



Pétrole et Gaz Arabes

14 avril 2016

Stratégies et Politiques *E*nergétiques (SPE)

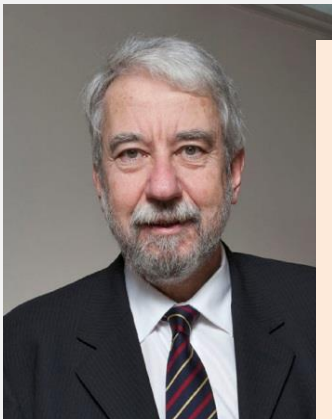
57, rue d'Amsterdam | 75008 Paris | France

www.stratener.com
fperrin@stratener.com
+33 (0) 6 63 68 79 03

INTERVIEW

Olivier Appert, Président du Conseil Français de l'Energie

La baisse continue des prix du pétrole est sans doute derrière nous



- Les conditions de stabilisation de la production ne sont pas réunies
- Pour l'Arabie Saoudite, la solidarité arabe sunnite est plus importante que celle entre pays OPEP
- Le retour de l'Iran sur le marché pétrolier est un fait incontournable mais cela devrait prendre du temps
- La réduction des investissements depuis 2014 pourrait se traduire par un manque à produire de 4 Mb/j à la fin de la décennie

Ci-après le texte d'une interview avec M. Olivier Appert, président du Conseil Français de l'Energie et délégué général de l'Académie des Technologies.

Pétrole et Gaz Arabes (PGA) : Les prix du pétrole se sont redressés depuis la mi-février et dépassent \$40 par baril actuellement. Cette remontée peut-elle être durable ?

Olivier Appert : Divers éléments ont contribué au redressement des cours du pétrole ces dernières semaines : une baisse de la production de pétrole hors OPEP et une baisse du dollar.

Mais, surtout, le marché, qui avait joué la baisse des prix depuis des mois, a réagi au signal lancé à Doha par l'Arabie Saoudite, la Russie, le Venezuela et le Qatar d'une stabilisation de la production. Même si aucune suite concrète n'a été donnée à cette déclaration à ce jour, les investisseurs spéculatifs ont modifié leurs positions. La baisse continue du prix est sans doute derrière nous. Cela ne veut pas dire pour autant que les prix vont continuer à se redresser. Comme l'a dit l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) avec beaucoup de prudence, on commence à voir "la lumière au bout du tunnel".

PGA : Les producteurs OPEP et non OPEP peuvent-ils s'entendre en 2016 sur une réduction de l'offre ?

O. A. : L'accord de Doha spécifiait que les signataires s'engageaient à stabiliser leur production à condition que les autres producteurs en fassent de même. Le lendemain l'Iran a déclaré clairement qu'il n'était pas question pour lui de stabiliser sa production alors que la fin de l'embargo lui ouvrait la possibilité de retrouver sa part de marché perdue. Les conditions d'un accord de stabilisation de la production ne sont pas réunies pour des raisons notamment géopolitiques. Il est douteux que la situation puisse évoluer dans le courant de l'année.

Il faut se rappeler la déclaration du ministre saoudien, Ali Al Naimi, en marge de la réunion de l'OPEP en novembre 2014 : "si l'OPEP réduit sa production, c'est-à-dire en fait l'Arabie Saoudite, les autres producteurs en profiteront pour prendre des parts de marché, le Brésil, la Russie et les producteurs de LTO ("light tight oil") américains". A ce jour l'Arabie Saoudite n'a pas changé sa politique de défense de sa part de marché comme elle l'a fait en 1986 lors du contre-choc pétrolier. Al Naimi a confirmé à nouveau sa position lors de la récente conférence CERA Week à Houston. L'intervention saoudienne au Yémen montre clairement que, pour ce pays, la solidarité arabe sunnite est plus importante que la solidarité entre pays de l'OPEP. La rupture récente des relations diplomatiques entre l'Arabie Saoudite et l'Iran rend improbable un accord des principaux acteurs du marché à court terme.

PGA : L'excédent de l'offre pétrolière mondiale sur la demande est-il de l'ordre du 2 millions de barils par jour ?

