



**Les investissements**  
en  
**exploration-production**  
et  
**raffinage**  
**2017**

*Direction Économie et Veille*

Janvier 2018

---

### 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>7</b>
1.1. HAUSSE ATTENDUE DU PRIX DU PETROLE EN 2018.....	7
1.2. LES PRIX DE MARCHÉ DU GAZ REPARTENT A LA HAUSSE.....	8
1.2.1. <i>Prix du gaz en Europe (référence le « NBP » britannique)</i> .....	8
1.2.2. <i>Prix du gaz au Japon</i> .....	10
1.2.3. <i>Prix du gaz aux Etats-Unis (référence le « Henry Hub »)</i> .....	10
<b>2. INVESTISSEMENTS EN EXPLORATION-PRODUCTION: UNE REPRISE MODESTE, SOUS L'IMPULSION DE L'AMERIQUE DU NORD. ....</b>	<b>12</b>
2.1. FORTE CROISSANCE EN AMERIQUE DU NORD MAIS LEGERE BAISSSE DES INVESTISSEMENTS DANS LE RESTE DU MONDE ..	12
2.2. EVOLUTION REGIONALE .....	13
<b>3. L'ACTIVITE ET LE MARCHÉ DU FORAGE DANS LE MONDE .....</b>	<b>15</b>
3.1. ACTIVITE DE FORAGE A TERRE ET EN MER .....	15
3.1.1. <i>Nombre de puits forés à terre</i> .....	15
3.1.2. <i>Nombre de puits forés en mer</i> .....	17
3.2. MARCHÉ MONDIAL DU FORAGE ET DES SERVICES .....	18
3.2.1. <i>Acteurs du forage à terre</i> .....	19
3.2.2. <i>Acteurs du forage en mer</i> .....	20
3.2.3. <i>Acteurs de la fracturation hydraulique</i> .....	20
<b>4. ACTIVITES ET MARCHES DE LA GEOPHYSIQUE DANS LE MONDE .....</b>	<b>22</b>
4.1. ACTIVITE DE GEOPHYSIQUE.....	22
4.1.1. <i>Flotte mondiale de bateaux et activité par région</i> .....	22
4.1.2. <i>Nature des campagnes</i> .....	23
4.1.3. <i>Prix des campagnes</i> .....	24
4.2. MARCHÉ MONDIAL DE LA GEOPHYSIQUE .....	24
4.2.1. <i>Chiffre d'affaires (CA) et acteurs</i> .....	24
<b>5. ACTIVITES ET MARCHES DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE .....</b>	<b>26</b>
5.1. ACTIVITES DE CONSTRUCTION ET DE SERVICES OFFSHORE.....	26
5.1.1. <i>Constructions de plateformes flottantes (Floating Production Systems - FPS)</i> .....	26
5.1.2. <i>Construction de plateformes fixes</i> .....	27
5.1.3. <i>Construction de supports de forage : plateformes et bateaux</i> .....	27
5.1.4. <i>Construction sous-marine</i> .....	28
5.1.5. <i>Pipelines offshore</i> .....	28
5.1.6. <i>Services offshore aux plateformes</i> .....	29
5.2. MARCHÉ MONDIAL DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE.....	29
<b>6. 2017 : REPRISE DES PROJETS DANS LE RAFFINAGE ? .....</b>	<b>31</b>
6.1. REDUCTION GLOBALE DES SURCAPACITES DE RAFFINAGE.....	31
6.2. FLECHISSEMENT DES DEPENSES EN 2017 ET RATTRAPAGE EN 2018 .....	32
6.3. REPRISE DES PROJETS DE DISTILLATION ATMOSPHERIQUE.....	34
6.3.1. <i>Changements profonds depuis une dizaine d'années en matière d'investissement</i> .....	34
6.3.2. <i>Relance des projets en 2017</i> .....	35
6.3.3. <i>Augmentation des capacités et stabilisation de la demande à moyen terme</i> .....	37
6.3.4. <i>Opportunités d'investissement futurs</i> .....	37

---

**FIGURES ET TABLEAUX :**

FIGURE 1 : PRIX MOYEN MENSUEL ET ANNUEL DU BRENT DE 2014 A 2017 EN \$/B .....	7
FIGURE 2 : HAUSSES EN 2018 DE LA DEMANDE MONDIALE DE PETROLE ET DE LA PRODUCTION ET BILAN OFFRE/DEMANDE .....	8
FIGURE 3 : PRIX MOYEN ANNUEL DU GAZ NATUREL PAR REGION DE 2014 A 2017 .....	8
FIGURE 4 : PRIX MENSUEL DU GAZ AU ROYAUME-UNI ET PRIX REPERES (BASE CHARBON ET PETROLE) .....	9
FIGURE 5 : PRIX ET COUTS DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITE VIA LE GAZ ET LE CHARBON, EN FRANCE ET AU ROYAUME-UNI .....	9
FIGURE 6 : PRIX MENSUELS DU GAZ AU JAPON ET PRIX REPERES (NBP ET PETROLE) .....	10
FIGURE 7 : BILAN DU MARCHE GAZIER AMERICAIN : PRODUCTION, CONSOMMATION ET ECHANGES .....	10
FIGURE 8 : PRIX MENSUEL DU GAZ AUX ETATS-UNIS ET PRIX DE LIVRAISON DU GNL AU JAPON ET EN EUROPE .....	11
FIGURE 9 : ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS MONDIAUX EN E&P .....	12
FIGURE 10 : CROISSANCE DE L'INVESTISSEMENT EN E&P EN FONCTION DU POIDS DES NOC .....	13
FIGURE 11 : REPARTITION DES PUIITS FORES A TERRE EN 2017 PAR REGION (A) ET CROISSANCE SUR UN AN (B) .....	15
FIGURE 12 : FORAGE DE GAZ DE SCHISTE AUX ETATS-UNIS .....	16
FIGURE 13 : TAUX JOURNALIER DE LOCATION DES RIGS EN AMERIQUE DU NORD DANS LE RESTE DU MONDE (K\$/J) .....	16
FIGURE 14 : REPARTITION DES PUIITS FORES EN MER EN 2017 PAR REGION (A) ET CROISSANCE SUR UN AN (B) .....	17
FIGURE 15: EVOLUTION DU TAUX D'UTILISATION PAR TYPE D'APPAREIL DE FORAGE DEPUIS 2014. ....	18
FIGURE 16 : TAUX DE LOCATION (K\$/J) DES SEMI-SUBMERSIBLES (A) ET DES JACKUPS PAR REGION (B) .....	18
FIGURE 17: ESTIMATION DES DIVERS SEGMENTS DE MARCHE MONDIAL DU FORAGE EN 2017.....	19
FIGURE 18 : CHIFFRE D'AFFAIRES (G\$) DES EQUIPEMENTS DE FORAGE ET DES SERVICES DANS LE MONDE.....	19
FIGURE 19 : TAUX D'OCCUPATION DES NAVIRES EN POURCENTAGE (A) ET EVOLUTION DE L'ACTIVITE MARINE EN EQUIVALENT BATEAUX 3D (B).....	22
FIGURE 20 : ACTIVITE D'ACQUISITION MARINE SUR UN AN (A) ET NOMBRE DE NAVIRES EN OPERATION (B).....	23
FIGURE 21: NOMBRE D'ACQUISITIONS MARINES 2D ET 3D (A) ET NOMBRE D'ACQUISITIONS SPECIALISEES (B) .....	24
FIGURE 22: PRIX JOURNALIER D'UNE ACQUISITION SISMIQUE MARINE.....	24
FIGURE 23: MARCHE MONDIAL DE LA GEOPHYSIQUE EN G\$ (A) ET CHIFFRES D'AFFAIRES PAR SOCIETES (B).....	25
FIGURE 24: REPARTITION GEOGRAPHIQUE DES PLATEFORMES FPS EN ACTIVITE DANS LE MONDE (A) ET NOMBRE DE CONSTRUCTIONS DE FPS EN 2017 (B) .....	26
FIGURE 25: REPARTITION GEOGRAPHIQUE DES INSTALLATIONS DE PLATEFORMES FIXES EN 2017 (A) ET EVALUATION DU NOMBRE D'INSTALLATIONS DEPUIS 2013 (B) .....	27
FIGURE 26: NOMBRE D'APPAREILS DE FORAGE EN CONSTRUCTION PAR TYPE EN SEPTEMBRE 2017 (A) ET EVOLUTION DEPUIS 2012. ....	27
FIGURE 27: ESTIMATION DE LA REPARTITION GEOGRAPHIQUE EN 2017 DES INSTALLATIONS DE TETES DE PUIITS SOUS-MARINES (A) ET EVALUATION DU NOMBRE D'INSTALLATIONS DE TETE DE PUIITS SOUS-MARINES DEPUIS 2013 (B).....	28
FIGURE 28: ESTIMATION DE LA REPARTITION GEOGRAPHIQUE EN 2017 DES INSTALLATIONS DE PIPES (A) ET EVALUATION DU NOMBRE D'INSTALLATIONS DE PIPES DEPUIS 2013 (B) .....	28
FIGURE 29 : NOMBRE DE BATEAUX ACTIFS DANS LES SERVICES OFFSHORE ET EVOLUTION ENTRE 2014 ET 2017.....	29
FIGURE 30 : MARCHE MONDIAL DE LA CONSTRUCTION OFFSHORE EN G\$ (A) ET PARTS DE MARCHE ESTIMEES POUR 2017 (B).....	30
FIGURE 31: EVOLUTION DES SURCAPACITES DE RAFFINAGE, 2010-2016 (KB/J) .....	31
FIGURE 32: HISTORIQUE DE DEPENSES MONDIALES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE .....	32
FIGURE 33: PROJETS DE DISTILLATION ATMOSPHERIQUE, DEFINIS CHAQUE ANNEES DEPUIS 2009.....	35
FIGURE 34: INDICE DE COUT DE LA CONSTRUCTION DES RAFFINERIES. ....	35
FIGURE 35: PROJETS DE DISTILLATION ATMOSPHERIQUE, ETAT 2017, REPARTITION GEOGRAPHIQUE ET DANS LE TEMPS .....	36
FIGURE 36: EVOLUTION A MOYEN TERME DES CAPACITES DE RAFFINAGE ET DE LA DEMANDE, MONDE .....	37
TABLEAU 1 : INVESTISSEMENTS PAR TYPE DE COMPAGNIE.....	12
TABLEAU 2 : (A) EVOLUTION DES CHIFFRES D'AFFAIRES DEPUIS 2014 ET (B) ESTIMATION DES PARTS DE MARCHES DE 2017 POUR LES PRINCIPAUX ACTEURS DU FORAGE A TERRE. ....	20
TABLEAU 3 : (A) EVOLUTION DES CHIFFRES D'AFFAIRES DEPUIS 2014 ET (B) ESTIMATION DES PARTS DE MARCHES DE 2017 POUR LES PRINCIPAUX ACTEURS DU FORAGE EN MER. ....	20
TABLEAU 4 : (A) EVOLUTION DES CHIFFRES D'AFFAIRES DEPUIS 2014 ET (B) ESTIMATION DES PARTS DE MARCHES DE 2017 POUR LES PRINCIPAUX ACTEURS DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	21
TABLEAU 5 : PRINCIPAUX PROJETS DE DISTILLATION ATMOSPHERIQUE.....	36
TABLEAU 6 : RECAPITULATIF DE TENDANCES.....	36

**TABLE RECAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS ET DES MARCHES: (2016 et 2017)**

<b>G\$</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
<b>Investissements globaux en E&amp;P</b>	<b>374</b>	<b>389</b>
Amérique du Nord	74	97
Amérique Latine	46	44
Europe	35	30
CEI	46	45
Afrique	36	34
Moyen-Orient	67	68
Asie-Pacifique	70	71
<b>Marchés amont analysés</b>	<b>178</b>	<b>181</b>
Marché Géophysique	8	7
Marché du forage (*)	126	136
dont:		
<i>Forage à terre</i>	15	18
<i>Forage en mer</i>	38	27
<i>Fracturation hydraulique</i>	17	27
Marché Construction offshore	44	38
<b>Investissements en Raffinage</b>	<b>97</b>	<b>81</b>
Dépenses d'investissement	32	32
Dépenses de maintenance	42	31
Dépenses en catalyseurs et produits chimiques	23	18

(\*) 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

---

## RÉSUMÉ

Sur la base des enquêtes auprès d'experts, le **prix du pétrole** pourrait évoluer en 2018, hors situation exceptionnelle de nature géopolitique ou économique, dans la zone des 55 à 70 \$/b, contre 54 \$/b en 2017. Cette perspective de progression du prix s'inscrit dans le cadre du rééquilibrage attendu du marché et d'un contexte économique et financier favorable. Des dérives sur le prix du pétrole sont évidemment envisageables, à la hausse sous l'effet de la faiblesse potentielle des investissements en exploration/production, ou à la baisse si l'offre américaine est plus importante que celle prévue actuellement. En ce qui concerne le **prix de gros du gaz naturel**, en progression en 2017 en Europe, au Japon et aux Etats-Unis, ils pourraient être à nouveau orientés à la hausse en 2018 en raison d'une demande soutenue et du fait des évolutions des prix du pétrole et du charbon.

Après deux ans de recul brutal (-24% en 2015, -28% en 2016) les **investissements mondiaux en exploration-production (E&P)** ont progressé de 4% en 2017 pour s'établir à environ 390 milliards de dollars (G\$). La croissance est concentrée en Amérique du Nord, où les investissements bondissent de plus de 30%, alors qu'ils régressent légèrement dans le reste du monde et particulièrement en Europe. Elle est à mettre à l'actif des pétroliers indépendants, dont l'investissement au niveau mondial augmente de 23%, tandis que le budget E&P des NOC stagne et que celui des Majors continue à décliner fortement (-16%).

A l'exception du marché du **forage** des shales à terre aux Etats-Unis, l'ensemble des marchés en Exploration et Production a poursuivi la baisse engagée depuis 2015 avec le repli du prix du baril. En trois ans, les marchés ont perdu la moitié de leur valeur.

Le forage en mer lorsqu'il est effectué par forte profondeur d'eau (deep et ultra deep) continue de chuter du fait de coûts intrinsèques trop élevés. Seuls les projets ayant revu considérablement leurs coûts (-30 à -40 %) ont pu être validés.

L'investissement des opérateurs pétroliers et gaziers s'est porté sur les champs existants au détriment du développement de nouvelles provinces. Le report et l'annulation de grands projets a impacté les marchés de la **construction offshore**.

En 2017, le marché de la **géophysique** est resté atone. Les études contractuelles ont été rares, bien souvent remplacées par des études multiclients, plus accessibles. Cet environnement pousse à la recomposition du secteur avec des rachats et fusions.

Les projets dans le **raffinage** vont-ils repartir à la hausse et freiner la baisse enregistrée depuis quatre ans ? Cette question mérite d'être posée. Parmi les facteurs favorables à l'investissement dans de nouveaux projets, on peut ainsi noter (1) le besoin croissant de produits pétroliers, dont le centre de gravité s'est déplacé ces dernières années des pays industrialisés vers les pays émergents, (2) des marges qui restent solides, (3) des coûts industriels bas et, enfin, (4) une économie mondiale qui repart. La sévèrisation des normes sur les carburants et combustibles, les différents programmes de réhabilitation, modernisation et développement du secteur, constituent également de véritables opportunités d'investissement, notamment dans les zones à forte demande.

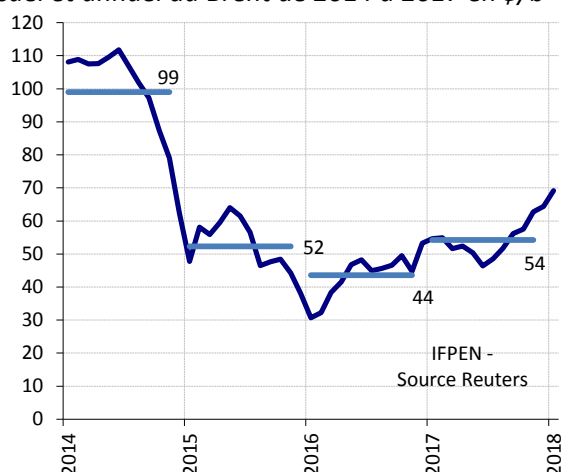
Malgré les incertitudes - évolution de la demande de produits pétroliers, volatilité des marges, augmentation des coûts industriels -, les perspectives d'investissement demeurent intéressantes.

## 1. Evolutions des prix du pétrole et du gaz

### 1.1. Hausse attendue du prix du pétrole en 2018

Sur la base des enquêtes auprès d'experts, le prix du pétrole pourrait évoluer en 2018, hors situation exceptionnelle de nature géopolitique ou économique, dans la zone des 55 à 70 \$/b, contre 54 \$/b en 2017. Cette perspective de progression du prix s'inscrit dans le cadre du rééquilibrage attendu du marché et d'un contexte économique et financier favorable.

