

Combustibles fossiles: données, fiabilité et perspectives

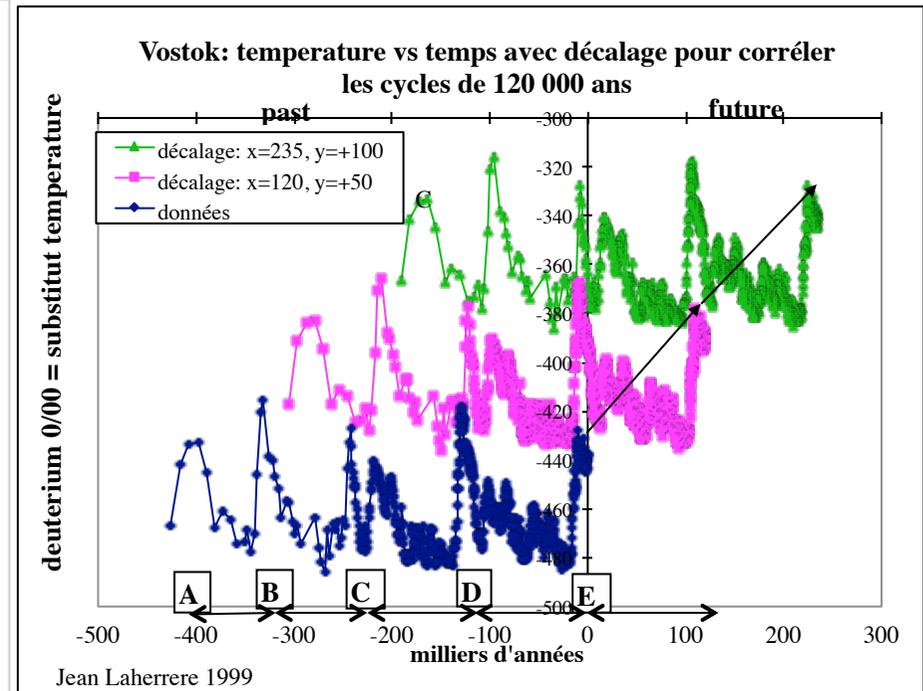
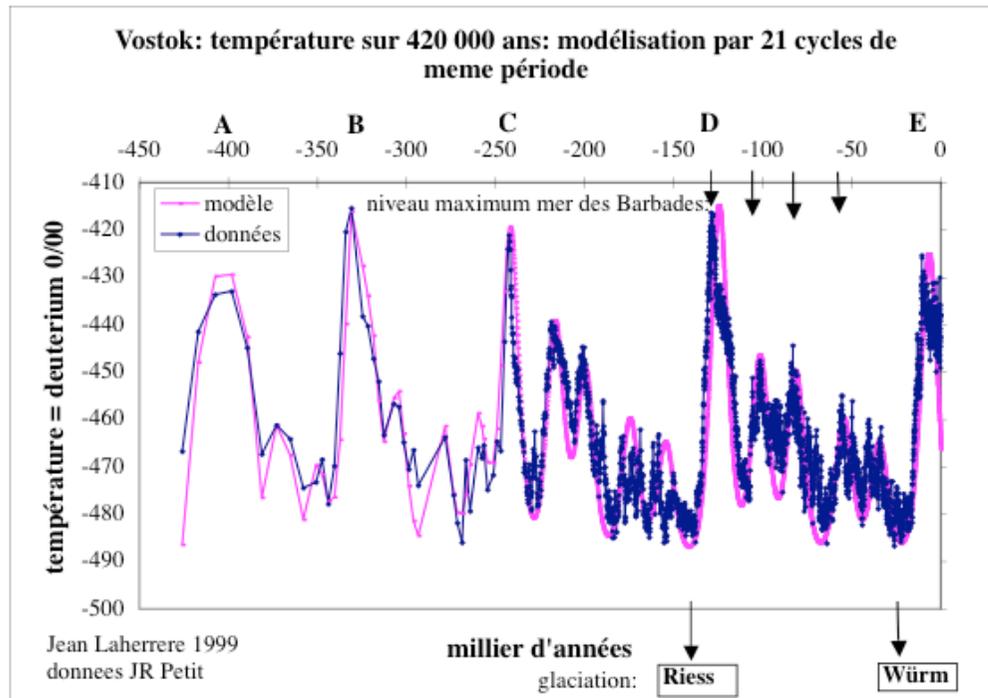
Jean Laherrere ASPO France

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

-1-Nature = cyclique et inégalitaire

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

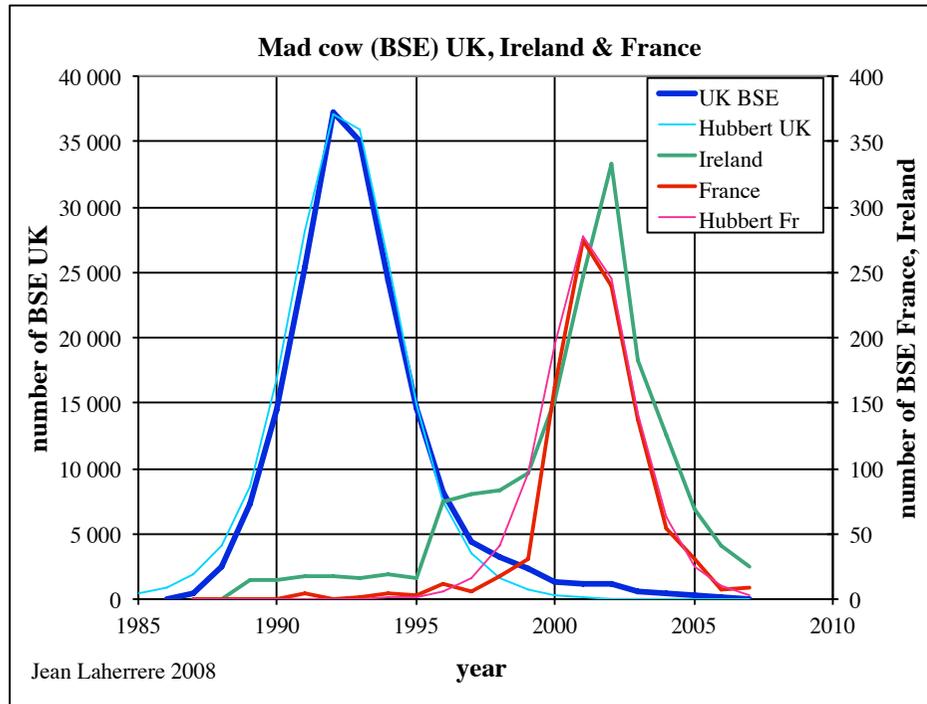
-Figure 2: **corrélation des températures de Vostok avec un décalage de 120 000 ans**
ans



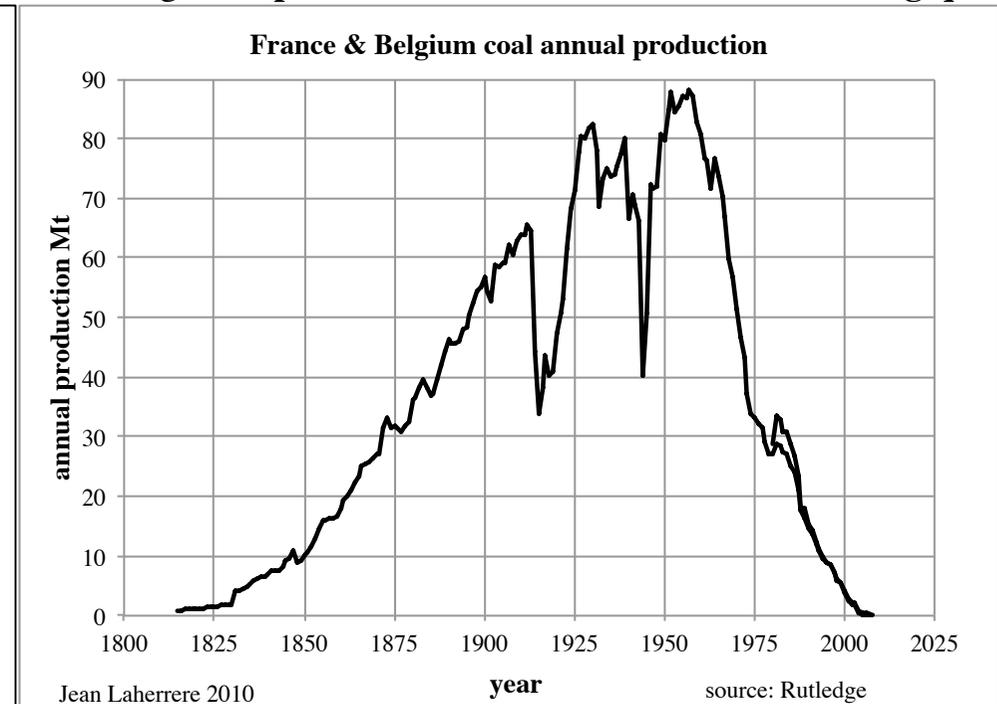
La vache folle est apparue en 1985 quand on a nourri les vaches avec des farines animales mal cuites.

La production de charbon en France et Belgique (qui s'est achevée en 2004) montre une courbe en cloche dissymétrique.

-Figure 3: **nombre de cas de la maladie de la vache folle au RU, Irlande et France**



-Figure 4: **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

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

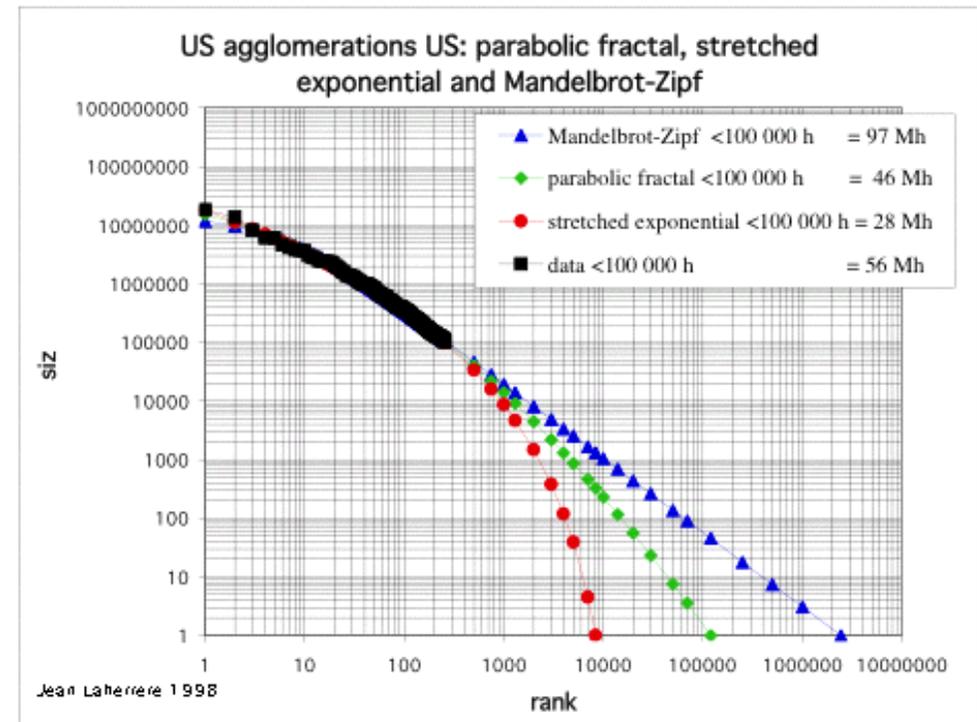
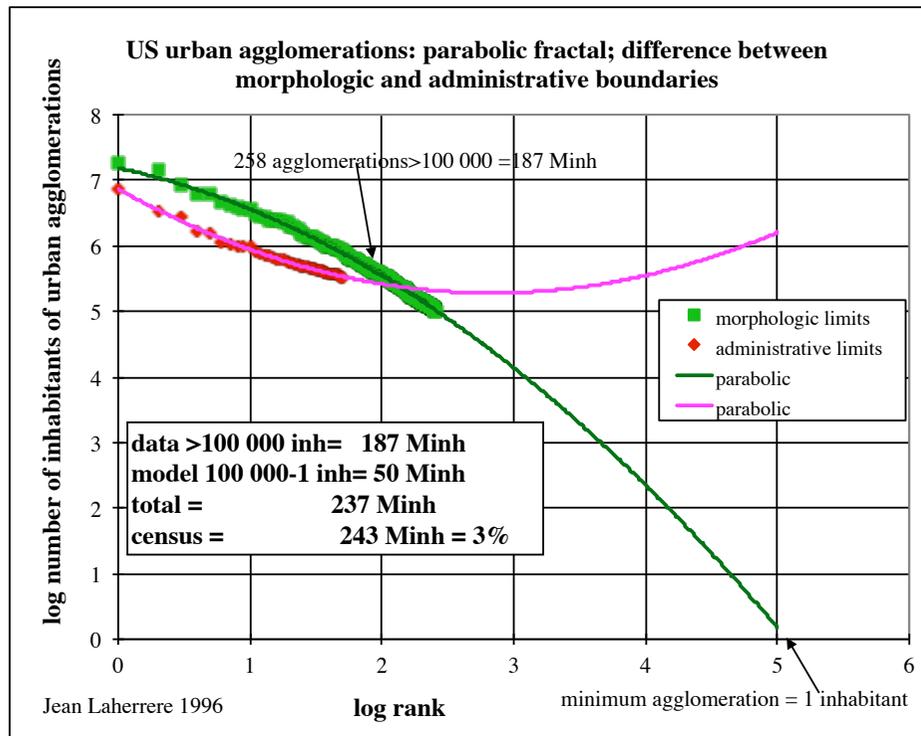
Dans un graphique log-log taille-rang (par taille décroissante) le tracé est proche d'une parabole.

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

Les agglomérations urbaines de plus de 100 000 habitants aux US montrent un tracé fractal (taille-rang, log-log) courbe et les trois modèles : Mandelbrot, fractale parabolique et exponentielle étirée s'ajustent très bien aux données, mais divergent ensuite.

-Figure 5: US: distribution fractale des agglomérations urbaines et des cités administratives

-Figure 6: US: distribution fractale des agglomérations avec modèle fractale parabolique, exponentielle étirée et Mandelbrot-Zipf



Le modèle fractale parabolique semble le plus adapté pour des distributions naturelles. Les distributions administratives (cités) ne sont pas modélisables !

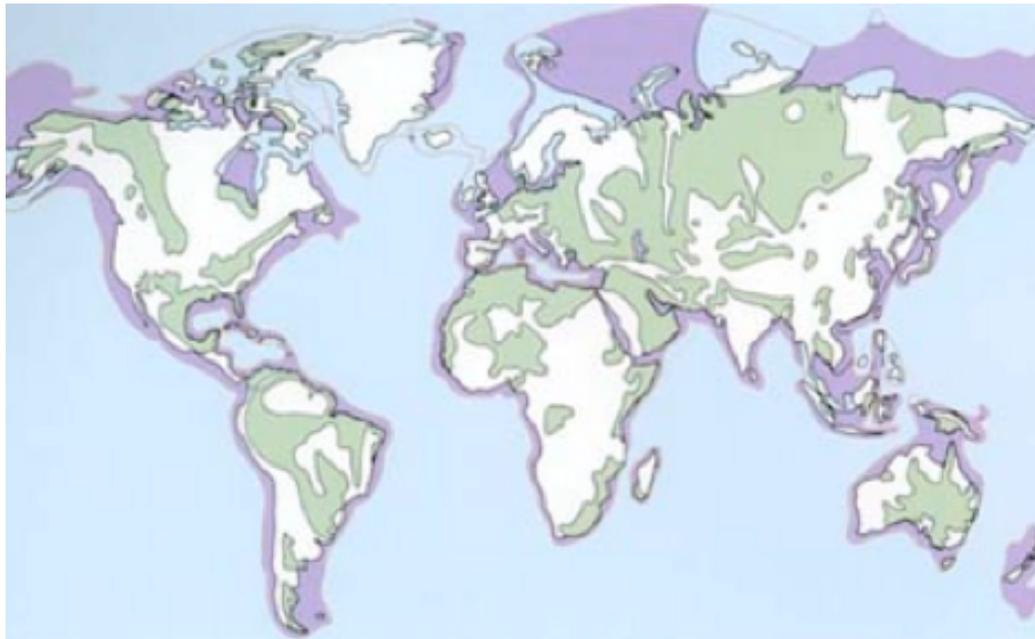
-2-Petrole

-2-1-Géographie

-Où se trouve-t-il ?

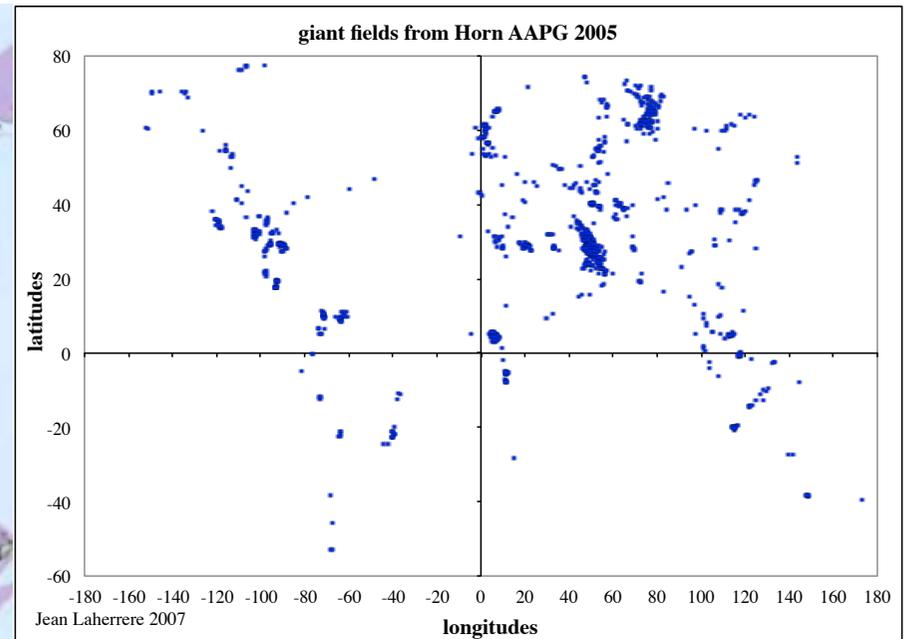
Dans des bassins sédimentaires (la thèse du pétrole abiotique ou abiogénétique ne repose sur aucun gisement connu), l'origine du pétrole et du gaz est la matière organique, déposée dans les sédiments (roche-mère). La maturation (dans la fenêtre à huile et à gaz) avec expulsion des HC avec l'eau vers son piégeage est bien connue 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 7: **carte des bassins sédimentaires du site Schlumberger**



-Figure 8: **carte des champs géants d'après Horn AAPG**

2005



-Figure 9: carte des champs aux US vert = pétrole, rouge = gaz,

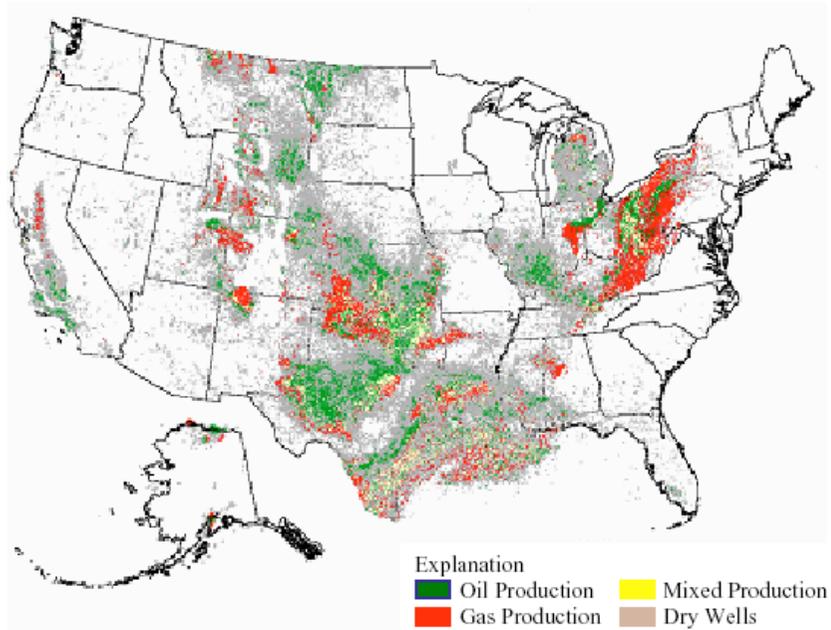
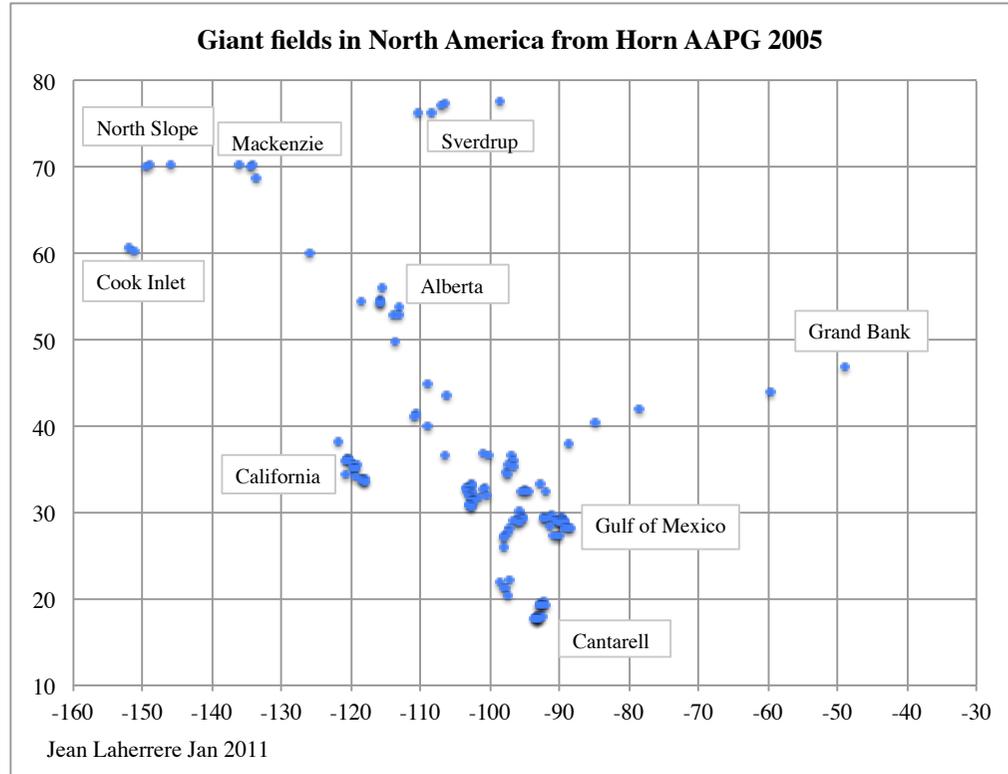


Figure V-7. U.S. Oil and Gas Resources (USGS, 2006)

-Figure 10: carte des géants (Horn 2005) en Amérique du Nord



-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* de Colin Campbell (fondateur ASPO excluant l'arctique, l'offshore profond et le pétrole lourd) à 86 Mb/d pour tous liquides incluant en plus du brut: liquides de gaz naturel, pétroles extra-lourds, huiles synthétiques, biocarburants et gains de raffinerie.

Les valeurs sont 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.

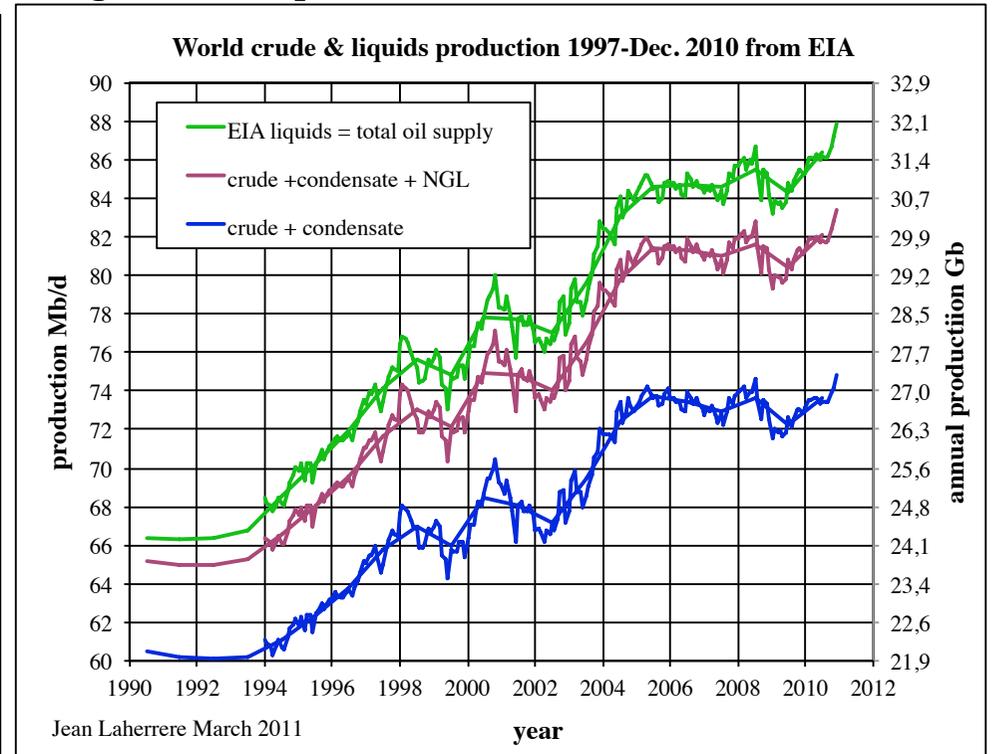
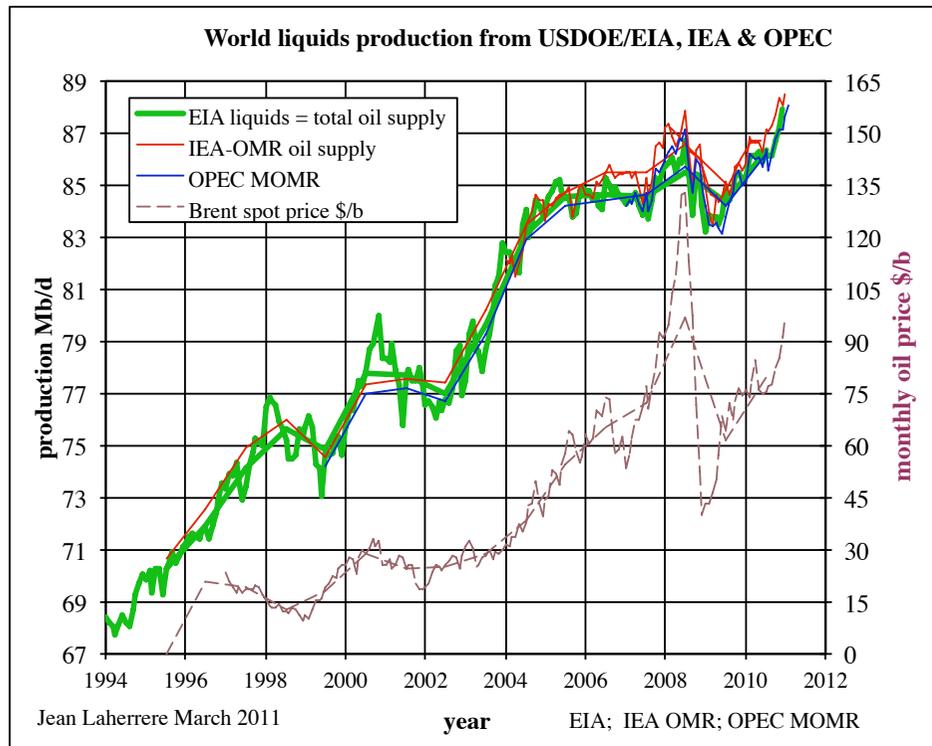
World oil production for 2009	définition	Mb/d	2009	2008 corrigé	2008 an dernier
OGJ Oil & Gas Journal	oil		70,502 6	72,822 0	72,956 1
WO World Oil magazine	total supply		87,03	87,41	86,12
BP Statistical Review 592	liquids (excl BTL, CTL)		79,947 933 766 1567	81,994 709 171 404 2	81,820 404 594
USDoE (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	86,0

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. Les biocarburants sont souvent manquants.

