

## L'accord OPEP susceptible d'accélérer le rééquilibrage du marché

### L'analyse d'IFP Energies nouvelles

#### Le Brent entre 40 et 50 \$/b depuis avril

Le Brent s'établit à un peu plus de 45 \$/b (Fig. 1 à 2) en moyenne au 3<sup>ème</sup> trimestre 2016, prix équivalent à celui observé au trimestre précédent. La moyenne sur 9 mois atteint 42 \$/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 43 et 45 \$/b (Fig. 3).

L'évolution des stocks pétroliers américains, la progression de la production OPEP<sup>1</sup> ainsi que les révisions en baisse par l'AIE de la croissance de la demande pétrolière mondiale (de +1,4 à +1,2 Mb/j) ont constitué des paramètres importants pour orienter la tendance du marché au 3<sup>ème</sup> trimestre. Les incertitudes diverses portant par exemple sur l'offre libyenne, l'évolution du taux du dollar et bien sûr la stratégie de l'OPEP ont aussi impacté le prix du pétrole. Cela explique les oscillations du prix du Brent entre 40 et 50 \$/b depuis avril dernier.

#### Un rééquilibrage du marché en cours mais fragile

Ces variations reflètent la question de fond concernant les délais pour aboutir au rééquilibrage du marché, qui est actuellement caractérisé par un excès d'offre par rapport à la demande. Quand ce rééquilibrage sera confirmé, le prix du pétrole va changer de repère. Il ne sera plus défini par le prix de destruction des excédents mais par un prix en ligne avec les coûts de la dernière unité nécessaire pour équilibrer le marché. Trois facteurs principaux peuvent modifier cet équilibre : la demande, l'offre OPEP et l'offre américaine d'huiles de schiste.

Sur la base des évolutions anticipées à ce jour, ce rééquilibrage est en marche. Les excédents d'offre du marché sont estimés désormais à 0,7 Mb/j en 2016 contre un record à 1,7 Mb/j en 2015. Pour 2017, sous certaines hypothèses, un déficit est envisageable au second semestre (- 0,9 Mb/j) sous réserve en particulier de l'application de l'accord OPEP de septembre. Ces niveaux de déficit ou d'excédent sont équivalents à 1 % environ de la demande mondiale de pétrole. Cela signifie que tout changement à la marge de l'offre ou de la demande aura des impacts importants sur le prix.

#### Un accord OPEP décisif... s'il est appliqué

L'OPEP, après une réunion consultative à Alger, a organisé une réunion extraordinaire le 28 septembre. Elle a acté l'objectif d'un plafonnement de la production OPEP entre 32,5 et 33 Mb/j, soit 0,5 à 1 Mb/j en moins comparé à la production du mois d'août (33,5 Mb/j). Cela signifie l'élimination de la hausse de la production OPEP observée depuis janvier. Elle a en effet progressé de 0,6 Mb/j depuis janvier (Fig. 10), du fait de l'Arabie Saoudite (0,4 Mb/j), et de façon plus surprenante en si peu de temps de l'Iran (0,6 Mb/j). L'effet pour le marché a été atténué par les baisses de production en Libye et surtout au Nigeria.

La décision de l'OPEP est importante puisqu'elle signifie le retour à la régulation du marché, stratégie mise entre parenthèses en novembre 2014. Ce retournement s'explique par les risques de stagnation des prix autour des 40 \$/b sous l'effet de la guerre des parts de marché et par les pressions budgétaires croissantes pour les pays producteurs. Un prix à 50 \$/b permet une hausse des revenus de 25 % par rapport à 40 \$/b, ce qui représente une différence non négligeable de l'ordre de 150 milliards de \$ (G\$) pour l'OPEP et de 40 G\$ pour la Russie.

---

<sup>1</sup> Abréviations - OPEP : Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (14 membres, 41 % de la production mondiale) - AIE : Agence Internationale de l'Energie - EIA : Energy Information Agency - FMI : Fonds Monétaire International.

Au-delà de cette annonce, il reste à définir les modalités d'applications de l'accord non seulement au sein de l'OPEP, mais également en essayant d'impliquer des pays non OPEP à l'image de la Russie, de l'Oman, de l'Azerbaïdjan ou du Kazakhstan. Un accord ne paraît pas hors de portée alors que le niveau de la baisse de la production à consentir n'est pas très important. Il faudra toutefois avoir confirmation du soutien des pays réticents ou indécis par le passé, à savoir l'Arabie Saoudite, l'Iran et l'Irak.