Figure 1 : Prix moyen mensuel et annuel du Brent de 2014 à 2017 en \$/b

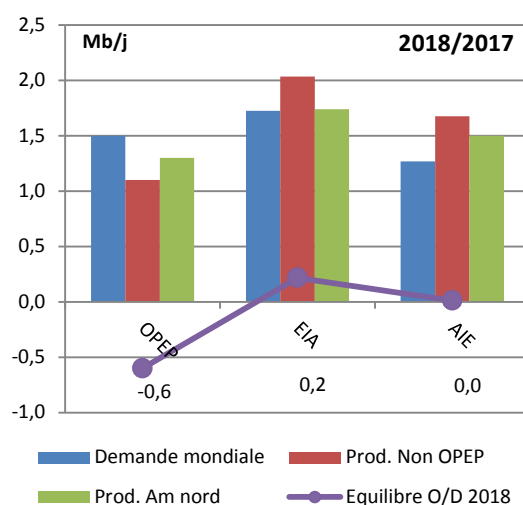


La croissance économique mondiale devrait être solide en 2018 comme en 2017, si l'on en croit les dernières prévisions du FMI ou de l'OCDE. Cela se traduit par des perspectives de hausse assez soutenue de la demande mondiale, se situant entre 1,3 Mb/j (AIE) et 1,5 Mb/j (OPEP). C'est un des facteurs qui explique la pression relative attendue sur le prix. Le FMI évoque toutefois différents risques financiers ou géopolitiques susceptibles de remettre en cause ces perspectives économiques. Des corrections baissières sur les marchés financiers, qui impactent en général le prix du pétrole dans le même sens, pourraient en résulter.

Le prix du pétrole anticipé pour 2018 reflète comme d'habitude le jeu des forces de marché (ajustement de l'offre et de la demande). Côté offre, deux paramètres restent décisifs : d'une part, la stratégie OPEP de gestion de l'offre, mise en œuvre en janvier 2017 et prolongée pour l'ensemble de l'année 2018 et, d'autre part, la production américaine de pétrole. Cette production, tirée par celle des huiles de schiste, montre actuellement des signaux contrastés. Après avoir atteint un sommet fin 2017 à 9,8 Mb/j en progression de 0,8 Mb/j sur un an, elle a connu un début de stagnation depuis fin novembre 2017 avant de repartir à la hausse. Cette incertitude sur le potentiel à venir est de nature à créer, comme en 2017, une volatilité marquée du prix du pétrole. De façon plus large, l'incertitude globale sur l'offre future, du fait de la faiblesse potentielle des investissements en exploration/production, pourrait conduire à de fortes pressions sur le prix par anticipation de tensions.

Dans ce contexte, les perspectives 2018 sont assez divergentes si l'on se fie aux trois organismes de référence, à savoir l'AIE, l'EIA américain et l'OPEP. L'OPEP anticipe en particulier une croissance plus modérée de la production des Etats-Unis. En tenant compte de plus des écarts sur les prévisions de demande, le bilan pétrolier fait apparaître un marché équilibré pour l'AIE et l'EIA en 2018 et au contraire en déficit important d'après l'OPEP. Dans ce dernier cas, cela se traduirait par une pression plus forte sur le prix.

Figure 2 : Hausses en 2018 de la demande mondiale de pétrole et de la production et bilan offre/demande



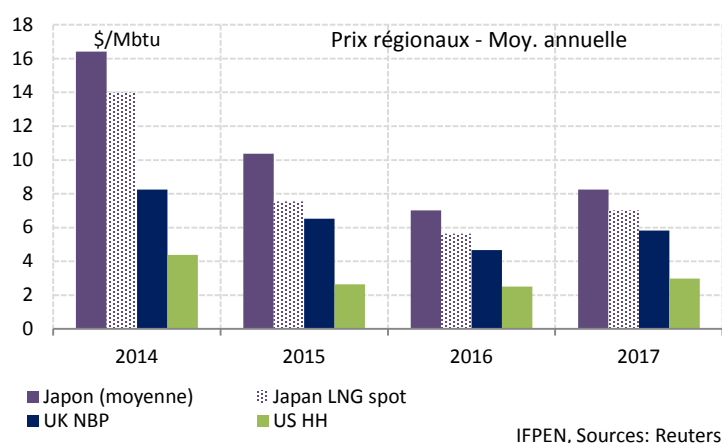
Il convient toutefois de souligner que le ministre saoudien de l'énergie ne souhaite pas de hausse brutale des prix : « *We don't want any spikes in price that shock the market* ». Une réaction de l'OPEP pourrait donc intervenir dans un schéma de tension du marché pétrolier. A l'inverse, une hausse plus importante que prévue de l'offre américaine n'est pas à exclure, ce qui pourrait obliger l'OPEP à restreindre au contraire son offre.

Face à l'ensemble de ces incertitudes, les anticipations du prix du pétrole en 2018 sont très dispersées. Le seuil bas se situe à 55 \$/b, proche de la moyenne 2017, et le seuil haut, atteint en janvier 2018, est estimé à 70 \$/b, ordre de grandeur du coût de l'offre marginale. Ces différentes bornes semblent envisageables en 2018.

## 1.2. Les prix de marché du gaz repartent à la hausse

Les prix du gaz naturel en Europe, au Japon et aux Etats-Unis, en progression en 2017, pourraient être à nouveau orientés à la hausse en 2018 en raison d'une demande soutenue et du fait des évolutions des prix du pétrole et du charbon.

Figure 3 : Prix moyen annuel du gaz naturel par région de 2014 à 2017

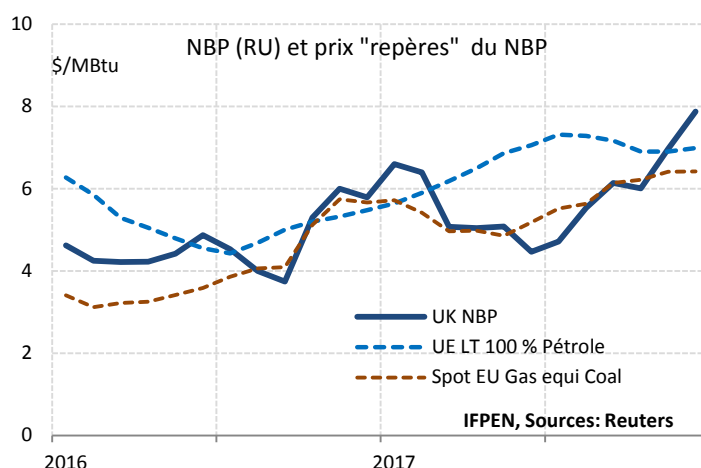


### 1.2.1. Prix du gaz en Europe (référence le « NBP » britannique)

Le prix NBP, prix directeur pour le marché spot du gaz au Royaume-Uni, progresse de 25 % en 2017 pour s'établir à 5,8 \$/Mbtu (17,6 €/MWh, +22 %).



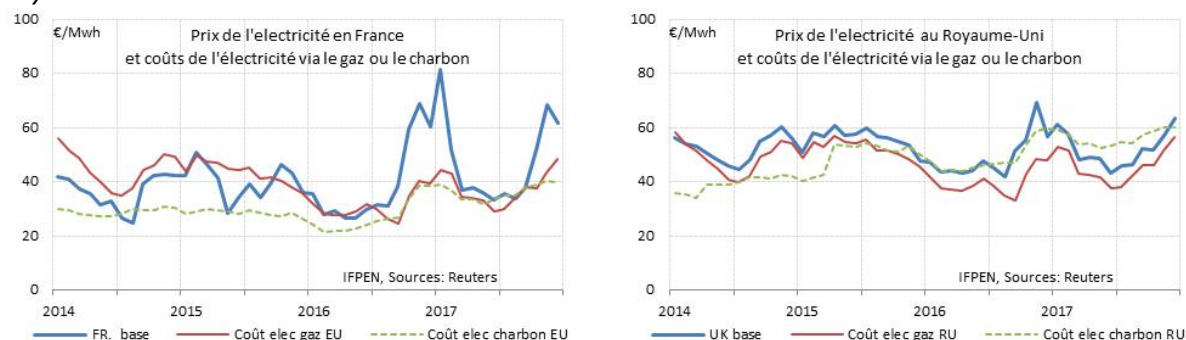
Figure 4 : Prix mensuel du gaz au Royaume-Uni et prix repères (base charbon et pétrole)



Plusieurs facteurs contribuent à cette évolution. La demande gazière en Europe est particulièrement dynamique avec une progression estimée à plus de 5 % en 2017. C'est le résultat non seulement d'une consommation hivernale plus importante, mais aussi d'une meilleure compétitivité du gaz par rapport au charbon dans le secteur de l'électricité. C'est encore plus marqué au Royaume-Uni en raison de la « Carbon Tax Support - CTS », fixée depuis avril 2015 à 18 £/tCO<sub>2</sub> soit 21 €/tCO<sub>2</sub>. Cela contribue par ailleurs à rendre le prix de marché de l'électricité plus élevé par rapport au continent, facteur favorable au développement des solutions alternatives aux énergies fossiles.

Ainsi, en moyenne sur l'année 2017, les coûts de production de l'électricité à partir du gaz et du charbon se situaient à moins de 40 €/MWh sur le continent contre respectivement 46 et 56 €/MWh au Royaume Uni. La « CTS » permet donc de favoriser le gaz par rapport au charbon d'une part et de donner un repère plus élevé au prix de l'électricité d'autre part.

Figure 5 : Prix et coûts de production de l'électricité via le gaz et le charbon, en France et au Royaume-Uni

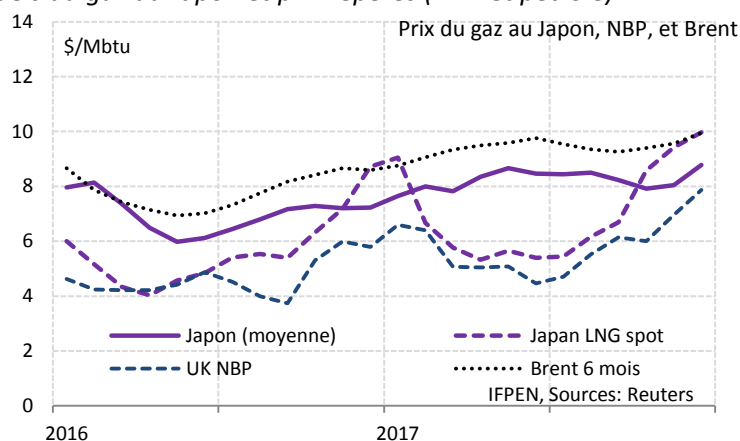


La tendance haussière pour le prix du gaz est aussi le résultat de la progression du prix du pétrole (25 % en 2017) et du charbon (40 % en 2017). Le prix du pétrole influence directement les prix des contrats de long terme indexés sur cette énergie et indirectement les prix du gaz naturel liquéfié (GNL), fixant une référence pour les prix spots du gaz en particulier en hiver. En été, la référence basse du marché semble être définie par le coût de production de l'électricité à partir du charbon (hors CTS). La hausse du prix du charbon entraîne de ce fait une augmentation du prix de référence pour le NBP en été.

### 1.2.2. Prix du gaz au Japon

Le prix moyen d'importation du gaz au Japon s'établit à 8,2 \$/MBtu en 2017. Il a enregistré une hausse de 17 % liée d'une part à l'influence des prix du pétrole dans les contrats de long terme et en raison d'autre part de la progression des prix spots. Le prix spot du GNL gagne ainsi 25 % pour se situer à 7,0 \$/MBtu. La demande soutenue de GNL en Asie, qui progresse de 10 % environ en 2017, est à l'origine des tensions sur le marché au cours de ces deux derniers hivers (2016/2017 et fin 2017). Le prix moyen d'importation au Japon pourrait encore progresser en 2018 si le prix du pétrole se maintient au-dessus des 60 \$/b.

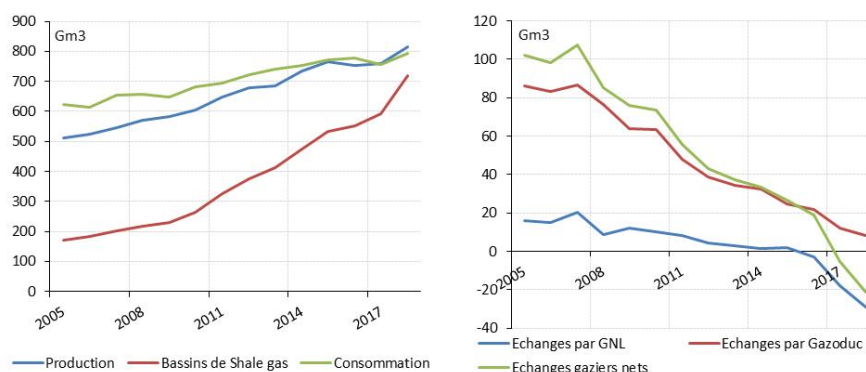
Figure 6 : Prix mensuels du gaz au Japon et prix repères (NBP et pétrole)



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

Après les niveaux historiquement bas de 2015 (2,6 \$/MBtu) et 2016 (2,5 \$/MBtu), le prix Henry Hub est reparti à la hausse en 2017 pour se situer à 3 \$/MBtu, ce qui représente un gain de 19 %. Les marchés anticipent une nouvelle progression en 2018. Cela s'explique en partie par l'hiver particulièrement froid de fin décembre 2017/début janvier 2018 qui a poussé les prix à la hausse en janvier (jusqu'à 7 \$/MBtu) et qui aura pour effet de peser sur la reconstitution des stocks tout au long de l'année.

Figure 7 : Bilan du marché gazier américain : production, consommation et échanges



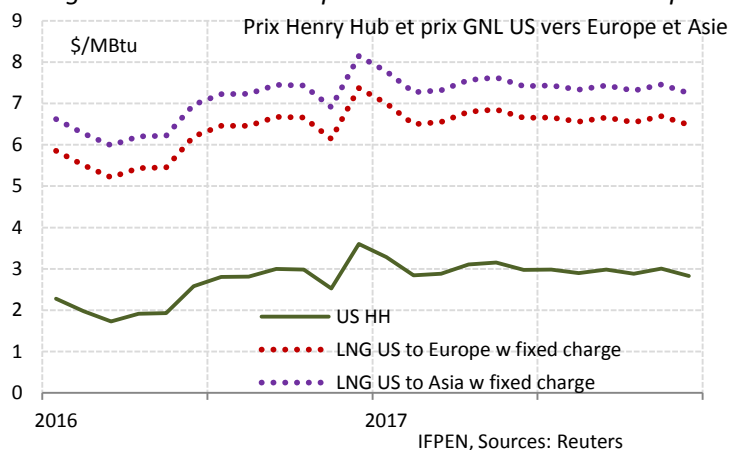
Outre les conditions climatiques, la part du gaz associé à la production de pétrole dans certains bassins (dont le Permien), sera également à suivre avec attention. Une pression baissière sur le prix Henry Hub n'est pas à exclure si les quantités mises sur le marché devenaient importantes.

Les exportations croissantes de GNL devraient également influencer le prix du gaz sur le marché américain. En 2018, les exportations nettes de GNL sont estimées à près de 30 Gm3, soit 8 % du commerce mondial, et un peu moins de 5 % de la consommation intérieure globale. Le contexte du

marché mondial du GNL, en tension ou en excédent, sera donc un facteur de hausse ou de baisse du prix Henry Hub.

A l'inverse, le GNL américain influencera le marché mondial du GNL. Les exportations de GNL américain auront pour effet de réduire les coûts moyens d'importation. L'influence se fera grâce à un effet volume, par le simple fait de mettre plus de gaz sur le marché. Cela se fera aussi par un effet prix, le prix américain étant plus favorable que le prix du gaz indexé sur le pétrole quand son prix dépasse 50 \$/b environ.

Figure 8 : Prix mensuel du gaz aux Etats-Unis et prix de livraison du GNL au Japon et en Europe

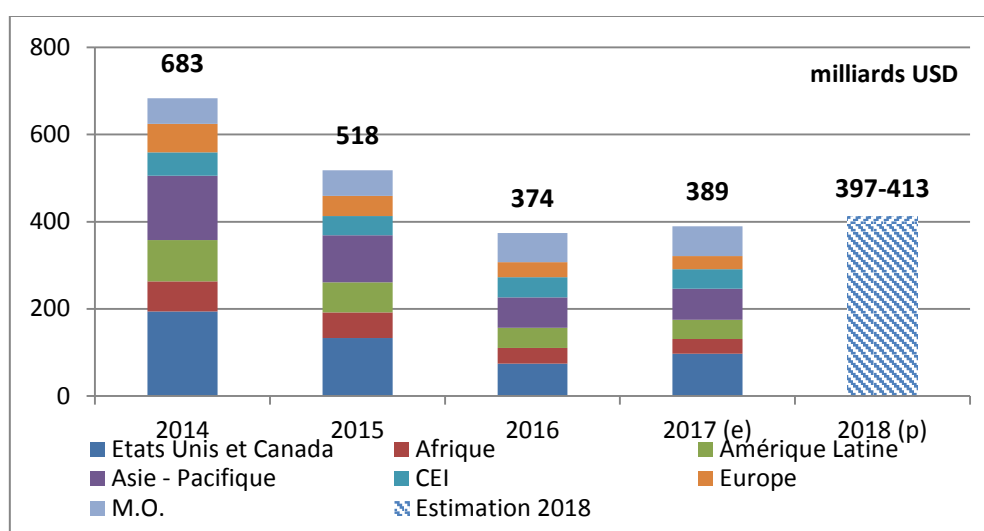


## 2. Investissements en exploration-production: une reprise modeste, sous l'impulsion de l'Amérique du Nord.

### 2.1. Forte croissance en Amérique du Nord mais légère baisse des investissements dans le reste du monde

Après deux ans de recul brutal (-24% en 2015, -28% en 2016) les investissements mondiaux en exploration-production (E&P) devraient progresser légèrement de 4% en 2017 pour s'établir à environ 390 milliards de dollars (G\$). Cette modeste croissance moyenne masque une grande disparité entre l'Amérique du Nord qui enregistre une forte reprise (+31%), et le reste du monde, où le déclin des investissements se poursuit (-3%) essentiellement du fait de l'Europe où les budgets d'E&P reculent de 14%, de l'Afrique et de l'Amérique Latine (-5% pour chacune de ces régions). Ailleurs les investissements stagnent: -1% dans la CEI, +1% en Asie Pacifique et au Moyen-Orient.

