

## Contraintes sur l'offre, compensation OPEP et incertitudes économiques

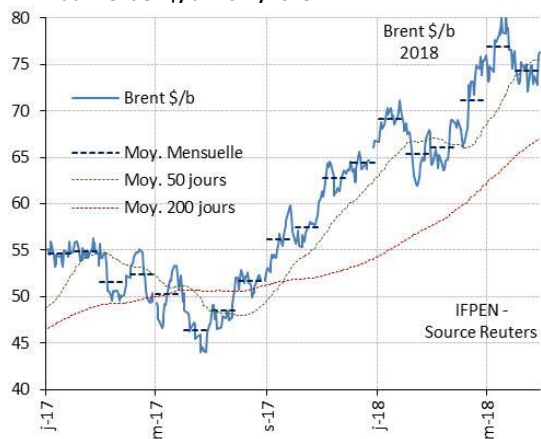
### L'analyse d'IFPEN sur les marchés pétroliers

Rueil-Malmaison, le 4 juillet 2018

#### Prix du Brent à 74 \$/b au second trimestre; prix du WTI en hausse aux Etats-Unis

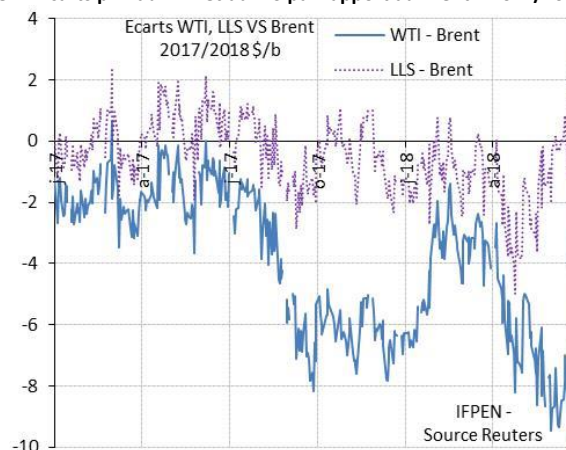
Le marché est actuellement confronté à de nombreuses contraintes et incertitudes sur l'offre (Canada, Venezuela, Iran, ajustement OPEP après la réunion du 23 juin) comme sur la demande (risque économique ; baisses des marchés boursiers depuis fin mai, en particulier Shanghai). Le prix du Brent au second trimestre a évolué entre 68 et 80 \$/b et à 74 \$/b en moyenne, en progression de 6 \$/b par rapport au trimestre précédent. L'anticipation progressive d'une réaction OPEP/Russie a permis de réduire momentanément la pression liée aux craintes à venir sur l'offre. Au cours du mois en cours, l'ajustement le plus notable concerne le prix du WTI qui a gagné 12 \$/b depuis le 21 juin, pour se situer désormais au-dessus du prix du Brent (Fig. 2).

Figure 1 : Prix du Brent en \$/b - 2017/2018



(Moyenne 2018 : 70/77 \$/b, si prix  $\pm 10$  \$/b par rapport au cours actuel)

Figure 2 : Ecart prix du WTI et du LLS par rapport au Brent – 2017/2018



#### Le marché nord-américain sous pression

La situation américaine résulte essentiellement d'un incident survenu au Canada qui réduit l'offre de 0,36 Mb/j. L'arrêt d'un transformateur électrique a entraîné la fermeture d'une unité de production d'huiles lourdes à Fort McMurray, en Alberta, avec une perturbation qui devrait durer en juillet. Le rapprochement WTI/Brent souligne la nécessité de compenser ces volumes sur le marché international.

Cet élément de tensions a été renforcé par une baisse de près de 10 Mb des stocks de pétrole américain en une semaine, ce qui représente des quantités journalières importantes de 1,4 Mb/j (Fig. 3). Cela peut résulter de l'activité soutenue du raffinage, traditionnelle à cette période de forte demande (« driving season »), mais légèrement au-dessus de la moyenne (97 % contre 94 %). Le niveau élevé des exportations de pétrole (Fig. 4) est également susceptible d'expliquer ce recours important au déstockage. Il convient également de rappeler que le programme de vente prévu d'une partie des stocks stratégiques pourrait aussi peser sur la gestion actuelle des stocks commerciaux (crainte possible d'une difficulté ultérieure à les valoriser). 30 Mb ont été vendus en 2017, 4 Mb en 2018 à ce jour sur un total de 20 Mb prévu cette année (Fig. 5).

