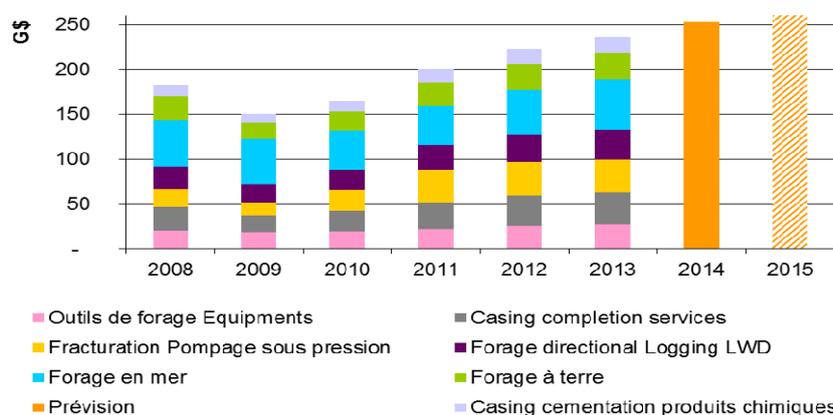


(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

Pour 2014, on estime que l'ensemble du marché global du forage devrait progresser de l'ordre de 6% sur un an comme en 2013 et dépasser 250 G\$.

Le développement en Amérique du Nord des pétroles et des gaz de schiste a contribué très nettement depuis 2009 à l'essor du marché terrestre, avec le recours au forage directionnel et à la fracturation hydraulique.

Figure 14: Évolution depuis 2008 des segments de marché du forage et estimation du marché global en 2014 et 2015.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

Pour 2015, la hausse du marché global du forage devrait être au plus de l'ordre de 5%, alimentée principalement par la poursuite des projets de développement des champs non-conventionnels en Amérique du Nord et la poursuite des développements deep offshore.

3.1.2.1 Marché du forage onshore

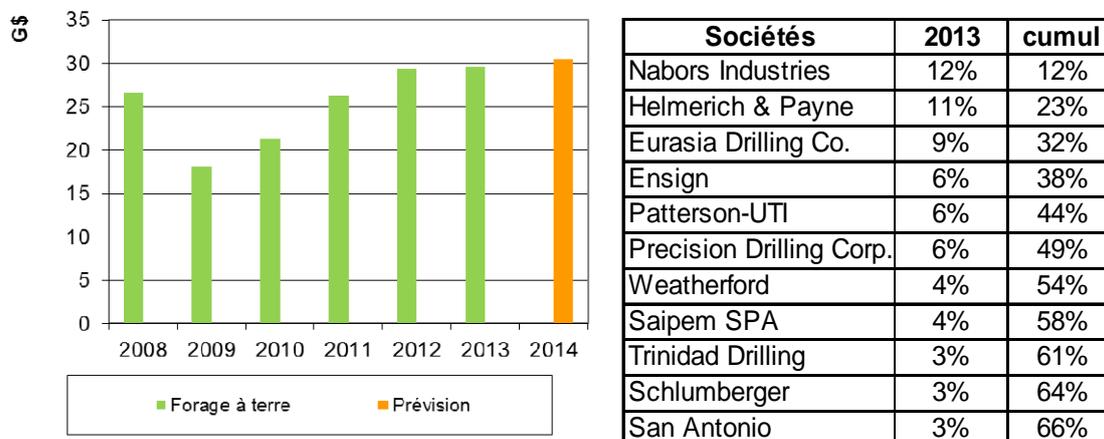
Le chiffre d'affaires de la seule activité de forage à terre a augmenté de 6% en 2013 et atteint 29 G\$; il devrait progresser du même ordre en 2014 et dépasser 30 G\$. Les 2/3 du marché mondial du forage à terre sont détenus par 11 grands groupes.

Le leader est Nabors Industries avec 12% de parts de marché, suivi par Helmerich & Payne (11%). Eurasia Drilling est en troisième position, la société continue à gagner des parts de marché (+1% en 2013) après avoir déjà gagné 2% en 2012.

Pour les 4^{ième}, 5^{ième} et 6^{ième} places, trois sociétés se suivent: Ensign, Patterson-UTI et Precision Drilling avec 6% de parts de marché.

Weatherford, Saipem et Schlumberger, dont le forage à terre n'est pas le cœur de métier, sont respectivement à la 7^{ième}, 8^{ième} et 10^{ième} place.

Figure 15: Évolution du marché du forage à terre et parts de marché 2013 des principaux acteurs.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

3.1.2.2 Marché du forage offshore

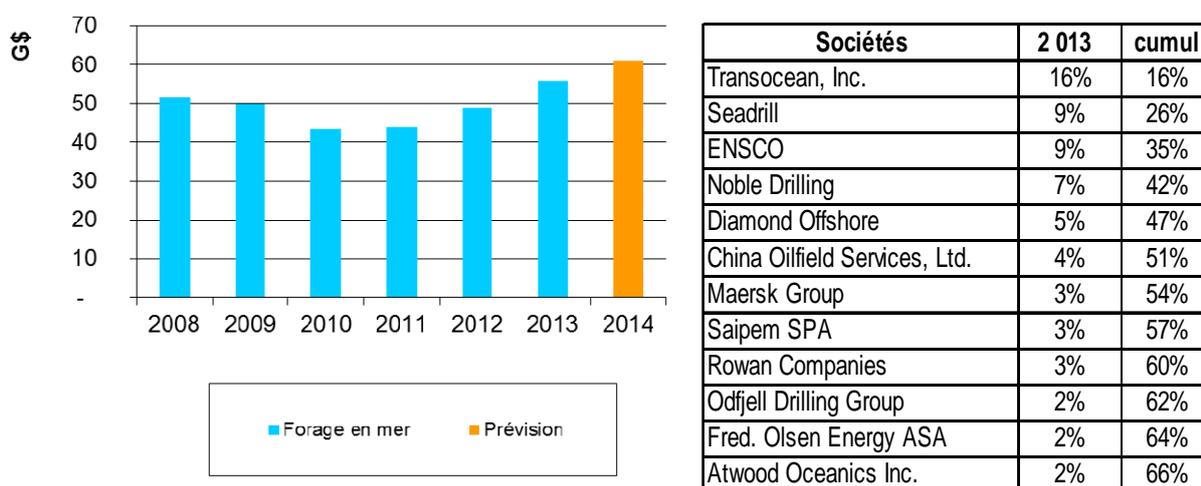
Le marché de la seule activité de forage en mer a augmenté de 14% en 2013 et atteint près de 56 G\$. En 2014, il devrait continuer sa progression avec une croissance de l'ordre de 10% et atteindre 61 G\$. Ce marché est aussi extrêmement concentré puisque les 2/3 du total sont détenus par 12 grands groupes.

Le leader du forage en mer reste Transocean mais sa part de marché baisse à 16% en 2013 contre 20% en 2012. Transocean avait déjà vu sa part reculer de 3 % suite à l'accident de Macondo en avril 2010 dans le Golfe du Mexique.

Seadrill et ENSCO sont toujours respectivement à la 2^{ème} et la 3^{ème} place avec chacun 9% de parts de marché, contre 10% en 2012. Par rapport à 2012, la baisse de parts de marché des trois premiers acteurs bénéficie aux petits acteurs ayant moins de 2% du marché.

En 2013 tout comme en 2012, Diamond Offshore perd 2% de parts de marché.

Figure 16: Évolution du marché du forage en mer et parts de marché 2013 des principaux acteurs.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

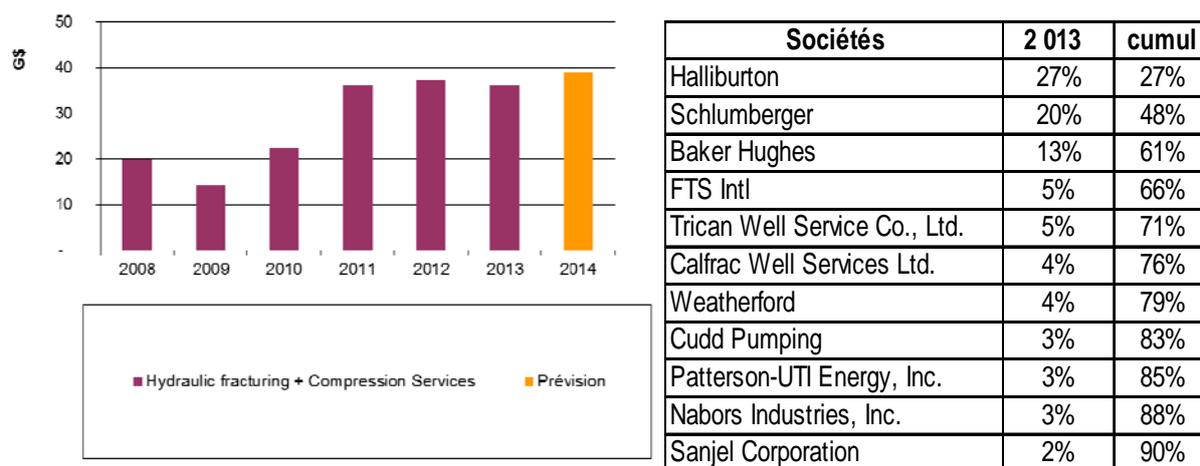
3.1.2.3 Marché de la fracturation

Le marché de la fracturation a atteint 36 G\$ en 2013. Après deux années de forte croissance à 60% en 2010 et 2011, le marché se stabilise en 2012 et 2013 avec respectivement +3% et -4% de croissance. Le marché de la fracturation avait enregistré un point bas en 2009 à 14 G\$, mais a quasi doublé depuis 2008 et la crise.