La production mondiale de **tous liquides** (oil supply) varie suivant les sources qui sont USDOE/EIA, AIE (IEA), BP, WO, OPEP
 -Figure 11: Production mondiale de liquides d'après différentes sources et prix du brut 1997-2010

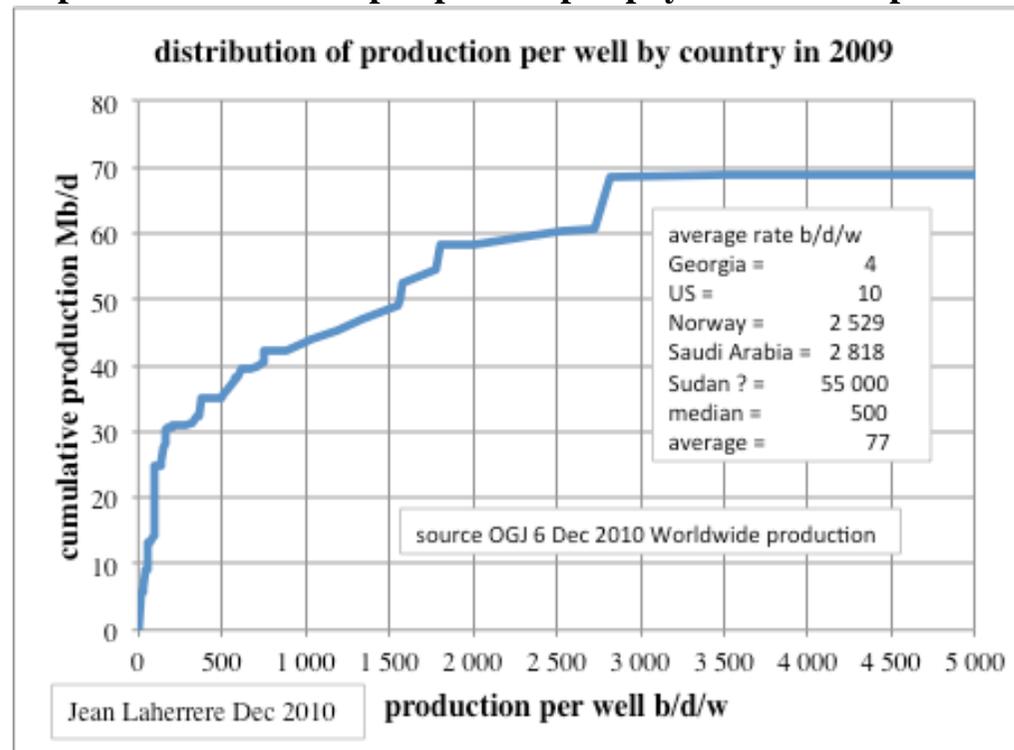
-Figure 12: Production mensuelle mondiale de liquides, brut et liquides de gaz, brut d'après USDOE/EIA 1997-2010



Depuis 2005 la production pétrolière est **en plateau**, avec d'après EIA la production de décembre 2010 est la plus haute, aussi bien pour le brut que tous liquides! Est ce que cette croissance depuis le creux de 2009 va continuer ?

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 13: **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.

-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) ; il est incorrect d'additionner arithmétiquement les prouvées, mais tout le monde le fait !

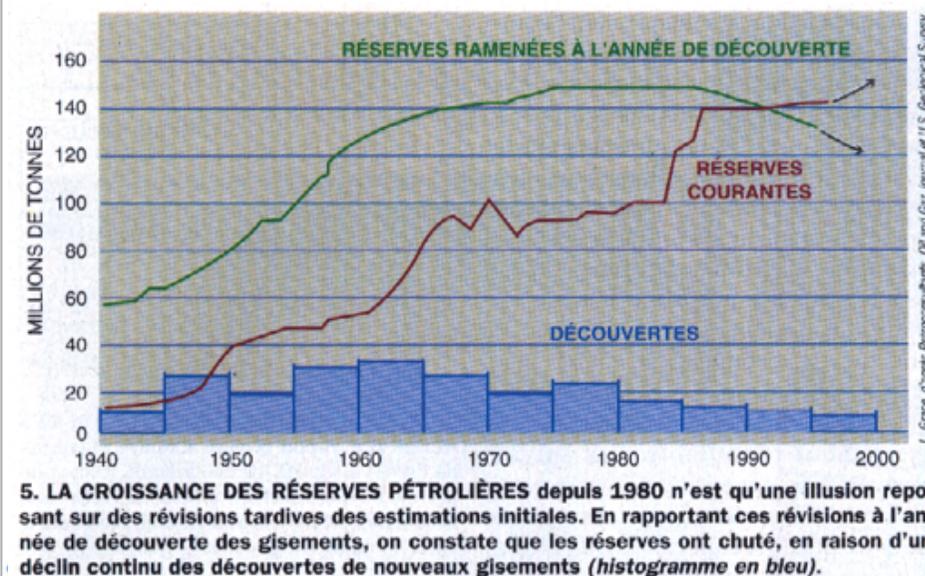
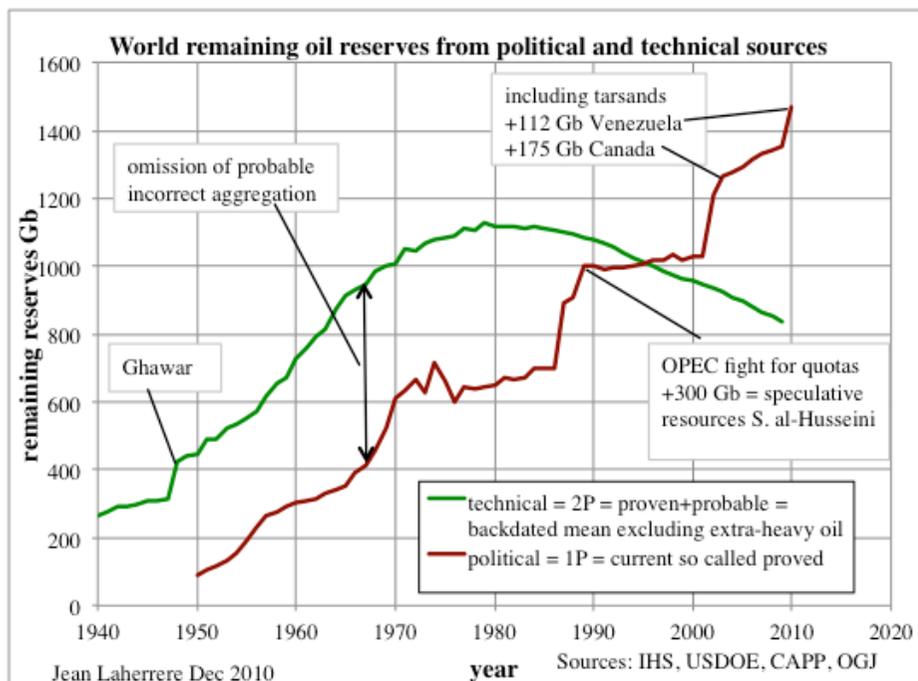
-**OPEP**: réserves prouvées non auditées, base des quotas = essentiellement politiques, changent peu

-**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)

-Figure 14: **monde: réserves restantes de pétrole d'après les données politiques (publiques) et techniques (confidentielles) en 2010**

-Figure 15: même graphique en Mai 1998 Pour la Science Campbell and Laherrere "La fin du pétrole bon marché"



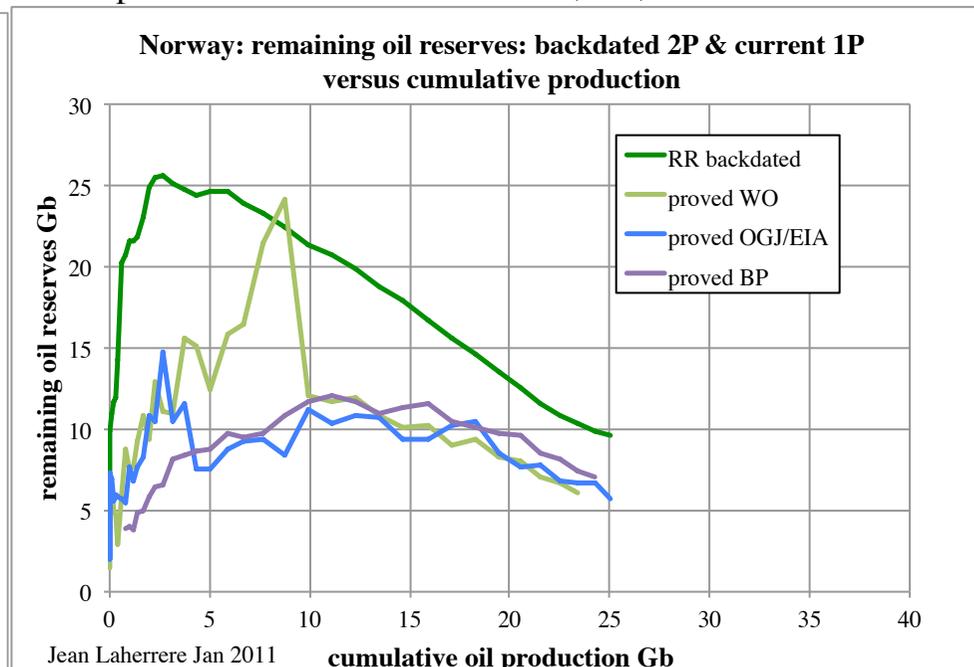
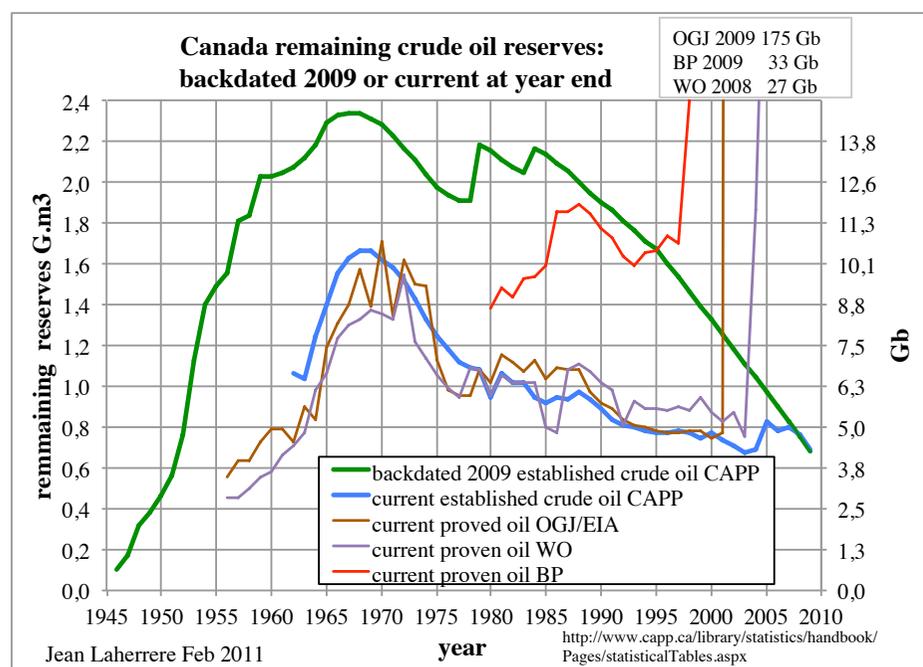
Ce graphique explique l'incompréhension entre les économistes qui n'ont que les données politiques et les géologues qui ont accès

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

-Figure 16: **Canada: réserves restantes de pétrole : backdated à fin 2009 & courant d'après CAPP**

-Figure 17: **Norvège: réserves restantes de pétrole : backdated à fin 2009 d'après NPD & courant OGJ/EIA, BP, WO**



La production s'arrêtera le jour ou 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 où 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).

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 2009	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)	NA
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

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

Les réserves restantes de l'Iran varient avec les auteurs et les dates.

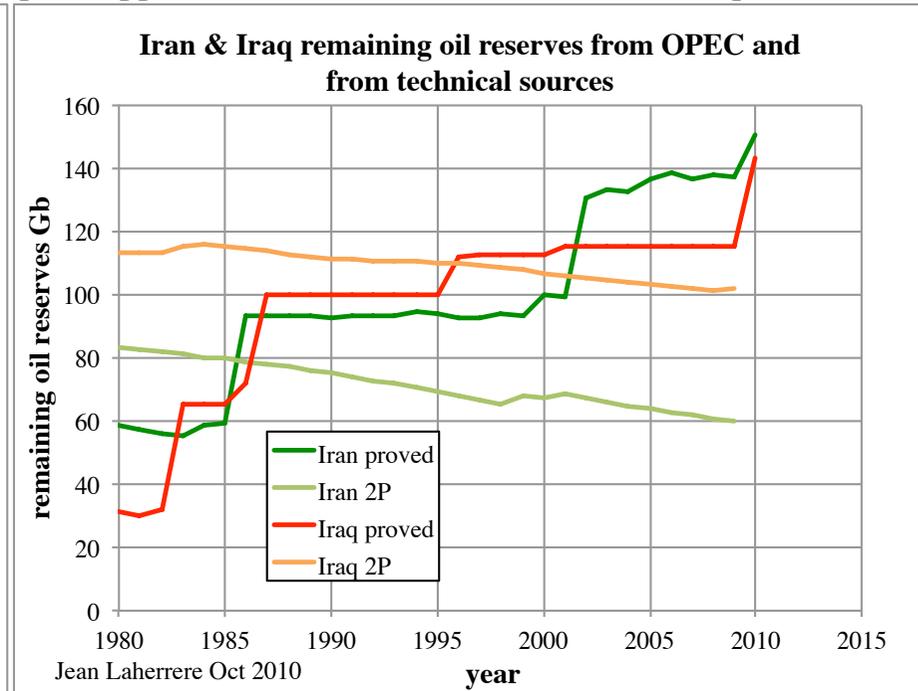
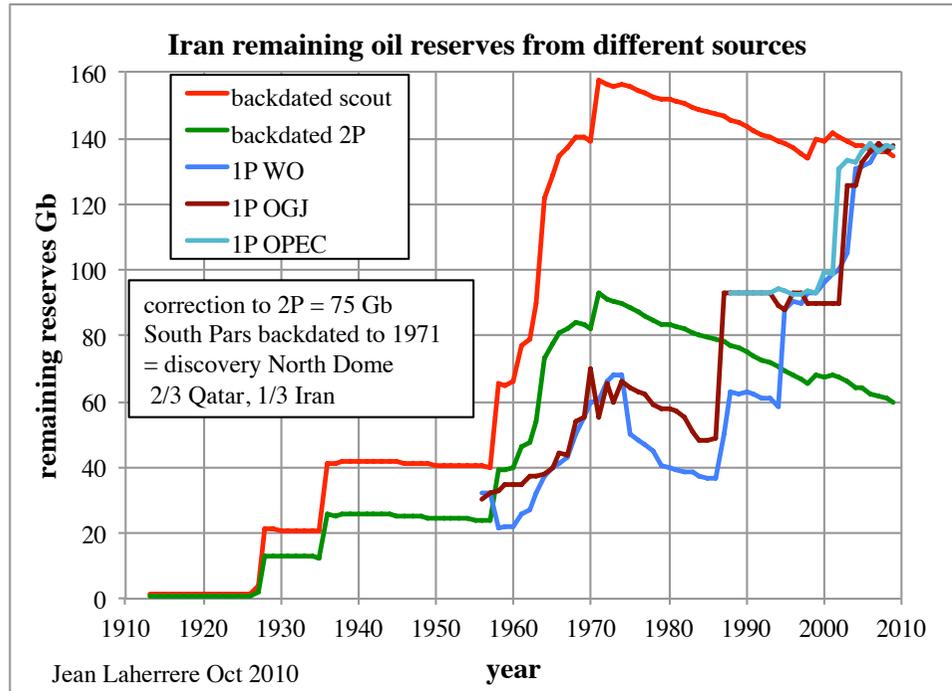
L'Iran et l'Irak se disputent comme des gamins pour montrer qui est le plus riche en pétrole!

Ce qu'ils prétendent est loin de la réalité : sans doute 100 Gb pour l'Irak et 60 Gb pour l'Iran

-Figure 18: **Iran: réserves restantes de pétrole d'après sources diverses**

-Figure 19: **surenchère sur le chiffre des réserves entre Iran et Irak**

1980-2010 d'après rapports OPEP & réserves restantes techniques

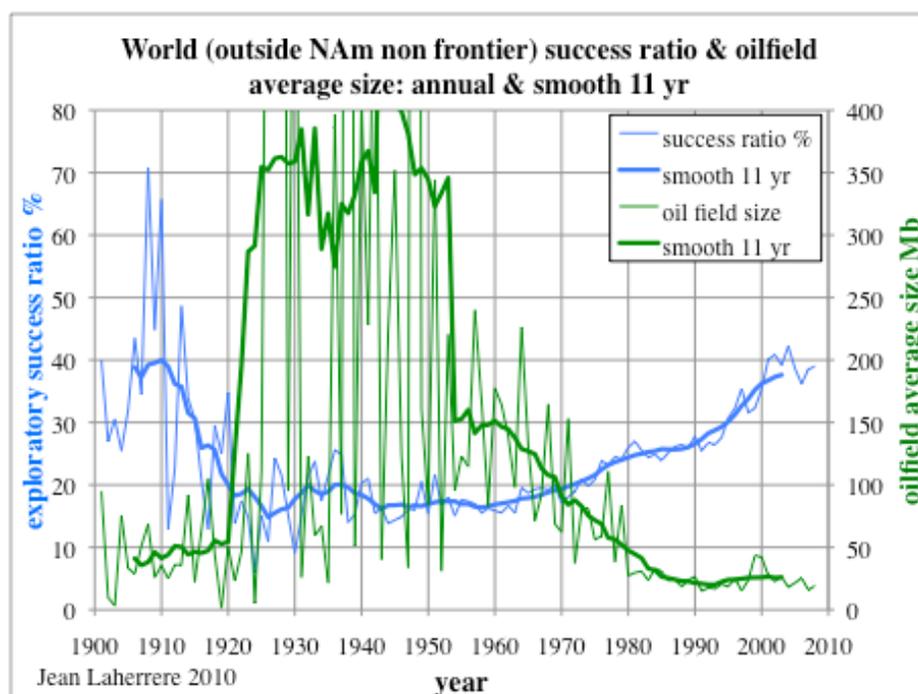


-Taux de découverte et taille des champs

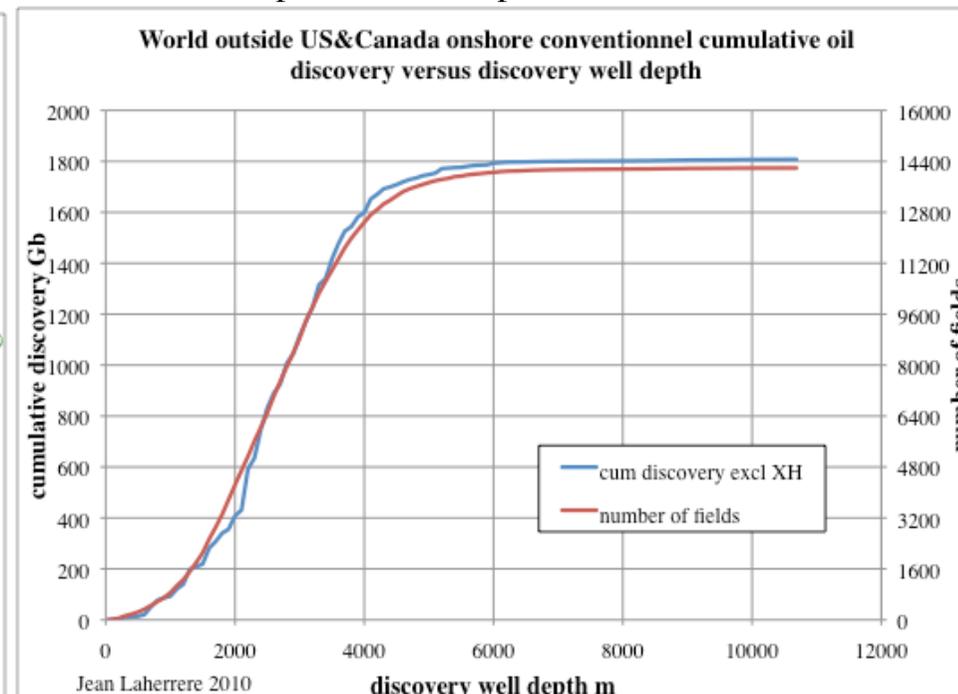
Pour le monde offshore et onshore (mais excluant US + Canada *classique* = *non frontière*) à fin 2008 (plus de 100 000 puits d'exploration pure et plus de 25 000 champs), le taux de succès pour le pétrole est passé de 1 sur 6 en 1960 à 1 sur 3 en 2000, mais la taille moyenne est passée de 150 Mb à 20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

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

-Figure 20: **monde (hors US + Canada non frontière): taux de succès des puits d'exploration et taille des champs de pétrole**

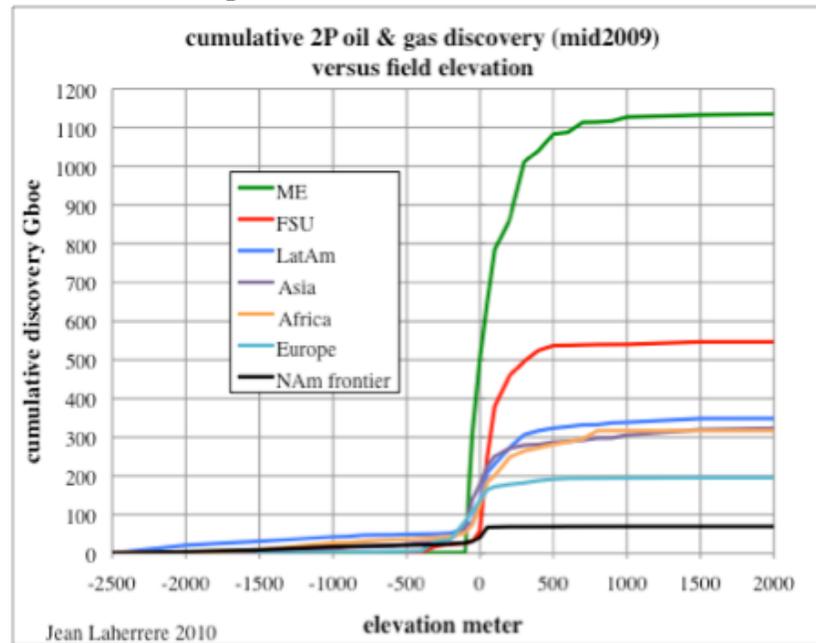


-Figures 21: Découvertes cumulées fin 2008 par continent en fonction de la profondeur du puits de découverte:



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 thermique 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 22: Découvertes cumulées fin 2008 par continent en fonction de l'altitude du puits de découverte

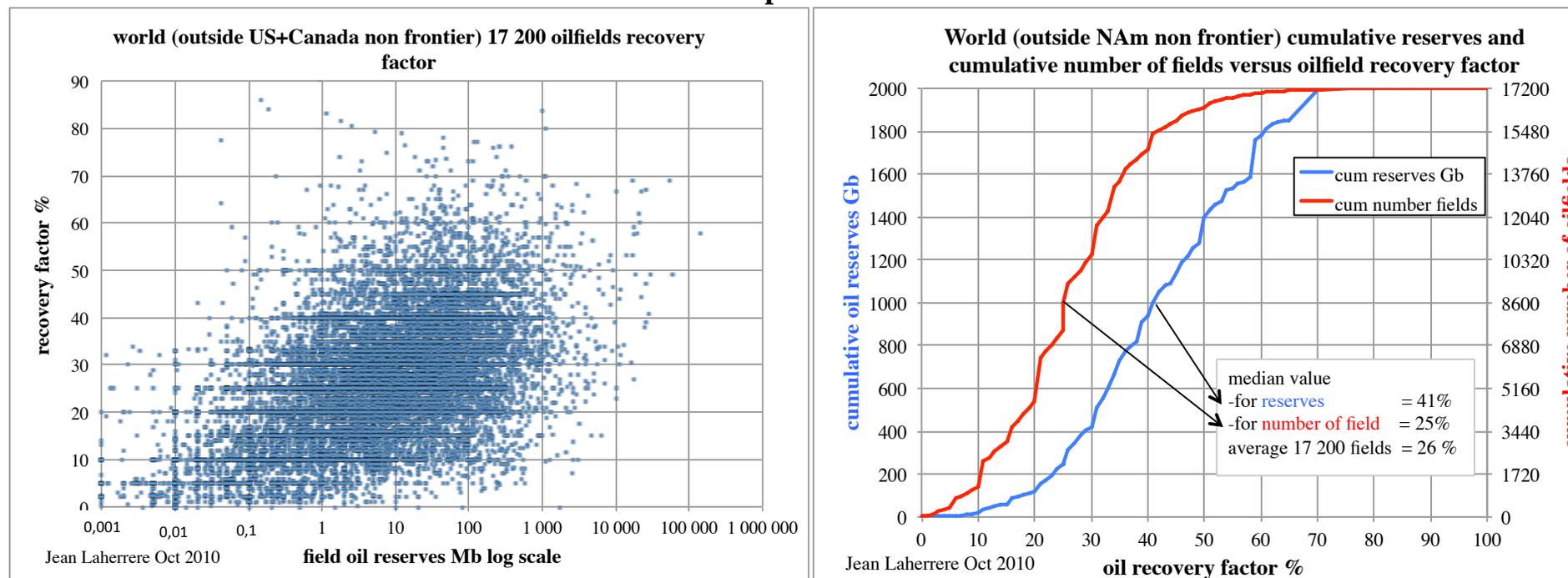


-Volume en place et taux de récupération

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

-Figure 24: 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 découvertes (1000 Gb), alors que la moyenne (total divisé par le nombre) de 26%.

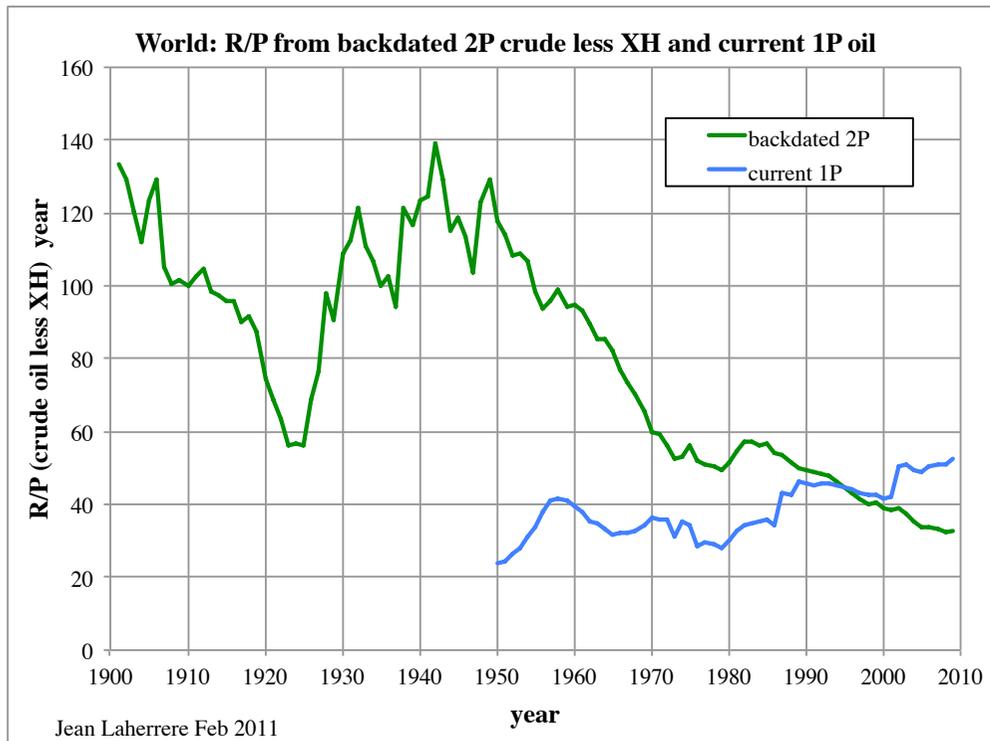
De dire que le taux moyen mondial est de 25% et comme il est de 50% en Mer du Nord il suffit d'appliquer la technologie de la mer du Nord pour doubler les réserves, n'a aucun sens. Ce taux est fonction principalement de la qualité du réservoir (porosité et perméabilité), si le réservoir est un grès compact (bordure de trottoir) fracturé 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.

