

Après l'accord de l'Opep, un nouveau paradigme pour le marché ?

Olivier Appert

L'accord de l'Opep à Vienne fin novembre a surpris par l'implication de la quasi-totalité des États à réduire leur production. Des doutes subsistent quant au respect des engagements pris par les membres du cartel et également par les autres grands producteurs dont la Russie et les USA. Le risque le plus important réside dans une relance plus importante que prévue de la production de gaz de schiste aux États-Unis.

Les traders de Londres ont coutume de dire : « OPEC is like a tea pot. It gives good tea when the water is very hot ». De fait le contexte du marché pétrolier était très inquiétant pour les pays producteurs. La baisse du prix à 30 \$/b en février a été un signal d'alarme pour les pays producteurs qui dépendent beaucoup du pétrole pour leurs ressources budgétaires. Le « fiscal break even price » de la plupart des pays se situe à des niveaux supérieurs à 70 \$/b. Il devenait de plus en plus urgent de réagir.

Un accord précédé de plusieurs tentatives

Les pays producteurs ont depuis début 2016 pris plusieurs initiatives. Ainsi en février puis en avril 2016, l'Arabie Saoudite, le Venezuela, le Qatar et la Russie proposent une stabilisation de la production sous réserve que l'ensemble des producteurs en fassent de même. Ces initiatives se heurtent à une opposition formelle de l'Iran qui exige de revenir à son niveau de production antérieur à l'embargo pétrolier qui s'est traduit par une baisse significative de production. Lors de la réunion informelle de l'OPEP à Alger le 28 septembre l'organisation prend une décision de principe qui a surpris tous les experts de réduire la production d'environ 750 kb/j en se

fixant un plafond de 32,5 à 33 Mb/j. Elle a renvoyé à la réunion de l'OPEP du 30 novembre la finalisation de cette décision de principe. Le marché a immédiatement réagi et les prix ont augmenté d'environ 15 %.

Les discussions ultérieures entre producteurs ont été confuses. L'Iran a maintenu sa position de principe de retour à sa production d'avant embargo. L'Irak a demandé de pouvoir augmenter sa production afin de faire face aux besoins liés à la reprise de Mossoul. Plusieurs pays tels que la Libye et le Nigéria ont exigé d'être dispensés d'une telle réduction. La Russie, non membre de l'Opep, a lancé des messages contradictoires sur sa volonté de participer à l'effort commun. Quelques jours avant la réunion de Vienne, le ministre saoudien du pétrole a annoncé que la baisse de production n'était pas la seule stratégie : « maintenir le niveau de production à son niveau peut se justifier par la reprise de la consommation et de la croissance dans les pays en développement et aux États-Unis ». De plus les fondamentaux du marché ont évolué défavorablement depuis la réunion d'Alger. Ainsi en octobre l'offre globale sur le marché a augmenté de 0,8 Mb/j. En un an la production de l'OPEP a cru de 1,3 Mb/j. La production russe continue à augmenter de 230 kb/j en 2016 et 190 kb/j supplémentaires sont prévus pour 2017. De plus les informations

concernant la demande chinoise montrent un net ralentissement alors qu'elle avait tiré depuis 10 ans le marché. Ainsi à la veille de la réunion de Vienne les prix sont revenus à leur niveau d'il y a deux mois. Le marché était volatile réagissant à la hausse ou à la baisse en fonction des déclarations contradictoires des responsables politiques des pays producteurs.

Un accord impliquant la quasi totalité des producteurs

L'accord de Vienne a constitué une surprise pour les analystes. C'est à l'évidence un accord ayant une portée politique. Il tient compte du cas spécifique de trois pays : l'Indonésie a suspendu son adhésion à l'OPEP pour ne pas avoir accepté une baisse de production, alors que le Nigéria et la Libye, deux pays dont la production a baissé récemment par suite de troubles intérieurs sont exemptés de tout engagement. Pour les autres membres de l'OPEP la baisse de production au 1 janvier 2017 est identique à 4,8 % par rapport au niveau de production en octobre 2016 retenu par l'OPEP. De fait l'Arabie Saoudite est bien entendu le principal contributeur avec une baisse de 0,5 Mb/j. L'Iran a bénéficié d'un traitement particulier. En effet, l'OPEP a retenu pour ce pays un niveau de production annoncé par le pays de 3,97 Mb/j contre un niveau de 3,69 Mb/j selon les sources qui font consensus : ainsi l'Iran affiche une baisse fictive de 180 kb/j mais bénéficie de facto d'une hausse de production de 90 kb/j Par contre l'Irak n'a pas bénéficié du traitement favorable qu'il revendiquait.

Cet accord marque une évolution majeure de la politique de l'Arabie Saoudite et des monarchies du Golfe qui depuis la réunion de l'OPEP en novembre 2014 visaient à maintenir leur part de marché. L'Arabie Saoudite a cependant obtenu que l'ensemble des pays de l'OPEP contribue de façon identique à l'effort de réduction de la production. En aucun cas ce pays ne voulait renouveler la politique menée en 1985/1986 où il avait supporté quasi seul l'effort de baisse de sa production qui était descendu à 3 Mb/j. La décision de l'OPEP manifeste un retour de l'Iran sur la scène pétrolière

et plus généralement sur la géopolitique du Moyen Orient. Cet accord ne peut cependant faire oublier les conflits géopolitiques qui persistent dans la région. Mais il illustre à l'évidence que les lignes ont bougé. En outre l'accord a été obtenu en considérant que les principaux pays non OPEP dont la Russie contribueront de leur côté par une baisse de production de 600 kb/j. Un accord a été obtenu mi-décembre entre OPEP et non OPEP (Russie, Azerbaïdjan, Kazakhstan).