Figure 9 : Évolution des investissements mondiaux en E&P



La croissance 2017 est alimentée dans sa quasi-totalité par les pétroliers indépendants dont les investissements bondissent de 23%. Parmi ceux-ci, les indépendants Nord-Américains<sup>1</sup> se distinguent avec des investissements en hausse de 60%. En revanche la rigueur budgétaire reste de mise chez les *Majors* (BP, Chevron, ExxonMobil, Shell, Total) dont les investissements diminuent de 16%, alors qu'une légère reprise (+2%), s'amorce chez les compagnies nationales (NOC).

Tableau 1 : Investissements par type de compagnie

	2016	2017	Part 2016	Part 2017	Evolution
<b>Indépendants dont:</b>	102	126	27	32	23%
<b>Internationaux</b>	73	79	19	20	9%
<b>Nord-Américains</b>	29	46	8	12	60%
<b>NOC's</b>	193	197	52	51	2%
<b>Majors</b>	80	67	21	17	-16%
<b>Total</b>	<b>374</b>	<b>389</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>4%</b>

En 2018, et sous l'hypothèse d'un prix du baril estimé d'après avis d'experts entre 55 et 70 \$/b (selon la dernière enquête Reuters), les investissements mondiaux d'exploration-production pourraient augmenter de 2 à 6%, avec, là encore une croissance concentrée sur l'Amérique du Nord.

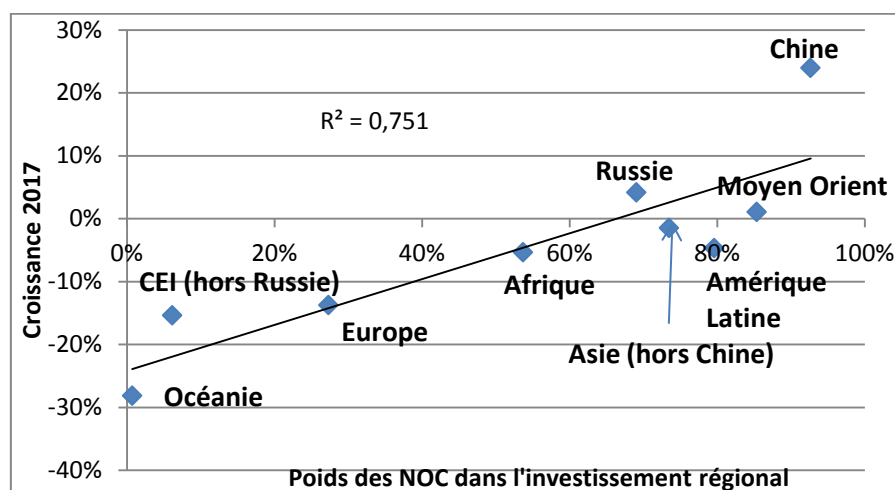
<sup>1</sup> Pétroliers Nord-Américains n'ayant pas d'activité à l'international

## 2.2. Evolution régionale

La reprise de l'investissement en 2017 ne concerne que l'Amérique du Nord. Cette hausse, portée par la reprise des forages à terre, est entièrement à mettre au crédit des compagnies indépendantes qui représentaient 77% de l'investissement en E&P Nord-Américain en 2017. Parmi ces indépendants il faut distinguer ceux dont l'activité se limite à l'Amérique du Nord<sup>2</sup> de ceux qui sont présents à l'international<sup>3</sup>. Les premiers, qui n'opèrent que des gisements à terre (principalement des hydrocarbures de schiste) voient leurs investissements s'envoler littéralement en 2017, avec une hausse de 60% par rapport à 2016. Les seconds, qui sont souvent présents dans l'offshore du Golfe du Mexique ou dans les sables bitumineux canadiens, secteurs où l'investissement recule en 2017, enregistrent de ce fait une croissance moindre de leurs investissements (+23%<sup>4</sup>). Les investissements des NOC dans l'amont Nord-Américain croissent fortement en pourcentage mais comme elles ne représentent qu'une petite fraction (4%) des CAPEX dans cette région, leur contribution à la croissance 2017 reste négligeable en valeur absolue. Finalement l'investissement des Majors décline du fait de leur forte présence dans l'offshore du Golfe du Mexique et/ou dans les sables bitumineux du Canada.

Dans les autres régions, l'évolution des investissements est assez bien corrélée avec le poids des NOC dans la région. Les NOC ont en effet globalement maintenu, voire légèrement augmenté leurs investissements en 2017 alors que les majors les ont fortement réduits (-20% hors Amérique du Nord).

Figure 10 : Croissance de l'investissement en E&P en fonction du poids des NOC



En Europe les investissements reculent très fortement de 22% au Royaume-Uni<sup>5</sup>. Ce recul était attendu, l'investissement en Mer du Nord Britannique étant entré, après un plus haut atteint en 2014, dans une phase de déclin tendanciel en raison de la maturité très avancée des gisements. Cette baisse devrait se poursuivre à un rythme moyen de 13%<sup>6</sup> par an jusqu'en 2022 suivant les projections de l'OGA (Oil and Gas Authority - UK). En Norvège, les investissements reculent de 9% en dollar (11% en couronne Norvégienne). Après avoir atteint des niveaux record en 2013 et 2014, les investissements en Norvège ont chuté en raison de la baisse des prix du pétrole et du fait de l'achèvement de nombreux projets. Ils devraient rester relativement stables en 2018 avant de

<sup>2</sup> Appelés ici « indépendants Nord-Américains »

<sup>3</sup> Dits « indépendants internationaux »

<sup>4</sup> Investissements des indépendants internationaux en Amérique du Nord.

<sup>5</sup> En USD

<sup>6</sup> En livres constantes 2016

---

retrouver une modeste dynamique haussière en 2019, selon les estimations du Ministère du Pétrole et de l'Énergie.

En Afrique, malgré un maintien des investissements des NOC, l'investissement régional s'inscrit en baisse du fait de la réduction des budgets des Majors et des compagnies indépendantes. La situation est cependant contrastée selon les pays. Ainsi, l'Égypte, qui est le premier pays Africain en termes d'investissement en E&P en 2017, bénéficie du développement de grands projets gaziers (en particulier Zohr et Atoll respectivement opérés par ENI et BP) et enregistre une forte croissance des CAPEX (en hausse de 67%)<sup>7</sup>. En revanche les investissements en Afrique subsaharienne baissent fortement (-17%)<sup>8</sup>.

En Amérique Latine, les investissements de Petrobras sont repartis à la hausse (+11%) après une forte baisse en 2016, conséquence du scandale qui avait secoué la compagnie nationale Brésilienne. En Colombie, les investissements d'Ecopetrol rebondissent fortement (+138%) en raison d'une forte reprise de l'exploration. Au Venezuela, les investissements de PDVSA, baissent de 10%, affectés par le marasme économique et la crise politique. Au Mexique, PEMEX réduit fortement ses investissements pour la deuxième année consécutive (-46% en 2017)<sup>9</sup>. Enfin, en Argentine, les investissements d'YPF reculent de 10% mais le CAPEX des compagnies privées, qui représentent 50 à 60% de l'investissement en E&P, s'inscrit en hausse, sans parvenir toutefois à compenser entièrement la baisse du budget de la compagnie nationale.

Dans la CEI, les investissements sont en léger recul, la progression de 4% enregistrée en Russie n'étant pas suffisante pour compenser la baisse dans les autres pays de la zone (-15%). En Azerbaïdjan, les investissements pour le développement de la phase 2 du champ de Shah Deniz, qui représentent encore les 2/3 des investissements en E&P du pays, ont atteint un pic en 2015 et sont en baisse depuis lors. Le développement étant quasi-terminé - la première production est attendue en 2018 - cette baisse va se poursuivre. La même situation prévaut au Kazakhstan où les investissements sont en baisse suite à l'achèvement de la phase 1 du développement du champ de Kashagan qui, après plus d'une décennie marquée par les retards et dépassements de coûts successifs semble enfin sur les rails après son redémarrage en 2016. Ailleurs, les CAPEX d'E&P sont en hausse au Turkménistan et en Ouzbékistan.

En Asie-Océanie, les investissements stagnent (+1%) mais avec de forts contrastes entre l'Océanie, où ils reculent de 28% à la suite de l'achèvement de nombreux grands projets de GNL, la Chine, où ils progressent fortement de 24%, et le reste de l'Asie où les investissements régressent légèrement (-2%). En Chine les investissements de Sinopec bondissent de 57%, ceux de Petrochina croissent de 10%, tandis que CNOOC revoit son budget à la baisse (-3%). En Asie du Sud Est, les investissements de PTT E&P repartent fortement à la hausse avec une progression de plus de 50% après une chute équivalente en pourcentage en 2016, tandis que ceux de Pertamina restent stables et que Petronas réduit son CAPEX de 4% en E&P. En Océanie, le recul des investissements est dû pour les deux tiers à Chevron qui a achevé en 2017 la troisième phase de son projet Gorgon LNG.

La tendance est stable au Moyen-Orient où les investissements progressent modestement de 1% avec des différences selon les pays. En Iran, Arabie Saoudite et au Koweït, ils sont en hausse (+6% pour la NIOC, +4% pour Saudi Aramco et +3% pour KOC) ; ils stagnent au Qatar ; ils diminuent aux Emirats et à Oman (-10% pour ADNOC, -5% pour PDO).

---

<sup>7</sup> Source Wood Mackenzie Upstream Data Tool, novembre 2017 - Analyse IFPEN

<sup>8</sup> Ibid.

<sup>9</sup> Les découvertes importantes réalisées dans le Golfe du Mexique par PEMEX et par des compagnies étrangères en 2017 laissent toutefois présager une reprise des investissements au Mexique dans les années à venir.

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

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

**RESUME :** En 2017, après deux années de baisse, le nombre de puits forés devrait progresser de 22% et s'établir à environ 64 000 puits dans le monde, ce qui reste encore nettement en dessous des 100 000 puits atteints en 2014.

Ce rebond est dû essentiellement à la hausse du forage à terre en Amérique du Nord pour l'exploration et le développement des pétroles et gaz de schiste.

L'offshore profond est toujours pénalisé par les coûts du forage en mer qui représentent une part élevée du coût des projets. Les taux d'utilisation des appareils de forage semblent cependant avoir atteint un point bas, et certains taux de location notamment pour les *jackups* et les développements à faible profondeur d'eau dans le Golfe du Mexique sont repartis à la hausse.

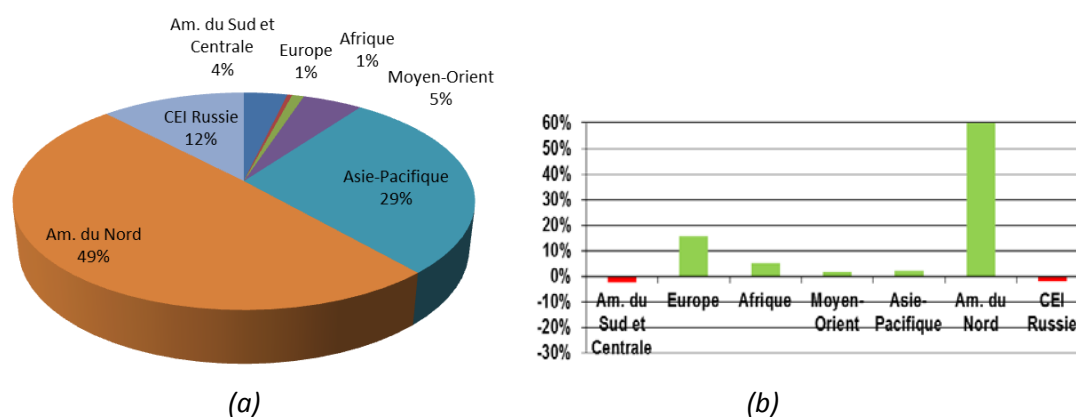
Après avoir baissé de 36 % en 2016, le marché global du forage et des services associés devrait rebondir de 8 % en 2017 et s'établir à environ 136 G\$. Le marché de la fracturation hydraulique est particulièrement dynamique, surtout aux Etats-Unis, avec une augmentation sur un an de 63 %. Le marché du forage à terre devrait progresser de 21 % tandis que l'activité de forage en mer devrait rester en baisse (-29 %).

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

En 2017, l'activité mondiale de forage à terre rebondit de 23 %, notamment en Amérique du Nord (+60%) grâce au développement des pétroles et gaz de schiste, aux Etats-Unis comme au Canada. Dans une moindre mesure, le forage à terre en Europe progresse aussi (+16 %) toutefois sur un nombre très limité (35 puits), motivé par les intentions de forage lié aux programmes d'exploration de gaz de schiste au Royaume-Uni et en Pologne. La pérennité de cette croissance en Europe est cependant fragile compte tenu de l'opposition sociétale.

Toutes les autres zones géographiques sont en légère progression (de +2 % à +5 %), à l'exception de l'Amérique du Sud et Centrale et de la CEI qui stagnent (-2 %).

Figure 11 : Répartition des puits forés à terre en 2017 par région (a) et croissance sur un an (b).



- **Pétrole et gaz de schiste Nord-américains**

Après la forte chute de l'activité de forage sur les *shales* aux Etats-Unis en 2015 consécutive à la baisse du prix du baril, 2016 a été une année charnière de stabilisation de l'activité et 2017 se termine selon l'EIA avec plus de 810 rigs actifs. Pour rappel, le nombre maximum de rigs actifs sur les bassins de *shales* fin 2014 avait dépassé 1500, et atteint un plus bas à 320 mi-2016.

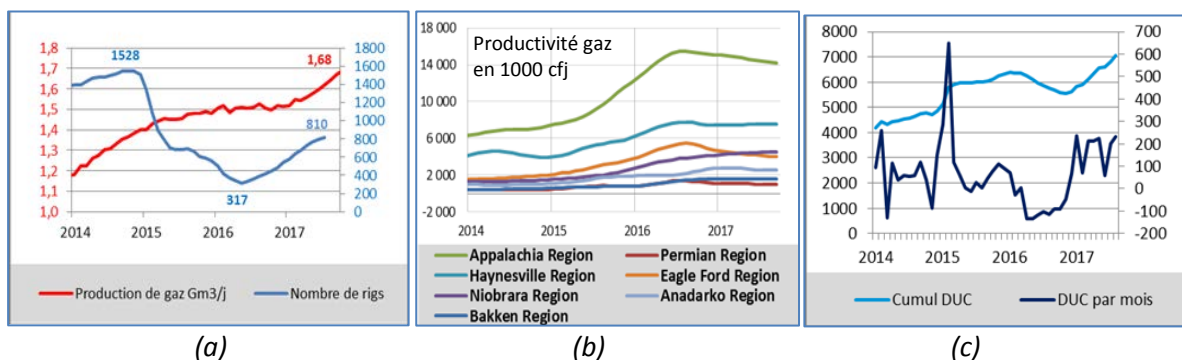
Malgré ce niveau d'activité en retrait de 50 % par rapport à fin 2014, la production de pétrole de schiste fin 2017 dépasse son record de 6 Mb/j et la production de gaz de schiste a à peine été infléchi, continuant sa progression et dépassant 1,7 Gm3/j fin 2017.

L'architecture et la complétion des puits ont changé en quelques années : on produit plus avec moins de pads. Les forages sont réalisés en un temps record, parfois de 2 semaines seulement. Les foreurs bénéficient de la connaissance géologique acquise avec les forages précédents, la diminution des temps d'immobilisation des rigs réduisant les coûts de forage. Le nombre de fracturations et leurs placements sont optimisés pour intercepter le maximum de *sweet spots*. Il en résulte des productivités par puits multipliés par 2 ou 3 suivant les bassins. Le bassin de Permian compte en décembre le plus grand nombre d'appareils de forage actifs (398) soit 49 % du total.

Pour rentabiliser la location des rigs, plus de 7000 puits ont été forés mais non complétés. Lorsqu'un puits non complété est finalement équipé pour produire, il vient en diminution du nombre de DUC. Cela signifie que le nombre de DUC par mois peut alors devenir négatif (voir Figure 12c ci-dessous) ; c'est particulièrement le cas en période de hausse de prix du baril de WTI. Compte tenu de cet excédent de puits prêts à être équipés, les perspectives d'augmentation de production sont donc très fortes. Les infrastructures d'évacuation du brut sont cependant une contrainte.

