



**Les investissements**  
en  
**exploration-production**  
et  
**raffinage**  
**2016**

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

*Direction Économie et Veille*

Mars 2017

---

### 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](mailto:guy.maisonnier@IFPEN.fr) : évolution des prix du pétrole et du gaz.
- **Geoffroy Hureau** : [geoffroy.hureau@IFPEN.fr](mailto:geoffroy.hureau@IFPEN.fr) : investissements en exploration-production
- **Sylvain Serbutoviez** : [sylvain.serbutoviez@IFPEN.fr](mailto:sylvain.serbutoviez@IFPEN.fr) : activités et marchés en amont
- **Constancio Silva** : [constancio.silva@IFPEN.fr](mailto:constancio.silva@IFPEN.fr) : investissements en raffinage.

## SOMMAIRE

<b>1. EVOLUTIONS DES PRIX DU PETROLE ET DU GAZ .....</b>	<b>6</b>
1.1. REPRISE ECONOMIQUE EN VUE OU CRISE A VENIR ? .....	6
1.2. L'OPEP FACE AUX HUILES DE SCHISTE : ET LE GAGNANT EST ... ? .....	7
1.3. DES PRIX DU GAZ NATUREL A PRIORI EN HAUSSE EN 2017 .....	9
<b>2. INVESTISSEMENTS EN EXPLORATION-PRODUCTION: DEUXIEME ANNEE CONSECUTIVE DE FORTE BAISSSE, UNE PREMIERE DEPUIS 1986 .....</b>	<b>10</b>
2.1. NOUVELLE FORTE BAISSSE DES INVESTISSEMENTS EN 2016 .....	10
2.2. UNE EVOLUTION CONTRASTEE SELON LES REGIONS.....	11
<b>3. L'ACTIVITE ET LE MARCHE DU FORAGE DANS LE MONDE .....</b>	<b>13</b>
3.1. ACTIVITE DE FORAGE A TERRE ET EN MER .....	13
3.1.1. <i>Nombre de puits forés à terre</i> .....	13
3.1.2. <i>Nombre de puits forés en mer</i> .....	14
3.2. MARCHE MONDIAL DU FORAGE ET DES SERVICES .....	16
3.2.1. <i>Acteurs du forage à terre</i> .....	17
3.2.2. <i>Acteurs du forage en mer</i> .....	18
3.2.3. <i>Acteurs de la fracturation hydraulique</i> .....	18
<b>4. ACTIVITES ET MARCHES DE LA GEOPHYSIQUE DANS LE MONDE .....</b>	<b>19</b>
4.1. ACTIVITE DE GEOPHYSIQUE.....	20
4.1.1. <i>Flotte marine par région</i> .....	20
4.1.2. <i>Nature des campagnes</i> .....	20
4.1.3. <i>Prix des campagnes et taux d'occupation des navires</i> .....	21
4.2. MARCHE MONDIAL DE LA GEOPHYSIQUE .....	21
4.2.1. <i>Chiffre d'affaires (CA) et acteurs</i> .....	21
4.2.2. <i>Evolution des cotations boursières</i> .....	22
<b>5. ACTIVITES ET MARCHES DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE .....</b>	<b>23</b>
5.1. ACTIVITES DE CONSTRUCTION ET DE SERVICES OFFSHORE .....	23
5.1.1. <i>Constructions de plateformes flottantes (FPS)</i> .....	23
5.1.2. <i>Construction de plateformes fixes, tout type</i> .....	24
5.1.3. <i>Construction de plateformes et bateaux pour le forage</i> .....	24
5.1.4. <i>Activités de construction sous-marine</i> .....	24
5.1.5. <i>Services offshore</i> .....	25
5.2. MARCHE MONDIAL DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE.....	25
<b>6. FORT REcul DES PROJETS DE RAFFINAGE TANT EN DISTILLATION ATMOSPHERIQUE QU'EN CONVERSION.....</b>	<b>27</b>
6.1. DIMINUTION MAIS PAS EFFONDREMENT DES MARGES DE RAFFINAGE EN 2016 .....	27
6.2. RALENTISSEMENT DE L'AUGMENTATION DES DEPENSES EN 2016 PUIS CHUTE EN 2017 .....	28
6.3. BAISSSE BRUTALE DES PROJETS D' EXTENSIONS ET/OU DE CONSTRUCTION DE NOUVELLES CAPACITES DE TRAITEMENT....	31
6.3.1. <i>Nouvelles capacités de Distillation Atmosphérique</i> .....	31
6.3.2. <i>Nouvelles capacités de Conversion</i> .....	33
6.4. DIMINUTION DES SURCAPACITES A MOYEN TERME ENTRE 2015 ET 2016 .....	35
6.5. LES INVESTISSEMENTS VONT-ILS REPARTIR APRES 2017 ? .....	36

---

**FIGURES ET TABLEAUX :**

FIGURE 1: CROISSANCE ECONOMIQUE (GAUCHE) ET PRIX DES MATIERES PREMIERES EN INDICE (DROITE).....	6
FIGURE 2: PRIX MENSUEL ET ANNUEL DU BRENT DE 2014 A 2017 (BASE MARCHES A TERME).....	8
FIGURE 3: EVOLUTION DU PRIX MENSUEL DU GAZ NATUREL DE 2014 A 2017 (BASE MARCHES A TERME).....	9
FIGURE 4: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS MONDIAUX EN E&P.....	10
FIGURE 5: ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS E&P, DES PRIX ET DES COUTS.....	12
FIGURE 6 : REPARTITION DES PUIITS FORES A TERRE EN 2016 PAR REGION (A) ET CROISSANCE SUR UN AN (B). ....	13
FIGURE 7 : NOMBRE D'APPAREILS DE FORAGE AUX ETATS-UNIS POUR LE NON CONVENTIONNEL (A) ET LES 4 PRINCIPAUX BASSINS (B).....	14
FIGURE 8 : REPARTITION DES PUIITS FORES EN MER EN 2016 PAR REGION (A) ET CROISSANCE SUR UN AN (B). ....	15
FIGURE 9 : EVOLUTION DU TAUX D'UTILISATION PAR TYPE D'APPAREIL DE FORAGE. ....	15
FIGURE 10 : TAUX DE LOCATION (K\$/J) DES SEMI-SUBMERSIBLES (A) ET DES JACKUPS PAR REGION (B). ....	16
FIGURE 11 : ESTIMATION DES DIVERS SEGMENTS DE MARCHÉ MONDIAL DU FORAGE EN 2016.....	17
FIGURE 12 : CHIFFRE D'AFFAIRES (G\$) DES EQUIPEMENTS DE FORAGE ET DES SERVICES. ....	17
FIGURE 13 : ACTIVITE D'ACQUISITION MARINE SUR UN AN (A) ET NOMBRE DE NAVIRES EN OPERATION (B).....	20
FIGURE 14 : NOMBRE D'ACQUISITIONS MARINES 2D ET 3D (A) ET NOMBRE D'ACQUISITIONS SPECIALISEES (B). ....	20
FIGURE 15 : PRIX JOURNALIER D'UNE ACQUISITION SISMIQUE MARINE (A) ET TAUX D'OCCUPATION DES NAVIRES (B).....	21
FIGURE 16 : MARCHÉ MONDIAL DE LA GEOPHYSIQUE (TOUS SEGMENTS) EN G\$. ....	22
FIGURE 17 : COTATIONS BORSIERES DES PRINCIPAUX CONTRACTEURS DE GEOPHYSIQUE. ....	23
FIGURE 18 : NOMBRE DE PLATEFORMES FLOTTANTES EN CONSTRUCTION PAR AN (A) ET DEMANDE JUSQU'EN 2020 (B). ....	24
FIGURE 19 : NOMBRE D'APPAREILS DE FORAGE EN CONSTRUCTION PAR TYPE EN SEPTEMBRE 2016 (A) ET EVOLUTION DEPUIS 2012.....	24
FIGURE 20 : NOMBRE DE BATEAUX ACTIFS DANS LES SERVICES OFFSHORE ET EVOLUTION ENTRE 2013 ET 2016.....	25
FIGURE 21 : MARCHÉ MONDIAL DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE EN G\$. ....	26
FIGURE 22 : MARGES DE RAFFINAGE. ....	27
FIGURE 23 : DEPENSES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE DANS LE MONDE. ....	28
FIGURE 24 : EVOLUTION DU STOCK DE PROJETS D'EXTENSION OU DE CONSTRUCTION DE CAPACITE A MOYEN TERME ENTRE 2009 ET 2016, EXPRIME EN KB/J.....	31
FIGURE 25 : INDICE DE COUT DE LA CONSTRUCTION DES RAFFINERIES.....	32
FIGURE 26 : CUMUL DES CAPACITES ADDITIONNELLES DE DISTILLATION ATMOSPHERIQUE PAR TYPE D'EVOLUTION (KB/J). ....	32
FIGURE 27 : REPORTS DE PROJETS DANS LE MONDE, DISTILLATION ATMOSPHERIQUE ET CONVERSION.....	33
FIGURE 28 : CUMUL DES PROJETS D'EXTENSION DE CONVERSION A MOYEN TERME, KB/J. ....	33
FIGURE 29 : CAPACITES DE CONVERSION PAR TYPE D'UNITE EN 2016.....	34
FIGURE 30 CAPACITES DE CONVERSION PAR TYPE D'UNITE –EVOLUTION 2014- 2016. ....	34
FIGURE 31 : REPARTITION PAR TYPE DE PROJET: DISTILLATION/CONVERSION, KB/J. ....	35
FIGURE 32 : EVOLUTION A MOYEN TERME DES CAPACITES DE RAFFINAGE ET DE LA DEMANDE, MONDE. ....	35
TABLEAU 1 : ESTIMATION DES PARTS DE MARCHES ET DE L'EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES EN 2016 POUR LES PRINCIPAUX ACTEURS DU SECTEUR DU FORAGE A TERRE.....	18
TABLEAU 2 : ESTIMATION DES PARTS DE MARCHES ET DE L'EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES EN 2016 DES PRINCIPAUX ACTEURS DU SECTEUR DU FORAGE EN MER. ....	18
TABLEAU 3 : ESTIMATION DES PARTS DE MARCHES ET DE L'EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES EN 2016 DES PRINCIPAUX ACTEURS DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	19
TABLEAU 4: CHIFFRE D'AFFAIRES 2015 ET 2016 POUR LES HUIT PLUS IMPORTANTS CONTRACTEURS ET PARTS DE MARCHÉ. ....	22
TABLEAU 5 : PARTS DE MARCHÉ 2016 ESTIMEES PAR COMPAGNIE. ....	26
TABLEAU 6 : LES PROJETS DE FERMETURE D'UNITES DE DISTILLATIONS ATMOSPHERIQUES A MOYEN TERME, SITUATION EN 2016.....	32
TABLEAU 7 : LES PRINCIPAUX PROJETS DONT LA CAPACITE DE RAFFINAGE EST EGALE OU SUPERIEURE A 150 KB/J. ....	33
TABLEAU 8 : LES PRINCIPAUX PROJETS DE CONVERSION DONT LA CAPACITÉ EST ÉGALE OU SUPÉRIEURE À 80 KB/J.....	34

**TABLE RECAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHES: (2015 et 2016)**

G\$	2015	2016
<b>Investissements globaux en E&amp;P</b>	<b>518</b>	<b>394</b>
Amérique du Nord	133	84
Amérique Latine	70	46
Europe	46	36
CEI	45	42
Afrique	59	44
Moyen-Orient	58	57
Asie-Pacifique	107	86
<b>Marchés amont analysés</b>	<b>263</b>	<b>176</b>
Marché Géophysique	11	7
Marché du forage (*)	197	127
dont:		
<i>Forage à terre</i>	23	14
<i>Forage en mer</i>	55	40
Marché Construction offshore	55	52
<b>Investissements en Raffinage</b>	<b>93</b>	<b>97</b>
Dépenses d'investissement	32	32
Dépenses de maintenance	39	42
Dépenses en catalyseurs et produits chimiques	22	23

(\*) Incluant les équipements et les services aux puits

**Sources:**

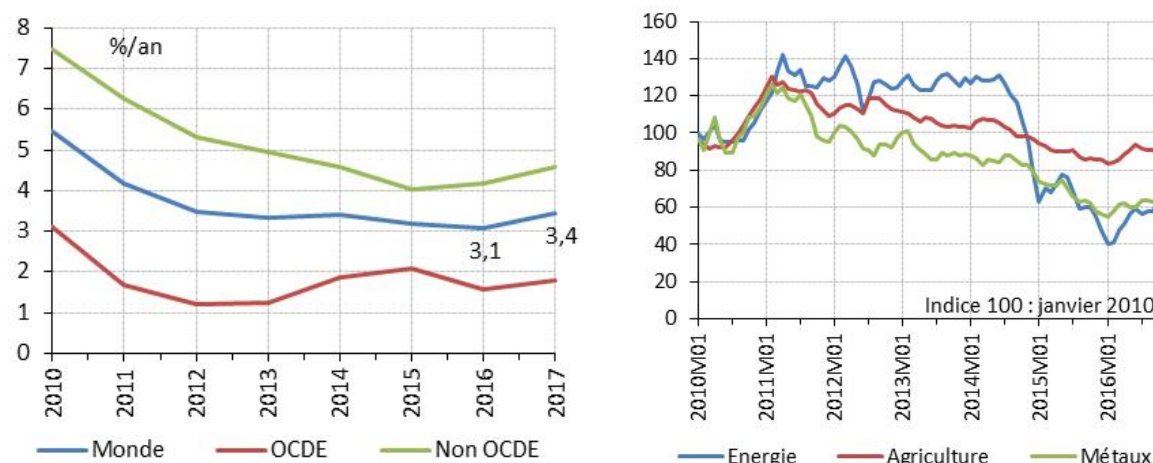
- Amont pétrolier, IFPEN d'après
  - o investissements globaux : Barclay's, DTI, NPD, DEA, Divers compagnies et États, prévisions IFPEN.
  - o marché de la géophysique : IHS Energy, First Break, Spear&Associates, IFPEN.
  - o marché du forage : Baker Hughes, IHS energy, Offshore Rig Locator, Spears&Associates, 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. Reprise économique en vue ou crise à venir ?

Après la mini-crise du début de l'année 2016 liée aux inquiétudes sur la réalité du niveau de la croissance chinoise, quelques signaux incitent à un optimisme prudent sur l'économie mondiale. Le FMI table ainsi sur une croissance mondiale de 3,4 % en 2017, supérieure à celle de 2016 (3,1 %). Le cours des matières premières, après une baisse régulière depuis 2011 et un effondrement en 2014, pour l'énergie plus particulièrement, semble avoir atteint un seuil bas l'an dernier. C'est peut être le signe d'un début de reprise économique plus soutenue.

Figure 1: Croissance économique (gauche) et prix des matières premières en indice (droite)



Source : FMI, janvier 2017

Source : Banque mondiale, nov. 2016

Mais les grandes institutions économiques, que ce soit la Banque mondiale<sup>1</sup>, le FMI<sup>2</sup>, ou l'OCDE<sup>3</sup>, soulignent la fragilité de cette croissance. Des risques financiers et monétaires sont mis en avant, renforcés par ailleurs par l'instabilité géopolitique, voire institutionnelle. Côté politique en effet, alors que le nouveau président américain a pris ses fonctions en janvier 2017, des élections ou événements importants se profilent en Europe, mais aussi en Iran ou en Chine (19ème Congrès national du Parti communiste chinois).

Les enjeux pour le marché du pétrole et de l'énergie en général sont multiples. Le niveau de la croissance économique oriente la demande énergétique. Celle du gaz naturel, via la demande d'électricité, est plus affectée par ces variations que celle du pétrole. Si l'on s'en tient aux tendances historiques, la demande mondiale de pétrole progresse d'environ 1%, soit 1 Mb/j, pour un taux de croissance de 3 % de l'économie, ordre de grandeur prévu par le FMI pour 2017.

