

Des forces divergentes à l'origine de l'instabilité du marché pétrolier

L'analyse d'IFPEN

Rueil-Malmaison, le 5 octobre 2017 - Le prix du pétrole a dépassé, en septembre, les 55 \$/b, poussé par les anticipations sur la demande et par les évolutions côté production, concernant en particulier l'offre américaine ou la stratégie à venir de l'OPEP. Le référendum au Kurdistan irakien et les tensions avec la Corée ont pu accélérer ce mouvement haussier en fin de mois. A court terme, la zone des 50 à 60 \$/b semble encore crédible, sous réserve que le contexte géopolitique n'ait pas d'influence trop marquée sur le marché pétrolier.

Les stocks excédentaires du marché pétrolier, un indicateur moins pertinent ?

Après avoir oscillé autour des 55 \$/b les deux premiers mois de l'année (Fig. 1), le Brent a reculé progressivement jusqu'à 44 \$/b fin juin. Depuis, il a globalement progressé pour se rapprocher des 60 \$/b, gagnant près de 30 % en trois mois. Au-delà des situations conjoncturelles comme l'effet des tornades fin août, ce sont des facteurs plus structurels qui mettent en tension le marché.

La réduction du niveau des stocks détenus par les pays OCDE, objectif affiché par l'OPEP, ne semble plus être l'indicateur pertinent du marché. En effet, si l'on se réfère à l'équilibre offre/demande attendu cette année et en 2018 (Fig. 2), ces stocks ne devraient pas être fortement réduits. Sur la base des données de l'AIE, le bilan mondial offre/demande se caractérise par un déficit modéré en 2017 (de moins 0,2 Mb/j) et des excédents l'an prochain de 0,3 à 1,2 Mb/j, qui dépendront en particulier de la stratégie de l'OPEP¹. Il faudrait un déficit de 0,9 Mb/j sur un an pour parvenir à réduire les stocks excédentaires détenus par les pays OCDE, qui se situent encore à 300 millions de baril² (Fig. 3).

Le marché a ignoré ce constat en septembre, en se focalisant surtout sur le rééquilibrage en cours de l'offre et de la demande. Les variations hebdomadaires des stocks américains constituent, dans ce contexte, un indicateur important en raison des implications de ce marché au niveau mondial (voir annexe).

Cette moindre influence du niveau absolu des stocks pourrait s'expliquer par la fragilité nouvelle du marché et par la montée en puissance des incertitudes, en particulier de nature géopolitique. Les stocks en excédent deviennent, dans ce cadre, plus une source de sécurité qu'une option de gestion des approvisionnements. Leur utilisation pourrait être préservée et de ce fait peser moins sur le marché. Mais à l'évidence rien n'est figé si l'on se fie au retournement du prix de début octobre. Un changement de perception du marché serait de nature à redonner de l'importance aux stocks excédentaires.

Interrogation récurrente sur le potentiel à venir de la production américaine

Avec la fermeté de la demande et la politique OPEP, les huiles de schiste américaines sont un des paramètres déterminants pour définir le prix du pétrole. A l'origine des excédents survenus en 2015 qui ont entraîné l'effondrement des cours du pétrole, ils sont scrutés avec beaucoup d'attention pour connaître leur évolution. Après une progression régulière depuis mi 2016, certains analystes estiment qu'ils pourraient connaître une croissance ralentie.

Les analyses s'appuient sur trois faits pour étayer cette thèse : le niveau de productivité des puits qui connaît un début de tassement (Fig. 4); le ralentissement de l'activité de forage depuis juillet 2017 (Fig. 5) ; une relative stagnation de la production de pétrole (Fig. 5). D'autres considérations sont

¹ Prolongement ou non de l'accord de novembre 2016, reconduit en mai 2017 pour 9 mois, soit jusqu'à mars 2018. Il fixe le recul de l'offre à 1,8 Mb/j, dont 1,2 Mb/j pour l'OPEP (hors Libye et Nigeria) et 0,6 Mb/j pour les non OPEP incluant la Russie.