La technologie ne peut changer la géologie d'un réservoir!

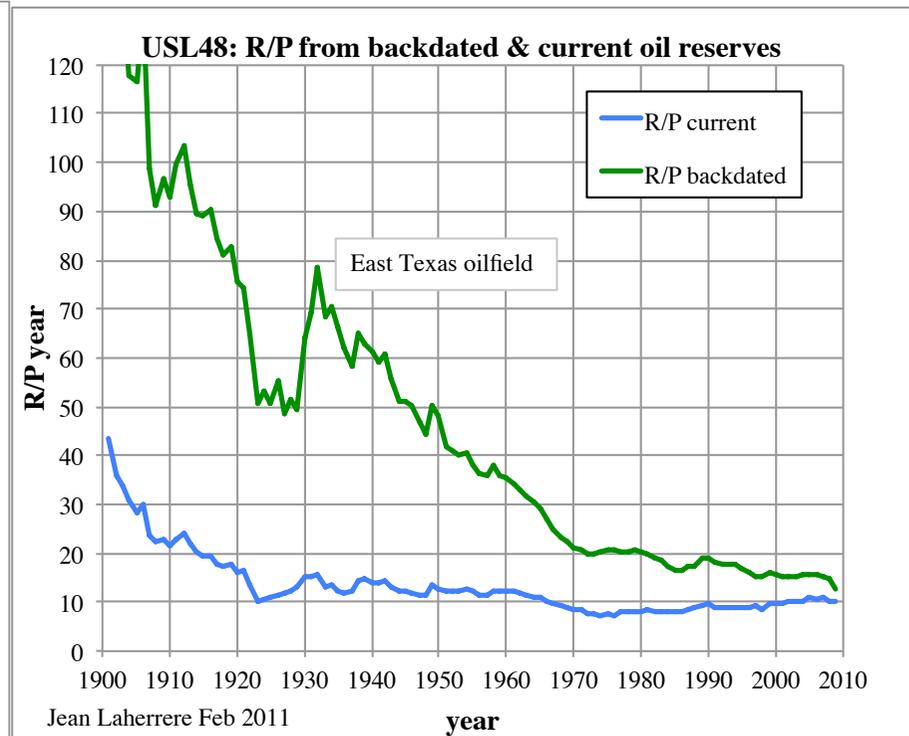
-R/P = Réserves restantes/production annuelle

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

-Figure 25: Monde: R/P avec les réserves 2P backdated et 1P courant



-Figure 26: USL48: R/P avec les réserves 2P backdated et 1P courant

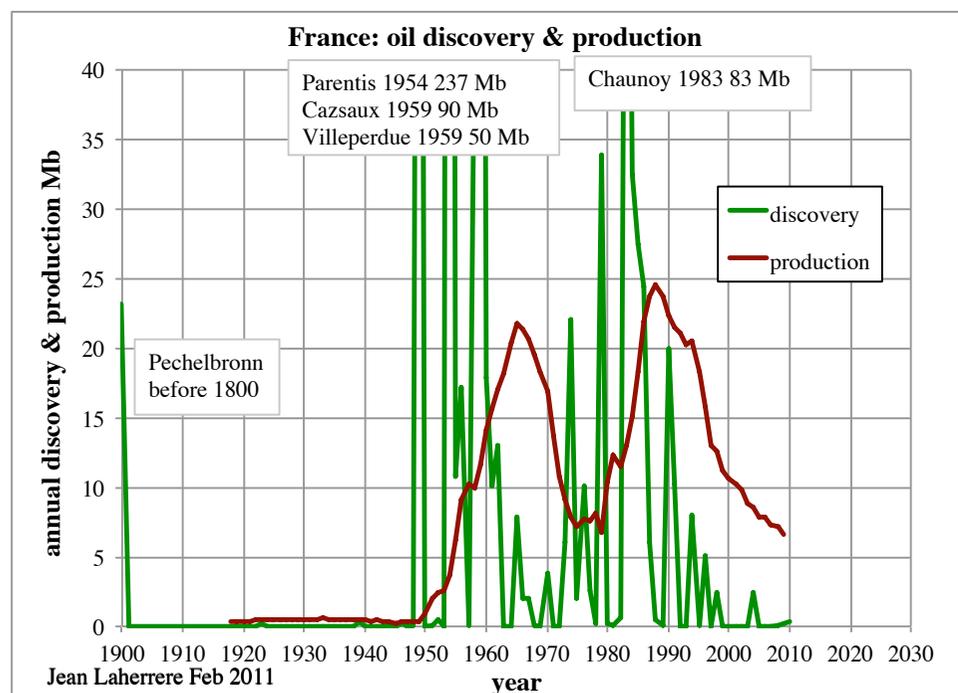


R/P mondial avec les réserves courantes 1P (en bleu) augmentent depuis 1980, ce qui conduit certains de conclure que *Tout va très bien Madame la Marquise* ; mais le R/P avec les données techniques 2P backdated (en vert) montre une tendance vers une asymptote à 20 ans. Le R/P aux US oscille autour de 10 ans depuis 80 ans, car la plupart des producteurs calculent leurs réserves en prenant 10 fois la production annuelle (les notaires en France estiment la valeur d'un bien en prenant 10 fois le bail annuel !) Le R/P est un très mauvais indicateur pour parler du futur, comme il est souvent fait dans les medias.

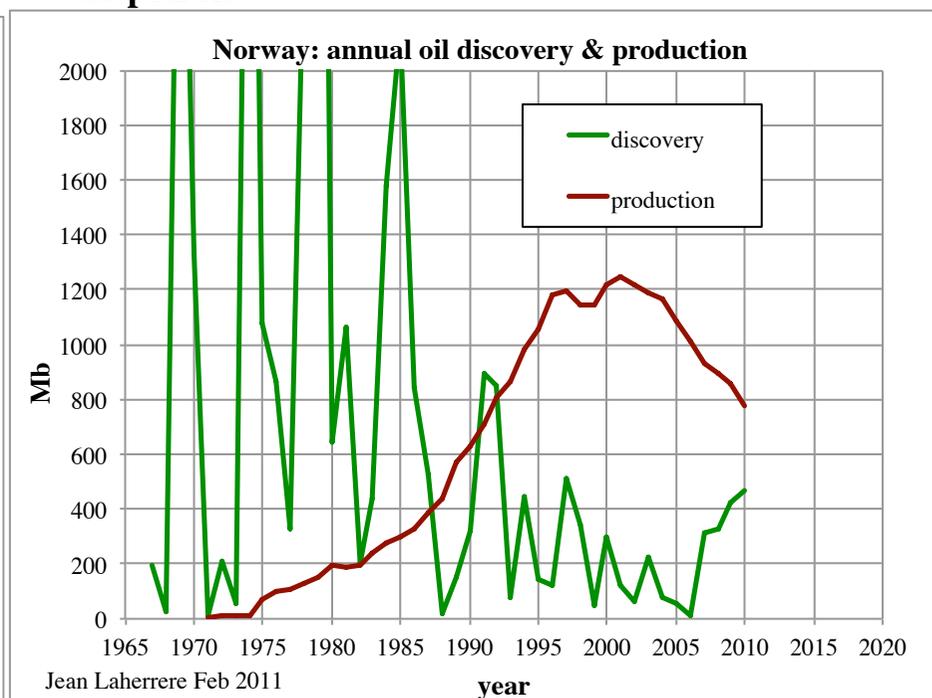
-2-4-Prévisions

C'est évident que pour produire du pétrole, il faut d'abord le découvrir. 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, le premier cycle 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 27: France: découverte & production annuelle de pétrole

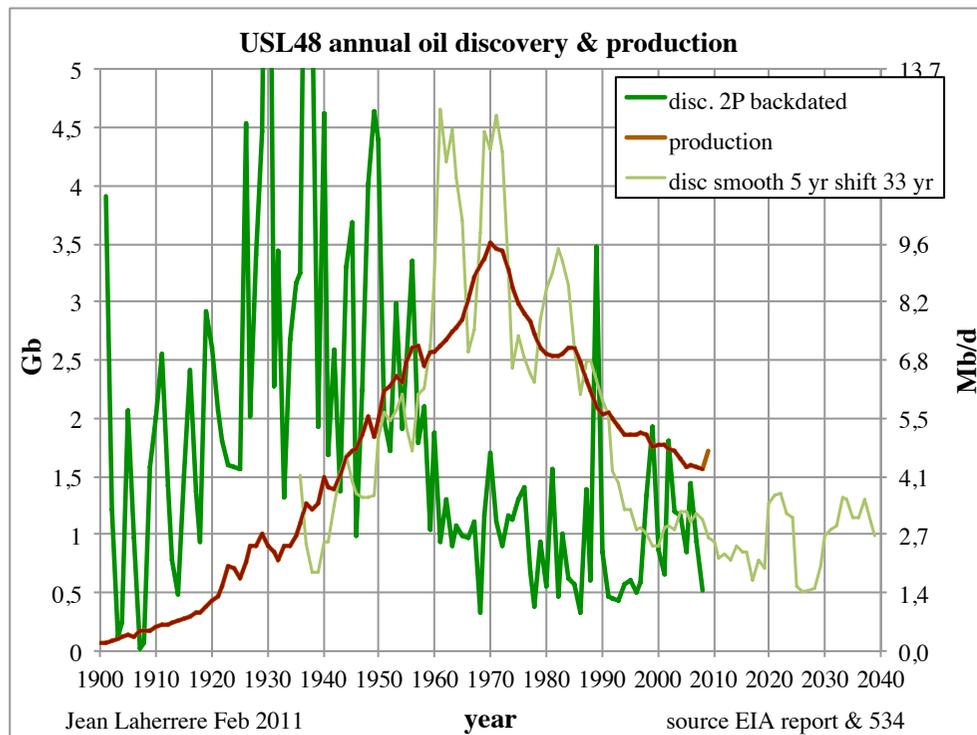


-Figure 28: Norvège : découverte & production annuelle de pétrole

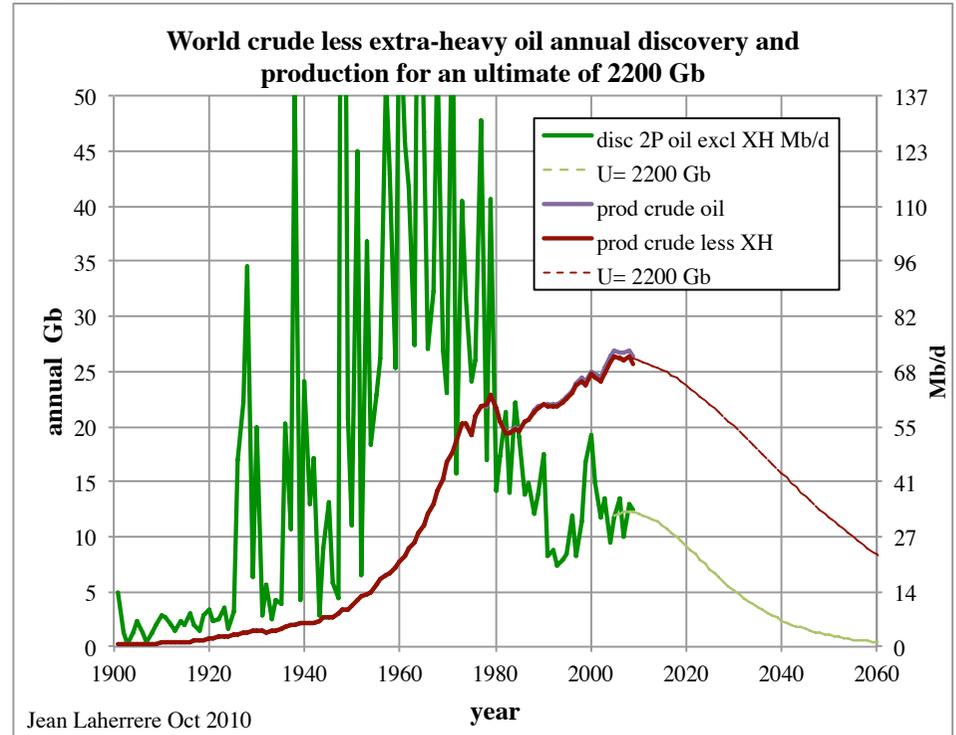


La courbe de découverte de l'USL48 montre un pic de découverte centré sur les années 1930. La courbe de production est remarquablement symétrique et la seule explication semble être que cette production provient de plus de 20 000 compagnies indépendantes productrices et que chacune va dans la direction qui lui plait: c'est donc un mouvement brownien et la courbe est gaussienne, donc symétrique. Dans les autres pays avec peu de compagnies productrices on ne voit pas cette belle symétrie.

-Figure 29: USL48: découverte & production annuelle de pétrole



-Figure 30: Monde: découverte & production annuelle de pétrole

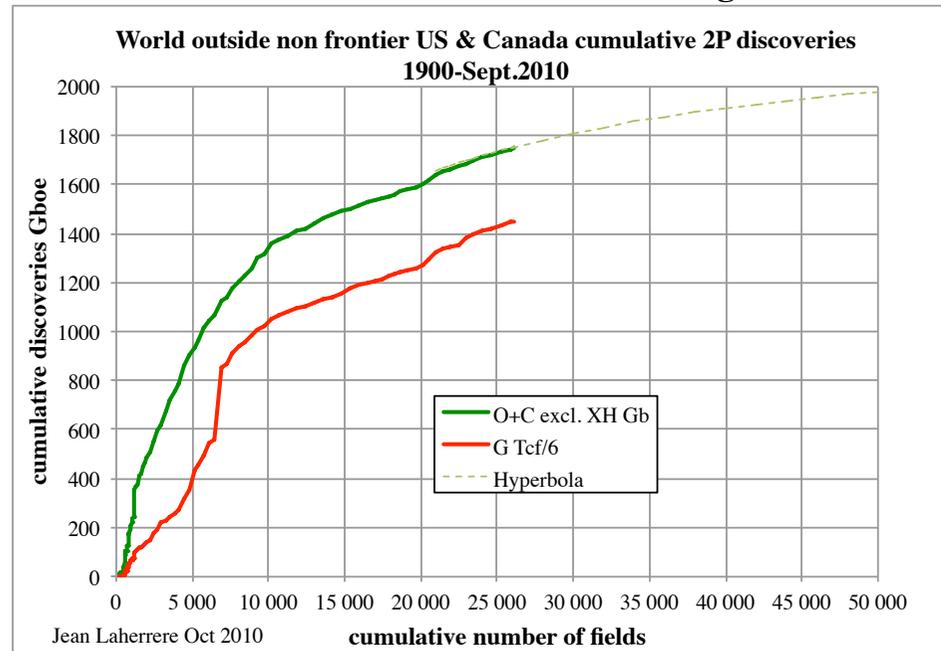


L'étude des découvertes est donc la clé des bonnes prévisions de production. Et pour tracer la courbe complète de production du début à la fin, la surface sous la courbe de production doit être identique à la surface sous la courbe de découverte = **réserves ultimes**.

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.

La courbe d'écrémage est extrapolée a 2000 Gb pour le pétrole du monde (hors US & Canada classique)

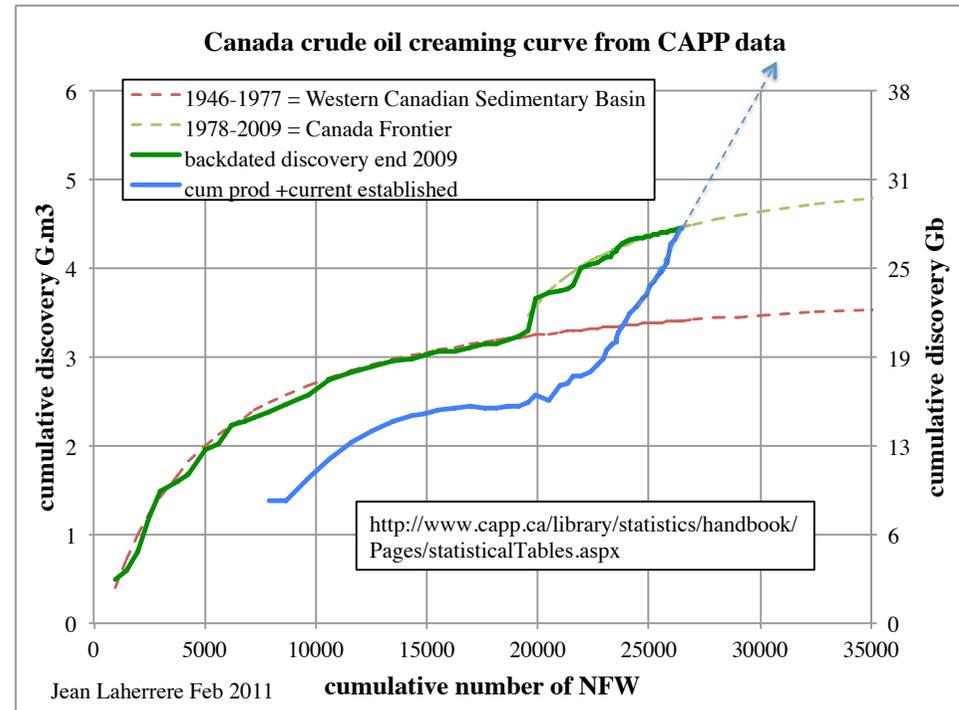
-Figure 31: **monde hors US+ Canada non frontière: courbe d'écrémage en fonction nombre cumule de champs**



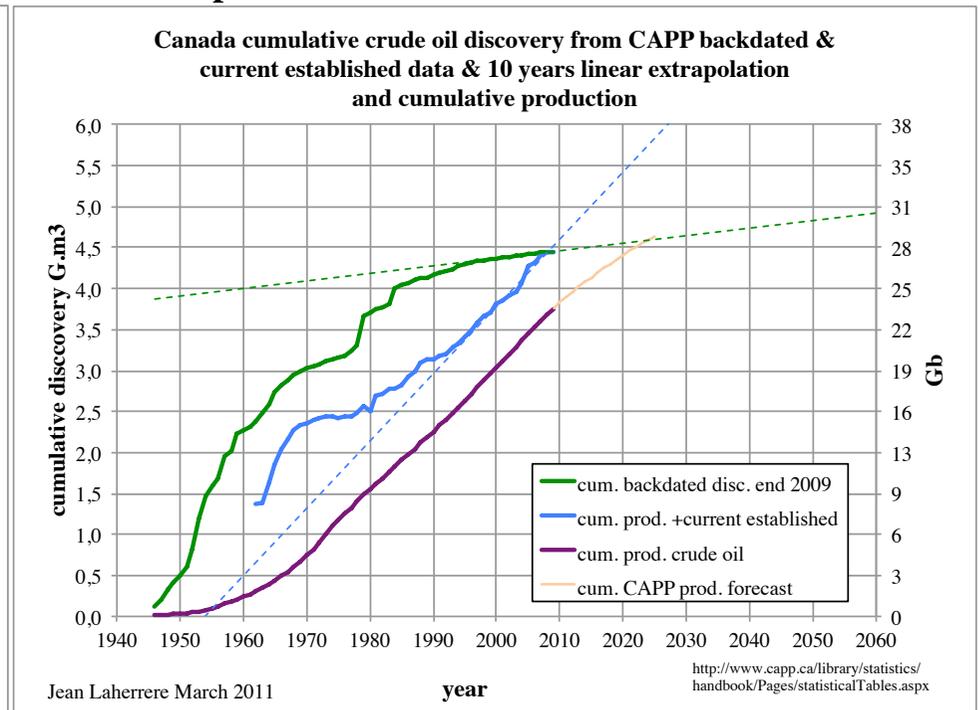
Les données techniques sont de plus en plus polluées par la politique, car les compagnies d'espionnage ont de plus en plus pour clients les compagnies nationales = NOCs et ne peuvent pas refuser leurs données sous peine de perdre des clients, il en est de même avec les agences officielles, sinon c'est 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 32: **Canada: courbe d'écrémage du pétrole brut d'après données CAPP**



-Figure 33: **Canada: découverte cumulée de pétrole brut d'après données réserves backdated & courantes avec extrapolation linéaire sur les 10 dernières années et production cumulée**

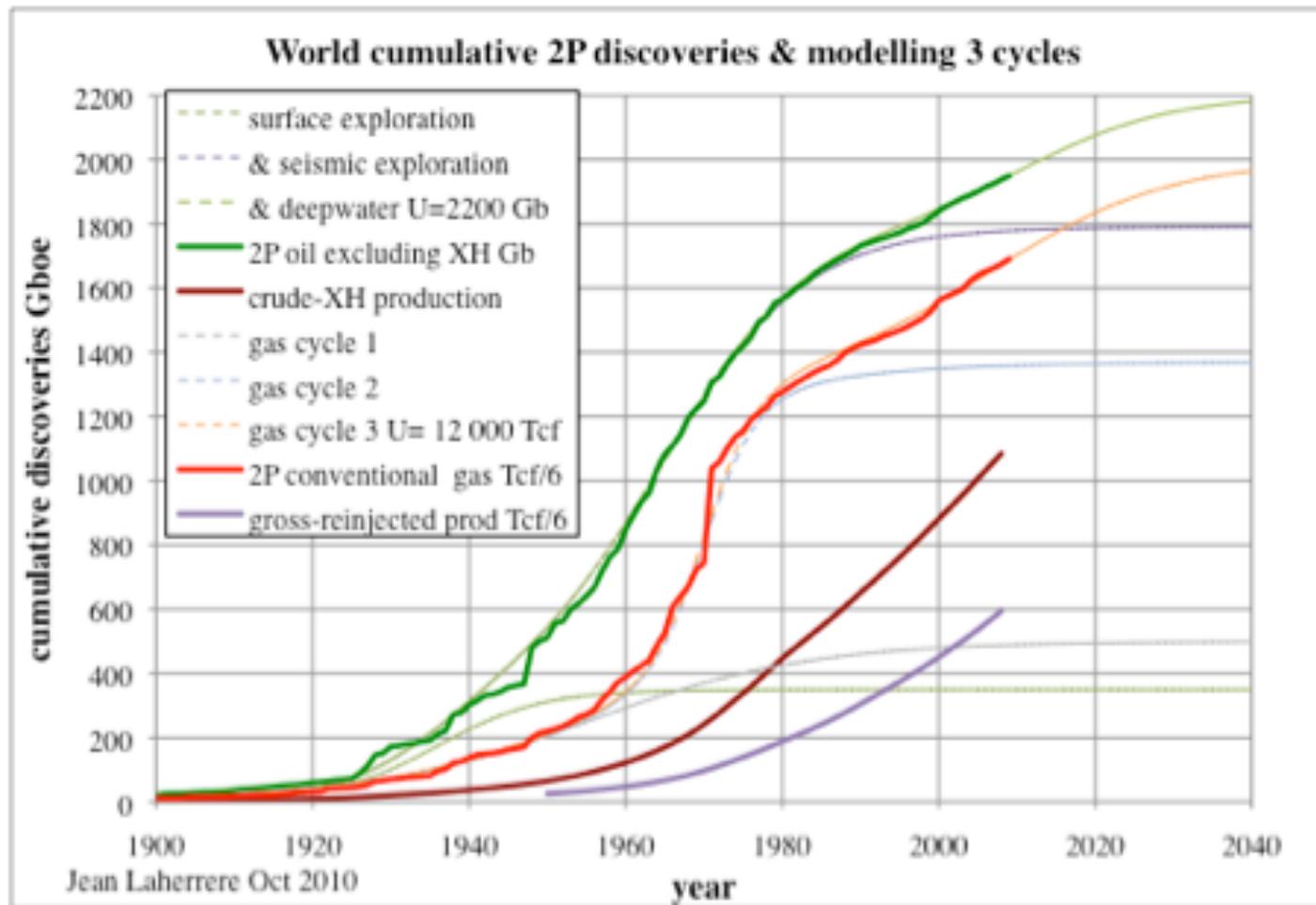


La courbe d'écrémage est préférable à la courbe en fonction du temps quand il y a des à coups dans l'exploration, ici au Canada la différence est faible.

La courbe d'écrémage montre 2 cycles: le Canada classique = Western Canadian Sedimentary Basin (1949-1977) et le Canada frontière (1978-2009)

A partir de la base technique a octobre 2010, qui exclut les USL48 et Canada terrestre (appelé « non frontière »), corrigé de 500 Gb (pour se ramener à 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.

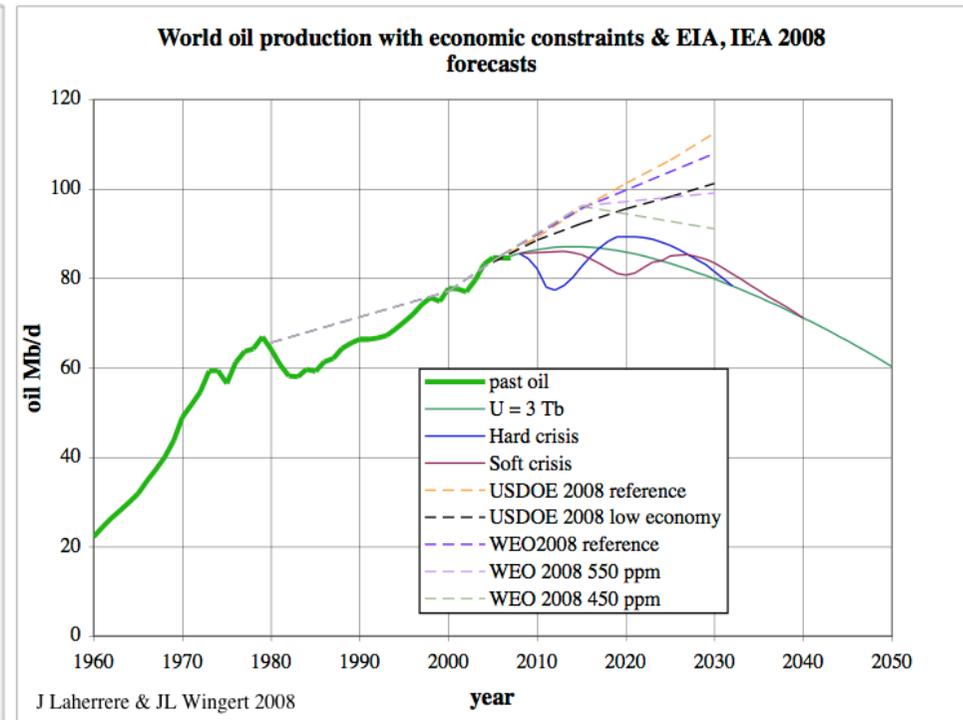
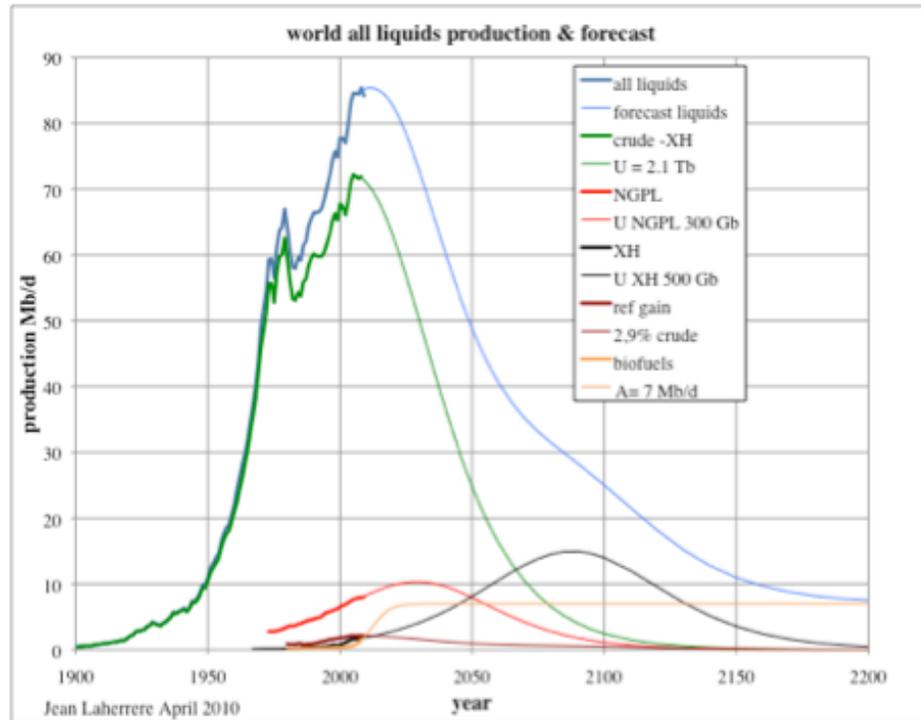
Figure 34: **monde**: découverte et production cumulées de **brut moins extra-lourd** et prévisions pour un ultime de 2200 Gb



La production tous liquides est ici modélisée avec les ultimes estimés, mais avec l'hypothèse de **contraintes uniquement géologiques**. En 2008 avec JL Wingert nous avons introduit des **contraintes économiques, aboutissant à un plateau ondulé**.