Les marchés boursiers ont également une influence sur le marché pétrolier, en particulier en période de fortes corrections baissières. Cela a été le cas au mois de janvier 2016 par exemple, marqué par des chutes simultanées des deux marchés en raison des inquiétudes sur l'économie chinoise.

L'évolution du taux du dollar peut également impacter le prix du pétrole : une augmentation du dollar se traduit en général par une baisse du pétrole. Mais la corrélation n'est pas permanente ni

<sup>1</sup> Perspectives pour l'économie mondiale – Banque mondiale, janvier 2017

<sup>2</sup> World Economic Outlook Report – FMI, janvier 2017

<sup>3</sup> Perspectives économiques mondiales – OCDE novembre 2016

---

parfaite. Ainsi, les évolutions récentes des prix du pétrole sont surtout le reflet des conditions d'équilibre du marché pétrolier, indépendamment des évolutions du dollar.

Les évolutions politiques peuvent également influencer le marché, en particulier aux Etats-Unis, pays où l'indépendance énergétique semble devenir un objectif prioritaire. En Amérique du nord, les énergies fossiles, dont le pétrole et le gaz naturel, devraient en bénéficier, même si les conditions de compétitivité resteront le moteur premier de leur expansion.

Au niveau géopolitique, les sanctions américaines contre l'Iran (Iran Sanction Act - ISA de 1996) ont été prolongées de 10 ans en décembre 2016 et de nouvelles sont aussi évoquées.

Il convient aussi de rappeler l'influence du risque géopolitique effectif ou potentiel sur le prix du pétrole, notamment dans les grandes zones productrices d'Afrique du nord et du Moyen Orient.

## **1.2. L'OPEP face aux huiles de schiste : et le gagnant est ... ?**

Ces différents paramètres seront, comme par le passé, susceptibles d'impacter, avec plus ou moins d'ampleur et sur des périodes plus ou moins longues, le prix du pétrole. Ce sont néanmoins les forces du marché, l'équilibre entre offre et demande et les coûts de production, qui définiront le prix tendanciel du pétrole. Pour tenter de le cerner, il convient de répondre essentiellement à trois questions :

- Les excédents de production du marché pétrolier vont-ils se résorber ?
- Si tel est le cas, quel prix assurerait le développement des nouvelles unités de production du pétrole nécessaires pour équilibrer le marché à moyen terme ?
- Quels facteurs sont susceptibles de faire dévier le prix de ce niveau d'équilibre ?

Concernant le premier point, l'analyse des écarts offre/demande à partir de trois sources (AIE, EIA et OPEP<sup>4</sup>) met en évidence une même tendance : le marché sort d'une situation de surplus d'offre, qui marque la période 2014/2016, pour s'orienter progressivement en 2017 vers une situation d'équilibre. Cela signifie une pression baissière beaucoup moins forte, par rapport au passé récent, sur le prix du pétrole.

Dans la phase d'excédents d'offre, le prix devait en effet baisser dans des proportions suffisantes pour favoriser la demande et, à l'inverse, réduire l'offre pétrolière afin de rééquilibrer le marché. C'est ce qui s'est produit d'abord fin 2014, puis en 2015 (52 \$/b en moyenne) avec la perspective de la levée de l'embargo sur l'Iran. La baisse a été exacerbée par les craintes économiques concernant la Chine au début de l'année 2016, ce qui explique le seuil des 30 \$/b atteint en janvier.

Le prix est remonté à partir du deuxième trimestre autour des 45 à 50 \$/b avec la perspective du rééquilibrage du marché. L'accord OPEP/non OPEP, entériné le 30 novembre et le 10 décembre, a permis de dépasser les 50 \$ en fin d'année. Cette hausse a permis au prix d'atteindre un niveau moyen de 44 \$/b en 2016.

L'accord prévoit une réduction de l'offre de 1,2 Mb/j pour les pays de l'OPEP et de près de 0,6 Mb/j pour les pays non OPEP, dont la Russie, sur six mois à partir du 1er janvier 2017. En supposant l'accord pleinement respecté, ce qui est plutôt le cas en janvier, le déficit moyen d'offre par rapport à la demande s'établirait à près de 1 Mb/j en 2017 à comparer à un léger surplus si la production OPEP avait simplement été figée au niveau du mois d'octobre. La pression sur le prix sera donc fonction du degré d'application de l'accord OPEP.

---

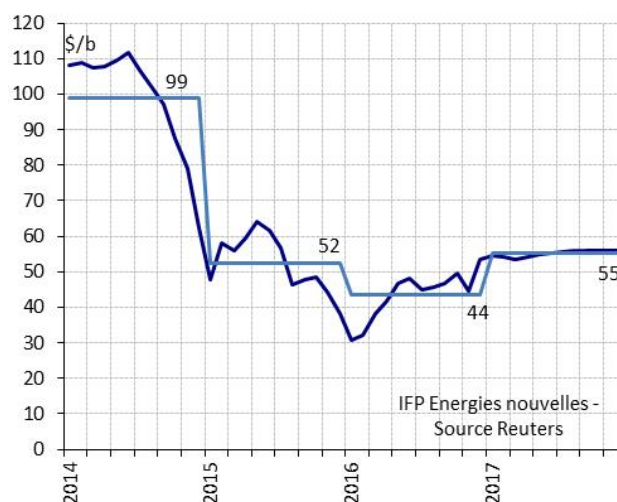
<sup>4</sup> AIE : Agence Internationale de l'Energie ; EIA : Agence Américaine de l'Energie ; OPEP : Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole.

En tout état de cause cependant, ces volumes sont loin des niveaux atteints en 2015 où le surplus d'offre était de 1,5 Mb/j. La réponse est donc plutôt oui à la première question : les excédents du marché vont se résorber en 2017, et un déficit important est même envisageable.

Si les excédents sont effectivement résorbés, le prix du pétrole devra trouver un nouveau repère. Il faudra progressivement réinvestir afin d'équilibrer le marché, après les baisses d'investissements de 2015 et 2016. L'examen des coûts de production laisse penser que le prix pourrait s'établir entre 50 à 60 \$/b. Cette fourchette favoriserait la production américaine d'huiles de schiste et permettrait le développement des zones à terre au Moyen Orient, en particulier en Irak.

La probabilité reste cependant forte que, du fait du contexte financier global ou géopolitique, le prix du brut s'éloigne de cette zone d'équilibre. Les incertitudes sur la demande seront également de nature à l'infléchir comme le niveau de la production américaine. Enfin, la mise en œuvre plus ou moins stricte de l'accord Opep/non-Opep met aussi en évidence des niveaux de pression sur le prix très différents. Il convient donc de rester prudent sur les tendances à venir.

Figure 2: Prix mensuel et annuel du Brent de 2014 à 2017 (base marchés à terme<sup>5</sup>)



La dynamique de reprise de la production américaine sera déterminante. En cas de hausse rapide du développement des huiles de schiste, le scénario de 2015, marqué par des excédents importants, n'est pas à exclure à terme. La relance de l'activité de forage aux Etats-Unis laisse entrevoir cette possibilité.

#### Bilan de l'accord OPEP Non OPEP à fin février 2017

Le Brent évolue dans une fourchette assez étroite comprise entre 53 et 56 \$/b depuis le début de l'année 2017. Il reste soutenu par l'accord OPEP/non OPEP, respecté pour le mois de janvier à 86 % d'après le rapport publié par le comité technique de suivi. L'enjeu est de pouvoir réduire le volume important des stocks pétroliers détenus par les pays occidentaux. Ce sujet sera bien évidemment au cœur des discussions prochaines de l'OPEP pour savoir si l'accord doit être reconduit jusqu'en décembre. L'Iran a exprimé des craintes concernant le maintien d'une politique de soutien des prix. De son côté le premier ministre irakien évoque la nécessité de renforcer la pression sur le marché afin d'aboutir à un prix de 60 \$/b, nécessaire pour équilibrer le budget du pays. Il faudra donc concilier ces analyses divergentes, susceptibles de créer progressivement des brèches dans la cohésion de l'OPEP.

<sup>5</sup> Les prix et les anticipations pour l'année 2017 sont estimés à fin janvier.



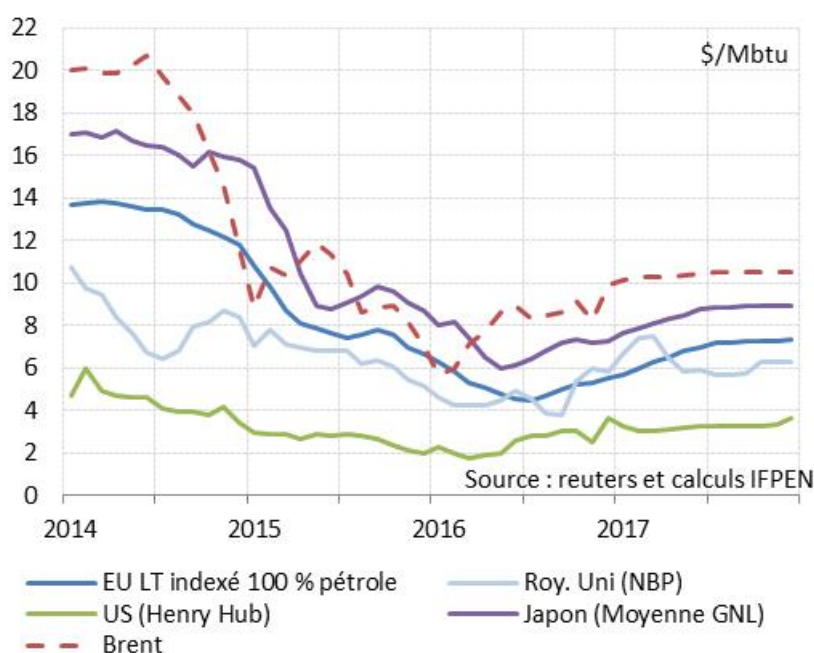
### 1.3. Des prix du gaz naturel a priori en hausse en 2017

Les déterminants des prix régionaux du gaz sont très nombreux. Croissance économique, prix du pétrole, du charbon et du CO<sub>2</sub>, situation du marché du GNL, coûts de production, poids des énergies renouvelables et du nucléaire dans la production d'électricité font partie des facteurs ayant un impact sur les prix du gaz. La rigueur de l'hiver est également un paramètre influant sur le niveau mais aussi sur la volatilité des prix comme ce fut le cas en 2016.

Globalement, le bilan 2016 fait apparaître une baisse très importante des prix du gaz dans toutes les régions du monde :

- En Europe, le prix des contrats de long terme indexés sur le pétrole et les prix de court terme (spots) reculent de respectivement 36 % et 29 % et s'établissent à 5,2 et 4,7 \$/MBtu.
- Au Japon, le prix moyen d'importation est en retrait de 32 % pour atteindre 7,0 \$/MBtu. Le prix de court terme baisse dans les mêmes proportions pour se situer à 5,6 \$/MBtu.
- Aux Etats-Unis enfin, le recul est plus modeste, 4 %. Cela s'explique par le niveau extrêmement faible du prix moyen qui se situe à seulement 2,5 \$/MBtu. C'est respectivement deux et trois fois moins élevé que les prix européens et asiatiques.

Figure 3: Evolution du prix mensuel du gaz naturel de 2014 à 2017 (base marchés à terme)



En 2017, plusieurs facteurs devraient contribuer à une hausse sensible des prix du gaz naturel. En Europe, la compétitivité plus favorable du gaz par rapport au charbon est de nature à favoriser sa consommation comme en 2016. En Asie, la hausse du prix du pétrole devrait affecter les prix des contrats de long terme largement liés à ceux du pétrole. Les prix spots pourraient être épargnés si les excédents d'offre annoncés sur le marché du GNL sont confirmés, ce qui reste à démontrer cette année. Enfin aux Etats-Unis, une pression à la hausse assez sensible sur le prix est attendue sous l'effet des conditions d'équilibre du marché.

Les prix du gaz naturel pourraient progresser en moyenne en 2017 entre 20 et 25 % en Asie, entre 30 et 35 % en Europe et entre 30 et 35 % aux Etats-Unis. Ils resteraient globalement à des niveaux relativement faibles par rapport à ce que l'on a connu sur la période 2010-2014.

## 2. Investissements en exploration-production: deuxième année consécutive de forte baisse, une première depuis 1986

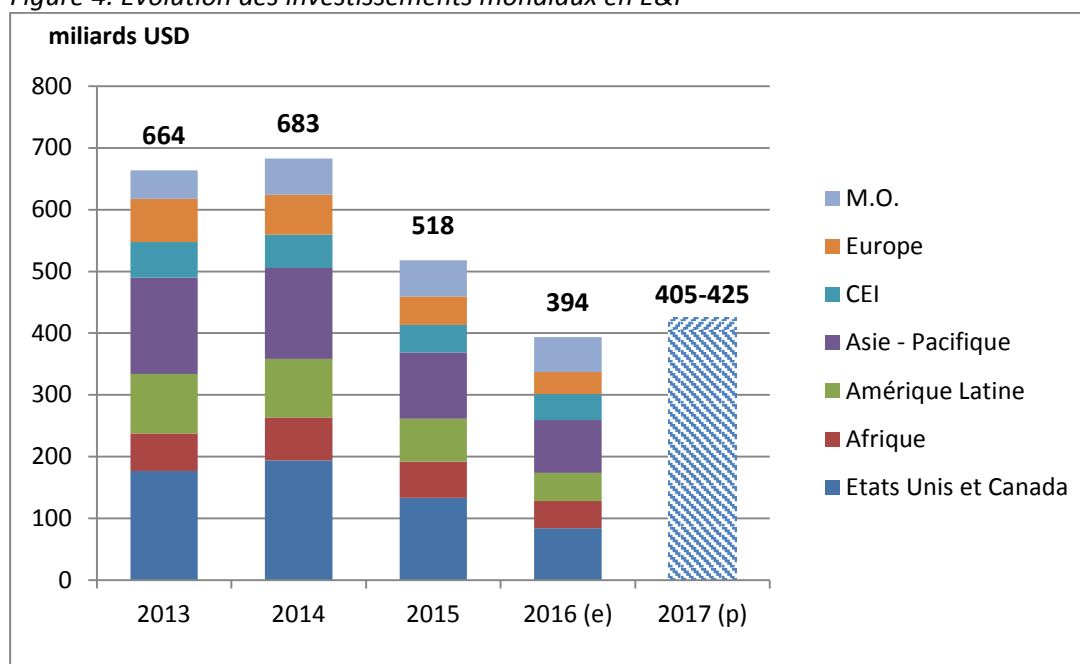
La fin du cycle haussier des investissements en exploration-production observée en 2015, s'est confirmée en 2016, en raison de la persistance de prix très bas du pétrole et du gaz. Au niveau mondial, l'investissement dans l'amont pétrolier et gazier est estimé à environ 394 milliards de dollars (G\$) - le chiffre le plus bas depuis 2007 – en baisse de 124 G\$ par rapport à 2015. Par ailleurs, la baisse des coûts d'investissement, mesurés par l'indice UCCI<sup>6</sup> d'IHS-CERA, s'est poursuivie en 2016 bien qu'à un rythme moins important qu'en 2015 (-10% contre -20%).

### 2.1. Nouvelle forte baisse des investissements en 2016

L'année 2015 avait marqué un changement de tendance de l'investissement dans l'amont pétrolier : après un cycle haussier de plus d'une décennie, les investissements avaient en effet diminué de 25%. Ce retournement s'est confirmé en 2016 avec une nouvelle baisse estimée à 24%. En deux ans les investissements auront donc chuté de 42% : pareille baisse sur deux années consécutives n'avait pas été observée depuis 1986.

