

Actualisation de mes cours depuis 2007

Vous êtes supposés avoir lu les présentations suivantes et la dernière heure sera consacrée à vos questions

-Laherrere J.H. 2013 «Prévisions pétrole et gaz 1900-2100 » Clarmix GEP/AFTP 22 octobre

http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_Clarmix-Previsions1900-2100.pdf

-Laherrere J.H. 2013 «Actualisation de la présentation Toulouse 26 Aout 2004 Journée d'Eté des Verts : Pic du pétrole et autres pics » Journées du parti EELV Université de Marseille 22 aout

http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_Marseillemong2013.pdf

-Laherrere J.H. 2012 « mise à jour Energie, Nature et les hommes du cours 2011» Oct. Mastere OSE CMA Oct

http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_Sophia2012.pdf

-Laherrère J.H. 2011 «Energie, Nature et les hommes » Mastere OSE Ecole des Mines de Paris Sophia Antipolis 1^{er} déc. http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_Sophia2011.pdf

-Laherrère J.H. 2007 «Production future, réserves des combustibles fossiles» Mastere OSE Ecole des Mines de Paris a Sophia Antipolis 17 oct. http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_Sophia17oct07.pdf

La meilleure façon de montrer que des prévisions sont crédibles est de comparer les prévisions anciennes avec le présent: c'est ce que j'ai fait dans ma présentation de Marseille comparant 2004 avec 2013

Je vais donc actualiser mes prévisions de Sophia 2007 (**texte en italique**) et les comparer à mes prévisions 2013

Figure 7: courbe d'écrémage des découvertes de pétrole en Arabie Saoudite en Gbep d'après IHS 1935-2006

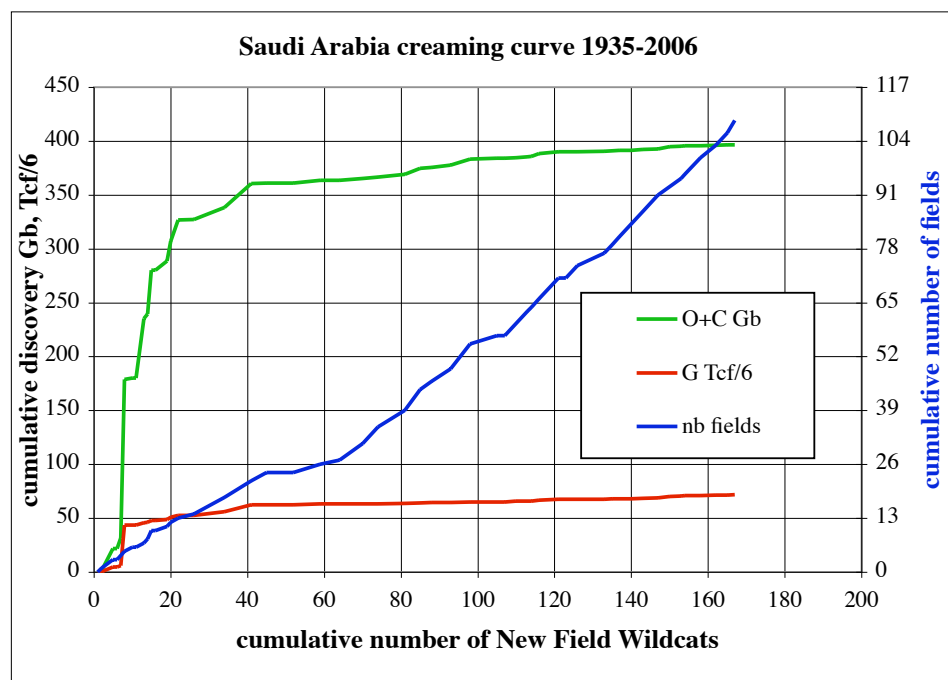
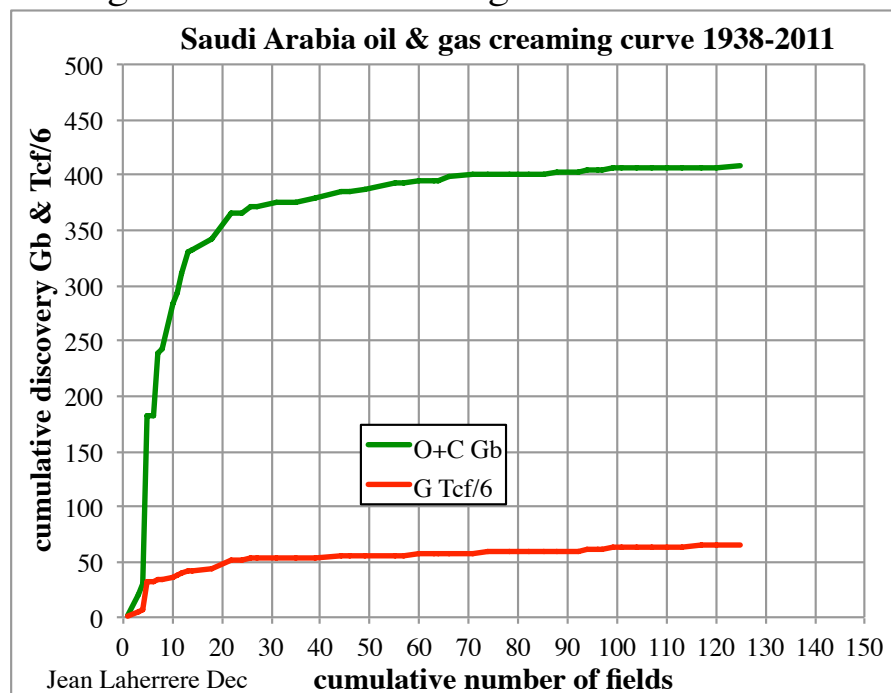


Fig 7a: courbe d'écrémage 1938-2011



La courbe d'écrémage est maintenant en fonction du nombre de champs car le nombre de puits d'exploration pure (new field wildcat) n'est pas fiable mondialement. Il y a peu de changements car la relation champs et NFW est proche du linéaire.

La version actualisée est très proche de celle de 2007: peu de découvertes et petites.

Par contre les données dites techniques fournies par les compagnies d'espionnage sont de plus en plus manipulées et politiques, car Aramco est leur client et si dans le passé Aramco ne donnait pas de chiffres par champ, ce n'est plus le cas, et ils ne veulent pas leur déplaire.

C'est aussi le cas avec BP qui fournit des données : BP ne peut pas mettre ses propres chiffres et n'utilise que les chiffres officiels qui sont faux

Les données techniques ont fortement augmenté entre 1998 et 2011 sous la pression de l'Aramco

Fig 7b: Arabie Saoudite évolution découvertes cumulées pétrole

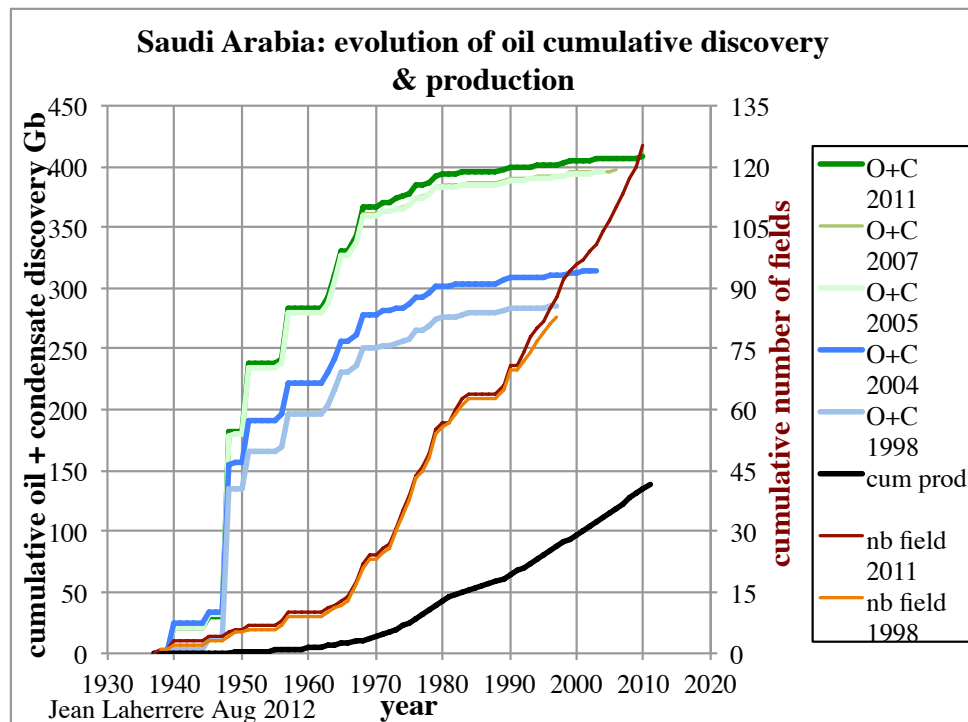
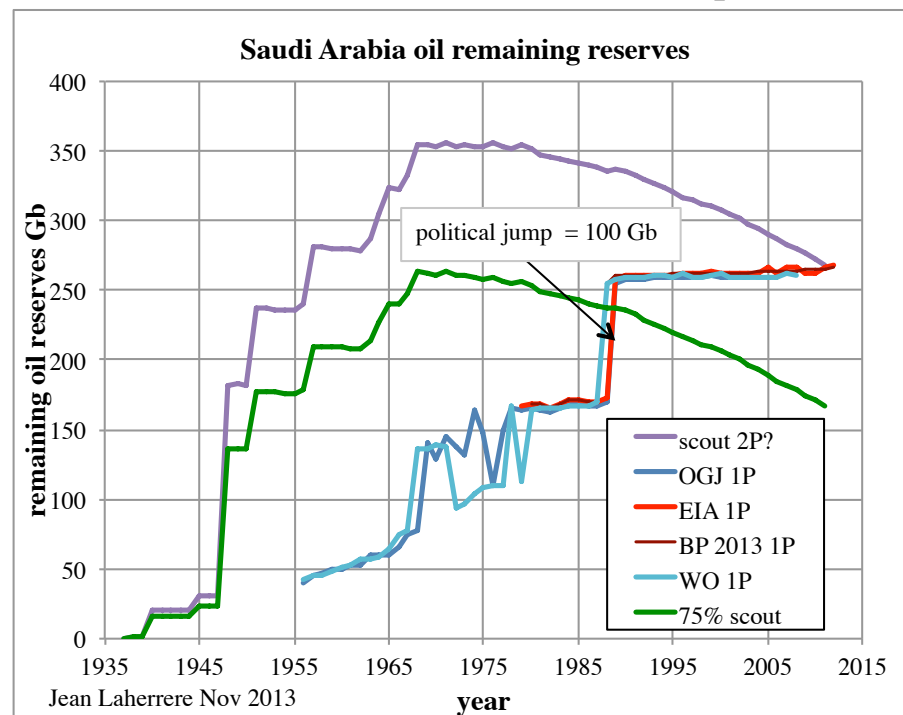


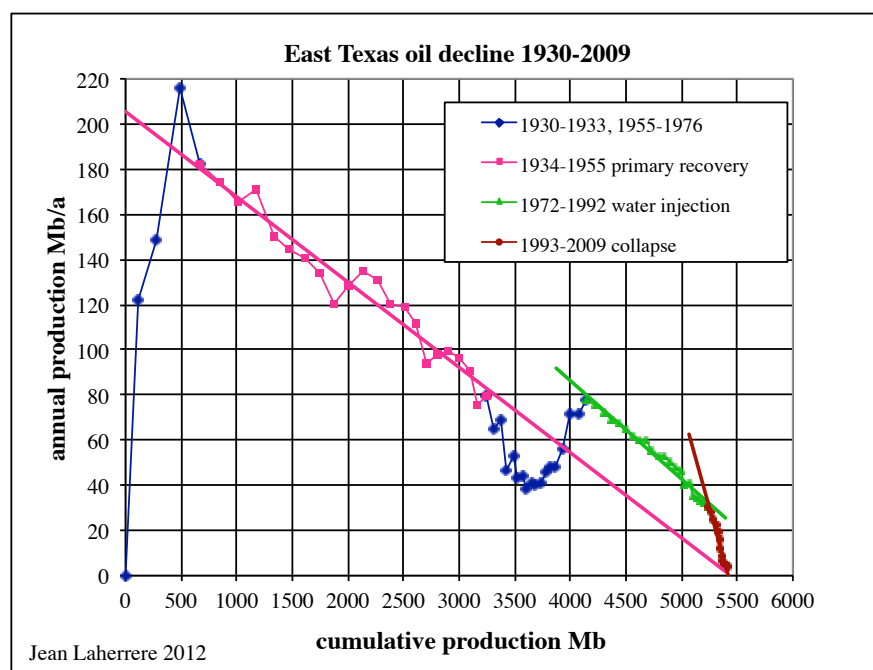
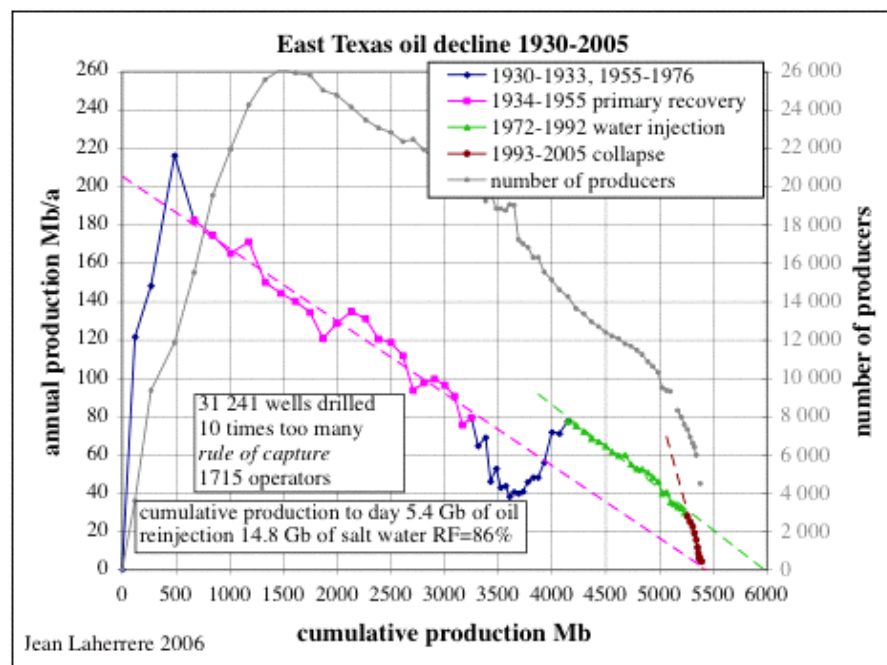
Fig 7c: Arabie Saoudite réserves restantes de pétrole



Les quotas de l'OPEP sont basés sur les réserves et dans la bagarre des quotas, après le contrechoc pétrolier de 1986, 300 Gb de ressources spéculatives ont été ajoutées aux réserves de l'OPEP et les réserves de l'Arabie Saoudite doivent être diminuées de 100 Gb (réduction de 25%).

Figure 13: déclin d'East Texas, plus grand champ de pétrole US L48 1930-2005

Fig 13 a: déclin du champ East Texas 1930-2009



La production du champ East Texas est proche de l'abandon et il est un bon exemple de décroissance des réserves ultimes à 5,4 Gb alors que les estimations en 1990 étaient de 6 Gb.

La production de pétrole du Texas (en vert foncé) a eu un pic en 1973 à 3,5 Mb/d, alors que le nombre de puits producteurs (en bleu) était en creux, avec le shale oil (light tight oil = Eagle Ford) la production remonte en 2012 à 1,5 Mb/d. avec une remontée du nombre de puits de 16 000.

La production par puits (en marron) qui était au pic de 1973 à 22 b/d/w (comme en 1947) et est tombé à 6 b/d en 2009 pour remonter à 8 b/d en 2012. La productivité d'un bon puits en offshore profond est 50 000 b/d/w !

La production du Eagle Ford est en hausse au Texas, comme celle du Bakken au North Dakota, mais le nombre d'appareils de forage est en baisse depuis le pic de 310 appareils en mars 2012 : les bons emplacements (sweet spots) se font plus rares !