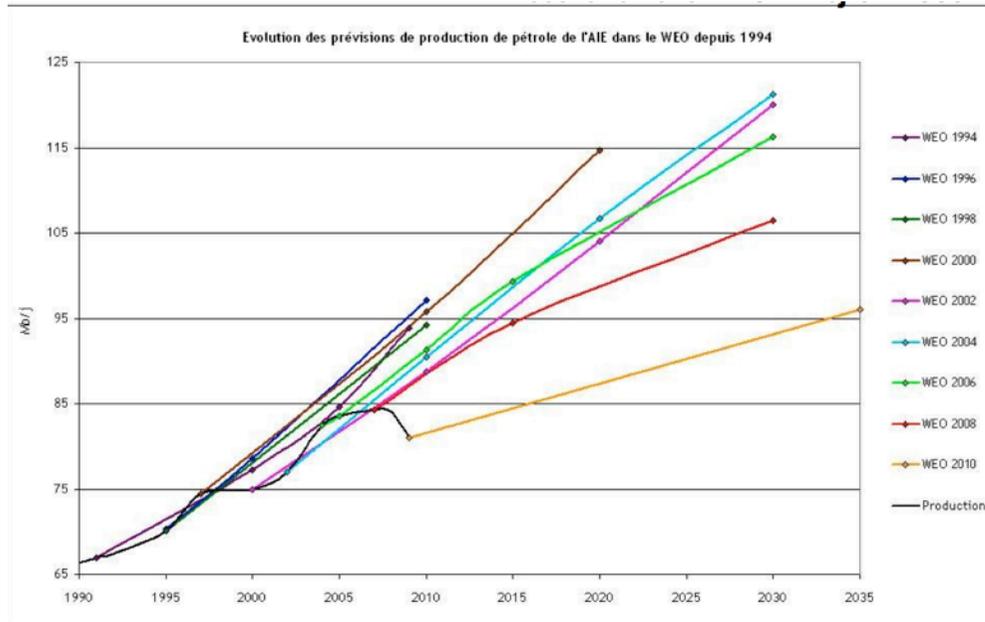
-Figure 35: **monde: production tous liquides et prévisions avec hypothèse : pas de contrainte au dessus du sol**

-Figure 36: **monde: production annuelle tous liquides (U = 3 Tb) avec contraintes économiques 1960-2050**

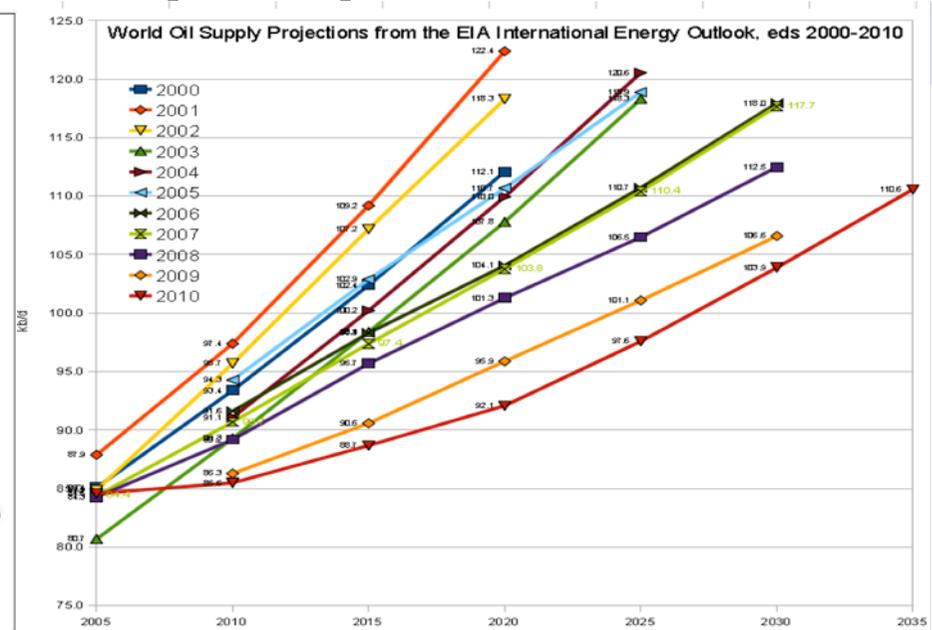


Les prévisions officielles des agences AIE et USDOE/EIA (qui veulent justifier la croissance du «Business as Usual») montrent qu'elles sont depuis 1994 en baisse. Les prévisions d'ASPO étaient considérées comme pessimistes jusqu'au jour où en 2007 Ch. de Margerie a déclaré que les prévisions de l'AIE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

-Figure 37: évolution des prévisions de production mondiale de pétrole d'après AIE 1994 à 2010



-Figure 38: évolution des prévisions de production mondiale de pétrole d'après EIA 2000 à 2010



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

- schistes bitumineux (oil shale)

Les schistes bitumineux (*oil shale*), ni schiste véritable, ni bitume, mais en fait des roche-mères (argilites) contenant de la matière organique (kérogène) immature, qui n'a pas encore généré de pétrole.

Les *Schistes d'Autun* ont été produits en France de 1835 à 1969 (cumul 1 Mt) par extraction minière et cuisson pour pyrolyse.

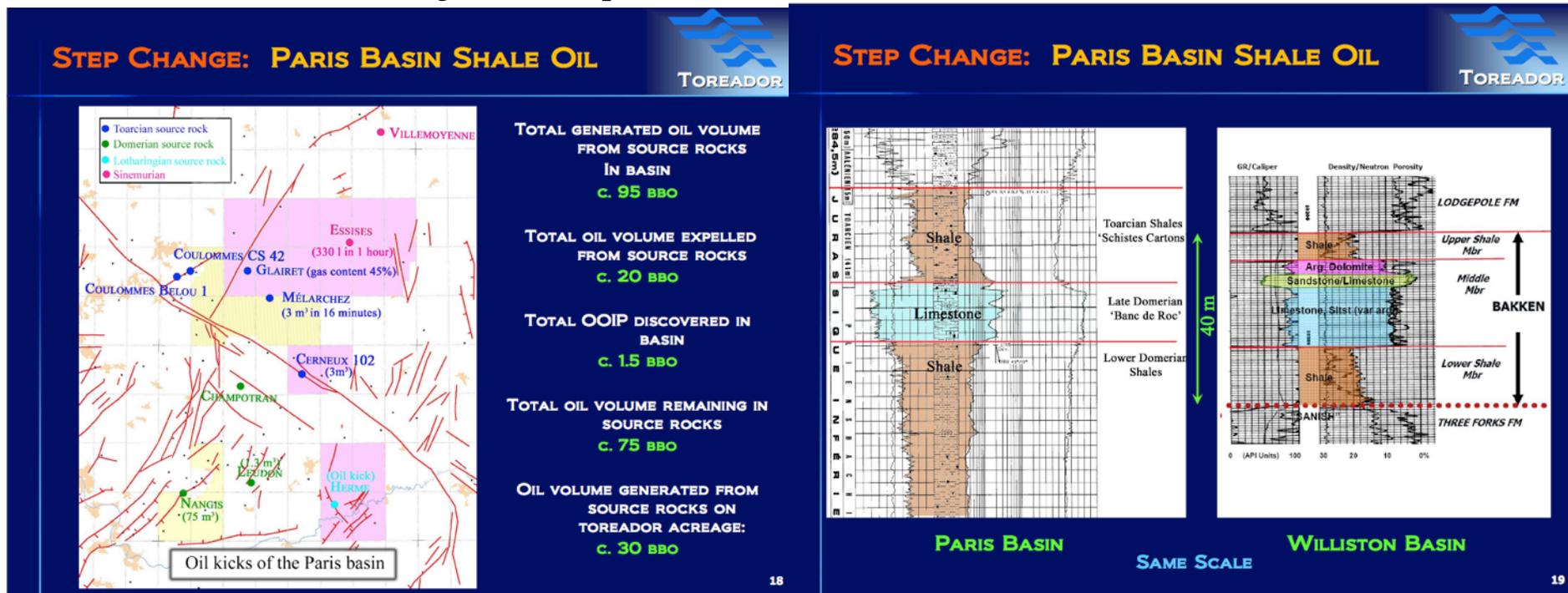
-Shale oil en France

Au contraire le *shale oil* concerne des roches-mères matures qui ont généré du pétrole ayant été 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.

Toreador prétend que l'huile générée dans les schistes cartons du Bassin de Paris représente 95 Gb, 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.**

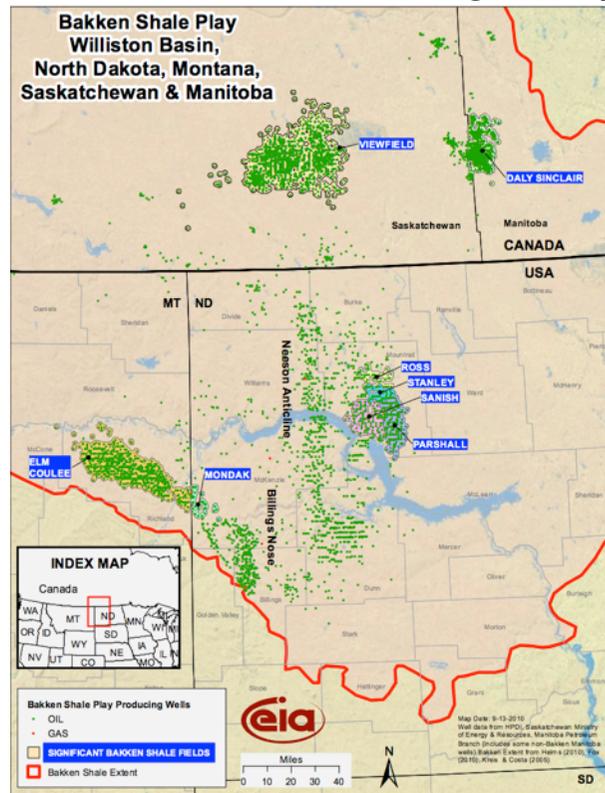
-Figure 39: Bassin de Paris: projet shale oil de Toreador

-Figure 40: comparaison des séries du bassin de Paris et du bassin de Williston (Bakken)

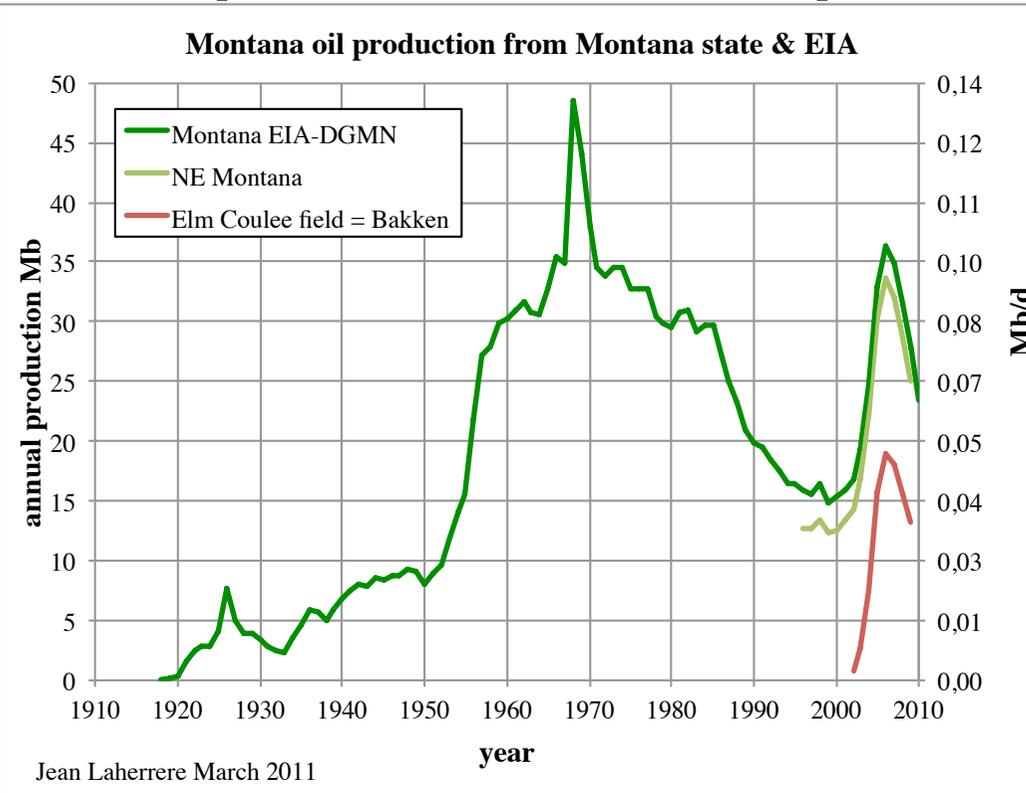


La production américaine de pétrole a augmenté grâce aux nombreux forages horizontaux notamment dans le bassin de Williston qui s'étend sur les Etats de Montana, North Dakota et au Canada au Saskatchewan et Manitoba. La carte montre que l'activité se concentre sur les « *sweets spots* » et une grande partie du bassin n'est pas forée. En fait les gisements sont des gisements stratigraphiques, non pas comme dans le *shale gas* où la production est 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 faire croire que ce pétrole non-conventionnel (?) existe sur tout le bassin.** En fait, les gisements importants sont: Montana = Elm Coulee: pic en 2006, North Dakota = Parshall: pic en 2008, Saskatchewan = Viewfield, Manitoba = Daly/Sinclair. Sur ces gisements stratigraphiques dans une porosité de grés ou carbonates, il n'est pas besoin nécessairement d'avoir des puits horizontaux, ni de la fracturation, si ce n'est pour accélérer la production, ce qui amène un déclin rapide.

-Figure 41: carte 2010 des productions dans le Bakken Bassin du Williston d'après EIA



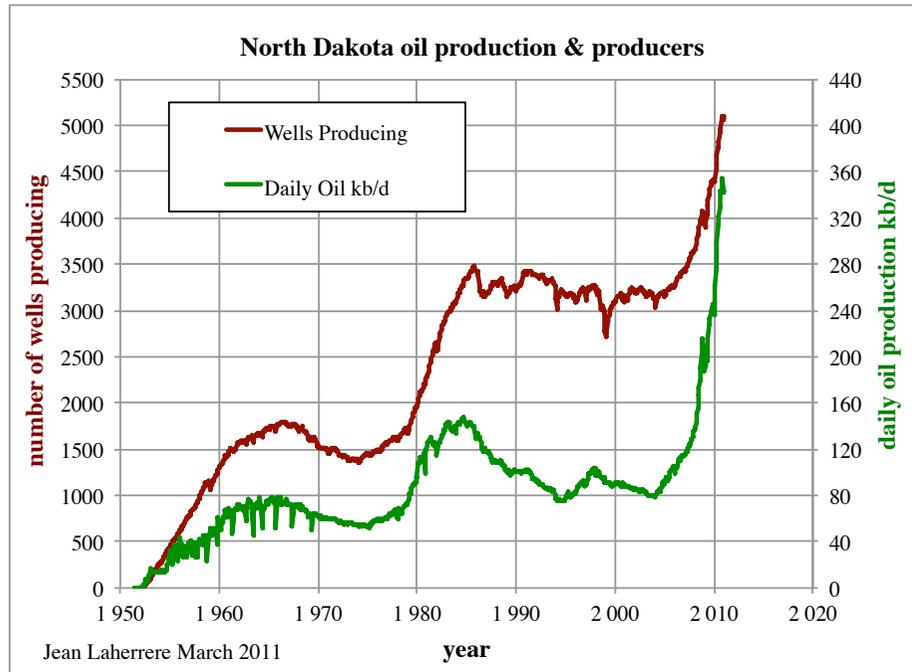
-Figure 42: production de pétrole dans le Montana dont le champ de Elm Coulee



Jean Laherrere March 2011

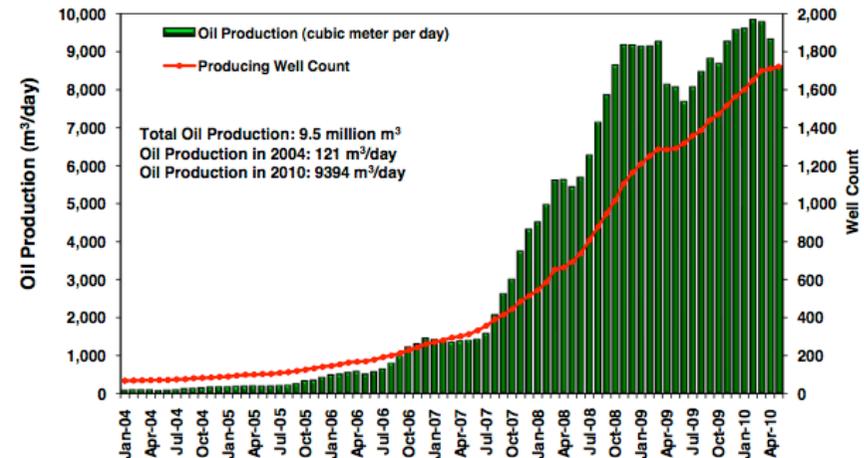
La production du North Dakota a augmenté fortement en 2009, dépassant l'Alaska, mais en Janvier 2011 la production n'augmente plus. La présence de plusieurs cycles est bien visible et le dernier va chuter rapidement !
 Au Saskatchewan la production du Bakken a décliné dès début 2010.

-Figure 43: **production de pétrole dans le North Dakota & nombre de puits producteurs**



-Figure 44: **production du Bakken Bassin au Saskatchewan et nombre de puits producteurs (E.Nickel NAPE 2011)**

Bakken SE Production up to May 2010



La montée rapide de production dans le Bakken semble avoir atteint son pic, aussi bien aux US qu'au Canada, et la descente sera sans doute aussi rapide, quand les «sweet spots» vont être épuisés!

-2-6-Croissance des réserves: c'est le leitmotiv des optimistes

-progrès technologique (puits horizontaux)

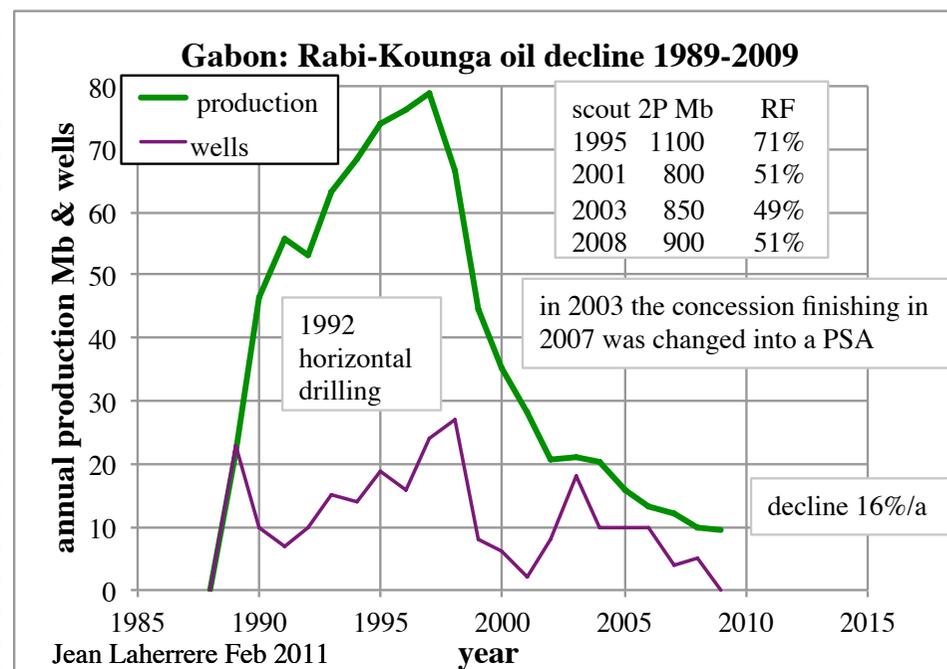
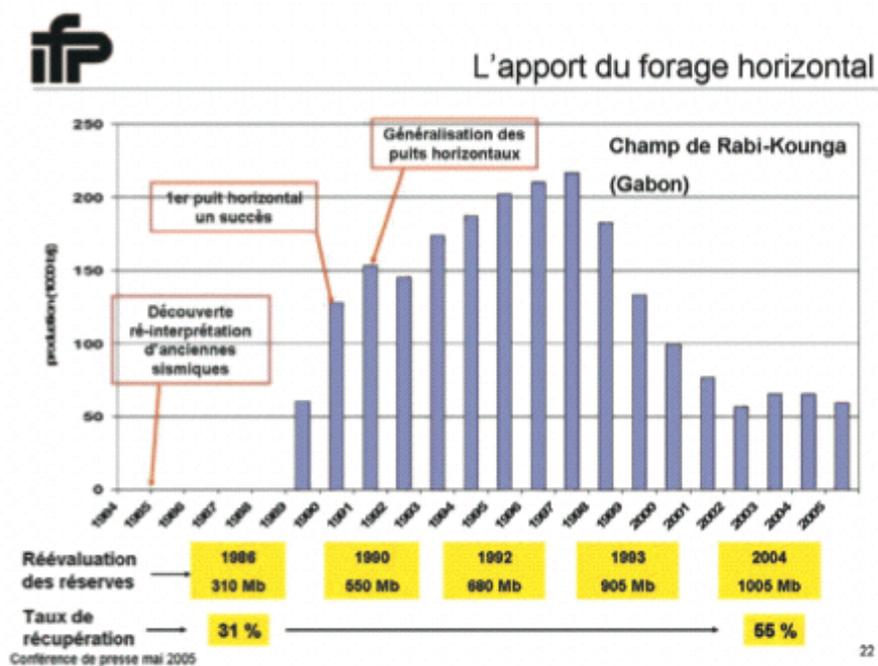
La présentation de l'IFP («Comment accroître et renouveler les réserves de pétrole et de gaz? -Avancées de la technologie et stratégie de recherche de l'IFP » Olivier Appert 31 mai 2005) vante les puits horizontaux pour accroître les réserves.

Mais cette technologie dite moderne (qui date de plus de 30 ans) est surtout utilisée pour extraire plus vite au détriment du futur.

Le champ de Rabi Kounga (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?

-Figure 4(: «comment accroître les réserves» IFP 2005 forage horizontal = Rabi-Kounga

-Figure 46: Rabi-Kounga 1989-2009 : déclin et réserves



On retrouve le même schéma pour Yibal, le plus grand champ d'Oman opéré aussi par Shell

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. .

-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. 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

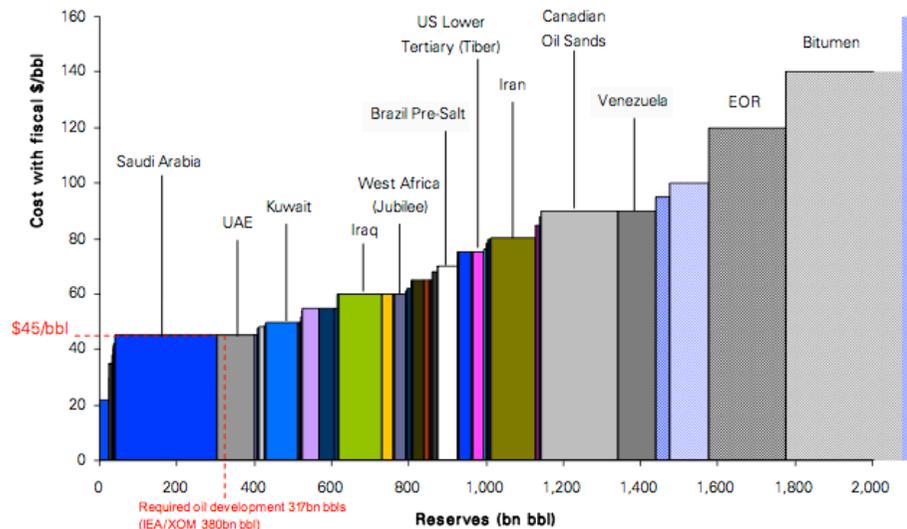
-2-7-coût et prix

-coût en fonction de la production ou des ressources

-Figure 47: coût de production en fonction des réserves Deutch Bank 2009

-Figure 48: coût de production en fonction des réserves Total 2010

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



Source: IEA, Deutsche Bank

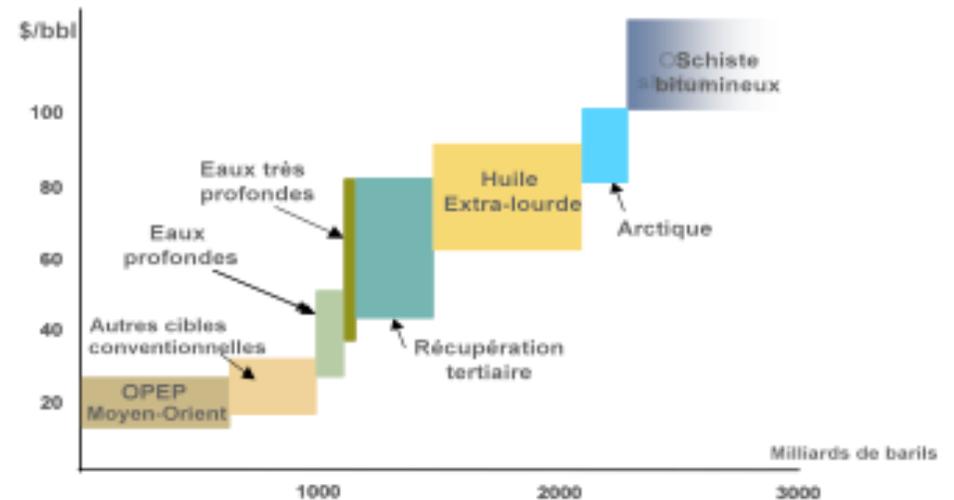


Figure 18 - Production costs, reserves and economic thresholds (Total document)

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!

