

## Vers un rééquilibrage possible du marché pétrolier fin 2016 ou début 2017

### L'analyse d'IFP Energies nouvelles

#### Le prix du pétrole influencé par les excédents pétroliers, les craintes économiques et le dollar

Le Brent s'établit à 33 \$/b en moyenne au 1<sup>er</sup> trimestre 2016 dans une tendance haussière assez marquée entre janvier (30,7 \$/b) et mars (38,4 \$/b). Il reste néanmoins à un niveau extrêmement faible comparé à 2015 (52 \$/b) et 2014 (99 \$/b).

Ce niveau excessivement bas s'explique avant tout par les excédents d'offre sur le marché estimés à 1,8 Mb/j au 1<sup>er</sup> trimestre 2016 contre 1,9 Mb/j sur 2015. L'élimination de ces excédents passe par un ajustement du prix afin de renforcer la demande et réduire l'offre. Sur ce dernier point, il faut souligner l'évolution de l'offre américaine dont la baisse, initiée en mai 2015, atteint aujourd'hui 0,6 Mb/j et contribue à la progression récente du prix.

Il convient également de noter les mouvements convergents<sup>1</sup> entre les marchés financiers, le taux du dollar et le pétrole. Dans les mois qui viennent, la politique de la FED et les inquiétudes sur l'endettement chinois pourront aussi affecter le prix du pétrole.

#### Equilibre du marché fin 2016 sous réserve de nombreuses hypothèses

Sur la base des données du dernier rapport mensuel de l'AIE et en supposant la production OPEP stable au niveau de celle du 1<sup>er</sup> trimestre, le bilan offre/demande serait toujours en excédent de 0,7 Mb/j en 2016. Néanmoins, le détail par trimestre met en évidence un rééquilibrage possible du marché à partir du 3<sup>e</sup> trimestre.

Cette évolution dépend de quatre hypothèses principales portant sur :

- la croissance de la demande de pétrole,
- la baisse de l'offre américaine, et plus généralement des non OPEC, liée au recul des investissements en exploration/production,
- la progression de l'offre iranienne, voire libyenne,
- l'accord éventuel OPEP/non OPEP pour geler la production.

#### Les incertitudes sur la demande de pétrole

Côté demande, l'AIE retient une progression de 1,2 Mb/j en 2016 concentrée en Asie et pour une grande part en Chine (0,3 Mb/j). Elle est un peu moins élevée qu'en 2015 (1,8 Mb/j) mais cela reste supérieur aux tendances historiques (+1 Mb/j).

Il convient également de signaler les ajustements sur les prix de vente des produits pétroliers réalisés dans certains pays producteurs : de nombreuses subventions ont été réduites ou supprimées, ce qui contribue à modérer la croissance de la consommation intérieure. La progression de la demande pourrait également être moins forte que prévu si la croissance économique, estimée à 3,4 % pour 2016 par le FMI en janvier dernier, devait connaître une nouvelle faiblesse.

#### Les incertitudes sur la production (Etats-Unis, Iran, OPEP et à moyen terme non OPEP)

Côté offre, l'AIE anticipe en 2016 un recul de 0,8 Mb/j de l'offre en provenance des **non OPEP**, concentré en grande partie aux Etats-Unis (-0,5 Mb/j). Cette prévision est en ligne avec nos propres estimations concernant le recul de la production d'huiles de schiste ou LTO (Light tight oil ; - 0,6Mb/j) et avec celles de l'EIA américaine pour la production totale de liquides (-0,5 Mb/j). Un scénario de reprise de la production américaine, en 2017 et au-delà, n'est néanmoins pas à exclure compte tenu des efforts en cours pour réduire les coûts. Les scénarios de long terme de l'EIA montrent un potentiel significatif de reprise à moyen terme. Mais il ne faut pas écarter l'idée qu'une telle reprise soit limitée

---

<sup>1</sup> Corrélations : 0,6 à 0,7 sur 1 entre le pétrole et l'EuroStoxx50 fin janvier/début mars et -0,4 à -0,6 entre le WTI et le dollar depuis décembre 2015.

pour des raisons environnementales ou de gestion des risques (lien récent établi entre sismicité et fracturation par l'USGS américain et la SSA au Canada).

