

## Après la période d'ajustement, une nouvelle phase s'ouvre pour le marché pétrolier

### L'analyse d'IFP Energies nouvelles

#### **Le Brent autour des 50 \$/b, poussé par des facteurs conjoncturels et structurels**

Le Brent s'établit à 45 \$/b (Fig. 1 à 2) en moyenne au 2<sup>ème</sup> trimestre 2016 en progression de 34 % par rapport au trimestre précédent (34 \$/b). La moyenne sur 6 mois atteint 39 \$/b contre 52 \$/b en 2015. En supposant un prix compris entre 40 et 60 \$/b en fin d'année, la moyenne 2016 se situerait entre 40 et un peu moins de 50 \$/b (Fig. 3).

La hausse du prix du pétrole au 2<sup>ème</sup> trimestre a été favorisée par une vision économique moins pessimiste, par le recul du dollar de janvier à fin avril ainsi que par les baisses de production dans différents pays. C'est le cas aux Etats-Unis (recul de l'activité liée aux huiles de schiste), au Canada (feu en Alberta) et au Nigeria. Dans ce dernier pays, les « vengeurs du delta » sabotent régulièrement les installations et annoncent leur volonté de réduire à zéro la production (2,3 Mb/j en janvier, 2,1 Mb/j en avril, autour de 1,4 Mb/j en mai). Ces événements ont contribué à réduire l'excédent du marché.

Dans ce contexte, l'absence de décision au cours de la réunion OPEP-Non OPEP du 17 avril à Doha ou à celle de l'OPEP du 2 juin n'a pas eu de conséquence sur le marché. La première a été l'occasion de réaffirmer des positions pour certains membres du cartel. L'Arabie saoudite exige un partage du fardeau tandis que l'Iran ne s'impliquera pas tant que son objectif de 4 Mb/j (hors LGN<sup>1</sup>) ne sera pas atteint. Son niveau de production se situe déjà à 3,6 Mb/j en mai, soit un gain de 0,6 Mb/j en seulement 4 mois, rythme qui dépasse la plupart des prévisions.

Les évolutions du 1<sup>er</sup> semestre laissent entrevoir les facteurs susceptibles d'impacter le prix du pétrole au cours des prochains mois. Ils sont nombreux à la fois économique, financier, monétaire et géopolitique en complément du seul équilibre du marché. Le Brexit ajoute une nouvelle incertitude en complément de celles portant en particulier sur le secteur financier en Chine (rapport FMI du 14 juin) ou sur la croissance mondiale (rapport OCDE du 10 juin). Il fait peser des risques sur la croissance du Royaume-Uni mais aussi sur celle de l'Europe ou des Etats-Unis<sup>2</sup>.

#### **Un équilibre du marché potentiellement plus tendu en 2017**

Concernant plus directement le marché pétrolier, les incertitudes portent en particulier sur la stabilité de certains pays producteurs, les effets du recul des investissements en exploration/production, le potentiel et la stratégie de l'OPEP ainsi que sur le niveau de la production américaine.

Si l'on s'en tient aux tendances actuelles en termes de demande pétrolière mondiale (Fig. 7) et d'offre (Fig. 8), le bilan (Fig. 9) fait apparaître un déficit croissant à partir de 2017. Ces perspectives tiennent compte du recul des investissements en exploration/production estimé aujourd'hui autour de 15 à 20 % en 2016 (Fig. 18). Ces baisses affectent les projets les plus capitalistiques, en particulier ceux de l'offshore profond ainsi que ceux concernant les huiles lourdes du Canada.

En supposant la stabilité de la production de l'OPEP au niveau actuel (32,7 Mb/j), le déficit global atteindrait 0,7 Mb/j en 2017 et se renforcerait au cours du temps (Fig. 9). Cela constituerait un retournement par rapport à la situation d'excédents observée de 2014 (+ 0,9 Mb/j) à 2016 (+ 0,5 Mb/j) avec une pointe atteinte en 2015 (+ 1,7 Mb/j). Toute baisse de la production OPEP renforcerait bien entendu cette situation, accentuant la pression sur les prix. A l'inverse, une progression de l'offre OPEP serait de nature à réduire et à décaler la pression sur le prix dans le temps.

---

<sup>1</sup> LGN : liquides de gaz naturel

<sup>2</sup> Risque direct dû à la baisse de la livre sterling et éventuellement de l'Euro (plus d'inflation, moins de pouvoir d'achat). Risque indirect lié aux incertitudes européennes de nature à réduire les investissements et la consommation. Un dollar plus élevé pourrait par ailleurs peser sur la compétitivité américaine.

