

# Shale oil, shale gas et autres non conventionnels dans une perspective géologique

Alain Perrodon, Pierre-René Bauquis

***Les progrès dans l'exploitation des shale oil et shale gas aux États-Unis ces trois dernières années ont été spectaculaires, de sorte que ces termes reviennent régulièrement dans les médias français et européens. Pour la clarté du débat, il nous a paru indispensable de revenir aux fondamentaux de ces notions: ceux de la géologie.***

Un point de terminologie tout d'abord: il convient de les appeler pétroles et gaz de roches-mères, sinon on confondra *shale oil* et *oil shales* pendant des décennies alors que ces deux sources potentielles d'hydrocarbures liquides n'ont strictement rien de commun au plan géologique.

Les *oil shales* (ou schistes bitumineux en français) sont des roches-mères non matures contenant un précurseur du pétrole: le kérogène. Un traitement thermique permet d'en extraire de «l'huile de schiste» qui est clairement à classer dans les pétroles synthétiques, pour lesquels nous suggérons le nom de STL (*Shale To Liquid*), par analogie aux CTL, GTL, BTL, HTL. Les *shale oil* sont par contre des pétroles matures contenus dans des roches-mères dont ils n'ont pas été expulsés. Ceux-ci sont bien des pétroles naturels, mais à classer dans les pétroles non conventionnels car ce sont leurs réservoirs qui ne sont pas conventionnels.

De nombreux auteurs aux USA, pour éviter cet écueil, utilisent le terme de *tight oil* pour le *shale oil*: ceci n'est pas souhaitable car il existe des réservoirs de *tight oil* qui sont des réservoirs conventionnels à très faible porosité et faible perméabilité (réservoirs clastiques ou carbonatés recimentés).

Un regard sur le passé, même rapide, peut faciliter notre compréhension du présent. Les progrès récents ne doivent cependant pas nous faire perdre de vue quelques découvertes plus ou moins anciennes, qui apparaissent aujourd'hui comme des précurseurs. Leur exemple peut faciliter la compréhension de ces nouveaux hydrocarbures «non conventionnels».

Replaçons-nous d'abord dans le cadre simpliste d'une histoire encore jeune. Certes, dès la Préhistoire, les hommes ont utilisé des produits noirs et visqueux pour leurs usages domestiques. À cette longue phase de cueillette a succédé, au cours du XIX<sup>e</sup> siècle, une recherche plus élaborée, avec le creusement de puits, d'abord «à la main», par tarière et par forage mécanique ensuite. Ces puits étaient implantés au voisinage immédiat des suintements de surface qui alimentaient la collecte préhistorique ou historique. C'était là une approche directe qui donna lieu aux premiers développements de l'ère préindustrielle: la concession de Pechelbronn en Alsace fut octroyée sous Louis XV, bien avant que le colonel Drake ne fore à Titusville en Pennsylvanie.

Le constat de certains résultats conduisit ensuite quelques prospecteurs plus perspicaces à suggérer une relation entre la présence d'une

accumulation et certains traits tectoniques de surface: ce fut, avec l'introduction de la «théorie anticlinale», l'entrée de la géologie dans la prospection pétrolière, nouvelle phase que l'on peut qualifier d'approche indirecte. En effet, on ne recherchait plus directement le gisement lui-même, mais le gîte où les hydrocarbures avaient pu «se faire piéger» et se concentrer.

Alors que les hydrocarbures devenaient rapidement la première source d'énergie, objet elle-même d'une demande sans cesse croissante, les progrès des techniques, en premier de la prospection sismique, permettaient peu à peu de déchiffrer l'architecture du sous-sol, en mettant en évidence des anomalies structurales pouvant abriter des accumulations d'hydrocarbures: c'est ainsi que furent découverts, et que l'on découvre encore, les grands gisements qui assurent aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale.

La nature n'est pas avare de complexité et les anomalies géologiques y sont légion ! Des prospecteurs bons observateurs ne furent pas sans remarquer certains gisements dont l'ordonnance semblait échapper aux règles reconnues. Par exemple, on remarqua des cas où le brut, mais aussi le gaz, étaient certes bien présents dans une formation donnée, mais indépendamment des situations structurales ou stratigraphiques. Ils imprégnaient solidement une couche, sur de vastes superficies, mais ne s'en laissaient extraire qu'avec peine, à des rythmes modestes et rapidement décroissants. On constatait cependant, au gré des faciès, que certaines zones se montraient moins réticentes comme en témoignent les cinq exemples suivants.

