

Risques financiers et géopolitiques impactent le marché pétrolier

L'analyse d'IFPEN

Le prix du pétrole atteint 66,9 \$/b au premier trimestre en progression de 5 \$/b par rapport au trimestre précédent. Il a évolué entre 62 et 71 \$/b reflet des forces d'influence divergentes sur le marché. La faiblesse des marchés financiers ou la hausse de l'offre américaine ont pesé à la baisse sur le prix. A l'inverse, la cohésion OPEP, les inquiétudes sur l'offre pétrolière ou les tensions au Moyen-Orient ont eu pour effet de soutenir les cours. Cette pression est favorisée par l'élimination des excédents de stocks et par le rééquilibrage attendu du marché en 2018.

Une volatilité entre 60 et 70 \$/b au 1^{er} trimestre

La volatilité du prix au 1^{er} trimestre reflète les influences de plusieurs facteurs (Fig. 1). La moyenne relativement élevée de 69 \$/b du mois de janvier résulte ainsi de la politique OPEP mais aussi des interrogations sur la croissance de l'offre américaine qui semblait montrer des signes d'essoufflement. La relance de la production en février a remis en cause cette idée et a contribué au recul du prix du Brent.

Mais ce sont surtout les interrogations sur la solidité de la croissance mondiale qui ont initié une forte correction à la baisse du prix du pétrole jusqu'à mi-février. L'instabilité des marchés boursiers depuis cette période continue à influencer l'évolution des cours du pétrole. Hausse attendue des taux d'intérêt, endettement des Etats, réforme fiscale américaine, guerre commerciale déclenchée par les Etats-Unis sont autant de sujets qui inquiètent les places boursières. Il en résulte des corrections brutales des cours par anticipation d'un ralentissement envisageable de la croissance économique mondiale et donc aussi de la demande pétrolière.

A partir du mois de mars, c'est la vision d'une offre potentiellement insuffisante à court et moyen terme qui est devenu le facteur décisif pour le marché. La question des sanctions américaines sur le Venezuela mais aussi sur l'Iran, dans un contexte de tensions régionales au Moyen-Orient, a été aussi source de pression sur le prix du pétrole.

Le recul de l'offre OPEP inquiète les marchés

L'accord OPEP/non OPEP de novembre 2016 est globalement bien respecté depuis sa mise en œuvre en janvier 2017 (Fig. 2). La Russie pour sa part apporte un soutien réel à la réduction de l'offre (Fig. 3) dans un rapprochement marqué avec l'Arabie saoudite. Cette fermeté dans l'engagement constitue à l'évidence un soutien pour le prix du pétrole.

Ce soutien est renforcé par le recul ou les inquiétudes sur l'offre pétrolière de certains pays membres (Fig. 4). Le Nigeria et la Libye, deux pays OPEP non soumis à l'accord de 2016, n'ont pas encore retrouvé leurs niveaux de production antérieurs même si la tendance est haussière depuis avril 2017. L'Angola voit sa production légèrement baisser depuis fin 2017 (-0,1 Mb/j) dans un mouvement que tente d'enrayer le nouveau président élu en septembre. Par ailleurs, des opérations de maintenance ont entraîné la perte de 0,15 Mb/j aux Emirats arabes unis. Enfin, au Venezuela, le déclin de la production, à hauteur de 0,5 Mb/j environ depuis octobre 2017, devient préoccupante. La situation financière et sociale du pays laisse envisager la possibilité d'un nouveau recul de la production voire d'un arrêt en cas de troubles intérieurs affectant le secteur pétrolier.

Globalement, l'offre OPEP a reculé de 0,86 Mb/j depuis juillet 2017 pour les 11 pays soumis à l'accord et de 0,75 Mb/j si l'on inclut la Libye et le Nigeria. Ce mouvement non contrôlé puisqu'il résulte pour une grande part de la situation vénézuélienne constitue un sujet d'inquiétude pour les marchés alors que de nouveaux risques apparaissent concernant l'Iran en particulier.

