



Les investissements
en
exploration-production
et
raffinage
2015

G. MAISONNIER, G. HUREAU, SERBUTOVIEZ, C. SILVA

Direction Économie et Veille

Janvier 2016

Les auteurs

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

- **Guy Maisonnier** : guy.maisonnier@IFPEN.fr : évolution des prix du pétrole et du gaz.
- **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.

SOMMAIRE

1. EVOLUTIONS DES PRIX DU PETROLE ET DU GAZ	6
1.1. PAYS EMERGENTS ET GEOPOLITIQUE, SOURCES D'INQUIETUDE.....	6
1.2. FAIBLESSE DU PRIX DU PETROLE, MAIS JUSQU'A QUAND ?	7
1.3. BAISSSE DES PRIX DU GAZ SUR LES TROIS GRANDS MARCHES	8
1.3.1. <i>Prix du gaz en Europe (référence le « NBP » britannique)</i>	8
1.3.2. <i>Prix du gaz aux Etats-Unis (référence le « Henry Hub)</i>	8
1.3.3. <i>Prix du gaz au Japon (GNL importé)</i>	9
2. INVESTISSEMENTS EN EXPLORATION-PRODUCTION: FIN DU CYCLE HAUSSIER.....	10
2.1. FORTE BAISSSE DES INVESTISSEMENTS EN 2015	10
2.2. UNE EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS TRES CONTRASTEE SELON LES REGIONS	11
2.3. LES INDEPENDANTS PARTICULIEREMENT AFFECTES	13
2.4. FORT REPLI DES COUTS D'INVESTISSEMENT	13
3. L'ACTIVITE ET LE MARCHÉ DU FORAGE DANS LE MONDE	14
3.1. LES ACTIVITES DE FORAGE A TERRE ET EN MER	14
3.1.1. <i>Nombre de puits forés dans le monde</i>	14
3.1.1.1. Nombre de puits à terre	15
3.1.1.2. Nombre de puits en mer.....	16
3.1.2. <i>Marchés du forage, des équipements et des services autour du puits</i>	17
3.1.2.1. Marché du forage à terre	19
3.1.2.2. Marché du forage en mer	19
3.1.2.3. Marché de la fracturation.....	20
3.2. L'ACTIVITE ET LE MARCHÉ GEOPHYSIQUE	21
3.2.1. <i>Activité de géophysique</i>	21
3.2.2. <i>Marché géophysique</i>	24
3.3. L'ACTIVITE ET LE MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE	27
3.3.1. <i>Activités de construction offshore</i>	27
3.3.1.1. Activité offshore par région	27
3.3.1.2. Activité de construction d'appareils de forage.....	28
3.3.1.3. Plateformes flottantes (Floating Platform Systems ou FPS)	28
3.3.1.4. Constructions sous-marines (Subsea).....	30
3.3.2. <i>Marché de la construction offshore</i>	30
CONCLUSION	32
4. 2015, UNE BOUFFEE D'AIR POUR LE RAFFINAGE	33
4.1. PERSISTANCE DES SURCAPACITES ET BAISSSE DES TAUX D'UTILISATION	33
4.2. RETABLISSEMENT DES MARGES DE RAFFINAGE ET AUGMENTATION DES DEPENSES DE MAINTENANCE	35
4.2.1. <i>Marges de raffinage en progrès</i>	35
4.2.2. <i>Compagnies pétrolières, redressement de la branche raffinage</i>	36
4.2.3. <i>Stabilisation des coûts industriels</i>	36
4.2.4. <i>2016, augmentation de dépenses de maintenance et baisse des dépenses de capital</i>	37
4.3. MALGRE UNE TENDANCE A LA MODERATION, L'ASIE DEMEURE L'ELDORADO DES INVESTISSEMENTS.....	38
4.3.1. <i>Nouvelles capacités de distillation atmosphérique</i>	38
4.3.2. <i>Nouvelles capacités de conversion</i>	40
4.4. AUGMENTATION DES CAPACITES ET STABILISATION DE LA DEMANDE A MOYEN TERME	43
4.4.1. <i>Evolution globale</i>	43
4.4.2. <i>Considérations régionales</i>	44
4.4.3. <i>« Investment opportunities »</i>	45

FIGURES ET TABLEAUX :

FIGURE 1: ÉVOLUTION DEPUIS 2008 DE TROIS INDICATEURS FINANCIERS, AMÉRICAIN, EUROPÉEN ET CHINOIS	6
FIGURE 2: PRIX MOYEN MENSUEL DU BRENT DE 2005 A JANVIER 2016 EN \$/B.....	7
FIGURE 3: PRIX MOYEN MENSUEL DU GAZ NATUREL PAR RÉGIONS DE 2005 A 2015 EN \$/MBTU.....	9
FIGURE 4: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS MONDIAUX EN E&P	10
FIGURE 5: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS MONDIAUX EN E&P ET POIDS DES NOC.....	11
FIGURE 6: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS E&P, DES PRIX ET DES COÛTS.....	13
FIGURE 7: ESTIMATION DE LA RÉPARTITION PAR RÉGION DES PUIITS FORÉS A TERRE ET EN MER EN 2015.....	14
FIGURE 8: RÉPARTITION DES PUIITS FORÉS A TERRE EN 2014 PAR RÉGION (A) ET CROISSANCE ESTIMÉE EN 2015 SUR UN AN (B).	15
FIGURE 9: TAUX DE LOCATION DES APPAREILS DE FORAGES A TERRE EN AMÉRIQUE DU NORD ET A L'INTERNATIONAL.	15
FIGURE 10: RÉPARTITION DES PUIITS FORÉS EN MER EN 2014 PAR RÉGION (A) ET ESTIMATION DE LA CROISSANCE EN 2015 SUR UN AN (B). ...	16
FIGURE 11: TAUX ANNUEL MOYEN D'UTILISATION DES APPAREILS DE FORAGE EN MER POUR LE MONDE, LE GOLFE DU MEXIQUE ET LA MER DU NORD.....	17
FIGURE 12: TAUX DE LOCATION MOYEN ANNUEL DES SEMI-SUBMERSIBLES (A) ET JACKUPS (B) POUR LE GOLFE DU MEXIQUE, LA MER DU NORD ET EN ASIE DU SUD-EST.	17
FIGURE 13: ESTIMATION DES DIVERS SEGMENTS DE MARCHÉ DU FORAGE EN 2015.	18
FIGURE 14: ÉVOLUTION DEPUIS 2008 DES SEGMENTS DE MARCHÉ DU FORAGE ET ESTIMATION DU MARCHÉ GLOBAL EN 2016.	18
FIGURE 15: ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU FORAGE A TERRE ET PARTS DE MARCHÉ ESTIMÉE EN 2015 DES PRINCIPAUX ACTEURS.	19
FIGURE 16: ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU FORAGE EN MER ET PARTS DE MARCHÉ ESTIMÉES EN 2015 DES PRINCIPAUX ACTEURS.	20
FIGURE 17: ÉVOLUTION DU MARCHÉ DE LA FRACTURATION ET PARTS DE MARCHÉ ESTIMÉES EN 2015 DES PRINCIPAUX ACTEURS	20
FIGURE 18: RÉPARTITION DES CAMPAGNES DE SISMIQUE MARINE SUR LES 12 DERNIERS MOIS, PAR RÉGION (A) ET PAR TYPE D'ACQUISITION (B).	21
FIGURE 19: ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CAMPAGNES MARINE., (A) CAMPAGNES SISMQUES ET EM. (B) CAMPAGNES DE MONITORING.	22
FIGURE 20: ÉVOLUTION PAR TRIMESTRE ET PAR CONTRACTEUR DU NOMBRE D'ACQUISITIONS MARINES	23
FIGURE 21: (A) POURCENTAGE DE NAVIRES EN OPERATION, INACTIFS, DESARMÉS ET EN ROUTE, (B) PRIX MOYEN D'UNE CAMPAGNE SISMIQUE MARINE 2D, 3D OU D'UN BATEAU SOURCE, 1000 \$/J.....	24
FIGURE 22: MARCHÉ DE LA GEOPHYSIQUE (ÉQUIPEMENTS ET ACQUISITION-TRAITEMENT).....	25
FIGURE 23 (A) CHIFFRES D'AFFAIRES 2015, ÉVOLUTIONS ANNUELLES ET PARTS DE MARCHÉ DES 7 PREMIERS ACTEURS. (B) ÉVOLUTION DEPUIS 2009 DES PARTS DE MARCHÉ.	26
FIGURE 24 : (A) RÉPARTITION DES CONSTRUCTIONS D'APPAREILS DE FORAGE EN 2015 PAR TYPE. (B) ÉVOLUTION DE 2012 A 2015 DU NOMBRE D'APPAREILS DE FORAGE EN CONSTRUCTION.	28
FIGURE 25: RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DE LA FLOTTE DE PLATEFORMES FLOTTANTES EXISTANTES FIN 2015.....	28
FIGURE 26: NOMBRE DE PLATEFORMES FLOTTANTES EN CONSTRUCTION FIN 2014 ET FIN 2015.	29
FIGURE 27: DEMANDE JUSQU'EN 2020 DE PLATEFORMES FLOTTANTES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE, ÉTAT FIN 2014 ET FIN 2015.....	29
FIGURE 28: DEMANDE DE CONSTRUCTION SUBSEA POUR LA PÉRIODE 2013 A 2017	30
FIGURE 29: PARTS DE MARCHÉS ESTIMÉES EN 2015 DES TROIS SEGMENTS DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE.....	31
FIGURE 30: (A) MARCHÉ DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE. (B) PARTS DE MARCHÉS 2015 ESTIMÉES PAR COMPAGNIE.....	31
FIGURE 31: MONDE, SURCAPACITÉS DE RAFFINAGE ET TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES	33
FIGURE 32: ASIE ET MOYEN ORIENT, SURCAPACITÉS DE RAFFINAGE, TAUX D'UTILISATION DES RAFFINERIES ET BRUT TRAITÉ.	34
FIGURE 33: HISTORIQUE DES DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE \$).....	35
FIGURE 34: MARGES DE RAFFINAGE (US\$/BBL) ET EU CRACKS PRODUITS (US\$/TONNE).....	36
FIGURE 35: INDICE DE LA CONSTRUCTION DES RAFFINERIES – IHS CERA, BASE 100 :2000.....	36
FIGURE 36: PROJETS DE RAFFINAGE - CAPACITÉS DE DISTILLATION PAR RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES.....	38
FIGURE 37: CAPACITÉS ADDITIONNELLES DE DISTILLATION ATMOSPHÉRIQUE PAR TYPE D'ÉVOLUTION 2014-2015	39
FIGURE 38: RÉDUCTION DE CAPACITÉS DE RAFFINAGE DEPUIS 2010 (FERMETURES/TRANSFORMATIONS).....	39
FIGURE 39: PROJETS DE RAFFINAGE - CAPACITÉS DE DISTILLATION PAR RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES.....	41
FIGURE 40: PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE CONVERSION PAR TYPE D'UNITÉ EN 2015.....	41
FIGURE 41: PROJETS DE RAFFINAGE – CAPACITÉS DE CONVERSION PAR TYPE D'UNITÉ –ÉVOLUTION 2013- 2015.....	41
FIGURE 42: PROJETS DE RAFFINAGE – RÉPARTITION PAR TYPE DE PROJET: DISTILLATION/CONVERSION	42
FIGURE 43: ÉVOLUTION A MOYEN TERME DES CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET DE LA DEMANDE, MONDE	44
FIGURE 44: ÉVOLUTION A MOYEN TERME DES CAPACITÉS DE RAFFINAGE ET DE LA DEMANDE, PAR RÉGION :	45
TABLEAU 1 : RÉSUMÉ DE L'ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHÉS ANALYSÉS	32
TABLEAU 2: DÉPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE (MILLIARDS DE G\$).....	37

TABLE RECAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHES: (2014 et 2015)

G\$	2014	2015
Investissements globaux en E&P	683	539
Amérique du Nord	194	125
Amérique Latine	95	87
Europe	65	44
CEI	54	43
Afrique	69	54
Moyen-Orient	59	61
Asie-Pacifique	148	125
Marchés amont analysés	358	268
Marché Géophysique	14	11
Marché du forage (*)	277	202
dont:		
<i>Forage à terre</i>	34	24
<i>Forage en mer</i>	62	55
Marché Construction offshore	67	55
Investissements en Raffinage	82	94
Dépenses d'investissement	29	32
Dépenses de maintenance	34	39
Dépenses en catalyseurs et produits chimiques	19	23

(*) 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. Evolutions des prix du pétrole et du gaz

1.1. Pays émergents et géopolitique, sources d'inquiétude

L'année 2016, dans la lignée de 2015, devra aborder et gérer de nombreux défis, économique financier, monétaire et bien sûr géopolitique. « Brexit », tensions entre la Russie et ses voisins ou entre la Chine et les pays bordant la mer de Chine, instabilité désormais chronique en Afrique du Nord et au Moyen Orient feront probablement partie des sujets susceptibles d'alimenter l'actualité de l'année 2016 et d'influer sur les marchés de l'énergie.

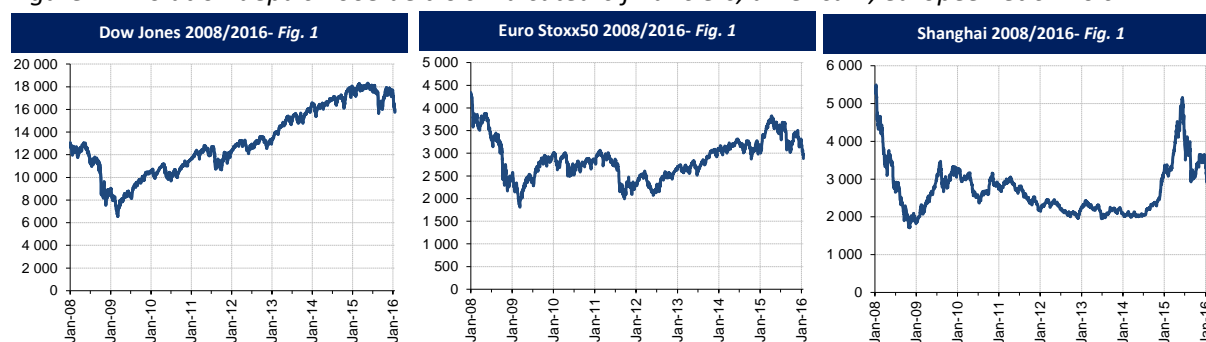
En 2015, la croissance économique s'est établie à 3,1 %, inférieure à ce que l'on connaît depuis 2012 (3,3/3,4 %) et en retrait également par rapport aux tendances sur 10 ans (3,8 %). C'est le résultat de la croissance relativement modeste des pays émergents (4% contre 6 % sur dix ans) alors que celle des pays occidentaux dépasse le niveau moyen sur 10 ans (1,9 % contre 1,5 %).

Les institutions comme le FMI ou la Banque Mondiale font preuve d'un enthousiasme modéré pour 2016 (3,4 % au niveau mondial) soulignant toutes une conjoncture difficile pour les pays émergents et en développement qui représentent désormais plus de 50% du PIB mondial. Il en résultera certainement une grande volatilité des marchés financiers et monétaires, poursuite de la situation observée depuis la déstabilisation des marchés après la crise de 2008.

Si l'on replace les marchés financiers dans une perspective de long terme, des tendances intéressantes se dégagent pour les Etats-Unis, l'Europe et la Chine :

- L'arrêt de la croissance du Dow Jones aux Etats-Unis (-2,3 % en 2015) après une multiplication par un facteur proche de trois depuis mars 2009, qui marque le début des plans de relance après la crise des subprimes.
- La hausse heurtée de l'indicateur Européen (Euro Stoxx50) qui gagne 4 % en 2015 et 61 % depuis septembre 2011, date d'un point bas lié aux incertitudes lourdes concernant la gestion des dettes en Europe, dont celle de la Grèce. Il reste toutefois inférieur au niveau de début 2008.
- La volatilité exacerbée voire irrationnelle du marché de Shanghai en hausse de 150 % en un an puis en retrait de 40 % entre juin et août 2015.

Figure 1: Evolution depuis 2008 de trois indicateurs financiers, américain, européen et chinois



Plusieurs idées émergent : la possible fin d'un cycle économique porteur aux Etats-Unis renforcée par la hausse des taux d'intérêt qui arriverait à contretemps ; l'anticipation d'une reprise économique en Europe mais dans un contexte de fragilité justifiant l'action de la banque centrale européenne; l'incertitude extrême sur la solidité de l'économie chinoise avec la perspective envisagée d'un ajustement brutal qui irait au-delà d'une simple baisse tendancielle inexorable du taux de croissance¹. Ces incertitudes chinoises ont fait trembler, en début d'année 2016, l'ensemble des

¹ Les taux passés de + 10 %/an, souvent repris comme la référence chinoise, ne sont évidemment pas tenables durablement.

places financières (baisses de 8 à 10 % au 21 janvier). L'effondrement du prix du pétrole (-28 % au 21 janvier 2016) contribue à cette déstabilisation. Le retour vers un prix économique durable devient un impératif pour sortir de cette spirale, après le prix de destruction de l'offre de 2015 accentué par le prix financier de début d'année reflet de l'incertain.

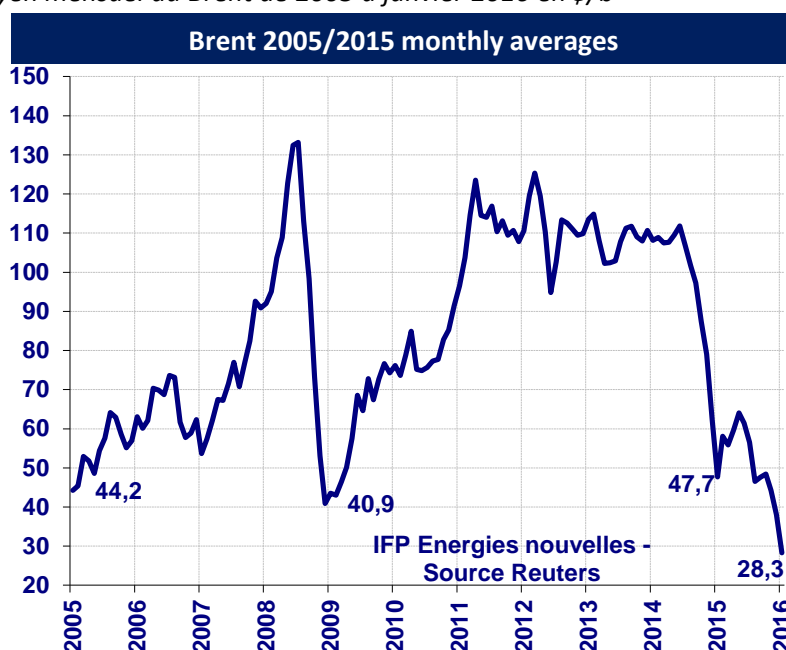
Au-delà de ces incertitudes de court terme, c'est le thème de la transition énergétique qui pourrait tracer à l'avenir les lignes de force du secteur énergétique. L'accord considéré comme historique de Paris signé lors de la COP21 marque une volonté d'infléchir en profondeur les tendances du passé. Ce tournant ne se fera pas sans difficulté mais en tout état de cause le monde énergétique, en particulier celui des hydrocarbures, devra s'adapter à cette nouvelle donne.

1.2. Faiblesse du prix du pétrole, mais jusqu'à quand ?

Le Brent s'est établi à 52 \$/b en 2015 en retrait de 47 % par rapport à 2014 (99 \$/b). Le contexte géopolitique très troublé a peu pesé en dehors des inquiétudes en début d'année (26 mars) suite à l'intervention armée au Yémen de l'Arabie Saoudite et ses alliés.

Globalement l'excès d'offre a défini le prix qui a évolué à moins de 50 \$ après août tombant à 38 \$ en décembre, et à moins de 30 \$ au début de l'année 2016. La confirmation de la politique OPEP de défense de ses parts de marchés et le recul très modéré de la production américaine sont à l'origine de cette pression baissière sur le prix. Sur la base des marchés à terme, les anticipations pour 2016 évoluent entre 30 et 60 \$/b depuis août 2015.

