

Les clefs du marché pétrolier :

stocks de pétrole, budget, huiles de schiste et investissements

L'analyse d'IFPEN

Rueil-Malmaison, le 16 mars 2017 - La baisse du prix du pétrole, de 54 \$/b le 7 mars à 50 \$/b environ désormais, traduit un retournement de la vision des intervenants financiers concernant la capacité de l'OPEP à résorber les excédents pétroliers. L'OPEP se trouve en fait face à un dilemme : faut-il continuer, au second semestre, à limiter la production pour soutenir le prix, au risque d'encourager plus rapidement la hausse progressive de la production américaine ? Ces interrogations sur l'état futur du marché expliquent pour l'essentiel la baisse des prix en complément d'autres facteurs comme la nouvelle hausse attendue des taux d'intérêt aux Etats-Unis, voire le ralentissement économique chinois¹.

L'accord OPEP, bien respecté à ce jour, soutient (a soutenu ?) les prix du pétrole

Mis en œuvre au début du mois de janvier pour une durée de six mois, l'accord OPEP/non OPEP du troisième trimestre 2016 a pour objectif de réduire la production mondiale de pétrole et de soutenir les cours du pétrole, en réduisant les stocks excédentaires.

La baisse de production proposée dans l'accord se situait à 1,7 Mb/j sur 6 mois, dont 1,2 Mb/j pour les pays de l'OPEP hors Libye et Nigeria et environ 0,5 Mb/j pour 11 pays non OPEP, dont 0,3 Mb/j pour la Russie et 0,1 Mb/j pour le Mexique. Les premières données de janvier et février ont permis de valider l'idée d'un respect assez scrupuleux des termes de l'accord. Cela a contribué à soutenir le prix du pétrole qui se situe autour de 55 \$/b en moyenne depuis le début de l'année contre respectivement 49 et 45 \$/b aux 4^e et 3^e trimestres de l'an passé. Le bilan pour l'OPEP est donc plutôt positif à ce jour. Mais la baisse du prix du pétrole depuis le 7 mars met en lumière l'interrogation des marchés sur le succès futur de la stratégie OPEP.

Des doutes s'installent progressivement concernant en particulier la cohésion du cartel. Cela explique le recul significatif du prix le 14 mars après l'annonce d'une hausse pourtant modeste de la production de l'Arabie saoudite en février, par ailleurs en ligne avec la limite fixée dans l'accord. D'autres interrogations sont avancées, par exemple sur le soutien effectif de la Russie ou sur le potentiel de la Libye et du Nigeria, deux pays hors quota pour le moment. Une remise en cause de ces statuts particuliers est d'ailleurs évoquée au sein de l'OPEP. Jusqu'à présent, leur production n'a pas progressé et serait même en baisse en Libye compte tenu des tensions intérieures actuelles.

La politique OPEP au second semestre : gestion fine ou laisser-faire ?

L'OPEP aura, avant juillet, à décider ou non du prolongement de l'accord. Des voix discordantes se font entendre concernant la stratégie à adopter. Pour des raisons budgétaires, l'Irak a évoqué un durcissement de l'accord afin d'atteindre un prix de 60 \$/b. Le ministre iranien du pétrole déclarait de son côté le 22 février dernier qu'un prix à 55/60 \$/b « ramènerait les fournisseurs américains sur le marché et augmenterait la production du pays, poussant ainsi les prix à la baisse. ». Ces divergences sont susceptibles de rendre délicate l'adoption d'un nouvel accord pour le second semestre.

Pour l'OPEP, le choix dépendra des conditions d'équilibre du marché. L'Arabie saoudite en particulier semble avoir opté pour une approche essentiellement pragmatique. C'est l'analyse du marché qui détermine sa position. Ce fut le cas en 2014, ce sera probablement le cas cette année. En 2014, il y avait un risque de déséquilibre structurel du marché pétrolier lié à l'afflux d'huiles de schiste. La solution passait de ce fait par la baisse des prix pour rétablir l'équilibre.

¹ La demande pétrolière de ce pays est néanmoins en progression régulière (+ 0,3 Mb/j/an environ), tirée par l'accroissement de la richesse moyenne par habitant.