Les risques futurs pour l'offre OPEP liés aux sanctions américaines

L'Iran pourrait en effet être à nouveau soumis à des sanctions américaines. Les sanctions internationales imposées de 2012 à 2015 avaient entraîné un recul de 0,8 à 1 Mb/j environ de la production iranienne (3,6 Mb/j en 2011, 2,8 Mb/j en 2015). La situation actuelle est cependant très différente du fait de la volonté de l'Europe de préserver l'accord sur le nucléaire conclu avec l'Iran en 2015. Les sanctions sur l'Iran pourraient ainsi avoir un effet moindre sur les exportations par rapport à celles mises en place en 2012. Cela pourrait en revanche continuer à affecter les investissements pétroliers dans ce pays. La date butoir pour envisager de nouvelles mesures a été fixée au 12 mai par les américains.

Pour le Venezuela, après les sanctions américaines de l'été 2017 visant à couper les financements du pays, l'idée d'un embargo pétrolier a été évoquée le 4 février par l'ancien secrétaire d'Etat. Un tel embargo, aux conséquences jugées dévastatrices, pourrait porter sur les importations américaines de pétrole, qui ont été progressivement divisées par deux en 2017, pour se situer en fin d'année à 0,4 Mb/j (5 % du total importé). Il pourrait aussi affecter les exportations américaines de produits légers nécessaires pour alléger les pétroles lourds du Venezuela.

La réunion OPEP de juin, indicateur de la cohésion interne ?

C'est dans ce contexte que l'OPEP se réunira le 22 juin pour sa prochaine réunion ministérielle. La décision de prolonger ou pas l'accord OPEP/non OPEP en 2019 ne sera probablement pas tranché à cette réunion. Des discussions plus techniques sont envisageables concernant par exemple le choix d'un indicateur de suivi des excédents de stocks¹ (Fig. 5) ou l'idée évoquée par l'Arabie saoudite de faire porter les mesures de restriction sur les exportations.

Il sera aussi intéressant de suivre le niveau de cohésion entre l'Iran et l'Arabie saoudite sur la politique pétrolière à suivre. Des propos jugés contradictoires ont été émis sur les objectifs de prix, avec un seuil de 60 \$/b évoqué par l'Iran, contre 70 \$/b suggéré par l'Arabie saoudite. Des visions différentes sur la stratégie à tenir en 2019 pourraient en résulter.

Une croissance attendue de l'offre des non OPEP, tirée par celle des Etats-Unis

Les trois principaux organismes d'analyse du marché pétrolier, OPEP, AIE et EIA, tablent sur une croissance de l'offre des pays non OPEP en 2018. La progression est évaluée entre 1,7 Mb/j (OPEP) et 2,5 Mb/j (EIA). Cette croissance provient pour l'essentiel de deux pays OCDE, le Canada (+ 0,3 Mb/j environ) et les Etats-Unis (1,5 à 1,9 Mb/j – Fig. 6, base EIA) et d'un pays non OCDE le Brésil (0,2 Mb/j).

Les écarts concernant l'offre américaine s'expliquent par les incertitudes portant sur la productivité par puits ou sur le niveau de l'activité de forage (*le nombre d'appareils de forage est en hausse depuis janvier, mais en léger recul cette semaine*). Nos propres simulations, fondées sur les données mensuelles pour chaque bassin d'huile de schiste, mettent en évidence des écarts du même ordre sur le niveau de la production américaine en 2018 en fonction des hypothèses retenues (Fig. 7).

Il convient de souligner une réelle amélioration de la situation des producteurs américains du fait de la hausse du prix du pétrole. La dernière enquête du cabinet juridique Haynes and Boone's n'a ainsi recensé « que » 20 faillites en 2017 (sur 10 mois) représentant une dette de 5,6 G\$. Il y en avait 70 en 2016 pour un montant total de 56,8 G\$. Depuis 2015, le cumul des dettes des 130 sociétés déclarées en faillite atteint 80 G\$, dont près de 50 G\$ non restructurées².

¹ Le calcul d'un écart par rapport à une moyenne sur 7 ans contre 5 ans actuellement est envisagé. Nous retenons une comparaison par rapport au volume nécessaire pour couvrir 92 jours de consommation OCDE (niveau de 2014 avant la forte hausse des stocks).