Dans la «bible pétrolière», l'ouvrage *Petroleum Geology* du grand Levorsen, on note page 118 de l'édition de 1956 que dans le *Spraberry trend*, découvert au début des années 1950 dans l'ouest du Texas, la production vient de deux niveaux de silts et grès fins, encadrant un mince lit de marnes noires (*shales*), datées du Permien inférieur et plus ou moins naturellement fracturées. Sur une superficie de 2 800 km<sup>2</sup>, des milliers de forage furent réalisés pour produire une faible part du milliard de barils reconnus en place. Paradoxe,

les zones les plus productives correspondaient aux faciès les plus fins, aux milieux les plus confinés, la qualité de la roche-mère prenant le pas sur les caractéristiques des réservoirs.

En 1963, les Russes découvrent en Sibérie occidentale le champ de Salym. La production provient d'une formation argileuse particulièrement riche en matières organiques, datée du Jurassique supérieur (époque bénie pour les milieux confinés): la formation Bazhenov. Les volumes en place sont estimés à plus de 7 milliards de barils. Mais l'extraction est des plus difficiles et, après plusieurs années d'efforts, les réserves sont ramenées à quelques 500 millions! Devant la réticence de cette formation à libérer son pétrole, les Russes tentèrent de la stimuler par explosion nucléaire, sans succès ! Cette remarquable roche-mère est aujourd'hui élevée au rang de *shale oil*, et Shell et Exxon s'y intéressent.

Dans le bassin de Williston (États-Unis et Canada), la formation Bakken est connue de longue date comme la roche-mère d'une série de gisements structuraux. Elle est promue aujourd'hui au rang de grande ressource de *shale oil*. En fait, la production provient essentiellement de deux petits niveaux de sables dolomitiques, peu perméables, mais fracturables, alors que les niveaux plus argileux ne présentent pas cette propriété.

En 1978, c'est au Canada la découverte du gisement de gaz d'Elmworth, dans le synclinal de l'Alberta. Les grès compacts du Crétacé présentent en ce lieu une légère amélioration de la perméabilité qui permet des productivités de puits convenables. En outre, sur une vaste superficie, ces grès sont gorgés de gaz, bien que situés au-dessous de niveaux aquifères: ce sont des gaz non conventionnels (cf. J.A. Masters, 1984) du type appelés aujourd'hui *tight gas*.

Enfin c'est dans les années 1980 qu'eurent lieu les premières «créations de réserves» par fracturation hydraulique dans la formation à diatomites de Monterey, dans le bassin de San-Joaquin en Californie.

Tous ces exemples de gisements correspondent à des anomalies le plus souvent sédimentaires, les caractéristiques du sédiment pouvant induire une plus ou moins