Pour 2017, outre les considérations éventuelles d'ordre géopolitique voire financière², il s'agira de faire un bilan sur trois points principaux : le niveau de réduction des stocks, le contexte budgétaire et l'ampleur de la relance de l'offre américaine de pétrole. Les deux premiers facteurs plaident pour le prolongement de l'accord. Concernant le troisième, à savoir l'offre américaine, certaines déclarations de l'Arabie saoudite semblent indiquer que le pays ne croit pas à une relance massive des huiles de schiste tant que le prix ne dépasse pas les 60\$/b. Mais c'est l'analyse des faits qui déterminera la position ultime du gouvernement saoudien, dictée a priori par le seul principe de réalité. Une gestion fine du marché, via un accord modéré au second semestre dans le but de maintenir le prix à plus de 50 \$/b mais sans dépasser les 60 \$/b, reste envisageable.

En tout état de cause, l'idée d'une intervention limitée dans le temps visant officiellement un seul but, la réduction des surplus emmagasinés dans les stocks, semble actée. C'est le sens a priori de la déclaration du ministre saoudien du pétrole le 7 mars, qui a peut être joué par ailleurs un rôle dans la baisse récente du prix : « *L'histoire a démontré que l'intervention en réponse aux changements structurels est largement inefficace...* ».

Une intervention dans la durée ne semble donc pas envisagée dans le contexte actuel. Le marché sera donc à nouveau livré aux seules forces du marché et aux ambitions de chaque pays. L'Irak évoque ainsi un potentiel en croissance (5 Mb/j) dès le second semestre et l'Iran annonce un objectif de production de 4,7 Mb/j d'ici 2022³.

La menace des huiles de schiste

Le changement structurel évoqué par l'Arabie saoudite concerne bien sûr les huiles de schiste. Il fallait jusqu'à 80 \$/b pour assurer leur rentabilité il y a quelques temps, un seuil de 40 à 50 \$/b serait désormais suffisant pour une grande partie des bassins de schiste, grâce aux progrès technico-économiques réalisés. Ce constat est confirmé par plusieurs compagnies comme Chesapeake ou Shell, cette dernière ayant indiqué récemment que la rentabilité était atteinte à 40 \$/b. Cela explique la relance de l'activité d'exploitation des huiles de schiste depuis mai 2016.

Le nombre d'appareils de forage actifs a ainsi quasiment doublé depuis cette date, en particulier sur le bassin Permien (Texas) qui concentre désormais 55 % de l'activité. Ce bassin, qui bénéficie d'un avantage compétitif en raison de sa proximité avec les sites de raffinage du Texas, attire d'importantes transactions, estimées début 2017 à au moins 12 Mrd\$ dont 5,6 Mrd\$ pour celle réalisée par ExxonMobil en janvier. La dernière, le 9 mars, concerne un achat de Marathon Oil pour un montant de 1,1 Mrd\$.

La hausse de l'activité a bien entendu eu des répercussions sur la production de pétrole qui a gagné 0,5 Mb/j entre octobre 2016 et février 2017 pour se situer à 9 Mb/j. L'agence américaine de l'énergie (EIA) table sur une progression de 0,4 Mb/j sur l'année 2017 et de 1 Mb/j supplémentaire en 2018⁴. Est-ce le retour de ce qui s'était passé à partir de 2012 quand l'accroissement annuel de l'offre américaine couvrait la hausse de la demande mondiale ? La crainte iranienne sur ce sujet n'est peut-être pas infondée. Les modèles IFPEN prévoient en effet un tel accroissement, sous réserve de pouvoir mobiliser les équipements et le personnel qualifié.

Un marché à trois ou quatre temps ?

Depuis l'été 2014, le marché a connu deux temps : celui du laisser-faire visant à modérer l'accroissement de l'offre américaine puis, avec le dernier accord OPEP fin 2016, celui en cours visant à l'élimination progressive des stocks en excédent.

² La mise sur le marché de 5 % de la société Aramco (en 2018 ?) se ferait dans de meilleures conditions sur la base d'un prix élevé. Néanmoins c'est la perception du moyen long terme (effets de la transition énergétique) qui sera décisive pour déterminer la valorisation de la société.

³ Un rapport du FMI de février 2017 sur ce pays souligne les incertitudes pour les investissements du fait des menaces de nouvelles sanctions américaines.

