

Bulletin ASPO France n° 4 Octobre-novembre-décembre 2007

EDITORIAL

Pour réaliser des projections à moyen et long termes sur l'approvisionnement énergétique – de 5 à 100 ans, voire plus –, il est dangereux de réduire l'énergie à de simples considérations économiques et politiques (que je ne minimise pas pour autant), et de ne pas voir ses dimensions – et contraintes – naturelles et techniques (qui ont de fortes influences sur les deux premières).

L'énergie est une notion définie par les physiciens au cours du 19^e siècle, pour expliquer simplement des phénomènes complexes. Cette notion s'est accompagnée de lois et de données permettant de décrire et prévoir la transformation de l'énergie d'une forme à l'autre. Sans ces outils, le développement industriel à partir du 19^e siècle n'aurait pas existé. Les sciences, en particulier les sciences géologiques, ont aussi expliqué l'origine des différentes formes d'énergie que nous utilisons. Ces connaissances, une fois bien établies, fixent les limites de la nature, indépendantes de nous humains, formant un monde qui ne change pas.

Faut-il ajouter que la mise en oeuvre technique, à partir de nouvelles idées issues des théories et/ou de découvertes fortuites, avance d'autant plus lentement qu'il s'agit de découvertes importantes et différentes de celles déjà connues ?

Considérons le développement de l'industrie nucléaire. La recherche fondamentale a nécessité près de 50 ans à partir des premières observations de la radioactivité à la fin du 19^e siècle pour poser les principes et obtenir les données permettant la réalisation d'applications (dont les premières malheureusement d'ordre militaire). L'expérimentation de différents types de réacteurs nucléaires à usage civil et leur optimisation ont pris encore 25 ans. Et il ne s'agit que des réacteurs les plus « faciles » à développer. L'entreprise a pourtant bénéficié des plus grands moyens intellectuels, et financiers grâce aux appuis politiques (du moins jusqu'en 1985).

La phase de développement commercial ou à grande échelle, une fois la technique mûre, prend aussi un certain temps pour que la nouvelle technologie ait un impact sur notre consommation globale d'énergie. Le programme électronucléaire français reçoit un coup d'accélération au lendemain du choc pétrolier de novembre 1973. Avec la crainte de pénurie il bénéficie d'un appui politique total, et de là financier. L'apport de l'énergie nucléaire dans la production française ne devient notable que 10 ans après (65% de l'électricité produite en 1985 contre 23% en 1980 et 7% en 1973). Il faut le temps de construire les centrales.

Le même constat peut être fait pour le programme éolien danois : premier prototype proche de ce que nous connaissons vers 1980 et montée en puissance pour dépasser 15% de la production électrique du pays pas avant la fin des années 90 et début de celles 2000. De plus l'intermittence de cette énergie limite sa part.

Et le maximum de production pétrolière est si proche...

X. Chavanne

Contenu du bulletin n°4

p. 1 : éditorial par X. Chavanne.

p. 3 : ASPO France & NPC ; Peak oil, peak liquids & plateau liquids, par Jean Laherrère

p. 11 : disponibilités fondamentale et observée des ressources énergétiques, l'étude de la filière nucléaire, par X. Chavanne.

p. 13 : compte rendu d'un débat consacré aux agro/bio carburants, par X. Chavanne.

p.15 : quelques adresses sur la Toile concernant les hydrocarbures et l'énergie en générale.

La nouvelle année commence de manière remarquée dans le domaine du pétrole, avec un prix de marché du baril qui franchit la barre symbolique de 100 \$. Il est bien difficile de dire ce que cela augure pour l'année 2008, les incertitudes étant si grandes.

Nous souhaitons pour cette année que le monde prenne plus conscience des enjeux et des difficultés autour de l'énergie et qu'il agisse de manière plus cohérente pour y faire face.

ASPO France & NPC ; Peak oil, peak liquids & plateau liquids

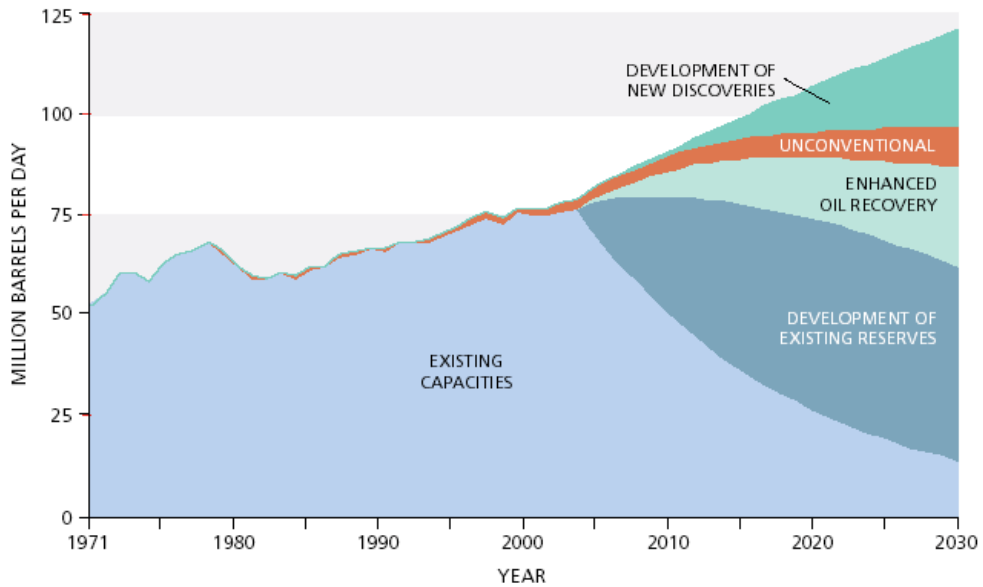
Par Jean Laherrère

Le rapport du NPC

Le secrétaire US de l'énergie, Bodman, a demandé au National Petroleum Council - NPC - en octobre 2005 de rédiger un rapport sur le futur du pétrole et du gaz. Le National Petroleum Council est une organisation conçue pour conseiller le gouvernement américain. Elle comprend 175 personnalités nommées par lui et réparties en comités. Le NPC est présidé par Lee Raymond (ex patron d'Exxon Mobil), assisté de Daniel Yergin (patron de CERA) pour la demande, David O'Reilly (patron de Chevron) pour l'offre et Andrew Gould (patron de Schlumberger) pour la technologie. Michel Benezit (de Total) en fait partie.