Figure 12 : Forage de gaz de schiste aux Etats-Unis.

- (a) Nombre d'appareils de forage et production de gaz de schiste ;
- (b) Evolution de la productivité en gaz des puits par bassin depuis 2014 ;
- (c) Nombre de puits forés mais non complétés (DUC – Drilled UnCompleted), en cumulé et par mois.

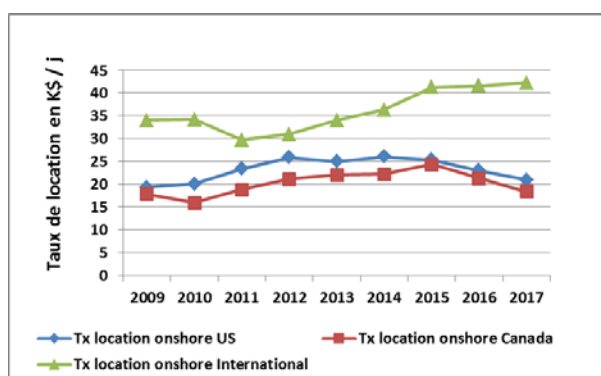


#### • Taux de location des appareils de forage à terre

Malgré la reprise de l'activité de forage en Amérique du Nord, les taux de location des rigs à mi-2017 sont de l'ordre de 21 000 \$ par jour et restent toujours en baisse sur un an, de 14 % aux Etats-Unis et de 27 % au Canada. Le secteur du forage fait toujours face à une surcapacité de rigs par rapport à la demande.

A l'international (hors Amérique du Nord), à mi-2017, les taux de location sont stabilisés (+1 %), ceci depuis deux ans, autour de 23 000 \$ par jour de forage.

Figure 13 : Taux journalier de location des rigs en Amérique du Nord dans le reste du monde (K\$/j)





### 3.1.2. Nombre de puits forés en mer

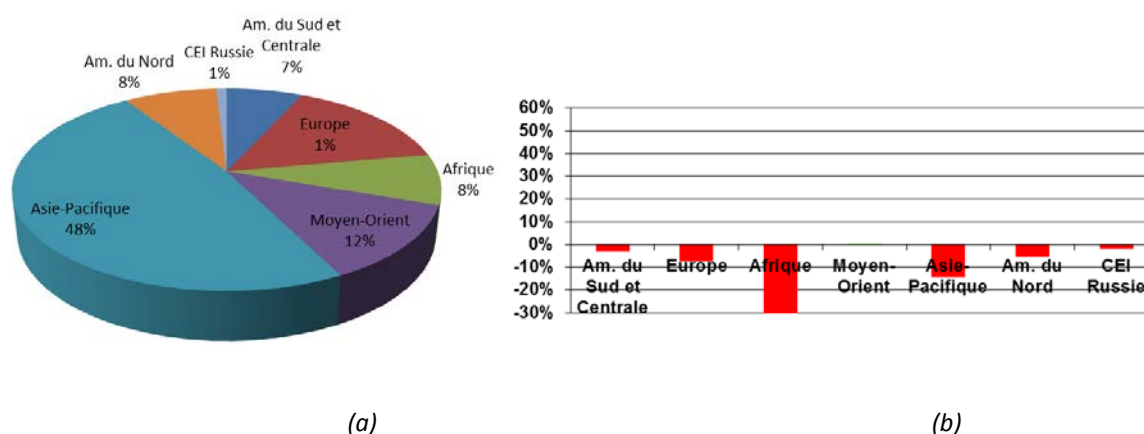
- **Nombre de puits forés en mer**

Les coûts de production en offshore et notamment en deep offshore pénalisent le développement de l'activité de forage en mer. On estime pour 2017 que 2400 puits auront été forés soit une baisse de 12 % sur un an. Pour rappel, 2015 et 2016 avaient déjà été marqués par des baisses d'activité de forage, respectivement de 10 % et 20 %. On assiste néanmoins à un ralentissement de la chute d'activité avec la remontée du prix du baril au dessus de 60 \$, seuil de prix communément admis comme nécessaire à la rentabilité des projets en deep offshore.

En 2017, toutes les régions du monde devraient connaître une baisse. L'offshore africain est particulièrement touché (-31 %) du fait du coût des grands projets en deep et ultra deep offshore, très capitalistiques et reportés faute d'investissement.

L'Asie-Pacifique, qui représente quasiment la moitié du forage offshore mondial est aussi touché. Son principal contributeur, la Chine, ralentit en effet ses développements offshore. L'activité au Moyen-Orient est stable, les champs sont de grande taille et sous faible profondeur d'eau. L'offshore Brésilien bénéficie de puits très producteurs qui limitent l'impact du surcoût des développements pré salifères

Figure 14 : Répartition des puits forés en mer en 2017 par région (a) et croissance sur un an (b).

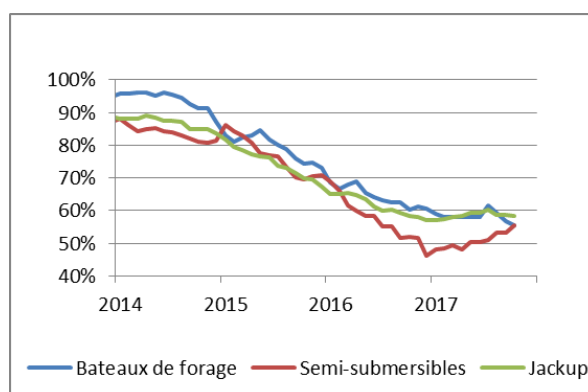


- **Taux d'utilisation des appareils de forage en mer**

La construction offshore continue d'alimenter le marché en nouveaux appareils de forage. Cependant, compte tenu de la faiblesse de l'activité et malgré les démantèlements des rigs les plus anciens, le taux d'utilisation global des rigs (tout type confondu) baisse de 1 % sur un an, ce qui constitue une stabilisation en comparaison avec les fortes baisses observées en 2015 et 2016.

Pour rappel les taux d'utilisation étaient en moyenne de 90% en 2014, avant la baisse du prix du baril. Depuis début 2017 les taux de location des appareils de forage évoluent en fonction du type de d'appareil de forage. Les taux des semi-submersibles à 58 % gagnent 8 % depuis le début 2017. Ceux des *jackups* à 59 % gagnent 2 %. Seuls les taux d'utilisation des bateaux de forage à 56 % continuent de baisser et perdent encore 3 % depuis le début 2017.

Figure 15: Evolution du taux d'utilisation par type d'appareil de forage depuis 2014.



Source : IHS Petrodata et IFPEN

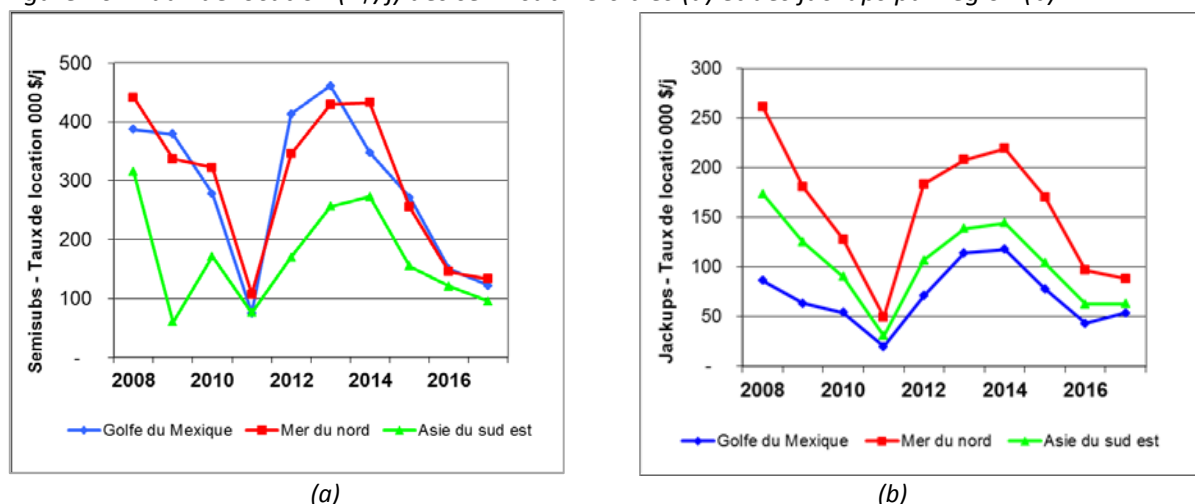
- **Taux de location des appareils de forages en mer**

On constate depuis 2017, une stabilisation à un niveau très bas des taux de location journalier, aussi bien pour les semi-submersibles que pour les *jackups*. Les niveaux de 2011 de l'après-crise de *Macondo* sont atteints.

Pour les *jackups*, les taux de location journaliers se stabilisent également à des niveaux bas, de 63 000 \$/j en Asie du Sud-Est, alors qu'ils remontent de 23 % dans le Golfe du Mexique (54 000 \$/j) et baissent de 9 % en mer du Nord (88 000 \$/j). Clairement, ce type de support destiné à des profondeurs d'eau de 200 m est moins touché que les semi-submersibles destinés à de plus grandes profondeurs.

Pour les semi-submersibles, les taux de location continuent de baisser, de l'ordre de 20 % sur un an en Asie du Sud-Est et dans le Golfe du Mexique. En Mer du Nord, la baisse est plus modérée, de l'ordre de 9 %.

Figure 16 : Taux de location (k\$/j) des semi-submersibles (a) et des jackups par région (b).



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

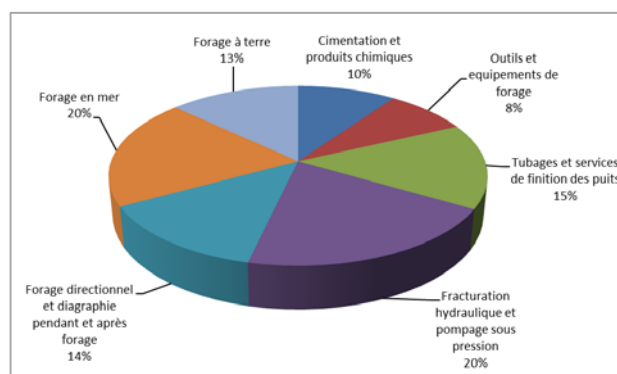
En 2017, le marché global du forage et des services associés se ressaisit et devrait être de l'ordre de 136 G\$. Après avoir baissé de 36 % en 2016, il devrait rebondir de 8 % en 2017. Pour rappel, le marché avait atteint un chiffre d'affaires record de 280 G\$ en 2014 ; en trois ans il aura donc été divisé par deux. Cependant les différents segments de ce marché réagissent différemment.

Le rebond de 8 % du marché mondial tient particulièrement à la progression du forage à terre (+20 %), à la fracturation hydraulique (+53 %) et aux services associés tels que le forage directionnel (+20 %). Le moteur principal étant le redémarrage de l'activité de forage aux Etats-Unis dans les bassins de pétrole et gaz de schiste.

Les secteurs de la cimentation et des diagraphies de puits progressent de 16 %. Le secteur des équipements de forage et des rigs continuent de baisser (-5 %), signe que les surcapacités ne sont toujours pas résorbées.

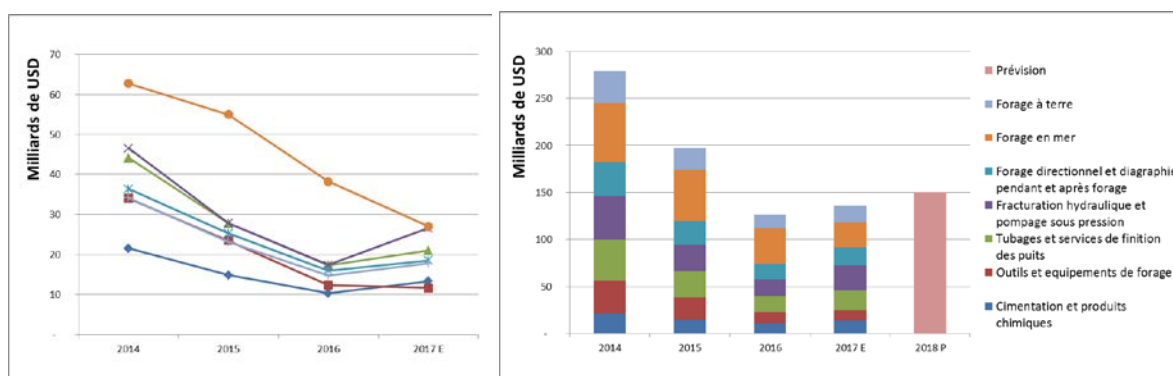
Le chiffre d'affaires (CA) du forage en mer continue sa baisse (-29%) en 2017, au même rythme que 2016 (-30 %). L'activité de ce secteur est très pénalisée par les coûts intrinsèques de l'offshore profond par rapport aux projets à terre. Le CA du marché en mer qui représentait 1/3 du marché mondial ne devrait plus représenter en 2017 que 20%.

Figure 17: Estimation des divers segments de marché mondial du forage en 2017.



Sources : Spears & Associates et IFPEN

Figure 18 : Chiffre d'affaires (G\$) des équipements de forage et des services dans le monde.



Pour 2018, IFPEN anticipe un rebond du marché de l'ordre de 10%, compatible avec la poursuite de la hausse du forage déjà observée aux Etats-Unis et la hausse du prix du baril à plus de 60 \$ depuis octobre 2017.

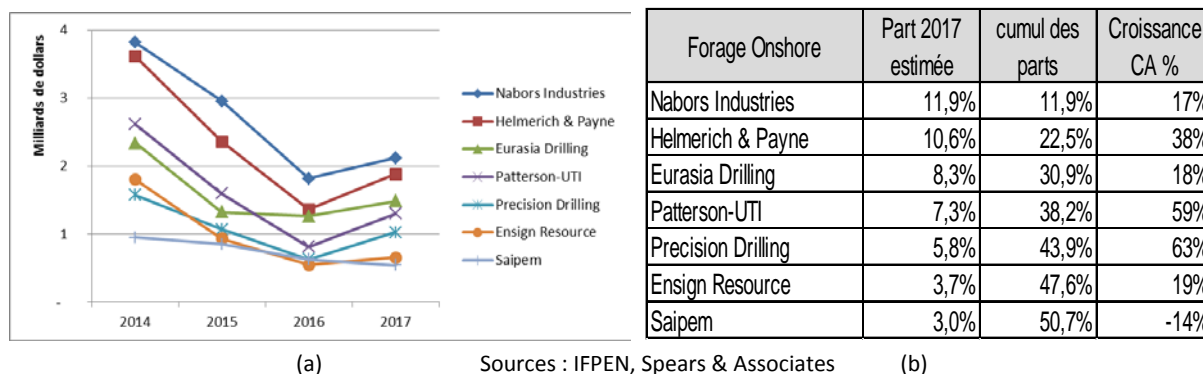
### 3.2.1. Acteurs du forage à terre

Sept grands groupes assurent 50 % des 18 G\$ que constitue le segment du forage à terre. Le leader est Nabors Industries avec 12% de parts de marché, suivi de près par Helmerich & Payne (11%). Eurasia Drilling dont l'activité est principalement en Asie a mieux résisté que ses concurrents et est en troisième position (8%).

Parmi ces 7 sociétés, toutes ont retrouvé le chemin de la croissance en 2017, excepté Saipem (-14 %). Les hausses de chiffres d'affaires sur un an peuvent être spectaculaires, comme pour Precision

Drilling et Patterson-UTI dont l'activité est principalement Nord-américaine. Ces deux sociétés avaient considérablement souffert en 2016.

Tableau 2 : (a) Evolution des chiffres d'affaires depuis 2014 et (b) Estimation des parts de marchés de 2017 pour les principaux acteurs du forage à terre.



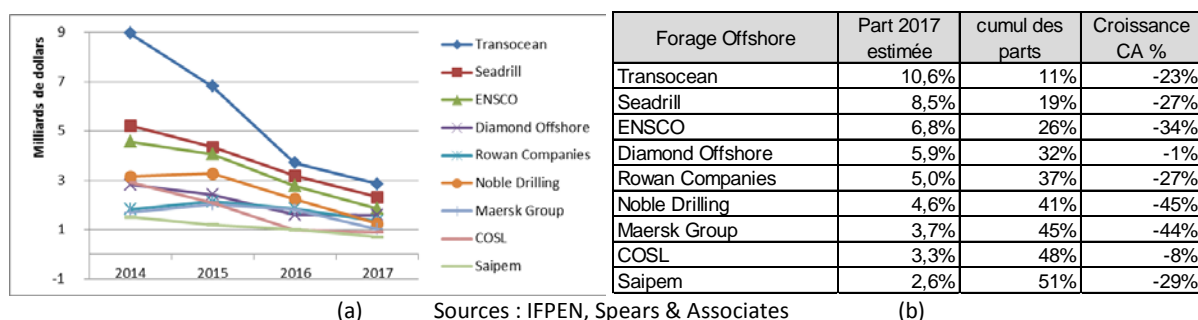
### 3.2.2. Acteurs du forage en mer

La moitié des 27 G\$ du marché mondial du forage en mer est détenue par 9 grands groupes. Le leader est toujours Transocean avec 11 % du marché mondial. La part de marché de Transocean rebondit de 11 % en 2017 suite au rachat en août 2017 par cette société de son concurrent norvégien Songa Offshore pour 1,2 milliard de dollars. Ses concurrents Seadrill et ENSCO avec chacun près de 9 et 7 % de parts de marché restent derrière. Seadrill qui fait face à des problèmes financiers a annoncé en septembre s'être placé sous Chapitre 11 aux Etats-Unis en vue de restructurer sa dette.