Figure 2: Prix moyen mensuel du Brent de 2005 à janvier 2016 en \$/b



Les principaux facteurs d'influence du prix seront : le niveau de la croissance économique mondiale, potentiellement « décevante et inégale » d'après le FMI; les exportations iraniennes susceptibles de se renforcer d'au moins 0,5 Mb/j à court terme ; le niveau du recul de la production américaine sous l'effet de la baisse de l'activité de forage et, au niveau mondial, les effets plus progressifs de la baisse des investissements amont sur les capacités de production ; l'évolution ou non de la politique de l'OPEP, figée depuis fin 2014 ; enfin l'influence sur la production des tensions régionales croissantes au Moyen-Orient.

Si l'on s'en tient au seul équilibre offre/demande, un début de rééquilibrage du marché est envisageable fin 2016 qui pourrait se traduire par une pression progressive sur le prix. De façon plus tendancielle, deux scénarios paraissent envisageables :

- Le premier scénario se fonde sur la capacité de l'OPEP et des LTO (Light Tight Oil) à faire face à l'accroissement de la demande future. Si tel est le cas, le prix plafond sera défini par le coût maximum des LTO mobilisés et pourrait donc se situer à des niveaux très modestes de 30/60 \$/b.
- Dans le second scénario, l'offre à coûts faibles est au contraire insuffisante, ce qui imposerait de recourir à des pétroles plus coûteux. Cela pourrait être le résultat d'une demande mondiale soutenue, d'un changement de stratégie de l'OPEP ou d'une contrainte sur l'offre pour des raisons géopolitiques. Les conséquences du recul actuel des investissements dans l'amont peut également aboutir à ce type de tensions.

Au-delà de ces deux grandes orientations, une volatilité à la hausse en situation de déficit important (exemple de 2008) ou à la baisse en situation d'excédent (exemple de 2015) est susceptible de « bousculer » ces deux trajectoires.

1.3. Baisse des prix du gaz sur les trois grands marchés

1.3.1. Prix du gaz en Europe (référence le « NBP » britannique)

Le prix de marché au jour le jour (spot) de référence, le NBP du marché britannique, a atteint 20 €/MWh en 2015 en recul de 5 % par rapport à 2014, dans un mouvement de fond initié début 2013 (27 €/MWh), avant l'effondrement du prix du pétrole de mi-2014. Exprimé en \$, il se situe à 6,5 \$/MBtu en baisse de 21 % du fait de la faiblesse de l'Euro (- 16 % en 2015).

L'année 2015 aura été marquée, au Royaume-Uni, par la compétitivité retrouvée du gaz par rapport au charbon dont le prix est pourtant en forte baisse, de 25 % en \$/t et de 9 % en €/t. Cette évolution est due en partie à la hausse de la « Carbon Tax Support », fixée depuis avril 2015 à 18 £/tCO₂ soit 25 €/tCO₂ contre 9,5 £/tCO₂ en 2014. Ce mécanisme a aussi pour effet de soutenir le prix de l'électricité ce qui assure la rentabilité des centrales électriques au gaz. Ce n'est pas le cas dans le reste de l'Europe où le prix du CO₂, régit par le seul marché de quotas, reste faible, 8 €/tCO₂ en moyenne en 2015.

Les marchés à terme tablent début janvier sur un prix NBP à nouveau en baisse en 2016 l'estimant à environ 15 €/MWh soit 4,7 \$/MBtu, proche des conditions prévalant en 2009/2010. Une hausse vers le prix d'équivalence avec le charbon de 18 €/MWh (5,7 \$/MBtu) reste envisageable, avec des dépassements possibles en cas de tensions sur le marché (hiver rigoureux, ...).

Pour ce qui est des contrats long terme du continent, ils se rapprochent chaque année des conditions historiquement plus favorables des marchés spots. Ainsi, en France, la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) retient désormais depuis juillet 2015 une part de 77 % dans le calcul des coûts d'approvisionnement. Ils sont donc de plus en plus corrélés aux prix spots.

1.3.2. Prix du gaz aux Etats-Unis (référence le « Henry Hub »)

Le prix Henry Hub a atteint 2,6 \$/MBtu en 2015 en recul de près de 40 % sur un an. C'est un prix historiquement bas, plus faible encore que le minimum de 2012 (2,8 \$/MBtu). La pression baissière reflète la hausse continue de la production américaine désormais estimée à 775 Gm³ (74,9 Bcfd) en 2015, soit 6 % de plus qu'en 2014.

La progression est spectaculaire, plus 170 Gm³ en cinq ans, l'équivalent du total de la production canadienne et plus 260 Gm³ sur dix ans soit presque une « demie-Russie » (580 Gm³). Pour 2016, l'EIA envisage une progression vers les 790 Gm³, ce qui signifierait l'autonomie gazière alors que le taux de dépendance de ce pays se situait à 14/17 % avant 2007. Le prix moyen anticipé pour 2016 s'aligne sur ce contexte d'abondance et évolue entre 2,2 et 3 \$/MBtu depuis six mois. Il reste une incertitude sur l'effet de la baisse de l'activité de forage (54 % en un an) sur la production. Une croissance plus modeste que prévue n'est pas à exclure, ce qui pourrait légèrement peser sur le prix.

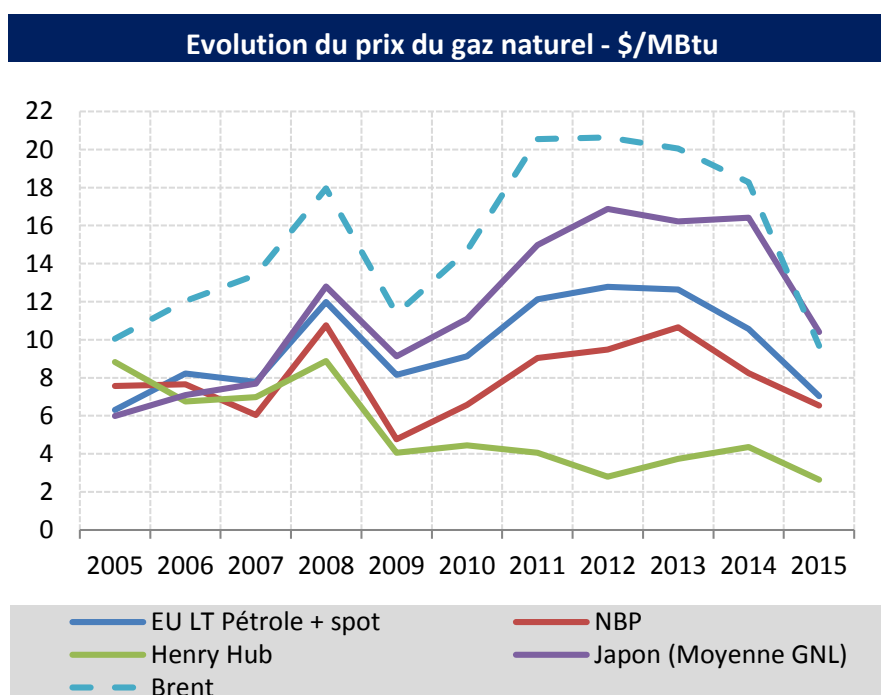
Si l'on retient une moyenne 2016 de 2,6 \$/MBtu comme en 2015, le coût du GNL exporté se situerait à 5,0/7,6 \$/MBtu vers l'Asie et à 3,7/6,4 \$ vers l'Europe, en tenant compte ou non des charges fixes mais en incluant les coûts de transport. Ce sont des prix compétitifs avec les conditions attendues en Asie (7,2 à 8,6 \$/MBtu) et en Europe (4,8 à 6 \$/MBtu) sur la base d'un prix du pétrole de 40 à 60 \$/b. Les premières exportations de GNL liées à la révolution des gaz de schiste vont débiter en 2016. Elles pourraient atteindre 6,7 Gm3 (0,55 Bcfd) d'après l'EIA.

1.3.3. Prix du gaz au Japon (GNL importé)

Le prix moyen d'importation du gaz naturel liquéfié (LNG) au Japon a connu une forte baisse en 2015 en raison de la part encore importante des contrats indexés sur le pétrole (80 % environ). Il a bénéficié du recul du prix du pétrole. De 16 \$/MBtu en 2014, il se situe en 2015 à environ 10 \$/MBtu en recul de 36 % environ. Les prix des livraisons spots ont diminué dans des proportions plus importantes encore à hauteur de 45 %, passant de 14 \$ environ à 7,5 \$/MBtu.

Si le prix du brut se maintient à 40 \$/b, le prix d'importation 2016 pourrait encore baisser pour se rapprocher des 7 \$/MBtu proche de conditions prévalant en 2006. A 60 \$/b, le prix moyen est évalué à 8,6 \$/MBtu. Les scénarios de relance du nucléaire permettent aussi d'envisager un recul des achats de GNL avec des fourchettes comprises entre 72 et 88 Mt. Le niveau bas correspond aux achats de 2010.

Figure 3: Prix moyen mensuel du gaz naturel par régions de 2005 à 2015 en \$/MBtu



2. Investissements en exploration-production: fin du cycle haussier

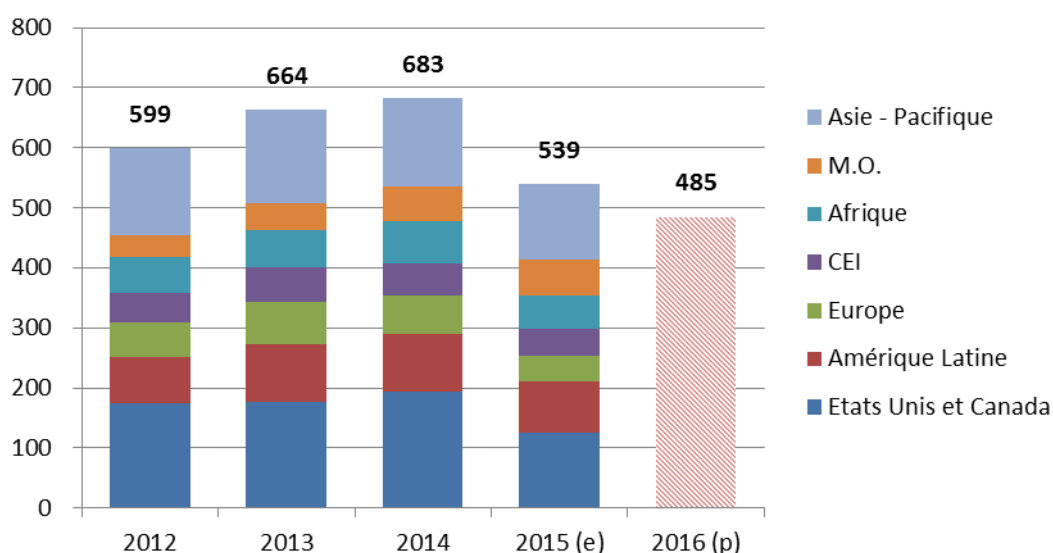
L'année 2015 marque un retournement de tendance de l'investissement dans l'amont pétrolier après un cycle haussier de plus d'une décennie. Les investissements en E&P ont ainsi été multipliés par six depuis 1999, avec une croissance ininterrompue à l'exception de l'année 2010, où les investissements avaient chuté à la suite d'une baisse brutale des prix du pétrole, et de l'année 2002 où ils avaient stagné. Le facteur principal de ce retournement est, de toute évidence, la chute des prix du pétrole depuis la mi-2014, mais il faut noter que dès le début de l'année dernière, de nombreuses compagnies internationales annonçaient une réorientation de leur stratégie, privilégiant la discipline budgétaire et la rentabilité par rapport à la croissance. La baisse des prix du brut n'a donc fait qu'accélérer et amplifier une évolution déjà à l'œuvre. Cette tendance baissière devrait se poursuivre en 2016, à un rythme moins soutenu toutefois.

2.1. Forte baisse des investissements en 2015

Après une hausse modeste de 3 % en 2014, faisant suite à quatre années de croissance forte (+ 60 % entre 2009 et 2013), les investissements en exploration-production (E&P) devraient chuter de 21 % cette année pour s'établir à environ 540 milliards de dollars (G\$), en recul de plus de 140 G\$ par rapport à l'année dernière (Fig. 4).

Cette tendance est particulièrement marquée pour les indépendants, dont les budgets baissent de 34 %, contre 15 % pour les *Majors*, et seulement 11 % pour les compagnies nationales (NOC). Au niveau régional, seul le Moyen-Orient échappe au marasme, avec des investissements prévus en hausse de 3 %, soutenus par les NOC qui représentent environ 70 % des investissements régionaux. L'Amérique du Nord et l'Europe sont les régions qui subissent les plus forts reculs, avec respectivement des budgets en baisse de 35 % et de 33 %. Le recul des investissements est assez proche de la moyenne mondiale en Afrique (- 22 %) et dans les pays de la CEI (- 21 %), alors qu'il est plus faible en Asie-Océanie (- 15 %) et surtout en Amérique latine (- 8 %).

Figure 4: Évolution des investissements mondiaux en E&P



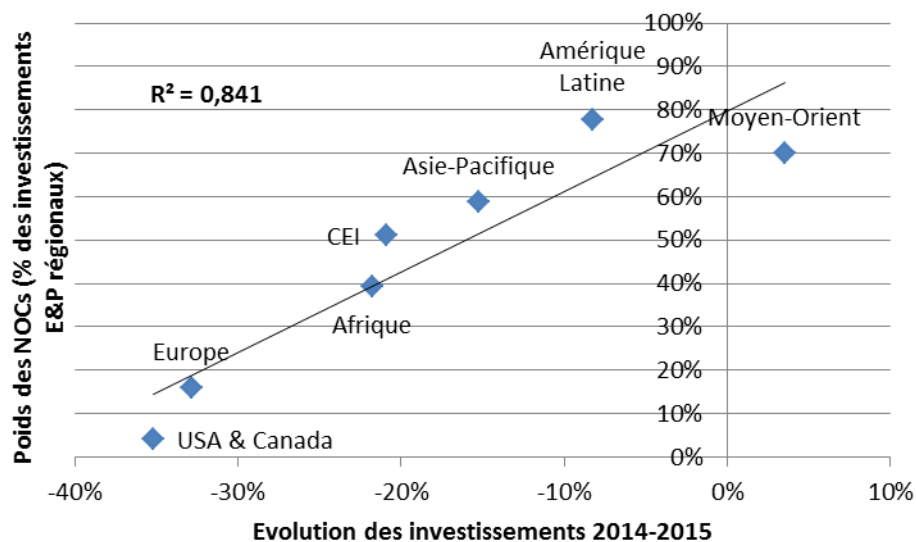
La tendance baissière devrait se poursuivre en 2016. Les premières indications données par les compagnies permettent d'envisager, à ce stade, une réduction supplémentaire d'environ 10 % des budgets d'investissements en l'absence d'évolution significative des perspectives sur le prix du baril et sur la demande pétrolière. Il faut rappeler, qu'avant même la chute du prix du brut, un

ralentissement voire un recul de l'investissement était déjà anticipé dans certaines régions, notamment en Europe et en Océanie. Les chiffres révisés, pour l'année 2014, montrent d'ailleurs que la baisse des investissements avait déjà commencé dans quatre régions du monde : l'Europe (- 7 %), la CEI (- 7 %), l'Asie-Pacifique (- 5 %) et l'Amérique latine (- 2 %).

2.2. Une évolution des investissements très contrastée selon les régions

À l'exception du Moyen-Orient, toutes les régions du monde subissent une nette baisse des investissements, avec cependant des différences régionales assez marquées (Fig. 5). On notera qu'il semble y avoir une relation inverse entre le poids des NOC dans les investissements et l'ampleur du recul de ces derniers dans une région donnée. Ainsi, l'Amérique du Nord et l'Europe, où les NOC sont assez peu présentes (hormis Statoil en Europe) subissent les reculs les plus importants, alors qu'à l'opposé, l'Amérique latine et le Moyen-Orient, où les investissements des NOC représentent entre 70 % et 80 % du total, sont moins touchés ; le Moyen-Orient affichant même une progression modeste des dépenses d'E&P. Les autres régions, où les NOC représentent entre 40 % et 60 % des investissements (la moyenne mondiale est de 45 % en 2015), connaissent des taux de déclin intermédiaires.

Figure 5: Évolution des investissements mondiaux en E&P et poids des NOC



En Amérique du Nord, les investissements subissent de plein fouet la baisse des cours du pétrole qui met à mal la rentabilité des gisements. Les hydrocarbures de schiste sont particulièrement affectés du fait d'un cycle d'investissements plus court que celui des hydrocarbures conventionnels, le déclin rapide de la productivité des puits nécessitant un flux continu d'investissements pour maintenir le niveau de production. Le nombre de puits forés a chuté de façon spectaculaire outre-Atlantique, cette année, enregistrant une baisse de près de 50 % aux États-Unis comme au Canada, illustrant la forte réactivité des opérateurs nord-américains.

En Europe, les investissements étaient déjà attendus en forte baisse en mer du Nord avant même la chute du prix du brut du fait de l'absence de nouveaux grands projets. Ainsi l'office norvégien des statistiques envisageait, dès le mois d'août 2014, une baisse de 18 % des investissements en Norvège en 2015. La crise actuelle n'a donc fait que renforcer cette tendance même s'il faut signaler que la baisse du cours de la couronne par rapport au dollar explique une grande partie de la baisse exprimée en USD, - 29 %, alors qu'elle n'est que de 10 % en NOK. Pour 2016, l'administration norvégienne s'attend à une nouvelle baisse de 10 % (en NOK). Au Royaume-Uni, où la baisse a été particulièrement forte cette année (- 38 % en USD, - 34 % en GBP - *Great Britain Pound*), et où

de nombreux gisements ne sont pas rentables au cours actuel, les perspectives sont encore plus pessimistes (environ – 30 % en GBP envisagés en 2016).

En Afrique, les investissements baissent de 22 %, alors qu'ils avaient augmenté fortement de 13 % en 2014, stimulés par les succès de l'exploration en Afrique subsaharienne. Ils pourraient rebondir en Égypte en 2016, à la suite de la découverte super-géante de Zohr par ENI en septembre dernier. Mais cela ne suffira pas à relancer la croissance des investissements E&P dans la région où la crise du secteur pétrolier est renforcée par l'insécurité dans de nombreux pays, en particulier en Afrique du Nord. Cependant, les nombreuses découvertes réalisées en Afrique subsaharienne (Congo-Brazzaville, Gabon, Sénégal, Kenya, Tanzanie, Mozambique, etc.) et le développement de grands projets, notamment en Angola offrent des perspectives positives à plus long terme.

Dans la CEI, les investissements devraient baisser de 21 % cette année, après une baisse de 7 % en 2014. Ils pâtissent non seulement de la baisse du prix du baril, mais aussi des sanctions américaines et européennes ainsi que de la baisse de la demande gazière dans les principaux marchés d'exportation de Gazprom. Les investissements de ce dernier sont attendus en baisse de 22 %, en incluant sa filiale Gazprom Neft, tandis que ceux de Rosneft, l'autre géant régional, devraient baisser de 13 %.

En Asie-Pacifique, où les NOC sont responsables d'environ 60 % des investissements régionaux, la baisse est de 15 %. Le recul est particulièrement important pour les NOC chinoises. Ainsi, les investissements de Petrochina, le premier investisseur mondial en 2014 et 2015, sont attendus en baisse de plus de 5 G\$. CNOOC, qui avait investi près de 11 G\$ dans la région, devrait voir son budget baisser de 35 % en 2015. L'indien ONGC est la seule NOC dont les investissements augmentent en 2015 (+ 21 %), tandis qu'ils restent stables chez son compatriote Oil India Limited. Les investissements des autres NOC non chinoises s'inscrivent aussi en baisse : – 18 % pour Petronas, – 12 % pour Pertamina et PetroVietnam, – 10 % pour PTTEP. En Australie, la baisse des investissements était anticipée, le développement des nombreux projets de GNL ayant atteint un pic en 2014.

En Amérique latine, où le poids des NOC dans les investissements en E&P avoisine les 80 % (dont plus de 60 % pour Petrobras, Pemex et PDVSA réunis), la baisse est plus limitée (– 8 %). Petrobras a réduit de 37 % son plan d'investissement quinquennal 2015-2019, par rapport au plan précédent (2014-2018). Mais cela ne devrait pas affecter significativement les investissements en 2015, car ils avaient déjà reculé de 20 % en 2014. Le budget E&P de la compagnie brésilienne devrait en effet rester pratiquement stable cette année. Une stabilisation est aussi attendue pour les dépenses d'investissement de PDVSA alors que les investissements de Pemex devraient baisser de 12 %.