Un questionnaire très détaillé sur Excel demandait pour le 11 décembre 2006 des estimations des réserves, production, consommation et environnement sur la période 2000-2030. J'y ai donc répondu sur les domaines réserves et production. Puis des conférences téléphoniques de 2 heures ont été organisées les 23 février et 1^{er} mars pour discuter du *peak oil* avec plusieurs membres d'ASPO nationaux dans plusieurs pays. J'ai envoyé un papier le 21 février « Few points to discuss on peak oil » mettant l'accent sur les problèmes de définitions et de données politiques très éloignées des données techniques. J'ai envoyé un nouveau document le 2 mars faisant des recommandations sur la publication des données et leurs définitions impliquant la SEC, EIA, MMS et USGS. Un rapport brouillon est sorti en juillet et NPC a organisé une 2^e conférence téléphonique le 23 août pour recueillir les commentaires sur le brouillon. J'ai insisté sur les omissions du brouillon, à savoir le caractère périmé des études de l'USGS (estimation à la fin 1995) et des règles de la SEC (1978), et le manque de données homogènes et détaillées. Mais surtout il ne tient pas compte de la possibilité d'une récession mondiale, comme prévue par l'ancien directeur de la réserve fédérale Paul Volcker en 2004 (probabilité de 75% de 2004 à 2009), qui ferait chuter la demande. On m'a répondu que la croissance de la Chine était irrésistible. A quoi j'ai ajouté « attendons la fin des Jeux ! ».

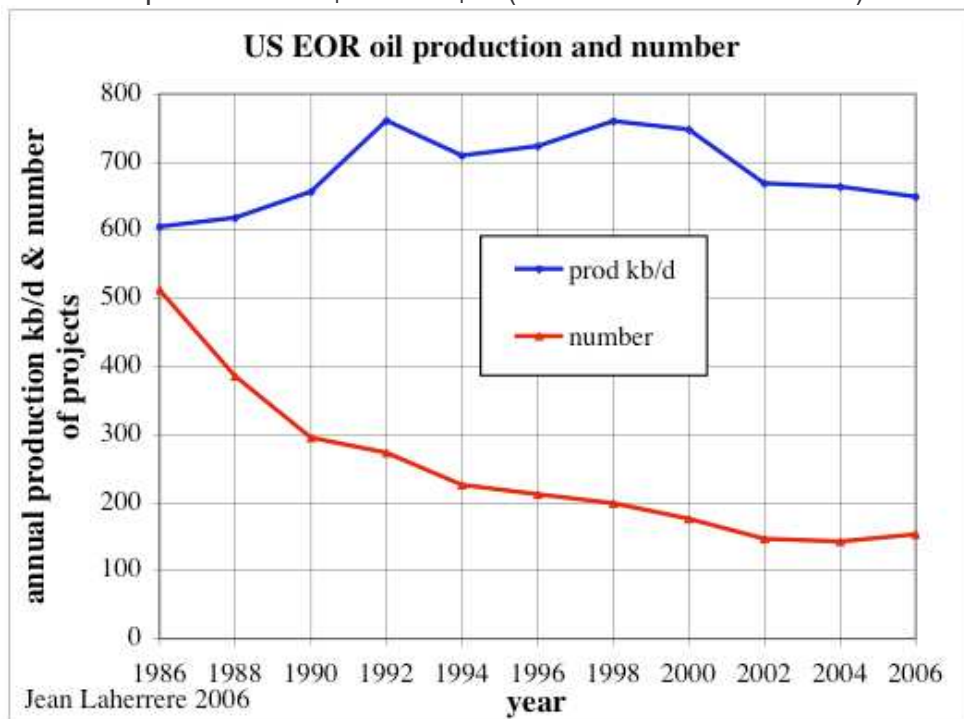
Le rapport final (gros livre de 1350 g, CD inclus) est sorti en novembre 2007 (www.npc.org) « Hard truths -facing the hard truths about energy- a comprehensive view to 2030 of global oil and natural gas ». Plus de 1000 personnes ont été impliquées dans ce gros rapport, qui est surtout une compilation des rapports officiels AIE et USDOE/EIA. Notamment le graphique ES-5 (repris à l'identique dans les figures 2-3, 2-12 et 2-42) est extrait de l'AIE WEO 2004 - référence = business as usual - avec une production de 120 Mb/d en 2030, alors que le WEO 2006 référence a été abaissé à 116 Mb/d, volume décrit par Claude Mandil avant son départ en retraite comme irréaliste, insoutenable, inaccessible et peu sûr.



Source: IEA, *World Energy Outlook 2004*.

FIGURE ES-5. Illustrative Total Liquids Supply

L'EOR ne semble commencer qu'en 2005 et augmente jusqu'à 25 Mb/d alors qu'en page 184 dans le chapitre *technology* on trouve : *the NPC studied EOR in 1976 and 1984, raised great expectancy for domestic EOR activity (projecting 3 million and 2 million barrels per day, respectively). These expectations have not been met. Peak domestic EOR production occurred in 1992 at 761,000 barrels per day. Current activity is 680,000 barrels per day.* L'EOR aux US est bien documenté et montre une diminution du nombre de projets et de la production depuis 1998 à 2006 alors que le baril est passé de 10 \$/b à 60 \$/b (source Oil&Gas Journal) :

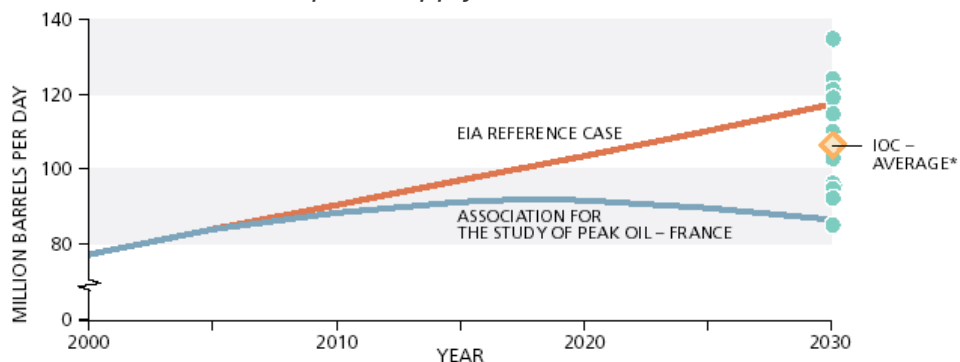


NPC indique les mauvaises performances de l'EOR aux US mais continue à montrer les espérances trop optimistes sur l'EOR mondial de l'AIE (de 2004 !).