² Ce sont des montants importants mais sans commune mesure avec ceux liés à la crise de 2008 qui portaient sur 600 G\$ de crédits « subprimes » pour l'immobilier, avec en plus une montée croissante des défaillances des remboursements (14% en 2007, 20 % en 2008).

Bilan du marché pétrolier pour 2018 : a priori équilibré

Sur la base des données de l'AIE, de l'OPEP, ou de l'EIA, l'écart offre/demande est évalué en 2018 entre - 0,4 Mb/j et + 0,4 Mb/j (Fig. 8). Les hypothèses sur l'offre américaine ou sur celle de l'OPEP expliquent ces différences. Elles restent toutefois modérées et ne traduisent aucun excès dans un sens ou dans l'autre comme ce fut le cas en 2015 (surplus importants de 1,5 Mb/j). Par ailleurs, les excédents de stock qui en avaient résulté sont désormais en grande partie résorbés.

Dans ce marché que l'on peut enfin qualifier de rééquilibré, les dérives durables et importantes du prix du pétrole à la baisse sont désormais moins probables au moins à court terme. En revanche, en raison de la relative faiblesse des marges de production disponibles (3 Mb/j dont 2 Mb/j pour l'Arabie saoudite), les risques haussiers deviennent plus crédibles. C'est ce que l'on a observé en mars en raison des inquiétudes sur l'offre future du Venezuela ou de l'Iran en particulier.

Par ailleurs, une pression sensible sur le prix n'est pas à exclure si les investissements en exploration/production ne sont pas jugés suffisants pour couvrir les besoins pétroliers à venir. Dans ce contexte, tenter d'anticiper le prix du pétrole reste une gageure.

Figure 1 : Prix du Brent depuis janvier 2017



Figure 2 : Production OPEP de pétrole (à 11 et 13)

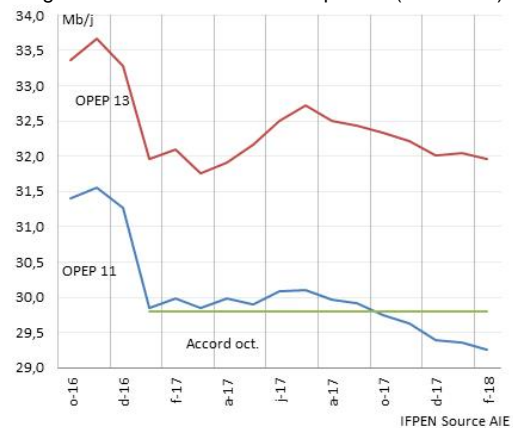


Figure 3 : Production des 11 pays non OPEP liés à l'accord

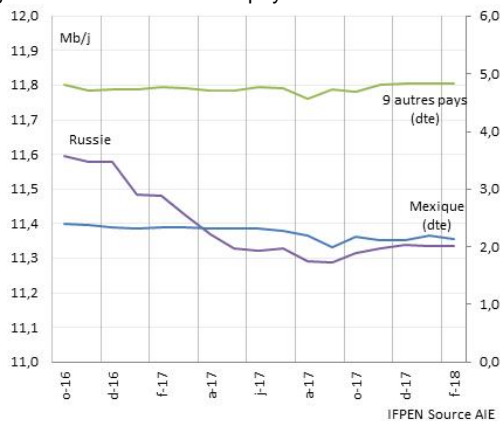


Figure 4 : Production de pétrole - Emirats arabes unis, Venezuela, Angola, Libye, Nigeria

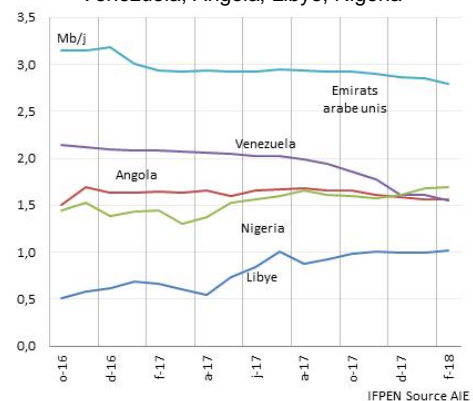


Figure 5 : Excédents de stocks (pétrole et produits) des pays OCDE (Gvts et commerciaux)