Fig 13b: production brut Texas 1935-2012

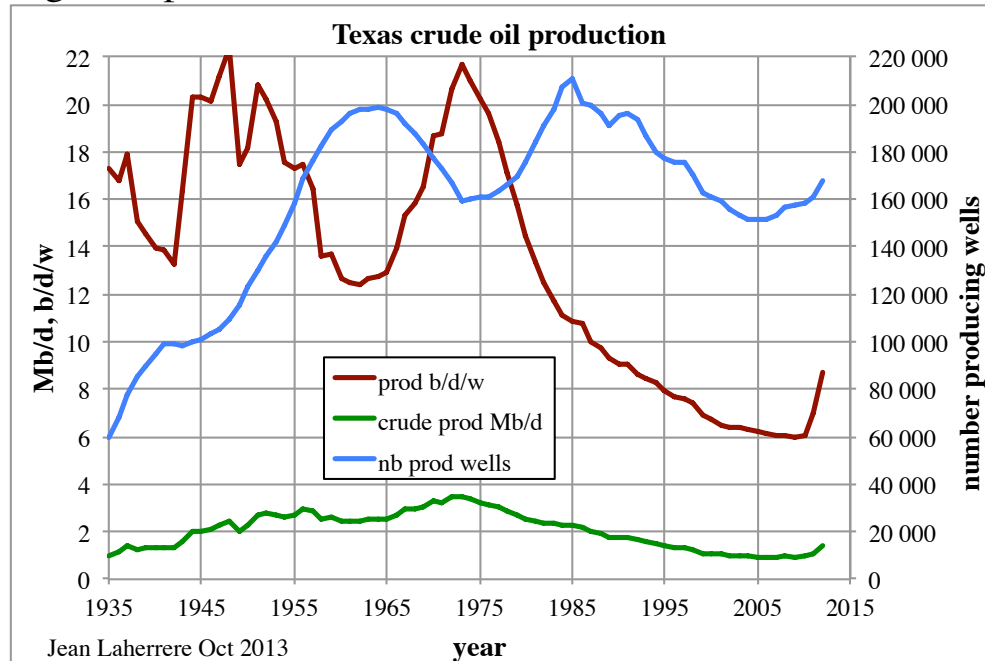


Fig 13c: production Eagle Ford (tight oil) 2008-2013

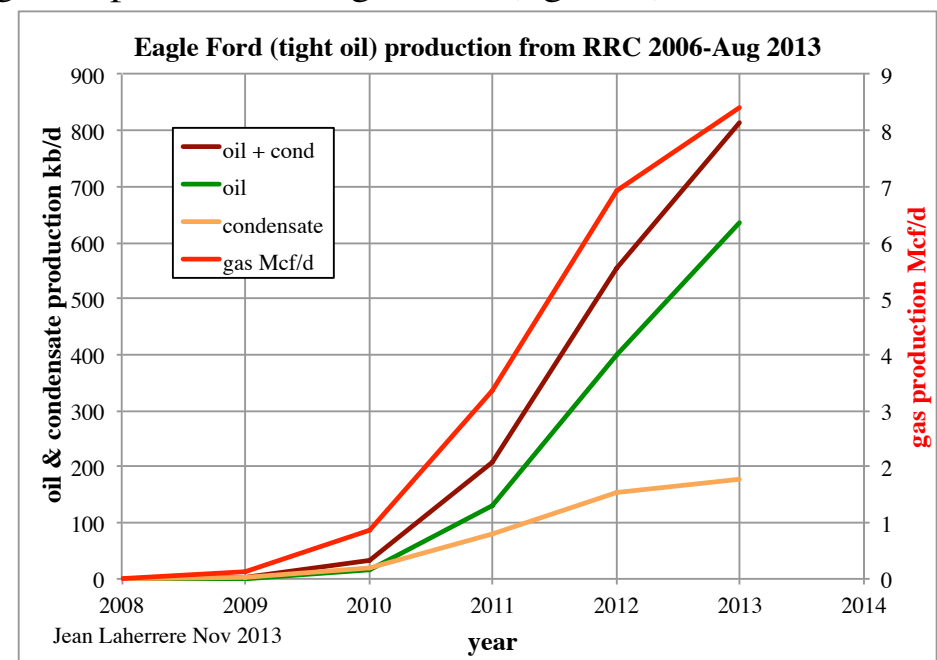


Figure 8: courbe d'écrémage de pétrole US

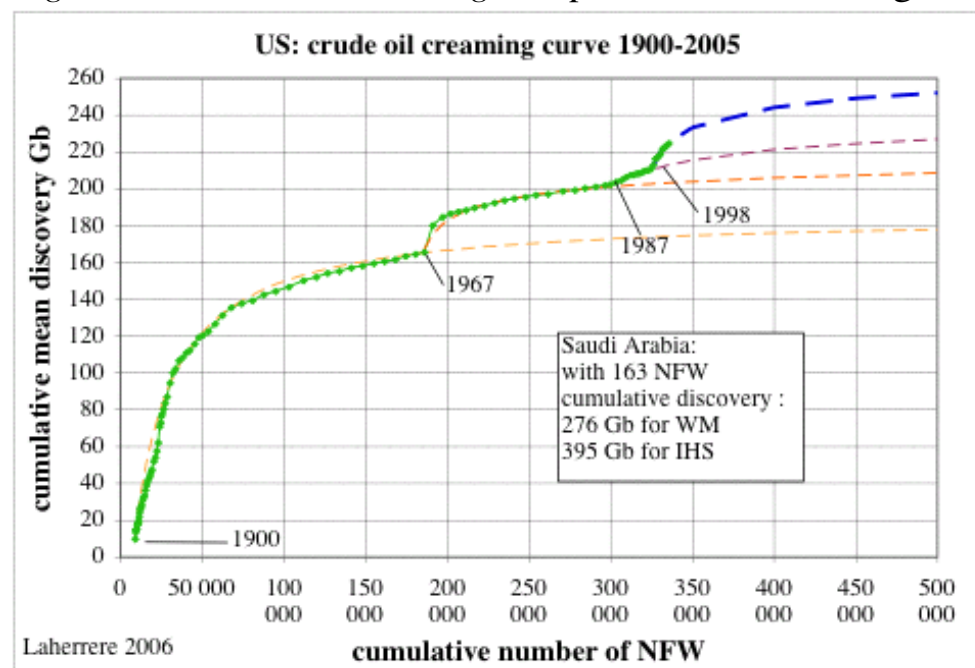
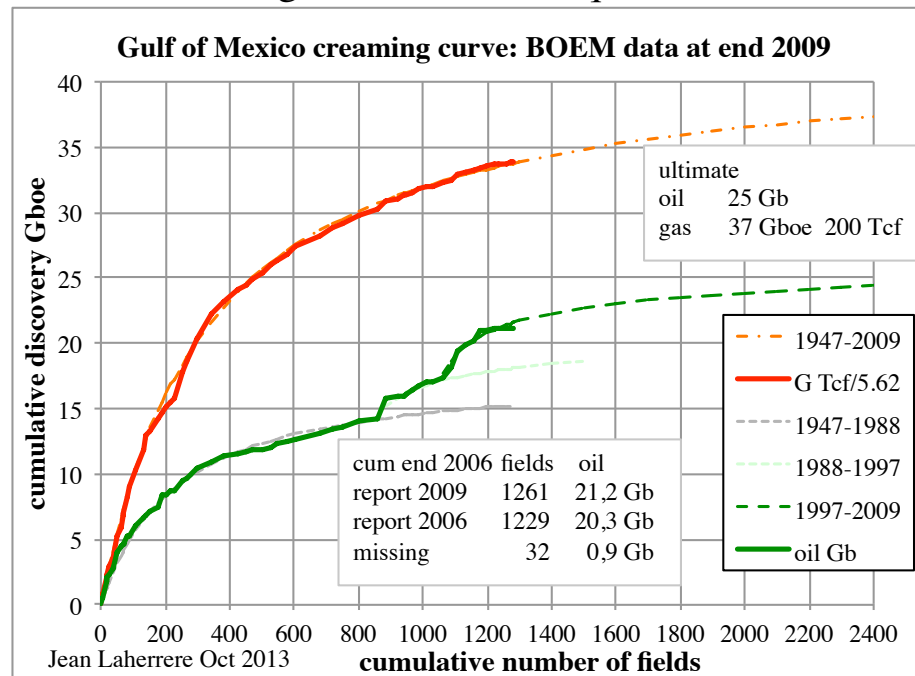


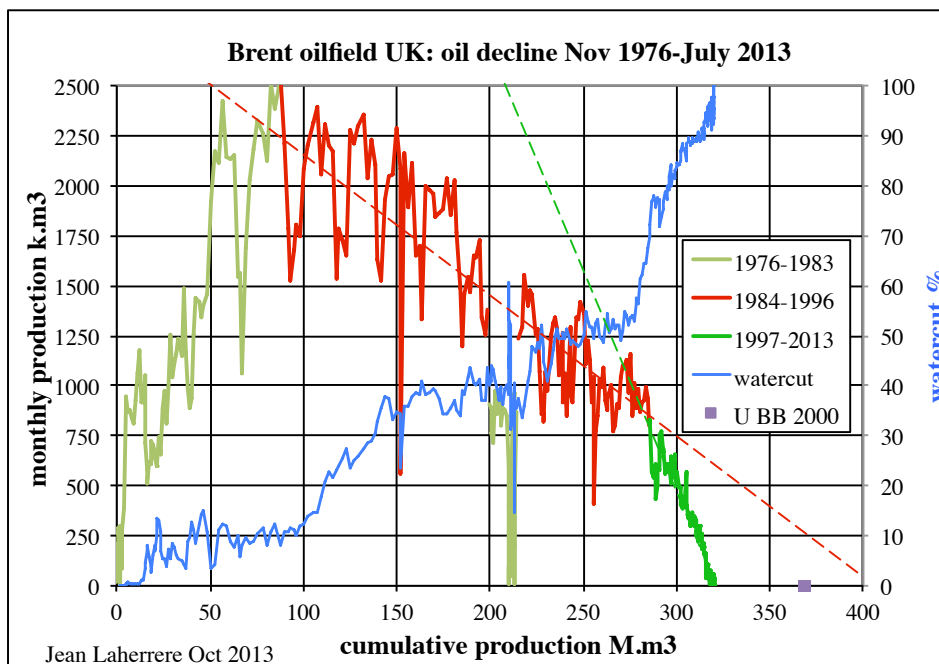
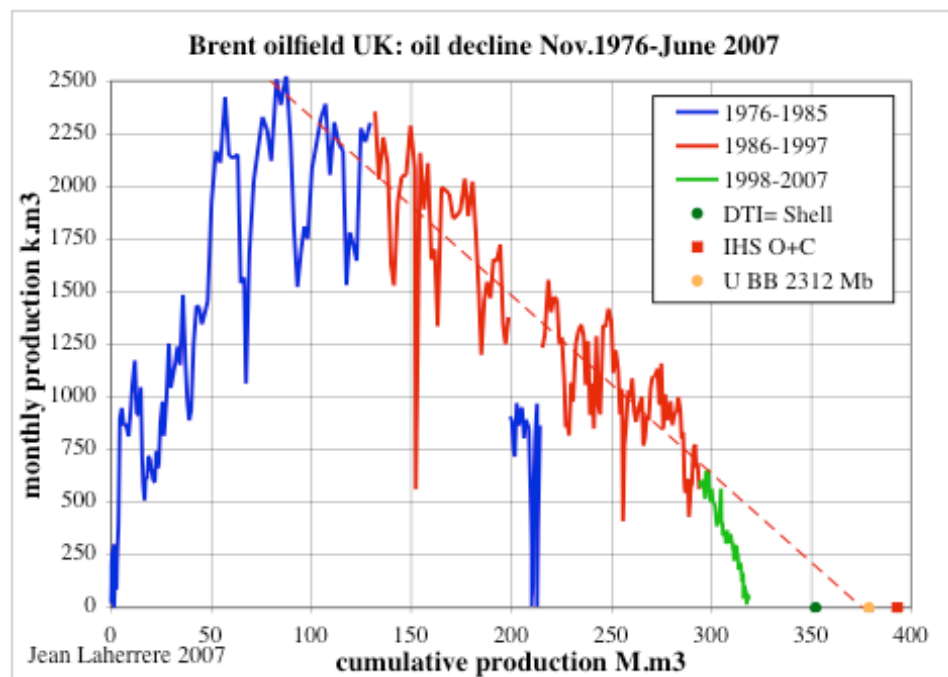
Fig 8a: courbe d'écrémage Golfe du Mexique domaine fédéral



La courbe d'écrémage du pétrole US 1900-2005 était modélisée avec 4 cycles, mais les données sont peu fiables; au contraire des données du Golfe du Mexique 1947-2009 qui sont modélisées avec un seul cycle, pour le gaz et 3 cycles pour le pétrole

Figure 14: Brent Mer du Nord opéré par Shell: déclin de la production de pétrole qui s'écroule sur la dernière décennie

Fig 14a: Brent déclin de la production pétrole 1976-2013



Le champ de Brent ne produit plus de pétrole, mais du gaz. On continue à parler du prix du Brent mais ce n'est plus du Brent !

La prévision (Brown Book) sur l'ultime en 2000 était trop optimiste.

Figure 15: déclin de Forties opérée par BP puis par Apache

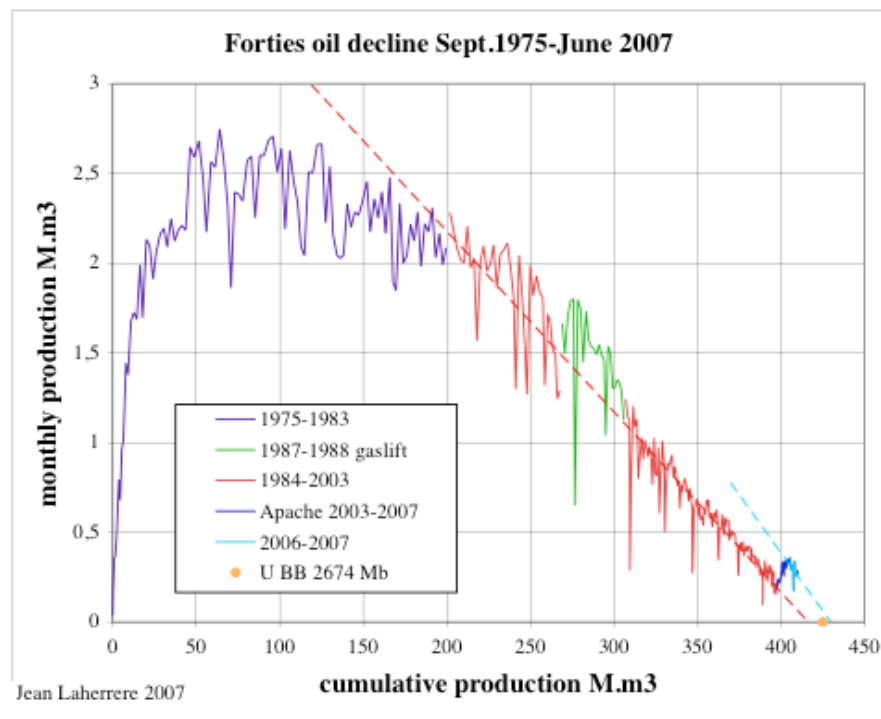
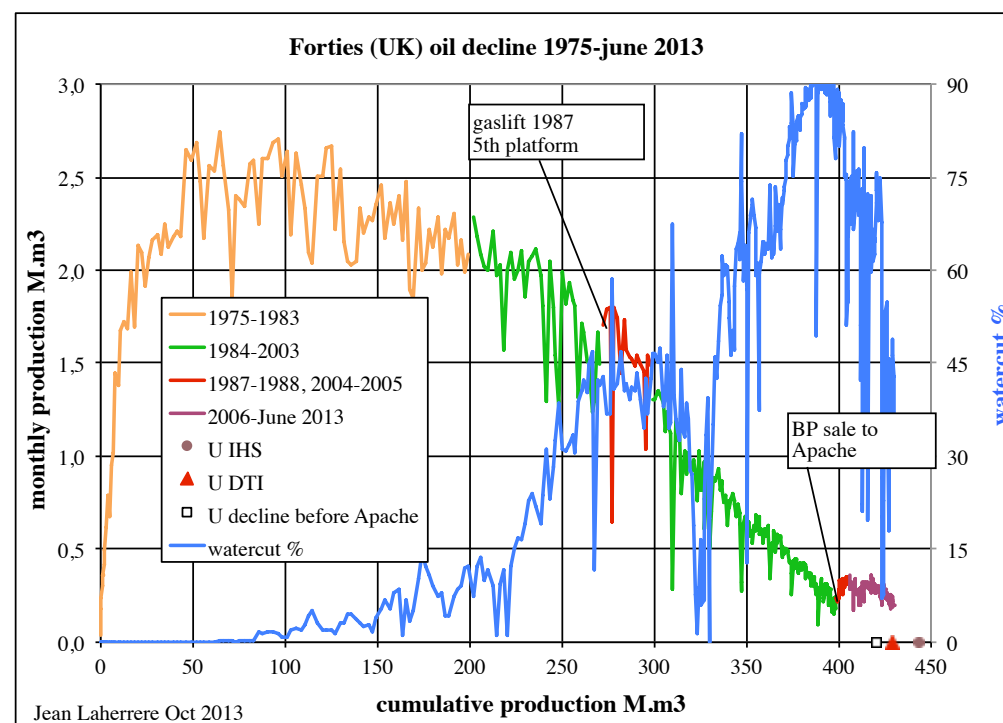


Fig 15a: déclin de Forties 1975-2013



BP a vendu le champ de Forties à Apache en 2002, qui, avec des coûts plus bas et des prix plus hauts, a investi dans de nouveaux forages, augmentant légèrement la production et diminuant le pourcentage d'eau. Le champ va s'arrêter avec une production cumulée à l'intérieur de la fourchette d'incertitude des prévisions.

Figure 16: déclin de Piper opérée par Occidental

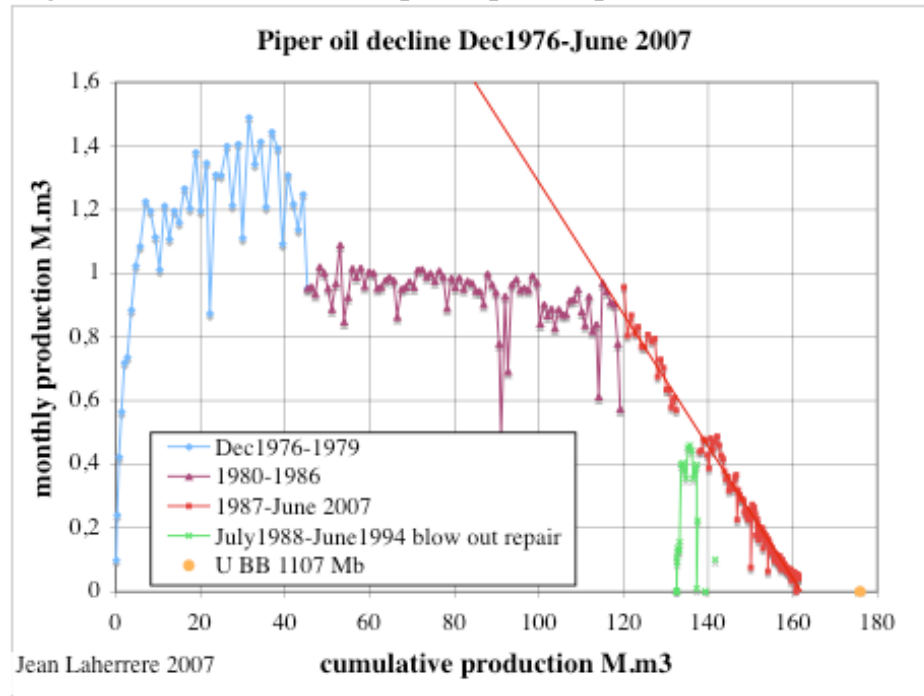
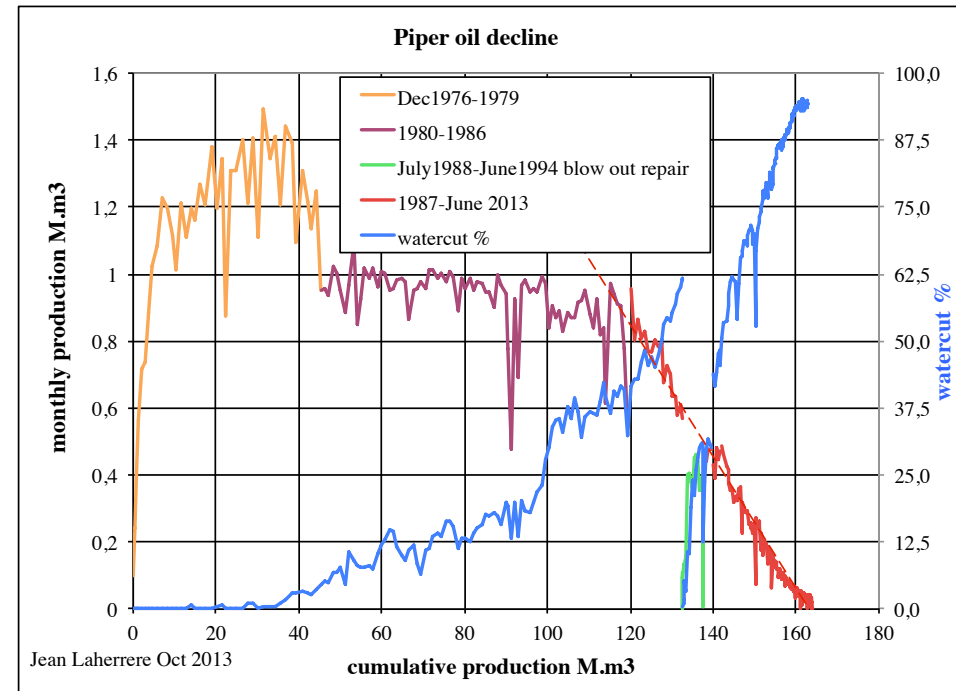