Comment le monde pourrait-il faire mieux que l'US qui a les moyens, la technologie et les besoins !?

Le graphique ES-5 estime aussi que le développement des découvertes existantes peut amener 25 Mb/d en 2030 (cumul 2005-2030 = 350 Gb) mais cela demanderait au moins 700 Gb de découvertes actuelles non développées, ce qui est contraire à l'évaluation même d'IHS (Chew, 2005, *World oil and gas resource and production outlook*) qui estimait la partie non développée à 300 Gb (15% des découvertes totales hors US + Canada).

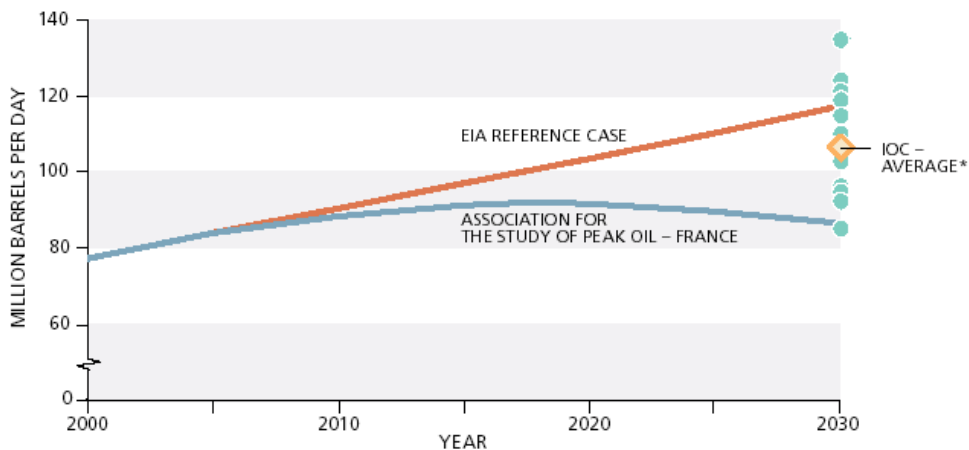
ASPO est cité (7 fois) dans les données trouvées sur le Web. En fait dans la plupart des prévisions ASPO France est la référence, avec l'USDOE/EIA, comme sur la figure ES-9 qui est intitulée *Global oil forecasts*. Il est intéressant de voir que ce même graphique est donné à nouveau dans le chapitre *Supply* en fig2-4 avec une légende différente : *Global total liquids supply*.



* Average of aggregated proprietary forecasts from International oil companies (IOC) responding to the NPC survey. See Chapter Two (Energy Supply), Analysis of Energy Outlooks, Global Total Liquids Production, for identification of other aggregations and outlooks shown here.

Source: EIA, *International Energy Outlook 2006*, and the NPC Survey of Outlooks.

FIGURE ES-9. Understanding the Range of Global Oil Forecasts



* Average of aggregated proprietary forecasts from International oil companies (IOC) responding to the NPC survey. See Analysis of Energy Outlooks, Global Total Liquids Production, later in this chapter for identification of other aggregations and outlooks shown here.

Source: EIA, *International Energy Outlook 2006*, and the NPC Survey of Outlooks.

FIGURE 2-4. Global Total Liquids Forecasts

La grande évolution de l'USDOE a été cette année de changer le terme *oil* en *liquids*. Ceci est très important car le *oil demand* qui est de 85 Mb/d depuis 2 ans inclut tous les liquides et notamment les biocarburants. Le *oil supply*, qui est supposé satisfaire cette demande, inclut donc aussi le brut, les huiles extra-lourdes, le condensat et les liquides de gaz, les gains de raffinerie, les pétroles synthétiques

GTL, CTL et BTL, et les biocarburants. L'essence que l'on achète à la pompe comprend des biocarburants, on doit donc les inclure dans nos prévisions. Il ne faut pas confondre huile (qui peut être minérale, végétale ou animale, étant tout liquide qui brûle) et pétrole qui n'est que minéral. Colin Campbell considère que les biocarburants ne sont pas du domaine du pétrole et ne les inclut pas. Son *oil supply* n'est que de 82 Mb/d en 2006 (comme d'ailleurs celui d'Energy Watch Group avec Werner Zittel). Cela est très défendable, mais on ne peut plus dire que le *oil supply* satisfait le *liquids demand*. Yves Mathieu, lors de son interview dans Pour la Science n° 363 de Janvier 2008 « Les limites de l'évaluation des ressources en pétrole », fait la même erreur en disant que la production de pétrole, actuellement de 85 Mb/d (donc tous types de pétroles), restera (scénario 2) sans doute à ce niveau pendant au moins 20 ans. Il ne faut pas confondre liquides et pétrole !

Dans le graphique de la fig. 2-4, ma prévision est présentée comme la plus basse, notamment par rapport à la moyenne des IOCs (compagnies multinationales). Cependant dans le graphique 2-39 plus détaillé, et couvrant le passé depuis 1980, la prévision d'ASPO Hollande (Peak oil Netherlands = Rembrandt Koppelaar) est la plus basse en 2030, ainsi que celle d'Energyfiles.