A l'époque, le recul avait été de 44% sur trois ans (entre 1985 et 1987) mais il avait été particulièrement élevé en 1986 (-30%) et sensiblement plus faible les années précédentes et suivantes (-8% en 1985, -13% en 1987). Autre différence notable, la baisse du milieu des années 80 était survenue après une période de stagnation des investissements, alors que le mouvement actuel arrive après plusieurs années de fortes hausses (+500% entre 1999 et 2014!).

Figure 4: Évolution des investissements mondiaux en E&P



Sources: Barclay's, DTI, NPD, DEA, Divers compagnies et États, prévisions IFPEN.

Cette année encore, la chute des investissements est particulièrement marquée pour les indépendants, dont les budgets baissent de 34%, contre 26 % pour les *Majors*, et seulement 14 % pour les compagnies nationales (NOC). Au niveau régional, le Moyen-Orient et la CEI sont

<sup>6</sup> Upstream Capital Cost Index

relativement épargnés, avec des investissements prévus en baisse de 3 % et 6% respectivement. Au Moyen-Orient, l'investissement est soutenu par les NOCs qui représentent plus de 70 % des dépenses faites sur la région et qui ont, dans l'ensemble maintenu leur budget au niveau de 2015. Les Amériques subissent les plus forts reculs avec des baisses de 37% en Amérique du Nord et de 34% en Amérique Latine. Le recul des investissements est assez proche de la moyenne mondiale en Asie-Océanie (- 20 %), en Europe (-22%) et en Afrique (- 25 %)

La forte volatilité et l'incertitude pesant sur les prix du pétrole rendent les prévisions sur le niveau de l'investissement en 2017 difficiles. Néanmoins, si le prix du baril se maintient entre 50 et 60 dollars, les budgets d'exploration-production pourraient augmenter de 3 à 8%. La hausse concernerait principalement l'Amérique du Nord, où les investissements pourraient bondir de près de 25%, principalement sous l'impulsion des compagnies américaines indépendantes. En dehors de l'Amérique du Nord, une relative stabilité est attendue. La hausse des investissements des compagnies nationales devrait en effet être compensée par la poursuite de la baisse des investissements des majors et des indépendants qui restent focalisés sur la restauration de leurs marges.

## **2.2. Une évolution contrastée selon les régions**

La baisse des investissements est très forte dans toutes les régions du monde à l'exception du Moyen-Orient et de la CEI.

En Amérique du Nord, le maintien des cours du pétrole à des niveaux très bas (inférieurs en moyenne annuelle à ceux de 2015) a une nouvelle fois fortement pénalisé les investissements qui baissent de plus de 30% pour la deuxième année consécutive. Cependant la hausse graduelle du prix du WTI tout au long de l'année, après un plus bas atteint en janvier 2016, ainsi que la baisse des coûts des forages, ont permis une reprise de la croissance du nombre de plateformes de forage terrestres en activité aux Etats-Unis au second semestre, après un an et demi de baisse continue. Cette tendance devrait perdurer en 2017 et se traduire par une hausse des investissements et de la production dans la zone.

En Amérique Latine, les investissements sont doublement pénalisés par des coûts de production généralement élevés et une conjoncture économique particulièrement dégradée avec notamment le scandale Petrobras doublé d'une crise économique au Brésil et le marasme Vénézuélien. Au Mexique, PEMEX, déficitaire et très endetté, a réduit ses investissements dans l'amont de près de 20%. Les réductions ont été encore plus drastiques pour la compagnie nationale colombienne Ecopetrol, qui affiche un budget en baisse de 60% par rapport à 2015.

En Europe, les investissements ne reculent que de 14% en dollar en Norvège (-11% en couronne norvégienne), tandis qu'au Royaume-Uni, ils se contractent de 34%, même s'il faut préciser que cette baisse a été accentuée par la chute des cours de la livre par rapport au dollar (-11% en 2015). Pour 2017, les perspectives ne sont guère encourageantes, avec une nouvelle baisse de 14% des budgets d'E&P attendue en Norvège. Après un pic atteint en 2014, les investissements en Mer du Nord Britannique sont entrés dans une phase de déclin tendanciel en raison de la maturité très avancée des gisements.

En Afrique, les investissements baissent de 25 %. La chute est particulièrement brutale en Afrique subsaharienne, notamment au Nigéria où les investissements de NNPC ont été réduits de 42% par rapport à l'année précédente. Les dépenses d'exploration sont fortement affectées, avec un recul de plus de 60%. Un redressement est attendu en 2017 avec le démarrage possible de plusieurs projets, notamment des projets de développement de GNL au Mozambique (Coral FLNG) et en Guinée équatoriale (Fortuna FLNG).

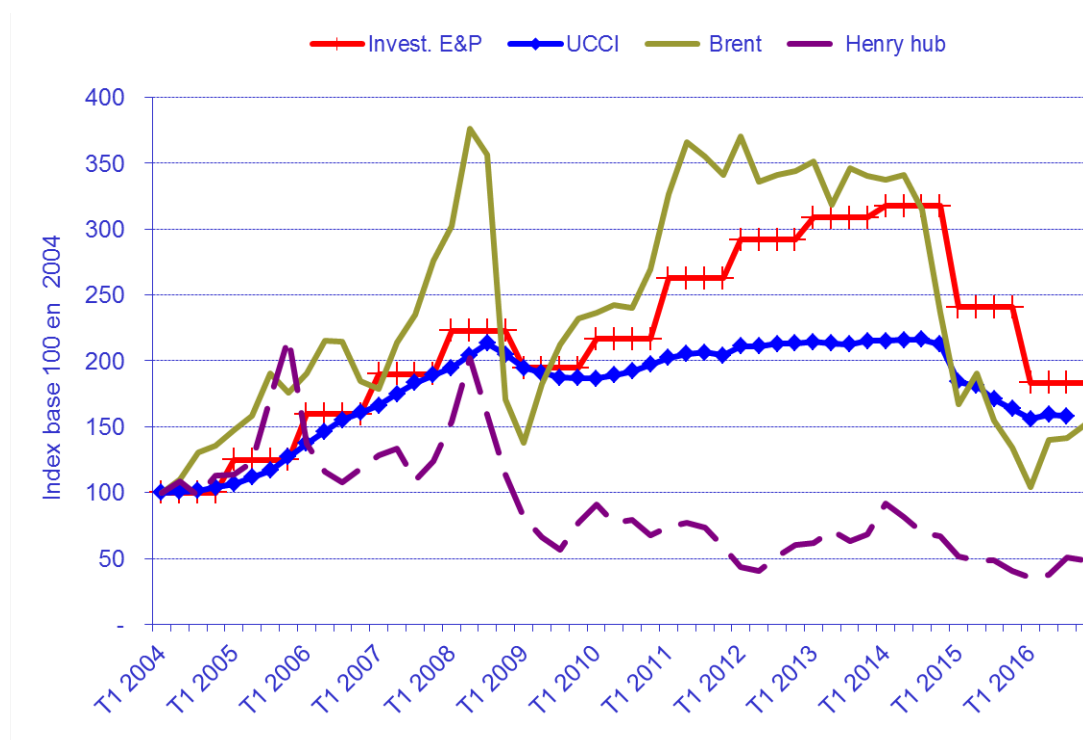
En Asie-Pacifique, l'investissement a pâti du report ou de l'annulation de plusieurs projets, même si le recul des dépenses a été limité par la hausse des coûts des projets de GNL australiens. Au total, les

budgets d'exploration production sont inférieurs de plus de 20 milliards de dollars à ceux de 2015, avec des coupes particulièrement sévères pour Petronas (-3 G\$), Petrochina (-2,3 G\$) et Petrovietnam (-2,2 G\$ soit une division par 4 par rapport au budget 2015 !).

Dans la CEI, la baisse des investissements est restée relativement modérée (environ -6%), notamment grâce à Rosneft dont les dépenses d'exploration-production ont crû de 33%, alors que Gazprom et Lukoil ont continué à réduire leurs budgets. La chute du rouble par rapport au dollar a bénéficié aux entreprises russes et a soutenu l'investissement qui, en monnaie nationale, augmente de près de 15%, ce qui a permis à la production pétrolière d'atteindre son plus haut niveau de l'ère post-soviétique.

Dans un contexte difficile, les NOC du Moyen-Orient ont, dans l'ensemble, maintenu voire légèrement augmenté leurs investissements : +4% pour Saudi Aramco et KOC (Koweït), +9% pour PDO (Oman), stabilité pour Qatar Petroleum, baisse de 4% pour ADNOC (Abu Dhabi). Au niveau régional, les investissements sont estimés en légère baisse (environ 3%) du fait du recul des dépenses des majors et indépendants.

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



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

En 2016, le nombre de puits forés dans le monde devrait baisser pour la deuxième année de 30% et s'établir à environ 50 000 puits, soit deux fois moins qu'en 2014. On devrait dénombrer de l'ordre de 2 700 puits en mer, soit 5% du total des puits forés en 2016.

La baisse de l'activité à terre est particulièrement forte aux Etats-Unis. En deux ans, le nombre de puits non conventionnels a été divisé par trois.

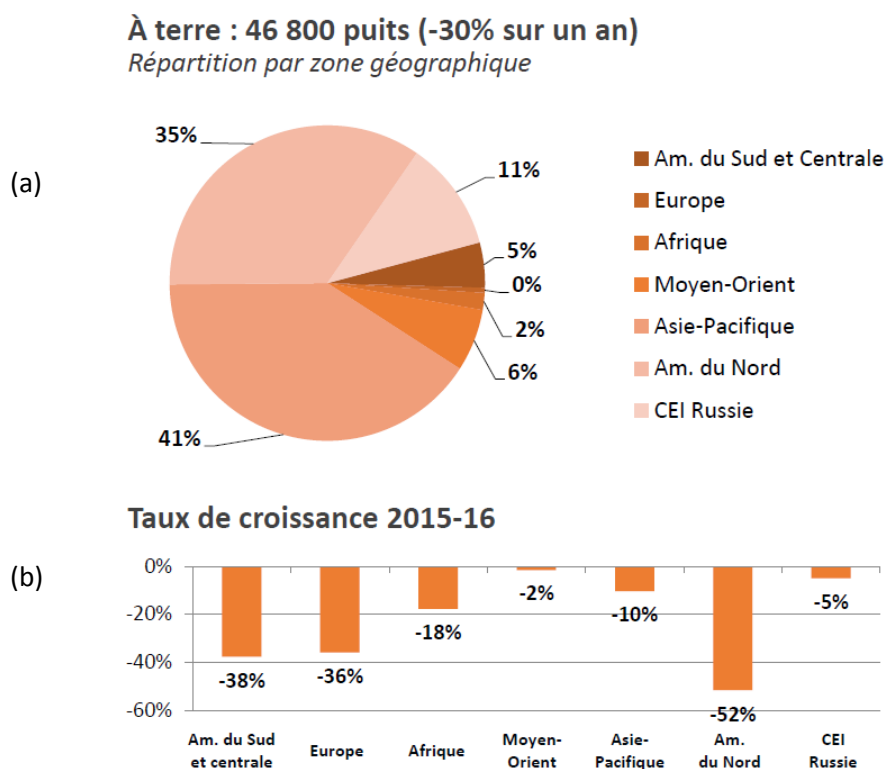
La chute des activités de forage et services et des marchés associés est donc sans précédent. Le marché global du forage et des services associés devrait chuter de 36% en 2016.

#### 3.1. Activité de forage à terre et en mer

##### 3.1.1. Nombre de puits forés à terre

En 2016, l'activité mondiale de forage à terre continue de chuter, notamment en Amérique du Nord (-52%), en Amérique du Sud (-38%) et en Europe (-36%). Le Moyen-Orient est la seule région à être quasiment stable (-2%). Le forage à terre résiste en CEI (-5%) malgré l'embargo international ; il baisse en Asie-Pacifique (-10%) et en Afrique (-18%).

Figure 6 : Répartition des puits forés à terre en 2016 par région (a) et croissance sur un an (b).



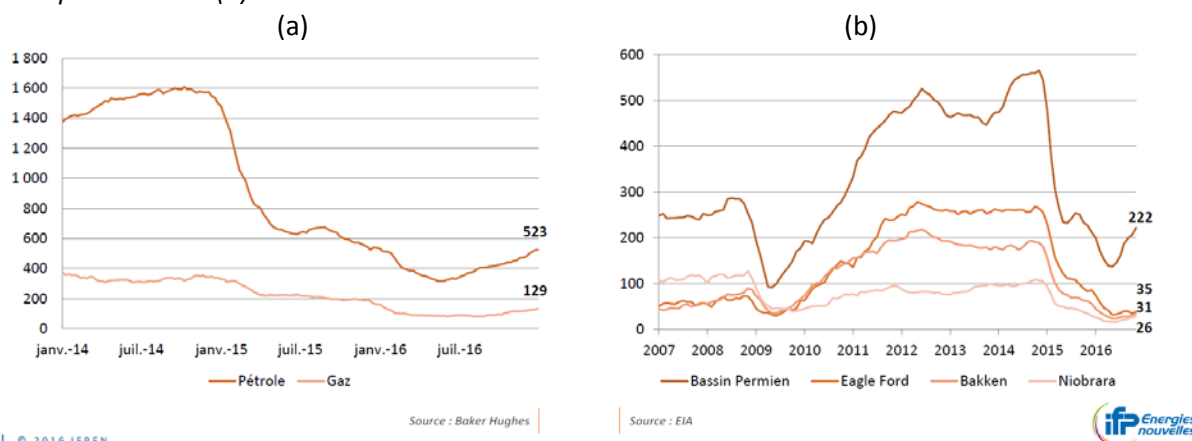
Sources : Spears&Associates, IFPEN

- **Pétrole et gaz de schiste Américains**

La baisse du prix du pétrole depuis deux ans s'est accompagnée aux Etats-Unis d'une très forte chute du nombre d'appareils de forage en activité pour l'exploration et l'exploitation des pétroles et des gaz de schiste. Néanmoins, grâce à l'amélioration de la productivité des puits, la production de pétrole de schiste n'a diminué que de 1 Mb/j depuis son maximum de mars 2015 et s'établit fin 2016 à 4,5 Mb/j.

Quatre bassins représentent 80% de l'activité de forage, le bassin Permien, les zones d'Eagle Ford, du Bakken et du Niobrara. Par rapport à octobre 2014, la baisse du nombre d'appareils de forage en activité pour le pétrole de schiste est de 75%, soit près de 1000 appareils en activité en moins par rapport au maximum d'octobre 2014. Depuis le mois de mai 2016, on observe néanmoins un rebond de 30% des équipements en activité dans le bassin Permien. Cette reprise est concentrée principalement sur le forage de puits de pétrole.

Figure 7 : Nombre d'appareils de forage aux Etats-Unis pour le non conventionnel (a) et les 4 principaux bassins (b)



En 2016, le nombre de puits non conventionnels forés aux Etats-Unis est de l'ordre de 7000. Les puits déjà forés mais non achevés (DUC ou Drilled Un Completed Wells) sont au nombre de 5 000 aux Etats-Unis. Le nombre de DUC pour le pétrole a plus que doublé depuis 2013 et représente 4000 puits, ce qui pourrait permettre un redémarrage rapide de la production du pétrole de schiste américain.

- **Taux de location des appareils de forage à terre**

A mi-2016, les taux de location à l'international et au Canada se stabilisent avec une croissance de 3% sur un an. Aux Etats-Unis, compte tenu de la chute de l'activité de forage, la baisse des taux de location des appareils à terre est de 8% sur un an.

### 3.1.2. Nombre de puits forés en mer

Le parc d'équipements de forage continue de s'accroître, de nouveaux appareils continuent d'arriver sur le marché et les mises au rebut sont insuffisantes pour assainir le marché. Les taux d'utilisation des appareils sont en forte dégradation, tout comme les taux de location journaliers qui chutent.