Pour les acteurs dont les parts de marché mondial sont comprises entre 4 % et 6 %, on trouve par ordre d'importance décroissante Diamond Offshore dont les parts de marchés progressent, Rowan Companies, Noble Drilling et Maersk Group.

Toutes ces sociétés affichent des chiffres d'affaires en forte baisse, de (-23 % à -45 %), excepté Diamond Offshore (-1 %) qui résiste et la compagnie chinoise COSL (China Oilfield Services) (-8 %). COSL, société majoritairement contrôlée par l'état chinois. COSL opère à l'international et au travers de sa filiale Européenne. Elle dispose de 45 rigs offshore mais aussi de 130 bateaux destinés aux services offshore et de 6 bateaux d'acquisition de données sismique.

Tableau 3 : (a) Evolution des chiffres d'affaires depuis 2014 et (b) Estimation des parts de marchés de 2017 pour les principaux acteurs du forage en mer.



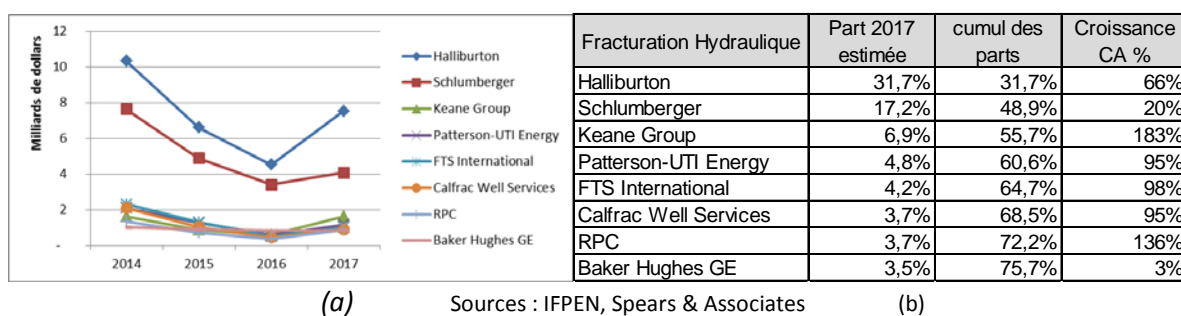
### 3.2.3. Acteurs de la fracturation hydraulique

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 2017, 75 % de l'activité de fracturation hydraulique. Halliburton et Schlumberger à eux seuls représentent la moitié du marché mondial, soit près de 13 milliards de dollars. Les autres acteurs, Keane Group, Patterson-UTI Energy, FTS

International, ont des chiffres d'affaires de moins de 2 milliards de dollars et font entre 4 et 7 % du marché mondial.

Après la forte baisse de 2016, les chiffres d'affaires connaissent un très fort rebond suite à la reprise du forage des pétroles et gaz de schiste. Les augmentations sont de l'ordre de 20 à 200 % en fonction des acteurs. Les sociétés de taille intermédiaire et spécialisée du secteur devraient doubler leur chiffre d'affaires cette année. Baker Hughes qui a fusionné fin 2016 ses activités pétrole et gaz avec General Electric (GE) ne progresse que très modestement en termes de CA (3 %) sur le secteur de la fracturation.

Tableau 4 : (a) Evolution des chiffres d'affaires depuis 2014 et (b) Estimation des parts de marchés de 2017 pour les principaux acteurs de la fracturation hydraulique.



(a)

Sources : IFPEN, Spears &amp; Associates

(b)

Fracturation Hydraulique	Part 2017 estimée	cumul des parts	Croissance CA %
Halliburton	31,7%	31,7%	66%
Schlumberger	17,2%	48,9%	20%
Keane Group	6,9%	55,7%	183%
Patterson-UTI Energy	4,8%	60,6%	95%
FTS International	4,2%	64,7%	98%
Calfrac Well Services	3,7%	68,5%	95%
RPC	3,7%	72,2%	136%
Baker Hughes GE	3,5%	75,7%	3%

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

**RESUME :** Selon nos estimations, le CA mondial du marché de la géophysique (tous segments confondus) serait de 6,9 G\$ en 2017, encore en baisse de 11 %. Cette nouvelle baisse fait suite à deux années de forte chute du marché géophysique (-30 % en 2015 et -34 % en 2016 et). La stabilisation attendue en 2017 n'a pas été au rendez-vous.

Le marché mondial de la géophysique reste très marqué par le ralentissement de l'exploration. Toutefois, l'annonce le 4 janvier dernier par le président des Etats-Unis de la volonté de réaliser des forages dans le Golfe du Mexique et au large de l'Arctique et des océans Atlantique et Pacifique, pourrait signifier un nombre conséquent de campagnes sismiques à venir.

En 2017, les segments des études multi-clients (MC) et des équipements auraient progressé de 4 % chacun. Le secteur des géosciences très concurrentiel baisse de 15 %. Les études contractuelles chutent de 26 % au profit des MC, ce segment de marché qui consiste à constituer des bibliothèques de données sismiques permet en partie d'occuper la flotte de bateaux de CGG et des principaux contracteurs.

Néanmoins, fin 2017, seul un tiers de cette flotte était en opération, soit une quarantaine de bateaux dont 13 chinois. Le taux d'utilisation des navires a connu un léger rebond mi 2017 à 39 % pour revenir ensuite au 3<sup>e</sup> trimestre au niveau très bas de 33 %, loin des 60 à 70 % nécessaires pour rentabiliser la flotte.

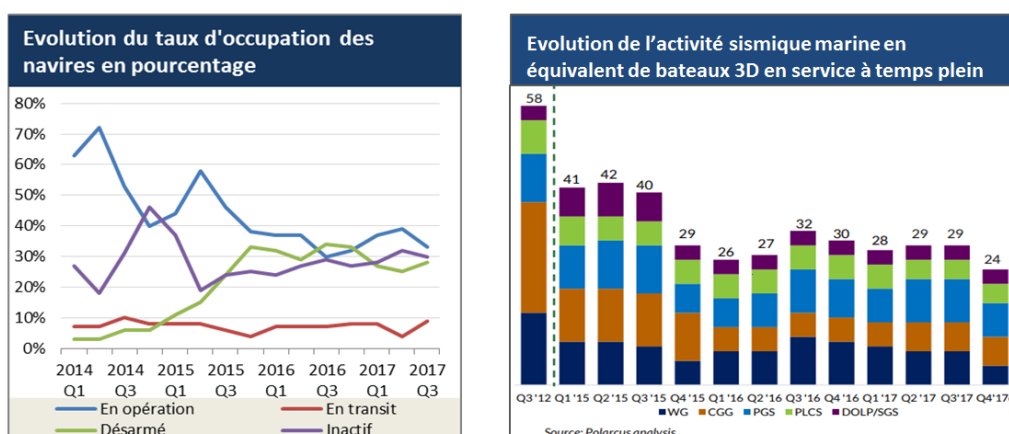
Les contracteurs attendent une reprise significative du prix du baril qui pourrait motiver les opérateurs pétroliers à réinvestir dans l'exploration. Pour 2018, les consultants estiment la reprise du marché mondial de la géophysique à environ 5 %.

### 4.1. Activité de géophysique

#### 4.1.1. Flotte mondiale de bateaux et activité par région

Au 3<sup>e</sup> trimestre 2017, on dénombre dans le monde une flotte de 130 bateaux géophysiques pouvant enregistrer des campagnes sismiques 2D, 3D, par câbles OBC, nœuds OBN, électromagnétiques. Malgré les réductions passées de la flotte, seul un tiers des bateaux est encore en opération. Le reste des bateaux est soit désarmé (28 %), inactif (30 %) ou en transit (9 %). Le taux d'utilisation des navires a connu un léger rebond mi 2017 à 39 % pour revenir ensuite au 3<sup>e</sup> trimestre au niveau très bas de 33 %. Exprimée en nombre de bateaux équivalent (avec un taux d'utilisation à 100 %), l'activité géophysique des principaux contracteurs a baissé de 60 % entre le 3<sup>e</sup> trimestre 2013 et le 4<sup>e</sup> trimestre 2017. On constate que l'activité sismique de CGG et SLB-WG a subi la baisse la plus forte.

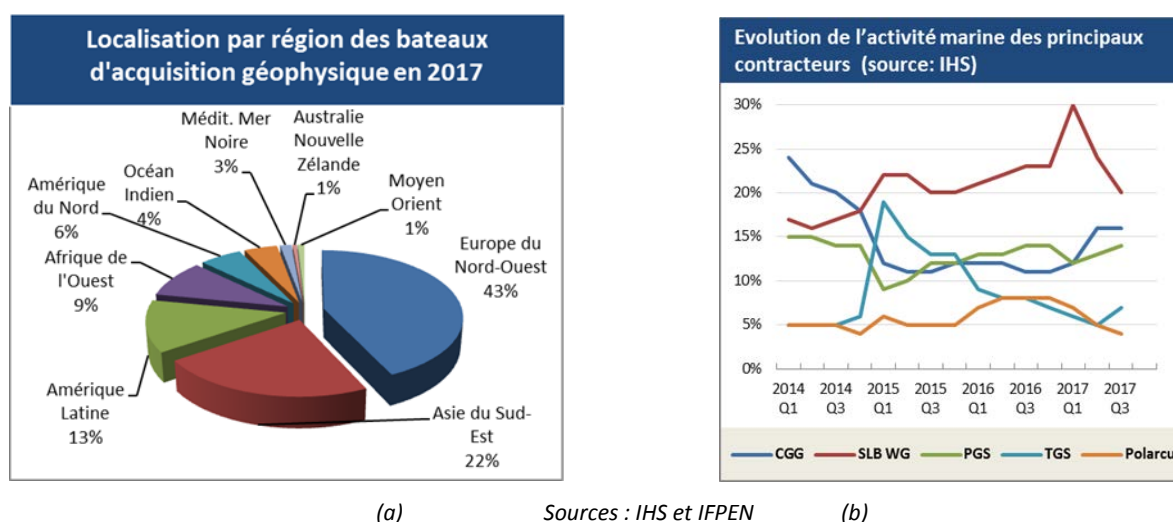
Figure 19 : Taux d'occupation des navires en pourcentage (a) et évolution de l'activité marine en équivalent bateaux 3D (b).



L'essentiel de la flotte de bateaux géophysiques est localisé dans cinq grandes régions : l'Europe du Nord-Ouest (43 %) avec la mer du Nord, l'Asie du Sud-Est (22 %), l'Amérique latine (13 %), l'Afrique de l'Ouest (9 %) et l'Amérique du Nord (6 %) avec le Golfe du Mexique.

La baisse d'activité sur un an est de 8 %. Elle se concentre en particulier dans l'Océan Indien (-43 %), l'Amérique du Nord (-36 %) et l'Amérique Latine (-22 %). Seule l'Afrique de l'Ouest rebondit mi 2017 (+55 %) et comble en partie sa chute d'activité de 2016. L'Europe du Nord-ouest se redresse de 8 %.

Figure 20 : Activité d'acquisition marine sur un an (a) et nombre de navires en opération (b).



SLB WG reste le leader en termes de parts d'activité marine mondiale (20 %). Cependant depuis son record de 30 % début 2017, la société a perdu 10 % de parts d'activité au profit des ses principaux concurrents. Le secteur géophysique est très concurrentiel avec des prix bas et beaucoup d'appels d'offres sont réalisés sans profit par les contracteurs. Dans ce contexte, CGG et PGS regagnent du terrain avec, au 3<sup>e</sup> trimestre 2017, des parts d'activité respectivement de l'ordre de 16 % et 14 % de l'activité mondiale.

Au 3<sup>e</sup> trimestre 2017, l'activité sismique marine de CGG progresse sur un an de 17 % tandis que celle de SLB WG ne progresse que de 13 %. Le niveau d'activité de TGS évolue peu, la société a un *business model* de vente de données MC et continue de limiter son exposition aux aléas de la sismique contractuelle. Les activités de TGS et Polarcus baissent respectivement de 34 % et 14 %. Après avoir fortement baissé en 2016, l'activité de Fairfield Nodal dont la spécialité est la sismique multi composantes par nodes se redresse de 18 %.

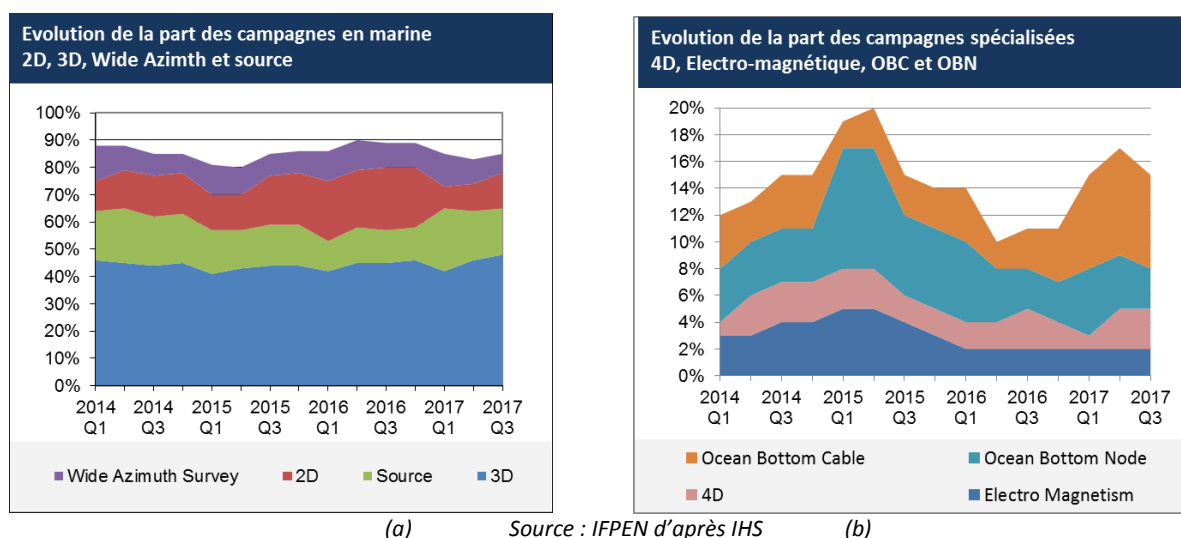
#### 4.1.2. Nature des campagnes

Au 3<sup>e</sup> trimestre 2017, les acquisitions 3D en marine représentent la principale activité (48 %) des bateaux et sont en augmentation de 6 % sur un an. La sismique 2D ne représente plus que 13 % de l'activité, elle est en baisse sur un an de 45 %. Le transfert de l'acquisition 3D au profit de l'acquisition 2D, moins onéreuse, semble donc s'inverser.

Les acquisitions Wide Azimuth (WAZ) totalisent 13 % des d'acquisitions et l'utilisation des bateaux sources 17 %. Le reste de l'activité, soit 15 %, concerne les acquisitions marines spécialisées, elles restent à un faible niveau : OBC (7 %), OBN (3 %), la sismique 4D (3 %) et les relevés électromagnétiques (2 %).

Le nombre de campagnes 4D est relativement stable sur les deux dernières années, cette technologie étant onéreuse, son marché n'a pas connu le décollage attendu malgré les progrès de l'imagerie.

Figure 21: Nombre d'acquisitions marines 2D et 3D (a) et nombre d'acquisitions spécialisées (b).

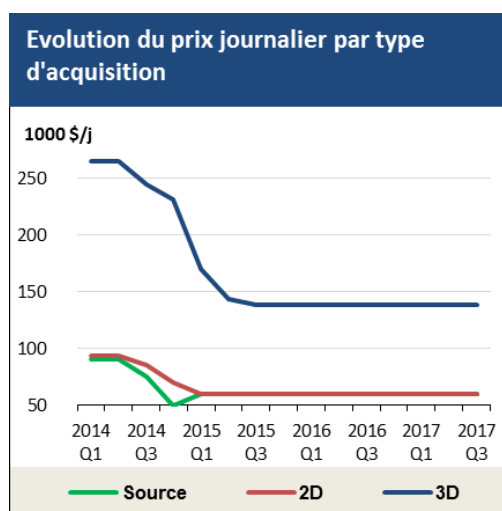


#### 4.1.3. Prix des campagnes

Le prix des acquisitions reste désespérément bas depuis fin 2015. On n'observe aucune remontée des prix, malgré la réduction de la flotte mondiale, la demande en acquisition est toujours trop faible. En fonction des configurations d'acquisition, le prix d'une 2D varie entre 40 et 80 k\$ par jour ; pour une 3D, il faut compter entre 80 et 230 k\$ par jour. A titre de comparaison, le prix journalier d'un bateau est de l'ordre de 40 k\$.