Cet accord, portant sur des volumes relativement modestes, sera en tout état de cause décisif pour accélérer le rééquilibrage comme indiqué dans le [communiqué OPEP](#). Ainsi, en supposant une production OPEP de 32,8 Mb/j, soit 0,7 Mb/j de moins par rapport à celle du mois d'août, le marché serait équilibré au premier semestre 2017 et en déficit au second (Fig. 9). Cela pourrait se traduire par une pression croissante sur les prix toutes choses égales par ailleurs... en particulier concernant la production américaine.

### **L'offre américaine, un enjeu de moyen terme**

Un consensus semble se dessiner sur le niveau de la production américaine en 2017. L'AIE retient un niveau de 12,5 Mb/j en 2017 équivalent à celui de 2016 et en retrait de 0,4 Mb/j par rapport à 2015. L'agence américaine de l'énergie (EIA) envisage également une stabilité de la production globale l'an prochain. Les évaluations IFPEN concernant la production d'huiles de schiste (Fig.12) montrent aussi une relative stabilité quelles que soient les hypothèses retenues sur le niveau de l'activité de forage. La production américaine ne serait donc pas, sauf surprise, un élément de déstabilisation du marché en 2017.

En revanche, les modèles IFPEN mettent en évidence, au-delà de 2017, des évolutions très divergentes en fonction du niveau de l'activité de forage. Cette activité est relancée depuis mai 2016<sup>2</sup> avec une mobilisation croissante des appareils de forage (+ 34 %). Si, sous l'effet de la hausse des prix, cette tendance se poursuit, la production pourrait progresser significativement dès 2018. En retenant l'hypothèse réaliste de 750 appareils de forage actifs contre 1300 en octobre 2014 et 330 actuellement, la hausse de la production atteindrait 1,4 Mb/j.

Ce volume est supérieur à la hausse moyenne annuelle de la demande pétrolière mondiale (Fig. 7). Un risque de pression baissière sur le prix, à l'image de ce que l'on a connu en 2015, n'est donc pas à exclure. Ainsi, en fonction du niveau de production des huiles de schiste, le prix pourrait évoluer entre le coût de la dernière unité d'huiles de schiste mobilisée (50 \$/b, 60 \$/b ?) et un prix de destruction des excédents si l'offre devenait trop importante.

### **Des niveaux de prix très différents en fonction des hypothèses retenues**

Suivant les hypothèses retenues concernant la demande ou les niveaux de la production de l'OPEP et des États-Unis, le prix pourra connaître des variations assez marquées.

Il convient aussi de ne pas sous-estimer les effets d'une situation économique et financière mondiale jugée fragile par le FMI dans une déclaration datant du 5 octobre. Par ailleurs, la décision de la FED sur les taux d'intérêt, mainte fois reportée pour le moment, pourra aussi avoir des répercussions sur le marché pétrolier par le biais direct de la hausse probable du taux du dollar (mouvement inverse sur le pétrole – Fig. 6) et des effets indirects sur l'économie mondiale. Cet environnement peut aboutir à des corrections financières violentes et à des révisions de la croissance de la demande pétrolière.

Côté offre, le premier enjeu pour le marché concerne l'aboutissement ou non de l'accord OPEP, permettant de retirer 0,7 Mb/j environ du marché. En cas d'échec et de retour à une politique de défense des parts de marché, des prix du pétrole relativement faibles sont envisageables. L'Arabie Saoudite comme l'Iran et l'Irak disposent ou disposeront de capacités supplémentaires de production au cours des prochains mois (Fig. 11). Ils pourront être encouragés à les valoriser si un compromis n'est pas trouvé.

---

<sup>2</sup> Certains experts évoquent l'effet d'une couverture prix à cette période quand le pétrole se situait à 50 \$/b.

A l'inverse, si l'accord est confirmé et appliqué, un prix d'équilibre à 50 \$ voire plus devient crédible. C'est le niveau de prix atteint depuis l'annonce de l'accord OPEP. Pour le moment, les marchés à terme<sup>3</sup> tablent sur des prix du Brent à près de 55 \$/b en 2017 contre 43 à 45 \$/b en 2016 (Fig. 3). C'est dans la fourchette haute de ce qui est envisagé pour 2017 depuis un an (45 à 55 \$/b).

Au-delà de 2017, le potentiel de hausse de la production de l'OPEP et des Etats-Unis sera déterminant pour orienter le prix du pétrole. Il n'est pas impossible qu'il soit suffisant pour maintenir un prix modéré. Un choc pétrolier par insuffisance d'offre sous l'effet de la baisse des investissements dans le secteur de l'exploration/production (Fig. 18), n'est, dans ce contexte, peut-être pas une fatalité.

### **Les impacts de l'évolution du prix du pétrole**

Si le prix du pétrole devait atteindre 55 \$/b en 2017, cela représenterait une progression de 25 % par rapport à ce qui est anticipé pour 2016 (43/45 \$/b), et un retour au niveau des prix de 2015 (52 \$/b). Cela resterait largement en dessous des prix de 100 à 110 \$/b observés entre 2011 et 2014.