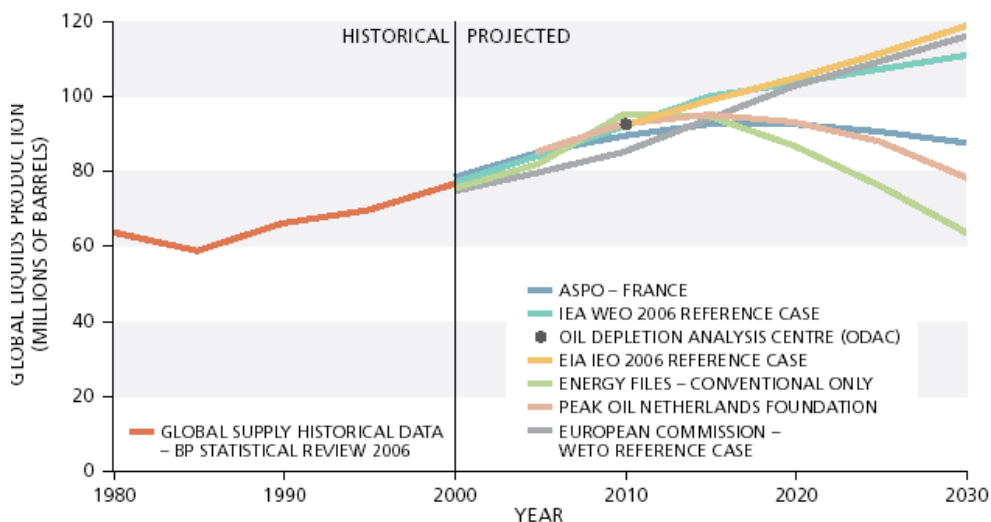
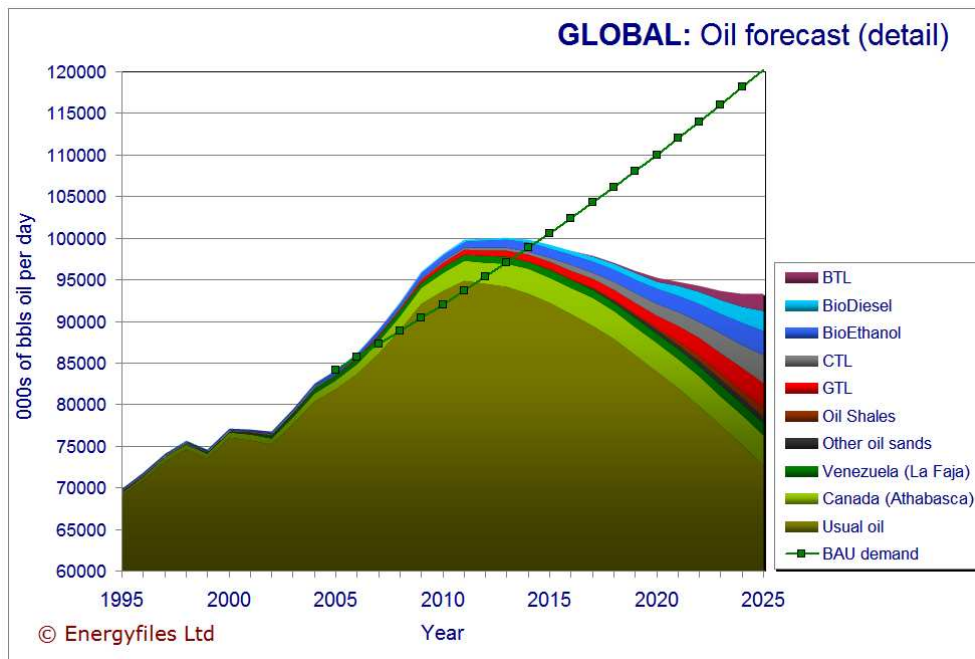


FIGURE 2-39. Global Total Liquids Production — Reference Forecasts 2000-2030

Energyfiles est réalisé par Dr Michael Smith qui, sur son site www.energyfiles.com, présente les profils de tous les pays producteurs de pétrole et de gaz avec des prévisions jusqu'en 2050. Michael Smith a repris notre rapport (avec Colin) de 1995 *World oil Supply 1930-2050* et l'a amélioré en l'actualisant et en y ajoutant le gaz. Je vous recommande son site et ses travaux. Sur le graphique, NPC donne pour Energyfiles seulement le conventionnel, bien qu'il ait sorti une prévision tous liquides, proche de la mienne :



Pour le gaz, la prévision d'ASPO France n'est pas la plus basse :