² Les stocks excédentaires sont calculés sur la base de 92 jours de consommation, référence historique. La moyenne sur 5 ans n'est pas représentative dans la mesure où elle intègre la hausse des stocks survenus à partir de 2014.

prises en avant comme la hausse des coûts (progressive et modérée à ce jour) ou les goulots d'étranglement sur le transport du pétrole.

Nos propres analyses mettent en évidence une progression envisageable de 1,5 Mb/j dans le scénario central en 2018, contre 1 Mb/j retenu par l'EIA américain (Fig. 6). Cela serait équivalent à la hausse de la demande mondiale, renvoyant à la problématique de 2014/2015 marquée par un excès de pétrole. C'est un scénario à ne pas écarter. Il convient de rappeler que les perspectives de production des huiles de schiste ont toujours été sous-estimées. Dans un tel environnement, et sans réaction de l'OPEP, un retour vers les 50 \$/b voire moins devient une possibilité réelle.

Prolongement, au minimum, de l'accord OPEP/non OPEP au-delà de mars 2018

La baisse du prix du pétrole entre mai et juin 2017 (de 53 à 44 \$/b) est en grande partie le résultat de la hausse de la production de deux pays, la Libye et le Nigeria, qui ne sont pas tenus par l'accord OPEP/non OPEP de novembre 2016. Leur production a ainsi pu progresser de respectivement 0,4 et 0,3 Mb/j entre mars et juillet de cette année (Fig. 7 & 8). Ces volumes, pourtant modestes, sont de nature à modifier sensiblement l'équilibre du marché, ce qui explique les réactions du prix du pétrole.

Ce sera un des enjeux à traiter lors de la prochaine réunion OPEP du 30 novembre prochain. Le cas du Nigeria est pratiquement réglé avec la proposition du ministre du pétrole de définir un plafond fixé à 1,8 Mb/j pour une production de l'ordre de 1,7 Mb/j en septembre. Pour la Libye, la situation interne laisse planer des doutes sur la possibilité de maintenir la production à 1 Mb/j voire de l'augmenter à 1,4 Mb/j, niveau de 2012. Elle se situait à 0,4 Mb/j en 2016 et 0,7 Mb/j en début d'année 2017. La hausse potentielle semble, en tout état de cause, désormais limitée pour ce pays comme pour le Nigeria.

La prolongation de l'accord OPEP/non OPEP au-delà de mars 2018, avec éventuellement une nouvelle réduction de la production, constitue le principal enjeu à venir. Cela permettrait de réduire sensiblement les excédents l'an prochain à environ 0,3 Mb/j (ou moins si accentuation) sur la base des perspectives actuelles du marché, et ainsi de maintenir le prix peut être vers les 60 \$/b.

La stagnation des investissements pétroliers, un risque pour l'équilibre du marché ?

La baisse des investissements depuis 2015 n'a pas eu encore d'impact sensible sur le prix pour deux raisons. La première est le résultat de l'inertie du système pétrolier liée aux délais de mise en œuvre des projets de l'ordre de 3 à 5 ans. Mais l'inertie du système, qui se vérifie par exemple au Canada ou dans le Golfe du Mexique, n'aura qu'un temps. D'ici 2018 à 2020, le recul des investissements pourrait commencer à peser sur l'accroissement de l'offre³. Il deviendra difficile de compenser à la fois la progression de la demande (autour de + 1,5 Mb/j par an) et le déclin naturel de la production des gisements historiques (de l'ordre de - 2,5 Mb/j par an).

La capacité d'adaptation des producteurs aux nouvelles conditions de prix constitue la deuxième raison qui explique l'absence d'impact sur le prix du pétrole. C'est vrai aux Etats-Unis avec un recul du coût unitaire de production des huiles de schiste qui a permis une relance de l'activité à partir de mi-2016. C'est aussi vrai en offshore, avec désormais des taux de rentabilité de 20 % annoncés pour différents projets pour un prix de 50 \$/b.

Ce nouveau contexte est de nature à permettre d'éviter un choc pétrolier dans les prochaines années. La progression des prix se limiterait, dans cette configuration, à la hausse des coûts liée à l'inflation. En supposant des niveaux de 10 à 30 %, qui restent des hypothèses d'inflation à ce stade, cela replace le pétrole entre 55 et 65 \$/b pour une base de 50 \$.