Fig 16a: déclin de Piper près de la fin



La production de pétrole baisse et le pourcentage d'eau est proche de 95% ! La fin est proche

Figure 16: déclin d'Infantas (Colombie) 1923-2005

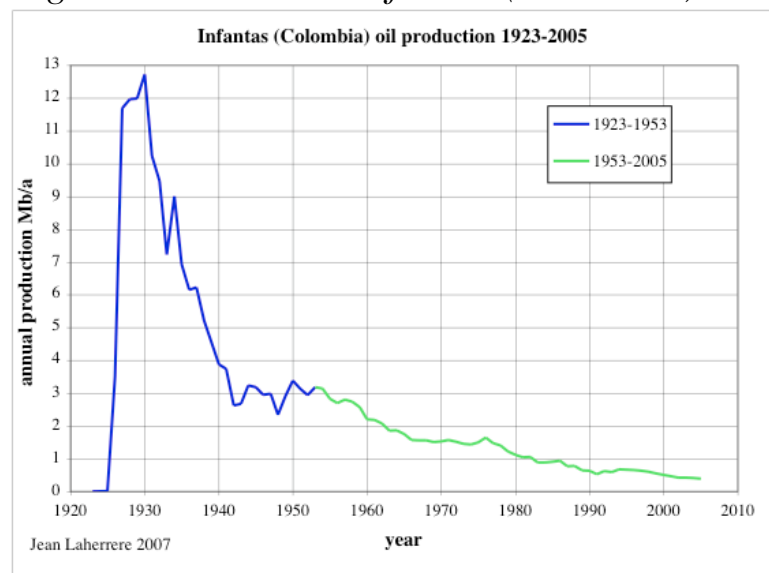
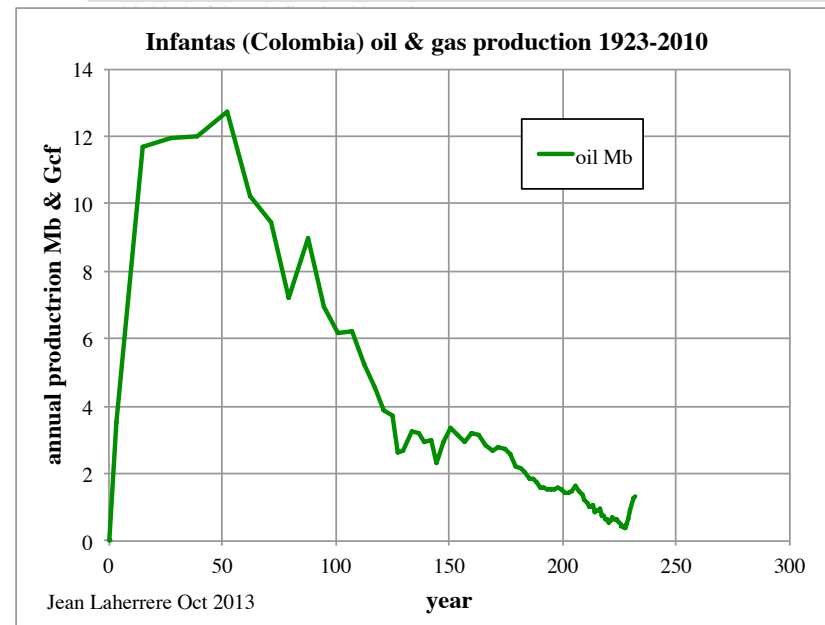
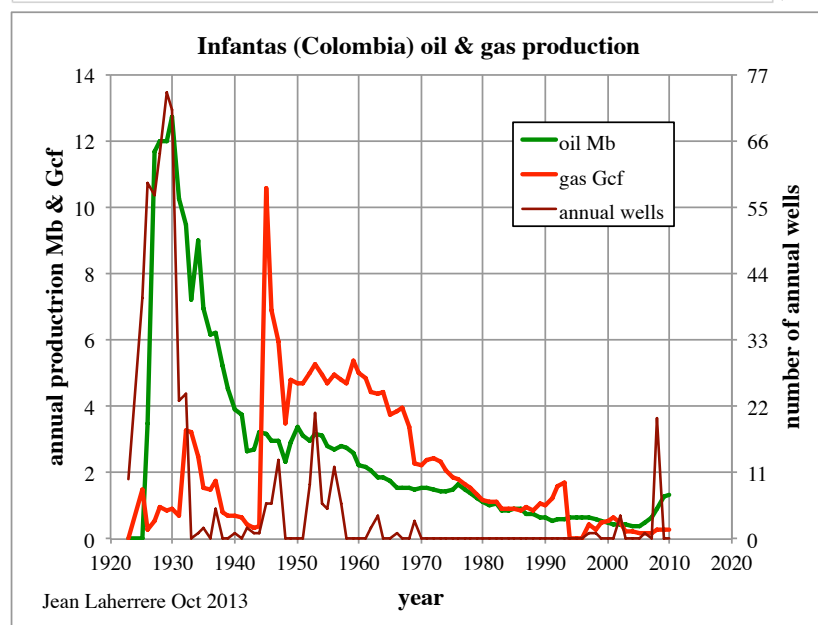
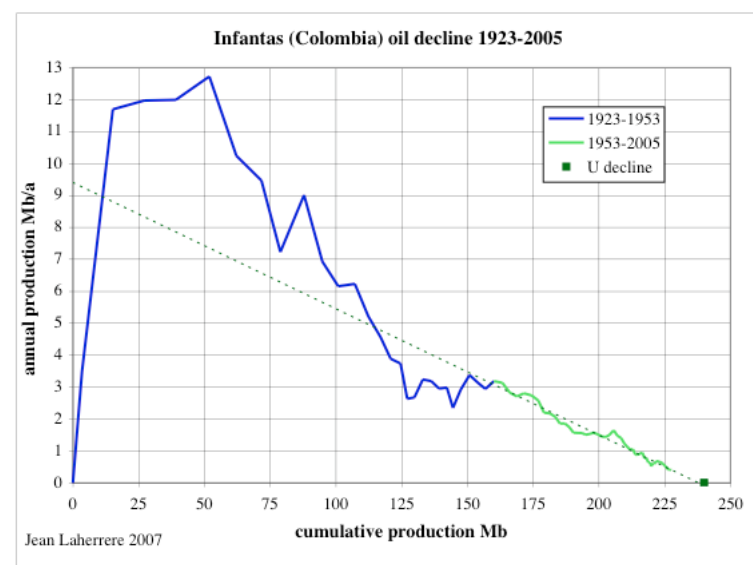


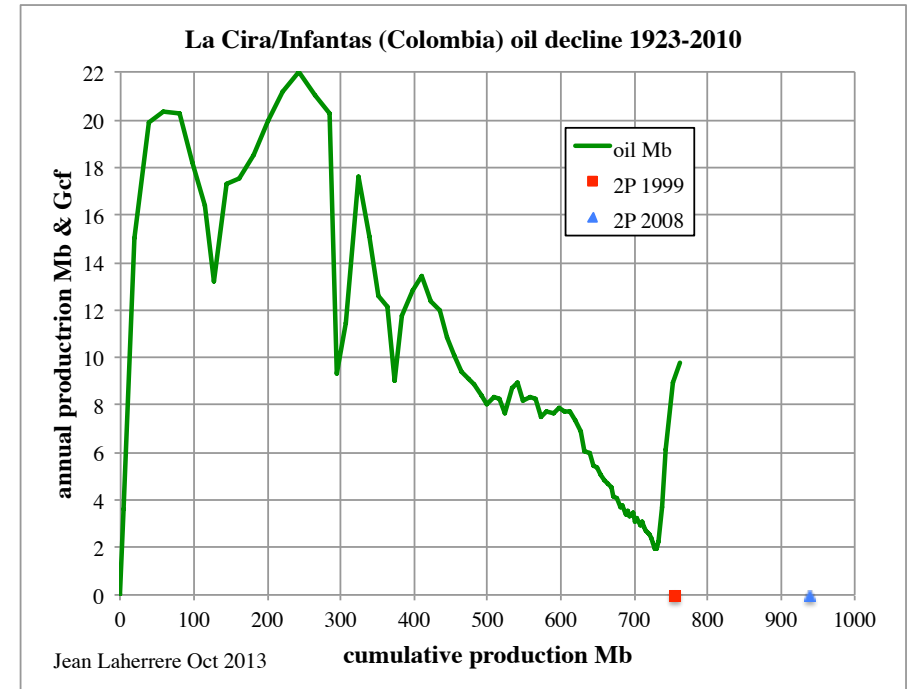
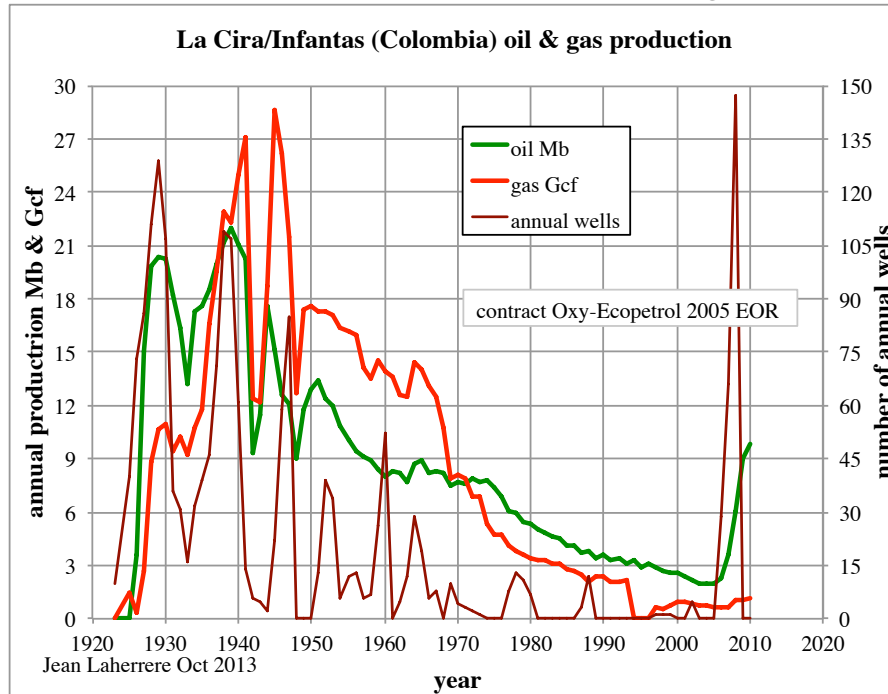
Figure 17: déclin d'Infantas versus production cumulée



En fait le champ La Cira/Infantas est constitué de 2 champs qui se touchent et qui sont en production depuis 1923 ayant culminé en 1940.

Fig 17a: production pétrole et gaz La Cira/Infantas

Fig 17b: La Cira/Infantas production annuelle versus production cumulée

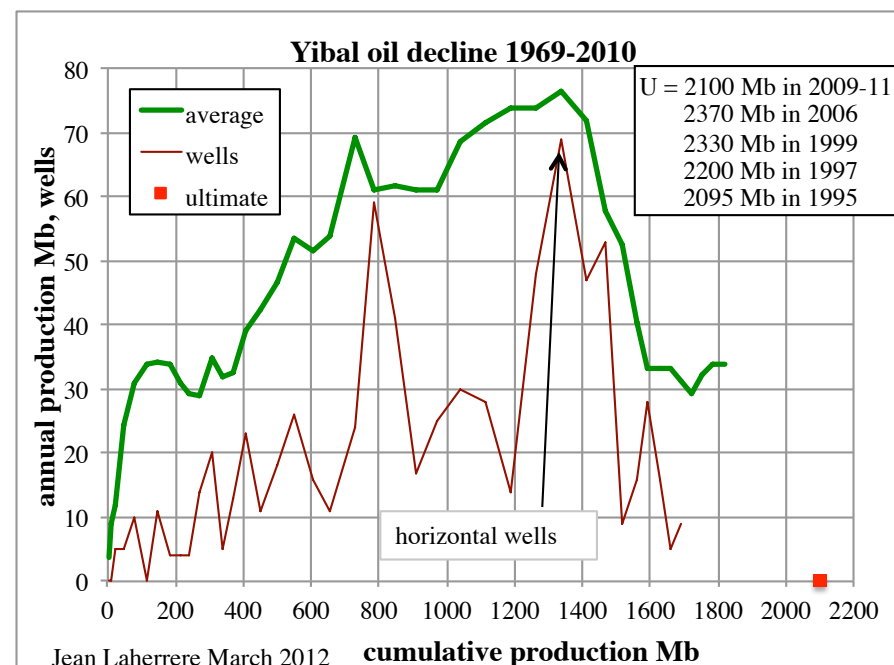
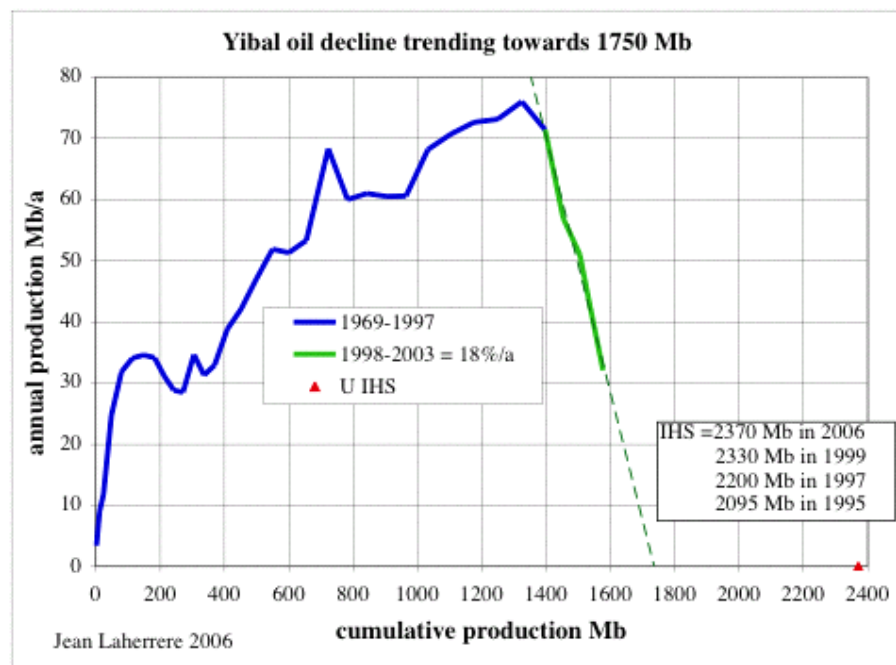


Son déclin semblait bien linéaire depuis 1979 produit par Ecopetrol, mais avec l'augmentation du brut depuis 2005 de nouveaux forages ont été exécutés par une association avec Oxy et la production est bien remontée et les réserves ultimes sont passées de 760 Mb à 840 Mb.

Bon exemple d'augmentation des réserves avec l'augmentation du prix du brut pour des champs en production depuis 90 ans, mais il y a de nombreux exemples de diminution, surtout pour les champs modernes en particulier en offshore profond, mais aussi dans les champs ci dessous.

Figure 18: déclin de Yibal, le plus grand champ de pétrole d'Oman 1969-2003, opérée par Shell

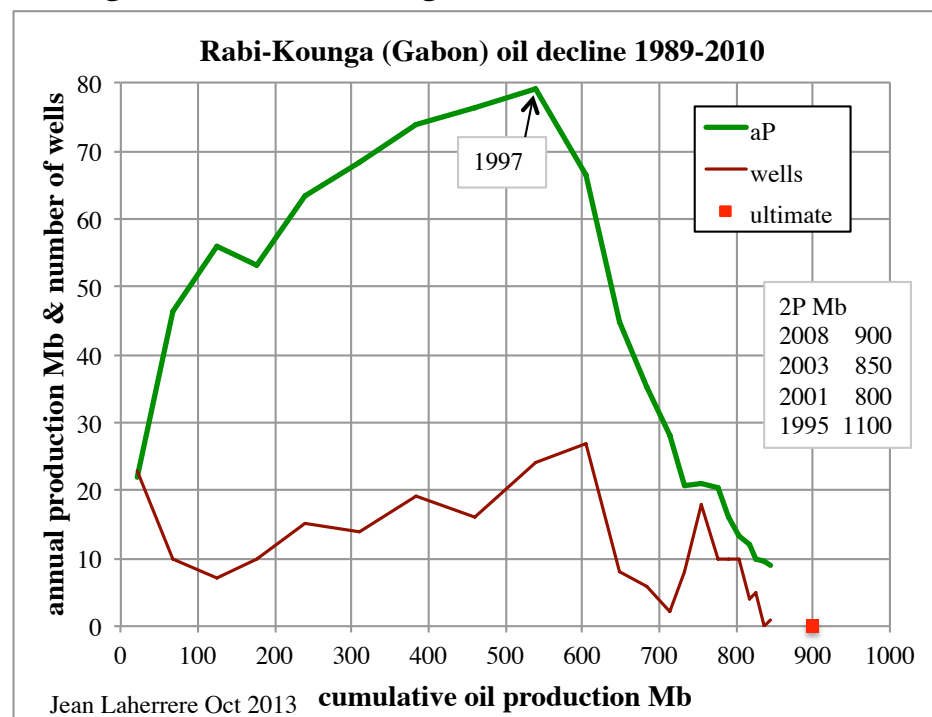
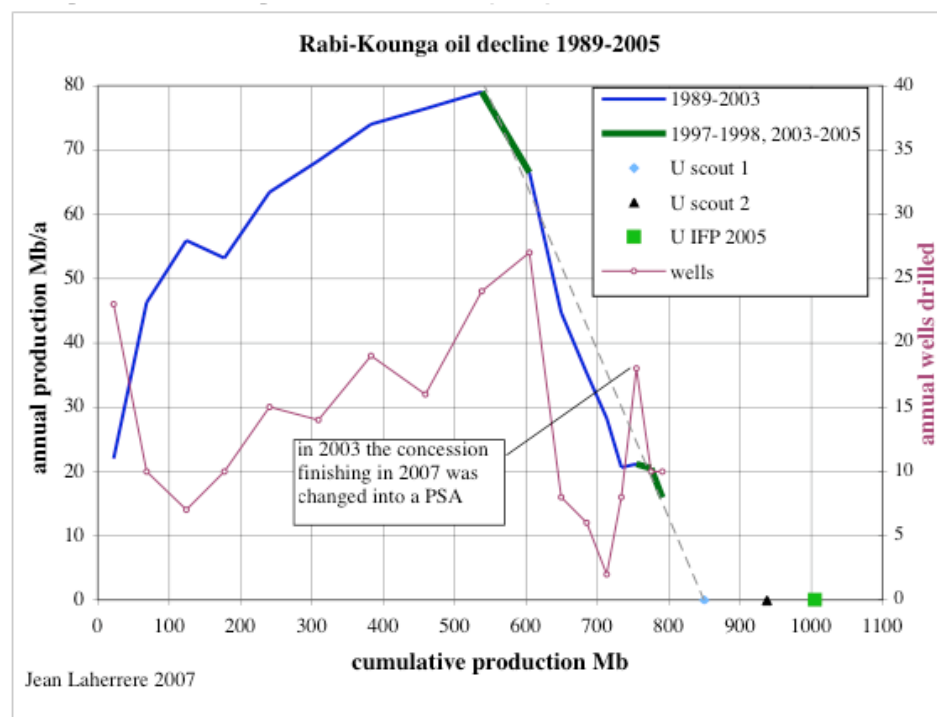
Fig 18a: Yibal production 1969-2011 vs production cumulée



Shell avait foré de nombreux puits horizontaux (70 en 1995) pour pousser la production et compenser la baisse du prix du brut. Malheureusement si la technologie permet d'augmenter la production, c'est au détriment des bonnes pratiques (il ne faut pas tirer trop fort sur un champ sinon l'eau monte trop vite et diminue la récupération) et dès 1998 le déclin annuel du champ a été de 18%/a (la moyenne mondiale est de l'ordre de 6%/a). Cependant l'estimation des réserves qui était de 2095 Mb en 1995 est montée à 2370 Mb en 2006 pour descendre à 2100 Mb en 2009. Une production plus modérée a réduit fortement le déclin et stabilisé la production. De bonnes pratiques permettent de mieux produire: il ne faut pas vouloir forcer le réservoir !