### **Un potentiel de hausse de la production a priori limité pour l'OPEP à court terme**

Les marges de manœuvre de l'organisation pétrolière semblent néanmoins assez limitées (Fig. 10). C'est le cas de l'Irak dont la production, désormais à 4,3 Mb/j, a déjà fortement augmenté depuis 2013 (plus 1,3 Mb/j). Avec la fin de l'embargo, l'offre iranienne (Fig. 11) a enregistré une progression impressionnante au cours de ces derniers mois. Les gains supplémentaires passeront essentiellement par de nouveaux investissements, difficiles néanmoins à financer et qui ne porteront que progressivement leurs fruits. Pour d'autres pays, c'est l'instabilité interne qui affecte le potentiel de production à l'image de la Libye ou du Nigeria. L'Arabie saoudite apparaît ainsi comme le seul pays de l'OPEP à disposer d'une capacité excédentaire estimée à 2 Mb/j par l'AIE.

Ce contexte semble relativement propice à l'apaisement des tensions au sein de l'OPEP, apaisement d'ailleurs constaté lors de la dernière réunion. La guerre des parts de marché a en effet moins de sens faute de disponibilités supplémentaires. Mais la cohésion effective se jugera quand il s'agira de juguler à nouveau des baisses de prix. Cela pourrait en partie dépendre du potentiel de hausse de la production américaine à l'origine des excédents depuis 2014.

### **Interrogations sur la réactivité et le niveau de la production américaine**

La baisse des prix du pétrole depuis 2014 a nécessité une adaptation des compagnies pétrolières américaines. Leur stratégie a consisté à réduire les investissements, à baisser les coûts et, pour environ 80 compagnies depuis 2015, à se mettre en faillite dans le cadre du « chapitre 11 » qui offre une protection et la possibilité de réorganiser la société sans liquidation.

Le niveau futur de la production des Etats-Unis reste relativement difficile à anticiper. En effet, en plus du prix du pétrole, quatre autres facteurs vont déterminer la production des huiles de schiste : le soutien bancaire pour assurer le financement des forages, le nombre annuel de forages, la productivité unitaire par puits, les volumes disponibles en fonction des coûts unitaires de production.

L'équation est loin d'être aisée à résoudre et soulève de ce fait un débat sur la réactivité de l'offre américaine. Le scénario privilégié aujourd'hui par IFPEN (Fig. 12) met en évidence une baisse de l'ordre de 1 Mb/j en 2016 pour les huiles de schiste, suivie d'une stabilisation en 2017, puis une reprise marquée les deux années suivantes (+ 0,6 à 0,7 Mb/j par an). Le scénario de référence de long terme proposé récemment par l'EIA américain est relativement proche de celui-ci. Mais il suffirait d'un peu plus de forages pour assurer un niveau de production plus important et modérer la pression envisageable à terme sur le prix.

### **Une nouvelle phase du marché se dessine**

Le marché pétrolier, sous l'effet des menaces qui planent sur le contexte économique, financier, monétaire et géopolitique, risque encore de traverser de nouvelles turbulences. Elles seront plus ou moins durables en fonction du caractère conjoncturel ou structurel de ces menaces.

Au-delà de cet environnement éminemment instable, l'analyse du marché plaide pour une tension croissante sous l'effet du rééquilibrage en cours de l'offre et de la demande. Des prix en tendances lourdes à plus de 50 \$/b sont désormais envisageables. Ils pourraient même fortement augmenter ponctuellement, en situation de déséquilibre, du fait de la faiblesse des marges de production dont dispose l'OPEP. De façon plus tendancielle, les niveaux de croissance de la production aux Etats-Unis à court terme et en Iran à moyen terme seront déterminants pour définir le prix d'équilibre.

Après l'adaptation du marché pétrolier aux conséquences de la réunion OPEP de novembre 2014, nous entrons probablement dans une nouvelle phase. Son contour exact est évidemment bien difficile à cerner. Mais la zone des 30/40 \$/b atteint au premier trimestre 2016 semble appartenir au passé.

