

# ANTOINE ROSTAND

Senior Advisor, Schlumberger

**Antoine ROSTAND, Senior Advisor, Schlumberger**

J'ai pour tâche de définir le futur du pétrole de réservoirs étanches (*light tight oil* ou LTO) aux Etats-Unis et l'impact du LTO américain sur le futur prix du pétrole, et ce n'est pas une tâche facile !

Je vais le faire en trois points. Le premier concerne le gaz de schiste (le gaz, pas le pétrole), car c'est une histoire fascinante et elle peut éclairer de façon très intéressante la situation actuelle du pétrole.

Ensuite, nous passerons au pétrole de réservoirs étanches américain, ou LTO (*light tight oil*). Pour les non-spécialistes, le pétrole de réservoirs étanches est produit par des formations très étanches, grâce à une technologie appelée fracturation hydraulique.

Enfin, je regarderai ma boule de cristal pour vous donner la réponse que tout le monde attend : quel sera le prix du pétrole ?

Pour le gaz, l'histoire est assez étonnante, car c'est une histoire d'entrepreneuriat américain. Au milieu des années 2000, le prix du gaz était très haut aux Etats-Unis, et certaines personnes ont proposé une idée folle : « Pourquoi ne pas produire du gaz de schiste ? » Tout le monde savait qu'il y avait du gaz de schiste, mais il était très cher à produire. Ces personnes ont saisi l'opportunité de forer, fracturer et identifier la présence de gaz.

Au début, ce n'était pas vraiment un succès. Cependant, après quelques essais, elles ont compris qu'elles pouvaient réduire le coût du prochain puits. C'était vraiment nouveau : typiquement, depuis 1973, chaque nouvelle découverte / province était plus coûteuse à développer, dans des eaux plus profondes. Dans le schiste, c'est différent, c'est une industrie d'extraction avec une économie d'échelle et des courbes d'expérience, et chaque nouveau puits est typiquement moins cher à forer et achever que le précédent. Ces entrepreneurs ont réussi à réduire le coût de production du gaz aux Etats-Unis de 15-20 % par an.

La conséquence de cela, c'est que les Etats-Unis produisent à présent suffisamment de gaz pour fournir leur propre marché, à un prix très compétitif. Le gaz remplace le charbon, ce qui entraîne une réduction significative des émissions de carbone aux Etats-Unis. Les Etats-Unis sont à présent dans une position où ils peuvent couvrir le marché mondial du GNL d'ici 20 à 50 ans.

Cela a complètement changé la dynamique du marché mondial du gaz. Il y avait des marchés régionaux, mais la capacité d'export des Etats-Unis a complètement changé le prix du gaz. Il y a une histoire très intéressante que nous avons vue en Lituanie : la simple ouverture d'un terminal d'importation de GNL a suffi à réduire les prix de Gazprom de 25 %.

En résumé, dans le secteur du gaz, il y a beaucoup de gaz bon marché. Le prix du gaz va probablement être bas partout dans le monde pour une longue période de temps, à cause de la révolution du schiste aux Etats-Unis.

La question est : est-ce que ce raisonnement et cette histoire s'appliquent au pétrole ? Quand vous regardez le pétrole, le début de l'histoire est le même. Les foreurs et les entreprises d'exploration et production (E&P) des Etats-Unis sont passés au pétrole après la crise financière. Ils ont commencé à dire « pourquoi ne pourrions-nous pas faire avec le LTO ce que nous avons fait avec le gaz ? »

En 2009, il était toujours très coûteux de produire du pétrole de réservoirs étanches. Le prix moyen était de 93\$ le baril et il y avait une grande variabilité. Le prix pouvait monter jusqu'à 400\$ le baril et descendre jusqu'à 20-30\$, mais en moyenne, il était toujours très coûteux de produire du LTO. Cependant, très rapidement, les entreprises E&P ont appliqué les mêmes technologies, entrepreneuriat et courbe d'expérience pour réduire drastiquement le coût du LTO.

Trois ans plus tard, en 2012, les Etats-Unis ajoutaient un million de barils par jour à l'offre, répétant le succès du gaz dans le secteur du pétrole.