En France, le prix des carburants (Fig. 14) serait impacté à la hausse à hauteur de 8 ct€/l environ (hors évolution de la TICPE). La hausse du prix du pétrole aurait des répercussions plus limitées sur le prix du gaz en Europe (Fig. 16) dont l'évolution dépend de plus en plus des conditions d'équilibre du marché et de moins en moins du prix du pétrole. Enfin, la facture « pétrole et gaz » (Fig. 15) s'établirait en 2017 autour de 40 G€ pour la France comme en 2015, contre 33 G€ en 2016. Elle resterait inférieure de 16 G€ à celle de 2014.

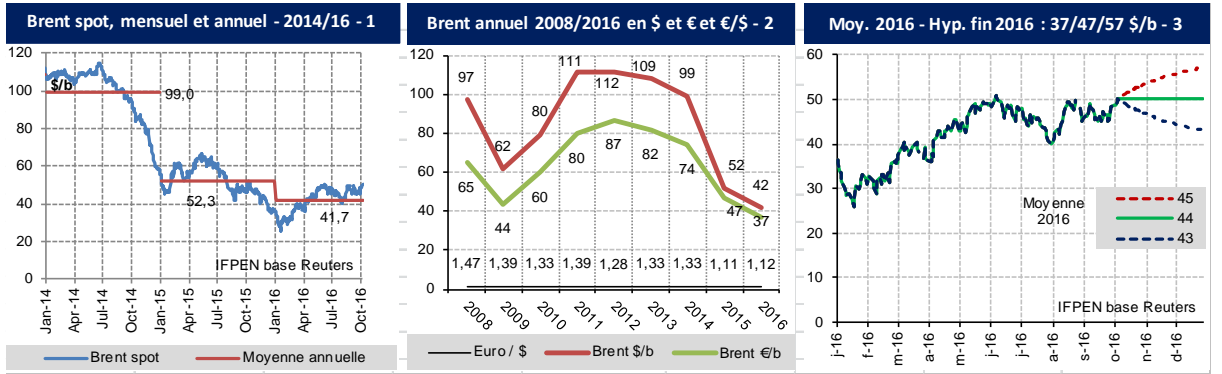
Pour le secteur pétrolier et parapétrolier, les interrogations sur le niveau futur de l'offre OPEP et américaine sont lourdes de conséquence. Elles pèsent en effet sur la stratégie à définir et sur les investissements à consentir. Certains secteurs, en particulier les plus capitalistiques comme les huiles lourdes ou l'offshore profond, pourraient être durablement impactés. Cela signifie une adaptation inévitable de la stratégie et la nécessité d'imaginer des solutions technologiques nouvelles.

Service de presse : 01 47 52 62 07 - [presse@ifpen.fr](mailto:presse@ifpen.fr)