³ Il faudra aussi tenir compte des contraintes de financement envisageables pour les projets pétroliers en Iran si la politique américaine devait se durcir vis-à-vis de ce pays.

Une pression renforcée par le contexte géopolitique

Le marché pétrolier est à nouveau confronté à des risques de dérive des prix, liés au contexte géopolitique. L'incertain est souvent synonyme d'une prime de risque ou plutôt d'une prime de précaution face aux éventuelles défaillances.

Le référendum sur l'indépendance du Kurdistan irakien organisé le 25 septembre a été source d'inquiétude, entraînant des hausses de 3 à 5 % des prix des différents pétroles en trois jours. Le président turc menace de stopper les exportations de pétrole de cette région autonome, qui se situent autour de 0,5 Mb/j via le terminal de Ceyhan en méditerranée. C'est relativement marginal, mais, dans le contexte de rééquilibrage en cours du marché, c'est un facteur supplémentaire de pression. Il convient aussi de mentionner le potentiel de déstabilisation régionale (incluant l'Iran et la Turquie) de nature à inquiéter les marchés. Au niveau irakien, l'essentiel de la production se situe au sud de ce pays, ce qui limite les effets d'une déstabilisation au nord, à l'image de ce qui s'est passé après la prise de Mossoul en juin 2014.

Le second sujet de préoccupation concerne la montée des tensions avec la Corée du Nord. Le risque porte, sur le plan pétrolier, pour une grande part sur les perturbations potentielles des approvisionnements vers le Japon (4 Mb/j) et la Corée du Sud (2,7 Mb/j).

Bilan : une pression durable à moins d'une reprise soutenue de l'offre américaine

Le contexte général plaide aujourd'hui pour un retournement de marché qui explique ce retour vers les 60 \$/b. Progression incertaine de l'offre américaine, prolongement envisagé de l'accord OPEP en 2018, anticipation de tensions à moyen terme, risques au Moyen Orient sont les déterminants de cette vision nouvelle. Elle pourrait se prolonger si l'offre américaine reste inférieure à ce qui est envisagé aujourd'hui, hypothèse très incertaine.

Un scénario de stabilité, encore incertain, vers les 60 \$/b contre 53 \$/b depuis le début de l'année 2017, soit près de 20 % de hausse, aurait une multitude d'effets :

- relance de l'activité amont, favorable aux industriels du secteur et susceptible d'éviter un choc pétrolier à moyen terme. La remontée du prix pétrole en 2017 a déjà permis une relance de l'activité de forage au niveau mondial par rapport à 2016 (+ 30 %), mais surtout concentrée aux Etats-Unis (+86 % contre 7 % hors Etats-Unis) ;
- ralentissement (modeste) de la demande pétrolière en raison de la progression du prix des produits pétroliers, ce qui est favorable pour la transition énergétique. *(A plus long terme la consommation sera progressivement impactée par les mesures adoptées que ce soit en Europe ou en Chine - annonce récente de la mise en place de quotas de "véhicules propres", prévue en 2018 et désormais repoussée à 2019) ;*
- hausse du prix de l'essence et du gazole en France à hauteur de 0,6 €/l environ (Fig. 9) pour une progression de 10 \$/b, au taux de l'Euro actuel soit 1,20 \$ environ. Le surcoût sur la consommation pétrolière représente de l'ordre de 0,2 à 0,4 % du PIB pour les pays occidentaux.
- moindre pression budgétaire pour les pays exportateurs avec une hausse en valeur des exportations, pour l'ensemble des pays de l'OPEP, de 110 Mrd\$ supplémentaire (550 contre 660 Mrd\$), soit 3 % du PIB global de l'organisation.
- enfin un contexte plus favorable pour l'Arabie saoudite dans le cadre d'une mise sur le marché de 5 % du capital de la compagnie Aramco, envisagée désormais fin 2018, voie en 2019.