Pour le moment, les marchés à terme<sup>3</sup> tablent sur des prix du Brent de 45 \$/b en 2016 et de 52/54 \$/b en 2017. Sur ces bases, la facture « pétrole et gaz » s'établirait entre 35 et 40 milliards d'euros pour la

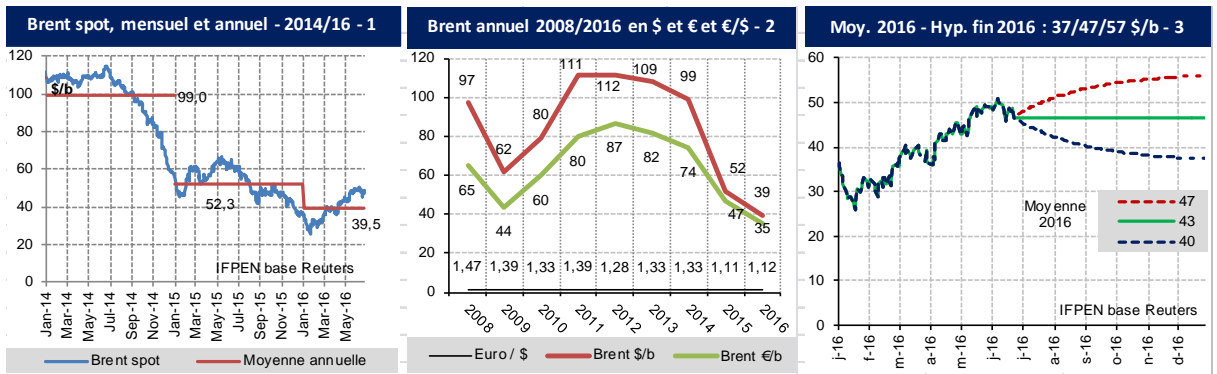
---

<sup>3</sup> Il convient de rappeler que les cotations à terme, très corrélées aux prix de court terme, ne définissent pas des prévisions

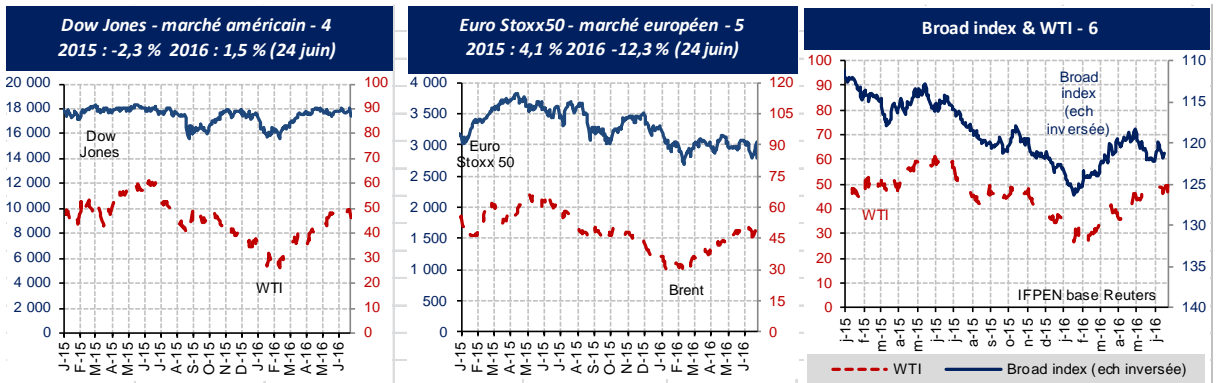
France. Elle resterait largement en dessous des niveaux atteints de 2011 à 2014 (56 à 68 Mrd€). Cela constitue une composante positive pour la croissance économique française (effet de 0,3 % en 2015 d'après l'INSEE), mais qui reste insuffisante dans un contexte européen et mondial peu porteur (voir analyse BCE de juin 2016 « Global implications of low oil prices »).