Le Moyen-Orient est la seule région qui devrait connaître une croissance en 2015, estimée à 3 % environ. La hausse est particulièrement forte à Oman (+ 20 %) – où l'activité est stimulée par le développement du champ de gaz non conventionnel de Khazzan et par les nombreux projets EOR (*Enhanced Oil Recovery* ou récupération assistée du pétrole) – et au Koweït (+ 16,5 %), où KOC investit pour optimiser l'exploitation de Burgan, son principal actif, et augmenter sa capacité de production. Les investissements sont aussi en hausse à Abu Dhabi et au Qatar mais stagnent en Arabie saoudite où Saudi Aramco a ralenti le développement de nouveaux projets pétroliers en réaction à la baisse des prix du pétrole tout en continuant à investir dans les champs de gaz, pour faire face à une demande galopante. En Irak, le gouvernement, confronté à des contraintes budgétaires, a demandé à BP et ExxonMobil de réduire leurs investissements sur les champs de Rumaila et de West Qurna-1.

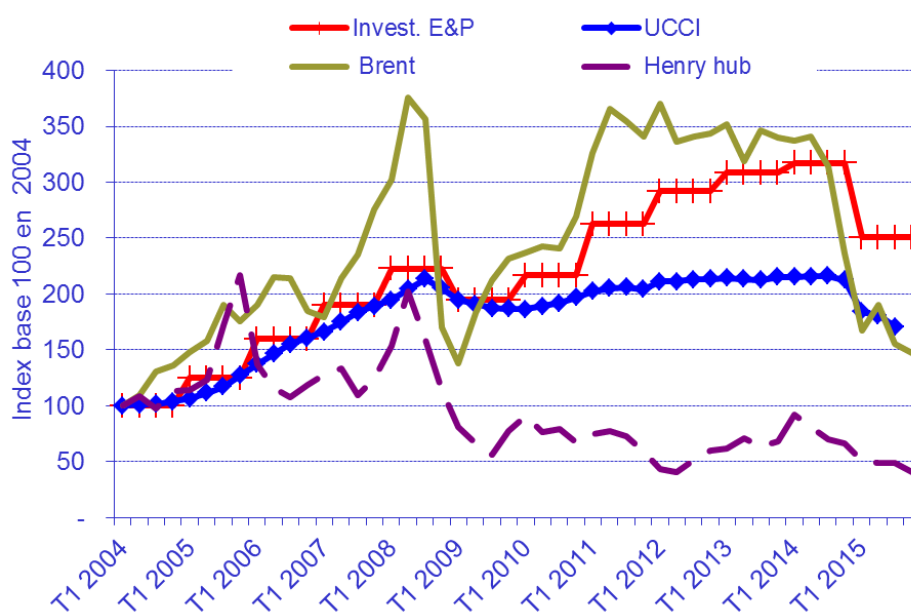
2.3. Les indépendants particulièrement affectés

Le recul de l'investissement en 2015 est significativement plus marqué pour les indépendants (-34 %) – qui représentent environ 1/3 des investissements mondiaux et qui avaient fortement augmenté leurs dépenses d'E&P en 2014 (+11 %) – que pour les autres types d'acteurs. Comme pour l'ensemble des acteurs, le repli est nettement plus marqué en Amérique du Nord, où les investissements des indépendants perdent plus de 40 % sur un an, contre un recul d'un peu moins de 25 % dans le reste du monde. Les investissements des *Majors* (environ 20 % du total mondial) baissent d'environ 15 % en Amérique du Nord comme dans le reste du monde. Le recul est plus fort pour Shell et ExxonMobil (environ 20 %), alors que la baisse n'est que de 6 % pour Total. Chevron et BP se situent dans la moyenne du groupe, avec un repli d'environ 15 % de leurs Capex. Enfin, les investissements des NOC (environ 45 % du total mondial en 2015) perdent 11 % par rapport à 2014, ils sont en recul dans toutes les régions du monde sauf au Moyen-Orient, où ils augmentent de 5 %.

2.4. Fort repli des coûts d'investissement

L'indice des coûts d'investissement en capital dans l'amont d'IHS-CERA (indice UCCI) a perdu 20 % entre le dernier trimestre 2014 et le troisième trimestre 2015, de loin la baisse la plus forte enregistrée, sur un an, par cet indice depuis sa création en 2000 (Fig. 6). Lors de la crise de 2008-2009, alors que le Brent avait perdu plus de 60 % de sa valeur entre le deuxième trimestre 2008 et le premier trimestre 2009, l'indice UCCI n'avait reculé que de 13 % entre son pic atteint au troisième trimestre 2008 et le point bas au premier trimestre 2010. D'après une étude de Wood Mackenzie, publiée en avril 2015, les coûts d'exploration pourraient baisser de plus de 30 % en 2015 et 2016. Environ les deux tiers des gains seraient obtenus par la baisse des coûts unitaires, à périmètre comparable, tandis que le tiers restant viendrait d'une simplification des *process*, des gains d'efficacité et de la baisse du dollar.

Figure 6: Évolution des investissements E&P, des prix et des coûts



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

Après une année 2014 relativement stable en termes de forage (+1,6%), on constate en 2015 une forte chute d'activité (-32%). Le forage à terre est nettement plus impacté par la baisse (-32%) que le forage en mer (-14%). La plus forte chute est aux Etats-Unis (-50%) avec le ralentissement du forage à terre des ressources non-conventionnelles (gaz et pétrole de schiste).

En termes de chiffres d'affaires, cette baisse d'activité se ressent dans des proportions comparables. Le marché du forage à terre baisserait en 2015 de -28 % contre -11% en mer. Pour 2015, le marché global du forage et des services associés s'établirait à environ 200 G\$ contre 275 G\$ en 2014.

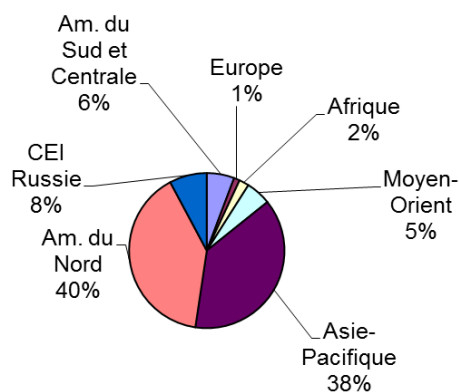
Pour 2016, sans rééquilibrage de l'offre et de la demande en brut, l'activité et le marché du forage continuerait de baisser à minima de 5% sans toutefois rejoindre le point bas de 2009 (155 G\$) consécutif à la crise financière et économique.

3.1. Les activités de forage à terre et en mer

3.1.1. Nombre de puits forés dans le monde

Le nombre de puits forés dans le monde, à terre et en mer, dépassait depuis 2011 les 100 000 unités par an. En 2014, il atteignait 104 000 unités. Suite à la baisse du prix du baril en 2015, l'activité de forage a considérablement ralenti. Le nombre de nouveaux puits sur l'année devrait baisser de 32% par rapport à 2014 et s'établir à environ 71 000 unités. A titre de comparaison, le point bas de l'activité en 2009 était de 83 000 forages.

Figure 7: Estimation de la répartition par région des puits forés à terre et en mer en 2015.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

L'Amérique du Nord qui représentait auparavant plus de la moitié de l'activité mondiale de forage passe à 40% du fait de la très forte chute de l'activité au Canada et aux Etats-Unis (-50%). Près de 29 000 puits en moins devraient être forés dans cette région en 2015, notamment à terre sur les réserves de bruts non conventionnels (huile et gaz de schiste).

Par rapport à 2014, la part du nombre de puits forés en Asie-Pacifique augmente de 10% et passe à 38%. L'activité de forage en Asie-Pacifique est toujours principalement (90%) localisée en Chine.

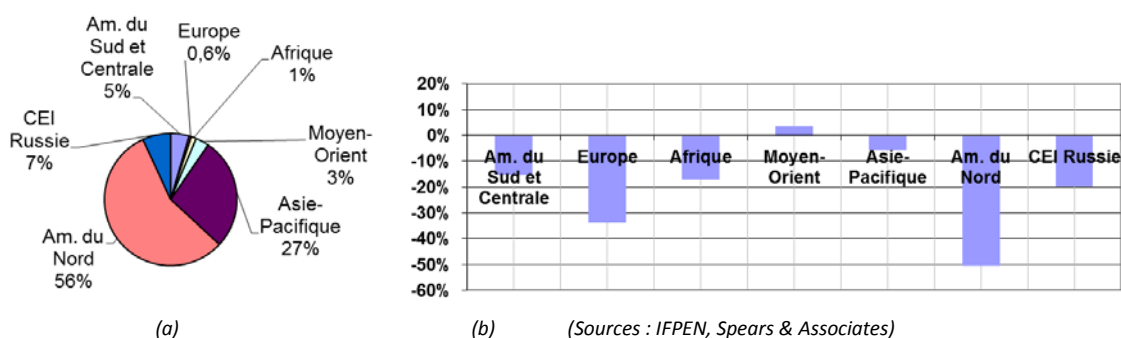
Sur les 71 000 nouveaux puits forés en 2015, environ 3000 sont forés en mer, ce qui représente une part de 4%.

3.1.1.1. Nombre de puits à terre

En 2014, l'activité mondiale de forage à terre est restée globalement stable (+1,5%) par rapport à 2013 ; un peu plus de 100 000 puits ayant été forés. Les plus grosses croissances d'activité venaient du Moyen-Orient (+12%) et en partie d'Europe (+10%). Les plus fortes baisses venaient de Russie (-6%) et d'Extrême Orient (-8%). Les autres régions, notamment l'Amérique du Nord (Canada et Etats-Unis), l'Amérique du Sud et l'Afrique étant relativement stables.

En 2015, la donne change complètement avec la baisse du prix du baril et la chute de l'activité de forage en Amérique du Nord (-50%). La baisse des forages à terre devrait être en moyenne de -32%. Excepté le Moyen-Orient dont la croissance est légèrement positive (+3%), toutes les régions du monde sont touchées par la baisse: l'activité en Europe recule de 33%, et en Russie de 20%.

Figure 8: Répartition des puits forés à terre en 2014 par région (a) et croissance estimée en 2015 sur un an (b).

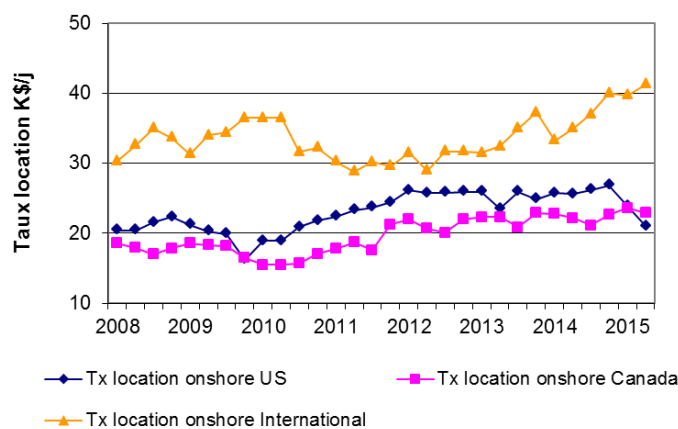


• Taux de location à terre

En 2014, les taux de location à l'international (monde hors Amérique du Nord) ont progressé de 7%, alors qu'au Canada ils sont restés stables et ont progressé de 4% aux Etats-Unis.

A mi-2015, les taux de location à l'international indiquaient une progression de 10%. Aux Etats-Unis, compte tenu de l'activité de forage en baisse de 50%, la baisse observée sur le premier semestre était de 15%. Au Canada, malgré une baisse d'activité attendue en 2015 similaire aux Etats-Unis, on observait mi-2015 un maintien des taux sur le premier semestre.

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

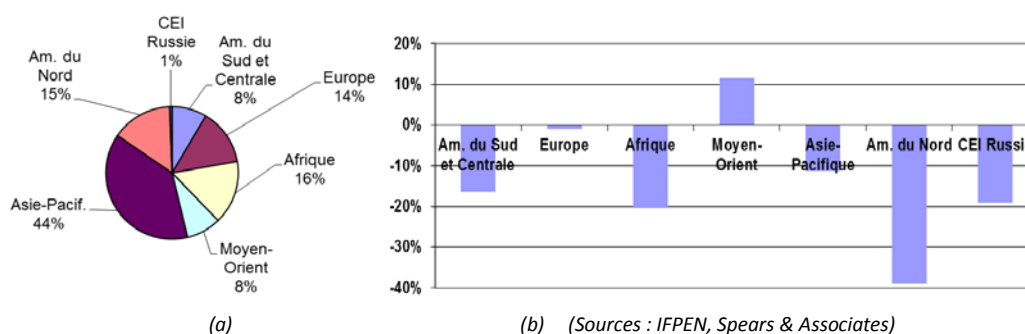


3.1.1.2. Nombre de puits en mer

En 2014, l'activité de forage en mer était relativement stable par rapport à 2013 ; environ 3500 puits ayant été forés. Les plus fortes progressions venaient d'Afrique (+14%) et du Moyen-Orient (+13%) et la plus forte baisse d'Amérique du Sud (-18%) avec le ralentissement de l'*offshore* Brésilien. Les autres régions étant plus ou moins stables, notamment le Golfe du Mexique aux Etats-Unis, l'Asie-Pacifique, l'Europe et la Russie.

En 2015, on estime que le nombre de forages en mer devrait baisser dans le monde de -14%, soit comparativement deux fois moins que les forages à terre. La plus forte baisse viendrait d'Amérique du Nord et du Golfe du Mexique (-40%). Seul le Moyen-Orient progresserait en 2015 avec +11% de croissance et l'Europe devrait être stable (-1%). Toutes les autres régions sont en récession avec des baisses d'activité allant de -10% à -20%. Avec un prix du baril sous 60\$, le développement en mer de champs profonds et ultra-profonds est rendu très difficile.

Figure 10: Répartition des puits forés en mer en 2014 par région (a) et estimation de la croissance en 2015 sur un an (b).



- **Taux d'utilisation des appareils de forages en mer**

On s'intéresse ici au taux d'utilisation des *jackups*, semi-submersibles et bateaux de forage, au niveau mondial et par région.

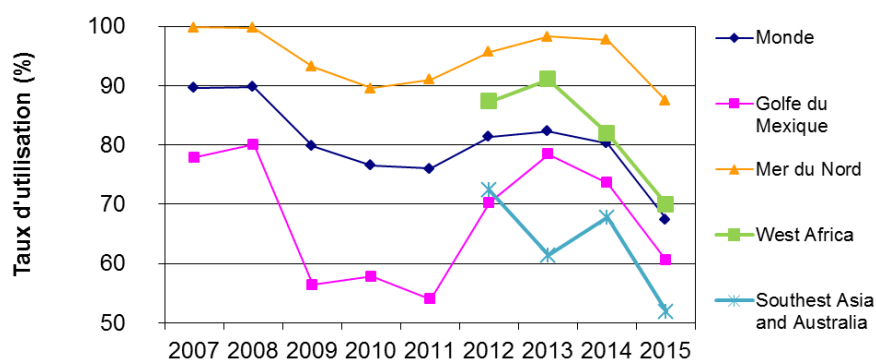
En 2014, toutes régions confondues, le taux d'utilisation des bateaux de forage qui était de 94% en 2014 devrait s'établir en 2015 à environ 80%. Le taux d'utilisation des *jackups* baissent de 87% à 75% ; ce sont les semi-submersibles qui sont le moins impactés par la baisse d'activité, leur taux d'utilisation baisse de 84% à 77%.

Par région en 2014, le taux d'utilisation est resté stable en Europe à 98%. Il a baissé de 6% dans le Golfe du Mexique et de 10% en Afrique de l'Ouest. Seul l'Asie du Sud-Est a vu repartir à la hausse le taux d'utilisation des appareils de forages (+10%).

En 2015, avec la baisse de l'activité de forage en mer, le taux d'utilisation moyen des appareils de forages devrait chuter de 16% au niveau mondial. Aucune région du monde n'est épargnée. Le taux d'utilisation dans le Golfe du Mexique baisserait de 18% tout en restant au-dessus des plus bas enregistrés entre 2009 à 2011. La baisse atteindrait -23% en Asie du Sud Est et serait légèrement plus faible en Afrique de l'Ouest (-15%). En Europe, la baisse du taux d'utilisation serait moindre (-10%).

Pour 2016, compte tenu de la surcapacité en appareils de forage, et de la poursuite de la construction de nouveaux appareils de forage offshore, on peut s'attendre, sans un fort démantèlement des appareils de forage plus anciens à ce que la baisse des taux d'utilisation continue.

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



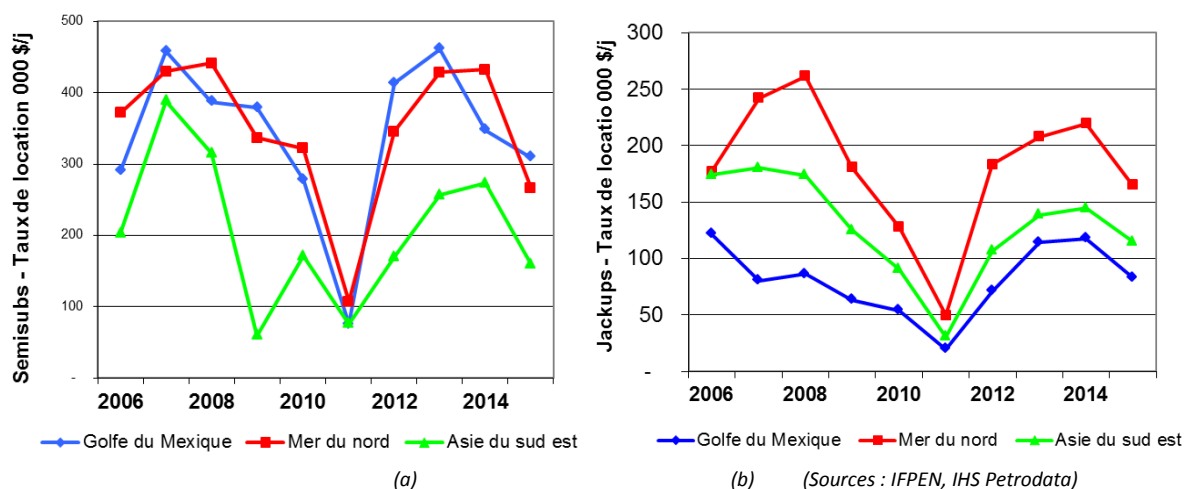
(Sources : IFPEN, IHS Petrodata)

• Taux de location des appareils de forages en mer

En 2014, excepté pour les semi-submersibles au Golfe du Mexique dont les taux de location avaient baissé de -25%, l'ensemble des taux de location des semi-submersibles et *jackups* avait augmenté et récupéré de la baisse de 2009 à 2011.

En 2015, la baisse des taux de location est générale quels que soient la région et le type d'appareils de forages. Pour les semi-submersibles, elle est de l'ordre de -40% pour la Mer du Nord et l'Asie du Sud-Est. Le Golfe du Mexique baisse un peu moins (-10%), les taux de location ayant déjà beaucoup chuté l'année précédente. Pour les *jackups*, la baisse sur un an est de l'ordre de -20% en Asie du Sud-Est et de -30% et -25%, respectivement dans le Golfe du Mexique et en Mer du Nord.