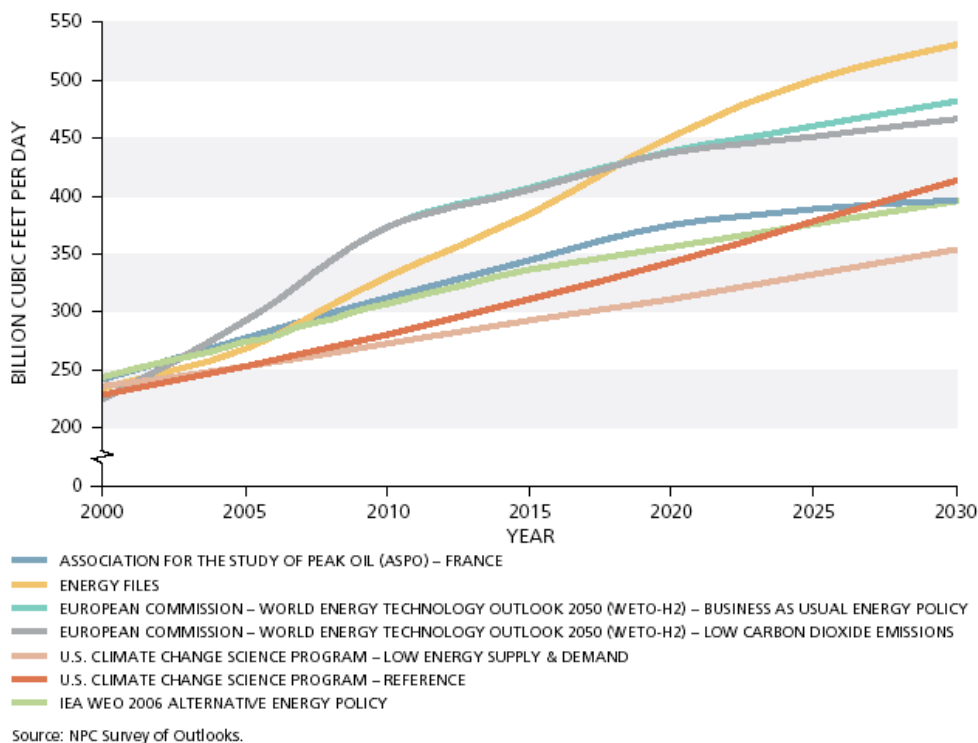


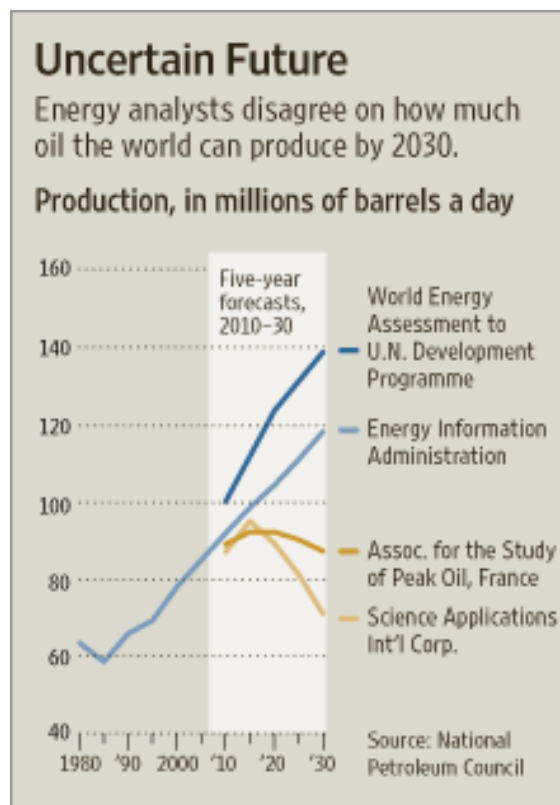
FIGURE 2-48. Projected Global Natural Gas Production — Public Data

NPC 2007 fait des recommandations très classiques d'économies d'énergie et de sécurité d'approvisionnement, mais ne contredit aucune déclaration des organismes officiels. Ce rapport est rédigé pour satisfaire tout le monde !

Les règles périmées de la SEC obligeant toutes les compagnies à ne pas publier leurs réserves prouvées + probables, ou 2P (probabilité de 50% proche de la valeur espérée = environ 40%) qu'elles utilisent pour concevoir leurs projets, ne sont pas évoquées. Les réserves prouvées (à savoir le minimum) n'interviennent dans la

décision de développement que pour être sûr de ne pas être négatif. La soi disante croissance des réserves est surtout due à l'utilisation des règles de la SEC. Bien sûr, les réserves prouvées ne peuvent que croître statistiquement, alors que les réserves 2P ne croissent pas si elles ont été bien estimées. NPC a malgré tout obtenu que la SEC change ses règles, car SEC vient de lancer un questionnaire pour améliorer sa définition des réserves prouvées. Il semble probable que la SEC ne s'alignera pas (comme pour les unités) sur le reste du monde qui déclare les réserves prouvées +probables. Cependant les réserves prouvées seront définies non plus par une *certitude raisonnable d'exister*, mais par la probabilité de 50% définie par SPE/WPC en 1997, qui est ce qui se fait en pratique aux US. En effet depuis plusieurs années les révisions des réserves prouvées US sont autant positives que négatives, surtout en offshore. Les opérateurs trouvant moins déclarent des valeurs plus optimistes (qui deviennent ainsi raisonnables !)

NPC a retenu ma suggestion d'obliger l'USGS à une estimation périodique des réserves mondiales (comme dans le passé avec Ch. Masters). Tom Ahlbrandt a quitté l'USGS et le leader de *Energy resources program* est Brenda Pierce de Res-ton. Attendons de voir ce que l'USGS va faire : je suis invité par Paul Nadeau de *Statoil* à débattre à Oslo en août 2008 au *33rd International Geological Congress* sur « GEP-03 Geological basis for estimating the world's petroleum resources: Challenges and uncertainties » avec Don Gautier de l'USGS.



Le Wall Street Journal du 19 Novembre 2007 a sorti un article de R. Gold & A. Davis «Peak oil - Oil officials see limit looming on production », citant Ch. de Margerie, le PDG de Total, qui a déclaré le 31 oct. à Londres que la prévision AIE de 120 Mbld en 2030 était irréaliste et que même les 100 Mb/d seront difficiles (non attei-