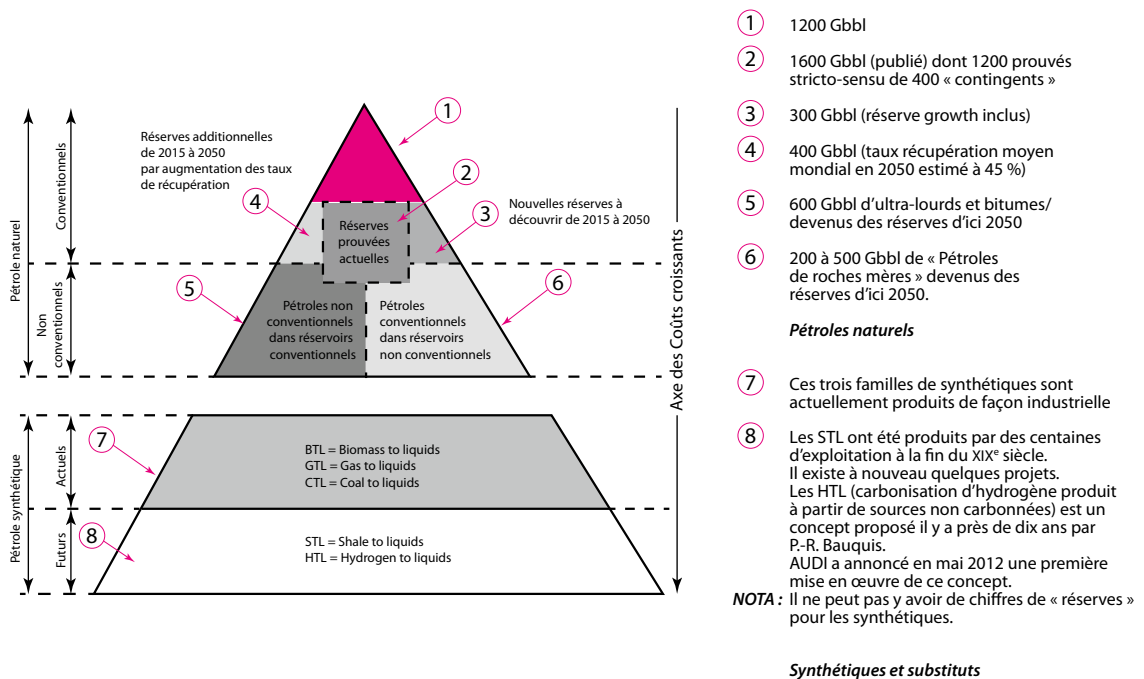
grande « fractabilité » dans une couche potentiellement roche-mère et portée au degré de maturation adéquat. Ces bruts et ces gaz ont la même origine, les mêmes compositions que ceux que l'on rencontre dans les gisements classiques, souvent de bonne qualité. La différence, c'est ici le contenant, la roche « réservoir » qui n'est pas conventionnelle, un peu à l'image des concentrations minières métallifères dans le sédimentaire ou le volcano-sédimentaire. Les convergences avec l'exploitation minière deviennent évidentes lorsque la production d'hydrocarbures procède par l'exploitation de carrières ou de mines à ciel ouvert de roches bitumineuses, porteuses d'hydrocarbures ultra-visqueux, voire solides, résultant de profondes altérations ou d'une insuffisance de maturation. Ceci nous ramène aux premiers âges de l'industrie pétrolière : Pechelbronn fut d'abord exploité par galeries minières, ensuite par puits forés, d'abord à la tarière puis par battage, enfin par méthode rotary.

Les illustrations 1 et 2 tentent de résumer la problématique des pétroles conventionnels et

non conventionnels et de chiffrer les réserves telles que l'on peut aujourd'hui les estimer.

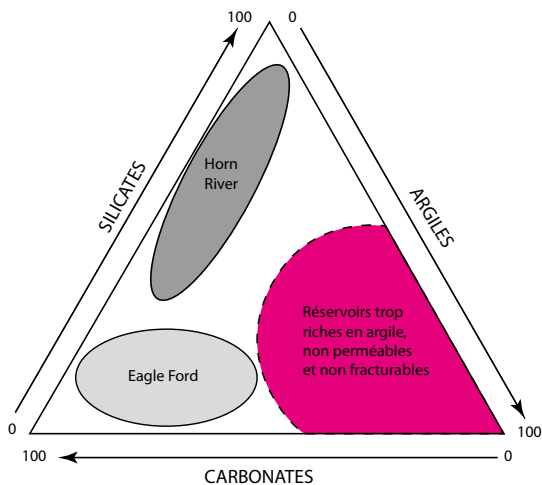
Mais revenons à la problématique spécifique des nouvelles réserves non conventionnelles constituées par les pétroles et gaz de roches-mères. Il va sans dire que des formations compactes, très peu perméables dans la majorité de leur extension, ne peuvent donner que de faibles débits sur de courtes durées et, finalement, ne délivrer qu'une très modeste part des volumes en place. Ceci entraîne, en matière d'exploitation, une densité de puits élevée, des opérations de fracturation hydraulique très intenses et génératrices de fortes perturbations sur le terrain ; en conséquence, de grosses difficultés sociétales.