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



(a)

(b)

(Sources : IFPEN, IHS Petrodata)

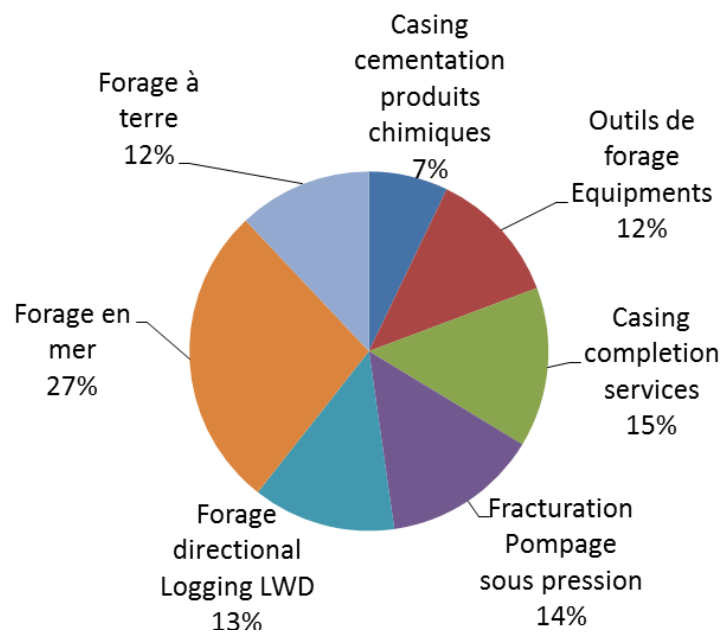
3.1.2. Marchés du forage, des équipements et des services autour du puits

En 2014, le marché global du forage et des services associés était de 277 G\$, en hausse de 10% par rapport à 2013. Compte tenu de la forte baisse d'activité du forage en 2015, le marché global devrait chuter cette année de 27% et s'établir à environ 200 G\$.

Le marché du forage en mer, avec un recul de 11% résiste cependant beaucoup mieux que le marché du forage à terre (-28%). Avec 55 G\$ en 2015, le marché du forage en mer représente désormais plus du double du forage à terre (24 G\$).

Les marchés les plus impactés sont ceux des services au puits et notamment celui de la fracturation hydraulique qui diminue de 38% sur un an. Les opérations de fracturation et de compression qui comptent pour 14% du marché global du forage, avaient suivi l'essor du développement des gaz de schiste aux Etats-Unis, ils représenteraient en 2015 un chiffre d'affaires de l'ordre de 27 G\$. Le marché des outils, équipements et produits de forage s'élèverait pour 2015 à 24 G\$, soit une baisse par rapport à 2014 de 26%. Le marché de la complétion, des *casing* et des services serait beaucoup plus impacté avec une chute de 35% à 29 G\$. Le marché du *logging* et du forage directionnel baisserait de 29% à 26 G\$.

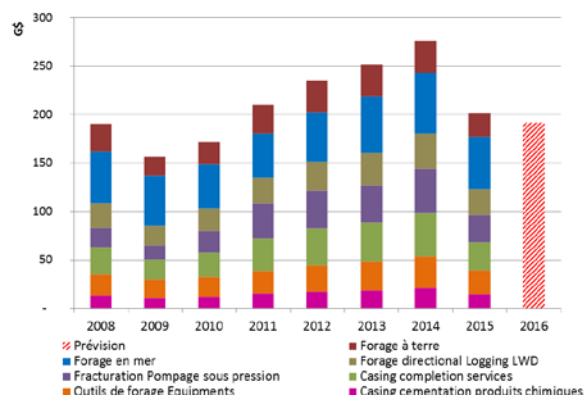
Figure 13: Estimation des divers segments de marché du forage en 2015.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

Pour 2016, en l'absence d'un rebond du prix du baril, le marché du forage pourrait poursuivre sa baisse (-6%) et atteindre 190 G\$. Il devrait cependant rester au-dessus des 150 G\$ correspondant au minimum de 2009, atteint avant l'essor du forage des réserves non conventionnelles aux Etats-Unis. Ce minimum, s'il était rejoint, correspondrait à une chute du marché de 23% en 2016.

Figure 14: Évolution depuis 2008 des segments de marché du forage et estimation du marché global en 2016.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

3.1.2.1. Marché du forage à terre

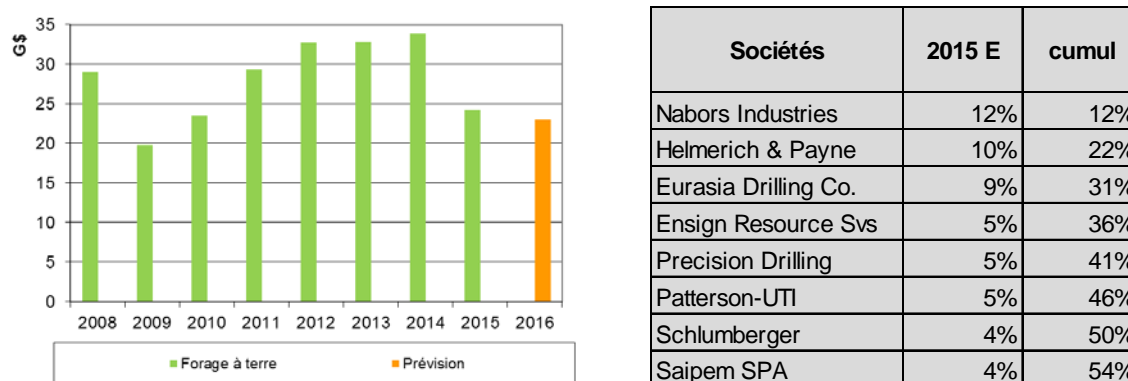
Le chiffre d'affaires de la seule activité de forage à terre a augmenté de 3% en 2014 et atteint le chiffre record de 34 G\$. Avec la baisse d'activité du forage des réserves non conventionnelles aux Etats-Unis, le marché devrait chuter en 2015 de 28% et atteindre 24 G\$.

54% du marché mondial du forage à terre sont détenus par 8 grands groupes et les deux tiers du marché par quatorze sociétés. Le leader étant toujours Nabors Industries avec 12% de part de marché, suivi par Helmerich & Payne (10%). Eurasia Drilling est en troisième position (9%).

Aux 4^{ième}, 5^{ième} et 6^{ième} places, trois sociétés se suivent: Ensign, Precision Drilling et Patterson-UTI, toutes les trois avec de l'ordre de 5% de parts de marché. Saipem et Schlumberger, dont le forage à terre *stricto sensu*, n'est pas le cœur de métier, sont respectivement à la 7^{ième} et 8^{ième} place.

Parmi les fortes baisses de chiffre d'affaires en 2015, on devrait trouver Ensign, Helmerich & Payne et Patterson-UTI avec des baisses allant de 30% à 40%. A l'opposé Eurasia Drilling et Ensign résistent mieux avec des baisses limitées de l'ordre de -10%.

Figure 15: Évolution du marché du forage à terre et parts de marché estimée en 2015 des principaux acteurs.



(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

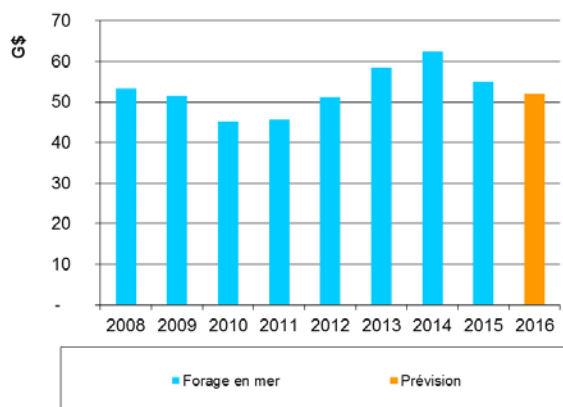
3.1.2.2. Marché du forage en mer

Le marché de la seule activité de forage en mer est deux fois plus important en valeur que celui du forage à terre. Il avait augmenté en 2014 de 6% et atteint le montant record de 62 G\$. En 2015, la baisse devrait être de l'ordre de 11%, soit nettement moins que pour le forage à terre (-28%) et le marché devrait se situer à environ 55 G\$.

Le marché du forage en mer est aussi extrêmement concentré puisque la moitié est détenue par 8 grands groupes et les deux tiers par 15 sociétés. Malgré une forte baisse de chiffre d'affaires en 2015, le leader du forage en mer reste Transocean avec 13% de part de marché. Seadrill et ENSCO sont toujours respectivement à la 2^{ième} et la 3^{ième} place avec pour chacun de l'ordre de 8% de part de marché.

Entre 4 % et 5% de parts de marché, on trouve Noble Drilling, Diamond Offshore et COSL. Cette dernière et Transocean devraient être très impactées en termes de chiffres d'affaires pour 2015. Rowan et Maersk, à la 7^{ième} et 8^{ième} place sont parmi les rares sociétés qui progressent en termes de chiffres d'affaires, avec respectivement +11% et +14%.

Figure 16: Évolution du marché du forage en mer et parts de marché estimées en 2015 des principaux acteurs.



Sociétés	2015 E	cumul
Transocean, Inc.	13%	13%
Seadrill	8%	21%
ENSCO	8%	29%
Noble Drilling	5%	35%
Diamond Offshore	4%	39%
COSL	4%	43%
Rowan Companies	4%	47%
Maersk Group	3%	50%

(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

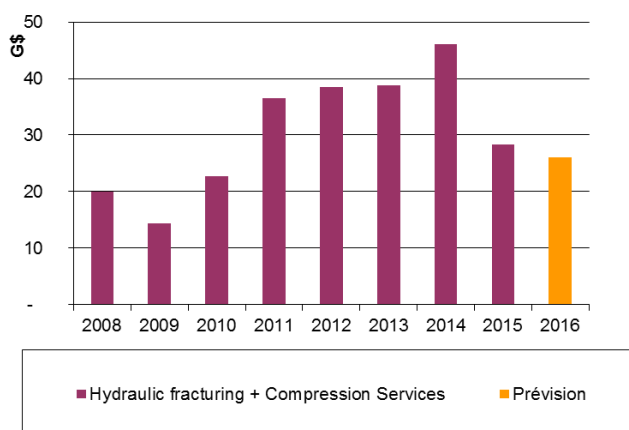
3.1.2.3. Marché de la fracturation

Le marché de la fracturation a atteint le niveau record de 46 G\$ en 2014, soit encore une augmentation de 20% sur un an. Après deux années de forte croissance à 60% en 2010 et 2011, le marché s'est stabilisé en 2012 et 2013 avec respectivement +3% et -4% de croissance.

Pour 2015, la chute est très forte (-38%), avec le ralentissement de la mise en production des réserves non conventionnelles, le chiffre d'affaires global de l'activité devrait s'établir autour de 28 G\$.

Neuf sociétés représentent 80% du marché. Les trois premières sociétés, Halliburton, Schlumberger et Baker Hughes concentrent 57% du chiffre d'affaires mondial. Sans cession d'actif, la fusion d'Halliburton et de Baker Hughes porterait à 38% la part de marché du nouveau groupe.

Figure 17: Évolution du marché de la fracturation et parts de marché estimées en 2015 des principaux acteurs



Sociétés	2015 E	cumul
Halliburton	27%	27%
Schlumberger	19%	46%
Baker Hughes	11%	57%
Calfrac Well Services L	5%	62%
C&J Energy Services	5%	67%
FTS International	5%	71%
Weatherford	4%	75%
Trican	3%	78%
Patterson-UTI Energy, I	3%	81%

(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

3.2. L'activité et le marché géophysique

La baisse du prix du baril et des investissements en Exploration Production se fait particulièrement sentir dans le secteur de la géophysique.

En 2015, la chute d'activité et de chiffre d'affaires est évaluée à 28%. Avec les démantèlements successifs de navires annoncés par les grands contracteurs, la part des navires désarmés est passée de quelques pourcents avant mi 2014 à 24 % en octobre 2015. Ceci permet d'enrailer la chute du nombre de navires en opération qui oscille désormais fin 2015 autour de 50%.

Octobre 2015, la baisse des prix a atteint globalement 30% sur un an aussi bien pour la sismique 3D, 2D ou les bateaux source. La baisse des prix des acquisitions semble cependant arriver à un point bas avec des marges réduites à néant pour les contracteurs.

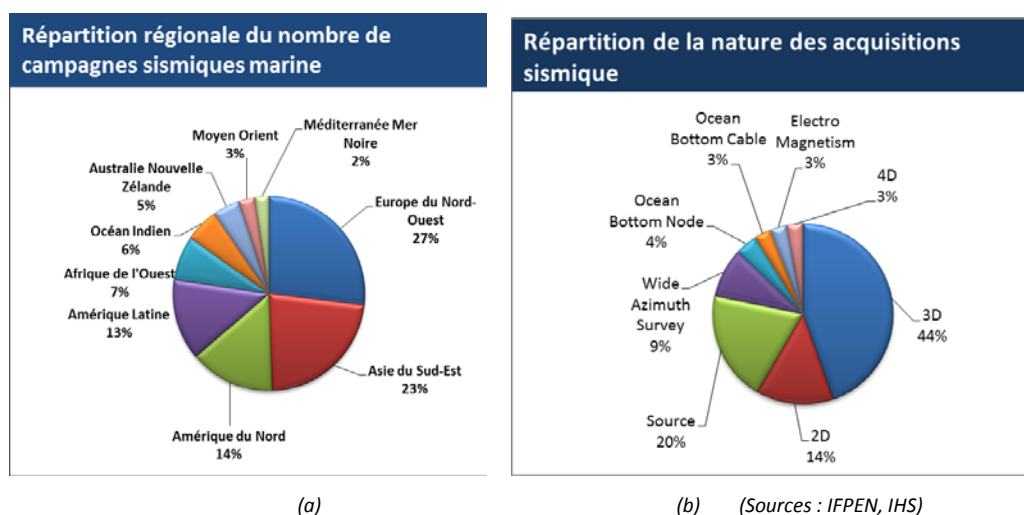
Les contracteurs dans leur ensemble ne s'attendent pas à une remontée prochaine des prix d'acquisition.

3.2.1. Activité de géophysique

Sur un an glissant, en octobre 2015, la baisse d'activité quel que soit le type d'acquisition marine s'amplifie par rapport à juillet. La baisse est de 27 % en cohérence avec la baisse des chiffres d'affaires constatée. Le rebond d'activité observé en juillet 2015, n'était que saisonnier, les conditions météorologiques au troisième trimestre étant généralement plus propices pour l'acquisition sismique marine.

Trois grandes régions restent actives en exploration sismique marine. La plus importante est l'Europe du Nord-Ouest qui concentre 27 % des acquisitions notamment en Mer du Nord, puis l'Asie du Sud-Est 23 % et l'Amérique du Nord avec le Golfe du Mexique 14%.

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



- **Progression de l'activité par région**

En octobre 2015, sur un an, seules deux régions progressent en nombre de campagnes marines. L'Amérique latine progresse de 60% avec la poursuite de l'exploration en mer dans l'Atlantique, et l'Asie du Sud-Est de 16%. Toutes les autres régions reculent ; la plus forte baisse est

en Afrique de l'Ouest (-44%) ; elle est de 25 % en Amérique du Nord et au Moyen-Orient. La région Méditerranée/Mer Noire est aussi en baisse (-18%), cette région ayant précédemment connu plusieurs grands succès en exploration, notamment en Méditerranée-Est. L'Europe du Nord-Ouest est stable en termes d'activité et l'Océan Indien en légère baisse (-6%).

- **Evolution de la nature des campagnes**

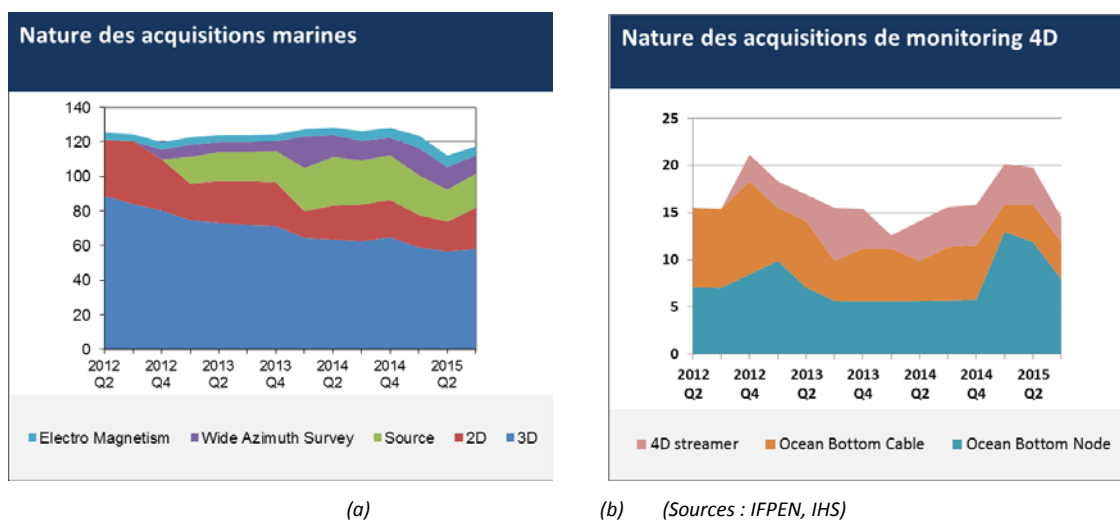
Sur le long terme, on observe que le nombre de campagnes 3D marines classiques stagne, alors que le nombre de campagnes 3D à large azimuth augmente. La sismique 3D évolue avec la complexité des objets géologiques à reconnaître.

L'avantage des campagnes 3D à large azimuth et qu'elles utilisent des bateaux sources pour obtenir un éclairage latéral des objectifs d'exploration. Ce type d'acquisition compte tenu de la surcapacité en navires d'acquisition est bienvenu.

Par rapport au deuxième trimestre 2015, on note un regain d'activité pour les campagnes marines 2D qui peut s'expliquer simplement dans un contexte de réduction des investissements par un coût globalement deux fois moindre que la 3D.

Concernant le monitoring sismique, le nombre de campagnes 4D par streamer reste limité à moins de cinq par an. Le nombre de campagnes avec câble de fond de mer (OBC) est du même ordre. On note mi-2015, un regain d'intérêt pour les campagnes avec enregistrement sous-marin par nœud.

Figure 19: Evolution du nombre de campagnes marine., (a) Campagnes sismiques et EM. (b) Campagnes de monitoring.

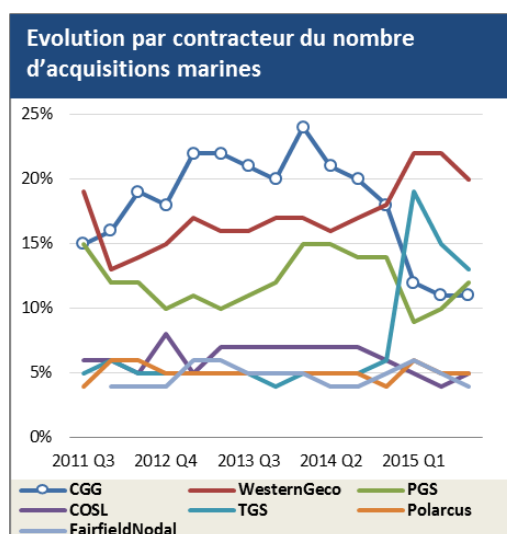


- **Répartition des campagnes par contracteur**

Si l'on considère le nombre de campagnes marines tirées par trimestre par les principaux contracteurs, on note trois types d'évolution depuis 2014 :

- les contracteurs ayant accru leur activité, WesternGeco (+5%) et TGS (+10) ;
- les contracteurs ayant ralenti leur activité, CGG (-10%) et PGS (-5%) ;
- les contracteurs ayant plus ou moins conservé leur niveau d'activité (stable).

Figure 20: Evolution par trimestre et par contracteur du nombre d'acquisitions marines



Historiquement, plus de 20 % des campagnes de sismique marine était réalisé par CGG. Depuis 2015 ce pourcentage a été réduit de moitié au bénéfice principalement de WesternGeco (Schlumberger), Petroleum Geo-Services (PGS) et TGS.

Concernant la sismique terrestre, c'est maintenant principalement un marché réservé aux compagnies chinoises du fait du faible coût de leur main d'œuvre.

- **Taux de location et d'utilisation des navires**

La baisse du prix du baril et des investissements dans l'amont impacte directement l'activité d'exploration et les prix des services, d'autant plus que le marché est en surcapacité de moyens d'acquisition malgré le démantèlement et la reconversion des navires les plus anciens.

- **Taux d'occupation des navires**

Depuis mi 2014, le taux de navire en opération (Figure 21a) est passé sous 60 % alors qu'il variait auparavant entre 60% et 80 %. Avec les démantèlements successifs de navire annoncés par les grands contracteurs, la part de navires désarmés est passée de quelques pourcents avant mi 2014 à 24 % en octobre 2015. Ceci permet d'enrailler la chute du nombre de navires en opération qui atteint désormais fin 2015 autour de 50%.