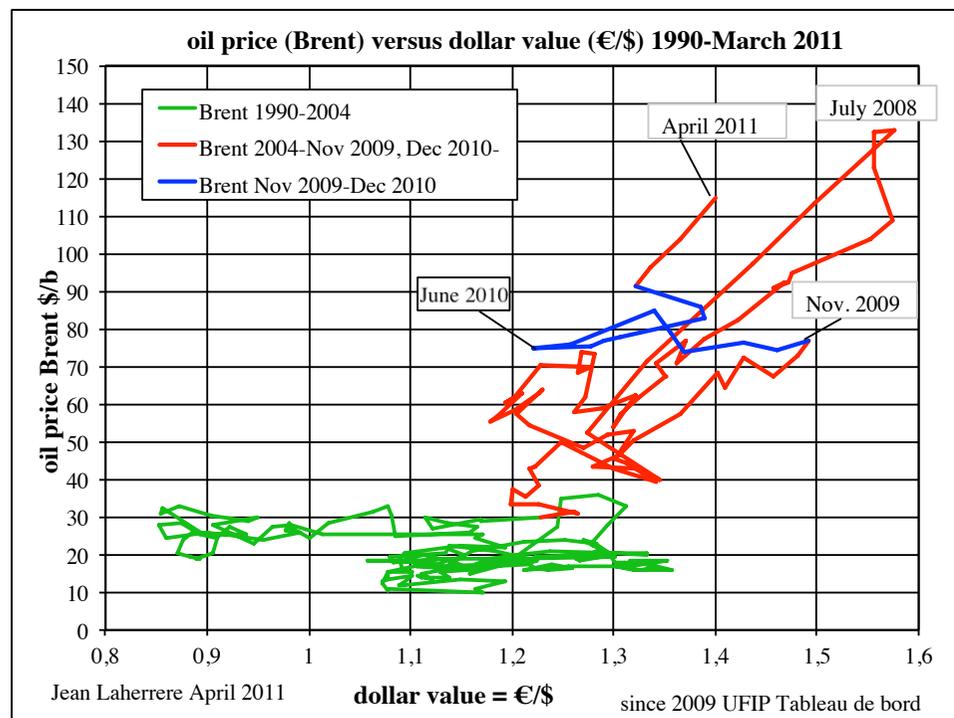
De plus ces évaluations ignorent complètement le bilan énergétique, à savoir le rapport énergie récupérée sur énergie investie.

-prix du brut et valeur du dollar

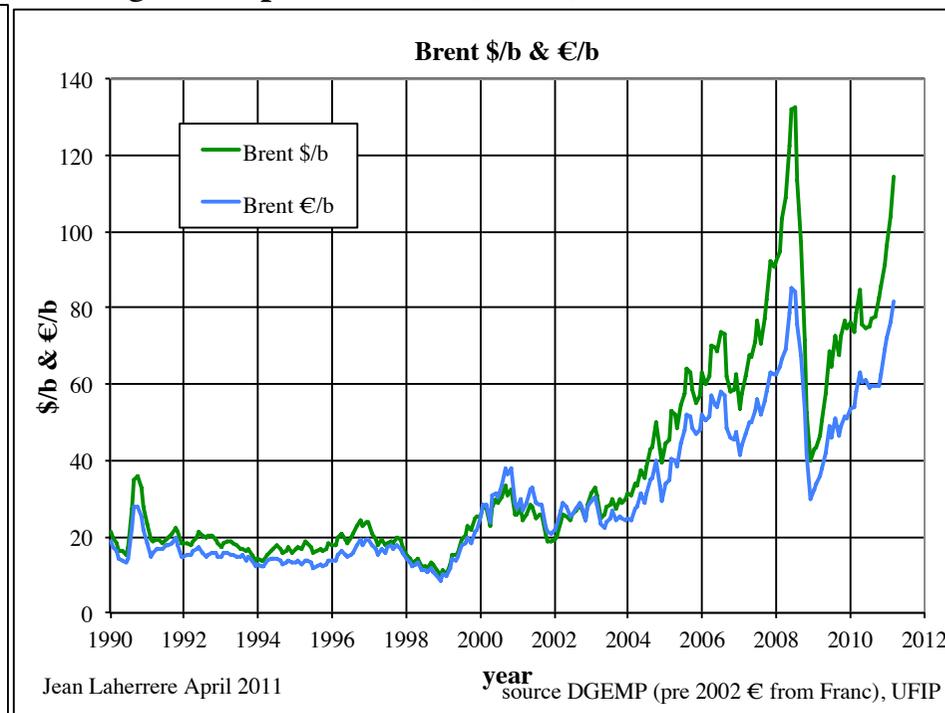
Il apparaît que la valeur du dollar est un facteur qui est intervenu de 2004 à 2009 quand on regarde le graphique du prix du Brent en fonction de la valeur du dollar exprimé par le ratio €/\$.

De 1990 à 2004 (en vert) la valeur du dollar n'a aucun effet sur le prix du brut, mais de 2004 à nov.2009, de déc.2010 à av.2011 (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 nov.2009 à déc.2010 (en bleu), la valeur du dollar a peu d'impact.

-Figure 49: **prix du brut (Brent) en fonction de la valeur du dollar (€/€)**



-Figure 50: **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 est aussi élevée que celle de l'Europe et ne peut durer sur le long terme! Seules une guerre et/ou l'inflation font disparaître les dettes publiques !

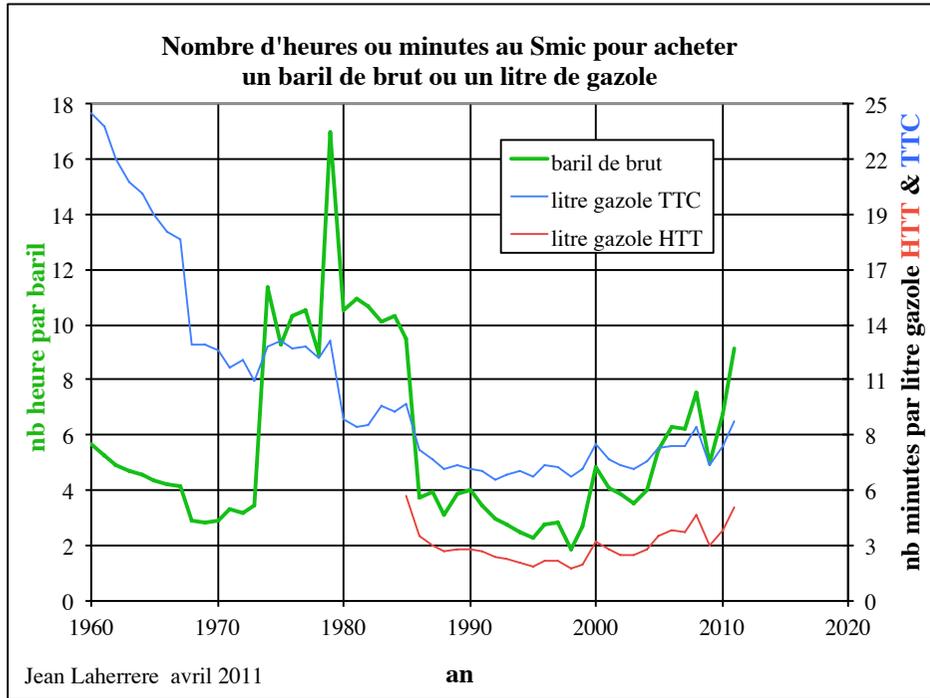
-prix du brut

Le prix du brut est donné par BP Statistical Review en \$/b depuis 1861 en monnaie courante et en dollar de l'année. Mais le calcul en dollar de ce jour dépend du calcul très manipulé de l'inflation.

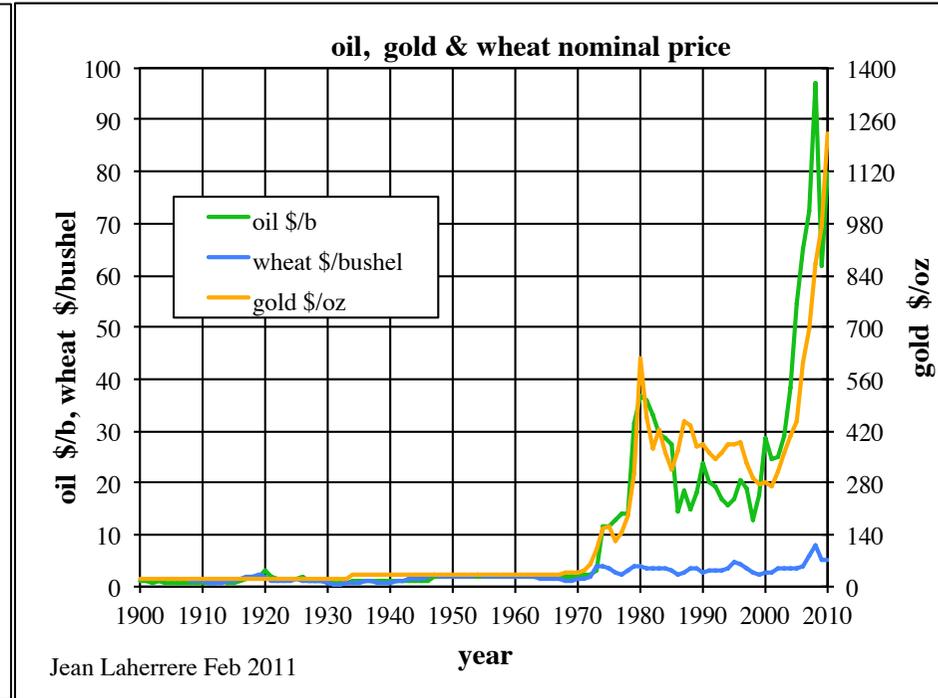
Il est préférable de se ramener au temps qu'il faut travailler au SMIC pour acheter un baril de brut (16 h en 1979, 9 h en mars 2011) ou un litre de gazole (25 min en 1960, 13 min en 1979, 6 min en 1998, 9 min en mars 2011).

Il est intéressant de comparer aux US le prix du pétrole et de l'or: 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 51: nombre d'heures ou de minutes qu'il faut travailler au SMIC pour acheter un baril de brut ou un litre de gazole



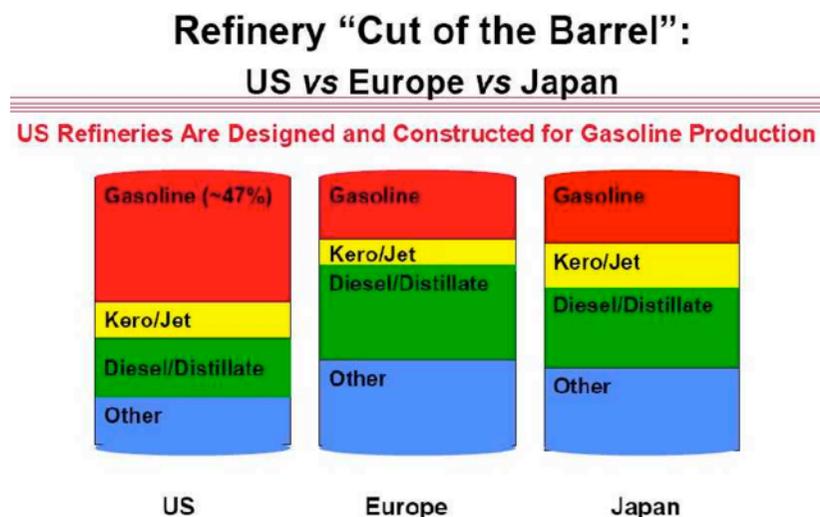
-Figure 52: US: prix du pétrole, du blé et de l'or



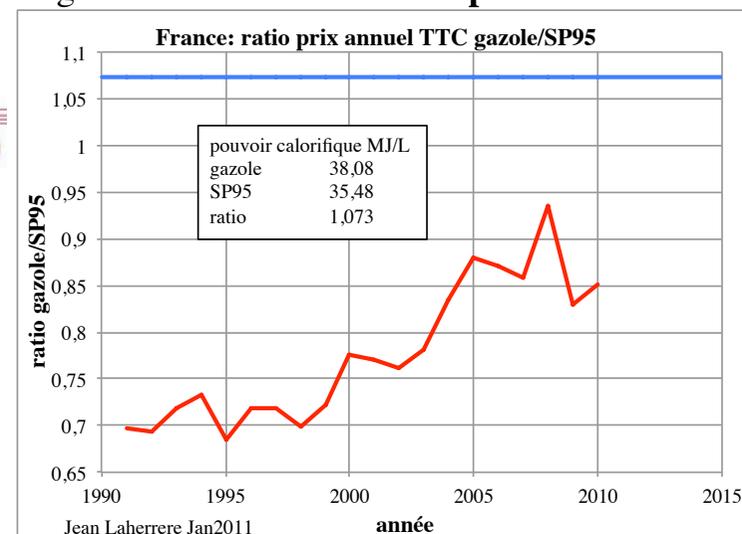
-prix des carburants : le scandale du gazole en France!

Le grand problème de pays producteurs de l'OPEP est que le prix des carburants y est fortement subventionné pour apaiser la population. La consommation intérieure est considérable et avec l'augmentation de la population, les exportations diminuent. 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 de 1 à 100](#). Les raffineries sont construites pour produire un certain pourcentage d'essence (C5 à C10) $\approx 44\%$ vers 100°C et de gazole (C14 à C20) $\approx 25\%$ vers 200°C en fonction du brut raffiné en France; et essence = 46% et diesel = 24 % aux US

-Figure 53: produit à partir d'un baril en raffinerie (API)



-Figure 54: France : ratio du prix annuel TTC gazole/SP95



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 % de plus**. Le gazole doit 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 et de nos constructeurs auto. C'est une grave erreur, et un manquement au principe d'égalité !

En mars 2011 le prix du gazole est 1,360 € contre 1,506 € pour le SP95, il devrait être à $1,506 * 1,073 = 1,616$ €, soit une perte de 0,25 €/L. La consommation mensuelle de gazole est de 3,1 GL, **la perte annuelle de l'Etat est donc de près de 10 G€ !**

De plus les raffineurs sont obligés de vendre à perte l'essence non vendue en France aux US et d'importer du gazole de Russie ! Notre gouvernement oublie aussi le dégât potentiel des nanoparticules venant des voitures diesel: on ne peut ni les mesurer, ni les filtrer et on ignore leur impact sur la santé (comme l'amiante il y a 30 ans), où est son principe de précaution!

-2-8-Consommation de pétrole

-Figures 56: consommation de pétrole dans divers pays d'après Oilwatch 2004-2010 et prix essence en c\$/L Nov 2010

Arabie Saoudite 16

Iran 10

Amérique du Nord 76

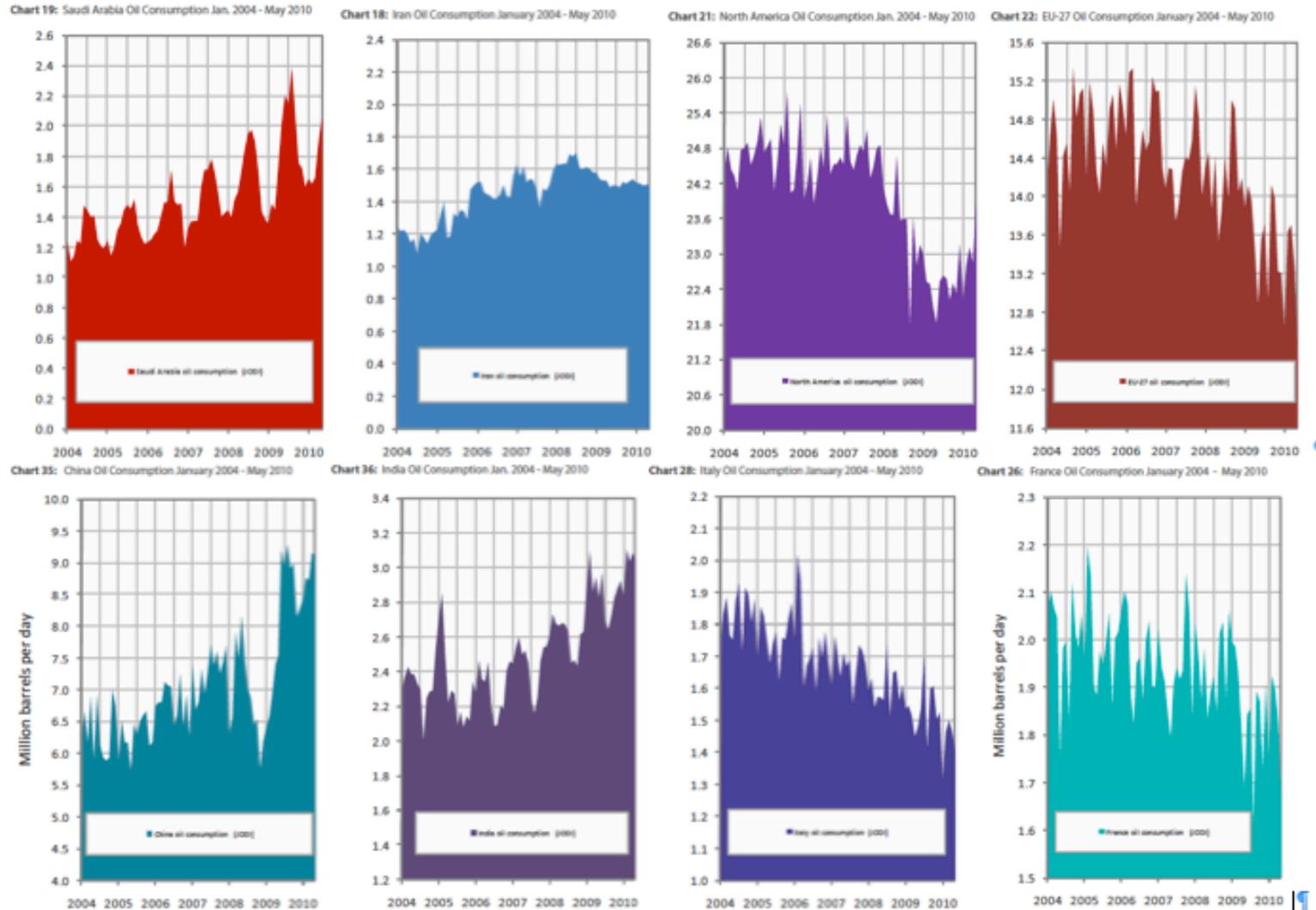
UE-27

Chine 111

Inde 115

Italie 187

France 198

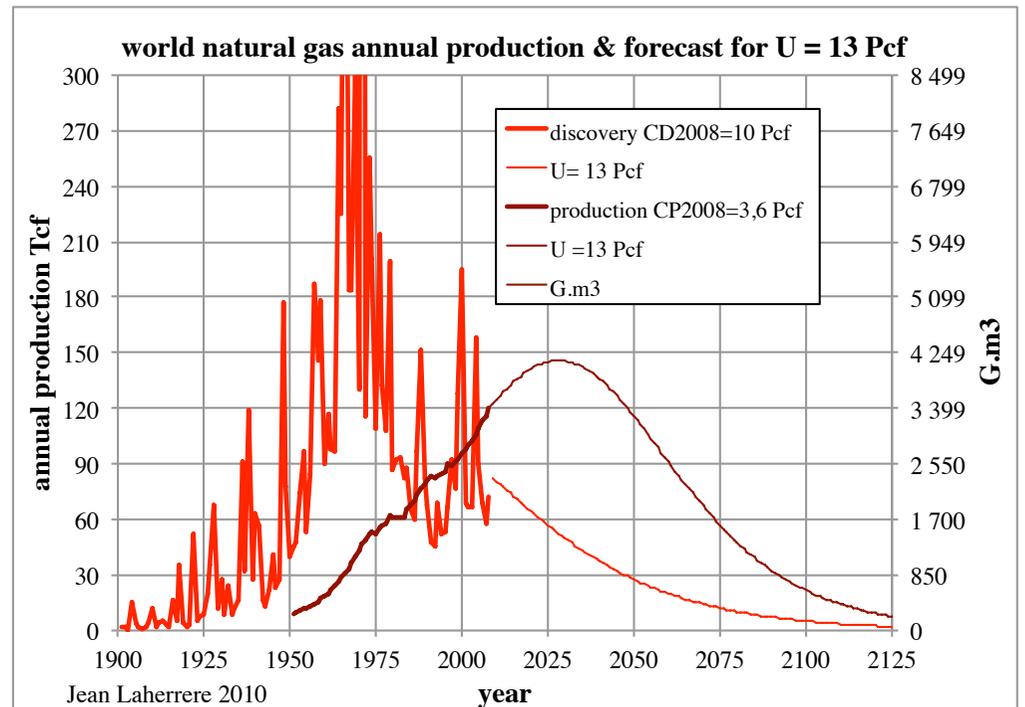
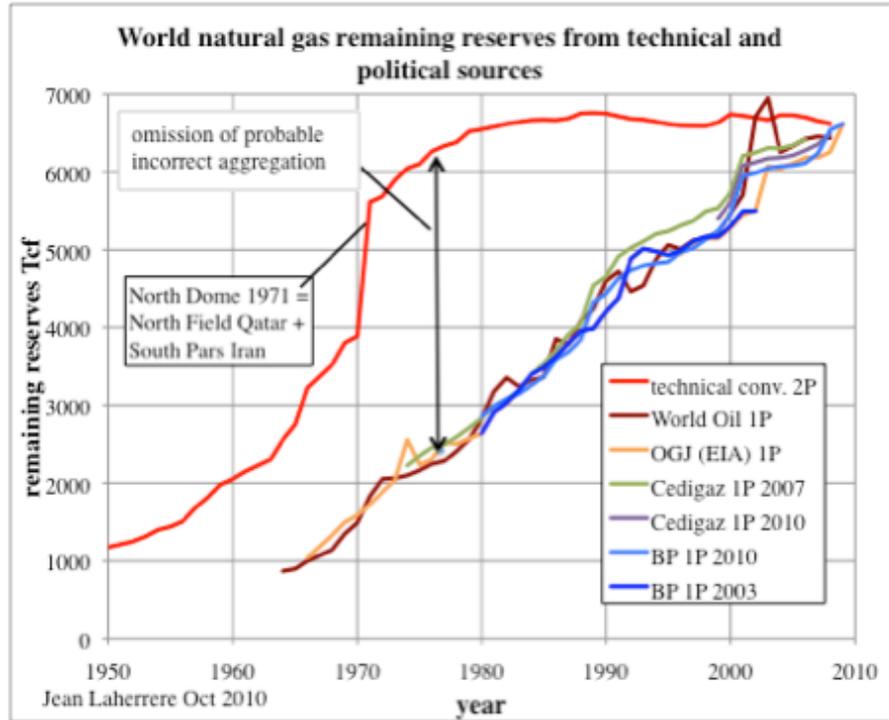


-3-Gaz naturel

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 57: **réserves restantes mondiales de gaz d'après les sources techniques et politiques**

-Figure 58: **découverte et production mondiale annuelle de gaz pour un ultime de 13 Pcf**



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

Le gaz non conventionnel comprend le CBM = coalbed methane, tight gas et shale gas, mais aussi les hydrates, le gaz dissous dans les aquifères à pression géostatique et le biogaz. Les hydrates océaniques sont trop dispersés dans des sédiments argileux. Le gaz dissous représentent des quantités considérables (50 000 Tcf BGR 2003)), mais les essais (1978-1983) ont montré que ce n'est pas économique (EROEI < 1) et trop polluant (que faire des saumures toxiques). Personne n'en parle plus !

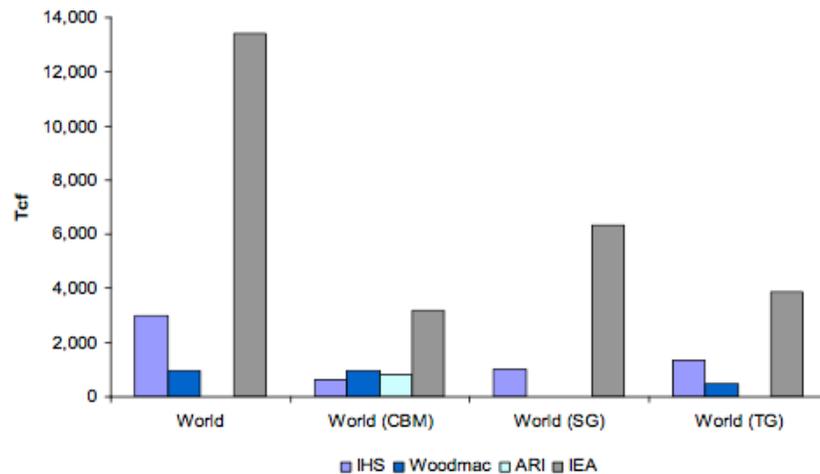
La production de «*shale gas*» a démarré aux US en 1821, mais a été abandonnée en 1860, car non économique. Sa production a repris par de petites compagnies comme Chesapeake grâce aux puits horizontaux et la fracturation hydraulique à forte pression avec des quantités considérables d'eau et d'autres additifs confidentiels. Les propriétaires du sol sont propriétaires du gaz et acceptent les pollutions, qui arrivent souvent dans la décharge en surface lors de la récupération des eaux de la fracturation. Moratoire pour la fracturation hydraulique dans: Etat de New York, Québec, France!

Le débit chute de >50% la 1^{ère} année et l'historique de la production est trop court pour savoir si c'est économique. Art Berman, qui a été viré de World Oil en étant trop critique envers le shale gas, prétend que son cout de revient est de l'ordre de 7 \$/kcf, alors que le prix actuel du gaz US est d'environ 4 \$/kcf.

Les estimations de réserves varient F.Geny Dec 2010 Oxford Institute for Energy Studies «Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?»