O. A. : La demande continue à croître en 2016, mais à un rythme inférieur à 2015. C'est en particulier dû à la Chine dont la croissance de la demande ne devrait être en 2016 que de 0,3 million de barils par jour (Mb/j), soit moitié moins que l'an dernier. L'offre devrait continuer à croître à un rythme certes inférieur aux années précédentes : +0,7 Mb/j contre 2,4 Mb/j entre 2014 et 2015. Il s'ensuit un excédent de l'offre en 2016 estimé à 1,6 Mb/j. Le marché commence à se rééquilibrer, mais il reste excédentaire : l'excédent diminue dans le courant de l'année passant de 2,2 Mb/j au deuxième trimestre 2016 à 1,2 Mb/j au quatrième trimestre 2016.

Cependant, une polémique enfle aujourd'hui sur les "missing barrels", comme ce fut le cas en 1998: en effet les statistiques offre/demande de l'AIE font apparaître un écart de 0,8 Mb/j dont l'explication fait débat entre les spécialistes. Ceci peut être dû à des biais statistiques sur l'offre, la demande ou les stocks dans les pays non-OCDE. Mais au fond, aujourd'hui comme en 1998, le marché est peut-être un peu plus tendu qu'estimé mais il n'en reste pas moins qu'il est sur-provisionné.

PGA : Le marché peut-il revenir à un équilibre relatif en 2017 ?

O. A. : Le marché se rééquilibre progressivement mais à un rythme plus lent qu'anticipé. La baisse des prix relance la demande : ainsi, aux Etats Unis, on constate un boom de la vente

des SUV. La consommation de l'OCDE se stabilise alors que la demande non-OPEP progresse, tirée par les pays émergents, mais à un rythme inférieur à ces dernières années.

Coté offre, la résilience des pétroles de schiste aux Etats-Unis surprend tout le monde. Mais la production commence à baisser. En 2016, la production de LTO devrait retrouver son niveau de 2014.

Les compagnies pétrolières ont réagi à la baisse des prix en réduisant drastiquement leurs investissements. Elles continuent cependant à produire au maximum leurs ressources conventionnelles dès lors que le prix de marché est supérieur aux coûts opératoires (hors investissement), ce qui est le cas de l'essentiel de la production conventionnelle. A terme, leur production devrait cependant baisser dans la mesure où la déplétion naturelle des champs ne sera pas compensée par de nouveaux développements. On estime que la réduction des investissements depuis 2014 se traduira par un manque à produire de 4 Mb/j à la fin de la décennie.

Ainsi le marché se rééquilibre progressivement. Lors des précédents épisodes de prix bas, le marché s'était rééquilibré en quatre ans environ. Cela risque d'être plus long aujourd'hui.

Au demeurant il ne faut pas oublier la dimension géopolitique du marché pétrolier. On ne peut pas exclure des aléas diplomatico-militaires au Moyen-Orient qui rebattraient les cartes. Or aujourd'hui la capacité de production disponible (la "spare capacity") est limitée : il serait difficile de faire face à une rupture d'approvisionnement d'un pays producteur comme on en a constaté au début de la présente décennie.

PGA : Comment expliquer la forte résistance à la chute des prix de la production non conventionnelle aux Etats-Unis ?

O. A. : Tous les experts se sont trompés sur les coûts de production des LTO aux Etats-Unis. Il y a quatre ans, on les estimait dans une fourchette de 60 à 90 \$/b. Malgré une baisse des deux tiers du nombre des appareils de forage en activité aux Etats-Unis, la production n'a baissé que faiblement. Les opérateurs américains ont fait preuve d'une réactivité remarquable pour industrialiser les processus de production, réduire les coûts et augmenter la productivité. Ainsi le coût des forages de LTO a été réduit d'un facteur 2 en cinq ans. De même, la déplétion des gisements est toujours rapide, la production maximale des puits a été multipliée par 10 depuis 2007. La productivité par rig a ainsi augmenté en moyenne de 37% en un an et même de 80% pour le bassin du Permian.

D'autres raisons ont été mises en avant : une part de la production aurait fait l'objet de couvertures financières, de nombreux puits auraient été forés mais non mis en production, des modalités de financement très attractives auraient été mises en place...

La pression des prix se fait cependant de plus en plus forte. Les sociétés peinent à rembourser leurs dettes d'autant plus importantes que l'effet de levier financier est élevé. A ce jour, plus de 40 opérateurs américains se trouvent en règlement judiciaire (Chapter 11).

PGA : L'Arabie Saoudite est-elle en train de gagner son pari ?

