

Commentaires sur le projet d'actualisation du Plan pour la Maîtrise durable de l'Energie (PMDE) en Wallonie à l'horizon 2020

Patrick Brocorens

Université de Mons-Hainaut,
20, place du parc, 7000 Mons
Tel : 065/373868
e-mail : Patrick@averell.umh.ac.be

Différentes études indiquent que la production mondiale de pétrole est à son maximum ou proche de son maximum, et qu'elle entrera en déclin pendant la période considérée dans le PMDE (voir en page 3 un résumé de la situation).

Selon d'autres études, l'amortissement des effets du pic pétrolier sur l'économie requerra des efforts intenses s'étalant sur plusieurs décennies¹. Cette conclusion vient du fait que la demande en pétrole est relativement inélastique et que la plupart des solutions requièrent beaucoup de temps, en partie incompressible, pour être déployées : l'adaptation du système énergétique, les changements dans l'aménagement du territoire, le remplacement d'un grand nombre de véhicules et d'équipements par de nouveaux modèles moins gourmands en énergie ou fonctionnant à des formes alternatives d'énergie, etc. Le facteur temps est la ressource la plus rare du monde énergétique, et ce d'autant plus que les surcoûts augmenteront à mesure que l'on devra aller vite dans la mise en place des solutions. En l'absence d'une adaptation suffisamment rapide au nouveau paradigme énergétique, le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande en pétrole conduira à une destruction de la demande par réduction de l'activité économique. La crise économique actuelle est de ce point de vue éducative. Premièrement, elle est en partie responsable de l'ampleur et de la durée de la chute des cours du baril depuis le maximum atteint en juillet 2008, et ce par baisse de la demande. Le franchissement du pic pétrolier sera donc en partie camouflé par la volatilité des prix. Deuxièmement, elle met en lumière la difficulté qu'aura le marché à gérer seul la transition, puisque dans un environnement économique difficile, on observe par exemple l'annulations ou le report de projets de sources d'énergies alternatives ou de véhicules à mode de propulsion différents, et l'apparition de problèmes sociaux et économiques supplémentaires à gérer. Le rôle de l'Etat est donc primordial pour garder le cap pendant la transition (continuer les investissements en l'absence du secteur privé, faciliter l'obtention des permis de développement de sources locales d'énergie, etc.).

Nous suggérons d'intégrer le facteur « pic pétrolier » dans le PMDE, car si la plupart des propositions contenues dans le plan vont dans le bon sens, le rythme auquel elles devront être mises en œuvre sera probablement différent (programme accéléré), ainsi que l'environnement prix et le contexte économique. Il n'est pas non plus exclu que des mesures exceptionnelles doivent être mises en place (limitations de vitesse, semaine de travail réduite, etc.)¹⁻². Il serait également opportun de mettre en place une campagne d'information massive. Cela

¹R. L. Hirsch (SAIC), R. H. Bezdek, R. M. Wendling (MISI), 'Peaking of world oil production: impacts, mitigation, & risk management', U.S. DOE, 2005

Y. Bamberger, B. Rogeaux (EDF R&D), 'Quelles solutions des industriels peuvent-ils apporter aux problèmes énergétiques?', Revue de l'Energie, 575, janvier-février 2007

² IEA, Saving Oil in a Hurry, 2005

constituerait une aide à la prise de décision, afin que des individus, entreprises ou collectivités ne s'engagent dans des projets qui auraient moins de sens une fois le pic pétrolier franchi, et inversement, que des projets aujourd'hui rendus peu attractifs par un bas prix du baril soient développés ou poursuivis. Cela donnerait une longueur d'avance à la Wallonie par rapport à d'autres régions du monde, et faciliterait l'introduction de mesures appropriées et l'adoption de changements de comportement adaptés dès le retour du pétrole cher.

Pour accompagner la mise en œuvre du PMDE, l'idéal serait de disposer d'une étude prospective sur l'approvisionnement en énergies tenant compte d'un déclin de la production mondiale de pétrole d'ici 2015 (voir pages suivantes pour le choix de cette date). Cette étude devrait fournir des données essentielles pour la gestion de la transition, telles que :

- l'impact d'un déclin de l'offre en pétrole sur le prix des énergies alternatives et fossiles
 - les conséquences sur la vitesse possible de développement d'énergies de substitution et d'adaptation de la demande
 - des scénarios de développement de mix énergétique adapté au nouveau paradigme énergétique mondial
-

Quelle disponibilité en ressources pétrolières à l'horizon 2015 ?