#### Craintes croissantes sur l'offre de certains pays : Venezuela, Iran, Libye

Cette tension américaine intervient alors que la production à venir de trois pays pourrait connaître un tassement significatif. Le déclin de la production au **Venezuela** s'accélère depuis l'an passé : le recul est de 0,7 Mb/j sur un an désormais contre 0,2 Mb/j l'an passé pour la même période (de mai à mai ; Fig. 6). Il existe une forte corrélation entre la production et l'activité de forage en retrait régulier depuis 2015 avec un total de 70 appareils actifs à cette date contre 30 désormais. Cette situation laisse augurer un nouveau recul de la production.

En ce qui concerne l'**Iran**, les sanctions américaines, dont la date de mise en œuvre est fixée au 4 novembre prochain, vont aboutir à une réduction des exportations. Le message de [l'administration américaine](#) est strict souhaitant un arrêt total des achats de brut iranien en refusant par ailleurs d'accorder des dérogations : « *Is the U.S. pushing allies to cut oil imports to zero? Yes; Concernant les dérogations : "I think the predisposition would be no, we're not granting waivers"* ». Les exportations iraniennes se situent à 2,3 Mb/j

---

environ (Fig. 7) réparties entre l'Europe, Turquie incluse (0,7 Mb/j), le Japon et la Corée du sud (0,5 Mb/j) et enfin l'Inde et la Chine (1,1 Mb/j). Une application stricte des mesures par les seuls pays OCDE entrainerait une baisse de 1,2 Mb/j des exportations.

En **Libye**, la situation reste confuse en ce qui concerne les exportations à venir. Une offensive menée par des milices, offensive [condamnée par la France](#), a atteint le 14 juin les installations pétrolières de Sidra et la ville de Ras Lanouf (Fig. 8). Le 25 juin, l'Armée nationale libyenne (ANL) a indiqué que la gestion des principaux terminaux d'exportation du brut, relèverait désormais des autorités de Benghazi (est) et non plus de Tripoli (ouest). La [France, l'Italie, le Royaume-Uni et les Etats-Unis](#) se sont déclarés « préoccupés par l'annonce faite par l'Armée nationale libyenne concernant la remise des champs de pétrole et des installations de Ras Lanouf et Sidra à une entité illégitime et non reconnue qui prétend être la compagnie pétrolière nationale ».

#### **Une compensation OPEP/Russie juste suffisante**

La déclaration finale de la réunion OPEP/non OPEP du 23 juin indique vouloir revenir à une conformité à 100 % de l'accord conclu en octobre 2016. Une lecture simple de cette décision conduirait à penser que l'offre OPEP devrait progresser de 0,7 Mb/j, volume qui correspond à l'écart actuel entre la production et le seuil fixé fin 2016 (Fig. 9). En intégrant la Russie, un potentiel supplémentaire de 0,3 Mb/j semble envisageable si l'on se fie au maximum atteint fin 2016 avant la mise en place des restrictions (Fig. 10). Cela donnerait globalement une offre supplémentaire OPEP/Russie de 1 Mb/j, valeur évoquée avant la réunion.

La réalité sera en fait différente puisqu'il faut faire un bilan entre le potentiel de hausse de certains pays OPEP (Arabie saoudite, EAU, Koweït, Iraq ?) et le potentiel de baisse pour d'autres (Iran, Venezuela et Libye). En supposant un retour au niveau de production défini dans l'accord de 2016 pour chacun des pays en mesure de le faire, le potentiel de hausse se situe à 1 Mb/j dont 0,5/0,7 Mb/j pour l'Arabie saoudite (Fig. 10) et autour de 0,1 Mb/j pour les EAU, le Koweït et l'Iraq. Ce total pourrait se révéler insuffisant pour couvrir le recul de l'offre iranienne à partir du mois de novembre, et les baisses envisageables au Venezuela ou en Libye. Un scénario de hausse plus marquée pour l'Arabie saoudite reste toutefois envisageable alors que ce pays dispose de 2 Mb/j de capacités excédentaires d'après l'AIE.