Onze sociétés représentent 90% du marché. Les trois premières sociétés, Halliburton, Schlumberger et Baker Hughes concentrent 61% du chiffre d'affaires mondial.

La concurrence est accrue dans le domaine de la fracturation. En Novembre, des discussions étaient en cours pour une fusion du leader du secteur Halliburton avec Baker-Hughes.

Figure 17: Évolution du marché de la fracturation et parts de marché 2013 des principaux acteurs



Sociétés	2 013	cumul
Halliburton	27%	27%
Schlumberger	20%	48%
Baker Hughes	13%	61%
FTS Intl	5%	66%
Trican Well Service Co., Ltd.	5%	71%
Calfrac Well Services Ltd.	4%	76%
Weatherford	4%	79%
Cudd Pumping	3%	83%
Patterson-UTI Energy, Inc.	3%	85%
Nabors Industries, Inc.	3%	88%
Sanjel Corporation	2%	90%

(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

3.2 L'activité et le marché géophysique

Sur un an, l'activité de sismique marine dans le monde reste en apparence stable mais les contracteurs de géophysique réalisent de plus en plus d'études avec peu de préfinancement. Les contracteurs sont confrontés à des suspensions et des annulations de campagnes de la part des opérateurs pétroliers.

En terme de chiffre d'affaires, après une année 2013 stable, le marché géophysique pour 2014 est attendu en forte baisse (-20%), aussi bien pour le segment acquisition et traitement que pour les équipements.

Pour 2015, la rationalisation de la flotte marine devrait permettre d'éviter la chute des prix d'acquisition. La résolution de la crise Russo-Ukrainienne permettrait la levée des sanctions Américaines et Européennes pour un bon déroulement de la prochaine saison d'acquisition marine en Arctique.

3.2.1 Activité de géophysique

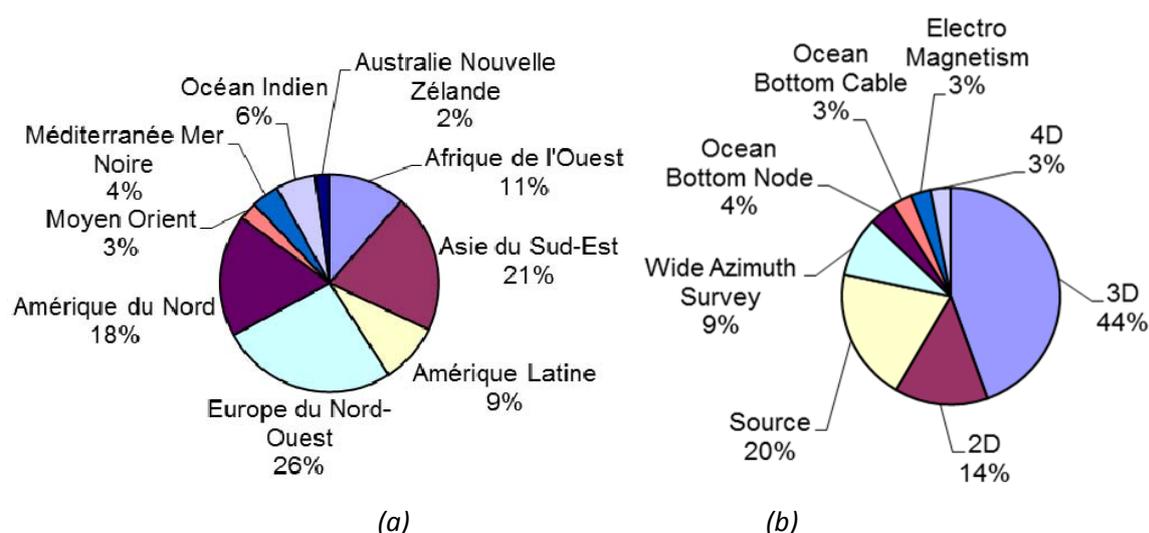
Sur un an, l'activité de sismique marine dans le monde reste en moyenne stable avec un total de 140 campagnes sismiques. Cette image est cependant en trompe l'œil, les contracteurs réalisant de plus en plus d'études multi-clients dont certaines avec peu de préfinancement.

L'activité est concentrée dans cinq zones: l'Europe du Nord (26%), l'Asie du Sud-Est (21%), l'Amérique du Nord (18%), l'Amérique Latine (9%) et le Golfe de Guinée en Afrique de l'Ouest (11%).

Seules trois zones sont en croissance : le Golfe du Mexique (+21%), la Mer du Nord (+17%) et le Moyen-Orient qui triple sa modeste activité marine.

Toutes les autres régions sont par contre en baisse, notamment l'Amérique Latine (-31%), l'Australie Nouvelle Calédonie (-41%) ainsi que l'ensemble Méditerranée/Mer noire (-21%). Cette dernière région avait cependant doublé son activité en 2013.

Figure 18: A mi-2014, répartition des campagnes de sismique marine sur les 12 derniers mois, par région (a) et par type d'acquisition (b).



(Sources : IFPEN, IHS)

L'activité de sismique marine est principalement représentée par la 3D (44%) et la 2D (14%). On note que la part des campagnes Wide Azimuth (9%), qui nécessite des bateaux sources (20%) double par rapport à 2013 au détriment des campagnes classiques 2D et 3D.

Les acquisitions par câbles (OBC) ou nodes (OBN) en fond de mer sont en légère baisse par rapport à 2013 et représentent 7% des opérations ; de 2011 à 2013, cette activité avait doublé de volume. L'activité de monitoring 4D ne représente que 3% de l'activité totale et stagne; les acquisitions électro-magnétiques sont maintenant au même niveau.

Taux de location et d'utilisation des navires

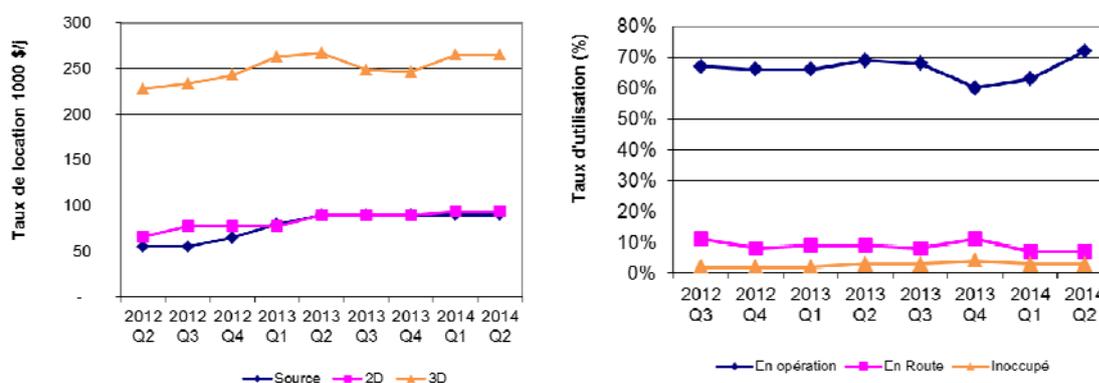
On constate fin 2013 une baisse de 10% du taux d'utilisation des navires, puis une reprise début 2014 essentiellement liée au lancement, par les contracteurs, d'études multi-clients financées sur fonds propres visant à occuper les navires et à anticiper le marché.

Les contracteurs de géophysiques sont confrontés à des suspensions et à des annulations de campagnes de la part des opérateurs pétroliers devenus beaucoup plus sélectifs dans leurs investissements, notamment en exploration.