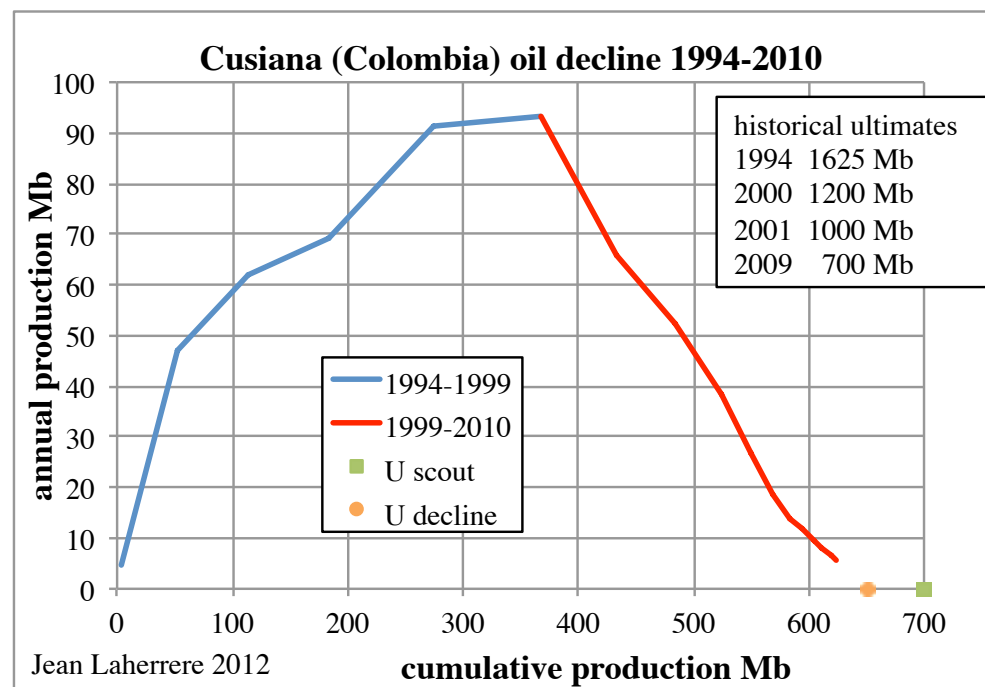
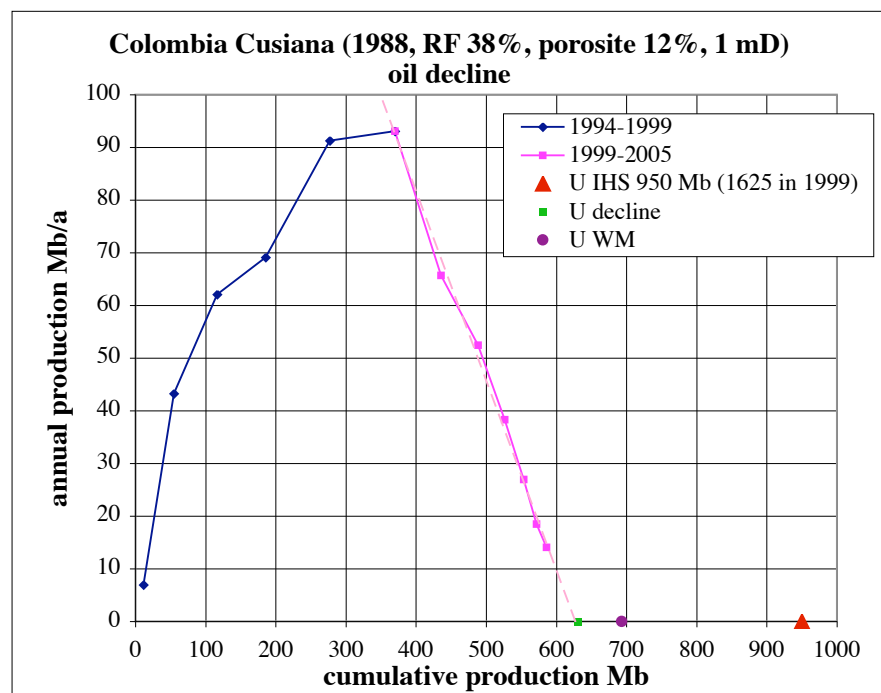
Figure 19: déclin de Rabi-Kounga, plus grand champ de pétrole du Gabon, opérée par Shell

Fig 19a : Rabi-Kounga annuel 1969-2010 vs cumulé



Shell au Gabon a utilisé les mêmes mauvaises pratiques qu'en Oman, avec les mêmes résultats. Le champ de Rabi-Kounga a fortement décliné à partir de 1998, mais le déclin n'a pas pu être stoppé au contraire de Yibal et la nouvelle estimation des réserves à 900 Mb va sans doute se réaliser ; alors qu'en 1995 l'estimation était de 1100 Mb :

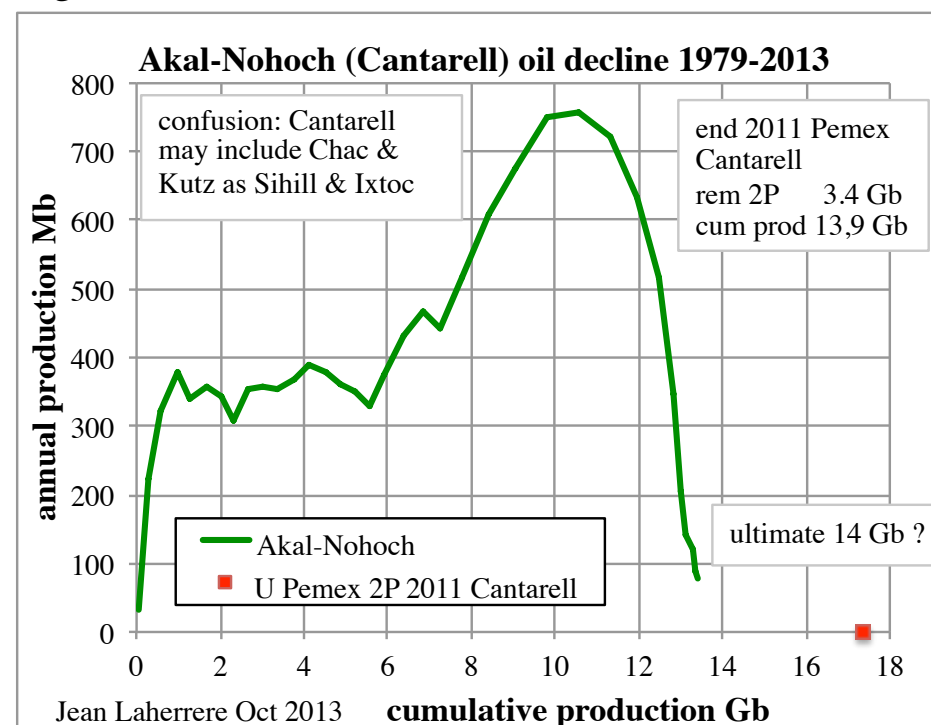
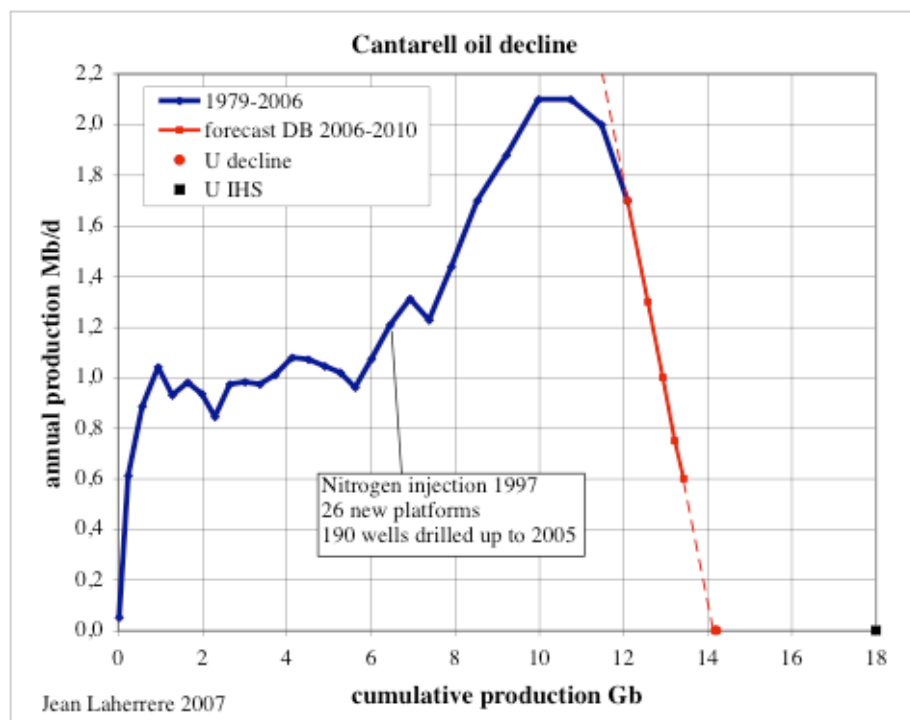
Figure 20: déclin de Cusiana (Colombie) 1994-2005 opérée par BP Fig 20a: Cusiana 1994-2010 vs cumul



Le champ de Cusiana est un très bel exemple de décroissance des réserves. Ce champ produit par BP (en association avec Total) découvert en 1988 a été produit dès 1994 avec une estimation des réserves à 1625 Mb, estimation réduite à 1200 Mb en 2000, puis 1000 Mb en 2001 pour être ramenée à 700 Mb en 2009, mais le déclin de 1999 à 2010 donne une extrapolation un peu inférieure, mais supérieure du déclin s'arrêtant en 2005.

Figure 20 (?): déclin de Cantarell, plus grand champ de pétrole du Mexique 1979-2010

Fig 20a: Cantarell annuel 1979-2013 vs cumul



Le complexe de Cantarell qui regroupe plusieurs champs en production depuis 1979 a été poussé en 1997 avec un injection d'azote et production à partir de 26 plateformes. Le déclin a été sévère de 2005 à 2013 et peut être extrapolé vers un ultime à 14 Gb alors que Pemex l'estime à 17,3 Gb.

Figure 21: déclin d'Ekofisk (Norvège) 1971-Aout 2007

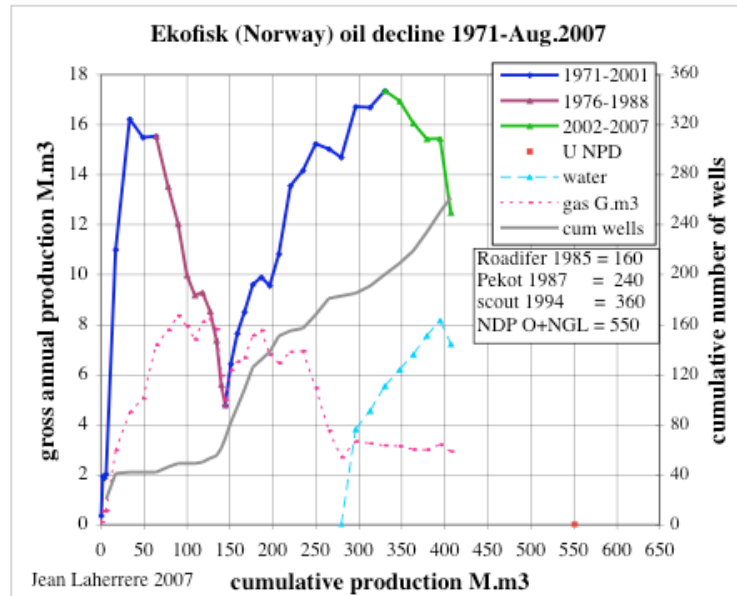
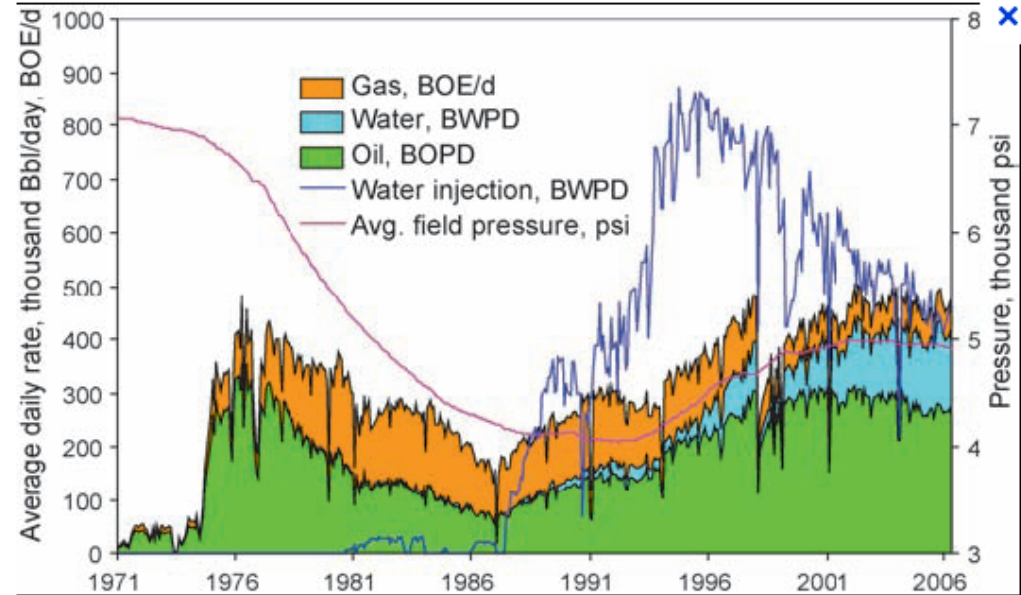
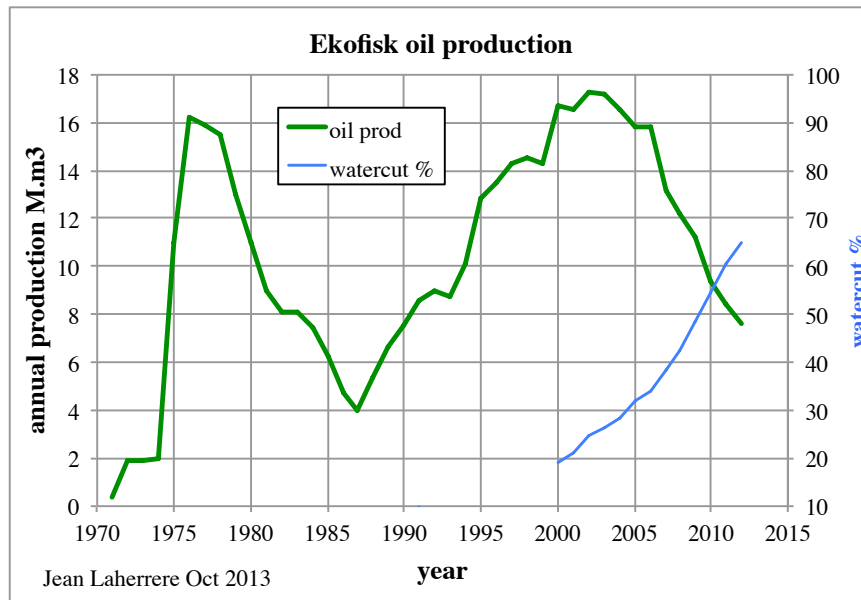
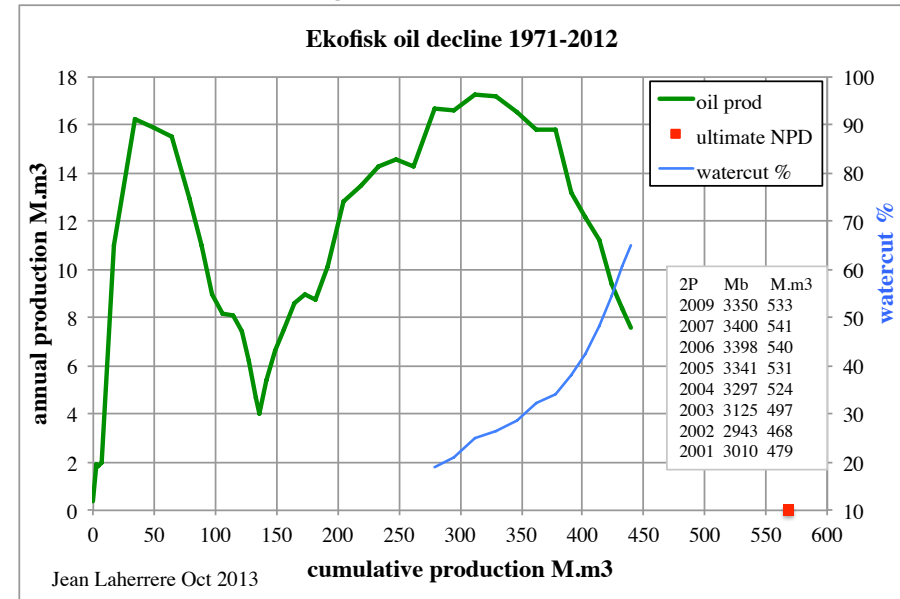
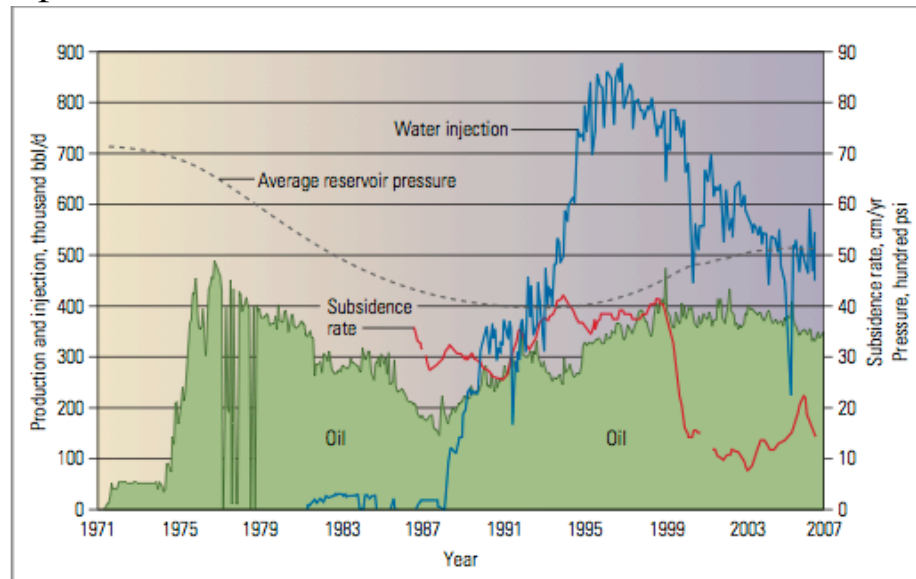
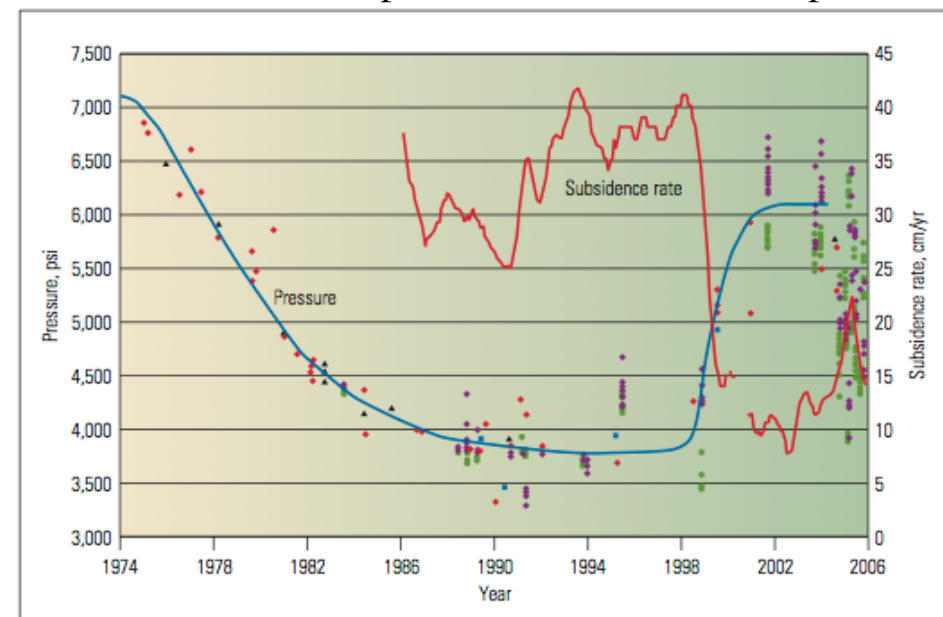


Fig 21a: déclin d'Ekofisk 1971-2012





^ Ekofisk field production history. The oil rate (green) declined until large-scale water injection (blue) began in the late 1980s. The average reservoir pressure (dashed curve) also decreased until the water-injection rate increased in 1995. However, the subsidence rate (red) at the hotel, or quarters, platform did not decrease until production was shut in during the transition to the Ekofisk II complex in 1998.



^ Subsidence and pressures in the Ekofisk field crestal area. Pressure measurements in wells in the crestal area follow a trend (blue) with a rapid increase in mid-1998 that corresponds closely to the slowing of the subsidence rate (red).

Le réservoir d'Ekofisk est exceptionnel: craie qui s'est compacte avec la baisse de pression le niveau du fond de la mer s'est effondré de 8 m et la plateforme a du être surélevée d'autant et il a fallu injecter de l'eau pour remonter la pression.

La courbe de pression Ekofisk (« Petroleum geology of Ekofisk oil field » by Elvis Ekofisk June 2003 <http://elvis ekofiskproducts.com/84/>) qui était de 7000 psi au départ en 1974, s'est écroulé à 3800 psi en 1990, occasionnant la forte subsidence et l'injection d'eau a fait remonter la pression à 6000 psi.

Figure 22: déclin d'Eugene Island 330 (US Gulf of Mexico) 1972-2003

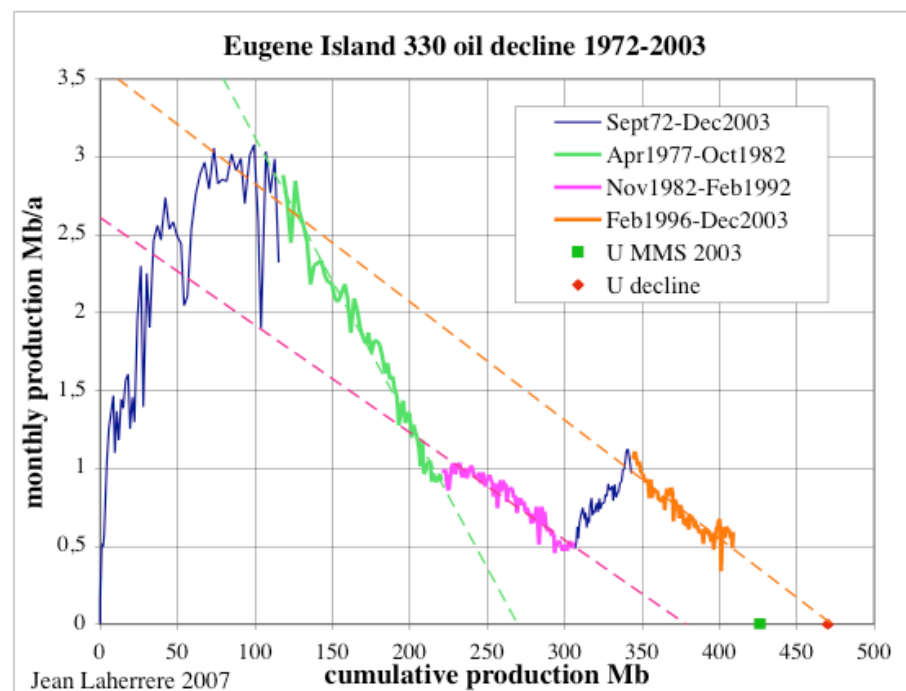
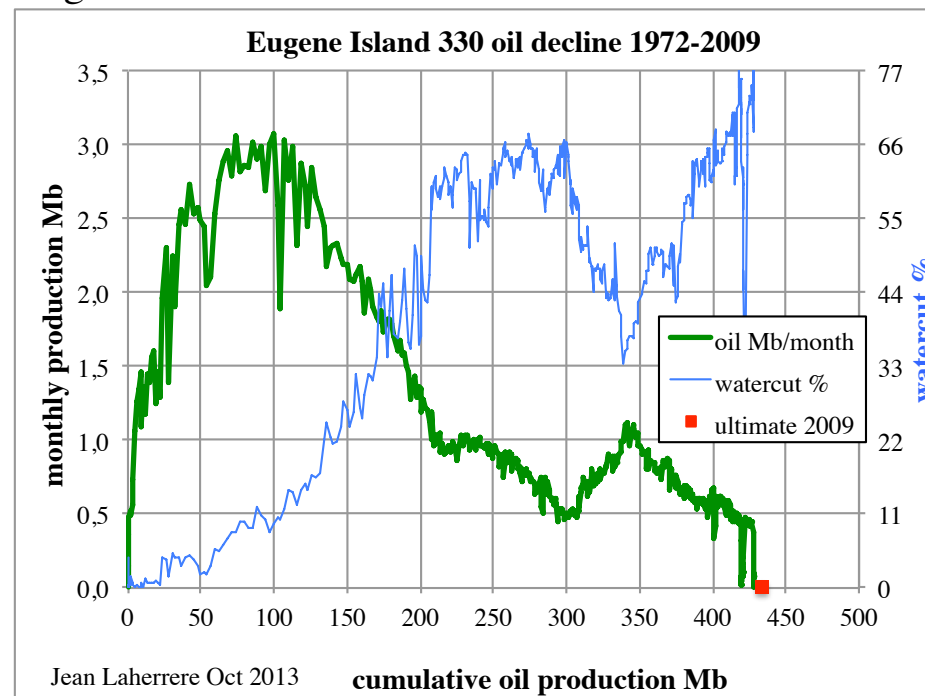


Fig 22a: EI330 annuel 1972-2009 vs cumul & % eau

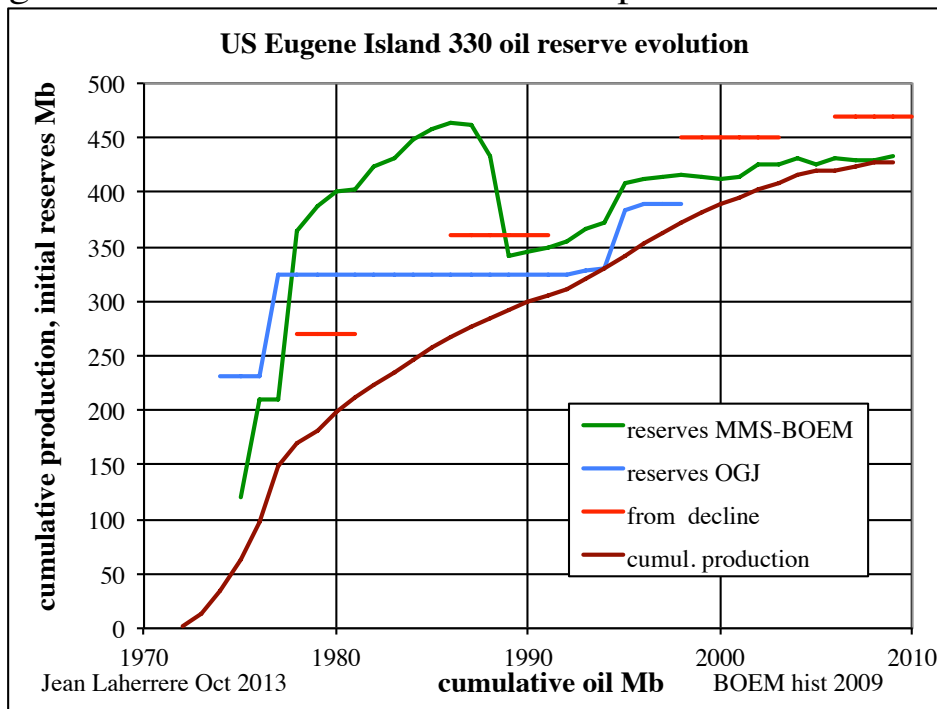
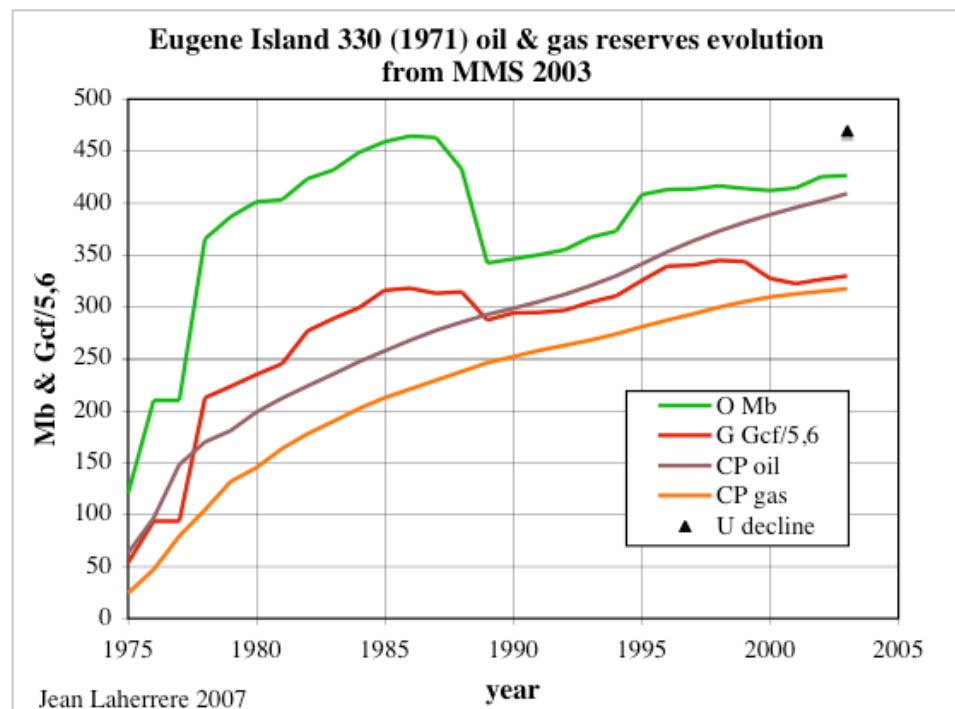


Un autre exemple de croissance exceptionnelle des réserves est le champ d'Eugene Island 330 dans le Golfe du Mexique US. Le réservoir est en communication avec la roche-mère grâce à l'une des plus grandes failles du GOM appelé "Red Fault" (étude sur internet par de nombreuses universités du coin). Quand la pression est tombée très bas (1992) le réservoir a été rechargé rapidement à partir de la roche-mère par la Red Fault. En 1999 Wall Street Journal (Cooper) a déclaré que cet exemple montrait que le pétrole venait du manteau et que le pétrole était renouvelable et illimité!

Le déclin d'EI 330 a eu des hauts et des bas comme la pourcentage d'eau, mais il semble que le déclin actuel pourrait être le final car le pourcentage d'eau augmente

Figure 23: Eugene Island 330: évolution des réserves pétrole & gaz et de la production cumulée

Fig 23a : EI330 évolution réserves & production cumulée



L'évolution des réserves prouvées (?) de pétrole a été chaotique, l'estimation basée sur le déclin donne des valeurs supérieures : il ne resterait plus en 2009 (dernière donnée) que 50 Mb à produire.

Figure 24: déclin de Midway-Sunset Californie: champ non-conventionnel d'huile lourde Fig 24a :1910-2012

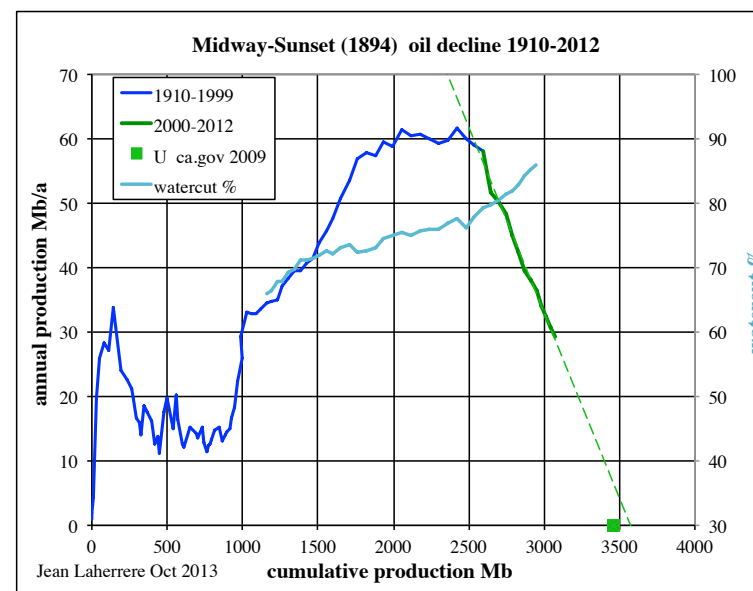
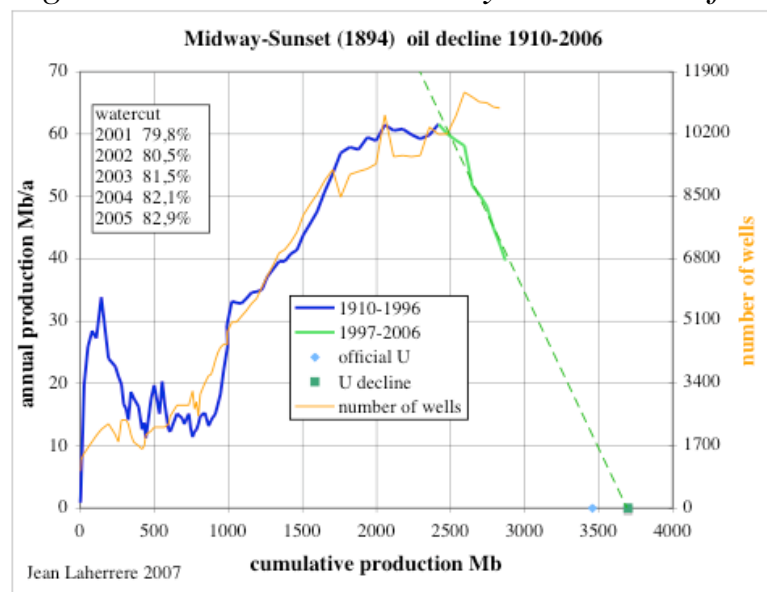


Figure 25: évolution des ultimes et production cumulée de Midway-Sunset Fig 25a: réserves & prod cumul

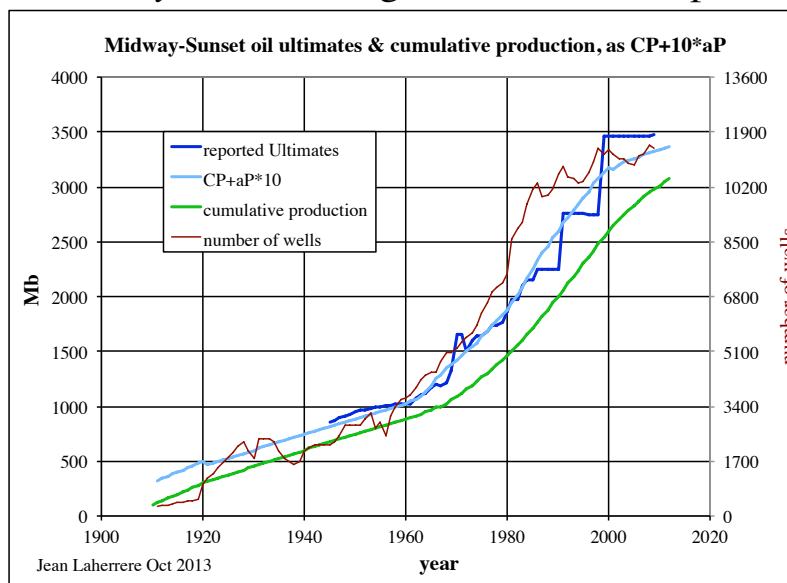
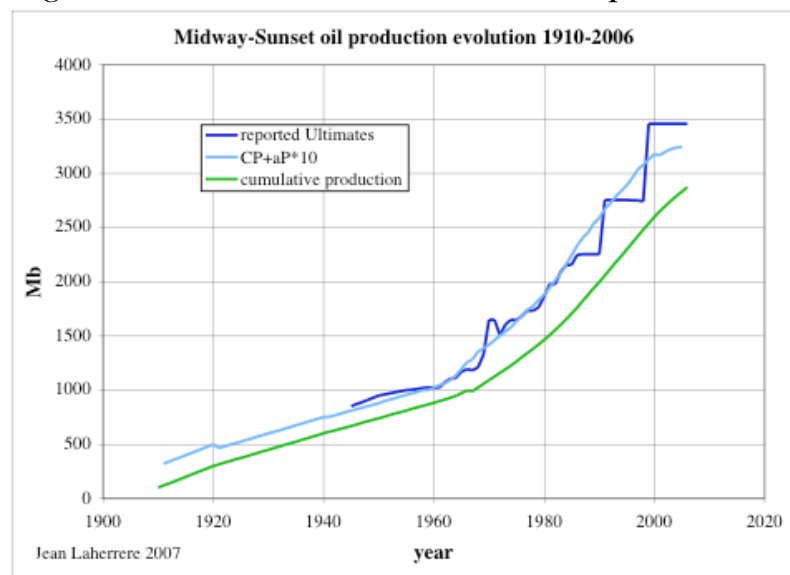
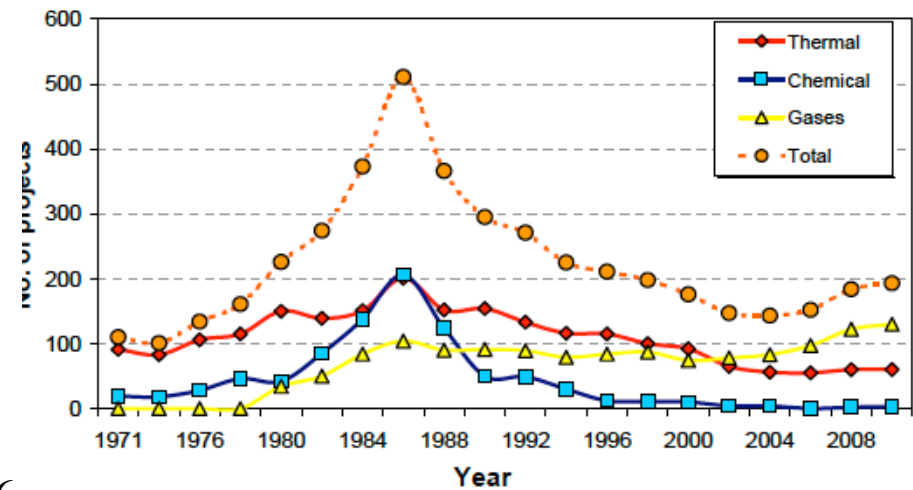
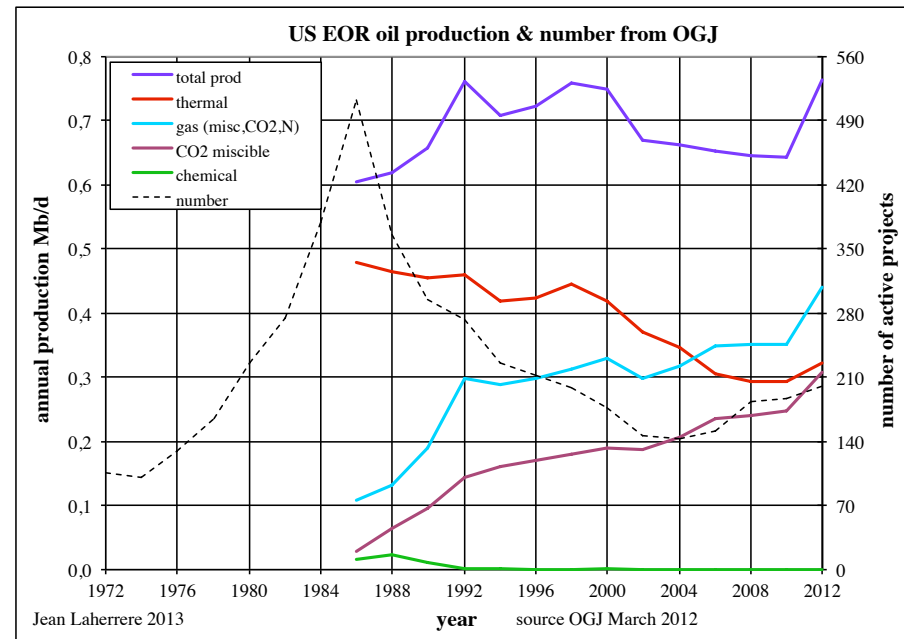
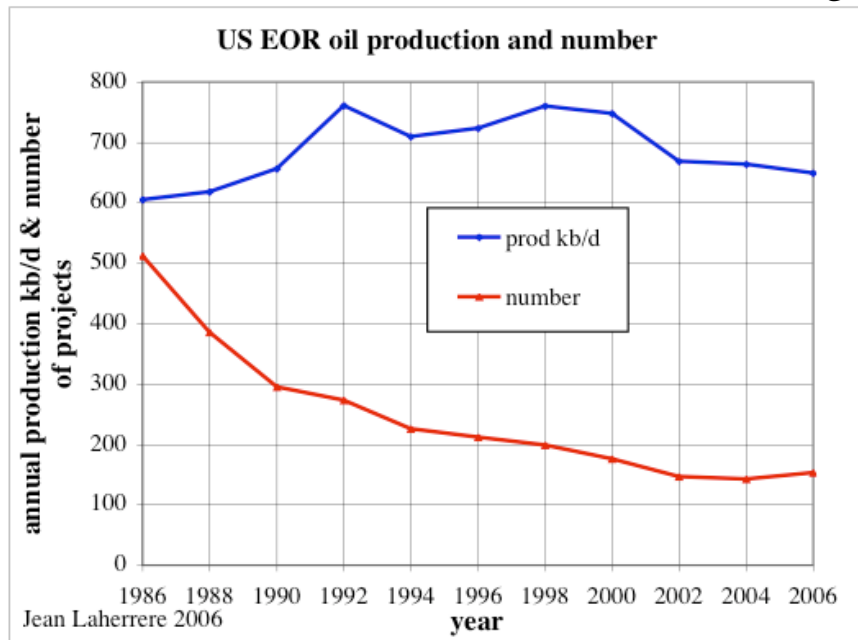


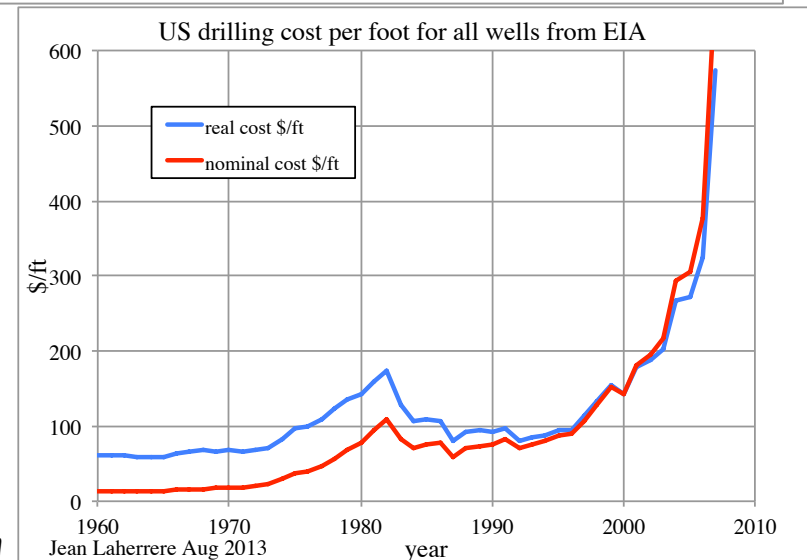
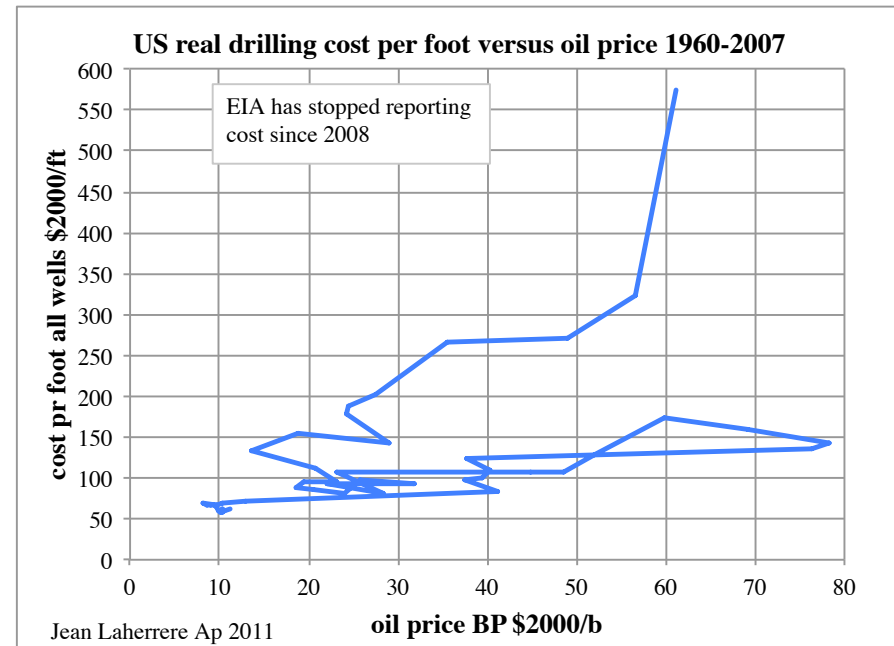
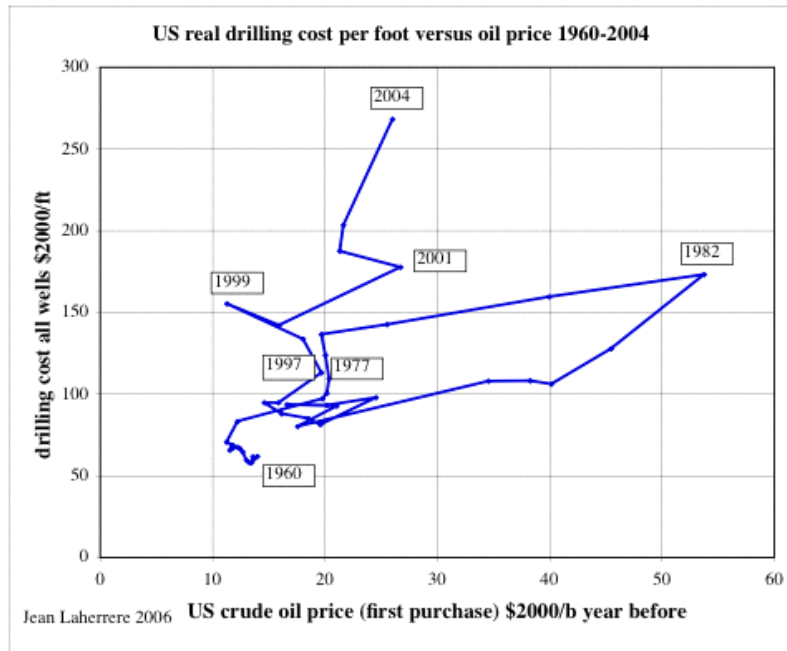
Figure 26: production et nombre EOR US 1986-2006 EOR = Enhanced Oil Recovery

Fig 26a: EOR en 2012 : < 0,8 Mb/d et nombre <200 (500 en 1986)



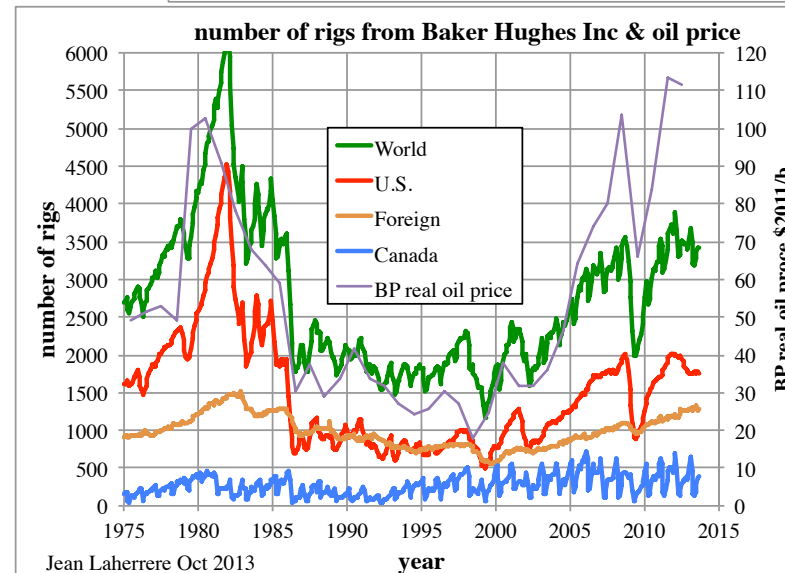
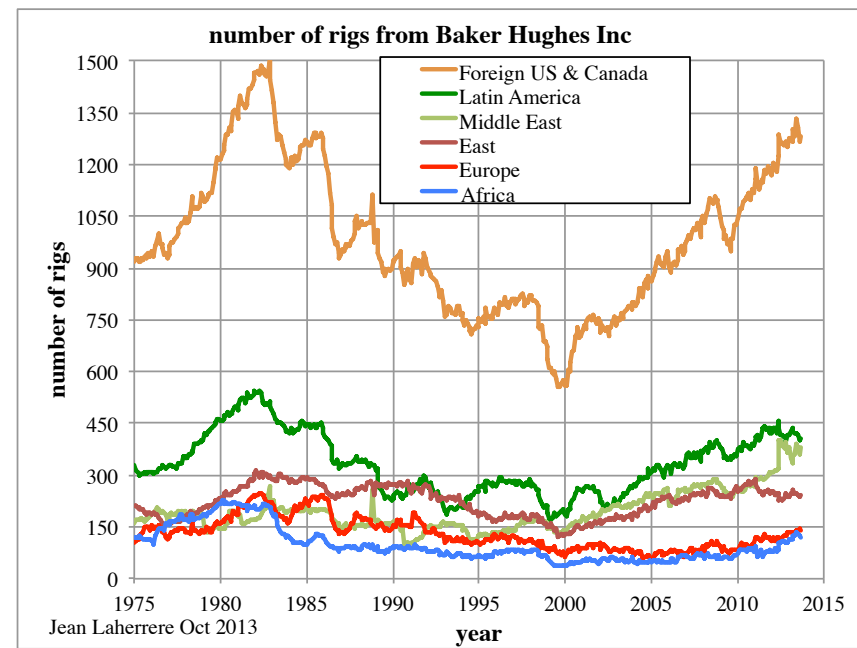
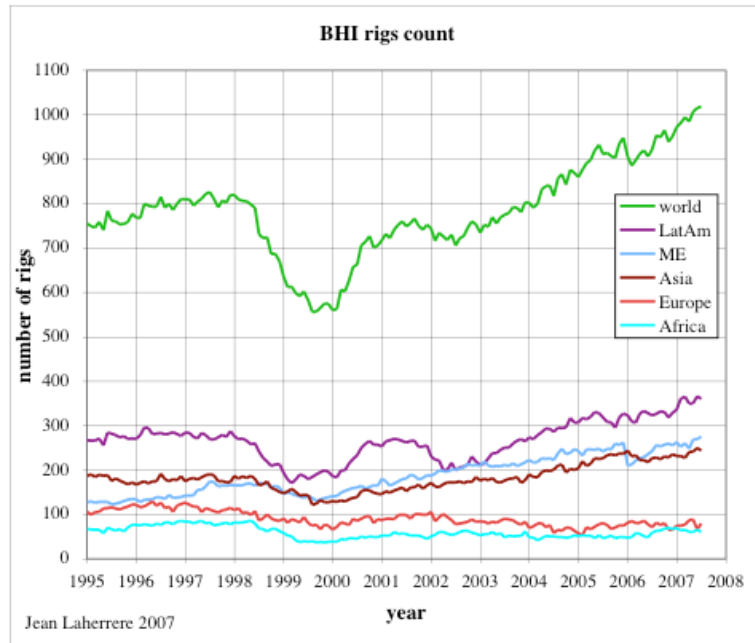
le nombre de projets chimiques s'est écroulé après 1986

Figure 33: *cout du forage US 1960-2004 en fonction du prix du brut* Fig 33a: les données s'arrêtent en 2007 !



L'augmentation est verticale à partir de 2005 et rien après 2007 !