La disponibilité future en pétrole est traditionnellement évaluée en divisant les réserves *prouvées* par la production annuelle, ce qui donne 40 ans de pétrole. En comptant sur de nouvelles découvertes et des améliorations du taux de récupération du pétrole au sein des gisements actuels, toute difficulté physique d'approvisionnement en pétrole semble reportée au-delà de 40 ans. Cette vision ne tient cependant pas compte du fait que les réserves *prouvées*, et leur évolution, sont un indicateur peu fiable de l'état des réserves, et qu'il existe des contraintes physiques qui empêchent de vider les réserves à n'importe quel rythme.

Pour évaluer la disponibilité future en pétrole, il est préférable d'utiliser un modèle « pic de production », qui a été validé pour de nombreux pays (les deux tiers des pays producteurs de pétrole ont déjà franchi leur pic). Dans un modèle « pic de production », l'évolution de la production est représentée par une courbe en cloche (Figure 1) dont le maximum est atteint lorsque les réserves *ultimes* sont environ à moitié vides. Les réserves *ultimes* totalisent le pétrole déjà extrait, les réserves *prouvées+probables* restantes, et l'estimation des futures découvertes.

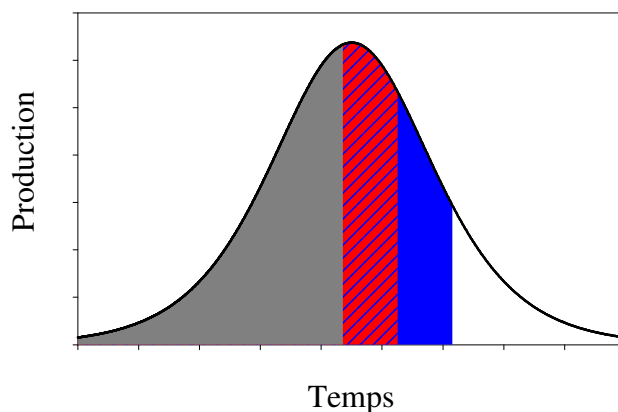


Figure 1 : Modèle d'évolution de la production pétrolière selon une courbe en cloche. L'aire sous la courbe correspond aux réserves ultimes, et peut se décomposer en : pétrole déjà extrait (gris), réserves prouvées (rouge hachuré), réserves probables (bleu), et futures découvertes (blanc). Par ce modèle, il est clair que suivre les réserves prouvées ne permet pas d'anticiper le pic de production, puisqu'elles ne constituent qu'une fraction des réserves ultimes, et que la production entame son déclin bien avant le tarissement des réserves.

Depuis plus de 50 ans, les estimations des réserves ultimes de pétrole *conventionnel* fluctuent en moyenne autour de 2000 Gb³. Sur cette base, des modèles prévoyant un pic de production vers l'an 2000 avaient été proposés dès les années 1970s, par exemple par le UK department of Energy, Esso, Shell, the World Bank, et d'autres⁴. Les études plus récentes utilisant un ultime de 2000 Gb conduisent à des prédictions semblables, si ce n'est que la date est repoussée dans le futur pour tenir compte de la baisse de production qui suivit les chocs pétroliers des années 1970s.

³ IEA (International Energy Agency) WEO 1998 ou P.R. Bauquis, audition de la chambre des représentants, 26 fév. 2008

⁴ R.W. Bentley 2002, Energy Policy 30 (2002) 189–205

Source	Ultime	Date du pic
Campbell-Laherrère (ASPO) ⁵	2000 Gb	2005-2012
IEA WEO1998	2000 Gb	2010
	2300 Gb	2014
	3000 Gb	2020
IEA WEO2004 ⁶	2500 Gb	2013-2017

Bien que des incertitudes existent sur l'ultime, les résultats présentés dans le tableau ci-dessus indiquent qu'une large erreur sur l'ultime n'a qu'une faible influence sur la date du pic de production dans des scénarios de croissance mondiale de la demande. La présence de valeurs extrêmes d'ultime (de 2000 Gb jusqu'à plus de 3000 Gb dans d'autres études) reflète surtout des différences au niveau des méthodologies utilisées pour l'estimation d'ultime. La méthode reconnue comme étant la plus adaptée est celle des courbes d'écrémage, car la dynamique de découverte est prise en compte (il faut découvrir le pétrole pour pouvoir le produire). Les courbes d'écrémage représentent les découvertes cumulées en fonction du nombre de forages d'exploration (ou en fonction du nombre de gisement découverts, voir Figure 2).