Il conviendrait cependant de relativiser celles-ci : les milliers de puits forés dans ces types de formations et ayant recouru à la fracturation hydraulique n'ont entraîné aucun accident sérieux, que ce soit au niveau des pollutions d'aquifères (le documentaire à succès *Gasland* mériterait le qualificatif de fumisterie) ou de la micro-sismicité induite. Cela ne veut



**Figure 1 : La pyramide des réserves pétrolières de pétroles naturels et le domaine des pétroles synthétiques et substitués.**

Source : Alain Perrodon et P.-R. Bauquis - Sept. 2012



**Figure 2 : Minéralogie des réservoirs de « Oil Shales » (pétroles de roches mères).**

Source : D'après Jim Buckee. Talisman ASPO 2012.  
P.-R. Bauquis - Sept. 2012

pas dire qu'il ne faut pas imposer des règles strictes pour encadrer la pratique des opérations de fracturation hydraulique: ceci devrait comprendre l'obligation de fournir aux autorités la liste complète des produits injectés, avec leurs compositions et quantités, l'interdiction d'emploi de produits qui pourraient être nocifs, des procédures strictes de disposition des eaux de production, etc.

Dans ces types de réservoirs, la grande hétérogénéité des horizons producteurs, difficiles et parfois impossibles à prévoir dans les implantations de forage, est la cause d'une grande imprécision dans l'extrapolation des résultats initiaux et peut parfois mener à l'abandon des projets de développement.

Les succès, principalement aux États-Unis, sont le fruit d'application de techniques connues, certaines depuis plus ou moins longtemps dans le contexte classique de l'industrie pétrolière. Il s'agit tout d'abord des progrès de la sismique qui permettront de mieux identifier les zones ayant des caractéristiques de production favorables. Cependant, dans ces nouvelles opérations, l'approche qui s'établit progressivement ne repose pas uniquement sur la géophysique et est pluridisciplinaire, associant un large éventail de connaissances de toutes natures, aussi importantes les unes que les autres dans l'appréciation des prospects.

Les différentes géosciences, géologie, géophysique de surface et mesures géophysiques dans les puits ainsi que le *reservoir engineering* doivent être simultanément mises à contribution pour déterminer les zones préférentielles économiquement productibles du fait de leurs meilleures perméabilités et/ou «fracturabilités».

On est là dans un nouvel acte de la grande saga pétrolière. Une histoire qui va naturellement du simple au complexe dans l'exploitation d'une même famille d'hydrocarbures dont les différents membres s'enchaînent dans une difficile continuité. Une séquence où les lignes de partage entre conventionnels et non conventionnels apparaissent floues et mobiles, le non conventionnel d'un jour devenant le conventionnel de demain au gré des progrès techniques et des aléas économiques et sociétaux.

Laisser en friche sans même s'assurer de leurs présences les éventuelles ressources en France de pétroles ou gaz de roches-mères n'est pas raisonnable. Si le Bassin parisien recèle des ressources de pétrole dans les épontes de la roche-mère du Toarcien, il serait bon de les évaluer. Si cette même roche-mère contient des ressources gazières exploitables dans le Couloir rhodanien ou ailleurs, il faudrait le savoir.

Comment, dans cette perspective et cette fois au plan mondial, ne pas inclure ces nouveaux gaz et pétroles dans nos visions à long terme des productions et nos estimations des réserves ultimes. La courbe de déclin des premières s'en trouvera atténuée et le montant des secondes revu à la hausse. Ces futures productions non conventionnelles seront encore plus incertaines à évaluer que celles des hydrocarbures conventionnels du fait de la forte élasticité de ces réserves vis-à-vis des prix et vis-à-vis des futures mesures de protection de l'environnement, nécessaires si nous voulons laisser à nos enfants une planète où il fera bon vivre.

Ajoutons cependant que, même si ces nouvelles réserves pouvaient apporter une contribution importante pour adoucir l'inévitable transition énergétique en faveur des énergies non carbonées, elles ne seront pas à même de modifier sensiblement la problématique du maximum mondial de production.

Les courbes jointes montrent plusieurs choses :

- Les faibles débits des puits de *shale oil* et leur déclin rapide (illustrations 3 et 4).
- L'essoufflement de la production mondiale de pétrole *stricto sensu* depuis 2005 (illustration 4).