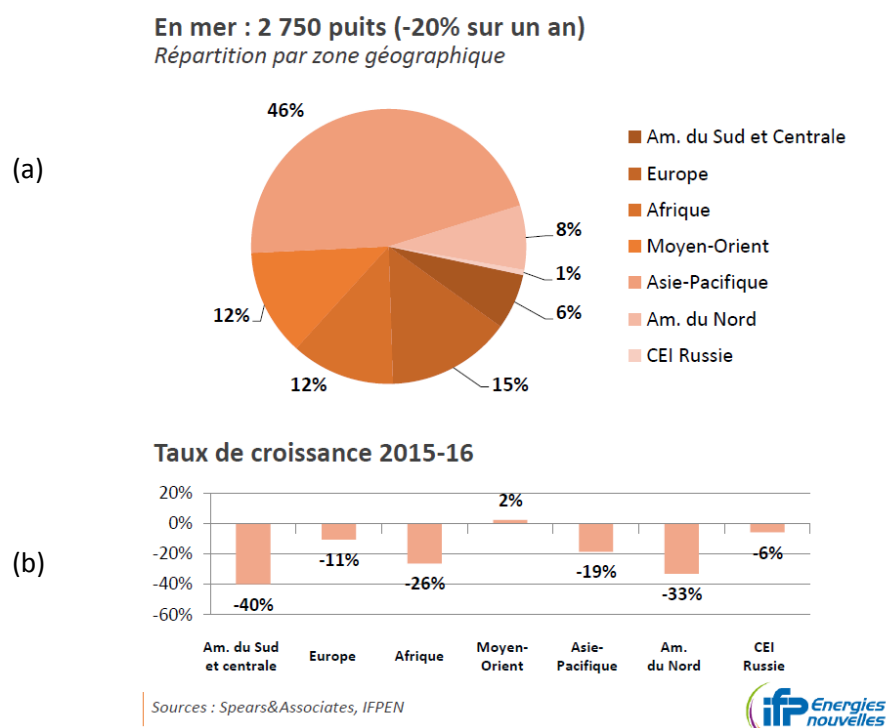
Pour certaines plateformes, les taux de location journaliers sont tombés en dessous des coûts d'exploitation, on ne prévoit donc pas pour celles-ci une nouvelle baisse des prix de location. Mais il y a encore de nombreuses plates-formes en opération avec des taux élevés négociés entre 2011 et 2013 ; pour ces dernières, les tarifs devront être ajustés à la baisse si les contracteurs de forage veulent éviter la résiliation des contrats.

- **Nombre de puits forés en mer**

La baisse du prix du brut a entraîné une diminution des opérations d'exploration et de développement en mer notamment profonde (plus de 1500 m d'eau). En 2016, le nombre de forages offshore devrait atteindre un point bas avec 2700 puits, soit une chute de 20% par rapport à l'année précédente.

L'activité en 2016 est en baisse dans toutes les régions, sauf au Moyen-Orient où elle devrait rester stable. La diminution est particulièrement forte en Amérique du Sud (-40%) avec le ralentissement de l'activité offshore du Brésil et les problèmes financiers de Petrobras. En Amérique du Nord (Golfe du Mexique) et en Afrique (Golfe de Guinée), les baisses sont de 33% et 26% sur un an.

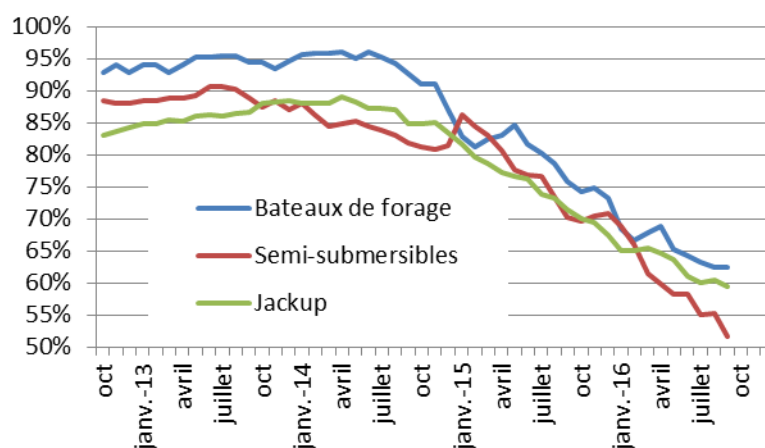
Figure 8 : Répartition des puits forés en mer en 2016 par région (a) et croissance sur un an (b).



#### • Taux d'utilisation des appareils de forages en mer

En septembre 2016, les taux d'utilisation de la flotte mondiale d'appareils atteignent des niveaux historiquement bas, avec 62 % pour les bateaux de forage, 51 % pour les semi-submersibles et 59 % pour les *jackups*. Pour comparaison, en 2014, ces taux d'utilisation étaient supérieurs à 85 %. Depuis la fin de l'année 2014, la baisse est continue.

Figure 9 : Evolution du taux d'utilisation par type d'appareil de forage.



Source : IHS Petrodata et IFPEN

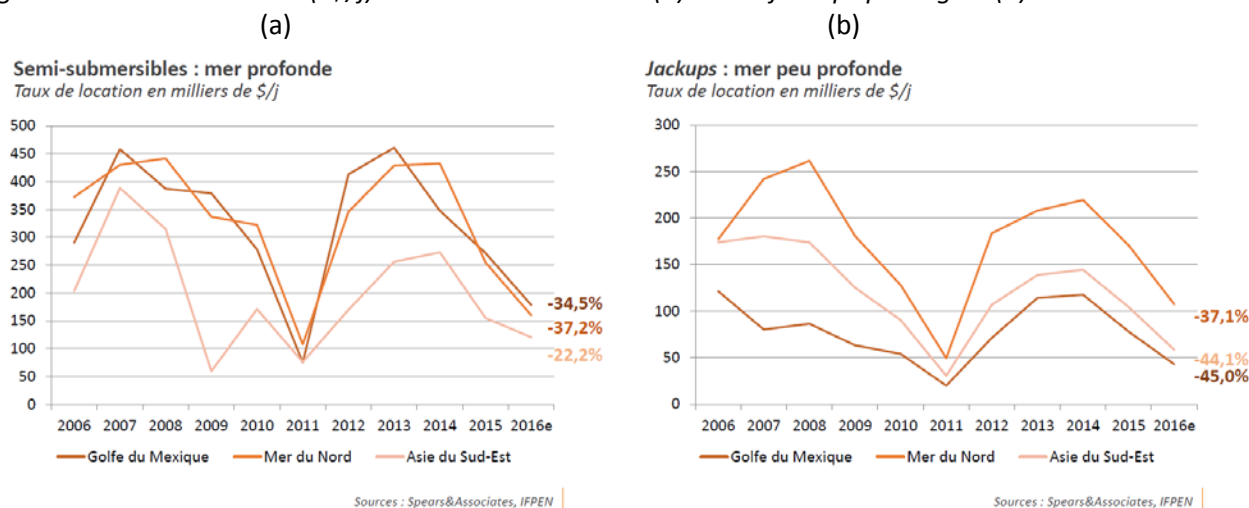
- **Taux de location des appareils de forages en mer**

En 2016, comme en 2015, la baisse des taux de location est générale quels que soient la région et le type d'appareil de forage. (Estimations 2016 à partir des huit premiers mois de l'année).

Pour les semi-submersibles, la baisse sur un an est de l'ordre de 34% dans le Golfe du Mexique et de 37% en Mer du Nord. Les taux de location en Asie du Sud-Est diminuent plus faiblement (-22%).

Pour les *jackup*, la baisse est globalement plus forte, sur un an de l'ordre de 44% en Asie du Sud-Est et de 45% et 37%, dans le Golfe du Mexique et en Mer du Nord respectivement.

Figure 10 : Taux de location (k\$/j) des semi-submersibles (a) et des *jackups* par région (b).



La construction d'un grand nombre d'appareils a été lancée en 2014 à un moment où le prix du baril était au moins deux fois plus important qu'aujourd'hui. Même si le nombre de mise en construction a baissé depuis 2 ans, les équipements neufs continuaient d'arriver sur le marché fin 2016 et entretenaient les surcapacités.

### 3.2. Marché mondial du forage et des services

En 2016, le marché global du forage et des services associés devrait être de l'ordre de 127 G\$. Après avoir baissé de 30% en 2015, il devrait encore chuter de 36% en 2016. Pour rappel, le marché avait atteint un chiffre d'affaires record de 280 G\$ en 2014 ; en deux ans il a été divisé par plus de deux. Tous les acteurs du secteur sont touchés.

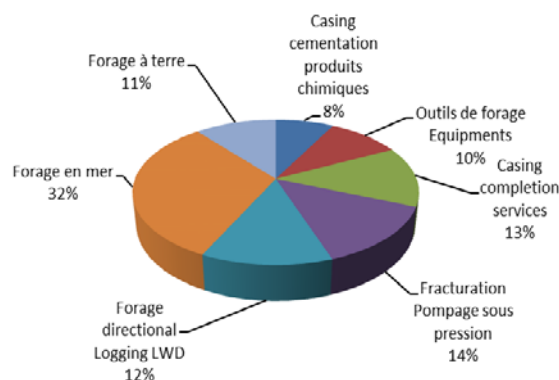
Le chiffre d'affaires du forage en mer accentue sa baisse (-27%) en 2016, mais chute moins fortement que celui du forage à terre (-39%). La baisse du chiffre d'affaires global de la fracturation hydraulique (-39%) est comparable à celui du forage à terre et est liée à la baisse d'activité sur les hydrocarbures non conventionnels aux Etats-Unis.

La plus forte baisse du marché concerne les équipements et produits de forage (outils de forage, cimentation et produits chimiques) ; elle atteint -47%. Sur un an, ce marché a été divisé par deux, et sur deux ans par trois.

Le marché des diagraphies et du forage directionnel suit la même tendance (-37%) que le marché du forage à terre ; tout comme le marché du *casing* et de la complétion des puits. Pour limiter les coûts, certains opérateurs sur les bassins d'hydrocarbures non conventionnels aux Etats-Unis, continuent de forer mais n'achèvent pas les puits.

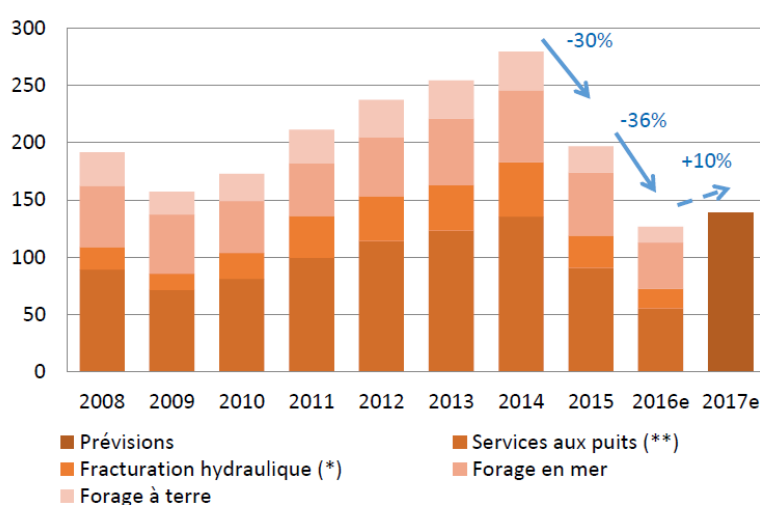


Figure 11 : Estimation des divers segments de marché mondial du forage en 2016.



Sources : Spears &amp; Associates et IFPEN

Figure 12 : Chiffre d'affaires (G\$) des équipements de forage et des services.



(\*) inclut également le pompage sous pression  
 (\*\*): inclut les équipements de forage et les services aux puits  
 Source : Spears&Associates, IFPEN

Pour 2017, Spears & Associates envisage un rebond du marché de l'ordre de 10%, compatible avec la reprise du forage déjà observée depuis mai sur le bassin Permien et la hausse du prix du baril à plus de 50 \$ depuis décembre 2016.

### 3.2.1. Acteurs du forage à terre

8 grands groupes assurent 52 % des 14 G\$ que constitue le sous-segment du forage à terre. Le leader est Nabors Industries avec 11% de parts de marché, suivi à quasi égalité par Helmerich & Payne (10%). Eurasia Drilling est en troisième position (8%).

Aux 4<sup>e</sup>, 5<sup>e</sup> et 6<sup>e</sup> places, trois sociétés se suivent: Saipem, Precision Drilling et Schlumberger, toutes les trois avec de l'ordre de 4 à 5% de parts de marché. KCA Deutag et Patterson-UTI sont respectivement à la 7<sup>e</sup> et 8<sup>e</sup> place.

En 2016, pour la plupart des acteurs les baisses de chiffre d'affaires sont de l'ordre de 40% à 50%. Seuls Eurasia Drilling, Saipem et KCA Deutag limitent leurs chutes avec respectivement des baisses de 13%, 23% et 4%.

Tableau 1 : Estimation des parts de marchés et de l'évolution du chiffre d'affaires en 2016 pour les principaux acteurs du secteur du forage à terre.

Forage Onshore	Part 2016 estimée	cumul des parts	Croissance CA %
Nabors Industries	11%	11%	-41%
Helmerich & Payne	10%	22%	-40%
Eurasia Drilling Co.	8%	30%	-13%
Saipem SPA	4,7%	35%	-23%
Precision Drilling	4,6%	39%	-41%
Schlumberger	4,4%	44%	-39%
KCA Deutag	4,1%	48%	-4%
Patterson-UTI	3,8%	52%	-54%

Sources : IFPEN, Spears & Associates

### 3.2.2. Acteurs du forage en mer

La moitié des 40 G\$ du marché mondial du forage en mer est détenue par 8 grands groupes. Le leader est toujours Transocean avec de l'ordre de 9% du marché mondial. Transocean est désormais très proche de ses concurrents Seadrill et ENSCO avec chacun près de 8% de parts de marché.

Entre 4% et 6% de parts de marché mondial, on trouve par ordre d'importance décroissante Noble Drilling, Rowan Companies, Maersk Group, Ocean Rig et Diamond Offshore.

Parmi ces 8 sociétés, seule Ocean Rig devrait afficher en 2016 un chiffre d'affaires en croissance (+4%). Rowan Companies (-8%) et Maersk Group (-7%) résistent à la crise. Par contre, Transocean (-45%) devrait diviser son chiffre d'affaires par près de deux en un an. Entre la deuxième et la quatrième place, les baisses de chiffre d'affaires devraient être de l'ordre de 20%.

Tableau 2 : Estimation des parts de marchés et de l'évolution du chiffre d'affaires en 2016 des principaux acteurs du secteur du forage en mer.

Forage Offshore	Part 2016 estimée	cumul des parts	Croissance CA %
Transocean, Inc.	9,2%	9,2%	-45%
Seadrill	8,4%	17,6%	-22%
ENSCO	7,6%	25,2%	-24%
Noble Drilling	6,6%	31,8%	-18%
Rowan Companies	4,9%	36,7%	-8%
Maersk Group	4,6%	41,3%	-7%
Ocean Rig	4,5%	45,8%	4%
Diamond Offshore	3,9%	49,7%	-35%

Sources : IFPEN, Spears & Associates

### 3.2.3. Acteurs de la fracturation hydraulique

Le segment de la fracturation hydraulique est encore plus concentré en termes d'acteurs que ceux du forage en mer et à terre. 8 sociétés assurent en 2016 80% de l'activité de fracturation hydraulique. Halliburton, Schlumberger et Baker Hughes représentent en termes de chiffre d'affaires les 2/3 du marché mondial. Les autres acteurs, FTS International, Weatherford, Calfrac Well Services font respectivement moins de 4% du marché.