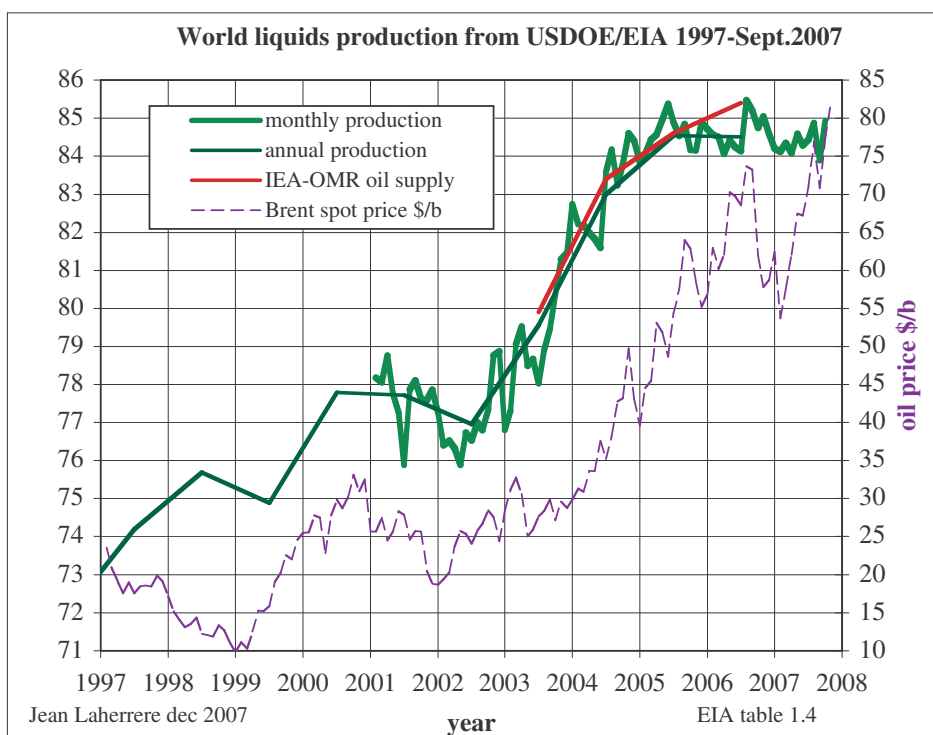
gnables pour J. Mulva, PDG de ConocoPhillips). Dans cet article apparaît un graphique à partir des données du NPC et où les prévisions d'ASPO France sont situées au milieu des autres, la plus basse étant celle de Science Applications International Corp = SAIC, société privée militaire américaine (proche du Pentagone), utilisant le rapport du Dr R. Hirsch écrit pour l'USDOE (et non cité dans la rapport du NPC). Les prévisions des Nations Unis semblent hors contexte !

Avons-nous atteint le plateau de production ?

L'AIE dans sa revue annuelle WEO de 2007 (Novembre) continue à garder le scénario de référence *business as usual* avec 116 Mb/d en 2030 (malgré les déclarations de Mandil d'être irréaliste et insoutenable). Mais dans le sommaire, elle parle maintenant de pic possible avant 2015 :

Although new oil-production capacity additions from greenfield projects are expected to increase over the next five years, it is very uncertain whether they will be sufficient to compensate for the decline in output at existing fields and keep pace with the projected increase in demand. A supply-side crunch in the period to 2015, involving an abrupt escalation in oil prices, cannot be ruled out.

Depuis 2005 la production des liquides publiée par USDOE/EIA (tableau 1.4 sur son site) plafonne autour de 85 Mb/d. La dernière valeur est celle de septembre 2007.



The oil drum (Koppelaar) a sorti un graphique allant jusqu'en novembre où la valeur d'octobre serait proche de 86 Mb/d, dépassant le maximum de 85,5 Mb/d atteint en juillet 2006. Mais il semble que ces valeurs des trois derniers mois (sorties de *Short term energy outlook table 3a*) soient encore des prévisions. EIA corrige ses estimations chaque mois et elles ne se stabilisent qu'au bout d'un an. Les valeurs EIA sont légèrement différentes de celle de l'AIE (ou IEA en utilisant le sigle anglais). Attendons donc encore quelques mois pour savoir si le pic de juillet 2006 est dépassé.

Il semble que pour de multiples raisons (manque de nouvelles découvertes dans le conventionnel, insécurité au Nigeria, nationalisations au Venezuela, en Russie..., manque d'appareils de forage), nous sommes entrés dans un plateau de production pour les liquides. Depuis plusieurs années j'avais indiqué dans mes graphiques de prévision que le pic prévu en fonction de la réserve ultime était théorique et ne donnait que ce que la Nature pouvait offrir. Il faut aussi compter avec les contraintes de la demande, des investissements et de la politique. C'est pourquoi je parlais de *bumpy plateau* ou *plateau en tôle ondulée* (un reste de mes explorations sahariennes) Le terme *peak* doit être sans doute remplacé par *plateau* comme le terme *oil* par *liquids*. ASPO devrait changer son sigle pour parler de *plateau liquids* (ou plutôt de *liquids plateau*, qui sur Google est plus employé que le premier), mais il a eu tant de mal à faire accepter *peak oil*, que maintenant que *peak oil* est utilisé par tous (Google 3/01/08 *peak oil* = huile avec un pic = 2 410 000 occurrences alors que *oil peak* = pic de l'huile = 340 000 occurrences), cela est difficile. Surtout quand CERA prétend que la théorie du *peak oil* est fausse (*Why the Peak Oil Theory falls down -myths, legends and the future of oil resources* vendu 499 \$), tout en parlant de plateau en 2030 : un plateau est un pic arasé !

DISPONIBILITÉS FONDAMENTALE ET OBSERVÉE DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES (partie 3)

Par X. Chavanne (chavanne@ipgp.jussieu.fr)

Suite de l'état des lieux sur les énergies primaires. Dans la première partie (bulletin 1 d'ASPO-F) il a été rappelé ce que désignaient les énergies primaires, comment elles sont mesurées, leur importance économique, l'explosion de leur consommation depuis plus de 50 ans avec l'amélioration du niveau de vie et la croissance de la population. Il a été décrit les deux types d'énergies primaires, à réservoir ou à flux, qui se différencient par leur profil de production. La deuxième partie (bulletin 2 d'ASPO-F et <http://aspofrance.org/texts/documents#xc>, dispoOGC-aspof2jn07.pdf) a examiné le présent et le futur des trois combustibles fossiles, pétrole, gaz naturel et charbon, trois énergies primaires à réservoir ou de réserves finies.

Cette partie s'intéresse à l'énergie nucléaire. Ce qui suit est un résumé d'un article plus long accessible sur la Toile à :

http://aspofrance.viabloga.com/files/disponucl_dec07.pdf .

8. L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'énergie nucléaire est libérée lors de la fission de noyaux lourds d'atomes comme l'uranium U et le thorium Th, ou de la fusion de noyaux légers. Seule la première possibilité est exploitée industriellement, la dernière restant le rêve de physiciens pour encore au moins 50 ans.