La nécessité est de bien définir ce que l'on comptabilise quand on parle de la production mondiale (ou de celle de tel ou tel pays) : avec ou sans les liquides de gaz naturel (NGL's), tous les NGL's ou seulement ceux qui vont entrer dans les raffineries ? Avec ou sans les synthétiques ? Quantités à l'entrée des raffineries ou à la sortie (la différence étant les « gains en raffineries ») ? On comprendra aisément pourquoi l'AIE (Agence internationale de l'énergie) et l'EIA (Energy Information Agency US) annoncent des chiffres assez différents, simplement parce qu'ils ne retiennent pas les mêmes définitions de la production pétrolière (illustration 5).

Donner des chiffres de réserves mondiales de telle ou telle catégorie, ou même des

chiffres de productions mondiales avec plus de deux chiffres significatifs, n'a donc aucun sens, sauf à préciser les hypothèses retenues pour ces évaluations. Au-delà des imprécisions liées aux définitions qu'ils utilisent, certains auteurs ajoutent à la confusion en usant de termes impropres ou en procédant à des extrapolations sans fondement géologique. Une étude récente publiée sous les auspices prestigieux de la Harvard Kennedy School (Leonardo Maureri, juin 2012) en offre un exemple attristant (cf. *Revue de l'Énergie* 608).

Nous concluons en disant que, même si l'ASPO (dont les deux auteurs sont membres fondateurs) devait à l'avenir modifier la signification de ses initiales et passer de « Association for the Study of Peak Oil » à « Association for the Study of Plateau Oil », nous sommes désormais proches de ce maximum. Nous pensons que celui-ci interviendra à l'horizon 2020, plus ou moins cinq ans, avec un niveau mondial de production de pétroles naturels de l'ordre de 100 millions de barils par jour, plus ou moins cinq millions de barils par jour.

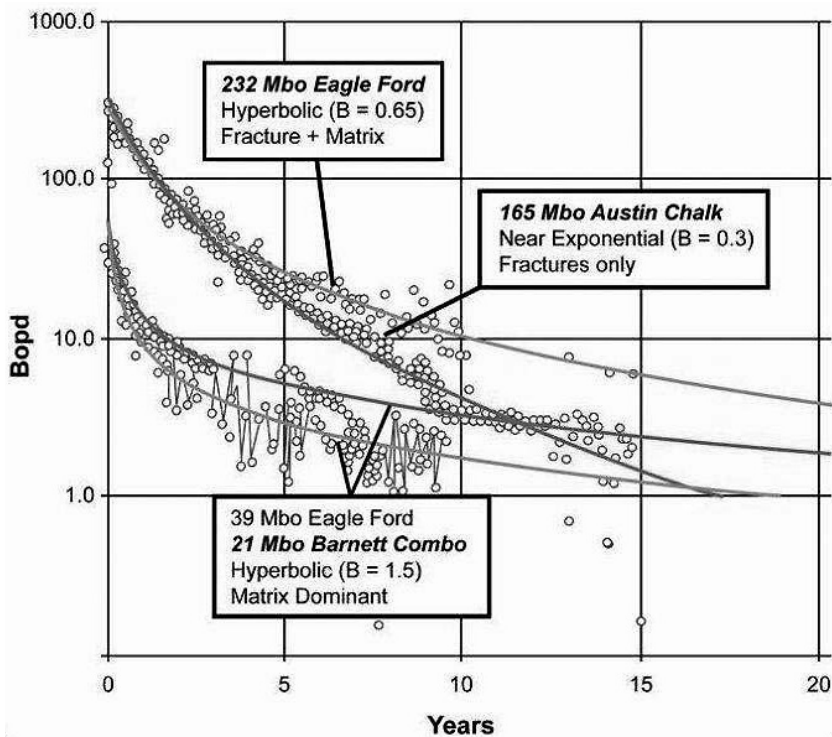


Figure 3 : Courbes typiques de déclin dans divers réservoirs compacts.