#### **Le potentiel américain, déjà pris en compte dans le bilan pétrolier mondial, est bridé par les infrastructures**

La production américaine de liquides devrait progresser, d'après l'EIA américain, de 2 Mb/j en 2018 (Fig. 11), volume considérable supérieur à ce que l'on avait connu en 2014 (+ 1,7 Mb/j). Mais, contrairement à 2014, année marquée par l'effondrement non anticipé des cours, cette donnée est désormais intégrée par les marchés. Ainsi l'AIE table sur une croissance de 1,5 Mb/j en 2018 pour la production de pétrole, hausse en ligne avec l'anticipation de l'EIA.

La production américaine joue de ce fait un rôle important comme facteur d'équilibre du marché et de modération des cours du pétrole. En revanche, elle ne sera pas en mesure, sauf surprise, d'amoindrir les défaillances envisageables d'autres pays producteurs. Le nombre de puits en attente (DUC, Drilled But Uncompleted ; Fig. 12) ne cesse de croître en 2018, ce qui met en évidence un probable problème de congestion des réseaux au moins à court terme. La progression du prix du pétrole depuis janvier aurait dû en effet favoriser une exploitation de ces puits « dormants ». Ce potentiel, une fois que les réseaux seront développés (2019 /2020), apportera toutefois une contribution bienvenue à l'équilibre offre/demande à venir.

#### **Le marché pétrolier à la merci de la moindre défaillance**

Le contexte actuel est caractérisé par de nombreuses incertitudes concernant l'équilibre du marché, en raison des baisses subies ou provoquées de la production. Un scénario possible fin 2018 et en 2019 pourrait être fondé sur une compensation réalisée par certains pays OPEP (1 Mb/j). Elle serait néanmoins insuffisante pour couvrir les baisses d'autres pays après le mois de novembre, mois de la mise en place des sanctions américaines contre l'Iran. Ce scénario incertain conduirait à un déficit de 0,7 Mb/j au 4<sup>ème</sup> trimestre 2018, susceptible toutefois d'être couvert par le potentiel supplémentaire de l'Arabie saoudite. Dans ce contexte, s'il se confirme, la moindre défaillance supplémentaire de l'offre accentuera bien évidemment la pression à la hausse sur le prix du pétrole. La dégradation envisageable du contexte économique mondial pourrait toutefois peser à l'inverse sur le prix (voir l'[analyse](#) de la Banque de France de juin)

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

Figure 3 : Stocks américains de pétrole (hors SPR)