La découverte et la compréhension des phénomènes nucléaires ont pris moins de 50 ans, pour culminer, en 1942, avec la première pile nucléaire prouvant la faisabilité d'une réaction de fission nucléaire auto-entretenu. Dans les années 1950 et 1960, les ingénieurs ont travaillé à la mise au point de différents prototypes de réacteurs sur le principe de la fission. Les années 70 et 80 ont vu le déploiement important de ces centrales pour faire face aux crises pétrolières de cette période. La fission d'un isotope fissile de U, U235, avec des neutrons dits thermiques ou lents – car ralentis par échange d'énergie avec un milieu modérateur – a été presque uniquement utilisée dans les réacteurs industriels. Dans cette configuration, ce sont les réacteurs modérés et refroidis à l'eau ordinaire qui se sont largement imposés. Actuellement, le parc de 360 GWe net installés – 440 réacteurs – fournit 0,67 Gtep de chaleur transformée en 0,225 Gtep d'électricité nette – 16% de la production mondiale.

L'énergie nucléaire a une place particulière parmi les énergies, du fait de sa démultiplication, aussi bien dans les coûts et les risques, que les gains. L'exploitation d'une mine d'U, le traitement du combustible, la construction d'une centrale, la gestion des déchets, coûtent 10 à 100 fois plus – en énergie et en moyen financier – que leur équivalent dans les autres industries énergétiques, à masses et volumes en jeu égaux. Mais les gains sont encore plus impressionnants, puisque 1 tonne d'U, dans la configuration actuelle, dégage au moins autant de chaleur que la combustion de 10 000 tonnes de pétrole. D'autant que ce gain est obtenu en ne fissionnant que 0,6% des noyaux d'U. Si on utilise la technologie de la régénération de la matière fissile – déjà opérationnelle depuis les années 70 dans quelques centrales comme Phénix 250 MW – ce gain peut atteindre l'équivalent de plus de 1 million de tonnes

de pétrole. Ce type de centrale est très peu déployé en raison des difficultés techniques rencontrées sur des prototypes surdimensionnés, mais aussi en raison de l'opposition sociale, politique et économique. En particulier, les investissements de départ, très élevés, représentent un frein au déploiement de ces réacteurs, surtout dans un contexte où le combustible est trop bon marché, n'incitant pas à l'économiser.

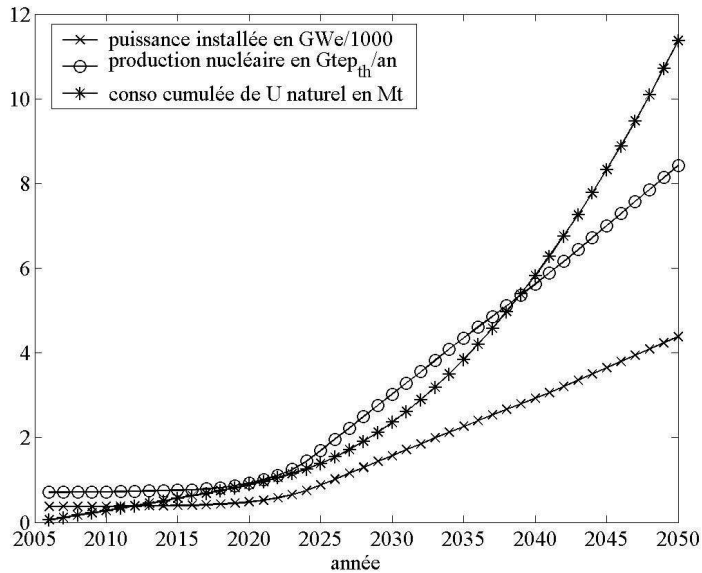


Fig. 1 : puissance nucléaire totale, production annuelle et consommation de U naturel cumulée depuis 2005.

Dans un scénario de développement optimiste, néanmoins compatible avec les contraintes logistiques - en s'inspirant du développement des années 70 et 80 -, plus de 4 000 GWe de capacité nucléaire pourraient être déployées à l'horizon 2050 dans le monde (fig.1). Cela ne représentera qu'un peu plus de 8 Gtep d'énergie primaire face au 18 à 24 Gtep que nécessiterait l'humanité pour son développement minimal (bulletin n°1), alors que la part du pétrole et du gaz, en déclin, ne sera plus que de quelques Gtep. Nous aurons surtout épuisé les réserves actuellement économiquement rentables, à moins de 130 \$/kgU, de 11 Mt. Ce scénario suppose qu'aucun recours aux réacteurs régénératifs n'était fait. Certes la ressource en U est largement plus grande que ces réserves. Mais à quelles conditions économiques, et surtout énergétiques, seront-elles exploitables ?

Depuis quelques temps, avec les craintes de pénuries énergétiques, les réacteurs régénératifs sont de nouveau évoqués ("génération IV"). Si la situation énergétique se dégrade plus vite que prévue et que le recours à ces réacteurs devient inévitable, en particulier pour un pays comme la France, il serait plus raisonnable de déployer une technologie suffisamment maîtrisée et sûre avec des réacteurs de taille Phénix, ou un peu plus grand. La quantité de Pu fissile nécessaire au démarrage de ces réacteurs sera de toute manière limitée (à moins d'utiliser celui des bombes nucléaires), U appauvri pouvant servir de matière fertile. Avec le stock actuel, on peut envisager un parc de 10 GWe pour la France. Le reste – si les réacteurs classiques sont contraints par la rareté géologique et/ou forcée d'U naturel – serait apporté par des économies d'énergie et d'autres énergies.

Compte rendu d'un débat consacré aux agro/bio carburants et organisé par BIP et Enerpresse le mardi 16 octobre 2007 matin à Paris.

Par X. Chavanne (remarques de l'auteur entre parenthèses).

Quatre intervenants ont été invités : Mme F. Combelles [efficacité énergétique, RATP], MM. J. Blondy [développement agricole, Total], A. Douaud [directeur technique du Comité des Constructeurs Français d'Automobiles] et J.-F. Gruson [IFP].