Figure 34 nombre d'appareils de forage hors US&Canada BHI 1995-2007 Fig 34a: période 1975-2013



corrélacion nombre appareils et prix du brut

Figure 35: découvertes mondiales pétrole et gaz & production avec prix du brut Fig 35a: actualisé en 2013

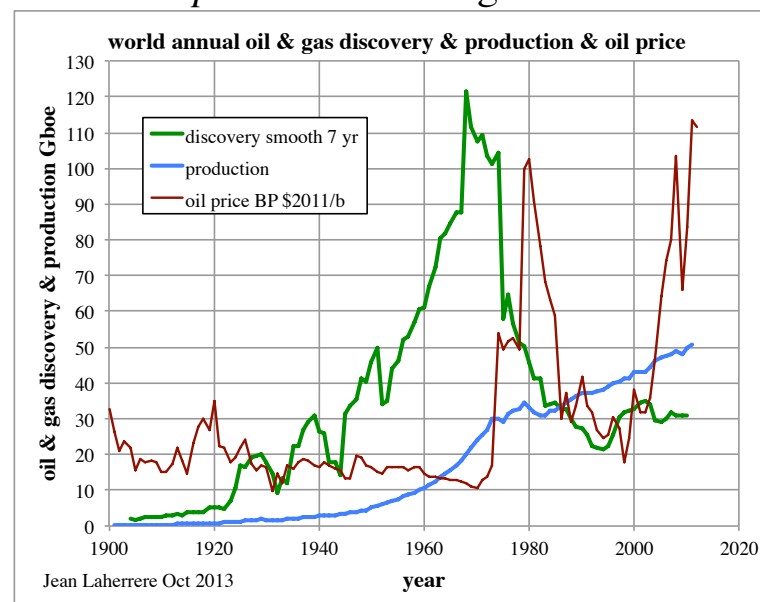
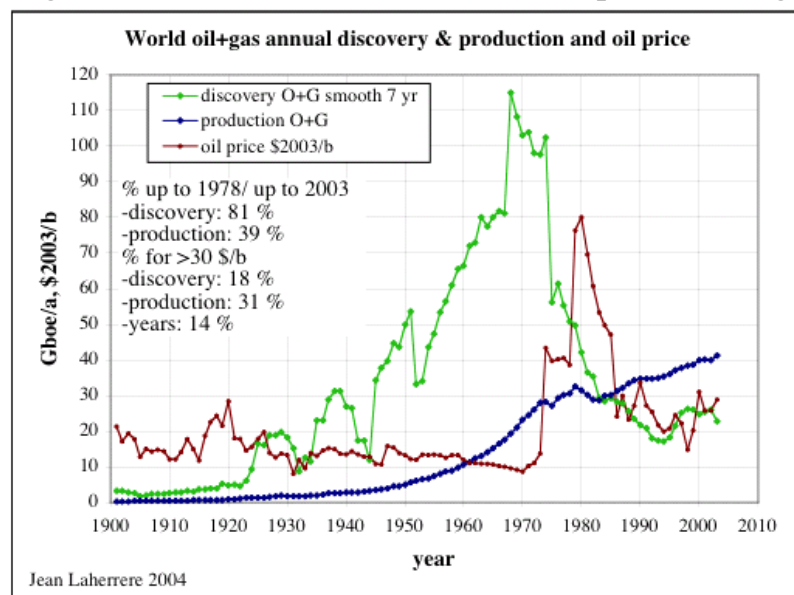


Fig 35b: réserves restantes mondiales sources politiques et techniques Fig 35c : idem pour OPEP

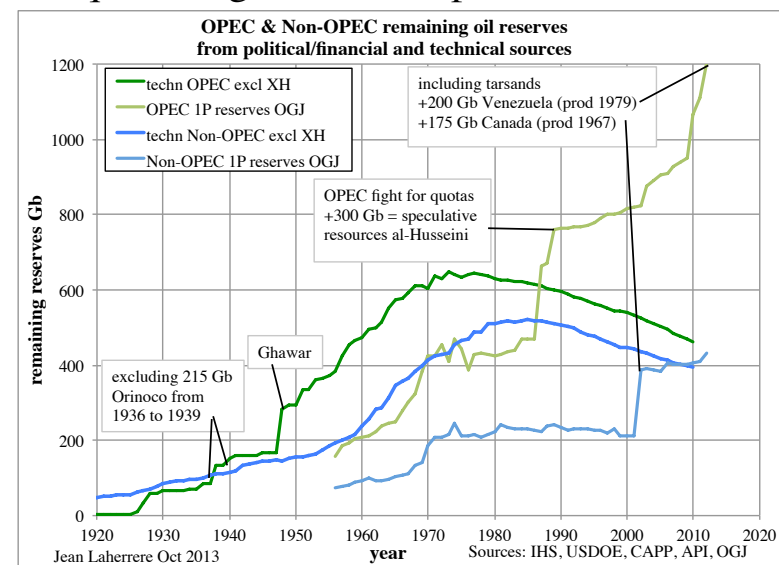
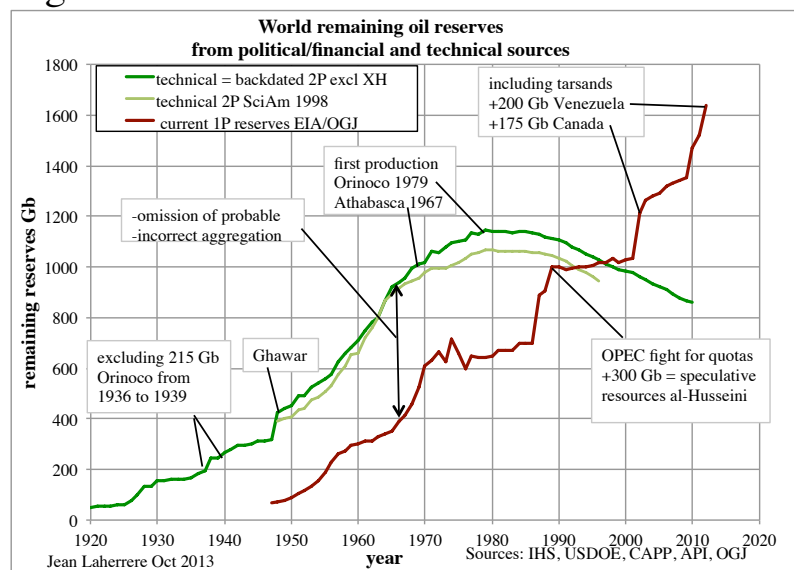
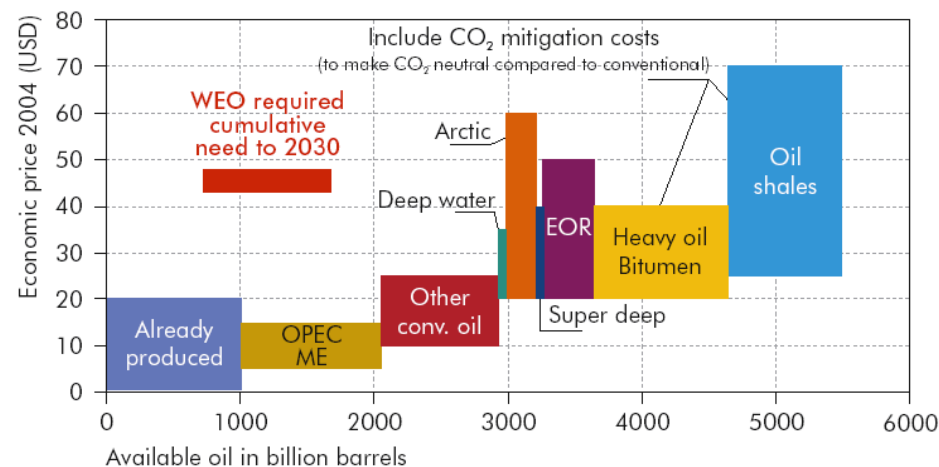


Figure 37: ressources de pétrole en fonction du cout d'après IEA 2005 Fig 37a d'après Deutsche Banks 2010

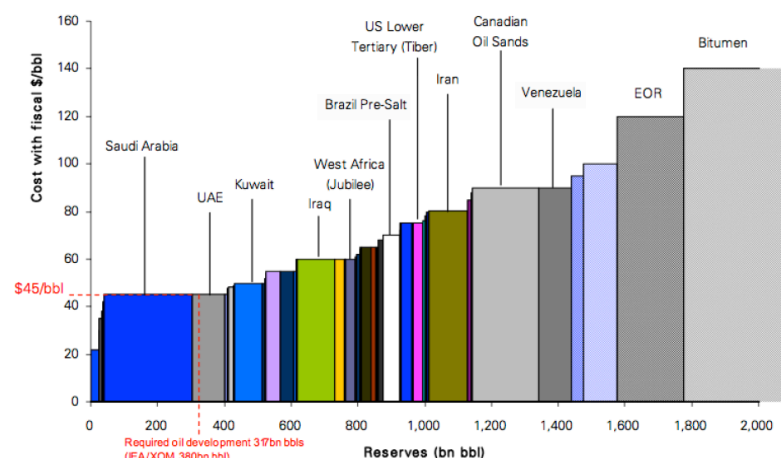
Figure ES.1 • Oil cost curve, including technological progress:
availability of oil resources as a function of economic price



22 December 2010 Integrated Oil The End of the Oil Age

Deutsche Bank

Figure 64: Cost curve of future oil supply, assuming open access – available reserves at a given level of oil price



Source: IEA, Deutsche Bank

Figure 13.17 ▶ Supply costs of liquid fuels

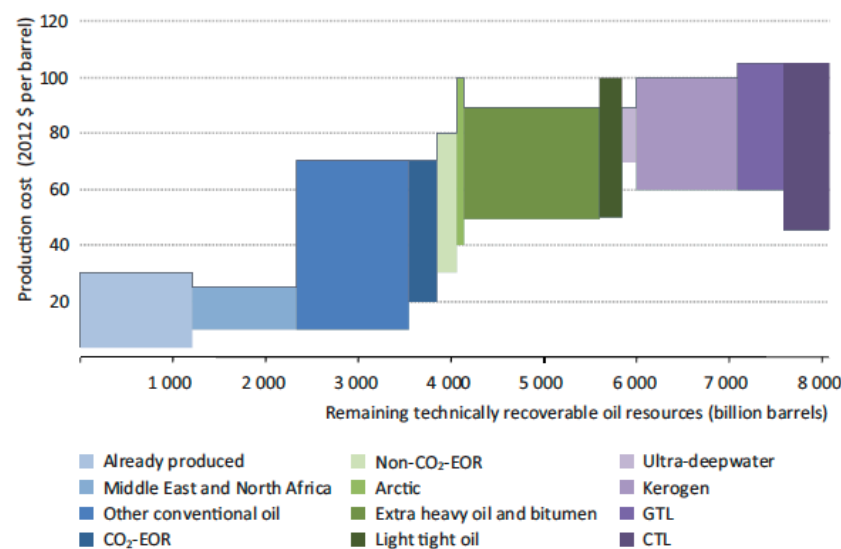
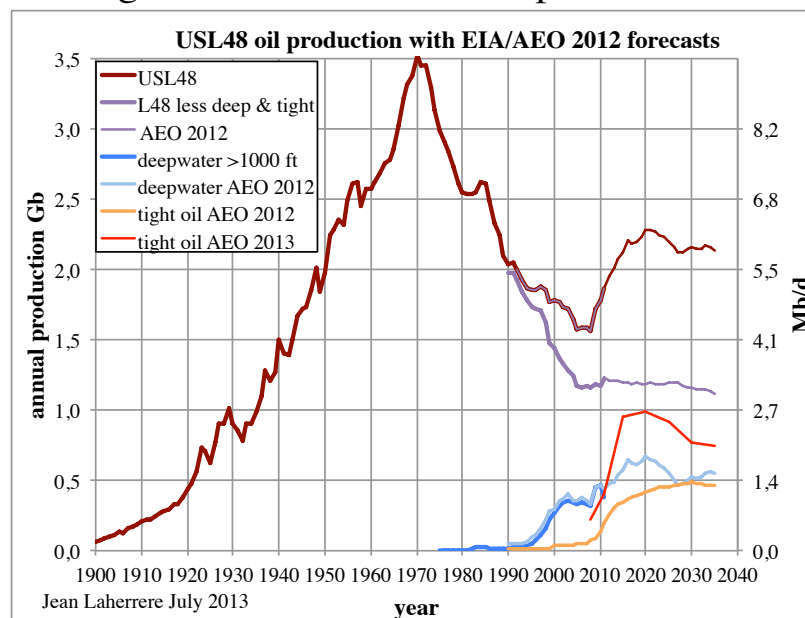
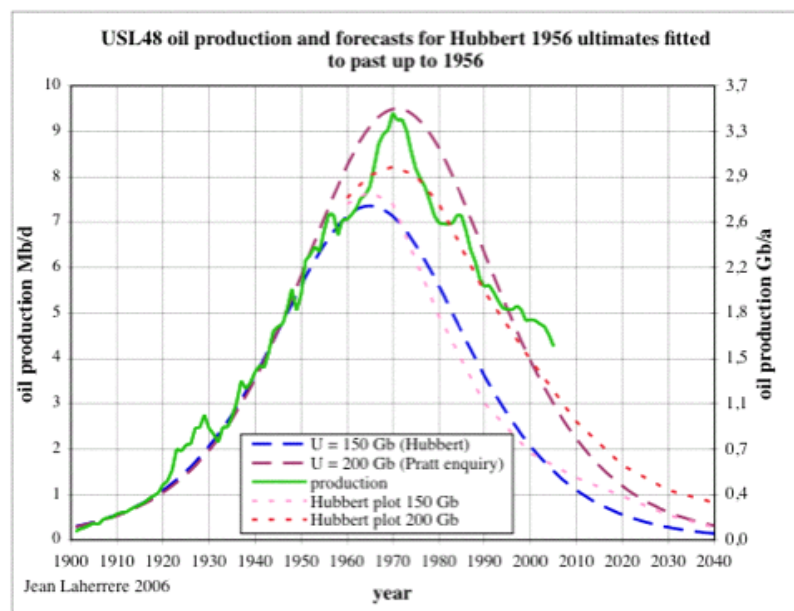


Fig 37b ; IEA WEO 2013

c'est du pif!

Figure 43: US hors Alaska: production annuelle de pétrole 1900-2040

Fig 43a: US hors Alaska : prévisions AEO 2013



Le grand changement non prévu est l'augmentation de la production US de pétrole avec le tight oil depuis 2008. La production deepwater du GOM (Golfe du Mexique) était prévue, mais pas son déclin rapide

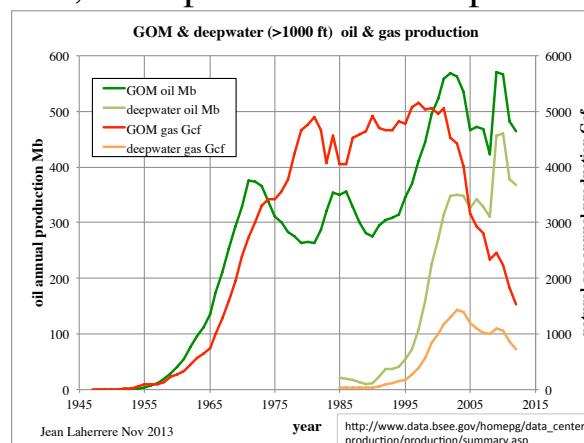


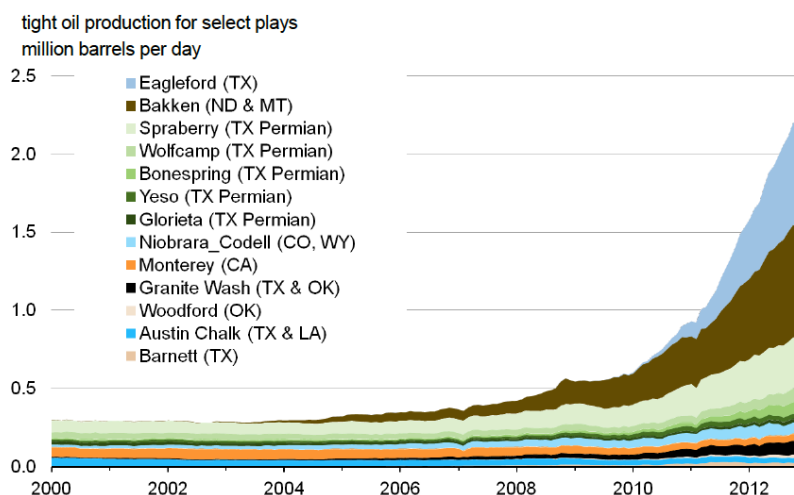
Fig 43b: production pétrole et gaz du GOM avec deepwater

La production du light tight oil (nouvelle appellation du « shale oil » car le réservoir du Bakken est carbonaté !) a fortement cru depuis 2010 et les prévisions EIA/AEO 2013 sont trop pessimistes sur le pic et trop optimistes sur le déclin

Le Bakken (North Dakota et Montana) a produit en septembre 2013 près de 1 Mb/d (0,87+0,05) alors que AEO 2013 prévoyait le pic à 0,92 Mb/d en 2020

Fig 43c: Production US tight oil 200-2013 EIA May 2013 Fig 43d: prévisions AEO2013 US tight oil par formation