Contact presse :

Anne-Laure de Marignan – presse@ifpen.fr – Tél. : 01 47 52 62 07

ANNEXES

Fig. 1 : Prix du Brent en 2017 \$/b

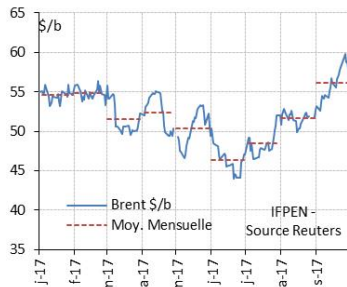


Fig. 2 : Offre/demande pétrole - monde

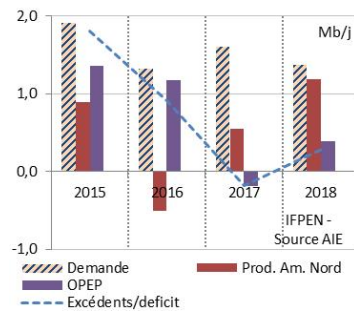


Fig. 3 : Stocks OCDE 2013/2017

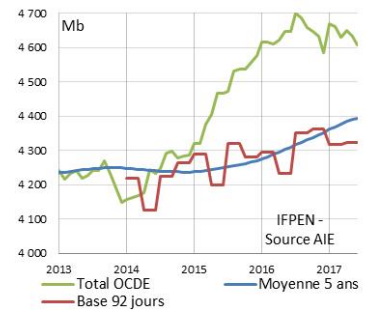


Fig. 4 : Productivité par rigs (Pétrole - US)

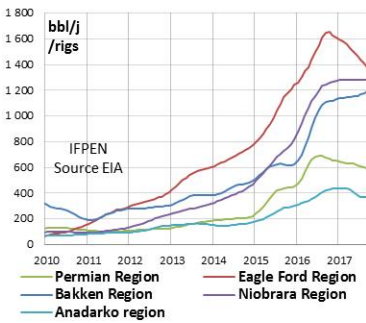


Fig. 5 : Rigs et production de pétrole US

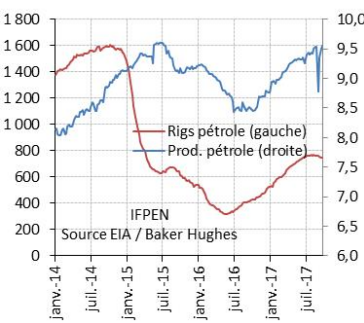


Fig. 6 : Prod. huiles de schiste (US) 2015/18

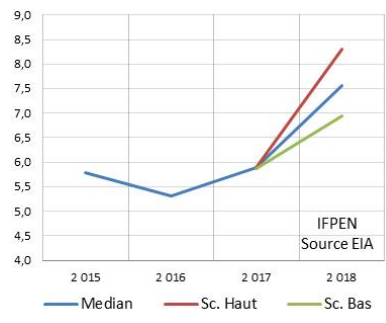


Fig. 7 : Prod. pétrole Nigeria et Libye

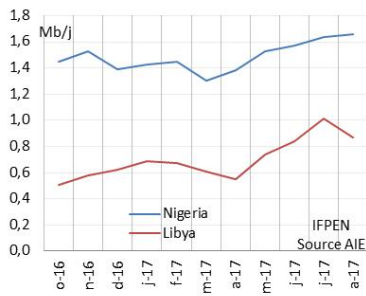


Figure 8 : Production de l'OPEP

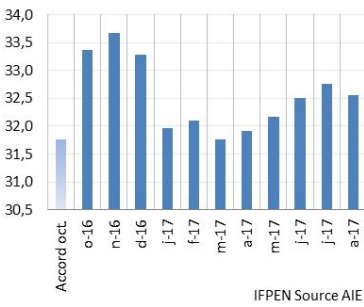
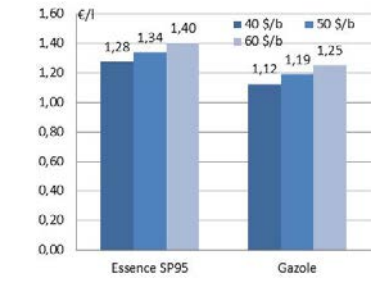