-Figure 59: estimations des **réserves mondiales de gaz non conventionnel**

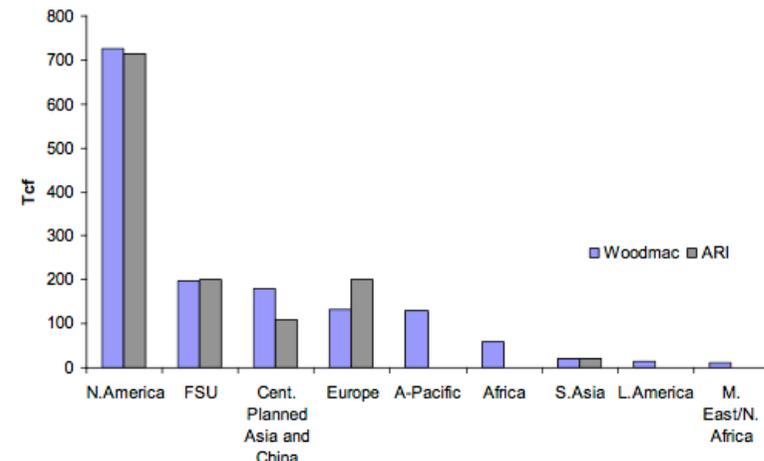
Figure 1.2: Unconventional gas recoverable resources, range of estimates



Sources: IHS, Wood Mackenzie, IEA WEO 2009

-Figure 60: estimations des **réserves par région**

Figure 1.3: Unconventional gas recoverable resources by region, range of estimates

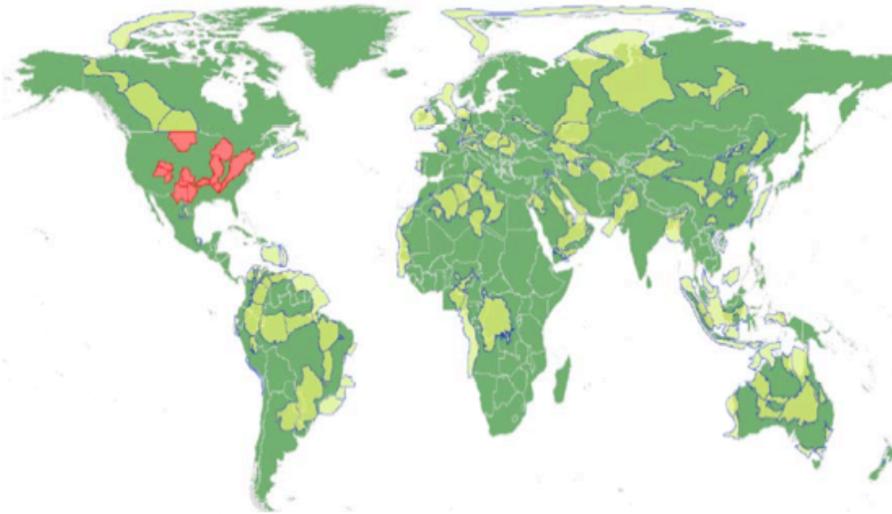


Source: Wood Mackenzie 2006, Advanced Resources International

-Figure 61: carte des **réserves mondiales de gaz non conventionnel**

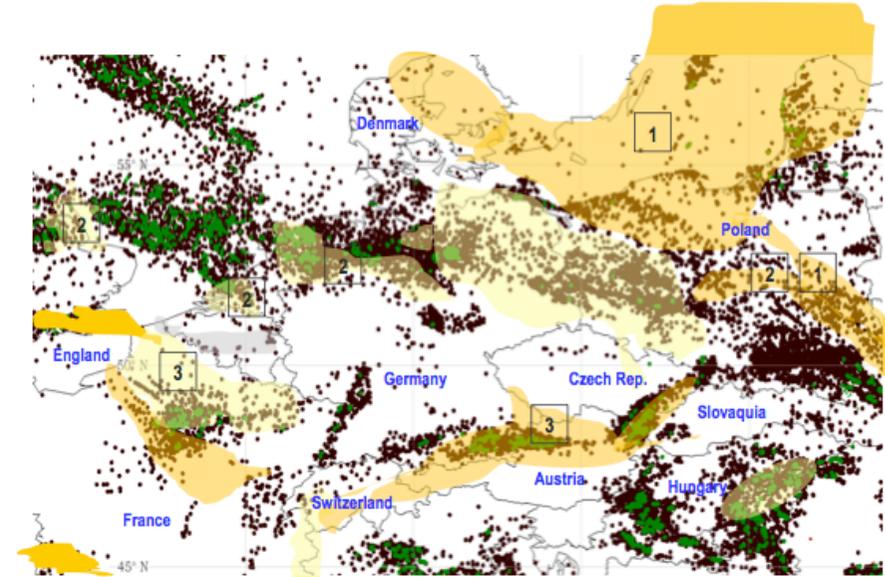
-Figure 62: puits et dépôts non-conventionnels en Europe

Figure 1.4: Global shale gas resources



Source: Schlumberger study from 2007 presented by Schlumberger Oilfield Services at CERA Week conference in February 2009

Figure 5.1: Map of conventional basins, wells and unconventional deposits



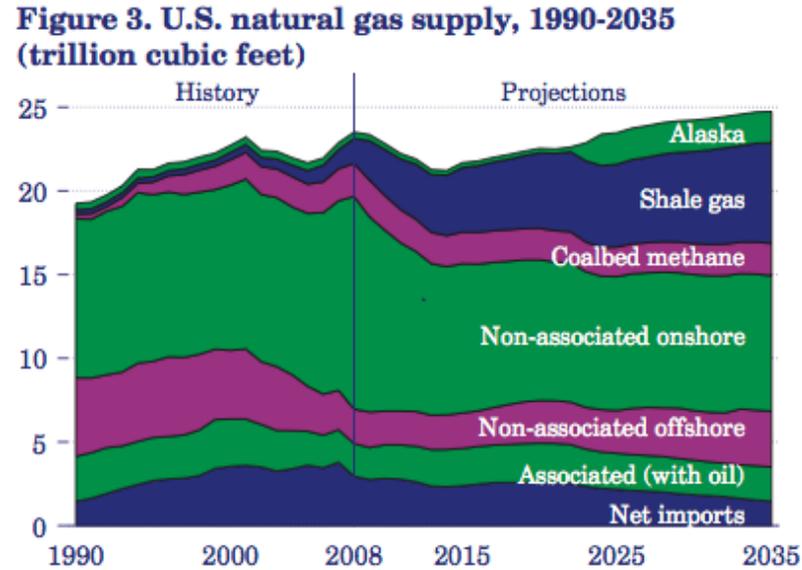
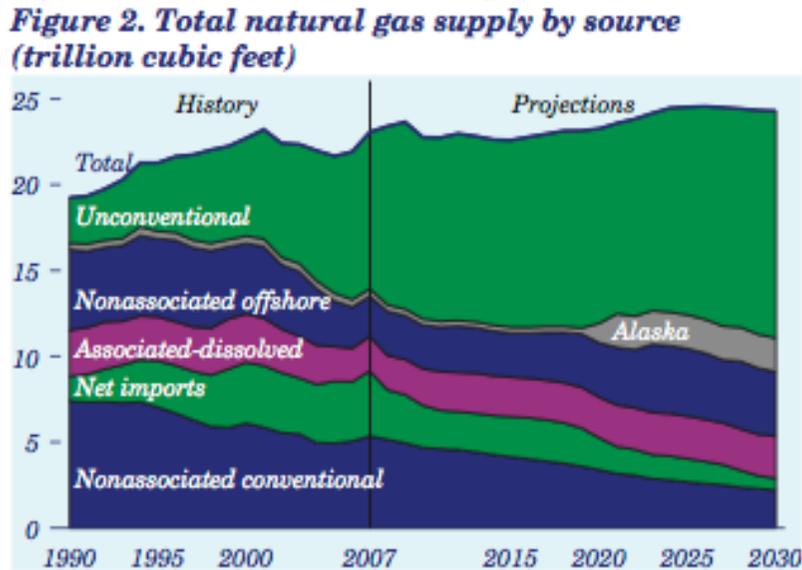
1: Lower Paleozoic 2: Carboniferous 3: Posidonia (bituminous) Shale gas Shale/Tight gas Coal gas

Sources: IHS EDIN-GIS May 2010, Schlumberger 2009 – Green dots represent active wells.

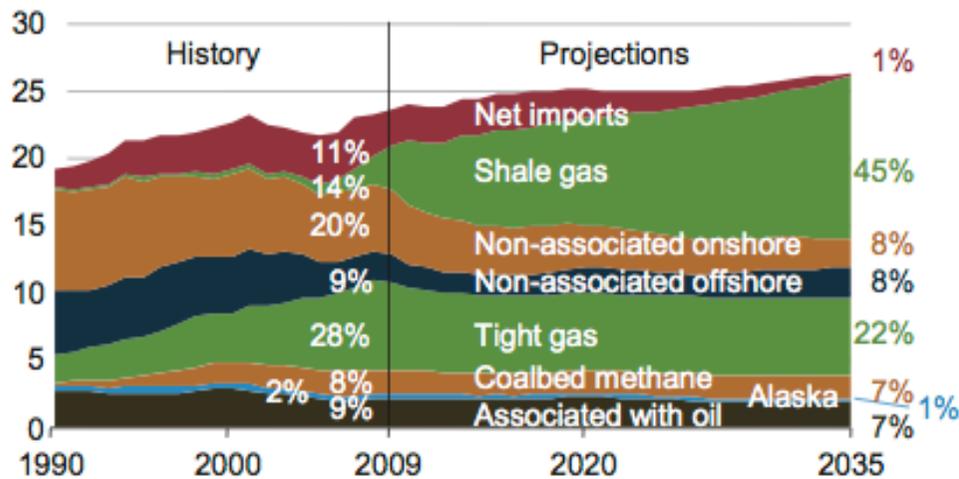
voir aussi Note de l'IFRI « Les perspectives du shale gas dans le monde » B.Weymuller Dec 2010

Les prévisions de production de gaz aux US varient en définition et valeur et ordre, comme si l'objectif est d'empêcher la comparaison. Notez la variation sur la période 2007-2012!

-Figures 63: US: production de gaz 1990-2035 EIA AEO 2009 AEO 2010 dessous AEO 2011



U.S. dry gas production (trillion cubic feet per year)

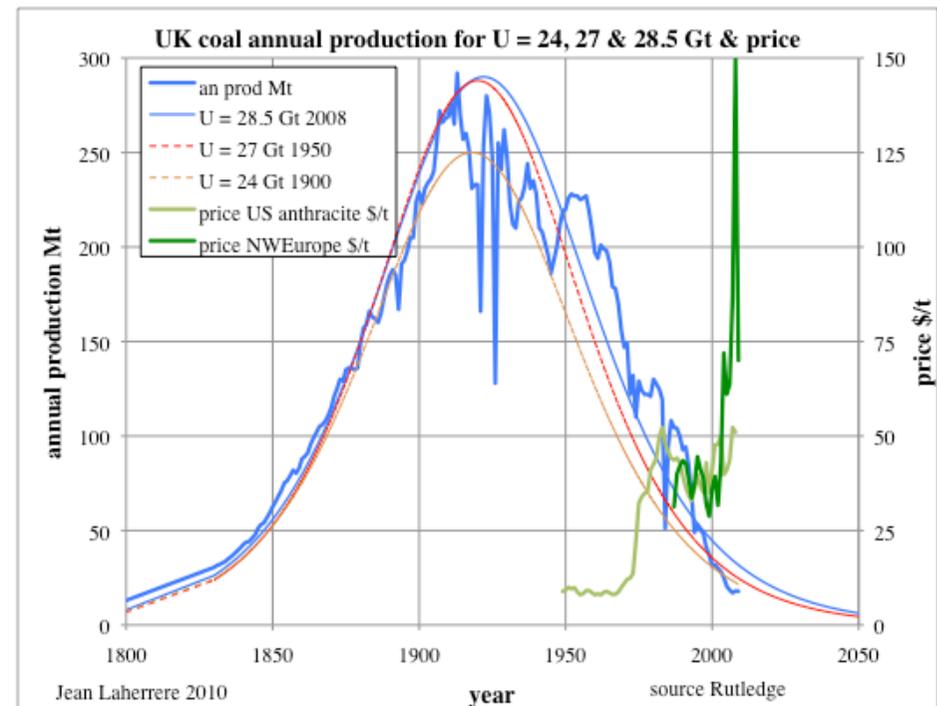
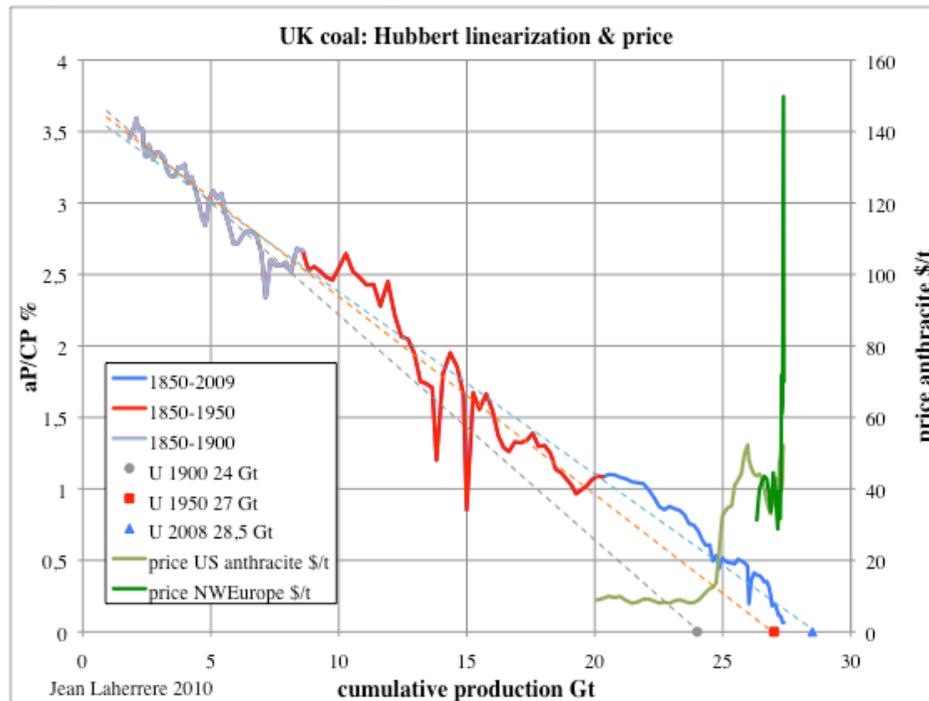


-4-Charbon

Le grand problème des productions de charbon est que le contenu énergétique varie considérablement par produit entre l'antracite et la tourbe, et par pays entre 5 Mbtu/t en Grèce et 30 Mbtu/t au Venezuela. La principale source de données mondiales vient du WEC qui ne fournit que les productions en Gt, bien que BP donne les productions en Gt et en Gtoe. L'USDOE publie les productions en short tons et en quad (10^{15} Btu = 1,05 EJ). David Rutledge (Caltech) publie une base 2010 de données complètes mais en Gt <http://www.its.caltech.edu/~rutledge/DavidRutledgeCoalGeology.pdf>

La courbe dite de linéarisation d'Hubbert des productions (annuel/ cumulée en % versus cumulée) qui marche fort bien pour les pays a production ancienne comme la France ou le RU, ne marche pas pour le monde car trop chaotique.

-Figures 64: **Charbon Royaume-Uni : linéarisation d'Hubbert** **production annuelle et prévision U=24, 27 & 28,5 Gt**

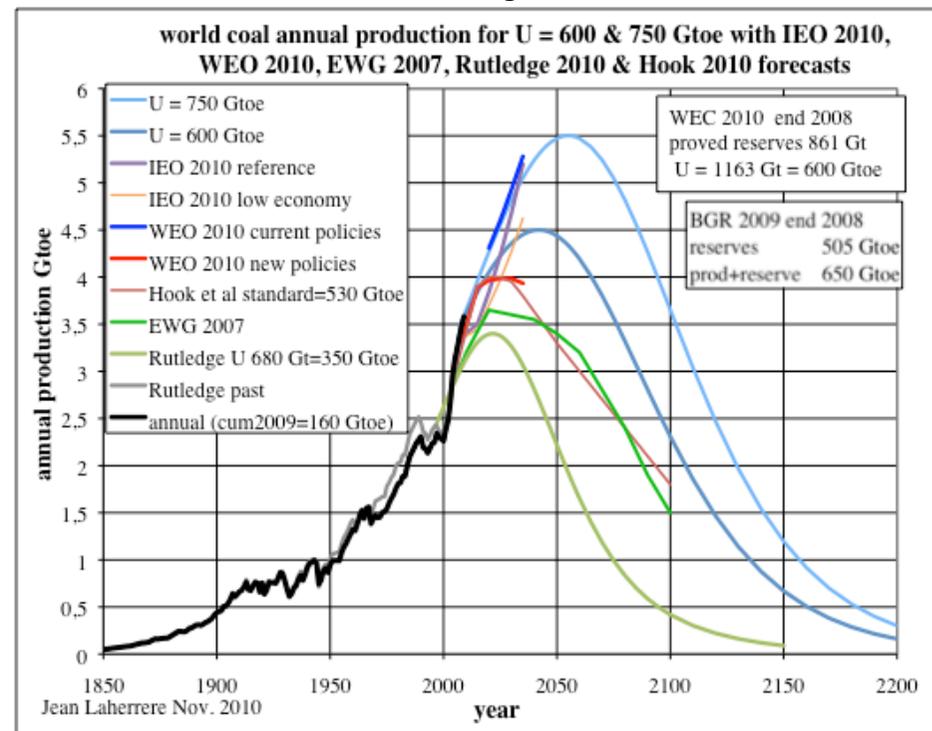
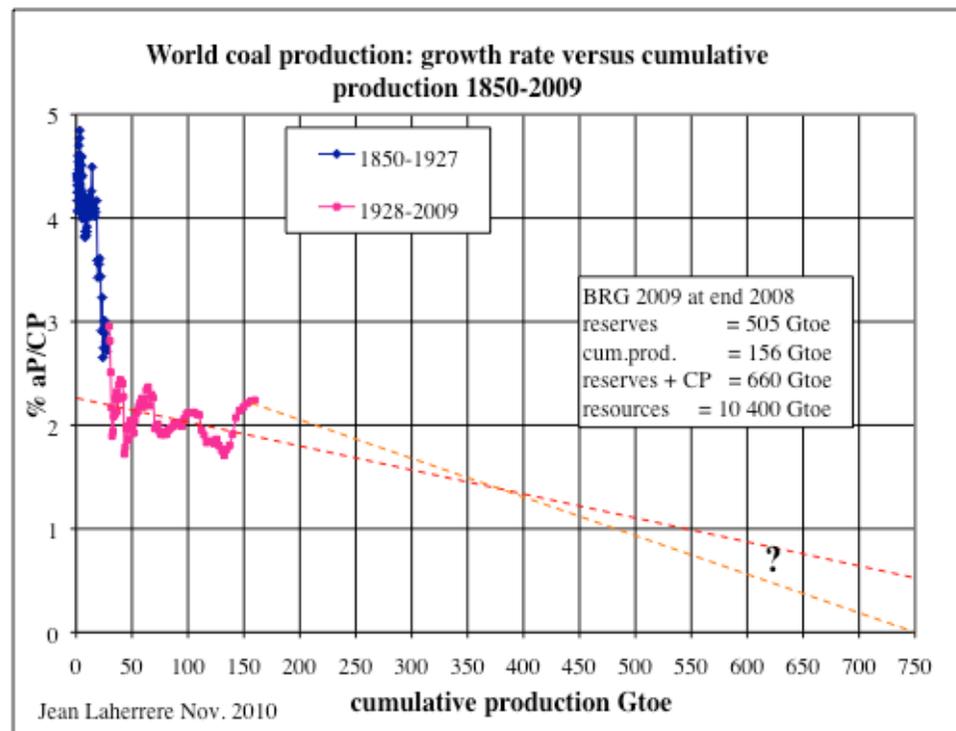


Il y a donc 2 camps: les universitaires avec moins de 500 Gtoe d'un cote et les organismes officiels (WEC, BGR) avec plus de 600 Gtoe de l'autre.

Devant cette large fourchette, j'ai choisi d'ajouter un ultime plus élevé a 750 Gtoe, valeur qu'il est difficile de justifier par la linéarisation d'Hubbert qui semble tendre vers une valeur supérieure à 1000 Gtoe.

-Figures 65: **production mondiale de charbon : linéarisation d'Hubbert**

production annuelle et prévisions IEO, WEO, EWG, Rutledge, Hook, U= 600 & 750 Gtoe

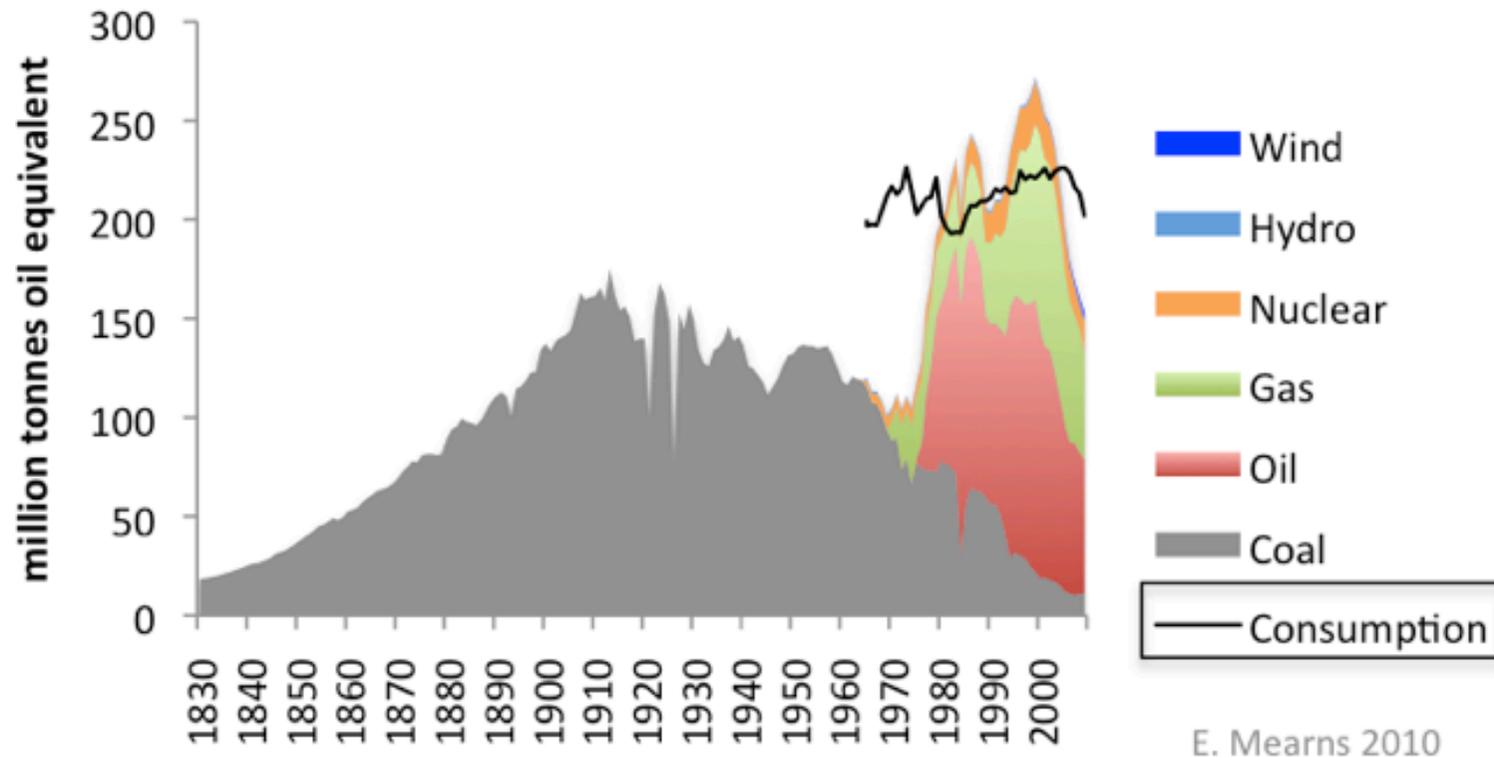


Le principal producteur est de loin la Chine, mais ses données sont peu fiables. La zone de production est loin de la zone de consommation et la Chine importe et exporte du charbon, mais l'importation nette a fortement augmenté en 2009

Le Royaume-Uni est un bon exemple de pic en énergie, avec un cycle long charbon, un cycle court pétrole et gas avec passage rapide importation, puis exportation 1980-2000 et de nouveau importation !

-Figure 66: **énergie primaire au Royaume-Uni 1830-2010** (TOD E.Mearns)

UK primary energy production



Les combustibles fossiles UK montrent leur limite et leur importance par rapport au reste des autres énergies!

L'Empire Britannique a été fondé sur le charbon.

Les espoirs de charbon propre basés sur la **capture et séquestration du carbone** semblent difficiles à réaliser en temps et en volume et surtout cela nécessitera un surplus d'énergie de 30% dans 25 ans au moment où l'énergie sera rare et chère.

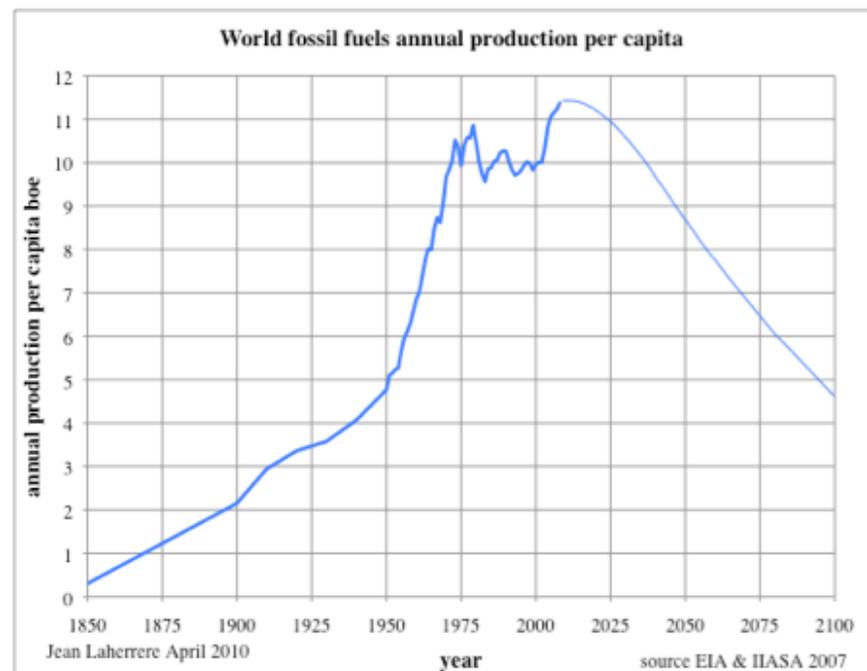
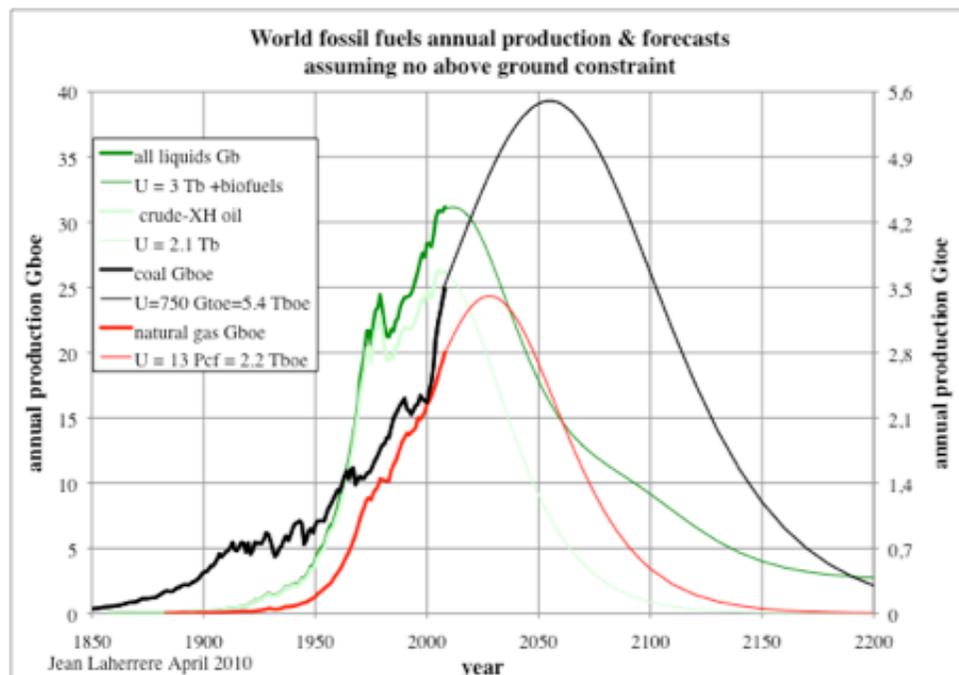
Les économies d'énergie (Negawatt) seront alors préférées !

-5-Combustibles fossiles

L'ultime pour le pétrole est environ 3 Tb (400 Gtep) avec plateau début 2005, pour le gaz 2,2 Tbec (300 Gtep) avec pic vers 2025 et pour le charbon 5,4 Tbec (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 augmenter mon estimation à 750 Gtep.