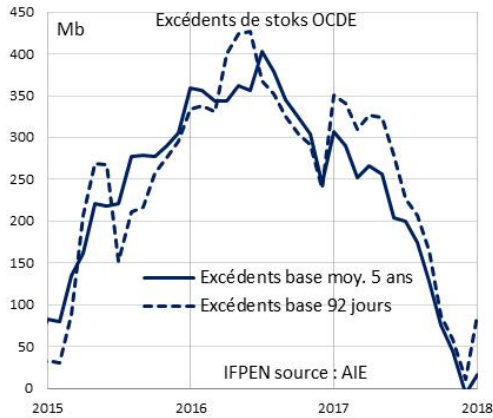


Figure 6 : Production totale de liquides aux Etats-Unis

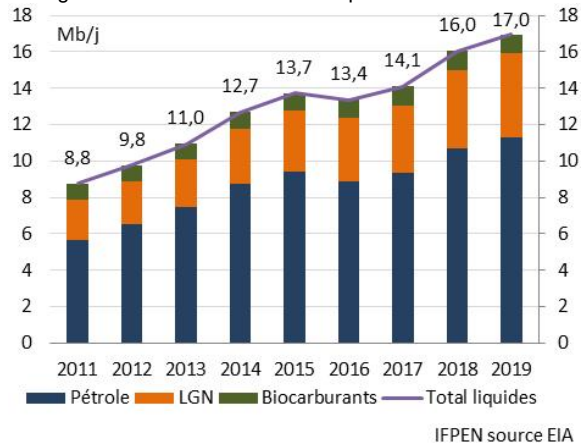


Figure 7 : Production de liquide des bassins de schiste américains – 2015/2018

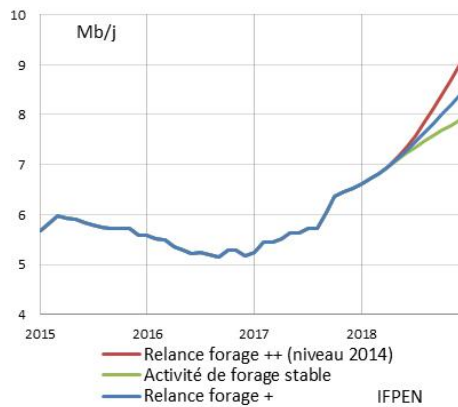
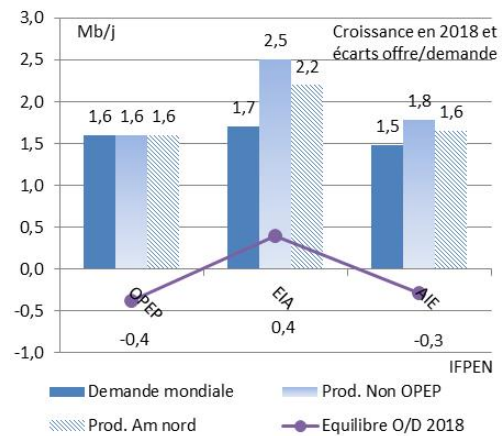
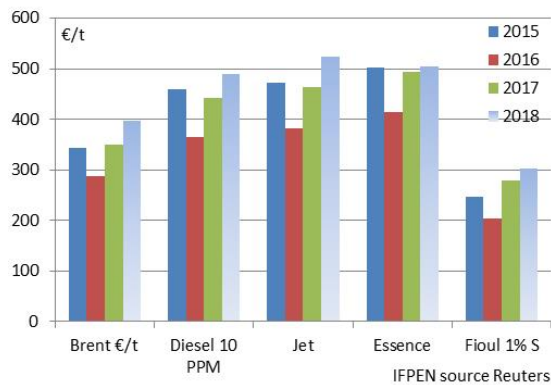


