

AU FIL DES REVUES DU TRIMESTRE

par A. Perrodon

1.1 Autour du "peak oil"

Sur ce sujet central, R. Mabro, économiste et ancien directeur du Oxford Institute of Energy Studies, rappelle dans la Revue de l'Energie (jan.-fév.07) quelques définitions et données de base de ce nouveau paradigme. Il recentre ainsi le débat sur l'importance et la nécessité d'investir "at the right time" pour éviter une panique qu'il juge à ce jour injustifiée.

Dans "The American Oil & Gas Reporter" de février, G.S. Little analyse plus particulièrement l'influence des facteurs prix et demande sur les scénarios de production. Il prévoit un pic imminent de la production non OPEP et conclut : "*Peak is inevitable, but factors other than geology may dictate its timing*".

De son côté David Straham, ancien journaliste de la BBC et auteur de "the last oil shock", reprend les données du rapport World Petroleum Assesment 2000 de l'USGS. Il constate que depuis 2000, les découvertes n'ont atteint qu'une moyenne annuelle de 9 Gb, au lieu des 22 Gb prévus dans le rapport, dans le même temps, dans la tendance générale de baisse de rendement de l'exploration constatée ces dernières années. Dans ces conditions, le total des nouvelles découvertes à l'échéance 2030 ne serait pas de 660 Gb, comme prévu dans le rapport, mais seulement de l'ordre de 270 Gb. Dans l'hypothèse d'une croissance annuelle de 1,7 %, la moitié des réserves ultimes conventionnelles serait consommée en 2017, au plus tard en 2021, en supposant par ailleurs une addition de 612 Gb de "field growth", ce qui paraît à l'auteur bien optimiste. "*in fact, écrit-il, there is some reason to believe that reserve growth may also start to falter soon*". (Petroleum Review april 07).

Sur ce sujet, le cas de la mer du Nord est assez exemplaire, comme on peut le lire dans le "Petroleum Economist" d'avril. La production de brut y a décliné l'an dernier de 7,5% et celle de gaz de 2,7%, malgré une augmentation de 3,1% du secteur gazier norvégien. On notera que ce déclin s'est accusé en dépit d'un accroissement de l'effort d'exploration qui a vu l'exécution de 113 puits d'exploration, effort lui-même freiné par une pénurie d'appareils de forage.

Ce déclin quantitatif est aggravé par les caractéristiques des hydrocarbures découverts. David Wood note que ceux-ci sont de plus en plus "lourds" et acides (soufrés), alors que la demande tend à privilégier les bruts "légers". "*Only 20% of global oil production supply can be classified as light and sweet, with the remaining 80% or so classified as medium/heavy and sour*" (Petroleum Review april 2007). Le brut de Dalia (21 – 25° API) en est le dernier exemple.

On lira dans ce même exemplaire la présentation de la réunion annuelle de l'IP, l'Institut du Pétrole de Londres : Si le "peak oil" n'en est pas le point central, sa menace sous-tend les débats. Cl. Mandil, directeur de l'AIE (Agence Internationale de l'Energie), y tempère l'optimisme bien connu de l'AIE, avec la nécessité de lourds investissements dans des pays qui ne sont pas pour autant prêts à les recevoir. Il invoque le recours à un "technology breakthrough", ce qui est toujours bien difficile à prévoir. Pour André Gould, "chairman and CEO of Schlumberger", comme chacun

sait, "the more intractable challenge is the lack of people with proper experience and sufficient technical education".

Quant au docteur Amari, ambassadeur de l'Arabie Saoudite à Londres, il rappelle fort à propos que "the key question was deliverability, not reserves."

On ne saurait pour autant passer sous silence les découvertes majeures effectuées ces derniers temps dans les offshore profonds, grands fonds marins, du Congo, de l'Angola, du Brésil et du Golfe du Mexique. Dans ce dernier, les découvertes infrasalifères du Wilcox (Eocène) ouvrent incontestablement de nouveaux horizons (voir notamment O&GJ 14.02.07, World Oil, march 07, Offshore jan et fév 07).

Cependant, comme le note le géologue N. K. Horn (O&GJ 02 et 09.04.07) depuis les années 90, si l'on découvre toujours des champs géants, leur taille tend à décroître et le pourcentage de gaz à augmenter. On constate, par ailleurs, que les délais de mise en exploitation ne cessent de s'allonger, tandis que les budgets explosent, à l'exemple de Kashagan, dont le début de production est maintenant reporté à fin 2010 pour un plateau à 1,2 Mbj en 2019 avec un investissement pratiquement doublé à 19 G\$ (Petroleum Economist avril 07).