Le chiffre d'affaires global du segment chute très fortement (-39%) avec la baisse des forages non conventionnels aux Etats-Unis, ceci pour la deuxième année consécutive. Les baisses de chiffre d'affaires des sociétés s'échelonnent entre moins 30% et moins 60%.

Tableau 3 : Estimation des parts de marchés et de l'évolution du chiffre d'affaires en 2016 des principaux acteurs de la fracturation hydraulique.

Fracturation Hydraulique	Part 2016 estimée	cumul des parts	Croissance CA %
Halliburton	31%	31%	-33%
Schlumberger	24%	55%	-30%
Baker Hughes	9%	64%	-49%
FTS International	3,4%	67%	-60%
Weatherford	3,2%	70%	-44%
Calfrac Well Services Ltd.	3,0%	73%	-59%
C&J Energy Services	2,8%	76%	-60%
RPC	2,2%	78%	-54%
Patterson-UTI Energy, Inc.	2,2%	80%	-54%

Sources : IFPEN, Spears & Associates

#### 4. Activités et marchés de la géophysique dans le monde

Avec une 2<sup>e</sup> année de baisse des budgets d'exploration, tous les segments d'activité en géophysique sont touchés (acquisition-traitement, géosciences, équipements). Sur l'année 2016, l'ensemble du marché devrait chuter de 35 % avec un chiffre d'affaires mondial qui devrait s'établir à un peu plus de 7 G\$.

Malgré une flotte de navires réduite au maximum suite aux démantèlements successifs des navires les plus anciens, l'évolution du taux d'occupation des navires, après une stabilisation mi-2016 rechute à un niveau historique extrêmement bas de 30 %.

Les carnets de commandes pour 2017 sont en baisse en dépit de prix d'acquisition très bas. Compte tenu du faible nombre d'acquisitions contractuelles, la flotte marine est principalement dédiée aux études multiclients (MC).

Afin de maintenir les équipes et équipements en activité, les acteurs du secteur ont fait le choix d'augmenter leur activité d'acquisition MC. Ce type de service permet de pallier en partie à la sous utilisation des navires. L'offre d'acquisition en multi-clients adressée aux compagnies pétrolières et gazières est donc en 2016 particulièrement importante mais est devenue très concurrentielle.

L'activité études géosciences (réservoir, imagerie, ...) qui avait bien résisté en 2015 subit aussi une forte concurrence.

En ce qui concerne les ventes d'équipements, le contexte n'est toujours pas favorable au renouvellement du matériel. Hormis quelques ventes, les équipementiers survivent grâce à la rente que représentent les opérations de maintenance des équipements existants.

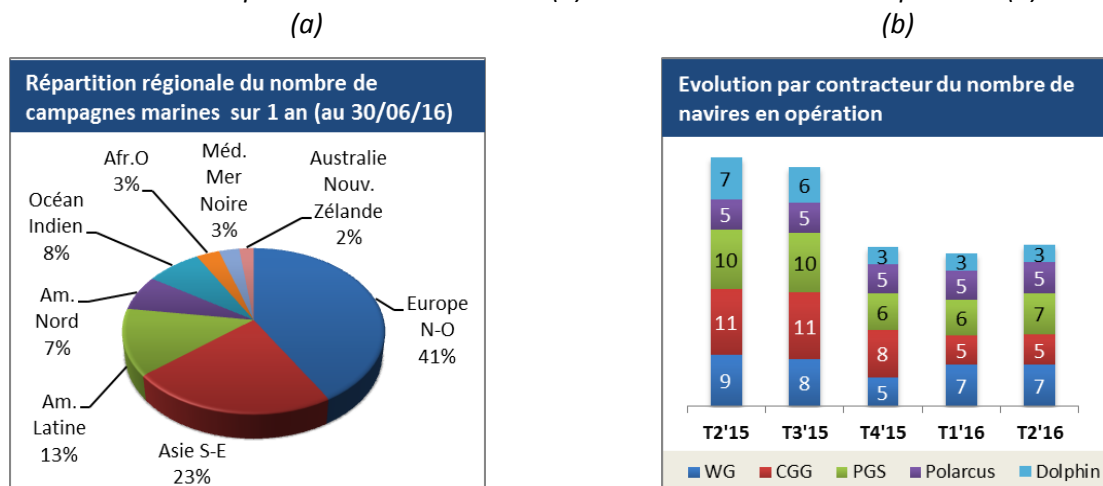
La situation financière est donc difficile pour beaucoup de contracteurs (dépôt de bilan, augmentation de capital, renégociation de dette) et les réductions de personnel continuent. Coté cours de bourse, les actions des contracteurs stagnent à un niveau très bas.

## 4.1. Activité de géophysique

### 4.1.1. Flotte marine par région

La flotte de navires par société se stabilise depuis fin 2015, et progresse d'un bateau pour PGS. A mi-2016, l'essentiel de l'activité est localisé dans trois grandes régions qui concentrent de l'ordre de 80 % des campagnes de sismique marine. La plus importante reste l'Europe du Nord-Ouest (41 %) avec la mer du Nord, puis viennent l'Asie du Sud-Est (23 %) et l'Amérique latine (13 %).

Figure 13 : Activité d'acquisition marine sur un an (a) et nombre de navires en opération (b).



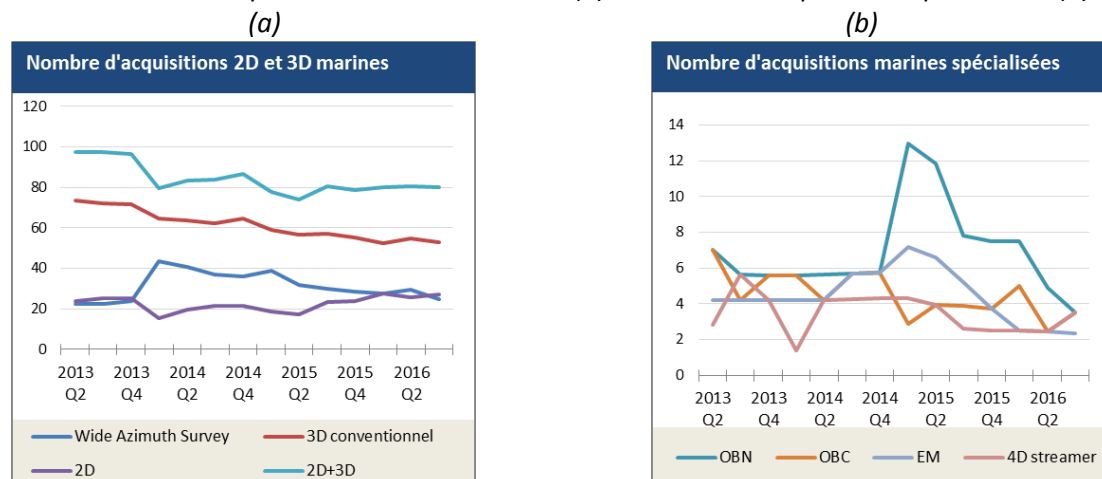
Sources : IHS et IFPEN

En glissement annuel, la baisse d'activité au niveau mondial n'est que de 10 %, les régions qui enregistrent les baisses les plus fortes étant l'Amérique du Nord avec le Golfe du Mexique (-60 %), l'Afrique de l'Ouest avec le Golfe de Guinée (-50 %), le Moyen-Orient (-60 %) et l'Australie (-44 %). Ces baisses sont compensées en partie par des hausses en Amérique latine (+35 %) et en Europe du Nord-Ouest (+22 %). Les autres régions sont plus ou moins stables.

### 4.1.2. Nature des campagnes

Au 3<sup>e</sup> trimestre 2016, au niveau mondial, par rapport à la même période en 2015, le nombre de campagnes 3D conventionnel baisse de 7 %, et le nombre de campagnes Wide Azimuth de 17 %. Seul le nombre de campagnes 2D augmente de 16 %. Il s'est opéré un transfert des acquisitions 3D au profit de la 2D, moins onéreuse.

Figure 14 : Nombre d'acquisitions marines 2D et 3D (a) et nombre d'acquisitions spécialisées (b).



Source : IFPEN d'après IHS

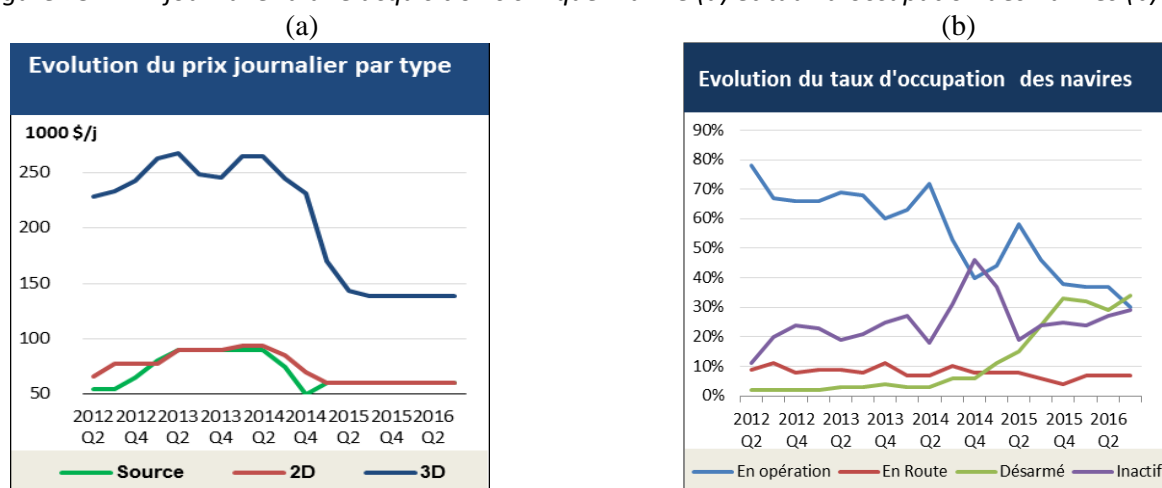
Sur un an, le nombre d'acquisitions spécialisées type *Ocean Bottom Cable* (OBC) et sismique 4D se stabilise. Par contre, sur la même période, le nombre de campagnes *Ocean Bottom Nodes* (OBN) et ElectroMagnétique (EM) a été divisé par deux.

#### 4.1.3. Prix des campagnes et taux d'occupation des navires

Le prix des acquisitions reste désespérément bas ; depuis fin 2015, on n'observe pas de remontée des prix, malgré la réduction de la flotte mondiale. Les marges des contracteurs sont quasi nulles. Le prix d'une campagne d'acquisition 2D varie entre 55 K\$ et 65 K\$ par jour. Pour une campagne 3D, il faut compter entre 100 K\$ et 200 K\$ par jour, en fonction des configurations d'acquisition. Le niveau de prix le plus bas semble avoir été atteint.

L'évolution du taux d'occupation des navires après une stabilisation mi-2016 chute à un niveau extrêmement bas de 30 %. Le nombre de bateaux désarmés et inactifs augmente respectivement de 29 % et de 34 %.

Figure 15 : Prix journalier d'une acquisition sismique marine (a) et taux d'occupation des navires (b).



Sources : IFPEN d'après IHS

## 4.2. Marché mondial de la géophysique

### 4.2.1. Chiffre d'affaires (CA) et acteurs

Pour 2016, la baisse du CA mondial devrait être plus forte que prévue initialement : elle serait de 35 %. Pour rappel, en 2015, le CA mondial du marché de la géophysique (tous segments confondus) était en baisse de 31 % par rapport à 2014 et s'établissait à 11 milliards de dollars (G\$). Pour les 8 premiers acteurs, les baisses de CA fin 2016 vont de -21 à -46 %.

Le secteur des équipements est particulièrement touché avec une baisse mondiale de l'ordre de 40% en 2016.

La part de marché du leader, WesternGeco atteint 30 %. En 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> position, CGG et PGS représentent respectivement de l'ordre de 19% et 9 %. Landmark, qui concentre son activité uniquement sur du logiciel, a une part de marché (6%) comparable à TGS.

Fin 2016, les carnets de commandes continuent de baisser pour toutes les compagnies par rapport au trimestre précédent, ce qui ne permet pas d'anticiper de rebond de l'activité pour début 2017.

Figure 16 : Marché mondial de la géophysique (tous segments) en G\$.

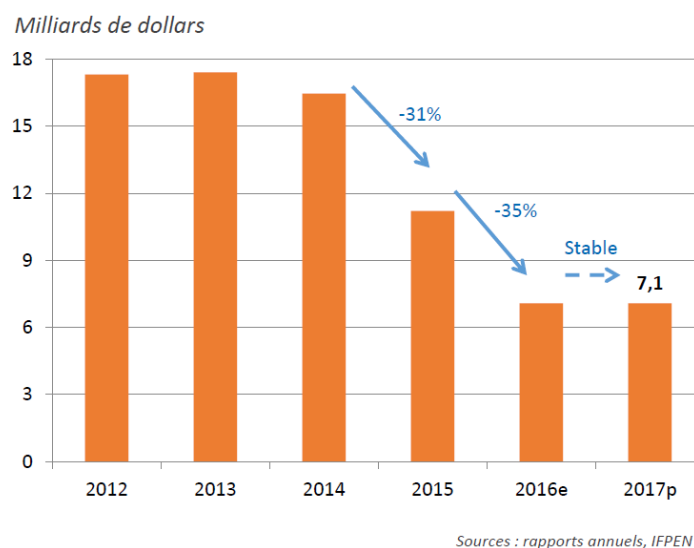


Tableau 4: Chiffre d'affaires 2015 et 2016 pour les huit plus importants contracteurs et parts de marché.

Chiffres d'affaires 2015 et 2016 estimé, variation par rapport à 2015 et parts de marché 2016 estimées				
M\$	CA 2015	CA 2016e	2016/2015e	Parts, %
SLB WG+SIS	3200	1935	-40%	30%
CGG	2101	1265	-40%	19%
PGS	962	745	-23%	9%
Landmark	630	395	-37%	6%
TGS	612	360	-41%	6%
IGSS	340	270	-21%	3%
Polarcus	378	260	-31%	3%
COSL	242	130	-46%	2%

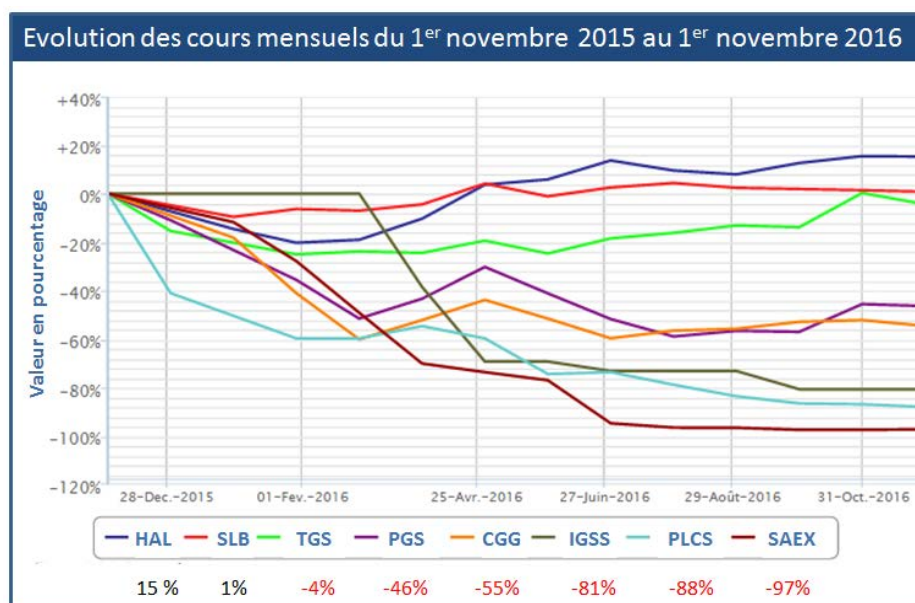
Source : IFPEN d'après Spears & Associates

#### 4.2.2. Evolution des cotations boursières

On observe une baisse presque générale des cours de bourse en glissement annuel, sauf pour Halliburton et Schlumberger, les deux grands groupes de services parapétroliers intégrés. Les cours, après avoir fortement baissés, varient cependant moins sur les derniers mois de 2016.