D'autre part la flotte de navires d'acquisition est en surcapacité chronique avec l'arrivée régulière de nouveaux bateaux toujours plus modernes nécessitant le démantèlement ou la reconversion des plus anciens.

Dans ce contexte tendu, les prix de location restent stables officiellement sur le premier semestre 2014 dans les catalogues, mais baissent en pratique de plus de 10% lors des négociations de contrat. Suivant les spécifications et le type de navire, les taux de location pour une 3D marine peuvent varier de 100 000 \$/j à 400 000 \$/j ; au deuxième trimestre 2014, le prix moyen est de 265 000 \$/j. Le coût d'un bateau source est très similaire à celui d'une acquisition 2D (90 000 \$/j), l'ajout d'un streamer ayant peu d'impact sur le taux de location.

Figure 19: A mi-2014, taux de location en milliers \$ par jour et taux d'utilisation en pourcentage de la sismique marine.



(Sources : IFPEN, IHS Petrodata)

3.2.2 Marché géophysique

En 2013, le chiffre d'affaires du marché géophysique, équipements, acquisition et traitement de données sismiques, a atteint 16 G\$. Il est quasi stable par rapport à 2012 et a dépassé le niveau haut de 2008 évalué à 15 G\$.

Au niveau mondial, le segment des équipements totalise un peu moins de 2 G\$ de chiffre d'affaires, soit de l'ordre de 12% du marché total de la géophysique. Il a baissé en 2013 de 5% sur un an.

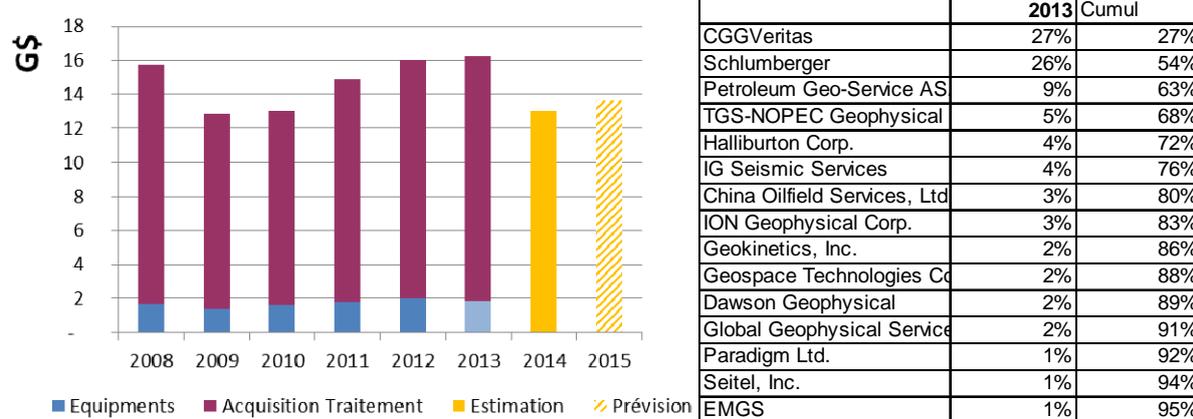
Pour 2014, le marché géophysique est attendu en forte baisse, aussi bien pour le segment acquisition et traitement que pour les équipements. On estime, compte tenu de la baisse du chiffre d'affaires au

premier semestre de CGG et PGS que la chute sur 2014 pourrait atteindre 20%. Le marché de la géophysique est confronté à une réduction des dépenses d'exploration de certaines grandes compagnies. L'année 2014 devrait être une année noire comparable à 2009.

L'impact des sanctions Américaines et Européennes envers la Russie suite à la crise Ukrainienne devrait être limité en 2014 ; la saison Arctique d'acquisition marine se terminant en Octobre.

Pour 2015, les professionnels de l'industrie n'entrevoient pas de remontée des prix d'acquisition sans une nette reprise de l'activité et une poursuite drastique de la mise au rebut de l'excédent de la flotte marine car de nouveaux bateaux actuellement en construction sont encore attendus sur le marché.

Figure 20: Marché de la géophysique (équipements et acquisition-traitement) et parts de marché 2013 des principaux acteurs.



Sources : IFPEN, Spears & Associates

❖ Acteurs

En 2013, CGG et Schlumberger avec sa filiale Western-Geco se partagent plus de la moitié du marché mondial de la géophysique. Au total, 80% du marché est aux mains de 7 sociétés. PGS, TGS-NOPEC et Halliburton sont respectivement à la 3^{ème}, 4^{ème} et 5^{ème} place. La société russe IG Services détenue à 30% par Schlumberger, est en 6^{ème} position, suivi par China Oilfield Services

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

3.3 L'activité et le marché de la construction offshore

L'activité de construction de rigs, après avoir connu une forte croissance de 20% en 2013, ne devrait progresser que de 5% en 2014. En 2013, on notait pour la construction de bateaux de forage une stagnation des mises en construction. En 2014, c'est une baisse des mises en construction qui prévaut. D'autre part pour 2014, on constate une diminution de 8 à 10% des constructions engagées sans contrat, signe d'une réduction de prise de risque de la part des constructeurs.

Le nombre de FPS (Floating Platform Systems) en construction, après avoir été stable en 2013 baisse de 10% en 2014.

Le nombre de constructions sous-marines se maintient à plus de 300 unités à mi-2014 mais progresse peu comparé aux années précédentes malgré le potentiel du deep et ultra deepoffshore.

Le marché de la construction offshore en 2013 a progressé de 7%, tous segments confondus, et devrait atteindre en 2014 plus de 65 G\$, soit une hausse de l'ordre de 5%.

Pour 2015, la forte croissance du marché subsea qui était de 20% par an en 2012 et 2013 devrait commencer à fléchir compte tenu des reports de projets.

3.3.1 Activités de construction offshore

3.3.1.1 Activité de construction de rigs

En 2013, l'activité de construction de rigs offshore a augmenté sur un an de 20% et bénéficié principalement à la construction de jackups et semisubs avec respectivement +30% et +25%. L'activité de construction de bateaux de forage est restée quasi stable (+3%). Les constructions sans contrat futur en place représentaient 38% des constructions, dont plus de 60% pour les bateaux de forage et les semisubs contre 18% pour les jackups

En septembre 2014, sur 233 ordres de construction de rigs offshore, 139 concernent les jackups, 28 les semisubs et 66 les bateaux de forage. Cela représente sur un an une augmentation d'activité moyenne de 5%, qui bénéficie principalement aux semisubs (+17%) et jackups (+15%) alors que les constructions de bateaux de forage baissent (-14%).

30% des constructions de rigs sont réalisés sans contrat: la majorité pour les bateaux de forage et des semisubs contre 13% seulement pour les jackups.

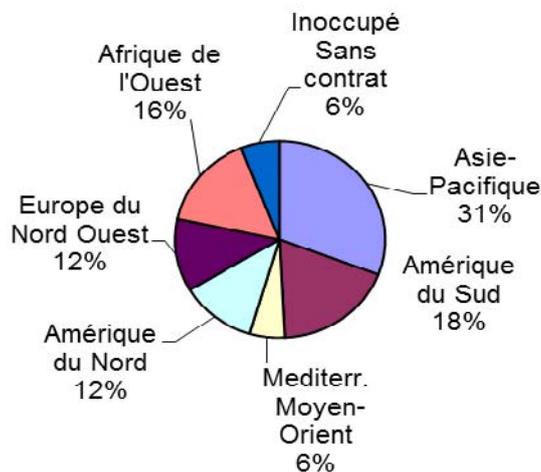
Signe de frilosité dans les « yards », on note en moyenne une baisse de 8% sur un an des constructions engagées sans contrat, cette baisse atteint 10% pour les bateaux de forage et semisubs et 5% pour les jackups.

3.3.1.2 Plateformes flottantes (Floating Platform Systems ou FPS)

En juin 2014, on dénombre dans le monde de l'ordre de 390 FPS. Leur nombre sur 1 an est en croissance de 8%. Toutes les zones géographiques progressent en dehors de l'Europe du Nord-Ouest qui recule de 3%.

Les FPS inoccupés représentent 6%, ils progressent sur un an de 12%. Les FPSO (Floating Platform Storage and Offloading) représentent la plus grande partie (63%) des FPS. Ce sont les plus âgés et à simple coque qui sont le plus souvent sans contrat et destinés à un démantèlement proche.

Figure 21: Répartition géographique des plateformes flottantes existantes à mi-2014.