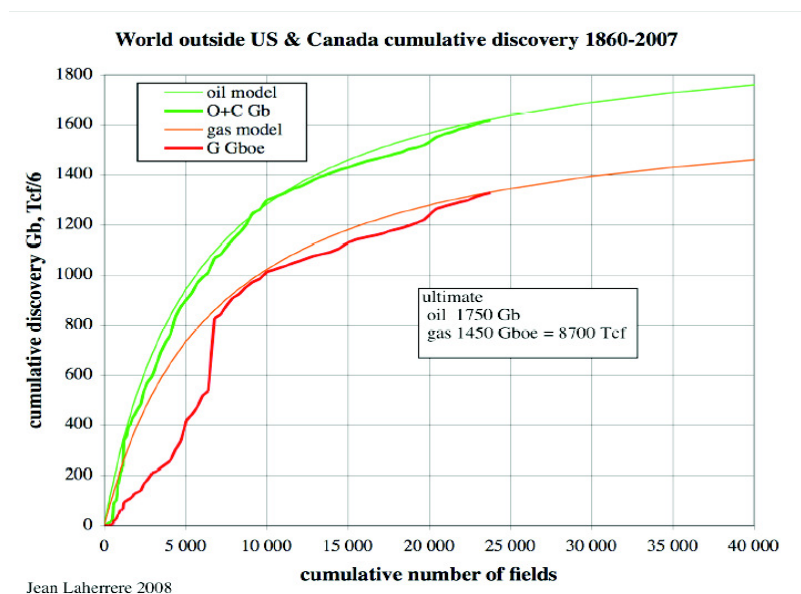


Figure 2 : Courbe des découvertes cumulées de pétrole et de gaz naturel en fonction du nombre de gisements découverts pour le monde hors USA et Canada. La courbe supérieure tend vers des réserves ultimes en pétrole de l'ordre de 1800 Gb. Source : J. Laherrère.

Les courbes d'écrémage s'aplatissent et convergent vers l'ultime lorsqu'un nombre infini de forages est effectué, car les réserves découvertes par puits foré tendent à diminuer avec le temps; les gisements les plus gros sont découverts en premier, les petits le sont en dernier. En

⁵ Voir l'ASPO (Association for the Study of Peak Oil and gas) newsletter de C. Campbell ou les conférences de J. Laherrère disponibles sur le site d'ASPO France. Jean Laherrère est géologue et géophysicien pétrolier, il a travaillé 37 ans à divers postes à responsabilité au sein de la compagnie pétrolière Total, expert de renommée mondiale sur les réserves pétrolières et gazières et fondateur avec C. Campbell de l'ASPO.

⁶ "Low resource case" scenario

pratique, il ne faudra pas s'en tenir à une définition trop étreinte de l'ultime car tous les gisements ne seront pas découverts, ni même mis en exploitation, pour des raisons économiques et énergétiques (il faut de l'énergie pour extraire l'énergie), et on pourra se contenter d'une valeur d'ultime obtenue, par exemple, en doublant le nombre de forage effectués jusqu'à présent, ou en forant pendant 50 ans au rythme actuel.

Les courbes d'écrémage au niveau mondial tendent vers 2000 Gb de pétrole *conventionnel*, ce qui permet d'établir un scénario prudent de pic de production indiquant que celui-ci est atteint ou en passe de l'être (à quelques années près, voir les modèles actuels de J. Laherrère et C. Campbell de l'ASPO). La production de pétrole *conventionnel* plafonne depuis 2005, et la certitude que ce plafonnement corresponde au pic (ou non) ne sera obtenue qu'une fois la production en déclin (ou en hausse) pendant plusieurs années consécutives. Des modèles basés sur des ultimes plus élevés (> 3000 Gb) semblent devoir être écartés, car, pour repousser la date du pic de production, ils impliquent notamment une hausse rapide de découvertes massives de pétrole, c'est-à-dire une rupture de la tendance à la baisse observée depuis les années 1960s⁷. Ainsi, dans le WEO2006, l'IEA avertit que plus de pétrole devait être découvert pour empêcher le pic de se produire avant 2030. L'augmentation des sommes investies ces dernières années (x 2,8 entre 2000 et 2007⁸) n'ayant pas réussi à renverser la tendance, il est peu probable qu'une amélioration suffisante pour influencer significativement la date du pic de production puisse être observée. On se rapprocherait dès lors des scénarios « low resource case » évoqués dans l'IEA WEO2004 et WEO2005, qui, sur base d'un ultime plus élevé que dans notre analyse (environ 2500 Gb⁹), prévoient un pic rapproché (2013-2017).

Cependant, c'est l'offre en combustibles liquides qui importe, aussi les prévisions d'offre doivent comprendre non seulement le *pétrole conventionnel* mais aussi les *pétroles non-conventionnels* (pétroles extra-lourds, sables et schistes bitumineux), les liquides de gaz naturel, les liquides synthétiques issus du gaz naturel, du charbon, et de la biomasse. Cependant, ces sources d'énergie n'influencent que peu la date du pic tous liquides de par leur mode de production différent, leur faible rendement énergétique, et leur coût élevé; ils ont surtout pour effet attendu d'atténuer le déclin (voir IEA WEO1998, ASPO).