La discussion a commencé sur les difficultés de faire un bilan d'énergie et d'émission des gaz à effet de serre sur les agrocarburants. La dernière étude en France, commandée par l'ADEME et la DIREM et réalisée en 2002 par le bureau d'étude Ecobilan/PricewaterhouseCoopers, – disponible sur la Toile à :

http://www.industrie.gouv.fr/cgi-bin/industrie/frame23e.pl?bandeau=/energie/renou/biomasse/be_biom.htm&gauche=/energie/renou/biomasse/me_biom.htm&droite=/energie/renou/biomasse/biocarburants.htm – a essuyé beaucoup des critiques (à juste titre : hypothèses contestables, pas assez de détails pour appuyer les résultats... en aparté des membres du public s'interrogeaient sur l'impartialité d'un bureau d'étude qui a obtenu par la suite des contrats auprès des éthanoliéristes). Un appel d'offre pour une nouvelle étude a été lancé cet été par l'ADEME et l'IFP (le projet est ambitieux puisqu'il s'agit de réaliser un bilan de la source à la roue pour différentes filières d'agrocarburants, et, tant qu'à faire, différents véhicules. Ce travail nécessite de mettre au point une méthodologie générale, ce qui est loin d'être acquis. Et tout cela en moins de six mois). Le but est d'établir un standard pour juger de l'intérêt d'une filière (i.e. avec une caution scientifique. C'est ce genre de travail que notre équipe mène depuis quelques années et sur lequel réfléchissent aussi quelques membres de l'Académie des Sciences. Vous en saurez plus au prochain bulletin).

M. Douaud a insisté sur la nécessité d'un tel standard pour décider d'investissements à long terme. Les constructeurs français sont prêts à passer à un carburant diesel incorporant 7% (en volume ?) d'ester méthylique – ou éthylique – d'huiles végétales ou B7, et réfléchissent déjà à un carburant incorporant 30% ou B30. M. Douaud a rappelé combien il était inefficace et polluant d'incorporer directement de l'huile végétale dans les carburants du fait de l'optimisation et de la complexité des moteurs actuels. Les carburants de ces moteurs doivent présenter des caractéristiques bien spécifiées (viscosité, indice de cétane... voir D. Ballerini/IFP, *les biocarburants*).

M. Douaud a montré un graphe représentant l'évolution de la quantité des différentes énergies utilisées dans le transport routier mondial jusqu'en 2100. Il s'agit probablement des perspectives du point de vue des constructeurs. La consommation mondiale de ces énergies serait en constante croissance et serait très largement dominée, comme actuellement, par les hydrocarbures liquides (le graphe ayant été passé très vite, je n'ai noté que deux ou trois valeurs). Les constructeurs projettent une croissance de la consommation des dérivés pétroliers pour le transport routier jusqu'à un maximum d'environ 175 EJ (ou plus de 4000 Mtep ou encore 85 Mbaril par jour)... entre 2050 et 2060 (i.e. les constructeurs ne prévoient pas de maximum de production pétrolière avant cette date ? Il risque d'y avoir quelques désagréables surprises). Les agrocarburants et les carburants synthétiques, i.e. à partir du char-

bon, gaz et biomasse – voir mon étude sur la disponibilité des combustibles fossiles – prendraient le relais de la croissance (ce point de vue ne semble pas très réaliste, même pour le charbon, voir la même étude).

Mme Combelles explique la démarche de la RATP pour être en avance sur les exigences d'économie d'énergie et de protection environnementale : utilisation de bus B30 –avec un objectif d'un tiers du parc de bus fin 2008 -, essai prochain avec un bus B100 et projet d'un bus à l'éthanol. Mais Mme Combelles s'inquiète des doutes sur l'intérêt des agrocarburants, et insiste sur la nécessité de certificats. Elle reconnaît que, étant donné les nombreux arrêts et redémarrages des bus, un trolleybus est une solution intéressante (i.e. avec une motorisation électrique ; si la RATP est vraiment sérieuse sur son engagement, l'électrification est la solution à systématiser sous différentes formes, réseau ou batteries).

Le carburant E85 (85% en volume d'éthanol ou d'éther) a suscité une certaine ironie : tout juste une centaine de stations équipées pour le distribuer, mais de toute façon à peine 150 véhicules adaptés dit à carburant modulable ou « flexfuel ». MM. Gruson et Blondy se sont aussi montrés sceptiques sur deux voies de production souvent citées, bien que marginales :

- éthanol à partir de lignocellulose - paille...- à l'aide d'une hydrolyse enzymatique de la cellulose et de l'hémicellulose, suivie d'une fermentation en éthanol des sucres produits,

- extraction d'huile d'algues riches en lipides.

(ces voies font l'objet de recherche depuis au moins 20 ans. Les pilotes industrielles sont quasi inexistantes et les quelques rares données pour établir un bilan d'énergie ne sont pas rassurantes).

D'après M. Blondy la voie qui semble s'imposer en France est celle de la gazéification de la biomasse suivie d'une synthèse Fischer-Tropsch et d'un hydrocraquage pour obtenir un hydrocarbure proche du diesel (de meilleure qualité même, mais avec un rendement pas fameux, 20% sans apport extérieur d'après Ballerini). M. Blondy reconnaît que pour atteindre un objectif de 20% d'incorporation par cette voie (en volume ?) il faudra importer du bois.

Quelques sites Internet traitant de l'énergie :

Pour des informations quotidiennes (en langue anglaise) :

<http://www.energybulletin.net/>

<http://www.theoil drum.com/> (avec des exposés de fond et forum de discussion)

Pour des informations de l'industrie (en langue anglaise) :

<http://energy.ihs.com/Resource-Center/Presentations/>

<http://www.slb.com/>

(plus les sites des compagnies nationales et multinationales ainsi que ceux d'autres sociétés de service)

Un dictionnaire des termes pétroliers par Schlum :

<http://www.glossary.oilfield.slb.com/default.cfm>

Des sites Internet francophones pour des informations annuelles concernant les hydrocarbures :

de l'Institut français du pétrole :

<http://www.ifp.fr/IFP/fr/cinfo/fd05.htm> (fiches Panorama en début d'année),

de la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières :

<http://www.industrie.gouv.fr/energie/petrole/pdf/ra-direm2006.pdf> (rapport en juin).

Un site de discussion et d'information en français autour du pic de production pétrolière :

<http://www.oleocene.org/>

Merci de votre aide pour compléter cette liste (courriel à xavier.chavanne@paris7.jussieu.fr).