

Après l'accord de l'OPEP, de nouvelles incertitudes ?

Olivier Appert, Denis Babusiaux

La révolution des hydrocarbures non conventionnels est un *game changer* majeur pour le marché du pétrole. Dans un article publié il y a un peu moins de trois ans dans *La Revue de l'Énergie*, nous avons envisagé trois scénarios :

- dans un premier, les prix se stabilisent à un niveau de l'ordre de 70 \$/b, en cohérence avec le coût marginal des pétroles non conventionnels ;
- un deuxième scénario envisage un plafonnement de la production des pétroles non conventionnels conduisant au recours à des pétroles plus chers et à un retour du pouvoir de marché de l'OPEP ;
- un troisième scénario défini en analogie avec la situation des années 1998-1999 envisage un plafonnement des productions mondiales à partir de 2020 notamment par manque d'investissements conduisant à une situation potentielle de choc pétrolier.

L'analyse du marché pétrolier depuis 2014 à la lumière de ces scénarios permet d'éclairer les perspectives des années à venir.

Il convient de rappeler sommairement les décisions de l'OPEP. En novembre 2014, sous la pression des monarchies du Golfe, l'OPEP décide de défendre ses parts de marchés en anticipant que la baisse des prix qui en résultera conduira à une baisse significative de la production américaine dont on estime alors que les coûts de production sont élevés. De plus, l'Arabie saoudite trouve vraisemblablement quelques avantages à un prix qui affaiblit à la fois l'Iran chiite, l'État Islamique et la Russie soutien de Bachar El Assad. En Russie d'ailleurs, l'opinion dominante est qu'il y a une collusion entre l'Arabie et les États-Unis pour étouffer l'économie russe.

La résilience de la production américaine se révèle bien supérieure à ce qui était escompté.

La baisse des prix devient insupportable pour les pays producteurs. En novembre 2016, les pays de l'OPEP reviennent à leur politique traditionnelle en décidant une baisse de leur production de 4,8 % : certains producteurs non OPEP, en particulier la Russie, s'associent à cette réduction. Malgré leurs affrontements sur d'autres terrains (Yemen, Syrie), l'Arabie accepte que la baisse de production de l'Iran soit calculée par référence à une source « directe », artifice autorisant en fait ce pays à augmenter sa production. Ce changement de politique a été expliqué par le ministre saoudien Khalid Al Fallih. Il considère que l'OPEP n'a pas la possibilité de lutter contre une évolution à la baisse des prix lorsque cette baisse est liée à un phénomène structurel. Dans les années 1980, c'était le développement des pétroles en mer qui était en cause ; dans les années 2010, c'est la production des pétroles de schistes. Par contre, une réduction de la production des pays producteurs peut être efficace pour corriger des prix déprimés pour des raisons conjoncturelles telles que celle relative à l'existence de stocks élevés observée ces dernières années.

Dans un premier temps les prix sont restés à un niveau bas conformément à notre premier scénario. Les stocks étaient à un niveau élevé, le marché est resté surcapacitaire. Après une diminution limitée, la production américaine croissait à nouveau. Par ailleurs, le marché n'était pas convaincu que les producteurs respecteraient leurs engagements.

Ces derniers mois, le contexte a changé. Des incertitudes apparaissent sur les perspectives de croissance de la production aux États-Unis. Les stocks baissent, principalement parce que, globalement, les pays producteurs respectent leurs engagements. Le marché est aussi influencé par des incidents (ouragans aux États-Unis, arrêt de

Forties...). C'est dans ce contexte que les pays producteurs décident de renouveler pour 2018 le plafonnement de leur production. Les prix remontent pour atteindre 68,73 \$/b le 4 janvier soit une hausse de 26 % en un an. Ainsi on constate une certaine reprise du pouvoir de marché de l'OPEP, conformément à notre deuxième scénario.

Est-on entré dans le schéma décrit dans notre troisième scénario ? Malgré la hausse des prix, l'AIE estime que la demande devrait croître de 1,3 Mb/j en 2018. Par ailleurs, on devrait commencer à constater les conséquences de la baisse drastique des investissements des compagnies pétrolières depuis 2014. Or, on estime que la déplétion naturelle réduit l'offre d'au moins 2,5 Mb/j par an. Augmentation de la demande et déplétion naturelle imposent la mise en production tous les ans de l'équivalent d'un Irak ! Enfin on ne peut ignorer les menaces que fait peser sur le marché pétrolier la situation géopolitique critique de l'ensemble du Moyen-Orient. À nouveau, les hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis peuvent être un *game changer*. En effet, en 2017, les compagnies pétrolières internationales ont investi massivement dans les *shales* aux États-Unis en mettant en place un *business model* adapté à ce type de production. Ainsi, en février 2017, Exxon a investi 6 milliards de dollars pour doubler sa présence dans le bassin du Permian et aura consacré aux *shales* un tiers de ses investissements de forage en 2017, part qui devrait monter à 50 % en 2018. Ces décisions sont en ligne avec les multiples révisions à la hausse, ces dernières années, du potentiel de ces huiles de

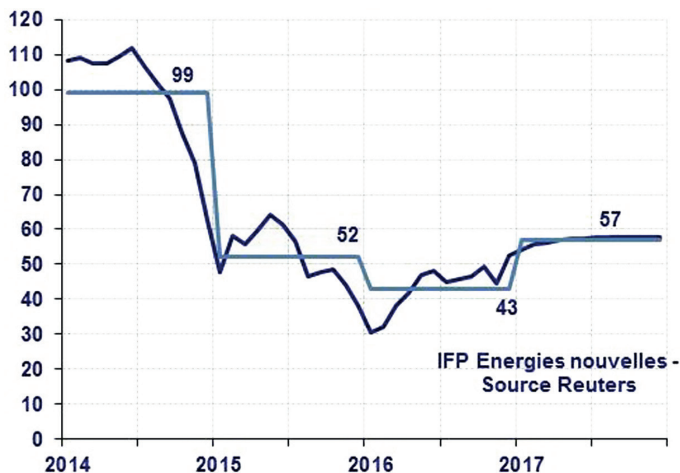
schistes, même si certains freins à l'augmentation des productions apparaissent et si les incertitudes restent élevées.

Ces incertitudes portent en particulier sur les évolutions futures des coûts qui peuvent constituer une référence et l'un des facteurs de la formation des prix pétroliers. Malgré une poursuite probable des progrès techniques, les seuils de rentabilité peuvent en effet être orientés à la hausse si apparaît la nécessité de forer en dehors des zones les plus favorables (*sweet spots*) et si la remontée du prix des services, déjà sensible, se confirme.

À plus long terme, aux inconnues relatives au potentiel des pétroles de formations compactes aux États-Unis et hors Amérique du Nord, à la capacité de l'industrie pétrolière de renouveler ses réserves de brut conventionnel s'ajoute l'incertitude sur les évolutions de la demande. Celles-ci seront liées à différents facteurs tels que les changements de comportement des consommateurs, les progrès techniques et la pénétration de l'électricité dans les transports, le déterminant majeur étant constitué par les politiques et mesures qui seront prises pour lutter contre le changement climatique alors que les objectifs en la matière sont considérés comme prioritaires par l'administration de la plupart des pays... à l'exception de celle du président Trump.

RÉFÉRENCE

« Les prix du pétrole, une ère nouvelle », *La Revue de l'Énergie* n° 627, septembre-octobre 2015



Brent 2014/2017 Moyenne annuelle et mensuelle - \$/b (2017 : base marchés à terme 12/12/2016)