Il est important de rappeler que la comparaison des évolutions des cours reste difficile, car la cotation des titres se fait sur des places boursières différentes et concerne chaque société dans son ensemble. Pour les grands groupes comme Schlumberger et Halliburton, le secteur de la géophysique représente moins de 10 % de l'ensemble coté.

Figure 17 : Cotations boursières des principaux contracteurs de géophysique.



Source : IFPEN d'après Bloomberg

## 5. Activités et marchés de la construction *offshore*

En 2016, beaucoup de projets en *offshore* profond et ultra profond ont été reportés suite à la baisse des investissements. Cette situation impacte directement le chiffre d'affaires mondial de la construction et des services *offshore* qui devrait baisser en 2016 de l'ordre de 24%.

L'activité de construction de plateformes flottantes limite la baisse du nombre de constructions à 13%. L'*offshore* peu profond est particulièrement touché aussi, avec un le nombre de constructions de plateformes fixes qui chute de 50%.

L'activité de construction sous-marine qui avait, quelques années auparavant, battu des records en nombre d'installations diminue de 18%.

Malgré des coûts des services et des équipements en baisse, peu de professionnels voient un redémarrage à court terme de l'activité *offshore*. Le seuil de prix du brut généralement considéré comme nécessaire pour relancer l'activité en mer se situe autour des 60\$/b.

### 5.1. Activités de construction et de services *offshore*

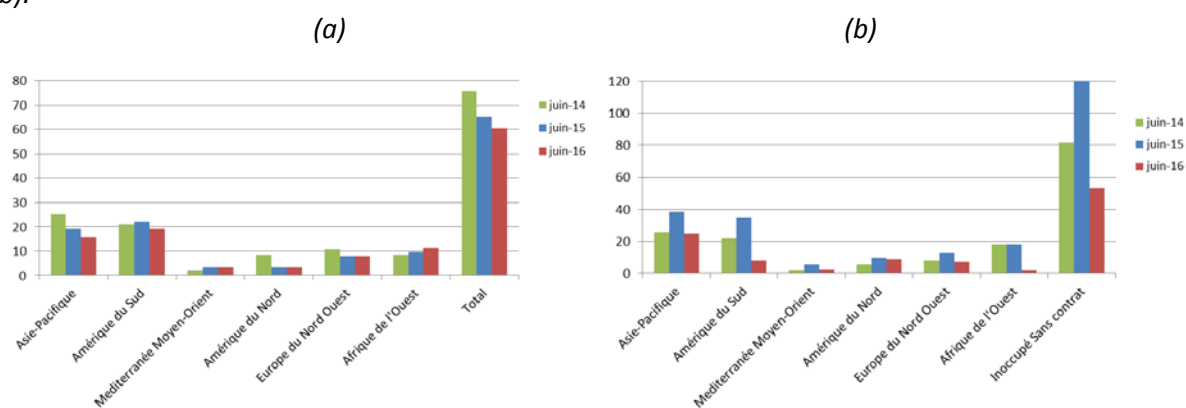
#### 5.1.1. Constructions de plateformes flottantes (FPS)

Mi-2016, on compte dans le monde 60 FPS en construction. Ce type de plateforme destinée à des développements par grande profondeur d'eau est en baisse de 7%. La baisse sur l'année 2016 pourrait atteindre 13%.

Mi-2016, 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 17%. La seule région qui enregistre une augmentation du nombre de constructions est l'Afrique de l'Ouest (+7%). Les autres régions sont stables.

Pour 2020, la demande de construction de FPS a été fortement revue à la baisse, mi-2016, elle a chuté de 56% à l'échelle mondiale, et est passée à 54 unités. La chute est générale quelques soient les régions, excepté pour le Golfe du Mexique où la baisse est plus modérée (-10%).

Figure 18 : Nombre de plateformes flottantes en construction par an (a) et demande jusqu'en 2020 (b).



Sources : IFPEN, IHS

### 5.1.2. Construction de plateformes fixes, tout type

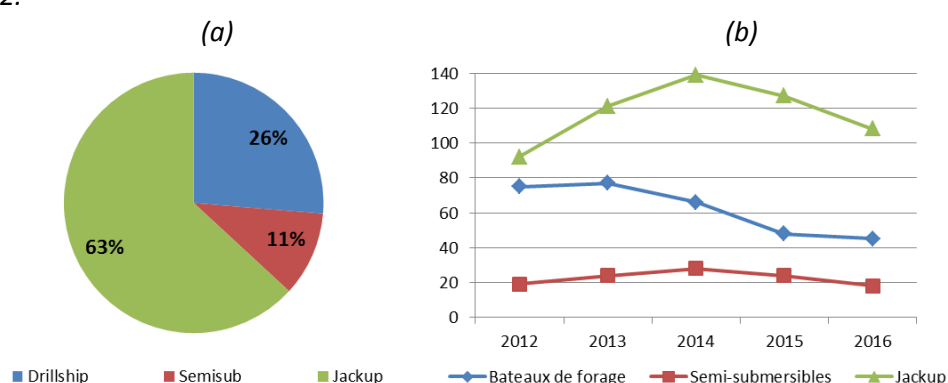
Ce type de plateforme est destiné à des développements de champs par faibles profondeurs d'eau (200 à 300 m). En 2016, on estime que le nombre de constructions de plateformes fixes a chuté de 50%.

### 5.1.3. Construction de plateformes et bateaux pour le forage

Cette activité de construction de bateaux de forage, de plateformes semi-submersibles et de *jackups* de forage, fait face depuis 2014 à la baisse mondiale du forage en mer aussi bien pour l'exploration que pour le développement de champs en offshore.

En Septembre 2016, sur 171 ordres de construction d'appareils de forage en mer, 63% concernaient les *jackups*, 26% les bateaux de forage et 11% les semi-submersibles. Sur un an, la baisse d'activité globale est de 14%, après une baisse comparable l'année précédente (-15%). La chute la plus forte (-25%) revient aux semi-submersibles, puis aux *jackups* (-15%) et enfin aux bateaux de forage (-6%).

Figure 19 : Nombre d'appareils de forage en construction par type en Septembre 2016 (a) et évolution depuis 2012 (b).



Sources : IFPEN, IHS

### 5.1.4. Activités de construction sous-marine

Le nombre d'installations de tête de puits sous-marines en 2016 est de l'ordre de 220 unités. Il est en baisse de 20% sur un an. En 2014, on avait atteint un record de plus de 300 têtes de puits.



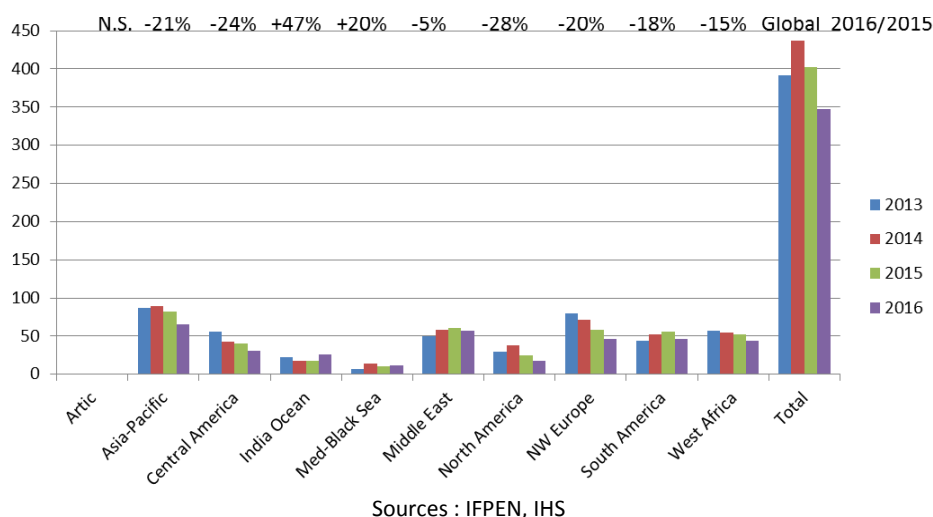
Les zones traditionnelles d'installation du *subsea*, sont la Mer du Nord, le Golfe du Mexique et le Golfe de Guinée, elles sont rattrapées aujourd'hui par l'Amérique du Sud et l'Afrique de l'Ouest qui sont des zones en forte croissance. 20% des installations sous-marines sont situées dans des profondeurs d'eau de 300 à 1500 mètres, et 16% au-delà de 1500 mètres. Ce type de développement sous-marin est particulièrement intéressant pour les développements d'un ensemble de champs proches mais reste coûteux. Il permet de réduire le nombre d'installations de surface en raccordant les champs satellites aux plateformes existantes.

### 5.1.5. Services offshore

Les services *offshore* regroupent les activités utilisant des bateaux pour l'hébergement, la pose de pipeline et de *derrick*, le support à la plongée, les engins sous-marins télécommandés, l'intervention sur les puits.

Le point haut d'activité de 2014 est de 437 bateaux en service, il a été suivi en 2015 par une baisse de 8% sur un an ; pour 2016 on estime la baisse d'activité à 14%.

Figure 20 : Nombre de bateaux actifs dans les services offshore et évolution entre 2013 et 2016.



## 5.2. Marché mondial de la construction offshore

En 2016, le marché de la construction et des services offshore devrait s'établir à 42 G\$, soit une baisse de 24% par rapport à 2015. En 2015, il s'était déjà contracté de 19%.

Les compagnies pétrolières et gazières ont pour beaucoup décalé dans le temps leurs projets de développement, afin de revoir certains investissements, d'en réduire les coûts.

Dans le secteur des services et de la construction offshore, on distingue principalement trois segments: la construction offshore qui représente 59% du marché global, les équipements sous-marins dont la part est de 34% et les services offshore dont la part est de 7%.

Le segment des services aux plateformes flottantes subit la plus forte baisse (-32%). Le marché des équipements sous-marins comme le marché de la construction offshore devraient baisser de 24%.

Figure 21 : Marché mondial de la construction offshore en G\$.

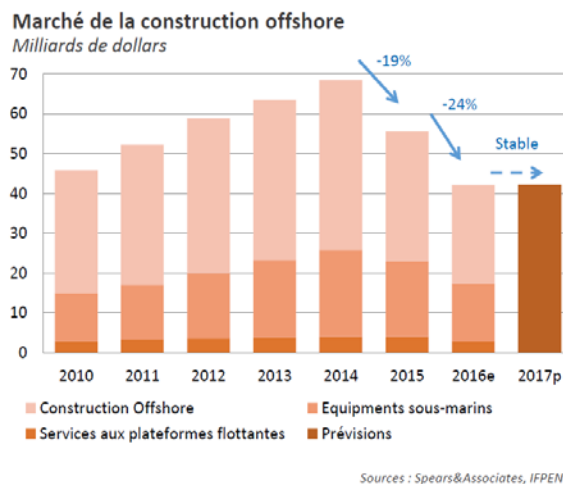


Tableau 5 : Parts de marché 2016 estimées par compagnie.

Sociétés	2016	%	Cumul
Technip FMC	8 020	19%	19%
Saipem	6 500	11%	30%
Subsea 7 S.A.	3 500	8,3%	38%
McDermott	2 755	6,5%	45%
Schlumberger-Cameron	2 000	4,7%	50%
Aker Solutions	1 960	4,7%	54%
GE Oil & Gas	1 645	3,9%	58%
KBR	1 390	3,3%	61%
Oceaneering International	1 290	3,1%	64%
SBM Offshore	1 065	2,5%	67%
Fugro	1 015	2,4%	69%

Source : IFPEN d'après Spears & Associates

Les deux tiers du chiffre d'affaires mondial sont détenus par 10 sociétés, dont les activités sont essentiellement la construction offshore et sous-marine. Technip devient le leader mondial de la construction offshore avec 19% du marché mondial, suite à la fusion avec FMC spécialisé dans les équipements sous-marins. Saipem passe à la 2<sup>ème</sup> place avec 11% du marché mondial.

De son côté, Schlumberger suite à l'achat de Cameron mi 2016 est dorénavant à égalité avec Aker Solutions en termes de parts de marché (4,7%).

## 6. Fort recul des projets de raffinage tant en distillation atmosphérique qu'en conversion

Malgré un contexte plutôt favorable, les investisseurs restent prudents. Les marges élevées qu'a connues le secteur en 2015 diminuent mais sans s'effondrer. En 2016 elles reviennent à des niveaux plus « naturels ». Dans ce nouveau contexte, les dépenses continuent à progresser mais à un rythme plus modéré, atteignant néanmoins un niveau record. La bonne tenue des marges explique l'essentiel de la hausse, notamment dans les activités de maintenance.

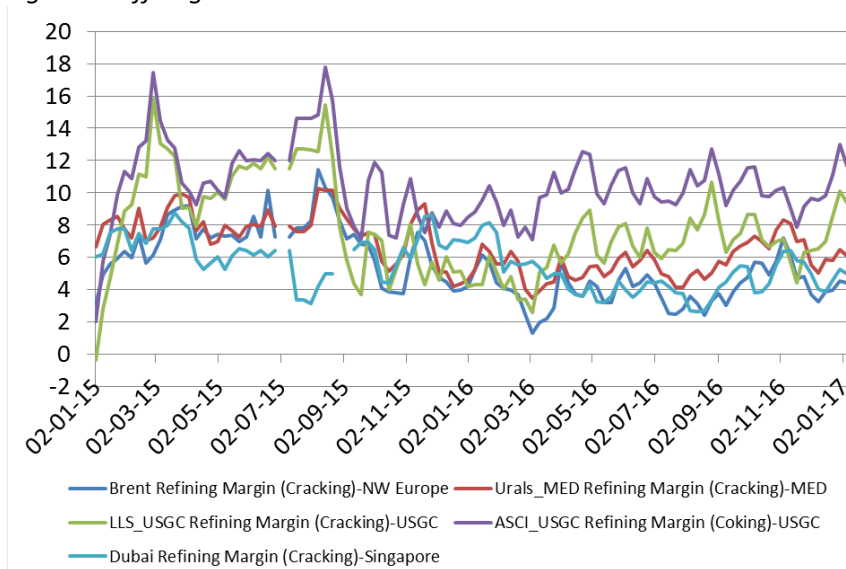
La prudence des raffineurs va surtout se manifester au niveau des projets prévus à moyen terme, qu'il s'agisse de projets d'extensions et/ou de nouvelles capacités de traitement ou de projets de conversion. Une forte réduction est prévue, aussi bien en nombre qu'en capacité (b/j), se traduisant par à une réduction des surcapacités de raffinage et un meilleur équilibre offre-demande.

Malgré les incertitudes, inhérentes aux événements futurs, les perspectives d'investissements demeurent intéressantes. La mise en place de nouvelles spécifications/réglementations au niveau mondial ainsi que différents programmes de réhabilitation, modernisation et développement du secteur militent en faveur d'un certain optimisme pour les investisseurs.

### 6.1. Diminution mais pas effondrement des marges de raffinage en 2016

L'année 2015 a été particulièrement favorable aux opérateurs avec des marges de raffinage historiquement élevées, la marge sur Brent a atteint \$11/b, un niveau que l'on n'avait plus connu depuis 2012. Les raffineurs ont profité de cet environnement économique favorable en opérant au maximum (même si c'est pour stocker leur production) et en limitant autant que possible les arrêts pour maintenance.

Figure 22 : Marges de raffinage.