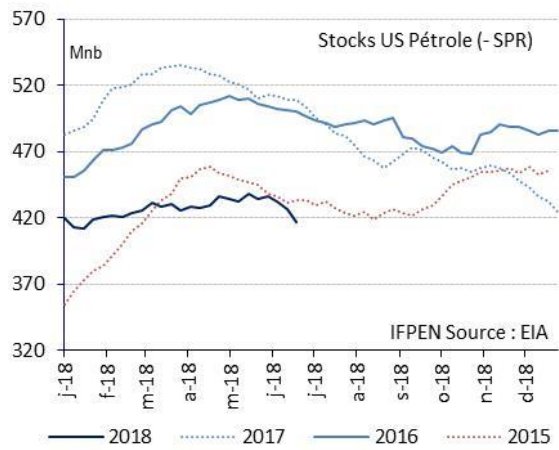


Figure 4 : Export. et import. de pétrole aux Etats-Unis

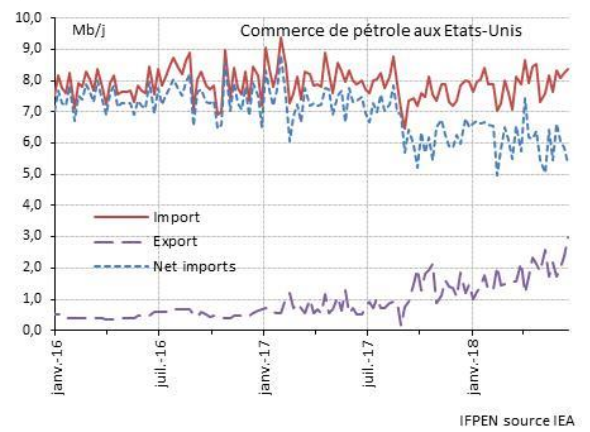


Figure 5 : Ventes prévues des stocks stratégiques US de pétrole

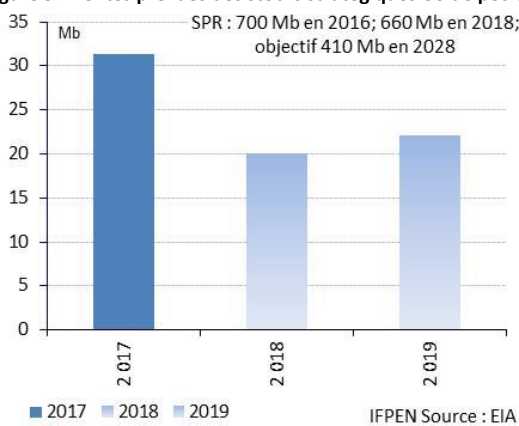


Figure 6 : Appareils de forage actifs et production de pétrole au Venezuela



Figure 7 : Exportations iraniennes de pétrole par destination

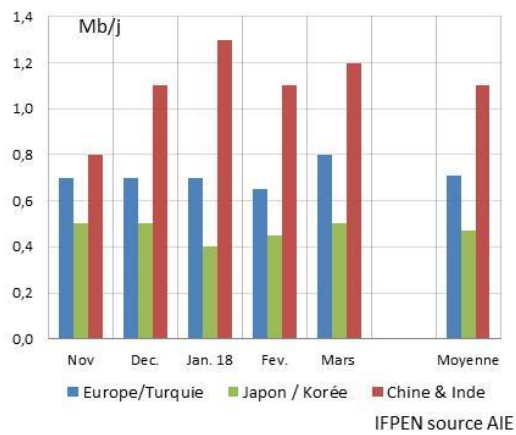


Figure 8 : Carte des installations libyennes de pétrole (EIA)



Figure 9 : Production OPEP (11 et 13) et accord de 2016

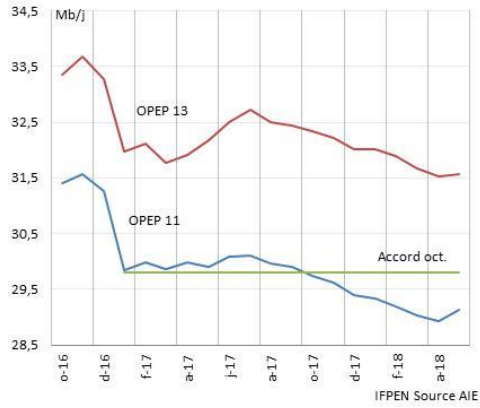


Figure 10 : Production mensuelle de pétrole et de condensats, Russie et Ar. Saoudite (2014/2018)

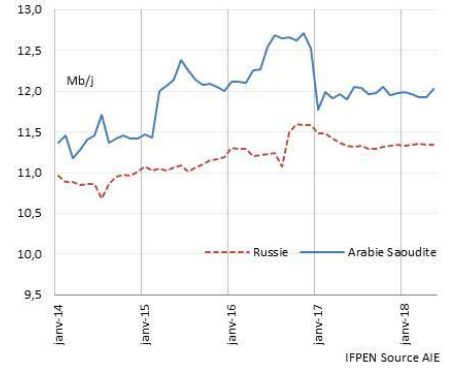


Figure 11 : Production américaine de liquides

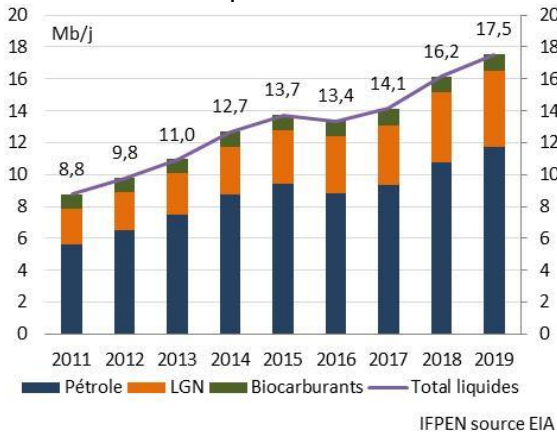


Figure 12 : Puits de forage dans les bassins d'huile et de gaz de schiste aux Etats-Unis