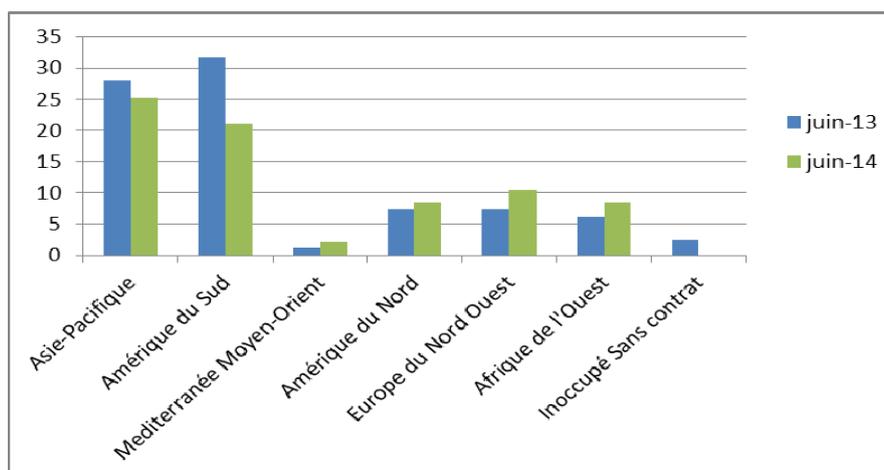


(Sources : IFPEN, IHS)

En juin 2014, on dénombre dans le monde 76 FPS en construction. Le nombre de constructions sur un an est en baisse de 10%. L'Amérique du Sud et l'Asie-Pacifique, qui concentrent 60% des constructions dans le monde, sont respectivement en baisse de 34% et 10%. La construction de FPS progresse dans les autres régions.

En 2014, aucune construction de FPS n'est engagée sans contrat futur, on en comptait deux un an plus tôt. En 2013, on avait observé une stabilité du nombre de constructions, et déjà une forte réduction de FPS en construction sans contrat.

Figure 22: Evolution par zone géographique du nombre de plateformes flottantes en construction en juin 2013 et juin 2014.



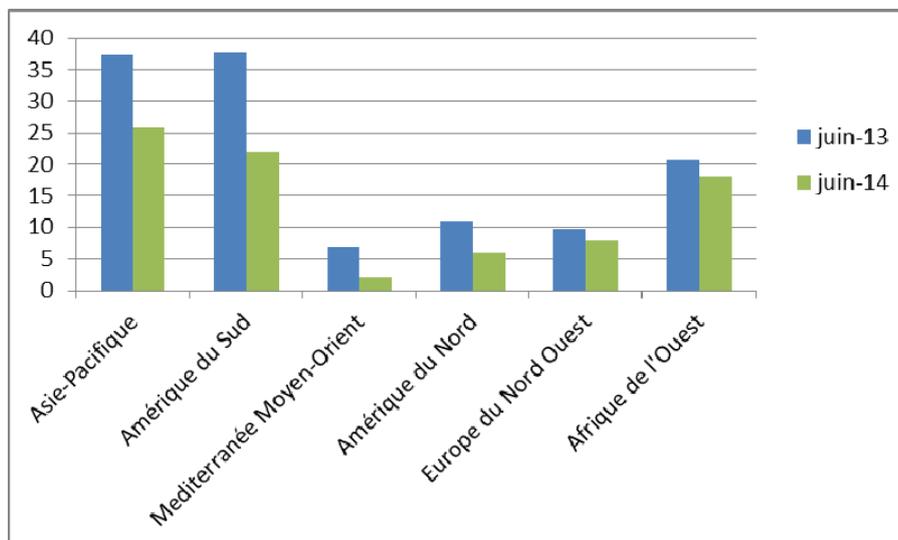
(Sources : IFPEN, IHS)

Jusqu'en 2018, la demande, toutes régions confondues de FPS, est de 98, soit 34% de moins par rapport à celles comptabilisées l'année dernière. La demande baisse pour toutes les régions du

monde, en particulier la Méditerranée et le Moyen-Orient (-69%), l'Amérique du Nord (-46%), l'Amérique Latine (-42%).

Néanmoins, si l'ensemble de cette demande 2014 devait se réaliser, cela signifierait une augmentation en 4 ans de 25% du parc de FPS.

Figure 23: Evolution par zone géographique de la demande jusqu'en 2018 de plateformes flottantes en juin 2013 et juin 2014.



(Sources : IFPEN, IHS)

3.3.1.3 Constructions sous-marines (Subsea)

La première installation « *subsea* » remonte à 1963, mais l'industrie du « *subsea* » et des vaisseaux de pose n'a vraiment décollé qu'au début des années 1990 avec le développement du « *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.

Les développements régionaux mais aussi les développements par conditions difficiles et en mer profonde contribuent à l'essor du subsea. En 2006, seulement 25% des découvertes étaient faites par plus de 1000 m d'eau alors qu'en 2012 ces découvertes représentaient la moitié.

Les zones traditionnelles d'installation 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 qui sont des zones en forte croissance.

Après un pic en 2008 de 330 unités, l'activité subsea a chuté entre 2009 et 2010 à 250 unités en construction par an. L'année 2011 a ensuite connu un net rebond d'activité (+25%) suivi en 2012 d'une stabilisation (-4%).

A mi-2014, plus de 300 projets sous-marins potentiels sont identifiés. 20% sont dans des profondeurs d'eau de 300 à 1500 mètres, et 16% au-delà de 1500 mètres. Le nombre de développements en eaux profondes continue d'augmenter car les ressources, par moins de 300 mètres de hauteur d'eau, ont été pour la plupart déjà mises en production.

L'industrie subsea est confrontée à une complexité croissante des projets, à l'absence de standardisation et à une pénurie en personnel qualifié, ce qui contribue à une forte augmentation des coûts difficilement soutenable dans un contexte de limitation des investissements.

C'est l'exemple du projet Kaombo de Total en Angola, dont la décision finale d'investissement a été retardée d'un an.

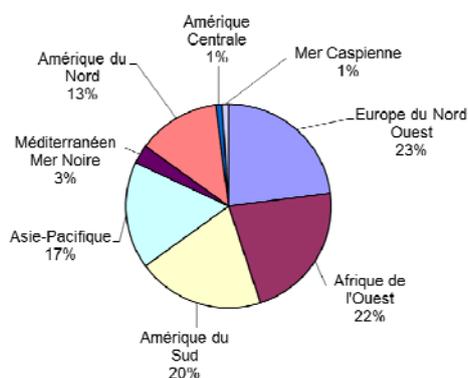
Parmi les autres contraintes influant indirectement sur les coûts, on trouve :

- l'obligation de « *local content* » notamment en Afrique de l'Ouest et au Brésil,
- le renforcement de la législation offshore dans le monde suite à l'accident du puits de Macondo dans le Golfe du Mexique.

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 des développements de champs régionaux et du nombre d'installations de production offshore déjà existantes.

Figure 24: Demande de construction subsea pour la période 2013 à 2017



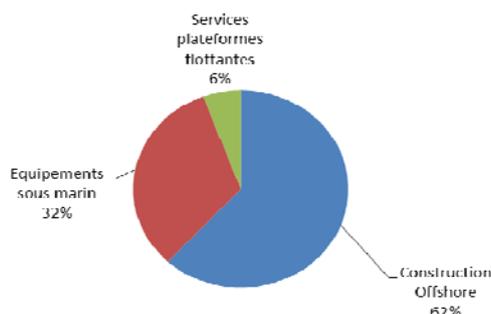
(Sources : IFPEN, IHS)

3.3.2 Marché de la construction offshore

Le marché de la construction offshore s'établit en 2013 à 60 G\$ et devrait dépasser 65 G\$ en 2014, soit une croissance de 5% sur un an légèrement inférieure à 2013 (7%).

On distingue principalement trois segments de marché, la construction offshore proprement dite qui représente 62% du total, les équipements sous-marins (32%) et les services liés à la location de plateformes (6%).

Figure 25: Parts 2013 des trois segments de marché de la construction offshore.



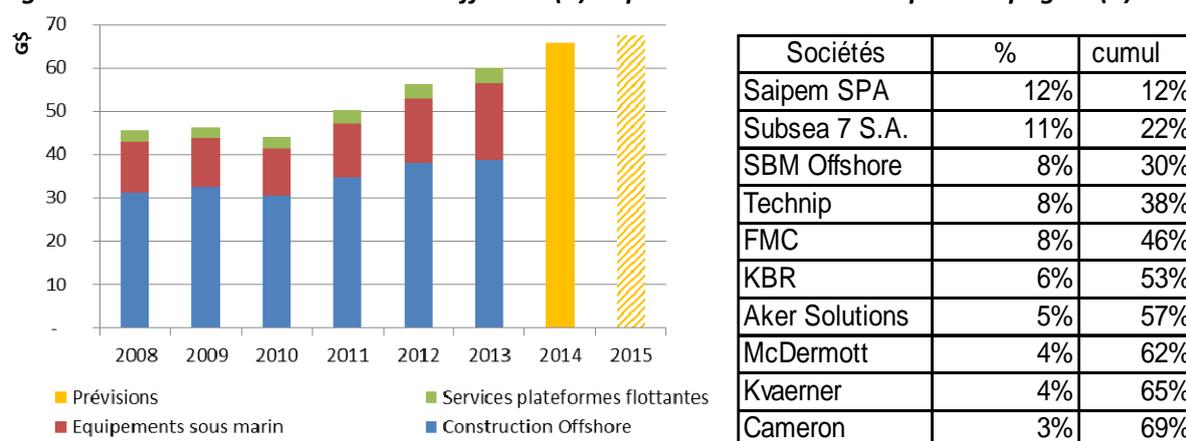
(Sources : IFPEN, IHS)

Sur 2013, tous les segments de marché progressent mais le segment moteur est celui des équipements sous-marins avec une croissance de 20% comme en 2012. La construction offshore stagne à 2% et les services aux plateformes flottantes augmentent de 5%.

Pour 2014, le marché de la construction offshore, tout comme le marché du service aux plateformes flottantes, devrait progresser de l'ordre de 5%.

Pour 2015, la forte croissance du marché subsea qui était de 20% par an en 2012 et 2013 devrait commencer à fléchir compte tenu des reports de projets.

Figure 26 Marché de la construction offshore (a) et parts de marchés 2013 par compagnie (b).



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

70% du chiffre d'affaires mondial sont détenus par 10 sociétés, dont l'activité est essentiellement la construction offshore.

Le leader dans ce domaine est Saipem suivi de Subsea 7. Trois sociétés se suivent ensuite avec 8% de parts de marché : SBM Offshore, Technip, FMC.

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

Dans le domaine spécifique des services aux plateformes flottantes, le leader est SBM Offshore.

Conclusion

En 2014, l'environnement international est marqué par des menaces géopolitiques et des révisions à la baisse des perspectives économiques. Dans ce contexte, la progression des chiffres d'affaires des sociétés de services en 2014 est beaucoup plus modérée que les années précédentes ; les opérateurs faisant des arbitrages dans leurs choix d'investissement, notamment les majors.

Le secteur de la géophysique qui se situe en amont de de la chaîne d'E&P est le plus touché. Pour 2014, on attend une baisse du marché de la géophysique (-20%) comparable à celle de la crise de 2009, aussi bien en acquisition/traitement que pour les équipements.

Les marchés du forage à terre comme en mer maintiennent respectivement des croissances de 3% et 6%. Le forage à terre est aidé par la poursuite du développement des bruts non-conventionnels en Amérique du Nord. Pour le forage en mer, excepté le Golfe du Mexique, on assiste à la poursuite de la remontée des taux de location de rig.

Le marché de la construction offshore, tiré historiquement par le subsea continue sa progression (+5%) mais plus modestement compte tenu de la complexité et des coûts des projets et des reports annoncés.

Sans retournement majeur des perspectives économiques, on peut s'attendre en 2015 à une poursuite modérée des investissements et des chiffres d'affaires des sociétés de services du parapétrolier. L'évolution restera cependant étroitement liée à celle du prix du brut et du gaz naturel. Un maintien à des niveaux bas de 80 à 90 \$/b du cours du Brent pourrait se traduire par un plafonnement des investissements.

Tableau 2 : Résumé de l'évolution des investissements et des marchés analysés

	2013	2014	2015
Investissements E&P	11%	+5%	4%
Marché Géophysique	+1%	-20%	5%
Marché Forage			
à terre	+1%	+3%	+5%
en mer	+14%	+10%	+5%
Marché Construction offshore	+7 %	+5%	+3%

4 Raffinage, augmentation sensible des dépenses

En 2014, les dépenses ont significativement augmenté, tous les postes sont concernés (capital, maintenance, catalyseurs et produits chimiques). La mise en opération et la poursuite des grands projets dans les pays émergents, la modernisation des raffineries russes et le développement des hydrocarbures de schistes outre atlantique expliquent en grande partie cette tendance. En outre la forte demande dans les pays émergents d'Asie Pacifique, Moyen Orient ou Amérique du Sud & Caraïbes maintiennent une forte pression sur les projets de raffinage au niveau global, malgré une forte augmentation des coûts de production.

Les pays industrialisés, hors Amérique du Nord, enregistrent un ralentissement durable de la demande qui conjointement avec d'autres facteurs (coûts de facteurs de production, réglementation,...) se traduit par une paralysie des projets de raffinage dans ces régions.

Les premiers signes observés de ralentissement économique en Chine vont se traduire à court terme par un changement de tendance de la demande de pétrole et de gaz dans ce pays, qui sera accentué par les événements Russo/Ukrainien. Les dépenses globales peuvent à leur tour connaître à moyen terme un fléchissement de leur progression.

4.1 Evolution des coûts industriels

Globalement on constate une forte inflation des coûts de conception et de construction depuis le début des années 2000. Plusieurs facteurs expliquent cette évolution, dont les coûts des équipements et matériels, du travail et des matières premières.

Figure 27: Dépenses mondiales dans l'industrie du raffinage (milliards de \$)

Les fortes hausses des prix de l'acier ont alimenté cette tendance entraînant corrélativement des hausses des coûts des équipements -réacteurs, échangeurs de chaleur, colonnes de distillation,... et plus globalement des coûts de capital des nouveaux équipements et des unités de remplacement. La complexité croissante des projets de raffinage –en raison notamment des nouvelles spécifications et réglementations environnementales- contribue également à l'augmentation des coûts.

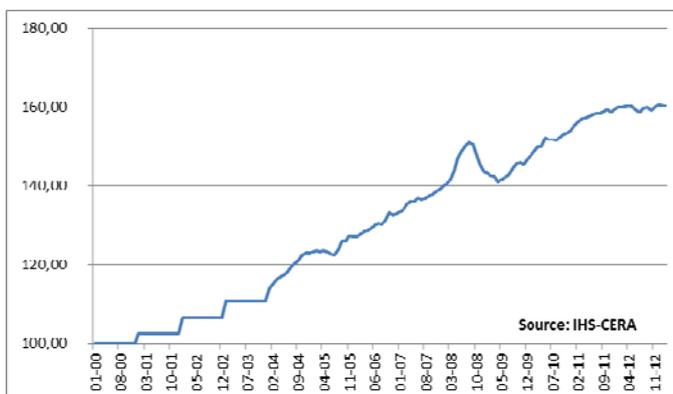


Le facteur travail contribue également à l'augmentation globale des coûts. L'augmentation globale de la demande et les pénuries de main d'œuvre qualifiée accélèrent l'augmentation des coûts globaux notamment sur les nouveaux projets dans les pays en développement. Il faut souligner que l'industrie se trouve confrontée à une pénurie d'ingénieurs et plus globalement de main d'œuvre qualifiée qui risque de perdurer à moyen terme. Les nombreuses incertitudes qui caractérisent l'industrie du raffinage et l'industrie pétrolière dans son ensemble n'encouragent pas le personnel qualifié à s'engager dans de tels programmes. Cette pénurie touche également les ouvriers de la construction et le personnel de maintenance.

Globalement les raffineries sont conçues au départ pour une durée de vie d'une trentaine d'années mais si elles bénéficient de programmes de maintenance continus et d'investissements de modernisation, la durée de vie peut être sensiblement supérieure. La hausse des coûts s'applique non seulement aux unités nouvelles mais également aux dépenses de maintenance et d'expansion de capacités pendant la durée de vie des équipements industriels.

Face à cette situation de hausse continue des facteurs de production sur le long terme -capital, travail, matières premières- les industriels et les financiers adoptent des comportements prudents face à l'investissement en minimisant leur exposition au risque, en étant plus sélectifs sur les projets à mettre en œuvre.