L'article le plus intéressant concernant le "peak oil", et le plus récent, est sans aucun doute celui de R. L. Hirsch (World Oil march 07). L'auteur compare les différentes prévisions publiées, une trentaine au total, classées en trois tableaux suivant la date du pic : avant 2012, entre 2012 et 2022 et au delà de 2022. Après avoir noté que l'estimation des réserves ultimes "would not significantly change the date of world peaking", conclut que "adequate, timely mitigation, the economic costs to the world can be minimized".

1.2 Du côté des sociétés pétrolières et gazières

Dans ce contexte général difficile et incertain, les sociétés multinationales (Exxon Mobile, BP, Total...), les IOCs (International Oil Companies), sont de plus en plus confrontées à la politique nationaliste et souvent protectionniste des NOCs (National Oil Companies). Certes, comme le rappelait récemment le "chairman" d'Exxon Mobil, lors de la réunion de l'IP, "EP (Exploration & Production) had always been a challenge" et il convient de rester optimiste.

Il n'en reste pas moins que le libre accès des IOCs aux réserves mondiales est tombé à 16%, contre 65% aux NOCs, et celles-ci ont progressivement acquis un savoir faire qui rend un certain nombre d'entre elles plus ou moins autonomes, réduisant le rôle des IOCs à celui de simples contracteurs, comme l'écrivent S. Vikas et C. Ellsworth (O&GJ 26.03.07).

Franchissant une étape supplémentaire, les NOCs déploient leurs activités hors de leurs frontières nationales, intensifiant ainsi une concurrence de plus en plus dure et souvent agressive. Dans ces conditions les IOCs ont de plus en plus de difficultés à assurer le renouvellement de leurs réserves. Une récente étude d'Evaluate Energy révèle que si les 24 premières sociétés cotées réussissent à maintenir leurs réserves de pétrole et de gaz, les "Big 5" (Exxon Mobile, BP, Shell/Deutsh, Chevron et Total) accusent un léger déclin de celles-ci, leur part sur le marché mondial fléchissant de 13,5% en 2002 à 12,3% en 2006 (Petroleum Review avril 07).

Les majors sont ainsi amenés à se tourner de plus en plus vers les secteurs à haute technologie, où leur avance est encore réelle, comme les offshore profonds,

les bruts extralourds et autres pétroles synthétiques et le raffinage à conversion profonde. Mais là non plus, les IOCs ne doivent pas se faire d'illusions, la concurrence y est déjà vive. Les grandes sociétés exportatrices sont aussi préoccupées d'assurer des débouchés garantis à leur production, que les pays importateurs à prévenir tout risque d'approvisionnement. Le géant russe Gazprom, par exemple, un véritable Etat dans l'Etat pour certains, multiplie les participations pour transporter et vendre son gaz aux grands pays consommateurs (toute la presse).

D'une façon générale, les IOCs sont aussi amenées à faire valoir leur savoir faire, non seulement dans les activités avales, mais également dans le management des grands projets, notamment dans le cadre de partenariats avec les NOCs. Mais elles doivent, pour ce faire, mettre davantage l'accent sur le long terme en prenant quelque distance avec les politiques de recherche de hauts revenus à court terme, écrivent encore Vikas et Ellsworth (O&GJ 02.04.07).

A.P

(extraits de presse suite)

Le numéro de janvier-février de la Revue du Palais de la Découverte intitulé "*Energies, anticiper les ruptures*" présente un article de notre collègue François Roux, professeur à l'IFP sur les "*Perspectives des combustibles fossiles*". Ce point de vue d'un "géologue explorateur", suivant le sous-titre, expert en tectonique, nous offre dans une première partie une claire mise au point sur la géologie et la géochimie des hydrocarbures et notamment sur la formation des gisements. La seconde partie, consacrée aux perspectives de l'exploration et de l'exploitation est malheureusement nettement moins lumineuse, restant trop souvent dans le vague ou les généralités, risquant de ne guère répondre de façon précise aux questions des lecteurs. Ils présentent les estimations d'ASPO de manière incorrecte et tendancieuse.

Nos collègues belges viennent de publier, aux éditions Scripta, sous la signature de Michel Wantelet, professeur à l'université de Mons, un intéressant livret intitulé "*Notre vie quotidienne en 2050*". L'auteur, qui rappelle les difficultés de ce genre d'exercice en se référant à ce qu'on écrivait sur l'an 2000, il y a moins d'un siècle, se propose seulement "*ce que demain pourrait être*" compte tenu de l'épuisement inéluctable des sources d'énergies fossiles en dépit du progrès probable des technologies.

Derrière cette présentation "*un scénario parmi d'autres*", l'auteur tient à montrer "*que demain ne sera pas comme aujourd'hui et que la transition risque d'être douloureuse si nous ne commençons pas, dès maintenant, à prendre les mesures qui s'imposent*". On ne saurait trop le répéter, connaissant le poids des habitudes et la grande inertie des comportements.