Fig. 9 : Brent & prix des produits pétroliers



	sept-17	2014	2015	2016	17Q1	17Q2	17Q3	17Q4	2017	18Q1	18Q2	18Q3	18Q4	2018	17-16	18-17
Offre/Demande (Mb/j)															+-	Mb/j
OCDE	45,8	46,4	46,9	46,9	47,0	47,4	47,8	47,3	46,9	47,0	47,8	47,8	47,8	47,4	0,4	0,1
non-OCDE	47,1	48,4	49,3	49,6	50,9	50,4	50,9	50,5	50,9	52,1	51,7	52,2	51,7	51,7	1,2	1,3
Dont Chine	10,8	11,6	11,9	12,5	12,7	12,0	12,3	12,4	12,8	12,9	12,4	12,7	12,7	12,7	0,5	0,3
Demande totale	92,9	94,8	96,1	96,5	97,9	97,8	98,7	97,7	97,9	99,0	99,4	100,0	99,1	99,1	1,6	1,4
Offre non-OPEP	56,7	58,2	57,4	57,8	57,8	58,2	58,7	58,1	59,0	59,3	59,9	60,2	59,6	59,6	0,7	1,5
Offre OPEP (LGN)	6,4	6,6	6,8	6,9	6,9	7,0	7,0	6,9	7,0	7,1	7,0	7,0	7,0	7,0	0,1	0,1
Offre OPEP (brut)	30,7	31,8	32,8	32,1	32,3	32,8	32,8	32,5	32,8	33,9	33,9	33,9	33,6	33,6	-0,3	1,1
Offre totale	93,7	96,6	97,0	96,7	97,0	98,0	98,5	97,5	98,8	100,3	100,9	101,1	100,3	100,3	0,5	2,7
Offre-Demande (Mb/j)	0,9	1,8	0,9	0,2	-0,9	0,2	-0,2	-0,2	0,9	1,3	1,4	1,1	1,2	1,2		
Si accord OPEP 2018									0,9	0,2	0,3	0,0	0,3			
Brent															+-	%
\$/b	99,0	52,3	43,6	53,6	49,6	52,0	57,5	53	57	57	57	56	57	57	22,1	6,5
€/b	74,2	47,1	39,4	50,3	45,0	44,3	48,5	47	48,3	47,9	47,2	46,7	47	47	19,4	1,0
€/l	0,47	0,30	0,25	0,32	0,28	0,28	0,31	0,30	0,30	0,30	0,30	0,29	0,30	0,30	19,4	1,0
taux change															+-	%
US\$/€	1,33	1,11	1,11	1,07	1,10	1,17	1,18	1,13	1,18	1,19	1,20	1,20	1,19	1,19	2,0	5,5
Croissance économique %																
Monde	2014	2015	2016						2017					2018		
OCDE	3,5	3,4	3,2						3,5					3,6		
NON OCDE	1,9	2,1	1,7						2,0					1,9		
	4,6	4,3	4,3						4,6					4,8		

Source : AIE / Reuters - Calculs IFPEN en 2017/2018 – Prix fin 2017/2018 : base marchés à terme

Bilan de l'équilibre pétrolier du marché américain

La montée en puissance des huiles de schiste a profondément modifié le bilan pétrolier américain avec des impacts évidemment mondiaux. Cela explique l'attention particulière accordée chaque semaine au niveau des stocks américains avec probablement des « sur-interprétations ». Il existe des tendances de fond (baisse en été, hausse en hiver) parfois ignorées par le marché.

Le changement du marché américain se mesure tout d'abord par la hausse des réserves prouvées de ce pays de plus de 63 % depuis 2006. A 48 milliards de barils désormais, cela représente 11 ans de production, et 3 % du total mondial (Fig. 10). Le chiffre de 80 à 100 Mrdb de ressources est avancé pour les huiles de schistes. La production a progressé depuis 2006 de 80 %, soit 5,5 Mb/j la moitié de la hausse mondiale sur cette période (Fig. 11). Elle se situe à 12 Mb/j soit l'équivalent de celle de l'Arabie saoudite ou de la Russie.