Tableau 1

Agreed crude oil production adjustments and levels* (tb/d)			
Member Country	Reference Production level	Adjustment	Production level effective January 2017
Algeria	1,089	-50	1,039
Angola	1,751	-78	1,673
Ecuador	548	-26	522
Gabon	202	-9	193
Indonesia**			
IR Iran	3,975	90	3,797
Iraq	4,561	-210	4,351
Kuwait	2,838	-131	2,707
Lybia			
Nigeria			
Qatar	648	-30	618
Saudi Arabia	10,544	-486	10,058
UAE	3,013	-139	2,874
Venezuela	2,067	-95	1,972

* Reference base to crude oil production adjustment is October 2016 levels, except Angola for which September 2016 is used, and the numbers are from Secondary Sources, which do not represent a quota for each Member Country.

** Indonesia suspended its membership.

Suite à l'annonce du 30 novembre les prix ont rebondi de 46 \$ à 50 \$ par baril soit environ 9 %. Cependant le lendemain les prix ont baissé de 1 % suite à une prise de bénéfice des traders. La baisse de production de l'OPEP de 1,2 Mb/j pèsera fortement pour rééquilibrer le marché en 2017. En l'absence d'accord, les

prix en 2017 auraient stagné à 40/50 \$/b voire même auraient pu redescendre aux niveaux atteints en début d'année. L'accord conduit à anticiper une nouvelle fourchette de prix de 50/60 \$/b en 2017.

Des incertitudes subsistent

Cependant il subsiste de nombreuses incertitudes liées à la contribution effective des pays non OPEP, au respect de leurs engagements par les pays de l'OPEP, et surtout à la réaction des producteurs américains.

Le discours de la Russie reste ambigu sur la possibilité de participer à un accord. Les autorités russes au plus haut niveau ont évoqué un gel de production à son niveau de 2016. Mais elles ont aussi mis en avant la difficulté d'intervenir sur les compagnies russes.

Le marché sera très attentif à la mise en œuvre effective de la réduction de production par les pays de l'OPEP. L'histoire récente montre que ce n'est pas un point acquis.

Le risque le plus important réside dans une relance plus importante que prévue de la production de shale oil (LTO) aux États-Unis. Il faut se rappeler que le nombre de rigs de forage a augmenté d'environ 300 appareils à près de 450 lorsque les prix ont atteint 50 \$/b en juillet 2016. Les progrès techniques et l'industrialisation des processus de production ont permis de baisser considérablement le coût de production des LTO : ainsi depuis 2011, la production moyenne par puits a doublé, la durée de forage a été réduite de 22 à 7 jours et le nombre de puits par rig a cru de 16 à 47. Il sera nécessaire de suivre attentivement l'évolution du nombre de rigs en production. Il faut rappeler que fin 2014 plus de 1600 appareils de forage étaient actifs en Amérique du Nord! Les producteurs américains de LTO ont fait preuve d'une grande réactivité. La reprise d'activité risque cependant d'être ralentie par la situation financière tendue de certains producteurs et par la réticence des banques à financer massivement ce secteur après les nombreux dépôts de bilan constatés ces derniers mois. Harold Hamm, Président de Continental Resources Inc et conseiller énergie de Donald Trump a immédiatement réagi à l'accord de l'OPEP en

annonçant une hausse de la production américaine, tout en soulignant que cela prendrait de 12 à 18 mois. La hausse pourrait intervenir fin 2017 avec des progressions annuelles de 0,5 à 1 Mb/j en fonction du niveau de l'activité de forage.

Enfin l'équilibre du marché dépendra de l'évolution de la demande mondiale dans un contexte économique incertain alors que les stocks se trouvent à un niveau historiquement très élevé.

Un nouveau paradigme du marché pétrolier ?

La décision du 30 novembre amène à se demander si l'OPEP a retrouvé son pouvoir de marché. Certes elle a conduit à une hausse du prix. Mais même si les pays de l'OPEP respectent leurs engagements, la hausse inévitable de la production de LTO pèsera sur les prix. Ainsi le développement des huiles de schiste aux États Unis introduit de facto un plafond pour les prix sur le marché. Ceci a fait dire à certains analystes que le LTO aux États-Unis est maintenant le « swing producer » : le prix de marché s'établit alors au niveau de coût du producteur marginal qu'est le LTO aux États-Unis. Ainsi on se trouve dans un nouveau paradigme du marché pétrolier tant que le potentiel de croissance du LTO peut être mobilisé. Le ministre saoudien du pétrole semble avoir intégré ce nouveau fonctionnement du marché : en effet à plusieurs reprises il a insisté sur le fait que l'OPEP ne peut aller contre les forces de marché, mais qu'il doit les accompagner.

L'analyse du marché pétrolier à court terme ne doit pas nous faire oublier la fragilité du contexte à moyen terme. En effet la baisse massive des investissements des compagnies pétrolières va se traduire à terme par une baisse de la production de pétrole conventionnel. Compte tenu de la déplétion naturelle, on estime que d'ici 2020 la production conventionnelle devrait baisser de 4 Mb/j. De plus le niveau de la « spare capacity » dans les pays de l'OPEP se trouve à un niveau historiquement bas. Et on ne peut pas oublier la situation géopolitique très inquiétante du Moyen Orient qui dispose de réserves considérables. ■