⁴ Ces chiffres tiennent compte du pétrole et des liquides pétroliers issus du gaz naturel ou LGN

Le troisième temps se rapproche mais reste incertain. Dans sa forme la plus satisfaisante, il pourrait se caractériser par un prix en ligne avec les coûts marginaux de long terme (50 à 60 \$/b ?), ceux qui permettent de relancer les investissements. Mais il pourrait aussi ressembler à une succession de fortes secousses sur les prix sous l'effet de la flexibilité de la production américaine. Les huiles de schistes sont en effet susceptibles de réduire la durée des cycles pétroliers faisant rapidement succéder périodes d'excédent et de déficit de l'offre.

Cela pourrait ouvrir la voie à un quatrième temps, qui est peut-être déjà en gestation, celui d'un nouveau choc pétrolier à terme, menace évoquée par l'OPEP mais aussi plus récemment par l'AIE. Ce choc serait le résultat, faute de marges financières et de visibilité suffisantes, du recul des investissements dans l'amont pétrolier. Ils ont déjà baissé de 40 à 45 % environ depuis 2014. Les prix actuels du pétrole favorisent leur reprise, à l'image des annonces d'ExxonMobil ou de Statoil. La plupart des compagnies se montrent toutefois d'une grande prudence compte tenu de la double incertitude sur les prix et les besoins à venir. Au niveau mondial, une progression de 5 % des investissements est évoquée, ce qui reste modeste, mais constitue toutefois un tournant par rapport à ces dernières années.

Hors huiles de schiste, un délai de 4 à 5 ans est nécessaire pour finaliser les projets de production. La menace d'une secousse forte sur le marché pétrolier pourrait ainsi apparaître en 2019/2020. Elle pourrait néanmoins être évitée, limitée ou décalée dans le temps en fonction du potentiel de production aux Etats-Unis et des développements dans les pays de l'OPEP (Iran, Irak en particulier).

Les impacts de l'évolution du prix du pétrole

Au cours de la conférence « Panorama 2017 », fin janvier, IFPEN évoquait des scénarios contrastés pour le prix du pétrole, reflets des incertitudes qui effectivement se confirment. Des évolutions vers les 40 \$/b ou les 60 \$/b, évoquées alors, semblent encore envisageables.

Cette incertitude est néfaste pour les investissements pétroliers, comme indiqué précédemment, et donc pour l'ensemble des acteurs du secteur parapétrolier. Une stabilité du prix à des niveaux « raisonnables » (50/60 \$/b ?) serait en fait bénéfique tant pour les producteurs que pour les consommateurs. C'est le souhait de l'OPEP mais qui apparaît à l'évidence difficile à mettre en œuvre.

Le second enjeu d'importance concerne les effets de la hausse du prix du pétrole sur l'inflation. Ainsi, en Europe, la BCE a revu à la hausse sa prévision d'inflation pour cette année afin d'intégrer l'augmentation des cours du pétrole. Cette hausse est néanmoins jugée temporaire. De plus, il convient de rappeler que c'est l'inflation sous-jacente, c'est-à-dire hors produits pétroliers en particulier, qui est un indicateur pertinent en Europe pour mesurer le niveau de reprise de l'économie.

Pour ce qui est du cas de la France, deux effets directs sont à relever, l'un sur la facture commerciale, l'autre sur le prix des carburants. A 50 \$/b, la facture pétrole et gaz de la France atteindrait 39 Mrd€, soit 7 Mrd€ (23 %) de plus qu'en 2016. Un écart de 10 \$/b a un impact de l'ordre de 8 Mrd\$ sur la facture française soit 0,4 % de PIB. Pour ce qui est des variations de l'Euro, un écart de +/- 0,05 \$ aurait un effet de l'ordre de +/-1,5 Mrd€ environ.

Le prix des carburants en France connaîtrait aussi des écarts significatifs. Ainsi l'essence SP95 pourrait évoluer de 1,31 €/l à 1,45 €/l pour un pétrole compris entre 40 \$/b et 60 \$/b. Le gazole se situerait entre 1,16 et 1,30 €/l. La moyenne depuis le début de l'année est estimée à respectivement 1,41 €/l et 1,27 €/l, soit 0,10 et 0,15 €/l de plus qu'en 2016.

Contact presse :

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