Figure 28: Indices de la construction des raffineries Nelson Farrar. Base 100 (2000)



Néanmoins on constate que ce comportement « cost-conscius » ne s'applique pas partout. Les pays émergents d'Asie, notamment la Chine et l'Inde, du Moyen Orient et également en Russie ont investi massivement soit dans de nouvelles unités soit dans la modernisation des équipements existants. Les marchés à l'exportation sont une cible privilégiée pour la plupart de ces pays, à l'exception de la Chine. Globalement les investissements se sont concentrés dans des régions en développement (non-OCDE) ou dans des pays producteurs désireux de devenir exportateurs. Jusqu'à présent l'inflation des coûts n'a pas été une contrainte au développement du raffinage dans ces régions.

❖ Les dépenses actuellement

En 2014, on constate une **accentuation des dépenses** dans le secteur du raffinage qui devraient dépasser les \$80 milliards marquant une forte progression par rapport à l'année précédente (+16%). Cette augmentation est essentiellement liée aux dépenses de maintenance. Avec \$34 milliards ce budget représente la charge la plus importante et enregistre la plus forte progression entre 2013 et 2014 (+22%), les dépenses de capital restent élevées, elles devraient atteindre \$29 milliards et les dépenses en catalyseurs et produits chimiques \$19 milliards.

Trois facteurs majeurs sont à l'origine de l'accroissement des **dépenses de capital**. La nécessité dans les pays émergents de satisfaire une demande toujours croissante qui stimule l'investissement par la mise en opération et la poursuite de grands projets dans ces zones, les programmes de modernisation massifs de l'outil de raffinage russe et le développement récent des hydrocarbures de schistes outre atlantique.

La très grande majorité des projets –et les plus importants en termes de capacités et d'investissement- se trouvent localisés en Chine, en Inde et au Moyen Orient où la demande est en forte progression. L'Asie Pacifique concentre 43% des projets de distillation atmosphérique dans le monde et le Moyen Orient 28%, ces deux régions totalisent ainsi plus de 70% des projets répertoriés en 2013.

Moscou a introduit un régime fiscal visant à stimuler les investissements dans le raffinage afin d'exporter plus de produits finis, notamment vers l'Europe, et moins de brut. Ce programme de modernisation des raffineries datant de l'époque soviétique, commence progressivement à se mettre en place. Il est estimé à 25 milliards de dollars et devrait s'étendre jusqu'à 2016-17. Ce plan permettra d'augmenter la part des produits raffinés légers, les portants de 56% à 78% du total de la production.

Les hydrocarbures de schistes ont sensiblement amélioré le potentiel de rentabilité du raffinage américain et constituent un élément majeur d'encouragement à l'investissement. En 2013, les revenus par baril des raffineurs américains ont été supérieurs de plus de 7,0 dollars par baril à ceux des concurrents européens (EIA). Dans ce contexte il est opportun de souligner les investissements importants réalisés dans de nombreux projets pour dégoulotage des

raffineries afin de pouvoir traiter ces bruts légers (condensate splitter, preflash tower,...). Grâce au développement des huiles de schistes, les raffineurs américains ont l'avantage de la disponibilité de la matière première à un coût comparatif avantageux.

En outre, la disponibilité des pétroles lourds en provenance du Canada et l'insuffisance en infrastructure de transport –absence de débouché faute de pipeline- vers les zones de raffinage au Texas (PADD 3) qui détient près de 50% du raffinage américain, ont également stimulé l'investissement visant à adapter l'appareil productif aux huiles lourdes canadiennes, dont le prix d'acquisition s'avère compétitif. Nous pouvons citer en exemple les dépenses engagés par Husky Energy dans sa raffinerie de Lima (Ohio) de façon à traiter à partir de 2017 des bruts canadiens; le projet consiste à apporter des modifications sur son unité de cokéfaction et autres unités de procédés, tout en maintenant ses capacités de traitement des bruts légers. L'objectif est de traiter 40000 b/j de brut lourd.

Un autre exemple est apporté par les investissements importants prévus par ExxonMobil pour traiter du brut lourd (cokéfaction), notamment dans sa raffinerie de Beaumont (Texas) visant à doubler la capacité de production qui est actuellement de 345 kb/j. Le pétrolier américain envisagerait de porter la capacité de son installation à 500 kb/j, avec des perspectives de la faire passer à un niveau compris entre 700 et 800 kb/j. Elle deviendrait ainsi la plus grande raffinerie des Etats Unis. Cet investissement est indirectement lié à la révolution américaine des huiles de schistes. Globalement la capacité totale de raffinage des Etats Unis a augmenté de 101000 barils par jour entre le 1^{er} janvier 2013 et 2014 (EIA).

Les dépenses en Capital aux Etats Unis sont certes importantes mais à faible risque compte tenu du prix du brut et du gaz naturel qui leurs donnent un avantage compétitif important. Cela n'est pas le cas dans les autres zones dans le monde où le risque pour les investisseurs est bien plus important.

Face à l'augmentation des coûts des facteurs de production, le **budget maintenance** apparaît renforcé en 2014 par rapport aux dépenses de capital. Les raffineurs ont privilégié l'optimisation des activités de maintenance dont l'objectif est de maintenir les équipements et les unités de traitement en bon état de marche, tout en maintenant un niveau de dépenses en capital assez élevé. Le carnet de commandes des projets reste encore bien fourni. En outre, les raffineries ont tendance à externaliser de plus en plus leurs services de maintenance dont les coûts de main-d'œuvre représentent une augmentation de ce budget. La main d'œuvre couvre 60% du budget maintenance, les 40% restants concernent des dépenses d'équipements et matériels.

Les **dépenses en produits chimiques et catalyseurs** –proportionnelles au traitement de la raffinerie- permettent aux raffineurs d'atteindre les exigences environnementales et de respecter les nouvelles spécifications mis en place. Par conséquent ce type de dépense est en accord avec la complexité croissante des raffineries.

❖ Tendances pour 2015

Il n'est pas aisé de prévoir l'évolution globale des investissements à court et moyen terme alors que les principaux acteurs –Chine et Etats Unis- semblent adopter désormais des attitudes différentes. La Chine adopterait depuis récemment une attitude prudente, recentrée sur son marché intérieur alors que les Etats Unis poursuivraient sur leur lancée de réinvestissement dans le raffinage, avec peut-être une ouverture vers l'exportation.

– La décision prise par PetroChina –contrôlé par l'Etat- de remettre à plus tard deux nouvelles raffineries et de retarder l'expansion d'une autre est le dernier signe, le plus spectaculaire, que les capacités de raffinage en Chine ont augmenté trop vite. Alors que la Chine continuera sans aucun

doute à construire des raffineries, le rythme est susceptible de ralentir au cours des prochaines années¹.

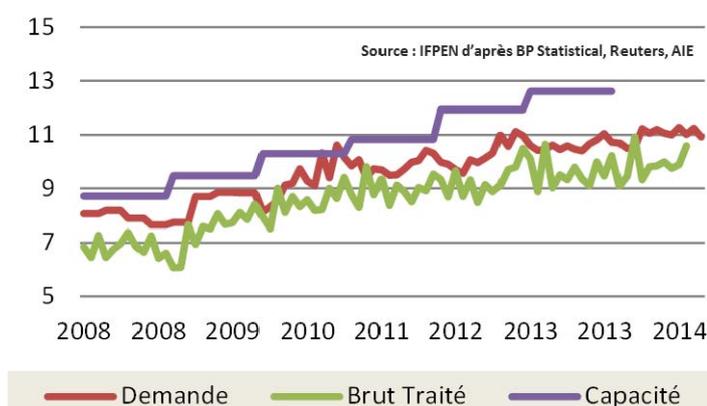
PetroChina et Sinopec s'orientent actuellement vers une révision de leurs plans d'expansion et une réévaluation de leurs priorités. La décision de PetroChina de retarder de deux ans la mise en service de sa raffinerie de Kunming (200 000 b/j) à 2016, et de quatre ans la raffinerie de Jieyang (400.000 b/j) à 2017 (joint-venture avec PDVSA) peut faire partie de ce processus. La société va également repousser l'extension de sa raffinerie de Huabei à 2015 dès cette année.

Un projet de joint-venture avec Royal Dutch Shell et Qatar Petroleum pour la construction d'une raffinerie de 400000 b/j à Taizhou semble également avoir trébuché. BP a renoncé à investir dans la raffinerie de PetroChina à Qinzhou, soucieux du ralentissement de la demande de carburant dans un contexte d'abondance de capacités².

Figure 29: Chine : capacités de raffinage, demande et taux d'utilisation

La Chine qui est actuellement en surcapacités de raffinage risque, en tenant compte des projets à venir d'aggraver sensiblement cette situation.

Si l'on tient compte du taux d'utilisation des raffineries, la demande reste encore supérieure aux volumes raffinés, le brut traité est plafonné par la demande, mais si les capacités continuent d'augmenter (au rythme prévu) alors que la demande ralentie et que le taux de marche reste stable autour de 80%, les volumes traités dépasseront à terme la demande. A moins que la Chine ne veuille devenir exportatrice de produits pétroliers, elle devra donc ralentir le rythme de mise en place de nouvelles capacités et diminuer ainsi les dépenses engagées dans ce secteur.



– Aux Etats Unis, le processus d'adaptation des raffineries aux huiles lourdes, notamment dans les PADD 2, 3 et 4 devrait se poursuivre. En outre, la baisse de la consommation d'essence (à long terme) et inversement d'augmentation de la consommation de distillats, notamment du diesel, inciteront les raffineries conçues pour privilégier la production d'essence, à investir dans leur outils de production de façon à l'adapter à l'évolution des besoins. La demande de distillats devrait augmenter d'environ 1% par an d'ici 2025 et sera le moteur de la croissance du raffinage américain. Selon Nexant, la demande de distillat américaine augmentera de plus de 600 Mbjp en 2015.

– Une forte incertitude pèse sur le devenir de certaines raffineries dans les pays de l'OCDE, zone où le ralentissement de la demande de pétrole est structurellement affirmée (économies d'énergie, concurrence d'énergies alternatives, normes pétrolières,...), un renforcement du processus de fermetures/modifications/transmutations de raffineries est prévisible.

– Malgré la relance américaine du raffinage, le ralentissement de la demande en Chine va se répercuter sur les dépenses à venir dans ce pays et corrélativement va impacter le niveau de dépenses globales. Le ralentissement global de la demande dans les pays de l'OCDE vient confirmer cette tendance. Dans ce contexte, nous tablons sur une certaine modération de la croissance des dépenses pour 2015 sur les trois postes de dépenses: Après une forte croissance en 2014, le poste maintenance devrait enregistrer un ralentissement sensible mais rester le plus important en terme

¹ Les nouvelles unités seront désormais en concurrence avec d'autres projets pour obtenir les financements nécessaires. Cela signifie que la rentabilité des raffineries devra s'améliorer pour justifier les dépenses de construction et d'exploitation de nouvelles unités.

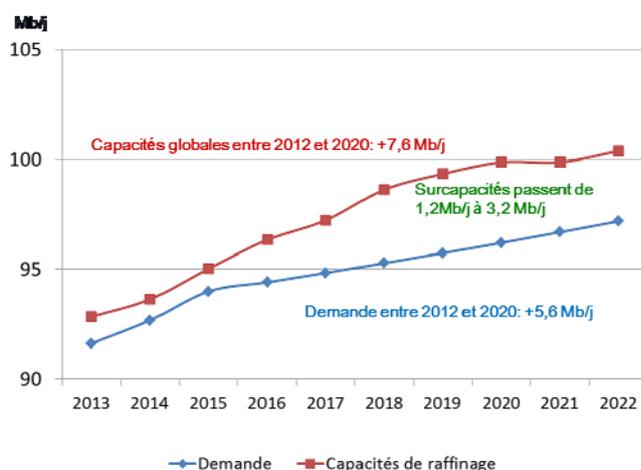
² Il s'agit d'une usine de 200000 b/j, entrée en service en 2010, qui fait l'objet de travaux d'amélioration pour lui permettre de traiter différentes qualités de brut

de montants dépensés et de taux de croissance (+6%); pour les dépenses de capital on peut envisager une augmentation de 3%, correspondant au taux de croissance des capacités moyen depuis 5 ans ; ainsi que pour les dépenses en catalyseurs/produits chimiques (5%). Dans cette perspective les dépenses atteindraient 85 Milliards de \$, soit une augmentation globale de 5%.

4.2 Ralentissement de l'augmentation des surcapacités dans le futur ?

Sur la figure 31, nous affichons d'une part l'évolution des capacités de raffinage dans le monde à partir des projets qui sont aujourd'hui dans un stade de développement avancé et qui ont une forte chance d'aboutir, et d'autre part l'évolution de la demande telle qu'elle est donnée par l'AIE dans son scénario central.

Figure 30: Evolution à moyen terme des capacités de raffinage et de la demande



Source: IFPEN d'après BP Statistical Review et AIE

Ce que l'on observe c'est qu'à l'horizon 2020-22, on reste dans une situation de surcapacités non négligeable, passant de 1,2 Mb/ à 3,2 Mb/j soit un supplément de 2,0 Mb/j en une dizaine d'années, si l'on se base sur la situation actuelle. Accroissement qui sera principalement soutenu par les pays émergents (Asie-Moyen Orient), la Russie et plus récemment par les Etats Unis.

Cependant depuis quelques mois la remise en cause d'un certain nombre de projets importants et une réévaluation des besoins de capacités de raffinage en Chine, peuvent se traduire par un ralentissement de l'augmentation des capacités de raffinage

dans le monde d'autant plus que le programme de modernisation des raffineries russes arrive dans quelques années à sa fin (vers 2017). Dans le même sens on peut ajouter le nouveau plan du Japon pour améliorer l'efficacité de son outil de raffinage qui va se traduire par de nouvelles fermetures de raffineries. Il est prévu de réduire d'environ 10% la capacité de raffinage, soit 400 000 b/j sur les de 3,95 millions de b/j de capacité du pays.

Sanctions occidentales dans le raffinage russe ?

Des sanctions occidentales visant des équipements nécessaires à la modernisation des raffineries en Russie - pays particulièrement dépendant de l'Occident en termes de catalyseurs, et autres équipements de raffineries - pourraient conduire à des pénuries d'essence dans certaines régions russes. Les dernières mesures occidentales imposées récemment prévoient l'interdiction de la fourniture de services nécessaires à l'exploration pétrolière dans l'Arctique et aux projets dans le domaine des huiles de schiste. Aucune sanction ne touche directement le raffinage à l'heure actuelle (mi-novembre), mais indirectement l'accès des entreprises publiques aux marchés des capitaux européens, dont Rosneft, est sous l'effet des sanctions. Le ministère de l'Energie s'attend à des pénuries d'essence dans les prochains mois qui sont liées au secteur de raffinage lui-même dont la production couvre difficilement la consommation. Le plan de modernisation des raffineries, lancé en 2012, qui vise à croître la part des produits légers dans la production ne permet pas encore de répondre à cette insuffisance. Dans cette situation d'équilibre précaire, l'impact d'éventuelles sanctions sur le secteur pourraient s'avérer rapidement très nuisibles.

4.3 Horizon sombre pour le raffinage européen

La situation du raffinage en Europe continue de se dégrader. Malgré la baisse de la demande et les fermetures d'installations depuis quelques années, les surcapacités de raffinage continuent de progresser passant de 1,1 millions de b/j en 2008 à 2,0 millions de b/j en 2013.

Entre 2008 et 2013 la demande a enregistré une baisse sensible de 14%, qui s'explique bien évidemment par la conjoncture économique dégradée dans tous les pays du continent (à l'exception de l'Allemagne) mais surtout par les progrès notables en économies d'énergies et en efficacité énergétique ainsi que par l'introduction des biocarburants. La baisse de la demande devrait se poursuivre à moyen terme.

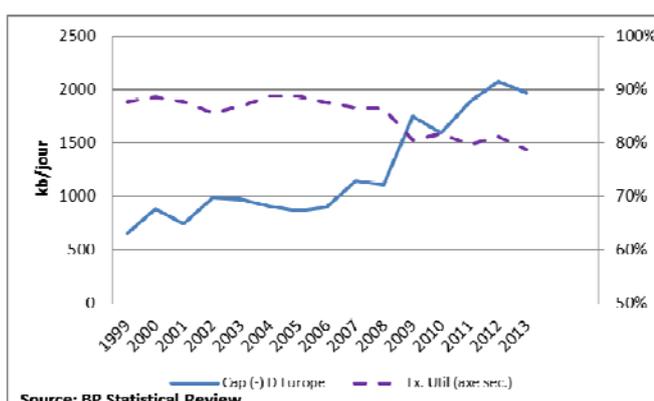
Pendant cette période les capacités de raffinage ont diminué de seulement 7%. En Europe près de 20 installations ont été arrêtées ou modifiées entre 2008 et 2013, représentant une diminution de capacité de 1,9 millions de b/j. D'autres raffineries viendront s'ajouter d'ici 2015, représentant une capacité globale de 330000 b/j. Au total, plus de 2,2 millions de b/j devraient disparaître entre 2008 et 2015.

