

**Previsions mondiales des combustibles fossiles et autre pics**

Jean Laherrere president ASPO France

**Petrole**

Pic petrolier = *peak oil* or *oil peak* ?

Le terme Peak Oil a été introduit pour la première fois par Colin Campbell en 2000 avec un article, puis en 2001 avec la création d'ASPO (Association for the Study of Peak Oil and gas).

Pourquoi Peak oil et non Oil peak?

A ma question, Colin a répondu: *C'est la même chose, l'anglais est moins précis que le français.*

*Mais **Oil peak** est plutôt un fait, alors que **Peak oil** est plutôt un concept.*

Colin a choisi *peak oil*, car ASPO sonnait mieux que ASOP.

Donc *oil peak* = pic du pétrole, *peak oil* = pétrole qui a un pic

*Peak oil* est maintenant très utilisé partout dans le monde, même en français.

Pour certains français, c'est même le *pick oil* !

Toutefois, pour remplacer la notion de pic, j'ai introduit en 2001 le terme *Bumpy plateau* (plateau en tole ondule), mais il a eu moins de succès que Peak Oil

Mais en montagne il y a de nombreux pics (ou tout descend autour), et dans les nuages un pic peut être local et on peut manquer le pic principal. C'est la même chose pour la production pétrolière mondiale, et le pic de 2008 (mensuel) ou de 2005 (annuel) peut être le maximum ou pas. Il faudra attendre plusieurs décennies pour en être sûr.

Le terme «**oil**» peut désigner une large fourchette de produits allant du *brut* aux *tous liquides*

Il ne faut pas confondre pétrole et oil (tout liquide onctueux qui ne se mélange pas à l'eau et qui brûle)

Malheureusement dans l'industrie pétrolière française, le terme huile est réservé à la partie visqueuse qui permet de lubrifier.

Il faut distinguer le pétrole (huile minérale), des huiles végétales, animales et synthétiques.

A la pompe, l'essence ne provient pas uniquement du pétrole, puisqu'il y a des biocarburants.

La question principale est quand la demande d'huile ne va-t-elle plus être satisfaite par la production? La demande inclut tous les liquides, l'offre doit inclure aussi tous les liquides

**-production**

Les données de production sont fournies par les agences nationales, mais il n'y a aucun consensus sur les définitions, ni la façon de mesurer (T, P), ni les unités (le SI (Système International d'unités), qui est la loi en Europe, est rarement respecté). Le baril n'est pas une unité légale aux US et l'USDOE est obligé d'ajouter après baril (42 US gallons)!

Le pétrole dépend encore des pratiques américaines!

La mesure est différente suivant les pays: volume ou poids, m<sup>3</sup>, baril, tonne et la densité nécessaire pour passer de volume à poids est souvent absente.

La densité du brut varie avec chaque champ (et avec le temps). Le contenu énergétique du brut varie entre 5 MBtu/b pour le Soudan à 6,4 MBtu/b pour Cuba (variation +26%) alors que pour le liquide d'une usine de traitement de gaz naturel le contenu varie de 3,3 MBtu/b pour la Colombie à 5,1 MBtu/b pour l'Algérie (variation + 55%).

La production mondiale est souvent donnée en tep, qui est définie en France comme valant 42 GJ (ailleurs peut être 41,8 GJ = BGR).

Il y a peu d'agences qui publient les productions mondiales énergétiques :

-l'AIE = Agence mondiale de l'Énergie (ou IEA) basée à Paris qui est en fait un club (ferme dominé par les Américains) des pays consommateurs pour s'opposer au club des producteurs qui est l'OPEP, mais ses données ne sont pas directement consultables sur Internet et ne donnent pas le détail par pays. L'AIE demanderait à la Chine de rejoindre ce club de consommateurs!

-l'OPEP base a Vienne qui publie des rapports mensuels et annuels avec beaucoup de donnees de ses membres sur le petrole, mais la politique des quotas bases sur les reserves pousse ses membres a tricher et ses donnees sont sujet a caution

-l'USDOE/ EIA (Energy Information Agency) qui a le site le plus fiable, le plus complet et le plus remis a jour qui permet d'avoir des fichiers excel sur les donnees historiques (depuis 1980) energetiques par pays

-BP publie un Statistical Review annuel qui donne des donnees historiques depuis 1965 a partir des donnees nationales pour la plupart des pays. Mais la production mondiale de huile est differente de sa consommation mondiale, montrant que la definition est differente (incluant ou non les biocarburants) !

-JODI = Joint Oil Data Initiative cree par l'AIE, OPEP, ONU, Eurostat et autres pour avoir des donnees plus fiables des principaux producteurs et consommateurs (top 30), mais il y a encore beaucoup de lacunes, c'est incomplet et peu facile a utiliser

-WEC = World Energy Council ou Conseil mondial de l'energie qui groupe la plupart des pays et donc pus representatif et plus democratique et qui publie des rapports tous les 2 ou 3 ans, mais sans forcer ses membres a adopter des regles communes, pour essayer d'avoir un total homogene et valable.

-BGR (Institut Federal pour Geosciences et Ressources naturelles) en Allemagne qui publie un rapport annuel sur les ressources energetiques a partir de ses propres etudes.

Pour les donnees historiques il faut faire appel a l'API (American Petroleum Institute) yearbook ou DGMN (De Golyer & MacNaughton)

Colin Campbell, fondateur d'ASPO a publie en 2008 «*An atlas of oil and gas depletion*» qui donne les productions depuis 1930 et previsions jusqu'en 2030 pour tous les pays producteurs

Le site d'ASPO Netherlands publie une «*oilwatch newsletter*» mensuelle avec de nombreux graphiques par pays

Les donnees nationales sont par definition non discutables, sinon c'est provoquer une crise diplomatique !

Chaque pays veut garder sa prerogative de publier ce qu'il veut, et refuse des regles mondiales.

Le resultat mondial est donc peu fiable!

L'EIA distingue dans le *oil supply* :

-brut & condensat (en tete de puits)

-liquides de gaz naturel en provenance d'usines de traitement de gaz = NGPL

-autres liquides a savoir les XTL (X to liquid = charbon CTL, gaz GTL; biomasse BTL , shale STL)

-gain de raffinerie en volume a travers cracking et hydrogenation (H venant du gaz)

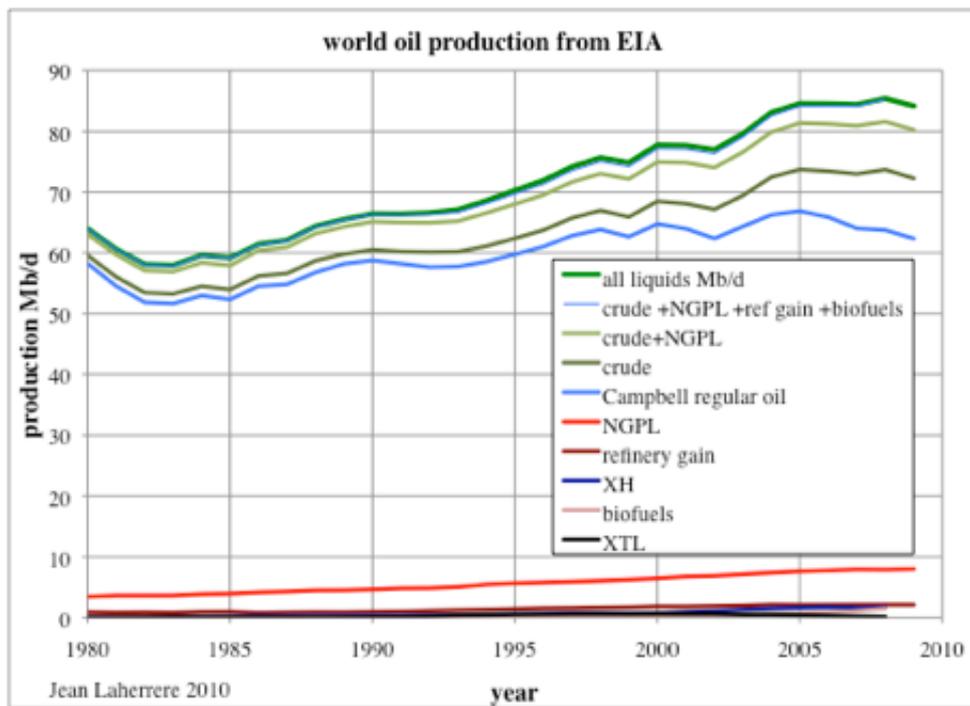
Le terme conventional (classique) est employe par tous sans etre defini.

Colin Campbell, a remplace *conventional oil* par *regular oil*, excluant arctique, offshore profond (>500m), petrole lourd (<17,5°API), huile des charbons, des schistes et des reservoirs compacts, mais, dans *all oil*, il ne met ni les gains de raffinerie, ni les petroles synthetiques (XTL). Sa definition de lourd est arbitraire et il n'y a pas de donnees officielles, il doit les estimer!

Pour ma part je ne reconnais comme «non classique» que le brut extra-lourd, car son piegeage est different et sa production (peut etre miniere). Mais les productions a haute pression posent probleme et elles augmentent!

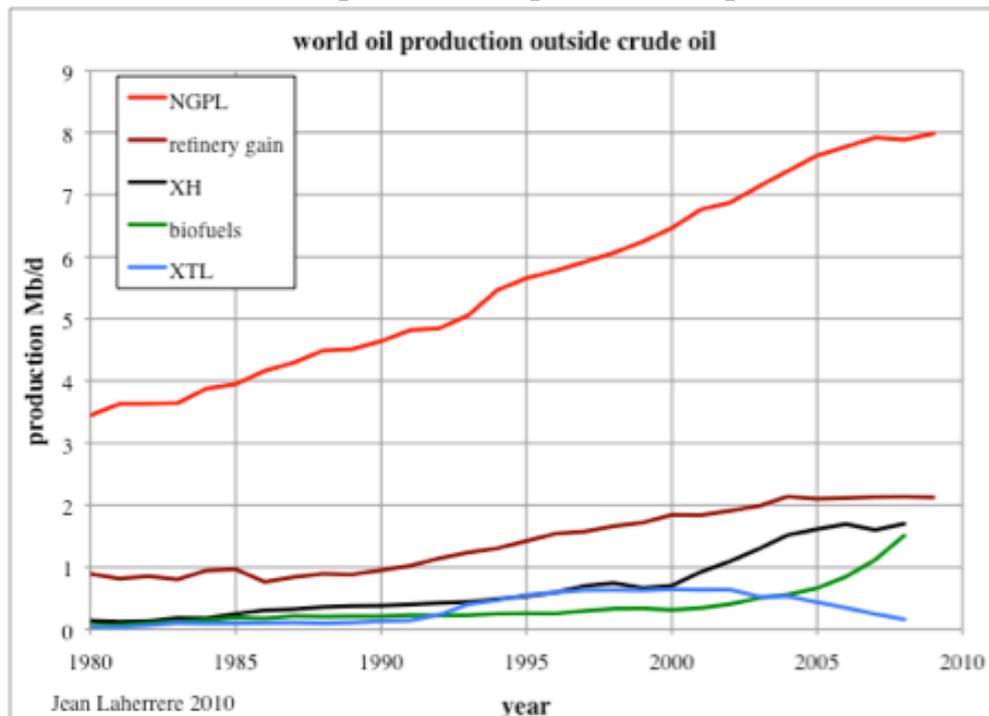
Les chiffres de production d'*huile* peuvent donc varier en 2008 de 64 a 86 Mb/d suivant les sources

Figure 1: **Production mondiale de liquides d'apres USDOE/EIA 1980-2009**



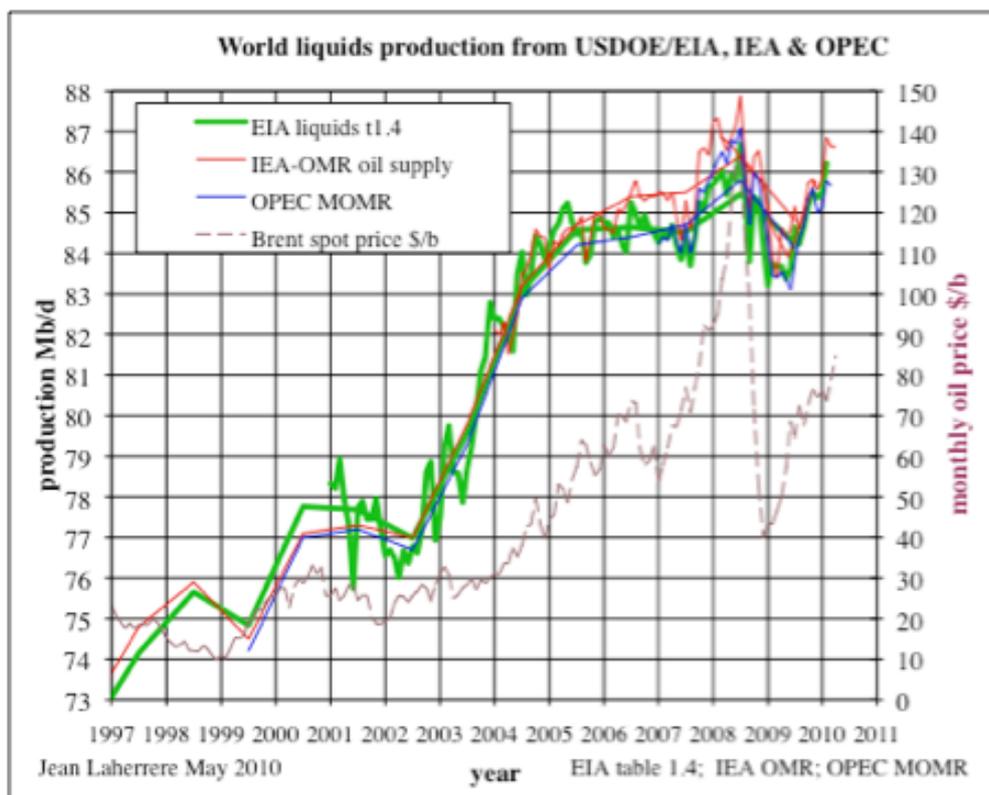
Si le brut est assez bien mesure (sauf aux US car le condensat y est inclus), les autres liquides sont plus difficiles a estimer, car les organismes nationaux les publient d'une facon heteroclite.

Figure 2: **Production mondiale de liquides autres que le brut d'apres USDOE/EIA 1980-2009**



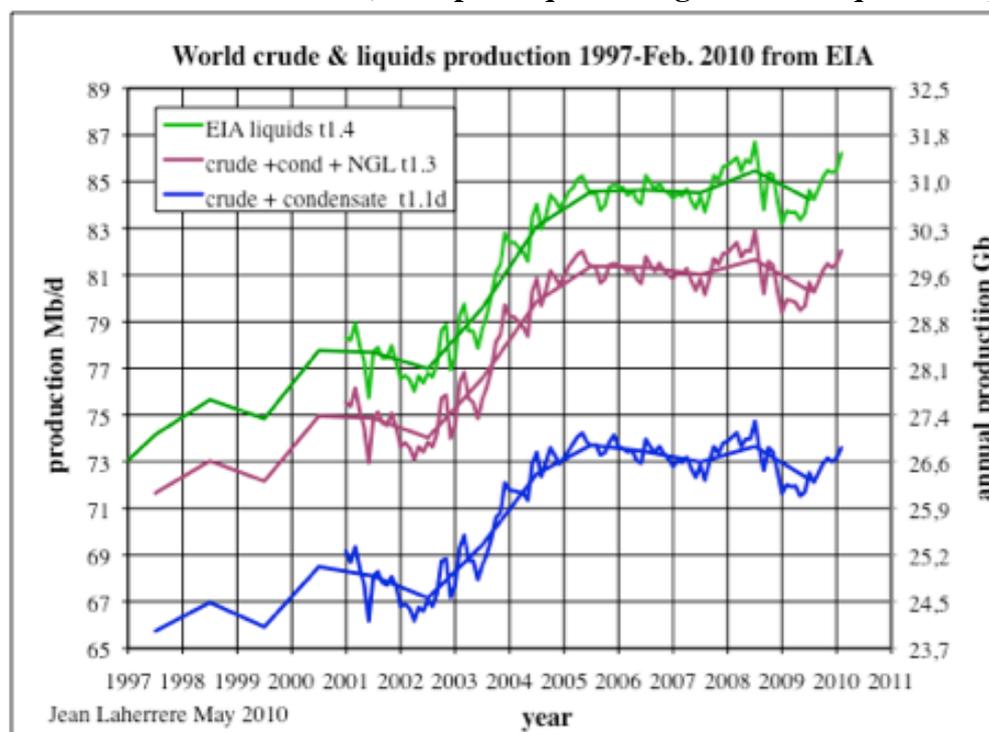
La production mondiale « *oil supply* » differe suivant les sources : EIA, IEA & OPEC, bien que chacune est donnee avec un nombre ahurissant de decimales inutiles. Il ne faut surtout pas parler de precision de donnees, puisqu'elles sont parfaites si on ecoute les etats, donc non discutables.

Figure 3: **Production mondiale de petrole (oil supply) publies par USDOE/EIA, AIE & OPEP**



Le pic mensuel a été atteint en 2008 pour le «tous liquides» et le brut, mais le pic annuel pour le brut en 2005! Depuis 2005 la production est sur un plateau ondule !

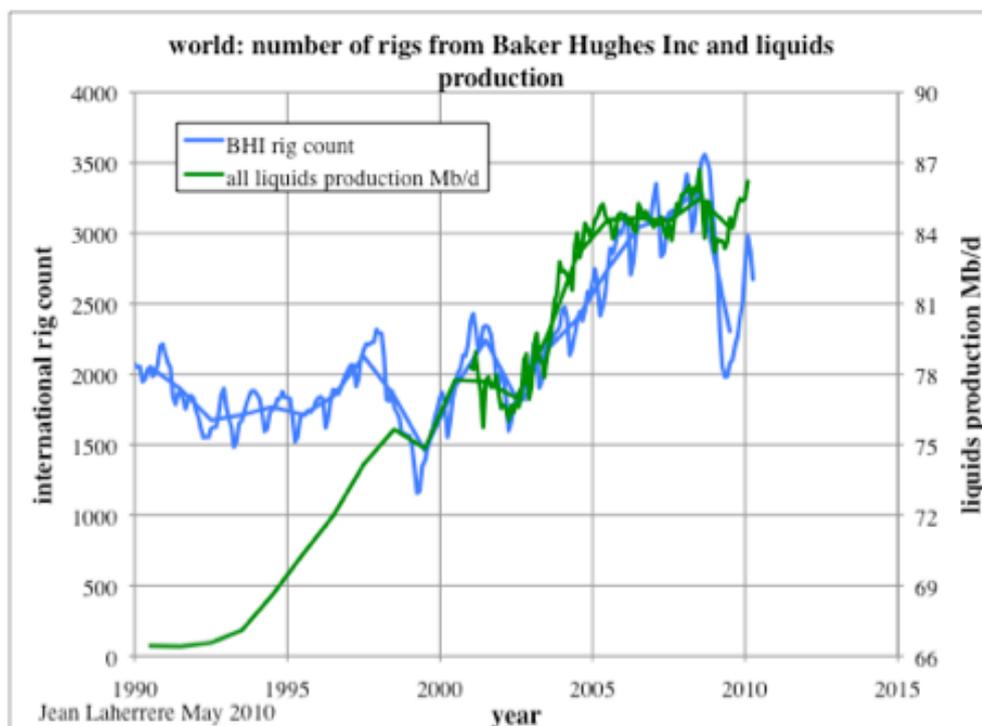
Figure 4: **Production mondiale de brut, brut plus liquides de gaz et tous liquides d'après EIA**



L'augmentation de production de 2002 à 2005 corrèle avec une augmentation de l'activité de forage et notamment du nombre d'appareils de forage.

La crise de 2009 a fait s'écrouler le nombre d'appareils, mais cela remonte, comme la production!

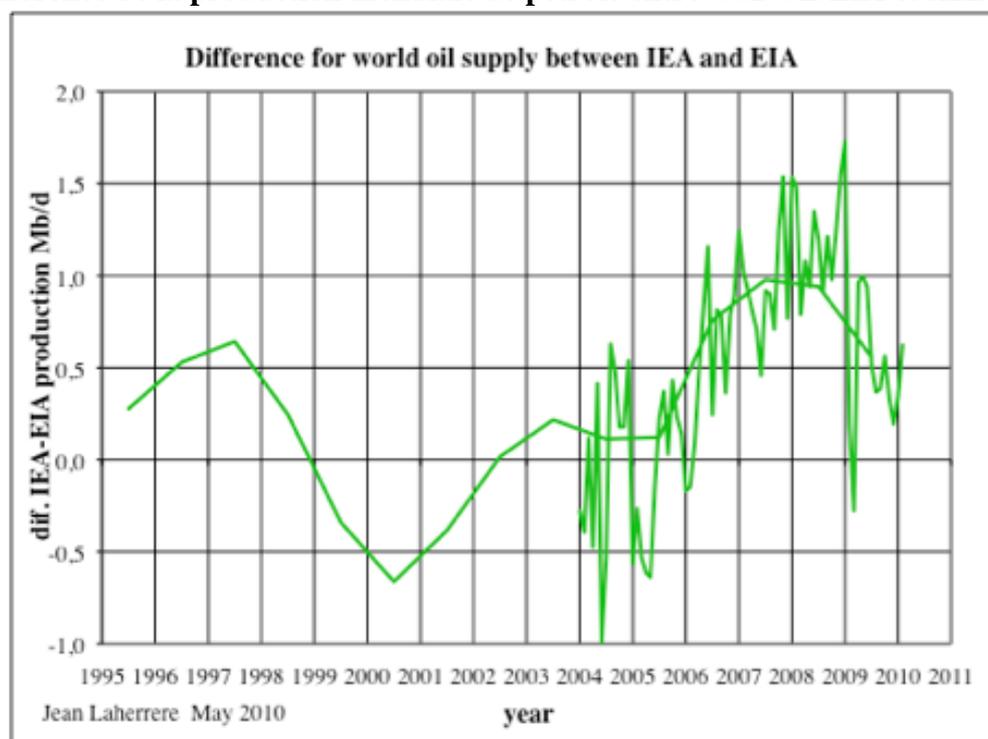
Figure 5: **nombre mensuel d'appareils de forage dans le monde d'après Baker Hughes Inc et production mondiale tous liquides**



Etant donne l'heterogeneite et l'imprecision des donnees de production fournies par les pays, la compilation au niveau mondial pour les tous liquides montre des divergences selon les sources. Ces differences proviennent essentiellement des liquides de gaz naturel et des biofuels.

Il n'a pas ete possible d'obtenir des explications claires pour essayer de resoudre cette difference qui va jusqu'a 1,5 Mb/d entre l'Aie et l'EIA. On peut donc dire que la production des liquides est connue a 1,5 Mb/d pres ! Sa valeur devrait donc etre fourni avec seulement 2 chiffres significatifs, soit en Mb/d sans decimale !

Figure 6: **difference de la production mondiale de petrole entre USDOE/EIA et AIE**



**Publier une donnee est un acte politique et depend de l'image que l'auteur veut donner: riche devant le banquier ou l'actionnaire, pauvre devant l'impot.**

Tout le monde triche quand il peut, soit en manipulant les chiffres ou les definitions, soit en censurant tout fait qui ne lui plait pas.

Des exemples de triche: la Grece sur ces deficits, les deputes anglais sur leurs notes de frais, le travail au noir, l'arret maladie, la declaration d'impots. Tricher n'est pas un peche pour beaucoup, mais un moyen a pratiquer quand il y a peu de chance d'etre pris et qu'il y a de l'argent a la cle. Les membres OPEP triche avec leurs production pour ne pas dépasser trop les quotas qui sont bases sur les reserves et la population. Ils trichent donc enormement sur les reserves et refusent tout audit independant, qui est la regle pour les compagnies sur la bourse americaine. Les audits ne sont pas aussi parfaits que l'on pense, car la compagnie qui audite les reserves est payee par la compagnie qui veut publier un certain chiffre de reserves. On ne contrarie pas celui qui vous paye! C'est la meme chose avec la notation des compagnies financieres qui payent le notateur. La crise financiere actuelle provient en partie de cette mauvaise pratique ! Mais il y a surtout le mensonge par omission pratique par beaucoup qui ne pensent pas tricher, mais juste ignorer ce qui les derange.

### -reserves = production future

Les previsions de production se font sur la base des reserves estimees par les geologues et/ou ingenieurs de reservoir/ production.

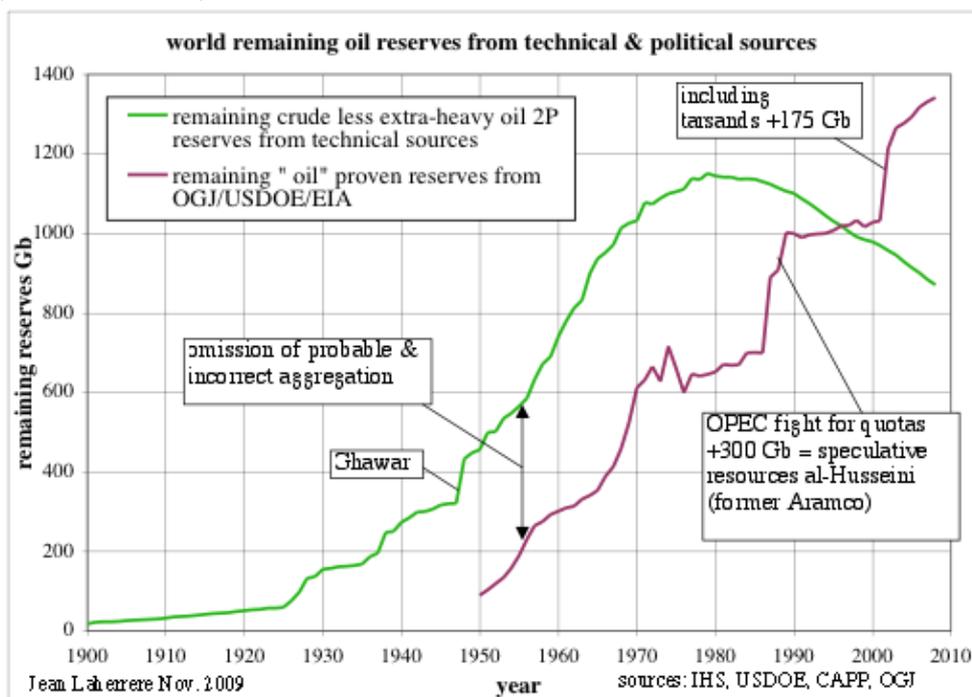
Les reserves sont en fait la production future esperee jusqu'a la fin de la production.

Il ne faut pas confondre reserves = future production et **ressources** = ce qui se trouve dans le sol, mais qui peut etre, soit non economique, soit non accessible pour de multiples raisons.

La France a encore des ressources de charbon, mais plus de reserves de charbon!

Les chiffres officiels des reserves (dites prouvees) qui sont en marron augmentent depuis 1950, alors que les donnees techniques (en vert) qui sont les 2P (prouve + probable) declinent depuis 1980, car depuis 1980 on decouvre moins de petrole que l'on produit.

Figure 7: **reserves mondiales restantes** de petrole d'apres les **donnees politiques (publiques) et techniques (confidentielles)**



Les reserves dites prouvees sont supposees etre le minimum pour proteger le banquier devant le producteur (genre JR Ewing) qui emprunte. Cela se concoit pour chaque champ, mais il est non scientifique d'ajouter tous les minimum des champs et pretendre que cette somme represente le minimum du pays: c'est faux. Il y tres peu de chances que la realite sera minimale partout, le total est donc tres sousestime et il ne faut pas s'etonner que les reserves totales des US augmentent avec

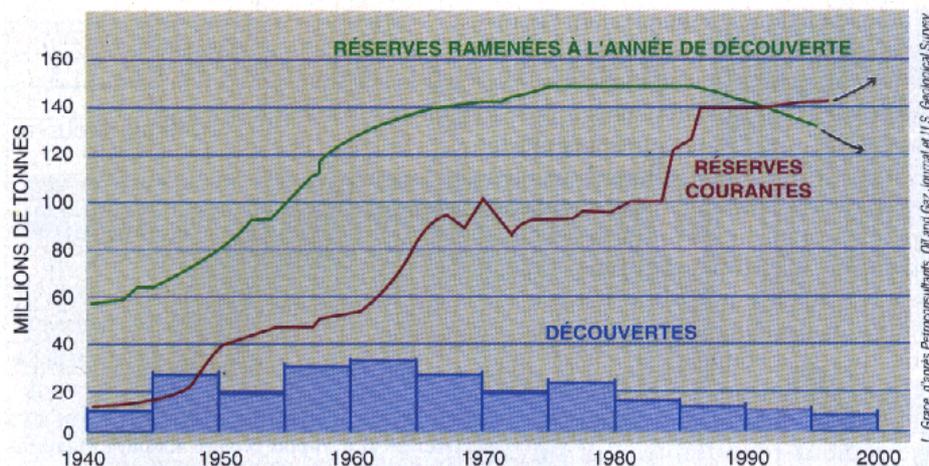
le temps et la production, car alors les reserves dites probables deviennent des prouvees. Cette mauvaise pratique americaine provient des regles perimees de la SEC (Security and Exchange Commission) qui, depuis 1978, obligent les compagnies internationales a ne publier que les reserves prouvees, ignorant les reserves probables, bien que la decision de developpement d'un champ, surtout en offshore, se fait sur le *net present value* calculee sur la valeur moyenne (expected mean) = 2P. La moyenne esperee est definie comme etant celle qui se realisera, si elle n'est pas atteinte en fin de production, ce n'est pas que la methode est mauvaise, c'est l'estimation qui a ete mauvaise. La SEC a enfin admis que ces regles etaient depassees et a partir de 2010 les compagnies peuvent declarer les reserves probables.

Les reserves mondiales publiees sont donc entachees de la mauvaise pratique des regles de la SEC, d'une addition incorrecte (elle devait etre faite en probabilisant, ce qui est pratiquement impossible) et surtout de declarations mensongeres des pays de l'OPEP, ainsi qu'une definition surestimee (3P) des pays de l'ex-URSS.

Après le contrechoc petrolier de 1986, l'OPEP a impose des quotas pour faire remonter le prix du brut.

Dans notre article de 1998 avec Colin Campbell «*The end of cheap oil*» Scientific American March (traduit «*La fin du petrole bon marche*» Pour la Science Mai 1998), ce meme graphique, mais 12 ans plus tot, est parfaitement confirme aujourd'hui, bien que les reserves politiques ont augmente davantage car la definition a ete changee en ajoutant le non-conventionnel sans le dire

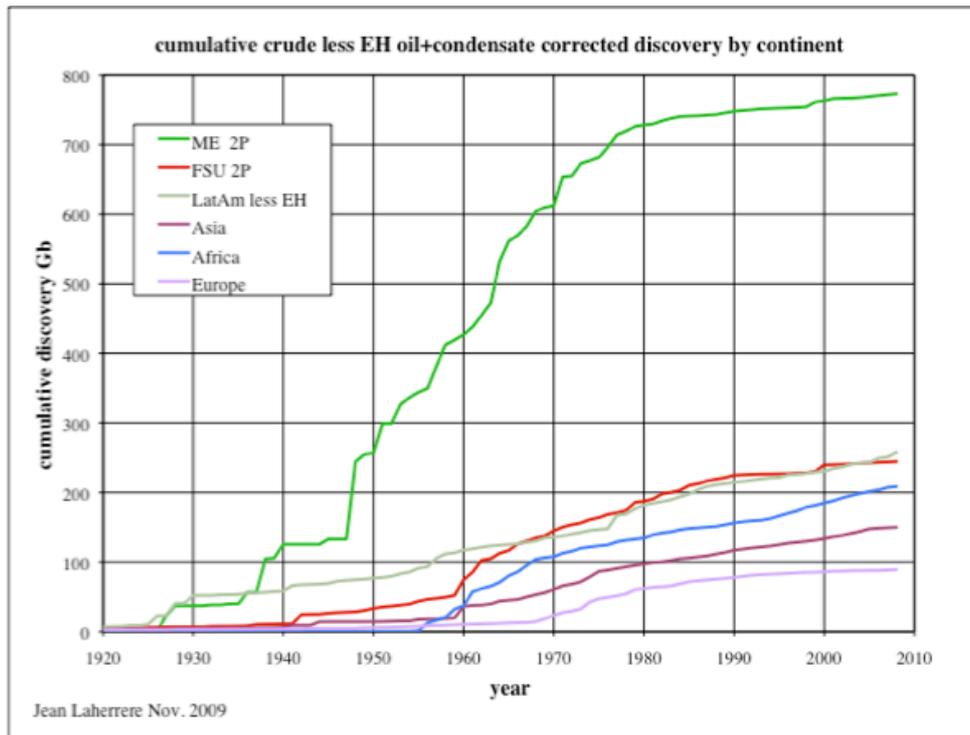
Figure 8: meme graphique en 1998 Pour la Science Campbell and Laherrere “**La fin du petrole bon marche**”



5. LA CROISSANCE DES RÉSERVES PÉTROLIÈRES depuis 1980 n'est qu'une illusion reposant sur des révisions tardives des estimations initiales. En rapportant ces révisions à l'année de découverte des gisements, on constate que les réserves ont chuté, en raison d'un déclin continu des découvertes de nouveaux gisements (histogramme en bleu).

La repartition par continent des decouvertes cumulees montre que le Moyen Orient a ete plus que gate par la Nature

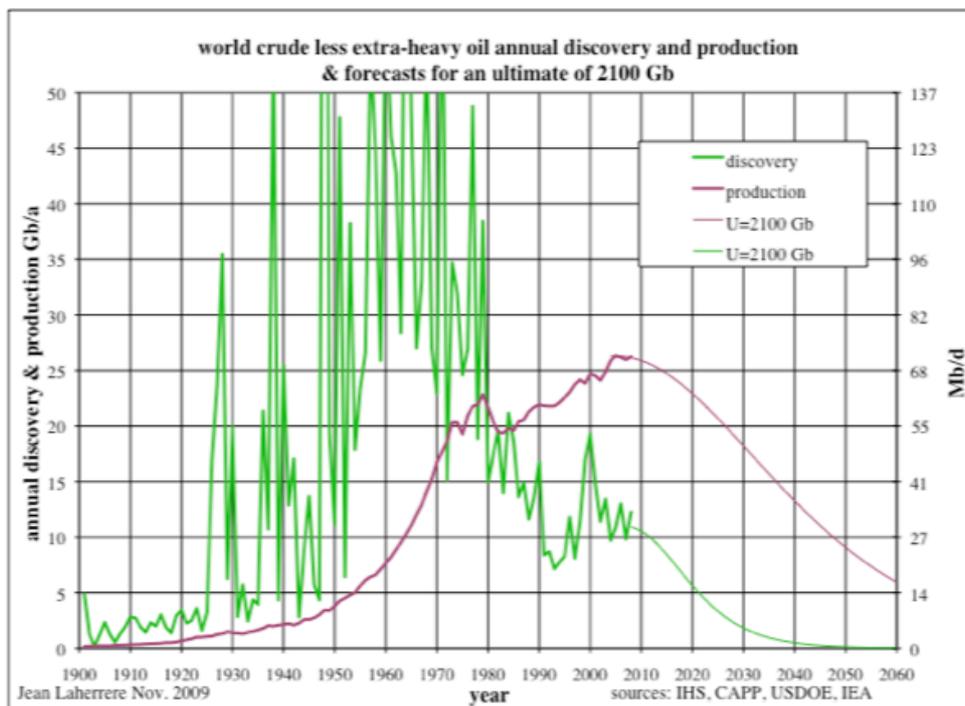
Figure 9: decouvertes corriges et cumulees de petrole par continent



L'extrapolation des courbes de decouvertes (presentees en courbe d'ecremage: decouvertes cumulees versus nombre cumule de puits explo pure = NFW = New Field Wildcat) permet d'estimer la quantite ultime de reserves, a savoir ce qui reste a decouvrir. Il s'avere que ce qui reste a decouvrir est inferieur aux corrections qui sont necessaires sur ce qui a ete decouvert a cause des tricheries de l'OPEP (250 Gb), d'une surestimation de la classification russe (100 Gb) et de l'inclusion d'extra-lourd dans les reserves du Venezuela (150 Gb).

Pour le brut moins extra-lourd l'ultime est de 2100 Gb. Il est alors possible de tracer un profil de production future dont la surface sous la courbe passee et future, partant de zero, passant par un ou plusieurs pics et finissant a zero, soit egale a l'ultime.

Figure 10: **monde: decouverte et production annuelles de brut moins extra-lourd et previsions pour un ultime de 2100 Gb**



S'il est relativement facile d'estimer les réserves du pétrole conventionnel = brut moins extra-lourd (2,1 Tb), car elles varient peu avec le prix du brut, il en est tout autrement des réserves ultimes des autres composants de tous liquides à savoir les extra-lourd, les liquides de gaz naturel, les XTL et les gains de raffinerie pour obtenir l'ultime de tous liquides (voir figure 2).

Mais pour faire des prévisions il faut bien des chiffres des ultimes = production cumulée quand elle est épuisée.

L'ultime pour les liquides de gaz naturel a été estimée à 300 Gb à partir de l'ultime de gaz naturel (13 Pcf).

L'ultime pour l'extra-lourd est estimée à 500 Gb. Ces réserves (Canada et Venezuela) sont bien connues (les sables bitumineux d'Athabasca sont connus depuis 1750) ayant fait l'objet depuis longtemps de nombreux forages. Avant mon départ en retraite, patron des techniques d'exploration chez Total, constatant le déclin des découvertes conventionnelles, j'avais en 1990 recommandé l'entrée dans le farmout de Gulf dans le projet Surmont (in situ avec SAGD), recommandation refusée alors par Tchuruk comme trop long terme. Mais plus tard, Total en 1999 a pris ce farmout de Gulf (racheté par Conoco) et en plus a acheté le champ de Joslyn. Le problème des sables bitumineux au Canada sont les investissements, la lenteur des développements (10 ans) par manque de personnel, le besoin de source de chaleur pour la vapeur (réserves de gaz local trop faibles) et d'eau, plus la pollution (large lacs de decantation). Au Venezuela l'extra-lourd est beaucoup moins visqueux car la température des réservoirs est plus élevée (50°C contre 5°C) il peut être produit sans vapeur (Sincor 1) avec une récupération faible (8%), mais la nationalisation par Chavez a fortement ralenti les projets de développements avec vapeur (récupération 25%).

La production d'extra-lourd dépend principalement de la taille du robinet et non de ses réserves.

La production future du gain de raffinerie dépend de la production future du brut moins extra-lourd (2,2 Gb) et est estimée à 2,9%.

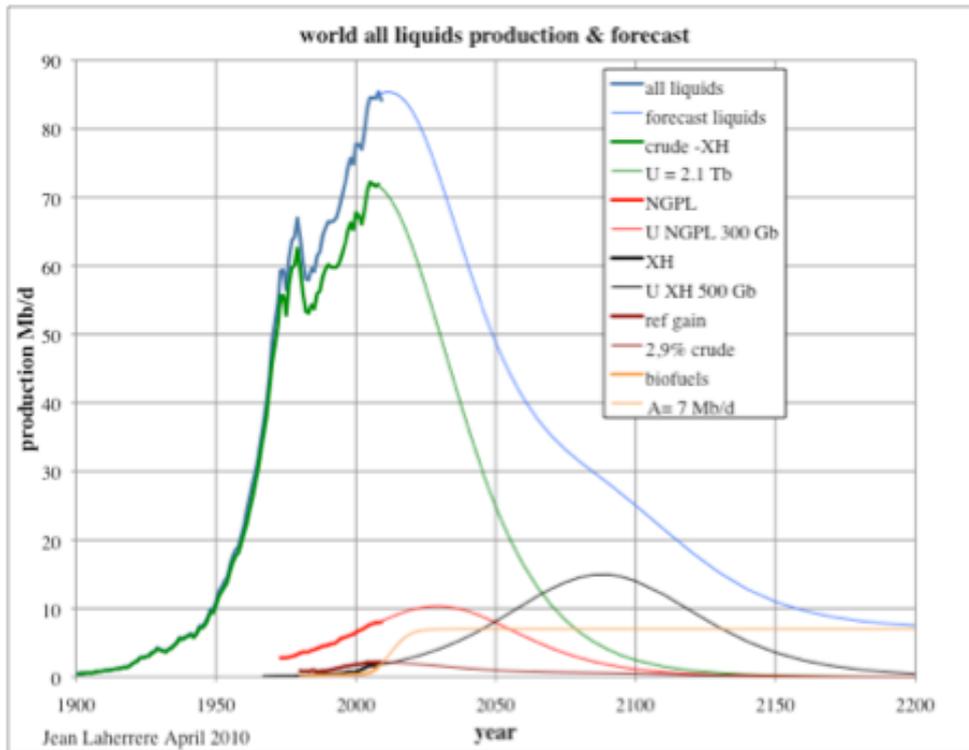
Les XTL (X to liquids) (figure 2) sont surtout les BTL (Biomass) à savoir biocarburants = bioéthanol et biodiesel), mais aussi fuels synthétique par le procédé Fischer-Tropsch; les CTL (Coal); les GTL (Gas); les STL (Shale) et peut être demain les HTL (Hydrogen). Nous avons exclu les biofuels des XTL car bien mesurés. La production des XTL hors biofuels décroît et est moindre que la production des tous liquides.

En face de cette incertitude, une fourchette assez large a été prise et l'ultime tous liquides est pris à 3 Tb + asymptote biocarburants à 7 Mb/d.

Il est évident que le non conventionnel et les autres liquides ne changeront guère la date du pic, mais seulement le déclin.

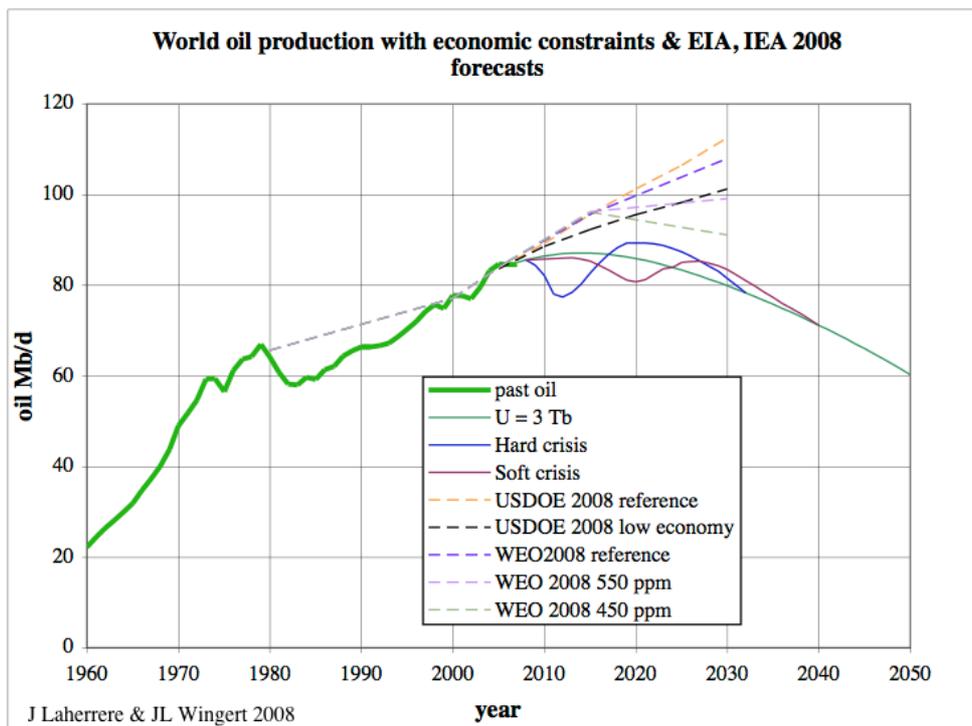
En matière de non-conventionnel, ce qui importe est la taille du robinet et non celle du réservoir!

**Figure 11: monde: production brut -XL & tous liquides et prévisions pour ultimes de 2,1; 3 Tb +biocarburants 7 Mb/d, avec hypothèse : pas de contrainte au dessus du sol**



En introduisant des contraintes économiques avec JL Wingert a ASPO Barcelona 2008, nous avons obtenu un *bumpy plateau = plateau ondule*

Figure 12: monde: production annuelle tous liquides (U = 3 Tb) avec contraintes économiques 1960-2050

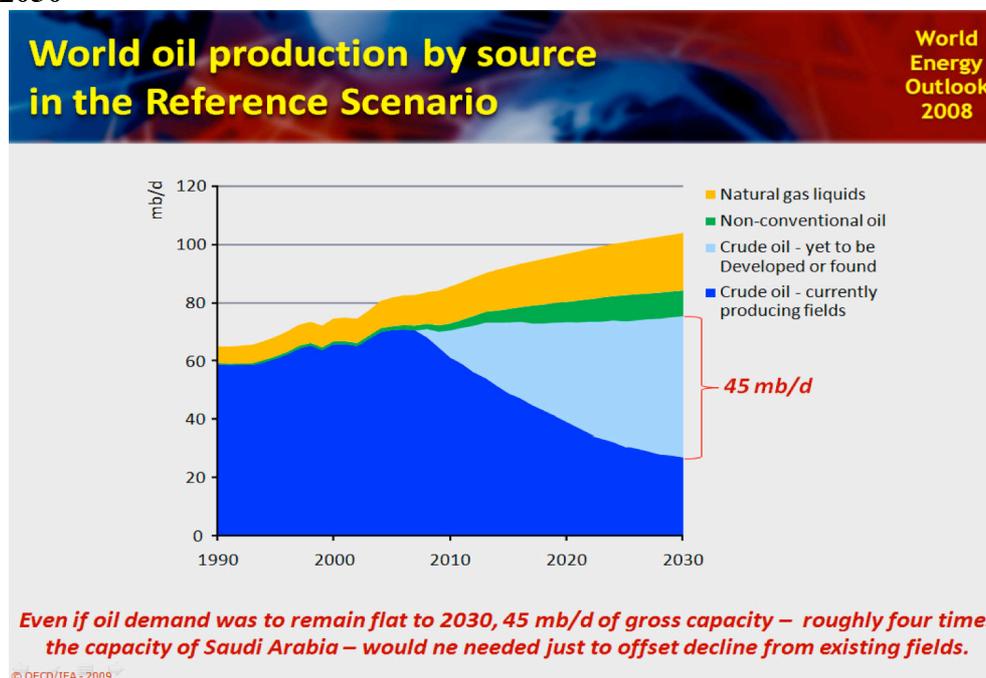


Thierry Desmarest a Davos 2010 a declare qu'il sera tres difficile de depasser 95 Mb/d et que le pic arriverait dans quelques annees. Il y a quelques annees, il penchait plutot vers 2025, puis vers 2020 en ajoutant que la date du pic se rapprochait avec l'age du geologue (visant les geologues d'ASPO); mais le capitaine a aussi vieillii!.

Le premier ministre D de Villepin a declare le 1<sup>er</sup> septembre 2005 au cours d'une conférence de presse à l'hôtel Matignon "*Nous sommes entrés dans l'ère de l'après-pétrole. Je veux en tirer toutes les conséquences et donner une vraie impulsion aux économies d'énergie comme à l'utilisation des énergies renouvelables.*» Alors qu'en Novembre 2005 l'AIE prevoit 115 Mb/d en 2030 c'est a dire un pic apres 2030 et que, si l'IFP dans Panorama 2006 annonçait la fin du petrole bon marche, son geologue Y.Mathieu (Vienne avril 2006) annonçait le pic du petrole entre 2018 et 2028. Pourquoi le gouvernement en 2005 a voulu aller contre les previsions de l'AIE et de l'IFP? Par qui a-t-il ete alerte? Cependant parler de l'ere de l'apres petrole etait excessif, c'est en fait l'ere du plateau ondule!

L'AIE, dans sa prevision WEO 2008 reference, prevoit 106 Mb/d en 2030: mais c'est une mission impossible car il faut trouver une production de 45 Mb/d par de nouveaux champs. Les liquides de gaz sont a 10 Mb/d en 2006 alors que l'EIA les publie a moins de 8 Mb/d, soit 2 Mb/d de difference!

Figure 13: monde: production annuelle de petrole et de liquides de gaz prevision AIE WEO 2008 1990-2030



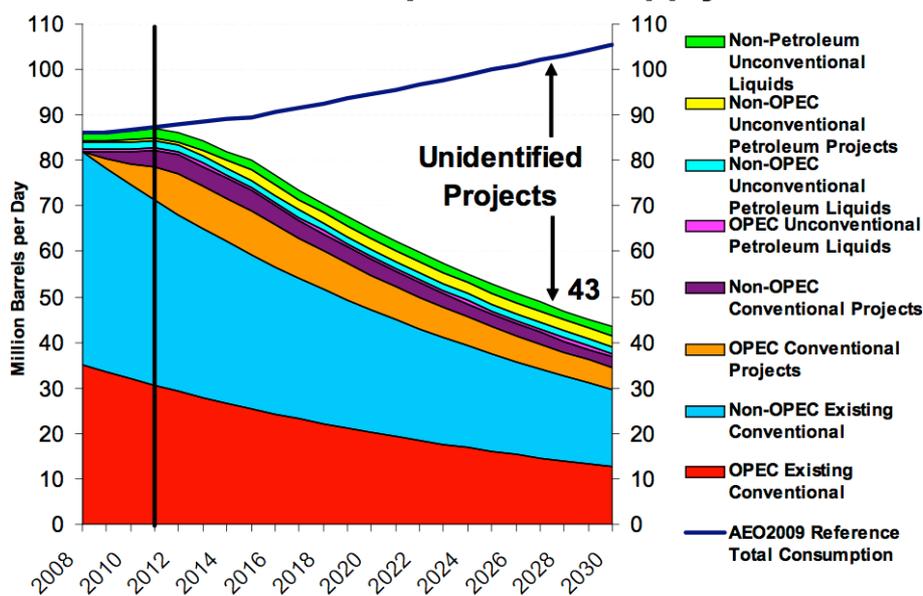
Ce graphique n'existe plus dans le nouveau rapport WEO 2009 dont le scenario de reference *Business as usual* BAU (105 Mb/d en 2030 contre 106 Mb/d pour WEO 2008, 116 Mb/d pour WEO 2006 et 121 Mb/d pour WEO 2004) est dit a eviter et le scenario de 450 ppm est dit un but a attendre, donc pas de previsions veritables, mais des **vœux pieux a eviter ou a atteindre** !

Sweetnam (USDOE/EIA) a publie <http://www.eia.doe.gov/conference/2009/session3/Sweetnam.pdf> un graphique qui montre bien un pic de la production a partir des installations connues ou il faut des *unidentified projects* pour satisfaire la demande BAU (business as usual). Tout grand projet a 5ans et meme au dela est connu !

Sweetnam, interviewe recemment <http://petrole.blog.lemonde.fr/2010/03/25/washington-considers-a-decline-of-world-oil-production-as-of-2011/> , penche pour un declin des liquides entre 2011 et 2015.

Figure 14: previsions de l'offre des liquides d'apres l'USDOE/EIA Sweetnam 2009

## World's Liquid Fuels Supply

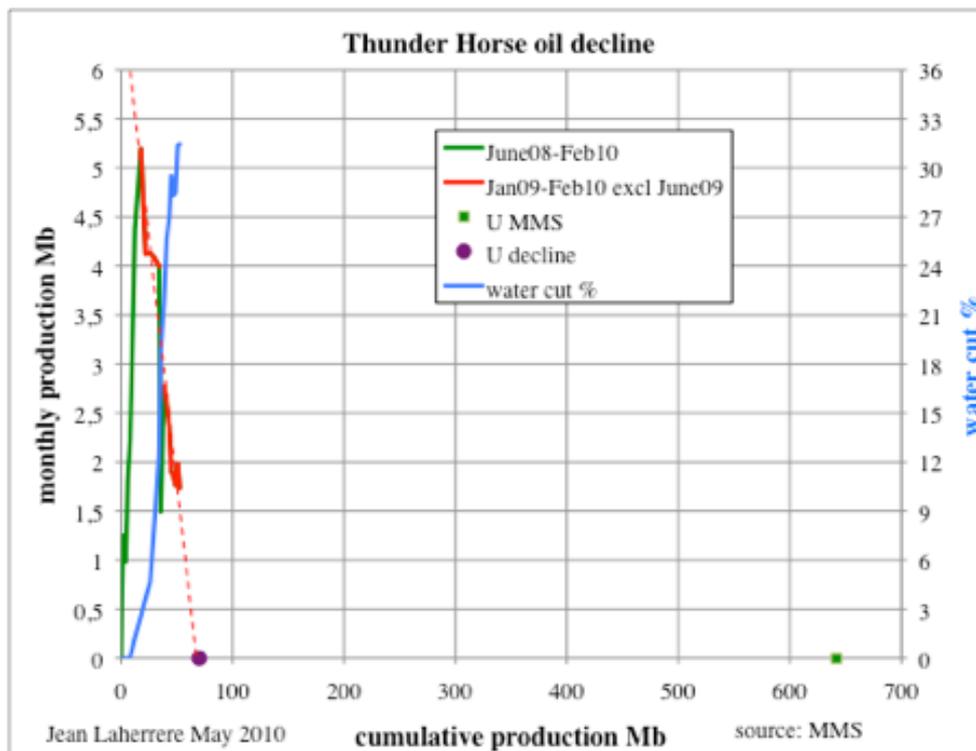


8

Le non-conventionnel (tout ce qui est au dessus du violet) fait moins de 10 Mb/d en 2030!  
 Mis en lumière par les journalistes pour ses positions sur le Peak Oil, Sweetnam vient d'être mute sans explication. Le nouveau patron de l'énergie Steven Chu avait pourtant en 2005 (alors patron d'un labo de l'USDOE) publié un article avec le graphique d'ASPO!

Le déclin du champ géant Thunder Horse (découvert en 1999, réserves 800 Mb scout, 642 Mb MMS) du Golfe du Mexique est beaucoup plus fort que prévu <http://www.energy-facts.org/Home/tabid/101/Default.aspx>. De Janvier à 2009 à Janvier 2010 la production a décliné de 163 000 b/d à 63 000 b/d, soit de 60 %. De plus le water cut est passé de 4% en Février 2009 à 31% en Février 2010 ! L'extrapolation de ce déclin conduit à un ultime de 70 Mb contre 642 Mb annoncée par MMS: soit une croissance négative de près de 90%! Il faut attendre plus de données de production, mais l'augmentation brutale du water cut est inquiétante.

Figure 15: **déclin de la production de pétrole de Thunder Horse dans le Golfe du Mexique**



La croissance des reserves (field growth) vantee par l'USGS en 2000 (730 Gb) sur des extrapolations peu scientifiques (comparaison des reserves 1P (= minimum) aux US avec les reserves 2P (= valeur esperee) du reste du monde) a de fortes chances d'etre negative. IHS (Chew Oct 2008) mettait 298 Gb de *resource growth* possible. Quand sera-t-il demain? L'explosion de la semi-sub Deepwater Horizon montre que la fiabilite des organes de securite (BOP) est douteuse pour les fortes profondeurs d'eau et les fortes pressions (c'est une production non conventionnelle). Cette fiabilite avait ete mise en cause par le MMS, mais MMS a ete peu ecoute et est accuse maintenant de mansuetude, car MMS est suppose donner les regles et il vient d'etre reorganise, coupe en 3!

Matt Simmons insiste sur le fait que les infrastructures petrolieres en acier rouillent et vieillissent, de meme que le personnel petrolier qui est age et qui n'a pas ete remplace par des jeunes competents. Les compagnies petrolieres ont eut le tort de trop reduire leur personnel quand le prix a baisse en 1999. On voit le resultat !

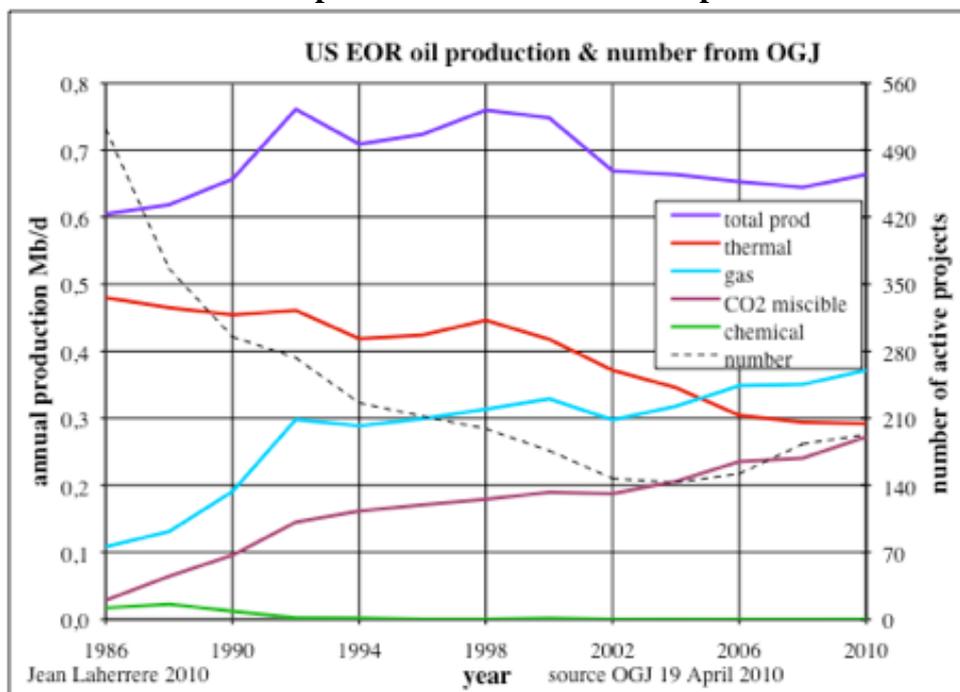
### -huile non conventionnelle

Il n'y a aucun consensus sur la definition de conventionnel et non conventionnel, car chacun veut garder sa liberte de dire ce qu'il veut, sans avoir a le definir exactement. La meilleure definition est celle de l'USGS qui definit les champs conventionnels comme des unites discrettes avec gaz et petrole au dessus d'un plan d'eau, alors que les gisements non conventionnels sont du type continu sans presence d'un plan d'eau defini dans un reservoir peu poreux et peu permeable.. Le conventionnel (classique) est suppose employer des methodes simples de production, a savoir recuperation primaire (depletion en utilisant la chute de pression du reservoir), ensuite recuperation secondaire (augmentation de la pression du reservoir par injection d'eau ou de gaz). La recuperation tertiaire change les caracteristiques des fluides du reservoir (huile et eau) en apportant chaleur pour changer la viscosite ou gas miscible ou produit chimique ou meme bacteries: ces methodes sont dites **EOR = enhanced oil recovery**. La vapeur est utilisee pour produire les huiles lourdes visqueuses.

D'après les études d'OGJ, la production EOR des US a culminé en 1998 en volume à 0,75 Mb/d et le nombre de projets en 1986 était de 412 contre 193 en 2010.

Le CO<sub>2</sub> miscible ne produit que 0,27 Mb/d avec une faible augmentation constante depuis 1992, malgré l'augmentation du prix du brut et les incitations sur le CCS qui sont justifiées par l'accroissement des réserves avec l'injection de CO<sub>2</sub>.

Figure 16: volume et nombre de la production EOR des US d'après OGJ



Mais il n'y a pas de consensus pour définir les huiles lourdes, car le passage est continu, sauf en arrivant au plus lourd que l'eau (extra-lourd), car là, le piégeage est différent et le contact du champ classique avec gaz surmontant l'huile surmontant le plan d'eau n'existe plus. La plus forte densité des champs lourds est souvent obtenue à partir d'anciens champs légers par perte des volatils, mais aussi par attaque bactérienne, à partir des aquifères. L'exploitation minière de surface des sables bitumineux de l'Athabasca est évidemment non conventionnel, mais la production froide du Venezuela avec pompe à cavité progressive est en continu avec le conventionnel.

#### -confusion entre réserves et ressources : *oil shale* et *shale oil*

Les schistes bitumineux (*oil shale*), ni schistes véritables, ni bitume, mais en fait des roches-mères contenant de la matière organique (kerogène) immature, qui n'a pas encore généré de pétrole, car n'ayant pas subi les conditions de température et de pression (fenêtre à huile) nécessaires à la génération d'hydrocarbures.

Les *Schistes d'Autun* ont été produits en France de 1835 à 1957 par extraction minière et cuisson pour pyrolyse (retorting). Les *schistes estoniens* sont brûlés directement dans les centrales et les cimenteries mais cette exploitation doit s'arrêter à cause de la pollution.

Les essais américains et australiens en mine ont été arrêtés, mais il existe une dizaine de projets de recherche in situ, dont le plus avancé est celui de Shell avec chauffage lent par résistance électriques et réfrigération autour: mais la décision d'un pilote commercial ne doit être prise que dans quelques années.

Au contraire le *shale oil* concerne des roches-mères matures qui ont généré du pétrole étant dans la fenêtre à huile, mais qui n'ont pas expulsé toute l'huile. Le *shale oil* est à la mode, relancé par l'utilisation des puits horizontaux et surtout la fracturation pour récupérer le pétrole qui est resté dans la roche-mère qui a de maigres qualités de réservoir, à l'exemple du Bakken dans le bassin de Williston aux US et Canada. Il est difficile de traduire shale en français, huile de schiste est

mauvais, pour shale oil, ce serait plutôt huile de roche-mère mature le plus correct pour shale oil et huile de roche mère immature pour oil shale.

Un projet *shale oil* existe en France dans le bassin de Paris.

**-Shale oil en France**

Un article récent aux US titrait : *40 Gb under the Eiffel Tower* en parlant d'une compagnie texane

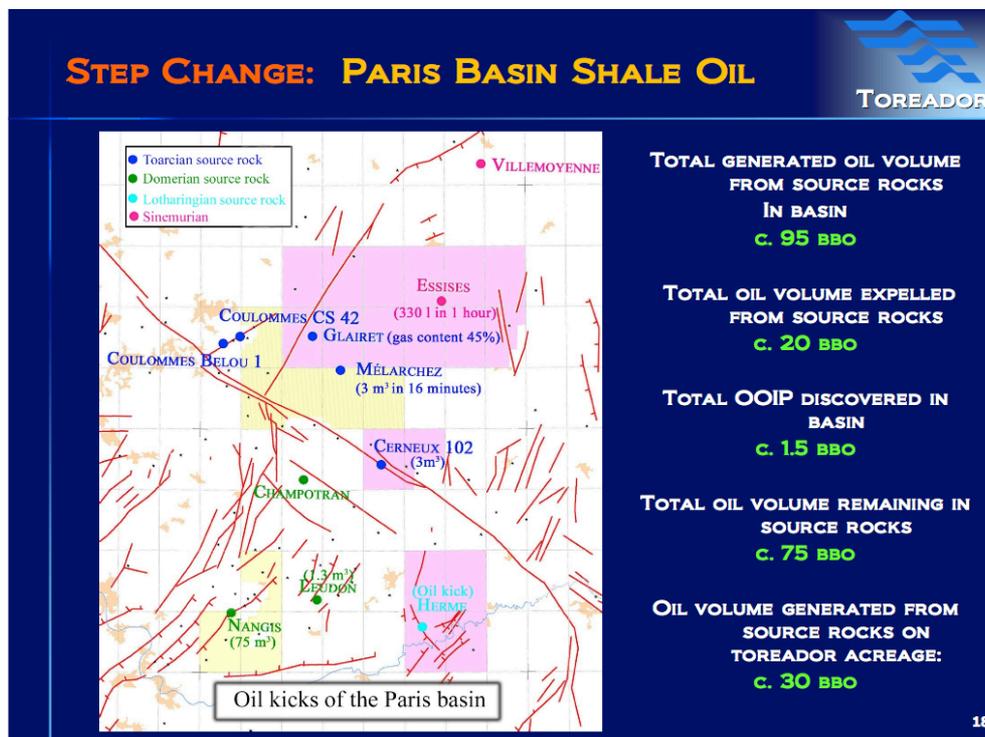
<http://www.oxfonline.com/MMR/MMRTor0909autonobk.html?pub=MMR&code=EMMRKA41&o=35728&s=37154&u=47408294&l=56636&g=96&r=Milo>

La compagnie texane **Toreador Energy** a vendu tous ses assets américains et a déménagé sur Paris en se concentrant sur sa filiale française (anciennement Madison), qui avait racheté à Total quelques vieux champs à bout de souffle.

Toreador prétend que l'huile générée dans les schistes cartons du Bassin de Paris représente 95 Mb, dont 20 Gb a été expulsée (1,5 Gb découvert) et qu'il en reste **75 Gb dans la roche-mère, dont 30 Gb sous les permis de Toreador**.

Toreador se fait fort avec l'expérience américaine du Bakken de produire ce pétrole

Figure 17: **Bassin de Paris: projet shale oil de Toreador avec 75 Gb restant dans les schistes cartons**

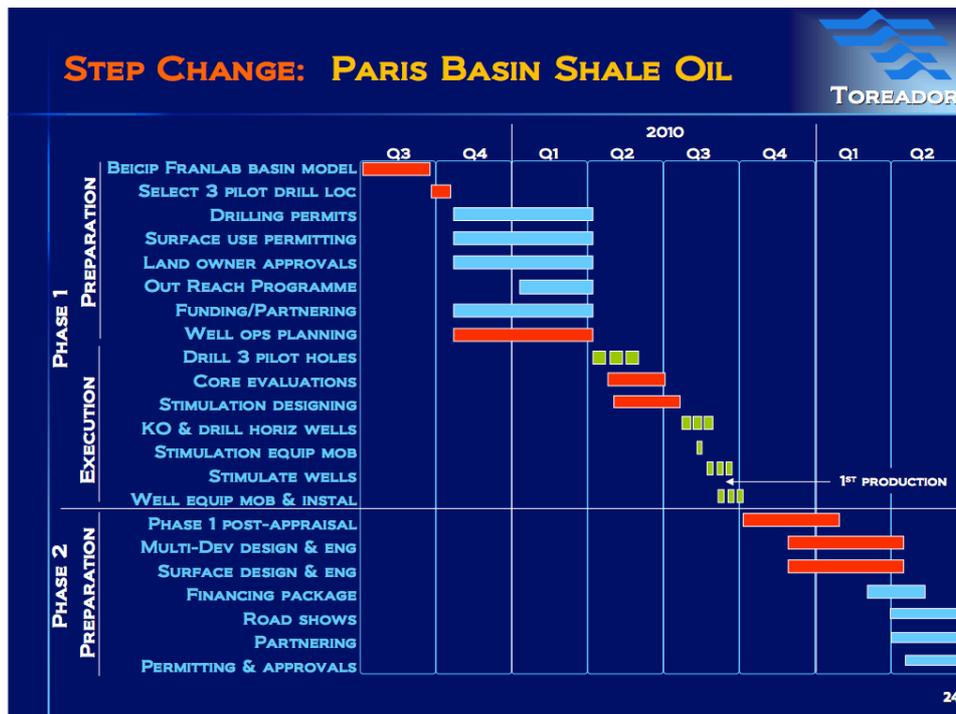


Pour 2010, Toreador avait prévu de forer 3 puits pilotes et de commencer une première production fin 2010 après stimulation.

Toreador vient en fait de conclure un farm out (paiement de 15 M\$) avec Hess pour six forages, dont un cette année.

On aura donc en 2011 la réponse sur les 30 Gb sous les permis de Toreador!

Figure 18: **Bassin de Paris: programme 2010 de Toreador**



Toredor, qui perd de l'argent sur sa production française, cherchait à se faire racheter par un major (discussions avec BP, Shell, Statoil), il a choisit le farm out!

### -Biocarburants

Il y a 2-3 ans c'est le mirage des biocarburants qui a amene une flambee des prix du maïs et de la tortilla au Mexique provoquant des émeutes.

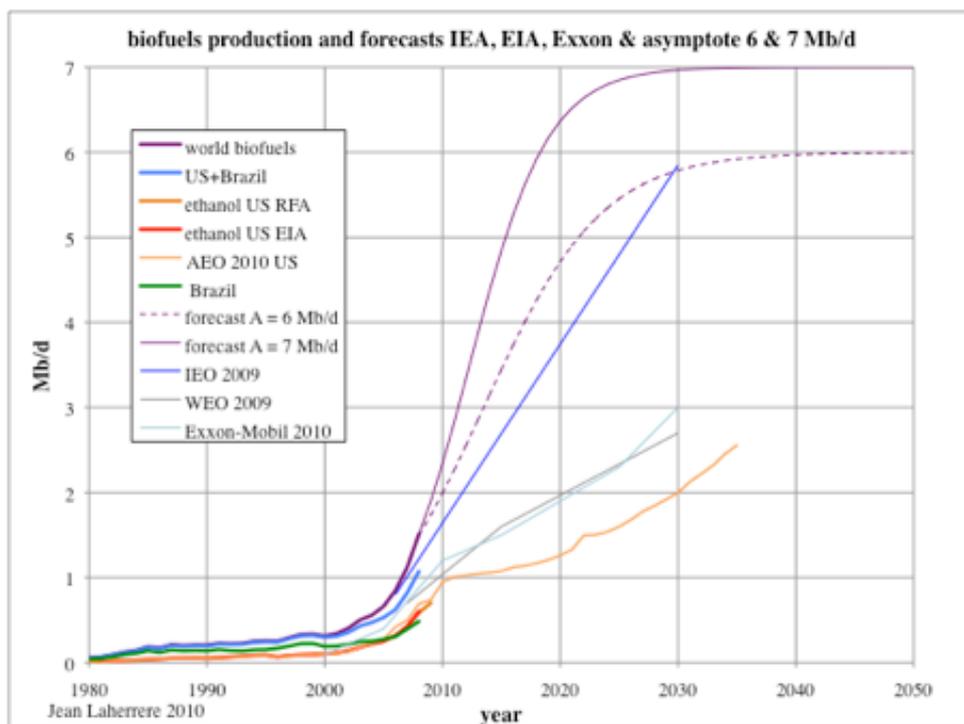
L'éthanol à partir du maïs a un EROEI (energy return on energy invested) allant de 1,7 (USDA) à 0,7 (universitaires = Pimentel, Patzek, Chavanne) sans qu'un accord sur un chiffre précis soit trouvé. L'éthanol n'est rentable pour le maïs et autres que grâce aux subventions, seul l'éthanol à partir de la canne à sucre (ni engrais, ni pesticide et ni irrigation) est rentable sans subvention (Bresil).

L'AIE avec WEO09 espere la 2e generation (cellulosique), bien que ce soit toujours de la recherche (devenant économique quand le brut est >90 \$/b?). La prevision pour 2030 de l'AIE n'est que de 2,7 Mb/d pour les biofuels, idem pour Exxon-Mobil, mais 5,9 Mb/d pour l'EIA.

Mais l'administration Obama vient de reduire le projet ethanol cellulosique de 94% !

Pour couvrir le potentiel des biofuels de 2eme generation et des BTL (procede Fischer Tropsch ou Choren), une asymptote optimiste de 7 Mb/d a ete consideree.

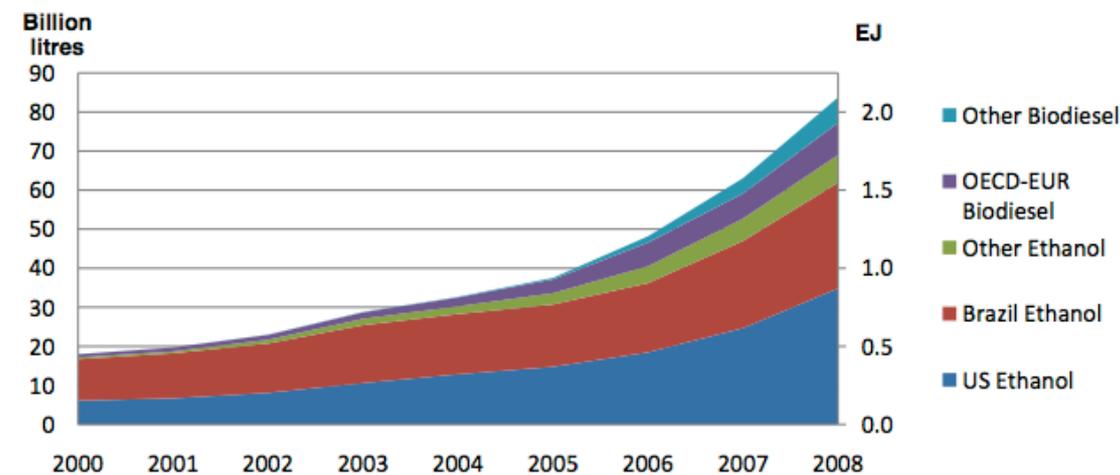
Figure 19: **production annuelle mondiale de biofuels avec une asymptote de 7 Mb/d 1980-2050**



Le rapport AIE Fev. 2010 [http://www.iea.org/papers/2010/second\\_generation\\_biofuels.pdf](http://www.iea.org/papers/2010/second_generation_biofuels.pdf) «*Sustainable Production of second -Generation Biofuels -Potential and perspectives in major economies and developing countries*» donne le detail sur la periode 2000-2008

Figure 20: **production annuelle mondiale de biofuels 2000-2008 d'apres l'AIE 2009**

**Figure 3.** Global biofuel production 2000 – 2008

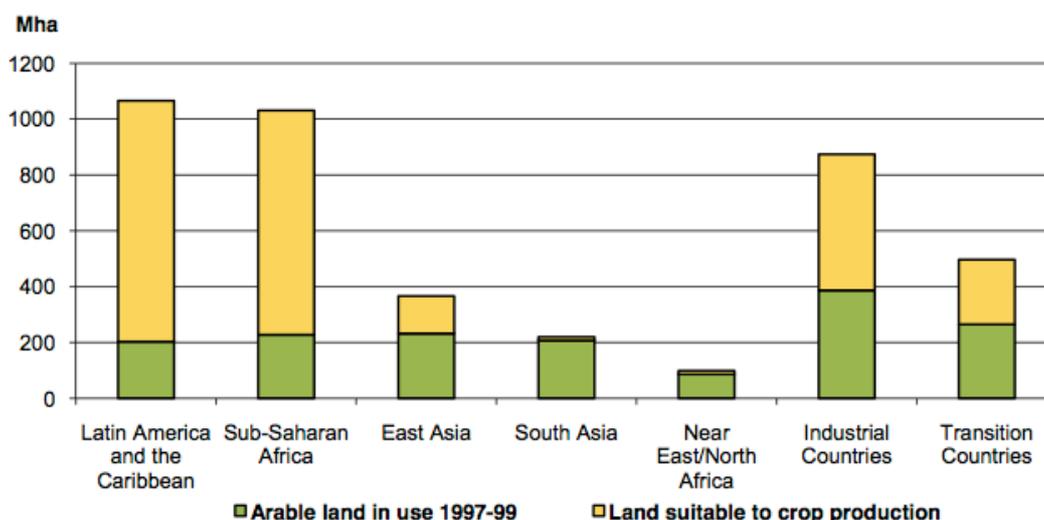


Source: IEA, 2009b

La production de biofuels est limitee par la surface des terres arables. L'AIE voit un potentiel surtout en Amerique Latine et l'Afrique sub-sahara

Figure 21: **potentiel de la surface arable d'apres AIE 2010**

**Figure 9.** Potential area for cropland expansion

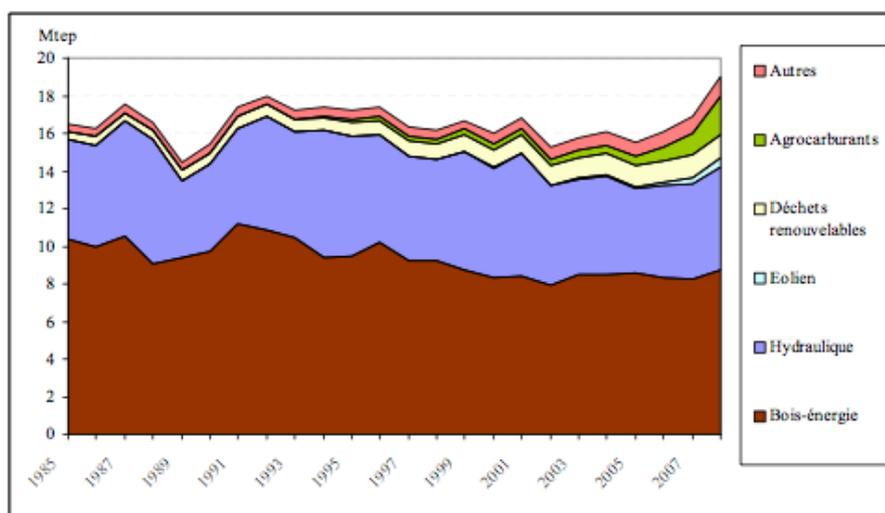


Source: FAO, 2003

En France la production annuelle d'énergie renouvelable est de 20 Mtep pour une énergie primaire totale de 137 Mt; la partie biocarburants est faible. L'éthanol à partir de la betterave n'a pas d'intérêt, puisque la France a un excès d'essence que l'on brade aux US, c'est le biodiesel qu'il faut pousser.

**Figure 22: production primaire d'énergie renouvelable en France**

**Production primaire d'énergie renouvelable par filière (données réelles, en Mtep)**



Source : SOeS

### -biofuels 2<sup>e</sup> generation

Le CEA (devenu Commissariat énergie atomique - énergies alternatives) a lancé le premier projet BTL en France avec Choren (Carbo V), CNIM et Air Liquide utilisant les résidus forestiers pour produire 23 kt de biocarburant par an grâce à un apport extérieur d'hydrogène (par hydrolyse électricité renouvelable) = Syndiese à Bure-Saudron.

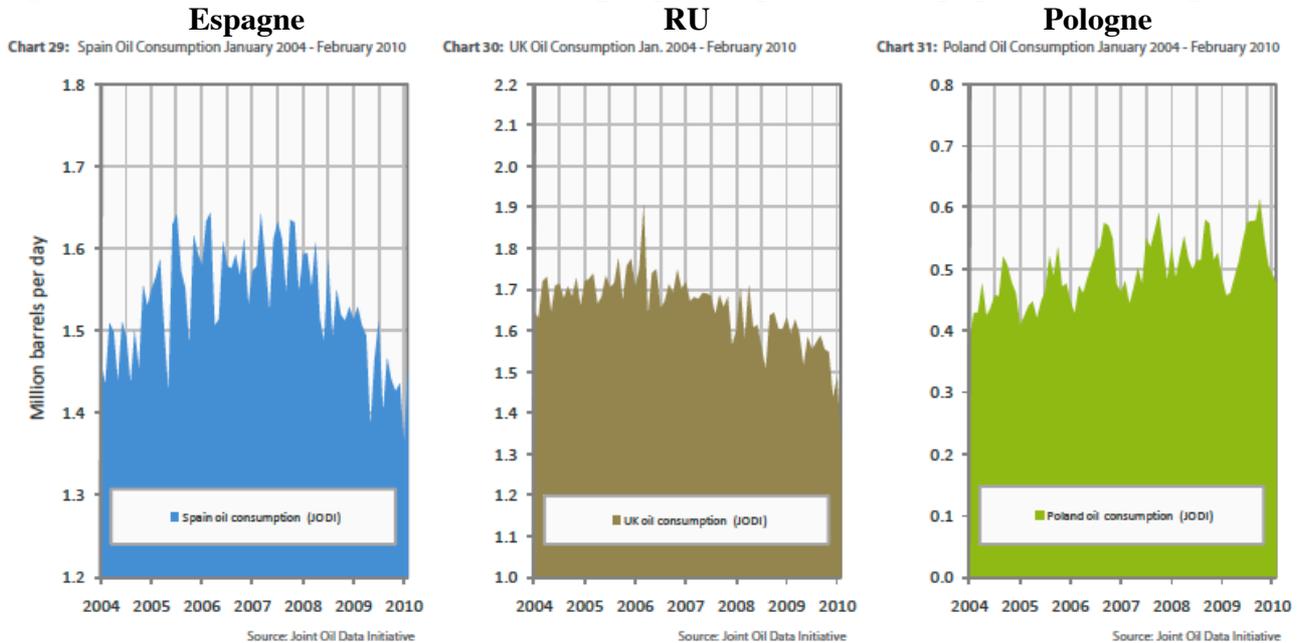
Il y a aussi le projet BioTfuel (torréfaction, gazéification, FT) par l'ADEME à partir d'herbes et de résidus agricoles et forestiers avec IFP et Total.

Le potentiel a partir des algues vante par Exxon et Bill Gates pour obtenir des biocarburants ou de l'hydrogene est-il un mirage ? Le probleme est de passer du laboratoire au stade industriel !

**-consommation d'huile (oil) de differents pays**

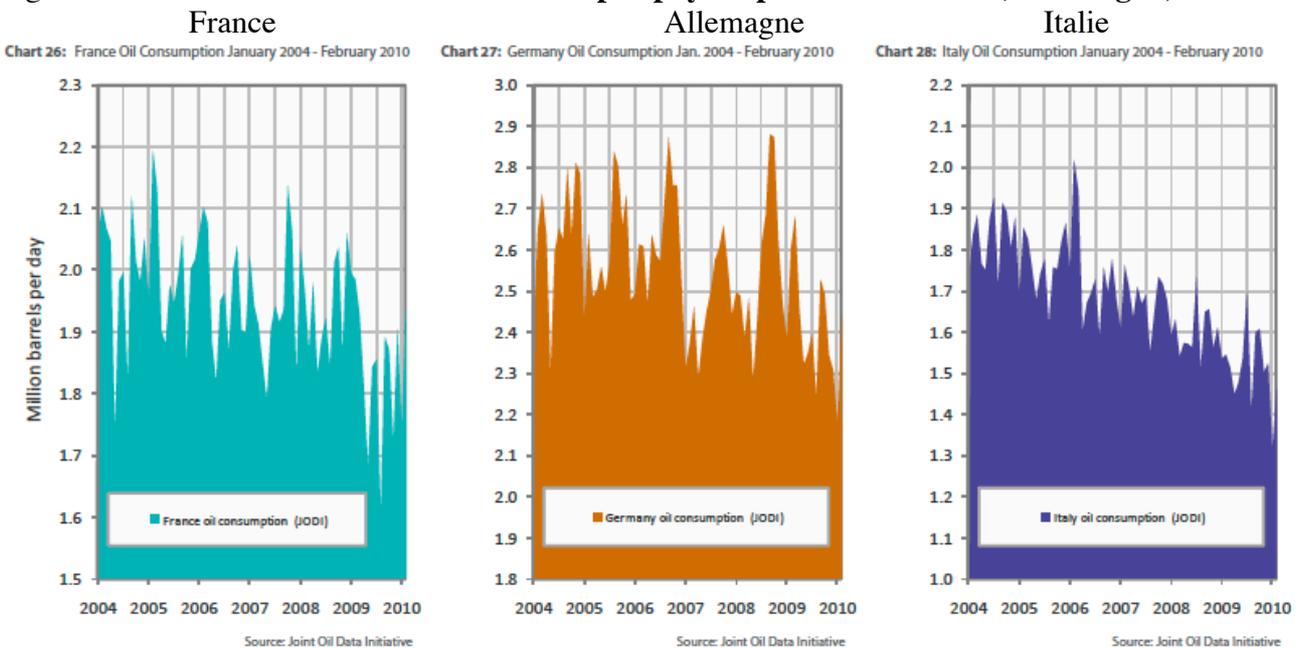
La consommation d'huile par pays (source JODI) est mise en graphique mensuellement par ASPO Netherlands pour la periode 2004-2010. Ces graphiques sont interessants a examiner pour deviner les causes des hauts et des bas, mais bien difficiles a extrapoler les tendances.

**Figure 23: consommation mensuelle d'huile par pays depuis 2004: Espagne, RU et Pologne**



L'Espagne et le Royaume Uni en declin depuis 2006, la Pologne augmente

**Figure 24: consommation mensuelle d'huile par pays depuis 2004: France, Allemagne, Italie**



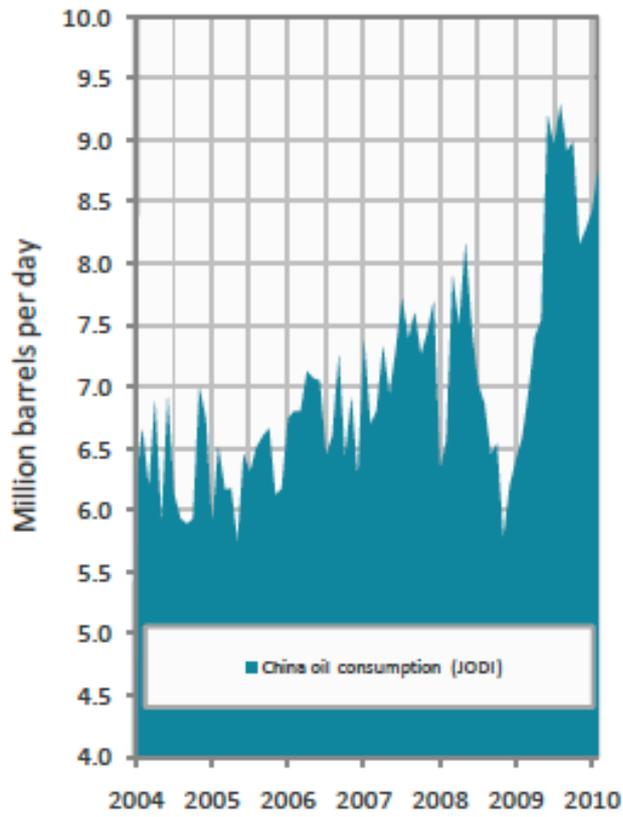
France, Allemagne, Italie en declin

**Figure 25: consommation mensuelle d'huile par pays depuis 2004: Chine et Inde**

Chine

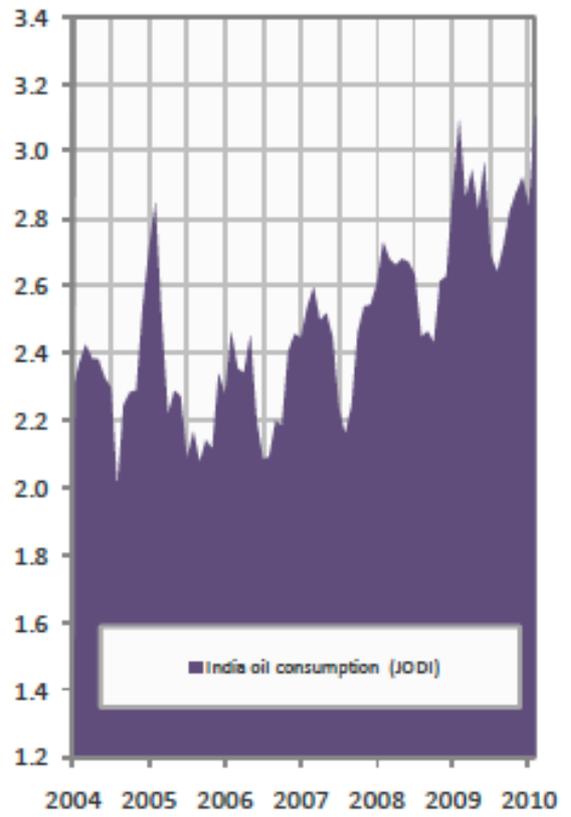
Inde

Chart 35: China Oil Consumption January 2004 - February 2010



Source: Joint Oil Data Initiative

Chart 36: India Oil Consumption Jan. 2004 - February 2010

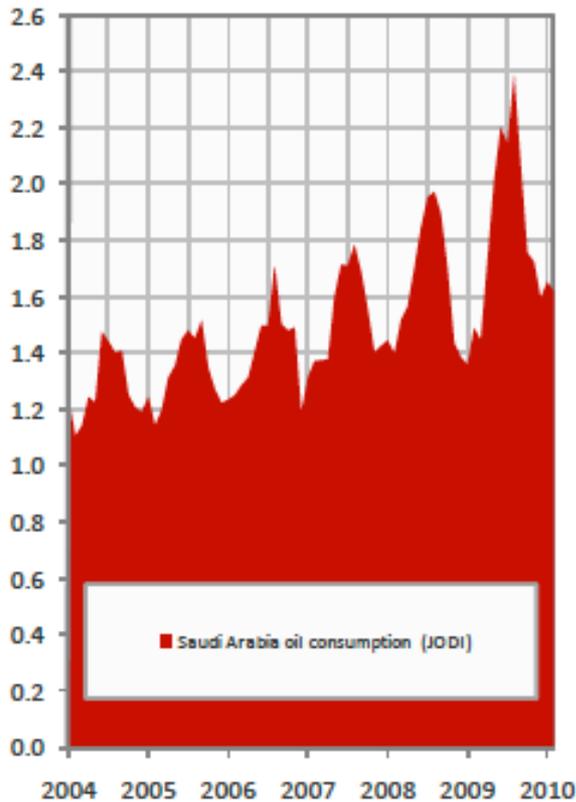


Source: Joint Oil Data Initiative

La Chine a eu un trou apres les JO et est reparti de plus belle, mais on peut craindre un eclatement possible de la bulle immobiliere. La croissance de l'Inde semble moins chaotique.

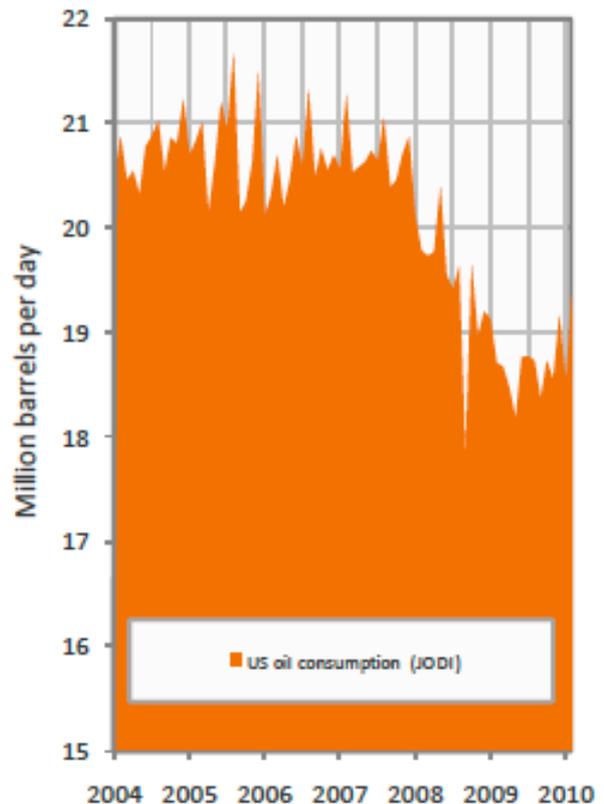
Figure 26: **consommation mensuelle d'huile par pays depuis 2004: Arabie Saoudie & US**  
Arabie Saoudite US

Chart 19: Saudi Arabia Oil Consumption Jan. 2004 - Feb. 2010



Source: Joint Oil Data Initiative

Chart 23: US Oil Consumption January 2004 - February 2010



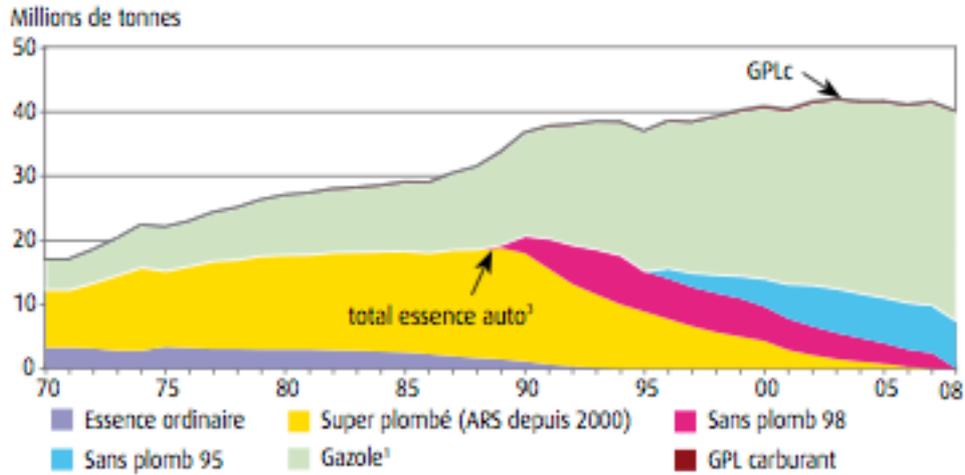
Source: Joint Oil Data Initiative

La consommation de l'Arabie Saoudite s'envole avec la population. La réduction de 2 Mb/d aux US est significative (10%), mais peut encore se poursuivre, puisque les Américains consomment deux fois plus d'énergie par habitant qu'en France pour un niveau de vie du même ordre.

La consommation de carburants en France plafonne depuis 2003 avec une baisse forte de l'essence. Ceci explique la fermeture de la raffinerie de Dunkerque, car les raffineries françaises produisent trop d'essence (vendue aux US qui n'en veulent plus) et pas assez de gazole (importation de la Russie). Le coupable est de vendre le gazole moins cher au litre que l'essence, alors qu'il devrait être plus cher (comme en Suisse, UK et US), étant plus énergétique en volume, car plus lourd (densité 0,85 contre 0,75 pour l'essence). C'est pourquoi la France a le taux de voitures diesel le plus élevé, ceci grâce à l'action des nos routiers qui savent bien bloquer les routes.

Figure 27: ventes des carburants routiers en France 1970-2008

## Évolution des ventes de carburants routiers (biocarburants inclus)



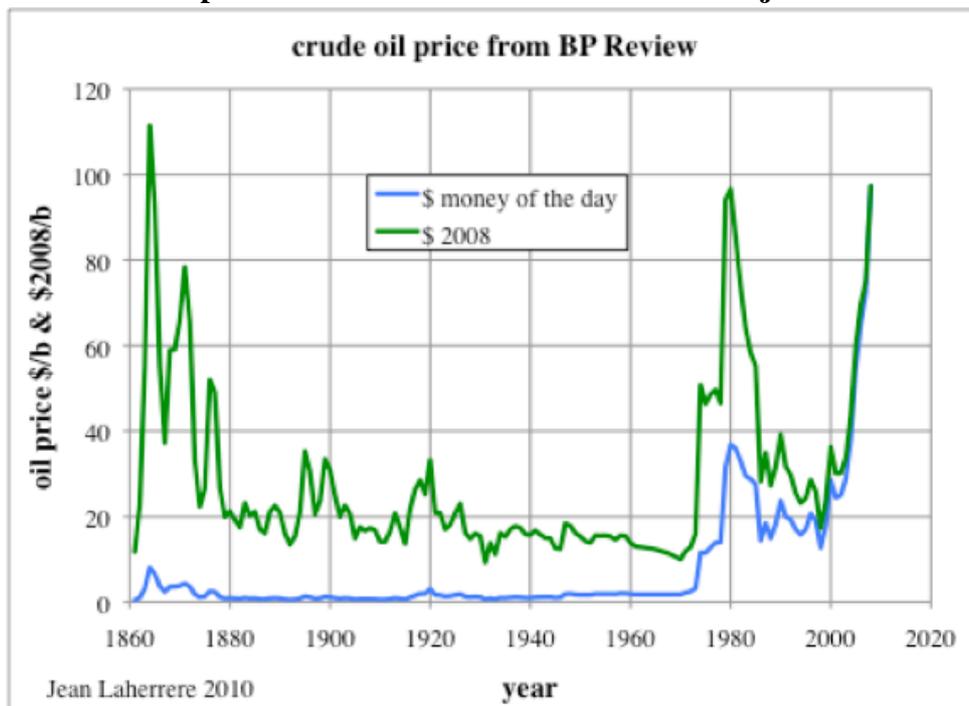
Source : SOeS d'après CPDP.

décembre 2009 | Chiffres clés de l'énergie

### -Prix du pétrole

Le prix historique du brut en dollar constant est un bon exemple de pics successifs et inattendus. Le brut en 1864 valait plus cher qu'en 1980 ou 2008. L'huile de baleine, qui servait à l'éclairage, valait plus de 1000 \$2008/b en 1855!

Figure 28: prix du brut depuis 1864 en dollar constant & dollar du jour



L'USDOE, qui s'est tellement trompé dans le passé sur les prix, montre dans ses prévisions pour 2030 une large fourchette (de 50 à 200\$/b) qui a varié fortement entre 2008 et 2009, étant donné le pic de Juillet 2008 à 147 \$/b

Figure 29: prévisions des prix du pétrole par l'USDOE en 2008 et 2009

IEO2008 \$ réel

IEO2009 \$2007

Figure 3. World Oil Prices in Two Cases, 1980-2030

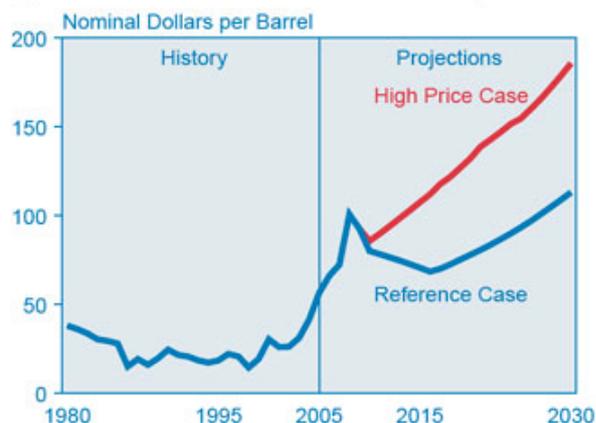
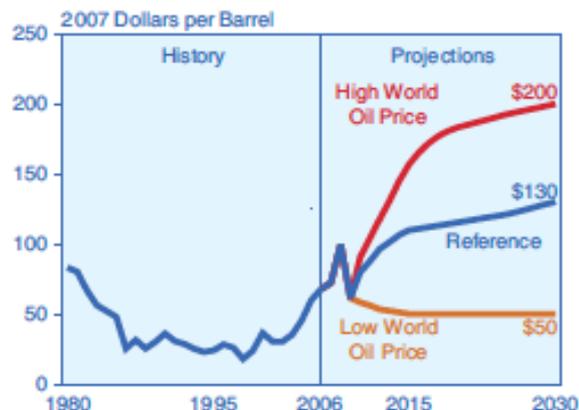
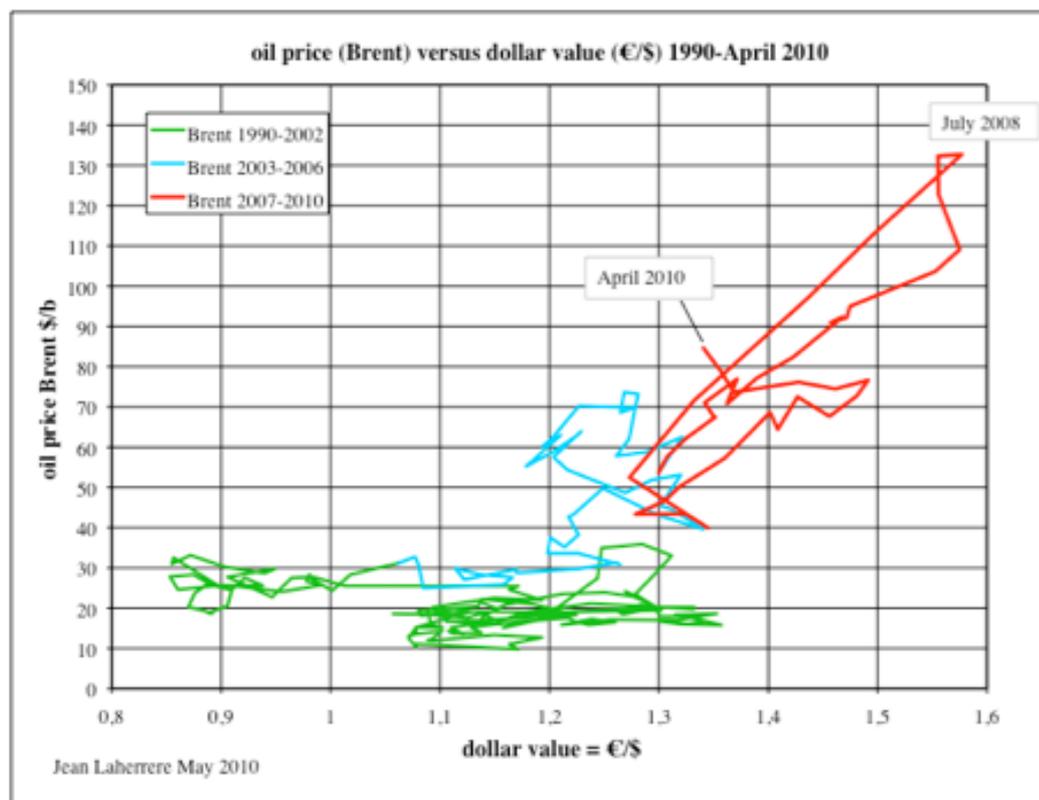


Figure 21. World Oil Prices in Three Price Cases, 1980-2030



Le prix du brut semble, depuis 2007, bien corréler avec la valeur du dollar (exprimée par €/ \$), alors que de 1990 à 2002 il n'y avait pas de corrélation. En juillet 2008 le pic de 147\$/b (quotidien) correspond à un pic de l'euro à 1,6 \$. Le prix de Février 2010 74 \$/b & €/ \$ = 1,37 \$ est proche de celui de Juillet 2007 77 \$/b & €/ \$ = 1,37. Si cette corrélation se poursuit les 100 \$/b ne viendra que si €/ \$ dépasse 1,5. Mais l'euro va mal à cause de la Grèce, mais le dollar n'a pas un avenir assuré avec un déficit élevé de l'Etat et une bulle des dettes des cartes de crédit !

Figure 30: **prix mensuel du pétrole en fonction de la valeur mensuelle du dollar = €/ \$** 1990- Avril 2010



Avec un euro à moins de 1,25 \$, le prix du brut peut descendre à 50 \$/b si la Chine a des problèmes de bulle immobilière !

### -Gaz naturel

On parle de gaz naturel, car pendant longtemps le gaz qui servait à l'éclairage provenait du charbon et était appelé *gaz de houille*, *gaz de ville*, *coal gas*, *town gas*, contenant 48% de H<sub>2</sub>, 36% CH<sub>4</sub>, 8% CO et 5% CO<sub>2</sub>.

L'unité de mesure est le volume, soit en pied cube, soit en mètre cube.

La production mondiale est soit en Tcf =  $10^{12}$  cf, soit en milliard de mètre cube, soit  $10^9$  m<sup>3</sup>

Il est navrant de voir Total ou IFP écrire le milliard de mètre cube avec le symbole Gm<sup>3</sup> qui est en fait un gigamètre au cube =  $10^{27}$  m<sup>3</sup>, alors que le volume de la terre est de  $10^{21}$  m<sup>3</sup>, soit un million de fois moins ! La rigueur scientifique se perd, bien que j'en ai fait la remarque depuis de nombreuses années.

Le milliard de mètre cube est en fait un kilomètre cube = km<sup>3</sup>, on peut à la rigueur l'écrire G.m<sup>3</sup> (ce que fait le BGR) pour bien exprimer que le préfixe n'est pas compris dans l'exposant, comme le demande les règles SI, ou mieux  $10^9$  m<sup>3</sup>.

Les océanographes utilisent sans problème le kilomètre cube pour mesurer l'océan, mais pas les gaziers français pour leurs réserves (les américains n'ont pas ce problème en utilisant ni préfixe ni exposant !)

<http://www.unicode.org/unicode/5/UnicodeListTable.html>

*MISE EN GARDE : Lorsqu'une unité munie d'un préfixe est affectée d'une puissance, c'est à l'ensemble que la puissance s'applique.  $1 \text{ cm}^2 = 1 (\text{cm})^2$*

*Certains auteurs commettent l'erreur de "traduire" par exemple le débit d'un fleuve en millions de m<sup>3</sup>/h par Mm<sup>3</sup>/h.  $1 \text{ Mm}^3/\text{h} = 1 (\text{Mm})^3/\text{h} = 10^{18} \text{ m}^3/\text{h}$  soit un milliard de milliards de m<sup>3</sup>/h.*

RFF dans ses orientations stratégiques 2008-2012 utilise Mm<sup>3</sup> pour le volume des déblais de chantier alors que ce doit être des millions de mètres cubes et non des mégamètre cube qui fait  $10^{18}$  m<sup>3</sup> soit milliard de milliard de mètres cubes ! Suivant la loi du Système International d'unités en vigueur en France et en Europe le préfixe subit l'exposant. Sinon (*RFF va procéder au lancement des inventaires écologiques 1200 km<sup>2</sup> Jan2010*) km<sup>2</sup> voudrait dire mille m<sup>2</sup> soit 0,1 hectare !

RFF utilise aussi 2,6 Md€ pour le montant des recettes des péages en 2007, le symbole officiel de milliard est gigaeuro ou G€, le million d'euro est bien reconnu avec M€, il doit en être de même pour le milliard avec G€

La loi en Europe est le respect du Système International d'unités :

[http://admi.net/eur/loi/leg\\_euro/fr\\_380L0181.html](http://admi.net/eur/loi/leg_euro/fr_380L0181.html)

La France, qui est à l'origine du SI (système métrique), se doit de montrer l'exemple en dominant l'usage des préfixes et des sigles!

Le contenu énergétique du gaz naturel varie fortement suivant les pays: allant en 2008 de 797 Btu/cf en Pologne à 1411 en Grèce (+77%), avec une moyenne de 1046 Btu/cf et pour les US 1028 Btu/cf pour les US, expliquant pourquoi le prix du gaz y est donné avec la même valeur en \$/kcf ou \$/MBtu. L'addition de volumes de contenu énergétique différent est donc peu précis et on peut s'étonner de voir de nombreuses décimales inutiles !

Il est préférable de mesurer la production en Joule ou Btu. Mais il est surprenant de voir utiliser pour l'unité de gaz le MWh, comme pour l'électricité, oubliant que le watt est défini comme un joule par seconde et le Wh = 3600 J!

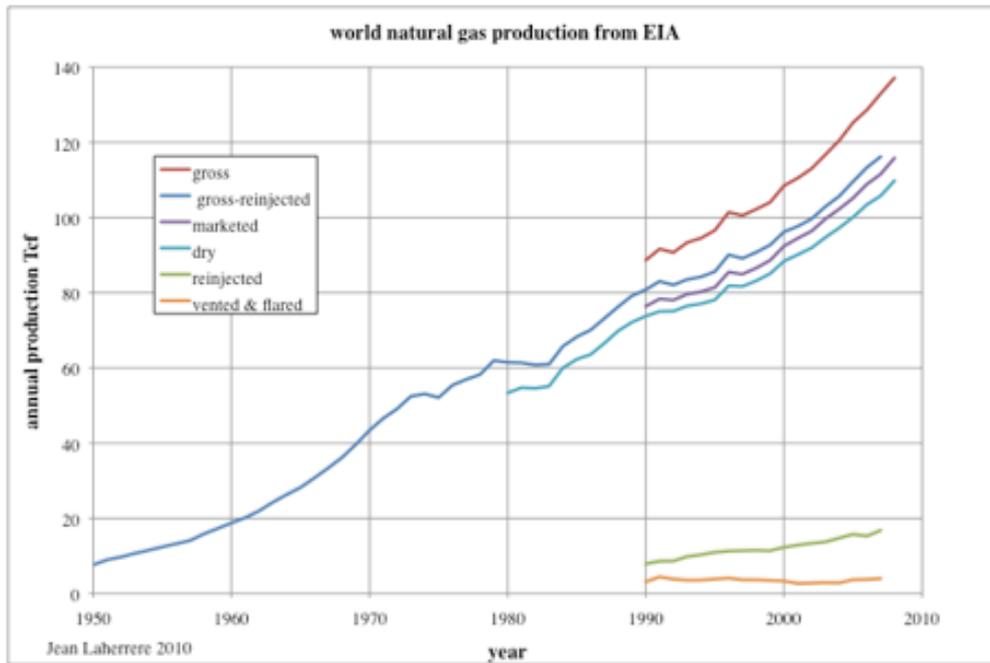
Le baril équivalent pétrole bep (boe aux US) est pris égal dans le monde à 6 kcf et aux US à 5,6 kcf.

Comme pour le pétrole, la production de gaz naturel peut représenter plusieurs objets aux US: gross, gross-reinjected, marketed, dry gas.

C'est le global-reinjected qui doit être comparé aux réserves, en espérant que le reinjected sera de nouveau entièrement récupérable.

Il y a de nombreuses pertes, dans les gazoducs, mais principalement par le torchage du gaz, associé au pétrole, qui ne peut être commercialisé. Le torchage est légalement interdit et puni d'amende au Nigeria, mais comme l'investissement est grand (la compagnie nigérienne partenaire ne peut financer), le torchage se poursuit en payant l'amende! Les satellites permettent de mesurer les volumes torchés souvent plus importants que celles publiées par les agences nationales.

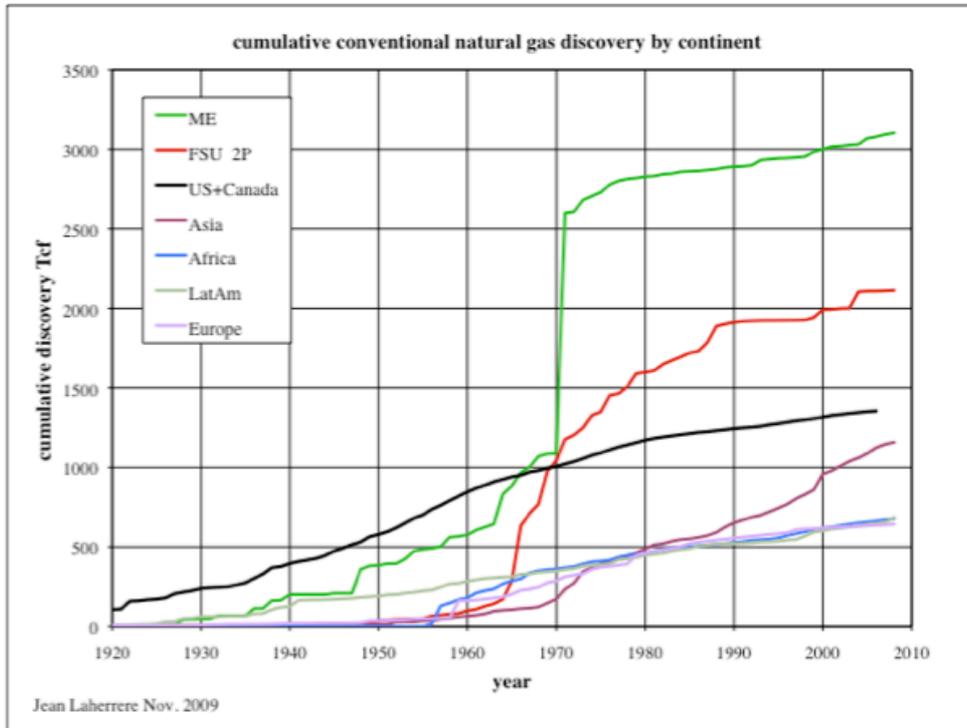
**Figure 31: production mondiale de gaz naturel**



Comme pour le pétrole les réserves des champs découverts sont estimées différemment suivant les pays (1P aux US, 3P en ex-URSS et 2P dans le reste du monde) Toutefois il y a moins de tricherie car il n’y a pas de quotas et d’OPEG.

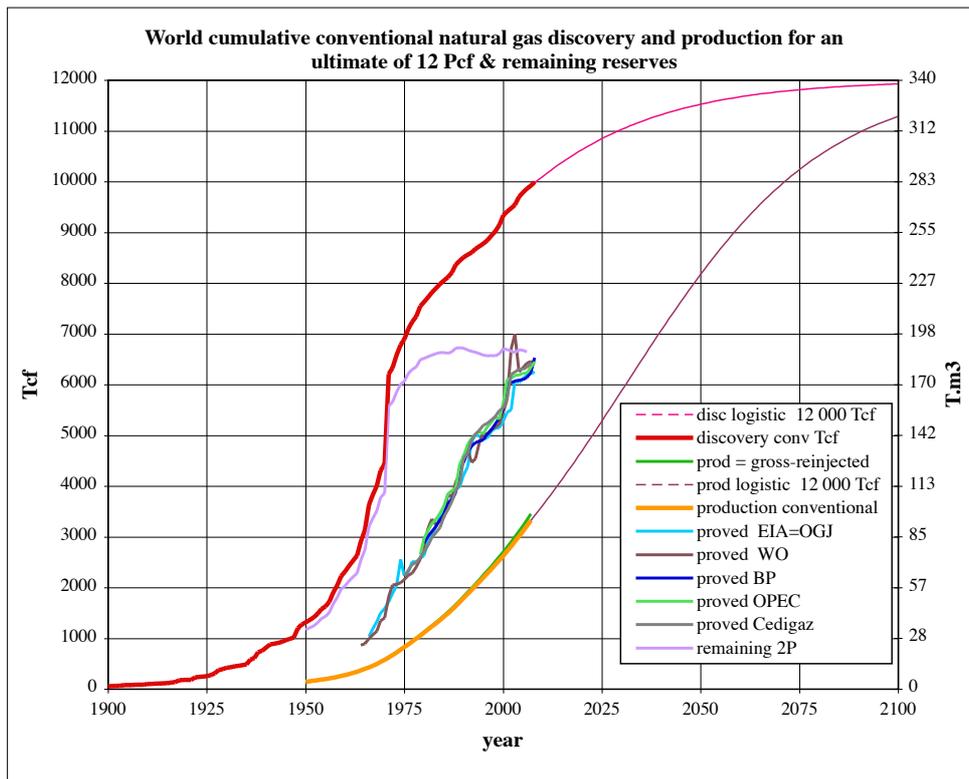
Les découvertes (conventionnelles) de gaz estimées en 2P cumulées montrent que certains continents sont plus gâtés que d’autres, en premier le MO, puis l’ex-URSS, US+Canada, l’Asie et enfin identiques l’Afrique, l’Amérique latine et l’Europe.

Figure 32: **découvertes cumulées de gaz conventionnel 2P par continent**



Le cumul mondial des découvertes est comparé à la production cumulée de gaz conventionnel et tous deux sont extrapolés jusqu’à un ultime de 12 000 Tcf = 12 Pcf

Figure 33: **découverte et production mondiale cumulées de gaz conventionnel & réserves restantes**



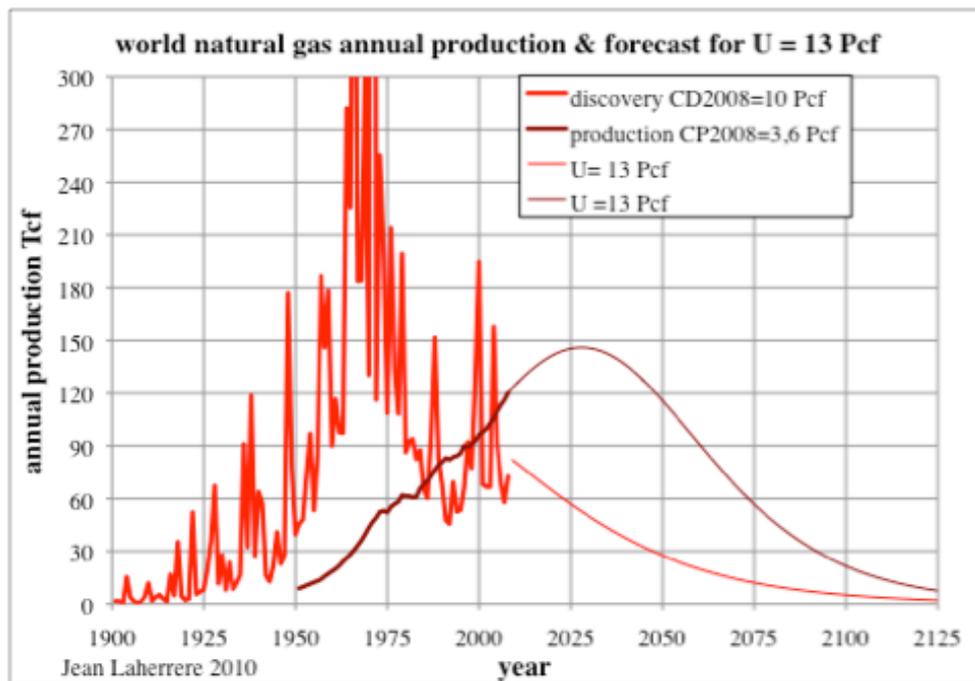
Les reserves restantes publiees (politiques et financieres) montrent comme pour le petrole une croissance constante et forte depuis leur publication en 1965 , alors que les reserves techniques plafonnent depuis 1980

La encore les economistes, ne disposant que des valeurs politiques, raisonnent sur des evolutions completement fausses des reserves gazières!

Contrairement au petrole dont le marche est mondial, comme le transport du gaz est environ dix fois plus cher que celui du petrole, et les contrats de gaz sont long terme (take or pay), le marche du gaz se divise en 4 zones: Amerique du Nord, Europe, Asie Pacifique et dernièrement Amerique du Sud. Mais l'arrivee de methaniers excedentaires amene des livraisons de gaz spot et l'arrivee du *shale gas* aux US des prix chaotiques. Il n'y a pas d'OPEG, toutefois Gazprom et Sonatrach dominent le marche du gaz en l'Europe !

Le pic des decouvertes annuelles de gaz conventionnel se situe vers 1970 et le pic de production (gross-reinjected) sera vers 2025 a moins de 150 Tcf/a.

Figure 34: **decouverte et production mondiale annuelle de gaz conventionnel pour un ultime de 13 Pcf**



Il est difficile d'estimer les réserves ultimes de gaz non-conventionnel, notamment les *shale gas*, plus les réserves de *shale gas* seront dites importantes, plus le prix restera bas, et plus ses réserves ne seront pas recherchées ou développées. La fourchette d'incertitude sur la production annuelle mondiale de gaz conventionnel prévue en 2030 est de l'ordre de 30 Tcf. La production mondiale de gaz non-conventionnel sera probablement inférieure à 20 Tcf et ne pourra pas changer notablement le pic du gaz, seulement le déclin après le pic. L'ordre de grandeur des réserves ultimes de gaz non conventionnel est 1000 à 2000 Tcf, sans doute plus, mais ces réserves supplémentaires ne seront produites qu'après 2100, soit au-delà de nos graphiques.

### **-shale gas aux US**

Les formations argileuses (roches-meres) peuvent renfermer du gaz qui est soit dans sa porosité soit adsorbé sur la matière organique. Le premier puits de gaz aux US a été foré en 1820 à 8 m et mis en production dans l'Etat de New York à Fredonia (maintenant dans le bassin dit de Marcellus). Au début du 20<sup>e</sup> siècle, ce *shale gas* Devonien était le plus grand champ de gaz au monde. Mais ce *shale gas* a été abandonné quand du gaz plus facile a été trouvé. Après le choc pétrolier de 1979 des études ont été financées par l'USDOE pour étudier ces formations de Marcellus: conclusions = peu économiques.

L'arrivée des puits horizontaux (entre 1 et 2 km dans le réservoir) et de la fracturation a permis d'obtenir des débits beaucoup plus importants, mais d'un déclin rapide. Il faut forer en permanence pour garder une production constante. Ce procédé est devenu économique quand le prix a dépassé les 7 \$/kcf, mais le coût du *shale gas* varie dans une large fourchette. Il y a controverse sur les coûts et les réserves suivant le choix du déclin et de la durée de vie des puits. Le gaz non-conventionnel est dispersé dans tout le bassin, au contraire des accumulations discrètes conventionnelles et les opérateurs ont tendance d'extrapoler les meilleurs résultats à tout le bassin : il y a les bons endroits en petit nombre et les mauvais endroits en plus grand nombre. La durée de vie des puits est dite < 10 ans pour certains et > 60 ans pour d'autres. Les estimations de réserves diffèrent donc. Mais la production a vraiment démarré qu'en 2007, il faut atteindre au moins 5 ans pour faire le bilan!

R.Nehring (AAPG Explorer April 2010) insiste sur les incertitudes de l'estimation des réserves de shale gas.

Mais la fracturation nécessite des quantités énormes d'eau (>100 000 b), de nombreux camions de compression (de l'ordre de 40) et des additifs chimiques confidentiels (jusqu'à 80 t par puits !). Il faut ajouter des biocides pour tuer les bactéries qui prolifèrent avec l'augmentation des

températures, gênant le débit. Le nombre de fracturation peut monter à 10 pour un même puits. De nombreuses plaintes se sont élevées craignant la contamination des aquifères superficiels utilisés pour la consommation locale. Les opérateurs répondent en disant qu'il y a une grande épaisseur qui les sépare, mais il suffit du temps et de points faibles (puits mal cimentés) pour qu'il y ait communication entre aquifères profonds et aquifères peu profonds, sources d'alimentation et pollution <http://www.lhup.edu/rmyers3/marcellus.htm>. Mais un incident mortel en un seul endroit peut tout arrêter dans le monde (comme Tchernobyl a arrêté le nucléaire)!

L'EPA vient de déclencher une étude approfondie sur l'impact de la fracturation sur les aquifères de consommation.

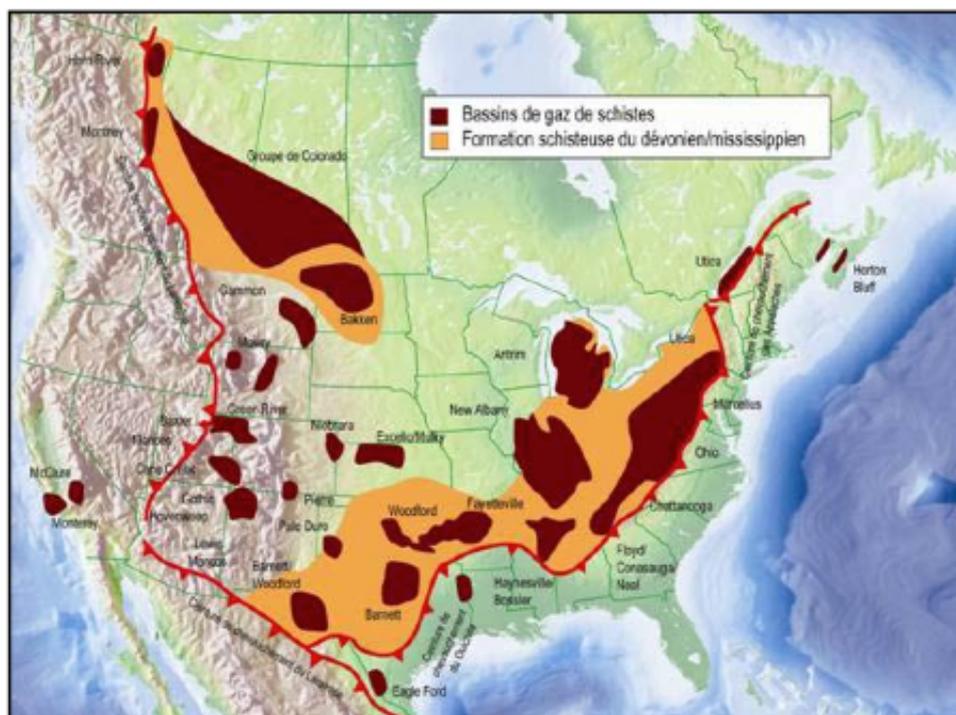
De plus, on peut craindre comme pour la géothermie (projet suisse) ou la fracturation à forte pression à cause des tremblements de terre et a fait fermer le projet. L'injection d'eau toxique (Rocky Mountain Arsenal) dans un aquifère profond dans la région de Denver a été arrêtée dans les années 1960, car il y avait augmentation de l'activité sismique et dommage en surface.

Chesapeake (premier producteur de *shale gas*) semble avoir abandonné la production de ces puits dans l'État de New York. Statoil puis Total ont acheté une partie des intérêts sur certaines régions de Chesapeake, qui était très endettée, mais avec des réserves importantes.

Les contraintes *above ground* sont souvent la crainte des propriétaires avec NIMBY = not in my back yard, on peut craindre pour le *shale gas* une nouvelle crainte NIMA = not in my aquifer.

Figure 35: zones de gaz de schistes en Amérique du Nord

Figure 1 : Zones de gaz de schistes en Amérique du Nord



Advanced Resources, SpPE/Holditch Nov. 2002, Hill 1991, Cain, 1994, Hart Publishing, 2008 adaptation d'une figure de Ziff Energy Group, 2008

Il y a 30/40 ans tous les espoirs futurs étaient dans le volume considérable de gaz dissous dans les aquifères profonds à pression géostatique (24 000 Tcf en place pour les USL48 indique par le rapport du National Petroleum Council NPC 2007 = étude très complète impliquant de nombreux acteurs dont ASPO France) alors que la production cumulée de gaz est donnée à 881 Tcf et les réserves 157 Tcf). Mais des pilotes ont montré que leur production était très peu économique et à problèmes car très polluantes. Personne n'en parle plus et les espoirs se sont reportés sur les hydrates de méthane qui se trouvent surtout dans des sédiments inconsolidés et aussi dans le permafrost (volume faible en comparaison des océans et la dans de vrais réservoirs, appartenant à des champs gelés lors de la glaciation des 2 derniers Ma, la précédente était il y a 300 Ma!). Il ne faut pas confondre hydrates à terre et hydrates océaniques. Ces hydrates océaniques occupent un

volume considerable, mais sont trop disperses dans un sediment argileux unconsolide et personne ne sait comment les produire. Les pays tres importateurs de gaz comme le Japon (en 1999), l'Inde, la Chine ont forees et decouvert des hydrates oceaniques, mais encore pas de pilote de production! Comme les schistes bitumineux les hydrates seront «*l'energie du futur et le restera pour toujours!*» Avec le *shale gas* en hausse, on parle moins des hydrates. Qu'en sera-t-il dans 10 ans?

### **-shale gas en France = gaz de schistes et dans le monde**

*Shale gas* est traduit en *gaz de schistes*. Pour un petrolier, le terme schiste represente surtout une roche metamorphique et il prefere utiliser le mot shale. Mais le Larousse definit schiste comme une roche qui se debite en feuillet, etant sedimentaire ou metamorphique. Gaz de schistes est le terme employe par les Canadiens francais <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009nrgbrf-fra.pdf>.

Total vient de prendre le permis de Montelimar pour rechercher du gaz de schistes.

Eurenergy Resource Corp qui devait forer le permis de Moselle est en faillite (chapitre 11)!

Il y a dans le monde de nombreux bassins avec un potentiel gaz de schistes. Mais il ne faut pas extrapoler les possibilites de ce gaz aux US (proprietaires de ce gaz = proprietaires du sol ; legislation) au reste du monde!

Conoco va forer en Pologne le mois prochain, suivi par Chevron et Marathon.

R.Newell (EIA) dans son papier de mars 2010 sur le *shale gas*

<http://www.eia.doe.gov/neic/speeches/newell030210.pdf> prevoit en 2030 seulement une production significative de shale gas en Chine et au Canada, faible en Australie, Europe OECD et Amerique Latine, nulle au MO et Russie, et la production mondiale de shale gas serait 7% de la production totale.

### **-prix du gaz**

#### **-en France**

Le prix du gaz en France a augmente de 10% en Avril 2010 apres avoir baisse de 11% en avril 2009. J'ai essaye d'obtenir des graphiques pour comprendre. Il est difficile de trouver les donnees pour obtenir la part de l'energie dans la consommation des menages par combustible, car je n'y suis pas arrive avec le fichier Pegase de l'INSEE .

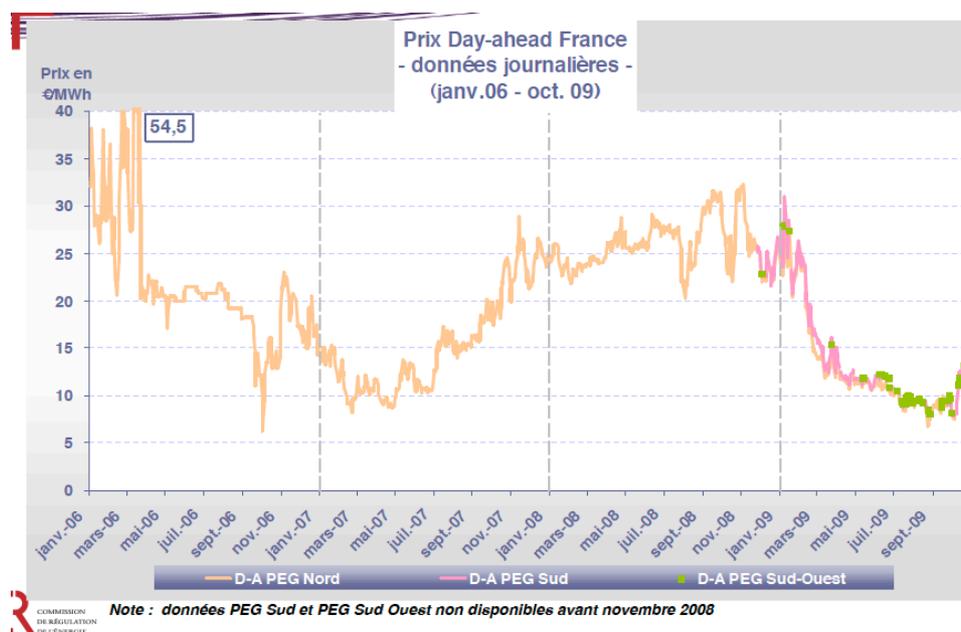
Il y a les prix de gros avec des prix en spot et des contrats a long-terme fixes sur le petrole, mais le prix est reglemente aux menages.

Le prix du marche de gros est donne pour 3 PEG = Points d'Echange de Gaz en Day-ahead (spot) en €/MWh : il a ete divise par trois de Janvier 2009 a septembre 2009 (de 30 a 10 €/MWh)

Commission des marches de gros du gaz Commission de regulation de l'energie » Nov 2009

[www.cre.fr/fr/content/.../9147/.../091116\\_IndicateursMarchesGrosGaz.pdf](http://www.cre.fr/fr/content/.../9147/.../091116_IndicateursMarchesGrosGaz.pdf)

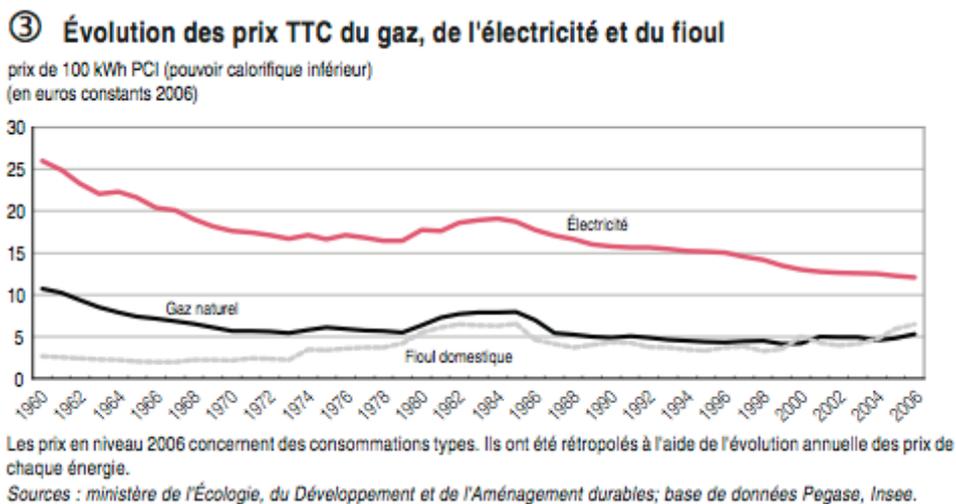
**Figure 36: prix du marche de gros (spot = day-ahead) du gaz en France 2006-2009**



Il est difficile de trouver des graphiques bien définis comparant le prix du fuel et celui du gaz vendu au particulier.

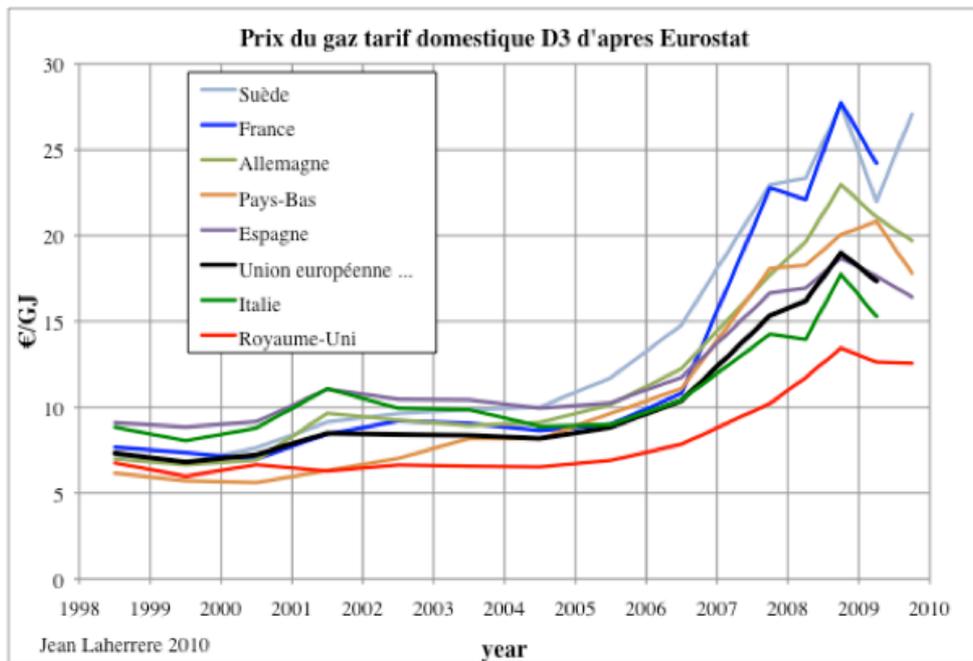
L'INSEE <http://www.insee.fr/fr/ffc/ipweb/ip1176/ip1176.pdf> a publié un graphique 1960-2006 en euro constant pour 100 kWh

Figure 37: **évolution du prix TTC des énergies de chauffage d'après MEDAD 1960-2006**



Le graphique de l'évolution des prix du gaz tarif domestique D3 sur le fichier Eurostat donne une vue moins optimiste sur le prix en France en regardant l'évolution depuis 1998

Figure 38: **prix du gaz en Europe d'après Eurostat 1998-2009**

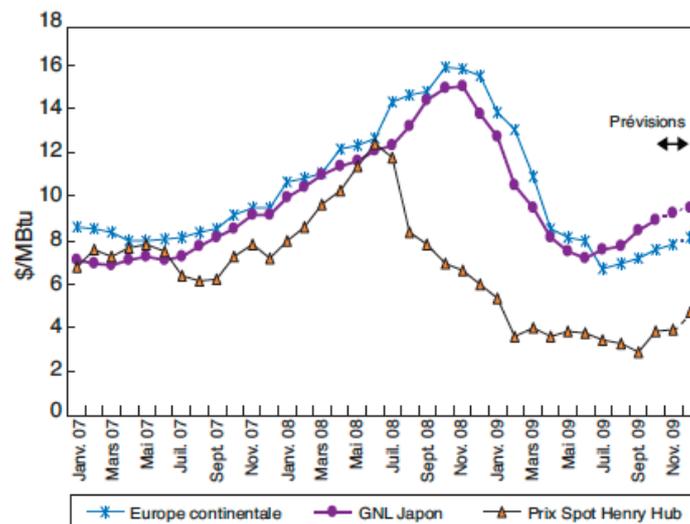


### -dans le monde : prix spot

IFP Panorama 2010 montre l'évolution des prix d'importation long terme et les prix spot de 2007 à 2009. Avec l'augmentation des usines de liquéfaction et de rechauffement dans le monde et la réduction de l'importation de gaz aux US, il y a de plus en plus de cargaisons spot de gaz liquéfié, d'où une chute du spot à mi 2008.

Figure 39: **évolution du prix d'importation du gaz long-terme et spot** d'après IPF 2010

Fig 3 - Évolution comparée des prix d'importation indexés des contrats long terme et des prix spot Henry Hub



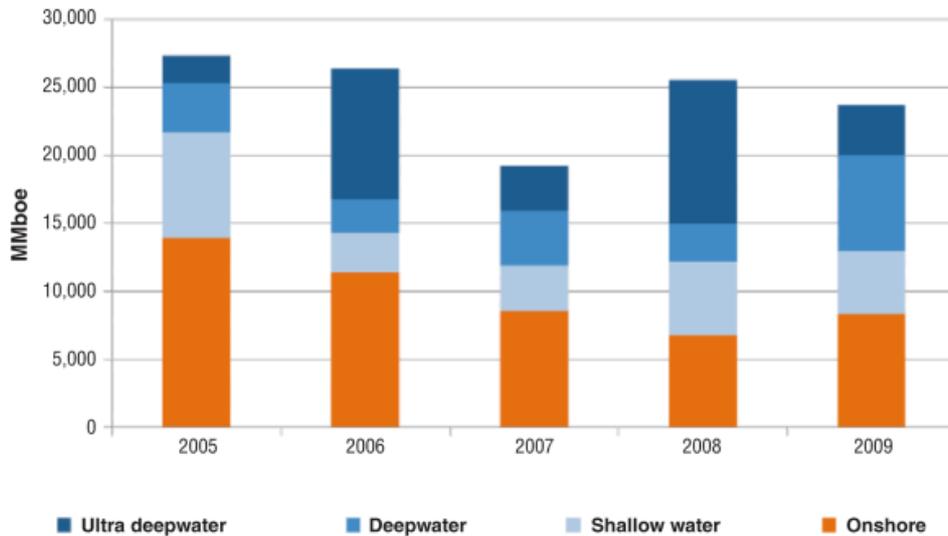
Source : World Gas Intelligence, Cedigaz

### -Pétrole & gaz

Les découvertes de pétrole et de gaz (IHS Offshore May 1, 2010) en 2009 ont été inférieures à celles de 2008 et la part onshore diminuée par rapport à 2005

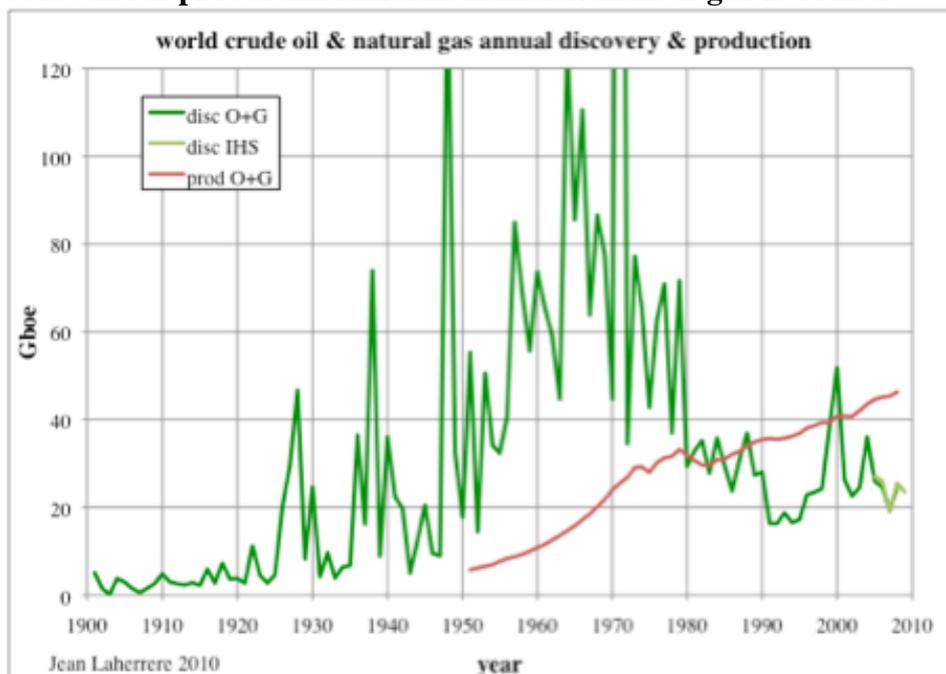
Figure 40: **découverte annuelle mondiale huile & gaz par terrain** d'après IHS 2005-2009

### Global discovery volumes by terrain



Les decouvertes de petrole et gaz reuni ont atteint un pic dans les anees 60 avec un declin jusqu'au milieu des anees 1990 avec un nouveau pic en 2000 grace a l'offshore profond. Le pic de 1948 est Ghawar (Arabie Saoudite) et celui de 1971 North Dome (Qatar & Iran)

Figure 41: **decouverte et production annuelle mondiale huile et gaz 1900-2009**



On peut voir qu'il y a encore de quoi produire!

Si nous sommes pres du pic de production nous sommes loin de la fin!

### -Charbon

Il n'y a pas de consensus sur la classification des charbons, car son contenu energetique varie enormement suivant les mines et les pays. La classification a varie avec le temps et les techniques, mais chaque pays charbonnier veut garder sa classification.

	GJ	tep
La definition francaise (DGEM) est par tonne PCI		
Houille	26	0,619
Coke de houille	28	0,667
Agglomérés et briquettes de lignite	32	0,762
Lignite et produits de récupération	17	0,405

Il n'y a pas de consensus mondial sur la définition de la tonne équivalent charbon (tec) en fonction de la tep (42 GJ)!

L'EIA donne l'évolution du contenu énergétique par pays depuis 1980, pour 2007 le contenu varie de 5,3 GJ/t pour la Grèce à 32,3 GJ/t pour le Venezuela (soit plus de 6 fois plus énergétique) en passant par 23,6 GJ/t pour la Chine, 23,8 GJ/t pour les US, 24 GJ/t pour l'Australie, 27,2 GJ/t pour l'Indonésie et 11,3 GJ/t pour l'Allemagne.

Avec une fourchette allant de 1 à 6 pour le contenu énergétique par tonne, ajouter le tonnage des différents pays donne un total hétérogène. Il faut convertir chaque production nationale en EJ ou en tonne équivalent charbon = tec = 29,3 GJ/t (équivalence BGR) ou en tep.

Les conditions de seuil pour les réserves varient suivant les pays pour des profondeurs de moins de 1000 à 1800 m, pour une épaisseur des couches supérieure de 30 cm à 60 cm. Tout le charbon offshore (il y en a beaucoup en Mer du Nord!) est exclu des réserves, étant seulement des ressources.

Les ressources ne tiennent pas compte des seuils et comprennent tous les couches supposées de charbon du sous-sol. Seule la gazeification in situ pourrait permettre de transformer les ressources en réserves, mais les essais depuis 1912 dans de nombreux pays n'ont conduit à une production commerciale.