Contact presse : [presse@ifpen.fr](mailto:presse@ifpen.fr) – 01 47 52 62 07

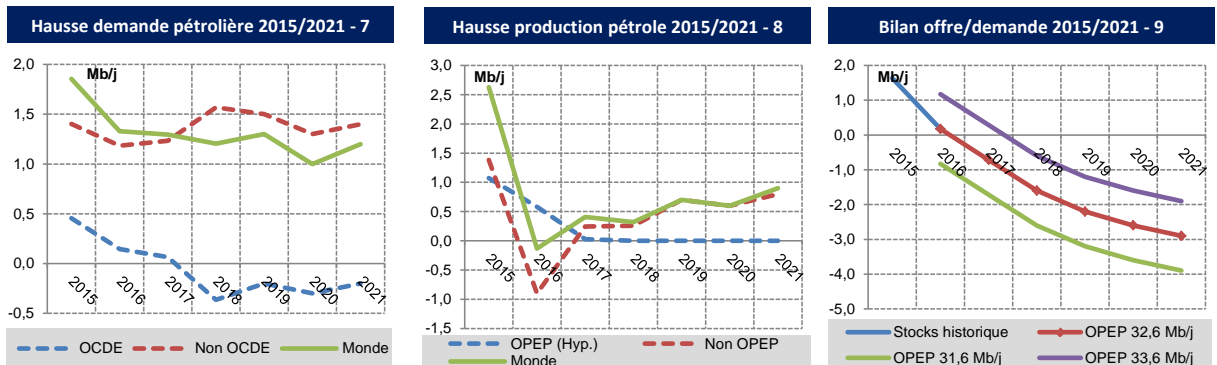
Brent \$ & €/b  
2016 (au 17 juin)



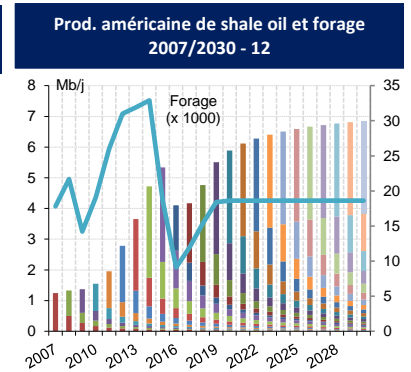
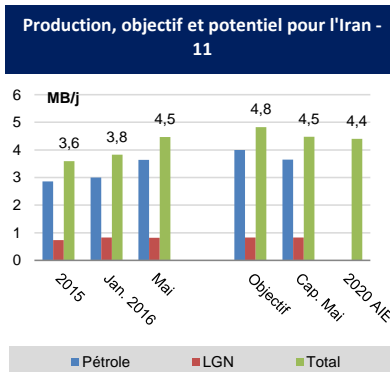
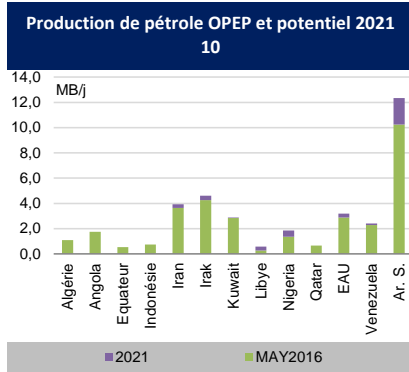
Environnement financier  
& monétaire



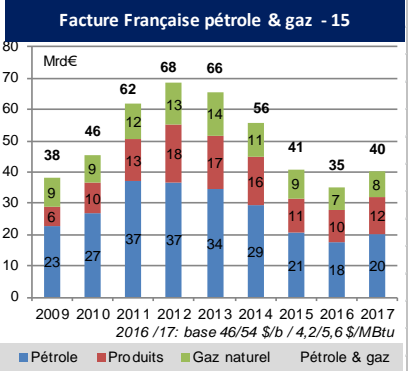
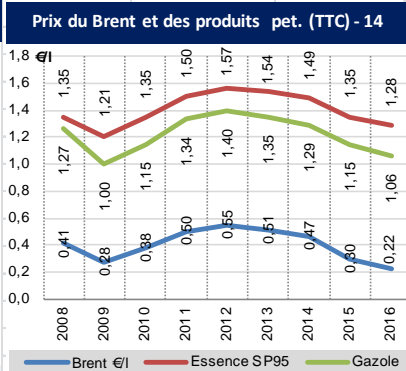
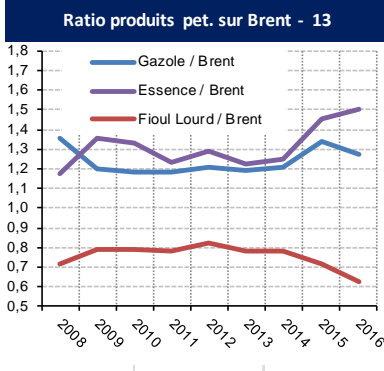
Marché pétrolier  
2015/2021



### Perspectives de production de pétrole/LGN



### Prix produits et facture énergie France



### Gaz / électricité Europe / Invest. ENR / Pétrole gaz