Le niveau de prix le plus bas a été atteint, les marges des contracteurs sont quasi nulles. Pour les opérateurs, il est intéressant de commencer à réinvestir dans l'exploration pour profiter des prix bas des services et minimiser le montant des investissements.

Figure 22: Prix journalier d'une acquisition sismique marine.



Sources : IFPEN d'après IHS

## 4.2. Marché mondial de la géophysique

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

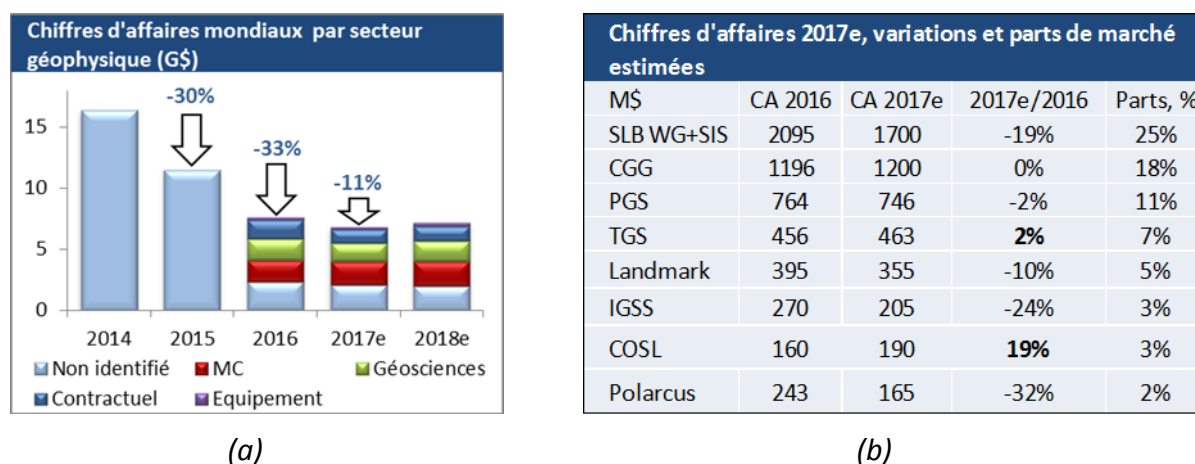
Selon nos estimations, le CA mondial du marché de la géophysique (tout segments confondus) serait de 6,9 G\$ en 2017 (7,7 G\$ en 2016), en baisse de 11 %. Cette nouvelle baisse fait suite à deux années de forte chute du marché géophysique (-30 % en 2015 et -34 % en 2016). La stabilisation du marché



n'est toujours pas au rendez-vous en 2017. Le CA des huit premiers acteurs de notre étude, qui représentent à eux-seuls 74 % du marché mondial soit 5 G\$, aurait connu en 2017 une baisse de 11 %.

En termes de CA, les baisses en 2017 varient de -2 % (PGS) à -32 % (Polarcus). Le CA du leader du marché, Schlumberger, qui détient 25 % du marché mondial, aurait enregistré une baisse de 19 %. Le CA de CGG et de BGP resteraient stables et une hausse est attendue pour TGS et COSL de 2 % et 19 % respectivement.

Figure 23: Marché mondial de la géophysique en G\$ (a) et Chiffres d'affaires par sociétés (b).



En 2017, les CA des secteurs MC et Equipements auraient légèrement augmenté de +4 % chacun, soit 1 900 M\$ et 280 M\$ respectivement. Schlumberger aurait obtenu les meilleurs résultats pour les ventes MC, ayant un CA en progression de 15 % sur ce segment. CGG aurait enregistré également, d'après les analystes, une progression de son CA MC de 13 %. Afin de partager le risque sur les investissements, les contracteurs s'associent pour l'enregistrement MC (à titre d'exemple, PGS, WesternGeco-SLB et TGS).

Les équipementiers survivent grâce à la rente que représentent les opérations de maintenance et de location.

Le CA contractuel est toujours en forte baisse (-26 %), les opérateurs préférant l'achat d'études MC. En 2017, ce marché ne représente plus que 1 150 M\$, soit 17 % du marché mondial de l'activité de géophysique.

Le marché des études géosciences est devenu très concurrentiel et baisse aussi en 2017. Avec 1 500 M\$ (-15 %), il représente 21 % du marché de la géophysique à l'échelle mondiale. Les études MC et géosciences représentent donc dorénavant près de 50 % du marché de la géophysique mondiale.

Compte tenu de la faiblesse du marché et de la longueur de la crise (maintenant 3 ans), les contracteurs géophysiques continuent de réduire les coûts, montent des collaborations entre sociétés de services et compagnies pétrolières, arrivent à opérer des études MC en partenariat et à partager les dépenses de développement technologique.

Pour éviter le dépôt de bilan et le *Chapter 11* aux Etats-Unis, les acteurs les plus endettés comme CGG ont renégocié leur dette en capital auprès des banques. L'objectif de beaucoup de contracteurs est de tenir bon en attendant des jours meilleurs.

## 5. Activités et marchés de la construction offshore

**RESUME :** Le marché mondial de la construction offshore devrait connaître en 2017 une troisième année de baisse avec -11 % de chiffre d'affaires par rapport à 2016. Pour rappel, la baisse avait été de 24 % en 2016 et de 20 % en 2015.

En 2017 comme en 2016, suite à la baisse des investissements, beaucoup de projets en offshore profond et ultra profond ont été reportés. Les développements les plus coûteux sont réexaminés au regard de la baisse des coûts des services et certains opérateurs investissent à contre cycle pour bénéficier de cette opportunité.

Le marché des développements sous-marins représente un tiers du marché global. Les têtes de puits sous-marines restent coûteuses pour le développement des champs mais permettent de réduire le nombre d'installation de surface.

En 2017, l'activité de construction de plateformes fixes s'est stabilisée, le développement de champs en offshore peu profond (moins de 200 m d'eau) reste rentable dans un contexte de 50 \$ le baril de WTI.

Les autres types de construction (Floating Production Systems, rigs de forage et pipelines) devraient voir leur nombre baisser de 20 % à 25 %. L'activité de construction de FPS à toutefois l'avantage de bénéficier du développement des unités de regazéification flottantes (Floating Storage Regasification Unit, FSRU), le marché mondial du GNL étant en croissance.

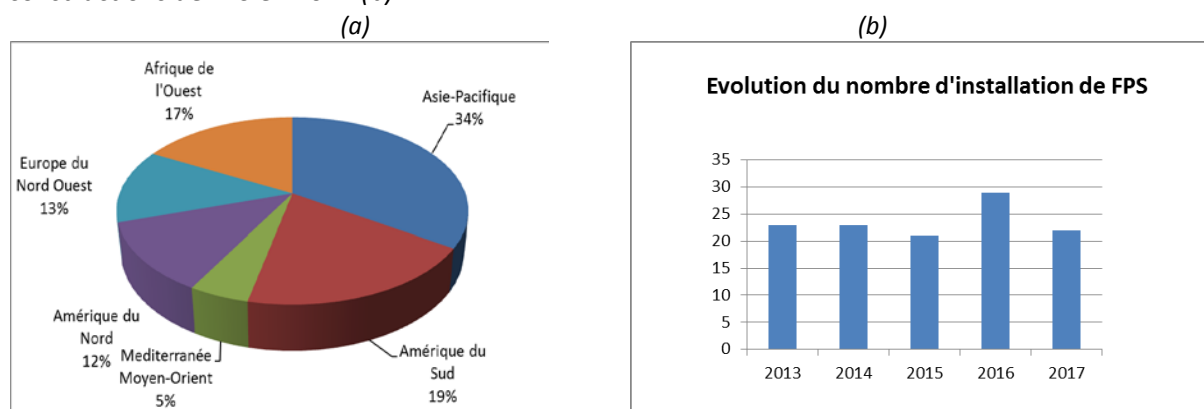
Les 2/3 des investissements offshore sont consacrés à des champs existants, des extensions ou des Brownfields. Le développement de nouvelles provinces pétrolières et gazières est très coûteux et est généralement repoussé. Cette situation pourrait changer en 2018. Un maintien durable du prix du baril au-dessus de 60 \$ pourrait être un signe positif pour réorienter les investissements pétroliers et gaziers vers l'offshore profond.

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

#### 5.1.1. Constructions de plateformes flottantes (Floating Production Systems - FPS)

Ce type de plateforme destiné à des développements par grande profondeur d'eau est en baisse sur un an de 24 %. Ces constructions sont impactées par le report des projets en offshore profond trop coûteux mais bénéficie des commandes de FSRU pour le marché LNG qui est en croissance. Les plateformes de type TLP (Tension Leg Platform) et Spar restent minoritaires, la majorité des FPS étant des navires citernes (FSO) et FPSO (Floating Production Storage and Offloading).

Figure 24: Répartition géographique des plateformes FPS en activité dans le monde (a) et nombre de constructions de FPS en 2017 (b).



Sources : IPFEN, IHS

L'Amérique du Sud et l'Asie-Pacifique concentrent les deux tiers des constructions dans le monde ; ces deux zones géographiques sont respectivement en baisse de 11 % et 25 %. En Europe du Nord-Ouest et en Afrique de l'Ouest la baisse du nombre de FPS construits atteint 50 %.

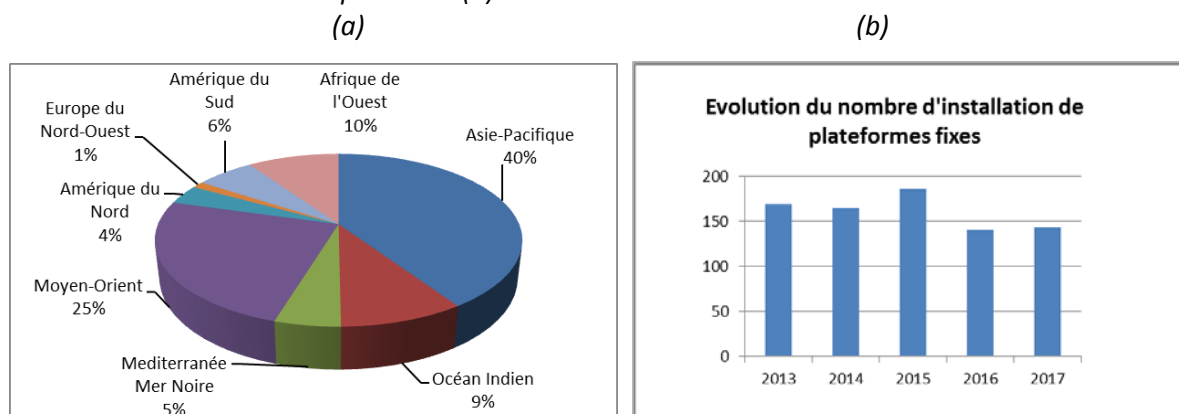
A plus long terme, la demande de construction de FPS pour 2022 est en augmentation et atteint une centaine d'unités. Elle semble cependant résulter du cumul depuis trois ans des projets reportés.

### 5.1.2. Construction de plateformes fixes

Ce type de plateforme est destiné à des développements de champs par faibles profondeurs d'eau (200 à 300 m). Il est en particulier très utilisé en Asie-Pacifique et au Moyen-Orient, cette dernière zone géographique possède de nombreuses extensions de champs en offshore sous faible profondeur d'eau.

Après une forte baisse en 2016, le nombre d'installations de plateformes fixes se stabilise en 2017. L'offshore à faible profondeur d'eau a des coûts de revient compatibles avec un baril à 50 \$ et reste compétitif vis-à-vis d'autres types de développements pétroliers ou gaziers.

Figure 25: Répartition géographique des installations de plateformes fixes en 2017 (a) et évaluation du nombre d'installations depuis 2013 (b).

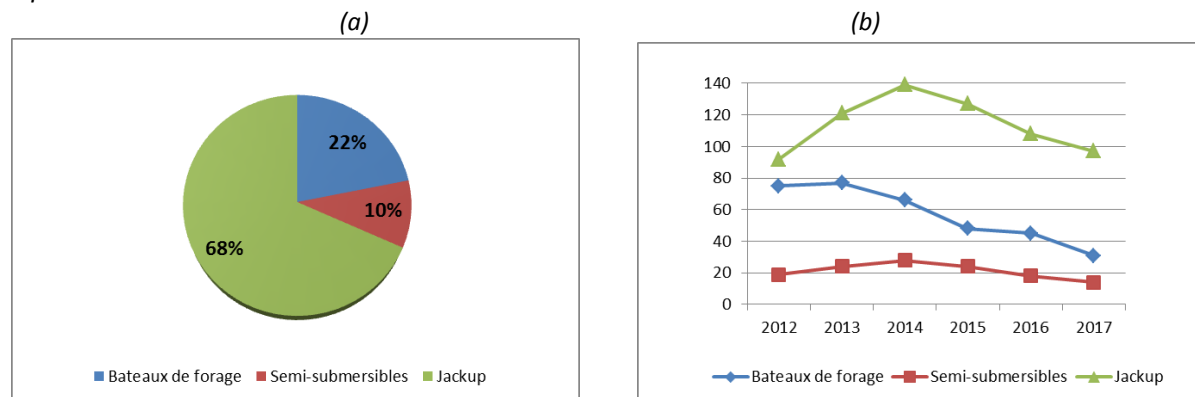


### 5.1.3. Construction de supports de forage : plateformes et bateaux

L'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 2017, sur un an le nombre d'ordres de construction d'appareils de forage en mer, tous types confondus, chute de 17 %. Il s'agit de la troisième année de baisse mais aussi de la plus forte baisse depuis 2014.

Figure 26: Nombre d'appareils de forage en construction par type en Septembre 2017 (a) et évolution depuis 2012 (b).



Sources : IFPEN, IHS

Les constructions de bateaux de forage destinés à l'offshore profond sont particulièrement touchées (-31 %). Les plateformes semi-submersibles opérant à plus faible profondeur résistent un peu mieux avec -22 %, seules les jackups destinés à de faibles profondeurs d'eau limitent réellement la baisse (-10 %).

Plus des 2/3 des plateformes en construction en 2017 sont dorénavant des *jackups*, le tiers restant étant des bateaux de forage (22 %) et des semi-submersibles (10 %).

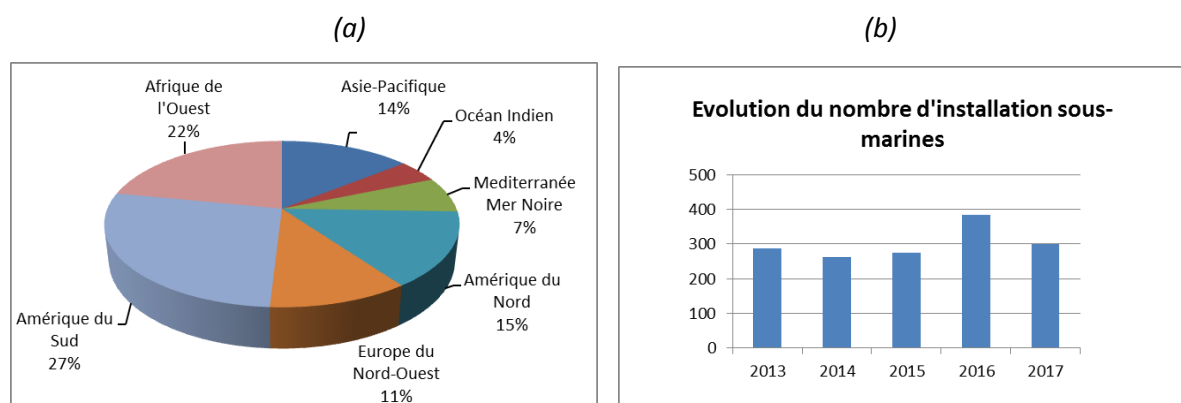
#### 5.1.4. Construction sous-marine

Le nombre d'installations de tête de puits sous-marines en 2017 est estimé en baisse de 22 % sur un an. Les têtes de puits sous-marines restent coûteuses pour le développement des champs mais bénéficient de la baisse des taux journaliers des bateaux de pose.

Ce type d'installation permet de raccorder des puits de champs satellites et de réaliser des développements régionaux en minimisant le nombre de plateformes.

Après avoir connu un essor en Europe du Nord-Ouest et dans le Golfe du Mexique, les zones d'activités sont maintenant principalement en Amérique du Sud (27 %) et en Afrique de l'Ouest (22 %).

