

## PIERRE-RENÉ BAUQUIS

*PROFESSEUR TPA,  
PROFESSEUR ASSOCIÉ  
ENSPM*



## **LES BRUTS ULTRA-LOURDS ET LES HUILES DE SCHISTES N'AURONT PAS D'INFLUENCE SUR LA DATE DU « PEAK OIL »**

**Pour clore ce dossier sur les huiles ultra-lourdes et autres sables et schistes, nous avons demandé à Pierre-René Bauquis quels sont leurs potentiels de production à moyen et long terme (2020-2050). Ancien conseiller du président de Total, Thierry Desmarest, Pierre-René Bauquis est aujourd'hui professeur associé à l'ENSPM et professeur auprès de l'association TPA (Total Professeurs Associés). Auteur de trois livres sur l'économie des hydrocarbures, il a signé à la fin des années 1990 un « point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050 », qui fait depuis référence. Nous lui laissons la parole.**

Nous ne reviendrons pas sur les questions de terminologie au sein du continuum des pétroles bruts, des plus légers aux plus lourds, sauf pour rappeler que les différences de terminologies cachent l'essentiel, c'est-à-dire le fait que les bruts ultra lourds de l'Athabasca et de l'Orénoque sont pratiquement identiques (degré API et composition) et qu'ils sont situés dans des réservoirs également pratiquement identiques (sables de même porosité, perméabilité, saturation en huile et saturation en eau).

Seules diffèrent les viscosités de fond pour des raisons de différences, non pas de climat mais de gradients géothermiques. Par contre les huiles obtenues par pyrolyse de schistes bitumineux (bien mal nommés comme le souligne l'article ci-après) sont des produits légers, dont la densité moyenne serait proche de celle d'un kérosène ou d'un gas-oil : rien à voir avec les ultra lourds !

### **RESSOURCES ET RÉSERVES :**

On en sait assez sur les grandes provinces d'huiles ultra lourdes pour avancer des tonnages ou volumes de ressources pour ces bruts. C'est une toute autre affaire lorsque l'on commence à parler réserves : ce qui est publié par les États (Canada ou Venezuela) est totalement arbitraire et ne correspond en rien aux définitions admises des différentes catégories de réserves (1p, 2p, 3p ... ou prouvées, probables, possibles).

Le concept même de réserves suppose une exploitation commercialement possible aux prix actuels et avec les technologies actuelles : les 180 milliards de barils du Canada ne correspondent pas à ce concept et constituent un chiffre politique arbitraire. C'est trop ou trop peu : c'est trop si on devait extraire de telles quantités avec les techniques actuelles (d'où viendrait l'énergie nécessaire ? Avec quelles hypothèses de coût d'émission du CO<sub>2</sub> ?), ou trop peu si on se dit qu'on doit bien pouvoir utiliser la chaleur et l'hydrogène nucléaires à partir de 2020 ou 2030 ... Si tel était le cas, les réserves seraient plutôt de l'ordre de 300 Gbls., et du même ordre de grandeur au Venezuela.

Quant aux schistes bitumineux, le recours à la "boule de cristal" est encore plus nécessaire même pour pouvoir articuler de simples ordres de grandeur de ressources : les quantités "en place" sont gigantesques mais tout est une question de teneur de coupure (ou de teneur en huile de pyrolyse récupérable par tonne de

matière première). Le fait qu'il ait existé plusieurs dizaines d'exploitation aux États-Unis et plusieurs centaines dans le monde (dont seules deux encore actuellement en exploitation, en Estonie et au Brésil) ne peut contourner cet obstacle conceptuel. Là aussi les limitations sont largement énergétiques... et environnementales. En fait les concepts de ressources et même de réserves sont sans intérêt pour se faire une opinion du potentiel de production aux horizons du moyen ou du long terme, c'est-à-dire de 2020 ou 2050 : les limitations ne tiennent pas à la disponibilité de la "matière première". Là aussi la "chaleur nucléaire" sera probablement une des clefs pour faire reculer les limitations en matière de production.

### POTENTIELS DE PRODUCTION 2020/2050

Le tableau ci-après donne une "vision" qui ne vaut que ce que valent les hypothèses sous jacentes, en matière de géologie, de technologies et d'économie.

Ce tableau correspond à notre vision du "Peak Oil" tel que publié il y a déjà dix années. Nous avons ajouté dans le tableau ci-après nos hypothèses en matière de contribution des ultra lourds et des huiles de schistes à

la production mondiale d'hydrocarbures liquides naturels (les véritables synthétiques, ou XTL, étant exclus). Rappelons que cette vision d'un Peak à un niveau de 100 Mb/j (plus ou moins 5Mb/j) autour de 2020 (plus ou moins 5 ans) est une vision technico-économique qui n'inclut pas de restrictions "politiques" en matière d'investissement ou de niveau effectif de production. Il est clair que de telles restrictions seraient susceptibles d'avancer la date de ce Peak jusqu'à la date d'aujourd'hui, et de réduire le niveau de ce Peak ou de ce plateau jusqu'au niveau de production présent, disons 85 Mb/j.

Ce tableau illustre un point important : les bruts ultra lourds et les huiles de schistes ont une importance stratégique (avec 6 % de la production pétrolière mondiale en 2020 et près de 15 % en 2050), mais n'auront pas d'influence sur la date du "Peak Oil". Leur rôle essentiel sera de ralentir le déclin de la production mondiale au-delà de 2020. La clé du niveau ultime de leur production n'est pas une question de ressources, mais la possibilité (ou non) de résoudre les questions environnementales liées à leur production : bilan CO<sub>2</sub> et bilan eau constituent le cœur des questions auxquelles il faudra apporter des réponses.

<b>En millions de barils/jour</b>	<b>2005</b>	<b>2020</b>	<b>2050</b>
Production OCDE dont : ultra lourds (Canada, USA, etc)	18 (1)	15 (3,5)	10 (4)
Production OPEP (*) dont ultra lourds (Venezuela, Nigeria, etc.)	27 (0,6)	40 (1,5)	25 (3)
Production non OCDE et non OPEP (y compris Angola) dont ultra lourds (Chine, Russie, etc.)	36 (0)	43 (1)	30 (3)
Total pétroles bruts hors huiles de schistes dont ultra lourds	81 (1,6)	98 (6)	65 (10)
Huiles de schistes	(0)	(0)	(5)
<b>Grand total Mblj/j</b>	<b>81</b>	<b>98</b>	<b>70</b>
<b>GT/an</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>3,5</b>

\* Périmètre OPEP de 2006 (sans Angola)