Le taux d'occupation des navires est à analyser en parallèle avec l'activité d'études *multi-client* et le taux de préfinancement de ces études. Les études *multi-clients* permettent de créer des bibliothèques de données sismiques sur des zones géographiques d'intérêt qui font l'objet de *round* d'attribution pour l'exploration. C'est une façon de rentabiliser des navires ou des équipements onéreux qui seraient inactifs.

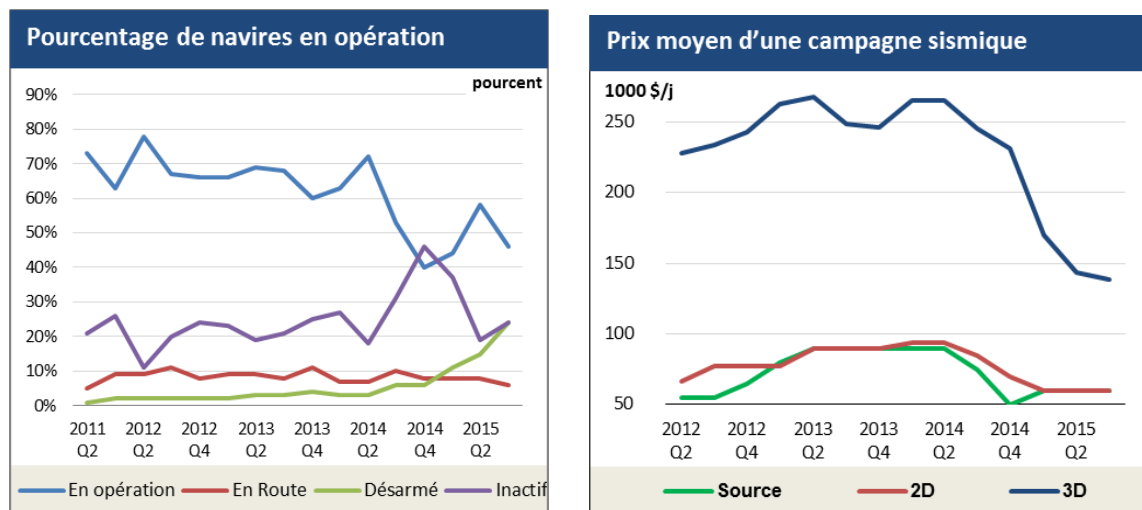
- **Prix des campagnes de sismique marine**

La surcapacité en moyens d'acquisition a enclenché une baisse des prix depuis 2014 (Figure 21 b). Le report des projets d'exploration a rendu la mise en concurrence des acteurs et les négociations beaucoup plus tendues. Octobre 2015, la baisse des prix a atteint globalement 30% sur un an pour les sismiques 3D, 2D ou les bateaux source.

Les prix des acquisitions semblent cependant arriver à leur point bas avec des marges réduites à néant pour les contracteurs. Ceux-ci dans leur ensemble ne s'attendent pas à une remontée prochaine des prix d'acquisition, le catalyseur étant une éventuelle remontée du prix du baril fin 2016.

Faute de trésorerie suffisante et étant donné la durée de la crise, un certain nombre d'acteurs tels que Dolphin et CGG sont obligés de lever des fonds auprès de leur actionnaires. Leur survie en dépend faute de trésorerie.

Figure 21: (a) Pourcentage de navires en opération, inactifs, désarmés et en route, (b) Prix moyen d'une campagne sismique marine 2D, 3D ou d'un bateau source, 1000 \$/j.



(Sources : IFPEN, IHS Petrodata)

3.2.2. Marché géophysique

En 2015, CGG et Schlumberger avec sa filiale Western-Geco se partagent 45%, soit un peu moins de la moitié du marché mondial de la géophysique. Au total, 77% du marché est aux mains de 8 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 Dolphin Geophysical et China Oilfield Services.

Le groupe d'études sismiques norvégien Dolphin Group a annoncé le 14/12/2015 avoir demandé une procédure de dépôt de bilan, le repli prolongé des cours du brut ayant fait baisser les missions allouées par les compagnies pétrolières.

En matière d'équipement, Sercel, filiale de CGG, reste le leader avec plus de 60% du marché mondial, suivi par ION et Geospace Technologies. Ce segment de marché est particulièrement impacté par la crise, étant donné le peu de demande en renouvellement de matériel ou en équipement de nouvelles équipes sismiques.

- **Segmentation du marché**

Le marché examiné regroupe différents secteurs de la géophysique :

- l'acquisition et le traitement de données géophysiques (sismique et électromagnétique). Les études géosciences, la vente de logiciel et le consulting sont comptabilisés dans le segment traitement de données- ;
- les équipements destinés à la mesure des données : capteurs, sources sismiques, laboratoire d'enregistrement.

- **Evolution du marché**

Depuis 2009, le marché s'était progressivement redressé pour retrouver en 2012 et 2013 un chiffre d'affaires de 16 G\$, légèrement supérieur au record de 2008 (Figure 22). Le segment des équipements géophysiques représente, suivant les années, de l'ordre de 10 à 14 % du marché global.

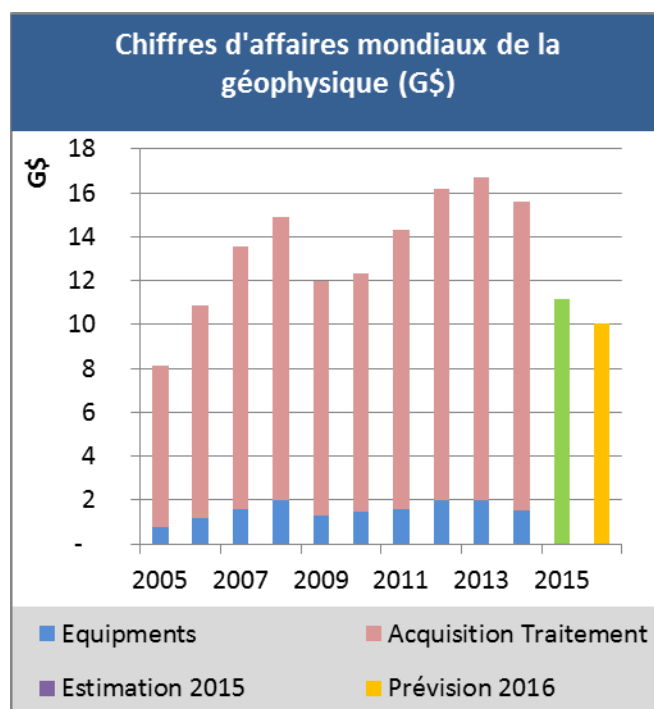
En 2014, la baisse du marché a été de 6 %, soit beaucoup moins que les 20 % attendus compte tenu de la surcapacité en moyens d'acquisition constatée cette année-là.

Pour 2015, malgré la rationalisation des moyens d'acquisition (démantèlement et recyclage des navires les plus anciens), les chiffres d'affaires des trois premiers trimestres de 2015 semblent indiquer une baisse de l'ordre de 28 % au niveau mondial. Le marché mondial serait alors à 11 G\$, soit un niveau inférieur à 2009.

Pour 2016, malgré les réductions conséquentes de la flotte de sismique marine, les professionnels de l'industrie n'entrevoient pas de remontée des prix d'acquisition sans une nette reprise de la demande de pétrole et une hausse de prix du baril.

Le chiffre d'affaires pour 2016 devrait donc encore baisser compte tenu des faibles perspectives du marché ; la baisse pourrait être de l'ordre de 10 %. Des acteurs fragiles pourraient disparaître, être rachetés ou déposer le bilan.

Figure 22: Marché de la géophysique (équipements et acquisition-traitement).

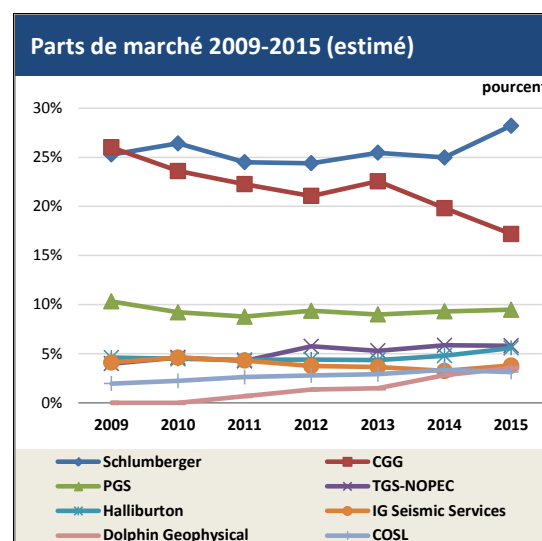


Les trois premiers trimestres montrent que les baisses des chiffre d'affaires des contracteurs pour 2015 iront de -20 % à -50 % par rapport à 2014. Le segment le plus touché est celui des équipements avec des diminutions de 50% à 70 %.

Pour les 8 premiers acteurs en termes de chiffre d'affaires, la baisse est un peu plus limitée, de 15 à 40 %. Si les chiffres d'affaires pour 2015 se confirment, l'écart de part de marché entre Schlumberger et CGG s'accroîtra, CGG perdant 4% de part de marché.

Figure 23 (a) Chiffres d'affaires 2015, évolutions annuelles et parts de marché des 7 premiers acteurs. (b) Evolution depuis 2009 des parts de marché.

Chiffre d'affaires 2015 estimé			
M\$	CA 2015e	2015e/2014	Parts %
Schlumberger	3 155	-19%	28%
CGG	1 923	-38%	17%
PGS	1 060	-27%	9%
TGS-NOPEC	650	-29%	6%
Halliburton	625	-17%	6%
IG Seismic Services	425	-16%	4%
Dolphin Geophysical	395	-10%	4%
COSL	350	-33%	3%



Sources : IFPEN, Spears & Associates

3.3. L'activité et le marché de la construction *offshore*

L'activité de construction des appareils de forages en mer, après avoir progressé de 5% en 2014, devrait baisser de 15% cette année. Avec la diminution de l'activité de forage en mer, le déclin de la construction de bateaux de forage s'amplifie (-27%) et double par rapport à 2014. Concernant les plateformes flottantes, les nouvelles constructions sont en recul sur un an de 11%. La baisse de la demande en FPS est du même ordre (-11%).

Avec un baril sous 50 \$ fin 2014, de nombreux projets en mer profonde et ultra profonde sont repoussés. Ces projets qui font appel à des installations sous-marines impactent ce secteur (*subsea*) qui avait connu les années passées de très fortes croissances.

Au global, le marché de la construction offshore devrait s'établir en 2015 à 55 G\$, soit un retrait de 18% par rapport à 2014, année record avec un chiffre d'affaires mondial de l'ordre de 67 G\$.

Tous les segments baissent. Celui de la construction offshore et ses services chutent de 22% alors qu'il était en progression régulière depuis 2010. Le segment des équipements sous-marins, auparavant très dynamique avec des croissances à plus de 10% par an se rétracte en 2015 de 12%. Les services à la production en mer (FPSO - Floating Production, Storage and Offloading) limitent pour le moment leur baisse à 5%.

Pour 2016, la baisse du marché de la construction offshore devrait s'accroître compte tenu des montants de CAPEX à investir et du coût de revient moyen des activités en mer profonde qu'on peut considérer autour de 60 \$/b.

3.3.1. Activités de construction *offshore*

3.3.1.1. *Activité offshore par région*

Dans le Golfe du Mexique, les opérateurs s'intéressent davantage au développement des champs existants qu'au lancement de nouveaux projets en mer coûteux. Néanmoins quelques grands projets ont vu le jour en 2015, comme celui de Shell pour Appomattox, ou de Anardarko pour Heideberg ou de Hess pour Stampede.

Le Golfe du Mexique concentre énormément d'installations de production qui ont généré en 2015 une grosse activité de démantèlement avec 27 plateformes fixes démantelées en 2015, la plupart étant des *jacket* acier.

Au Royaume-Uni, la production du plateau continental de Mer du Nord est en fort déclin. Les activités en croissance concernent le *plugging* des puits et le démantèlement des installations. Environ 27 champs du plateau continental ont cessé de produire en 5 ans, certains champs ayant anticipé leur fermeture avec la baisse du prix du pétrole.

D'ici 2025, il y aurait plus de 400 puits à *plugger*, 290 plateformes fixes à démanteler, 33 installations flottantes, 370 têtes de puits et structures sous-marines et 20 000 km de pipeline.

Néanmoins, la Mer du Nord concentre un grand nombre de champs Haute Pression et Haute Température (HPHT) représentant un vrai potentiel de ressources, mais aussi de défis technologiques pour être produits à un coût acceptable. Compte tenu du faible prix du baril actuel, le gouvernement du Royaume-Uni a décidé de modifier la fiscalité de ces champs, pour relancer l'activité de développement, notamment des champs ultra Haute Température et Pression.

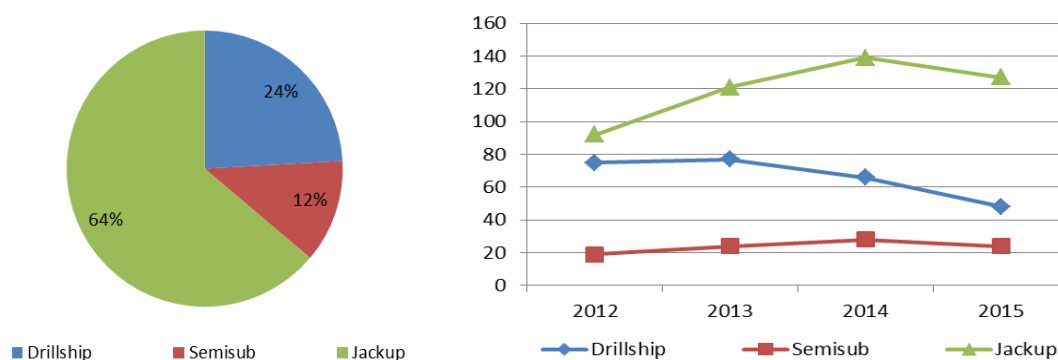
En Amérique du Sud, l'activité offshore du Brésil a été considérablement réduite suite aux scandales de corruption de la compagnie d'Etat Petrobras avec les sociétés d'engineering. L'absence de fournisseurs aptes à remplir les conditions d'emploi local, et la dépréciation de la monnaie brésilienne face au dollar ont aussi contribué à ralentir l'activité.

3.3.1.2. Activité de construction d'appareils de forage

Fin 2014, sur 233 ordres de construction d'appareils de forage en mer, 60% concernaient les *jackups*, 28% les semi-submersibles et 12% les bateaux de forage. Cela représentait sur un an une augmentation d'activité moyenne de 5%, qui bénéficiait principalement aux semi-submersibles (+17%) et *jackups* (+15%) alors que les constructions de bateaux de forage baissaient (-14%).

Fin 2015, avec la diminution du nombre de forages en mer dans le monde, on constate aussi une réduction des ordres de construction d'appareils de forage (-15%). La baisse la plus significative (-27%) concerne les bateaux de forage, mais l'évolution est également négative pour les semi-submersibles (-14%) et les *jackups* (-9%).

Figure 24 : (a) Répartition des constructions d'appareils de forage en 2015 par type. (b) Evolution de 2012 à 2015 du nombre d'appareils de forage en construction.



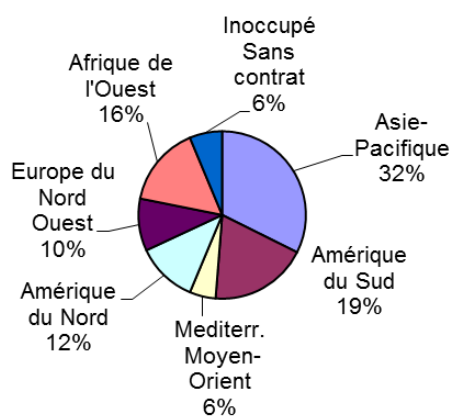
3.3.1.3. Plateformes flottantes (Floating Platform Systems ou FPS)

1. Flotte de FPS existante

Fin 2015, on dénombre dans le monde une flotte de l'ordre de 370 FPS. Leur nombre sur un an est en légère baisse (-2%). Les zones géographiques où la flotte recule sont l'Europe du Nord-Ouest (-9 unités), l'Afrique de l'Ouest (-5 unités) et l'Asie-Pacifique (-3 unités). Ces baisses sont compensées en grande partie par la seule zone qui augmente, l'Amérique du Sud (+13 unités).

Les FPS inoccupés représentent 6% de l'ensemble, leur part baisse sur un an de 10%. Les FPSO représentent les deux tiers environ des FPS. Ce sont les équipements les plus âgés et à simple coque qui sont le plus souvent sans contrat et destinés à un démantèlement proche.

Figure 25: Répartition géographique de la flotte de plateformes flottantes existantes fin 2015.



(Sources : IFPEN, IHS)

2. Flotte de FPS en construction

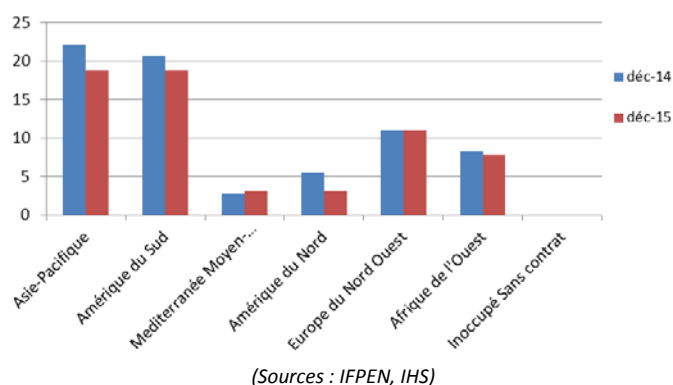
Fin 2015, on dénombre dans le monde 63 FPS en construction. Leur nombre sur un an est en baisse de 11%. L'Amérique du Sud et l'Asie-Pacifique, qui concentrent les deux tiers des constructions dans le monde, sont respectivement en baisse de 14% et 9%.

Le nombre d'unités en construction en Amérique du Nord passe en un an de 6 à 3 unités. L'activité des autres régions du monde est stable. Depuis 2013, aucune construction de FPS n'est engagée sans contrat futur à la clef.

En Amérique du Sud, Petrobras a repoussé fin 2015 les dates des appels d'offres pour les FPSO des champs de Libra et de Sepia. Les perspectives de production pour 2020 ont aussi été revues à la baisse, mais sont devenues plus réalistes, avec une prévision de 2,8 Mb/j en 2020, contre 4,2 Mb/j auparavant.

Le coût de revient de la production sous-marine anté-salifère brésilienne est estimée à environ 45 \$/b auquel il faut rajouter les coûts d'infrastructure pour l'exportation du gaz (7\$/b). Dans le contexte de prix du baril à moins de 50\$/b, les projets restent néanmoins viables compte tenu de la très forte productivité des puits qui est supérieure à 30 000 b/j d'huile.

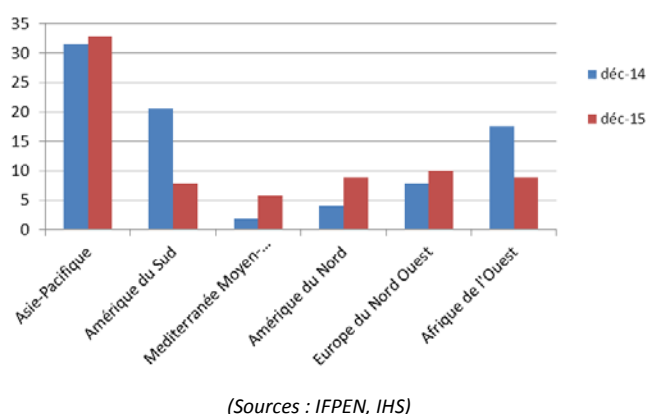
Figure 26: Nombre de plateformes flottantes en construction fin 2014 et fin 2015.



3. Demande de FPS jusqu'en 2020

Jusqu'en 2020, la demande de construction de FPS est de 74 unités toutes régions confondues, on note une baisse de 11% par rapport à fin 2014. La baisse provient majoritairement de deux régions, l'Amérique du Sud (-13 unités) et l'Afrique de l'Ouest (-9 unités). Elle est partiellement compensée par les perspectives de développement de la Méditerranée-Est (+4 unités) et de l'Amérique du Nord (+4 unités) et au maintien de de la demande de l'Asie-Pacifique et de l'Europe du Nord-Ouest.