O. A. : En 2014, l'Arabie Saoudite a mené la même politique qu'en 1985. Elle a décidé de défendre sa part de marché au détriment du niveau des prix. Elle dispose des coûts de production parmi les plus bas et contrôle des ressources financières très importantes accumulées ces dernières années. Le pays peut donc supporter les conséquences d'une baisse des prix en attendant que le marché se rééquilibre d'ici la fin de la décennie. Ce n'est pas le

cas de nombreux pays de l'OPEP et de compagnies pétrolières. Dans ces conditions, le pari de l'Arabie Saoudite peut être gagné.

PGA : L'Iran a obtenu une levée partielle des sanctions internationales en janvier 2016 et entend revenir en force sur le marché pétrolier. Les dirigeants iraniens prennent-ils leurs désirs pour des réalités ?

O. A. : L'embargo pétrolier a conduit à une baisse de la production pétrolière iranienne d'environ 1 Mb/j. Les dirigeants de ce pays ont affiché leur volonté de revenir sur le marché au plus tôt. Il faut rappeler que la levée de l'embargo n'est pas complète à ce jour. Par ailleurs l'accord prévoit la remise en place des sanctions en cas de manquement ultérieur de l'Iran à ses obligations (mécanisme dit de "snap-back"). Certes l'accord précise que, dans un tel cas, les sanctions remises en place ne devraient pas avoir d'effet rétroactif : il n'en reste pas moins que ce dispositif fait peser une épée de Damoclès sur les investissements de long terme qui pourraient être engagés par les entreprises. Il est nécessaire aussi de remettre en place un système bancaire iranien en mauvais état.

Lorsque les sanctions seront effectivement levées, le pays pourra avoir accès aux financements internationaux et aux technologies qui lui ont manqué pendant 40 ans. La première priorité consiste à remettre à niveau son industrie pétrolière et gazière qui a souffert d'un manque d'investissement depuis des années.

L'augmentation des exportations pétrolières iraniennes passera d'abord par la mise sur le marché des stocks existants puis par l'augmentation de la production des gisements déjà exploités. A plus long terme, elle proviendra de la mise en production de nouveaux gisements et de l'investissement des compagnies pétrolières internationales. Mais tout ceci prendra du temps.

La mobilisation des stocks existants pourrait conduire à une augmentation immédiate des exportations d'environ 200 000 b/j. Au moins six mois seront nécessaires pour accroître la production des champs existants d'environ 500 000 b/j. La contribution de nouveaux développements devrait prendre environ deux à trois ans.

Le retour de l'Iran sur le marché pétrolier est un fait incontournable : mais cela devrait prendre du temps.

PGA : Des prix du pétrole de l'ordre de 100 \$/b ou plus sont-ils vraiment derrière nous ?

O. A. : Quand le marché sera rééquilibré, l'Arabie Saoudite aura retrouvé un pouvoir de marché. Mais les producteurs américains de pétrole non conventionnel, du moins ceux qui auront survécu, conserveront la capacité à revenir rapidement sur le marché au fur et à mesure que les prix du pétrole se redresseront. Cela aura implicitement comme conséquence de fixer un plafond au prix du pétrole à moyen terme. Encore faut-il que les ressources de LTO aux Etats-Unis soient assez importantes pour soutenir une croissance de la production : sur ce point, il faut noter la prudence de l'administration américaine sur les perspectives de production de LTO pour la prochaine décennie. On peut donc penser que des prix de l'ordre de 100\$/b ne sont plus d'actualité pour la décennie à venir. Mais c'est sans compter sur les conséquences sur le marché pétrolier d'une déstabilisation du Moyen-Orient ...

CURRICULUM VITAE

OLIVIER APPERT

O. Appert a été Président Directeur général d'IFP Energies nouvelles de 2003 à 2015. Il préside le Conseil Français de l'Energie, Comité français du Conseil Mondial de l'Energie. Il est Délégué général de l'Académie des Technologies.

O. Appert, ancien élève de l'Ecole polytechnique, ingénieur général des Mines, a commencé sa carrière au service des Mines de Lyon, puis a occupé différents postes au ministère de l'Industrie et au cabinet du Premier Ministre. En 1987, il a pris la responsabilité de l'activité radiocommunication mobile au sein de la société Télécommunications Radioélectriques et Téléphoniques (TRT). Nommé en 1989 directeur des hydrocarbures au ministère de l'Industrie, il a rejoint en 1994 la direction de l'IFP et a été en charge notamment de la recherche et développement et de sa filiale, holding technologique cotée en Bourse. Il a été nommé en octobre 1999 directeur de la coopération long terme et de l'analyse des politiques énergétiques au sein de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE).