

Energie, nature, histoire et géographie

Jean Laherrère président ASPO France

L'énergie se transforme, se conservant, mais sa qualité se dégrade.

L'énergie globale est évaluée avec des équivalences qui sont arbitraires et discutables.

Ce papier présente les productions historiques passées et futures des combustibles fossiles, en précisant la distribution géographique et l'historique des découvertes et production.

L'être humain est l'acteur principal de la consommation, alors que la nature a été l'acteur principal de l'accumulation des ressources.

La production (et consommation) par habitant est un élément essentiel à considérer basé sur les données démographiques.

La nature est caractérisée par des cycles et les prévisions doivent essayer d'estimer l'amplitude du prochain cycle.

-1-Nature = cyclique et inégalitaire

La nature est cycle: jour, an, activité solaire de 11 ans environ, cycles de 60 ans et 1500 ans, cycle millénaire des océans, cycles astronomiques de la terre autour du soleil (excentricité 100 ka, obliquité 40 ka, précession 20 ka) de Milankovitch,.

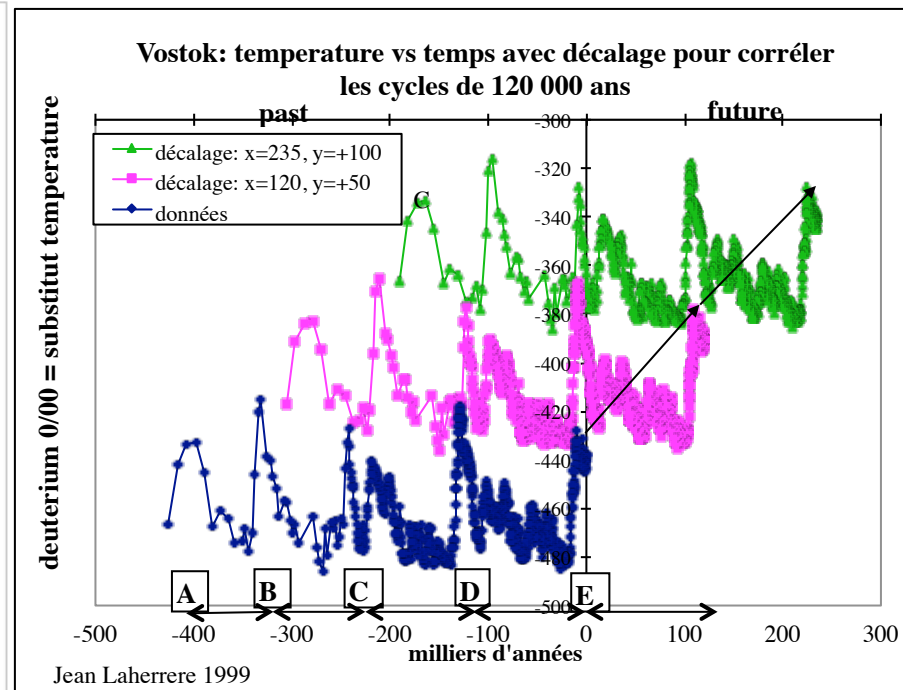
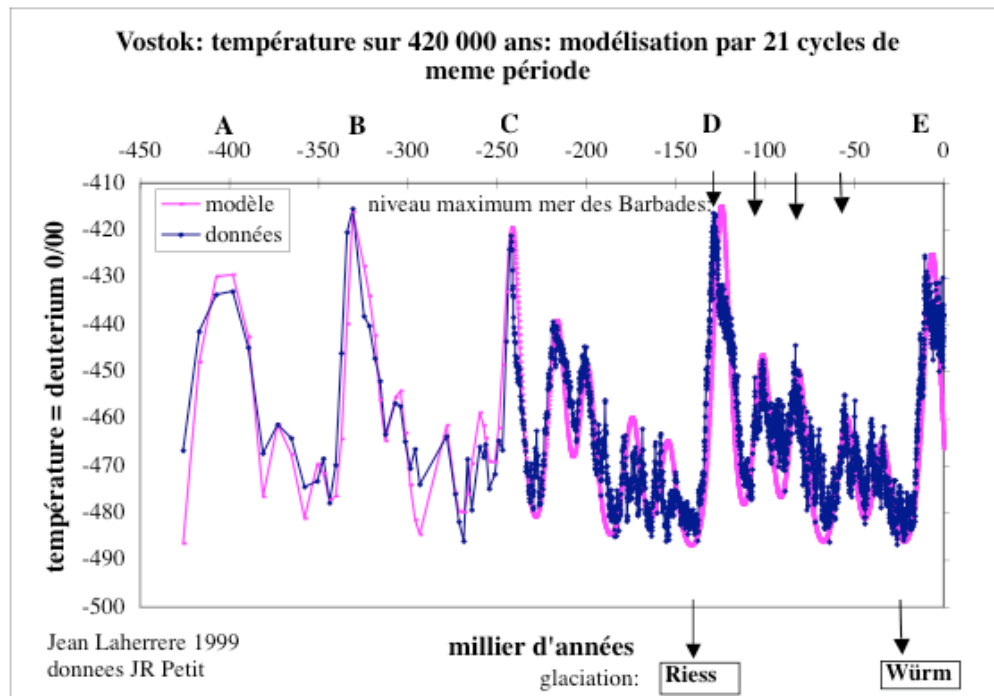
Comme une onde sonore peut être détaillée en cycles par l'analyse de Fourier, on peut constater qu'il est facile de modéliser les événements naturels par des cycles en cloche (symétrique).

L'un de mes premiers graphiques était la modélisation de la température à Vostok avec 21 cycles de même période (précession), mais d'amplitude variable.

La prévision du futur est modélisée avec un décalage de l'ordre de 120 000 ans (excentricité)

-Figure 1: **modélisation des températures de Vostok avec 21 cycles** de même période (20 000 ans = précession)

-Figure 2: **corrélation des températures de Vostok avec un décalage de 120 000 ans**



La morue a nourri l'Europe depuis des siècles et a permis la découverte de l'Amérique, la technologie a permis des captures exceptionnelles (avec une montée spectaculaire, suivie d'une descente aussi rapide) et a détruit l'espèce morue sur les Grands Bancs de Terre Neuve. Un scénario identique se produit en Mer du Nord. La guerre de la morue (RU-Islande) a déclenché les définitions des limites territoriales en mer.

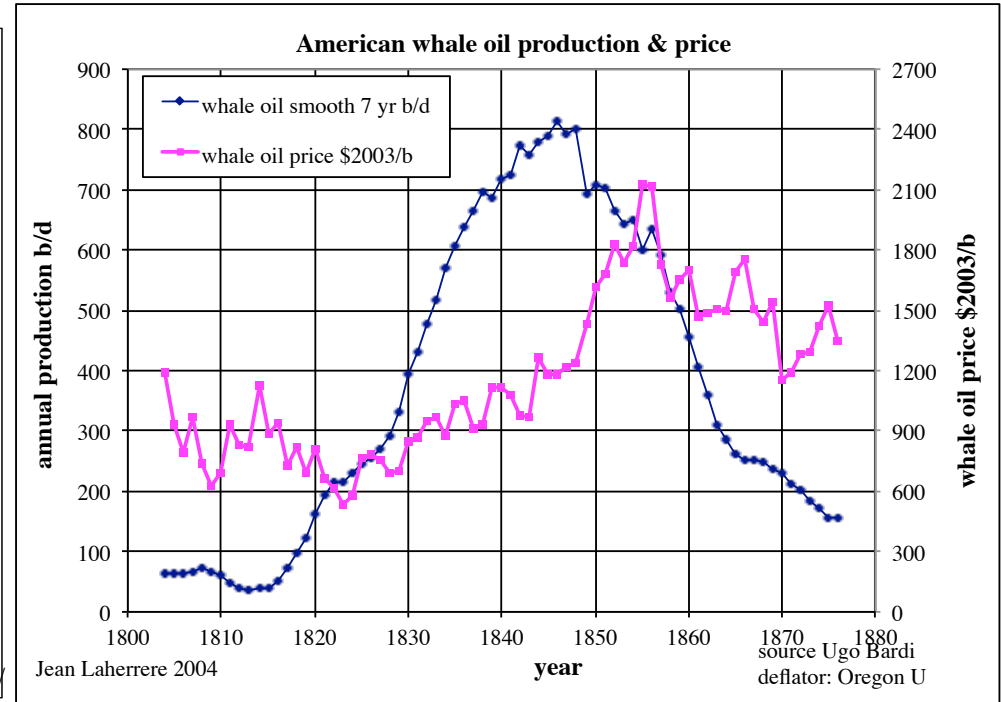
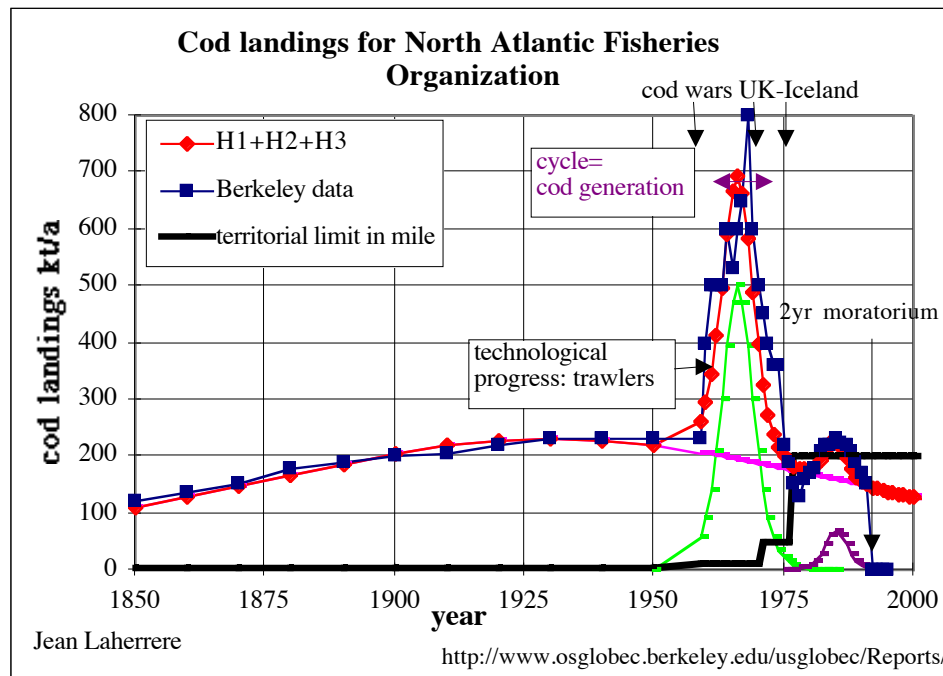
Le prix de huile de baleine en 1855 était de 2400 \$2003/b: on se plaint des 100 \$/b actuel!

L'huile de baleine a permis d'éclairer les US avec la lampe à huile de 1800 à 1870, le pétrole a sauvé les baleines d'extinction!

Ces 2 exemples peuvent être modélisés facilement avec des cycles en forme de cloche à savoir symétrique

-Figure 3: **captures de morue dans l'Atlantique Nord 1850-2000**: 1 cycle à la ligne et 2 cycles chalutier (période vie d'une morue)

-Figure 4: **production d'huile de baleine aux US et prix**

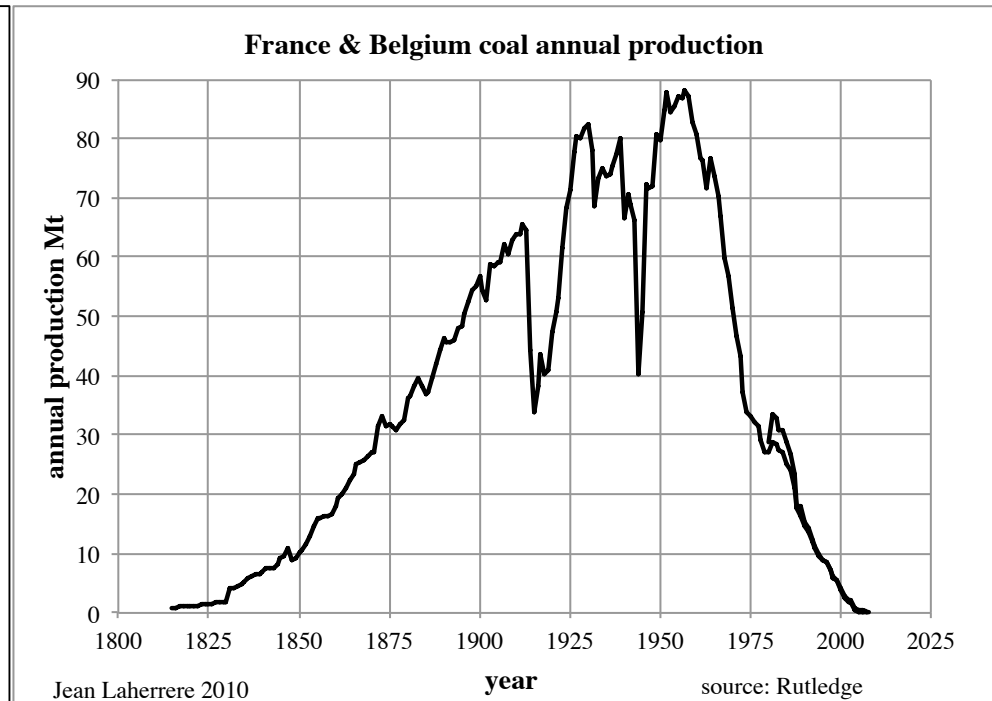
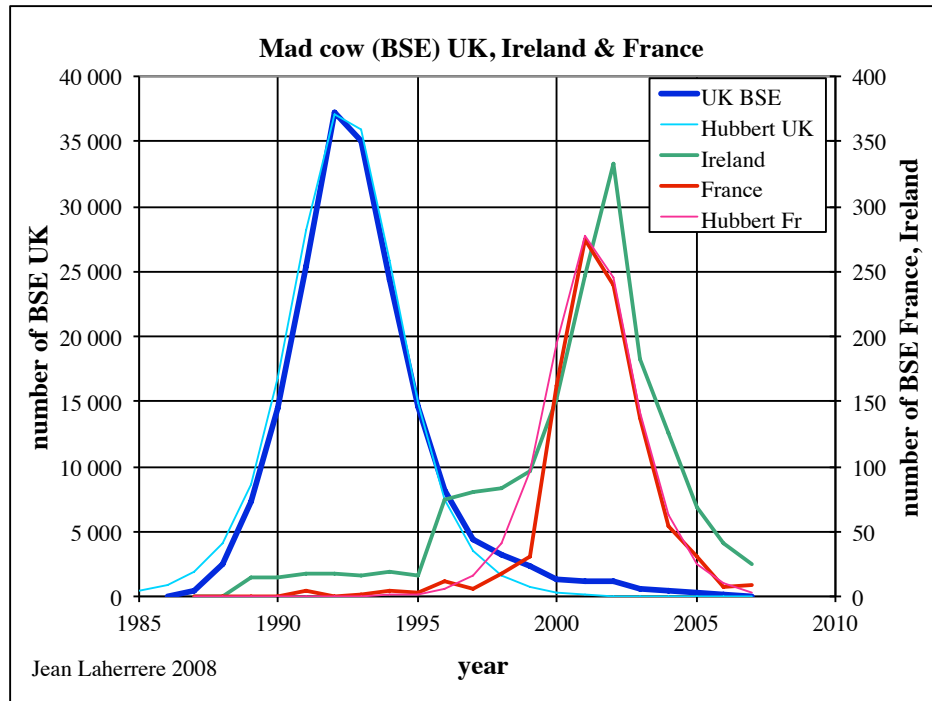


La vache folle est apparue en 1985 quand on a nourri les vaches avec des farines animales mal cuites. La maladie s'est étendue à l'homme et l'on a découvert un agent dévastateur inconnu: le prion, à savoir une protéine modifiée.

La production de charbon en France et Belgique qui s'est achevée en 2004 montre (en oubliant la dépression de 1930 et les 2 guerres) une courbe en cloche dissymétrique.

-Figure 5: **nombre de cas de la maladie de la vache folle au RU, Irlande et France**

-Figure 6: **production de charbon en France et Belgique**



La nature est cyclique: tout ce qui naît, meurt ou mourra: Le Soleil, la Terre, les espèces, l'homme

Tout est limité: l'âge de l'univers est 13,7 Ga, en année lumière $2 \cdot 10^{24}$ m, le nombre de protons est de 10^{80}

La Nature est aussi inégalitaire.

Si l'égalité existe à la ligne de départ, à la ligne d'arrivée il n'y a qu'un seul gagnant.

Nous avons tous été créés avec près de 300 millions de spermatozoïdes au départ et un seul à l'arrivée!

L'Univers est constitué surtout de vide et de plasma (99% en nombre), être solide est très inégalitaire !

Les Français sont sensibles à l'égalité et à l'abolition des privilèges, mais la majorité joue au Loto, non pas pour gagner de quoi s'acheter un appartement, mais 100 appartements; le slogan est alors: *plus riche que riche*. Les avantages acquis sont maintenant des privilèges intouchables! Où est la révolution de 1789 ?

La distribution est fractale (loi de Pareto 80/20 pour la distribution des revenus, des subventions, etc).

Les hommes se rassemblent dans les agglomérations urbaines, comme les réserves pétrolières ou comme les galaxies.

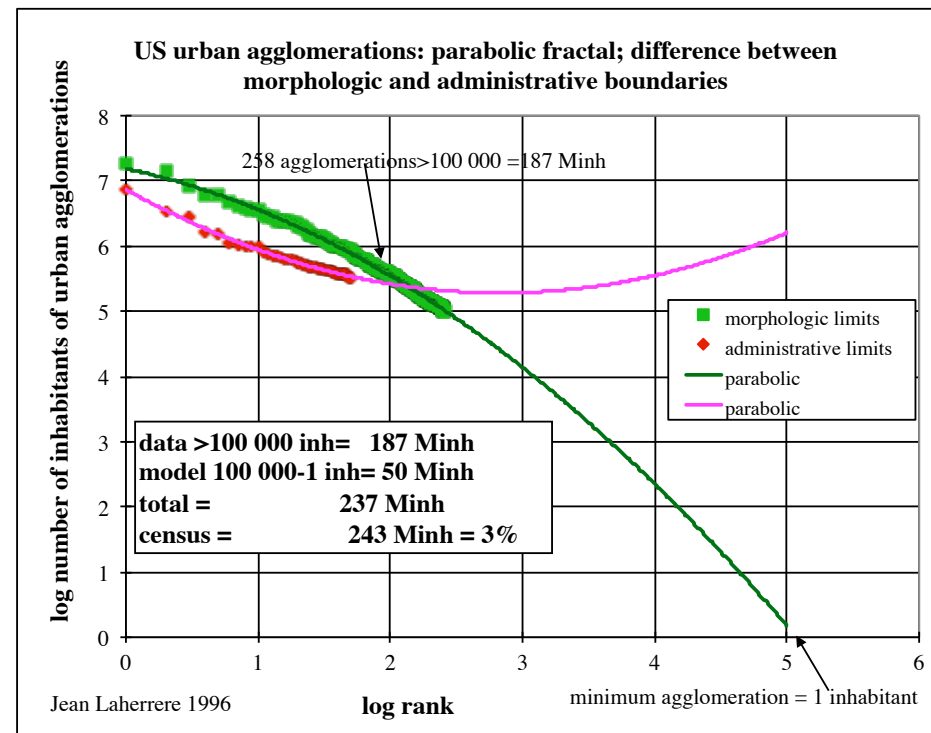
Laherrère J.H. 1996 "Distributions de type fractal parabolique dans la Nature" Comptes Rendus de l'Académie des Sciences- T.322 -Série IIa n°7-4

Avril p535-541 <http://www.oilcrisis.com/laherrere/fractal.htm>

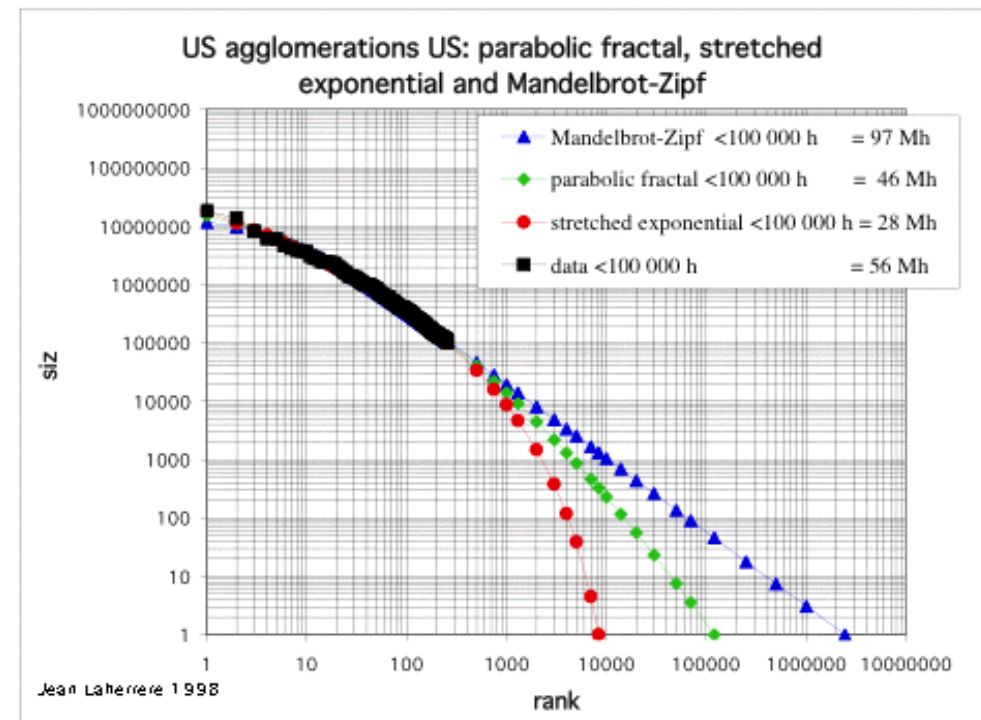
Dans un graphique log-log taille-rang (par taille décroissante) le tracé est proche d'une parabole. La distribution naturelle est fractale parabolique et non fractale linéaire comme l'avait présenté Benoit Mandelbrot. Pour ajouter de la courbure au départ il a ajouté une constante au rang, mais très vite la constante devient négligeable et la fractale est linéaire, conduisant parfois à des quantités infinies.

Dans la Nature tout est courbe (courbé par la gravité), la droite n'existe que localement (verticale = fil à plomb, horizontal = niveau à bulle)

-Figure 7: US: distribution fractale des agglomérations urbaines et des cités administratives



-Figure 8: US: distribution fractale des agglomérations avec modèle fractale parabolique, exponentielle étirée et Mandelbrot-Zipf



Les agglomérations urbaines de plus de 100 000 habitants aux US (en 1998 avec un total de 187 millions d'habitants) montrent un tracé fractal (taille rang, log-log) courbe et les trois modèles : Mandelbrot, fractale parabolique et exponentielle étirée (Laherrere et Sornette 1998) s'ajustent très bien aux données, mais divergent ensuite. On peut calculer le nombre total de personnes vivant dans les agglomérations de moins de 100 000 habitants en suivant le modèle jusqu'à l'agglomération minimum à savoir une personne par agglomération.

La loi de Mandelbrot-Zipf (loi de puissance avec ajoutant une constante au rang présenté par Gell-Man pour le parfait modèle dans son livre «Le quark et le guépard») devient une droite pour les rangs élevés et donne pour les US une population de 97 millions de personnes vivant dans les

agglomérations de moins de 100 000 habitants. Le modèle *exponentielle étirée* donne un total de 26 millions, alors que la *fractale parabolique* donne un total de 46 millions. La réalité est 56 millions (vivant dans les agglomérations inférieures à 100 000 habitants): donc la *fractale parabolique* est le meilleur modèle.

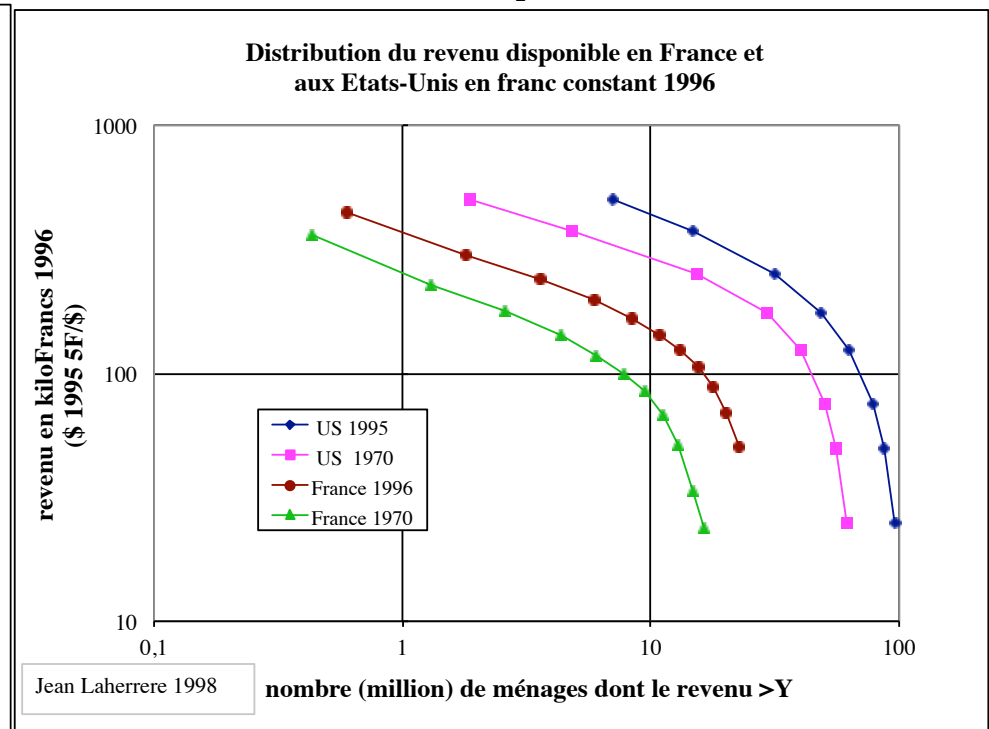
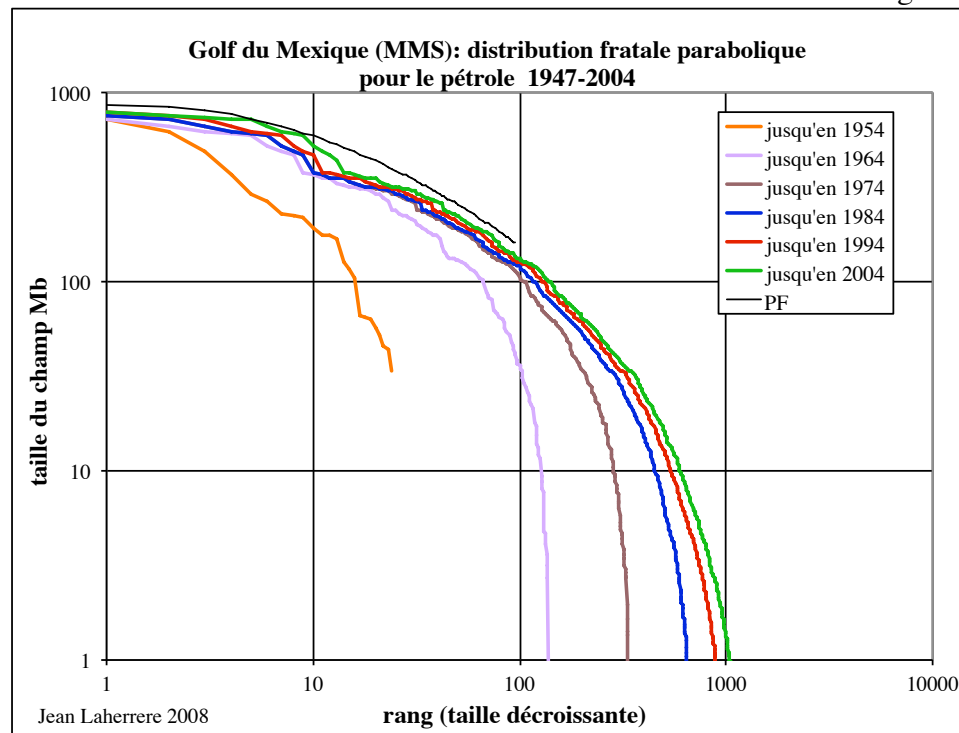
La distribution fractale des réserves dans le Golfe du Mexique (données MMS) avec son évolution toutes les décennies. On découvre de plus en plus de petits et de moins en moins de gros, sauf quand on entre dans un nouveau système naturel, à savoir le subsalt.

La distribution fractale du revenu disponible montre un parallélisme remarquable avec le temps aux US et en France.

Si la France avait autant de ménages que les EU, nos riches seraient aussi riches !

-Figure 9: **US: distribution fractale des réserves du Golfe du Mexique**

-Figure 10: **distribution fractale du revenu disponible en France et aux US**



La loi de Gutenberg-Richter sur les tremblements de terre est une loi de puissance (fractale linéaire), mais les données d'Harvard montre que la distribution est courbe et que la loi de Gutenberg-Richter n'est que la tangente à la courbe, étant fausse pour les grands et les petits séismes.

Effet Roi = King: le tracé des agglomérations pour la France montre un tracé très anormal pour le premier rang. Le tracé est parabolique, sauf pour le premier rang: c'est l'effet Roi (voir Laherrère Pétrole et Techniques déc. 1994)). Lorsqu'un nouveau Roi émerge au milieu de barons de richesse équivalente, il élimine ses rivaux pour assurer son règne et prend leurs richesses: il devient ainsi sans rival, anormal. C'est le cas de Paris avec une agglomération de près de dix millions d'habitants, suivi par des agglomérations de l'ordre d'un million. Sans Paris, le tracé est parabolique et l'extrapolation fournit une population totale en accord avec la réalité.

Londres et Moscou sont des Kings dans les agglomérations du Royaume-Uni et de la Russie, mais pas New-York.

-Figure 11: **tremblements de terre: magnitude-nombre**

-Figure 12: **distribution des agglomérations en France : Paris = King** (Laherrère 1996 AcSc)

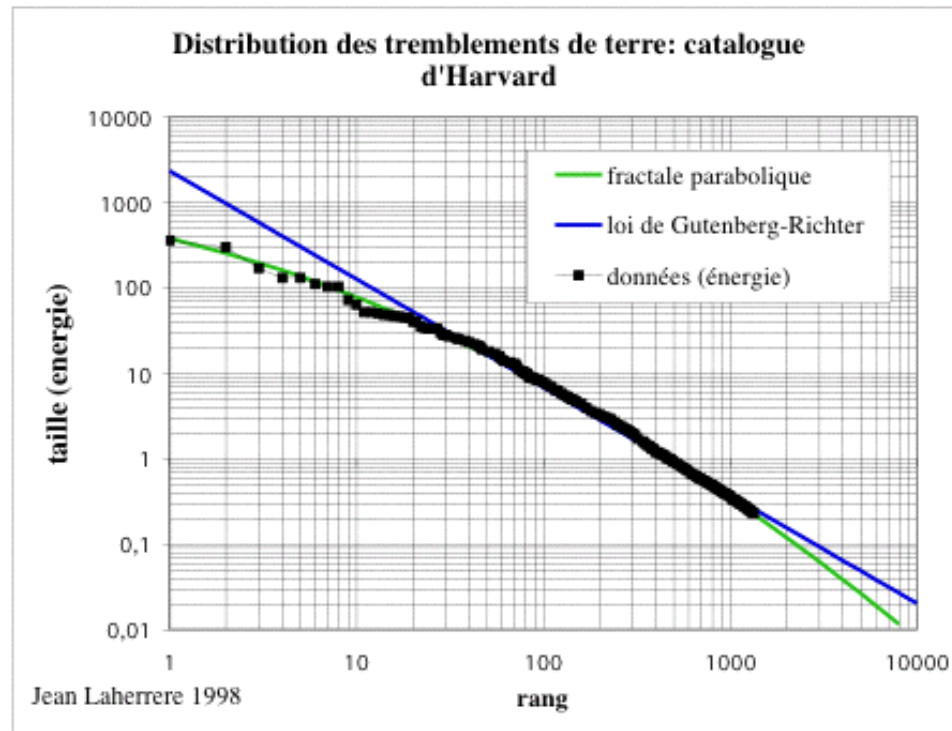


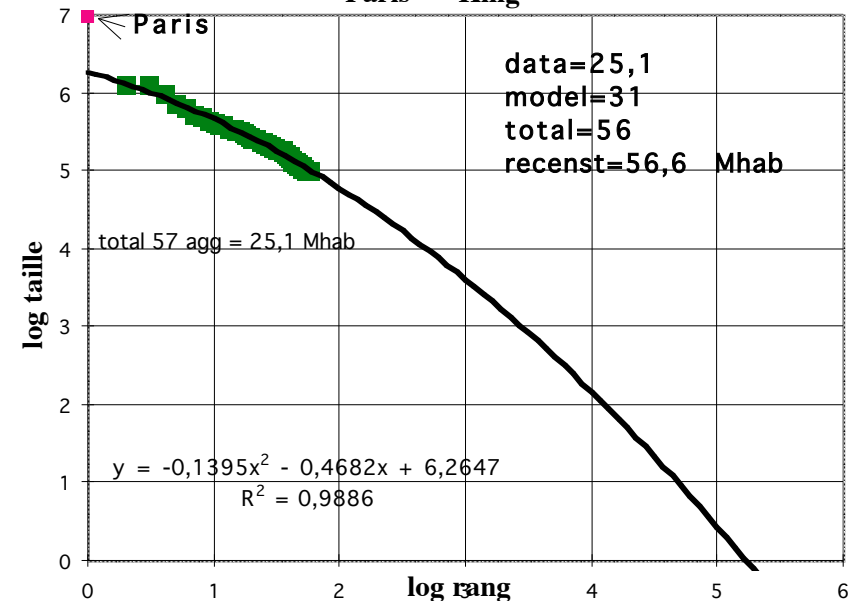
Fig 5

Distribution Agglomérations de France

Paris = "Roi"

Distribution of french agglomerations

Paris = "King"



Loi de Benford (Laherrère 1996 AcSc): Distribution du premier chiffre décimal d'un ensemble naturel. Benford (1938) a mis en évidence que, pour de nombreux exemples naturels (superficie des lacs, par exemple), le premier chiffre décimal vérifiait une loi de répartition de la forme $P(x=n) = \log(1+1/x)$ pour $n=1, 2, \dots, 9$. Ceci peut également être interprété par un tracé fractal parabolique: les petites valeurs sont beaucoup plus abondantes que les grosses. La loi de Benford donne une distribution fractale parabolique parfaite. Un relevé de 4000 adresses (premier chiffre du numéro de rue) que nous avons effectué dans un annuaire téléphonique suit assez bien la loi de Benford.

La loi de Benford est utilisée pour vérifier les séries naturelles, notamment les déclarations d'impôt, car les séries trafiquées ne suivent pas la loi de Benford.

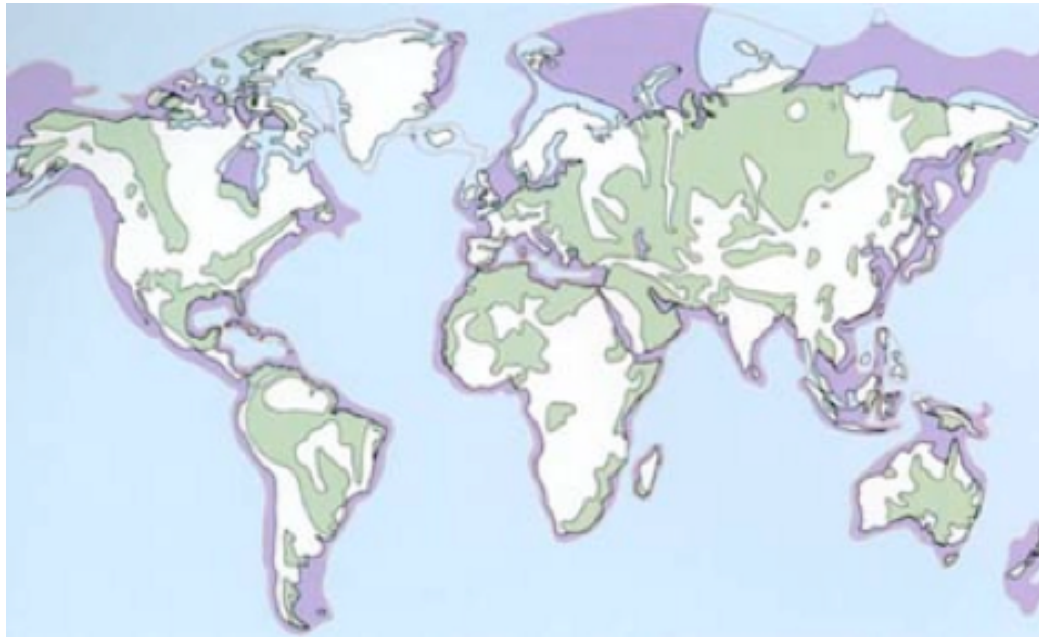
-2-Petrole

-2-1-Géographie

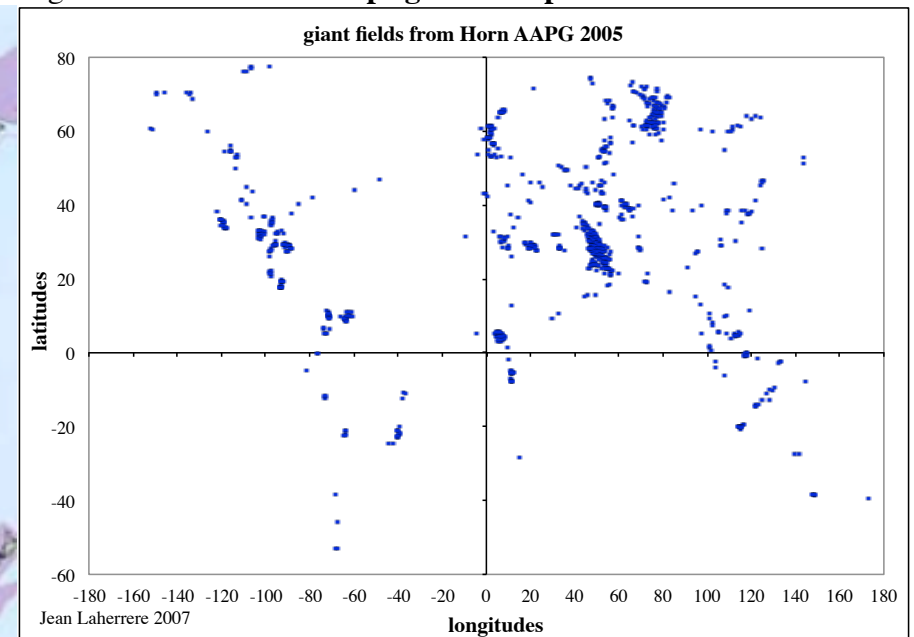
-Où se trouve-t-il ?

Dans des bassins sédimentaires (la thèse du pétrole abiotique ou abiogénétique ne repose sur aucun gisement connu), l'origine du pétrole et du gaz est la matière organique, déposée dans les sédiments (roche-mère), mesurée grâce au Rock-Eval de l'IFP. La maturation (dans la fenêtre à huile et à gaz) et l'expulsion des HC avec l'eau et son piégeage est bien connu (Système pétrolier introduit par Alain Perrodon) et permet d'évaluer la quantité générée d'hydrocarbures. On constate que la quantité récupérée dans les gisements conventionnels est de l'ordre de 1% au mieux (Bassin de Paris 0,03%). Environ 600 bassins sédimentaires, dont 200 ont généré du pétrole et du gaz en quantité significative.

-Figure 13: **carte des bassins sédimentaires du site Schlumberger**



-Figure 14: **carte des champs géants d'après Horn AAPG 2005**



-Où sont les champs

Les champs dits géants (>500 Mbep, bep = baril équivalent pétrole) sont très inégalement répartis dans l'inventaire de Horn (AAPG 2005). Chaque point représente un champ géant de pétrole ou de gaz (>6 Tcf, cf = cubic foot), mais le plus grand = Ghawar est plus de 300 fois plus grand que le plus

petit. L'hémisphère sud contient moins de géants, car moins de bassins sédimentaires (plus d'océans). Dans cette liste de 910 champs géants, j'ai participé à la découverte de 9, les 2 premiers étant les 2 plus gros champs d'Afrique : Hassi Messaoud et Hassi R'Mel qui alimentent actuellement une bonne partie des recettes de l'Algérie.

-Combien de champs?

distribution monde hors US + Canada en 2009 d'après les données techniques

continent	nb champs	cum découv. huile	cum découv. gaz	taille moyenne Mbep
Asie	24 %	9 %	14 %	58
Europe	20 %	5 %	8 %	39
CEI	19 %	15 %	25 %	126
Amérique Latine	18 %	16 %	8 %	84
Afrique	1 %	13 %	8 %	96
MO	6 %	42 %	37 %	850
total	100 %	100 %	100 %	
nombre champs	25 600			
Découvertes Gbep =Tcf/6		1700 Gb	1430 Gbep	
Taille moyenne champ				122 Mbep

A fin 1990 (Leckie & Ivanhoe 1993) plus de 47 000 champs (31 000 huile, 16 000 gaz) avaient été découverts aux US et seulement 940 champs de pétrole au Canada, qui fait un inventaire des «pools» (par réservoir) avec environ 8000.

-Figure 15: **carte des champs aux US vert = pétrole, rouge = gaz,**

-Figure 16: **carte des géants (Horn 2005) en Amérique du Nord**

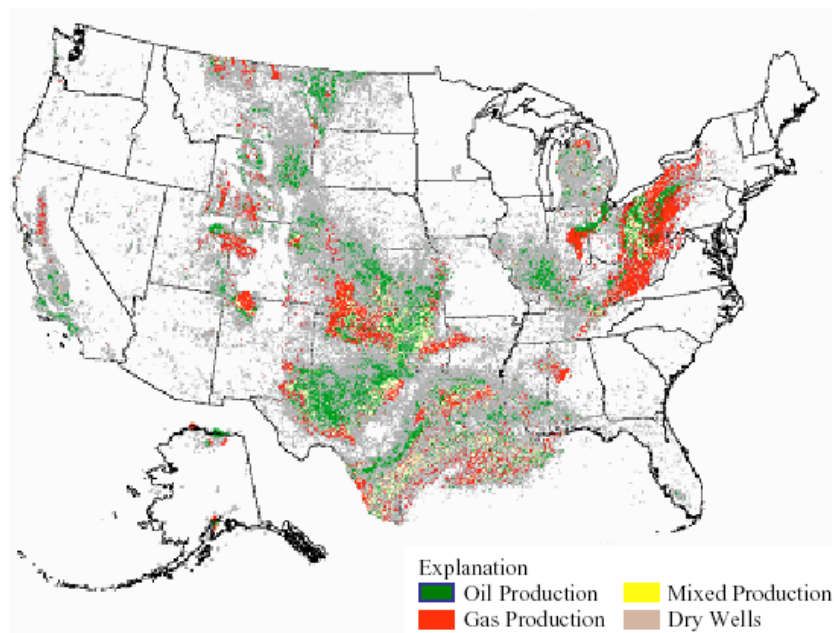
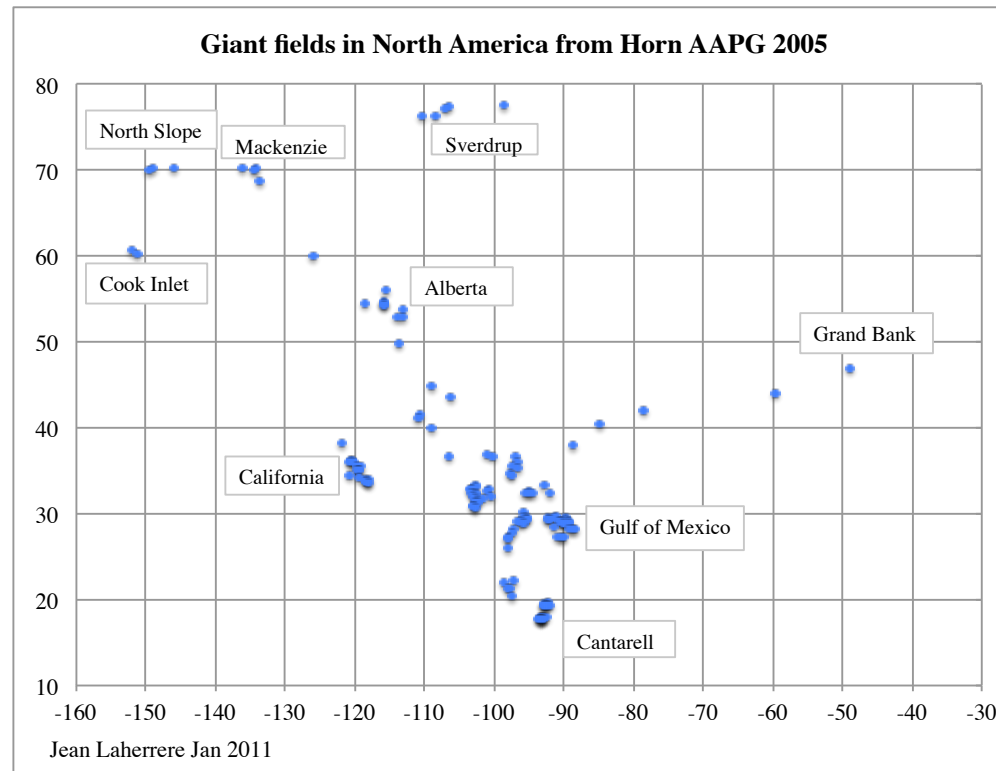


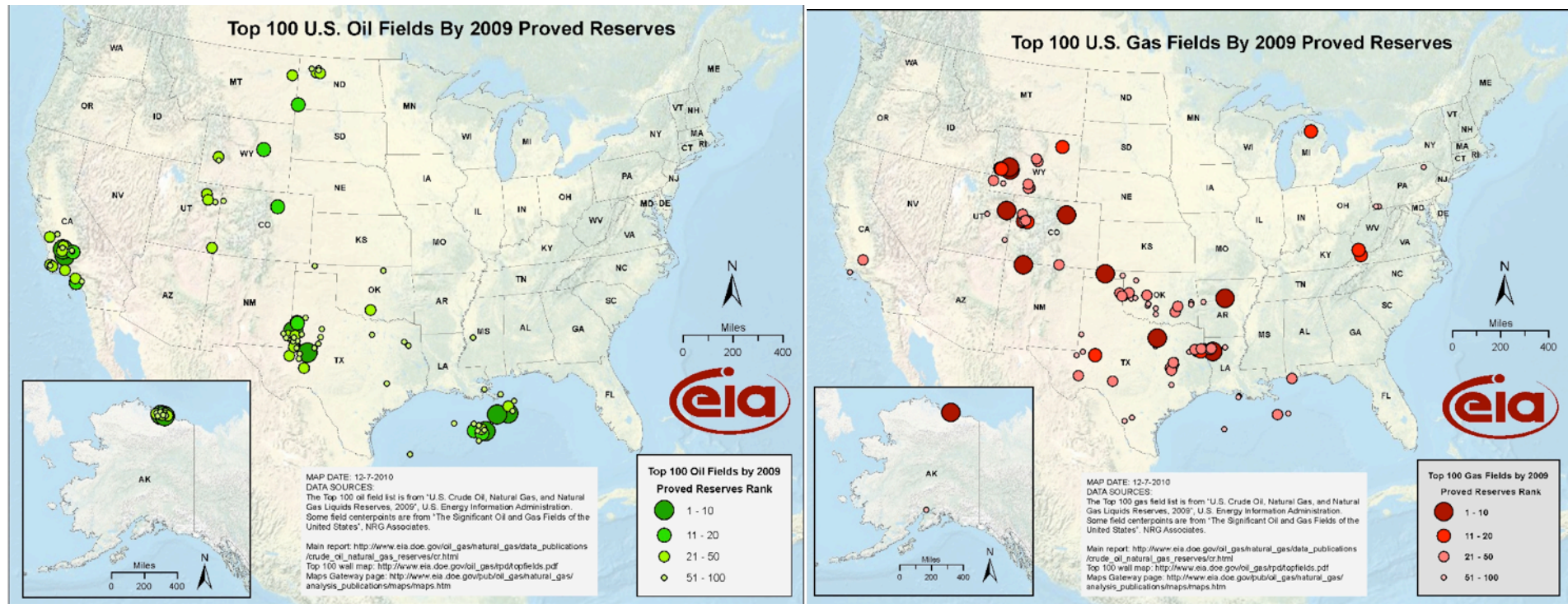
Figure V-7. U.S. Oil and Gas Resources (USGS, 2006)



EIA publie la liste des 100 plus grandes réserves restantes prouvées 2009 aux US. Le pétrole est surtout Golfe du Mexique, Texas et Californie, alors que le gaz est plus concentré à terre des Rocheuses au Texas-Louisiane.

-Figure 17: US: carte des 100 plus grosses réserves prouvées 2009 de pétrole

-Figure 18: US: carte des 100 plus grosses réserves prouvées 2009 de gaz



-2-2-Production

-Combien de puits producteurs

Les chiffres varient suivant les sources, le nombre de puits productifs de pétrole aux US est de 500 000 pour OGJ mais 350 000 pour EIA. Il faut dire qu'il y a aux US de l'ordre de 500 000 strippers dont un certain nombre ne produise pas quand le prix est bas, mais ils sont réactivés quand le prix augmente.

En 2009 le nombre de puits producteurs pétrole et gaz serait de 1,9 million (1,2 pétrole, 0,7 gaz) et le pourcentage par continents:

	Nb puits productifs	Huile	Gaz
US	43 %	31%	63 %
Canada	19 %	14 %	27 %
CEI	16 %	24 %	3 %
Am. latine	8 %	13 %	1 %

Asie	7 %	10 %	2 %
Europe	4 %	4 %	3 %
MO	2 %	2 %	0,3 %
Afrique	1 %	2 %	0,3 %
monde %	100 %	100 %	100 %
monde million	1,9 M	1,16 M	0,73 M

La productivité par puits est de 80 b/d/w dans le monde et 10 b/d/w aux US

-Chiffres de production

-Pétrole = minéral, différent *oil* = tout liquide qui brule, notamment végétal (olive oil)

Publier une donnée est un acte politique et dépend de l'image que l'auteur veut donner.

Tout ce qui est publié est politique (OPEP qui triche sur les quotas de production ou sur les réserves dont dépendent ses quotas de production) ou financier (règles SEC de la bourse américaine).

Tout ce qui est technique est confidentiel tant sur la production que sur les réserves (sauf au Royaume-Uni, en Norvège et sur le domaine fédéral des Etats-Unis)

L'ambiguïté est souvent recherchée et les définitions ne sont jamais fournies exactement, ni les valeurs de référence.

Pour 2008, la production d'huile va de 64 Mb/d pour le *regular oil* (autrefois pétrole conventionnel) de Colin Campbell (fondateur ASPO excluant les pétroles issus de l'arctique, l'offshore profond (>500 m) et le pétrole lourd (<17,5° API) à 86 Mb/d pour tous liquides (pour satisfaire la demande qui ne distingue pas l'origine) incluant liquides de gaz naturel, pétroles extra-lourds (XH), huiles synthétiques (XTL = *X to liquid*: CTL (charbon), GTL (gaz), STL (shale)), biocarburants et gains de raffinerie. Les valeurs sont cependant données avec un nombre ridicule de décimales, alors que le 2^e chiffre est différent selon les sources.

Publier une donnée avec plus de 2 chiffres significatifs pour l'énergie montre que l'auteur est incompetent sur le sujet, ignorant les incertitudes et le calcul d'erreur.

World oil production for 2009	définition	Mb/d	2009	2008 corrige	2008 an dernier
OGJ Oil & Gas Journal	oil		70,502 6	72,822 0	72,956 1
WO World Oil magazine	total supply		87,03	87,41	86,12
BP Statistical Review	liquids (excl BTL, CTL)		79,947 933 766 1567	81,994 709 171 404 2	81,820 404 594 592 9
USDoE (Depart of Energy)/EIA	crude oil		72,300 181 26	73, 647 131 11	73,706 142 5
	all liquids		84,158 559 44	85,459 655 83	84,597 461 4
IEA International Energy Agency	oil		85,05	86,56	85,4
OPEP	crude oil		69,025 9	71,901 7	72,028 3
	oil supply		84,2	85,8	86

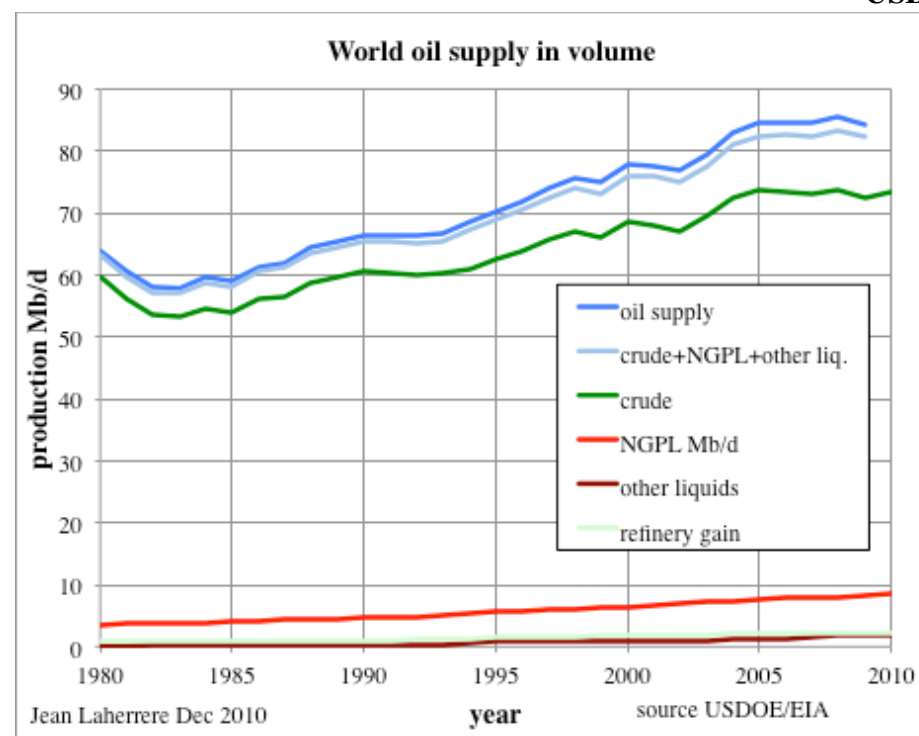
Parler de production de pétrole sans fournir de définition ni de chiffre de référence avec date veut dire que l'incertitude est de l'ordre de 20%.

Les données les plus fiables, car souvent corrigées et accessibles sur Internet, sont celles de l'USDOE/EIA. L'écart avec les données de l'AIE peut varier de 2 Mb/d. Les productions de tous liquides, brut + condensat et autres sont reportées de 1980 à 2009 en volume, bien que de nombreux pays publient les productions en poids, souvent sans donner la densité, ce qui fausse les synthèses.

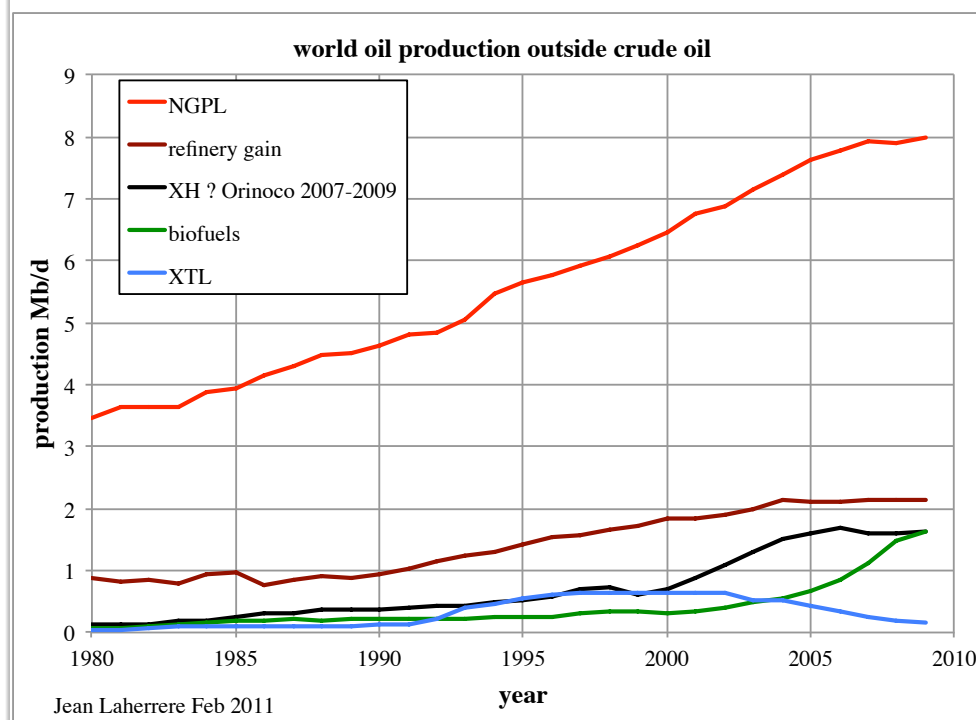
Il est évident que depuis 2005 la production des tous liquides est sur un plateau, de même que pour le brut. L'AIE WEO 2010 parle de *peak oil* pour le brut conventionnel en 2006.

Colin Campbell a introduit le terme *peak oil* en 2000, concrétisé dans le sigle ASPO. J'ai introduit le terme *bumpy plateau* en 2001.

-Figure 19: **Production mondiale de liquides d'après USDOE/EIA 1980-2010 en volume**



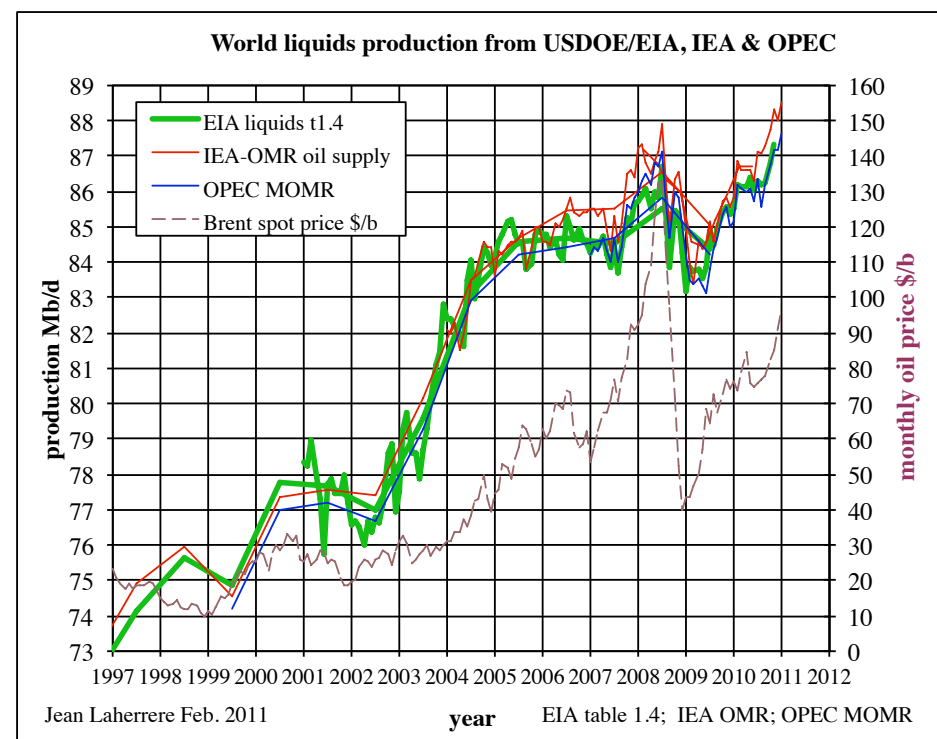
-Figure 20: **Production mondiale de liquides autres que le brut d'après USDOE/EIA 1980-2009**



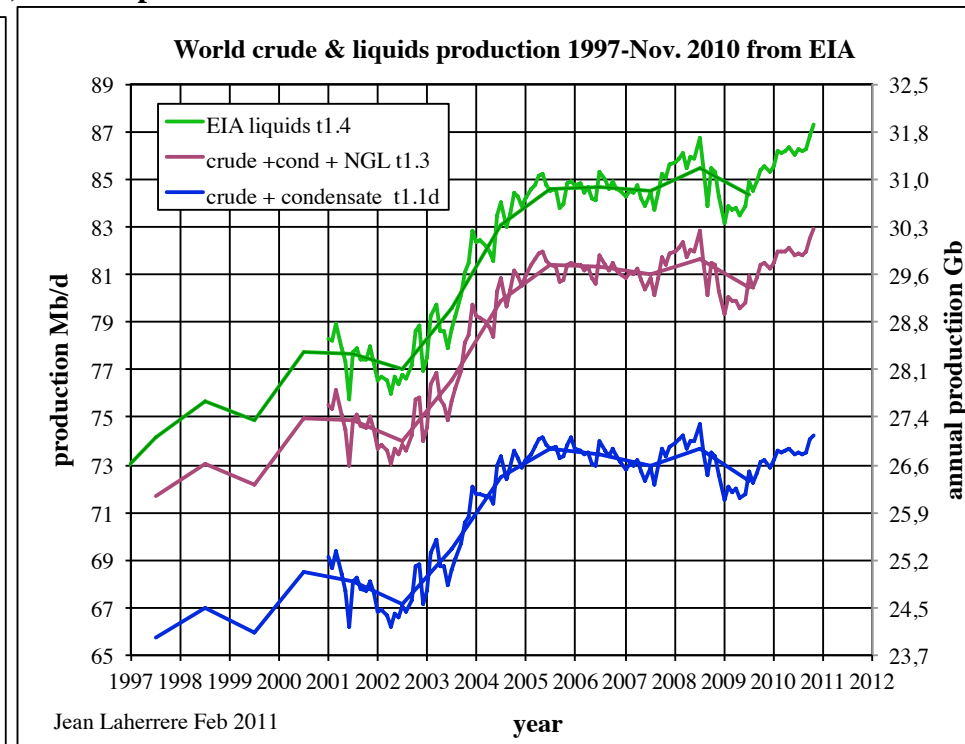
La production des liquides autres que le brut montre l'augmentation des biocarburants et des pétroles extra-lourds (sables Athabasca et Orénoque du Venezuela), toutefois toujours chacun inférieur aux gains de raffineries.

La production mondiale de **tous liquides** (oil supply) varie suivant les sources qui sont USDOE/EIA, AIE (IEA), BP, WO, OPEP

-Figure 21: **Production mondiale de liquides d'après différentes sources et prix du brut 1997-2010**



-Figure 22: **Production mensuelle mondiale de liquides, brut et liquides de gaz, brut d'après USDOE/EIA 1997-2010**



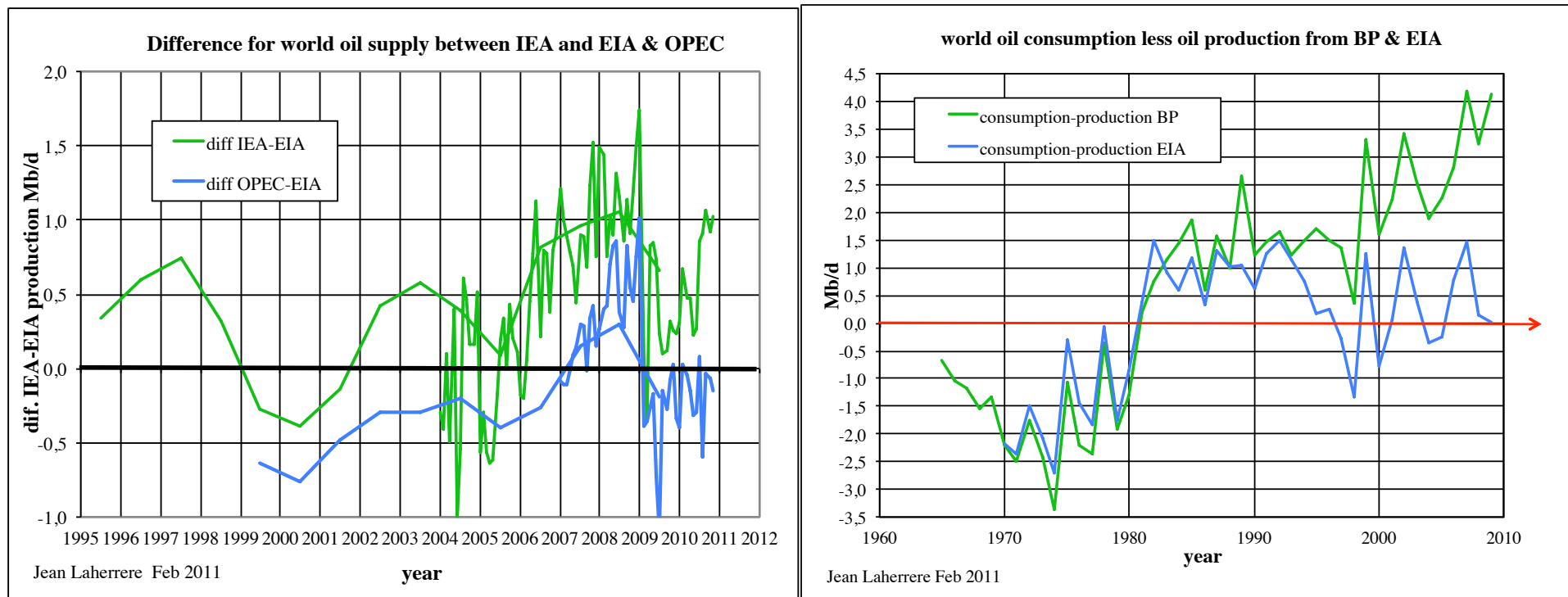
Depuis 2005 la production pétrolière est **en plateau**, avec d'après EIA un pic mensuel en Novembre 2010 (dernier chiffre) pour tous liquides, mais en Juillet 2008 (JO Pékin) pour pétrole + liquides de gaz pour le brut!

La différence entre les données AIE (IEA) et USDOE/EIA varie entre -1 Mb/d et +1,7 Mb/d. La demande d'explication auprès de l'AIE a été vaine, notamment sur les liquides de gaz, chacun rejette sa responsabilité auprès d'un autre!

La différence est inexpliquée, montrant bien le peu de précision de ces données.

-Figure 23: **différence entre "oil supply" production IEA et EIA**

-Figure 24: **"oil" production moins "oil consumption" pour BP et EIA = variation de stockage**



Les données EIA et AIE sont toutes deux entachées d'erreurs en provenance des pays producteurs, mais EIA corrige constamment ses données et les publie en série complète, ce qui n'est pas le cas de l'AIE. [Pour moi, la référence est l'EIA.](#)

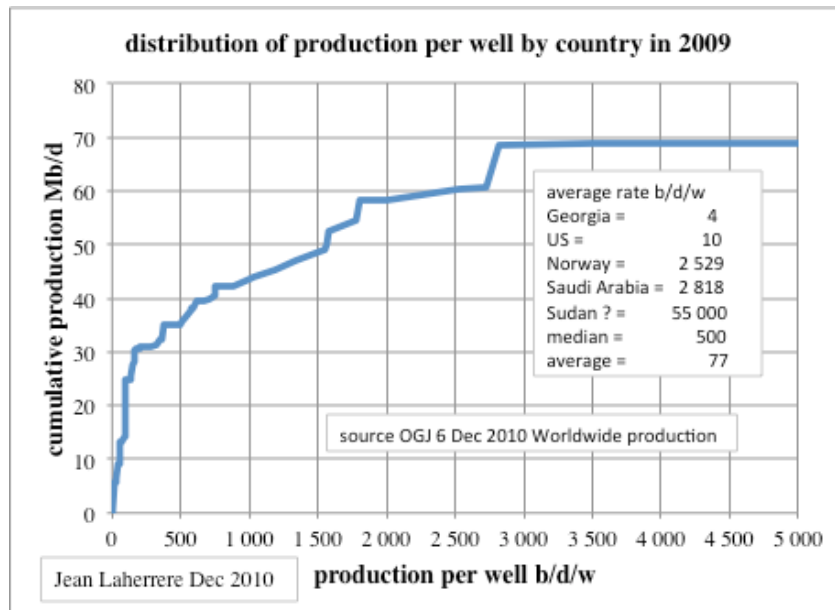
Pour BP Statistical review "[oil production](#)" n'est pas le même que "[oil consumption](#)" excluant les biocarburants et autres

La plupart des données pétrolières publiques sont **manipulées financièrement** (règles périmées SEC) ou **politiquement** (bagarre entre les membres OPEP sur les quotas) ou **économiquement** (règles ABC1 ex-URSS où la récupération est le maximum théorique)

En 2009, d'après OGJ, la productivité par puits varie aussi avec une fourchette entre 4 b/d/w pour la Géorgie et 55 000 b/d/w pour le Soudan avec les US à 10 b/d/w. La moyenne est 77 b/d/w et la médiane 500 b/d/w. Les données du nombre de puits sont peu fiables, car l'absence de donnée est prise comme une donnée nulle! OGJ donne seulement 9 puits producteurs pour le Soudan, alors que les données techniques par champ à un total de 37 puits de production forés (avec aussi puits d'injection).

Le total mondial de puits de pétrole en 2009 serait de 900 000 dont 525 000 pour les US d'après OGJ (360 000 d'après EIA en 2008). Mais le total mondial en 2005 était de 800 000 puits.

-Figure 25: **distribution de production de brut par puits et par pays en 2009 d'après OGJ**



La productivité moyenne par puits est en baisse pour le monde (90 b/d/w en 2005) et pour les US, malgré l'arrivée de la production mer profonde beaucoup plus productive.

Mais le contenu énergétique par volume varie entre le brut, les liquides de gaz et les "autres"

USDOE mesure l'énergie en quad = quadrillion Btu = 10^{15} Btu = 1,055 EJ

1 tonne équivalent pétrole = tep = 42 GJ $\approx$ 7,3 bep

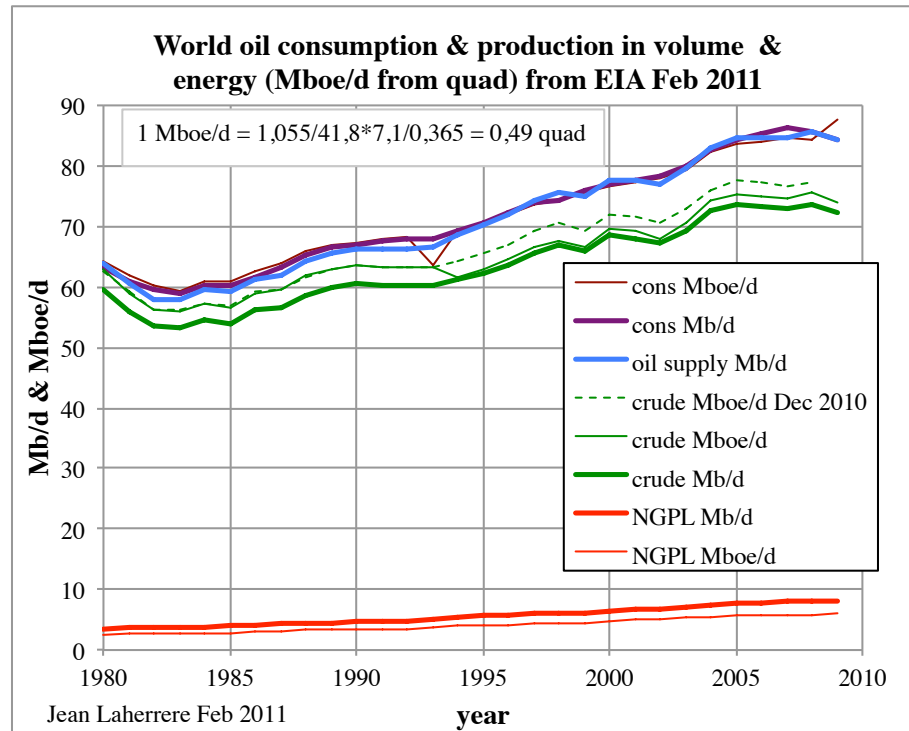
Le contenu énergétique du brut varie par pays entre 5,1 MBtu/b (0,94 bep) pour le Soudan et 6,4 MBtu/b (1,17 bep) pour Cuba, alors que celui des liquides de gaz varie entre 3,3 MBtu/b (0,61 bep) pour la Colombie et 5,1 MBtu/b (0,94 bep) pour l'Algérie.

Il est préférable de regarder la production en énergie qu'en volume.

L'USDOE/EIA a un site qui donne toutes les données mondiales énergétiques depuis 1980, annuelles et mensuelles, et par pays, constamment corrigé (trop souvent, ce qui conduit à des incohérences) <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>.

Certaines productions EIA sont données en quad = quadrillion = 10^{15} Btu = 1,05 EJ $\approx$ 2 Mbep/d

-Figure 26: **Production mondiale de liquides d'après USDOE/EIA 1980-2009 en volume (Mb/d) & énergie (Mbep/d)**



EIA corrige constamment les données en les complétant et la version février 2011 semble fausse pour le brut en énergie (quad) par rapport à la version décembre 2010 (décalage à partir de 1994) La valeur en quad de la consommation en 1993 est visiblement fausse.

En 2008 le brut représente 86% de la production mondiale tous liquides en volume, mais 92% en énergie!

La production mondiale d'eau dans la production de pétrole est 250 Mb/d eau pour 80 Mb/d de pétrole, soit un pourcentage d'eau de 75%. La production de pétrole aux US a un pourcentage d'eau de 90% ! Les puits marginaux (*stripper*) produisent 98% d'eau! Mais le plus grand champ du monde (Ghawar en Arabie Saoudite) est déclaré de ne produire que 30% d'eau, alors que le champ de Brent en Mer du Nord, pratiquement épuisé (sa production de brut en 2009 n'est que de 1,6 % de son pic de 1984), produit actuellement plus de 95 % d'eau.

-2-3-Réserves

Il y a plusieurs définitions pour les réserves, car l'incertitude de l'estimation fournit une large fourchette entre le minimum (prouvé = 1P) et le maximum (prouvé + probable + possible = 3P)

-US: règles SEC = SPE 1978: seulement réserves prouvées (avec une certitude *raisonnable* non définie) auditées = minimum ? (les règles changent en 2010)

-OPEP: réserves prouvées non auditées, base des quotas = essentiellement politiques, changent peu

-ex-URSS: classification ABC1 = récupération théorique maximum $\approx 3P$

-reste du monde: règles SPE 2007 = prouvé + probable = $2P \approx$ valeur espérée (utilisée pour calculer la Valeur Présente Nette)

Les valeurs publiées sont très différentes suivant les sources et suivant les dates.

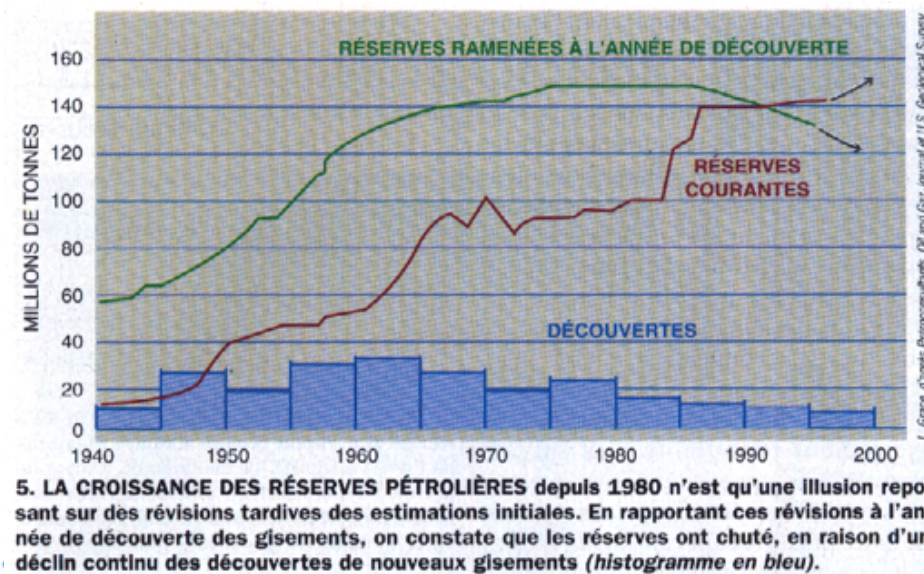
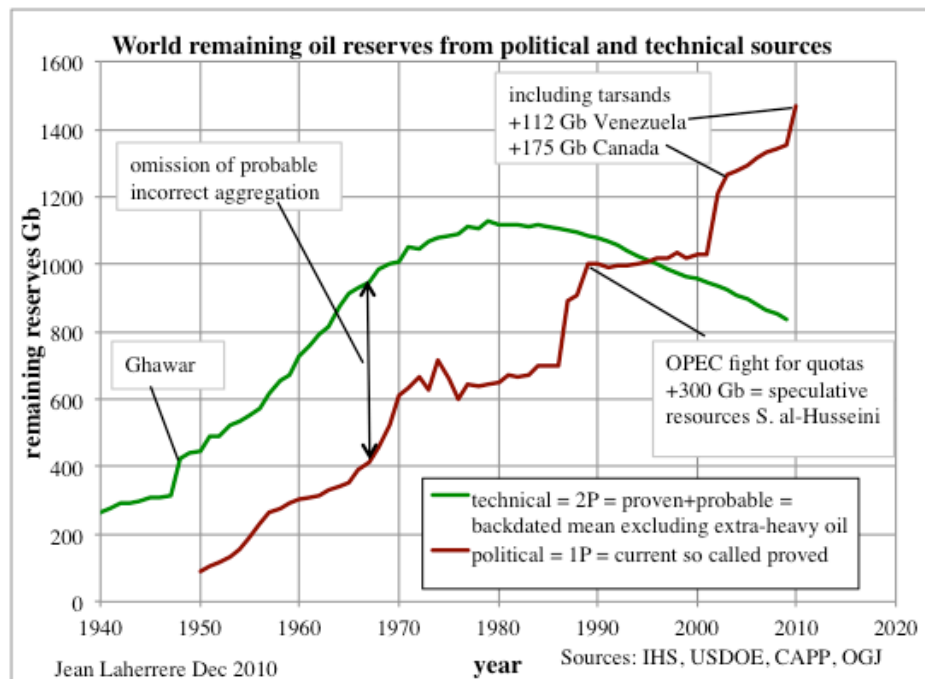
Il est scientifiquement incorrect d'ajouter arithmétiquement les réserves prouvées, pourtant c'est ce que font toutes les agences mondiales! Le total arithmétique des réserves prouvées champs sous –estime les réserves prouvées du pays, car il est très peu probable que les réserves réelles des champs sont toutes au minimum: si la probabilité de tirer un as avec un dé est de 1 sur 6 = 17% (donc une probabilité de 83% de faire plus que 1), la probabilité de tirer 10 as avec 10 dés n'est que de 1 sur $6^{10} = 0,0000016 \%$. Cette mauvaise pratique conduit à une croissance artificielle des réserves! L'addition correcte doit être probabiliste avec une simulation de Monte Carlo, mais cela demande de connaître la distribution de probabilité des estimations, ce qui est impossible. Par contre l'addition arithmétique des réserves espérées ($2P$) est correcte.

Les valeurs mondiales techniques (définition $2P$ utilisée) confidentielles des réserves restantes de pétrole conventionnel montrent une tendance à la baisse depuis 1980 alors que les valeurs publiées (dites prouvées, mais en fait politiques pour les membres de l'OPEP) sont à la hausse depuis 1950. Cela explique que les économistes, qui n'ont que les données politiques via BP, OGJ, USDOE, ont une conception très optimiste des réserves mondiales qui augmentent toujours depuis 60 ans!

La dernière estimation à fin 2010 par l'OGJ (repris par l'USDOE/EIA) a augmenté les réserves du Venezuela de 112 Gb (extra-lourd Orénoque), mais n'a pas entériné les augmentations d'Octobre 2010 de l'Irak (de 115 Gb à 137 Gb) et de l'Iran (de 137 Gb à 150 Gb). Les données techniques corrigées seraient de 100 Gb pour l'Irak et 60 Gb pour l'Iran, bien inférieures à leurs prétentions!

-Figure 27: **monde: réserves restantes** de pétrole d'après les **données politiques (publiques) et techniques (confidentielles) en 2010**

-Figure 28: même graphique en Mai 1998 Pour la Science
Campbell and Laherrere "**La fin du pétrole bon marche**"



Il faut comparer ce graphique en 2010 avec celui que j'ai tracé en mars 1998 dans Scientific American **"The end of cheap oil"** (article qui a conduit à la création par Colin Campbell d'ASPO "Association for the Study of Peak Oil and gas) et en mai 1998 dans Pour la Science

L'étude des découvertes est donc la clé des bonnes prévisions de production. Mais pour cela il faut que les données de découvertes ne soient pas polluées par la politique. Malheureusement la majorité des découvertes sont dans les pays de l'OPEP où les réserves ne sont pas audités et les réserves publiées sont politiques car les quotas sont basés entre autres sur les réserves (et la population). Les compagnies d'espionnage qui vendent les bases de données techniques sont de plus obligées, par crainte de perdre ces nouveaux clients et de déplaire à des régimes autoritaires, de mettre les données des champs fournies par les compagnies nationales = NOCs. Il faut donc les corriger. Il en est de même avec les agences officielles sinon c'est ruptures diplomatiques en critiquant les données d'un Etat.

Heureusement le CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) publie depuis quelques années le détail des découvertes annuelles canadiennes sous deux valeurs: la valeur courante dite «*established reserves*» (prouvé et moitié du probable avec la technologie présente et future anticipée) des réserves restantes de tous les champs et la valeur dite *backdated* à savoir **la dernière estimation (ici à fin 2009) est créditée à la date de découverte**. La comparaison des réserves restantes *backdated* (cumul des *backdated* moins la production cumulée) et des réserves restantes courantes montre une différence importante dans le passé (la différence est nulle en 2009 puisque toutes les estimations sont celles de fin 2009). Les réserves restantes publiées par OGJ/EIA et WO sont proches des données courantes du CAPP jusqu'en 2001, mais plus chaotiques. Après 2001 OGJ ajoute les sables

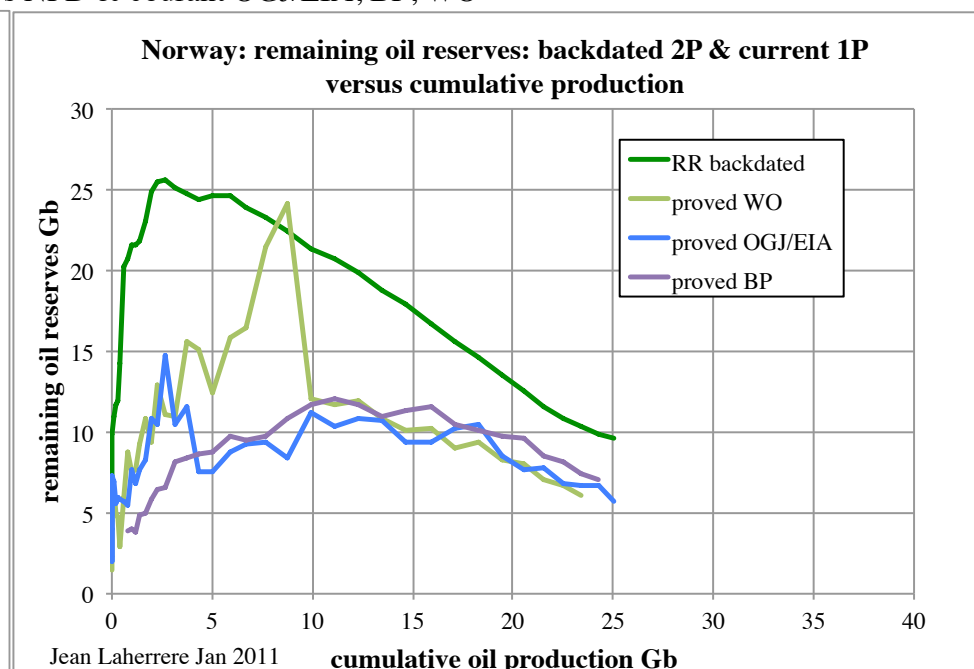
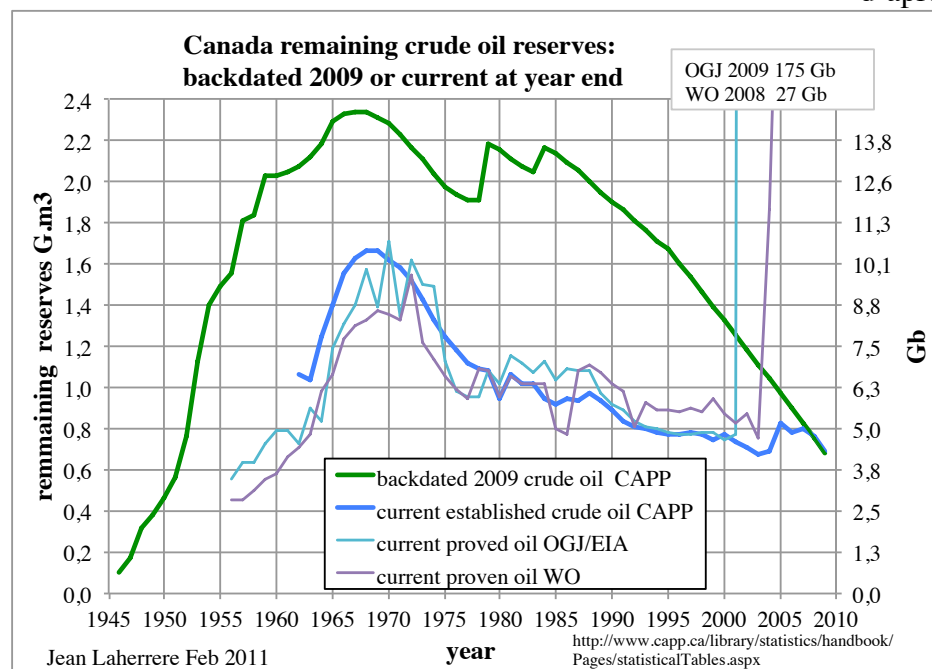
bitumineux d'Athabasca, alors qu'ils sont parfaitement estimés depuis plus de 50 ans par de nombreux forages et connus depuis 1719 (Hudson's Bay Co).

Ici avec CAPP handbook les données sont homogènes venant d'une seule source qui sont les opérateurs et elles sont consultables sur Internet (<http://www.capp.ca/library/statistics/handbook/Pages/statisticalTables.aspx>)

La Norvège (NPD) publie aussi les réserves des champs et on peut les « backdater ».

-Figure 29: **Canada: réserves restantes** de pétrole : *backdated* à fin 2009 & courant d'après CAPP

-Figure 30: **Norvège: réserves restantes** de pétrole : *backdated* à fin 2009 d'après NPD & courant OGJ/EIA, BP, WO



La production s'arrêtera le jour où les réserves restantes seront nulles: il suffit d'extrapoler les réserves restantes pour obtenir l'ultime et l'extrapolation est plus facile pour les réserves backdated que les réserves courantes, surtout au Canada

On voit que l'approche des réserves courantes ou l'addition annuelle provient surtout des réévaluations des découvertes passées (dite *reserve growth*) amène une vue fautive de la réalité du déclin des découvertes.

Les économistes, qui n'ont que les données politiques, raisonnent sur des données fausses!

Il ne faut pas confondre réserves politiques et réserves techniques

Il ne faut pas confondre réserves (ce qui sera produit) et ressources (ce qui se trouve dans le sous-sol).

Il ne faut pas confondre réserves ultimes (production passe + future production jusqu'à épuisement) et réserves restantes à une certaine date

Réserves restantes officielles dites prouvées à **fin 2008** (révision BP en 2010 73 Gb au Venezuela)

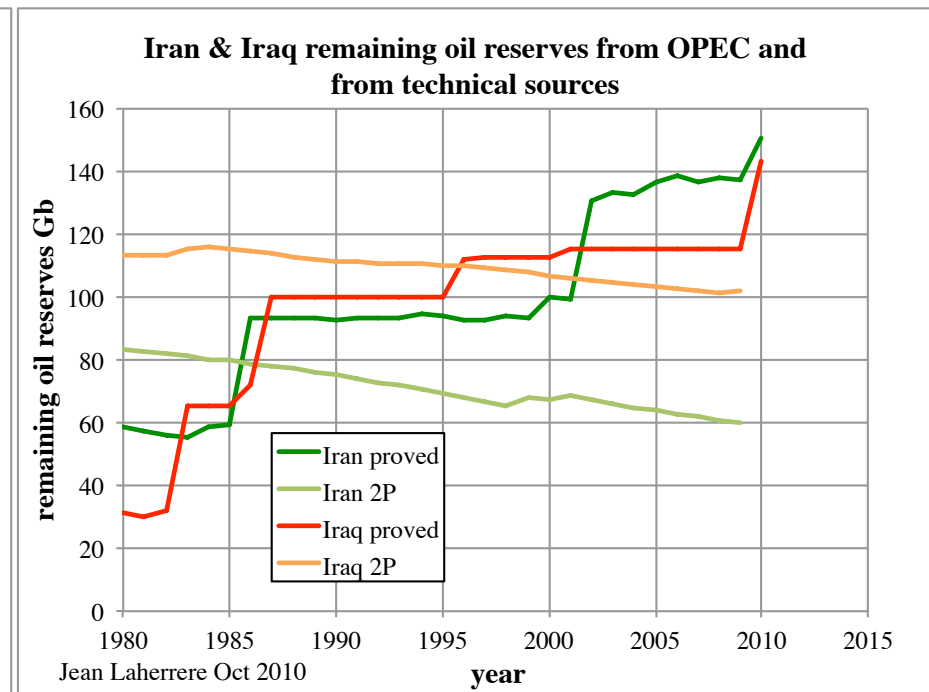
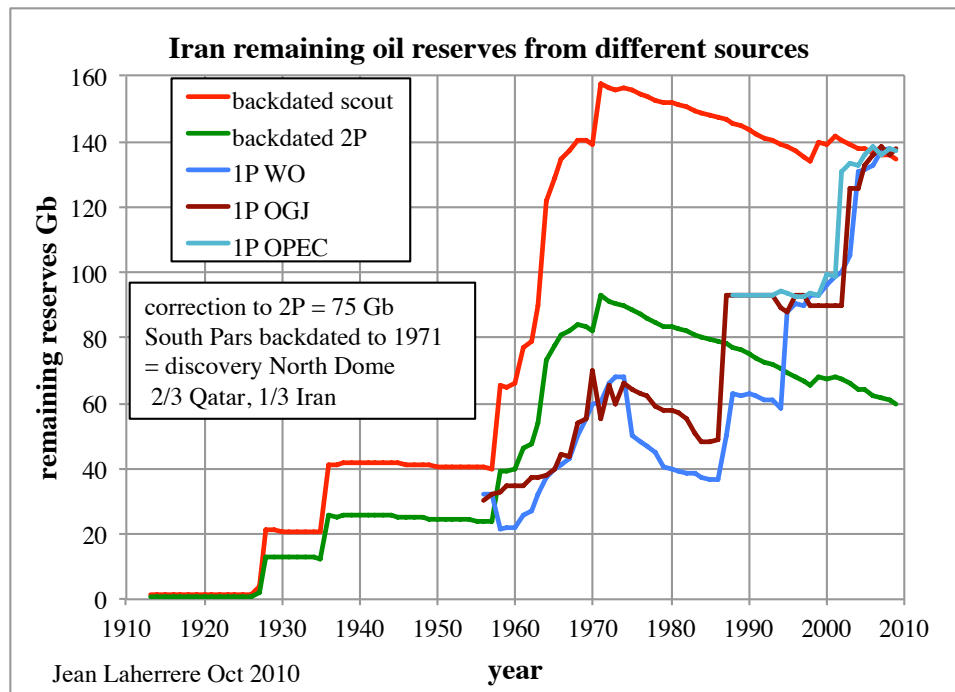
Oil Gb	OGJ	BP 2010 revision	BP 2009	WO	OPEC
World	1 342,207 320	1 332,432 055 895 03	1257,983 745 632 18	1 229,462	1 294,100
Russia	60,000 000 (=2007)	74,277 1	79,049 374 74	76,000 (=2007)	
Norway	6,680 000	7,490 797 935 583 7	7,501 372 901 325 34	6,051	7,501
Canada	178,092 000	33,172 164 422 680 6	28,611 635 200 369 8	26,860	4,900
China	16,000 000 (=2007)	14,816 6	15,461 9	18,052 (=2007)	15,493

Réserves restantes officielles dites prouvées à **fin 2009**

Oil Gb	OGJ	BP 2010	WO	OPEC
World	1 354,182 395	1 333,127 056 190 51	suspendue	1 337,200
Russia	60,000 000 (=2008)	74,203 6		NA
Norway	6,680 000 (=2008)	7,077 699 101 696 55		7,500
Canada	175,214 000	33,172 164 422 680 6	(=2008 révisée)	4,900
China	20,350 000	14,831 6		18,000

-Figure 31: **Iran: réserves restantes de pétrole d'après sources diverses**

-Figure 32: **surenchère sur le chiffre des réserves entre Iran et Irak 1980-2010**
d'après rapports OPEP & réserves restantes techniques



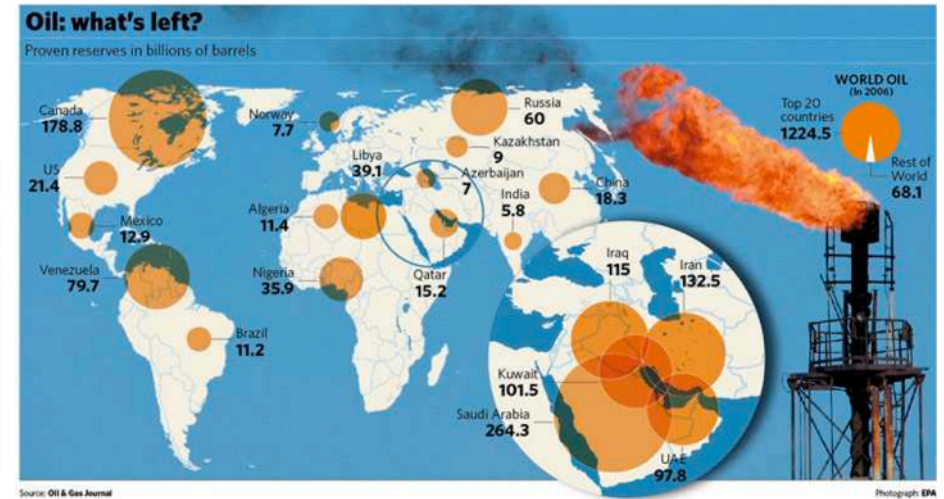
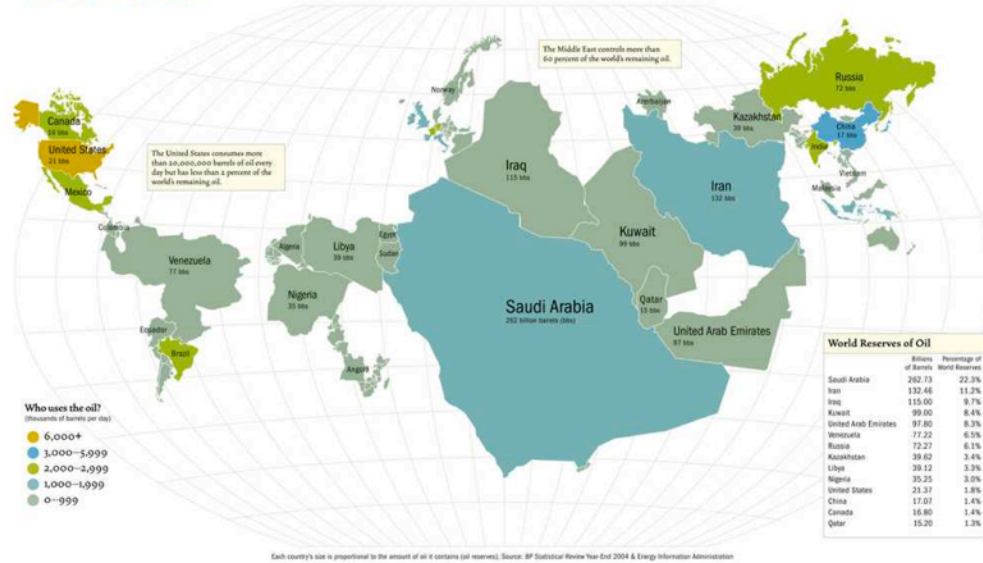
-où sont les réserves restantes?

La carte des réserves <http://www.energybulletin.net/node/37329> d'après les données politiques BP 2004 montre l'importance du Moyen-Orient.

-Figure 33 carte des réserves restantes d'après BP 2008 avec surface proportionnelle aux réserves centrées sur l'Arabie Saoudite

-Figure 34 carte des réserves d'après OGJ

Who has the oil?



http://www.independent.co.uk/multimedia/archive/00031/World-Oil_31948a.jpg

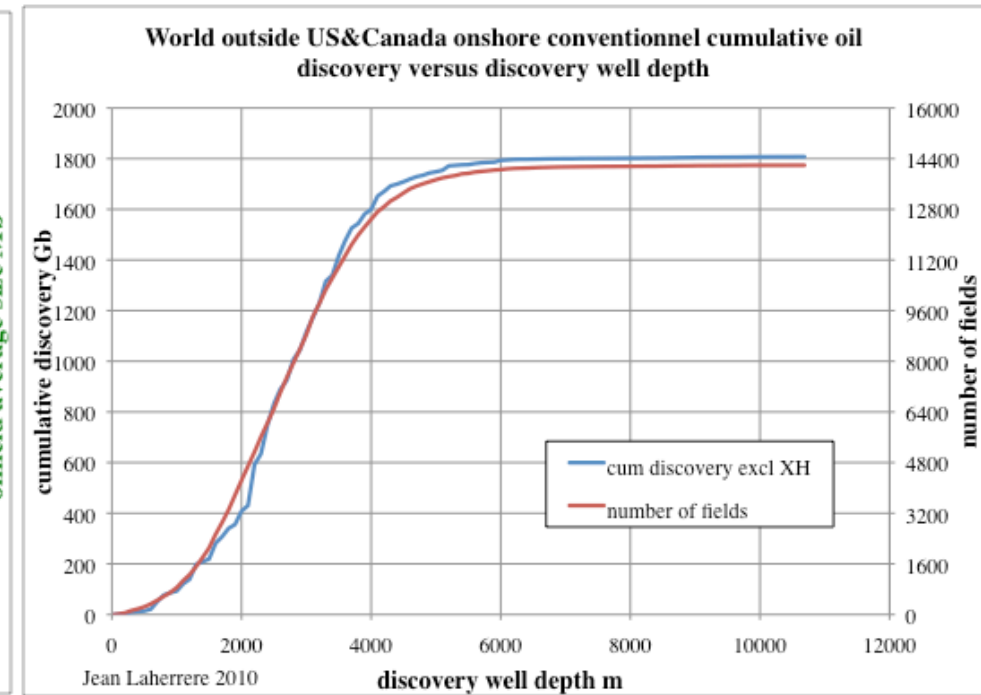
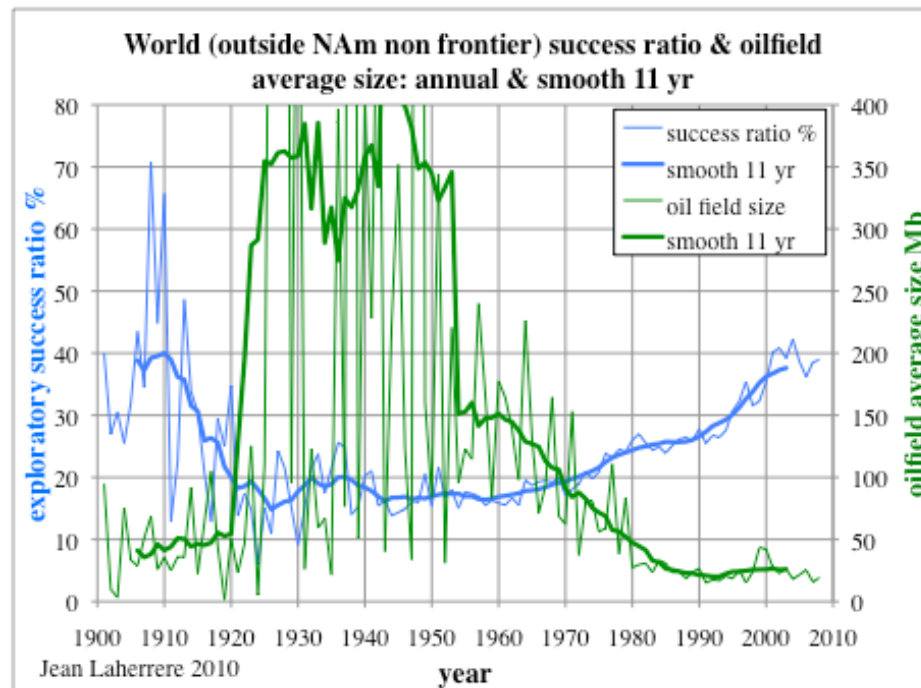
-Taux de découverte et taille des champs

Pour le monde offshore et onshore (mais excluant US + Canada *classique* = *non frontière*) à fin 2008 (plus de 100 000 puits d'exploration pure (New Field Wildcat) et plus de 25 000 champs), le taux de succès pour le pétrole est passé de 1 sur 6 en 1960 à 1 sur 3 en 2000, mais la taille moyenne est passée de 150 Mb à 20 Mb. Le léger pic de 2000 est dû aux découvertes offshore profond !

On trouve deux fois plus souvent, mais la taille est 7 fois plus petite !

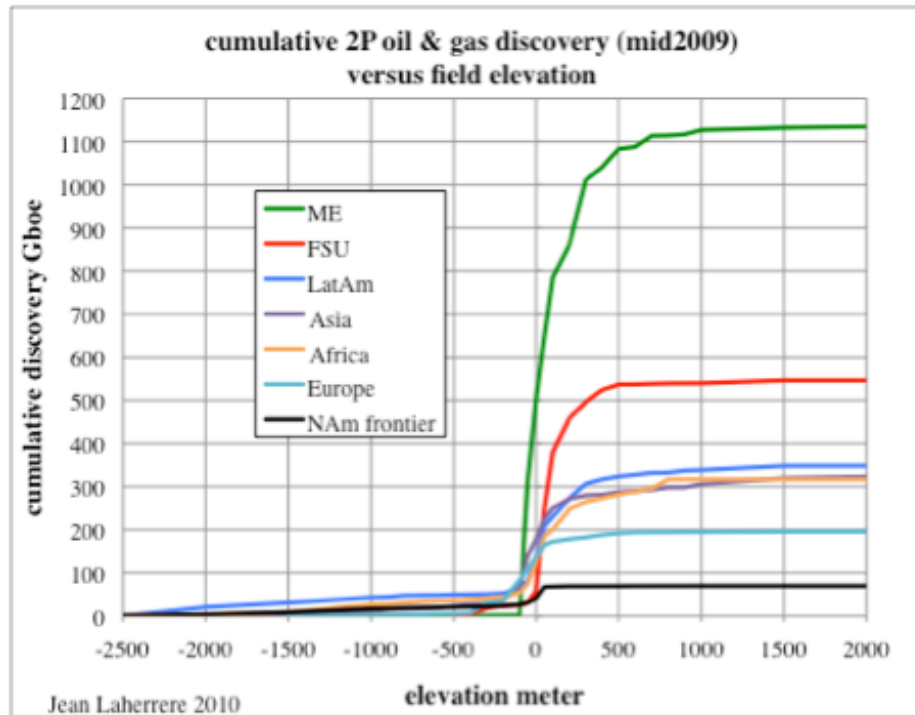
-Figure 35: monde (hors US + Canada non frontière): taux de succès des puits d'exploration et taille des champs de pétrole

-Figures 36: Découvertes cumulées fin 2008 par continent en fonction de la profondeur du puits de découverte:



Il y a peu de potentiel sous 6000 m de profondeur de sédiments parce que l'on est sous la fenêtre à huile (sauf deepwater subsalt à gradient thermal différent). Ceci contredit la théorie du pétrole abiogénique (ou abiotique)!

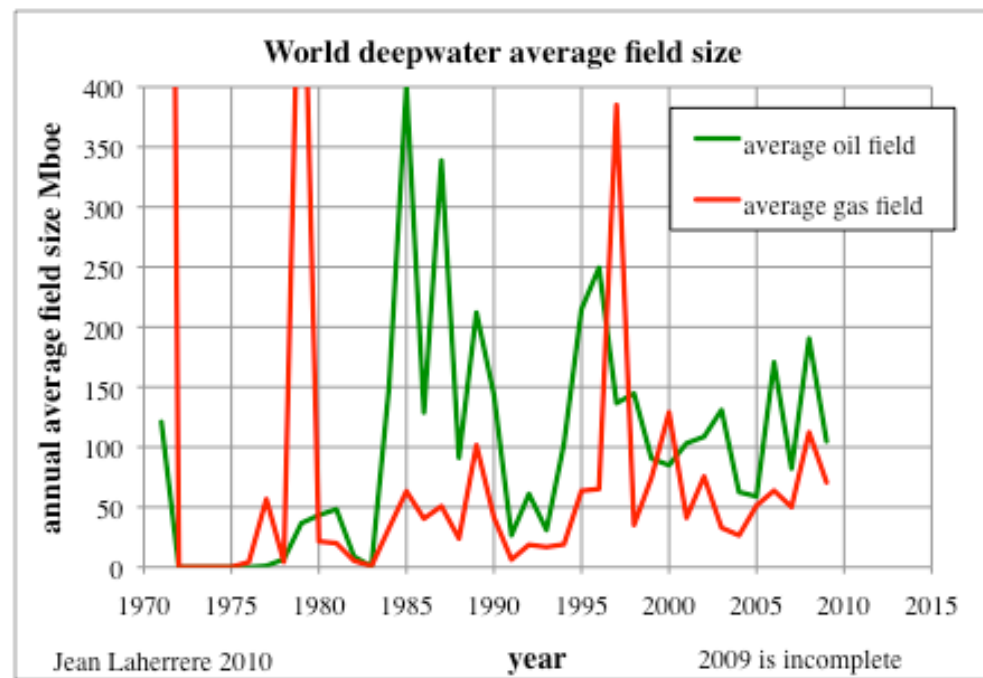
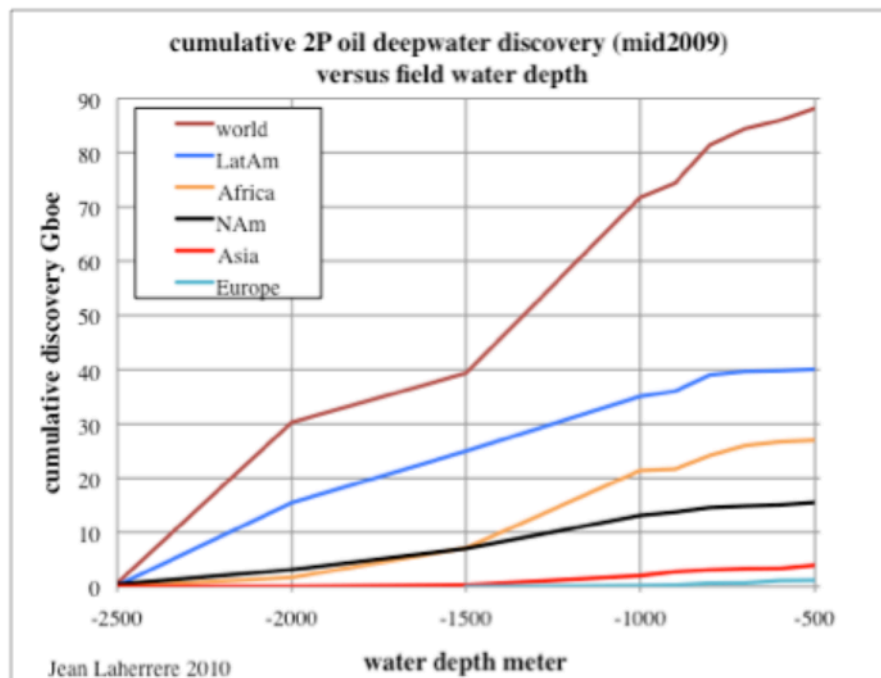
La distribution en fonction de l'altitude du champ montre que la majorité des réserves se trouvent entre -200 m et +500 m
 -Figures 37: Découvertes cumulées fin 2008 par continent en fonction de l'altitude du puits de découverte



-deepwater = offshore profond (>500 m)

L'offshore profond est ici défini pour les profondeurs d'eau supérieures à 500 m. Il y a 10 ans c'était 200 m, quand on quittait le plateau continental! Il n'y a aucun consensus sur la définition qui varie de 1000 pieds (MMS maintenant BOEMER), 400 m pour ExxonMobil, à 500 m Colin Campbell. Géologiquement c'est plutôt 200 m comme le montre le graphique ci-dessus, mais techniquement c'est le domaine du robot sous-marin = ROV et des bateaux à positionnement dynamique.

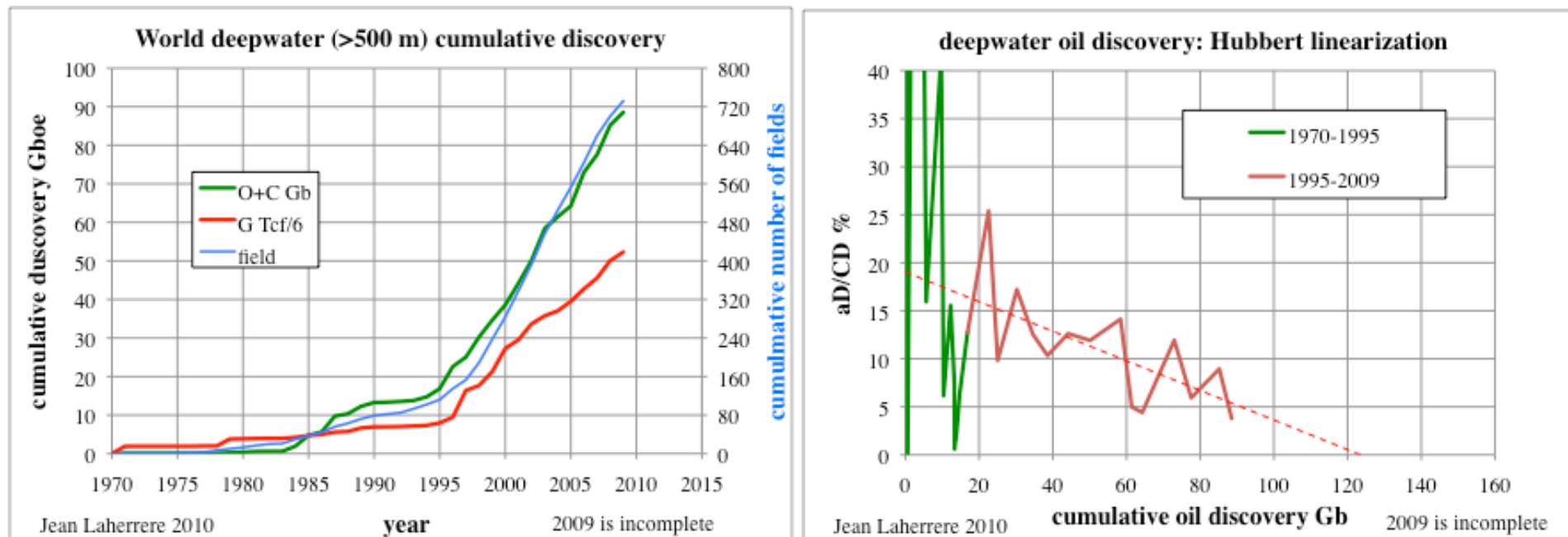
-Figures 38: **Deepwater: découvertes cumulées 2008 mondiales par profondeur d'eau et taille des découvertes avec le temps**



L'exploration en offshore profond a commence en 1970 et a décollé en 1995, avec les découvertes dans les turbidites de quelques systèmes pétroliers comme le Golfe du Mexique, Angola et Brésil. L'ultime suivant l'extrapolation de la linéarisation d'Hubbert (peu fiable) serait de 120 Gb, car l'extrapolation du cumul de découverte qui est à 90 Gb en 2009 est difficile.

-Figure 39: Deepwater mondial a fin 2008: découverte cumulée

-Figure 40: Deepwater mondial a fin 2008: linéarisation d'Hubbert



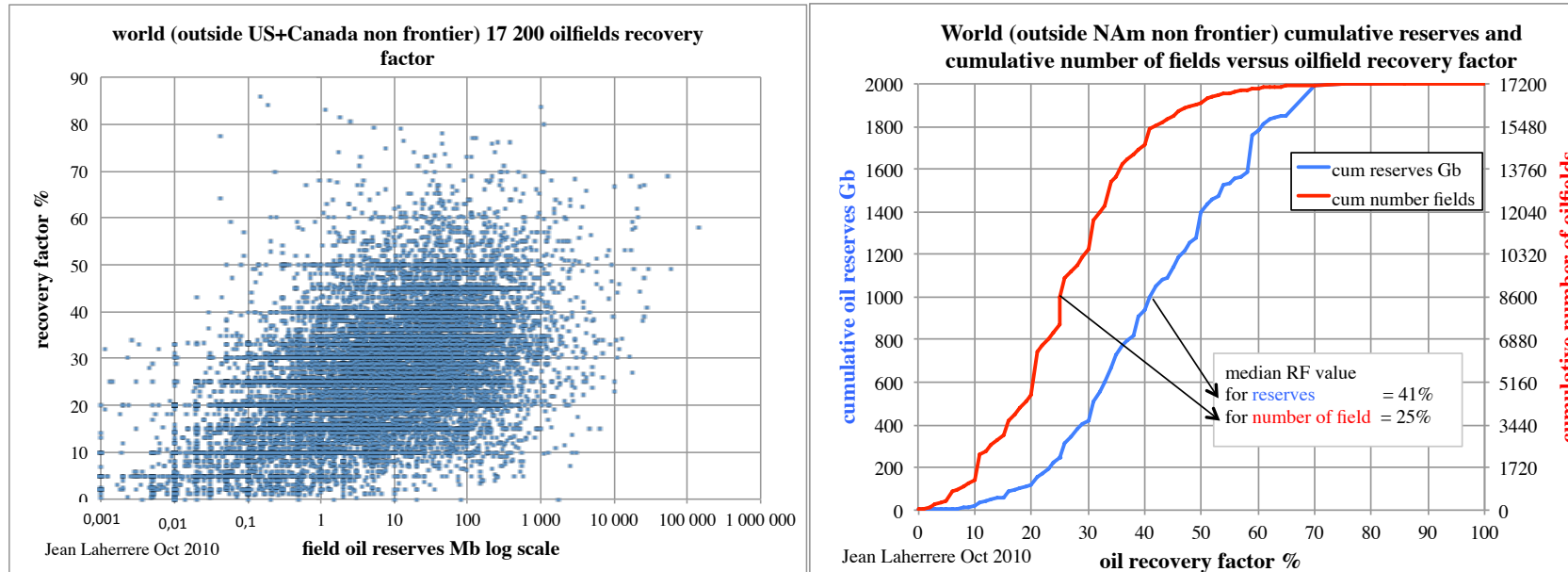
-Volume en place et taux de récupération

Le volume en place était autrefois le premier pas pour calculer les réserves. On estimait le volume de vide dans le réservoir au dessus du plan d'eau dans un champ et pour obtenir les réserves on multiplie ce volume en place par un coefficient de récupération estimé par la performance des champs voisins mieux connus. Mais quand la production du champ est en déclin il est plus précis d'extrapoler les productions passées pour obtenir la production cumulée finale qui devient les réserves ultimes du champ. Le volume en place est obtenue uniquement a partir des puits pour les épaisseurs utiles et porosité, et à partir de la sismique pour avoir la géographie du toit et de la base du champ. Dès que l'on arrête les forages et la sismique les données sur le volume en place ne progresse plus alors que les données de réserves s'affinent avec la production passée et les réserves totales sont parfaitement (en oubliant les fuites) connues à la fin de la production, alors que le volume en place est toujours incertain car les puits sont espacés (le réservoir peut varier a quelques mètres d'un puits) et la sismique imprécise. Le taux de récupération est souvent choisi comme une valeur ronde (25, 30, 35%) ou fractionnaire (1/3).

La base de données de champs a mi 2010 donne ce taux pour 17200 pour le monde hors US & Canada non frontière et de taux varie de 0% a quasiment 100%. Le graphique de ce taux en fonction des réserves du champ en échelle log donne un nuage de points très étalé et prendre une moyenne n'a pas de sens?

-Figure 41: taux de récupération du pétrole pour 17 200 champs dans le monde hors US & Canada non frontière

-Figure 42: découvertes cumulées et nombre cumulé de champs en fonction du taux de récupération



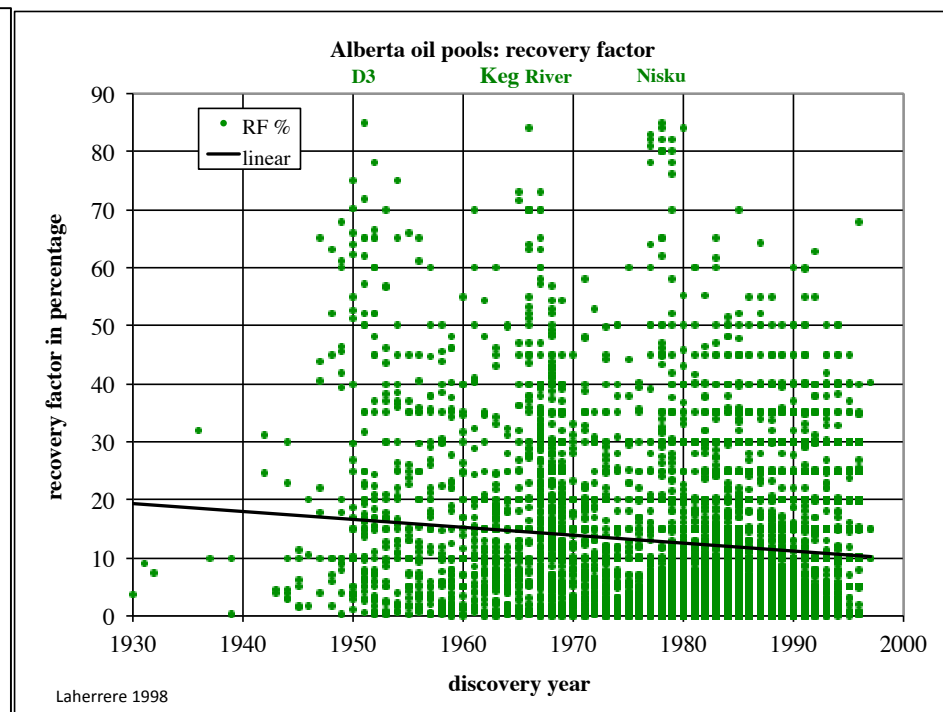
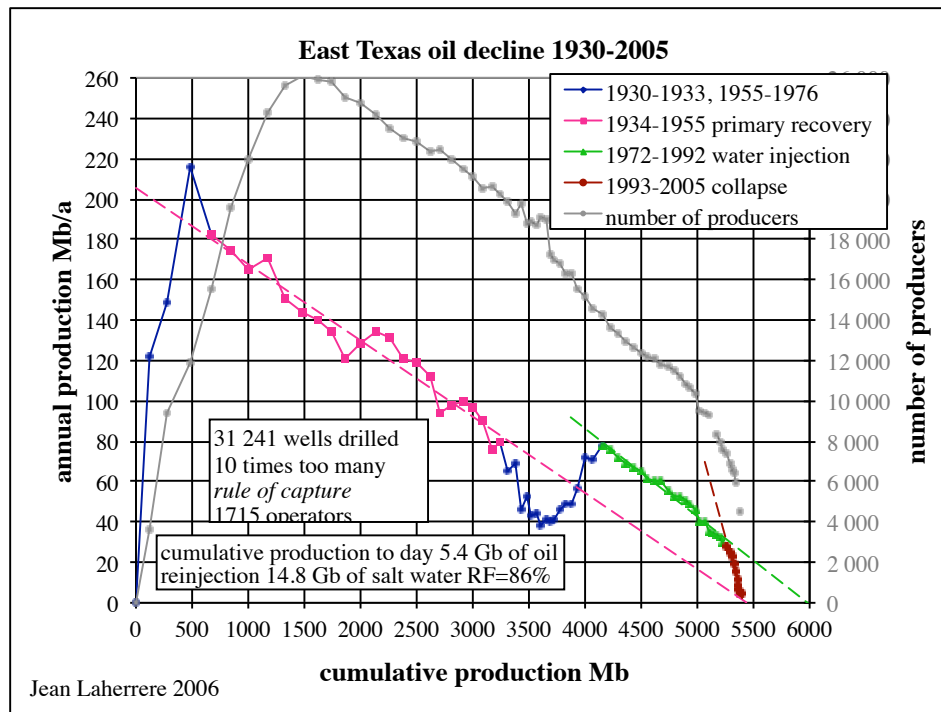
Le taux médian est de 25% en prenant le nombre médian de champs (8600) et 41% en prenant le cumul médian des découverts (1000 Gb)

De dire que le taux moyen est de 25% et comme il est de 50% en Mer du Nord il suffit d'appliquer la technologie de la mer du Nord pour doubler les réserves, n'a aucun sens. Ce taux est fonction principalement de la qualité du réservoir (porosité et perméabilité), si le réservoir est un grès compact (bordure de trottoir) fracture le taux de récupération peut être de 1%, si le réservoir est un grès très poreux la récupération peut être de 86% comme pour East Texas ou le volume en place est très bien connu car il y a eu 31000 puits (10 fois plus que nécessaires mais cela tient a la multiplicité des propriétaires qui tous voulaient forer pour que le voisin ne pique son huile. Dans les années 60, 380 puits inclinés sont été découverts et fermés par les Texas Rangers. East Texas a produit 5,4 Gb et est pratiquement épuisé, mais les estimations de l'ultime en 1990 était de 6 Gb, mais le taux de déclin a doublé après 1993.

L'Alberta au Canada est un bon exemple de taux de récupération qui varie en fonction de la qualité du réservoir, notamment dans les récifs (D3=Leduc, Keg River, Nisku) où il atteint plus de 80% et retombe à moins de 50% pour des réservoirs moins bons.

-Figure 43: **champ de East Texas 1931-2005 déclin de la production en fonction de la production cumulée**

-Figure 44: **Alberta : taux de récupération en fonction du temps**



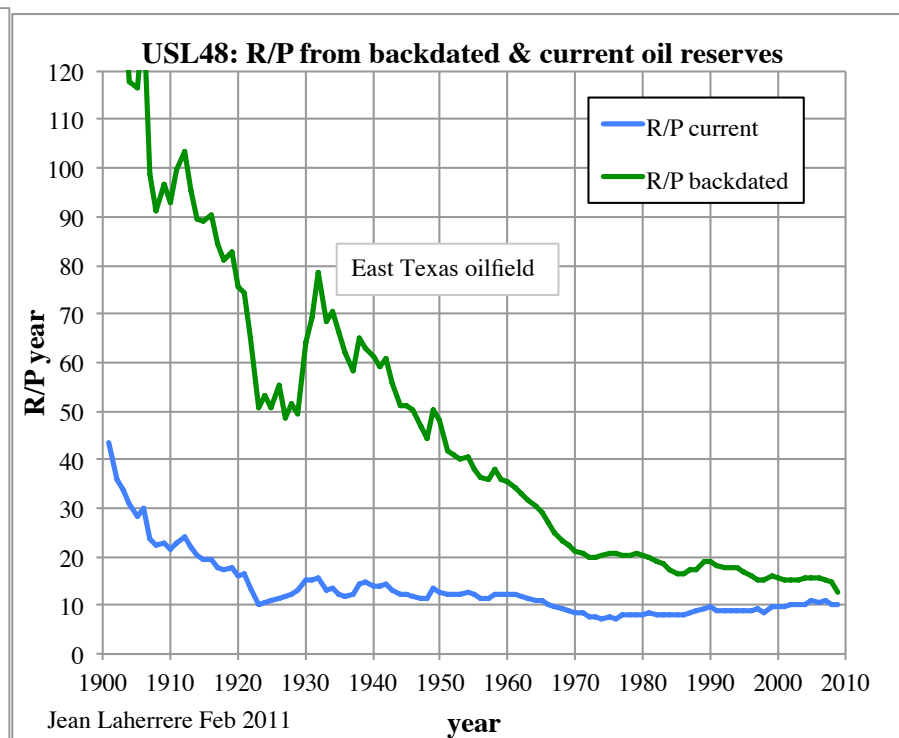
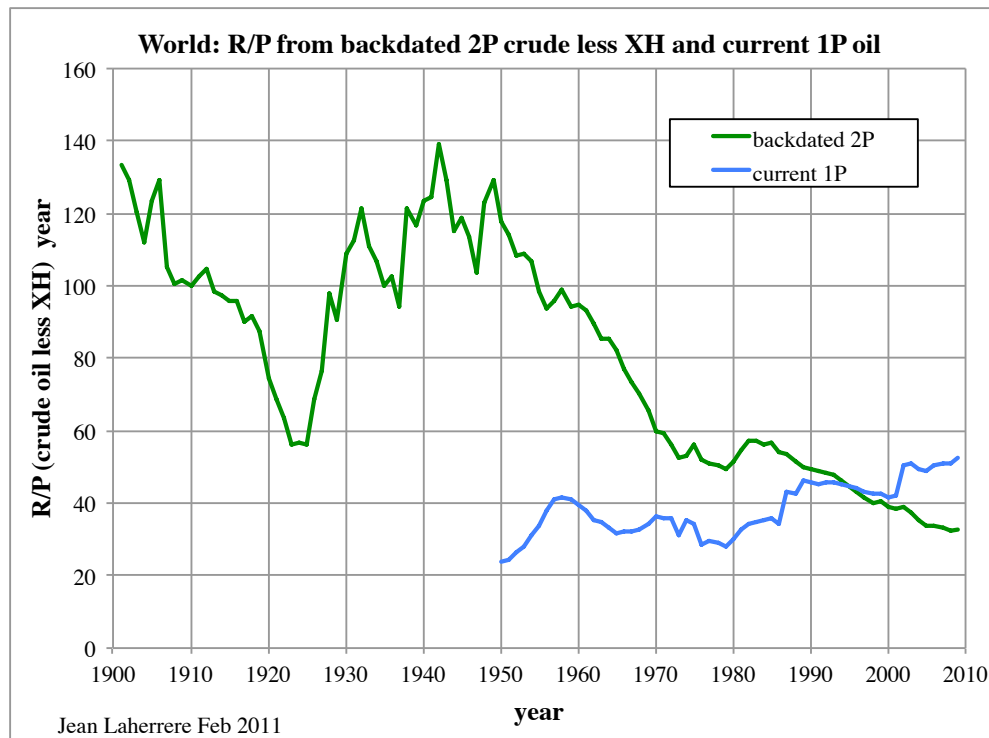
-R/P = Réserves restantes/production annuelle

Très souvent les réserves d'un pays sont exprimées en années de production (la dernière), mais cette représentation est trompeuse quand on dit que les réserves de pétrole sont de 40 ans: en effet d'abord la production future va varier et de plus un champ a un déclin naturel, la production du monde ne peut rester au même niveau pendant 40 ans et décliner à zéro la 41eme année.

Pour le monde R/P(en prenant la production de brut excluant l'extra-lourd) en 2009 est de 35 ans pour les réserves 2P backdated et 50 ans pour les réserves 1P courant. Pour les US R/P est de 15 ans pour les 2 P backdated et 10 ans pour les 1P courant, ce ratio de 10 ans se maintient depuis 1925, ce qui montre bien que ce ratio n'a aucun apport prévisionnel, surtout que ce ratio ne diminue pas à la fin de la production car R et P diminue en parallèle. Les petits producteurs américains qui n'ont pas les compétences pour faire des calculs compliqués de réserves appliquent la règle du pouce où les réserves restantes sont 10 fois la production annuelle et c'est pour cela que l'on retrouve globalement ce ratio de 10 ans. J'ai appris que les notaires français pour estimer la valeur d'un bien multiplie la loyer annuel par 10!

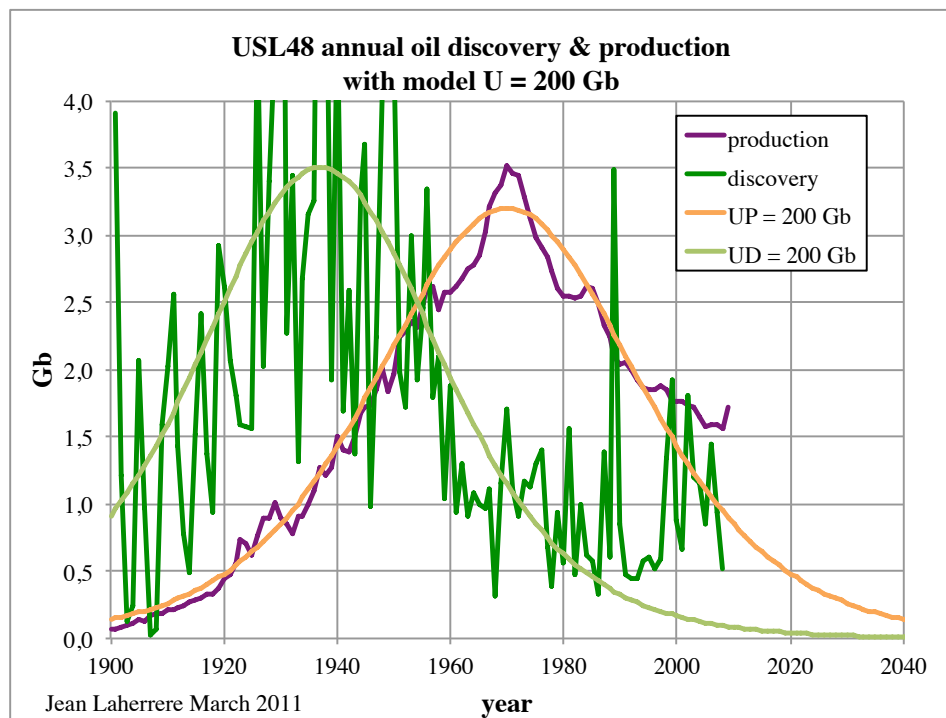
-Figure 45: Monde: R/P avec les réserves 2P backdated et 1P courant

-Figure 46: USL48: R/P avec les réserves 2P backdated et 1P courant



R/P mondial avec les réserves courantes 1P augmentent depuis 1980, ce qui conduit certains de conclure que Tout va très bien Madame la Marquise ; mais le R/P avec les données techniques 2P backdated montre une tendance vers une asymptote à 20 ans/
 En effet comme les découvertes cumulées suivent grossièrement un modèle logistique suivi par la production qui suit un modèle semblable mais décalé, le R/P tend vers une asymptote qui dépend du paramètre de la courbe logistique (Broto poster ASPO 2006), pour le monde ce serait 20 ans (Laherrere Sophia 2007 figure 27), pour les US 14 ans pour un ultime de 200 Gb (en excluant le deepwater découvert depuis 1995)
 -Figure 47: **USL48: découverte et production annuelle avec modèle logistique U = 200 Gb** (oubliant deepwater depuis 1995)

-Figure 48: **USL48: R/P avec réserves backdated & modèle U=200 Gb**

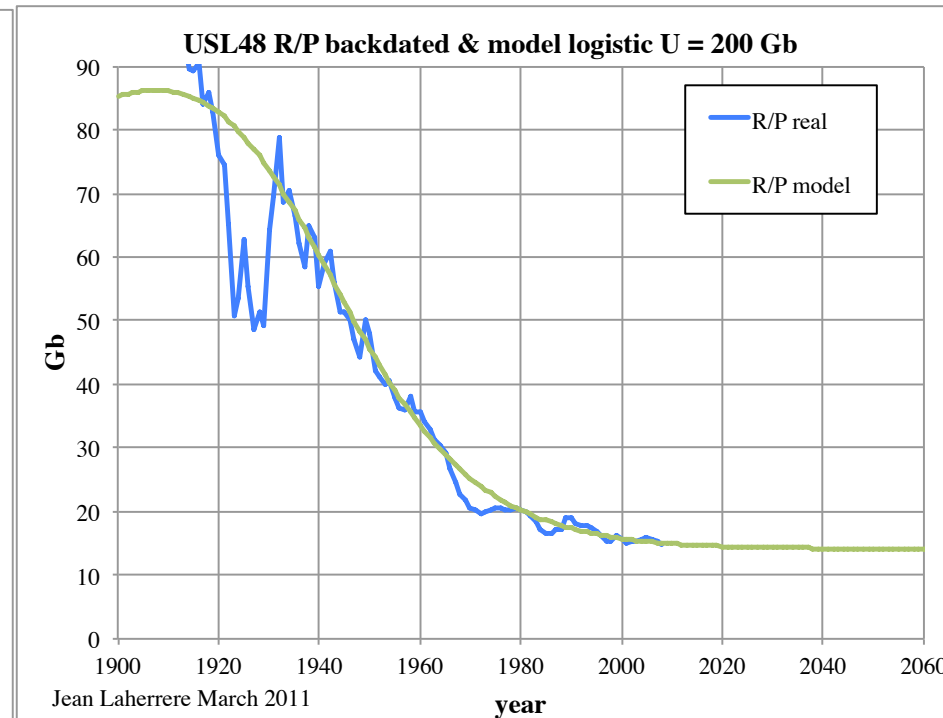


Le R/P dans un pays mature tend donc vers une asymptote qui représente la forme de la courbe en cloche et n'a rien à voir avec le temps qui reste à produire. Le R/P devrait être proscrit comme mensonger.

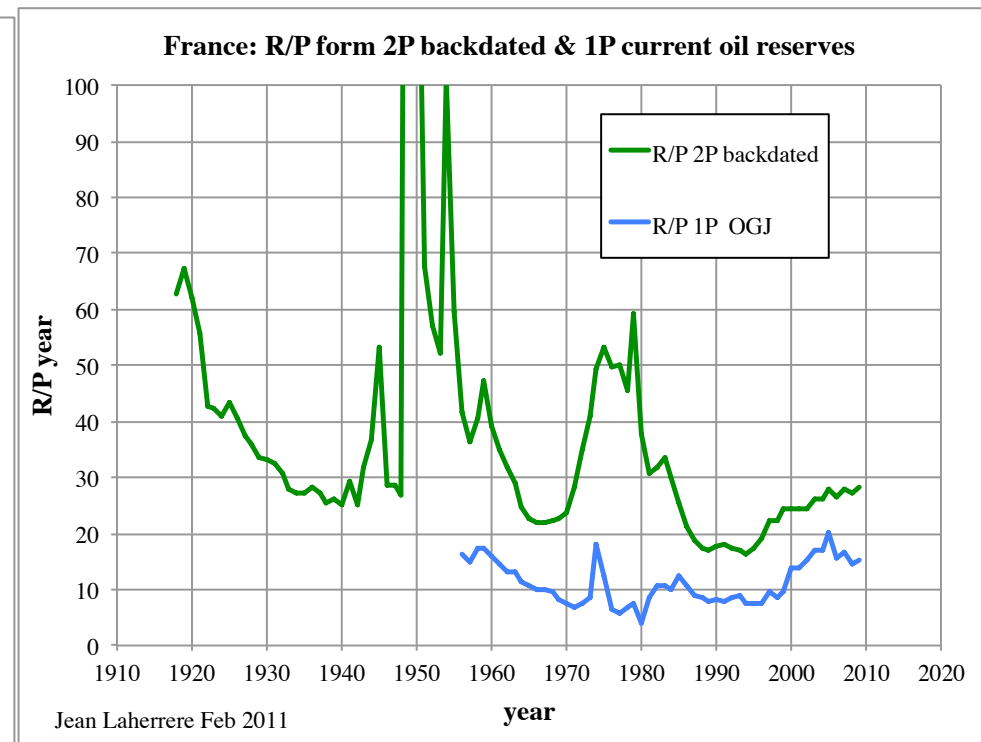
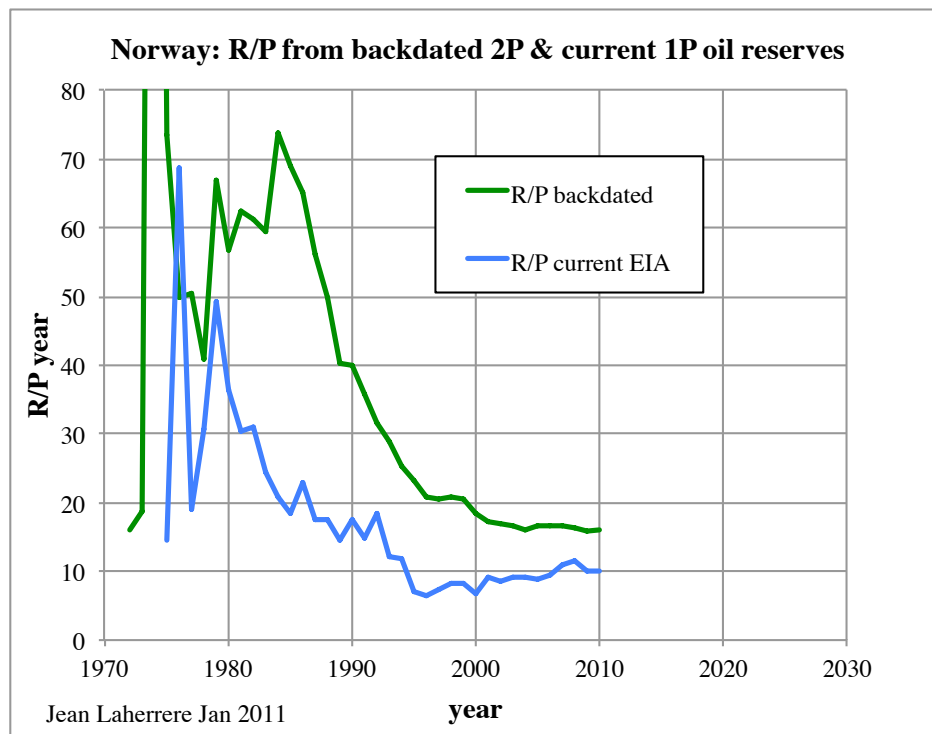
L'exemple de la Norvège est intéressant, car les découvertes sont récentes et le R/P décline vers une asymptote de 15 ans pour les 2P et 10 ans pour le 1P courant.

Mais la France a un R/P chaotique avec des cycles bien distincts. L'augmentation du R/P va réjouir certains, mais il semble que l'exploration s'essouffle. Les espoirs de Toreador dans le shale oil du Bassin de Paris pourrait changer cette image (voir plus loin).

-Figure 49: **Norvège: R/P avec les réserves 2P backdated et 1P courant**



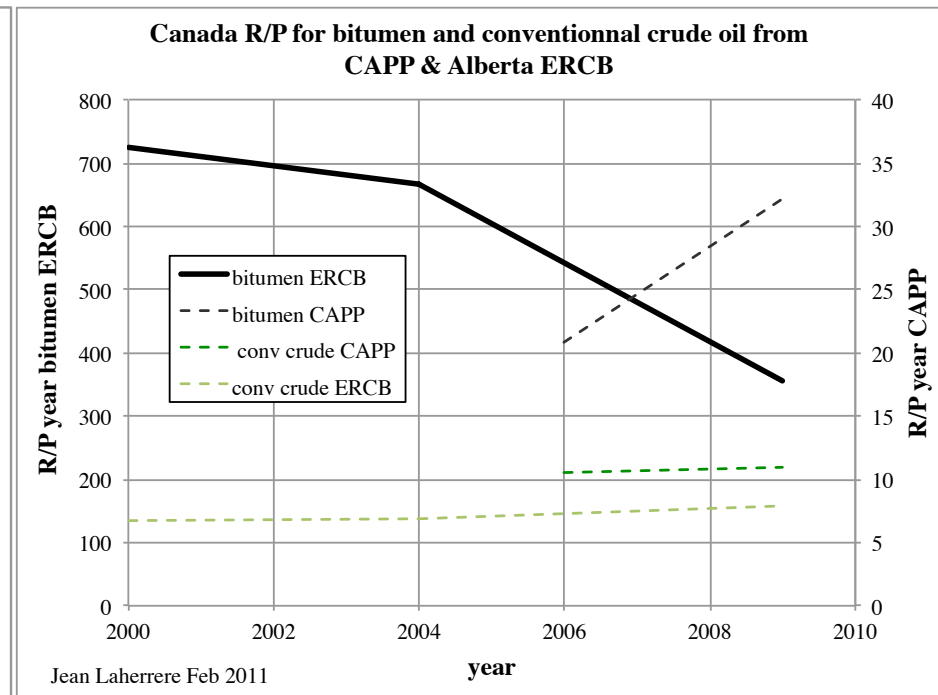
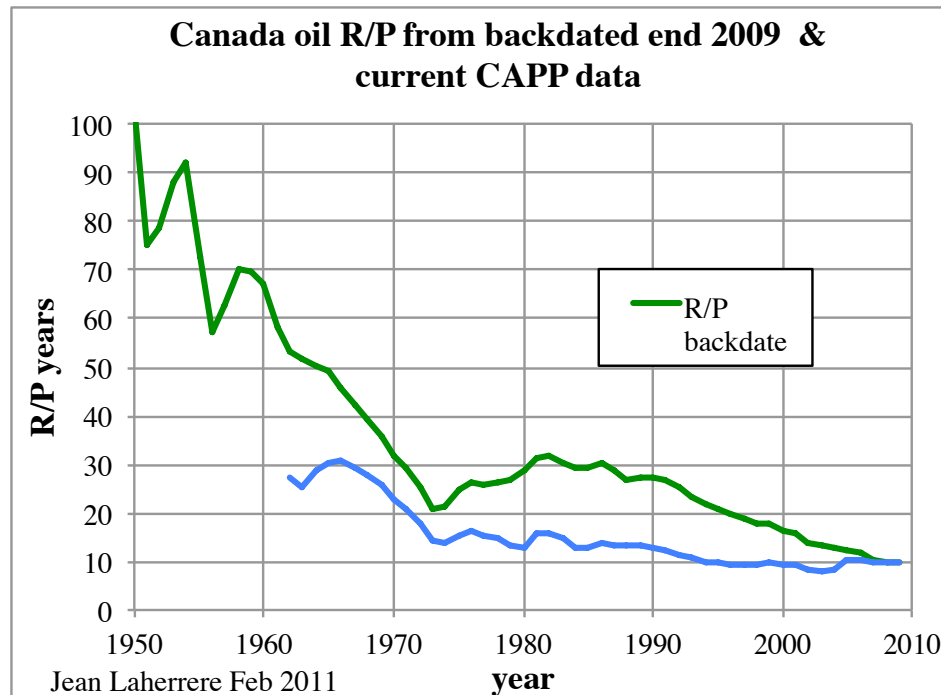
-Figure 50: **France: R/P avec les réserves 2P backdated et 1P courant**



Le Canada a eu plusieurs cycles d'exploration et son R/P le montre qui tend vers 10 ans. Mais la production des sables bitumineux (connus depuis 1719) dans l'Alberta (Athabasca), démarré en 1967, dépasse maintenant le conventionnel. Les réserves déclarés diffèrent considérablement suivant les opérateurs CAPP = qui a été développé et le législateur ERCB (Energy Resources Conservation Board) = ce que l'on on pense développer. Le R/P pour le bitume est de 350 ans en 2009 (il était à plus de 700 en 2001) pour l'ERCB alors que pour le CAPP il est de 32 ans en 2009 (21 ans en 2006)

-Figure 51: **Canada: R/P avec les réserves 2P backdated et 1P courant**

-Figure 52: **Canada: R/P en Alberta avec sables bitumineux**



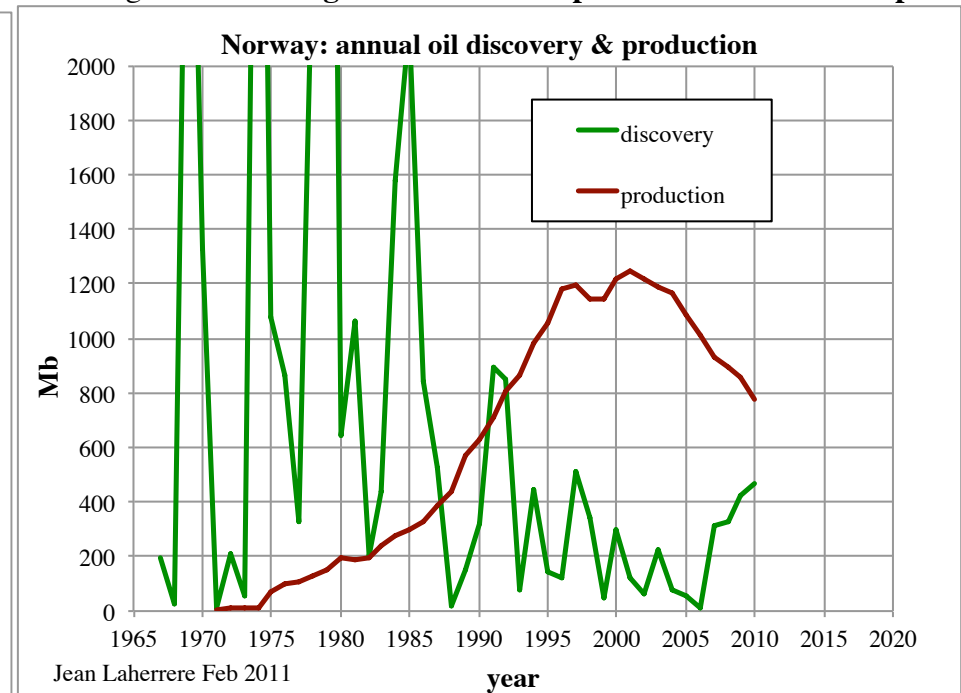
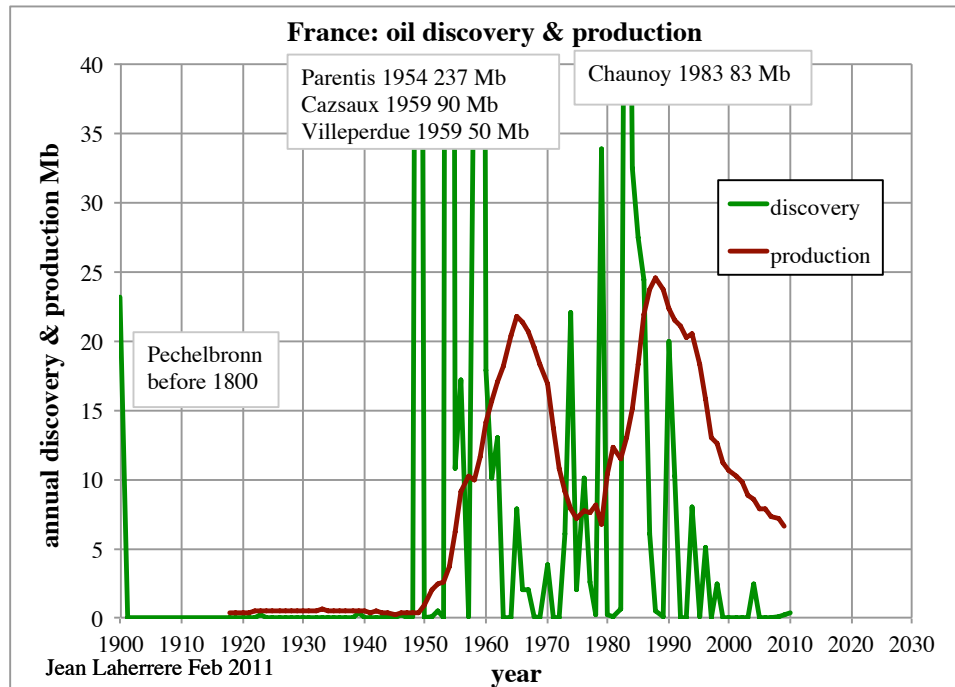
-2-4-Prévisions

C'est évident que pour produire du pétrole il faut d'abord le découvrir, mais beaucoup d'économistes dans leurs prévisions oublient de s'assurer que les volumes futurs espérés ont bien été découverts. Il suffit de regarder la courbe de découverte et de production de pétrole en France pour constater qu'il y a eu 2 cycles de découverte et 2 cycles de production. Bien que le pétrole de Pechelbronn en Alsace a été découvert en 1627 pour IHS (1428 pour d'autres) et produit de 1735 (au début comme remède universel) à 1964 3,3 Mt à partir de sables imprégnés (voir musée de Pechelbronn) par mines et par forages (à la tarière en 1835 plus profond que le puits de Drake aux US en 1859) et que la première compagnie pétrolière a actions a été introduite par Louis de la Sablonnière. La première raffinerie y a été construite en 1857. Le premier enregistrement électrique dans un puits a été enregistré à Pechelbronn par les frères Schlumberger en 1927. Le premier cycle a commencé en 1948 avec pic Parentis et Cazaux a fortement décliné en 1963 et le deuxième cycle a démarré après le choc de 1973 avec pic Chaunoy. Il est remarquable de voir aussi 2 cycles de production le premier en 1965 environ 10 ans après le pic de découverte et le second en 1988 5 ans après Chaunoy.

La courbe de découverte en Norvège est plus hachée avec 4 grandes découvertes tous les 5 ans de 1970 à 1985 et des découvertes beaucoup moins importantes ensuite. Mais toutes les eaux norvégiennes ne sont explorées bien que la mer de Barentz semble décevante.

-Figure 53: **France: découverte & production annuelle de pétrole**

-Figure 54: **Norvège : découverte & production annuelle de pétrole**

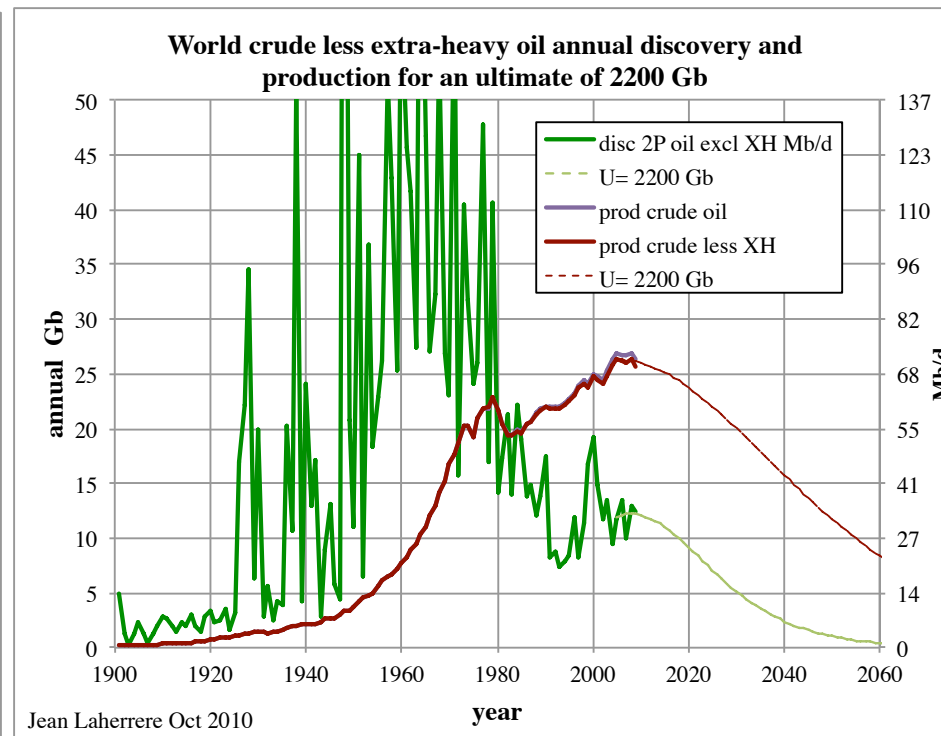
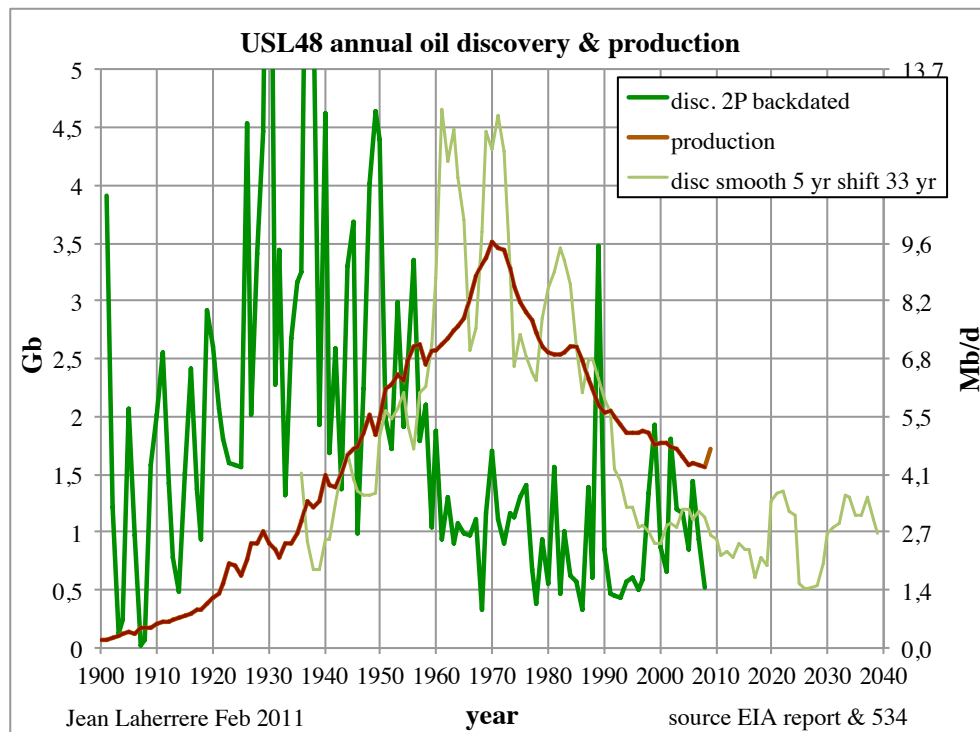


La courbe de découverte de l'USL48 (tire d'un rapport USDOE/EIA 534 de 1990, il serait temps que l'USDOE le réactualise) montre un pic de découverte centré sur les années 1930 (avec East Texas en 19831 avec 5,4 Gb). La courbe de production est remarquablement symétrique et la seule explication semble être que cette production provient de plus de 20 000 compagnies indépendantes productrices et que chacune va dans la direction qui lui plaît : c'est donc un mouvement brownien et la courbe est gaussienne donc symétrique. On observe cependant 2 épaulements à cette courbe symétrique au niveau de 2,6 Gb vers 1960 (proration) et 1980 (choc pétrolier de 1979) ou chacun était obligé d'aller dans la même direction, ce qui justifie cette loi de production aléatoire d'où production symétrique.

Dans les autres pays avec peu de compagnies productrices on ne voit pas cette belle symétrie. La courbe de découverte lissée (sur 5 ans) et décalée (de 33 ans) se superpose bien avec la courbe de production, jusqu'en 1990

-Figure 55: **USL48: découverte & production annuelle de pétrole**

-Figure 56: **Monde: découverte & production annuelle de pétrole**



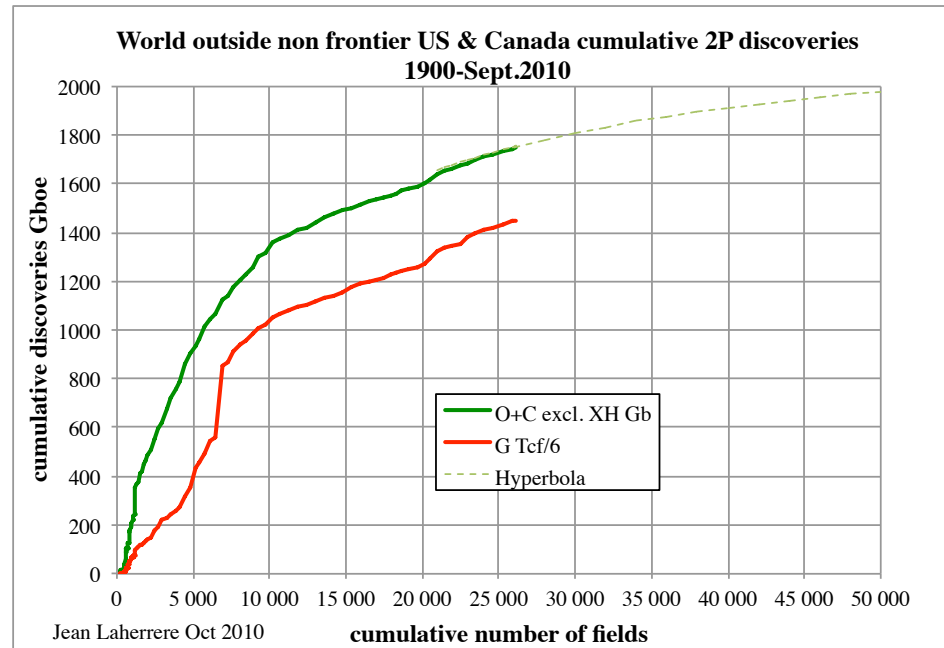
L'étude des découvertes est donc la clé des bonnes prévisions de production. Et pour tracer la courbe complète de production du début à la fin, la surface sous la courbe de production doit être identique à la surface sous la courbe de découverte = réserves ultimes.

En extrapolant le cumul des découvertes techniques corrigées de certains excès (la correction est considérable, supérieure à ce qui reste à découvrir), il est possible d'estimer la valeur ultime de ce qui sera produit lorsque toutes les réserves seront épuisées. Pour le brut excluant l'extra-lourd, l'ultime est de 2200 Gb (les ultimes des organismes qui nient le pic pétrolier sont bien supérieures, confondant les réserves (ce qui sera produit) et les ressources (ce qui est dans le sous-sol) et oubliant la limitation du bilan énergétique EROEI = énergie retournée sur énergie investie).

A partir de cet ultime, il est alors facile de prévoir la production future en oubliant les contraintes autres que géologiques, c'est à dire les contraintes économiques et politiques. Le tracé futur est lisse et représente un cas idéal, la réalité peut être plus chaotique, mais la surface sous la courbe, qui correspond à l'ultime, devrait rester la même si l'estimation est correcte.

La courbe d'écrémage (fonction nombre de champs) est extrapolée a 2000 Gb pour le pétrole du monde hors US&CA classique

-Figure 57: **monde hors US+ Canada non frontière: courbe d'écrémage en fonction nombre cumule de champs**

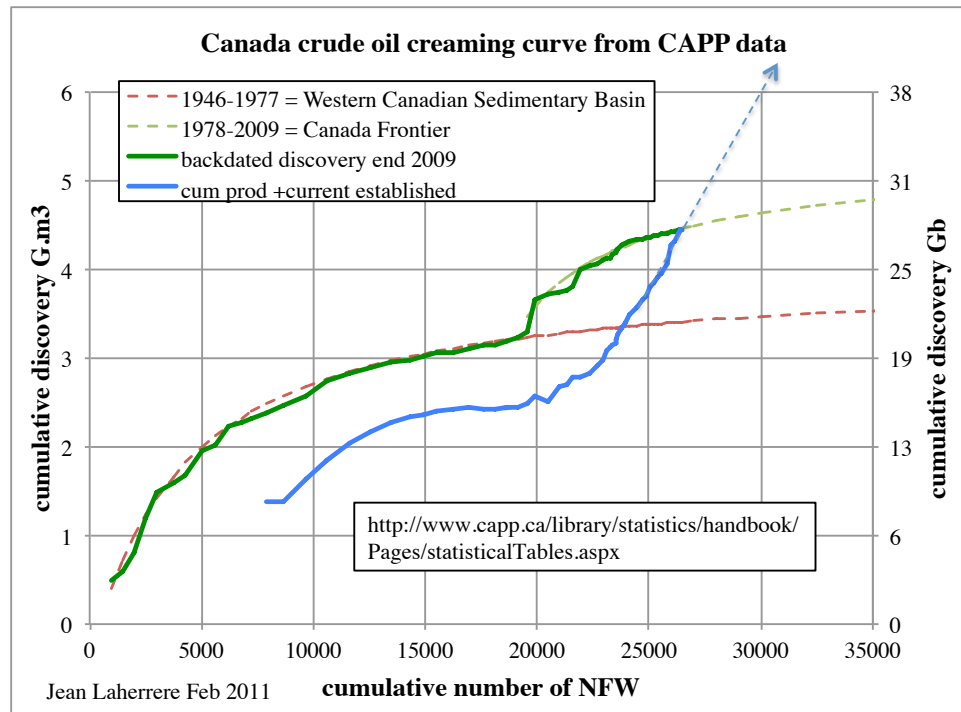


Les données techniques sont de plus en plus polluées par la politique car les compagnies d'espionnage ont de plus en plus pour clients les compagnies nationales = NOCs et ne peuvent pas refuser leurs données sous peine de perdre des clients, il en est de même avec les agences officielles sinon c'est critiquer les données d'un Etat.

Pour le Canada, la différence est considérable dans les tendances des dernières années qui sont extrapolées pour prédire les réserves ultimes, notamment pour la courbe d'écrémage, les données backdated conduisent à un ultime de 30 Gb (5 G.m³) alors que les données courantes conduisent à plus de 45 Gb.

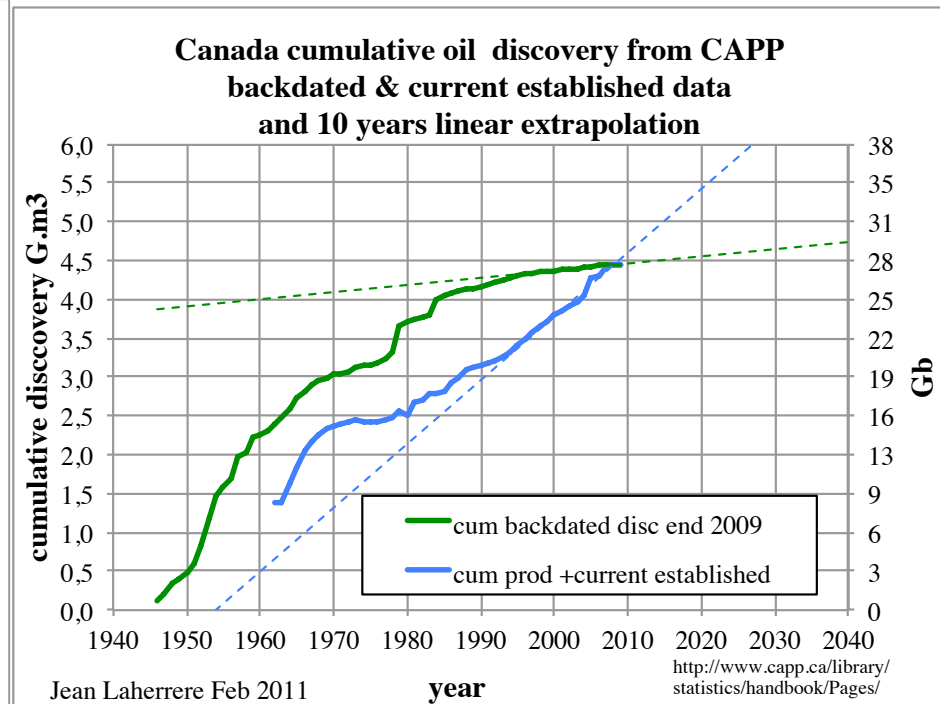
-Figure 58: **Canada: courbe d'écrémage du pétrole d'après données CAPP**

-Figure 59: **Canada: découverte cumulée de pétrole d'après données réserves backdated & courantes avec extrapolation linéaire sur les 10 dernières années**

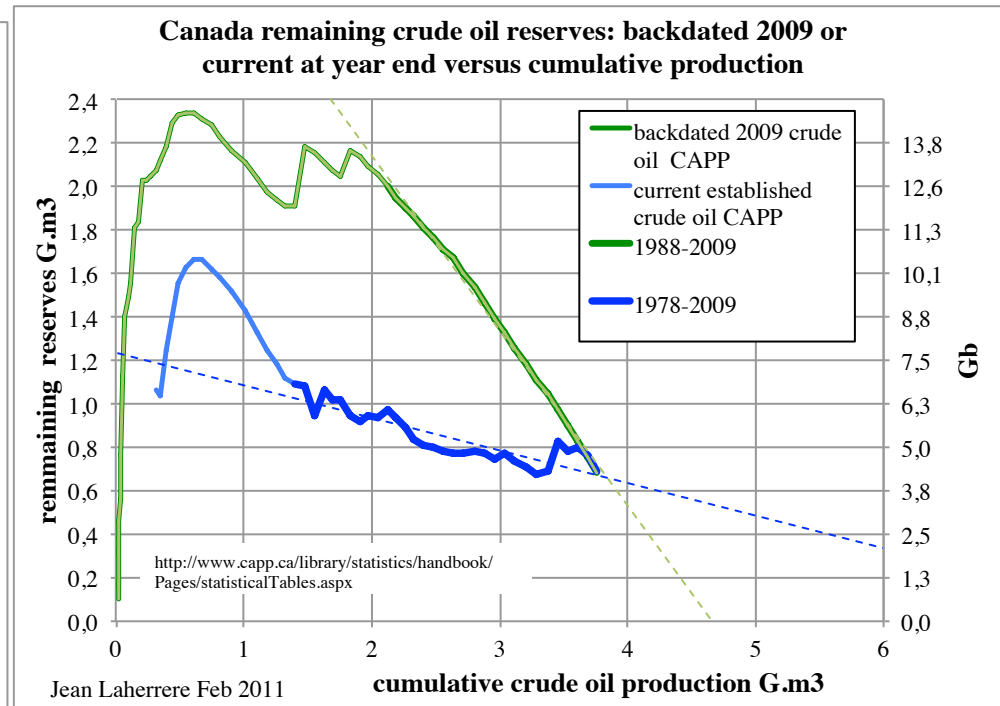
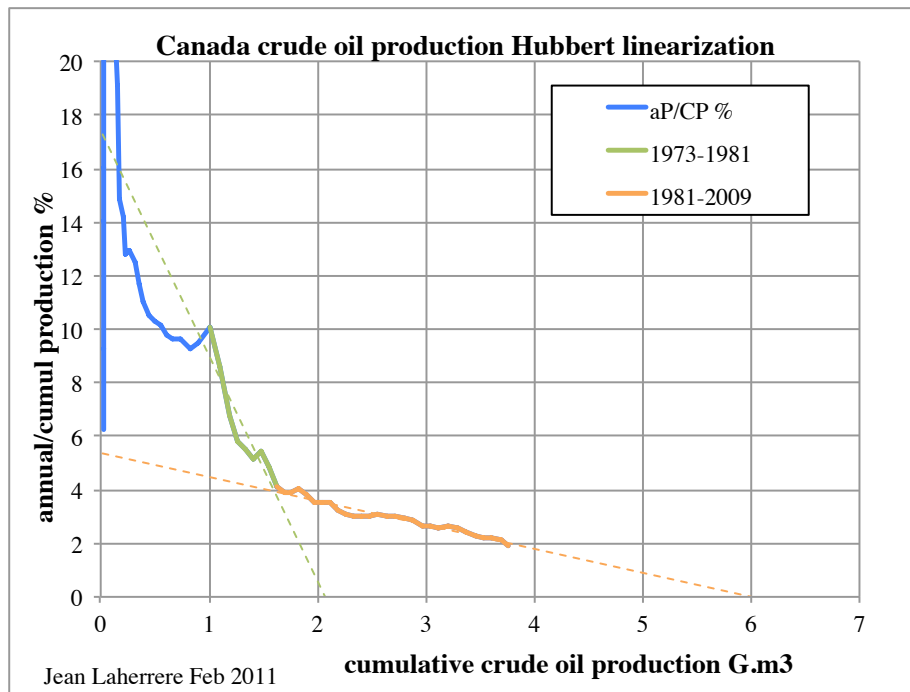


La courbe d'écémage est préférable à la courbe en fonction du temps quand il y a des a coups dans l'exploration, ici au Canada la différence est faible. La linéarisation d'Hubbert de la production de pétrole prévoit un ultime de 6 G.m3 ; qui est plus élevé que l'ultime de 5 G.m3 d'après la courbe d'écémage qui est le plus fiable. L'extrapolation linéaire des réserves backdated est de 4,7 G.m3 alors que celle des réserves courantes est de plus de 7 G.m3. Ceci montre bien l'intérêt d'utiliser les réserves backdated

-Figure 60: **Canada: linéarisation d'Hubbert sur production de pétrole**



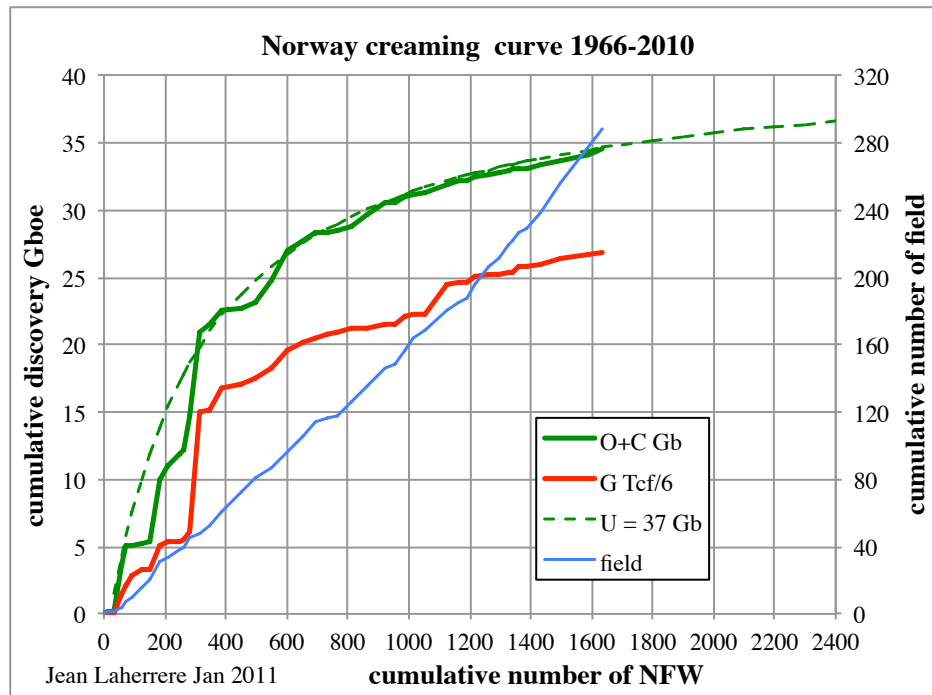
-Figure 61: **Canada: découverte cumulée de pétrole d'après données réserves backdated & courantes avec extrapolation linéaire sur les 10 dernières années**



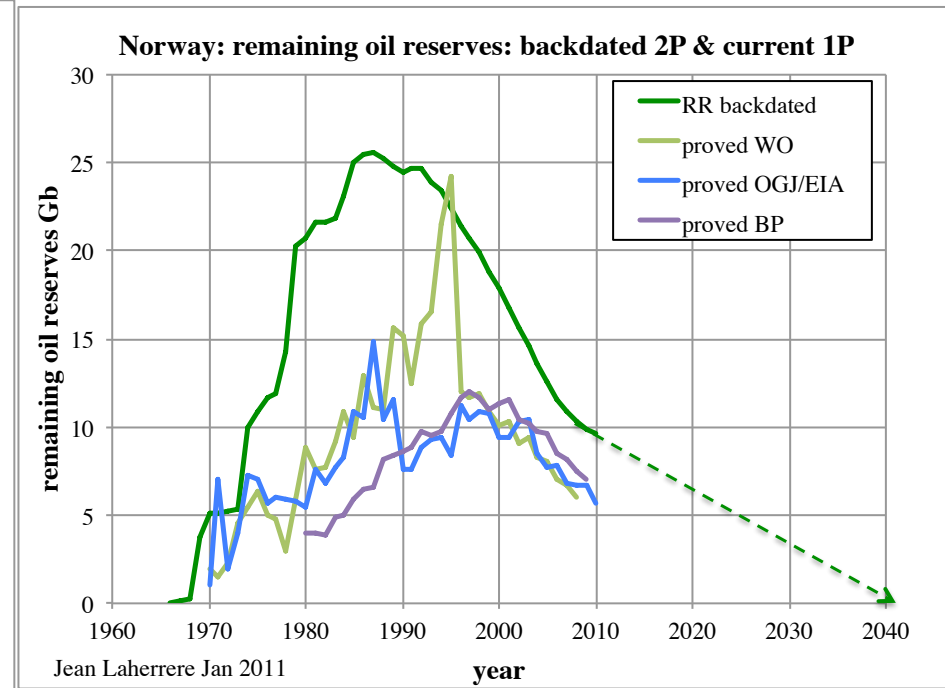
Même présentation pour la Norvège

-Figure 62: **Norvège: courbe d'écémage du pétrole**

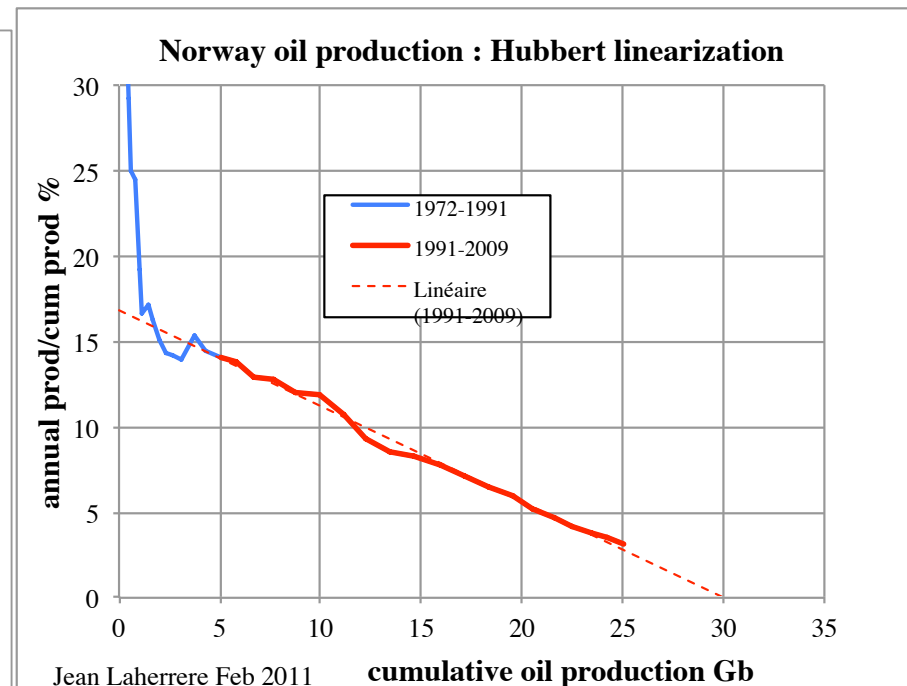
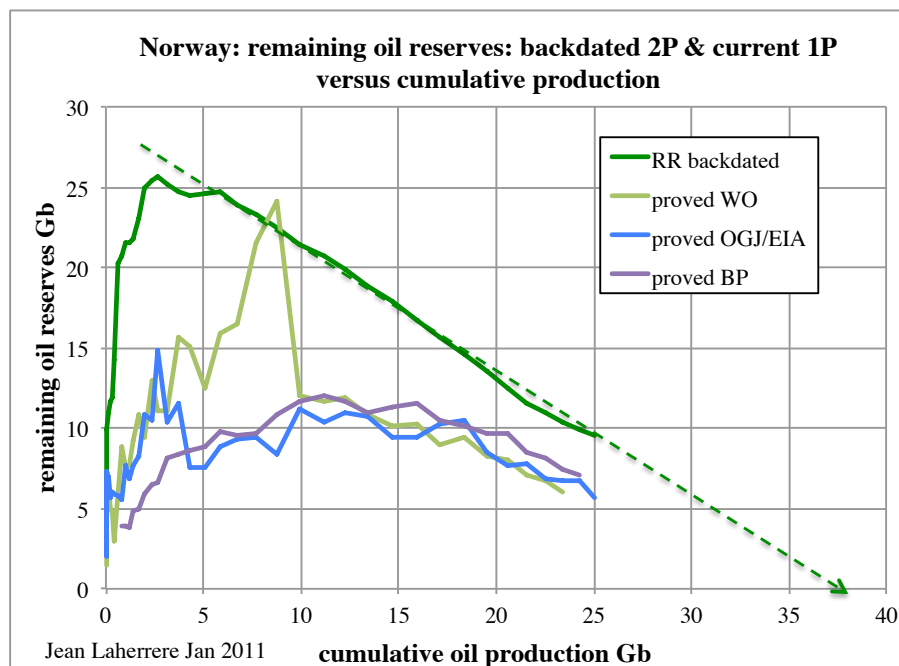
-Figure 63: **Norvège: réserves restantes de pétrole d'après données réserves 2P backdated & 1P courantes diverses**



-Figure 64: Norvège: réserves restantes versus production cumulée



-Figure 65: Norvège: linéarisation d'Hubbert de la production de pétrole

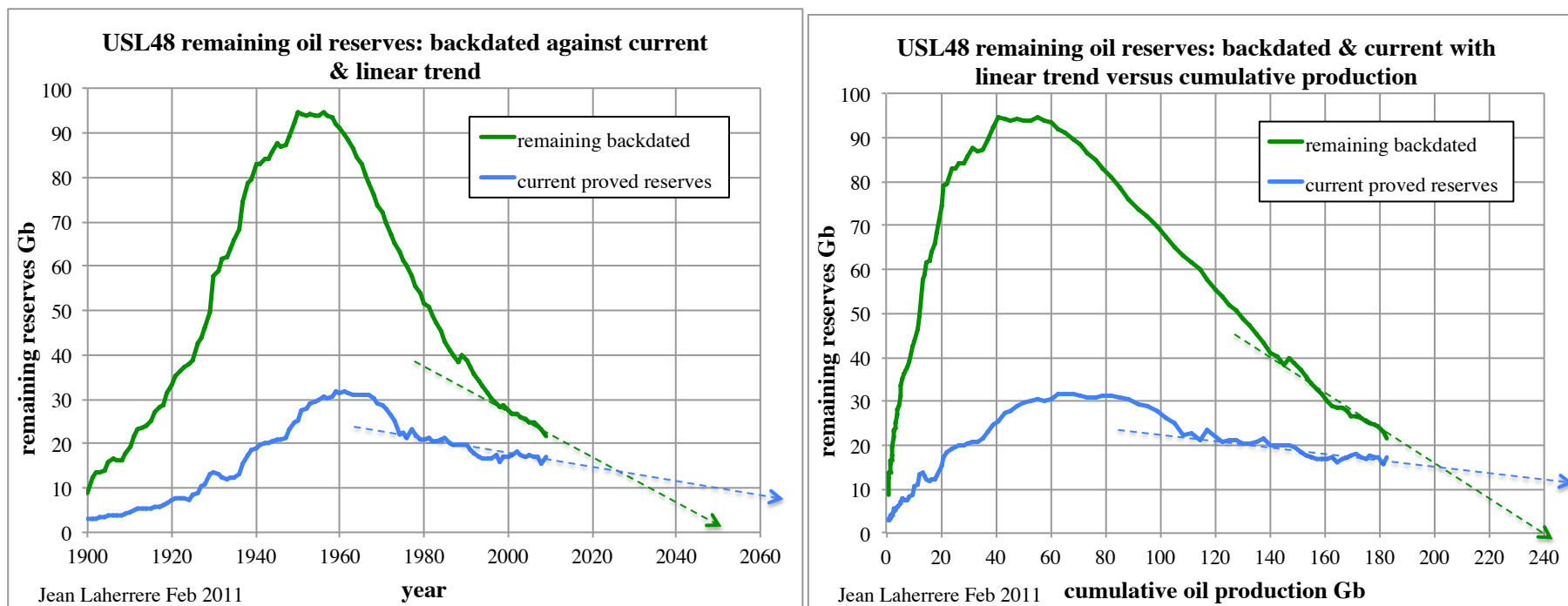


Même présentation pour l'USL48

L'extrapolation des réserves restantes tend vers 2050 pour les backdated et 240 Gb mais 2090 pour les courantes et 300 Gb. La différence est considérable.

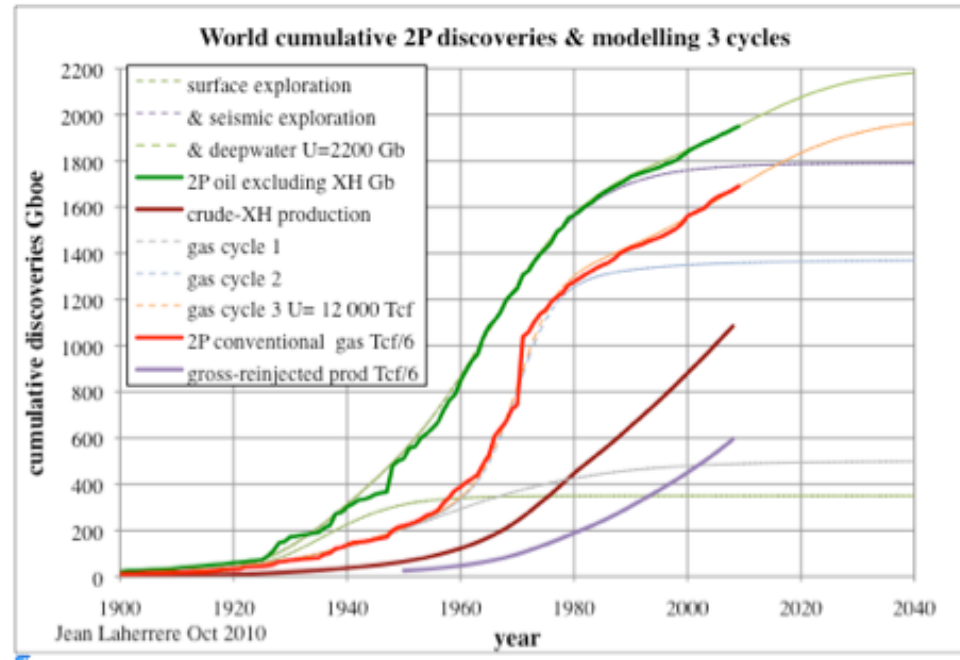
-Figure 66: USL48: courbe d'écrémage du pétrole d'après données EIA

-Figure 67: USL48: découverte cumulée de pétrole d'après données réserves backdated & courantes avec extrapolation linéaire sur les 10 dernières années



A partir de la base technique a octobre 2010, qui exclut les USL48 et Canada terrestre (appelé « non frontière »), corrige de 500 Gb (pour se ramener a 2P et exclure les EL) et des données 2P dits backdated de rapports USDOE et CAPP sur ce « non frontière », les découvertes mondiales cumulées du pétrole brut moins extra-lourd peuvent être modélisées avec 3 cycles (période exploration de surface, puis exploration sismique puis exploration eau profonde) avec un ultime de 2200 Gb.

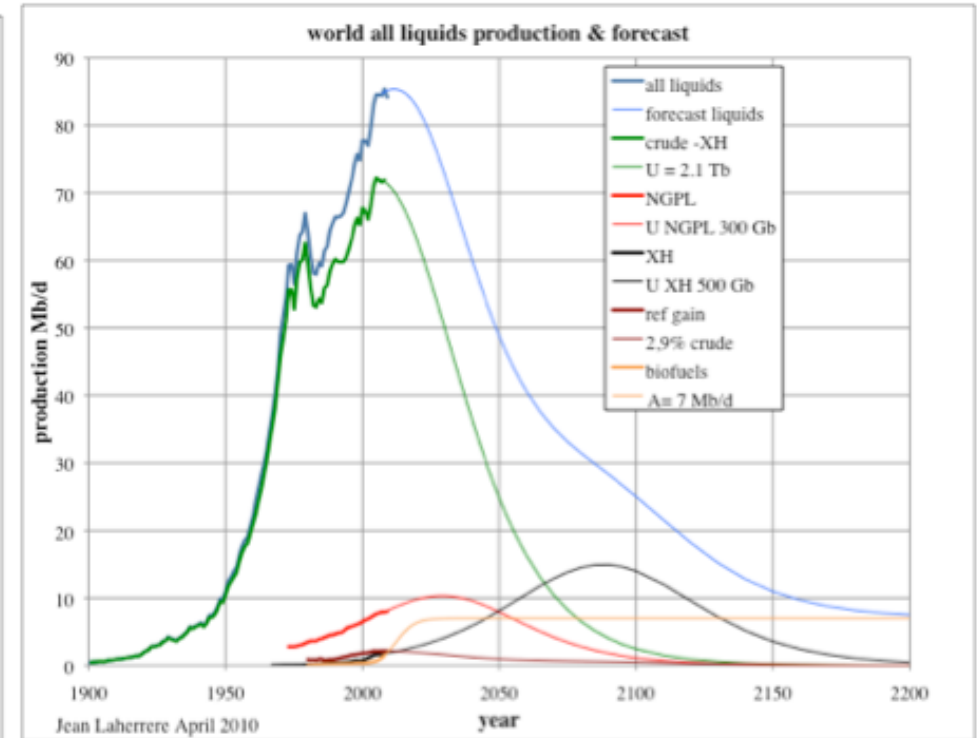
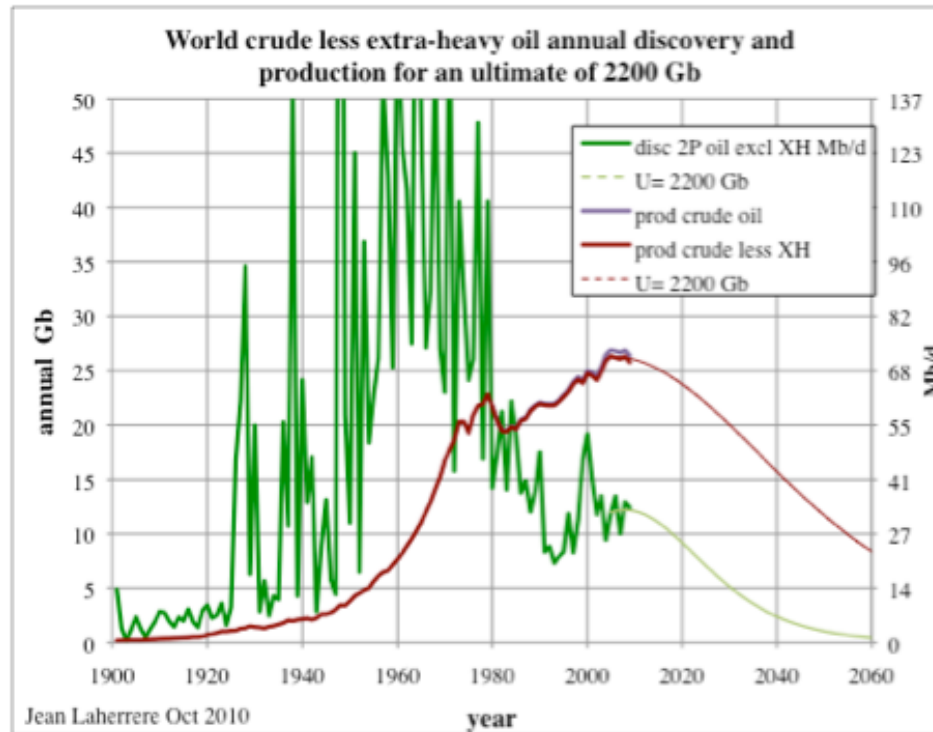
Figure 68: **monde: découverte et production cumulées de brut moins extra-lourd et prévisions pour un ultime de 2200 Gb**



Le pic pour le brut (excluant l'extra-lourd) correspond au plateau actuel qui existe depuis 2005

Figure 69: **monde**: découverte et production annuelles de **brut excluant extra-lourd** et prévisions pour un ultime de 2200 Gb

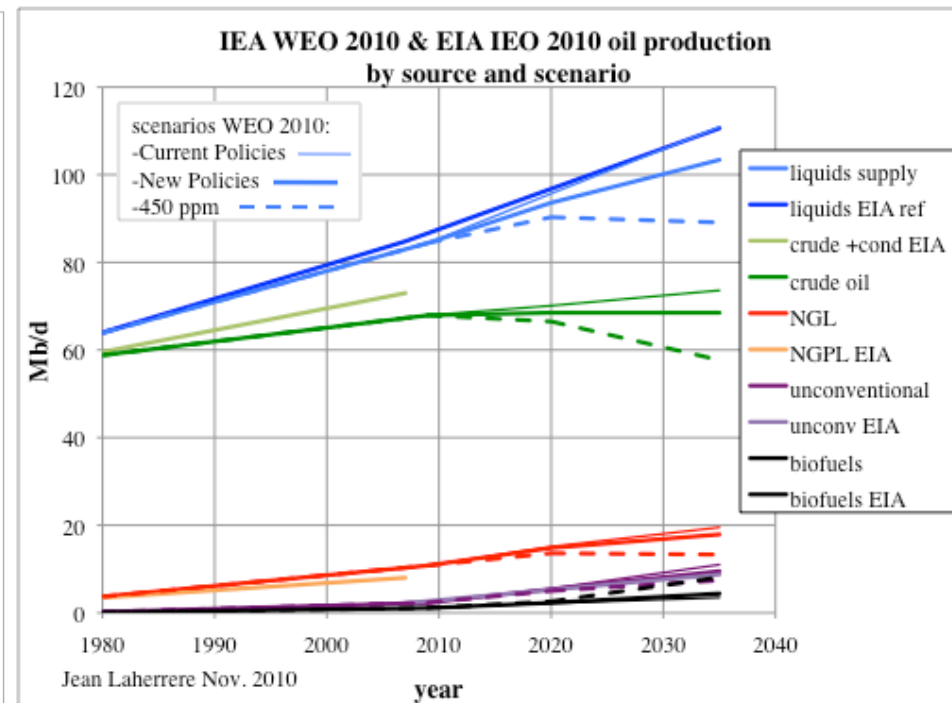
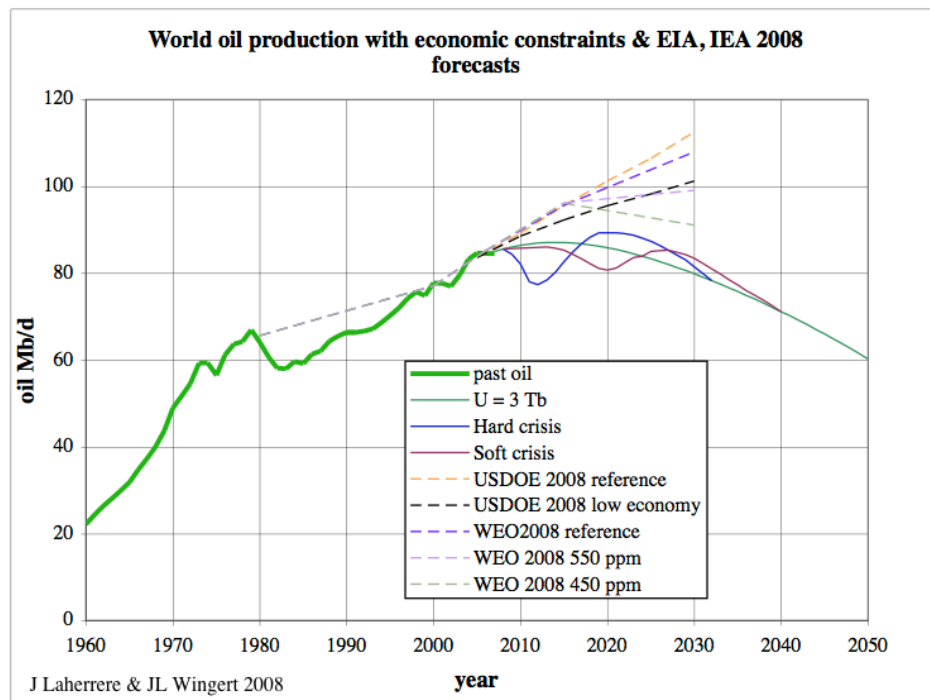
Figure 70: **monde**: production brut excluant XL & tous liquides et prévisions avec hypothèse : pas de contrainte *au dessus du sol*



L'ultime pour les tous liquides est plus difficile à estimer, il faut ajouter l'extra-lourd (500 Gb dont le pic dépend des investissements et des contraintes multiples), les liquides de gaz (300 Gb dont le pic correspond au pic de la production du gaz naturel); le gain de raffinerie (lié à la production de pétrole) et les biocarburants (pas de pic, mais une asymptote à 7 Mb/d, mais qui peut augmenter si la deuxième génération (cellulose) est un succès). La prévision en oubliant les contraintes au dessus du sol, montre un déclin démarrant vers 2020.

En introduisant des contraintes économiques avec JL Wingert à ASPO Barcelona 2008, nous avons obtenu un *bumpy plateau* = *plateau ondule*
 -Figure 71: **monde: production annuelle tous liquides (U = 3 Tb) avec contraintes économiques 1960-2050**

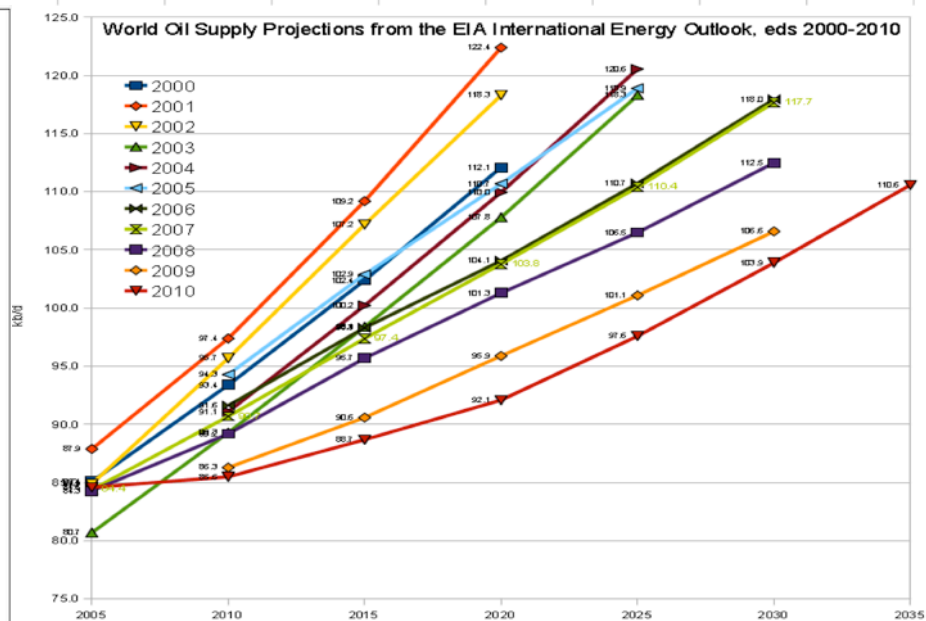
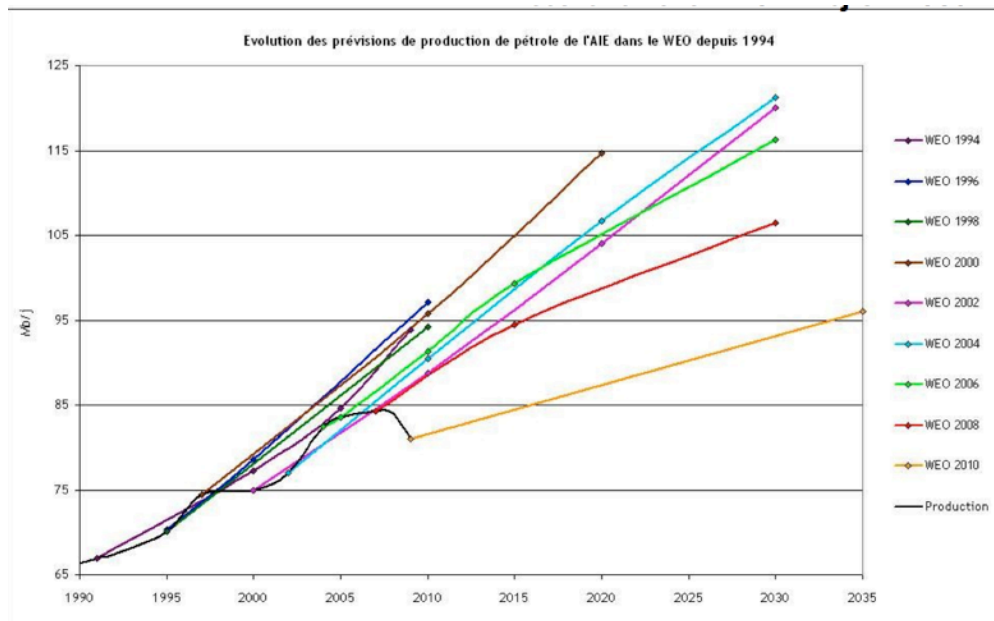
-Figure 72: **production mondiale de pétrole : scénarios AIE /WEO 2010 et
 USDOE/EIA/IEO 2010 référence**



Les prévisions officielles des agences AIE et USDOE/EIA qui veulent justifier la croissance future du « Business as Usual » montrent qu'elles sont depuis 1994 en baisse. Les prévisions d'ASPO étaient considérées comme pessimistes jusqu'au jour où en 2007 Ch. de Margerie a déclaré que les prévisions de l'AIE étaient irréalistes.

-Figure 73: évolution des prévisions de production mondiale de pétrole d'après AIE 1994 à 2010

-Figure 74: évolution des prévisions de production mondiale de pétrole d'après EIA 2000 à 2010



Cependant en 2009 Sweetnam de l'USDOE a montré que la demande ne pouvait être satisfaite qu'en faisant appel à des projets non identifiés représentant en 2035 60 Mb/d, à savoir que c'était un vœu pieux! Mais, après un interview par un journaliste français, Sweetnam a été muté à un poste où il ne peut plus parler et la prévision EIA IEO 2010 est repartie sans problème pour 2035.

-Figure 75: **prévisions de l'offre des liquides** d'après l'USDOE/EIA Sweetnam 2009

-Figure 76: **monde 1990-2035: production tous liquides AIE (WEO 2010) scénario New Policies** par type

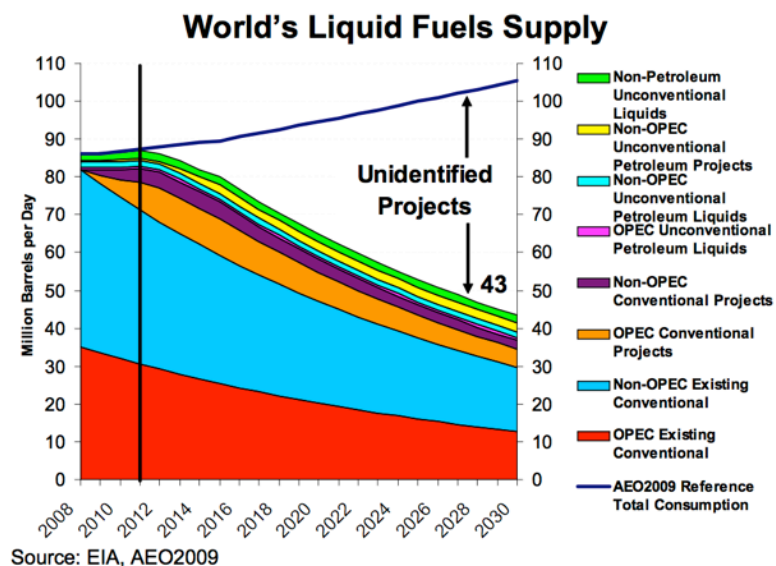
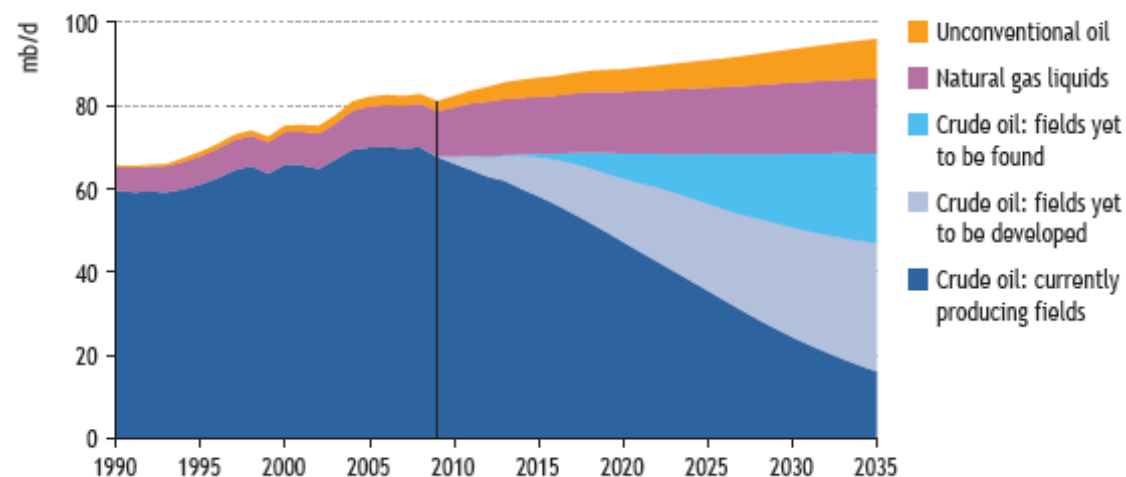


Figure 3.19 • World oil production by type in the New Policies Scenario



Les prévisions de l'AIE (WEO 2010) avec le nouveau scénario **New Policies** (en plus du vieux scénario Current Policies) montrent que la production mondiale pétrolière décline pour la partie Non OPEP et reste plate hors liquides des gaz et non-conventionnel, en faisant l'hypothèse (vœu pieux) que la production du pétrole actuellement non développé et du à découvrir compensera le déclin de les champs actuels! En 2035 ce à découvrir représente 20 Mb/d, soit à découvrir une nouvelle Arabie Saoudite et une nouvelle Russie! Ce n'est pas impossible, mais c'est fort peu probable!

Pour le scénario 450 ppm, l'AIE diminue simplement le à découvrir, correspondant en fait à une prévision plus réaliste!

Le non-conventionnel montre une augmentation jusqu'en 2035 qui est inférieure à la précision des prévisions !

L'AIE fait aussi l'hypothèse d'une croissance du PIB de 3,6% de 2008 à 2020 (4,4% de 2010 à 2015), c'est à dire que la crise est terminée pour longtemps = Business As Usual! *Tout va très bien Madame la Marquise!*

L'OPEP dans son World Oil Outlook 2009, admettant un tassement de la production conventionnelle, mais avec les autres « sources » on est à 106 Mb/d en 2030. Bien sur l'OPEP ne veut pas entendre parler de pic de pétrole, bien qu'un pic de production amènerait un prix plus élevé, sans avoir un pic des revenus! Mais l'OPEP ne veut pas casser la croissance de leurs acheteurs!

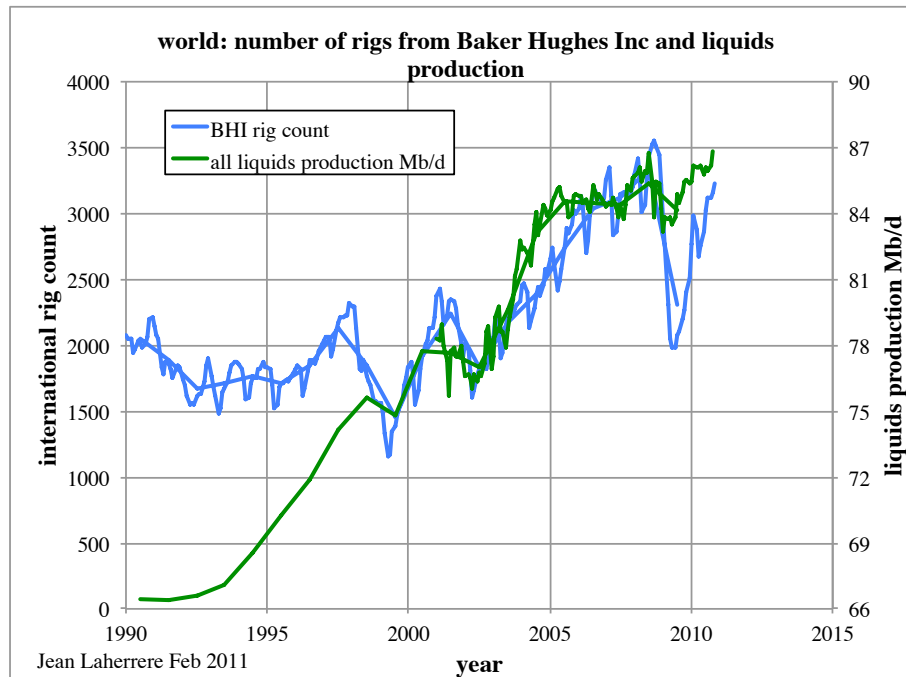
La notion de pic pétrolier mondial (sur 64 pays producteurs, 18 ont passé le pic) est acceptée par beaucoup dont AIE depuis peu (WEO 2010: le pic du brut a été passé en 2006 à 70 Mb/d (chiffres EIA brut + condensat = 73,72 Mb/d 2005 et 73,67 Mb/d 2008), mais le terme *peak oil* était absent dans WEO 2009!), Chevron, Shell, Total, Statoil, Deustch Bank, Toyota, Volvo, US Corps of Engineers, USDoD, US Joint Forces Command, l'armée allemande, Royaume-Uni, Suède, et récemment l'Union Européenne (G.Oettinger).

Les sceptiques sont : OPEP, EIA (hors Sweetman), CERA (CERA a refusé en 2007 un pari de 100 000 \$ avec ASPO USA sur leurs prévisions en 2017) et Exxon-Mobil!

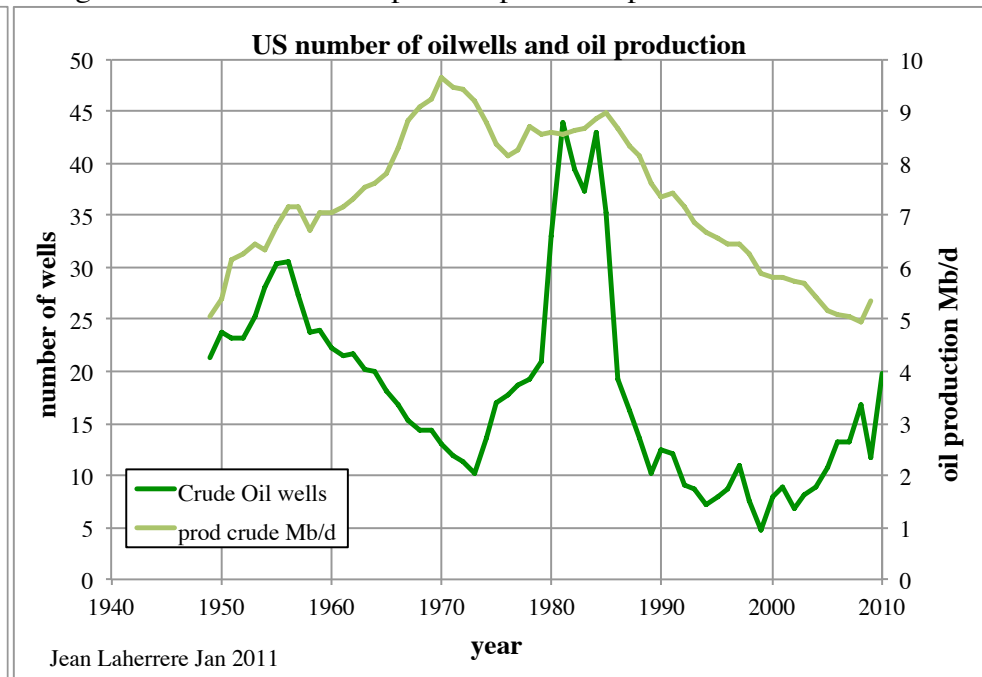
-Production pétrolière & activité de forage

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



-Figure 78: US: nombre de puits de pétrole et production annuelle



-2-5-Pétrole non conventionnel: schistes bitumineux et huile de schiste

- schistes bitumineux (oil shale)

Les schistes bitumineux (*oil shale*), ni schistes véritables, ni bitume, mais en fait des roche-mères contenant de la matière organique (kérogène) immature, qui n'a pas encore génère 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 1969 par extraction minière et cuisson pour pyrolyse (retorting). Le pic de production d'huile de schiste a été en 1950 à 25 kt/a (460 b/d) mais avec un déclin très rapide car la production n'était pas économique et arrêt définitif en 1969.

Les *schistes* estoniens sont brulés 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 de 2010 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 biens 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.

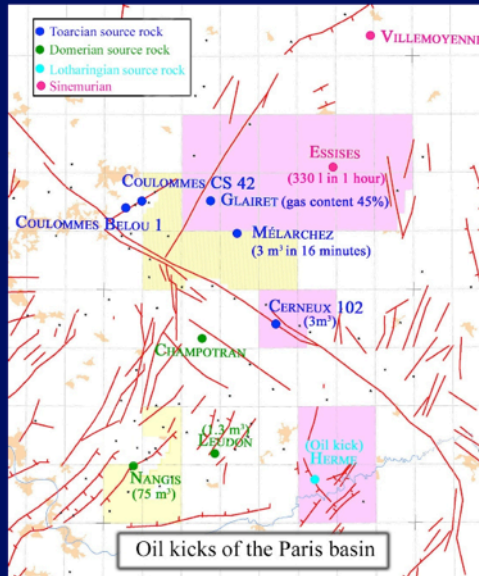
Toreador prétend que l'huile générée dans les schistes cartons du Bassin de Paris représente 95 Mb, dont 20 Gb a été expulsé (1,5 Gb découvert) et qu'il en **reste 75 Gb dans la roche-mère, dont 30 Gb sous les permis de Toreador.**

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

-Figure 79: **Bassin de Paris: projet shale oil de Toreador avec 75 Gb restant dans les schistes cartons**

-Figure 80: **comparaison des séries du bassin de Paris et du bassin de Williston (Bakken)**

STEP CHANGE: PARIS BASIN SHALE OIL



TOTAL GENERATED OIL VOLUME
FROM SOURCE ROCKS
IN BASIN
c. 95 BBO

TOTAL OIL VOLUME EXPELLED
FROM SOURCE ROCKS
c. 20 BBO

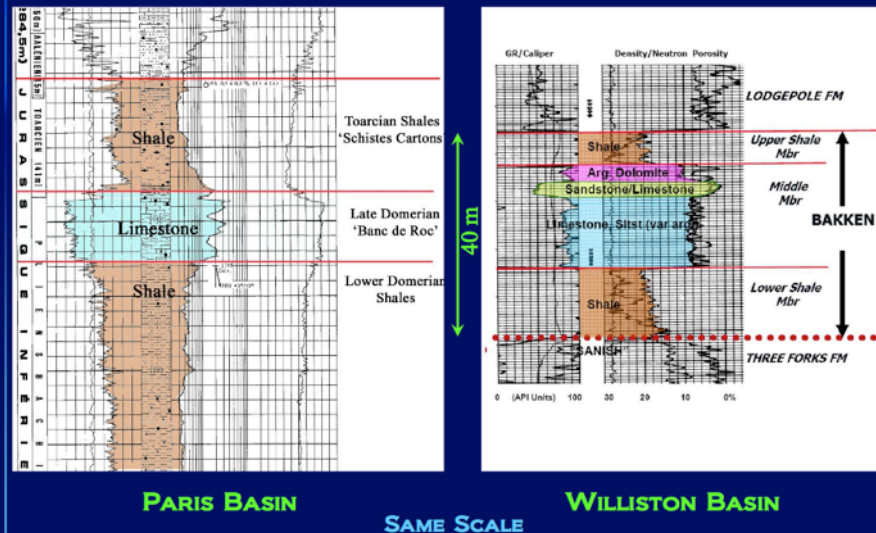
TOTAL OOIP DISCOVERED IN
BASIN
c. 1.5 BBO

TOTAL OIL VOLUME REMAINING IN
SOURCE ROCKS
c. 75 BBO

OIL VOLUME GENERATED FROM
SOURCE ROCKS ON
TOREADOR ACREAGE:
c. 30 BBO

18

STEP CHANGE: PARIS BASIN SHALE OIL

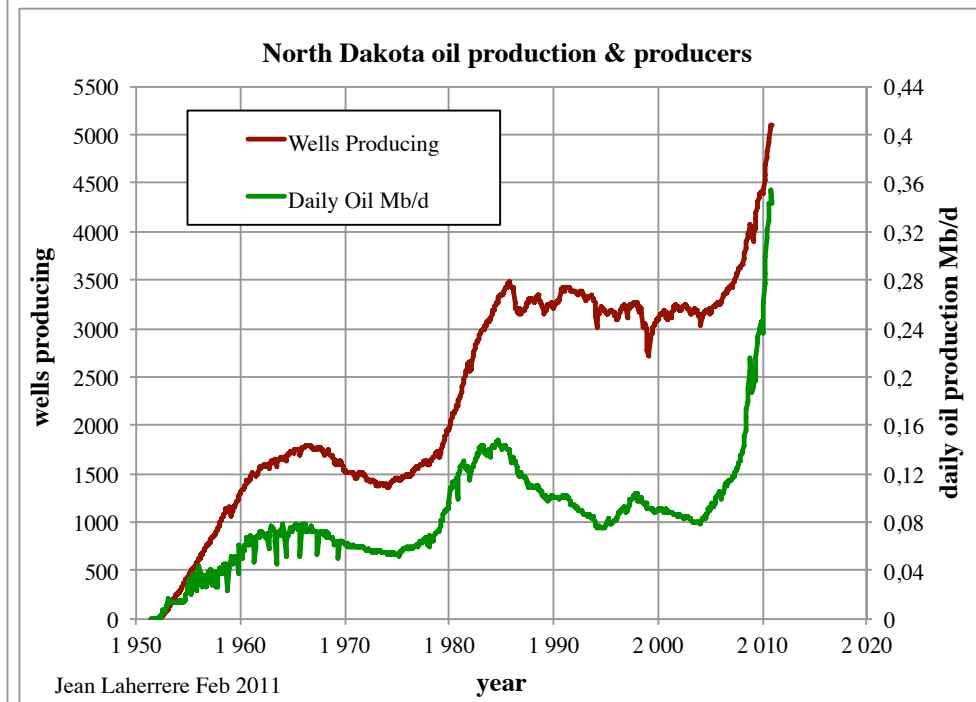
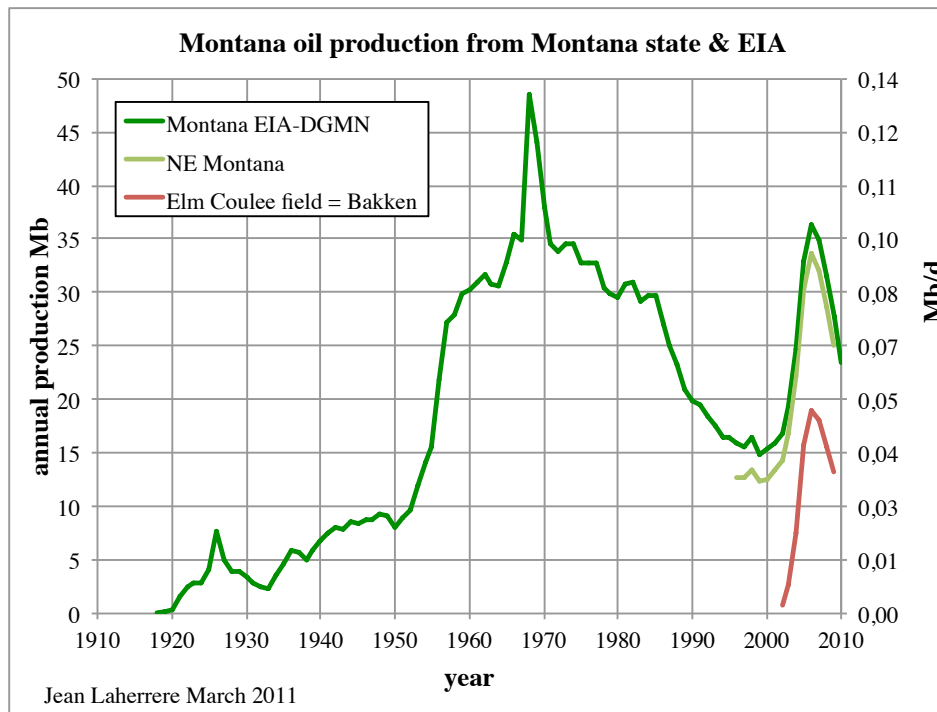


19

La production américaine de pétrole a augmenté grâce aux nombreux forages horizontaux notamment dans le bassin de Williston qui s'étend sur les Etats de Montana, North Dakota et au Canada au Saskatchewan et Manitoba .

La carte montre que l'activité se concentre sur les « sweets points » et une grande partie du bassin n'est pas forée. En fait les gisements sont des gisements stratigraphiques, non pas comme dans le shale gas la production dans les shales mais dans des réservoirs gréseux ou carbonates à l'intérieur de la roche-mère. Le titre de shale oil est donc trompeur, cherchant à montrer que ce pétrole non-conventionnel (?) existe sur tout le bassin. En fait, les gisements importants sont: Montana = Elm Coulee pic en 2006, North Dakota = Parshale pic en 2008, Saskatchewan = Viewfield, Manitoba = Daly. Sur ces gisements stratigraphiques dans une porosité de grès ou carbonates il n'est pas besoin nécessairement de puits horizontaux ni de fracturation si ce n'est pour accélérer la production, ce qui amène un déclin rapide.

-Figure 81: carte 2010 des productions dans le Bakken Bassin du Williston



La production de pétrole du Montana a déjà montré un pic aigu en 1968, il semble que celui de 2008 avec le Bakken sera aussi, surtout avec l'utilisation massive de puits horizontaux! Le déclin depuis 2008 est symétrique de la montée rapide depuis 2002.

La production de pétrole du North Dakota, où le nombre d'appareils de forage est passé de 15 en 2005 à 150 actuellement, vient de dépasser celle de l'Alaska et pourrait être aussi un pic de courte durée. Cette augmentation rapide loin des raffineries, non programmée et sans les oléoducs nécessaires a déséquilibré le prix du brut aux US où le WTI est 15 à 20\$/b moins cher que le Brent !

Wait and see

-2-6-Croissance des réserves:

-progrès technologique (puits horizontaux)

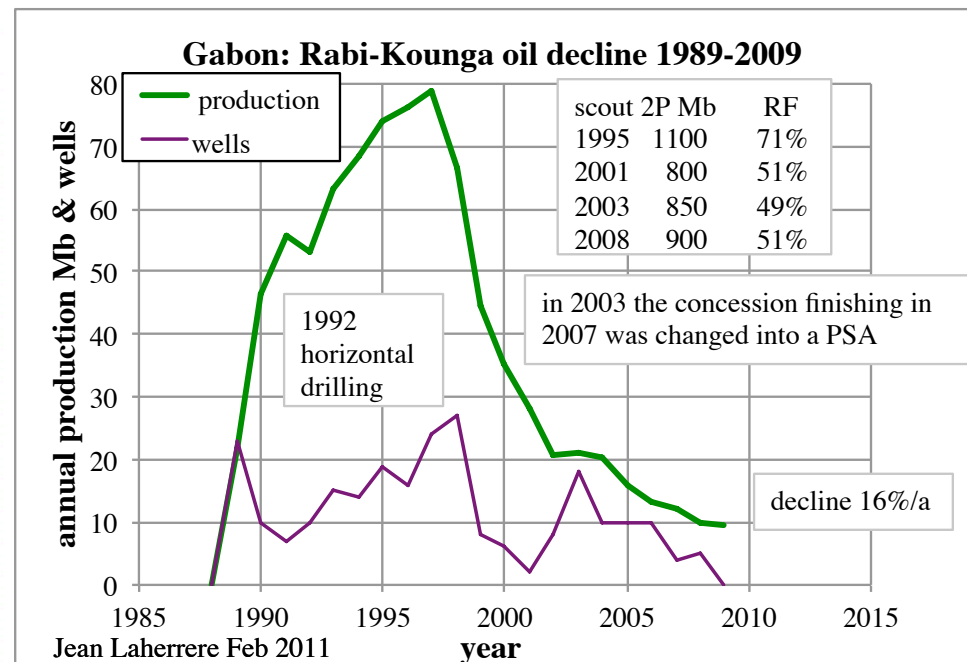
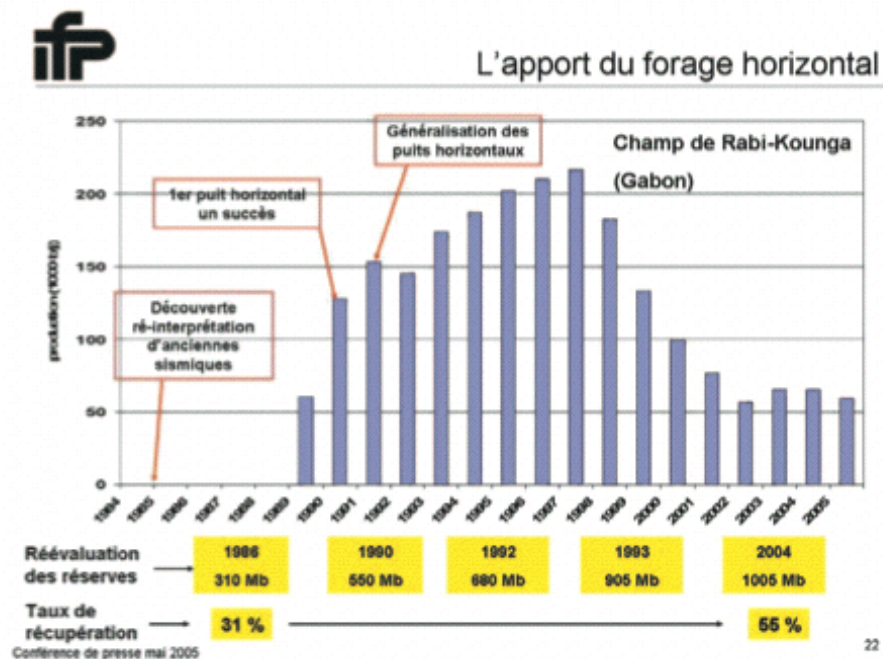
La présentation de l'IFP «Comment accroître et renouveler les réserves de pétrole et de gaz? -Avancées de la technologie et stratégie de recherche de l'IFP» Olivier Appert et al 31 mai 2005 vante les puits horizontaux pour accroître les réserves. Mais la technologie moderne (qui date de plus de 30 ans) est surtout utilisée comme les chalutiers pour extraire plus vite au détriment du futur.

Le champ de Rabi Kouna (le plus grand du Gabon) est montré comme augmentant son taux de récupération de 31% à 55% grâce aux puits horizontaux opérés par Shell. Qu'en est-il en 2011?

Les données techniques sont toutes autres le taux de récupération était estimé en 1995 (le forage horizontal a démarré en 1992) avec 1100 Mb de réserves, en 2010 le taux de récupération a été réduit à 51% avec des réserves de 900 Mb. Le taux de déclin depuis 1997 est de 16% par an. On retrouve la même surproduction grâce aux puits horizontaux sur le plus grand champ d'Oman Yibal, opéré aussi par Shell. Après un pic en 1996 le déclin a partir de 1998 a été de 18% par an et les réserves qui étaient de 2,33 Gb en 1999 ne sont plus qu'à 2,1 Gb en 2009 et en fait la production de pétrole n'est plus reporté depuis 2004 avec une production cumulée de 1,6 Gb, seule la production du gaz est donnée.

-Figure 84: «comment accroître les réserves» IFP 2005 forage horizontal = Rabi-Kounga

-Figure 85: Rabi-Kounga 1989-2009 : déclin et réserves



Le miracle que devait apporter le forage horizontal aux grands champs conventionnels comme Rabi-Kounga, Yibal n'a pas eu lieu. Produire plus vite n'apporte qu'un gain financier car les actionnaires veulent un gain immédiat, même si c'est au détriment du futur lointain (ils auront revendu avant). Cependant le forage horizontal et le fracking sont un apport important dans les gisements non conventionnels à faible perméabilité (réservoirs compacts) ou à fracturation verticale comme les calcaires d'Austin. C'est la globalisation le problème !

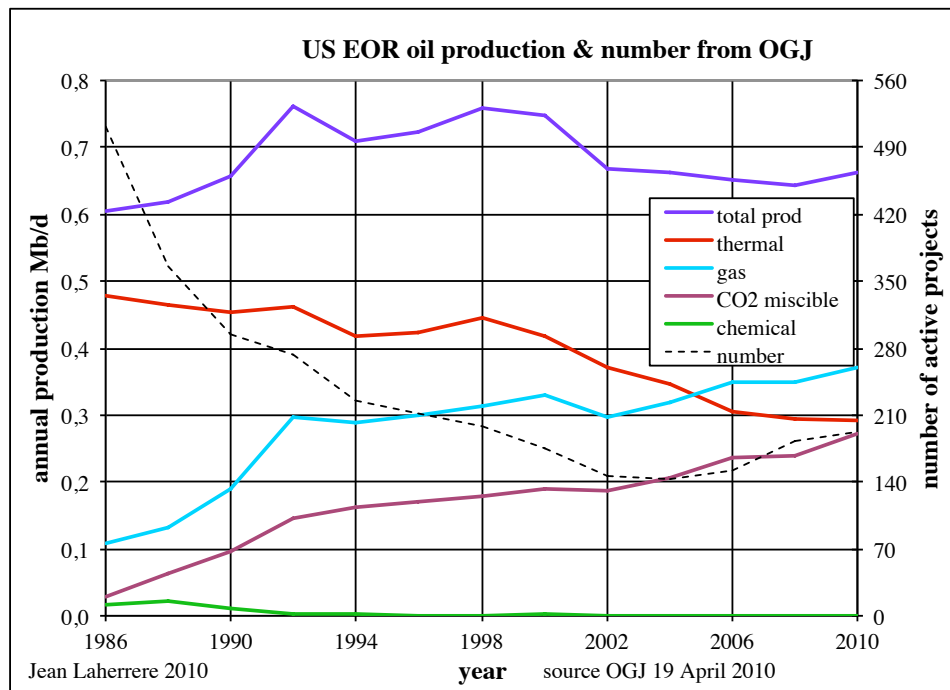
-EOR = Enhanced Oil Recovery

Les vendeurs de technologie vantent les mérites de l'EOR, qui recouvrent les techniques de la récupération tertiaire. La récupération primaire est de laisser le puits produire avec seulement une pompe, ma récupération secondaire est d'augmenter la pression du champ en injectant de l'eau dans le plan

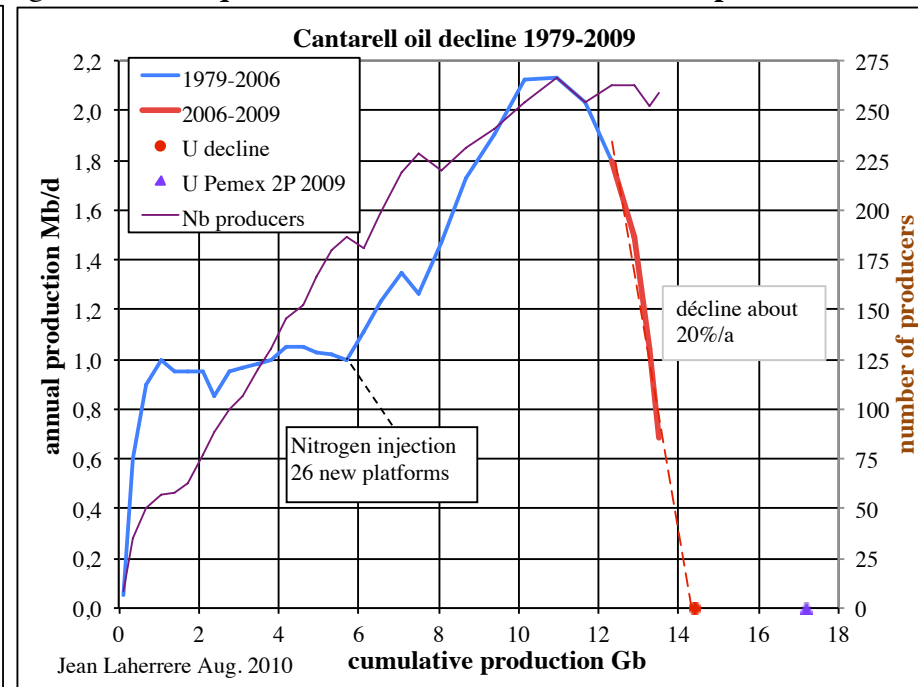
d'eau ou du gaz dans le chapeau de gaz. La récupération tertiaire consiste à changer les caractéristiques du fluide soit augmenter la fluidité du pétrole par la chaleur (vapeur), par les solvants avec du gaz miscible ou CO₂ ou les polymères.

Les EOR américains sont bien étudiés et depuis 1986 leur nombre (en pointillé) ont fortement diminué jusqu'en 2002 et la production (en violet) est restée aux alentours de 0,7 Mb/d c'est à dire beaucoup moins que les gains de raffinerie. Le thermique (vapeur) est en baisse et le gaz en augmentation ! L'injection d'azote (coût 6 G\$) dans le champ offshore de Cantarell au Mexique n'a pas apporté d'augmentation de la récupération : on a produit plus vite et le déclin a été sévère. La production ultime semble être moins de 15 Gb contre plus de 17 Gb espérée par Pemex en 2009

-Figure 86: US EOR : production & nombre de projets



-Figure 87: Mexique : Cantarell: déclin et nombre de producteurs



-production d'eau

Le pourcentage d'eau produit lors de l'extraction du pétrole est considérable : le monde produit 3 fois plus d'eau que de pétrole. Le pourcentage d'eau est donc de 75% pour le monde, mais 88% aux US, 51% pour Total et 10% pour Abu Dhabi (Benezit 2011)

L'eau consommé par unité d'énergie est en litre par GJ de combustible:

Huile traditionnelle	50
Sables bitumineux	1000
EOR	5000

Ethanol maïs 55 000
 Biodiesel soja 160 000

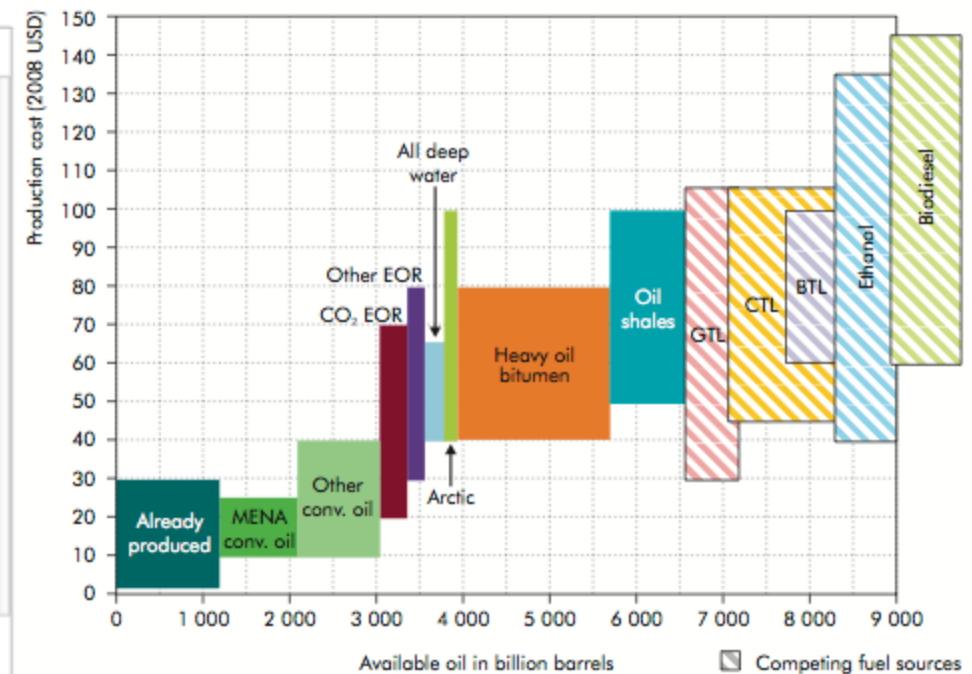
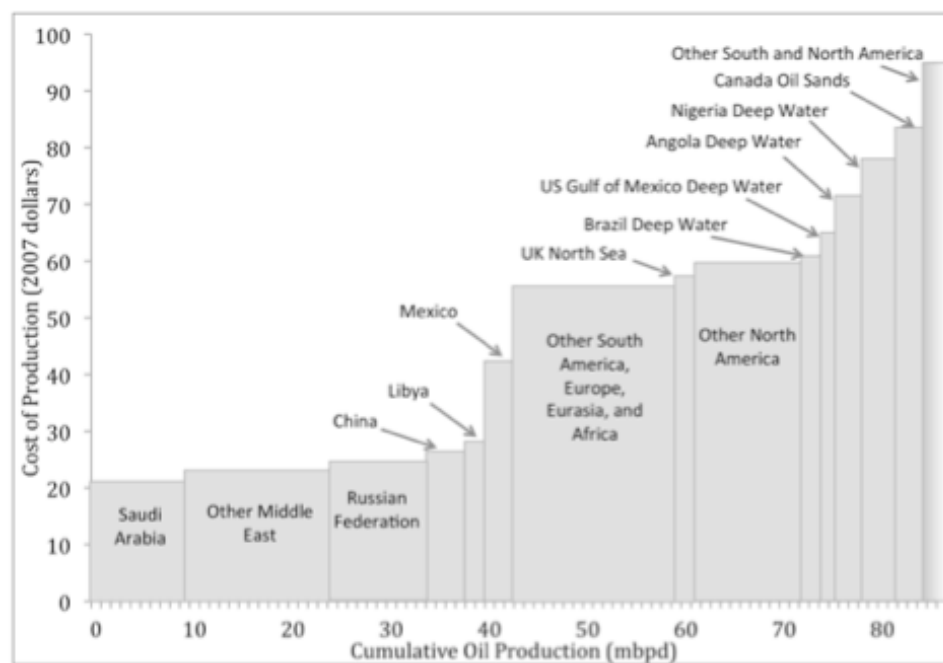
-2-7-coût et prix

-coût en fonction de la production ou des ressources

Le coût de la production en 2007 a été analysé par CERA et le graphique du coût par région en fonction de la production en Mb/d

-Figure 88: coût de production en \$2007/b suivant les régions et la production en 2007 d'après CERA

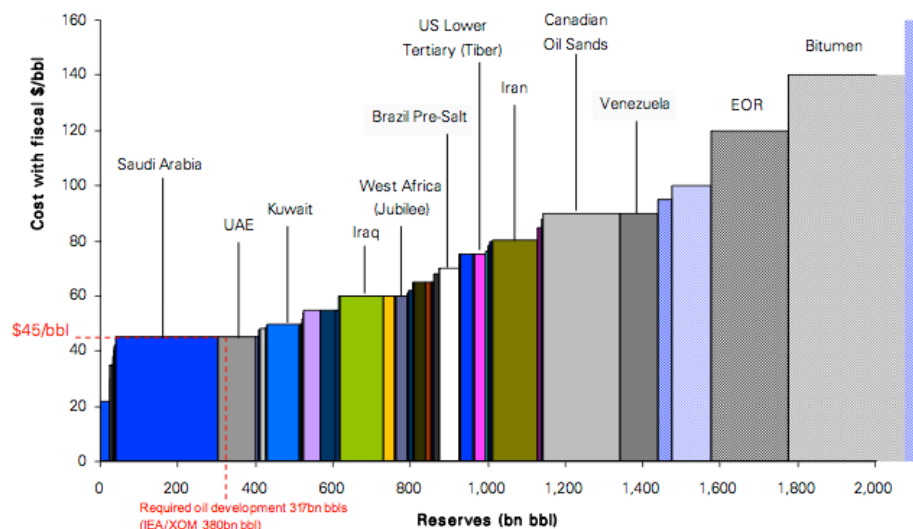
-Figure 89: coût de production en fonction des ressources AIE WEO 2010



Les organismes officiels aiment bien donner un graphique coût des types de pétrole et ressources, sans bien définir les termes et les modes de calcul. L'AIE affiche 9000 Gb de ressources quand Total se contente de 3000 Gb de réserves et la Deutsche Bank de 2200 Gb. L'AIE en 2010 pense que tout est productible dans les réserves fossiles quand le baril dépasse 110 \$/b; mais les biocarburants (non présentés en 2008) ont une fourchette beaucoup plus large! Les ressources oil shales et gas-to-liquid ont diminué par rapport à 2008.

-Figure 90: coût de production en fonction des réserves Deustch Bank 2009

Figure 23: Cost curve of future oil supply, assuming open access – available reserves at a given level of oil price



Source: IEA, Deutsche Bank

-Figure 91: coût de production en fonction des réserves Total 2010

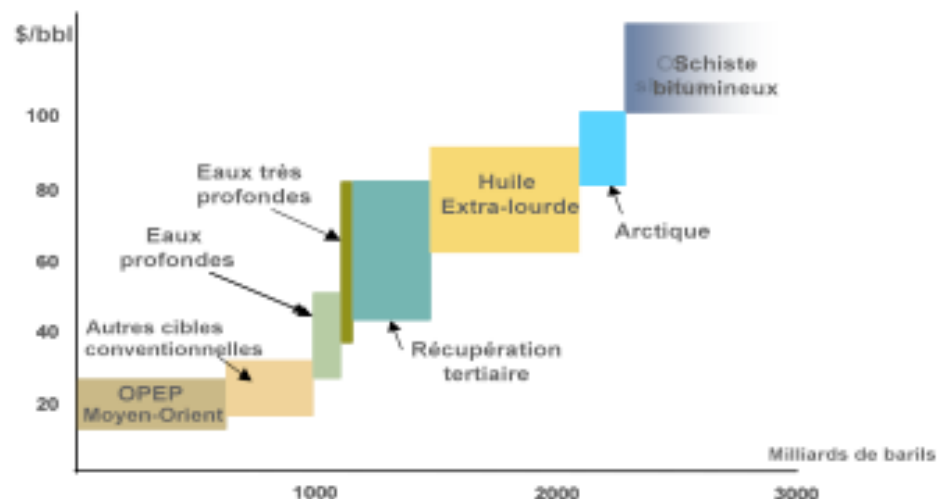


Figure 18 - Production costs, reserves and economic thresholds (Total document).

Il s'avère que la fourchette des coûts est considérable: Arabie Saoudite à 20 \$/b pour l'AIE, à 45 \$/b pour la DB; schistes bitumineux à 50 \$/b pour l'AIE, à 100 \$/b pour Total; bitume à 140 \$/b pour la DB.

Cela montre que les estimations sont très peu fiables!

De plus ces évaluations ignorent complètement le bilan énergétique, à savoir le rapport énergie récupérée sur investie.

USDOE/EIA calcule le cout de découverte à partir des rapports financiers d'un certain nombre de compagnies. Ces couts sont financiers (avec 2 décimales !) en \$/bep sont pour l'addition des réserves 2007-2009 : monde = 18,31; CEI, = 13,92; Afrique = 35,01 ; MO = 6,99 ; US offshore = 41,51 ; US onshore = 18,65 ; Europe = 42,32 ; Canada = 12,07. Ils calculent aussi un cout d'enlèvement de 11,51 \$/bep. Ces couts ignorent un certain nombre de domaines, notamment administration et ne représentent pas la réalité..

-prix du brut et valeur du dollar

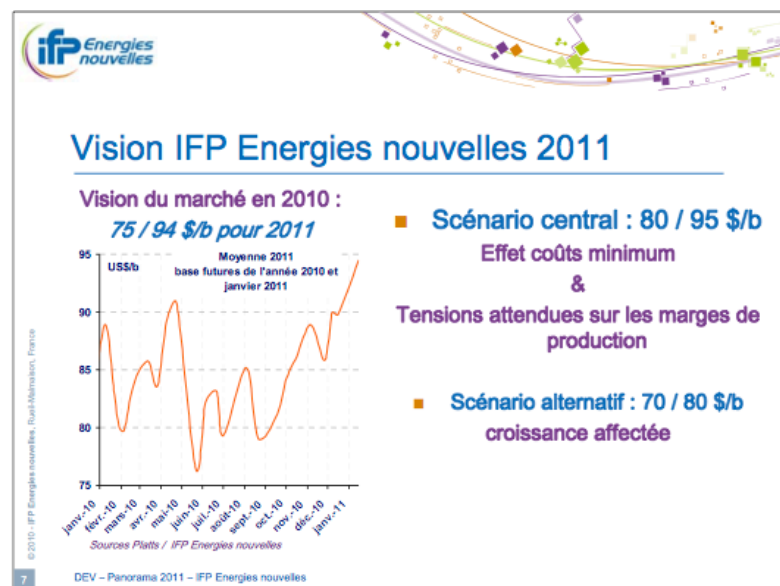
Les prévisions du prix du brut par les organismes officiels (USDOE et AIE) ont été dans le passe toujours faux et de mon coté je me suis toujours refusé à faire des prévisions chiffrées sauf qualitative avec l'article avec Colin Campbell « La fin du pétrole bon marché » Pour La Science Mai 1998,

alors que le baril était à 13 \$/b! Le prix du baril est le résultat de la perception pour le acheteur de ce que sera le marché futur, et le comportement humain est plutôt irrationnel.

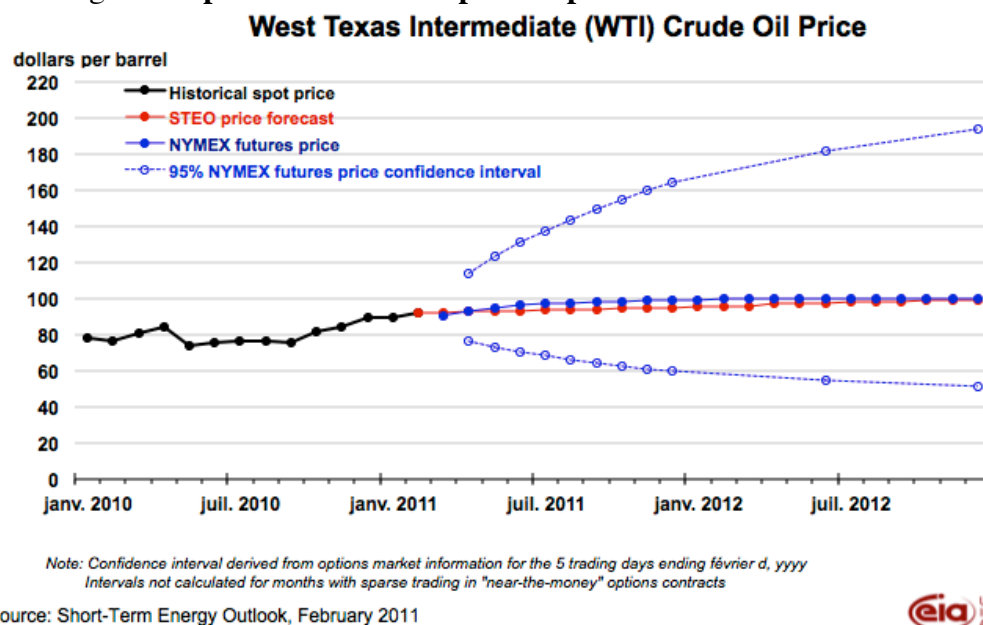
Les dernières prévisions de prix: IFP Energies Nouvelles Panorama 27 Jan 2011 O.Appert = 75/94 \$/b pour 2011 !

L'IFP prudemment copie l'USDOE/EIA mais EIA affiche une large fourchette a fin 2011 de 60 a 165 \$/b

-Figure 92: **prévisions du prix du pétrole en 2011 par IFP Panorama 2011**



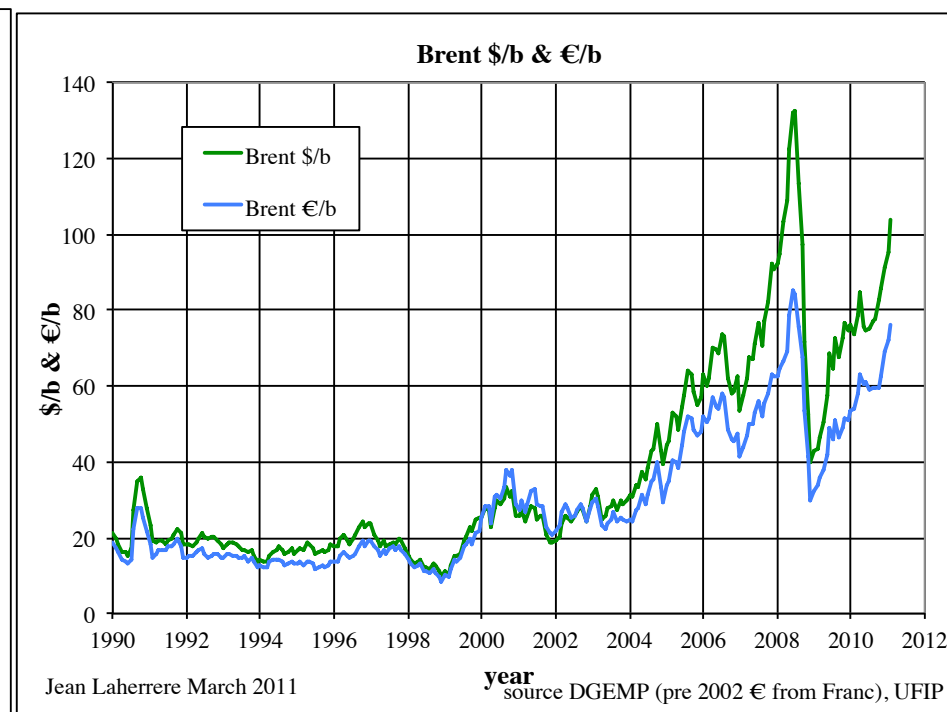
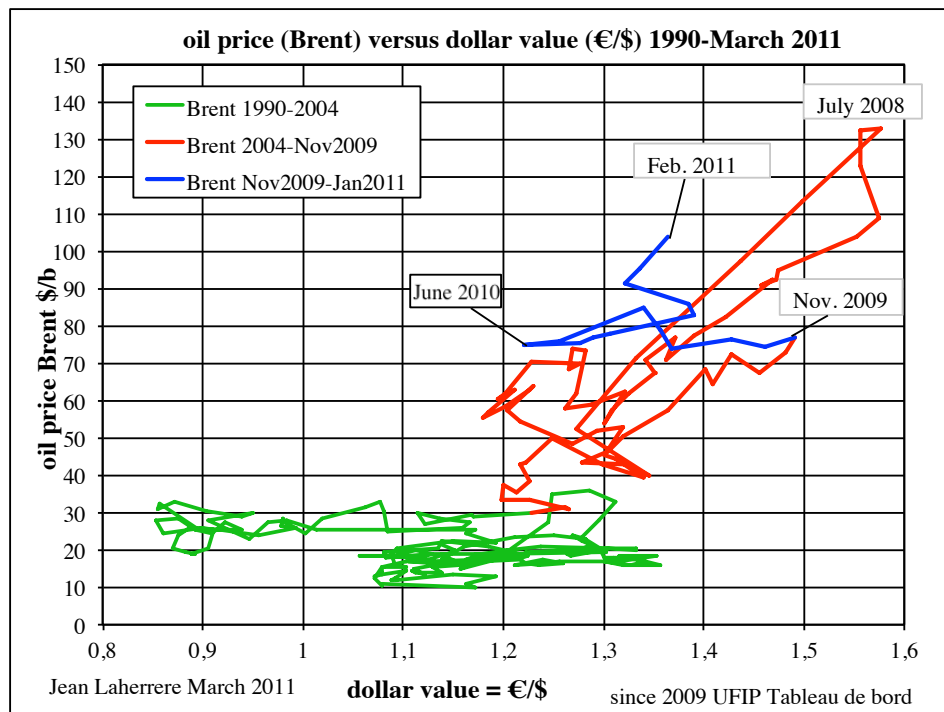
-Figure 93: **prévisions EIA du prix du pétrole 2011-2012**



Il apparaît que la valeur du dollar est un facteur qui est intervenu de 2004 à 2009 quand on regarde le graphique du prix du Brent (en fait maintenant un mélange d'autres champs car le champ de Brent est pratiquement épuisé) en fonction de la valeur du dollar exprimé par le ratio €/\$. De 1990 à 2004 la valeur du dollar n'a aucun effet sur le prix du brut, mais de 2004 à Novembre 2009 (courbe en rouge) le prix du brut augmente avec la baisse du dollar avec le pic à 147 \$/b en Juillet 2008 (les Chinois faisant le plein pour les JO de Pékin) alors que l'euro était à 1,6 \$. Mais depuis novembre 2009 à décembre 2010, la valeur du dollar a peu d'impact.

-Figure 94: **prix du brut (Brent) en fonction de la valeur du dollar (€/€)**

-Figure 95: **prix du brut (Brent) en \$/b & €/b**



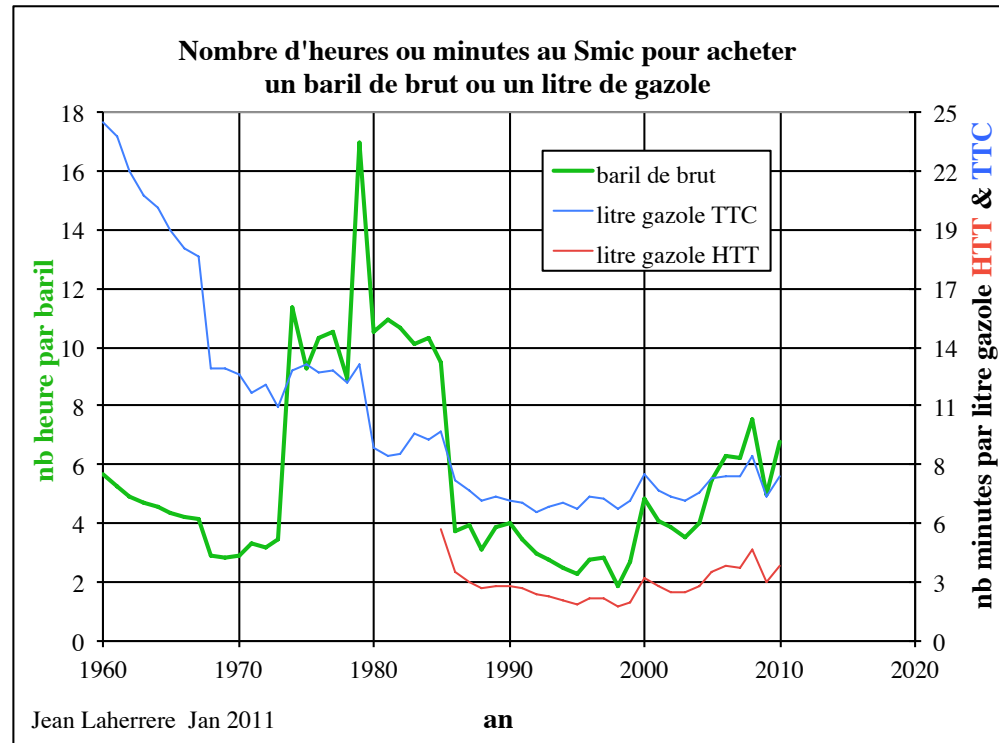
Il est difficile de faire des prévisions sur la valeur du dollar par rapport à l'euro, car l'endettement des US et celle de l'Europe

-prix du brut

Le prix du brut est donné par BP Statistical Review en \$/b depuis 1861 en monnaie courante et en dollar de l'année. Le brut valait en 1861 0,49 \$/b soit 12 \$2009/b, mais 110 \$2009/b en 1863, 30 \$2009/b en 1900, 9 \$2009/b en 1931, 96 \$2009/b en 1980 et 97 \$2009/b en 2008. Toutefois l'huile de baleine (pour l'éclairage) valait en 1804 80 \$/b soit 1200 \$2009/b (déflateur Université Oregon), en 1865 156 \$/b soit 1800 \$2009/b. Mais le calcul en dollar de ce jour dépend du calcul très manipulé de l'inflation. Il est préférable de se ramener au temps qu'il faut travailler au SMIC pour acheter un baril de brut ou un litre de gazole.

Il fallait travailler au SMIC pour acheter un baril de brut 6 heures en 1960, 17 heures en 1979, 2 heures en 1998 et 7 heures en 2010. Pour acheter un litre de gazole TTC, il fallait travailler 24 minutes en 1960, 13 minutes en 1979, 6 minutes en 1998 et 8 minutes en 2010, c'est à dire 3 fois moins qu'en 1960. La perception que le gazole est très cher par rapport au passé d'une génération est donc erronée. Le gazole n'a augmenté que depuis 1991.

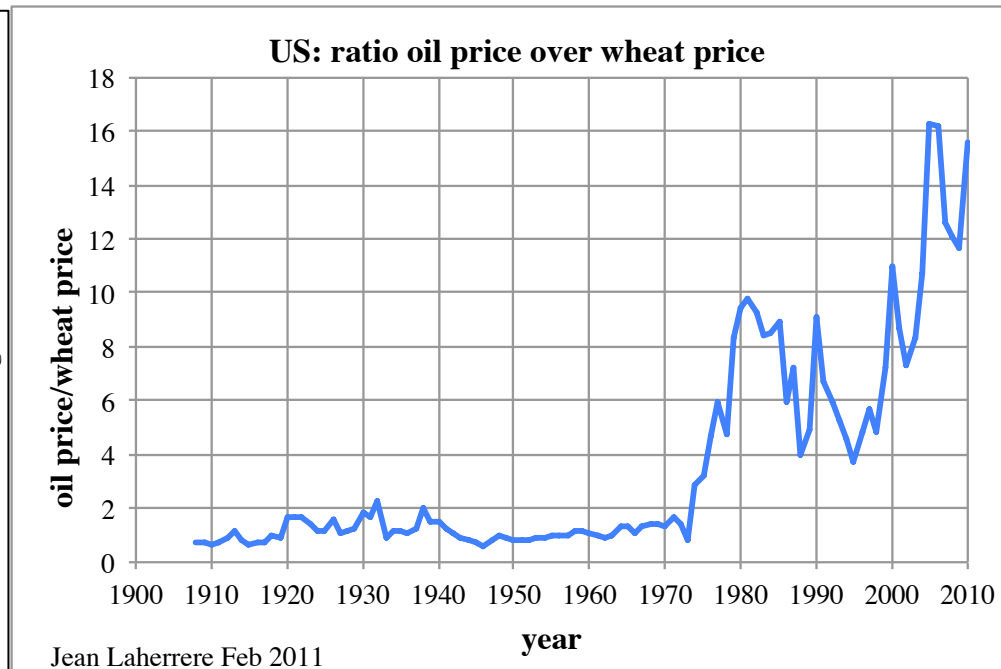
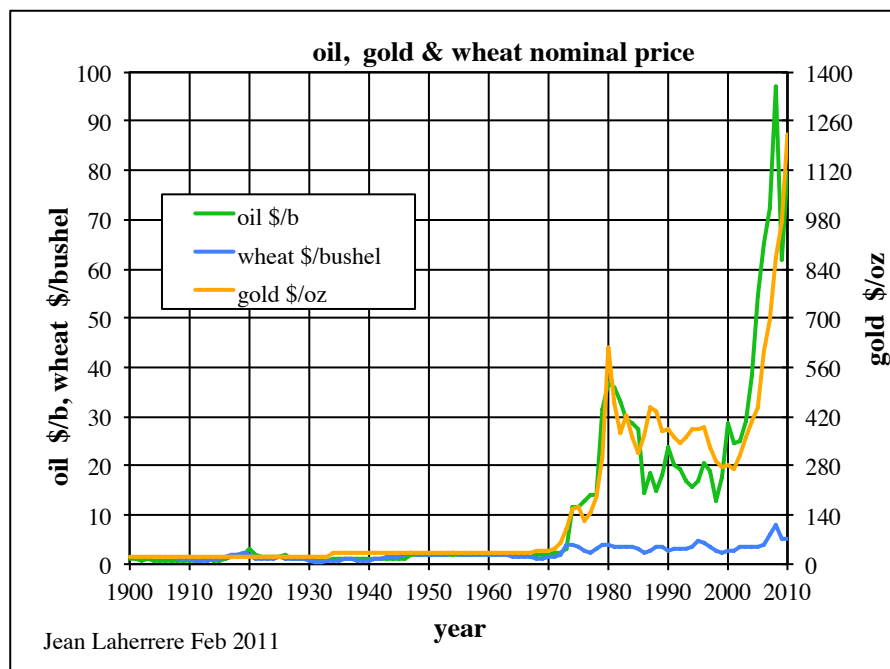
-Figure 96: nombre d'heures ou de minutes qu'il faut travailler au SMIC pour acheter un baril de brut ou un litre de gazole



Il est intéressant de comparer aux US le prix du pétrole et de l'or : on constate que depuis 1900, ils ont varié de concert (ratio proche de 14), par contre le blé qui, avant le choc pétrolier de 1973 avait un « bushel » au prix du baril, valait **15 fois moins en 2010**. Ce n'est pas normal car l'agriculture est en fait un moyen de transformer le pétrole via engrais, pesticides, irrigation et tracteurs) en alimentation. Cette baisse est due à l'augmentation de la productivité et la baisse du nombre d'agriculteurs.

-Figure 97: US: **prix du pétrole, du blé et de l'or**

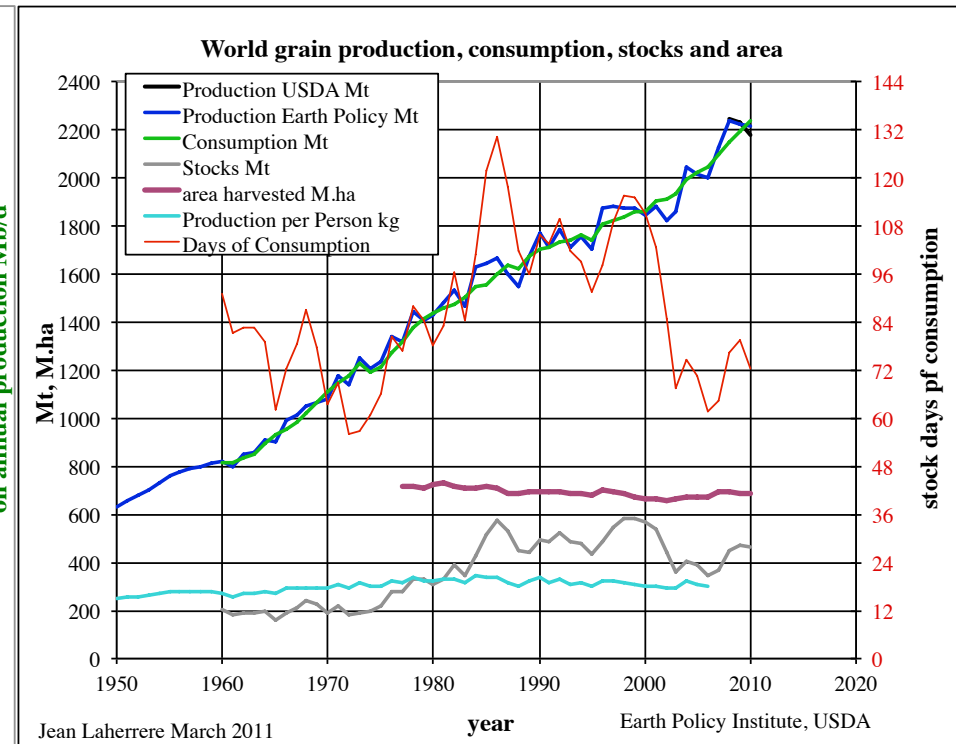
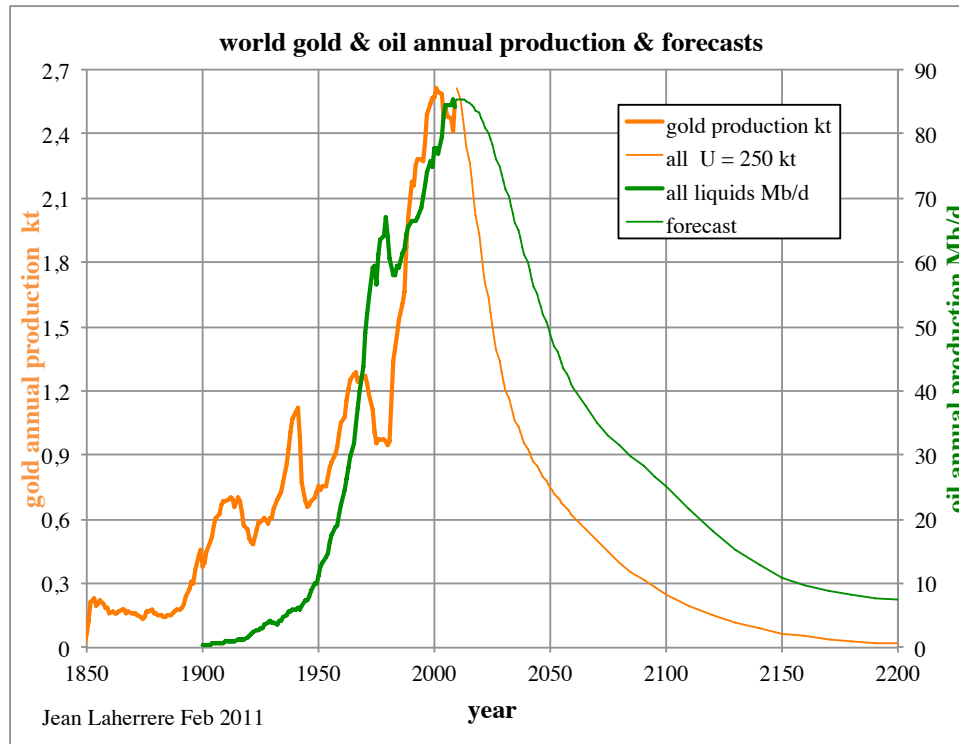
-Figure 98: ratio **prix du pétrole, sur prix du blé**



La production de l'or a sans doute passé le pic en 2000 et son déclin (basé sur les estimations de réserves de l'USGS) est très parallèle à celui du pétrole mais en avance d'une décennie ou deux. La production de céréales continue à monter, mais la surface cultivable ne change guère, c'est le rendement qui est passé de 1,3 t/ha à 3,2 t/ha en 2010. Mais les stocks sont passés de 130 jours en 1985 à 72 en 2010.

-Figure 99: Monde : **production du pétrole et de l'or**

-Figure 100: Monde : **production de céréales**



-prix des carburants

Le grand problème de pays producteurs de l'OPEP est que le prix des carburants est fortement subventionné pour apaiser la population devant les profits énormes de ces pays. La consommation intérieure est considérable et avec l'augmentation de la population, les exportations diminuent, menaçant les finances des Etats.

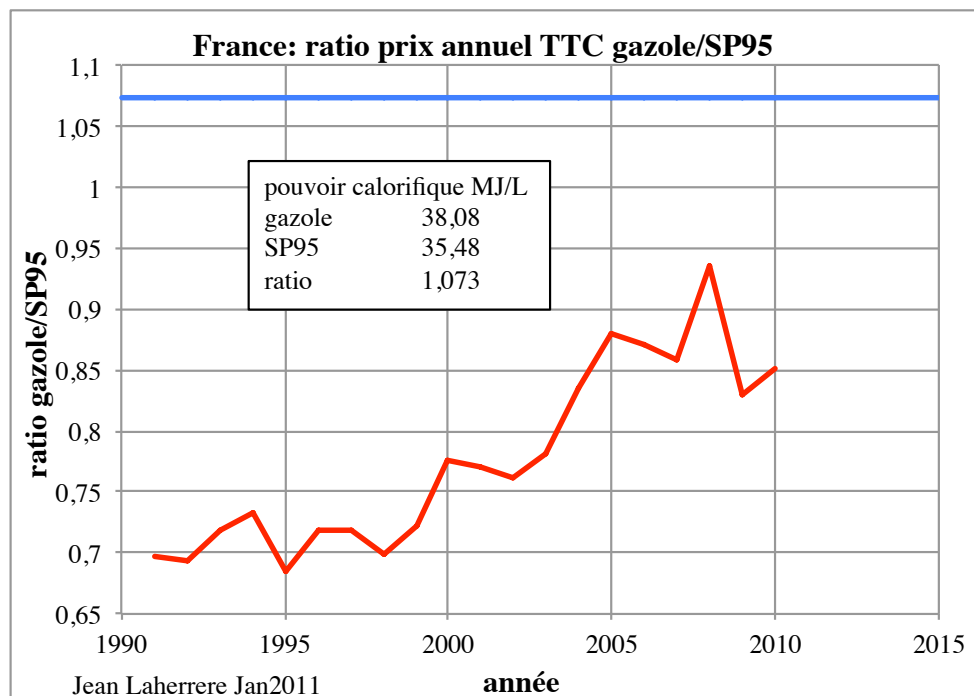
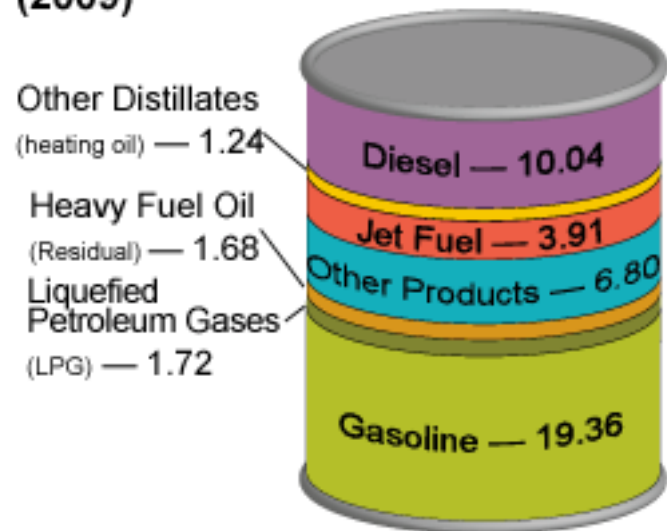
Ainsi en Novembre 2008 le prix de l'essence en \$/L était de 0,02 au Venezuela, 0,10 en Iran, 0,14 en Libye, 0,16 en Arabie Saoudite, 0,24 au Koweït, 0,45 a Abu Dhabi, 0,56 aux US, 0,74 en Australie, 0,76 Canada, 0,95 en Chine, 1,23 en Espagne, 1,37 en Italie, 1,52 en France, 1,56 en Allemagne, 1,68 aux Pays Bas, 1,87 en Turquie, 1,95 a Hong Kong: la fourchette est donc de 1 à 100.

Les raffineries sont construites pour produire un certain pourcentage d'essence (C54 à C12) $\approx 44\%$ et de gazole (C15 à C19) $\approx 25\%$ en fonction du brut raffiné en France; et essence = 46% et diesel = 24 % aux US

-Figure 101: US : produit à partir d'un baril en raffinerie

-Figure 102: France : ratio du prix annuel TTC gazole/SP95

Products Made from a Barrel of Crude Oil (Gallons) (2009)



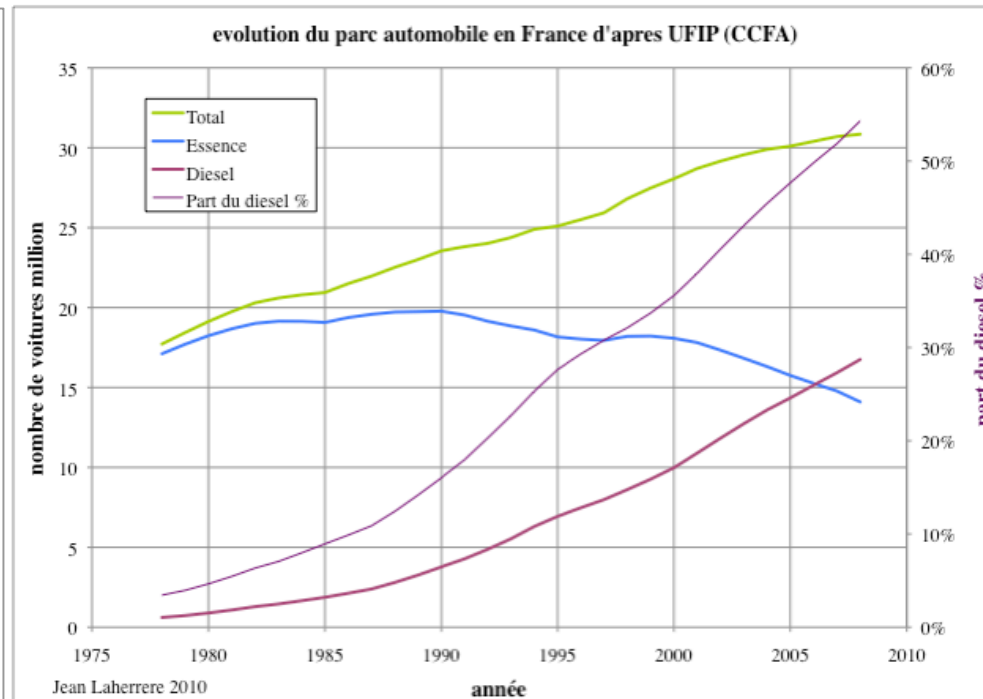
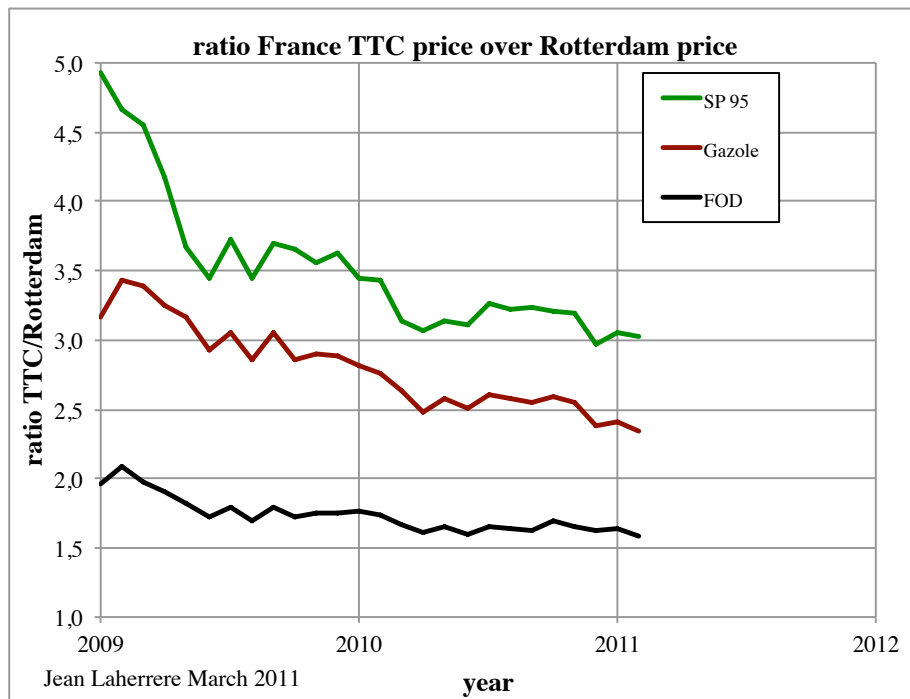
Le gazole est plus lourd que l'essence et donc plus énergétique au litre avec 38,08 MJ/L contre 35,48 MJ/L, **soit 7,3 % plus**. Le gazole devrait être vendu plus cher que l'essence: c'est le cas des US, de la Suisse et du Royaume Uni, mais pas de la France à cause du lobby routier qui a paralysé les transports dans le passé. C'est une grave erreur, et un manquement flagrant au principe d'égalité si cher aux Français, qui conduit la France à importer du gazole de la Russie et d'exporter à perte de l'essence aux US et à fermer des raffineries (Dunkerque). Le ratio du prix annuel TTC gazole sur essence était de 0,7 en 1990, il a augmenté, avec raison, à 0,94 en 2008, mais il recule, à tort, en 2010 à 0,85 au lieu d'être à 1,07.

Personne en France n'aborde ce sujet d'inégalité des taxes sur le gazole de peur de fâcher les routiers et nos constructeurs nationaux de voitures diesel. Pourtant la pollution des nanoparticules des voitures diesel est plus préoccupante (on ne sait pas la mesurer, ni la filtrer, ni ses effets sur les poumons) que le CO₂. A la retraite, j'ai quitté la région parisienne pour la campagne, pour éviter la pollution des diesels.

Le diesel devrait être vendue plus cher que l'essence comme il en est en Suisse et au Royaume-Uni

-Figure 103: **ratio prix France/Rotterdam pour essence et diesel**

-Figure 104: **parc automobile en France**



Le grand problème du raffinage en France est qu'il produit trop d'essence (vendu aux US) et pas assez de diesel (importe de la Russie) à cause de l'avantage fiscal donné au diesel: ou est l'égalité chère aux français?

Les grévistes CGT arrêtent les raffineries, mais trainent Total devant les tribunaux pour rouvrir la raffinerie de Dunkerque, qui n'est plus rentable, car il y a trop de diesel et pas assez d'essence.

Seules le RU et l'Estonie vendent le gazole plus cher que l'essence, mais pas encore à l'égalité énergétique qui est 1,073

En Europe les prix de l'essence et du gazole varient

Eurostat Dec 2010	€/L essence	€/L gazole	gazole/essence
Royaume-Uni	1,44	1,49	1,03
Estonie	1,16	1,18	1,02
Lettonie	1,13	1,13	1
Chypre	1,1	1,1	1
Bulgarie	1,09	1,07	0,98
Roumanie	1,13	1,11	0,98
République tchèque	1,3	1,26	0,97
Hongrie	1,28	1,23	0,97
Slovénie	1,25	1,2	0,96
Irlande	1,32	1,26	0,96

Pologne	1,18	1,13	0,96
Autriche	1,25	1,19	0,95
Espagne	1,24	1,16	0,94
Suède	1,46	1,37	0,94
Italie	1,42	1,29	0,91
Slovaquie	1,29	1,17	0,91
Malte	1,27	1,15	0,91
Lituanie	1,24	1,11	0,9
Allemagne	1,46	1,29	0,89
Grèce	1,56	1,36	0,87
Luxembourg	1,22	1,06	0,87
France	1,41	1,21	0,86
Danemark	1,51	1,29	0,86
Portugal	1,44	1,22	0,85
Belgique	1,45	1,22	0,84
Pays-Bas	1,56	1,27	0,82
Finlande	1,48	1,21	0,81

Dans le monde la variation des données GTZ Nov. 2010 est considérable avec prix en c\$/L

Gazole: Venezuela 1,1, Iran 1,6, Algérie 19, marqueur baril 51, US 84, Luxembourg 136, France 172, UK 198, Turquie 203

Essence: Venezuela 2,3, Iran 1,7, Algérie 46, marqueur baril 51, US 76, Luxembourg 155, France 198, UK 192, Turquie 230

La fourchette est de plus de 100 entre le plus bas et le plus haut!

Le drame est que la consommation de pétrole des pays producteurs augmente rapidement, diminuant les exportations, donc les revenus. Les tentatives d'augmenter les prix vers le coût réel a conduit à des émeutes, d'où marche arrière.

Les subventions (dont celle du gazole en France) devraient être supprimés, si on veut réduire la consommation.

-2-8-Consommation de pétrole

La consommation de pétrole continue de monter en Arabie Saoudite, Inde et Chine, mais a baissé avec la crise en Amérique du Nord et Europe

-Figures 105: **consommation de pétrole dans divers pays** d'après Oilwatch (ASPO Netherlands R.Koppelaar) 2004-2010

Arabie Saoudite	Iran	Amérique du Nord	UE-27
Chine	Inde	Italie	France

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

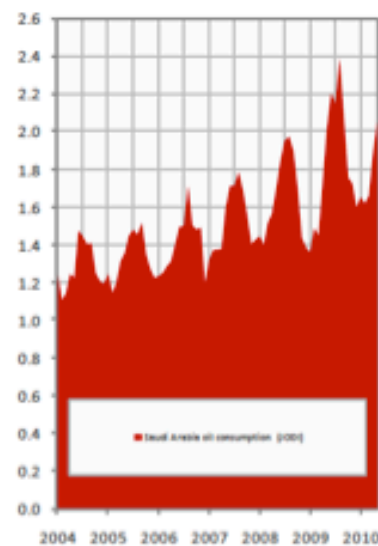


Chart 18: Iran Oil Consumption January 2004 - May 2010

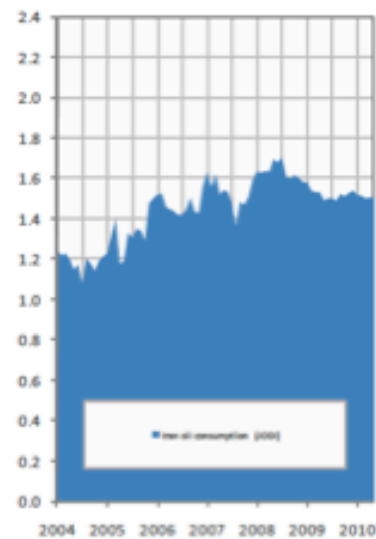


Chart 21: North America Oil Consumption Jan. 2004 - May 2010

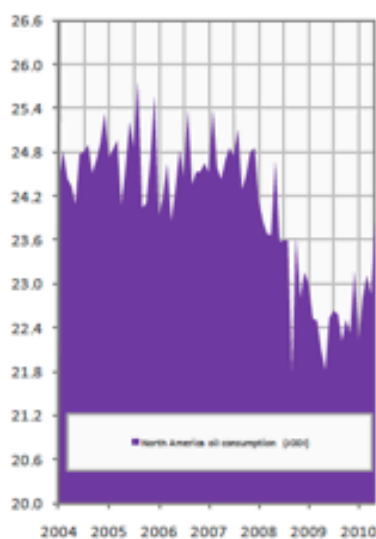


Chart 22: EU-27 Oil Consumption January 2004 - May 2010

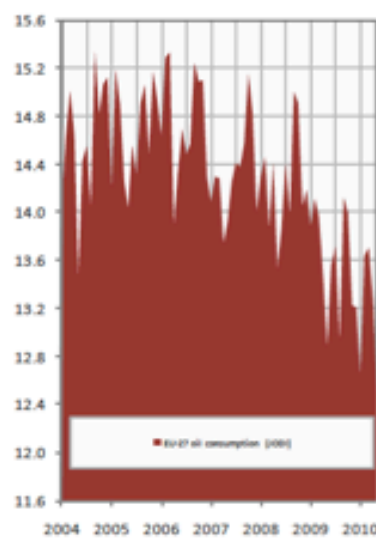


Chart 35: China Oil Consumption January 2004 - May 2010

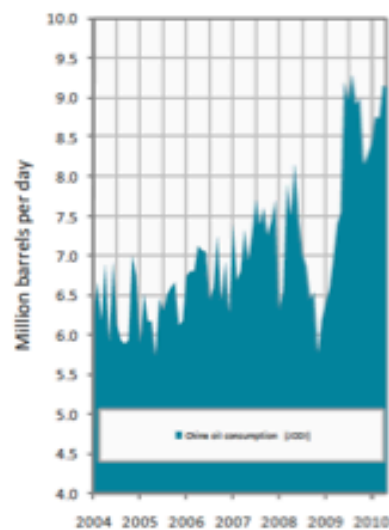


Chart 36: India Oil Consumption Jan. 2004 - May 2010

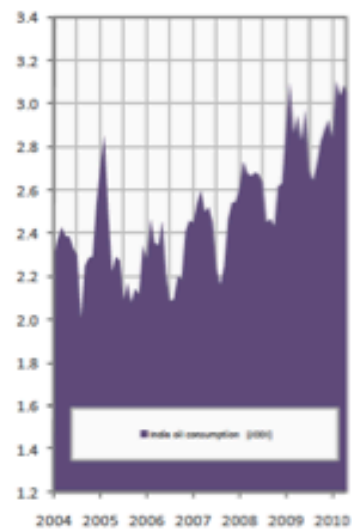


Chart 28: Italy Oil Consumption January 2004 - May 2010

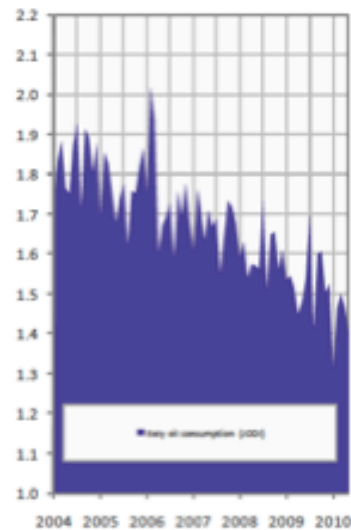
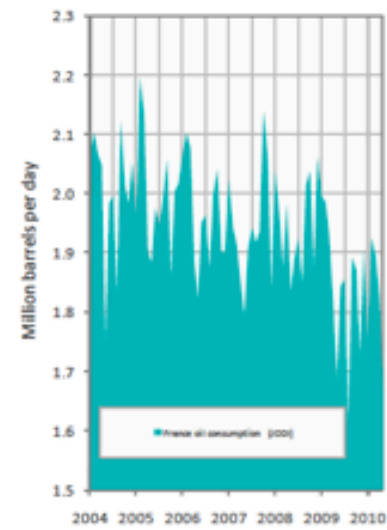


Chart 26: France Oil Consumption January 2004 - May 2010



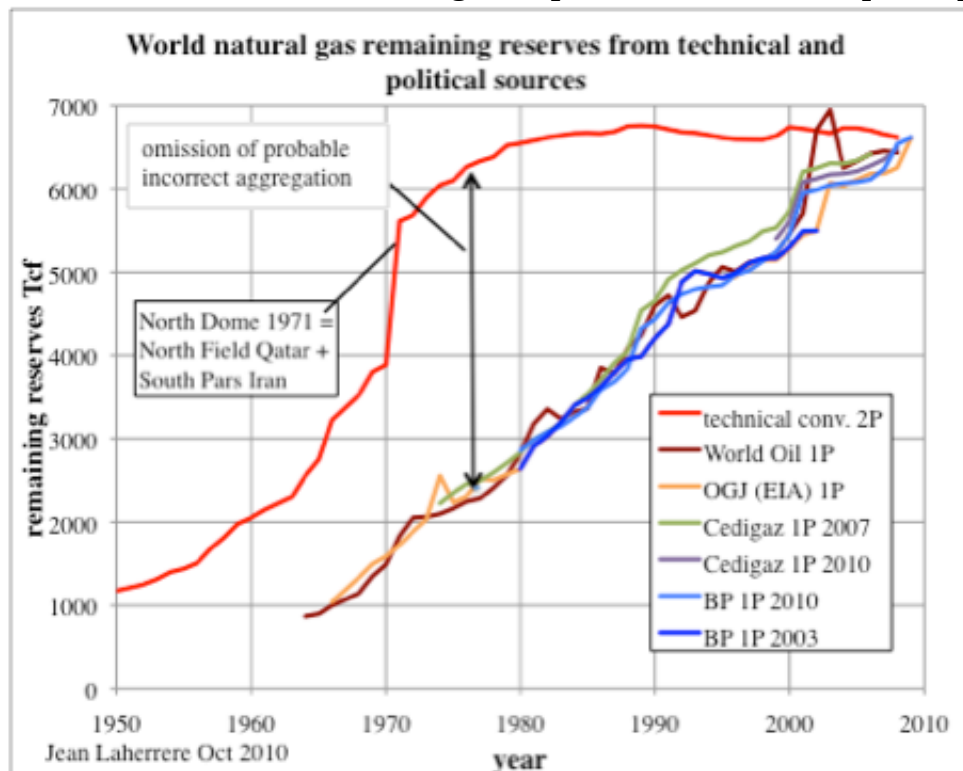
-3-Gaz naturel

-3-1-Réserves

Les réserves dites prouvées de gaz sont aussi très différentes des valeurs techniques 2P, bien qu'il n'y a pas la pression des quotas des production de pétrole de l'OPEP.

Les réserves restantes **techniques** plafonnent depuis 1980 alors que les réserves dites prouvées (**politiques ou financières**) ont doublé depuis 1980!

-Figure 106: **réserves restantes mondiales de gaz d'après les sources techniques et politiques**



La encore les économistes, ne disposant que des valeurs politiques, raisonnent sur des évolutions complètement fausses!

-3-2-Prévisions de production

Le pic des découvertes de gaz conventionnel se situe vers 1970 et le pic de production (gross-reinjected) sera vers 2025-2030 à moins de 150 Tcf/a. (ou 4000 milliards de $m^3 = km^3 = Gm^3$). IFP et Total continuent à utiliser Gm^3 ($10^{27} m^3$ environ 1 million de fois la Terre) pour milliard de mètres cubes.

Le préfixe est impliqué dans la puissance, c'est ce que l'on apprend en sixième!

Les réserves ultimes de gaz naturel conventionnel (pas de consensus sur la définition, prenons celle de l'USGS à savoir des gisements discrets avec un plan d'eau) sont aussi bien connues que celles du pétrole dit conventionnel (la encore avec plan d'eau), par contre les gisements de gaz non

conventionnels sont moins bien connues car moins explorées et plus dispersées (en comparaison avec l'énorme concentration de brut extra-lourd dans l'Athabasca et l'Orénoque). En effet le gaz peut être adsorbé par les particules de charbon ou d'argiles. Le gaz peut être biogénique (Plaine du Pô). Le gaz non conventionnel est surtout exploité aux US (voir figure 22) avec en tête le *tight gas* (perméabilité <0,1 mD) (classé par EIA en 2010 sans raisons valables dans le conventionnel), le *coalbed methane* = CBM (grisou) et le *shale gas* (déjà exploité en 1821). Il existe aussi les hydrates de méthane (160 fois plus condensé que pour un gaz) dans les sédiments océaniques argileux non consolidés (avec une continuité très faible horizontale) dont on ne sait pas comment produire et dans le perligésol dans des sables qui étaient autrefois des champs non gelés et dont la production est celle d'un puits CBM, alors que les réserves de gaz de Prudhoe Bay (26 Tcf) sont en attente de la construction d'un gazoduc depuis plus de 40 ans! Il y a 40 ans, on ne parlait pas d'hydrates, alors inconnus, mais de **gaz dissous dans les aquifères profonds à haute pression** avec des volumes considérables (50 000 Tcf), mais les pilotes dans la Gulf Coast ont montré que, si la production était possible, on ne savait pas quoi faire des quantités considérables de saumures à forte concentration. Le procédé n'est absolument pas économique et personne ne parle plus de ces ressources pourtant réelles et considérables?

-Figure 107: découverte et production mondiale annuelle de gaz pour un ultime de 13 Pcf

-Figure 108: prévisions de production mondiale de gaz d'après WEO 2010 scenario New Policies 2008-2035

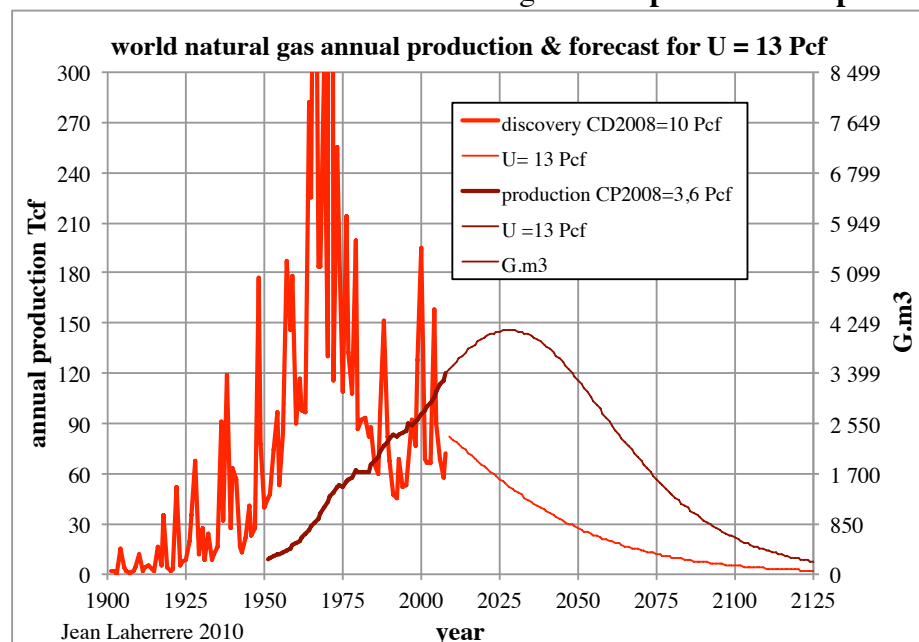
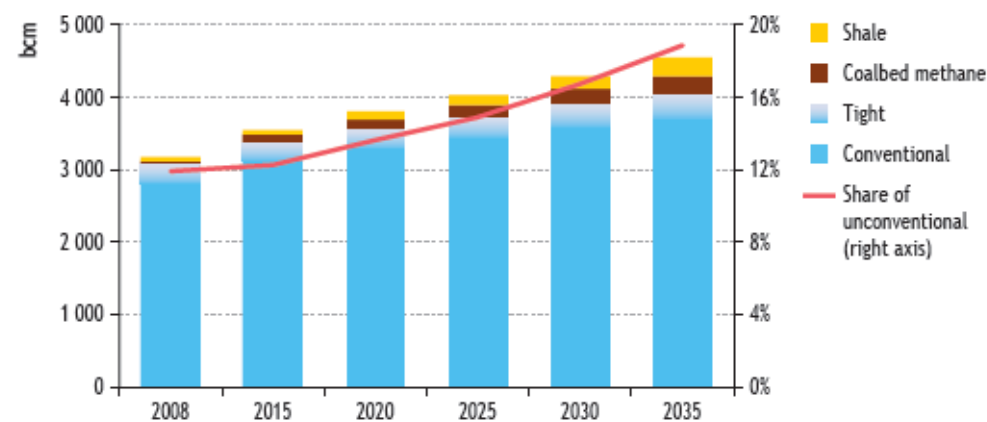


Figure 5.4 • World natural gas production by type in the New Policies Scenario



Note: Tight gas production is defined and reported in different ways across regions, so the data and projections shown here are subject to considerable uncertainty, indicated by the shading.

Ma prévision du pic du gaz conventionnel est vers 2025-2030 avec >150 Tcf ou 4250 G.m³, alors que le scenario New Policies de WEO 2010 prévoit 4500 G.m³ en 2035 (en 2030 3600 G.m³ pour le conventionnel, mais le *tight* n'est plus bien défini!)

Le *shale gas* (gaz de schiste, mais le terme schiste est mal choisi (comme pour schiste bitumineux), c'est plutôt une argilite plus ou moins gréseuse ou carbonatée) est la grande attraction aux US avec une progression rapide due aux compagnies indépendantes dont Chesapeake et Devon. Toutefois ce n'est pas nouveau: la première production de gaz a été en 1821 à Fredonia dans l'Etat de New York avec du *shale gas*, mais cette production a été rapidement abandonnée dès que le gaz conventionnel meilleur marché est arrivé.

La production a augmenté depuis 2000 avec l'arrivée des puits horizontaux et la fracturation hydraulique (fracking). L'historique de production n'est pas assez long pour calculer les réserves car le déclin est rapide (50% dans la première année et on ne sait si la production se stabilisera à un niveau économique. Les promoteurs sont conduits à forer sans relâche pour conserver les licences achetées fort chères aux particuliers propriétaires du sol. Mais ce «surforage» a conduit à une surproduction locale et à une chute des prix à 4 \$/kcf (soit trois fois moins qu'en 2008), moins que le coût; mais si on ne produit pas, on perd les licences, donc les réserves. L'agence de notation Standard & Poor's vient de classer Chesapeake en BB, malgré les rachats d'intérêt par Statoil, Total, Reliance (Inde) et les Chinois CNOOC.

McClendon, patron de Chesapeake (en tête des réserves gaz US) vient de déclarer que l'aubaine des découvertes *shale gas* était terminée aux US, qu'il ne veut pas aller en chercher au Canada, ni à l'étranger et qu'il va maintenant chercher du pétrole!

Mais il a des craintes de contamination des aquifères de surface avec l'injection de quantités considérables d'eau à forte pression et de produits chimiques confidentiels dans les sédiments profonds. La cimentation qui est supposée protéger les aquifères de surface n'est pas toujours parfaite, ainsi l'éruption de Deepwater Horizon à Macondo dans le Golfe du Mexique est due surtout à une mauvaise cimentation. L'Etat de New York vient d'interdire pour 6 mois l'utilisation du fracking. Le Québec <http://www.mddep.gouv.qc.ca/communiqués/2011/c110308-bape.pdf> vient de recommander une évaluation environnementale.

En plus de la contamination des eaux, l'injection à forte pression d'eau a causé des tremblements de terre dans plusieurs localités qui a conduit à l'abandon de l'injection: Denver injection eaux radioactives années 60, Basel Suisse géothermie 2008.

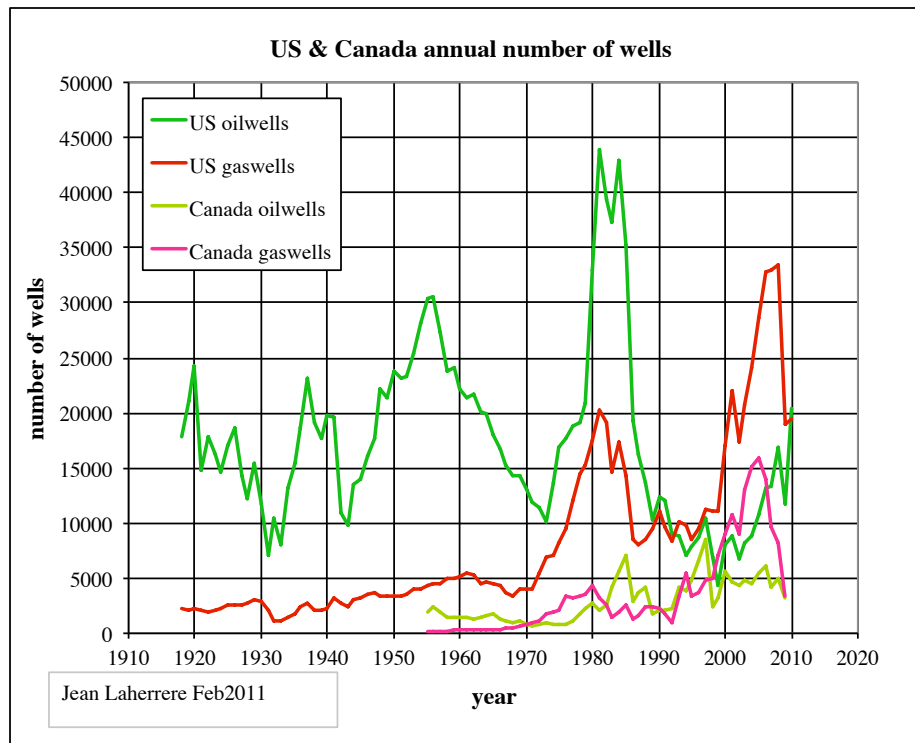
La fièvre du *shale gas* s'est propagée à l'Europe avec les premiers forages en Pologne et Total a demandé le permis de Montélimar et vient de s'associer avec YPF en Argentine (bassin du Neuquén). Personne ne peut justifier une estimation de réserves hors les US car il n'y a pas encore de production. Même aux US les estimations sont incertaines, car l'historique de production est trop récent avec un déclin annuel élevé (50%), les estimations des promoteurs (Chesapeake, Devon) sont là pour inciter leur achat par les majors

Le *shale gas* ne joue pas un grand rôle dans le New Policies en 2035 de l'AIE WEO 2010, seulement 200 G.m3 (7 Tcf) soit 4% pour le monde! Mais le AEO 2011 de l'USDOE/EIA prévoit pour les US en 2035 le *shale gas* représenterait 45% de la production avec plus de 10 Tcf, doublant les prévisions de 2010

La fièvre de forer pour trouver du gaz se voit bien sur la courbe des puits aux US: en 1998 les puits de gaz étaient aussi peu nombreux (1000 par an) que les puits de pétrole, en 2008 il y a eu 300 puits de gaz par an contre la moitié pour le pétrole. Après l'écroulement du prix à la crise financière et au prix très bas du gaz les puits de pétrole sont actuellement plus nombreux que ceux de gaz. Le prix du gaz aux US s'est écroulé et les prévisions EIA ne sont pas optimistes.

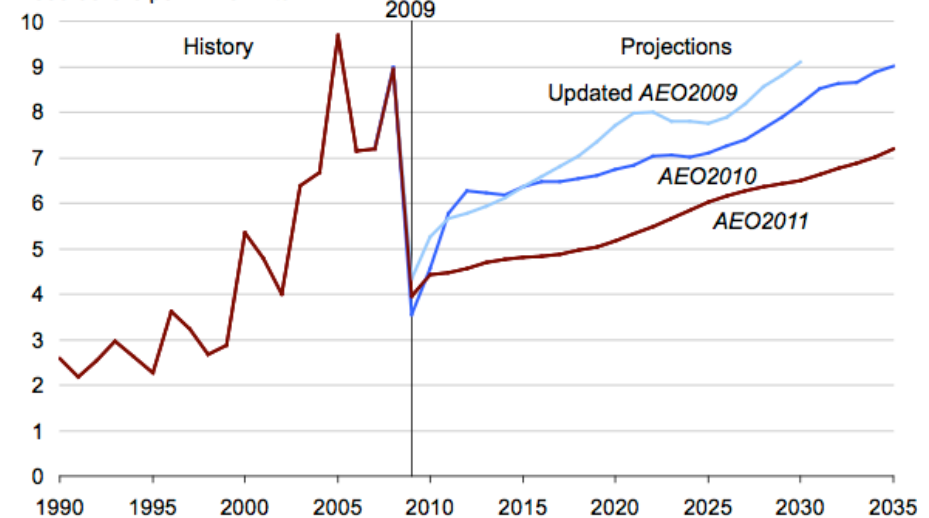
-Figure 109: **nombre de puits forés aux US & Canada**

-Figure 110: **prix du gaz aux US 1990-2035**



Natural gas price projections are significantly lower than past years due to an expanded shale gas resource base

natural gas spot price (Henry Hub)
2009 dollars per million Btu



Richard Newell, December 16, 2010

Source: EIA, Annual Energy Outlook 2011 27

Contrairement au pétrole où il n'y a qu'un marché mondial, le coût de transport du gaz étant dix fois plus élevé que celui du pétrole il y a 4 marchés séparés du gaz: Amérique du Nord, Europe, Asie Pacifique et dernièrement Amérique du Sud. Les contrats de gaz sont pour la plupart à long terme. Toutefois récemment la présence de prix spot du gaz liquéfié a changé la donne.

L'EIA dans sa dernière version AEO 2011 est pessimiste sur le prix du gaz, car très optimiste sur le *shale gas*! En 2035 l'EIA prévoit 7,2 \$2009/MBtu pour le gaz, mais 114 \$2009/b pour le brut importé, soit 20 \$2009/MBtu, soit près de 3 fois plus! Pour AEO 2010 le ratio prix de l'énergie pour le résidentiel entre le fuel et le gaz était de 1 en 2001, 1,35 en 2006, 1,82 en 2008 et prévu de 2 en 2035.

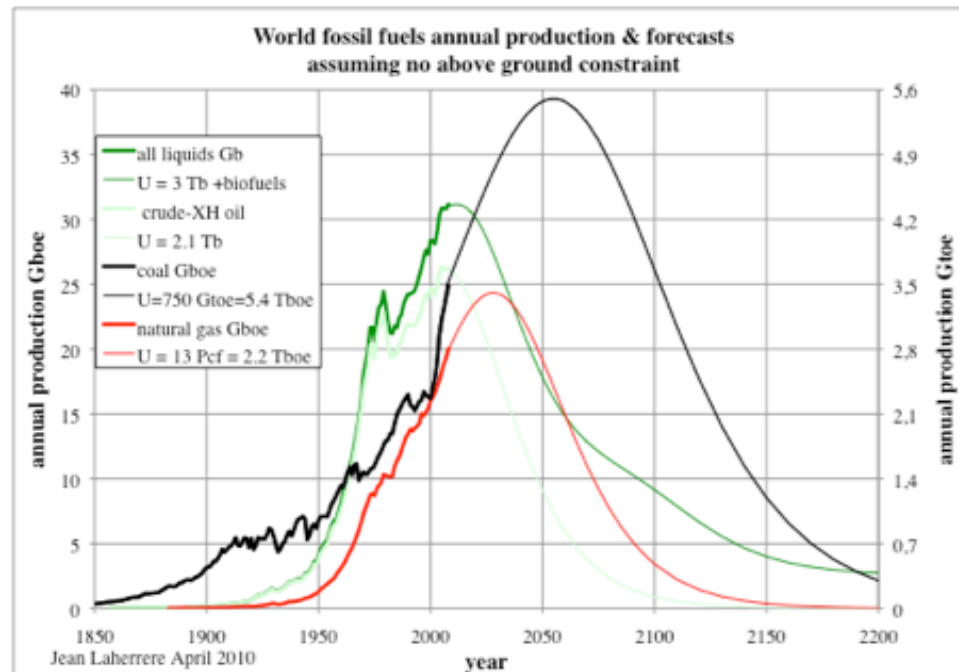
L'indexation du prix du gaz au prix du pétrole qui existe en Europe pour justifier les investissements considérables des gazoducs semble donc une aberration aux US! L'arrivée de cargaison spot de liquéfié change la donne.

-4-Combustibles fossiles

L'ultime pour le pétrole est environ 3 Tb (400 Gtep) avec plateau début 2005, pour le gaz 2,2 Tbep (300 Gtep) avec pic vers 2025 et pour le charbon 5,4 Tbep (750 Gtep) avec pic en 2050 avec l'hypothèse de pas de contraintes autres que géologiques. Des études récentes par des universitaires sur les

ultimes de charbon ont augmenté la fourchette d'incertitude (3 études avec ultime inférieur à 500 Gtep), mais les performances chinoises m'ont fait augmenté mon estimation à 750 Gtep, ce qui change peu le résultat.

-Figure 111: **production de combustibles fossiles & prévisions**



-Figure 112: **production de combustibles fossiles & prévisions par habitant**



La production de combustibles fossiles par habitant (en utilisant les prévisions médianes de l'ONU) est sur un plateau ondule de 1975 à 2025, mais le déclin est ensuite sévère et il faudra alors avoir des énergies renouvelables en grande quantité ou économiser l'énergie.

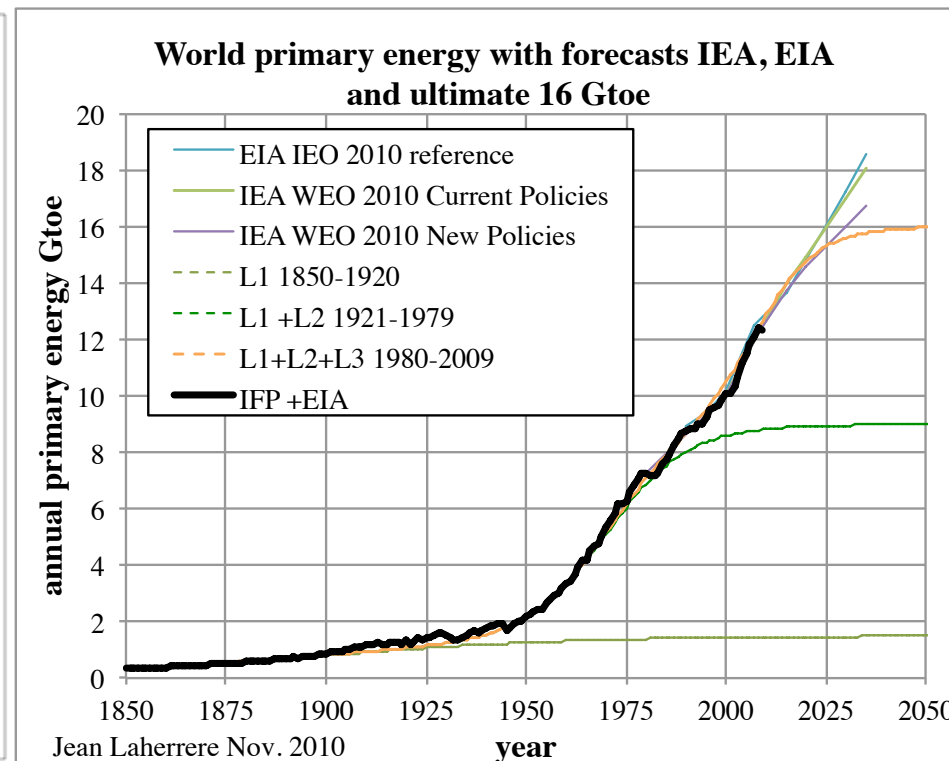
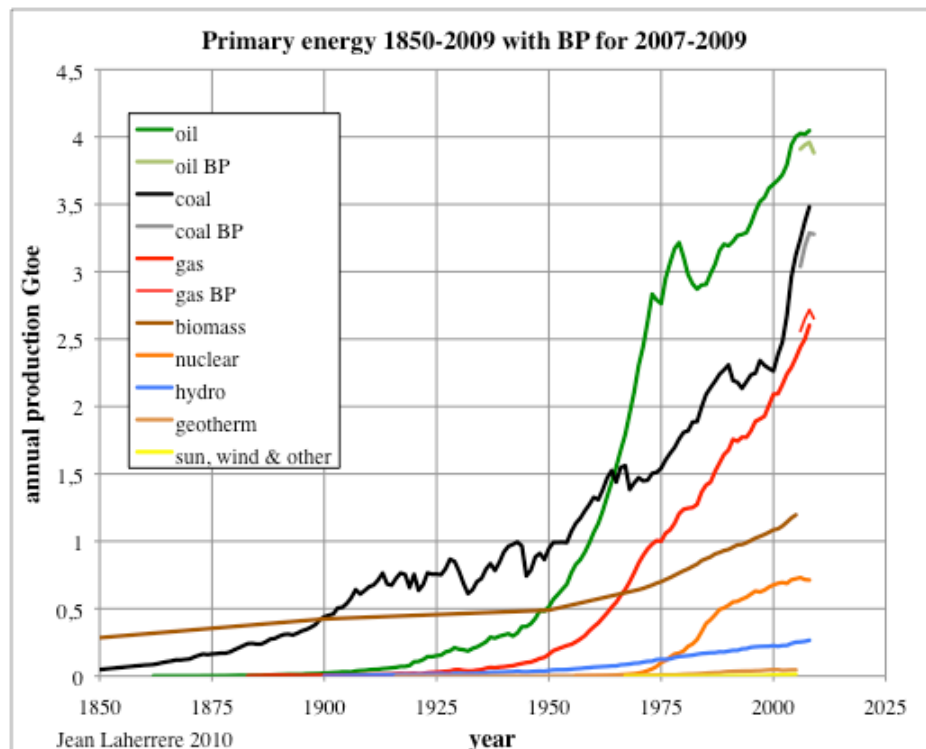
Jusqu'en 2025 si les pays développés économisent l'énergie qui est beaucoup gaspillée, les pays en développement pourraient avoir plus d'énergie. Les Américains consomment deux fois plus d'énergie que les Européens, car l'énergie est peu taxée aux US. Il faut taxer davantage l'énergie dans certains pays développés et éviter les subventions pour l'énergie dans les pays moins développés.

-5-Energie primaire

Il est difficile de tracer un bon historique de l'énergie primaire depuis plusieurs siècles: les données d'énergie non commerciale sont peu fiables, souvent omises (notamment pour la biomasse et les combustibles non commercialisés).

-Figure 113: **énergie primaire mondiale par combustibles 1850-2009**

-Figure 114: **prévisions énergie primaire mondiale pour un ultime de 16 Gtep**



La tendance future est que l'énergie primaire qui est actuellement à 12,4 Gtep pourrait aller vers une asymptote de 16 Gtep vers 2050, ce qui coïncide avec l'arrêt de la croissance de la population, bien que les chiffres récents sur la population ne sont pas en ligne avec les tendances d'une dizaine d'années. Les chiffres sur la population sont aussi incertains que ceux des combustibles fossiles.

-6-Données douteuses

-réserves prouvées aux US et membres OPEP

Nous avons vu plus haut que les réserves dites prouvées qui sont supposées représenter le minimum sont fausses, car leur addition est incorrecte. De plus la réalité est représenté par la valeur espérée à savoir les 2P. De plus les réserves OPEC ne sont pas audités et les données de production par champ sont confidentiels.

-réserves suivant la classification russe ABC1

Les réserves dites ABC1 (classification présenté par Khalimov en 1979) sont estimées avec un taux de récupération théorique maximum .

-réserves = secret d'Etat

La Douma a repris un décret de l'ex-URSS où la divulgation des réserves de pétrole (mais pas de gaz) est punissable de 7 ans de prison. Toutefois ce décret ne semble pas être appliqué, car les compagnies nationales russes dont Gazprom publient leurs réserves ABCI mais aussi 2P. il serait préférable que ce décret soit supprimé et que la Russie accepte officiellement les définitions SPE/WPC (ce que n'a pas encore fait la SEC aux US).

Un géologue américain né en Chine et employé par une compagnie américaine qui vend des bases de données a été condamné à 8 ans de prison pour avoir obtenu des données chinoises.

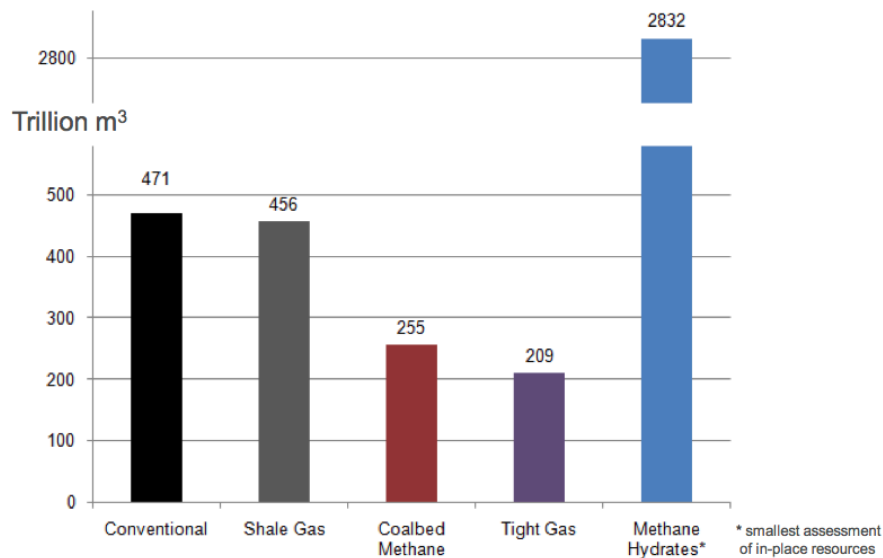
-hydrates de methane

Les hydrates de methane sont connus dans le permafrost et dans les sédiments océaniques dans la zone de stabilité des hydrates, mais les estimations de volume sont complètement irréalistes. Les hydrates océaniques sont très dispersés et dans des sédiments argileux inconsolidés : il n'y a aucun procédé connu qui puisse les produire. Le Japon, en grand manque de gaz, a foré un grand nombre de puits dans le bassin de Nankai en 1999 et il n'y a toujours pas de pilote pour essayer de les produire. L'estimation par Sund de 2832 (quelle précision !) T.m³ pour les hydrates est en contradiction avec les études de Milkov 2004 qui montre une diminution spectaculaire des estimations pour les ramener au niveau du conventionnel si on arrive à les produire économiquement, ce que je doute. Milkov donne son estimation du carbone organique sur terre avec hydrates à 500 Gt et 2500 Gt et celle maintenant dépassée de Kvenvolden 1988, qui est cependant très citée par les optimistes !

-Figure 115: **réserves de gaz non conventionnel d'après Sund 2010**

-Figure 116: **distribution de carbone organique sur terre d'après Milkov 2004 avec celles de Kvenvolden 1988**

With unconventional, gas reserves grow dramatically



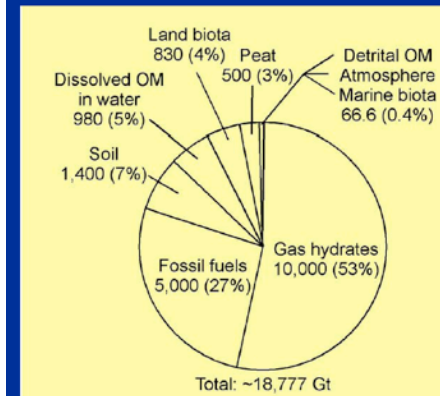
SUNDenergy

www.sundenergy.com

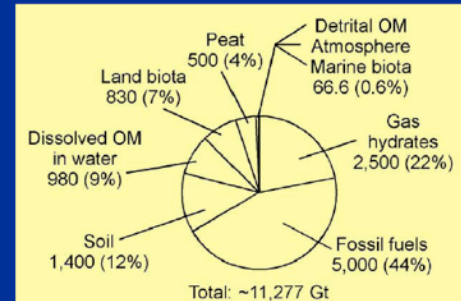
Sources:
Conventional, shale, coalbed and tight: World Energy Outlook, 2009
Methane hydrates: EIA, National Energy Technology Laboratory

Page 2

Organic carbon in the Earth



Kvenvolden, 1988



Milkov (in press, Earth-Science Reviews)

-nombre de décimales fausses

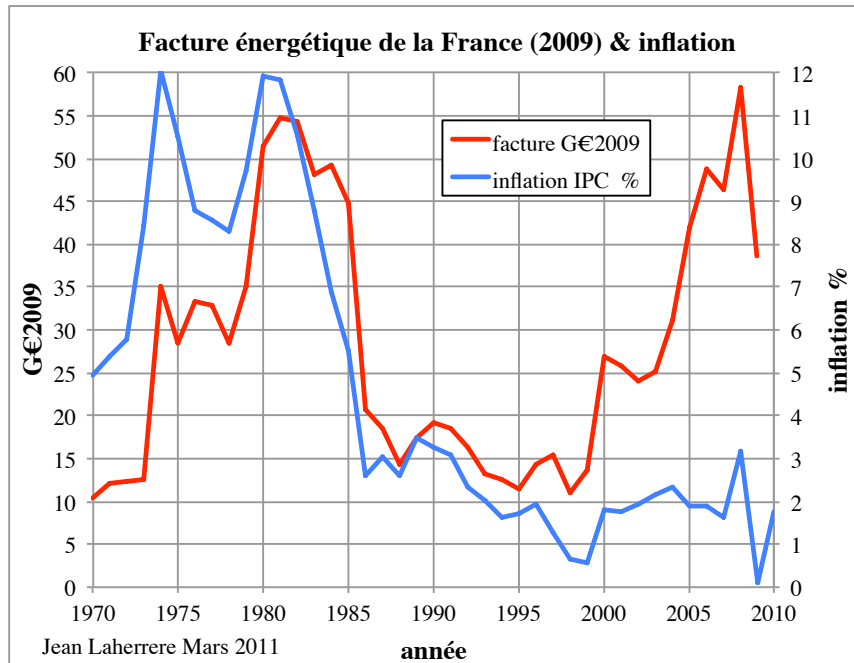
Les chiffres mondiaux de production de pétrole sont peu fiables et publiés avec un nombre ridicule de décimales fausses. On peut dire que ces chiffres ne sont pas scientifiques. Mais la science peut aussi publier des décimales incertaines. Le nombre d'Avogadro qui représente le nombre de molécules dans une môle a été donné en par 10^{23} : par J.Perrin en 1913 6,0 & 6,8 ; actuellement sur Internet on trouve: wikipedia 6,02214179, lachimie.fr 6,022045, mais B.Andrews et al en 2011 vient de publier 6,02214078. Pour le moment seul 6,022 semble vrai. Cette valeur est importante car le seul étalon qui ne soit pas représenté par un chiffre est le kilogramme (exemplaire unique au Pavillon de Sèvres qui se détériore) et on veut le remplacer par une boule de silicium qui aurait un nombre donné d'atomes.

-inflation et facture énergétique

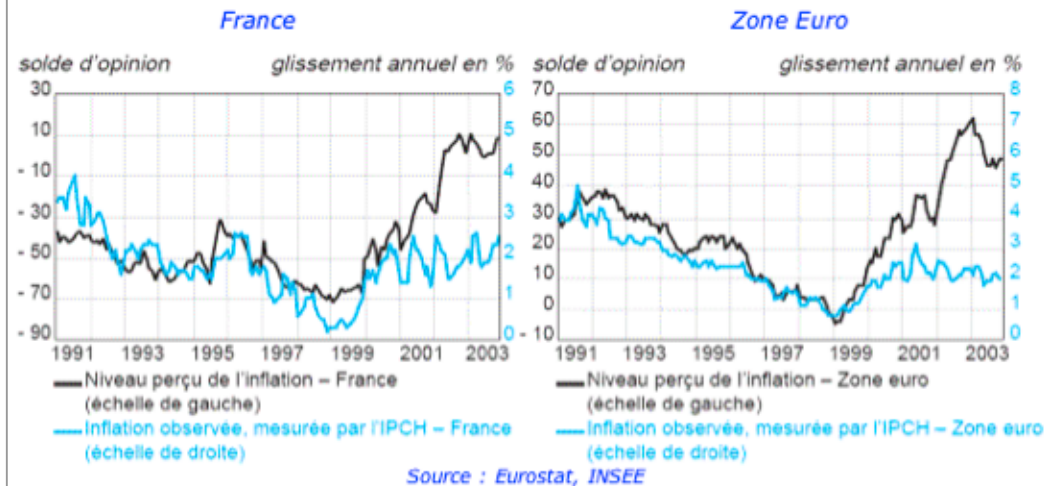
La facture énergétique de la France en €2009 a subi les chocs pétroliers de 1973/1979, le contrechoc pétrolier de 1986 et le pic de 2008. L'inflation en France a suivi la facture énergétique depuis 1970 à 2000, mais ensuite l'inflation est resté faible à 2%/a, alors que la facture s'envolait. L'inflation officielle est sous-estimée par un panier peu représentatif (trop d'électronique et de gadgets chinois). L'opinion accuse l'euro, alors que c'est du à l'augmentation de l'énergie et des matières premières.

Le site inflation.free.fr constate la divergence entre taux d'inflation officiel et niveau perçu dans l'opinion : on retrouve la même divergence à partir de 2000. Le chiffre officiel de l'inflation en France est donc loin de la réalité.

-Figure 117: **France: inflation et facture énergétique**



-Figure 118: **France et Zone Euro: inflation déclarée et inflation perçue**



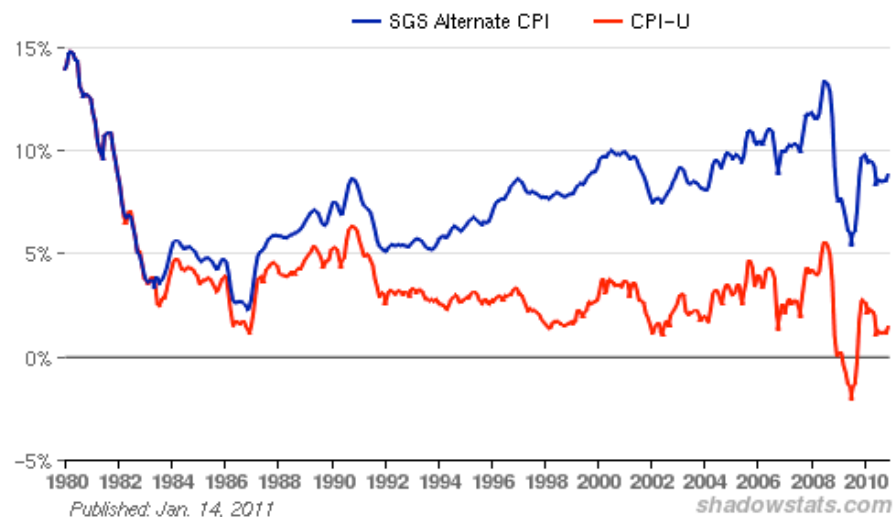
L'inflation américaine de base exclut l'énergie et la nourriture !! Comme si un consommateur américain pouvait vivre sans nourriture, ni énergie ! Les indicateurs officiels sont biaisés ! le site SGS shadows government <http://www.shadowstats.com/> donne les chiffres officiels et leur estimation pour l'inflation et le chômage : il y aurait un écart de 5% pour l'inflation et 10% pour le chômage !

-Figure 119: **US: inflation officielle CPI et celle de SGS**

-Figure 120: **US: chômage officiel et celui de SGS**

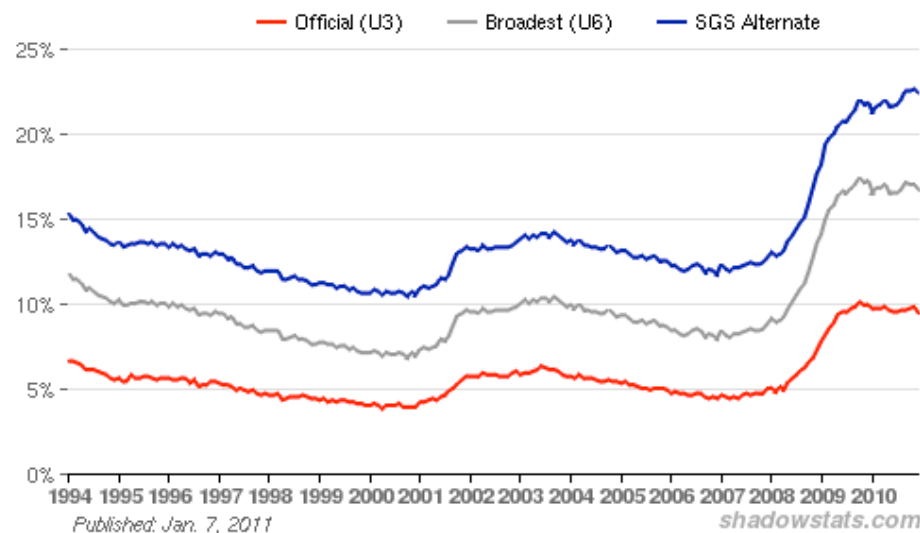
Annual Consumer Inflation - CPI vs SGS Alternate

Year to Year Change. Through Dec. 2010. (BLS, SGS)



Unemployment Rate - Official (U-3 & U-6) vs SGS Alternate

Monthly SA. Through Dec. 2010 (SGS, BLS)

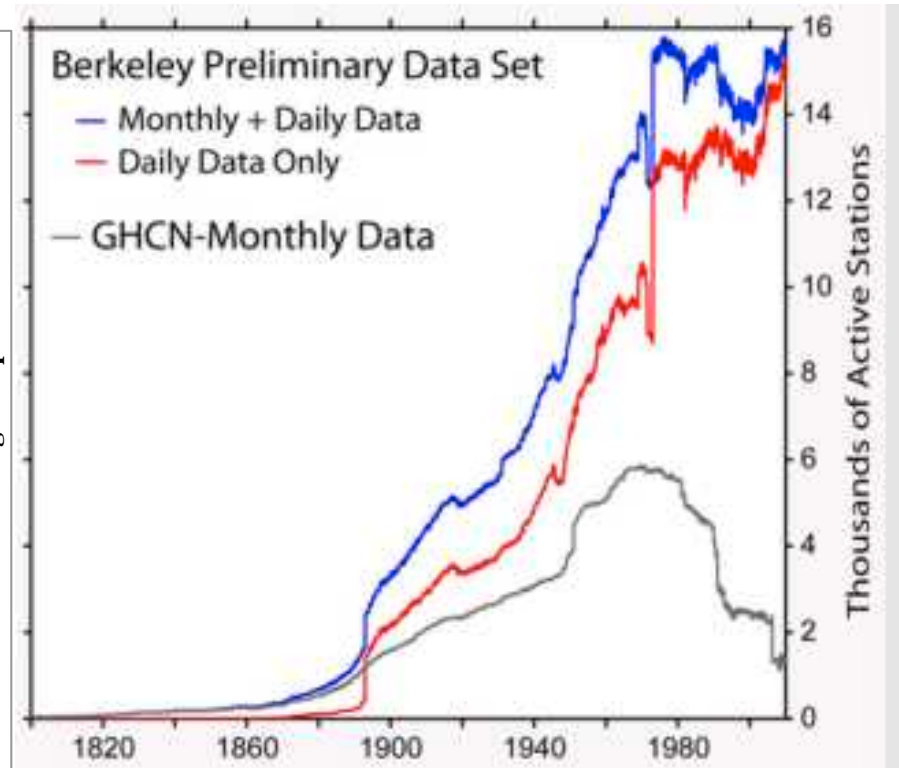
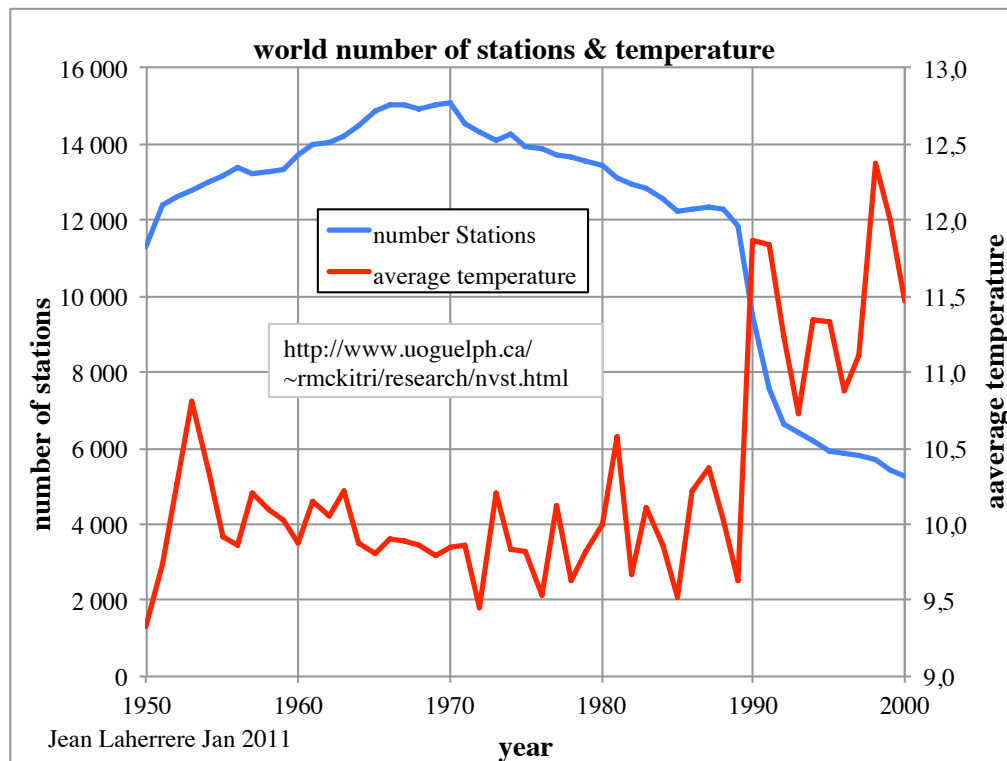


-nombre de stations météorologiques

Le Global Historical Climatology Network Monthly a beaucoup diminué le nombre de stations en 1990 (notamment dans l'ex-URSS) passant de 15 000 à 5 000 et la température a augmenté: on peut se poser des questions. La réponse est que le Berkeley Earth Surface Temperature (BEST) Study <http://www.berkeleyearth.org/dataset> a lancé un vaste programme de reconstituer un nombre de stations = 15 000 avec 1,6 G mesures venant de 10 archives. La publication des données est attendue cet été et il sera intéressant de voir la différence !

-Figure 121: monde: nombre de stations de mesure et température d'après McKittrick U Guelph

-Figure 122: Berkeley Earth Surface Temperature Study: nombre de stations étudiés et celles du GHCN = Global Historical Climatology Network NOAA



-mesures de CO2 dans les glaces de l'antarctique

Seules les mesures de CO2 sont valables dans les glaces de l'Antarctique, car celles de l'Arctique sont trop polluées.

Le rapport 2010 sur le climat par le MEEDDM recopie des déclarations du GIEC.

Les évolutions de la température globale et de la concentration de CO2 sont similaires. Si les causes en sont encore mal comprises, on estime que perturber l'un de ces deux paramètres conduit à perturber l'autre.

La concentration actuelle en CO2 est de 30% supérieure au maximum observé sur les 450 000 ans d'archives climatiques

-Non, c'est la température qui est le moteur. Toutes les thèses rédigées par le LGGE sont d'accord pour dire que le moteur est la position de la terre par rapport au soleil (cycles de Milankovitch) et que le CO2 suit les variations de température avec un retard de 800 ± 600 ans sur la période 9000-22000 ans (Monnin 2001), car si la température des océans augmente, la solubilité du CO2 diminue et il est émis dans l'atmosphère. Les causes sont bien connues et expliquent les glaciations qui ont démarrées il y a 2,8 Ma et qui ne sont pas dues au CO2, mais à la dérive des continents (fermeture de l'isthme du Panama) et les cycles astronomiques.

Sur ce retard de 800 ans (durée du cycle des océans), Jean Jouzel dit <http://blog.lefigaro.fr/climat/2010/03/-cest-lautre-auteur-sceptique.html#more>: *C'est d'autant plus vrai que*

ce sont des travaux de Nicolas Caillon auxquels j'ai été associé qui l'ont démontré. **Mais on n'a jamais dit que le CO2 était à l'origine du réchauffement?** Mais Jouzel dit souvent le contraire, accusant le CO2 de tous les maux!

-Non on ne peut pas comparer les mesures de CO2 dans la glace de Vostok aux mesures annuelles actuelles, car les concentrations en CO2 dans les bulles de glace sont la moyenne sur une période de 5000 ans, durée pendant laquelle les bulles dans le névé ont été en communication avec l'atmosphère avant d'être scellées dans la glace à 100 m de profondeur. On ne peut comparer une mesure millénaire à une mesure annuelle!

Le graphique de Blandine Bellier «Etude des variations du cycle du carbone au cours de l'Holocène à partir de l'analyse couplée CO2-CH4 piégés dans les glaces polaires» thèse LGGE 2004 est très clair sur la durée d'ouverture des bulles en contact avec l'atmosphère dans la neige et le névé.

-Figure 123: **retard de 800 ans du CO2 sur la température** d'après Caillon 2003

-Figure 124: thèse Bellier 2004: **temps où les bulles restent ouvertes dans la neige et le névé = 5000 ans** a Vostok

Fig. 4. Vostok records of $\delta^{40}\text{Ar}$ and CO_2 with respect to gas age (1). Atmospheric CO_2 concentration is a combination of new data and published data (1, 44). The age scale for the CO_2 proxy has been shifted by a constant 800 years to obtain the best correlation of the two datasets.

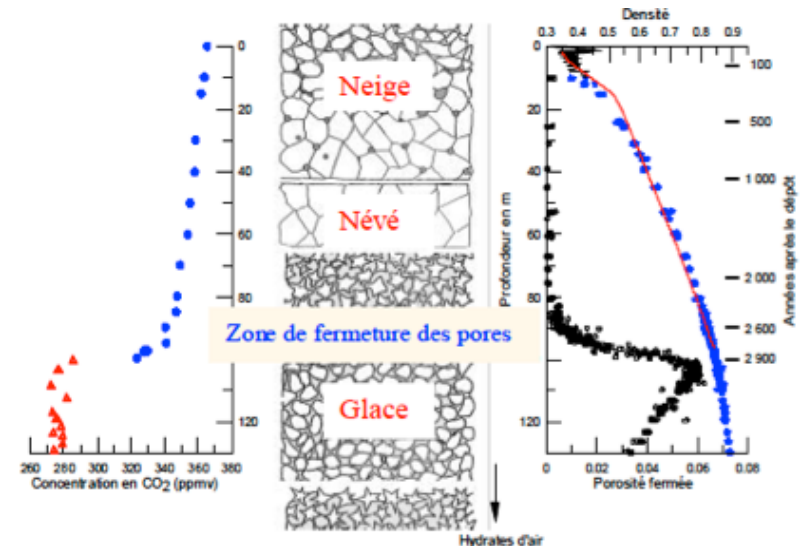
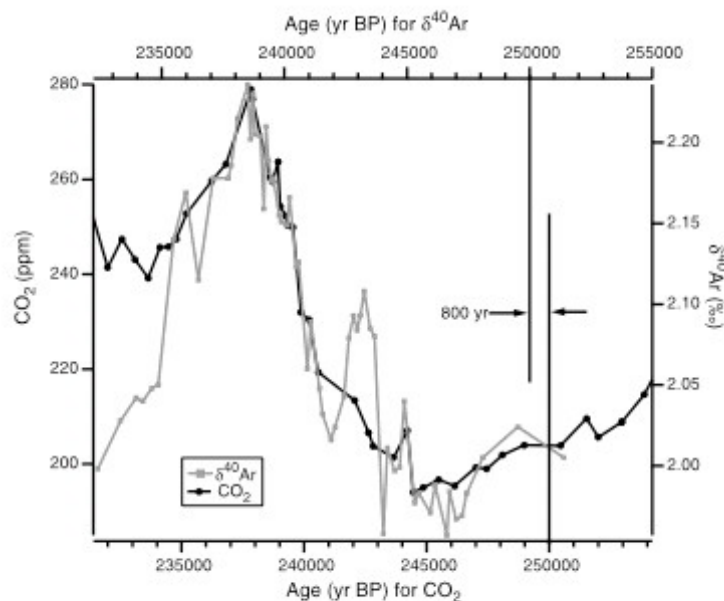


Figure II.1 : Représentation de la transformation de la neige en glace en fonction de la profondeur (Barnola, com. pers.) La figure de gauche représente l'évolution de la concentration en CO_2 à l'intérieur du névé polaire ; la figure à droite, les profils de densité et de porosité ouverte sur les 120 premiers mètres de la calotte polaire.

0

14 MARCH 2003 VOL 299 SCIENCE www.sciencemag.org

Il est donc faux de déclarer que la concentration de CO2 actuelle n'a jamais été atteinte depuis 800 000 ans, le CO2 des bulles de glace qui est une moyenne sur plusieurs millénaires n'est pas comparable au CO2 de 2011.

Paul Deheuvels de l'Académie des sciences <http://www.polemia.com/article.php?id=3331> 15 décembre 2010« Pourquoi le Club de l'Horloge attribue-t-il le prix Lyssenko à deux « réchauffistes » ? »

Le rapport récent de l'Académie des sciences sur le climat est très précis à ce sujet ; il dit : « l'augmentation de la concentration atmosphérique des gaz à effet de serre, dont une large part est d'origine anthropique, joue un rôle essentiel dans ... l'augmentation du réchauffement climatique de 1975 à 2003 ». Or, le CO₂ n'est qu'un gaz à effet de serre parmi beaucoup d'autres. Outre le méthane (CH₄), un autre composant de l'atmosphère joue un rôle majeur. Il s'agit de la vapeur d'eau, dont l'effet de serre serait de l'ordre de 500 fois plus important que celui du CO₂. L'Académie des sciences ne dit aucunement que le CO₂ est le facteur principal du changement climatique. Bien au contraire, elle évalue son impact éventuel à un effet relatif très faible (de l'ordre de 1,1°C pour un doublement du taux de CO₂ dans l'atmosphère). Ce rapport insiste aussi sur les « incertitudes importantes » qui demeurent sur l'analyse du climat, et qui affectent notamment la crédibilité des prévisions à long terme.

-données non simultanées

Emmanuel Garnier dans son excellent livre « Les derangements du temps – 500 ans de chaud et froid en Europe » Plon 2010 s'interroge au chapitre 20 sur les retombees sanitaires du volcan Laki (Islande 1783), où sont tracés des courbes de meme temps de l'arrivée du nuage sur la figure 36 intitulé « propagation du nuage du Laki ». Il écrit : *Plus intrigante est l'extreme sinuosité du dernier front chronologique compris entre les 22 et 26 juin qui s'intercale entre les precedentes.*

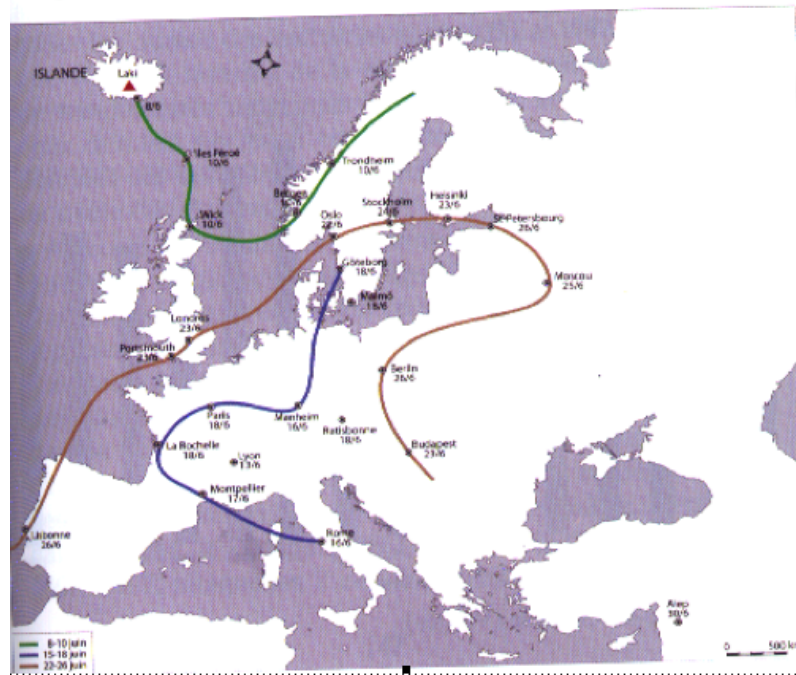
Le tracé en vert est pour l'arrivée 8-10 juin, le bleu pour 15-18 juin et le marron pour 22-26 juin. Mais le marron se trouve entre le vert et le bleu.

Quelle est l'explication de ce puzzle ?

Pour ma part je pense que le trace de ces fronts est incorrect, car ne représentant pas un seul evenement. Il y a eu pendant plusieurs mois une dizaine d'éruption. L'arrivee du front depend du seuil de perception de ces fronts ; on a affaire à des nuages qui restent et s'accumulent et non des fronts qui passent. Il faudrait carter chaque nuage séparément.

-Figure 125 : **propagation du brouillard de Laki en Europe d'après Garnier**

fig.36 : Propagation du « brouillard » du Laki en Europe



-moyenne décennale Météo France

Le site de Météo France n'est pas très convivial! Il est difficile d'avoir des données complètes et il vaut mieux aller voir Eurostat.

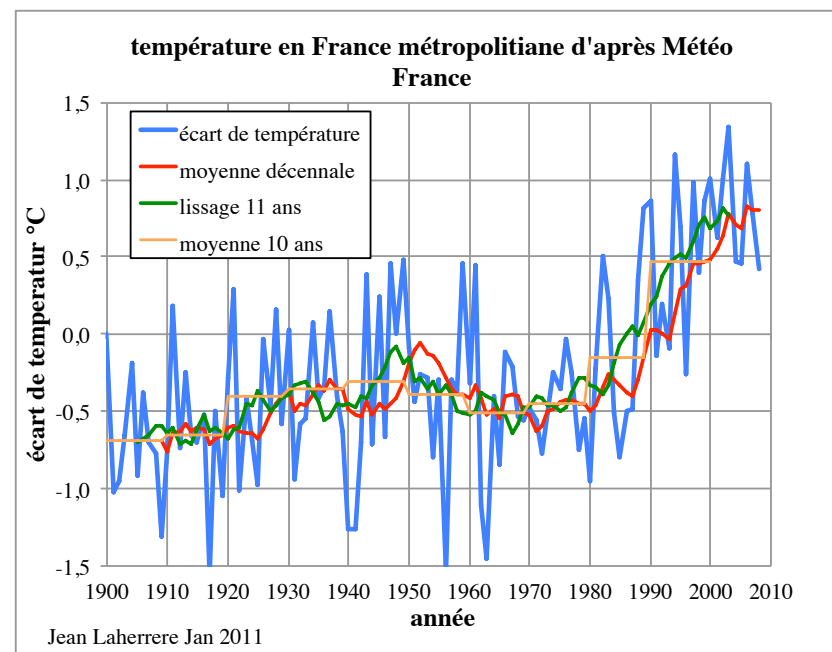
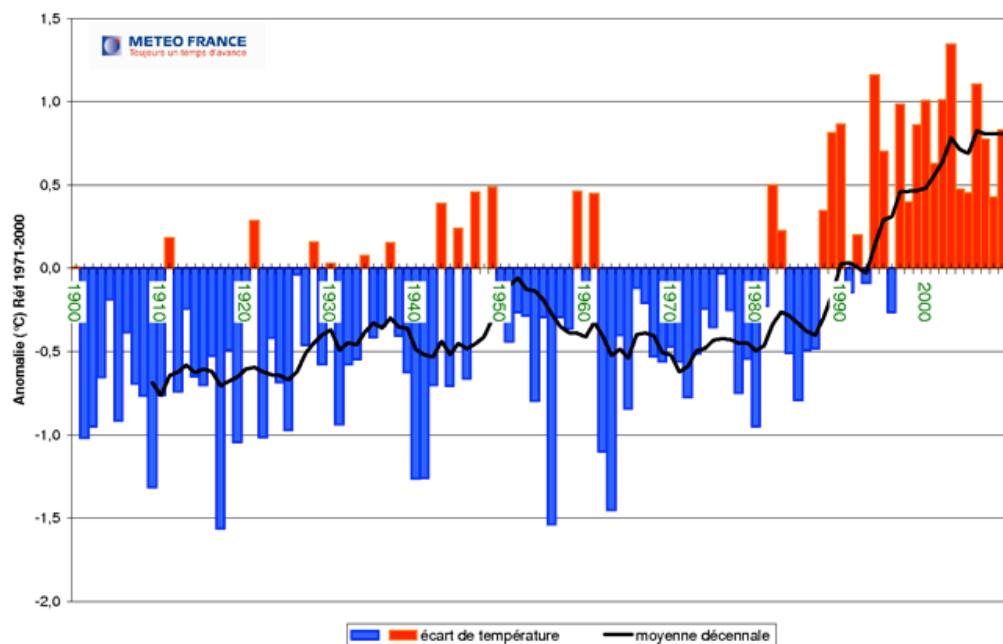
Météo France utilise une moyenne décennale qui est mensongère!

Météo France appelle moyenne décennale la valeur moyenne des 10 dernières années attribué à l'année 10, une telle moyenne ne suit pas la courbe annuelle, les pics sont décalés, ainsi on voit un pic décennal en 1952 correspondant aux pics annuels de 1943 à 1949 !

Un lissage sur une période de 11 ans attribue à l'année du milieu est bien préférable.

-Figure 126: écart de température de la France d'après Météo France avec moyenne décennale en noir

-Figure 127: écart de température et moyenne décennale Météo France avec lissage sur 11 ans



-moyenne des températures

Jacques Duran, physicien à la retraite et ancien directeur du CRNS, entretient un site remarquable « la pensée unique » <http://www.pensee-unique.fr/bonnetdane.html#2010>. On peut lire entre autres

La température est une grandeur définie en thermodynamique. En réalité, la température est une mesure de l'agitation thermique à l'échelle moléculaire ou atomique. Comme il est matériellement impossible d'observer directement et de mesurer l'agitation thermique moléculaire (ou autre), on utilise un proxy (un indicateur). En l'occurrence, les proxys utilisés sont les thermomètres. D'autre part, la température est une variable intensive (c'est à dire qui ne dépend pas de la taille du système, comme la vitesse, l'accélération, la pression etc.). Ainsi, s'il est toujours possible d'effectuer des statistiques sur des moyennes de température comme sur tout autre jeu de variables, les températures moyennes n'ont aucun sens en matière de thermodynamique. En d'autres termes, la température moyenne globale relève de la statistique mais pas de la physique.

Benoît Rittaud, mathématicien, a écrit un livre « Le Mythe Climatique (Le Seuil, 2010) » où il affirme qu'une moyenne de la température n'a guère de sens, car une moyenne peut être arithmétique, géométrique, quadratique, etc.

Peut-on ajouter les températures de l'hiver de l'hémisphère nord avec celles de l'été de l'hémisphère sud? Une température globale a-t-elle un sens ?

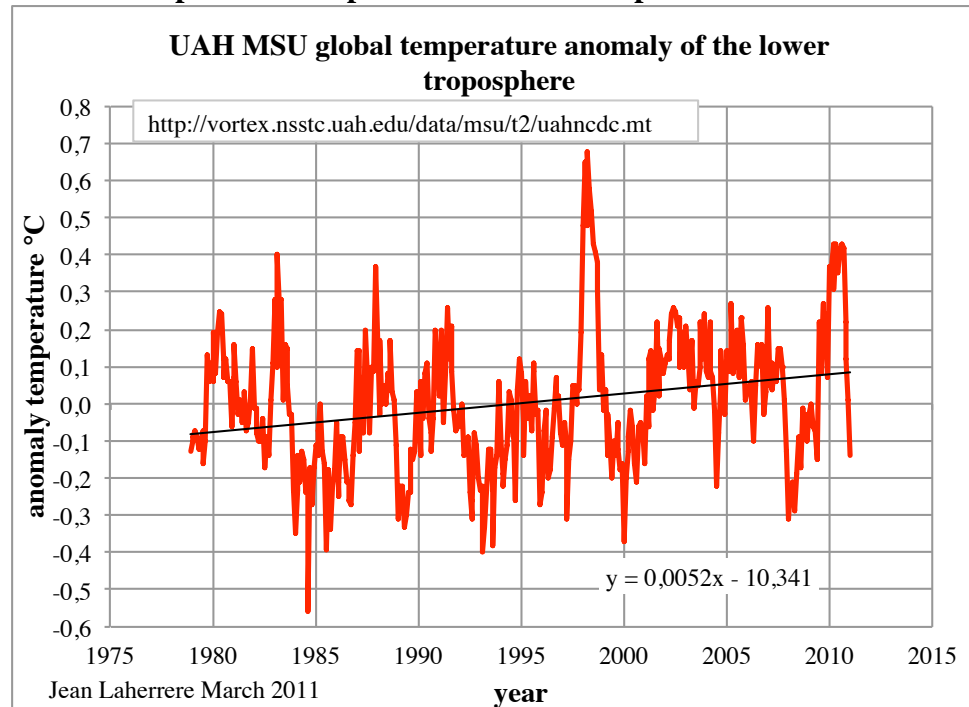
La moyenne d'un grand nombre de stations dont beaucoup doivent être corrigées du réchauffement urbain et qui varie avec le nombre et le choix de ces stations est donc discutable. Il est préférable de laisser au satellite de faire la moyenne sans avoir à choisir ou à corriger. Malheureusement l'historique

des mesures ne commence pour UAH (University Alabama Huntville) que depuis 1980. L'augmentation linéaire est de 0,5 °C par siècle, alors que l'anomalie de 1998 est de 0,6 °C ! Une tendance linéaire dans ce comportement chaotique a peu de sens !

Les pics, comme celui de 1998, sont dus a El Nino, rien à voir avec le CO2!

Aucun des modèles climatologiques n'est capable de modéliser les pics d'El Nino !

-Figure 128: **anomalie de température d'après mesure satellite par UAH**



La température moyenne journalière est-elle la moyenne du maxi et du mini alors qu'elle devrait être la moyenne d'une mesure continu.

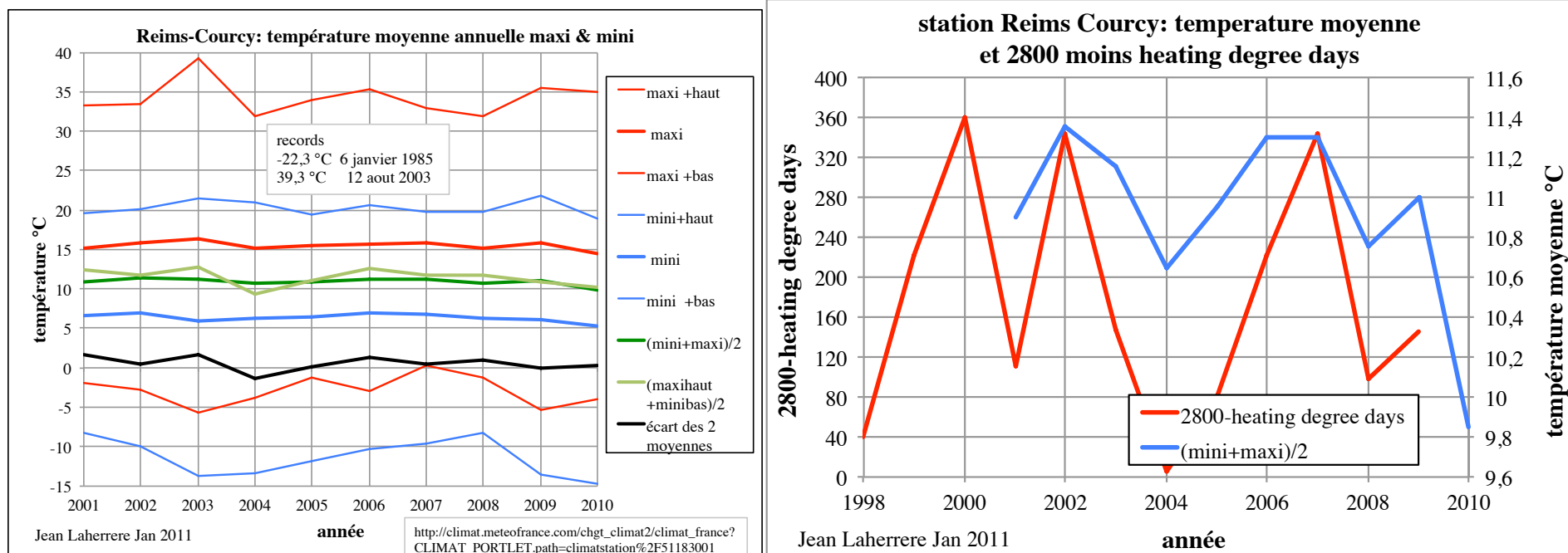
La température à Reims-Courcy est donnée avec les mini et maxi ainsi que leurs extrêmes de plus haut et plus bas. La moyenne mini + maxi est différente de la moyenne maxi haut = mini bas avec une fourchette de l'ordre de 5°C !

La température moyenne de Reims Courcy corrèle grossièrement avec le nombre de DJU (degré jour unifié = heating degree days (HDD) Eurostat) mais sans plus, comme le montre la figure 132 « écart de température et heating degree days pour la France ».

Il semble évident que les moyennes de température sont grossièrement mesurées comme elles étaient il y a plus d'un siècle et que seul un enregistrement continu qui serait alors moyenné représenterait une moyenne valable.

-Figure 129: **Reims Courcy : température moyenne annuelle maxi et mini**

-Figure 130: Reims Courcy température moyenne et 2800 moins DJU = degré jour unifié



-calcul d'erreur des mesures et validité des modèles

Le calcul d'erreur est souvent omis quand des mesures sont données : quelle est la précision du réchauffement depuis un siècle ?

Pierre Morel, fondateur du laboratoire de météorologie dynamique (CNRS), dans un discours au Bureau des Longitudes Oct. 2009 Canal Académie

"On voit un réchauffement progressif qui se monte à 0,6°C en un siècle. mais sur ce 0,6°C en un siècle, il y en a 0,4 qui sont des corrections "

"On lit dans les documents officiels "les modèles climatiques découlent des lois de la physique" Je le cite parce que je l'ai lu. Mais c'est pas vrai ! Les modèles climatiques ne sont pas fondés sur les lois de la physique. Les lois de la physique sont des lois microscopiques. Et le fait que les modèles en question aient un hiatus entre ce qu'ils représentent effectivement c'est à dire des moyennes à l'échelle d'un bloc de 100 par 100 km ou plus et puis la réalité détaillée, locale, si vous voulez, ce hiatus fait qu'il y a déconnexion. Les lois de la physique ne s'appliquent plus. Alors c'est vrai que les modélisateurs aiment bien croire que leurs modèles sont fondés sur les lois de la physique parce que si c'était vrai, à ce moment là, il n'y a pas besoin de vérifier leurs formules. Leurs formules seraient automatiquement bonnes puisqu'elles seraient appuyées sur les lois de la physique. Mais malheureusement elles ne le sont pas.. C'est là le pied d'argile du système. Le gros danger c'est que ces modèles ne sont pas vraiment reliés de façon solide, appuyés, fondés sur les lois de la physique. Donc il faut aller vérifier les lois empiriques. il faut aller les regarder de près. Et ça c'est malheureusement très difficile parce que si vous prenez la moyenne sur 100 par 100km d'une série de nuages convectifs, si vous faites la moyenne vous

ne voyez plus rien du tout. l'air qui monte est très humide, celui qui descend est plus sec. On fait la moyenne, on trouve un truc intermédiaire, c'est tout, mais on ne trouve rien du détail du fonctionnement mécanique du système. Donc on ne peut pas prédire les événements.

Pour un économiste : $1000 + 1 = 1001$

Mais dans un monde incertain comme les réserves où l'imprécision est de 10% au moins

$$1000 + 1 = 1000$$

$$\text{car } 900-1100 + 0,9-1,1 = 900 - 1100$$

-corrections climatiques : indice de rigueur climatique:

Les corrections climatiques sur la consommation d'énergie primaire sont calculées en France d'après un indice de rigueur climatique

Cet indice est mal connu et mal expliqué, il dépend des mesures de DJU = Degrés Jours Unifiés qui doit correspondre au heating degree-days Eurostat

Les DJU sont additionnés sur une période de chauffage de 232 jours (du 1er Octobre au 20 Mai), pour chaque jour, le nombre de DJU est calculé en faisant la différence entre une température de référence 18°C et la moyenne des températures minimale et maximale de ce jour,

La définition de l'indice de rigueur climatique a varié avec le temps avec un seuil différent, en 1998 le seuil était de 17°C, à partir de 2005 il est de 18°C <http://www.onerc.org/donnees/evolution-de-l-indice-de-rigueur-climatique-en-france-metropolitaine-depuis-1970>

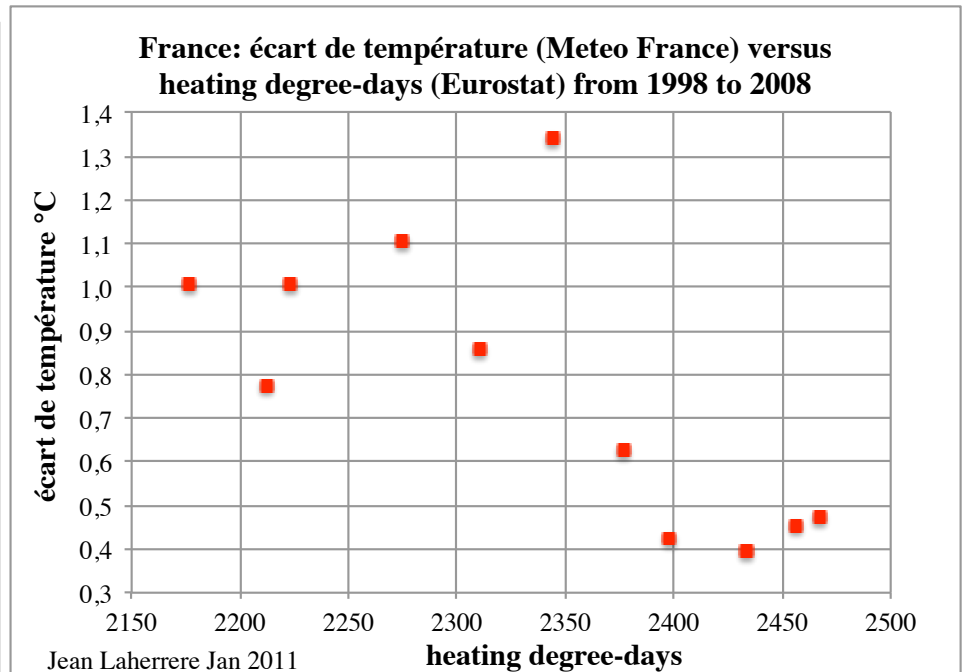
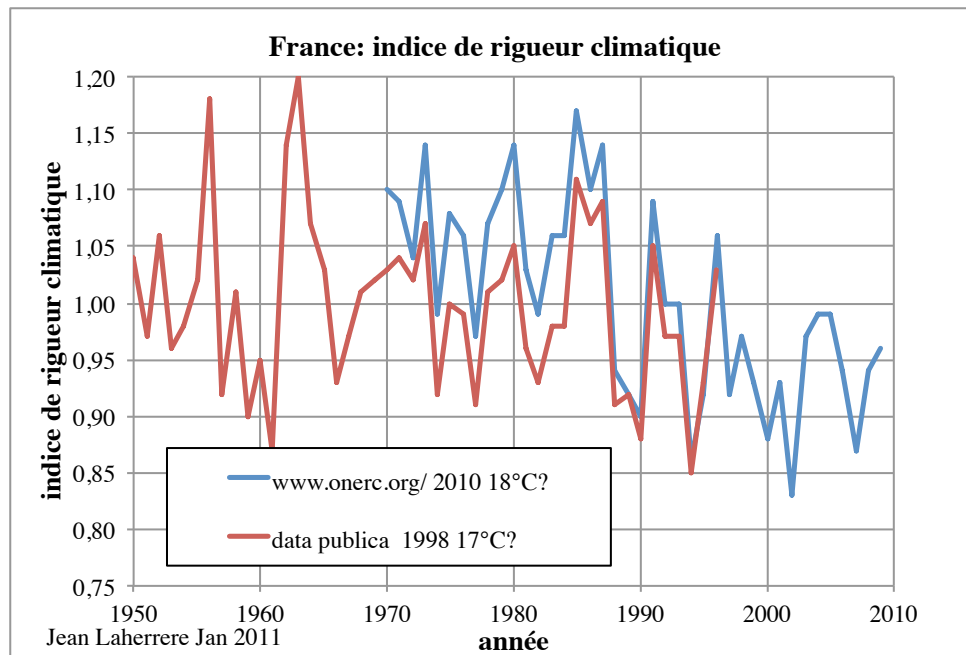
Mais ce DJU et cet indice de rigueur climatique sont mal expliqués et les données difficilement accessibles. Le calcul de l'indice varie en Europe.

Il faut aller à Eurostat pour obtenir des données de heating degree days

L'écart de température mesuré par Météo France montre une mauvaise corrélation avec les heating degree days, comme vu plus haut Fig. 130 pour Reims

-Figure 131: **France : indice de rigueur climatique avec seuil de 17°C et 18°C actuel**

-Figure 132: **France : écart de température et heating degree days**

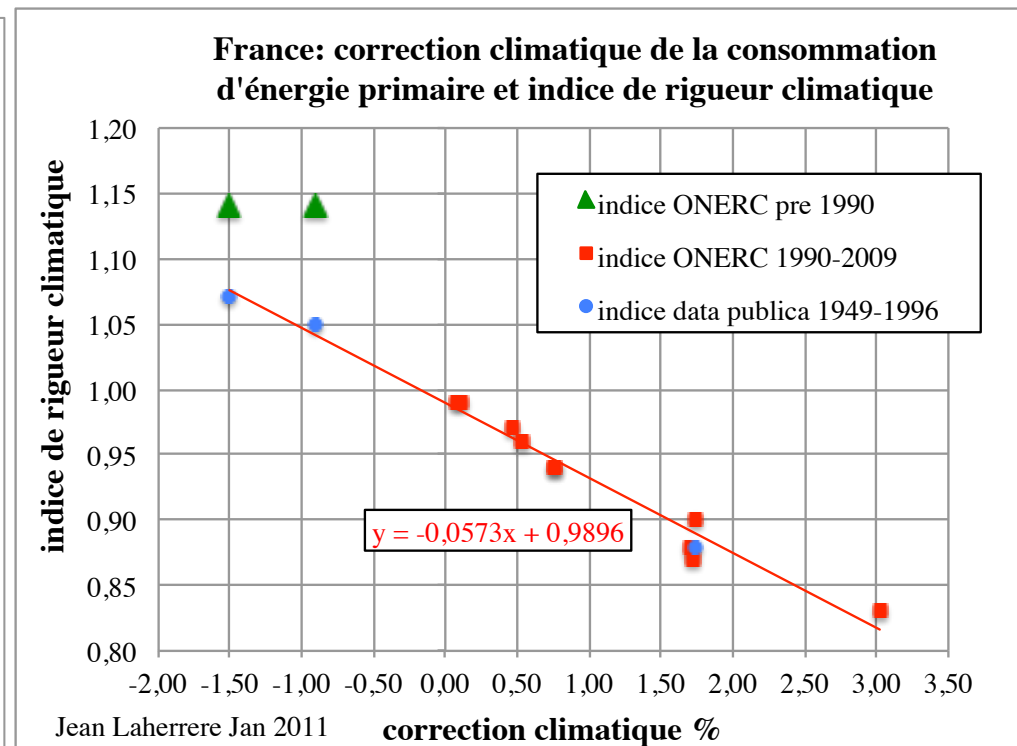
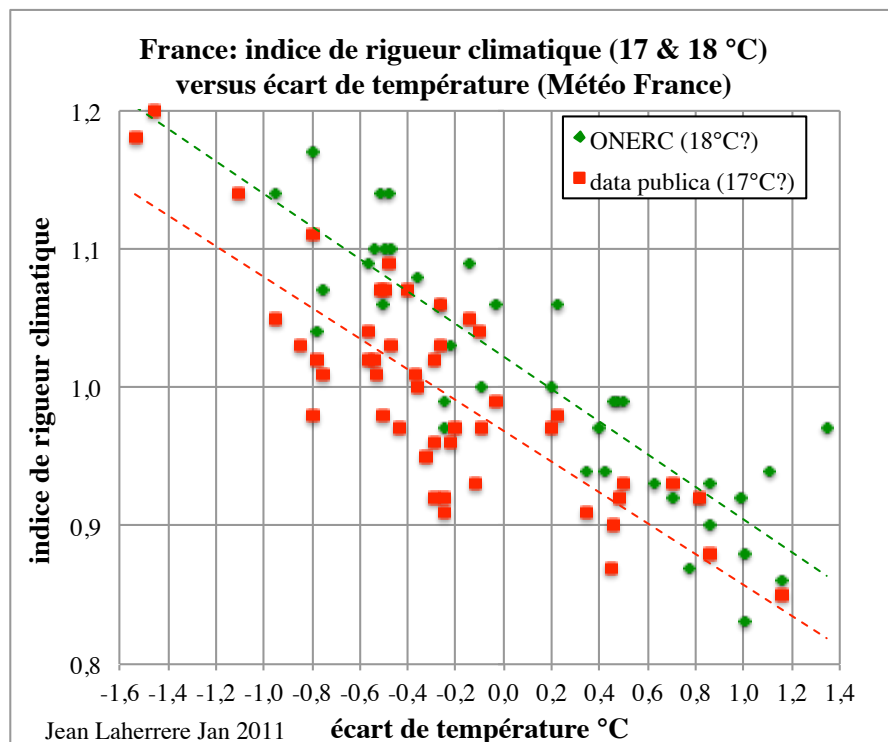


La corrélation indice de rigueur climatique et écart de température (différent de la nécessité de chauffage) est lui aussi de mauvaise qualité avec les diverses définitions de seuil (17 & 18°C).

La corrélation indice et écart de température est mauvaise. Il semble meilleur entre indice et correction climatique, mais ne semble pas résulter d'une formule unique.

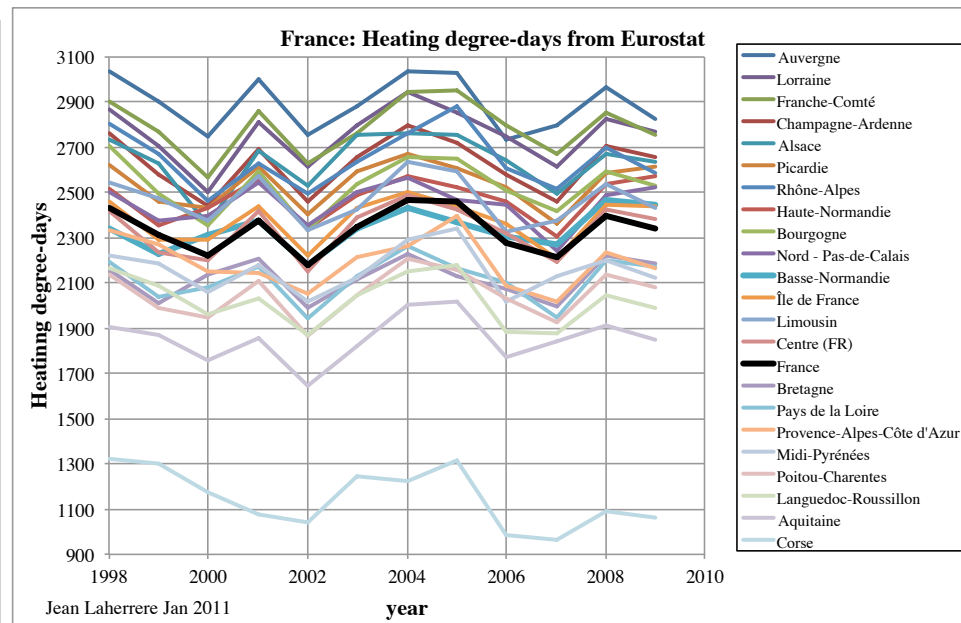
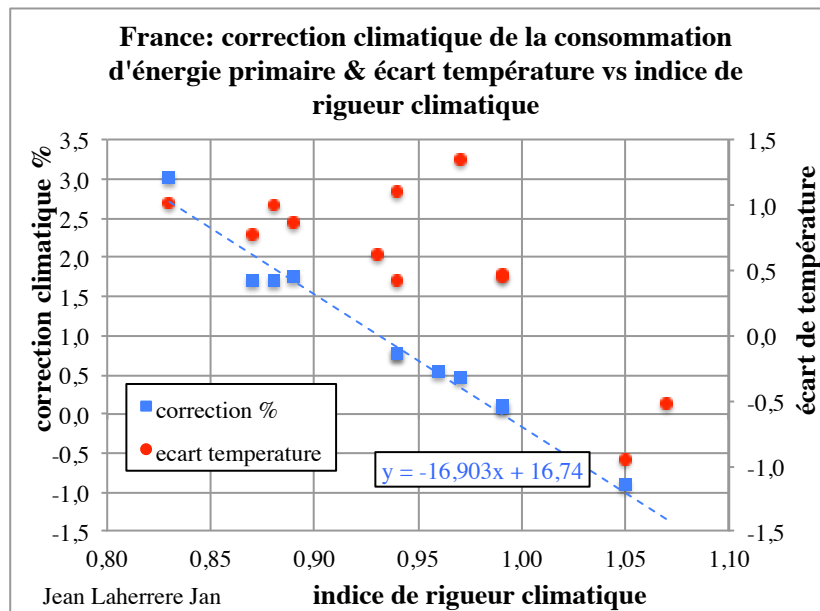
-Figure 133: **France: indice de rigueur climatique et écart de température**

-Figure 134: **France: indice de rigueur climatique versus correction climatique en %**



-Figure 135: France: indice de rigueur climatique et écart de température versus indice de rigueur climatique

-Figure 136: France: heating degree days par province d'après Eurostat



La corrélation correction climatique de l'énergie primaire en France (très mal expliqué et défini) semble être
correction climatique en % = 17 (1- indice de rigueur climatique)

Ces corrections climatiques de l'énergie primaire sont donc très discutables et pourraient être mieux faits et mieux expliqués !

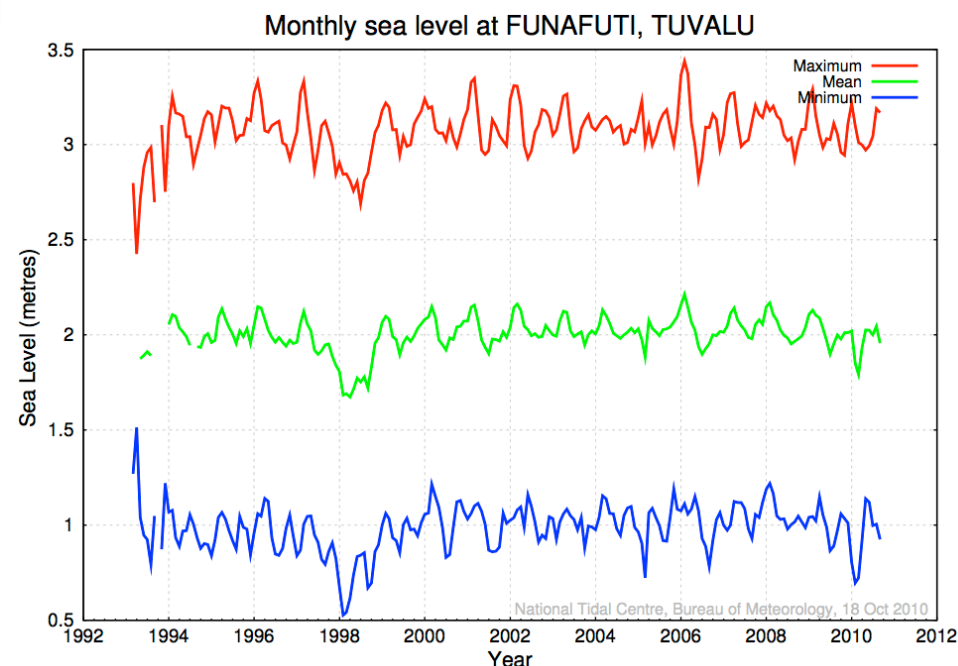
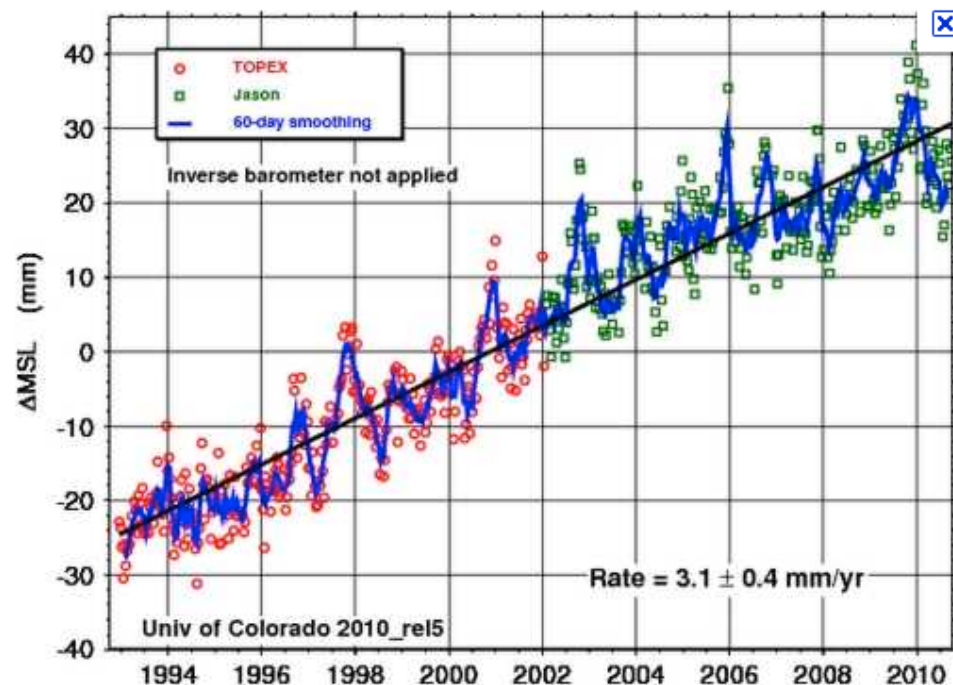
-montée du niveau de la mer

Le niveau de la mer a monté de 120 m depuis environ 13 000 ans soit 9 mm/a, mais la montée a varié: la plus forte augmentation a été de 45 mm/a de 7600 à 7200. Les mesures par satellite de 1994 à 2010 montrent une augmentation de 3 mm/a (moindre depuis 2005), c'est peu par rapport au passé! .

Les mesures à Tuvalu ne montrent aucune augmentation, bien que la précision est bien moins grande, mais les habitants voudraient bien profiter de l'hystérie sur les changements climatiques pour obtenir de l'argent pour aller ailleurs.

-Figure 137: augmentation du niveau de la mer d'après les satellites 1992-2010

-Figure 138: niveau de la mer à Tuvalu 1992-2010



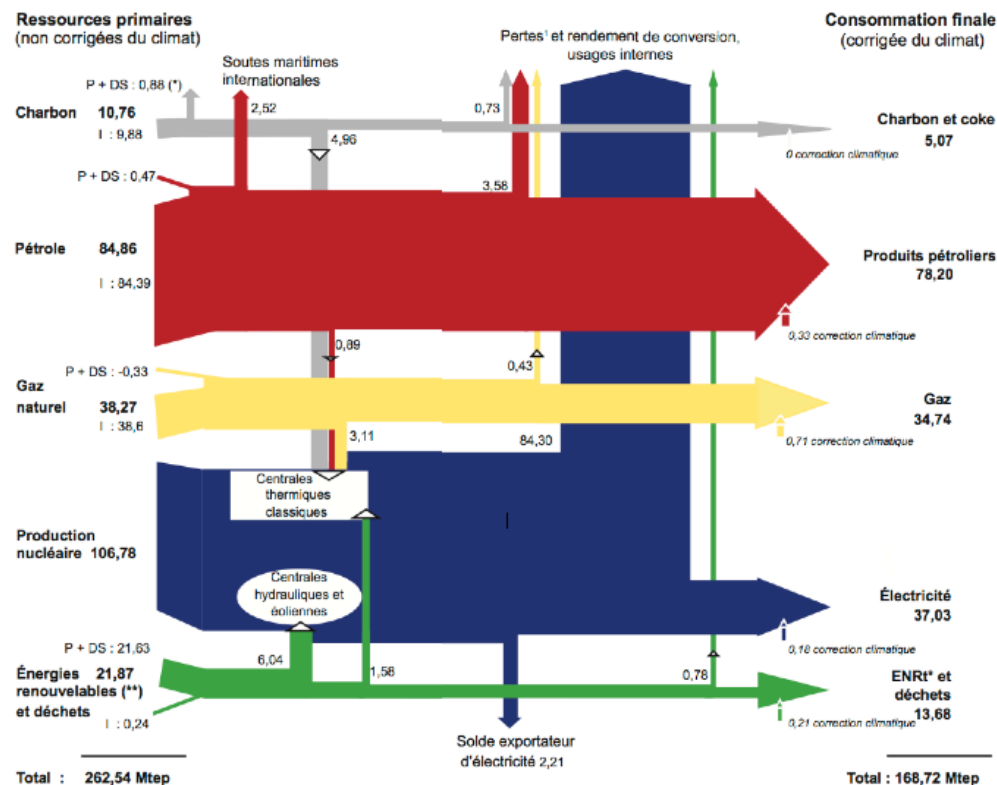
-Equivalence énergétique

Le bilan énergétique de la France pour 2009 montre à gauche les ressources primaires à 263 Mtep et à gauche la consommation finale (corrigée du climat) à 169 Mtep en énergie, la différence en oubliant les sources et l'exportation représente surtout les pertes et rendement de conversion. Pour les pertes il faut lire la notice :

Pertes 1: "l'importance des pertes dans le domaine de l'énergie tient largement au mode de calcul adopté depuis 2002 par l'Observatoire de l'Énergie: l'électricité d'origine nucléaire est comptabilisée, au niveau de la production, en termes de chaleur, dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique"

Il y a donc un champ important d'économie d'énergie dans ces pertes, mais il y a aussi un problème d'équivalence.

-Figure 139: **Bilan énergétique 2009 de la France dans Repères 2010**



Pour ajouter les différentes énergies pour obtenir l'énergie primaire et l'énergie finale, il faut adopter une équivalence qui est en fait une convention arbitraire. L'Observatoire de l'Energie a changé sa définition en 2001 pour adopter celle de l'AIE. Cela a apporté des modifications très importantes, notamment pour le nucléaire (passant de 79,1 Mtep soit 30,8 % à 104,4 Mtep soit 38,8 %) car le rendement est pris à 33% qui suppose le rendement moyen d'une centrale électrique, alors que les centrales modernes ont un rendement bien meilleur.

http://www.statistiques.equipement.gouv.fr/IMG/pdf/methodo_electricite_prim_fin_20081909_cle28513f.pdf

Production nucléaire 1 MWh = 0,260606 tep (quelle précision !)

Production géothermique 1 MWh = 0,86 tep

Autres types de production, échanges avec l'étranger, consommation 1 MWh = 0,086 tep

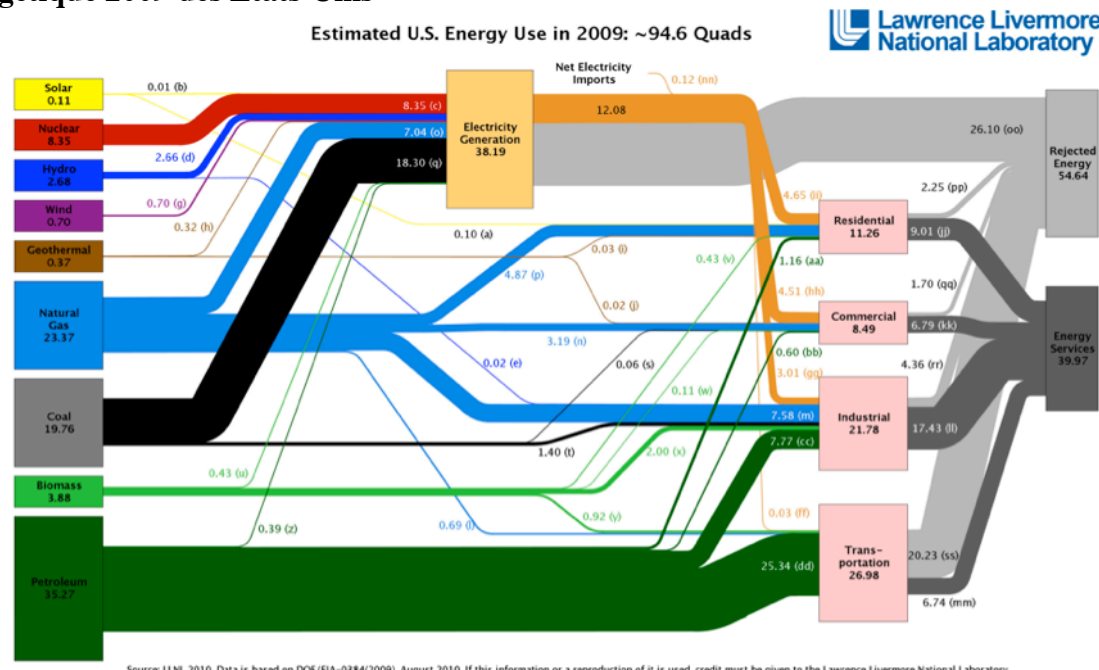
Un papier d'explication Revue de l'Energie Juillet 2002 concluait : *Le choix adopté, sur recommandation du conseil d'orientation de l'Observatoire de l'Energie, n'est sûrement pas le meilleur; il a comme seule vertu d'être celui adopté par le plus grand nombre de pays et d'organismes*

internationaux. On serait tenté de paraphraser la célèbre remarque selon laquelle "comme la démocratie, c'est le pire des systèmes, à l'exclusion de tous les autres

Il semble évident que ces équivalences devraient faire l'objet d'un débat au niveau mondial pour les rendre homogènes et pour les faire évoluer. Mais ceci semble un vœu pieux: on ne discute pas des sujets sensibles et contraignants.

Le flux énergétique des US est plus intéressant car la consommation finale est en travaux on voit beaucoup mieux les pertes, car l'énergie rejetée est distinguée, notamment pour les transport avec 6,7 quad utile et 20,2 quad de rejeté, soit une perte de 75% = forte source potentielle d'économie (abandon des grosses voitures = SUV)

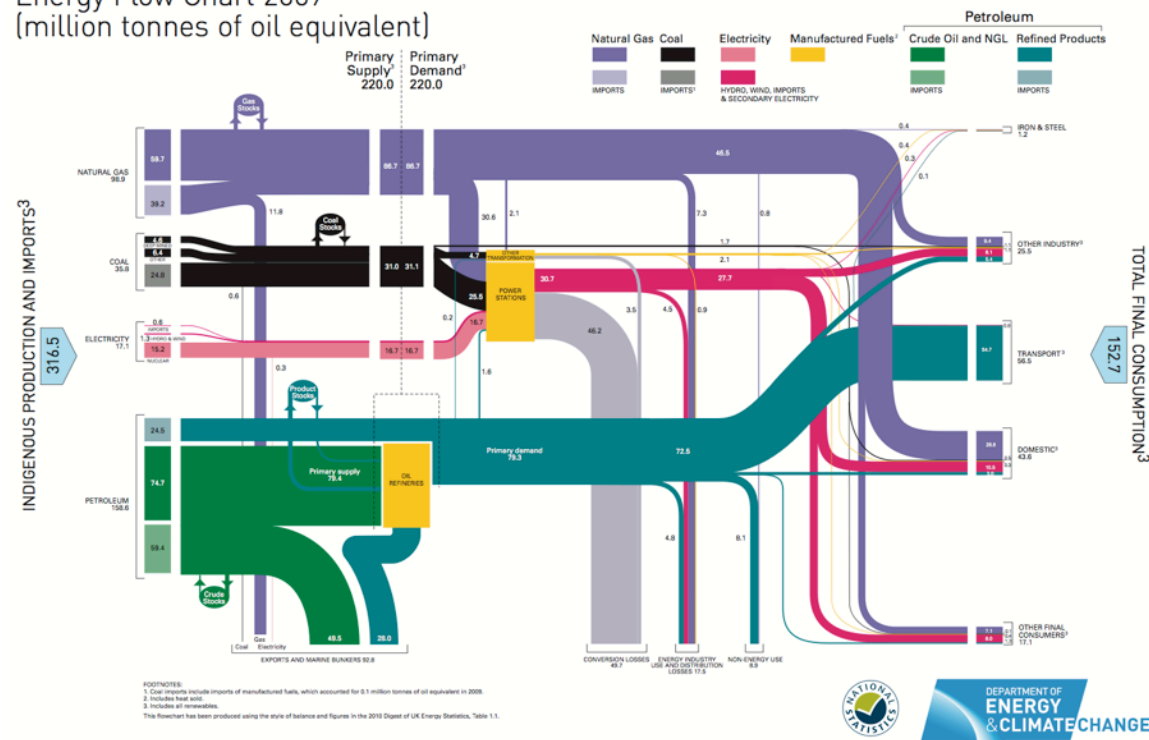
-Figure 140: **flux énergétique 2009 des Etats-Unis**



Le flux énergétique du Royaume-Uni montre bien les pertes.

-Figure 141: **Flux énergétique 2009 du Royaume-Uni**

Energy Flow Chart 2009
(million tonnes of oil equivalent)

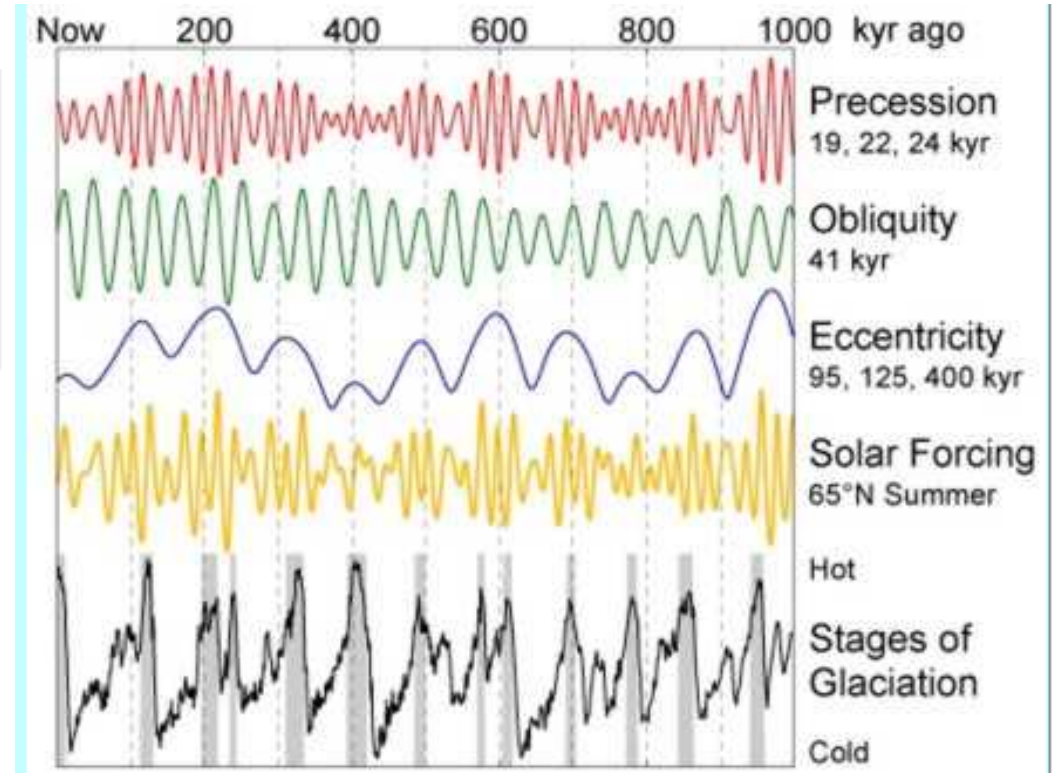
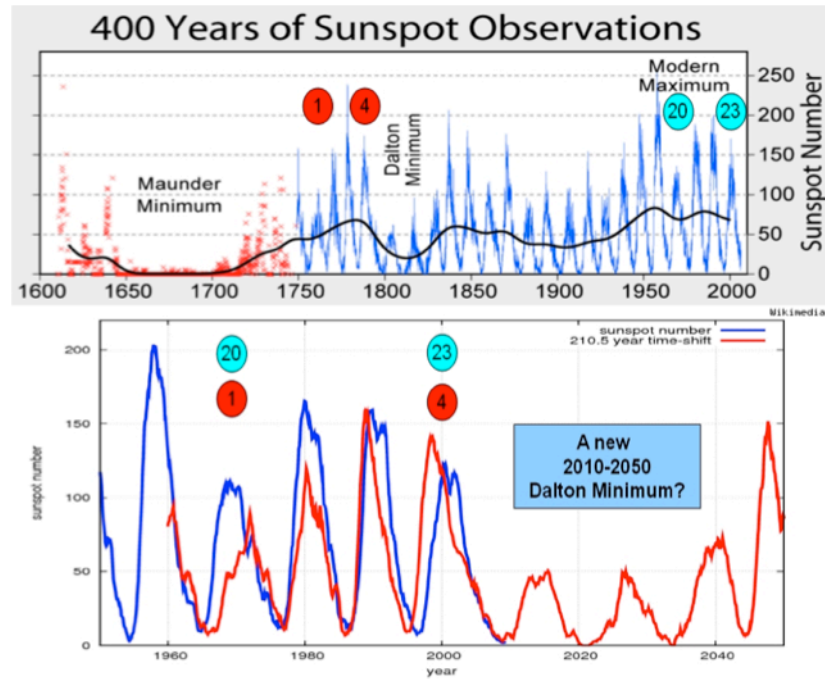


-7-Cycles de 60 ans et 1500 ans

Le soleil montre de nombreux cycles: jour, an, environ 11 ans pour l'activité du soleil (dû à la variation de la distance du soleil par rapport au barycentre du système solaire par la présence de planètes joviennes) et les cycles de Milankovitch dus aux variations astronomiques (précession, obliquité et excentricité). Nicola Scafetta (« Climate change and its causes a discussion about key issues » SPPI 2010) a étudié les cycles du changement climatique

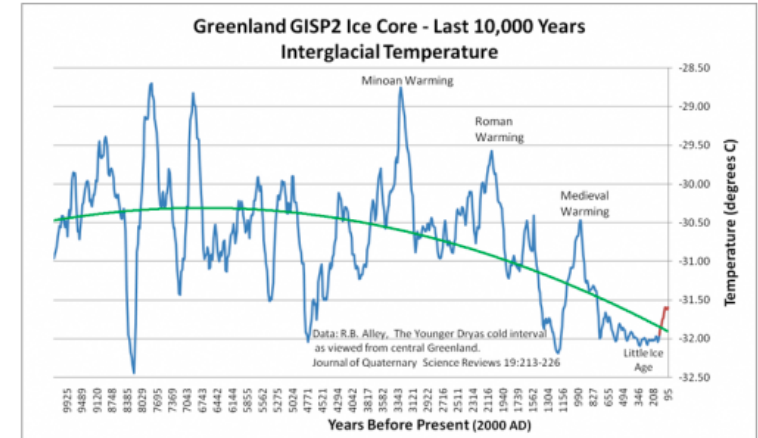
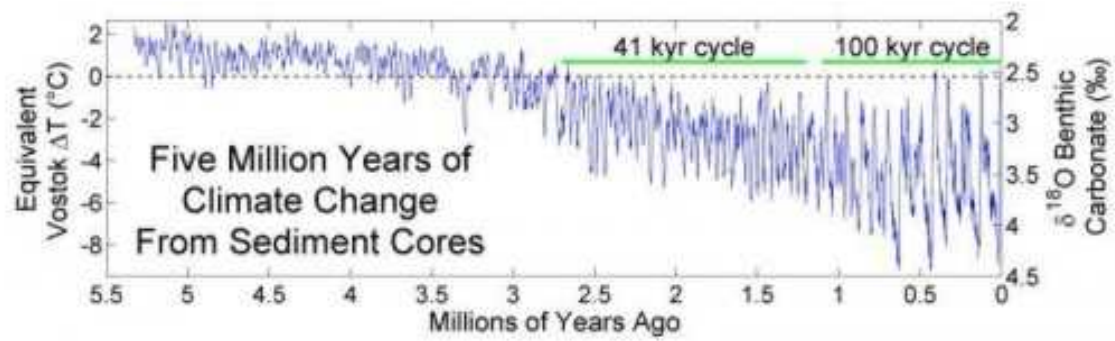
-Figure 142: 400 ans d'observations des taches solaires d'après Scafetta 2010

-Figure 143: cycles de Milankovitch sur un million d'années



-Figure 144: cycles divers sur les variations de températures mesurés dans des carottes de sédiments d'après David Lappi sur 5,5 Ma

-Figure 145: variations de température sur les derniers 10 000 ans (carottes du Groenland)



Le cycle qui semble le plus important est de 60 ans d'après Scafetta.

-Figure 146: cycle de 60 ans dans les enregistrements climatiques d'après Scafetta 2010

Appendix Q. A 60 year cycle in multisecular climate records

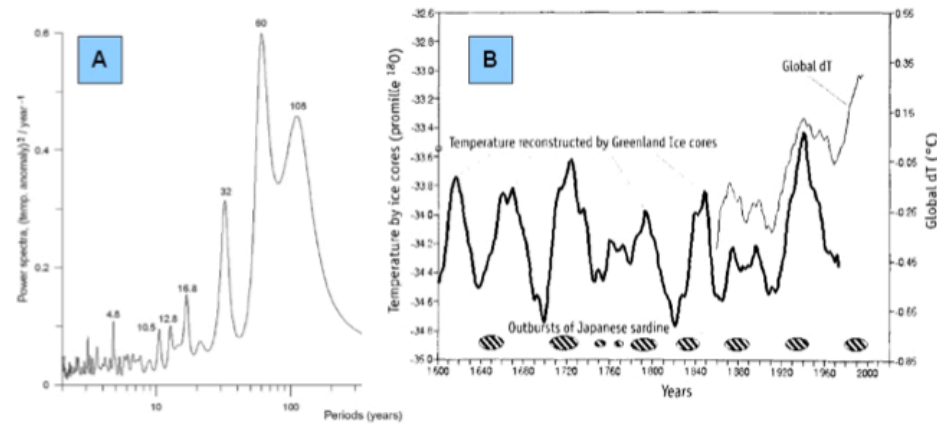


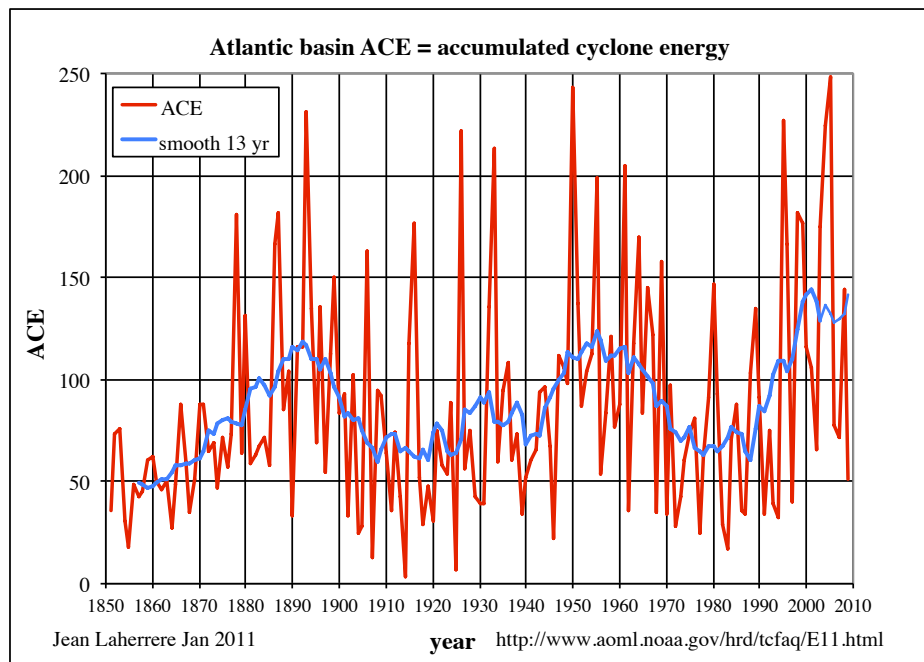
Table I. Predominant periods of climatic fluctuations within the range of 20-100 years according to all data available.

Time series	Series length, years	Predominant peak, years	Secondary maxima, years
Ice core samples	1420 (552-1973)	54	32
Arctic pine tree	1480 (500-1980)	60	32
California bristlecone pine tree	1500 (479-1979)	76	32
California bristlecone pine tree	8000 (-6000-1979)	55.4	20-35
Sardine (sediment core samples)	1730 (270-1970)	57 and 76	56, 33
Anchovy (sediment core samples)	1730 (270-1970)	57	72, 99
Global dT	140 (1861-2001)	55	18.0

Au 18e Festival International de Saint-Dié des Vosges 6 octobre 2007 Conférence débat dirigée par Martine Tabeaud «Le réchauffement climatique: entre réalité et imposture, quelle place pour la science? » j'ai montré un graphique sur les mesures lissées de l'énergie des cyclones dans l'Atlantique Nord (ACE) avec un décalage de 60 ans. Le graphique en 2010 montre bien que les cyclones ne se déchainent pas !.

-Figure 147: **variation de l'énergie accumulée des cycles dans l'Atlantique Nord ACE 1850-2010**

-Figure 148: **ACE lissée et décalée de 60 ans Saint-Dié 2007**



The cyclical symbol appears when the curve smoothed ACE is shifted in the order of 60 years.

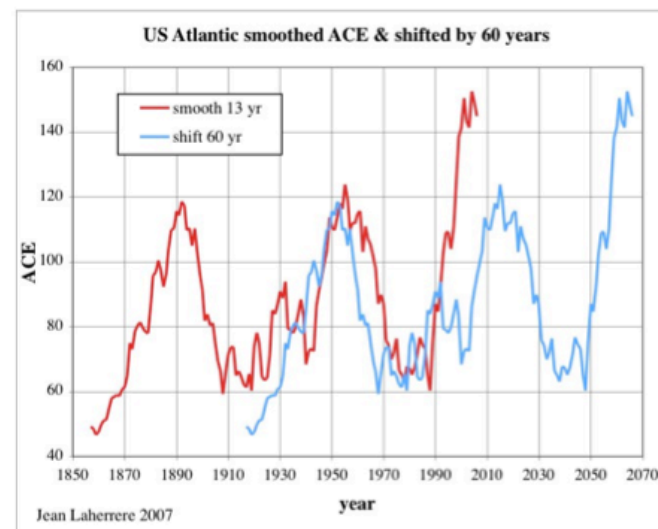


Figure 118: US Atlantic ACE averaged and compared with average delayed 60 years

And the peak of 1890 correlates with that of 1960, and 2005 could be close to a new peak!

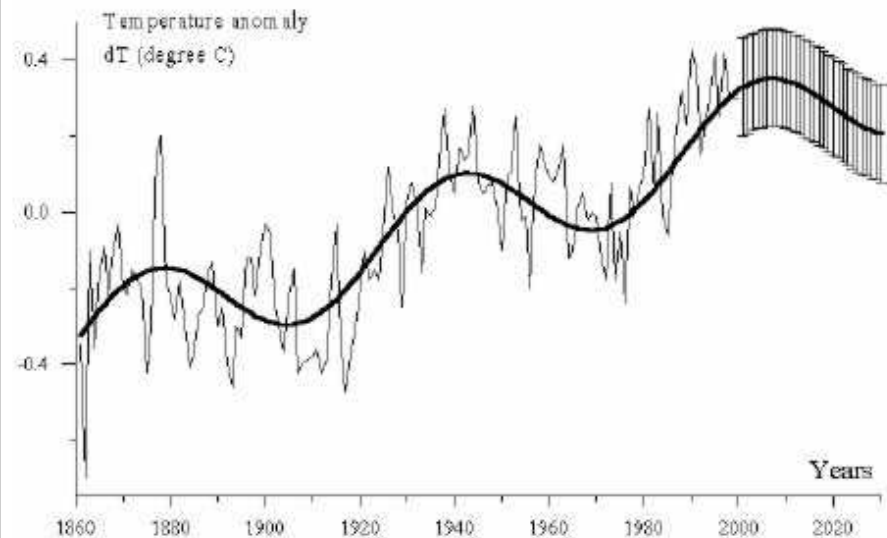
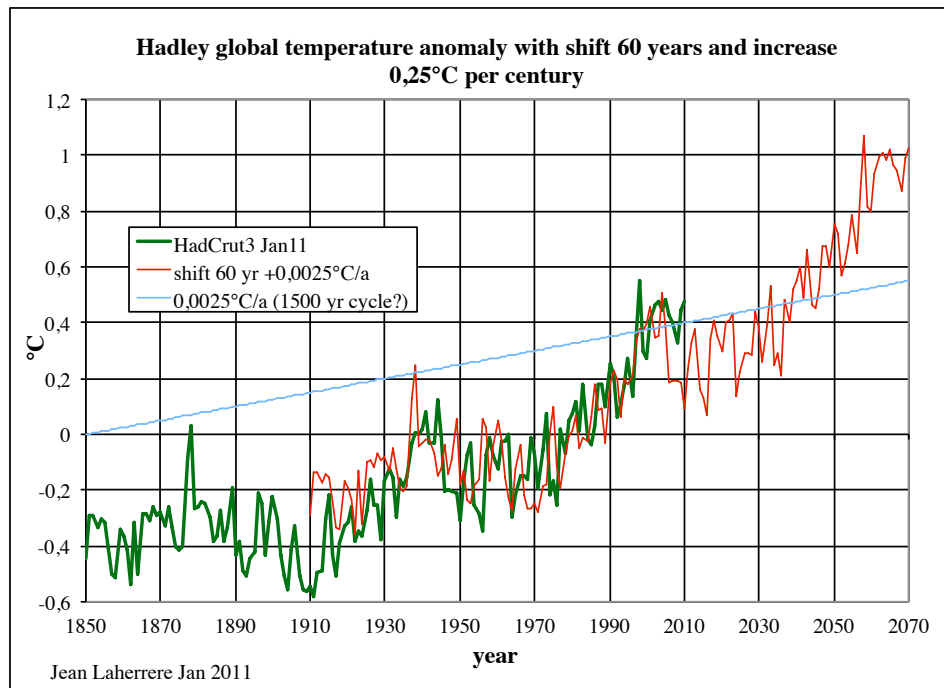
Ma prévision pour les températures des 20 prochaines années est très simple je décale la courbe des températures (ici CRU) de 60 ans et j'ajoute une constante de $0,25\text{ }^{\circ}\text{C}$ par siècle, censé représenter sur un siècle le cycle long de 1500 ans (cycles de Dansgaard-Oeschger

http://www.cnrs.fr/cw/dossiers/dosclim1/biblio/pigb15/01_changements.htm), ce qui me donne la courbe en rouge que j'appelle mon modèle.

On s'aperçoit que ce modèle (décalage 60 a + $0,0025^{\circ}/\text{a}$) coïncide assez bien avec les données de 1910 à 2010, j'en conclus donc que le modèle doit être bon pour les prochains 20 ans qui donne un refroidissement ou, plus grossièrement, pas d'augmentation.

-Figure 149: **ma prévision: anomalie de température Hadley 1850-2010 & décalée de 60 ans avec $0,25^{\circ}\text{C}$ par siècle**

-Figure 150: **anomalie de température d'après Klyashtorin et Lyubushin 2003**



Il est difficile de discuter quand il y a trop d'incertitude et de données avec un opposant, et la meilleure façon est de parier avec lui sur un point simple résumé en une phrase (les définitions des données peuvent être plus longues).

Pour le réchauffement climatique: augmentation ou pas dans 10 ans!

J'ai proposé de parier 1000 € à plusieurs personnes (dont JM Jancovici, Yann Arthus Bertrand, Yves Cochet) que dans 10 ans (au delà de mon espérance de vie) la température globale ne serait pas supérieure à la température actuelle. Et chaque fois j'ai gagné par forfait!

-Prévisions températures à 5 mois = corrélation avec ENSO

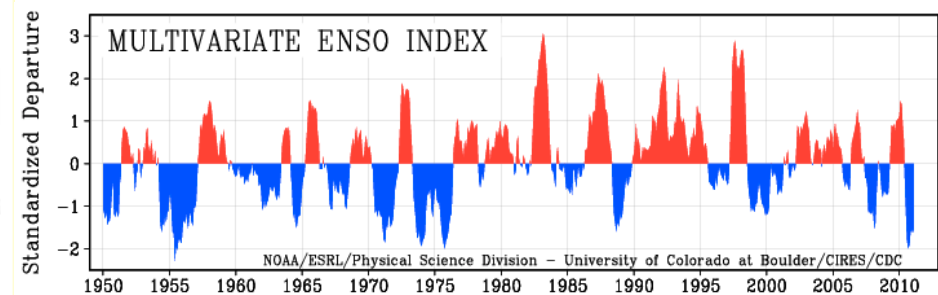
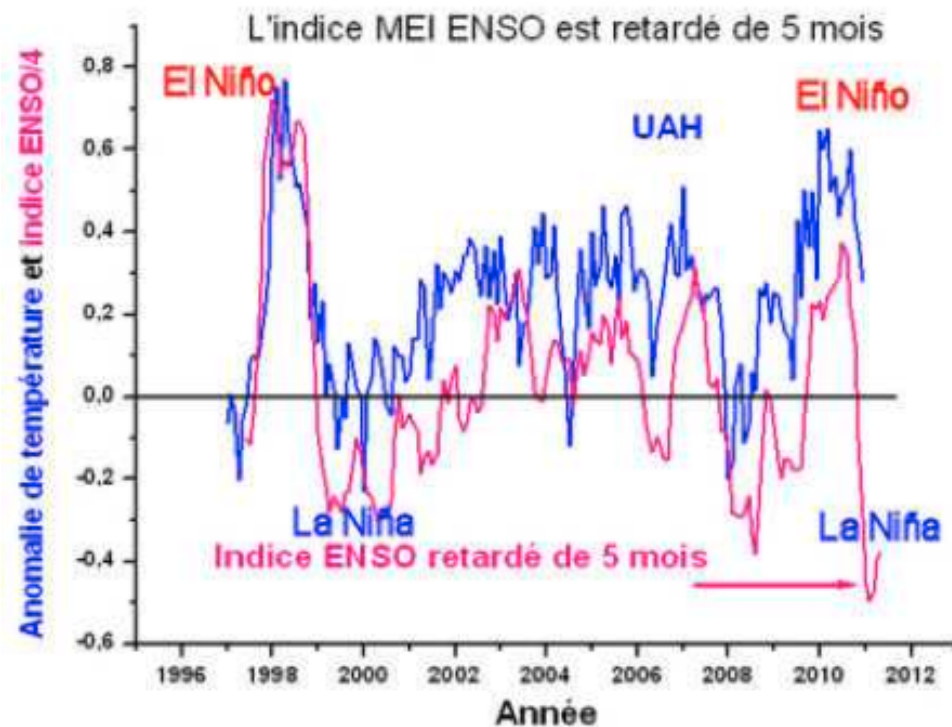
Klaus Wolter, expert de l'ENSO à la NOAA explique qu'il y a nettement plus d'une chance sur deux que le La Nina actuel dure deux ans, c'est à dire jusqu'en 2012.. <http://thakurproxy.appspot.com/wattsupwiththat.com/2011/02/04/noaa-enso-expert-odds-for-a-two-year-la-nina-event-remain-well-above-50/>

Jacques Duran (Février 2010) pense que la température va baisser dans les 5 mois.

Si on retarde le graphe de l'indice MEI de l'ENSO de 5 mois, la corrélation entre l'évolution de la température globale et cet indice ENSO (retardé de 5 mois), est remarquable.

-Figure 151: **corrélation anomalie de température et indice MEI ENSO 1996-2010**

-Figure 152: **Multivariate Enso Index 1950-2010**

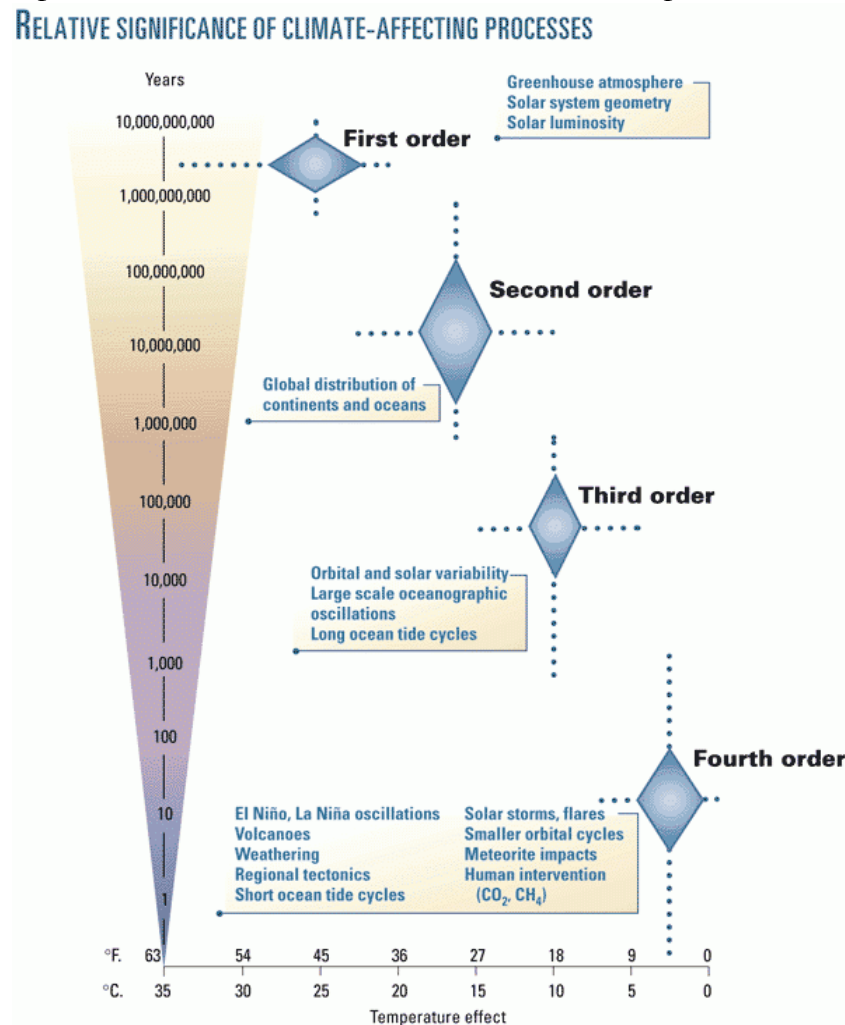


-8-changements climatiques

- paramètres majeurs:
 - cycles astronomiques de Milankovitch
 - activité solaire : minimum de Maunder et Dalton
 - El Nino, La Nina : ENSO = El Nino Southern Oscillation, Pacific Decadal Oscillation
 - éruptions volcaniques = Pinatubo
 - rayons cosmiques (attente résultat de l'expérience CLOUD au CERN)
 - vapeur d'eau (nuages bas réchauffent; hauts refroidissent) qui représente de 55% (GIEC) à 95% (Gerhard) des gaz à effet de serre
 - sulfates (notamment à partir du soufre des carburants) qui refroidissent et qui seraient responsables du refroidissement global de 1945 à 1975
- paramètres mineurs
 - CO₂
 - CH₄

Gerhard a donné le classement relatif des processus qui affecte le climat et l'intervention humaine n'arrive qu'au 4^e ordre, alors que la distribution des continents qui a déclenché la glaciation il y a 3 Ma est du 2^e ordre. Les cycles de Milankovitch sont du 3^e ordre.

Figure 153: signification relative des processus affectant le climat (Gerhard AAPG Explorer Déc. 2001)

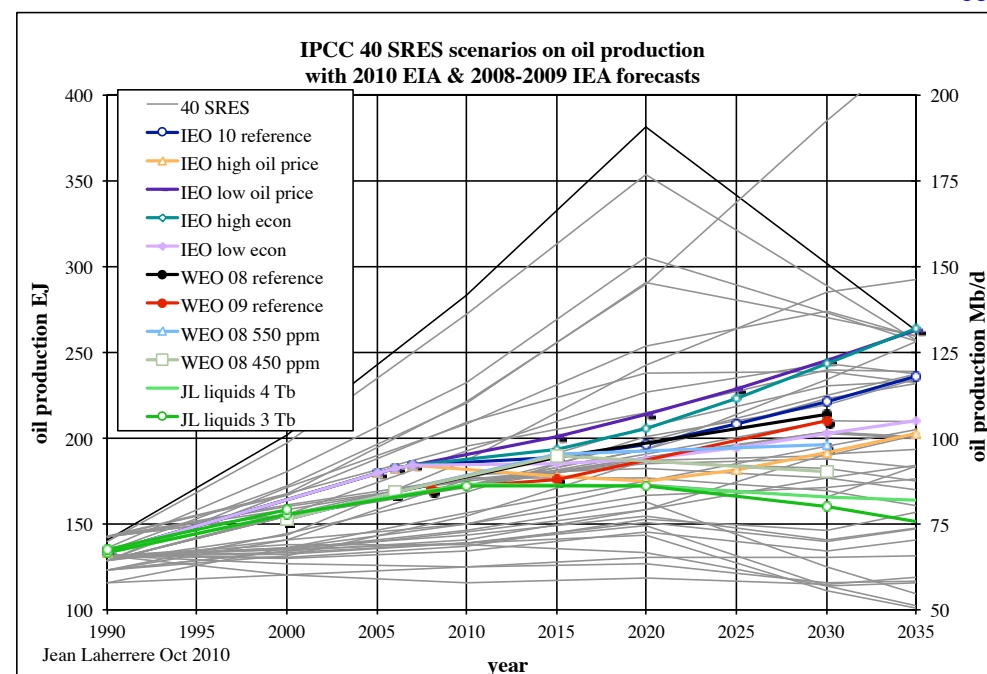


-9-Scenarios énergétiques du GIEC (IPCC)

Les 40 scénarios énergétiques utilisés par le GIEC dans les rapports TAR 2001 et AR4 2007 sont les scénarios SRES conçus en 1998 par l'équipe du Dr Nakicenovic. Ce ne sont pas des prévisions, mais des projections, issues de brainstorming, appelées *storylines* et les valeurs 1990 et 2000 ne sont pas les valeurs réelles http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_IPCCscenarios09.pdf, mais celles supposées par ces faiseurs d'histoires!

Pour la production de pétrole en 2000, les valeurs supposées oscillent entre 60 et 100 Mb/d, alors que la valeur réelle est 78 Mb/d. La fourchette de 1998 aurait dû être corrigée en 2007 à la valeur réelle! Mais le GIEC qui est basée sur un accord unanime, n'a pas le souci de se caler sur les réalités, car son souci est de garder l'accord sur ce qui a été adopté, même s'il est périmé. Le GIEC veut éviter à tout prix à avoir à faire accepter à l'unanimité de nouveaux scénarios réels. C'est pour cela que les 4 nouveaux scénarios de forçage radiatifs pour le rapport 2014 ne seront pas basés sur les consommations énergétiques réelles, mais la *littérature* des anciens scénarios!

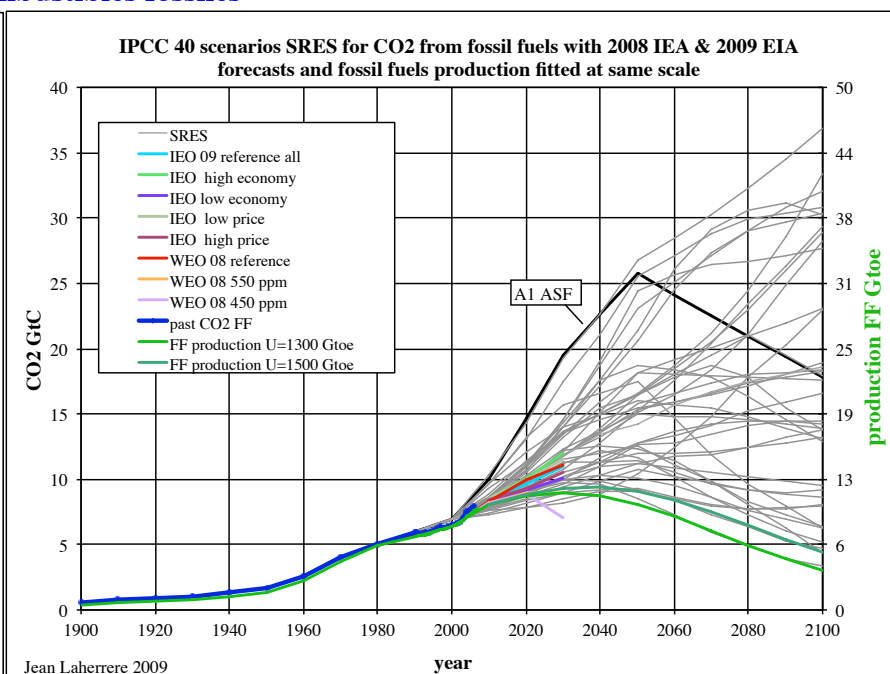
-Figure 154: scénarios du GIEC 2007 pour la production de **pétrole** avec prévisions AIE et USDOE



Les scénarios à 190 Mb/d en 2020 sont du pur délire, de même que 120 Mb/d ou 60 Mb/d en 2005! De même pour le CO₂ à partir des combustibles fossiles.

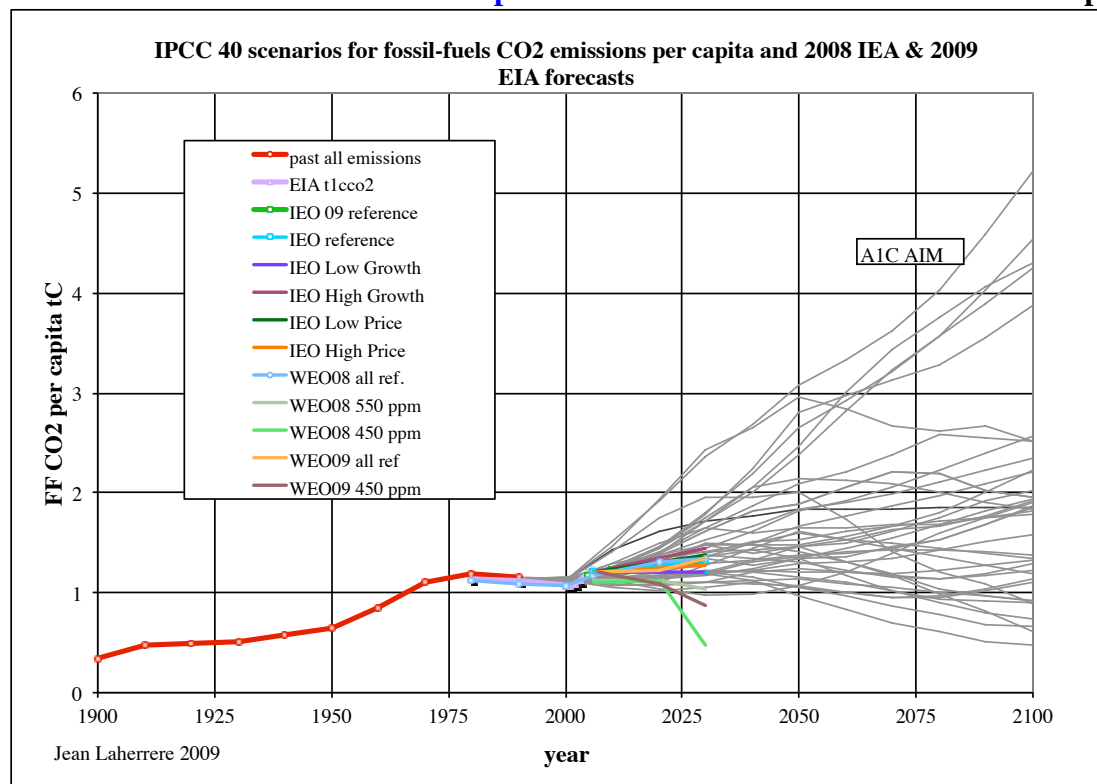
Les 40 scénarios SRES du GIEC 2007 d'émission par habitant de CO₂ des combustibles fossiles sont très supérieurs aux prévisions officielles, en particulier pour 2000 pour le passé!

-Figure 155: scénarios du GIEC 2007 pour la production CO₂ à partir de combustibles fossiles



Les scénarios énergétiques devraient commencer dès 1950 où les données sont fiables jusqu'à 2010, puis être continués par les prévisions officielles de l'AIE qui sont jusqu'en 2035 et ils devraient être extrapolés à partir de 2035 jusqu'en 2100

Figure 156: scénarios du GIEC émissions **CO2 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, mais surtout de la qualité des hypothèses à l'entrée.

Comme disent les Américains:

GIGO Garbage In, Garbage Out

Le nombre d'articles scientifiques qui sont sceptiques sur le réchauffement climatique cause principalement par l'homme ne cesse de grandir:

<http://www.populartechnology.net/2009/10/peer-reviewed-papers-supporting.html> De plus le comportement éthique de certains membres du GIEC est sujet à critique : climategate, Himalayagate. Le GIEC, groupement intergouvernemental fondé par l'ONU, est donc principalement politique avec des règles d'unanimité, ce qui

n'est pas la règle de la science. La meilleure preuve est que le GIEC a reçu le prix Nobel de la Paix attribuée par les députés norvégiens, ce prix n'est pas scientifique, mais politique, puisque Obama et Arafat l'ont reçu. En France, les membres du GIEC, quand attaqués, au lieu de répondre par des articles scientifiques, font des pétitions au ministre !

Quelque soit la qualité des modèles utilisés par le GIEC pour faire leurs prévisions catastrophes d'une augmentation de 4-6°C en 2100, les hypothèses énergétiques, qui sont la base de ces modèles d'émission, sont complètement irréalistes, jetant le plus grand doute sur la réalité des perspectives qui effrayent tant les gouvernements.

Le prochain rapport GIEC en 2015 (AR5) sera basé sur 4 scénarios RCP (Representative Concentration Pathways) chiffrés en forçage radiatif de 3-PD; 4,5; 6; 8,5 W/m², justifiés par d'anciens scénarios SRES (?), c'est à dire sans aucune justification des données passées (les graphiques commencent en 2000) et des prévisions sur les émissions de GES par les agences énergétiques reconnues!

Le document ci-dessous du GIEC <http://www.ipcc.ch/meetings/session28/doc8.pdf> montre bien que les 4 RCP sont en fait des anciens scénarios SRES.

Figure 157: hypothèses du GIEC pour 2014

Représentative concentration pathways (3)

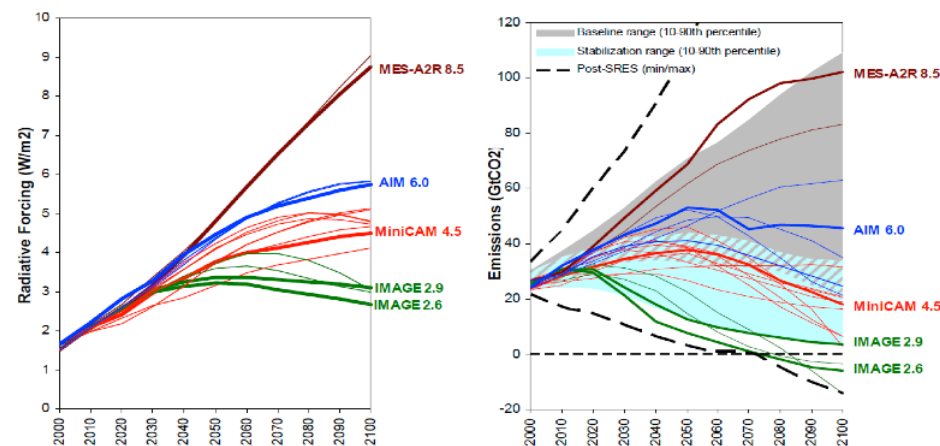


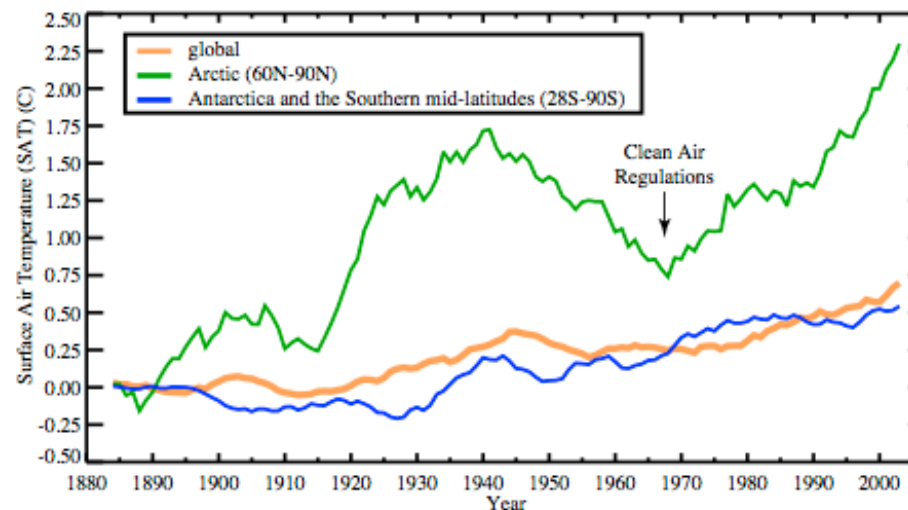
Figure 5. Radiative forcing compared to pre-industrial (left panel) and energy and industry CO₂ emissions (right panel) for the RCP candidates (colored lines), and for the maximum and minimum (dashed lines) and 10th to 90th percentile (shaded area) in the post-SRES literature. These percentiles reflect the frequency distribution of existing scenarios and should not be considered probabilities. Blue shaded area indicates mitigation scenarios; gray shaded area indicates baseline scenarios.¹⁴

Le plus optimiste « RCP 3-peak and decline » a été conçu pour obtenir une augmentation de température de 2% en 2100: *Under Framework Contract ENV.C5/FRA/2006/0071 the Commission requested the development of global scenarios that have a high probability of meeting 2 degrees.* <http://www.iiasa.ac.at/Research/ENE/IAMC/docs/RCPP-Report.pdf> March 2009. Les scénarios sont conçus pour avoir un certain résultat, on est loin de la science qui se base sur des faits et non sur des désirs!

Le rapport 2014 aura donc un minimum d'augmentation de 2°C !

Personne ne semble se poser des questions sur la réalité des hypothèses énergétiques introduites dans les modèles. De plus on oublie que le principal gaz à effet de serre est l'eau (60% ou plus?), que les mesures déduites des glaces antarctiques montrent sans contestation que le moteur est la température et que le CO2 suit avec un retard de l'ordre de 800-1000 ans et que nous sommes dans une période interglaciaire ou les périodes chaudes sont appelées *optimum*. Le réchauffement actuel est la sortie du Petit Age Glaciaire (qui a coïncide avec la Peste et la Guerre de Cent Ans) avec des cycles de refroidissement, comme la période 1940-1975 = Trente Glorieuses ou la croissance des émissions de CO2 a été la plus forte, mais où la pollution par les sulfates qui refroidit a été la plus forte avant le Clean Air Regulations qui a obligé à désulfurer les carburants)

Figure 158: température globale, arctique et antarctique



Mais la lutte contre le CO2 est devenue un tel enjeu financier et un tel enjeu politique que tout le monde se précipite! Les fraudes au fisc français sur les quotas de CO2 sont déjà de 160 M\$ (Les Echos 14 déc. 2009). Europol estime à 5 G€ la fraude à la TVA pour 2008 et 2009.

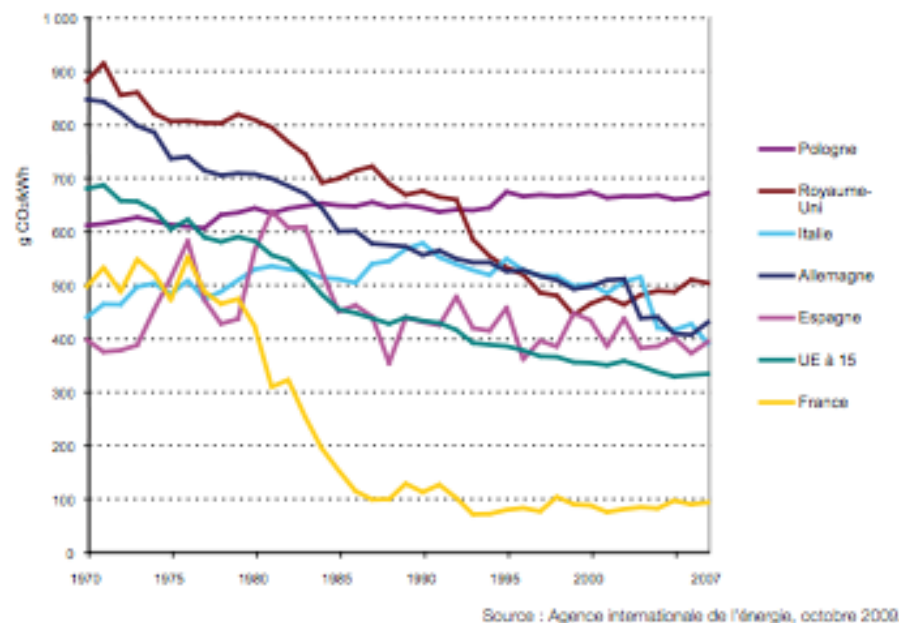
C'est à celui qui sera le plus en tête, sous le prétexte de vouloir sauver l'humanité, mais en fait pour gagner du fric ou la prochaine élection!

On a voulu taxer le carbone en France, mais la France est en pointe pour être le pays le moins pollueur d'Europe pour produire de l'électricité. Les carburants sont déjà bien taxés et ajouter seulement quelques centimes au litre semble ridicule, cela ne va pas changer les comportements!

Le Français pollue 4 fois moins que l'Allemand pour son électricité.

Figure 159: émissions de CO₂/kWh en Europe

Les émissions unitaires de CO₂ sont très variables au sein des pays de l'UE à 27. Elles sont très élevées dans les pays où la filière charbon est importante, comme en Allemagne ou dans certains pays de l'Est. Elles sont faibles dans les pays où les énergies renouvelables et/ou le nucléaire sont développés, comme en France (74 % de nucléaire), en Suède (44 % d'hydraulique et 43 % de nucléaire) et à un degré moindre en Belgique (52 % de nucléaire).



On loue les Allemands pour être les champions de l'éolien, mais l'éolien est intermittent et il faut, quand il n'y a pas de vent, un back up et ce ne peut être que des centrales thermiques, charbon ou gaz. Les Allemands en ont plein, c'est pour cela qu'ils polluent. Si la France construit trop d'éolien, il faudra construire des centrales thermiques, sinon on risque la panne quand le vent est rare (canicule de 2003)!

La séquestration du carbone est encore au stade du pilote et tous les experts sont d'accord pour dire qu'il faudra 25 à 30 ans pour arriver à un volume correspondant au carbone émis et qu'il faudra dépenser au moins 25% de plus en énergie.

Dans 25 ans, l'énergie sera chère et rare et comme les prévisions catastrophes du GIEC ne seront pas la (la température n'a pas augmenté depuis le pic de 1998 causé par El Nino!), les consommateurs jugeront que la séquestration du CO₂ n'est pas essentielle !

-10-comportement irrationnel des hommes

-US: crise des « *subprimes* » : les banques ont prêté à des gens sans travail, ni économie, sous prétexte que le prix de l'immobilier ne pouvait qu'augmenter

-Faute sur Mer : permettre la construction de maisons sous le niveau de la mer, en zone inondable, mais les contraindre à ne pas avoir d'étage par souci du paysage a conduit à 57 morts !

-Katrina et Nouvelle-Orléans : une bonne partie de la Nouvelle-Orléans est bâtie sous le niveau de la mer (mais pas le Vieux Quartier) et les digues qui la protégeaient ne devaient résister que pour un cyclone de force 3, et le US Army Corps of Engineers était en Irak. La majorité des morts (1570) est due à l'inondation et non les vents, faute de digues adéquates!

-Golfe du Mexique : éruption de Macondo/Deepwater Horizon: les bateaux pompiers de l'US Coast Guard ont sombré la plateforme après l'avoir arrosé deux jours avec 6 tonnes d'eau à la minute: à terre les feux d'HC ne sont jamais éteint avec de l'eau, mais de la mousse !

-Egocentrisme : pour une majorité d'Américains et de Français le soleil tourne autour de la terre, car c'est ce qu'ils voient et aussi qu'ils pensent être le centre de l'Univers

-Unités: le SI (Système d'unités) a été adopté par le monde entier, sauf les US (hors agences fédérales), le Liberia et le Bangladesh. Les Américains s'accrochent à leur unités car ils n'aiment pas changer. La sonde Mars Climate Orbiter s'est écrasé sur Mars en 1998, car pour la mettre en orbite autour de Mars, la Nasa a envoyé les instructions en SI (newton), alors que le constructeur Lockheed l'avait programmé en livre: coût 150 M\$. Elf en 1974 a coulé une plateforme métallique de Frigg en Mer du Nord par confusion des unités dans la construction des ballasts: coût 300 M\$

-Il y a 400 ans les catastrophes climatiques étaient considérées comme l'œuvre du diable et il fallait faire des processions ou brûler les sorcières. Environ 60 000 sorcières ont été torturées et brûlées vives!

E. Le Roy Ladurie.– *Par leurs sortilèges démoniaques, les sorcières ont, en effet, souvent été accusées de «détriquer le temps». Au XVI^e siècle, elles étaient souvent punies en conséquence de cette présumée alliance satanique. On peut même esquisser une corrélation entre la chasse aux sorcières et l'«hyper-PAG» (la période culminante du petit âge glaciaire, grosso modo de 1540 à 1600, marquée en 1590 par un maximum de l'avancée des glaciers alpins). La chose a été étudiée notamment en pays germaniques, en Bourgogne, en Angleterre et en Suisse. On relève des liens assez nets entre le nombre de peines de mort prononcées pour sorcellerie chaque année et les millésimes catastrophiques pour les vendanges, les étés pourris, les récoltes détruites par la grêle surtout. Quoi de plus satanique en effet que de faire tomber du ciel de la glace en plein été?*

Maintenant c'est le CO₂ le coupable et c'est un polluant (bien qu'étant la source du carbone organique et de l'alimentation) et il faut le séquestrer, alors que personne ne peut garantir le résultat.

Einstein a dit en parlant **de l'infini: il y a deux exemples : l'Univers et la stupidité humaine, mais je ne suis pas sûr du premier !**

-11-La science a encore des découvertes à faire

Smil a écrit en 2006 «Rien ne va plus en physique ».

-La mécanique quantique est incompatible avec la théorie de la relativité générale

-La théorie des cordes n'a rien sorti de concret depuis 35 ans et la théorie M est censé tout expliquer pour certains mais on ne sait qui est M,

-Le modèle standard des particules doit prouver que le boson de Higgs (qui explique tout) existe et le LHC du CERN a pour objectif de le trouver : j'ai des doutes sur son existence (Laherrere CERN 2005). Les particules sont aussi des ondes. **Personne ne peut dire quelle est la taille de l'électron!**

-La rotation des galaxies et l'évolution des supernova ont conduit à l'existence de la matière «sombre» (20%) et de l'énergie «sombre» (70%): seul 5% de la masse de l'Univers serait expliqué et le reste serait de nature inconnue et de lieu inconnu, mais il suffit de changer très légèrement (Milgrom MOND) la formule de Newton pour faire disparaître ces «sombrieres»

-Le début de l'Univers actuel est-il le Big Bang ou la fin d'un Big Crunch? Est ce que l'inflation est nécessaire? j'en doute, car je ne veux pas croire que l'Univers soit parti d'une singularité?

-Le temps après le BB, où la matière s'est distingué du rayonnement, a d'abord été daté par Gamov à 240 Ma en l'expliquant, puis il a varié entre 0,1 et 1 Ma sans explication, pour tendre vers 0,3 Mb et maintenant 0,38 Ma.

-Certains ont redécouvert la théorie d'Arrhenius sur l'effet de serre, mais il y a actuellement controverse sur la réalité physique de cette théorie (www.pensee-unique.fr)

-Conclusions

La production d'huile a atteint un plateau ondulé qui semble difficile de dépasser d'une façon notable et le déclin devrait commencer dans la prochaine décennie. Il est clair que le pétrole bon marché est du passé! Ce qui reste à produire est cher et difficile. Les contraintes au dessus du sol deviennent aussi importantes que les contraintes géologiques. La production de gaz devrait plafonner vers 2030. Les hydrocarbures non conventionnels, qui demandent beaucoup de temps et d'investissement, modifieront peu le plateau, seulement le déclin. Le charbon plafonnera vers 2050, mais les estimations de réserves sont peu fiables.

La production mondiale par habitant de combustibles fossiles ne commencera à décliner qu'après 2025.

La biomasse est limitée par la surface émergée de la terre. Le renouvelable éolien et solaire est intermittent et demande des centrales de secours.

La population était prévue, il y a 10 ans, décliner vers 2050, mais les chiffres actuels (bien que peu fiables) montrent que ce pic semble reculer: le problème démographique peut être plus grave que celui des ressources.

Le monde doit réaliser qu'il est fini. Paul Valéry a écrit en 1931 *«Le temps du monde fini commence»*.

Une croissance constante à jamais d'un produit physique (consommation) n'est pas possible dans un monde fini.

Tout ce qui monte redescendra un jour.

Les consommateurs doivent accepter qu'ils ne peuvent pas dépenser plus qu'ils ne gagnent, de même les Etats. Vivre à crédit ne peut durer qu'un certain temps. La crise actuelle a pour origine des déficits des particuliers et des Etats, ainsi que l'augmentation du prix du pétrole.

Les économies d'énergie sont la meilleure stratégie, mais il faudra aussi changer de mode de vie.

Notre société de consommation était basée sur l'énergie bon marché et inépuisable. Elle n'est pas durable!

L'être humain n'aime pas le changement, il ne le fait que sous la contrainte. Une crise profonde est donc souhaitable pour qu'il change de comportement ! Vivement la crise !

Plus je sais, plus je sais que je ne sais pas, et les autres non plus

PS: site des papiers à consulter : <http://aspofrance.viabloga.com/texts/documents>