Figure 27: Demande jusqu'en 2020 de plateformes flottantes par zone géographique, état fin 2014 et fin 2015.



3.3.1.4. Constructions sous-marines (Subsea)

La première installation *subsea* remonte à 1963. L'industrie du « subsea » et des vaisseaux de pose n'a véritablement décollé qu'au début des années 1990 avec le développement des activités en mer profonde (*deep offshore*).

De 1980 à 2012, au total, 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 aujourd'hui par l'Amérique du Sud et l'Afrique de l'Ouest qui sont des zones en forte croissance.

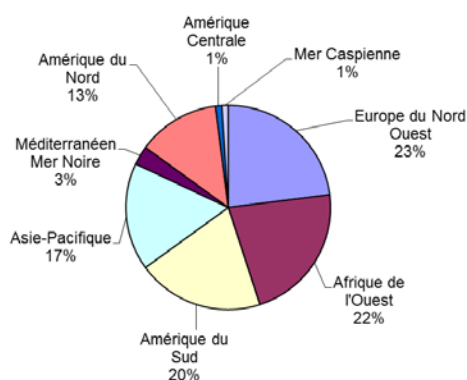
A mi-2014, plus de 300 projets sous-marins potentiels sont identifiés. 20% sont situés dans des profondeurs d'eau de 300 à 1500 mètres, et 16% au-delà de 1500 mètres. Le nombre de développements en eaux profondes continue d'augmenter car les ressources, par moins de 300 mètres de hauteur d'eau, ont été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

Cependant, 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. Avec un prix du baril inférieur à 50 \$, les projets les plus complexes en mer profonde et ultra profonde faisant appel au *subsea*, sont reportés.

La Figure 28 donne la demande de construction sous-marine sur la période 2013 à 2017. Cette demande correspondait à un contexte de prix du baril à 100\$ et est donc à relativiser.

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 28: Demande de construction subsea pour la période 2013 à 2017



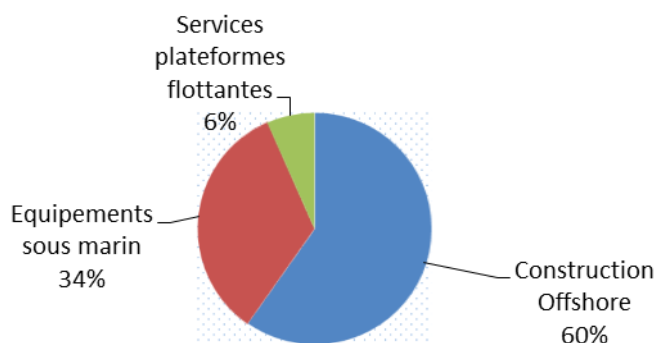
(Sources : IFPEN, IHS)

3.3.2. Marché de la construction offshore

Au global, le marché de la construction *offshore* devrait s'établir en 2015 à 55 G\$, soit en baisse de 18% par rapport à 2014 qui a été une année record avec un chiffre d'affaires mondial de 67 G\$.

On distingue principalement trois segments de marché, la construction *offshore* et ses services qui représentent 60% du marché global, les équipements sous-marins dont la part est de 34% et les services liés à la location de FPSO qui la part est de 6%.

Figure 29: Parts de marchés estimées en 2015 des trois segments de la construction *offshore*.



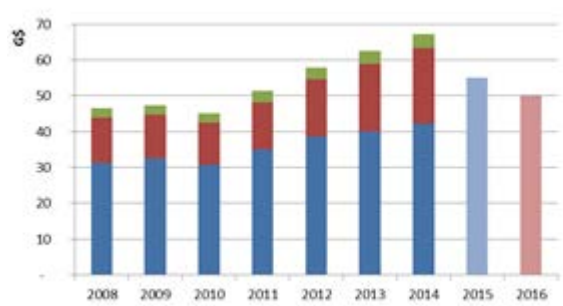
(Sources : IFPEN, IHS)

En 2015, tous les segments de marché baissent. Le principal, la construction *offshore* et ses services, voit son chiffre d'affaires chuter de 22% alors qu'il était en progression continue depuis 2010. Le segment des équipements sous-marins, auparavant très dynamique avec des croissances à plus de 10% par an baisse en 2015 de 12%. Les services à la production *offshore* (FPSO) limitent la baisse à 5%.

Les baisses de marché sont comparativement moins fortes qu'en exploration, mais le développement *offshore* est impacté par la chute du baril. Notamment les projets les plus complexes ou coûteux sont reportés ou annulés.

Pour 2016, avec un prix du baril qui devrait rester bas, le marché de la construction *offshore* devrait continuer à souffrir, les coûts de production en mer étant nettement plus élevés qu'à terre. Néanmoins, l'*offshore* restera pour les majors un moyen accès aux ressources incontournable.

Figure 30: (a) Marché de la construction *offshore*. (b) Parts de marchés 2015 estimées par compagnie.



Sociétés	2015	Cumul
Saipem SPA	13%	13%
Technip	9%	23%
FMC	9%	32%
Subsea 7 S.A.	9%	40%
SBM Offshore	5%	45%
McDermott	5%	51%
Cameron	5%	55%
Aker Solutions	4%	60%
KBR	4%	64%
Oceaneering Intl	3%	67%

(Sources : IFPEN, Spears & Associates)

Les deux tiers du chiffre d'affaires mondial sont détenus par 10 sociétés, dont l'activité est essentiellement la construction *offshore*. Parmi les leaders, on trouve Saipem avec 13% du marché mondial et Technip (9%), suivi ensuite par FMC et Subsea 7.

Dans le domaine spécifique des équipements sous-marins, le leader est FMC, suivi par Technip, et Cameron qui a été absorbé par Schlumberger en août 2015 pour 14,8 milliards de \$.

Concernant les services aux plateformes flottantes, le leader est SBM Offshore dont la spécialité est le FPSO.

Conclusion

Compte tenu du niveau extrêmement bas du prix du baril sur l'ensemble de l'année 2015, les opérateurs sont obligés de réaliser des arbitrages dans leurs choix d'investissement.

Le secteur de la géophysique qui se situe en amont de la chaîne Exploration-Production est le plus touché. Pour 2015, la baisse du marché de la géophysique pourrait être de 28% et ramener le marché mondial à un niveau inférieur à celui de la crise de 2009.

Le prix des services est au plus bas, les marges des contracteurs extrêmement réduites. La situation actuelle met en péril les acteurs les plus fragiles du secteur.

Les marchés du forage à terre et en mer baissent aussi. Notamment, l'activité à terre subit de plein fouet le ralentissement du forage pour la production non conventionnelle aux Etats-Unis. Cette activité très consommatrice de drains horizontaux et dont les puits ont une faible durée de vie avait dynamisé le marché du forage ces dernières années. Le forage en mer résiste mieux que le forage à terre mais enregistre néanmoins une baisse de 11%.

Le marché de la construction offshore, tiré historiquement par les activités sous-marines baisse de 10%. Les projets les plus complexes et coûteux, notamment en mer profonde et ultra profonde sont repoussés. La moitié des ressources en mer profonde nécessite un prix du baril à 60\$ pour assurer un taux de retour sur investissement de 10%.

Sans retournement majeur des perspectives économiques mondiales et hausse sensible du prix du baril, on peut s'attendre en 2016 à une stagnation voir une poursuite de la dégradation des marchés, bien que les niveaux les plus bas semblent proches.

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

	2014	2015	2016
Investissements E&P	+3%	-21%	-10%
Marché Géophysique	-6%	-28%	-10%
Marché Forage			
à terre	+3%	-28%	-5%
en mer	+6%	-11%	-10%
Marché Construction offshore	+8 %	-18%	-10%

4. 2015, une bouffée d'air pour le raffinage

Le secteur du raffinage a bénéficié en 2015 d'un environnement favorable : baisse du prix du brut et relative bonne tenue des cotations essence et distillats moyens pour des raisons liées en grande partie à l'augmentation de la demande en carburants routiers, en particulier dans les pays de l'OCDE.

Les marges brutes de raffinage (différence entre la valorisation des produits raffinés et le cours du pétrole brut) se sont ainsi envolées sur la première moitié de l'année 2015, y compris en Europe où la marge sur Brent a atteint un niveau que l'on avait plus connu depuis 2012.

Cette hausse des marges de raffinage été plus que bienvenue pour les compagnies pétrolières intégrées qui sur la même période devaient supporter la forte baisse de revenu de leur activité amont. Outre la bonne tenue des marges, l'année 2015 est également confortée par une stabilisation voire une baisse des coûts industriels. Dans ce contexte les compagnies ont continué d'investir et les dépenses mondiales de l'industrie du raffinage se sont accrues de plus de 15% en 2015.

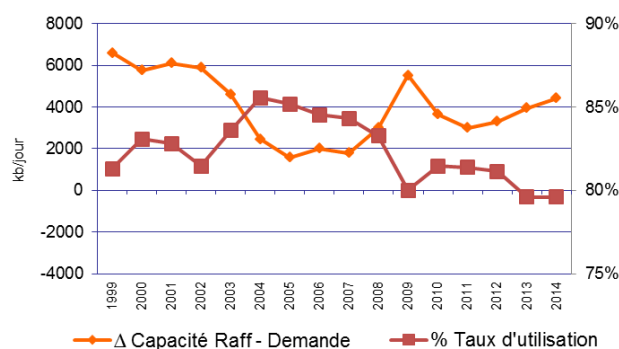
En dépit de cette amélioration, ce secteur continue de faire face à des difficultés structurelles importantes liées à des surcapacités significatives et à une forte compétition. Le retournement de tendance semble déjà s'annoncer. Sur le deuxième semestre de l'année 2015, les marges de raffinage sont en baisse dans toutes les régions y compris aux Etats-Unis. Les niveaux record des stocks de brut et de produits, la montée en puissance des raffineries ultramodernes du Moyen-Orient, la guerre commerciale entre les raffineurs russes, indiens, asiatiques pour placer leurs produits sur les marchés exports pèseront fortement sur les marges à moyen terme et sur les investissements pour 2016. Les estimations des dépenses pour 2016 sont plus modérées, elles tablent sur une stabilisation globale, les industriels redoutant la volatilité des marges.

Il y a une incertitude sur le long terme, cela se traduit notamment par un ralentissement des projets planifiés depuis trois ans. Malgré ce ralentissement les surcapacités demeurent en raison de la moindre croissance de la demande. Cette orientation se confirme dans les prévisions à moyen terme où un nouveau cycle de croissance des excédents de capacité devrait se dessiner notamment à partir de 2018 avec la mise en opération de nombreux projets actuellement envisagés.

4.1. Persistance des surcapacités et baisse des taux d'utilisation

Après une phase de baisse prononcée des surcapacités au niveau mondial entre 2009 et 2011 – passant de 5,5 Mb/j en 2009 à 2,9 Mb/j en 2011- la tendance s'inverse à partir de 2012. A partir de cette date et contrairement à la période 2003-2008, la croissance de la demande mondiale tend à ralentir pendant que les capacités de raffinage continuent de croître fortement. En 2014 les surcapacités s'élevaient à 4,4 Mb/j, contre un point bas à 2 Mb/j en 2007. Le taux d'utilisation des raffineries tend à diminuer légèrement.

Figure 31: Monde, surcapacités de raffinage et taux d'utilisation des raffineries



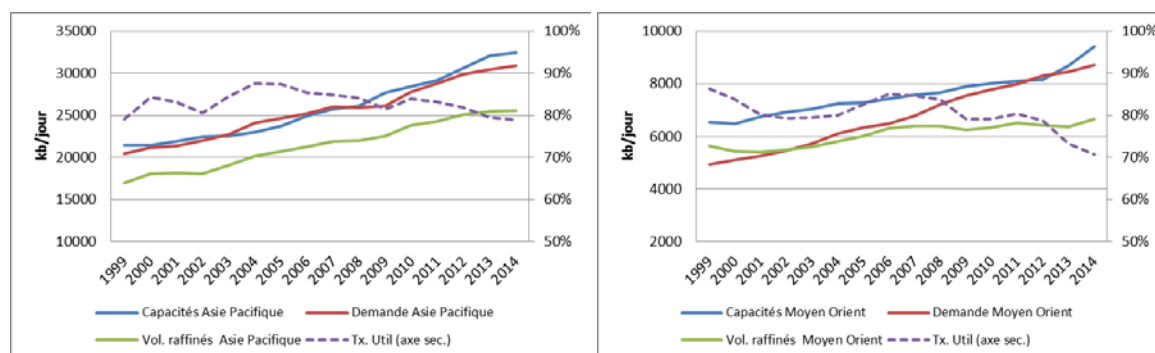
Source: IFPEN à partir de BP Statistical Review of World Energy 2015

Les situations sont cependant contrastées suivant les régions.

En Asie-Pacifique et au Moyen-Orient, la construction de nouvelles capacités de raffinage se poursuit parallèlement à une demande toujours en forte progression. Les projets à moyen terme sont nombreux.

Il est paradoxal de constater la coexistence à la fois d'un volume important de projets à moyen terme et de faibles taux d'utilisation des raffineries dont la tendance est au demeurant à la baisse depuis le début de la décennie. En 2014 ces taux sont inférieurs à 80% (79% pour l'Asie Pacifique et 71% pour le Moyen Orient). Dans le cas de la Chine, la faiblesse du taux de marche s'explique surtout par l'existence d'un marché encore atomisé incluant une forte proportion de petites structures obsolètes (« Teapots », 20% des capacités du pays).

Figure 32: Asie et Moyen Orient, surcapacités de raffinage, taux d'utilisation des raffineries et brut traité.



Source: IFPEN à partir de BP Statistical Review of World Energy 2015

L'Amérique du Sud & Centrale diffère des régions précédentes en ce sens que malgré une augmentation importante de la demande, le niveau des capacités de raffinage reste stable. Depuis trois ans la demande est supérieure aux capacités existantes de raffinage. Les taux d'utilisation, relativement faibles historiquement, s'améliorent depuis quelques années répondant ainsi à l'augmentation de la demande.

En **Europe** et aux **États-Unis** les situations ne sont pas les mêmes : alors que le déficit de capacités qui caractérise les États Unis diminue depuis quelques années, en Europe les surcapacités persistent.

La relative amélioration de la situation aux États Unis s'explique par l'évolution de la demande et par une quasi-stagnation des capacités de raffinage. En Europe, demande et capacités- diminuent sensiblement au même rythme, avec un taux d'utilisation des raffineries stable depuis cinq ans. Dans ce contexte on observe à moyen terme une situation quasi-inchangée en termes de surcapacités, avec tout de même une légère inflexion à partir de 2012. La consommation pétrolière ne devrait pas retrouver les niveaux d'autrefois même en cas de reprise économique, la réduction de l'intensité énergétique globale et l'amélioration de l'efficacité énergétique devraient soutenir une sobriété énergétique durable.

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

Pour **2015**, l'AIE a révisé à la hausse ses prévisions de croissance de la demande mondiale, dopée par les prix bas, pour atteindre 94,6 millions de b/j, cela représente une hausse de 1,8% de la consommation mondiale de brut en 2015, et de 1,4% en 2016, à 95,8 Mb/j, résultat d'un raffermissement de la reprise mondiale.

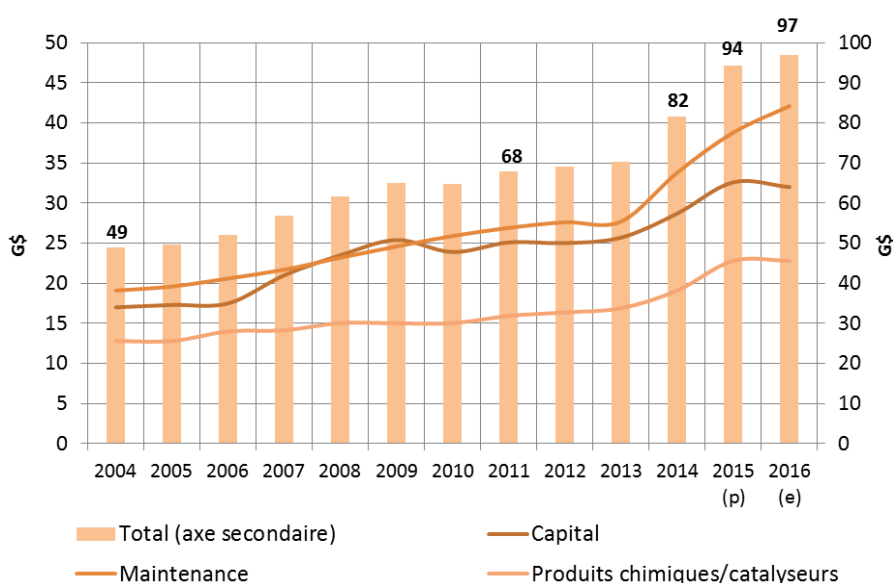
Du côté raffinage, la mise en place de nouvelles capacités à moyen terme progresse rapidement – voir plus en détail ci-après – malgré la remise en question ou retards annoncés d'un certain nombre de projets, répondant ainsi à la progression de la demande.

Cependant ces perspectives restent tout de même fragiles si l'on s'appuie sur les prévisions de croissance économique pour 2016 de la Banque Mondiale qui table sur un frein de la croissance mondiale pour l'année en cours.

4.2. Rétablissement des marges de raffinage et augmentation des dépenses de maintenance

L'évolution globale des capacités de raffinage s'accompagne d'un accroissement sensible des flux globaux d'investissements. Entre 2014 et 2015 les prévisions montrent que l'ensemble des dépenses s'est accru de 15,5% passant de 82 milliards de \$ à 94 milliards de \$ malgré la chute du prix du pétrole à partir de mi 2014. Les trois postes de dépenses considérés –capital, maintenance et produits chimiques/catalyseurs- contribuent à ce résultat avec des accroissements plus ou moins homogènes, respectivement 13.6%, 14.8% et 19.4%.

Figure 33: Historique des dépenses mondiales de l'industrie du raffinage (milliards de \$)



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

4.2.1. Marges de raffinage en progrès

L'année 2015 est une année favorable aux investissements dans le raffinage. Les marges de raffinage restent élevées dans les pays de l'OCDE grâce à l'augmentation de la demande de carburants routiers. La marge sur Brent a atteint les \$10/bbl, un niveau que l'on avait plus connu depuis 2012. En moyenne sur l'année elle atteint les \$7.0/bbl un record pour une région pourtant caractérisée par ses excédents de capacité et sa demande atone.

Les prix du brut ont chuté plus fortement que ceux de l'essence, du diesel et du kérosène. Aux Etats Unis les marges de raffinage sont globalement élevées en 2015, la hausse de la demande d'essence notamment aux Etats-Unis et en Asie a-poussé les marges à des niveaux jamais vus depuis 2008. Des grèves survenues dans les raffineries aux Etats Unis ont également contribué à la hausse des marges.

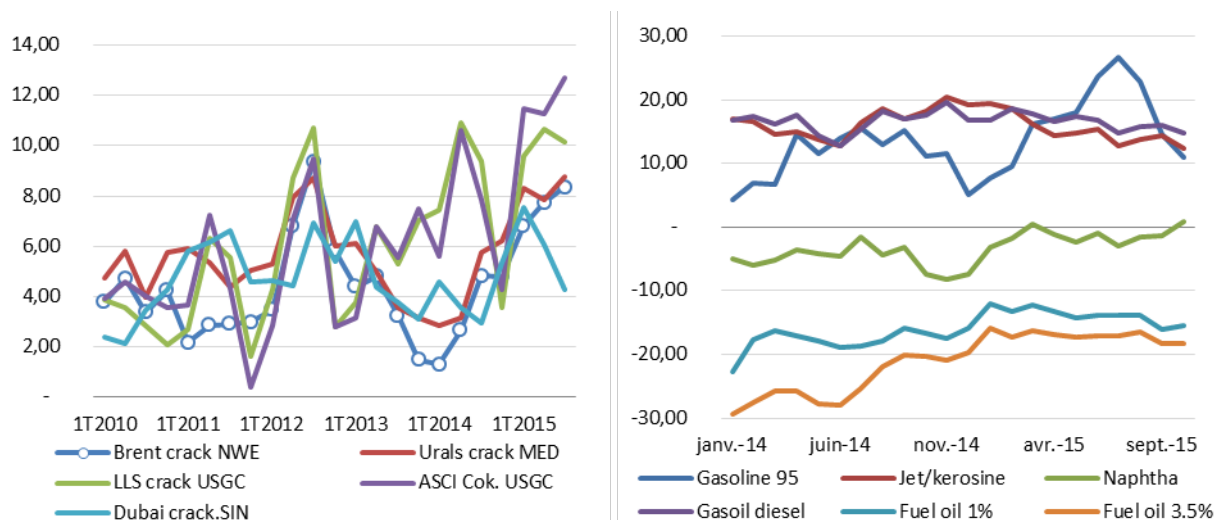
Les raffineurs ont profité de cet environnement économique favorable en opérant au maximum de capacités et en relançant les investissements. Aux Etats Unis les raffineries tournent à plein régime avec un taux d'utilisation global qui dépasse actuellement les 90%.