-Figure 67: **production de combustibles fossiles & prévisions**

-Figure 68: **production de combustibles fossiles & prévisions par habitant**

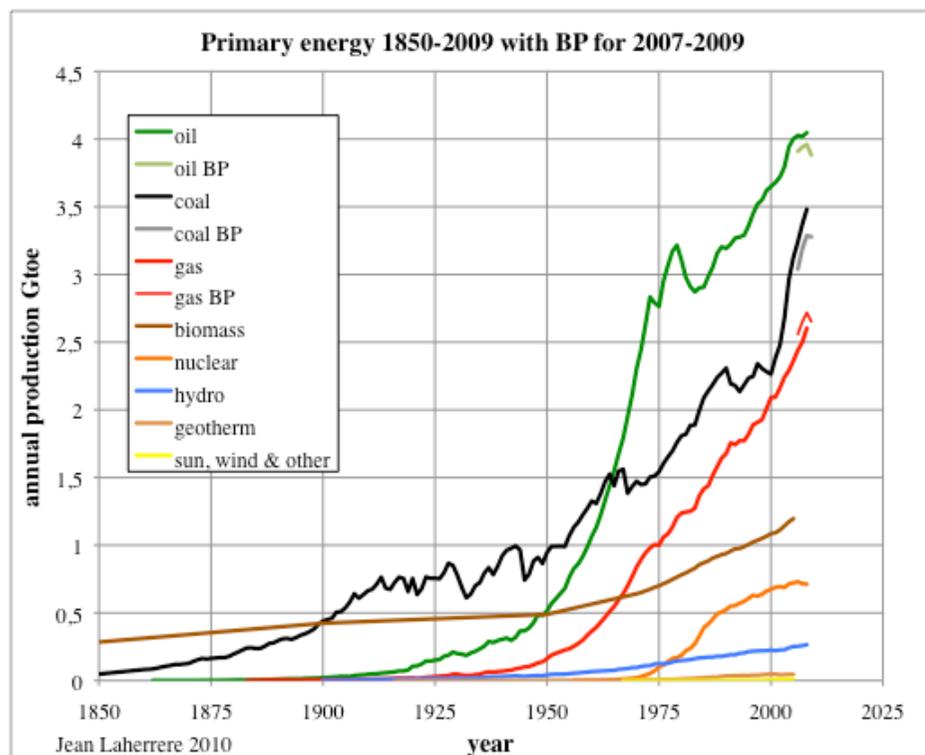


La production de combustibles fossiles par habitant (en utilisant les prévisions médianes de l'ONU) est sur un plateau ondule de 1975 à 2025, mais le déclin est ensuite sévère et il faudra alors avoir des énergies renouvelables ou économiser l'énergie. Jusqu'en 2025 si les pays développés économisent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

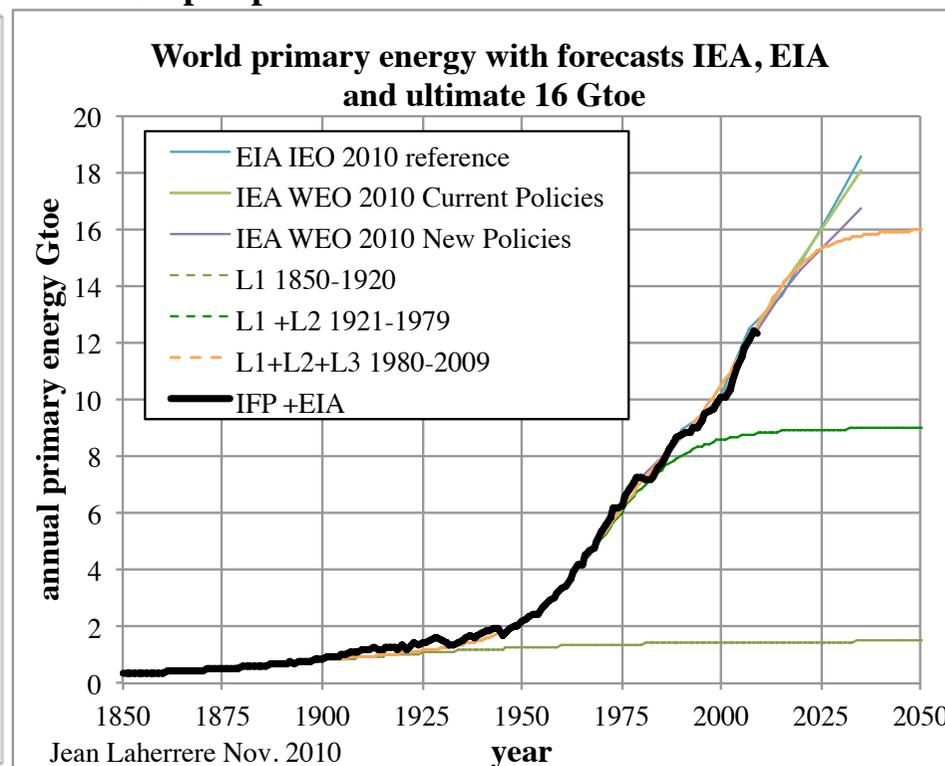
-6-Energie primaire

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). De plus l'énergie musculaire (hommes et animaux) n'est pas prise en considération, comme si Paris a été construit sans énergie!

-Figure 69: énergie primaire mondiale par combustibles 1850-2009



-Figure 70: prévisions énergie primaire mondiale pour un ultime de 16 Gtep et prévisions EIA& AIE



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.

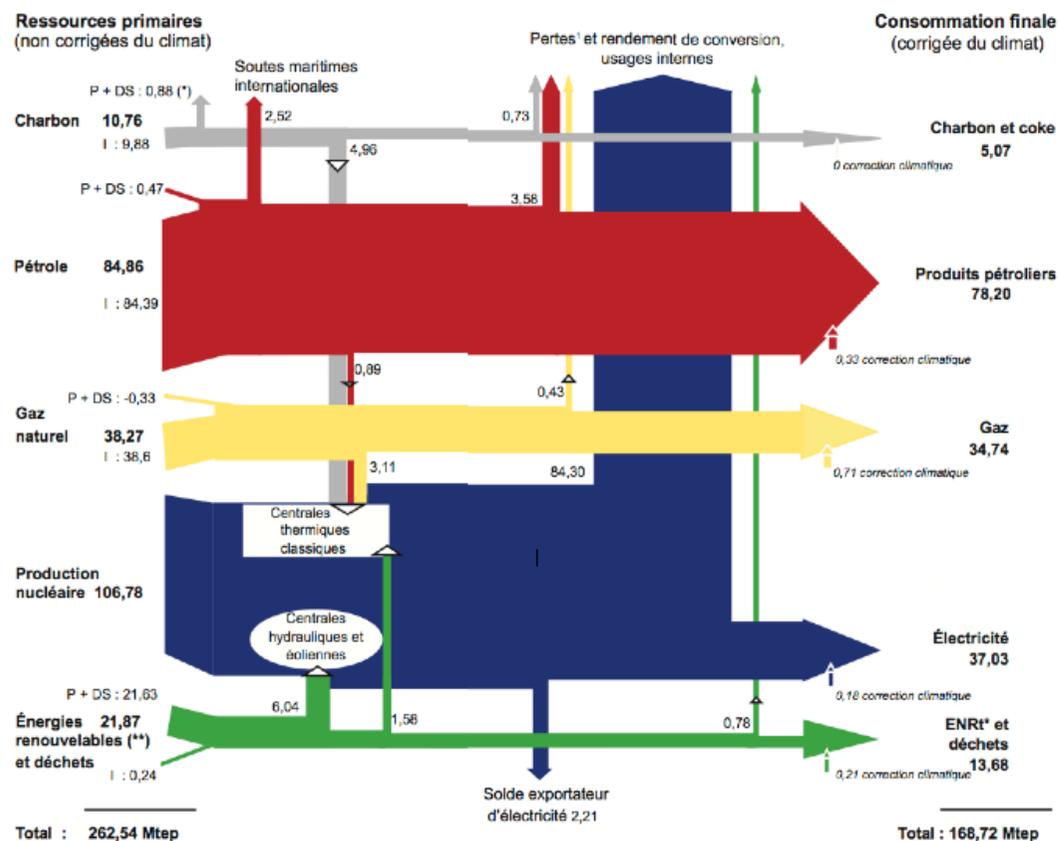
-Equivalence énergétique

Le bilan énergétique de la France pour 2009 montre à gauche les ressources primaires à 263 Mtep et à droite 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"

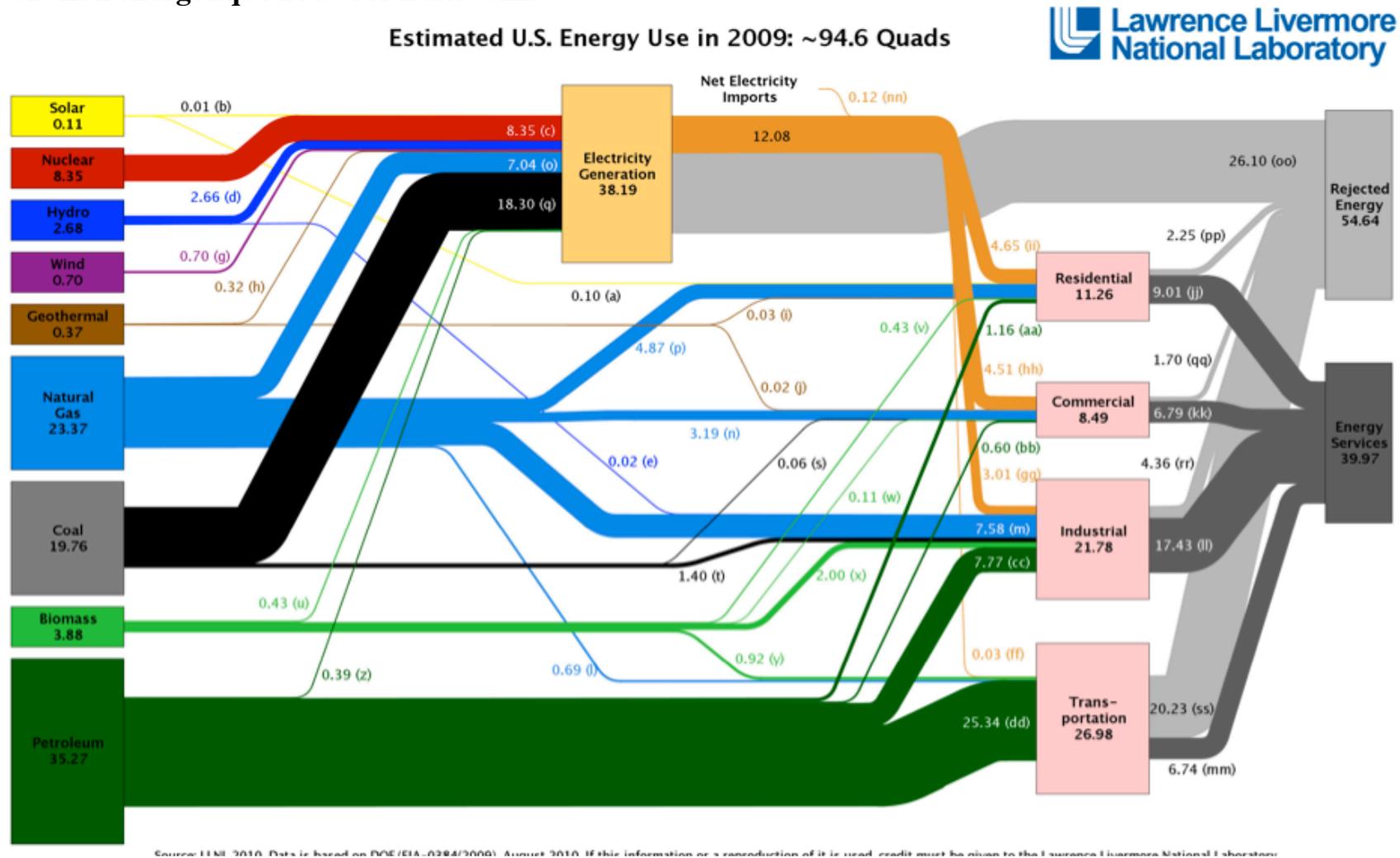
Il y a donc un champ important d'économie d'énergie dans ces pertes, mais il y a aussi un problème d'équivalence.

-Figure 71: **Bilan énergétique 2009 de la France dans Repères 2010**



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)

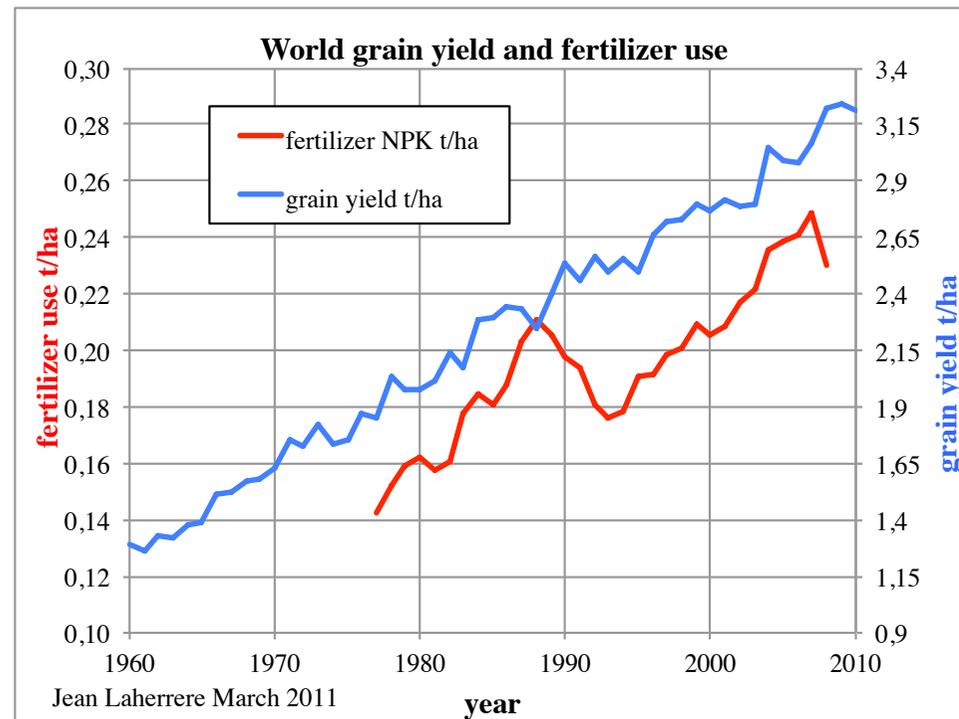
-Figure 72: **flux énergétique 2009 des Etats-Unis**



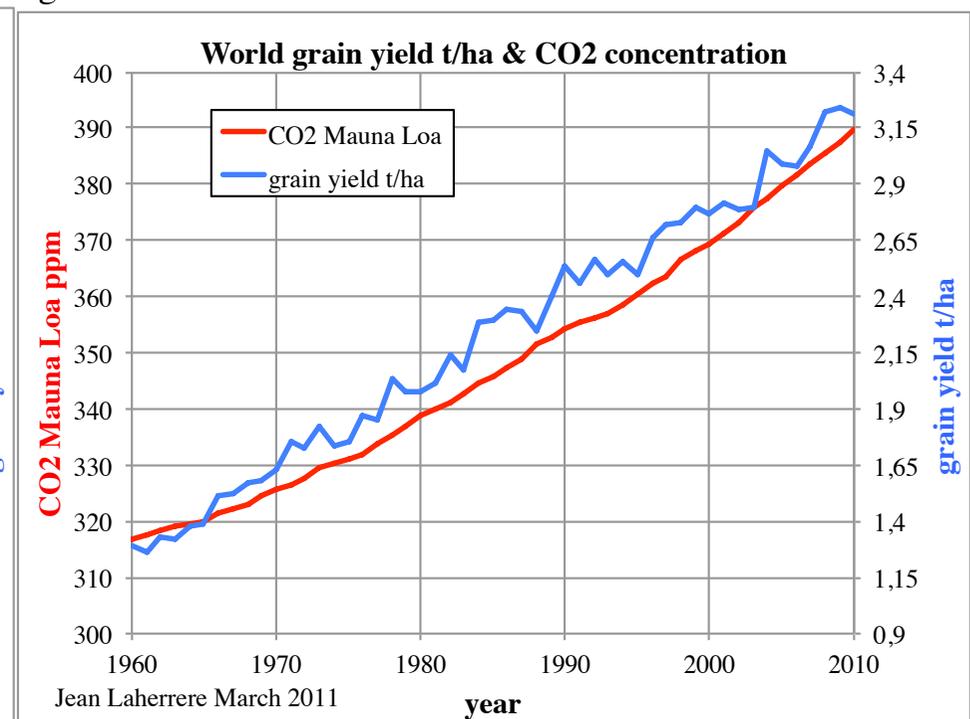
-7-Agriculture et énergie

L'alimentation est la source énergétique des hommes et des animaux. Si dans les années 60 à Laveran BP a essayé de produire des protéines à partir du pétrole, maintenant la biomasse est transformée en biocarburants. Toutefois l'agriculture a été décrite comme une transformation de pétrole (engrais, pesticides, irrigation, tracteurs) en alimentation. Cependant la corrélation dans le monde du rendement de la production de céréales par hectare avec la consommation d'engrais par hectare n'est pas bonne, alors qu'elle est bonne avec la concentration en CO₂. En effet l'aliment principal des plantes est le CO₂ converti en chlorophylle grâce au soleil. Le site www.co2science.org cite de nombreux papiers d'amélioration de la croissance des plantes due au CO₂. Les serres horticoles en Hollande sont «droguées» au CO₂ avec 1000 ppm.

-Figure 73: rendement des céréales et consommation d'engrais par hectare



-Figure 74: rendement des céréales et concentration en CO₂



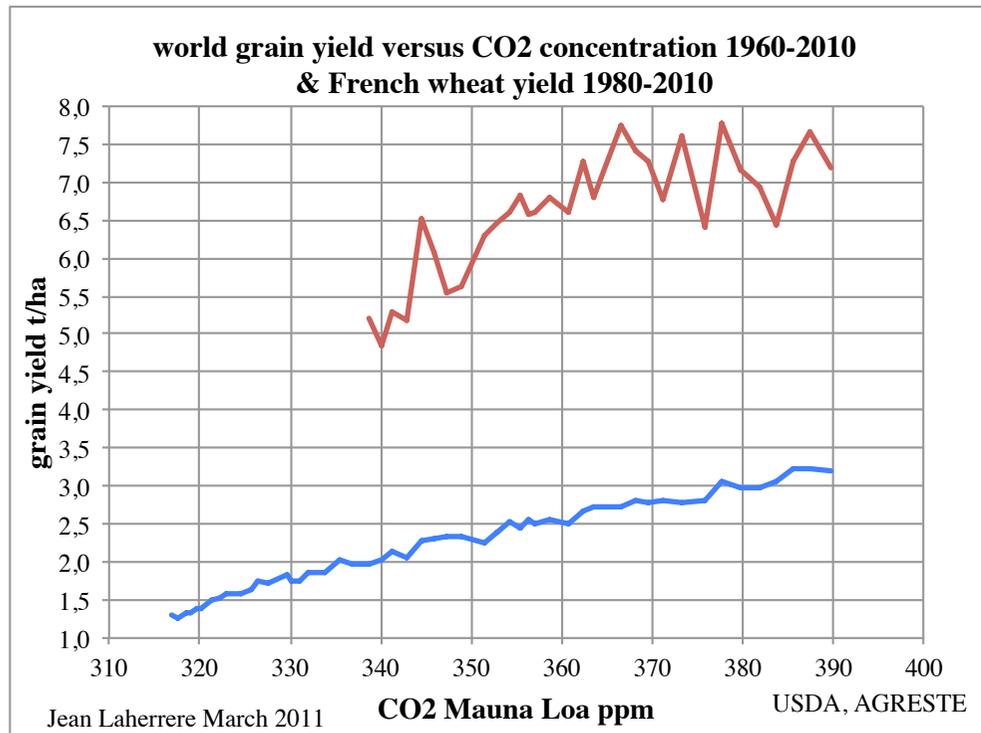
Le rendement mondial en 2010 est de 3,2 t/ha, en France il est de 7 t/ha.

Le rendement des céréales dans le monde en fonction du taux de CO2 montre une courbe régulière de 1960 à 2010 (avec 0,03 t/ppm), ce qui semble même trop beau! Bien sur, corrélation n'est pas causalité !

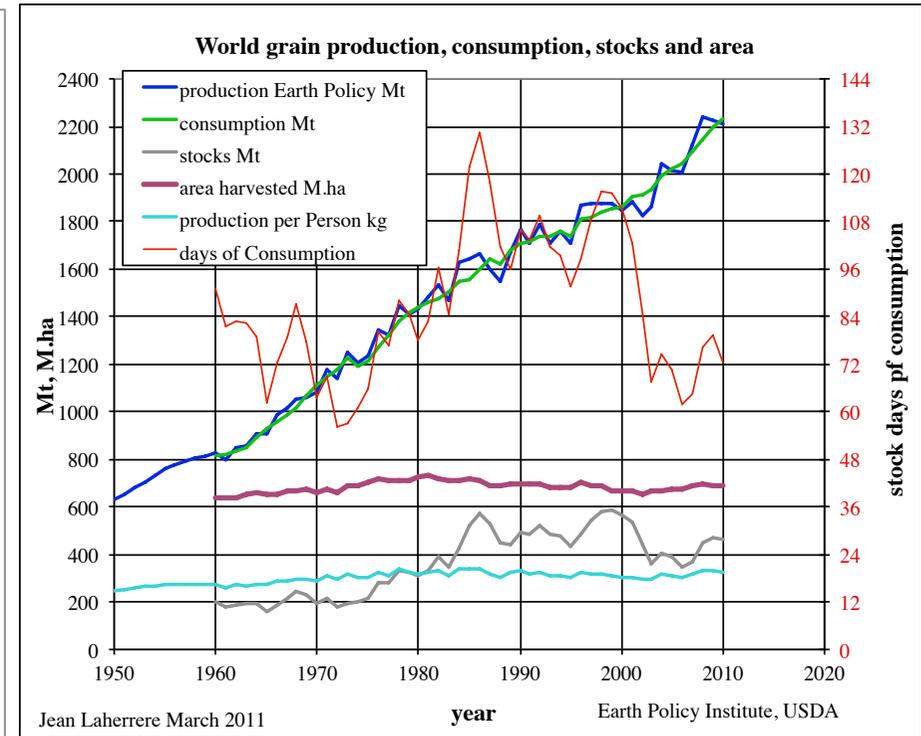
En France de 1995 à 2010, la corrélation est moins bonne depuis 1996.

L'amélioration des semences et des pesticides/fongicides doit aussi contribuer.

-Figure 75: rendement des céréales versus concentration en CO2 monde 1960-2010, France 1980-20



-Figure 76: production mondiale de céréales, consommation, surface, stocks



La production mondiale a bien augmenté, alors que la surface cultivable a peu varié. Mais les stocks ont oscillé, en passant de en jours de consommation de jours de 60 jours en 1973 à plus de 100 de 1985 à 2000 pour retomber a 72 en 2010.

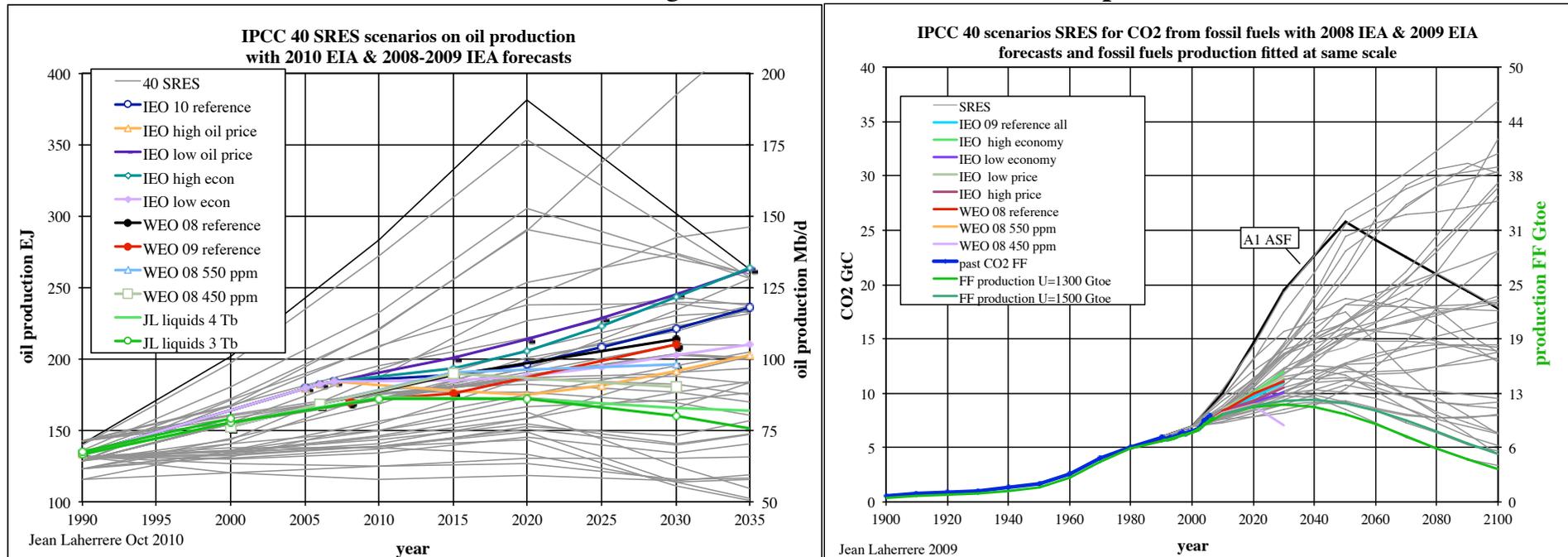
-8-Scenarios énergétiques du GIEC (IPCC)

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, mais celles supposées par ces *faiseurs d'histoires*!

La fourchette de 1998 aurait du être corrigée en 2007 à la valeur réelle! 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 77: scénarios du GIEC 2007 pour la production de **pétrole** avec prévisions AIE et USDOE

-Figure 78: scénarios du GIEC 2007 pour CO2 des **combustibles fossiles**



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

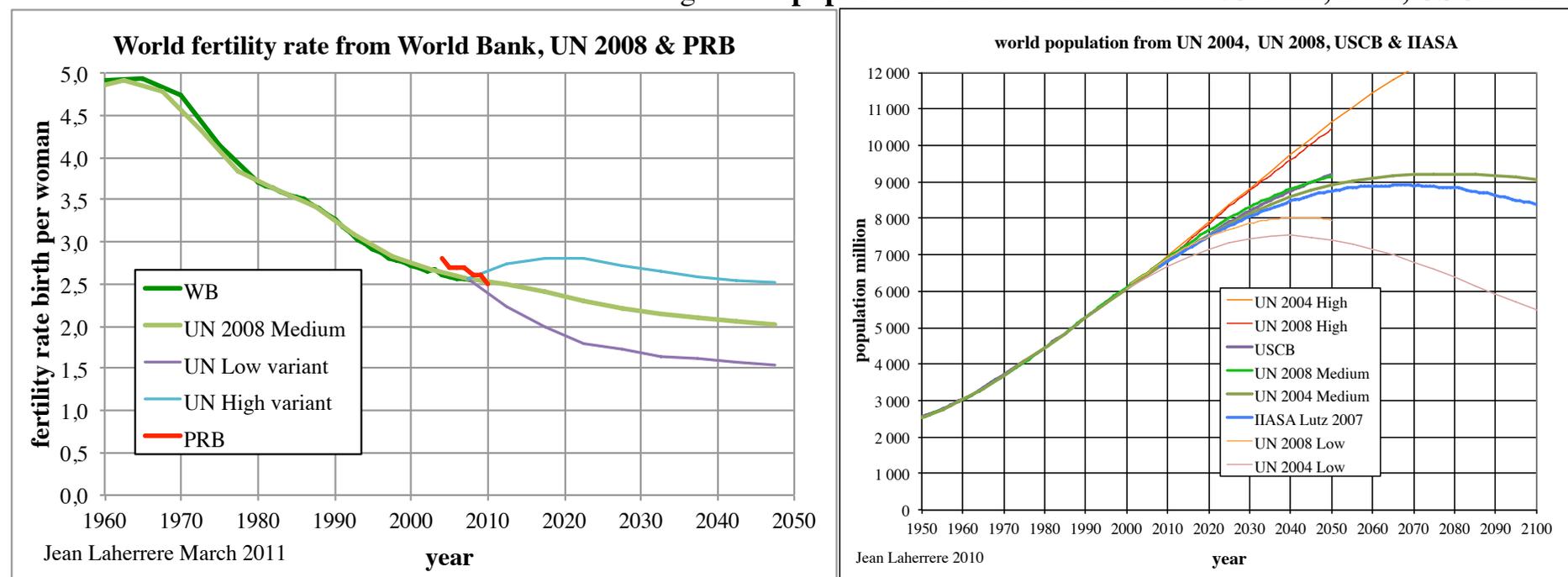
Garbage In, Garbage Out

-9-Population

Toute prévision énergétique en volume doit être traduite en prévision par habitant et pour de cela il faut des prévisions pour la population. Les données de population sont aussi peu fiables que celles des réserves, car publier la taille de la population d'un pays est un acte politique et les recensements sont peu fréquents et peu fiables. En 1988 les NU estimaient la population du Nigéria à 120 M alors que le recensement de 1991 n'a donné que 88 Mb. Les prévisions de population sont basées sur celles de la fécondité. L'approche est idéologique: la prévision à long terme en 2300 est une fécondité à 2,1 enfant/femme assurant une population constante. Malheureusement la fécondité baisse dans les pays éduqués, même trop et pas assez dans les pays non éduqués. Les dernières prévisions des NU 2008 montre un pic vers 2075 avec environ 9 G.