Source : IFPEN, Reuters

En 2016 les marges reviennent à des niveaux plus habituels, s'établissant même à des niveaux « raisonnables », notamment aux Etats Unis où la marge LLS-USGC (Cracking) oscille entre 6 \$/b et 8 \$/b dans le deuxième trimestre. En Europe, mi-2016 la marge de raffinage se maintient autour de \$5/b grâce notamment au crack essence qui reste bien orienté, remontant jusqu'à 7 \$/b en novembre. La remontée relative des marges, notamment à partir du deuxième trimestre, conjuguée

à une demande soutenue en produits pétroliers incite les raffineurs à limiter leurs arrêts de maintenance cette année et à avancer le retour en opération de celles se trouvant en maintenance.

Les stocks de brut et de produits pétroliers sont au plus haut dans toutes les régions du monde, leur niveau ne baissera qu'à partir du 4<sup>ème</sup> trimestre. Fin 2016, les stocks de brut aux USA ainsi que les stocks de produits en zone ARA et à Singapour sont orientés à la baisse. Cette légère baisse des stocks s'explique par la décision de l'OPEP et de certains pays non OPEP de réduire leur production et par la reprise des opérations de maintenance dans les raffineries. Ces arrêts d'unités soutiennent les cracks produits y compris les cracks fuel-oil poussés par une demande asiatique plus forte. Dans ce contexte, les marges de raffinage sont restées bien orientées avec une marge européenne sur Brent à plus de \$4.7/b, malgré la remontée du prix du brut.

## 6.2. Ralentissement de l'augmentation des dépenses en 2016 puis chute en 2017

Dans ce contexte global de recul des marges (2015-2016), les dépenses en 2016 vont enregistrer un ralentissement de leur croissance (Figure 23).

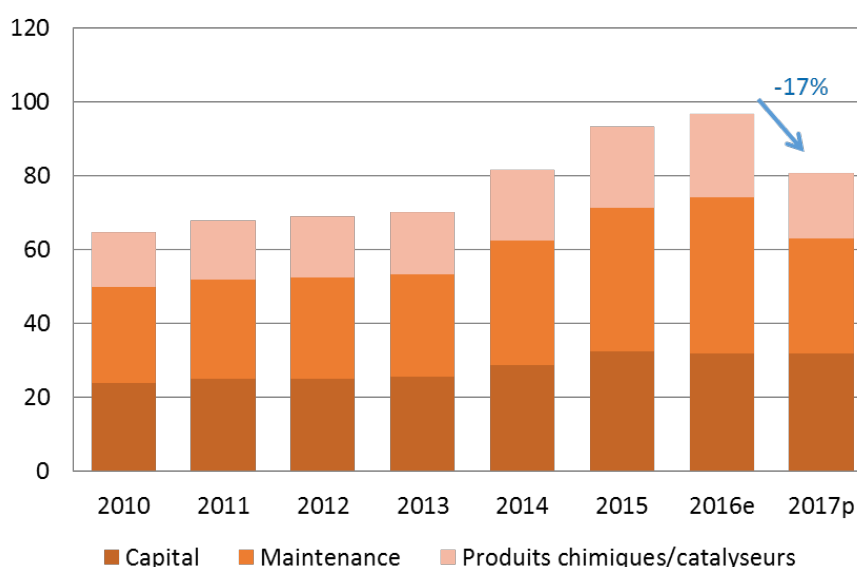
L'ensemble des dépenses, qui contribue à accroître les capacités de distillation atmosphérique (dépenses de capital, dépenses de produits chimiques/catalyseurs et dépenses de maintenance) dans le monde, est en hausse de 4% en 2016 (contre 16% en 2015). Les dépenses s'élèvent à 97 milliards de dollars, un niveau record.

L'augmentation des dépenses de maintenance explique l'essentiel de la hausse pour des raisons liées à la bonne tenue des marges fin 2015 et début 2016, comme nous l'évoquions précédemment.

Les dépenses de capital sont restées stables, proches de leur niveau historique de 2015 qui s'élevait à 32.6 milliards de dollars. Une conjugaison d'éléments contradictoires permet d'expliquer cette continuité :

La remise en cause de projets incluant des arrêts ou retards, les fermetures et réduction de capacités d'installations existantes (La Mede (150 000 b/j) en Europe) (Tableau 5), ainsi que les incertitudes concernant l'important programme russe de modernisation (sanctions, crise économique,..) (voir encadré) sont les éléments expliquant cette modération des dépenses de capital.

Figure 23 : Dépenses de l'industrie du raffinage dans le monde.



Source : IFPEN d'après HPI Market Data

---

D'autres éléments au contraire se traduisent par une intensification des dépenses tels que,

- l'adaptation des raffineries aux Etats Unis à des bruts plus légers (shales),
- la construction de séparateurs (*splitters*) de condensats, de façon à contourner l'interdiction d'exportation de bruts. Début 2016 les Etats Unis ont levé l'interdiction d'exportation de pétrole brut rendant le besoin en séparateurs de condensats presque obsolète. La construction de nouveaux séparateurs a ralenti de façon spectaculaire, mais les projets sont toujours en cours en 2016-2017.
- La mise en place aux Etats Unis des spécifications Tier 3, de façon à améliorer la qualité des produits. A terme, les spécifications californiennes seront étendues au niveau fédéral entraînant d'importants investissements dans les raffineries (unités de désulfuration).

En 2017, les dépenses globales devraient chuter et passer à 81 milliards de dollars (-17%) du fait principalement encore des dépenses de maintenance. Une partie de ces dépenses a été reportée une fois encore de 2017 à 2018 pour bénéficier des marges relativement élevées encore en vigueur. De plus, les raffineurs cherchent dorénavant à privilégier l'optimisation des activités de maintenance en accentuant leurs efforts pour baisser les coûts, en externalisant de plus en plus les services de maintenance.

Les dépenses de capital devraient rester stables comme en 2016 aux alentours des 32 milliards de dollars.

**Programme russe de modernisation des raffineries :**

Le secteur du raffinage russe a entrepris depuis quelques années un programme de modernisation des installations 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. Les unités déjà en opération dans le cadre de ce programme cherchent 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 s'accroître, grâce aux capacités prévues en unités FCC.

**Programme iranien de modernisation des raffineries existantes et développement de nouvelles capacités :**

L'ambitieux programme iranien vise d'une part à réduire sa dépendance par rapport aux importations de produits pétroliers et d'autre part à réduire la production de fiouls lourds et à permettre la production et l'exportation de produits plus légers tels que du carburéacteur, de l'essence basse teneur en soufre et du diesel. Globalement l'objectif est de produire des carburants aux normes Euro 5.

Dans ce cadre, l'Iran vise la réhabilitation, la modernisation et le développement d'une partie de ses raffineries existantes et la construction de nouvelles unités. La compagnie pétrolière publique NIORDC envisage d'ajouter 3.0 millions de b/j de capacités nouvelles d'ici 2020.

Concernant les modernisations (ou « revamping »), la NIORDC a proposé un plan pour cinq de ses raffineries d'un montant de 14 milliards de \$. Les cinq raffineries sont :

- Abadan (AORC) de 400 000 b/j.
- Bandar Abbas (BAORC) de 330 000 b/j.
- Esfahan (EORC) de 375 000 b/j
- Imam Khomeini Shazand (IKORD) à Arak de 250 000 b/j
- Teheran (TORC) 250 000b/j

Concernant les nouvelles capacités, cinq autres installations sont considérées:

- Persian Gulf Star Refinery à Bandar Abbas avec une capacité de de traitement de condensats de 360 000 b/j.
- Siraf complex avec une capacité de traitement de condensats de 480 000 b/j.
- Bahman Geno Refinery à Bandar Abbas avec une capacité de traitement de bruts iraniens lourds et extra-lourds de 300 000 b/j
- Anahita oil refinery avec une capacité de 150 000 b/j va traiter différents types de bruts iraniens (North Desfull 26.35 ; NaftShahr 42.43°; SarkanMalehkuh 42.66°)
- Pars refinery à Shiraz avec une capacité de 120 000b/j. Celle-ci ne devrait pas démarrer avant 2025.

Les besoins en investissements sont importants. Face à cette contrainte la NIORDC cherche à attirer des investisseurs internationaux. Ces initiatives arrivent à la suite de l'accord obtenu en juillet 2015 sur le programme nucléaire et à la suite de l'allègement des sanctions par la communauté internationale.

### 6.3. Baisse brutale des projets d'extensions et/ou de construction de nouvelles capacités de traitement

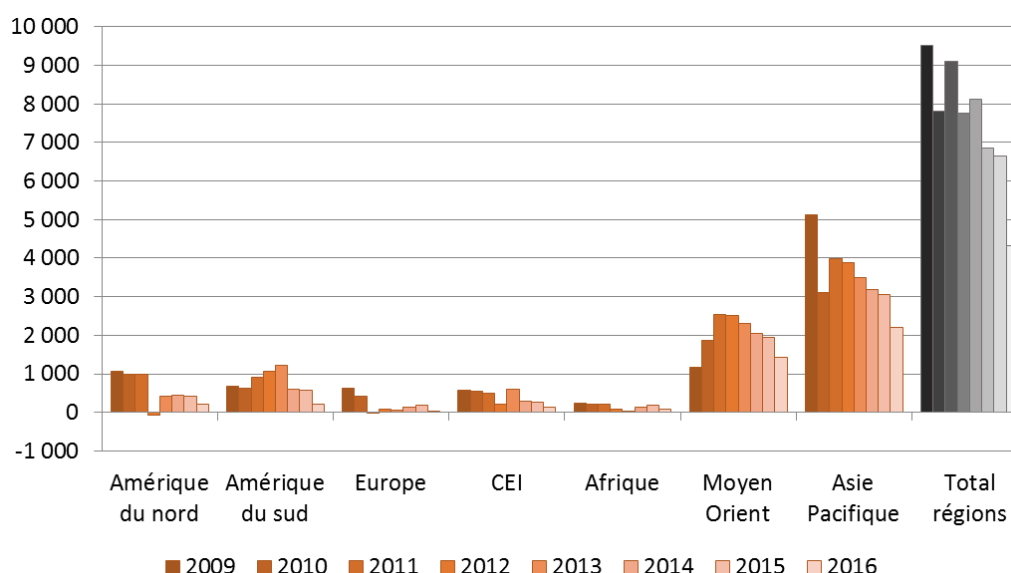
#### 6.3.1. Nouvelles capacités de Distillation Atmosphérique

Le **cumul des projets d'extension de capacités** prévus pour les 5 ans à venir est en net baisse par rapport à la même photo faite il y a un an, -35 %. Ne sont pris en compte ici que les projets ayant passé le stade de l'étude de faisabilité.

Malgré un contexte qui reste favorable –une demande qui augmente, des marges de raffinage qui résistent, des coûts industriels toujours en baisse pour la deuxième année consécutive, malgré une légère augmentation au troisième trimestre (Figure 25)-, les investisseurs restent prudents. Les projets à venir ne représentent que 4,3 Mb/j de capacité de traitement, le niveau le plus bas depuis 2009.

La baisse est générale et concerne toutes les zones (Figure 24). Le Bassin Atlantique enregistre la diminution la plus importante (-59%), suivent ensuite la région Asie-Pacifique (-28%), et le Moyen Orient (-23%).

Figure 24 : Evolution du stock de projets d'extension ou de construction de capacité à moyen terme entre 2009 et 2016, exprimé en kb/j.



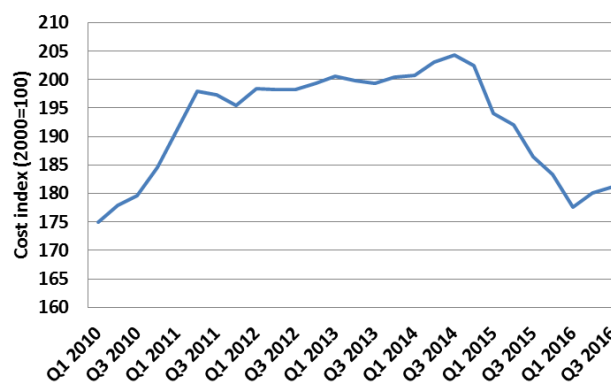
Source : IFPEN d'après des données KBC

Les **capacités additionnelles** se répartissent presque à égalité entre des nouvelles raffineries ou des extensions d'unités (Figure 26), avec seulement une raffinerie importante mise en service en 2016 : Yunnan, PetroChina 260 kb/j. On constate une stabilité des projets de distillation atmosphérique entre 2015 et 2016 alors que les projets d'extension connaissent une baisse assez marquée (-12%).

Les **fermetures** de raffineries (Tableau 5), hors arrêts pour maintenance, ont légèrement augmenté par rapport à l'année précédente en termes de capacités de distillation. En 2016, on estime que 613 kb/j devraient être retirés du marché dont 65% du fait d'une fermeture totale du site. Certaines capacités- La Mede (150 kbj) en France et NIS Serbie (60 kbj) en Serbie- ont été reconverties : La Mede devenant une bio-raffinerie pour produire des biodiesels HVO (huile végétale hydrotraitée) et la raffinerie serbe devenant une installation de production de lubrifiants.

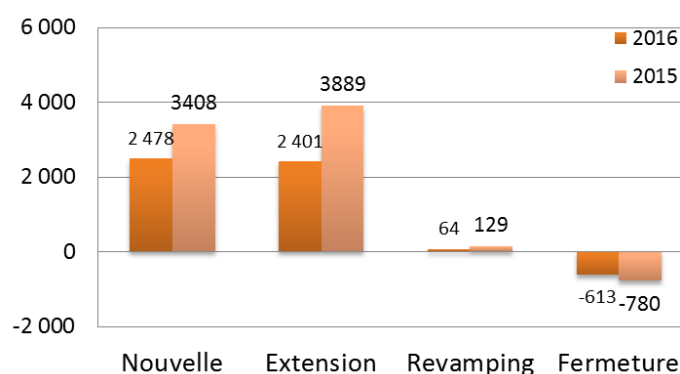
Les trois raffineries koweïtiennes (Tableau 5) seront fermées à moyen terme. Les dates de fermeture ont été modifiées (en rouge la date modifiée): la fermeture de Shuaiba a été avancée de deux ans, pendant que les deux autres –MinaAbdullah et Mina Al-Ahmadi- ont été reportées d’une année.

Figure 25 : Indice de coût de la construction des raffineries.



Source : IHS CERA

Figure 26 : Cumul des capacités additionnelles de distillation atmosphérique par type d'évolution (kb/j).



Source : IFPEN d'après des données KBC

Tableau 6 : Les projets de fermeture d'unités de distillations atmosphériques à moyen terme, situation en 2016.

○ La Mede (conversion), France	153 kb/j	2016
○ NIS, Novi Sad (conversion), Serbie & Montenegro	60 kb/j	2016
○ KNPC, Mina Abdullah, Koweït	80 kb/j	2018/2019
○ KNPC, Mina Al-Ahmadi, Koweït	120 kb/j	2018/2019
○ KNPC, Shuaiba, Koweït	200 kb/j	2020/2018

Source: IFPEN d'après des données KBC

Le tableau ci-dessous (Tableau 6) montre les 10 principaux projets dont la capacité de distillation est égale ou supérieure à 150 kb/j. Ces projets représentent 70% des nouvelles capacités à venir et sont situés principalement en Asie-Pacifique et au Moyen Orient (Figure 27) qui restent les destinations privilégiées pour les investisseurs. Parmi ces 10 projets, la moitié a été reportée (en rouge la date modifiée) d'au moins une année, seul le projet au Vietnam a été avancé d'une année et devrait être opérationnel dès 2017.