En Europe, le nombre de raffineries en arrêt pour maintenance est actuellement au plus bas. En effet les raffineurs ont programmé pour le mois d'octobre des opérations de maintenance n'affectant qu'une capacité de 300 000 barils de brut par jour, soit un tiers de moins par rapport aux opérations

programmées en 2014 sur la même période. La maintenance, entravant une capacité supérieure ou égale à 500 000 b/j, est reportée au mois de mars ou avril 2016².

Cependant beaucoup de spécialistes pensent que ce rebond ne devrait pas durer, résultant de facteurs plutôt conjoncturels, les surcapacités constatées devraient peser à terme sur les marges.

Figure 34: Marges de raffinage (US\$/bbl) et EU Cracks Produits (US\$/tonne)



Source : Argus

4.2.2. Compagnies pétrolières, redressement de la branche raffinage

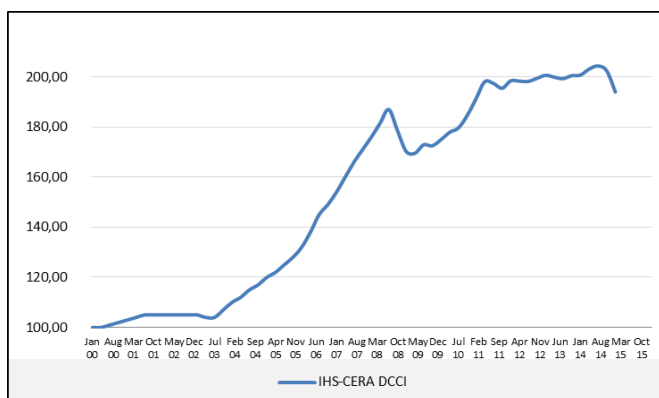
Dans ce contexte, les compagnies pétrolières affichent des résultats globalement positifs en 2015 et, une fois n'est pas coutume, le raffinage se porte mieux que l'amont pétrolier qui affiche souvent des résultats en déficit. Les branches raffinage des compagnies comme ExxonMobil, Esso SAF, Total, Shell, Eni, Chevron, ... ont connu un vrai rebond de leur activité permettant de limiter les effets dévastateurs du pétrole bon marché. Le résultat opérationnel net ajusté de la branche raffinage-chimie présenté par Total atteint 1,1 milliard de dollars au premier trimestre 2015³, trois fois plus qu'en 2014.

4.2.3. Stabilisation des coûts industriels

On constate une stabilisation voire une baisse des coûts de conception et de construction en 2015. Pendant de nombreuses années la situation inverse s'était imposée avec une hausse continue des coûts industriels. Dans ce contexte, industriels et financiers avaient adopté un comportement prudent face à l'investissement - « cost concious »- en étant plus sélectifs sur le choix des projets à mettre en œuvre.

Figure 35: Indice de la construction des raffineries – IHS CERA, base 100 :2000

Aujourd'hui, le renversement de tendance constitue un facteur favorable à l'investissement. Cependant les incertitudes du marché et la prudence compréhensible des raffineurs, notamment en Europe, habitués à subsister avec des marges fréquemment faibles incitent à une certaine modération pour 2016.



².BIP 21/09/2015

³ Le groupe français a aussi bénéficié des restructurations engagées depuis trois ans.

4.2.4. 2016, augmentation de dépenses de maintenance et baisse des dépenses de capital

Pour 2016 on estime une nouvelle augmentation des dépenses globales mais à un rythme considérablement moins élevé que les deux années précédentes. En effet la croissance attendue pour 2016 n'est que de 2.9% comparée aux 16.1% et 15.5% en 2014 et 2015 respectivement. Les dépenses globales devraient atteindre 97 milliards de US\$. Ce frein sur les dépenses en 2016 est principalement imputable à la baisse des dépenses de capital (-1.8%) et au statu quo sur les dépenses en produits chimiques et catalyseurs. Seules la maintenance (+8.5%) enregistre une légère augmentation. Cela s'explique par le fait que les raffineurs ont massivement tendance à repousser certaines opérations de maintenance (notamment celles qui impliquent un arrêt de l'appareil industriel) initialement prévues en 2015 à 2016, de manière à profiter des marges de raffinage le plus longtemps possible.

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

	2012	2013	2014	2015 (p)	2016(e)
Investissements	25.0	25.7	28.7	32.6	32.0
Maintenance*	27.6	27.7	33.8	38.8	42.1
Catalyseurs et produits chimiques	16.4	16.9	19.1	22.8	22.8
Total	69.0	70.3	81.6	94.2	96.9

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

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

Au-delà de l'explication sur les marges de raffinage, les industriels vont privilégier en 2016 l'optimisation des activités de maintenance. Les dépenses de celle-ci devraient enregistrer pour la troisième année consécutive une croissance soutenue.

Par ailleurs, les raffineries ont tendance à externaliser de plus en plus leurs services de maintenance dont la part de la main-d'œuvre tend à s'accroître. Celle-ci représente 60% du budget maintenance, les 40% restants concernent des dépenses d'équipements et matériels.

De leur côté, les dépenses de capital devrait rester à un niveau proche de 2015 qui est historiquement élevé.

Affaire Volkswagen, difficultés pour le secteur automobile et coup de pouce pour le raffinage européen :

Le diesel, déjà fortement remis en cause pour des questions de pollution, risque de subir de plein fouet les conséquences de l'affaire Volkswagen et de voir son déclin se précipiter sur le marché automobile dans les années à venir. La réduction des avantages fiscaux dont bénéficie actuellement le diesel en Europe, annoncé bien avant le scandale de la firme allemande, va probablement s'accroître. La France serait favorable à mettre fin aux avantages fiscaux d'ici 2020. De plus la norme Euro VI, applicable depuis septembre 2015 sur les voitures neuves, pourrait être accompagnée de tests sur le CO2 et les oxydes d'azote, qui se traduirait par une baisse de la compétitivité du diesel sur les petits véhicules. La Commission Européenne semble favorable.

L'enjeu est aussi important pour le raffinage qui pourrait tirer profit de cette situation. Il est bien connu que les raffineries européennes et particulièrement françaises, sont orientées majoritairement vers la production d'essence plutôt que de diesel alors que le marché est inversement orienté.

Un meilleur équilibre entre offre et demande serait certainement une bonne nouvelle pour les raffineurs.

4.3. Malgré une tendance à la modération, l'Asie demeure l'Eldorado des investissements

Les projets analysés ici portent dans un premier temps sur les unités de distillation atmosphérique et ensuite sur les unités de conversion dans le monde, à partir de projets recensés en 2015⁴.

4.3.1. Nouvelles capacités de distillation atmosphérique

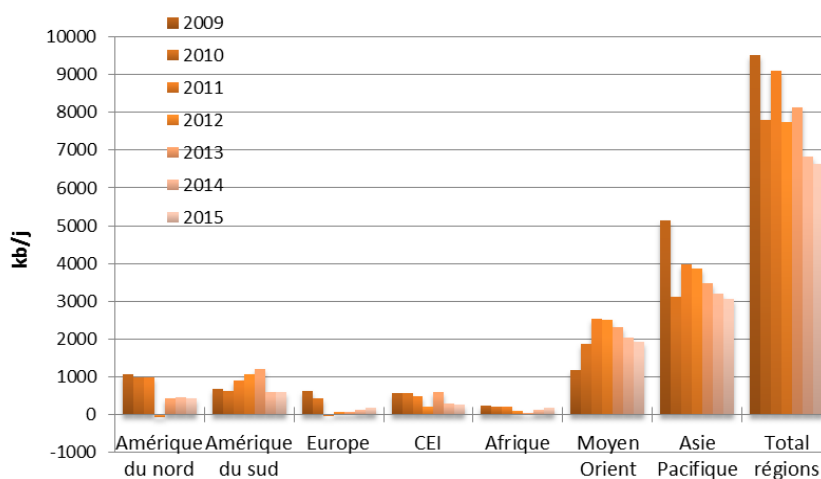
- Evolution à moyen terme

Globalement la tendance est à la diminution des projets année après année depuis 2011. Cette année-là, les projets atteignaient un volume de 9.0 Mb/j de capacités supplémentaires ; en 2015, ce chiffre n'est plus que de 6.6 Mb/j (7% de la capacité actuelle de distillation atmosphérique dans le monde), soit une diminution de 27% en quatre ans (Fig.35). Cette tendance est marquée par les évolutions au Moyen Orient et en Asie Pacifique où les nouveaux projets ont connu une diminution d'environ 25%. Ces deux régions couvrent à elles seules les trois quart des projets identifiés en 2015. D'ici 2020, parmi les grands projets (>à 150 kb/j), 2.0 Mb/j sont prévus en Asie Pacifique dont 1.4 Mb/j en Chine, et 1.5 Mb/j au Moyen Orient. Les autres régions restent stables (Amérique du Nord et du Sud et la CEI) ou progressent légèrement (Europe et Afrique).

La majorité des projets constatés (55%) en 2015 sont prévus pour 2018 et au-delà, alors qu'habituellement ils se situent plutôt en début de période. Entre 2016 et 2017 seulement 30% des projets devraient être réalisés ; dans les exercices 2012 et 2013 cette part oscillait entre 45% et 50%. Les nombreux reports de projets à partir de 2014 sont à l'origine de ce phénomène.

Trois raffineries importantes ont été mises en service en 2015 qui viennent s'ajouter aux capacités existantes : la raffinerie de Ruwaï à Abu Dhabi (expansion de 400 kb/j), la raffinerie Yasref (Yanbu) en Arabie saoudite (400 kb/j) et Paradip en Inde (300 kb/j). Au total l'année 2015 devrait encore accueillir 1.7 Mb/j.

Figure 36: Projets de raffinage - capacités de distillation par régions géographiques



Source: IFPEN d'après des données KBC

Entre 2014 et 2015, la situation est restée globalement proche avec toutefois une légère diminution en 2015 (-3%). En comparant les deux années on constate que les nouvelles capacités (nouvelles usines + extensions) prévues sont en diminution alors que les projets de fermetures de

⁴ Parmi les projets annoncés, il convient de distinguer les projets dits "probables" qui ont une probabilité élevée de réalisation et les projets dits "possibles" qui correspondent plutôt à des annonces et dont la probabilité de réalisation est moindre. Nous tenons compte ici uniquement des projets probables.

raffineries/unités ont été moins importants en 2015 (Figure.37). En outre on observe que les projets d'extension de raffineries dépassent en volume (et en nombre) les projets de nouvelles installations.

Les principaux projets dont la capacité de raffinage est égale ou supérieure à 150 kb/j:

○ Sinopec, Zenhai Refining, Chine Est	240 kb/j	2016
○ CNOOC, Huizhou (Guangdong), Chine Sud Est	200 kb/j	2018
○ Sinopec/KPI/Total, Donghai Island, Chine Sud Est	300 kb/j	2018
○ PetroChina/PDVSA, Jienyang, Guangdong, Chine Sud Est	400 kb/j	2019
○ PetroChina, Kunming, Yunnan, China Sud-Ouest	260 kb/j	2016
○ Petronas, RAPID Refinery, Pengerang, Johor, Malaisie	299 kb/j	2020
○ CPC, Talin, Taiwan	150 kb/j	2016
○ PetroVietnam/KPC/Mitsui/Idemitsu-Nghi Son, Vietnam	200 kb/j	2018
○ Turcas/Socar, Aliaga Star, Turquie	214 kb/j	2018
○ KNPC, Mina Abdullah, Koweït	264 kb/j	2018
○ KNPC, Al Zour, Koweït	615 kb/j	2020
○ Oman Refineries & Petrochemicals/IPIC, Duqm, Oman	230 kb/j	2020
○ Saudi Aramco, Jazan, Arabie saoudite	400 kb/j	2020

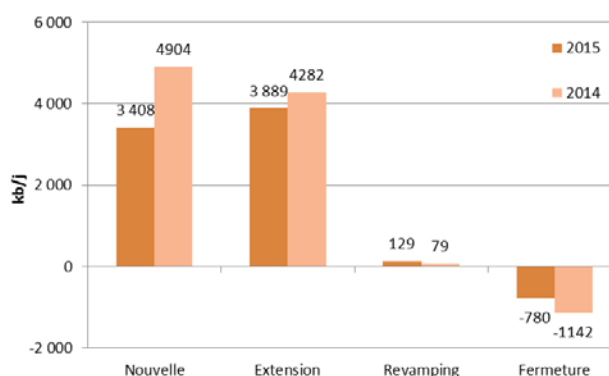
Source: IFPEN d'après des données KBC

• Réductions de capacités (fermetures et transformations)

– Depuis 2010, les réductions de capacités par fermetures ou transformation ont atteint 7.8 Mb/j, répartis de façon homogène entre le continent européen et l'Amérique du Nord/Caraïbes (34% chacun), le reste provient de la zone Asie Pacifique (Fig.37). Pour l'Europe cela représente 20% des capacités existantes en 2010, pour l'Amérique du Nord 14% et pour l'Asie Pacifique 8.5%. La France à elle seule enregistre près d'un tiers des réductions de capacités en Europe avec 725 kb/j (43% des capacités existantes en 2010).

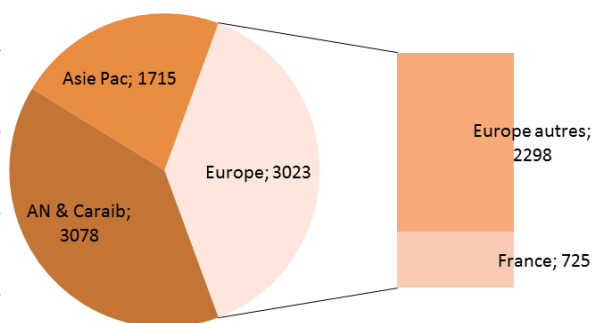
En Amérique du Nord, les fermetures se concentrent essentiellement entre 2010 et 2013, période pendant laquelle 1.3 Mb/j ont été détruits. En Europe, ce processus s'étale sur toute la période entre 2010 et 2015, atteignant 3.0 Mb/j cumulés, et se poursuivra probablement dans les années à venir.

Figure 37: Capacités additionnelles de distillation atmosphérique par type d'évolution 2014-2015



Source: IFPEN d'après des données KBC

Figure 38: Réduction de capacités de raffinage depuis 2010 (fermetures/transformation)



Source: IFPEN

En France, les réductions de capacités concernent six raffineries: Petroplus –Reichstett, Petit Couronne; Total –Dunkerque, Gonfreville (unités de distillation atmosphérique), La Mède; LyondellBasell – Berre.

En Asie Pacifique près de 60% des fermetures de raffineries concerne le Japon (770 kb/j) s'étalant globalement sur toute la période avec un pic en 2014 (520 kb/j).

– En 2015, 710 kb/j ont été détruits dans le monde dont 436 kb/j en Europe, seulement 54 kb/j en Amérique du Nord et 220 kb/j en Asie Pacifique. En Europe, Total a annoncé une réduction de moitié de la capacité de la raffinerie de Lindsey au Royaume Uni pour la ramener à 100 kb/j, ce qui se traduira par la fermeture d'un certain nombre d'unités dont une unité de distillation atmosphérique et un reformeur. Total a annoncé également la reconversion de la raffinerie de La Mède vers la production de biocarburants. Tamoil a de son côté annoncé l'interruption des activités de la raffinerie de Collombey en Suisse sans toutefois annoncer la fermeture de celle-ci. Aux raffineries européennes il faut ajouter les raffineries de Chevron, Kapolei située aux Etats Unis (54 kb/j) et de CPC Corporation, Kaohsiung à Taiwan (220 kb/j).

– Les projets de réductions de capacités prévus en 2015 et qui s'étalent jusqu'en 2020 concernent essentiellement le Moyen Orient avec 560 kb/j supplémentaires, notamment au Koweït (400 kb/j). 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. Il est prévu de réduire d'environ 10% ces capacités de raffinage, soit 400 000 b/j sur les de 3,95 millions de b/j de capacités du pays. La Chine de son côté va probablement continuer à fermer ses raffineries peu compétitives mais les données les concernant sont difficiles à obtenir.

– La volatilité des marges de raffinage peut orienter celles-ci dans les mois à venir vers des niveaux moins favorables qu'actuellement. Dans cette hypothèse, la persistance des excédents au niveau mondial peut peser sur les marges et du même coup fragiliser des raffineries les moins rentables, les plus vétustes, de petite taille et non adaptées aux besoins du marché, nécessitant d'importants investissements de transformation. Néanmoins le bas niveau du prix du pétrole qui devrait se poursuivre au moins jusqu'en 2016, encourage la consommation de produits pétroliers (notamment dans les zones où ils sont peu taxés) et contribue à garantir un environnement favorable au maintien des marges. Beaucoup d'incertitudes demeurent cependant sur le court et moyen terme rendant toute prévision pour le moins hasardeuse.

Les projets de fermetures d'unités de distillations atmosphériques à moyen terme, situation en 2015:

○ NIS, Novi Sad, Serbie & Montenegro	60 kb/j	2016
○ KNPC, Mina Abdullah, Koweït	80 kb/j	2018
○ KNPC, Mina Al-Ahmadi, Koweït	120 kb/j	2018
○ KNPC, Shuaiba, Koweït	200 kb/j	2020
○ Saudi Aramco, Jeddah, Arabie saoudite	100 kb/j	2020

Source: IFPEN d'après des données KBC

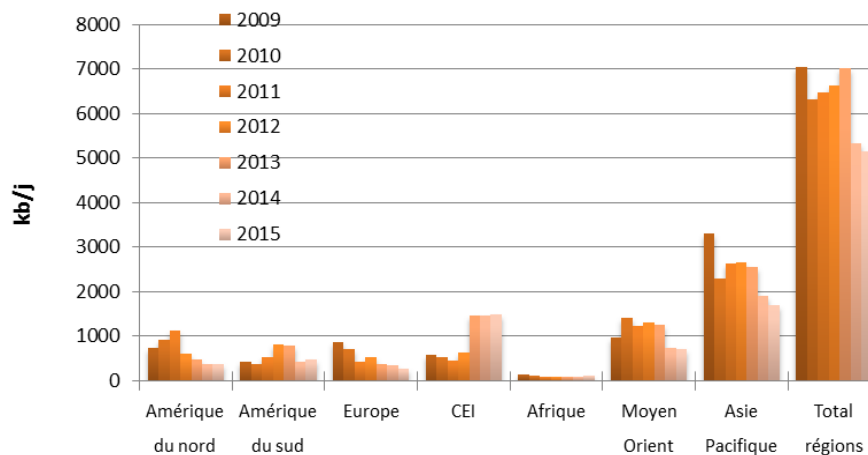
4.3.2. Nouvelles capacités de conversion

Les nouvelles capacités de **conversion** prévues dans le monde s'élèvent à 5.1 Mb/j en 2015 soit une diminution de 4% en volume par rapport à l'année précédente, alors qu'en nombre de projets le portefeuille reste inchangé (140). Il s'agit de la deuxième baisse consécutive des projets de conversion avec une chute brutale entre 2013 et 2014 (-24%), imputable en particulier au Moyen Orient (-42%) et à l'Asie Pacifique (-25%) mais aussi à un portefeuille global de projets en forte diminution en 2014 (-31%)⁵.

⁵ 5334 kb/j en 2013, 7012kb/j en 2014

Contrairement au Moyen-Orient et à l'Asie Pacifique, la zone CEI enregistre à partir de 2013 une augmentation sensible de ses projets de conversion, dépassant le Moyen-Orient en 2014 et en 2015, témoignant ainsi de l'effort fourni par la Russie pour moderniser son outil de raffinage.