Par contre en France les objections des habitants (NIMBY = not in my back yard), après la fermeture des mines françaises en 2004, ont empêché des projets d'exploitation de surface d'aboutir. Les réserves restantes françaises de charbon ont alors disparu et sont devenues des ressources.

Les meilleures sources de données pour le charbon faciles d'accès consultables sur Internet sont  
-BGR qui distingue maintenant hard coal (>16,5 GJ/t) et lignite (<16,6 GJ/t), publie production et réserves en t, tec et EJ

-WEC qui compile les données en t fournies par les pays, sans les critiquer, ni essayer d'obtenir des règles mondiales

-BP Statistical Review qui donne la production en t et tep, la consommation en tep

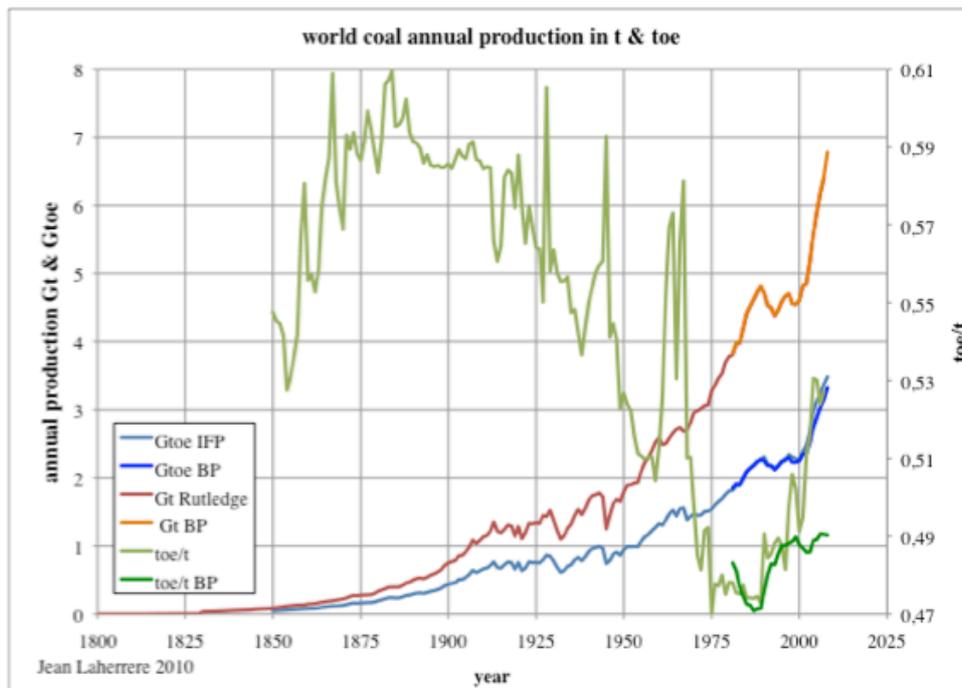
-USDOE/EIA en short ton et quad ( $10^{15}$  Btu) pour production, mais short ton seulement pour les réserves

Il existe un livre récent sur le charbon qui compile beaucoup de données »*Charbon, les métamorphoses d'une industrie*» JM Martin-Amouroux éditions Technip 2008.

Le graphique de la production mondiale depuis 1800 en t et tep permet de voir que le ratio tep/t est parti de 0,52 pour monter à 0,6 en 1880 pour descendre à 0,47 en 1985 pour remonter à 0,53 en 2008.

Il faut donc regarder les données en t (orange) avec prudence, préférant les données en tep (en bleu) ou en tec.

Figure 42: **production mondiale de charbon en t & tep avec ratio tep/t**



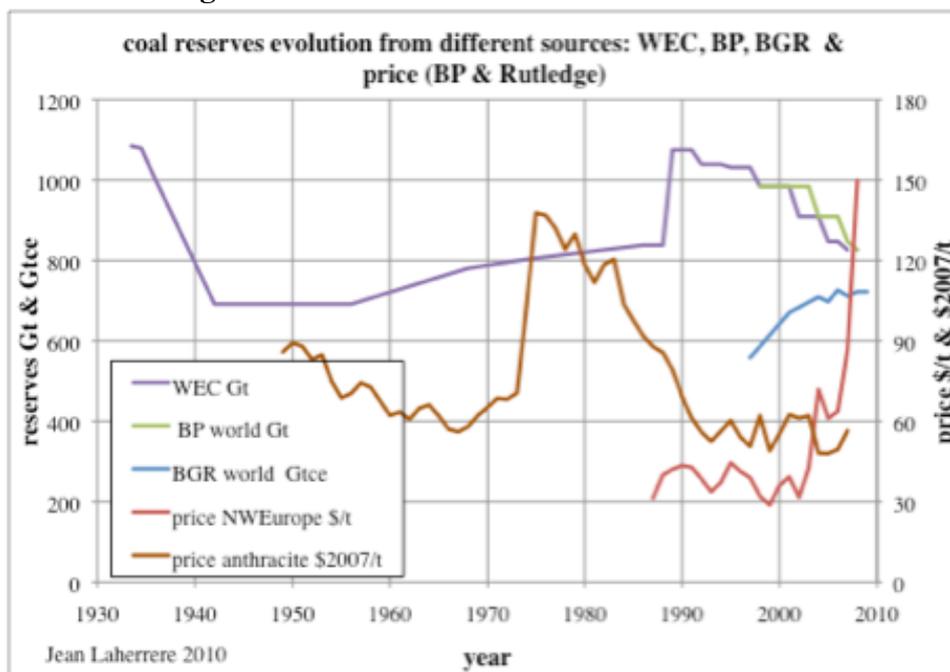
L'estimation des reserves de charbon est beaucoup plus difficile que pour le petrole et le gaz, car la fourchette du contenu energetique est tres superieure, que le charbon ne remonte pas tout seul en surface etant solide, qu'il n'y a pas de baisse de pression pour estimer la depletion, que le seuil economique d'epaisseur des couches et de la profondeur est tres important et varie fortement avec le prix et les techniques. L'exploitation peut etre par mine ou en surface. La grande incertitude est pour les reserves du premier producteur qui est la Chine, les estimations des reserves chinoises sont passes de 1000 Gt en 1920 a 700 Gt vers 1950, 300 vers 1970, 115 Gt en 1992 et enfin 189 Gt en 2003.

La comparaison des reserves estimees par le BGR et le WEC (BP les recopie) montre pour les dernieres annees une divergence totale, WEC diminue et BGR augmente.

De plus les donnees sont heterogenes en t ou tce!

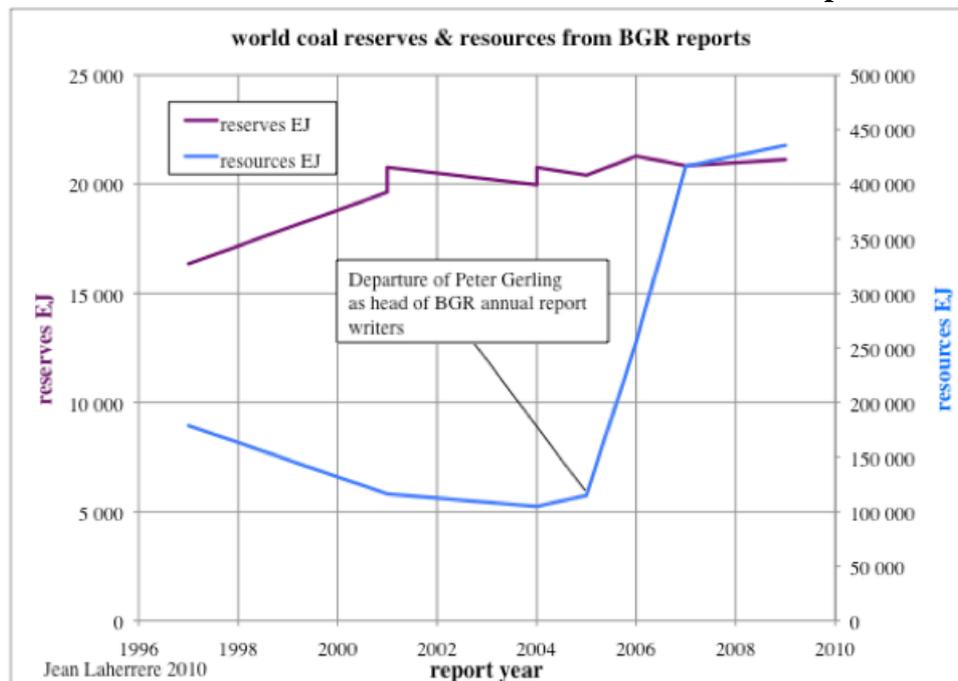
Le prix ne semble pas jouer un role!

Figure 43: evolution des reserves mondiales de charbon d'apres WEC, BP, BGR 1930-2009 et prix d'apres BP & Rutledge



Les estimations de ressources sont encore plus chaotiques, étant pour le monde près de 5 à 20 fois le volume des réserves. L'évolution des estimations des ressources d'après le BGR montre une variation considérable quand le patron de l'équipe s'en va, on peut donc avoir des doutes !

Figure 44: **évolution des réserves et ressources mondiales de charbon d'après le BGR 1996-2009**



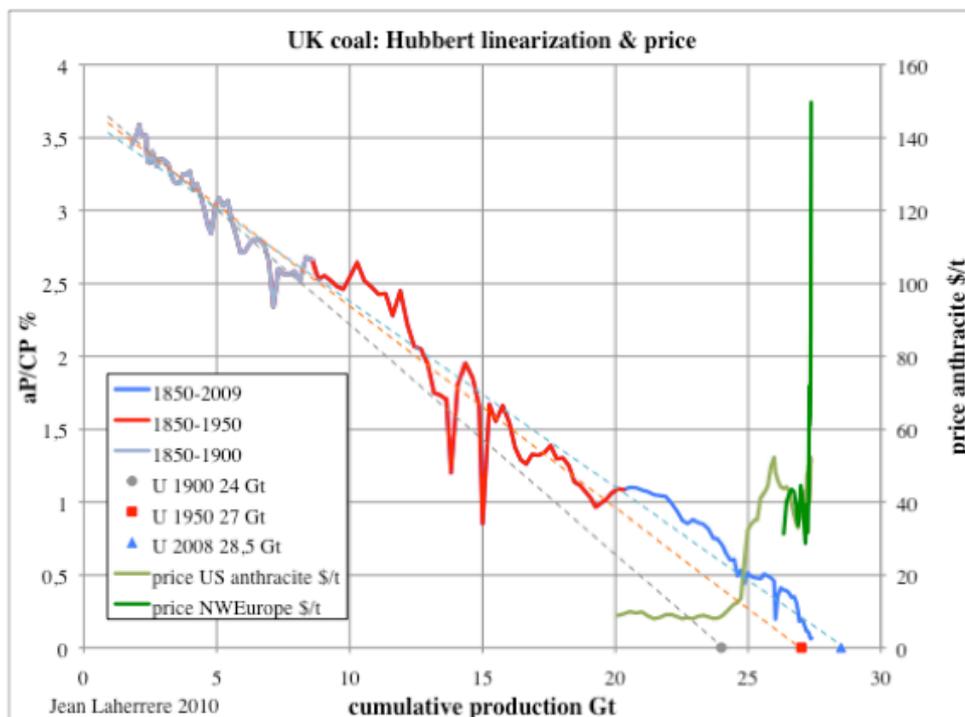
Certains pensent que la modélisation initiée par Hubbert ne marche que pour le pétrole et le gaz conventionnel, car c'est le seul minéral qui soit concentré (champ = tout ou rien, puits sec ou productif) et les réserves dépendent peu du prix pour le conventionnel. Alors que les autres minéraux ont des concentrations variables et les réserves dépendent fortement du prix. La modélisation d'Hubbert part du principe que toute production part de zéro, passe par un ou plusieurs pics, décline pour se terminer pour revenir à zéro, et que la surface sous la courbe de production complète représente les réserves ultimes. Le problème est d'estimer correctement cet ultime. Il est plus facile d'estimer les réserves d'un gisement de pétrole que celle d'un gisement de charbon. Mais, si ces réserves sont estimées pendant une longue période avec une forte variation des prix, on peut dire que les géologues peuvent faire une bonne prédiction des réserves de charbon en comparant la production avec les prévisions anciennes.

#### **-charbon au Royaume-Uni**

L'empire britannique a été fondé sur la présence d'un charbon abondant qui a permis sa révolution industrielle avec la machine à vapeur et d'avoir une flotte puissante pour contrôler ses colonies. La production de charbon au Royaume-Uni est un parfait exemple de cycle dit d'Hubbert, mais qui a été perturbé par les 2 guerres et la récession de 1930. Sans cela, le pic aurait été un peu plus haut et plus tard.

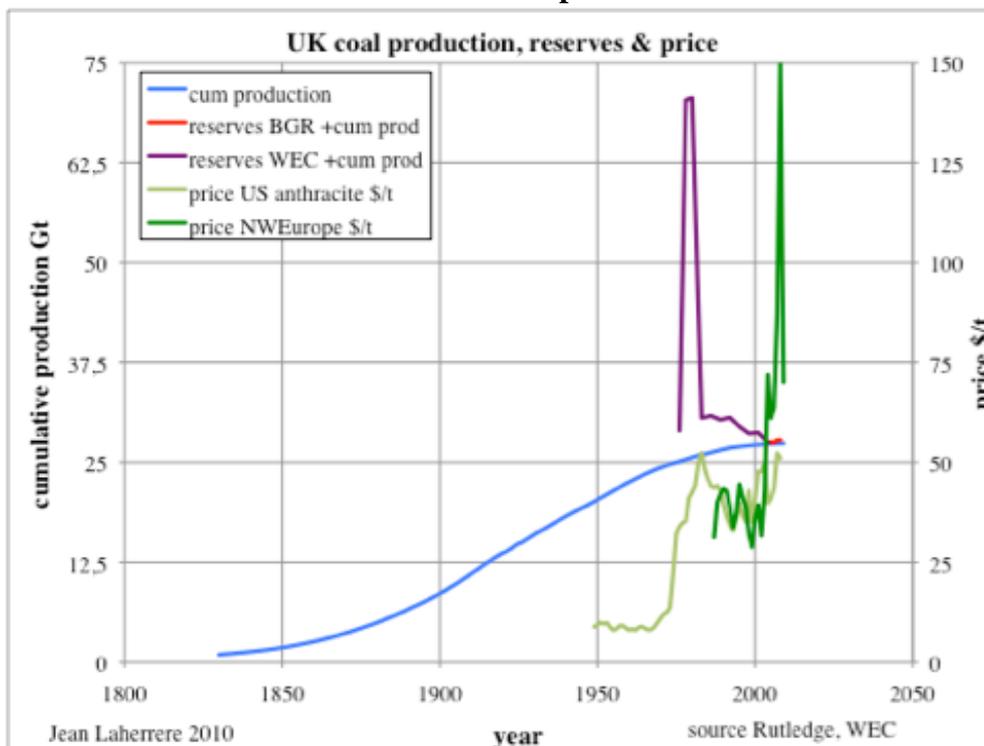
Le tracé du pourcentage "production annuelle sur production cumulée" en fonction de la production cumulée est grossièrement linéaire depuis 1850 à 2008. Le tracé de 1850 à 1900 s'extrapole jusqu'à un ultime de 24 Gt, celui de 1850 à 1950 à un ultime de 27 Gt et celui de 1850 à 2008 à un ultime de 28,3 Gt. La montée considérable du prix en 1976 et en 2008 (retombée en 2009) ne change guère le déclin!

Figure 45: **production du charbon au RU: linéarisation d'Hubbert 1850-2008**



Mais les reserves estimees par le Conseil mondial de l'Energie CME qui etaient moins de 4 Gt en 1976 ont augmente a 45 Gt apres l'augmentation des prix pour retomber a 4,3 Gt en 1983. Les estimations du CME ignorent les extrapolations des tendances de production!

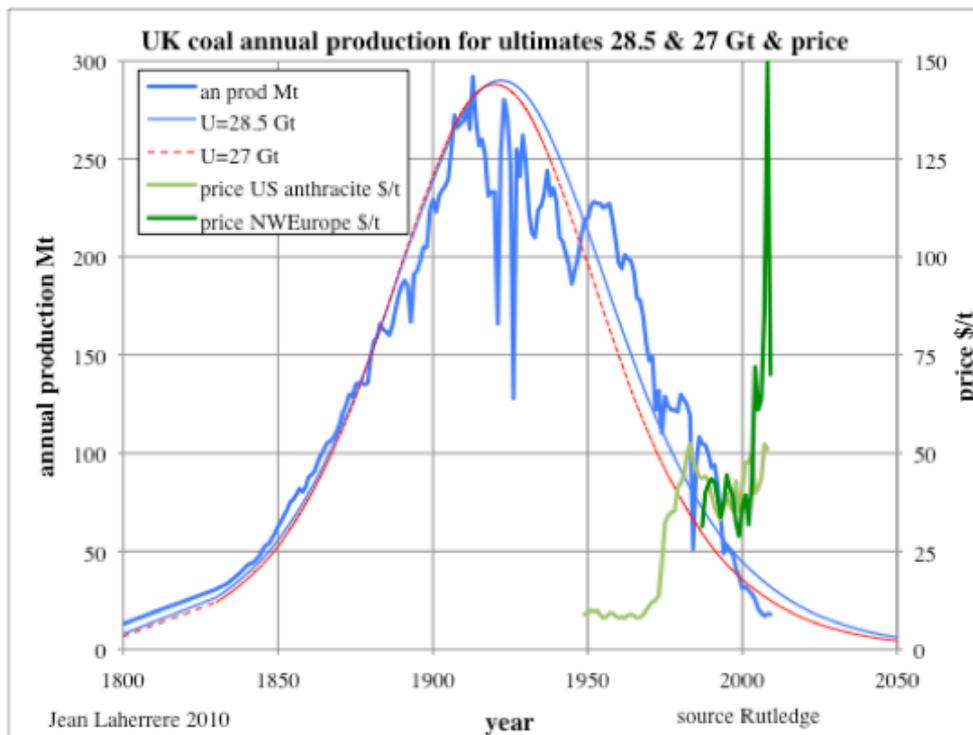
Figure 46: **production cumulee de charbon au RU et prix 1830-2008**



La modelisation pour un ultime de 28,5 Gt semble bonne, en ajoutant le deficit sur la periode 1914-1950 a la periode 1950-2000

L'augmentation du prix avec le choc petrolier a un peu ralenti le declin mais sur une periode courte!

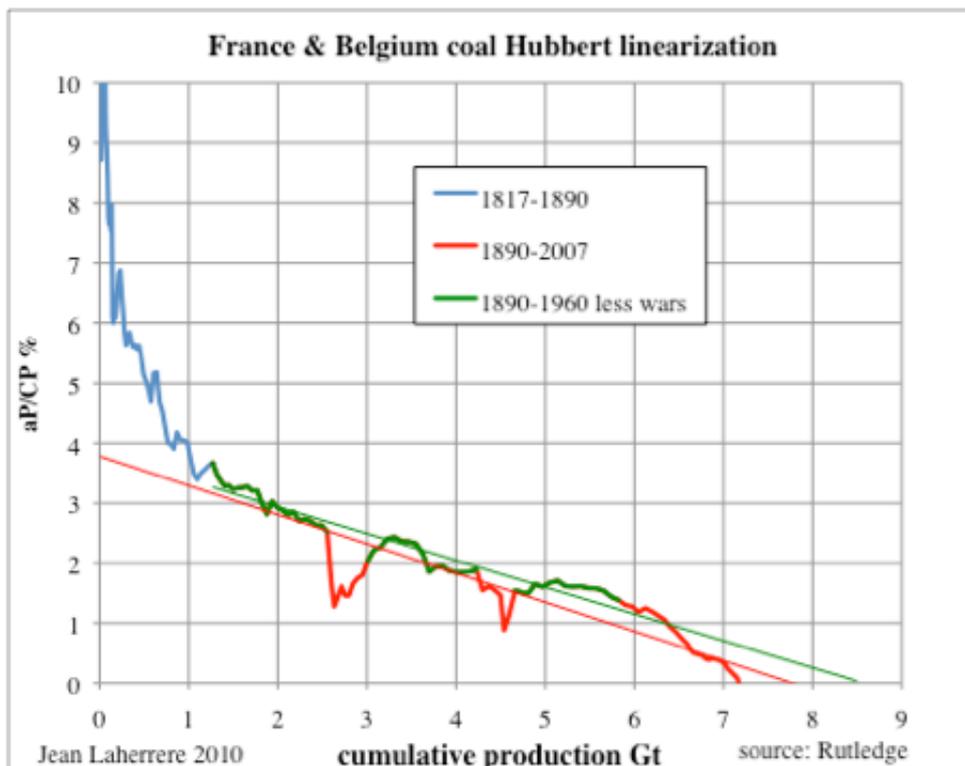
Figure 47: **production annuelle de charbon au Royaume-Uni pour un ultime de 28,5 Gt et prix**



**-charbon en France & Belgique**

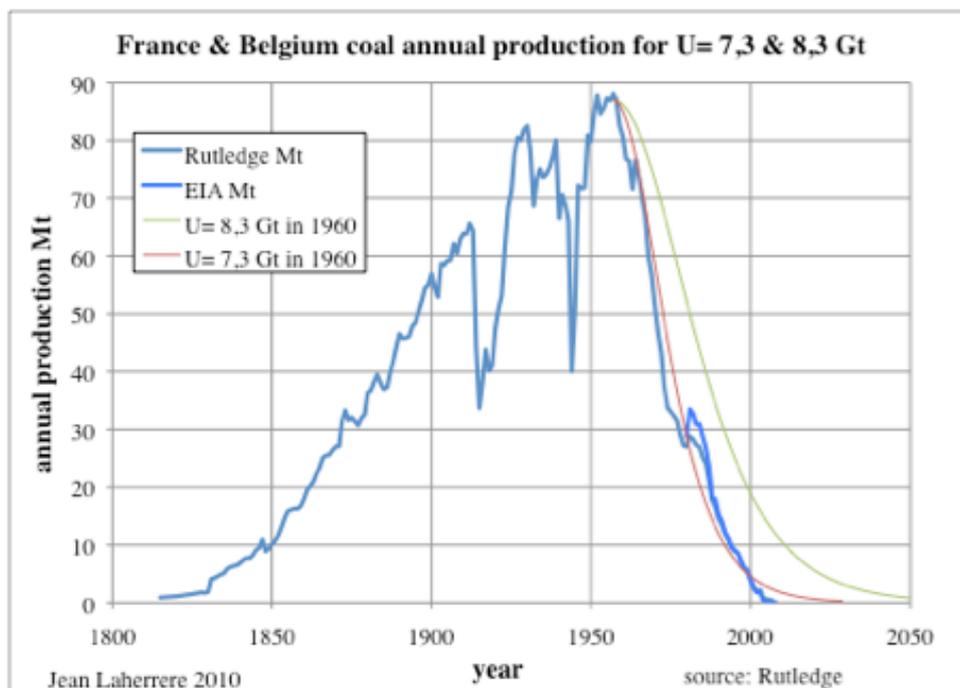
L'extrapolation des tendances de la production de charbon en France + Belgique de 1890 a 1960 en ignorant les guerres conduit a un ultime de 8,3 Gt (alors que les donnees en 2008 conduit a un ultime de 7,3 Gt qui est la production cumulee a l'abandon de la production en 2004, c'est a dire actuellement)

Figure 48: **production annuelle de charbon en France & Belgique: linearisation d'Hubbert 1817-2007**



En 1960 au pic de la production la prevision avec un ultime de 8,3 Gt aurait ete un peu trop optimiste en comparaison avec la realite et un ultime de 7,3 Gt. Mais d'apres Rutledge l'estimation officielle (CME) des reserves de la France + Belgique etait en 1960 superieure a 20 Gt et en 1936 de 33 Gt = 18,6 Gt en France et 11 Gt en Belgique, soit 4 fois la realite!

Figure 49: **production annuelle de charbon en France & Belgique pour un ultime de 7,3 & 8,3 Gt 1817-2050**



#### **-production mondiale de charbon et previsions**

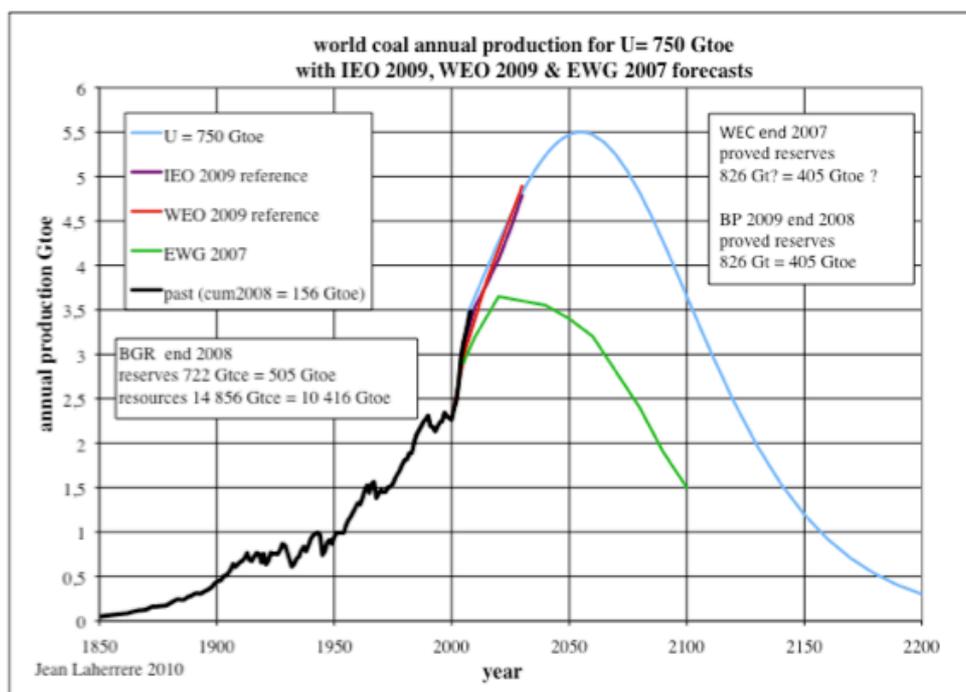
Il apparaît donc que la production de charbon peut être modélisée comme la production de pétrole conventionnel. Le seul problème est d'estimer le véritable ultime et il faut avoir une large fourchette d'estimations sur une large période couvrant des variations de prix importantes.

Il ne faut pas critiquer la méthode, seulement la façon d'estimer l'ultime, qui doit être ce que sera la production future et passée.

L'incertitude de l'ultime mondiale de charbon est grande, en 2008 j'avais choisi 600 Gtep en me basant sur les anciennes études du BGR et celle d'un groupe de travail allemand appelé Energy Watch Group (rapport 2007 sur le charbon [www.energywatchgroup.org/.../EWG\\_Report\\_Coal\\_10-07-2007ms.pdf](http://www.energywatchgroup.org/.../EWG_Report_Coal_10-07-2007ms.pdf)).

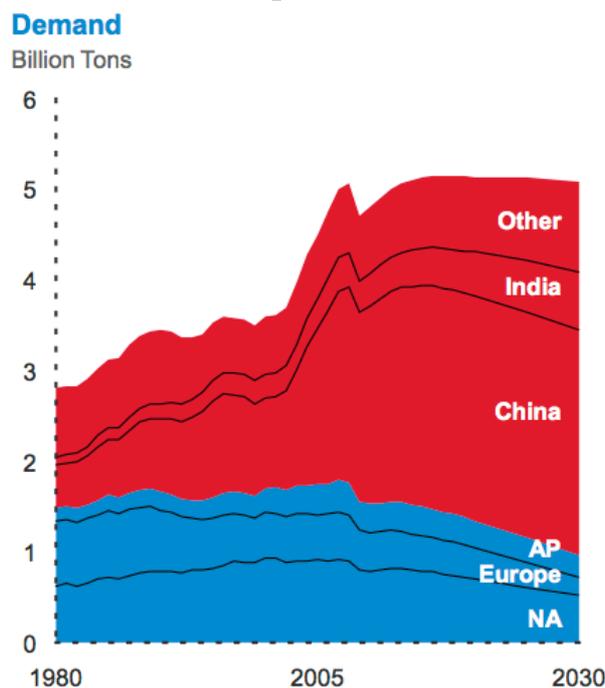
Je préfère maintenant faire un saut important et prendre 750 Gtep pour couvrir les incertitudes de la Chine. Avec cet ultime, la production de charbon culminera vers 2050 à 5,5 Gtep (3,5 Gtep en 2008) et ma prévision est identique à celle de l'AIE (WEO 2009) et EIA (IEO 2009), mais bien supérieure aux prévisions du EWG 2007 (3,5 Gtep en 2050) !

Figure 50: **production mondiale de charbon et previsions pour un ultime de 750 Gtep et comparaisons AIE, EIA et EWG**



La prevision de l'Energy Watch Group en 2007 etait bien plus basse que AIE & EIA 2009, mais la prevision de demande de charbon (en Gt) d'Exxon-Mobil (Eizember 2010) montre un plateau des 2005, ce qui semble peu realiste au vue des chiffres de 2009 !

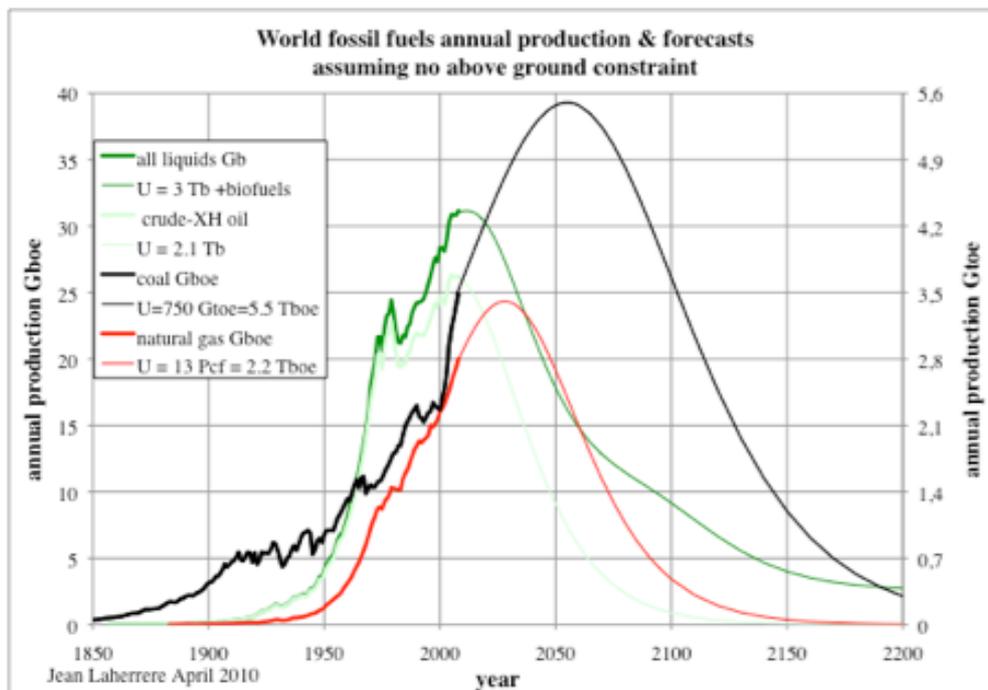
Figure 51: **demande mondiale de charbon d'apres Exxon-Mobil (Eizember 2010)**



### -Combustibles fossiles

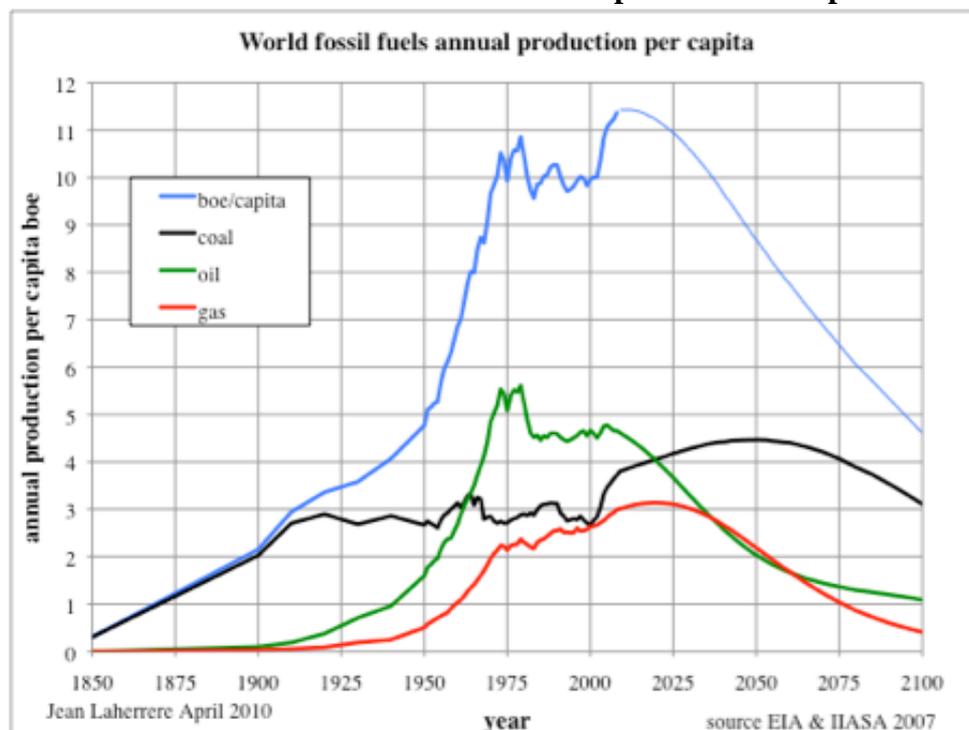
Les previsions pour les liquides (U = 3 Tb +biofuels), pour le gaz (U=2,2 Tboe) et pour le charbon (U=5,5 Tboe) sont representees sur le meme graphique, montrant que le charbon qui etait en premier jusqu'en 1960, peut le redevenir en 2020. Mais ces previsions ne tiennent compte que des contraintes geologiques, il est evident que les contraintes *au dessus du sol* vont les modifier.

Figure 52: **production mondiale de combustibles fossiles et previsions sans contraintes « au dessus du sol»**



L'addition des prévisions des combustibles fossiles est donnée par habitant (avec les prévisions de population de l'ONU 2008). La production par habitant a cru de 2 tep en 1900 à plus de 10 tep en 1973, elle a plafonné puis est montée à 11 tep en 2002 et restera en plateau jusqu'en 2030 pour décliner vers 5 tep en 2100. Il est donc important de prévoir un relai substantiel dès 2030. Il semble que seuls les surégénérateurs en soient capables (voir nucléaire plus loin), mais il faut les mettre au point dès maintenant !

Figure 53: production mondiale de combustibles fossiles par habitant et prévisions 1850-2100

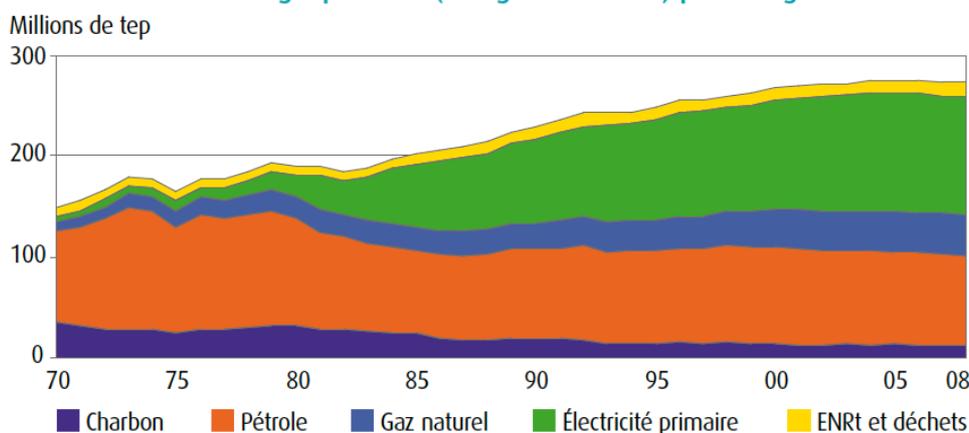


## -Energie et couts

Qu'en est-il en France ? Le *Bilan énergétique de la France pour 2008* [http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/bilan\\_energ\\_08\\_avec\\_correctionP12\\_cle09597f.pdf](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/bilan_energ_08_avec_correctionP12_cle09597f.pdf) montre une consommation primaire avec un pic (plateau) en 2005 !