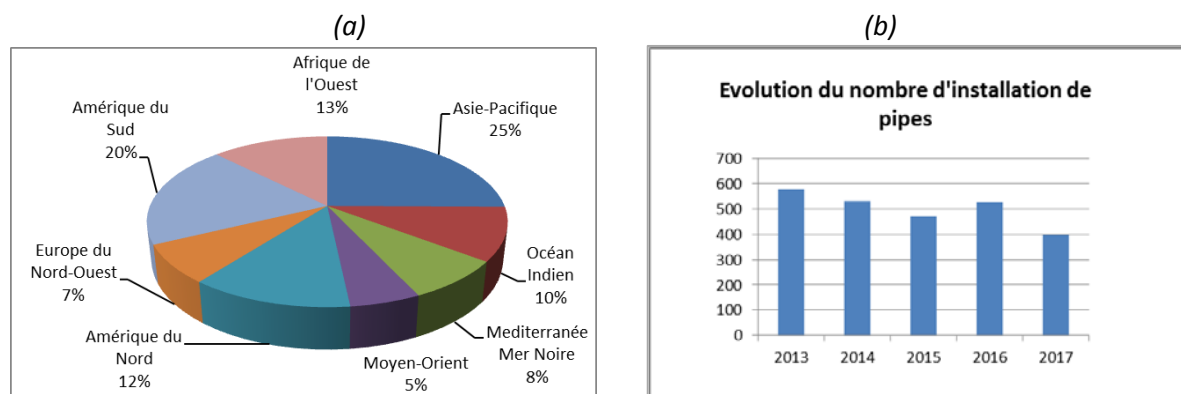
Figure 27: Estimation de la répartition géographique en 2017 des installations de têtes de puits sous-marines (a) et évaluation du nombre d'installations de tête de puits sous-marines depuis 2013 (b).



#### 5.1.5. Pipelines offshore

Le nombre d'installations de pipes, tous types de pipes pris en compte (lignes sur champ, ombilicaux, et lignes d'export), devrait être en baisse de 24 % cette année.

Figure 28: Estimation de la répartition géographique en 2017 des installations de pipes (a) et évaluation du nombre d'installations de pipes depuis 2013 (b).



L'essentiel des investissements est consacré à des champs existants ou des extensions (champs satellites). Le développement de nouvelles provinces pétrolières et gazières est très coûteux et est généralement repoussé

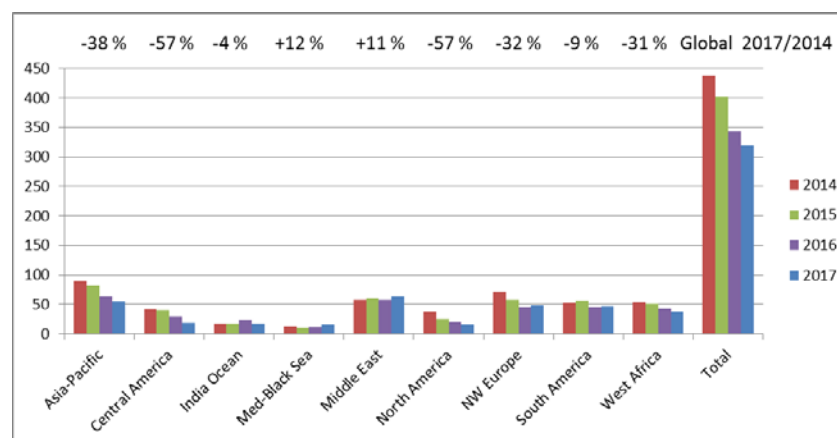
### 5.1.6. Services offshore aux plateformes

Les services *offshore* regroupent les activités utilisant des bateaux pour l'hébergement, la pose de pipelines et de *derricks*, le support à la plongée, les engins sous-marins télécommandés, l'intervention sur les puits. En 2017, cette activité a baissé de 7 %.

Le nombre de bateaux en activité avait atteint un point haut en 2014 avec 440 unités en fonctionnement, le taux d'utilisation de la flotte était de plus de 60 %. Depuis, en trois ans le nombre de bateaux en opérations a baissé de 30 %, et le taux d'utilisation de la flotte n'est plus que de 40 % environ. On notera cependant que ce taux est en progression de 5 points depuis le début de 2017.

Les zones les plus robustes en termes d'activité de services *offshore* sont le Moyen-Orient, la Méditerranée, la Mer Noire ainsi que l'océan Indien. Les zones ayant le plus souffert sont l'Amérique du Nord, l'Asie-Pacifique et l'Europe du Nord-Ouest. L'activité de l'Amérique du Sud se maintient en grande partie grâce à l'offshore brésilien.

Figure 29 : Nombre de bateaux actifs dans les services offshore et évolution entre 2014 et 2017.



Sources : IFPEN, IHS

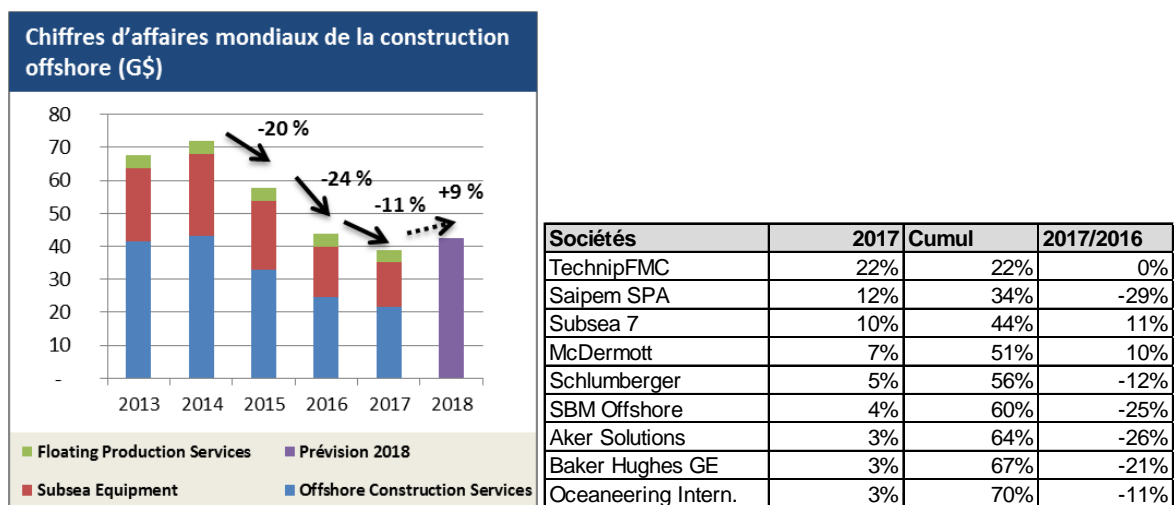
## 5.2. Marché mondial de la construction offshore

En 2017, le marché de la construction et des services *offshore* devrait s'établir à 39 G\$, soit en baisse de 11 % par rapport à 2016. Depuis 2015, ce marché a perdu presque la moitié (-46 %) de sa valeur.

Les compagnies pétrolières et gazières ont pour beaucoup décalé dans le temps leurs grands projets de développement notamment en offshore profond, afin de revoir à la baisse les investissements, d'en réduire les coûts. Statoil affirme avoir atteint sur certains champs 40 % de baisse du montant de ses dépenses (Capex).

Un tiers du marché global de la construction offshore provient des installations sous-marines de tête de puits, ce segment de marché devrait baisser en 2017 de 11 %. Les services aux plateformes comptent pour 10 % du marché global, ce marché devrait résister relativement à la baisse (-5 %). Les 55 % du marché restant correspondent à la construction offshore *sensu stricto*, tout type de support confondu, il devrait baisser en 2017 de 12 %.

Figure 30 : Marché mondial de la construction offshore en G\$ (a) et parts de marché estimées pour 2017 (b).



Source : IFPEN d'après Spears & Associates

Les deux tiers du chiffre d'affaires mondial sont détenus par 9 sociétés. TechnipFMC consolide sa position de leader mondial de la construction offshore avec 22 % du marché mondial, suite à la fusion avec FMC spécialisé dans les équipements sous-marins. Le CA de Saipem devrait être très impacté par la baisse du marché mais la société devrait rester à la 2<sup>e</sup> place avec 12 % du marché mondial.

Subsea 7 et Mc Dermot, respectivement à la 3<sup>e</sup> et 4<sup>e</sup> devraient voir leurs CA progresser de 11 % et 10 % en 2017. Baker Hughes, désormais une compagnie de General Electric a annoncé en octobre entamer des pourparlers pour racheter le Norvégien Subsea 7.

De son côté, Schlumberger avec 5 % de parts de marché suite à l'achat de Cameron mi 2016 devrait être devant SBM Offshore et Aker Solutions (respectivement à 4 % à 3 %).

## 6. 2017 : Reprise des projets dans le raffinage ?

Les projets dans le **raffinage** vont-ils repartir à la hausse et freiner la baisse enregistrée depuis quatre ans ? Cette question mérite d'être posée.

Parmi les facteurs favorables à l'investissement dans de nouveaux projets, on peut ainsi noter (1) le besoin croissant de produits pétroliers, dont le centre de gravité s'est déplacé ces dernières années des pays industrialisés vers les pays émergents, (2) des marges qui restent solides, (3) des coûts industriels bas, et enfin (4) une économie mondiale qui repart. La sévèrisation des normes sur les carburants et combustibles, les différents programmes de réhabilitation, modernisation et développement du secteur, constituent également de véritables opportunités d'investissement, notamment dans les zones à forte demande.

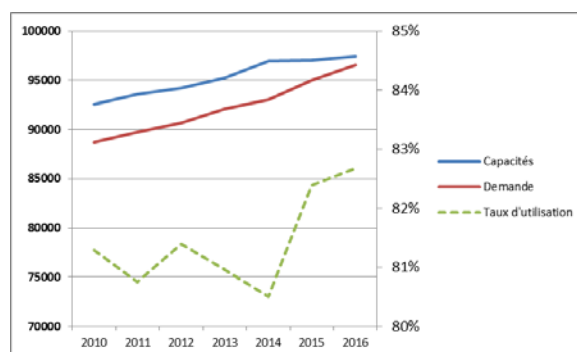
De ce fait, de profonds changements se sont produits dans l'économie du raffinage ces dernières années tant au plan technologique, que géographique. L'apparition et le développement des hydrocarbures de schiste ont contribué à cette mutation (par l'introduction de bruts légers).

Malgré les incertitudes - évolution de la demande de produits pétroliers, volatilité des marges, augmentation des coûts industriels -, les perspectives d'investissement demeurent intéressantes.

### 6.1. Réduction globale des surcapacités de raffinage

Après une période 2014-2015 très favorable, les marges se sont maintenues à un bon niveau en 2017, principalement du fait d'une demande en produits pétroliers soutenue (notamment de la part de la Chine) et des différentiels essence et fiouls<sup>10</sup>.

Figure 31: Evolution des surcapacités de raffinage, 2010-2016 (kb/j)



Source: IFPEN à partir de BP Statistical Review of World Energy 2017

S'agissant de la demande mondiale en produits pétroliers, rappelons que celle-ci a augmenté de 9% entre 2010 et 2016. Cette augmentation a été due principalement à la région Asie Pacifique dont la croissance a dépassé les 20% pendant la période et notamment la Chine qui a enregistré une croissance de 32% sur la période et dont la consommation (12,4 Mb/j) rattrape à présent celle de l'Europe (12,9Mb/j) ; à l'inverse, cette dernière a diminué de 7% pendant cette même période. Dans une moindre mesure le Moyen Orient, avec une croissance de 16%, a contribué également à l'augmentation de la demande mondiale.

<sup>10</sup> Les marges des raffineurs nord-américains ont été soutenues d'une part, par d'importants volumes d'exportation de produits vers l'Amérique Latine et, d'autre part, par des cours du brut favorables.

Les marges des raffineurs européens ont bénéficié des exportations d'essence, vers le Moyen-Orient et l'Amérique Latine. En Asie, c'est la forte croissance de la demande qui a permis d'obtenir des marges (Dubai) élevées notamment au second semestre 2017. D'autres facteurs ont impacté favorablement les marges, à savoir le fort différentiel Fiouls (crack spreads), et la limitation des quotas d'exportation en Chine. Il faut ajouter l'ouragan Harvey qui a fait bondir pour une courte période les marges asiatiques ; environ un quart de la capacité de raffinage américaine a été momentanément arrêtée, soit environ 4,5 millions de b/j.

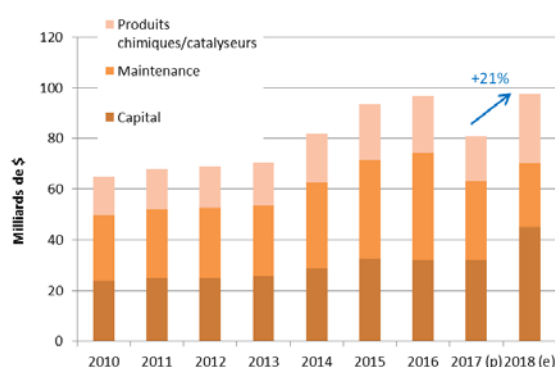
La vigueur actuelle de la demande mondiale a encouragé les investisseurs à soutenir d'une part les projets d'adaptation et de modernisation des unités existantes et, d'autre part, la mise en place de nouvelles capacités de raffinage. Du fait de la hausse de la demande, du ralentissement depuis 2014 de la construction de nouvelles capacités de raffinage augmentant de fait leur taux d'utilisation global, les surcapacités de raffinage enregistrées par le passé tendent à présent à se réduire (voir Figure 31.), autre facteur contribuant au maintien des marges.

## 6.2. Fléchissement des dépenses en 2017 et rattrapage en 2018

Globalement les dépenses ont progressé en moyenne de 50% entre 2010 et les prévisions 2018.

En 2017, les dépenses ont diminué de 17% par rapport à 2016, s'établissant à 80 milliards USD. Pour comprendre les raisons de cette inversion temporaire de tendance, il faut analyser les différentes catégories de dépenses : dépenses de capital, dépenses de maintenance et dépenses de produits chimiques et catalyseurs.

Figure 32: Historique de dépenses mondiales de l'industrie du raffinage



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

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

La baisse importante des dépenses de maintenance en 2017, après trois années de forte augmentation, constitue le principal élément explicatif de cette tendance. Le maintien des marges conjugué à une demande soutenue en produits pétroliers a incité les raffineurs à limiter le nombre et la durée des arrêts de maintenance. Ceci a particulièrement concerné les raffineurs des pays industrialisés disposant d'un parc industriel mature et dont les capacités de raffinage ne varient que très peu.

Les dépenses en capital, quant à elles, enregistrent une stabilisation depuis trois ans s'établissant aux alentours de 32 milliards USD, incitant à poursuivre la mise en place de nouveaux actifs pour répondre à l'évolution de la demande, notamment dans les pays émergents.

Pour 2018, les dépenses globales devraient repartir nettement à la hausse pour atteindre 97 milliards USD soit un niveau comparable à celui de 2016.

Trois facteurs majeurs peuvent justifier cette tendance : (1) la nécessité des pays émergents de satisfaire une demande toujours croissante qui stimule l'investissement par la mise en opération et la poursuite de grands projets dans ces zones (Tableau 2), (2) les programmes de modernisation massifs des installations russes<sup>11</sup> et le développement des hydrocarbures de

<sup>11</sup> 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.



schiste outre atlantique, ainsi que (3) la poursuite des investissements au Moyen Orient, notamment en Iran<sup>12</sup>.

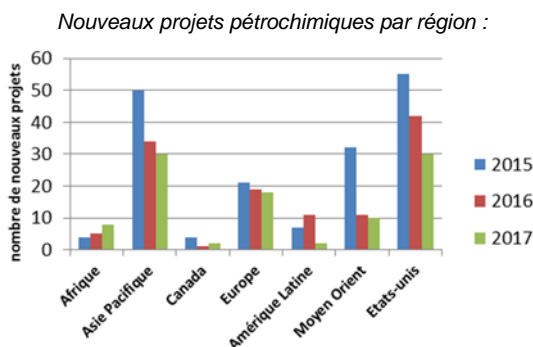
### **Tendances favorables à moyen terme pour le secteur pétrochimique**

Les prévisions sont optimistes pour le secteur de la pétrochimie (capacités de 145 Mt en 2014) pour les années à venir. La forte demande des pays émergents constitue l'élément moteur de la croissance de la production et des annonces de nouveaux projets. L'Asie, le Moyen Orient et les États-unis concentrent la majeure partie des investissements. En Asie Pacifique les investissements cherchent à la fois à satisfaire la demande croissante et à diminuer les importations de produits raffinés. Les États-unis de leur côté utilisent du gaz de schiste bon marché et facilement disponible pour alimenter l'offre de produits pétrochimiques. Ils investissent lourdement dans la mise en place de capacités pétrochimiques supplémentaires pour l'exportation. L'investissement engagé dans des projets en construction de craquage d'éthane, dépasse les 20 Milliards de USD.

Les surcapacités existantes actuellement pourront, dans une certaine mesure, trouver un marché en Amérique Latine pour satisfaire leur demande. L'Europe peut également constituer un débouché pour ces produits, le risque dans ce cas serait d'accroître la concurrence sur les producteurs européens moins compétitifs. Il faut rappeler que la demande baisse en Europe de l'Ouest (-0.6% entre 2014-2019) mais augmente en Europe Central et de l'Est (+4.9% entre 2014-2019).

Globalement les annonces de nouveaux projets ont eu tendance à diminuer entre 2015 et 2016 (-19%), se stabilisant en 2017.