Source : EOG. P.-R. Bauquis - Sept. 2012

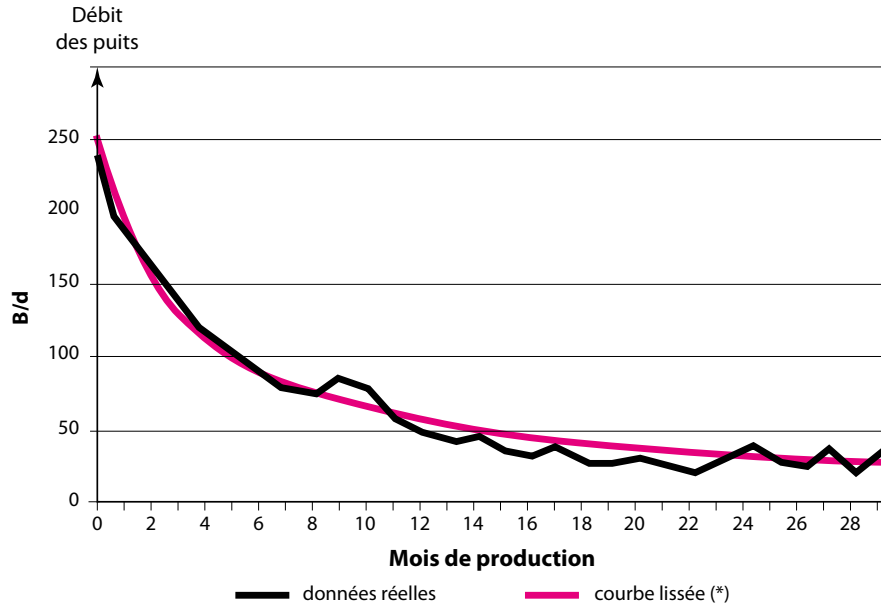


Figure 4 : Pétroles des « Bakken Shales ».

Source : North Dakota et Montana - Ressources Departments. Sommation des puits 2009 et 2010.  
P.-R. Bauquis - Sept. 2012

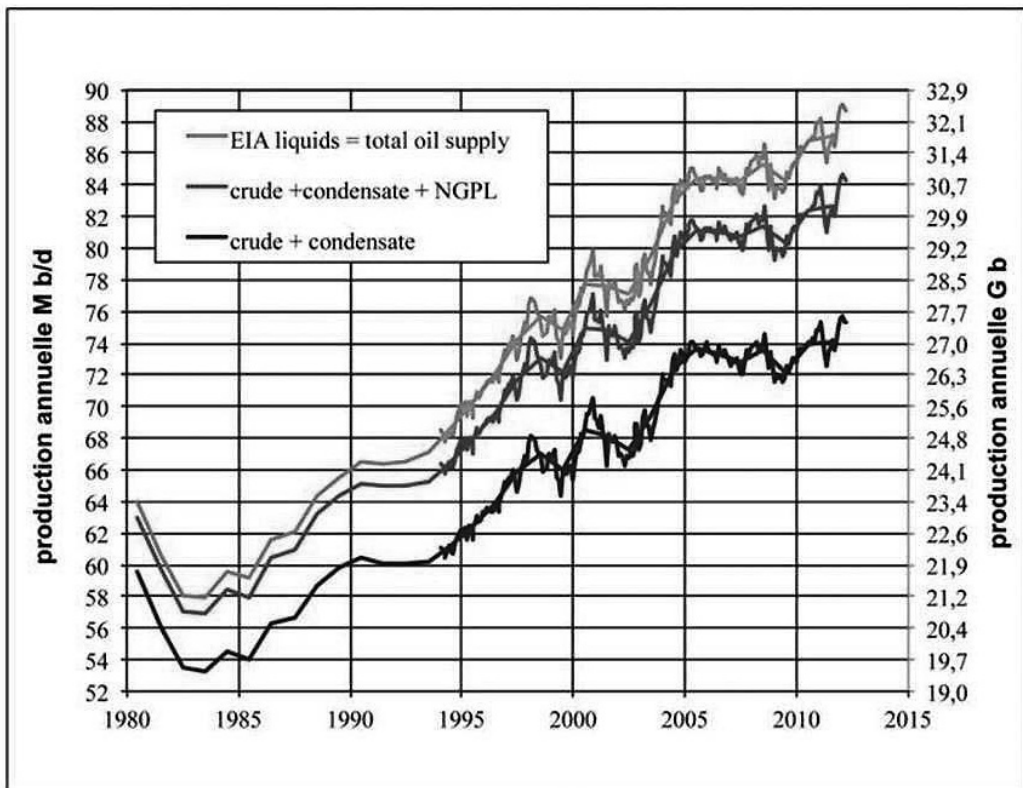


Figure 5 : Production de Pétroles et de Liquides : 1980-2011 d'après l'EIA.