Figure 54: consommation d'énergie primaire en France

### Consommation d'énergie primaire (corrigée du climat) par énergie

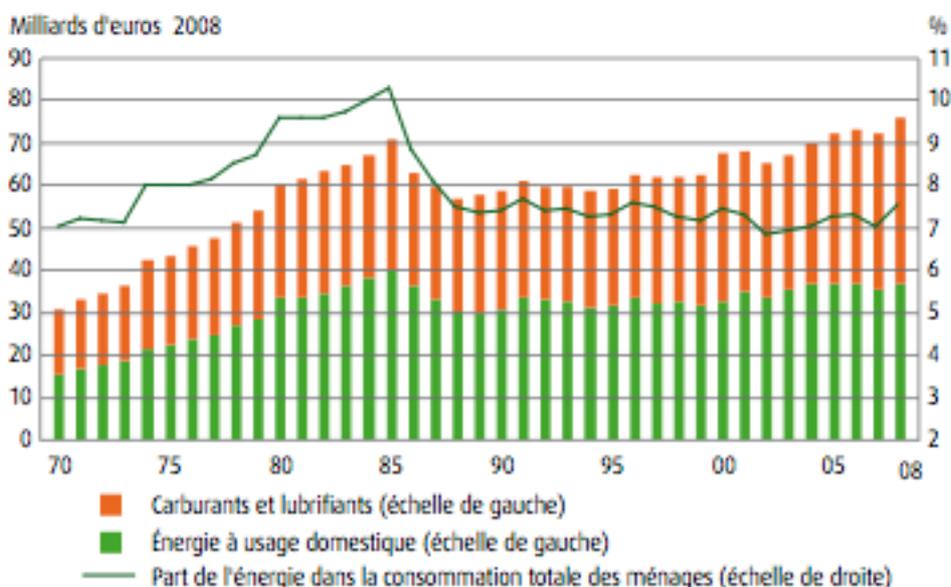


Tous les Français se plaignent que l'énergie coute trop cher : il n'en est rien compare a son utilite. La pourcentage de l'énergie dans le budget d'un menage a eu un pic en 1985 a 10% et il etait a 7,5% en 2008, alors que l'alimentation etait de 16,4%, culture et loisirs 9%, hotels-cafes-restaurants 6,2%, equipement du logement 5,9%, habillement a 4,4%.

On peut se passer de loisirs, mais pas d'énergie!

Figure 55: France: dépenses d'énergie des menages et part de l'énergie

### Dépenses d'énergie des ménages et part de l'énergie dans la consommation



Source : Insee.

Aux US le pourcentage des consommations d'énergie en fonction du PIB a oscille depuis 1970 entre 8 et 13% ([theoildrum.com/node/6318](http://theoildrum.com/node/6318)). Les Americains depassent plus que les Français pour l'énergie bien que les taxes soient tres inferieures!

Figure 56: US: pourcentage des dépenses d'énergie par rapport au PIB

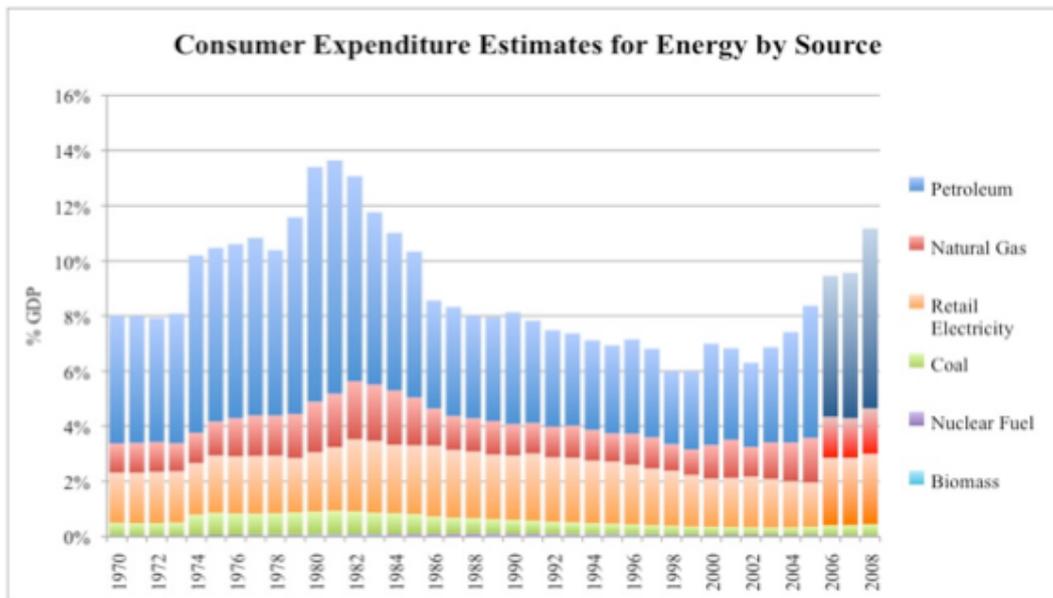
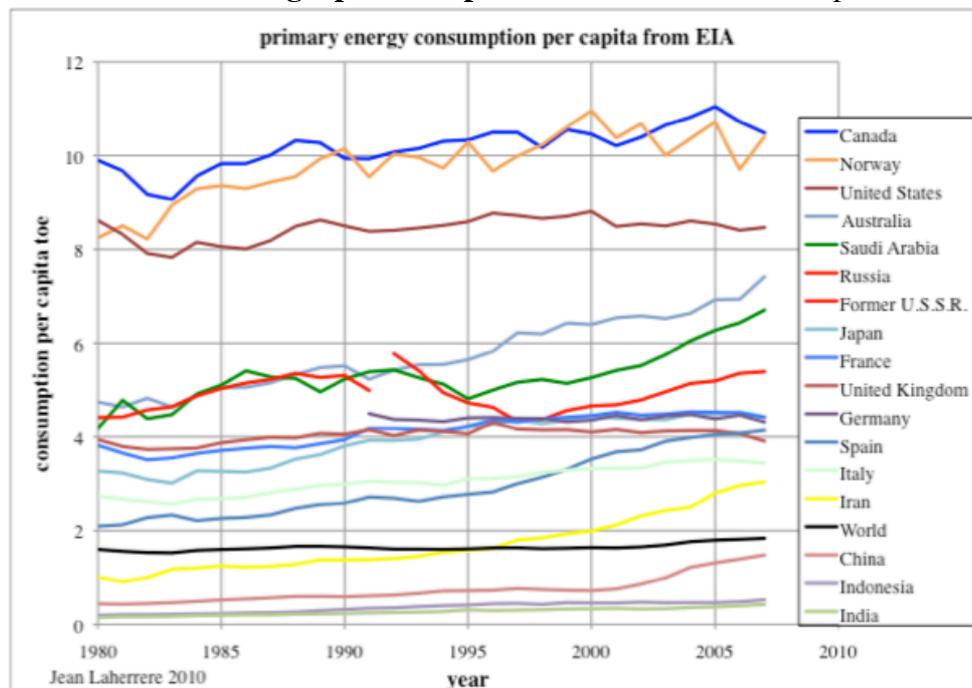


Figure 1. Percentage of GDP that is spent on energy by final consumers (2006-2008 estimated).

Les consommateurs occidentaux ne réalisent pas que, sans énergie, la société de consommation s'effondre et que celle-ci n'a été possible que grâce à une énergie bon marché basée sur le pétrole, le gaz et le charbon.

La seule façon d'économiser l'énergie est de la payer à son juste prix, ou si l'énergie est sous-estimée, d'y ajouter des taxes pour compenser. Un Américain consomme deux fois plus d'énergie qu'un Européen, car son énergie est beaucoup moins taxée, notamment pour les carburants.

Figure 57: consommation d'énergie primaire par habitant 1980-2007 d'après EIA



L'énergie bon marché a permis aussi l'augmentation de la population, avec la révolution verte ou l'agriculture transforme le pétrole en alimentation.

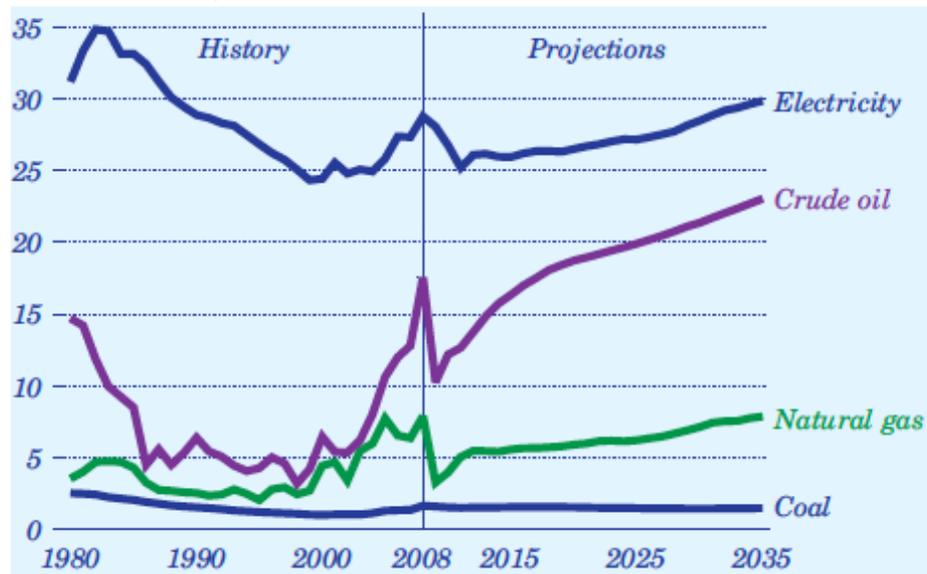
### -prix des énergies

L'historique des prévisions des prix de l'énergie montre que les prévisions ont toujours été fausses

Les previsions USDOE/EIA (AEO 2010) sont pour 2035 un charbon au prix actuel, un gaz au prix de 2008 alors que le petrole serait le double de 2009

Figure 58: **previsions USDOE/EIA (AEO 2010) du prix de l'énergie en \$2008/MBtu**

*Figure 1. Energy prices, 1980-2035 (2008 dollars per million Btu)*



**-prix des carburants**

En ce qui concerne les prix, il est plus réaliste de ne regarder que le passé.

Les carburants ont un pouvoir calorifique différent et le gazole est plus énergétique (+7%) que l'essence au litre, mais moins (-5%) au kg! Mais les carburants sont vendus au litre !

Figure 59: **pouvoir calorifique d'après wikipedia**

Pouvoir calorifique moyen :

Combustible	MJ/kg	kJ/L
Dihydrogène	141,79	12,75
Essence	47,3	35 475
Gazole (carburant Diesel)	44,8	38 080
Éthanol	29,7	21 300
Propane	50,35	
Butane	49,51	
Bois	15	---
Charbon	15-27	---

**-en France**

L'Union Française de l'Industrie Pétrolière UFIP donne sur son site le Tableau de bord de l'évolution des prix des produits pétroliers

Au 14 mai 2010	€/L
SP95 Rotterdam	0,442
SP95 France HT	0,542
SP95 France TTC	1,373
Gazole Rotterdam	0,465
Gazole France HT	0,554

Gazole France TTC	1,174
FOD Rotterdam	0,450
FOD France HT	0,558
FOD France TTC	0,735

Brent \$/b	78,34
Brent €/b	61,50
€/ \$	1,2492

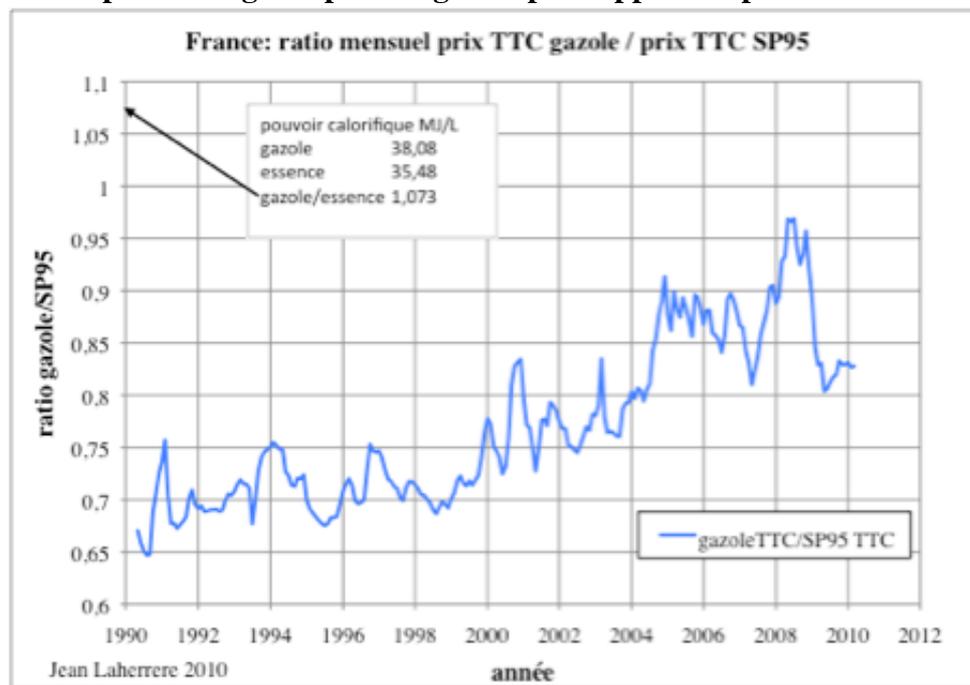
Gazole/SP95	
Rotterdam	1,05
France HT	1,02
France TTC	0,86

Le gazole est donc vendu 14% moins cher que le gazole alors qu'hors taxes il est 2% plus cher (5% a Rotterdam) (7% en pouvoir calorifique). Cela explique pourquoi nous manquons de gazole et devons en importer de Russie et pourquoi nous avons trop d'essence (et pas besoin d'ethanol) et nous l'exportons aux US, mais ayant fortement diminue leur consommation les US n'en veulent plus. Il faut vendre le gazole plus cher que l'essence comme a en Suisse ou en UK. Mais le lobby des routiers a un fort pouvoir de nuisance en France: il est donc tres ecoute !

Si il y a une taxe qu'il faut augmenter, c'est bien celle sur le diesel! C'est beaucoup plus important que la taxe carbone !

En 1970 le ratio gazole/essence etait de 70%, il a monte a 95% en 2008 pour redescendre a 80 en 2010. Le gouvernement recule devant les reformes necessaires !

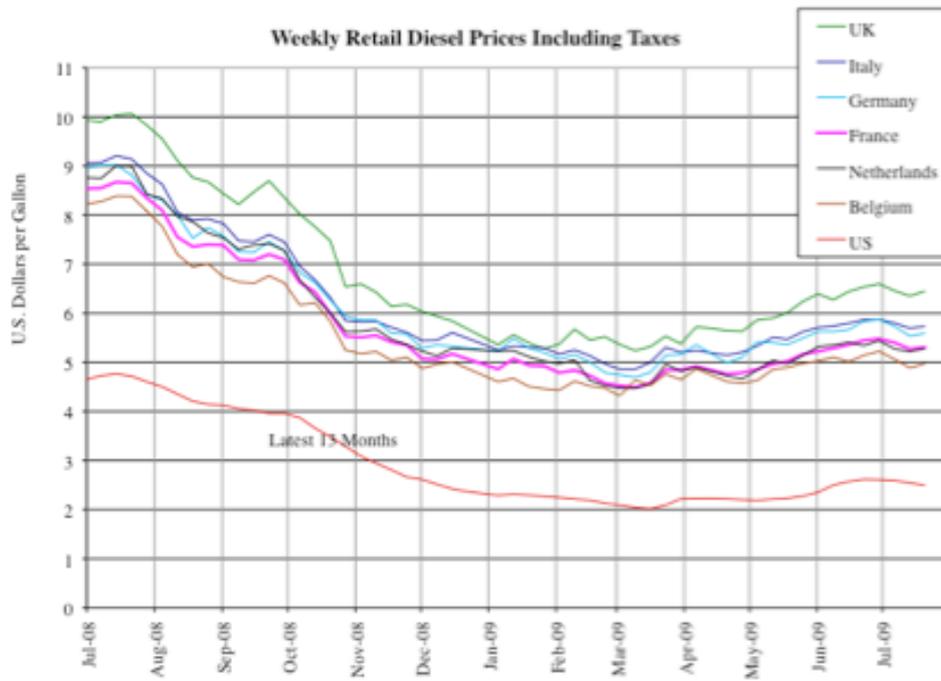
Figure 60: **France: pourcentage du prix du gazole par rapport au prix de l'essence 1990-2010**



### -en Europe

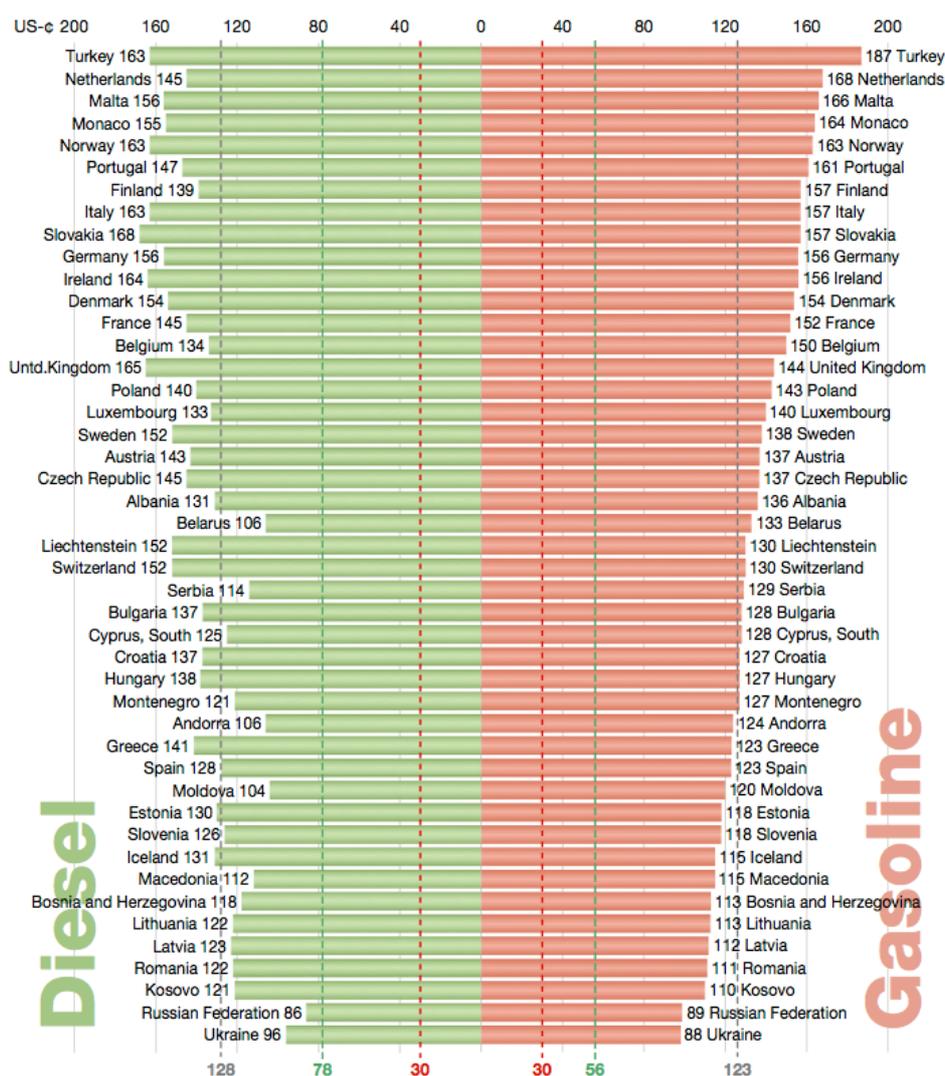
Le Royaume-Uni a le prix le plus eleve pour le gazole suivi par l'Italie, le prix aux US est 40% celui du RU!

Figure 61: **Europe: prix du gazole TTC 2008-2009**



Le site GTZ <http://www.gtz.de/en/themen/30005.htm> publie les prix en Europe et dans le monde  
 Figure 62: Europe: prix du super et du gazole en Europe Nov2008 d'après GTZ

2.4.2 Comparison of retail fuel prices in Europe  
as of November 2008 (in US cents/litre)

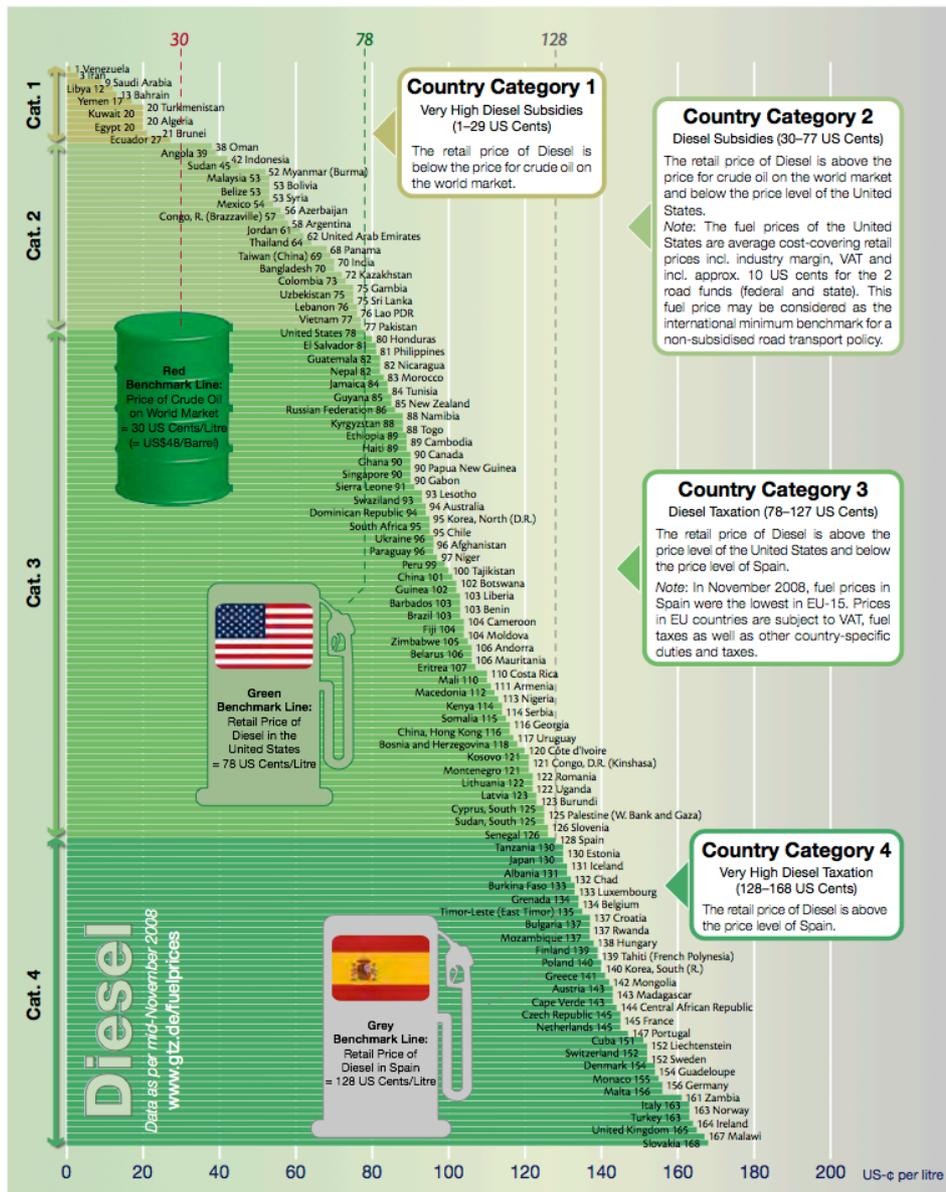


-dans le monde

Dans le monde en Nov. 2008 d'après GTZ le prix du gazole a varie dans 174 pays depuis 1 c\$/L au Venezuela a 168 c\$/L en Slovaquie

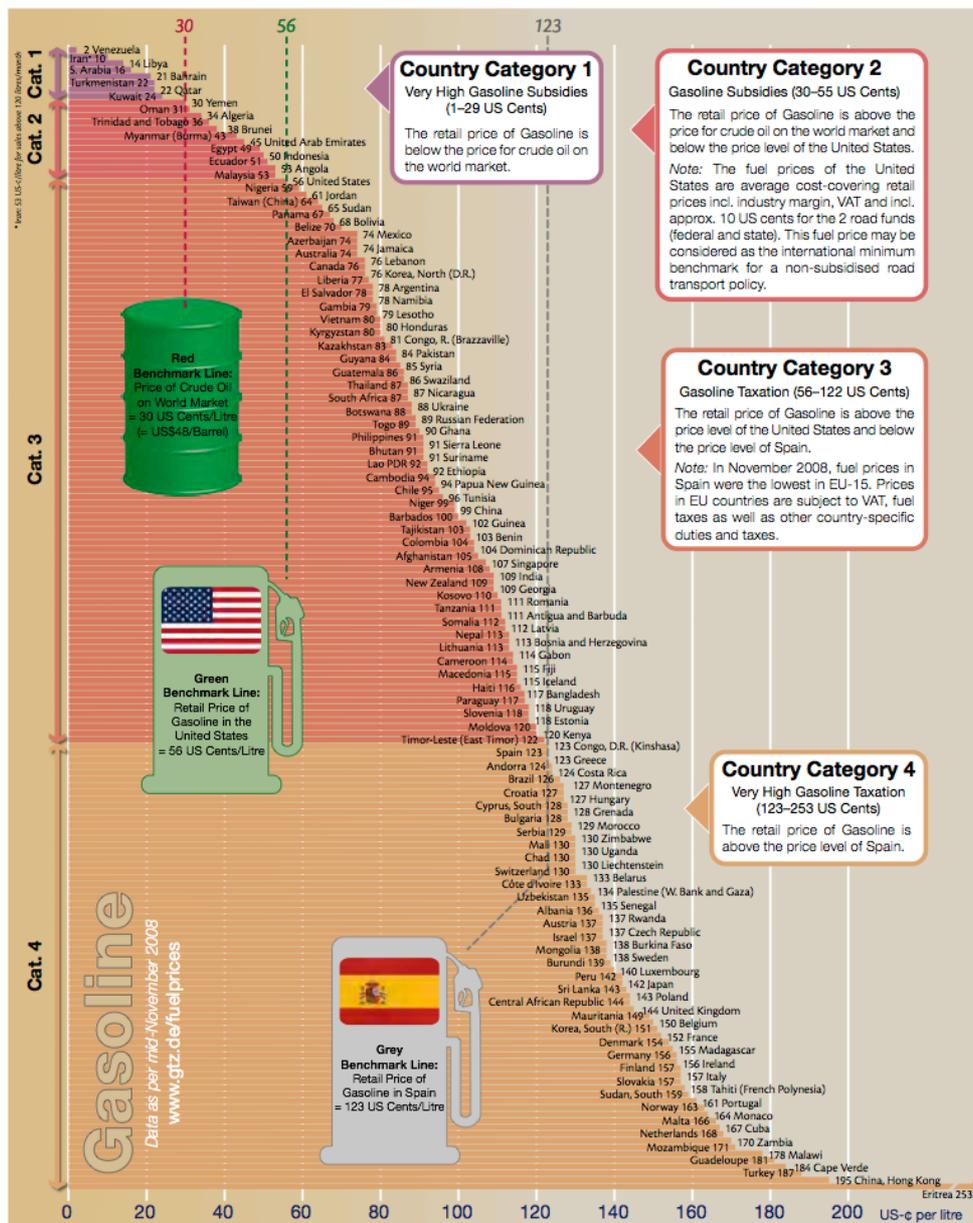
Figure 63: monde: prix du gazole en Nov. 2008 d'après GTZ

2.5.1 Retail prices of diesel in 174 countries  
as of November 2008 (in US cents/litre)



Le prix de l'essence a varie de 2 c\$/L au Venezuela a 195 c\$/L a Hong-Kong  
Figure 64: monde: prix de l'essence en Nov. 2008 d'apres GTZ

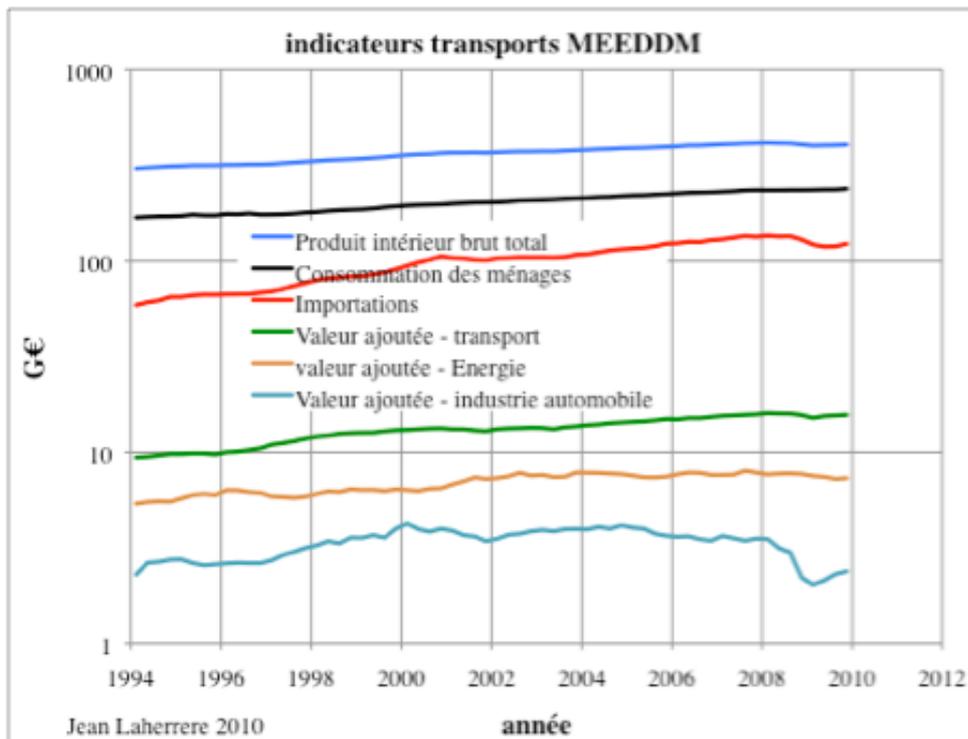
2.5.2 Retail prices of gasoline in 174 countries  
as of November 2008 (in US cents/litre)



-indicateurs de transport

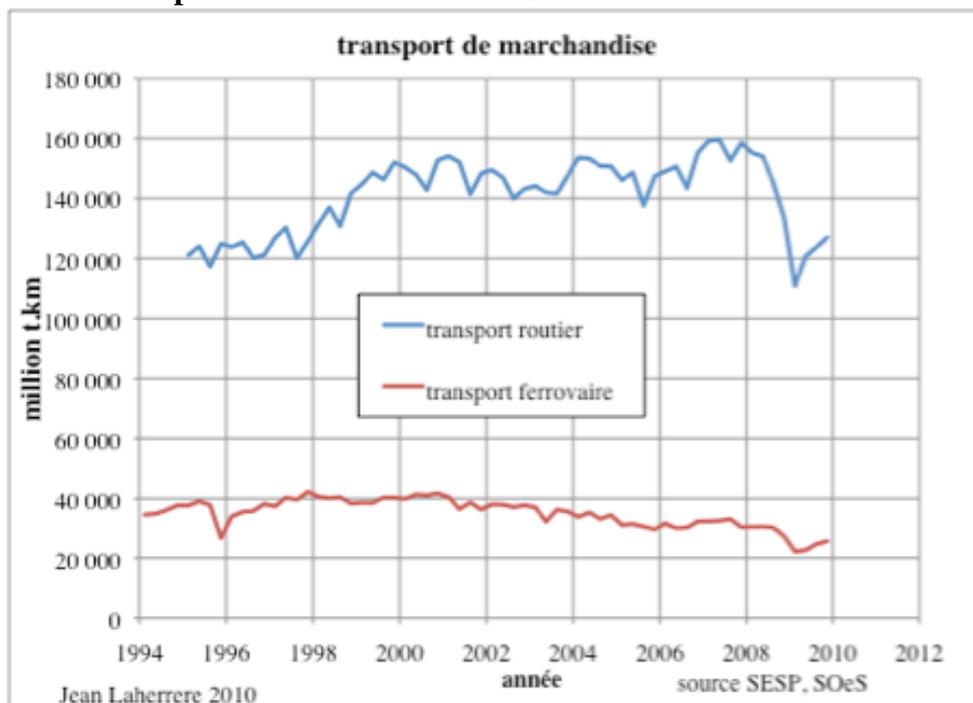
La valeur ajoutée du transport en France a plus augmenté de 1994 à 2010 que le PIB ou la consommation des ménages d'après le MEEDDM

Figure 65: France: Indicateurs de transport MEEDDM en G€



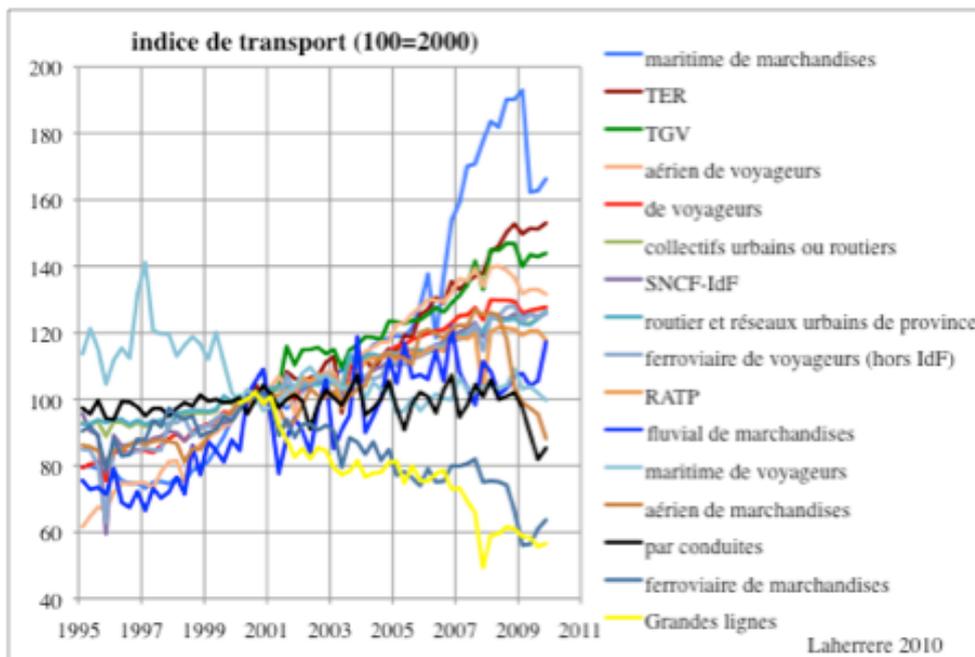
Le transport ferroviaire est en déclin depuis 1998 en t.km

Figure 66: **France: transport de marchandise en Mt.km**



Depuis 1995 l'indice de transport qui a le plus augmenté concerne d'abord le transport maritime, puis le TER

Figure 67: **France: indice de transport**

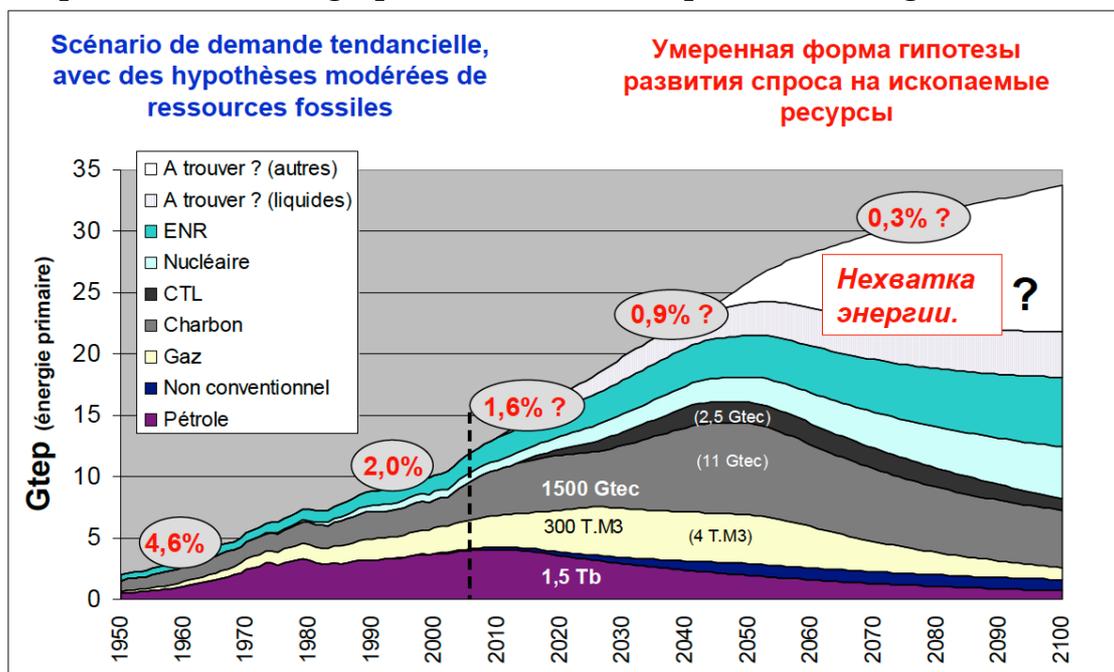


### -Nucleaire

N'ayant aucune comptence dans le nucleaire je fais appel aux previsions de Bernard Rogeaux EDF et membre d'ASPO France « Quels scénarios possibles pour la prochaine decennie? » Isabelle Bocquillon Bernard Rogeaux Club de Nice 12-14 Nov.2008

L'energie primaire mondiale est modelisee de 1950 a 2100 avec des ultimes: petrole 1,5 Tb + non conventionnel, gaz 300 T.m3, charbon 1,5 Gtec + CTL et le nucleaire est celui des techniques existantes.