- Seul le continent africain enregistre une augmentation ne représentant qu'une faible part des annonces dans le monde. Cela concerne essentiellement l'Egypte et le Nigéria (70% des parts du continent).
- En Asie Pacifique, les pays à forte demande comme la Chine et l'Inde sont de loin les principaux investisseurs, notamment pour ce qui concerne les opérations de dégoullottage et d'expansion d'unités existantes ainsi que la construction de nouvelles installations. Dans l'objectif d'accroître l'efficacité des opérations, l'intégration des activités de raffinage et de pétrochimie est une composante importante pour déclencher un investissement.
- S'agissant de la Russie et des pays CEI en Europe, on observe que ces deux grands ensembles plus l'Europe de l'Est constituent les principales régions en terme d'investissement dans la pétrochimie en Europe. Ces régions s'appuient sur des réserves de pétrole et gaz importantes.
- En Amérique Latine, la plupart des pays ne semble pas en position de suivre le rythme de la demande de produits pétrochimiques. Le continent devient un marché d'importation notamment en provenance des États-unis qui investissent actuellement des sommes importantes dans la mise en place de capacités de production d'éthylène et ses dérivés.
- Le Moyen Orient a bénéficié d'un avantage 'coût / matière première' sur le reste du monde. Cependant cet avantage s'est partiellement réduit avec le boom américain des gaz de schiste. De nouvelles et importantes capacités verront le jour d'ici 2020 au Moyen-Orient. L'Arabie Saoudite et l'Iran possèdent actuellement le parc pétrochimique le plus important de la région, mais d'autres pays investissent également (Oman, Qatar, Kuwait, Irak, EAU). Ces investissements font partie du plan de la région visant à diversifier et à intégrer leurs activités de raffinage et de pétrochimie.



Source : HPI Boxscore

Avec la baisse des prix du pétrole brut, les unités de craquage de naphta ont bénéficié de coûts des matières premières moins élevés au cours des deux dernières années. Cette tendance a donné une nouvelle vie aux unités de craquage à base de naphta dans des endroits comme le nord-ouest de l'Europe et le nord-est de l'Asie. Les opérations de craquage d'éthane aux États-unis et au Moyen-Orient maintiennent un avantage de prix par rapport au craquage de naphta, mais l'écart s'est considérablement réduit. De plus, les unités de craquage de naphta offrent aux producteurs la possibilité de produire une plus grande variété de coproduits, comparées aux unités à base d'éthane.

<sup>12</sup> 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.

La consolidation de la croissance mondiale<sup>13</sup>, la hausse de la demande pétrolière et l'absence de tensions sur l'offre, favorisent un climat propice à l'investissement. Le carnet de commandes (voir chapitre 6.3) de nouvelles capacités pour les années à venir autorise un certain optimisme sur les investissements futurs malgré la diminution ou stabilisation des capacités dans les pays industrialisés.

### 6.3. Reprise des projets de distillation atmosphérique

#### 6.3.1. Changements profonds depuis une dizaine d'années en matière d'investissement

Depuis le début de la décennie on constate de profonds changements en matière d'investissements dans des unités de distillation atmosphérique, tant sur le plan de leur localisation géographique, que sur les aspects technologiques ou réglementaires. Les capacités ont progressé sensiblement passant de 92 Mb/j en 2010 à 97 Mb/j en 2016. Plusieurs facteurs sont à prendre en compte.

- La demande, tout d'abord, a été le principal moteur de l'investissement. Au cours des dernières années, les investissements ont ainsi particulièrement progressé dans les régions connaissant une demande en forte croissance comme c'est le cas pour le Moyen Orient et l'Asie Pacifique : les capacités de raffinage ont progressé en Arabie Saoudite, en Chine et en Inde de respectivement 38%, 22% et 25% depuis 2010.
- Alors que les pays à demande en hausse ont orienté leurs investissements dans le but d'accroître leurs capacités de raffinage, les pays matures ont ciblé des projets de rationalisation et/ou d'adaptation de leurs installations industrielles aux nouvelles conditions (qualité des bruts, réglementation)<sup>14</sup>.
- Les États-unis constituent une exception en raison du développement des hydrocarbures de schiste et de la nécessité d'adapter les équipements aux huiles légères<sup>15</sup>. 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. L'offre de pétrole a été ici – en plus de la demande - le véritable moteur de l'investissement.
- L'évolution de la réglementation a provoqué l'ajout de nouvelles capacités et également orienté les choix des modifications et améliorations des procédés de raffinage, visant à produire des carburants de meilleure qualité à basse teneur en soufre (Euro 4, Euro 5, Euro 6). Parmi les mesures majeures régissant la quantité admissible de soufre dans les carburants, on peut citer : la réglementation sur les carburants Tier 3 aux États-unis (extension au niveau fédéral des spécifications californiennes) et Canada, la mise en place du National 5 en Chine<sup>16</sup>, et de Bharat Stage (BS-6) en Inde<sup>17</sup>, les projets pour produire des

<sup>13</sup> Chapitre 1

<sup>14</sup> Les baisses de production de l'OPEP n'ont peut-être pas eu l'impact sur les prix que le groupe souhaitait, mais elles ont renforcé un facteur crucial pour les raffineurs: la substitution des bruts lourds par du pétrole léger. La majeure partie des réductions décidées par l'OPEP a concerné surtout des bruts lourds ou semi lourds, moins rentables, laissant l'espace libre aux bruts plus légers comme celui produit aux États-unis. Les raffineries installées aux États-unis sur le Golfe du Mexique ont été majoritairement conçues pour traiter des bruts lourds qui constituaient la matière première de base de la région. Un décalage entre les matières premières actuelles et la technologie de raffinage apparaît. Il n'est pas limité aux États-unis. De lourds investissements ont été nécessaires pour adapter ces raffineries complexes aux nouveaux bruts légers.

<sup>15</sup> Les capacités de raffinage aux États-unis ont augmenté de 1.64% entre 2016 et 2017, atteignant 18.6 millions de b/j ; l'augmentation depuis 2013 a été de 4.5%. AFPM United States Refining and Storage Capacity Report , 2017

<sup>16</sup> Depuis le 1er janvier 2017, la limite de soufre au niveau national est passée de 50 ppm à 10 ppm maximum (China V).

<sup>17</sup> 10 ppm de soufre essence et diesel sur tout le territoire, à partir de 2020.

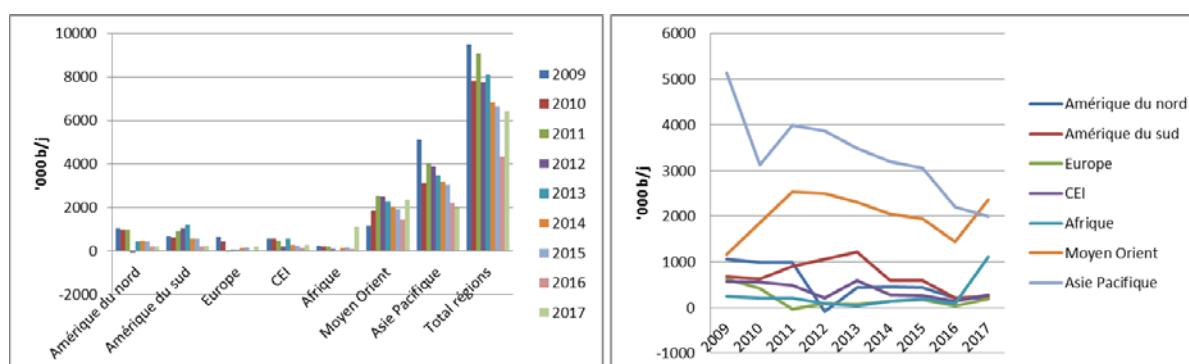
carburants propres au Moyen-Orient. A cela s'ajoute bien évidemment la réglementation visant à réduire fortement la teneur en soufre dans le secteur maritime<sup>18</sup>.

- A l'inverse, en Europe, du fait d'une certaine stabilisation de la demande, d'une réglementation particulièrement sévère ainsi que du déclin de la production en mer du Nord, - éléments qui ont considérablement affaibli l'industrie du raffinage -, les capacités de raffinage ont diminué de plus de 9% pendant la période. Ces diminutions ont touché également d'autres pays industrialisés comme le Japon (-16%).

### 6.3.2. Relance des projets en 2017

Si, en 2016, le **cumul des projets d'extension de capacités**, prévus pour les 5 ans à venir et caractérisés par une forte probabilité de réalisation<sup>19</sup>, avaient été en nette baisse par rapport à 2015 (-35 %), en 2017, sa hausse démontre une certaine éclaircie en termes de projets prévus malgré les craintes des raffineurs.

Figure 33: Projets de distillation atmosphérique, définis chaque années depuis 2009



Source: IFPEN d'après des données KBC et HPI Boxscore

Les nouvelles capacités de distillation atmosphérique dans le monde progresseraient de 2,1 Mb/j selon la situation établie en 2017 (sur la période allant de 2017 à 2023) soit une augmentation de 48% par rapport aux projets répertoriés en 2016, atteignant un total de 6,4 Mb/j, ce qui représente 6,6% de la capacité actuelle de distillation atmosphérique dans le monde (97,4 Mb/j en 2016). Une augmentation sensible - après une forte baisse - du fait d'une demande ferme, de marges stabilisées, et des coûts industriels qui restent relativement bas pour la deuxième année consécutive, mais qui reste à un niveau relativement bas en considérant la période 2009-2017 (Figure 33).

Figure 34: Indice de coût de la construction des raffineries.



Source : IHS CERA

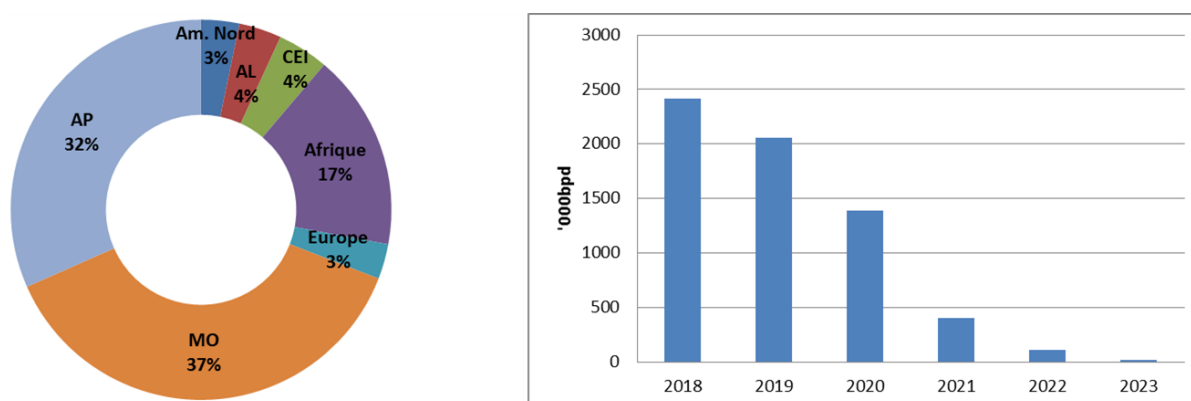
<sup>18</sup> Le nouveau règlement (OMI, Organisation Maritime Internationale) impose une diminution du soufre dans les carburants marins de 3,5% à 0,5% d'ici 2020.

<sup>19</sup> Pour bâtir l'échantillon des projets pour 2017, nous avons retenu les projets se trouvant sur les phases d'ingénierie d'avant-projet détaillé (FEED), d'ingénierie et ceux déjà en construction, de façon à représenter les projets susceptibles d'aboutir à une réalisation industrielle.

L'Asie-Pacifique et le Moyen Orient concentrent toujours le volume le plus important de projets avec 38% des projets dans le monde (en volume). Cette année il faut ajouter de façon plus inattendue l'Afrique avec des projets en Algérie, en Egypte et au Nigéria, couvrant ainsi 18% des projets attendus dans le monde d'ici 2023<sup>20</sup>.

Le tableau 2 ci-dessous liste les principaux projets dont la capacité de distillation est égale ou supérieure à 200 kb/j. Ces projets représentent 64% de nouvelles capacités à venir, principalement dans des zones émergentes qui restent les cibles privilégiées pour les investisseurs : 2,5 Mb/j au Moyen Orient, 1,3 Mb/j en Asie Pacifique. L'Europe est présente via le projet de raffinerie en Turquie (STAR), seul projet en construction dans la région. Parmi l'ensemble des projets retenus cette année, 80% concernent des installations actuellement en construction.

Figure 35: Projets de distillation atmosphérique, état 2017, répartition géographique et dans le temps



Source: IFPEN d'après des données KBC et HPI Boxscore

Tableau 5 : Principaux projets de distillation atmosphérique

Nom de la raffinerie	Pays	Compagnie	kb/j
Dangote Refinery	Nigeria	Dangote Oil Refining Company	650
Al Zour Refinery	Kuwait	Kuwait National Petroleum Company (KNPC)	615
Siraf refinery	Iran	Siraf Refineries Infrastructure Co.	480
Zhoushan	China	Zhejiang Petrochemical Co Ltd (ZPC)	400
Dayushan Island Refinery & Petrochemical Complex	China	Zhejiang Petroleum and Chemical Co. (ZPC)	400
Jazan Refinery	Saudi Arabia	Saudi Aramco	400
Pengerang Integrated Complex	Malaysia	Petronas, Saudi Aramco	300
Moscow Oil Refinery	Russian Federation	Gazprom Neft	240
Duqm Refinery and Petrochemical Integrated Complex	Oman	Duqm Refinery and Petrochemical Industries Corp. (DRPIC)	230
Socar Turkey Aegean Refinery (STAR)	Turkey	Socar-Turcas Enerji JV	200
Nghi Son Refinery	Vietnam	Nghi Son Refinery & Petrochemical LLC	200

Source: IFPEN d'après des données HPI Boxscore

Tableau 6 : Récapitulatif de tendances

	2015-2016	2016-2017
Monde	Baisse	Hausse
Europe	Baisse	Baisse
Moyen Orient	Baisse	Hausse forte
Afrique	Baisse	Hausse forte
Asie Pacifique	Baisse	Stabilisation
Autres	Baisse	Hausse légère

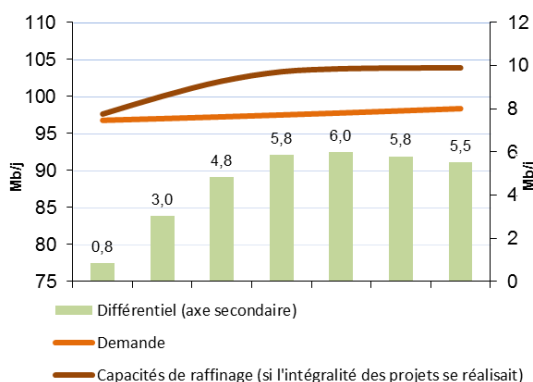
<sup>20</sup> Les projets en question sont les raffineries de Hassi, Tiaret et Biskra en Algérie avec chacune une capacité attendue de 100 kb/j ; la méga raffinerie de Dangote au Nigéria avec une capacité de 650 kb/j ; et les projets de Mostorod et Niger Delta avec 100 kb/j et 10 kb/j respectivement.

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

La Figure 36 présente d'une part l'évolution des capacités de raffinage dans le monde à partir des projets qui sont aujourd'hui à 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>21</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>22</sup>. Il en résulte une accentuation des surcapacités sur le moyen terme.

En 2017 les capacités de raffinage s'élèvent déjà à 97,6 Mb/j et la demande pétrolière<sup>23</sup> à 96,8 Mb/j, créant ainsi un excédent de 0,8 Mb/j<sup>24</sup>. Il est donc peu probable que l'intégralité des nouveaux projets se réalise car ils feraient en effet croître l'excédent à 5.8 mb/j en 2020.

Figure 36: Evolution à moyen terme des capacités de raffinage et de la demande, monde.



Source : IFPEN d'après des données KBC et AIE

### 6.3.4. Opportunités d'investissement futurs

Les perspectives pour l'après 2017 s'éclaircissent 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 donc repartir pour les raisons suivantes:

- Au niveau mondial, la résolution prise par l'OMI vise à réduire la teneur maximale en soufre des fiouls de soute d'ici 2020.
- La mise en place de Tier 3 aux États-unis et au Canada va se poursuivre. Les normes seront introduites progressivement de 2017 à 2025.
- 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 cependant à la participation d'investisseurs internationaux, sensibles au risque de nouvelles sanctions contre Téhéran imposées par l'administration américaine pouvant ainsi conduire à « court-circuiter la reprise », comme le souligne le FMI ;

<sup>21</sup> OMR – Oil Market Report et WEO 2017.

<sup>22</sup> Croissance annuelle moyenne: 0,6% sur 2016-40 pour la demande pétrolière dans le "New Policies Scenario". WEO 2017.

<sup>23</sup> BP Statistical Review 2017. Inclus les combustibles marins et d'aviation ainsi que les biocarburants.

<sup>24</sup> Pour les années antérieures les surcapacités s'élevaient à 1.9 Mb/j en 2015, 3.9 Mb/j en 2014, 3.1 Mb/j en 2013.

- 
- 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 États-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 notamment en Asie Pacifique, en Amérique Latine & Centrale mais également au Moyen-Orient de façon à optimiser la production pour satisfaire la demande interne et améliorer les taux d'utilisation des raffineries, très bas dans ces régions. Les raffineurs européens devront faire face aux mêmes tendances 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 levée de l'interdiction pour les producteurs américains d'exporter du brut. L'Europe devrait être la destination principale de ce « nouveau » pétrole. Celui-ci 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.