Enfin, parmi les grands projets il faut noter l'annulation du projet Petrochina/PDVSA à Jieyang en Chine qui contribue sensiblement à la diminution du stock de projets observée en 2016. En effet il



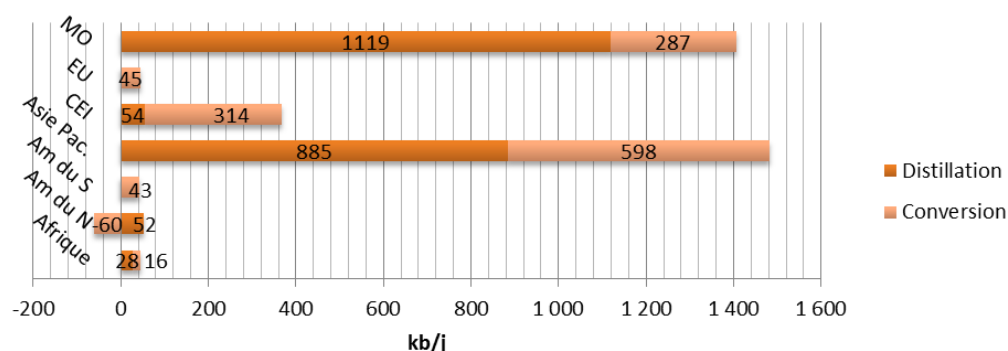
s'agissait d'un projet important incluant une unité de distillation atmosphérique de 400 kb/j et de nombreuses unités de conversion comme une unité de FCC de 80 kb/j, d'une unité de cokéfaction différée de 120 kb/j et d'un hydrocraquage de 120 kb/j. La mise en service du projet était prévue pour 2019.

Tableau 7 : Les principaux projets dont la capacité de raffinage est égale ou supérieure à 150 kb/j.

○ Sinopec, Zenhai Refining, Chine Est	240 kb/j	2016/2019
○ CNOOC, Huizhou (Guangdong), Chine Sud Est	200 kb/j	2018
○ PetroChina, Kunming, Yunnan, China Sud-Ouest	260 kb/j	2016
○ Petronas, RAPID Refinery, Pengerang, Johor, Malaisie	299 kb/j	2020
○ PetroVietnam/KPC/Mitsui/Idemitsu-Nghi Son, Vietnam	200 kb/j	2018/2017
○ KNPC, Mina Abdullah, Koweït	264 kb/j	2018/2019
○ KNPC, Al Zour, Koweït	615 kb/j	2020/2022
○ Oman Refineries & Petrochemicals/IPIC, Duqm, Oman	230 kb/j	2020/2021
○ Saudi Aramco, Jazan, Arabie saoudite	400 kb/j	2020/2021
○ Turcas/Socar, Aliaga, Turquie	210 kb/j	2018

Source: IFPEN d'après des données KBC

Figure 27 : Reports de projets dans le monde, distillation atmosphérique et conversion.

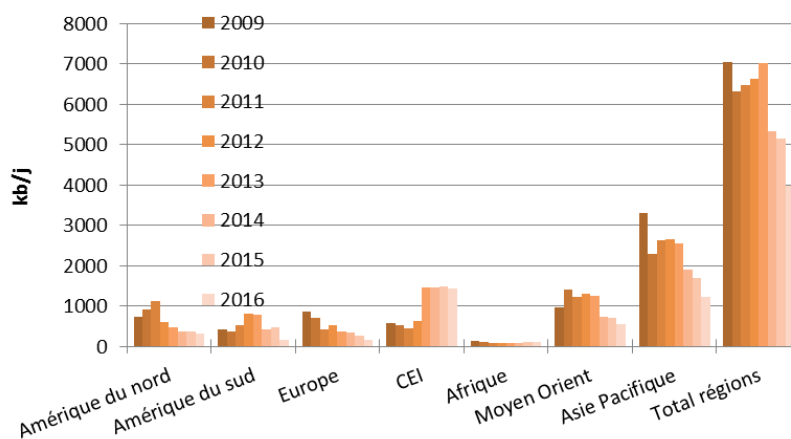


Source : IFPEN d'après HPI Market Data

### 6.3.2. Nouvelles capacités de Conversion

Les nouvelles capacités de **conversion** prévues dans le monde s'élèvent à 4 Mb/j en 2016 soit une diminution de 22% en volume par rapport à l'année précédente (Figure 28). En nombre de projets, le portefeuille se contracte également, passant de 140 projets en 2015 à un peu plus de 110 en 2016. Il s'agit de la troisième année de baisse consécutive, imputable en particulier à l'Asie-Pacifique (-27%), au Moyen Orient (-23%), mais aussi au Bassin Atlantique (-19%).

Figure 28 : Cumul des projets d'extension de conversion à moyen terme, kb/j.



Source: IFPEN d'après des données KBC

Dans cette dernière zone, les régions les plus affectées sont l'Amérique du Sud (-66%) et l'Europe (-38%). En Amérique du Sud de nombreux projets ont été mis en service en 2015 mais aucun nouveau projet n'a été lancé en 2016 ; trois projets sur huit ont été différés d'une année. La baisse dans la zone Europe s'explique par la mise en service en 2015 de deux projets de conversion (cokéfaction différée 52 kb/j, hydrocraquage 50 kb/j) dans la raffinerie de Tupras en Turquie. Dans la zone CEI où les besoins en modernisation de l'appareil de raffinage sont considérables, la baisse n'est que de 3%.

Dans l'ensemble, sur un total de 4 Mb/j, les projets d'hydrocraquage concentrent 42% des volumes prévus soit 1.7 Mb/j, suivent ensuite les projets de cokéfaction avec 33% (1.1 Mb/j), de craquage catalytique fluide (FCC/RFCC) avec 24% (0.94 Mb/j) ; les projets de viscoréduction et craquage thermique ne représentent que 1% des volumes prévus à moyen terme (Figure 29). La situation en termes de parts de marchés reste sensiblement la même que celle l'an dernier.

Figure 29 : Capacités de conversion par type d'unité en 2016.

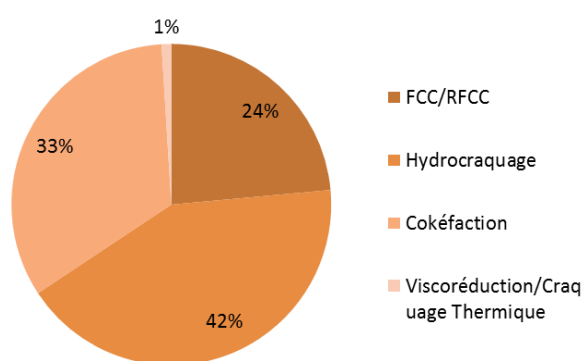
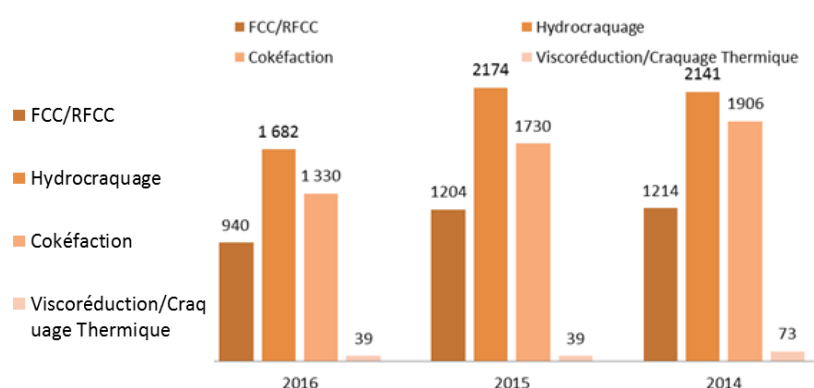


Figure 30 Capacités de conversion par type d'unité –évolution 2014- 2016.



Source: IFPEN d'après des données KBC

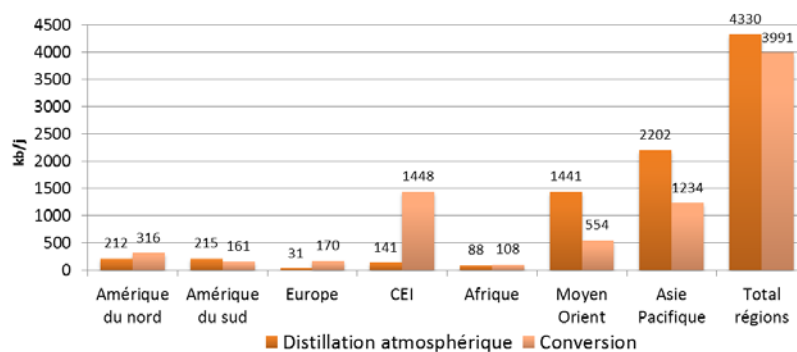
Tableau 8 : Les principaux projets de conversion dont la capacité est égale ou supérieure à 80 kb/j.

○ 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,	RFCC	100 kb/j	2018
○ Saudi Aramco, Jazan, AS	Hydrocraquage	106 kb/j	2020
○ Petronas, RAPID Ref., Malaisie	RFCC	124kb/j	2020

Source: IFPEN d'après des données KBC

Alors que globalement les projets sont répartis à peu près équitablement entre distillation atmosphérique et conversion (autour de 52%/48% respectivement), variant peu dans le temps, certaines régions comme l'Asie Pacifique, le Moyen Orient et dans une moindre mesure l'Amérique du Sud se focalisent nettement plus sur des projets de distillation que sur des projets de conversion (Figure 31). Ces régions se positionnent davantage sur des projets d'augmentation de nouvelles capacités (nouvelles raffineries et/ou d'augmentations de capacités sur des unités existantes) contrairement aux pays de la CEI. Dans cette zone, grâce au programme de réhabilitation et de modernisation de l'outil de raffinage, l'essentiel de l'effort (90%) est porté sur la conversion afin de répondre aux besoins immédiats d'amélioration de la qualité des produits. Cette région risque à terme de venir concurrencer le raffinage européen.

Figure 31 : Répartition par type de projet: distillation/conversion, kb/j.



Source: IFPEN d'après des données KBC

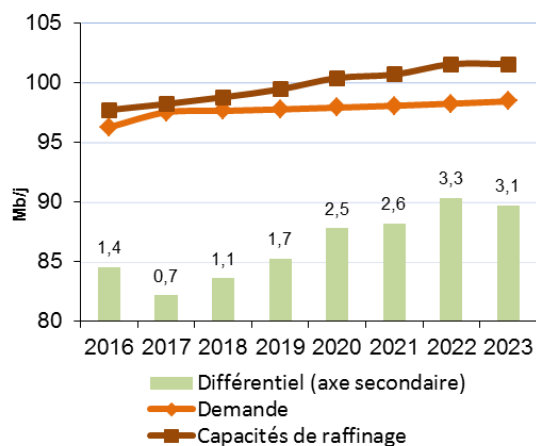
#### 6.4. Diminution des surcapacités à moyen terme entre 2015 et 2016

La Figure 32 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 ou qui ont une forte chance d'aboutir, et d'autre part l'évolution de la demande de pétrole selon l'AIE<sup>7</sup> dans son scénario central. L'organisation internationale table sur une évolution modérée de la demande mondiale de pétrole à moyen et à long terme<sup>8</sup>. Il en résulte une accentuation des surcapacités sur le moyen terme.

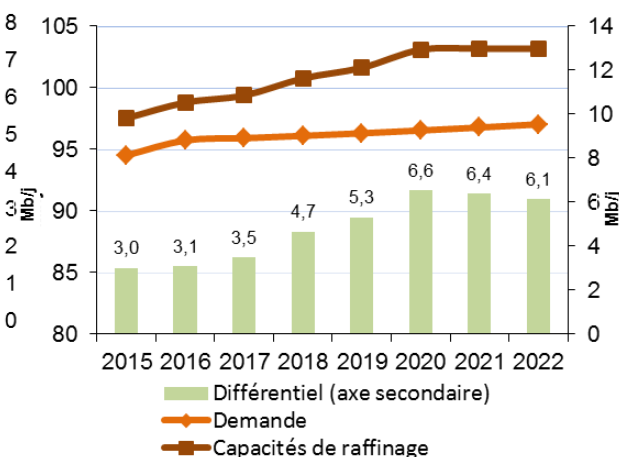
En 2016 les capacités de raffinage s'élèvent à 97,7 Mb/j<sup>9</sup> et la demande pétrolière<sup>10</sup> à 96,3 Mb/j, soit un excédent de 1,4 Mb/j. En 2020, les capacités de raffinage atteindraient 100,4 Mb/j et la demande 97,9 Mb/j faisant grimper l'excédent à 2,5 Mb/j, soit 1,1 Mb/j supplémentaires.

Figure 32 : Evolution à moyen terme des capacités de raffinage et de la demande, monde.

Situation en 2016 :



Situation en 2015 :



Source: IFPEN d'après des données KBC et AIE

Cependant en comparant les projections faites en 2015 et en 2016, on constate une réduction des surcapacités à moyen terme. Cette situation est le résultat à la fois d'un ralentissement de l'augmentation des capacités de raffinage, et d'une demande qui reste relativement stable. La

<sup>7</sup> OMR – Oil Market Report et WEO 2016.

<sup>8</sup> Croissance annuelle moyenne de 0,5% sur 2015-2040 pour la demande pétrolière dans le "New Policies Scenario". WEO 2016.

<sup>9</sup> BP Statistical Review 2016

<sup>10</sup> BP Statistical Review 2016. Inclus les combustibles marins et d'aviation ainsi que les biocarburants.

modération des projets depuis un an va avoir un impact favorable sur l'équilibre offre/demande de produits.

### 6.5. Les investissements vont-ils repartir après 2017 ?

La baisse des marges a eu effectivement un impact sur les dépenses et sur les investissements dans le raffinage dans toutes les régions du monde se traduisant par un ralentissement des projets planifiés, malgré une situation globale plutôt favorable.

Cependant les perspectives pour l'après 2017 ne paraissent pas si sombres pour les investisseurs au vu des besoins croissants d'amélioration de la qualité des produits et d'ajustement de l'offre de produits aux besoins des marchés. Dans les années à venir les investissements devraient repartir. Plusieurs facteurs plaident dans ce sens:

- Au niveau mondial, l' Organisation Maritime Internationale (OMI) a adopté fin 2016 une résolution pour réduire la teneur maximale en soufre des fiouls de soude de 3,5 % à 0,5 % à partir de 2020. Cette mesure pourrait nécessiter de lourds investissements pour les raffineurs si l'option utilisation du fuel 0,5% est retenue. Pour rappel, il existe une autre option qui consiste à installer des équipements de désulfuration de fumées sur les bateaux, l'investissement dans ce cas se fera au niveau des armateurs. Cette question n'a cependant pas encore été tranchée.
- La mise en place de Tier 3 aux Etats Unis (extension au niveau fédéral des spécifications californiennes) va se poursuivre pendant quelques années.
- Les besoins d'améliorer la qualité des produits et donc de renforcer les spécifications, dans de nombreux pays impliquent d'importants investissements en unités de conversion, entre autres :
  - La poursuite du programme russe de modernisation des raffineries ;
  - Le programme iranien de modernisation des raffineries existantes et développement de nouvelles capacités. L'évolution de ce programme est lié à la participation d'investisseurs internationaux. Les incertitudes liées au risque de nouvelles sanctions contre Téhéran par la nouvelle administration américaine pourraient décourager l'investissement et le commerce avec l'Iran et « court-circuiter la reprise », comme le souligne le FMI ;
- Une forte demande en produits pétroliers est attendue dans des pays émergents comme la Chine, l'Inde et le Moyen Orient, voire d'autres pays/zones.
- L'évolution des réglementations environnementales qui pèse sur les raffineries notamment en Europe (mais aussi plus récemment aux Etats-Unis) implique une réduction des niveaux actuels de polluants locaux (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM, CO, etc.) et globaux (essentiellement le CO<sub>2</sub>) dans les raffineries.

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 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 qui pourrait profiter aux raffineurs européens, mieux équipés pour traiter cette qualité de pétrole que les raffineries américaines. La levée de l'embargo peut à moyen terme constituer un élément dont il faudra tenir compte dans les décisions futures d'investissement.