Figure 68: previsions de l'energie primaire mondiale d'apres EDF (B.Rogeaux 2008)



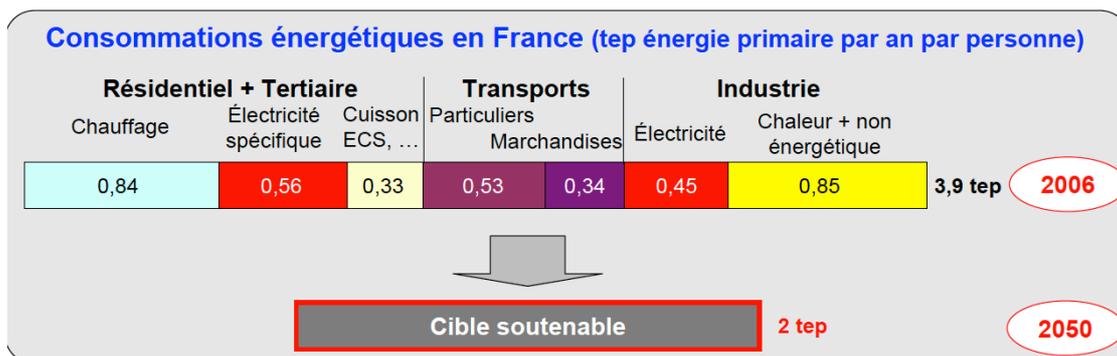
Isabelle Bocquillon et Bernard Rogeaux - Club de Nice Nov 08

Rogeaux montre que vers 2040 il faut trouver quelque chose d'autre si on veut satisfaire une demande faiblement croissante (0,9%) car le nucleaire avec ses techniques actuelles est limite par les ressources d'uranium (15 Mt). Il faut donc passer aux surgenerateurs pour augmenter d'un facteur 50 ses ressources d'uranium. Sinon il faudra admettre un declin de l'energie primaire !

La presentation de Bernard Rogeaux «Les prochaines difficultés de la gouvernance énergétique» Club de Nice 3-5 Dec 2009 montre la consommation énergétique en France en 2008 et la cible soutenable de 2050 qui est moitié. Le probleme est immense et doit passer par un changement de comportement: c'est aux consommateurs de changer! *Le Toujours plus* des Français doit se transformer en *Beaucoup moins*

Figure 69: consommation énergétique en France d'après Rogeaux 2009

Quelques ordres de grandeur des problèmes à résoudre : l'exemple de la France



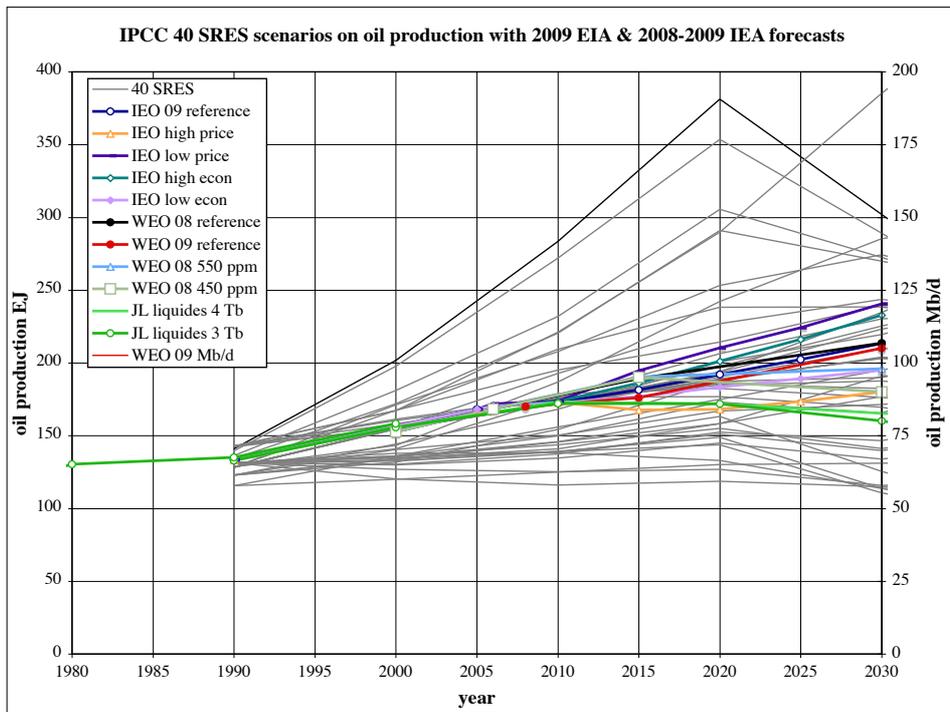
-Scenarios energetiques du GIEC (IPCC) = rapports 2001 et 2007

Les 40 scenarios energetiques utilises par le GIEC dans les rapports TAR 2001 et AR4 2007 sont les scenarios SRES concus en 1998 par l'équipe du Dr Nakicenovic (IIASA). Ce ne sont pas des previsions, mais des projections, issues de brainstorming, appelees *storylines* et les valeurs 1990 et 2000 ne sont pas les valeurs reelles [http://aspoFrance.viabloga.com/files/JL\\_IPCCscenarios09.pdf](http://aspoFrance.viabloga.com/files/JL_IPCCscenarios09.pdf), mais celles supposees par les faiseurs d'histoires!

Pour la production de **petrole en 2000, les valeurs supposees oscillent entre 60 et 100 Mb/d, alors que la valeur reelle est 78 Mb/d**. La fourchette de 1998 aurait du etre corrigee en 2007 a la valeur reelle! Mais le GIEC qui est basee sur un accord unanime, n'a pas le souci de se caler sur les realites, car son souci est de garder l'accord sur ce qui a ete adopte, meme s'il est perime. Le GIEC veut eviter a tout prix a avoir a faire accepter a l'unaninite de nouveaux scenarios reels. C'est pour cela que les 4 nouveaux scenarios de forçage radiatifs pour le rapport 2014 ne seront pas basees sur les consommations energetiques reelles, mais la *litterature* des anciens scenarios! Toujours du brainstorming et refus d'accepter les previsions energetiques officielles!

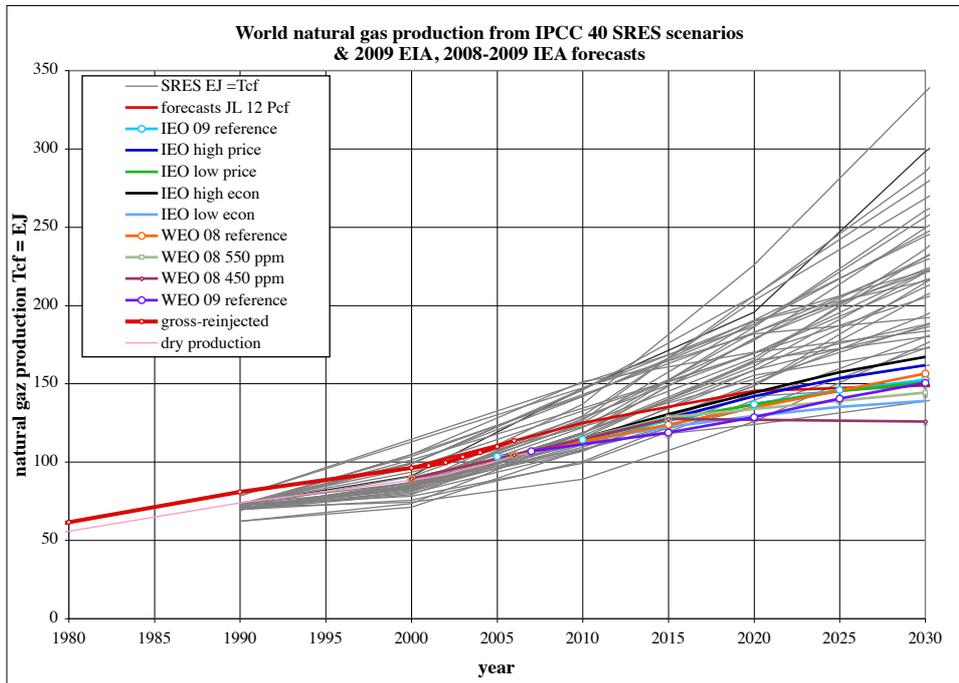
Les 40 scenarios de production de petrole presentent une fourchette considerable. Les donnees officielles (AIE et USDOE/EIA) sur la periode 1990 2010 montrent que ces scenarios sont loin de la realite. Les scenarios maximum et minimum sont irrealistes.

Figure 70: scenarios du GIEC 2007 pour la production de **petrole** avec previsions AIE et USDOE

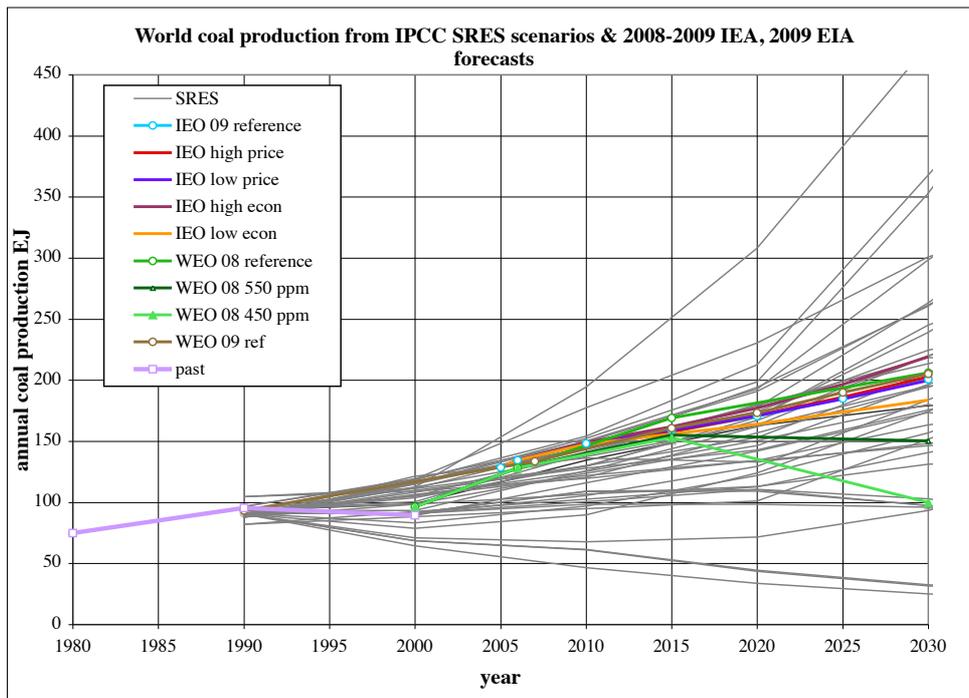


Les scenarios a 190 Mb/d en 2020 sont du pur delire, de meme que 120 Mb/d ou 60 Mb/d en 2005!

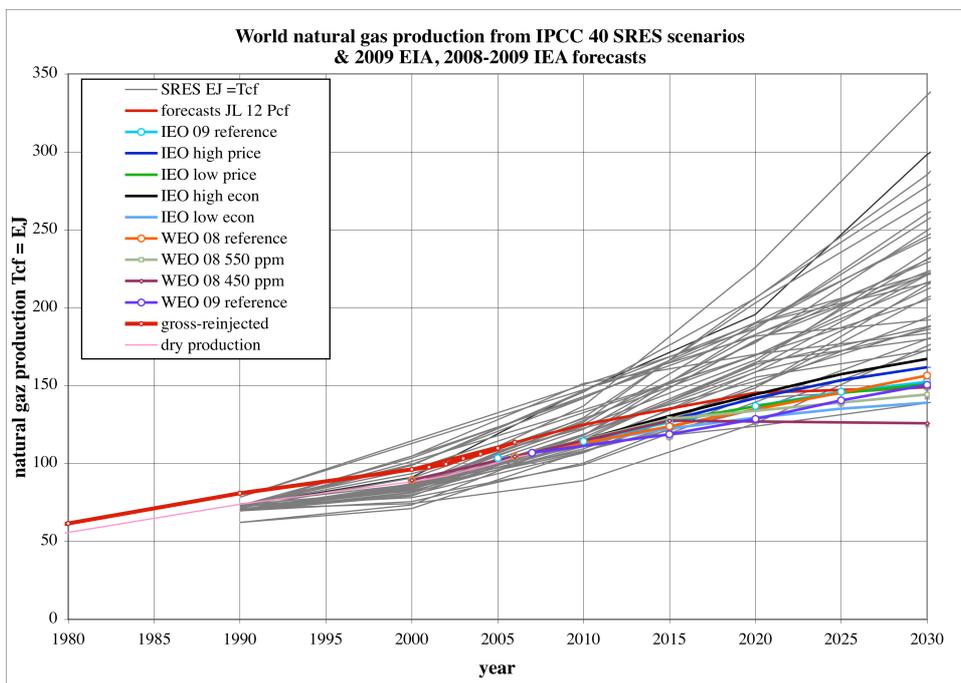
Les scenarios de production de gaz sont pour la plupart tres optimistes, revant d'une production a partir des hydrates de methane dans l'océan, mais personne ne sait produire ces hydrates disperses.  
 Figure 71: **scenarios du GIEC 2007 pour la production de gaz** avec previsions AIE et USDOE



Pour la production de charbon, la fourchette est considerable aussi bien en 2000 qu'en 2030 ou une production double de celle prevue par l'AIE est envisagee!  
 Figure 72: **scenarios du GIEC 2007 pour la production de charbon** avec previsions AIE et USDOE



Les 40 scénarios SRES du GIEC 2007 d'émission par habitant de CO<sub>2</sub> des combustibles fossiles sont très supérieurs aux prévisions officielles, en particulier pour 2000 pour le passé !  
**Figure 73: scénarios du GIEC émissions CO<sub>2</sub> par habitant des combustibles fossiles avec prévisions officielles**



Le rapport Stern a pris les scénarios (storylines!) les improbables (coûts considérables) et les a probabilisés comme des scénarios les plus probables, **ce qui est scientifiquement faux : ses résultats le sont donc aussi !**

Dans un modèle, la qualité des résultats dépend de la qualité du modèle et surtout de la qualité des hypothèses à l'entrée. Comme disent les Américains:

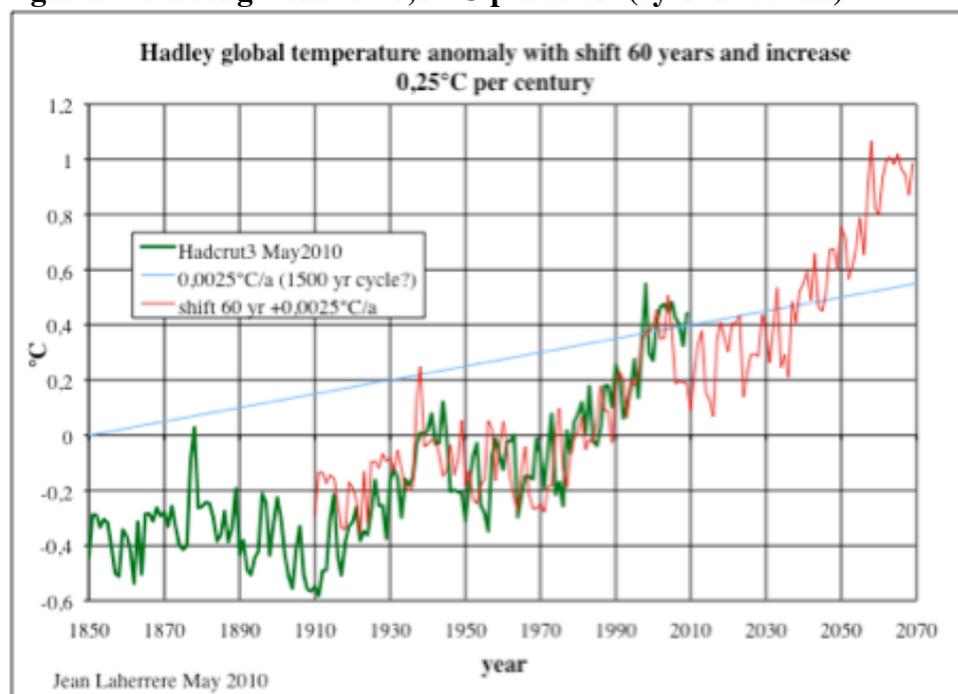
**GIGO Garbage In, Garbage Out**

Il y a en France des débats entre climato-sceptiques (notamment Cl. Allegre et Y. Courtillot) et les climatologues (carbocentristes) qui se situent malheureusement au niveau politique, confirmant bien que le GIEC est essentiellement un organisme politique, la meilleure preuve est qu'elle a reçu le prix Nobel de la paix, prix décerné par les députés norvégiens à des non-scientifiques comme Aragat ou Clinton. Mais la qualité des prévisions d'augmentation de 2 à 6°C (ceux ne sont que des projections, des histoires) du GIEC, à savoir **les résultats des modélisations basées sur des scénarios énergétiques contraires aux prévisions des agences compétentes (AIE, USOE/EIA) n'est jamais évoquée.**

Les changements climatiques du passé sont cycliques, dépendant principalement des cycles astronomiques (Milankovitch) de la Terre autour du soleil, qui vont de 20 000 ans à 100 000 ans, mais il y a d'autres cycles plus courts (1500 ans = période chaude médiévale, petit âge glaciaire), mais aussi des cycles encore plus courts de 60 ans.

La prévision la plus simple est de déceler des cycles du passé et de les prolonger.

Figure 74: **modélisation de l'anomalie de température globale de Hadley avec un cycle de 60 ans et une augmentation long terme de 0,25°C par siècle (cycle 1500 ans)**



Il est vraisemblable que nous allons avoir une période froide (comme 1945-1975 ou 1880-1910) jusqu'en 2030!

Le CO<sub>2</sub> n'est pas le moteur des changements climatiques, comme le montrent les courbes de température et de CO<sub>2</sub> mesurées dans les glaces de l'Antarctique. Le CO<sub>2</sub> suit les variations de la température (Milankovitch) avec environ 800 ans de retard.

Les changements climatiques existent depuis plus de 4 Ga et les causes sont multiples.

La présence des glaces aux pôles dépend de la présence des continents autour des pôles, donc de la dérive des continents, due à la tectonique des plaques. La période glaciaire actuelle (nous sommes dans une période interglaciaire depuis seulement 10 000 ans) ne date que de 2 à 3 Ma et la glaciation précédente était il y a 300 Ma! Au Crétacé il n'y avait pas de glace aux pôles car pas de continents autour!

Les changements climatiques (variations du niveau des mers) est le moteur des variations des sédiments (passage de grès à argile notamment) et le métier de géologue pétrolier est de suivre ces variations. Durant toute ma vie active de géophysicien-géologue, j'ai suivi sans le savoir des variations climatiques!

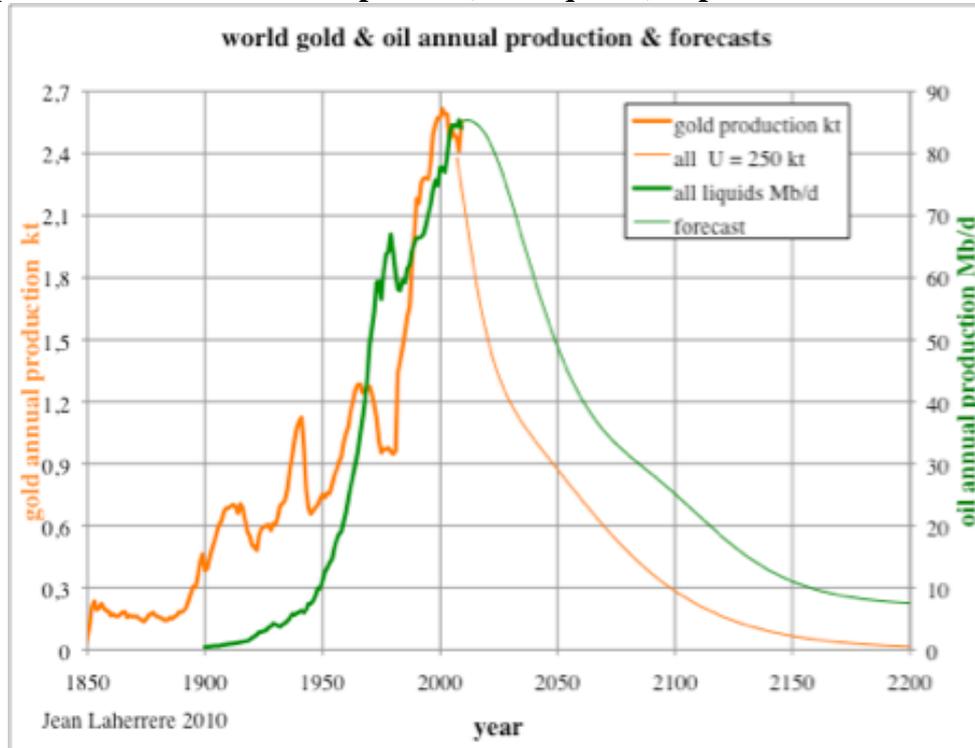
## -Pics en tous genres

### -pic de l'or

La production mondiale d'or est modélisée avec un ultime de 250 kt et comparée à la production pétrolière

Il est remarquable de voir que le pic de la production de l'or se situe dans la même décennie que le pic du pétrole dont la production n'a vraiment démarré environ que depuis 160 ans

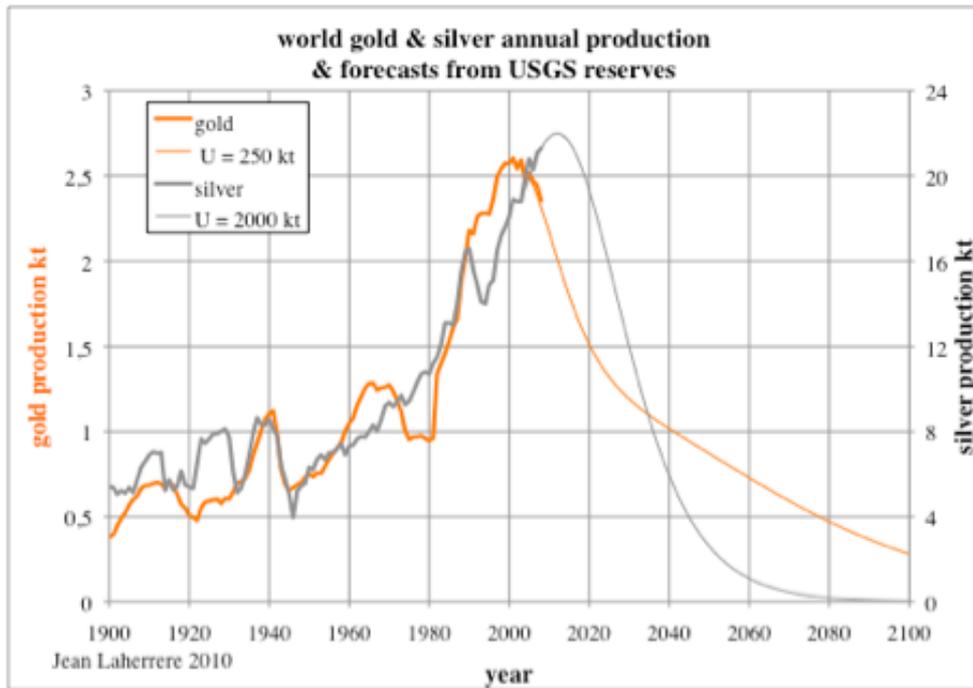
Figure 75: **production mondiale or et pétrole (tous liquides) et prévisions 1800-2200**



### -Pic de l'argent

La production d'or et d'argent ont eu des montées similaires et auront des déclins aussi similaires dans une décennie

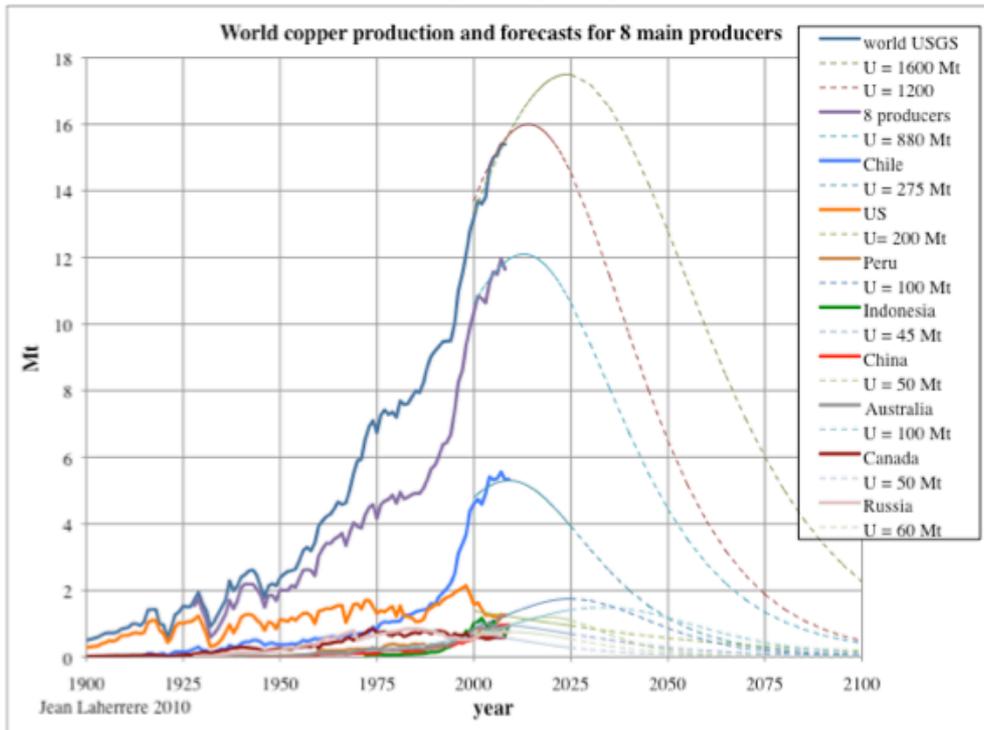
Figure 76: **production mondiale or et argent 1900-2100**



**-Pic du cuivre**

La production mondiale de cuivre va atteindre un pic dans les années 2020, alors que le principal producteur lui plafonnera dans la prochaine décennie.

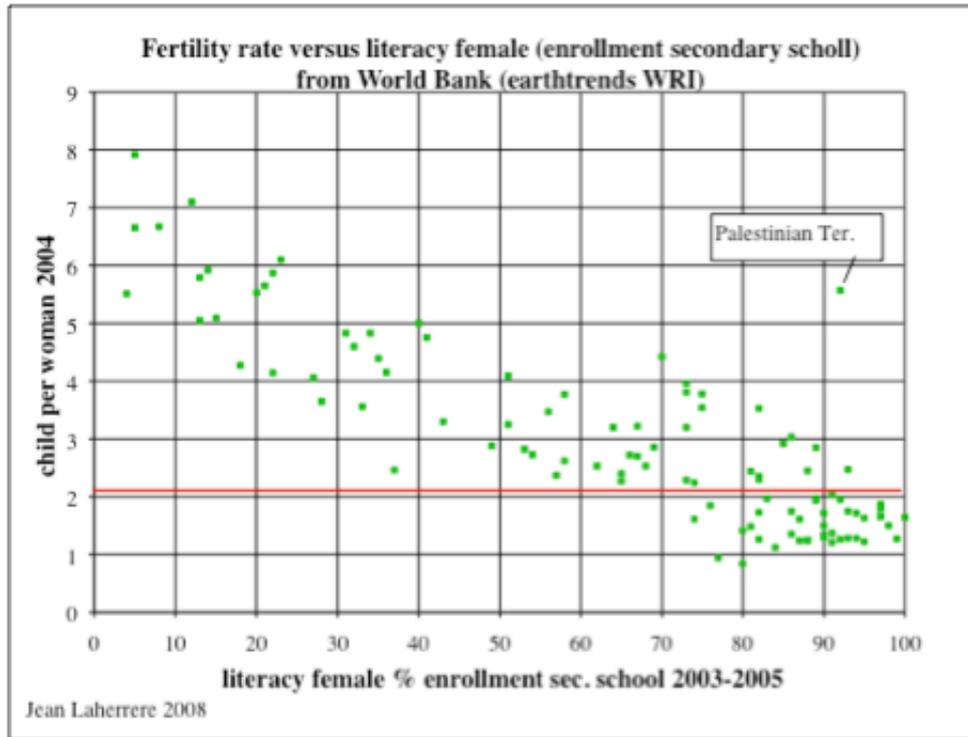
Figure 77: **production mondiale de cuivre et principaux producteurs 1900-2100**



**-Population  
-fécondité**

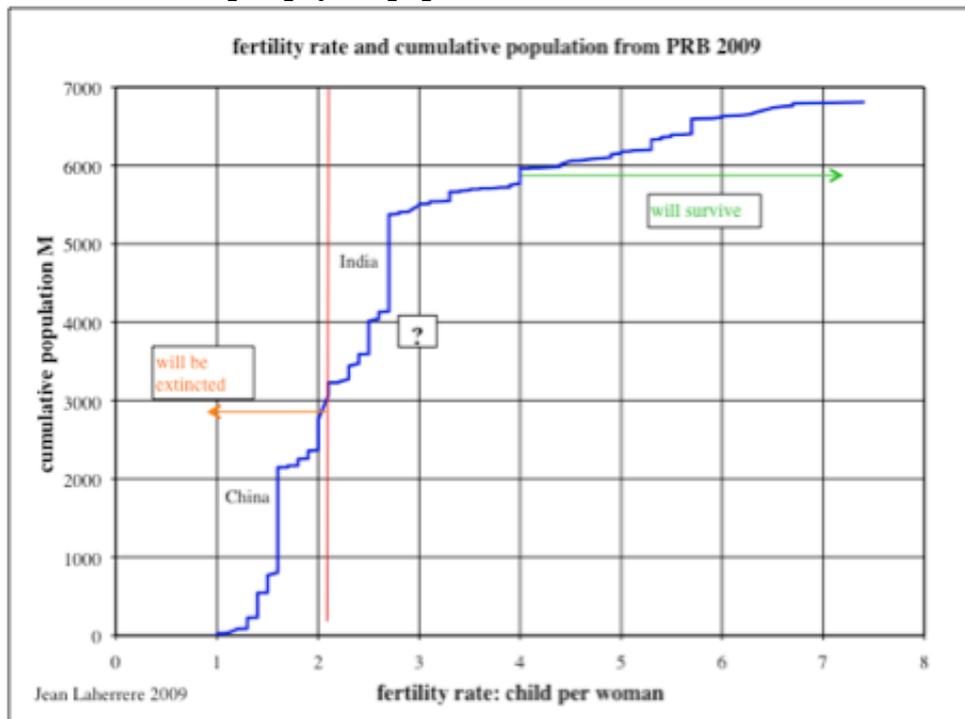
On ne peut pas faire de prévisions sur les matières premières sans également faire des prévisions sur la population. Le problème est que les données sur la population sont aussi manipulées et politiques que les données pétrolières. De plus, toutes les prévisions sur la population sont basées sur le taux de fécondité. Mais ce taux se corrèle bien avec le taux d'éducation des femmes.

Figure 78: **taux de fecondite par pays et education des femmes d'apres la Banque Mondiale**



La moitié de la population mondiale (femmes eduquees) a un taux de fecondite inferieur au taux de remplacement et va donc vers l'extinction, 20% vont rejoindre les pays eduquees, 20% hesitent et 10% ne montrent aucune diminution et leurs descendants seront sans doute les seuls a survivre!