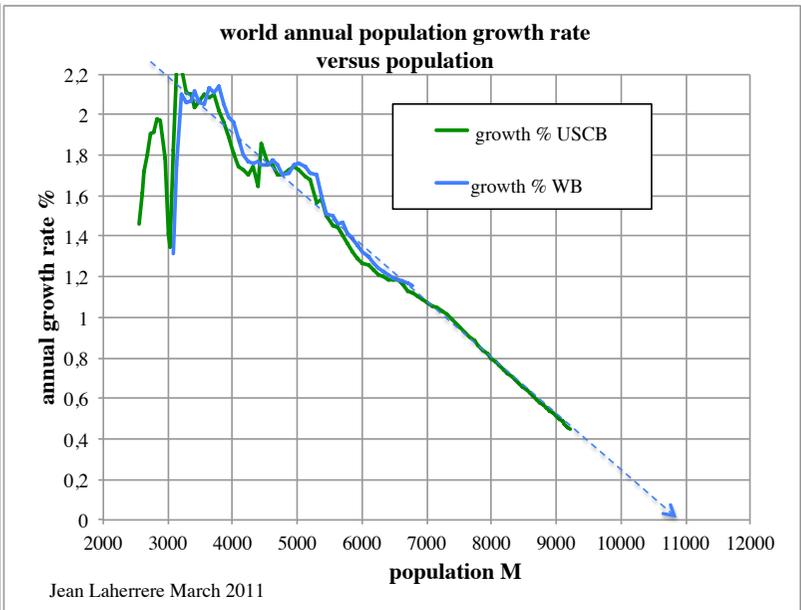
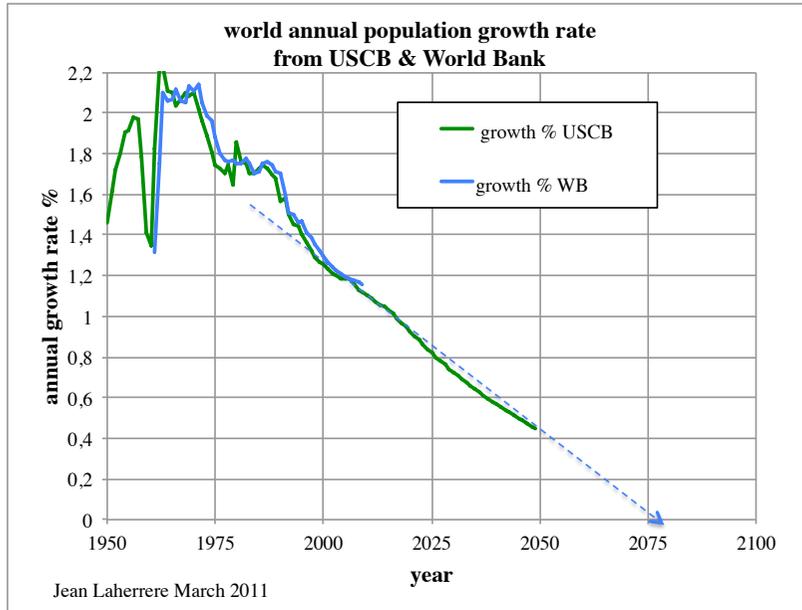
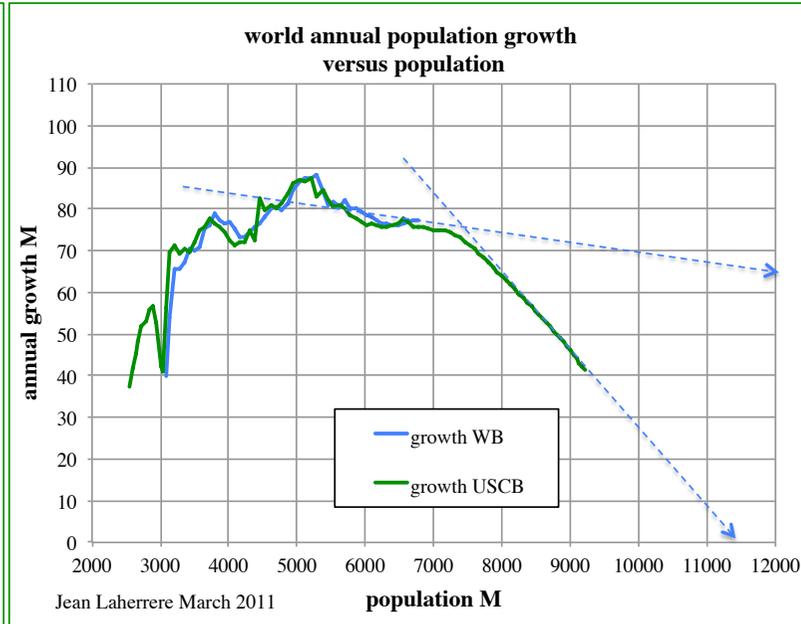
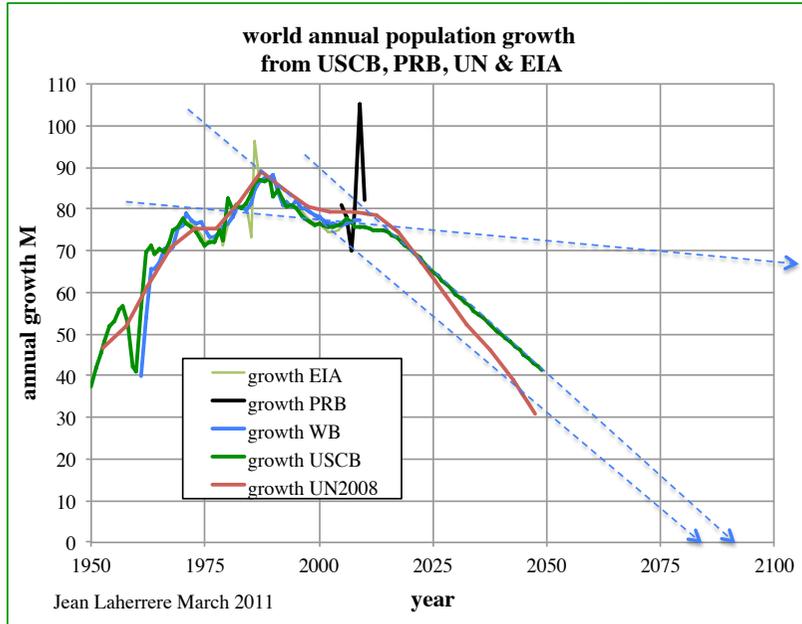
-Figure 79: **fécondité mondiale d'après BM et NU avec scenarios**

-Figure 80: **population mondiale scenarios NU 2004, 2008, USCB et IIASA**



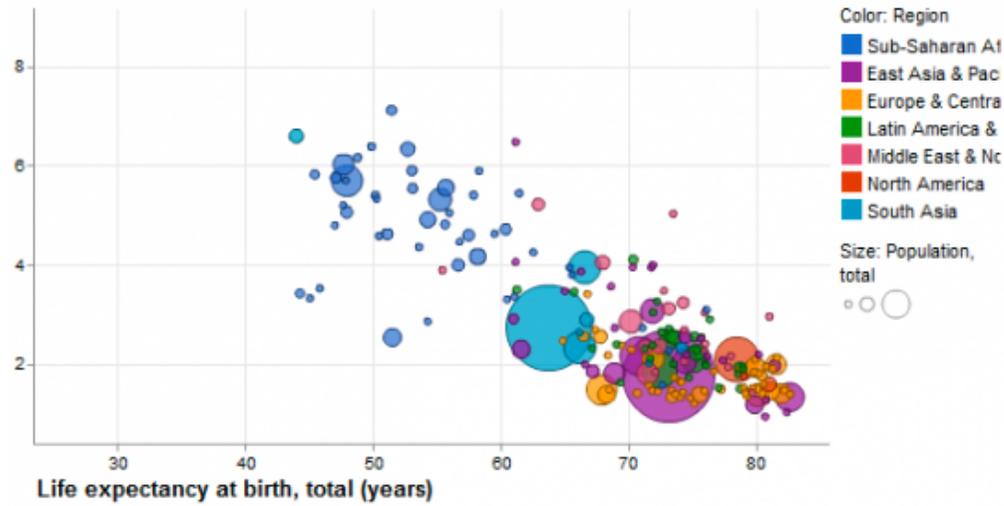
Mais les extrapolations des derniers chiffres sont beaucoup plus pessimistes !

-Figures 81: croissance mondiale de la population en nombre et en % & extrapolations

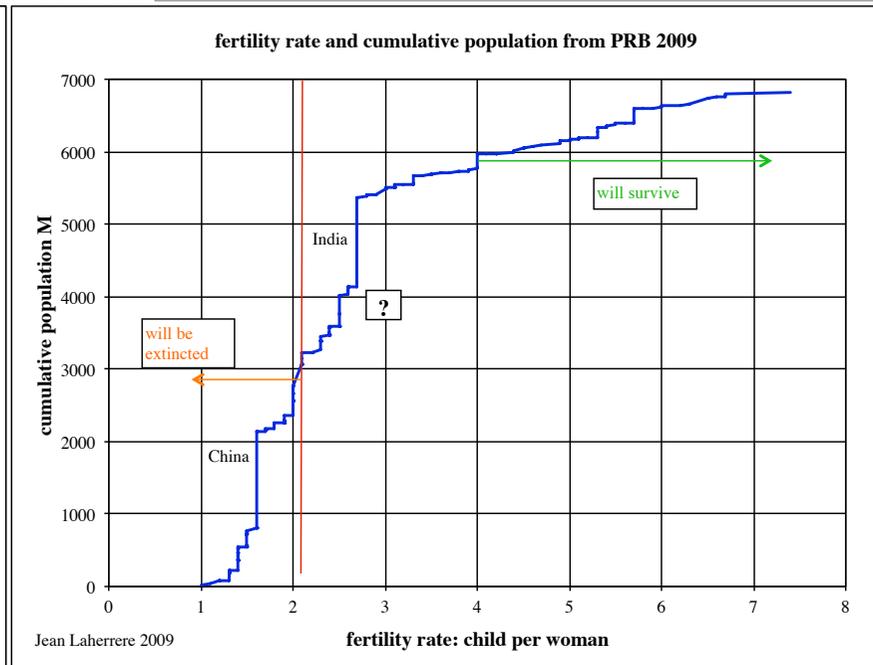
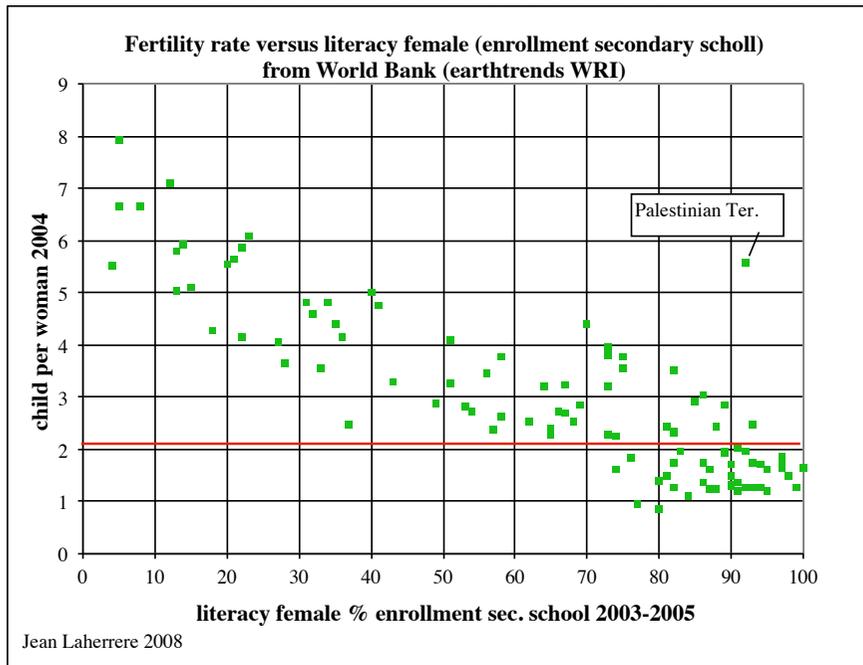
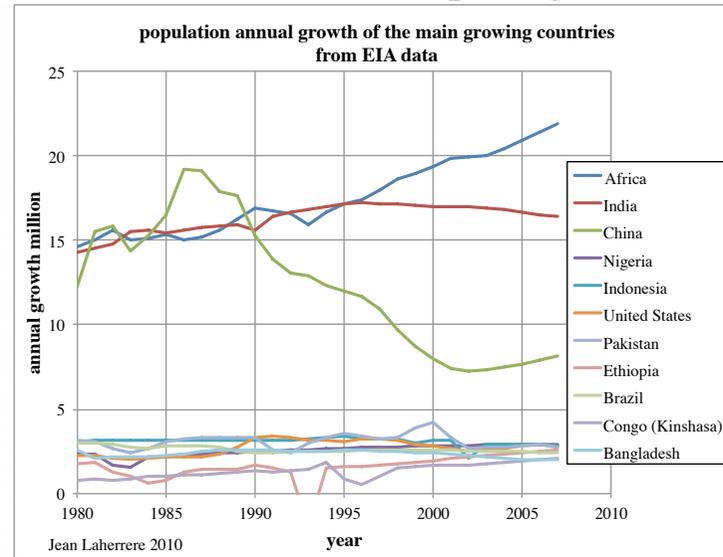


-Figures 82: fécondité & espérance de vie et éducation des femmes

Countries - Fertility rate, total (births per woman)



croissance annuelle par région

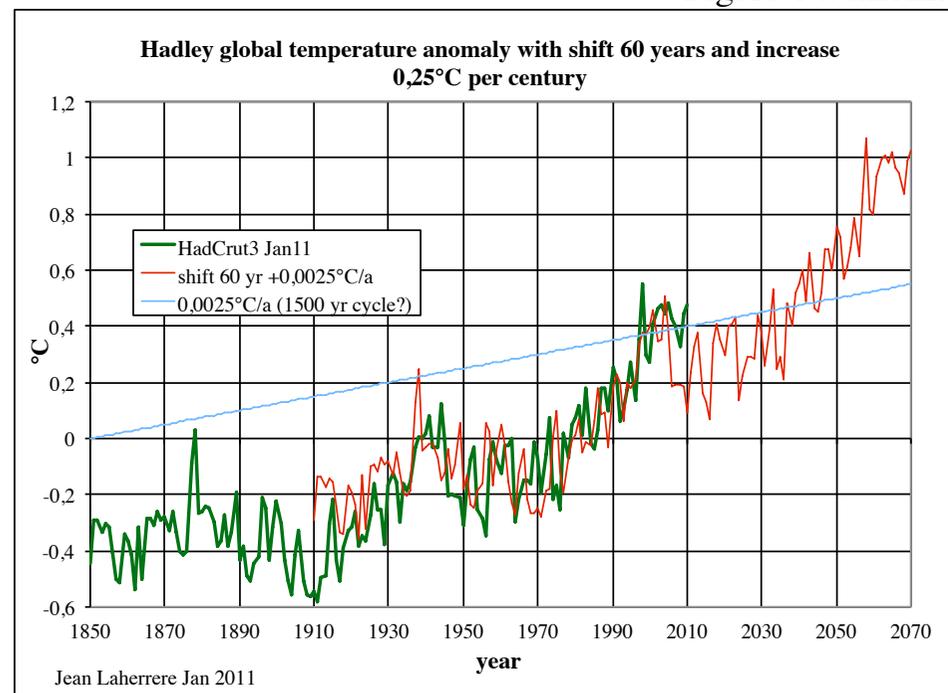


-10-Cycles de 60 ans et 1500 ans

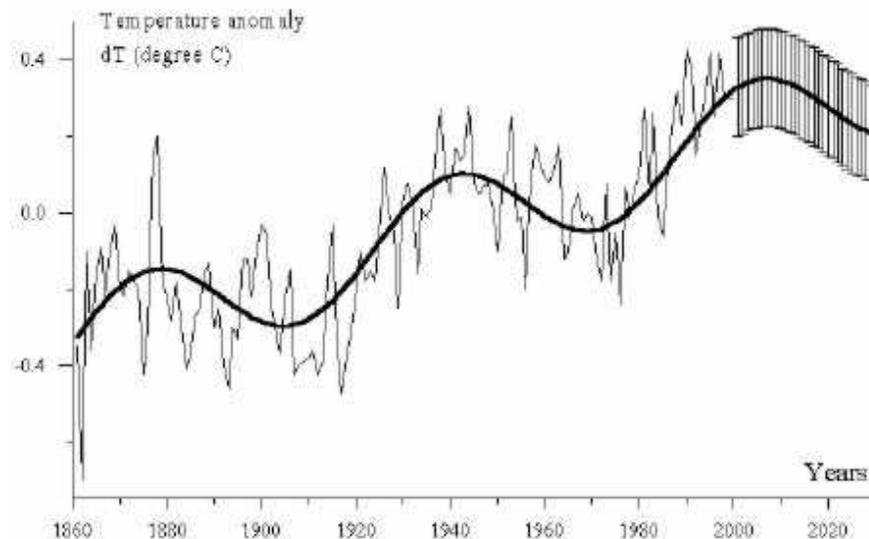
Ma prévision pour les températures des 20 prochaines années est très simple je décale la courbe des températures (ici CRU) de 60 ans et j'ajoute une constante de 0,25 °C par siècle, censé représenter sur un siècle le cycle long de 1500 ans (cycles de Dansgaard-Oeschger) ce qui me donne la courbe en rouge que j'appelle mon modèle.

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

-Figure 83: anomalie de température Hadley 1850-2010 & décalée de 60 ans avec 0,25°C par siècle



-Figure 84: anomalie de température d'après Klyashtorin et Lyubushin 2003



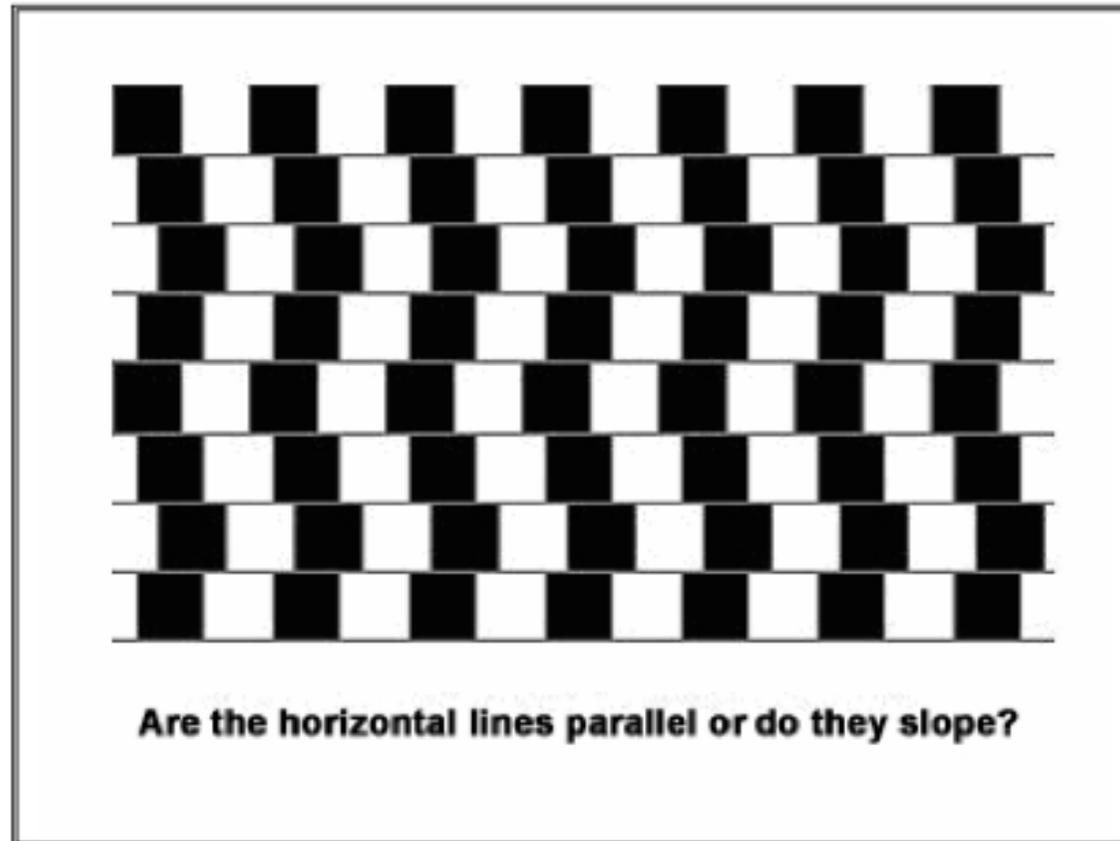
J'ai propose de parier 1000 € à plusieurs personnes (dont JM Jancovici, Yann Arthus Bertrand, Yves Cochet) que dans 10 ans (au delà de mon espérance de vie) la température globale ne serait pas supérieure à la température actuelle. Et chaque fois j'ai gagné par forfait!

-11-Optimisme ou pessimisme? Verre en moitié vide ou en moitié plein? Est-on certain de ce que l'on voit?

L'optimisme dépend de ce que l'on voit ou espère: le verre est en moitié plein! Le pessimiste le voit en moitié vide.

Mais est-on certain de ce que l'on voit?

-Figure 85: **Les lignes horizontales sont-elles parallèles ou non?**

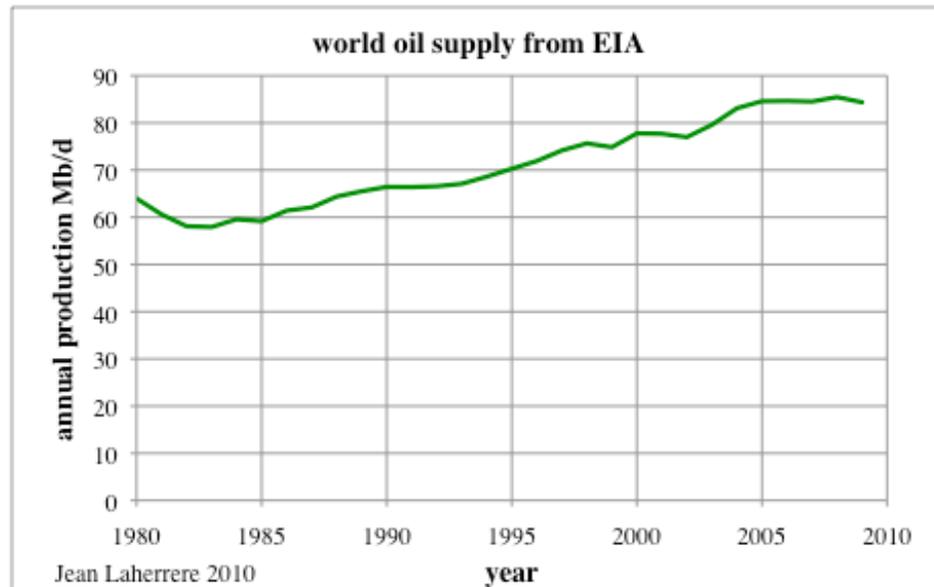


Elles sont parallèles.

Les mêmes données peuvent être présentées différemment suivant le choix des échelles, suivant le désir de présenter une montée forte ou non

-Figure 86: **production mondiale de pétrole d'après EIA**

ça monte peu



ça monte beaucoup



Il faut se méfier des graphiques qui ne couvrent pas toute l'échelle et tout l'historique : le but est de tromper le lecteur

-Conclusions

Les données pétrolières publiées sont essentiellement politiques ou financières et peu crédibles, surtout quand avec de nombreuses décimales.

Recherchez toujours la motivation de ceux qui font des déclarations (être pauvre devant les impôts, mais riche devant l'actionnaire).

Il ne faut pas confondre les ressources (ce qui est dans le sol) et les réserves (ce qui sera produit).

Notre société de consommation est basée sur la croissance et le déclin est politiquement incorrect

Paul Valery Regards sur le monde actuel 1931: *le temps du monde fini commence.*

La croissance continue n'est pas durable dans un monde fini.

La production pétrolière est depuis 2005 sur un plateau ondulé autour de 86 Mb/d tous liquides (avec une précision de 2 Mb/d), on ne sait plus ce qui va limiter dans le futur: l'offre ou la demande, mais il semble difficile de dépasser 95 Mb/d (Total)

Le pétrole conventionnel a atteint son pic (2006 pour AIE) et la production du pétrole non conventionnel dépend surtout de la taille du robinet et non de la taille du tonneau. Les contraintes au dessous du sol deviennent plus en plus prépondérantes. Les voitures électriques étaient le futur en 1900 et voudraient l'être maintenant, mais le problème des batteries n'est toujours pas résolu et l'attente des Chinois et des Indiens pour avoir chacune une voiture est irréalisable (l'électricité vient du charbon!).

Le pic de la production gazière va se présenter vers 2025 et le shale gas ne tiendra pas les espoirs actuels limités par les problèmes d'environnement et d'économie (taille des *sweets spots*). La bulle du shale gas risque d'éclater assez vite !

Le pic du charbon est plus difficile à prévoir en taille et temps, avec l'incertitude des besoins et ressources chinoises.

Le nucléaire pourrait remédier au déclin pétrole/gaz/charbon pour un temps, mais les erreurs grossières des opérateurs de Three Miles Island/Tchernobyl/Fukushima compliquent l'expansion nécessaire.

On aura besoin de toutes les énergies renouvelables mais le solaire et l'éolien ne pourra compenser le déclin des combustibles fossiles et de plus leur intermittence deviendra rédhibitoire (quel back up de centrales thermiques immédiates?) quand leur volume augmentera. Qui veut rester plusieurs jours sans électricité! Les projets genre Desertec semblent bien utopiques!

Le catastrophisme a toujours attiré les foules, comme le bug de l'an 2000 ou les prévisions de Nostradamus. Les changements climatiques existent depuis 4 Ga et le réchauffement actuel est la sortie du Petit Age Glaciaire bien connu de tous (vers 1600 on brûlait les sorcières contre les aléas climatiques) sauf du GIEC (crosse de hockey de Mann). Les 40 scénarios énergétiques (storylines) utilisés par le GIEC en 2007 sont faux pour le passé et irréalistes pour le futur, donc le résultat des modèles est GIGO.

La seule solution est d'économiser l'énergie en changeant de mode de vie, car la société de consommation actuelle n'est pas durable ! Il faudra beaucoup de temps pour changer l'environnement de vie et de travail, autant commencer tout de suite de notre gré, au lieu d'attendre de le faire par force!

PS : des graphiques supplémentaires peuvent être trouvés sur le site aspofrance.org : allez à documents

En particulier

-Laherrère J.H. 2011 «Energie, nature, histoire et géographie» Association des Professeurs Histoire-Géographie Régionale Champagne-Ardenne Reims 16 mars http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_Reims_2011.pdf