Figure 39: Projets de raffinage - capacités de distillation par régions géographiques



Source: IFPEN d'après des données KBC

Sur un total de 5.1 Mb/j, les projets d'hydrocraquage concentrent 42% des volumes prévus soit 2.2 Mb/j, suivent ensuite les projets de cokéfaction avec 34% (1.7 Mb/j), de craquage catalytique fluide (FCC/RFCC) avec 23% (1,2 Mb/j) ; les projets de viscoréduction et craquage thermique ne représentent que 1.0% des volumes prévus à moyen terme (Fig.40).

Alors que globalement les projets sont répartis à peu près équitablement entre distillation atmosphérique et conversion, variant peu dans le temps (autour de 56%/44% respectivement), certaines régions comme l'Asie Pacifique, le Moyen Orient et l'Amérique du Sud & Centrale se focalisent nettement plus sur des projets de distillation que sur des projets de conversion (Fig. 42). Ces régions se positionnent davantage dans une logique d'augmentation de nouvelles capacités (nouvelles raffineries et/ou d'augmentations de capacités sur des unités existantes) pour satisfaire leur marché local.

Figure 40: Projets de raffinage – capacités de conversion par type d'unité en 2015

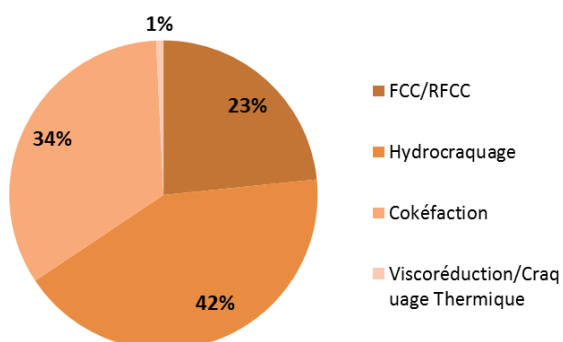
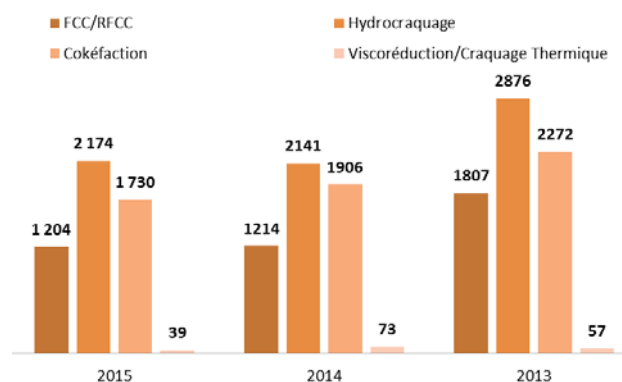


Figure 41: Projets de raffinage – capacités de conversion par type d'unité –évolution 2013-2015



Source: IFPEN d'après des données KBC

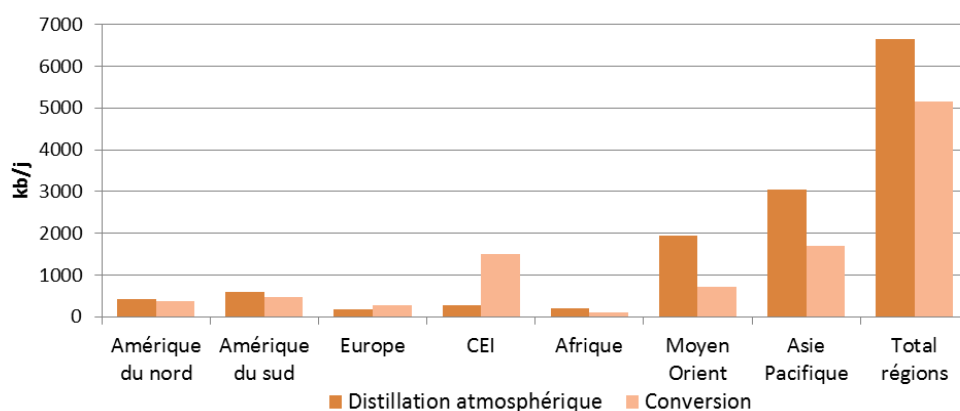
Les principaux projets de conversion dont la capacité est égale ou supérieure à 80 kb/j:

○ Petrobras, Pernambuco RNEST, Br	Cokéf. différée	80 kb/j	2015
○ Tankreer, Ruwais, Abui Dhabi	RFCC	127 kb/j	2015
○ Sinopec, Zenhai Refining	Hydrocraquage	80 kb/j	2016
○ Rosneft, Tuapse, Russia	Hydrocraquage VGO	86 kb/j	2017
○ Marathon Petroleum – Garyville, US	Residue Hydrocracking	80 kb/j	2018
○ Pemex, Tula, Mexico	Cokéfaction	83 kb/j	2018
○ Lukoil, Nizhny, Novgorod, Russie	Hydrocraquage	96 kb/j	2018
○ PetroVietnam/KPC/Mitsui/Idemitsu, Vietnam	RFCC	100 kb/j	2018
○ PetroChina/PDVSA, Jieyang, Chine	FCC	80 kb/j	2016
○ Saudi Aramco, Jazan, AS	Hydrocraquage	106 kb/j	2020
○ PetroChina/PDVSA, Jieyang, Chine	Cokéf. différée	120 kb/j	2019
○ PetroChina/PDVSA, Jieyang, Chine	Hydrocraquage	120 kb/j	2019
○ Petronas, RAPID Ref., Pengerang Malaisie	RFCC	124kb/j	2020

Source: IFPEN d'après des données KBC

L'Europe et surtout la CEI se trouvent dans une situation tout à fait différente, les projets de conversion sont pour ces régions une priorité absolue face à la nécessité d'adapter les équipements aux besoins de la consommation. En Europe les projets de conversion représentent en volume 60% du total des projets⁶ (distillation atmosphérique + conversion). En Russie, grâce au programme de réhabilitation et de modernisation de l'outil de raffinage, cette proportion dépasse les 84%. Ce programme risque à terme de peser sur le raffinage européen (voir encadré).

Figure 42: Projets de raffinage – répartition par type de projet: distillation/conversion



Source: IFPEN d'après des données KBC

Les États-Unis répartissent équitablement⁷ les efforts d'investissement. Les marges élevées et la croissance de la demande et de l'activité économique dans cette région encouragent les raffineurs à investir aussi bien dans la conversion profonde que dans le traitement des bruts légers⁸.

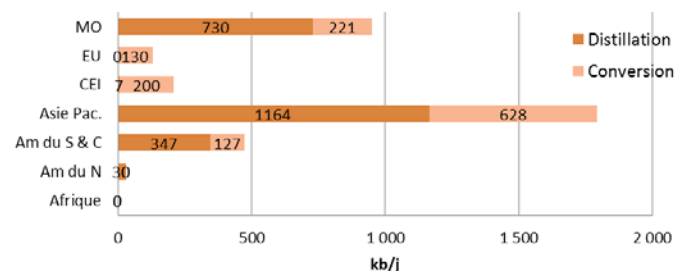
⁶ Sans tenir compte des fermetures d'actifs.

⁷ Ce pays s'est engagé dans un processus de restructuration du secteur du raffinage qui consiste à optimiser, au niveau de chaque district (PADD), sa coupe de brut entre bruts légers locaux et bruts lourds importés.

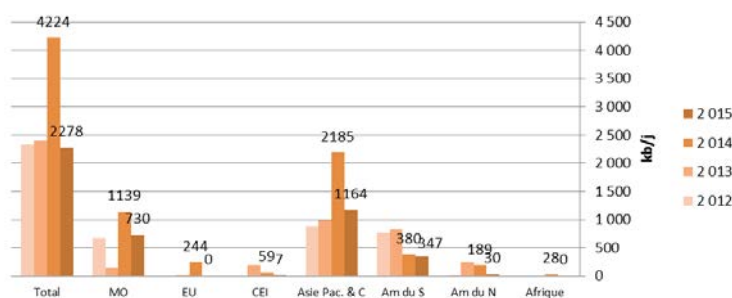
⁸ Oil Medium Term Market Report 2013, Market Trends and Projections to 2018, IEA.

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

- ° 34% des projets de distillation atmosphérique, soit 2,3 Mb/j ont été reportés. La majorité des projets (51%) se trouve dans la zone Asie Pacifique (1160 kb/j). Les volumes restants sont répartis entre le Moyen-Orient (32%) et l'Amérique du Sud & Centrale (15%). En observant l'évolution dans le temps, la situation en 2014 affiche des niveaux de reports particulièrement élevés par rapport aux niveaux habituels (presque le double des chiffres annoncés en 2015 et avant 2014). La baisse brutale du prix du brut à partir de mi-2014 et les incertitudes qui en découlent sont à l'origine de cette « vague » de reports. En 2015, ils diminuent fortement stimulés par des marges de raffinage en net rétablissement.
- ° 25% des projets de conversion, soit 1,3 Mb/j ont été reportés. En dehors de l'Asie Pacifique qui englobe 50% des reports de projets de conversion, la répartition est relativement homogène entre les autres régions: le Moyen-Orient (17%) et la CEI (15%) sont les régions les plus affectées, viennent ensuite l'Amérique du Sud & Centrale et l'Europe avec chacune 10% des reports répertoriés en 2015.



Reports de projets de distillations atmosphérique, évolution depuis 2012 :



Source : IFPEN d'après des données KBC

4.4. Augmentation des capacités et stabilisation de la demande à moyen terme

4.4.1. Evolution globale

La Figure 43 présente 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 de pétrole telle qu'elle est donnée par l'AIE⁹ dans son scénario central. L'organisation internationale table sur une évolution modérée de la demande mondiale de pétrole à moyen et à long terme¹⁰. Il en résulte une accentuation des surcapacités à moyen terme.

En 2015 les capacités de raffinage s'élèvent à 97,5 Mb/j¹¹ et la demande pétrolière¹² à 94,5 Mb/j, soit un excédent de 3,0 Mb/j. En 2020 les capacités de raffinage atteindraient 103,1 Mb/j et la demande 96,5 Mb/j faisant grimper l'excédent à 6,6 Mb/j, soit 3,6 Mb/j supplémentaires.

⁹ OMR – Oil Market Report et WEO 2015.

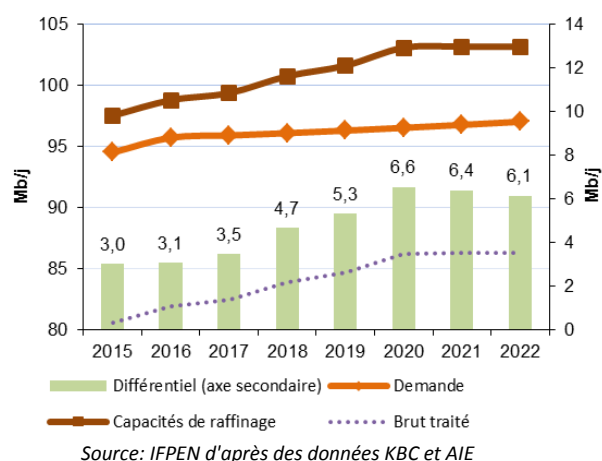
¹⁰ Croissance annuelle moyenne de 0,5% sur 2014-2040 pour la demande pétrolière dans le "New Policies Scenario". WEO 2015.

¹¹ BP Statistical Review 2015

¹² BP Statistical Review 2015. Inclus les combustibles marins et d'aviation ainsi que les biocarburants.

Entre 2015 et 2017 le différentiel global reste relativement stable. Après cet intervalle la demande tend à se stabiliser, augmentant légèrement entre 2017 et 2022. Du côté de l'offre, les capacités de raffinage continuent d'augmenter surtout à partir de 2018, sous l'effet des nouveaux projets prévus, accentuant du même coup les excédents de capacités.

Figure 43: Evolution à moyen terme des capacités de raffinage et de la demande, monde



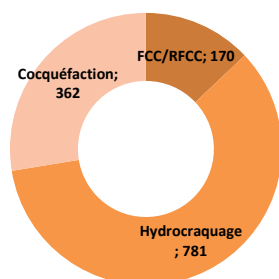
En considérant non pas la capacité réelle de raffinage mais le volume de brut traité, en faisant l'hypothèse d'un taux d'utilisation moyen global de 82.5%¹³ entre 2015 et 2022, on constate un volume d'offre de produits inférieur à la demande, différence qui sera comblée par des produits non-raffinés comme les liquides de gaz naturel (LGN), les biocarburants liquides, les GTL ainsi que du pétrole brut utilisé directement pour la production électrique¹⁴. En raison de la forte croissance de ce type d'approvisionnement au cours des dernières années, la demande de produits raffinés net - «call on refining» - a été considérablement plus faible que les ajouts de capacité nominale nette, ce qui a conduit à une situation de surabondance en capacité de raffinage. L'incorporation au marché, surtout à partir de 2018, d'un volume important de nouvelles capacités de raffinage, conjuguée à une offre croissante de produits non-raffinés, va probablement accentuer l'écart entre offre et demande de produits raffinés.

Programme russe de modernisation des raffineries :

Le secteur du raffinage russe a entrepris depuis quelques années un programme de modernisation des raffineries visant à ajouter des capacités d'hydrocraquage (800 kb/j), de cokéfaction (360 kb/j), et de FCC (170 kb/j) d'ici à 2020 (graphique ci-dessous). Les unités déjà en opération dans le cadre de ce programme visent à améliorer la qualité de l'essence, en incluant également des unités d'isomérisation, d'hydrotraitement et de reformage.

Etant donné que la majorité des projets de modernisation concernent des unités d'hydrocraquage et de cokéfaction - qui traitent du VGO et des résidus- la production des gazoles ultra légers devrait augmenter et inversement la production de fiouls décroître. La production d'essence devrait également augmenter, grâce aux capacités prévues en unités FCC.

Projets prévus en conversion d'ici 2020 (kb/j) :



Source: IFPEN d'après des données KBC

4.4.2. Considérations régionales

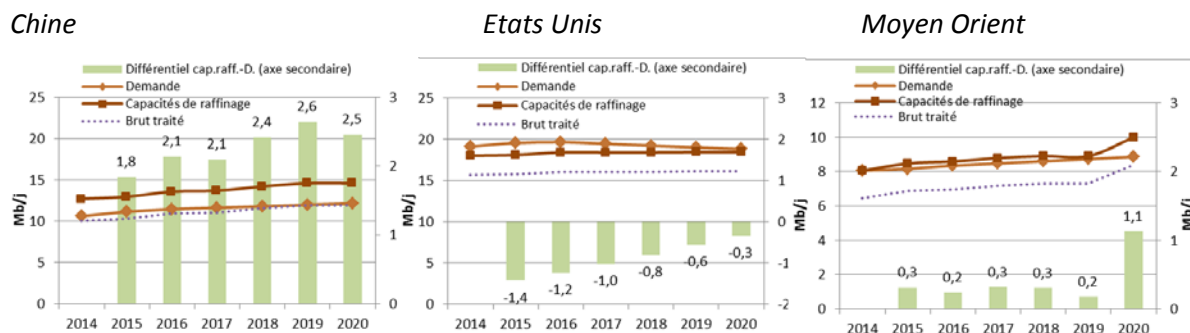
Une observation par zones distingue des situations très contrastées. En Chine, les capacités à moyen terme se calent sur la demande, le volume important de projets permet en termes de capacités de

¹³ Taux moyen d'utilisation 2000-2014. Source : BP Statistical 2015.

¹⁴ KBC, Outlook for the World Refining Industry 2015.

maintenir un différentiel conséquent entre offre et demande. En réalité avec un taux d'utilisation moyen de 79% depuis une quinzaine d'années la Chine se trouve actuellement dans une situation tendue entre offre et demande de produits raffinés. Pour sortir de cette situation la Chine devra améliorer le taux de charge de ses raffineries et corrélativement moderniser et consolider le secteur, ce qui se traduira par de nouvelles fermetures de petites structures¹⁵. Par ailleurs le pays a durci considérablement ses exigences en matière de qualité des produits. En 2015, les raffineries devraient être capables de produire de l'essence de qualité Euro IV et à partir de 2017 passer à Euro V. Sans être directement lié au taux de marche des raffineries, les nouvelles exigences en matière de qualité favorisent une meilleure utilisation de l'outil de raffinage.

Figure 44: Evolution à moyen terme des capacités de raffinage et de la demande, par région :



Source: IFPEN d'après des données KBC et AIE

Le Moyen-Orient, en termes de capacités, se trouve dans une situation tendue avec un différentiel entre demande et capacités faible, s'améliorant sensiblement à partir de 2020 grâce à la mise en service d'importants projets à partir de cette date. Le taux d'utilisation moyen (2000-2014) des capacités relativement faible de 81%, accentue le déficit en produits sur la région. L'arrivée de nouvelles capacités devrait équilibrer l'offre et la demande de produits raffinés.

A l'inverse, en Europe comme aux Etats Unis, la demande baisse ou se stabilise. Ce phénomène accentue les surcapacités sur en Europe où de nouvelles réductions de capacité sont attendues. Les Etats Unis, historiquement déficitaires en termes de capacités, tendent vers un équilibre offre-demande par l'effet conjoint de baisse de la demande, et de stabilisation des capacités internes. Avec un taux d'utilisation élevé, dépassant les 90% en 2015, les raffineries américaines répondent de mieux en mieux à la demande interne. On constate une réduction des importations américaines de pétrole et de produits pétroliers depuis 2007, à hauteur respectivement de 3 à 4 Mb/j¹⁶

4.4.3. « Investment opportunities »

Les efforts d'investissements à consentir dans le futur doivent pouvoir répondre davantage :

- au renforcement des spécifications sur la qualité des produits, principalement la teneur en soufre,
- aux orientations structurelles de la demande, telles que le poids du diesel et les excédents d'essence en Europe et corrélativement à la nécessité d'adapter les installations industrielles,
- à l'évolution des réglementations pesant sur les raffineries notamment en Europe (mais aussi plus récemment aux Etats-Unis) qui implique une réduction des niveaux actuels de pollution locale (SO₂, NO_x, PM, CO, etc.) et globale (essentiellement le CO₂ via les plans d'allocation des quotas et la directive ETS¹⁷) dans les raffineries.

¹⁵ Ce phénomène pourrait s'amplifier en raison des récentes dispositions en matière de prix sur le marché domestique, pénalisant particulièrement les petites structures.

¹⁶ Les Etats Unis restent importateurs nets de pétrole (6,8 Mb/j actuellement contre 10 Mb/j en 2007).

¹⁷ Emission Trading Scheme

Globalement des efforts doivent être consentis pour moderniser et consolider le secteur du raffinage là où il s'avère nécessaire comme en Asie Pacifique, en Amérique Latine & Centrale mais également au Moyen-Orient de façon à optimiser la production, notamment en améliorant les taux d'utilisation des raffineries, très bas dans ces régions. Les raffineurs européens devront faire face aux tendances décrites ci-dessus dans un contexte concurrentiel accru qui risque de mettre à l'épreuve une nouvelle fois la compétitivité du raffinage européen.

Enfin il faut souligner la mesure prise récemment par le congrès américain de lever l'interdiction pour les producteurs américains d'exporter du brut. L'Europe devrait être la destination principale de ce « nouveau » pétrole et devrait profiter aux raffineurs Européens, mieux équipés pour traiter cette qualité de pétrole américain que les raffineries américaines. Mais si l'embargo est levé, les exportations de brut US restent cependant conditionnées à l'écart de prix entre le WTI et le Brent, écart qui s'est considérablement resserré ces dernières semaines. On estime qu'il faut un différentiel de \$6-\$8/bbl entre le Brent et le WTI pour qu'il soit économique d'exporter du brut US vers l'Europe. Dans les faits, la levée de l'embargo ne devrait donc pas modifier à court terme la situation actuelle du raffinage européen mais il constitue un élément dont il faudra tenir compte dans les décisions futurs d'investissement.

Après une année de ralentissement économique en 2015, la croissance mondiale pour 2016 devrait être « décevante et inégale » selon le FMI. L'assombrissement des perspectives pour 2016 pourrait avoir un impact sur l'évolution des projets futurs dans le raffinage, le ralentissement global constaté en 2015 des nouveaux projets prévus pourrait s'accroître en 2016.