Les scénarios précédents sont cependant des modèles à *long terme* sans contraintes d'investissement (géopolitiques, économiques,...). Lorsque la date du pic est proche, un modèle de prévision à *court terme* tenant compte de ces contraintes peut être utilisé afin d'affiner la date, la forme, et la durée du pic. L'IEA (WEO2008) indique que les capacités de production développées et projetées sont suffisantes pour combler le déclin des gisements existants (estimé à 3,9%/an) et assurer la hausse de la demande mondiale jusque 2010 environ. De 2010 à 2015, les projets sont insuffisants et entraînent un déficit de production d'environ 7 mb/j (8% de la production actuelle tous liquides). Vu le temps moyen nécessaire pour développer un projet d'importance (6-7 ans), de nouveaux projets éventuels doivent être rapidement approuvés (dans les 2-3 ans) et développés au pas de course pour éviter toute difficulté d'approvisionnement. C'est cependant l'inverse qui est observé actuellement, car la crise économique entraîne annulations et retards. Le pic pétrolier apparaîtrait dès lors en avance par rapport aux scénarios idéaux sans contraintes, et se présenterait sous forme de plateau ondulant : la production pétrolière fluctue autour d'un maximum pendant plusieurs années au gré des aléas économiques et géopolitiques, avant d'entrer dans une phase de déclin

⁷ R.W. Bentley 2002, Energy Policy 30 (2002) 189-205

⁸ IEA 2008

⁹ 1700 Gb d'ultime restant (selon IEA WEO2004) + environ 800 Gb de production cumulée au 01/01/1996

irréversible, probablement de l'ordre de 2% par an¹⁰. Les données de production et perspectives laissent penser que ce plateau aurait débuté fin 2005, et qu'il pourrait se maintenir jusque 2010-2012.

Pour la Belgique, un problème supplémentaire vient du fait qu'un pays producteur dont la production est en déclin voit ses capacités exportatrices décliner plus rapidement, car la baisse de production est reportée majoritairement sur les exportations et non sur la consommation intérieure (Figure 3, gauche). Les *exportations* mondiales tous liquides plafonnent depuis fin 2004 environ (Figure 3, droite), et on s'attend à un déclin des *exportations* tous liquides avant le déclin de la production, à une accélération de ce déclin à mesure que les pays exportateurs franchissent leur pic de production, et à une diminution du nombre de pays exportateurs (concentration des exportations parmi un nombre restreint de pays, au Moyen-Orient principalement). Dans le même temps, le nombre de pays dépendant des importations augmente (l'Indonésie et la Grande-Bretagne sont importatrices nettes depuis, respectivement, 2004 et 2006). Ces facteurs combinés devraient accroître significativement les tensions sur les prix et les risques géopolitiques.

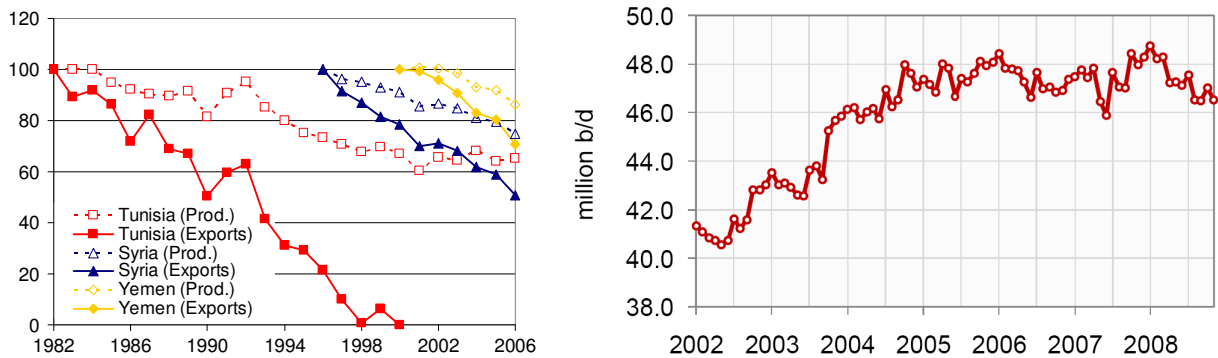


Figure 3 : (gauche) Evolution comparée de la production et des exportations de pétrole de Tunisie, de Syrie, et du Yémen depuis leur pic des exportations (cette année-là, la valeur 100 est attribuée à la production et aux exportations)¹¹. (droite) Evolution des exportations mondiales tous liquides¹².

¹⁰ R. L. Hirsch, Mitigation of maximum world oil production : shortage scenarios, Energy Policy, 2008, 36, 881-889

¹¹ Graphique obtenu à partir de données de production et consommation de l'EIA (US Energy Information Administration)

¹² Source : Peakoil Nederland à partir de données de l'IEA, EIA et JODI.