Que s'est-il passé en termes de prix ? A un moment donné, à cause d'une demande accrue et d'une baisse de la production, en particulier depuis la Lybie, même si les Etats-Unis ajoutaient sans cesse à l'offre, le marché était équilibré. Cependant, lors du premier trimestre 2014, le marché a commencé à être en suroffre. Tout le monde a attendu, et après deux ou trois trimestres, ils se sont rendu compte que la situation allait rester ainsi. L'OPEP n'a pas eu d'autre choix que de décider de maintenir la production. Si l'OPEP avait décidé d'arrêter la production, cela aurait simplement soutenu l'élan aux Etats-Unis et ces derniers auraient remplacé la production quasi immédiatement.

Cependant, comme nous l'avons dit, c'est un commerce d'entrepreneuriat, et aux Etats-Unis, les prix ont baissé et les opérateurs ont commencé à réduire leurs dépenses en capital (CAPEX). Ils ont réduit leurs CAPEX de près de 40 % entre 2013 et 2014, ce qui a eu pour conséquence immédiate d'arrêter l'activité de forage. Il faut comprendre que dans le secteur du LTO, la plupart des CAPEX sont très liées. Cela coûte environ 7-8 million de forer et fracturer un puits. Le puits produit beaucoup pendant 2-3 mois et ensuite décline très vite. Le coût du puits est rentabilisé en 6 à 10 mois et ensuite le reste de la production est au profit de l'opérateur.

Comme on pouvait s'y attendre, la production de LTO a baissé, pas aussi vite que certains le pensaient puisqu'il y a une certaine latence. Cela prend 6 mois ou un an pour que la production baisse véritablement. Selon les dernières estimations d'IHS, nous aurons perdu un million de barils par jour en juillet 2016 par rapport au pic.

Je vais maintenant sortir ma boule de cristal. Le raisonnement est basé sur la courbe des coûts, ce qui est un peu technique. Une courbe des coûts observe les diverses sources de liquide, et l'éventail des coûts d'exploration, de développement et de production de ces ressources. Il y avait une hiérarchie traditionnelle des coûts : le pétrole le moins cher vient du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord, puis viennent les autres pétroles conventionnels, puis la récupération assistée du pétrole, puis le brut. Le pétrole de réservoirs étanches était à la fin de la courbe des coûts, la source la plus coûteuse. La révolution du schiste a complètement modifié la courbe des coûts en plaçant le pétrole de réservoirs étanches au milieu.

Cependant, il faut noter que le pétrole de réservoirs étanches ne représente qu'une très petite part des ressources totales et ne constitue que 7 % des ressources mondiales. Ce n'est pas le cas dans le secteur du gaz, où le gaz de réservoirs compacts et le gaz de schiste représentent 50 % des ressources mondiales. Donc le LTO américain ne peut pas remplacer la Russie et l'Arabie saoudite. C'est une ressource significative mais marginale. Elle peut monter à 7, 8 ou 10 millions de barils par jour, donc elle est significative, mais ne peut remplacer le reste de la production. Il y aura toujours une concurrence entre les diverses sources de liquides.

Dans les marchés du pétrole, il y a toujours beaucoup d'incertitudes : la géopolitique, la réaction de l'OPEP, les technologies de l'offre, les technologies de la demande, la réglementation... Par exemple, si les technologies de batteries pour voitures s'améliorent plus vite que prévu, cela pourrait réduire la demande. Du côté de l'offre, une meilleure fracturation hydraulique signifie que l'on peut extraire plus de pétrole du sol, menant à un meilleur facteur de récupération assistée et un impact plus durable du LTO sur les marchés mondiaux.

En résumé, dans le secteur du pétrole, il y a toujours beaucoup d'incertitudes, ce qui veut dire qu'aujourd'hui, les scénarios du prix du pétrole sont plus variés que jamais. J'écoutais l'autre jour le chef de l'EIA, l'Agence d'information sur l'énergie, aux Etats-Unis. Il disait que pour la première fois, ils ont une fourchette de 30 à 110 dans leur éventail de scénarios, donc voici ma prédiction !