Figure 79: **taux de fecondite par pays et population cumulee**



**-previsions de population**

De nombreux papiers ont été écrits sur le pic des combustibles fossiles et des minéraux mais peu sur le pic de la population mondiale

Avec Google Avril 2010

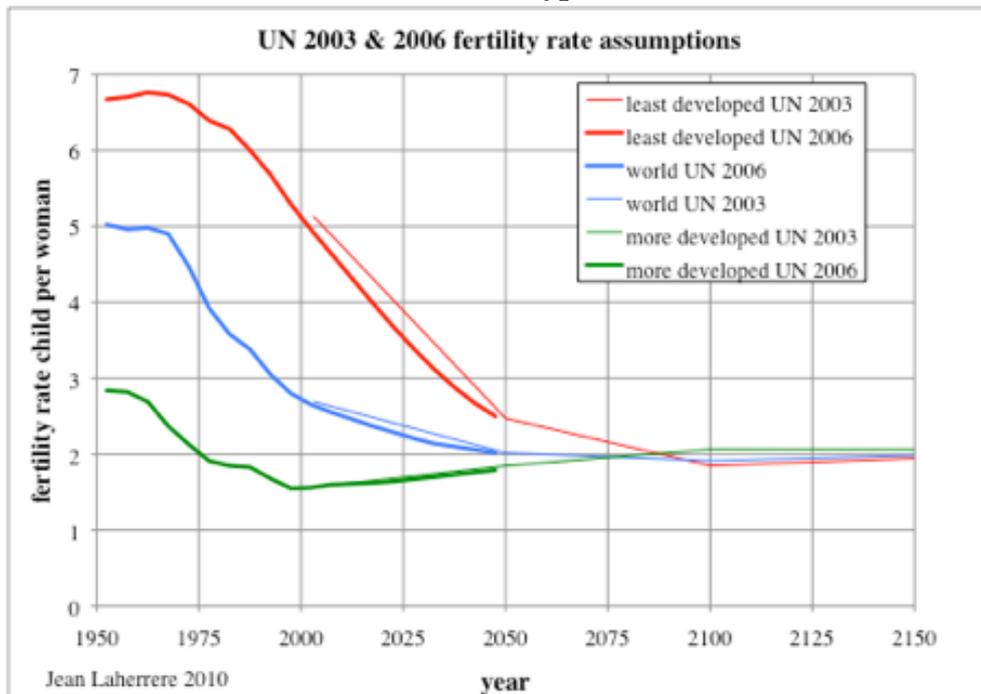
«peak oil» +2010                      3 250 000

«peak gold» +2010                    40 000  
 «peak population» +2010            12 900

Les previsions de population sont faites par l'ONU a partir d'hypotheses sur la fecondite qui sont pour la plupart des voeux pieux avec pour but d'avoir en 2300 le meme taux pour tous les pays, ce qui est utopique. Dans les previsions de 2003 allant jusqu'en 2300, le taux des pays les moins developpes (5 en 2000) est suppose etre plus bas en 2100 que celui des pays developpes (1,6 en 2000)!

Le taux de fecondite depend surtout du taux d'education des femmes!

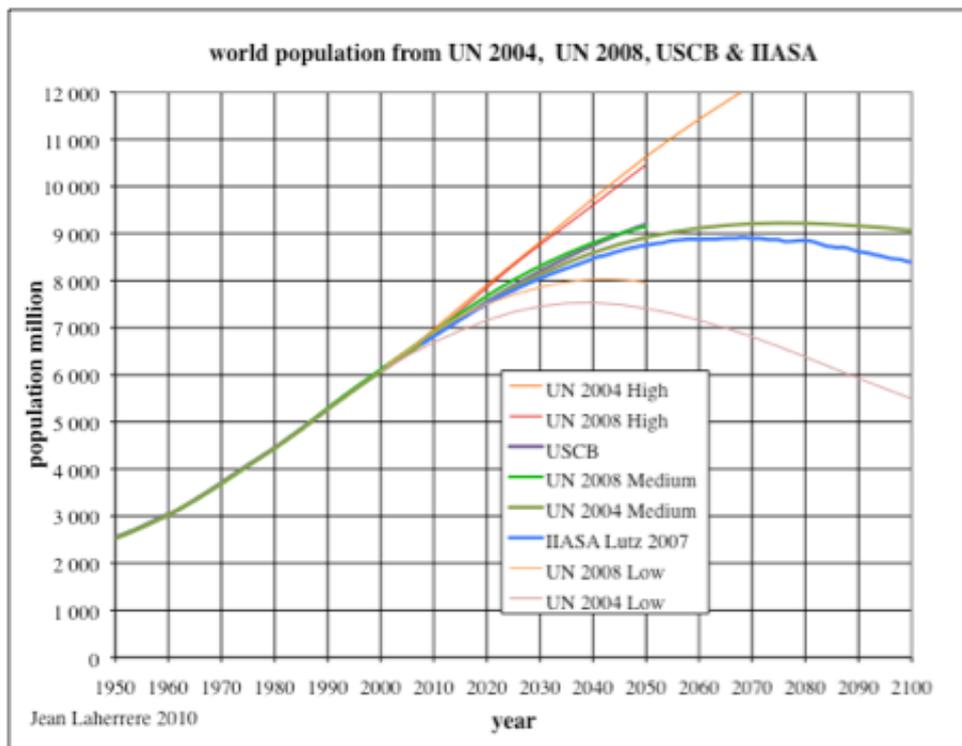
Figure 80: **taux de fecondite ONU 2003 & 2006 et hypotheses 1950-2150**



Il y a peu de previsions recentes de la population mondiale : UN 2008, USCB 2008, IIASA 2007), mais un pic semble etre possible des 2065. Plusieurs pays ont deja passe le pic notamment ceux de l'ex-URSS, le Japon.

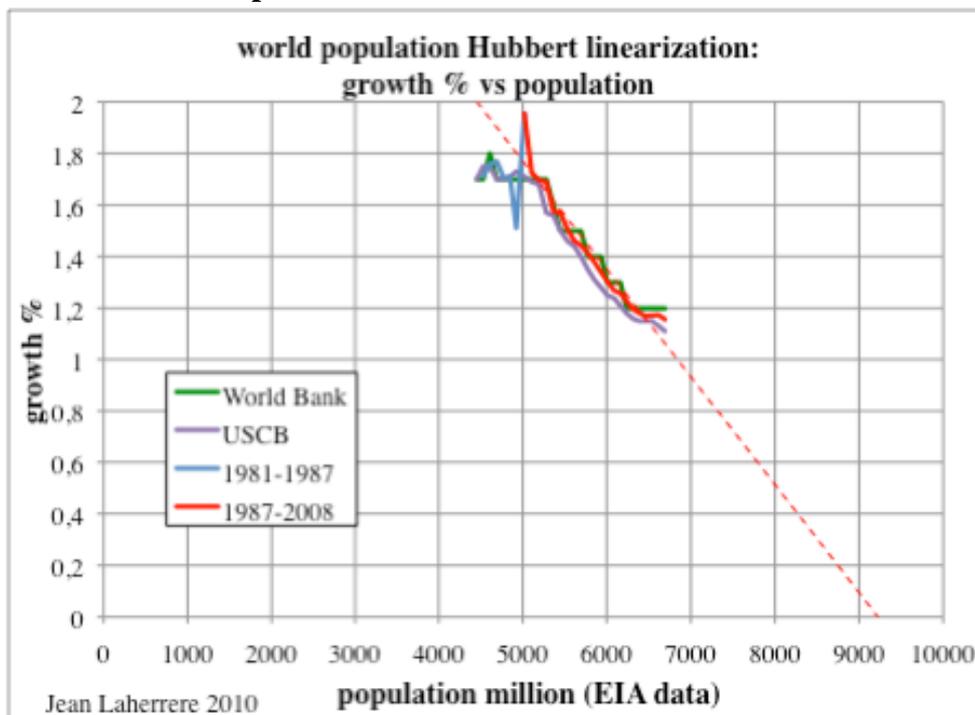
Le grand probleme est l'incertidude des mesures. Meme un r''censement est incertain et de nombreux pays n'ont pas de recensement depuis longtemps (Somalie)

Figure 81: **previsions de la population mondiale:**



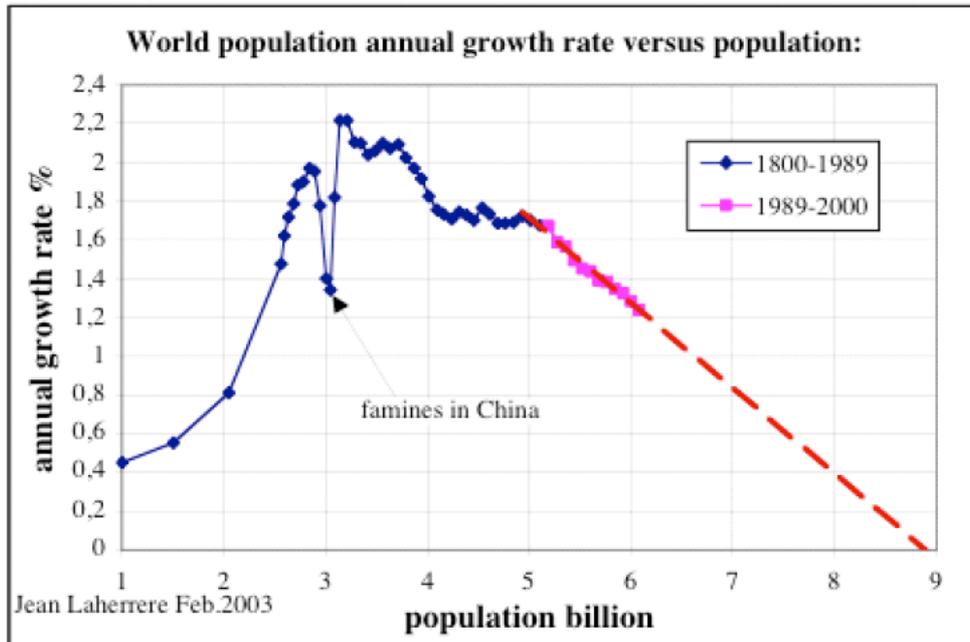
Au lieu de faire des hypotheses sur le taux de fecondite, l'extrapolation de la croissance en pourcentage versus la population peut etre utilisee comme pour le petrole (linearization d'Hubbert) depuis 1987 vers un pic a 9 milliards. Mais l'incertitude sur les augmentations recentes rende cette extrapolation incertaine!

Figure 82: **croissance de la population mondiale en % % versus population et extrapolation pour la periode 1987-2008 d'apres donnees EIA**



Le trace en 2003 pour la periode 1800-2000 semblait plus simple et plus sure! Un trace lineaire ne tient pas longtemps!

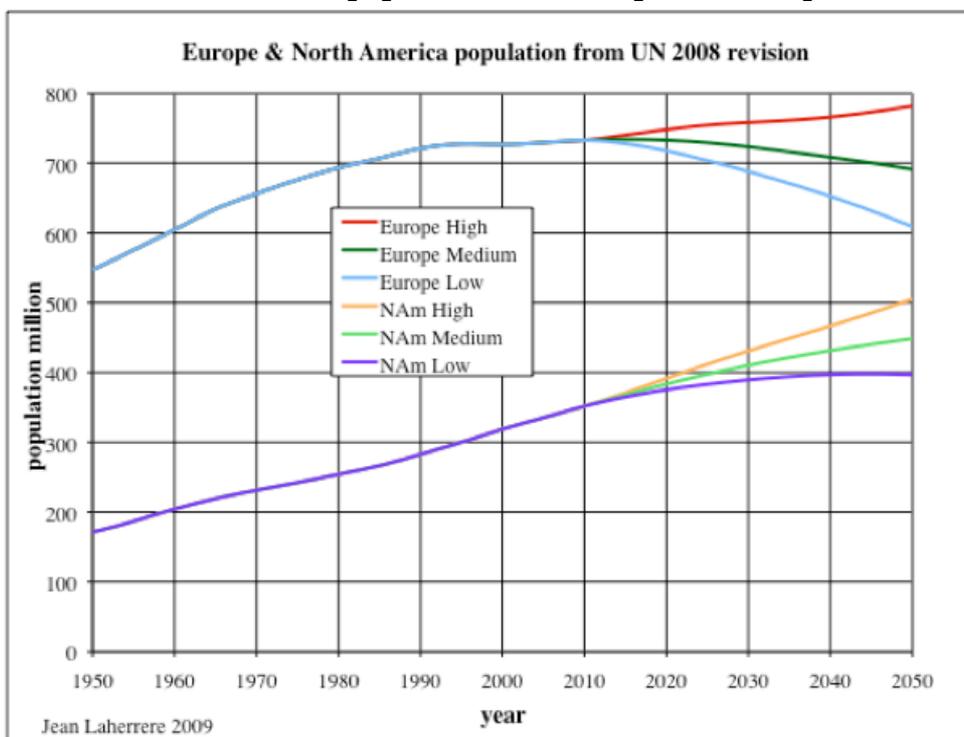
Figure 83: trace en 2003 de la croissance de la population en % versus population et extrapolation pour la periode 1989-2000



Les previsions de l'ONU pour l'Europe sont dans le scenario medium pour un plateau de 1990 a 2020 et declin ensuite, alors que pour l'Amerique du Nord il y a augmentation.

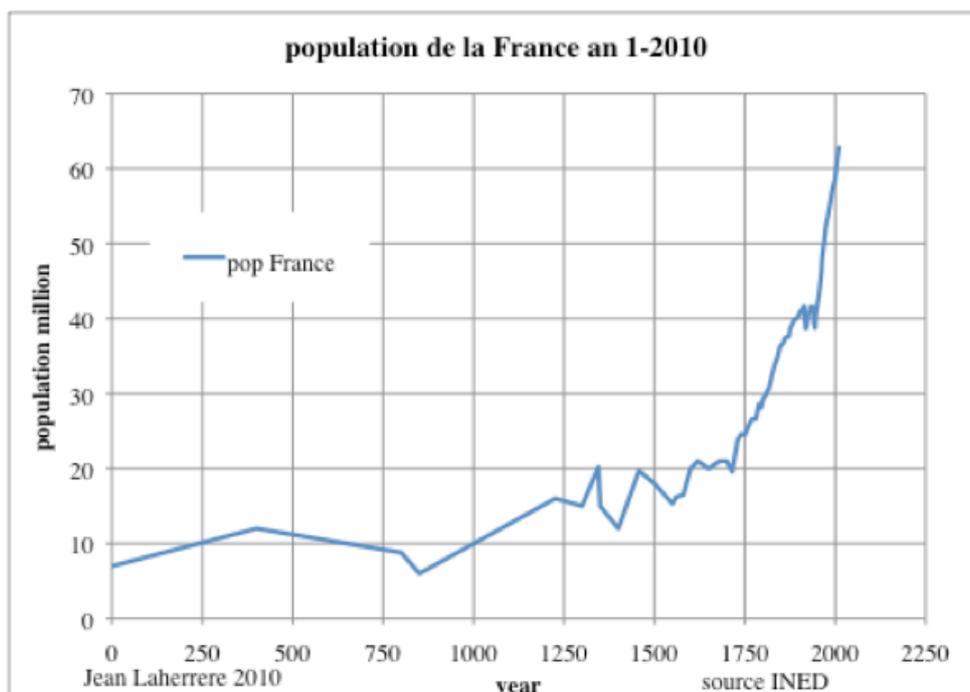
Le futur demographique de l'Amerique du Nord semble bien differente de celle de l'Europe : l'Europe va vers le declin, au contraire de l'Amerique du Nord !

Figure 84: previsions de l'ONU de la population de l'Europe et Amerique du Nord



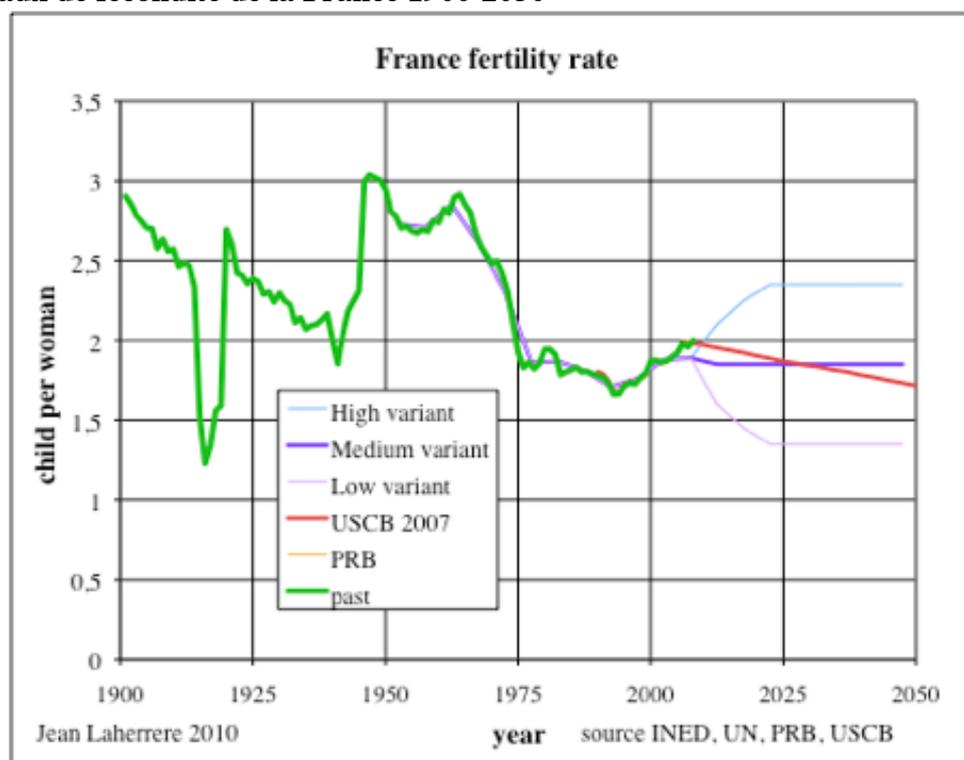
La population de la France est restee autour de 10 M depuis l'an 1 a l'an 1000; puis a augmente, mais avec des creux de la peste et de la guerre de cent ans (pendant le Petit Age Glaciaire) pour decoller avec le XIXe siecle avec l'arrivee de la medecine moderne (Pasteur) et de l'energie bon marche; mais avec les creux des 2 dernieres guerres !

Figure 85: population de la France an1-2010 d'apres l'INED



Si la mortalite a evolue de facon rationnelle, ce n'est pas le cas de la fecondite, avec le babyboom ; puis declin puis remontee. La previsions medium de l'ONU a 1,86 de fecondite constante semble peu realiste et depassee: c'est un vœux pieux!

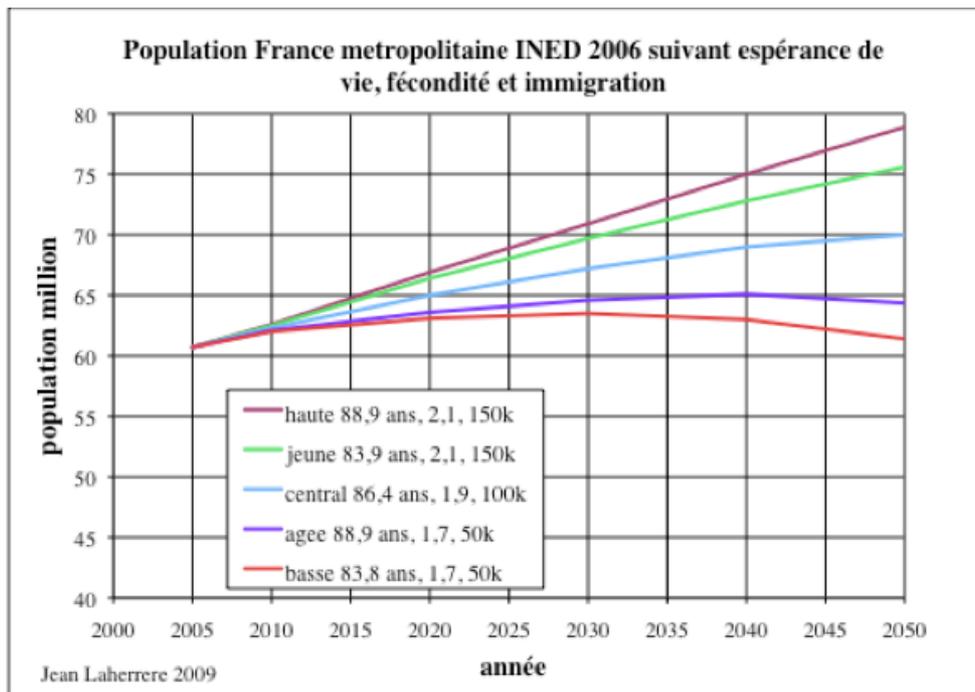
Figure 86: **taux de fecondite de la France 1900-2050**



En 2004 l'INED avait predit un pic de la population active en 2006.

En 2006 l'INED a change ses hypotheses de fecondite et immigration (passant de 50 000 a 150 000) pour ne plus parler de pic de la population

Figure 87: **previsions INED 2006 de la population de la France metropolitaine suivant esperance de vie, fecondite et immigration**



### -population et PIB

Il est évident que si la population française decline, sa consommation va aussi décliner à terme, ainsi que son PIB.

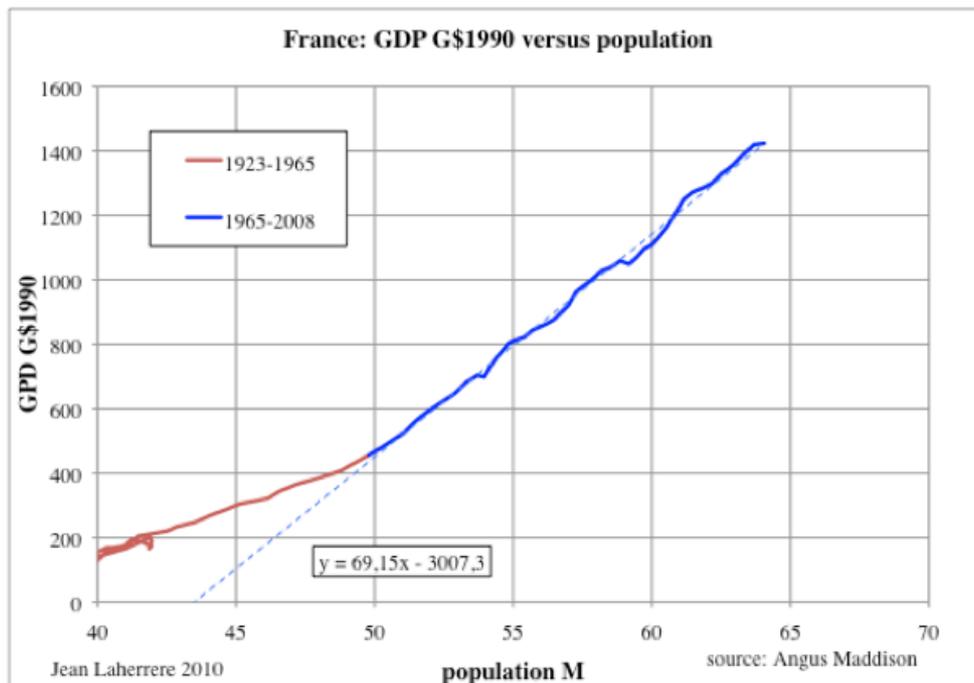
Car le PIB augmente avec la population et que les politiciens sont jugés à la croissance du pays à savoir le PIB. N.Sarkozy, qui avait promis la croissance du PIB lors de sa campagne, a ensuite essayé de le remplacer par un autre indice, mais la recommandation de la commission Stiglitz-Sen-Fitoussi, d'évaluer un *bien être present* et sa *soutenabilité*, n'est pas prête d'être acceptée mondialement.

Le PIB n'est pas la mesure de la richesse d'un pays, mais des dépenses et il augmente avec les catastrophes, les guerres et les maladies (les embouteillages dit Stiglitz). Il est manipulé, notamment des 1998 aux US par un facteur hédonique qui transforme les dépenses informatiques en investissement corrigé de l'efficacité jugée par la mémoire des ordinateurs par exemple !.

Il augmente surtout avec la population.

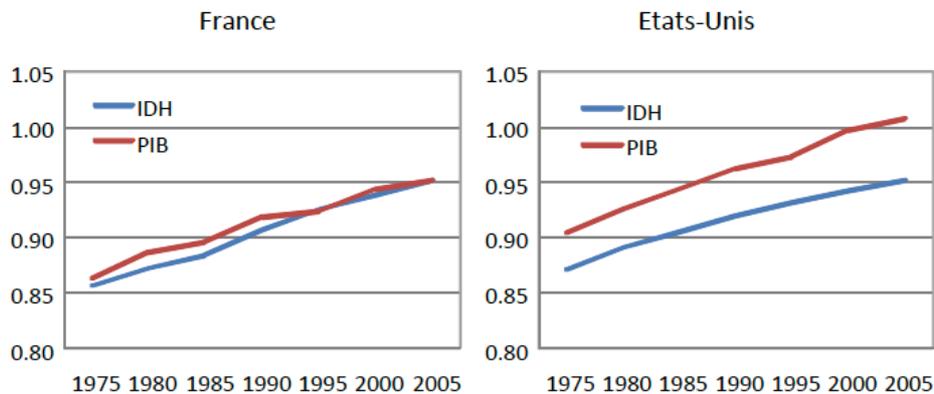
Le graphique du PIB en fonction de la population (source site Angus Maddison, malheureusement décédé en Avril 2010) qui donne la population et GDP depuis 1965 à 2008 pour tous les pays) pour la France montre une corrélation linéaire depuis 1965 avec une croissance de 69 G\$1990 par million d'habitant.

Figure 88: **France : PIB versus population 1923-2008 d'après chiffres Angus Maddison**



Dans le rapport 2009 Stiglitz-Sen-Fitoussi on trouve le parallélisme entre la France et les US pour l'évolution du PIB de 1975 à 2005 avec aussi l'IDH (indice de développement humain de l'ONU) **Figure 89: France & US: PIB et IDH d'après rapport Stiglitz 2009**

**Graphique 2.7 Tendances de l'IDH et du PIB par habitant en France et aux Etats-Unis**



Valeurs de l'IDH telles qu'indiquées dans le Rapport sur le développement humain 2007-2008 du PNUD. Les tendances des séries PIB se fondent sur les valeurs de l'OCDE pour le PIB par habitant en prix constants, en se basant sur la même transformation sous-tendant le calcul de l'IDH (par exemple la différence entre le logarithme naturel du PIB par habitant durant une année donnée et le logarithme de 100 USD, divisé par la différence entre le logarithme de 40 000 USD et le logarithme de 100.)

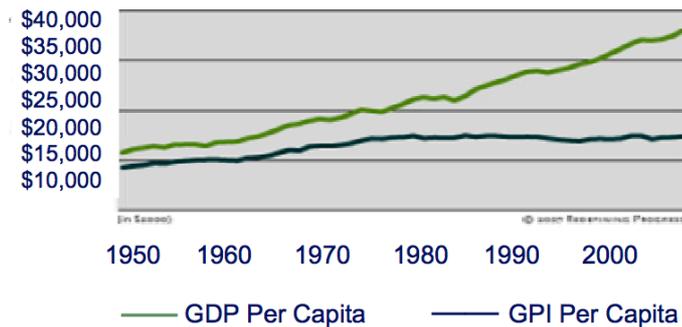
Source : Données de l'OCDE et du PNUD.

Mais cette évolution de l'IDH aux US est en contradiction avec le Genuine Progress Indicator d'après Redefining Progress qui plafonne le progrès US vers 1975 (choc pétrolier).

**Figure 90: US: PIB par habitant et Genuine Progress Indicator 1950-2004**

# US GPI and GDP over time

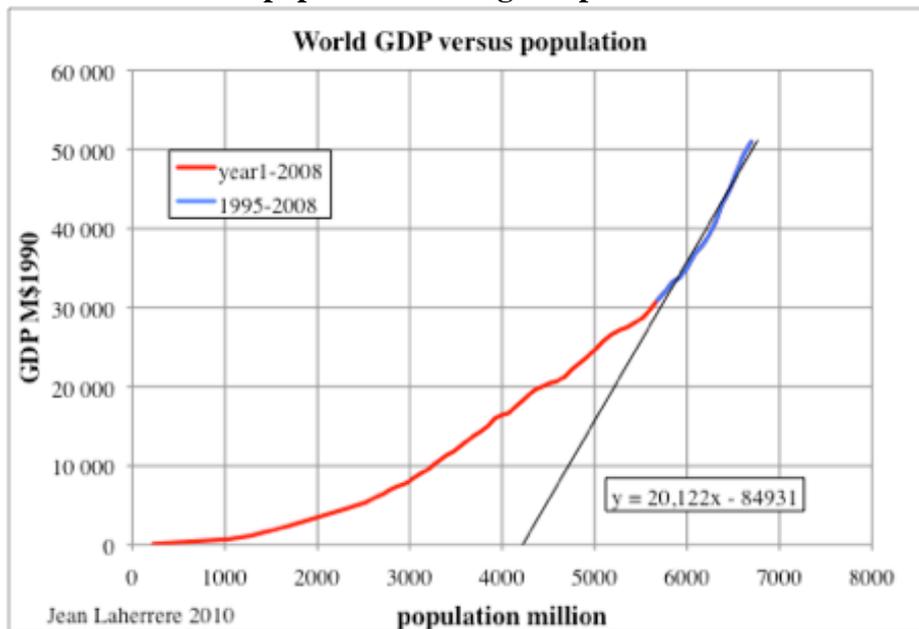
Gross Production vs. Genuine Progress, 1950 - 2004



Tant que les politiciens seront jugés sur la croissance du PIB, ils favoriseront la croissance de la population, croissance qui se porte surtout dans les agglomérations et non dans les zones rurales qui se dépeuplent.

Il serait temps que les politiciens soient jugés sur le bien-être de la population, et non sur le PIB ! Mais le statu quo a fortes chances de rester. D'abord parce que le bien-être bouge peu dans les pays industriels et parce que les dirigeants veulent un indicateur qui augmente !

Le PIB mondial augmente bien avec la population et la période 1995-2008 présente une trace linéaire  
 Figure 91: **PIB mondial versus population et tangente période 1995-2008**



Il est intéressant de comparer les dernières traces linéaires des pays exprimées en k\$2008 par habitant

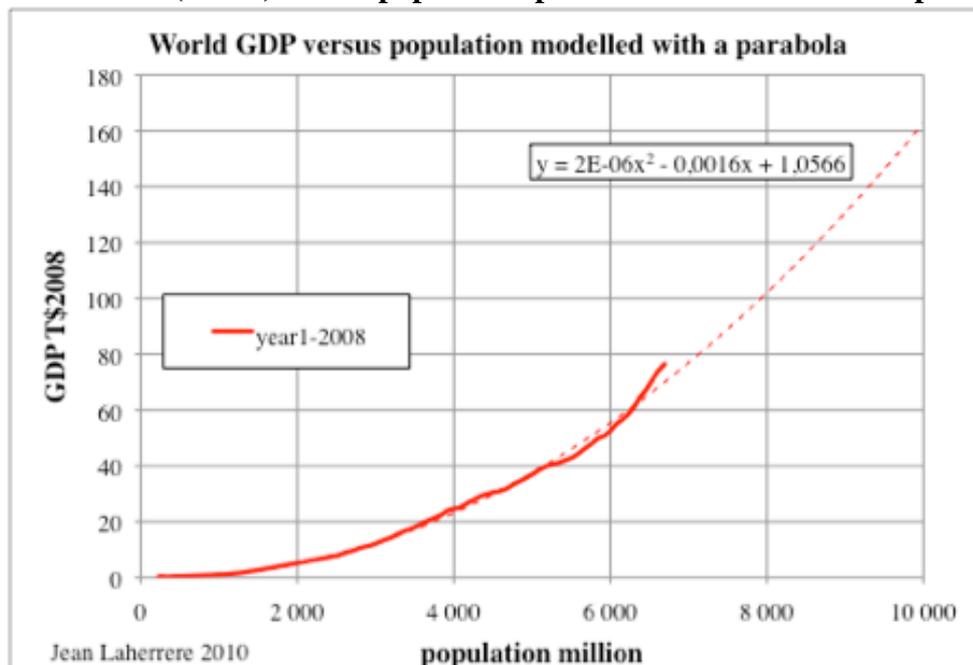
Pays	période linéaire	k\$2008/habitant
Inde	1992-2008	11
Bresil	1965-2008	12
Argentine	1952-1980, 2008	24
<b>monde</b>	<b>1995-2008</b>	<b>30</b>
Chili	1985-2008	53
Portugal	1993-2008	95
Australie	1990-2008	95
France	1965-2008	104
US	1980-2008	104
Chine	2000-2008	114

Canada	1992-2008	117
Holland	1982-2008	131
Suisse	1995-2008	132
Germany	1990-2005	158
Danemark	1985-2008	174
Norvege	1970-2008	189
Irlande	1990-2008	197
Royaume-Uni	1970-2008	231
Belgique	1969-2008	261
Italie	1977-2008	351
Grece	1995-2008	392
Espagne	1993-2008	569

On observe que dans cette liste on retrouve en queue les pays endettes comme l'Italie, la Grece et l'Espagne (mais pas le Portugal). A trop vouloir la croissance, on se brule les ailes!

Le PIB mondial en \$2008 est facilement modelise avec une parabole pour la periode an 1-2008. Comme la population mondiale va plafonner vers 9 milliards le PIB devrait plafonner aussi vers 140 T\$2008 (double d'aujourd'hui), mais on peut faire confiance aux dirigeants ils trouveront le moyen que le PIB continue a augmenter grace a un nouveau facteur hedonique (qui a ajoute en 1998 des centaines de G\$ au PIB US en augmentant les investissement informatiques par l'augmentation de la taille de la memoire, supposee augmenter l'efficacite!).

Figure 92: **PIB mondial (\$2008) versus population periode an 1-2008 avec une parabole**



La croissance de la population amene l'augmentation de la consommation et des depenses, mais une croissance constante est impossible dans un monde fini, cette course vers le ciel se terminera bien un jour et il est preferable de changer d'indicateur avant!

Mais remplacer le PIB par un indicateur de bien-etre, de bonheur, de qualite de vie et d'environnement (recommandation de la commission Stiglitz-Sen-Fitoussi) n'est pas facile et les tentatives du passe ne sont pas concluantes.

## **-conclusions**

A cause des quotas les pays membres de l'OPEP trichent sur la production petroliere et les reserves.

A cause d'une classification theorique sovietique, les reserves de l'ex-URSS sont surestimees.

A cause des regles financieres de la SEC pour proteger les banquiers, les reserves dites prouvees publies par les compagnies petrolieres inscrites a la bourse americaine (tous les majors) font croire a une croissance illusoire, etant empchees de declarer les reserves probables qui interviennent dans la decision de developpement

La pratique petroliere americaine est obsolete (la SEC change les regles en 2010) en matiere de reserves qui sont donc financieres, heureusement les reserves techniques confidentielles du reste du monde peuvent etre obtenues grace a des compagnies d'espionnage, mais elles sont tres cheres et peu d'organismes les ont. Mais ces donnees techniques commencent a etre polluees par les donnees politiques.

Tous mes graphiques sont basees sur ces donnees techniques, apres correction pour etre homogenes. En l'absence de regles et de consensus sur les definitions, les operateurs rapportent des donnees de production incompletes et heterogenes.

L'offre mondiale de liquides a une precision de l'ordre de 2 Mb/d (variation entre les chiffres de l'AIE et ceux de l'USDOE/EIA. Cet offre presente depuis 2005 un plateau ondule autour de 85 Mb/d et vraisemblablement declinera dans une decennie.

Le pic du petrole est mal vu par les actionnaires et les compagnies petrolieres preferent ne pas en parler. Seuls Total et Chevron parlent d'un pic proche, mais Exxon et BP nient un pic avant 2030.

Le pic du gaz arrivera sans doute vers 2025, mais l'Europe peut avoir des problemes avant, car Gazprom ne fait pas les investissements necessaires.

Le pic du charbon arrivera vers 2050

Le pic de la population vers 2050-2060, dependant du declin du taux de fecondite dans les pays a faible education des femmes

Tout est cycle avec pic: ce qui monte redescend un jour: Toyota, Islande.

Le PIB represente les depenses et non la richesse d'un pays, de plus il est manipule et c'est donc un mauvais indicateur, mais il est peu vraisemblable qu'il soit change. Les politiciens sont juges a la croissance et ils veulent donc un indicateur qui croisse !

Beaucoup pensent que la croissance est la solution, la croissance va devenir le probleme !

Il est evident que la societe de consommation ne peut continuer a esperer une croissance constante dans un monde fini. Il faut changer notre mode de vie et economiser l'energie.

Le *Toujours plus* des Français n'est plus de mise!

Il faut privilegier les transports en commun, mais ceux ci doivent etre plus conviviaux, ecoutant davantage ses clients.

NB : ce texte est sans accent, car certains logiciels transforment les accents en signes incomprehensibles