Concernant l'**offre OPEP**, les zones d'ombre portent sur la montée en puissance de la production iranienne et sur l'aboutissement ou non de l'accord OPEP/non OPEP. Pour l'Iran, la volonté de renforcer la production a clairement été exprimée par le ministre du pétrole Bijan Zanganeh, avec l'objectif d'atteindre 4 Mb/j contre 2,9 Mb/j en 2015. C'est 0,8 Mb/j supplémentaire par rapport à la production de février (3,2 Mb/j hors liquides de gaz naturel). Le potentiel d'accroissement de la production est évalué à 0,4 Mb/j à court terme et entre 1 et 2 Mb/j à moyen/long terme. L'enjeu se situe dans les délais pour y parvenir, avec des visions très divergentes. La plupart des experts sont assez prudents.

Enfin, le Qatar a annoncé le 16 mars dernier la tenue d'une réunion dans la capitale Doha le 17 avril prochain en présence de 15 pays **producteurs de pétrole, membres et non membres de l'OPEP**. L'objectif est de s'accorder sur un gel de la production au niveau de janvier, à l'instar de ce qui a été proposé par l'Arabie Saoudite et la Russie en début d'année. Un tel accord ne serait pas uniquement symbolique puisque l'Arabie Saoudite, qui a mis en œuvre sa stratégie de défense de ses parts de marché en 2015 (+ 0,4 Mb/j à 10,2 Mb/j), disposerait d'un potentiel de croissance de 2 Mb/j.

Les marchés sont d'ailleurs très sensibles quand une détermination à agir de l'OPEP semble se dessiner. L'inverse est aussi vrai, à l'image de l'effet de l'annonce le 29 mars de la remise en production du gisement de Khafji (0,3 Mb/j) exploité conjointement par le Koweït et l'Arabie Saoudite. L'incertitude porte aussi sur l'impact du refus de l'Iran de geler sa production avant d'avoir atteint son objectif de 4 Mb/j. Les marchés sont donc dubitatifs sur l'aboutissement effectif d'un tel accord.

#### La fin envisageable des « prix de destruction de l'offre »

En complément du contexte économique, financier, monétaire et géopolitique, deux paramètres continueront à jouer un rôle essentiel pour le prix du pétrole : le niveau des excédents d'une part et le coût des pétroles à mobiliser pour assurer l'équilibre offre/demande d'autre part.

Un changement progressif du cadre de référence des prix est envisageable au cours des mois à venir si l'on suppose un recul des excédents fin 2016 ou début 2017. Il pourrait en résulter une pression progressive sur le prix vers des niveaux en ligne avec les coûts marginaux maximum, c'est à dire les coûts complets (investissements inclus) des productions pétrolières les plus chères. Ce serait la fin des « prix de destruction de l'offre », qui se sont rapprochés des coûts opératoires (hors investissements). A 30 \$/b environ, le prix est en effet inférieur aux coûts opératoires les plus élevés (Canada, Russie, Venezuela, Royaume-Uni, etc.). Il se situe dans la limite basse des coûts complets des LTO américains.

L'élimination des excédents signifie qu'il faudra à nouveau investir pour équilibrer le marché. C'est le coût complet de développement qui deviendra ainsi le repère du marché. Si l'offre conjuguée de l'OPEP et des LTO est suffisante pour assurer l'équilibre du marché, un prix compris entre 40 et 60 \$/b devient envisageable.

#### Les effets positifs d'une hausse du prix du pétrole

La faiblesse des prix du pétrole, favorable pour certains pays importateurs dont la production domestique est modeste, voire quasi nulle (Japon, France), présente beaucoup d'inconvénients par ailleurs. Cela explique les mouvements boursiers en ligne avec les prix du pétrole. Ils traduisent les risques liés à la fragilité des pays exportateurs d'une part et à celle du secteur pétrolier et parapétrolier d'autre part, avec des effets collatéraux potentiels sur le secteur bancaire (Etats-Unis). Une hausse modérée serait donc bénéfique et pourrait de plus éviter à terme un choc d'offre lié à l'insuffisance des investissements en exploration / production (-20/25 % en 2015, -10/20 % envisagé en 2016 – étude [IFPEN](#)). En tout état de cause, le prix du pétrole a peu pesé sur les investissements mondiaux dans les énergies renouvelables qui sont en hausse de 17 % en 2015 à 266 milliards de dollars (UNEP). Le pétrole a peu d'effet direct sur le marché de l'électricité, cible principale des EnR. Il joue néanmoins un rôle de « plafond » pour le gaz, en particulier en Europe, et donc aussi pour le prix de l'électricité faute d'un prix du CO<sub>2</sub> suffisant.