Le secteur en Europe doit faire face à des marges faibles. En 2013 les marges se sont effondrées au deuxième semestre, passant sous la barre des 2 \$/b pour le Brent cracking NWE correspondant à une raffinerie complexe. Les installations sans conversion ont dégagé des marges encore inférieures. Les raffineries plus complexes dont le coût de traitement d'une tonne de brut³ est supérieur aux raffineries simples, ont plus de mal que par le passé à valoriser leur production –et donc à dégager une marge suffisante- car elles souffrent d'une augmentation sensible des coûts en raison du faible taux d'utilisation depuis 5 ans qui se maintient autour de 80%.

Les fermetures de sites ont pour objectif de rétablir un meilleur équilibre offre-demande et par conséquent d'améliorer le taux d'utilisation des raffineries. Ce n'est pas ce qui se passe aujourd'hui. Le taux d'utilisation en Europe OCDE était en moyenne de 81% en juin 2013, déjà à un niveau bas, il est passé à 74% en juin 2014. De nouvelles réductions de capacités sont attendues en Europe à moyen terme.

Figure 31: Capacités de raffinage, demande et taux d'utilisation

En parallèle aux fermetures et modifications des installations, les difficultés du raffinage européen conduisent à une modification sensible des acteurs dans le domaine. Les Majors ont tendance à abandonner de plus en plus l'aval pétrolier en Europe au profit de nouvelles compagnies russes, chinoises et indiennes ainsi que des purs traders comme Gunvor et Vitol. Le financier Gary Klesh, spécialisé dans la reprise d'entreprises européennes en difficulté, projette l'acquisition de cinq voire six raffineries dans les deux années à venir, notamment en France, en Angleterre en Allemagne, en Italie et en Europe Centrale. Rappelons que Klesh vient de reprendre la raffinerie de Milford Haven, propriété de Murphy Oil, en vente depuis 3 ans.



Le cas d'ExxonMobil est assez rare pour le souligner. La Major américaine va à l'encontre des tendances générales en investissant dans le raffinage en Europe. La compagnie américaine va investir un milliard de dollars sur son site d'Anvers, preuve qu'elle a confiance dans un marché européen pourtant en plein marasme. Cette opération va porter l'investissement total de la compagnie dans sa

³ Ceci provient surtout de l'augmentation du coût du capital, de l'entretien et des consommations de combustible.

raffinerie anversoise à plus de 2 milliards de dollars en moins de dix ans. Pour le moment, l'usine d'Esso Belgium, la filiale belge d'ExxonMobil, dispose d'une capacité de production de quelque 320.000 barils par jour. ExxonMobil insiste sur sa volonté de s'inscrire à long terme: en l'occurrence, l'investissement à Anvers va permettre à la compagnie américaine de renforcer la production en diesel, massivement importé en Europe.

ExxonMobil n'est pas la seule «major» à vouloir se développer à Anvers, il faut le souligner. En 2013, la compagnie française Total a approuvé un projet de modernisation de son site d'environ un milliard d'euros. Au terme de ce chantier, la Major française sera en mesure de produire beaucoup plus de produits sans soufre, comme l'exigent les nouvelles normes environnementales.

Concernant la France, Total s'est engagée en 2010 à ne pas fermer d'autres raffineries dans les 5 ans. Après cette échéance il n'y a plus de garantie de fermeture (ou réduction de capacité) en France de la part de Total. Le moratoire prend fin l'année prochaine.

L'industrie du raffinage perd de l'argent déplore J.L. Schilansky, président de l'Ufip, ces pertes sont structurelles ajoute Total affirmant que des adaptations de sites sont à faire, à travers une politique d'anticipation et de reconversion industrielle. L'objectif de Total n'est pas de fermer des sites mais de créer de nouvelles dynamiques comme cela a été fait sur le site pétrochimique de Carling reconverti en centre européen de production de résines d'hydrocarbures.

Mais malgré la fermeture de 30% de la capacité de production en France depuis 2008, soit bien plus que dans d'autres pays européens, la possibilité d'autres fermetures, aussi bien en France que dans d'autres pays européens n'est pas écartée. Des éléments défavorables au secteur laissent présager la poursuite de cette tendance: la réorientation de la demande vers des pays émergents à forte croissance, investissant massivement dans des installations modernes de grande taille et ayant souvent accès à du brut bon marché se poursuit. A cela s'ajoute le phénomène récent des hydrocarbures de schistes qui permet au raffineurs américains de bénéficier de coûts de fourniture bon marché de gaz et d'huiles de schistes, concurrençant ainsi les raffineurs européens dans les marchés américains et internationaux.

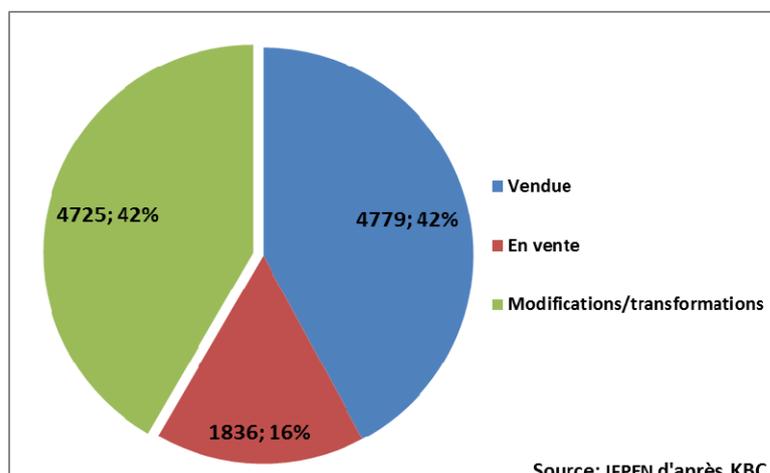
A ces éléments, il faut ajouter le phénomène bien connu qui affecte considérablement la compétitivité du raffinage européen: la structure de production européenne est inadaptée à la demande, les raffineries produisant trop d'essence et pas assez de gazole, obligeant celles-ci à exporter les surplus d'essence et à importer le gazole ne pouvant pas être produit dans le continent européen. Un effort d'adaptation est donc nécessaire qui impliquera des investissements lourds pour augmenter la part du gazole dans l'output des raffineries et la réduction de capacités par la fermeture ou transformations d'installations simples et de petite taille.

– 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.

Figure 32: Ventes, transformations, fermetures de raffineries (2008-2015), en kb/j et %

Depuis la crise de 2008/2009, ce mouvement s'est accéléré dans le

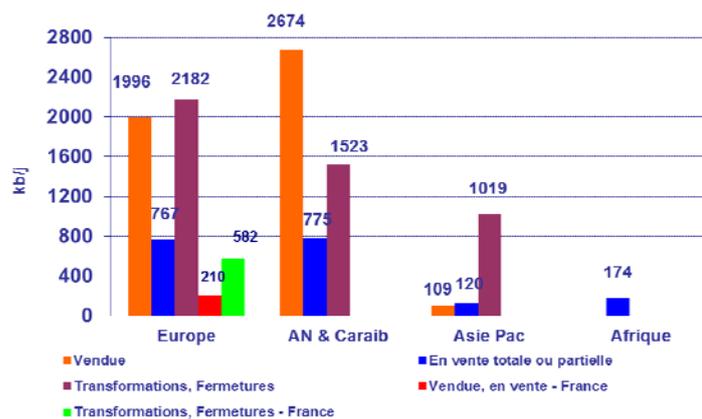


monde. Le désengagement a pris différentes formes telles que la vente, la modification/transformation ou la fermeture partielle ou totale des équipements industriels. Les transformations et les fermetures sont comptabilisées conjointement car elles se traduisent toutes les deux par une destruction de capacité de raffinage. Les raffineries en vente ou vendues atteignent à ce jour 6,6 Mb/j en augmentation de 1,7 Mb/j par rapport à l'an dernier, celles correspondant à des transformations/fermetures 4,7 Mb/j soit une stabilisation par rapport à la situation en 2013 Mb/j, cumulant un total de 11,3 Mb/j, chiffre supérieur de 1,6 Mb/j à celui de l'an dernier. Globalement le processus a encore progressé cette année.

Figure 33: Ventes, transformations, fermetures de raffineries (2008-2015), par zones géographiques

Ces restructurations affectent pratiquement tous les pays industrialisés, notamment l'Amérique du Nord et l'Europe: 87% du total des actifs concernés par l'une ou l'autre de ces démarches touche l'Amérique du Nord, et l'Europe. Ces deux régions concentrent plus de 78% des transactions aboutissant à des destructions de capacités.

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 fermeture. 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.



Source: IFPEN d'après KBC