Figure 8 : Bilan pétrolier mondial en 2018



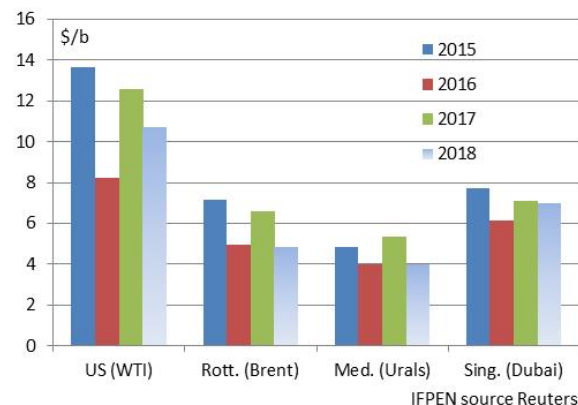
Annexe : prix des produits pétroliers / gaz naturel

Figure 9 : Prix des produits pétroliers en Europe



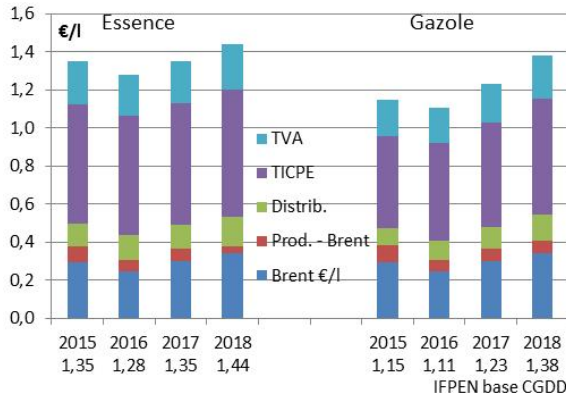
Progression 2018/2017 : en ligne avec le Brent (+ 13 %) pour le gazole et le Jet (+ 11 % et 13 %), en léger retrait pour l'essence et le fioul lourd (+ 2 % et + 8 %). À noter un effet Euro positif en 2018 (+ 8,8 % par rapport au dollar).

Figure 10 : Marges de raffinages (cracking)



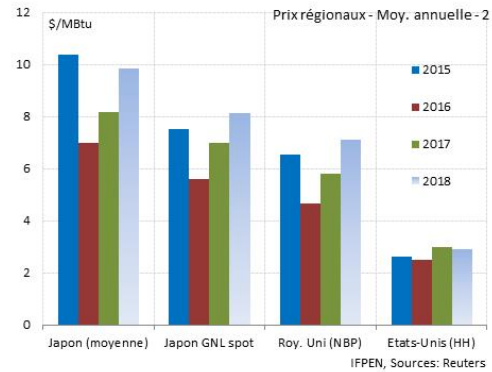
Recul des marges de raffinage au 1^{er} trimestre 2018 sous l'effet de la hausse du prix du pétrole et de la moindre progression du prix de l'essence.

Figure 11 : Prix de l'essence et du gazole en France



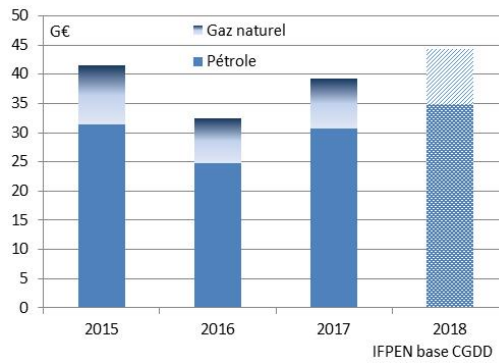
Progression en 2018 du prix de l'essence et du gazole de 9 et 15 ct€/l respectivement, dont 4 ct€/l liés à la hausse du prix du pétrole.

Figure 12 : Prix du gaz naturel (marché à terme en 2018)



En dehors des Etats-Unis, progression attendue des prix du gaz en 2018 sous l'effet des hausses survenues cet hiver mais surtout de la progression du prix du pétrole (impacts directs sur les contrats en Asie, et indirects sur GNL « spot » et NBP).

Figure 13 : Importations françaises de pétrole et de gaz en valeur (G€)



Sur la base des anticipations actuelles sur les prix du pétrole (67 \$/b), du gaz (19 €/MWh), et de l'Euro (1,24 \$), la valeur des importations françaises de pétrole et de gaz naturel pourrait atteindre près de 45 G€ en 2018, soit 5 G€ de plus comparée à 2017. (Base : consommation 2018 équivalente à 2017).