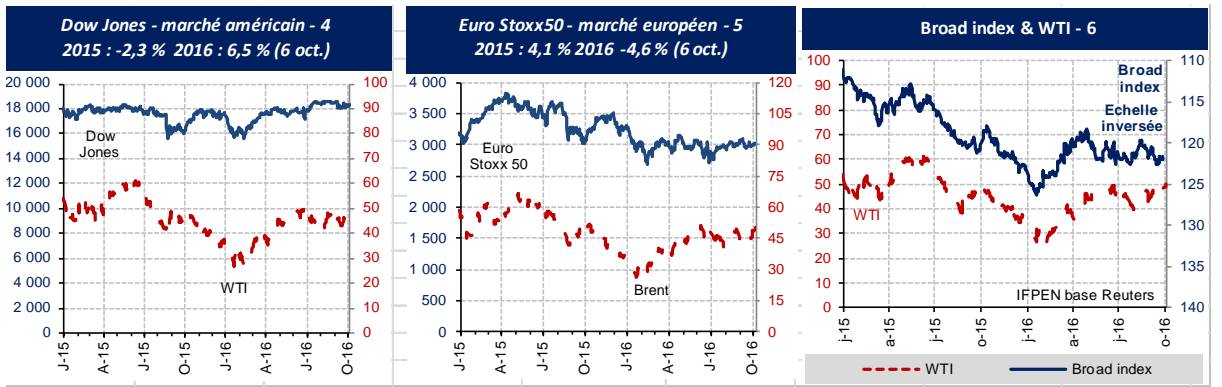
---

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

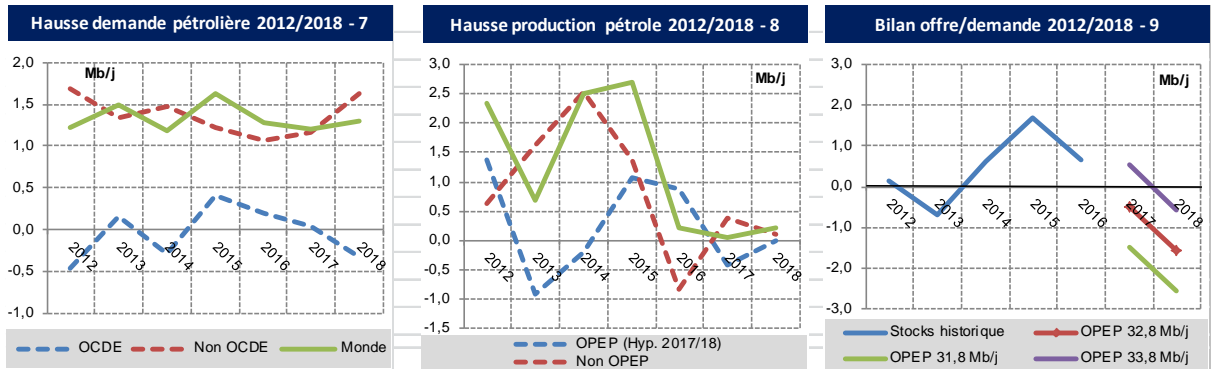
**Brent \$ & €/b  
2016 (au 6 octobre)**



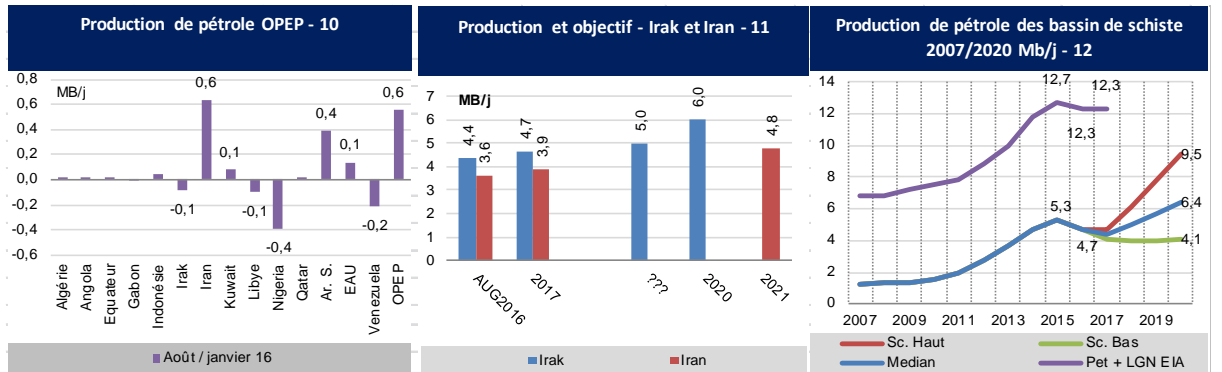
**Environnement financier  
& monétaire**



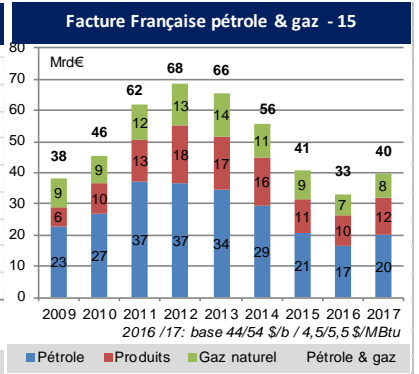
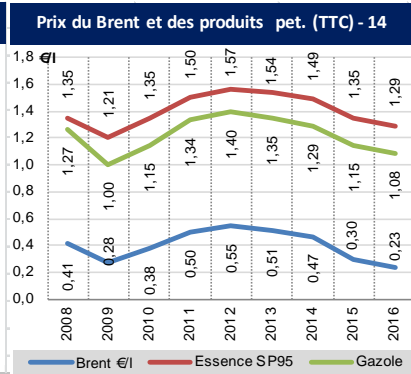
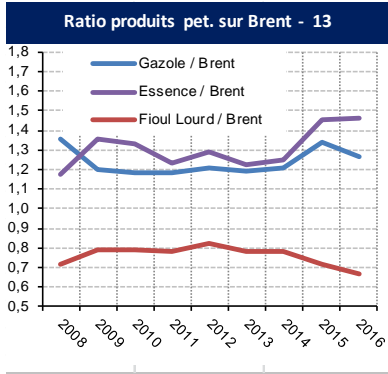
**Marché pétrolier  
2012/2018**



**Perspectives de production  
de pétrole/LGN**



**Prix produits et facture énergie France**



**Gas / électricité Europe / Invest. ENR / pétrole gaz**