Cela a abouti à une réduction de la dépendance pétrolière américaine (Fig. 12). Les importations nettes de pétrole et produits pétroliers ont été divisées par deux depuis 2010 passant de 10 Mb/j en 2010 à 4,8 Mb/j désormais. Faute de pouvoir exporter massivement du pétrole (0,8 Mb/j en 2017) en raison des réglementations contraignantes jusqu'en 2015, les Etats-Unis sont devenus, depuis 2011, exportateurs significatifs de produits pétroliers (bilan net : 2,5 Mb/j). Importateurs autrefois d'essence (0,7 Mb/j en 2010), ils sont devenus autonomes, réduisant les débouchés des raffineurs européens. Les exportations nettes de gazoles ont doublé pour atteindre 1 Mb/j.

Ces changements radicaux ont bien sûr des répercussions au niveau mondial. Ce fut le cas en 2014 avec la baisse des prix du pétrole en raison de l'affluence du pétrole américain. Ce fut le cas aussi après le passage des ouragans impactant la demande, le raffinage, la production intérieure et les stocks (Fig. 13/18) ainsi que les prix internationaux du pétrole (écarts WTI/Brent...) et des produits pétroliers.

Fig. 10 : Réserves prouvées US de pétrole

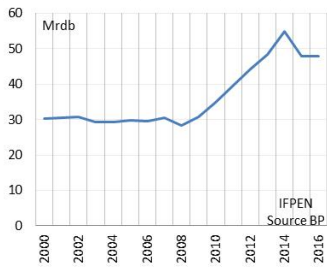


Fig. 11 : Bilan pétrolier américain

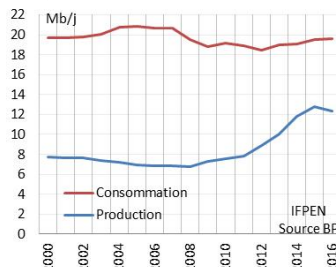


Fig. 12 : Importations nettes US

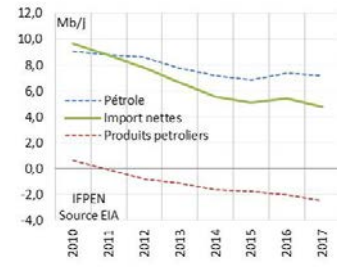


Fig. 13 : Consommation US de pétrole

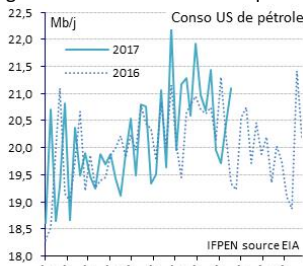


Fig. 14 : Taux d'utilisation du raffinage US

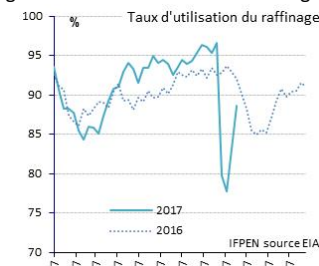


Fig. 15 : Prod. US de pétrole

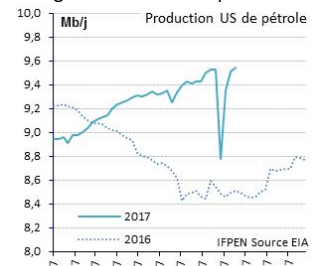


Fig. 16 : Stocks US de pétrole

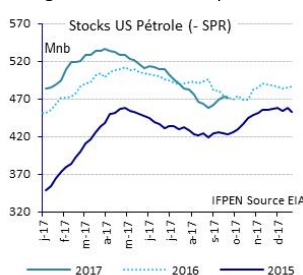


Figure 17 : Stocks US d'essence

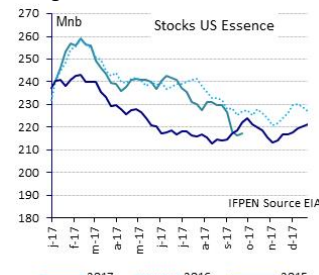


Fig. 18 : Stocks US de gazole