Domestic production of tight oil has grown dramatically over the past few years

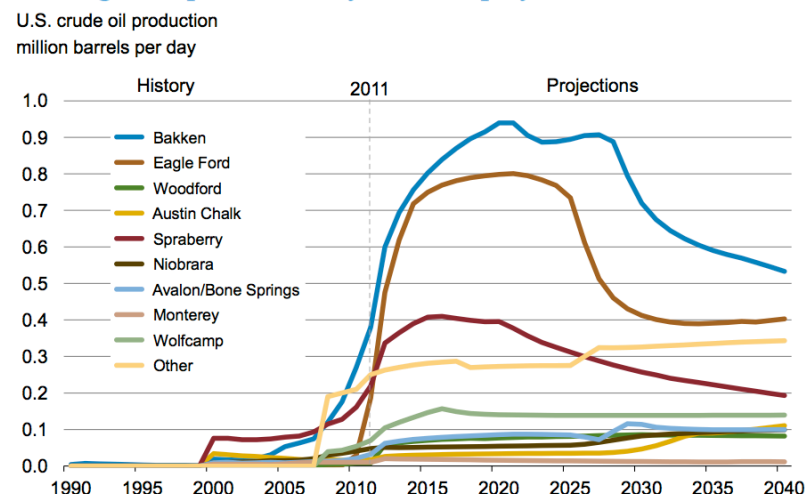


Source: Drilling Info (formerly HPDI), Texas RRC, North Dakota department of mineral resources, and EIA, through December 2012

eia Adam Sieminski, Deloitte,
May 21, 2013

10

U.S. tight oil production by selected plays



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2013 Early Release

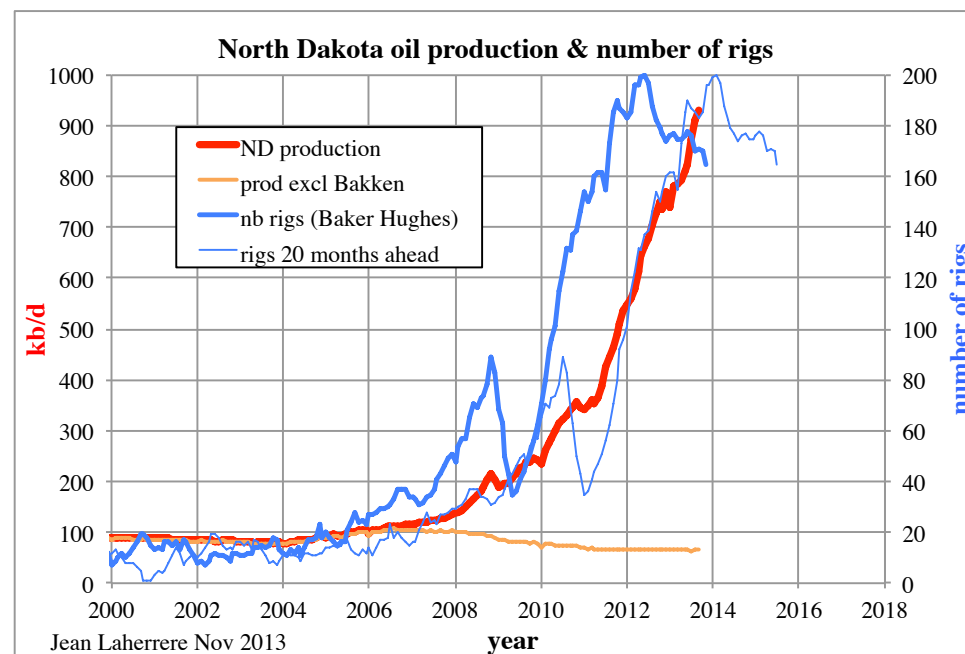
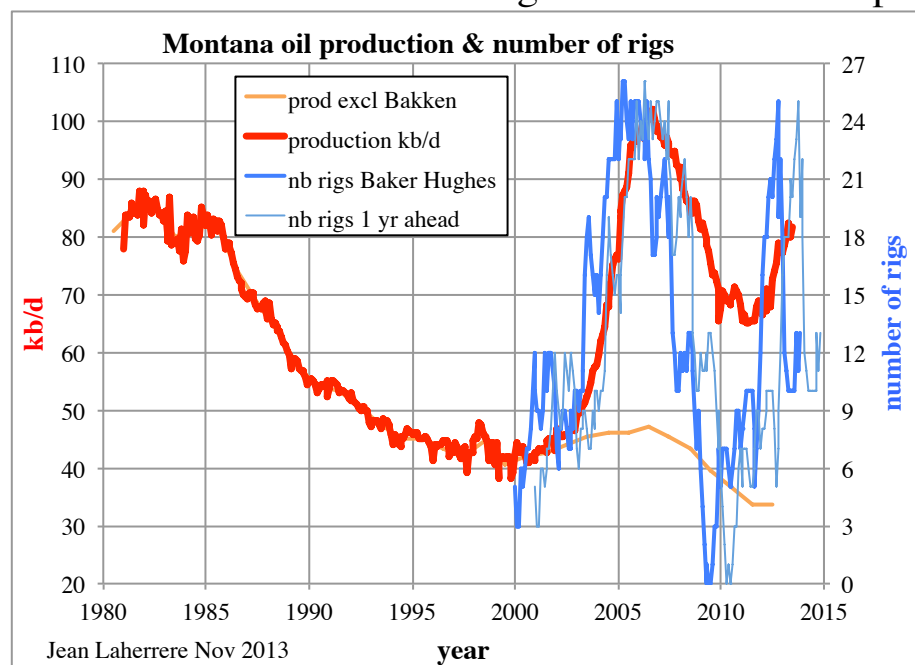
eia Adam Sieminski
February 21, 2013

20

La production du Montana a eu un pic en 2006 grâce au Bakken (champ de Elm Coulee) et corrèle bien avec le nombre d'appareils de forage décalé d'un an (pic en 2005 à 25 appareils). La découverte d'Elm Coulee North fait l'objet d'un nouveau pic car le nombre d'appareils est de nouveau en déclin après un nouveau pic début 2013. La production du North Dakota est corrélée au nombre d'appareils de forage décalé de 20 mois

Fig 43e: Montana production de pétrole et nombre d'appareils décalé d'un an

Fig 43f: North Dakota production de pétrole et nombre d'appareils décalé de 20 mois

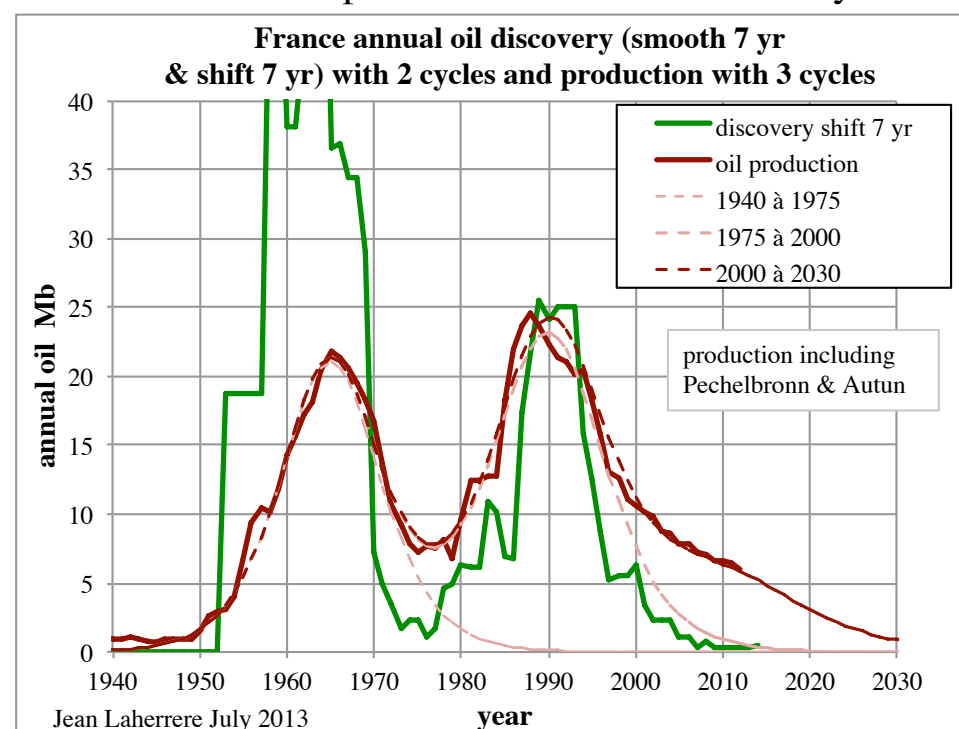
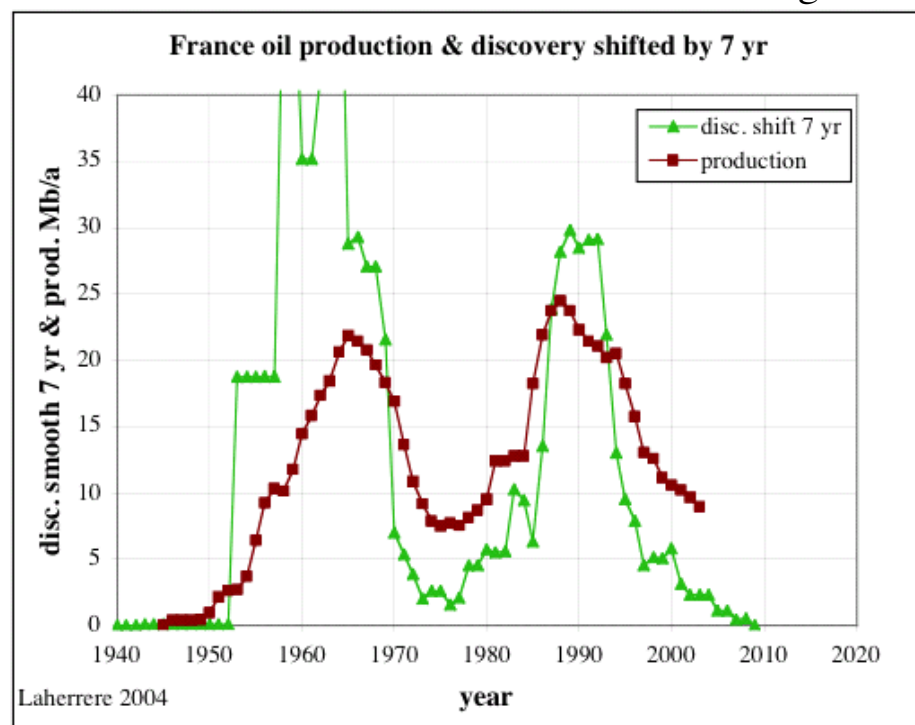


On peut penser que la production du North Dakota peut atteindre un pic fin 2013 à 1 Mb/d.

Le problème est que, contrairement au Montana (pic 25 appareils), au North Dakota le pic a été de 200 appareils et qu'il y a 500 puits en attente de fracturation, faussant la corrélation. Ce qui importe est le nombre de nouveaux puits en production mais les chiffres publiés ne donnent que le total de puits en production, sans indiquer la distribution : puits nouveaux et puits fermés.

Figure 44: France: production annuelle de pétrole et découverte décalée avec 2 cycles

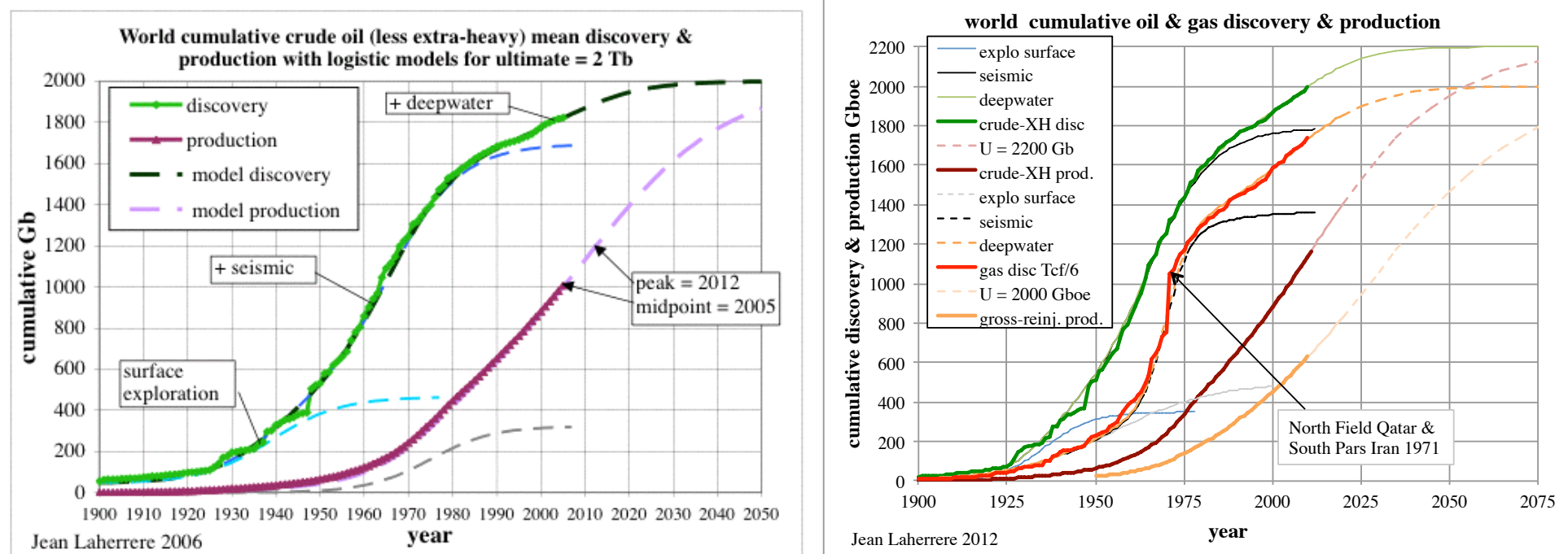
Fig 44a: France découverte et production annuelle avec 3 cycles



La France présente 2 cycles de découvertes et 3 cycles de production

Pour le cumul découverte et production du monde, il y a plusieurs cycles et le pic ne coïncide pas au point milieu
 Figure 45: Monde: brut moins extra-lourd: découvertes moyennes cumulées et production cumulée avec modèles logistiques (courbe en S) pour $U = 2000 \text{ Gb} = 2 \text{ Tb}$

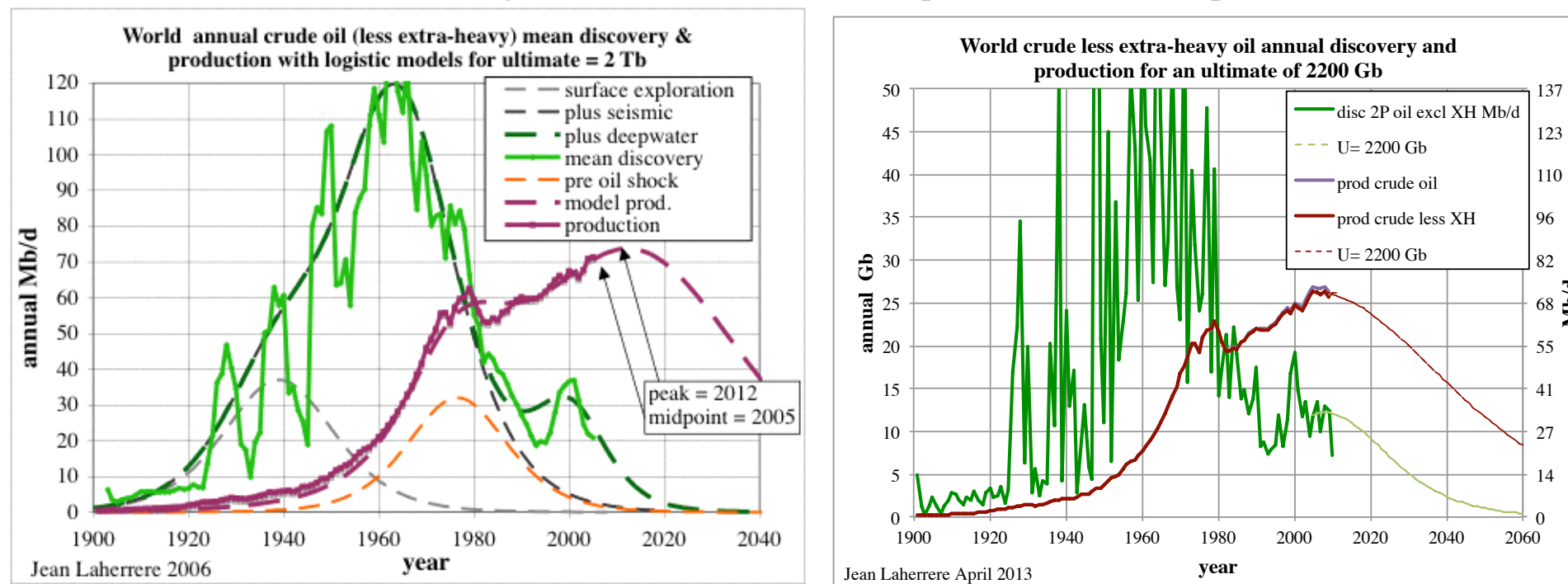
Fig 45a: Monde : cumul découverte & production $U=2200 \text{ Gb}$



En 2007 l'ultime brut moins extra-lourd était estimé à 2000 Gb (un seul chiffre significatif) devant les grandes incertitudes des données, en 2013 l'incertitude persiste mais on peut mieux préciser l'ultime et prendre 2200 Gb soit 10 % de plus: une augmentation moindre n'aurait pas de sens. Ce nouvel ultime change peu la date du pic qui est en fait un plateau

Figure 46: Monde: brut moins extra-lourd: découvertes et production annuelles avec modèles logistiques pour $U = 2000 \text{ Gb} = 2 \text{ T}$ (sans contrainte de la demande ou des investissements)

Fig 46a: Monde : découverte et production annuelle pour un ultime de 2200 Gb



Avec le nouvel ultime de 2200, le plateau est peu change, seulement la pente est un peu réduite.

Figure 49: Production mondiale des *liquides* (*sans contrainte*) avec ultime de 3 & 4 Tb

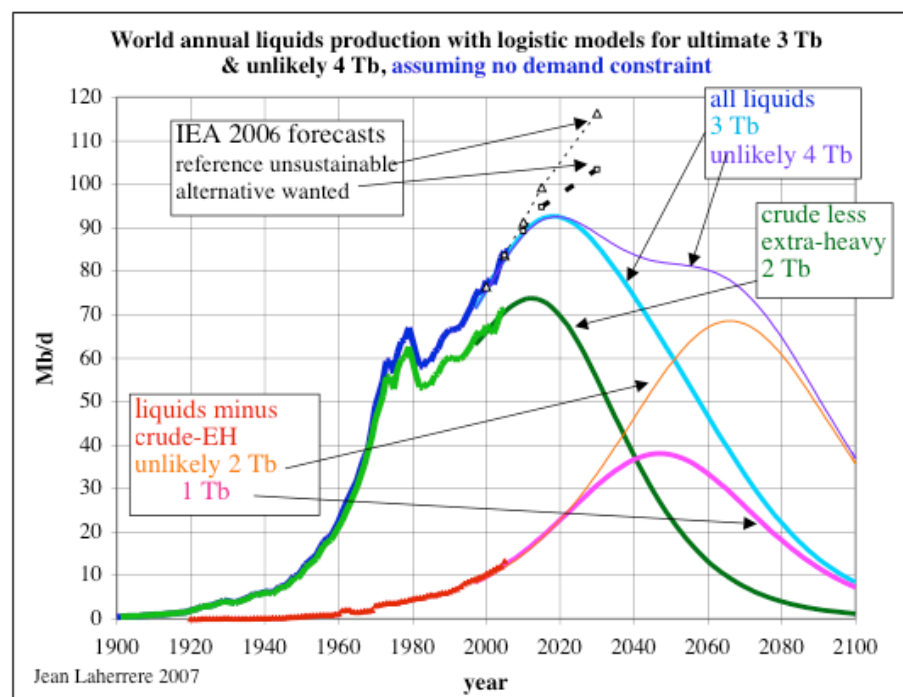
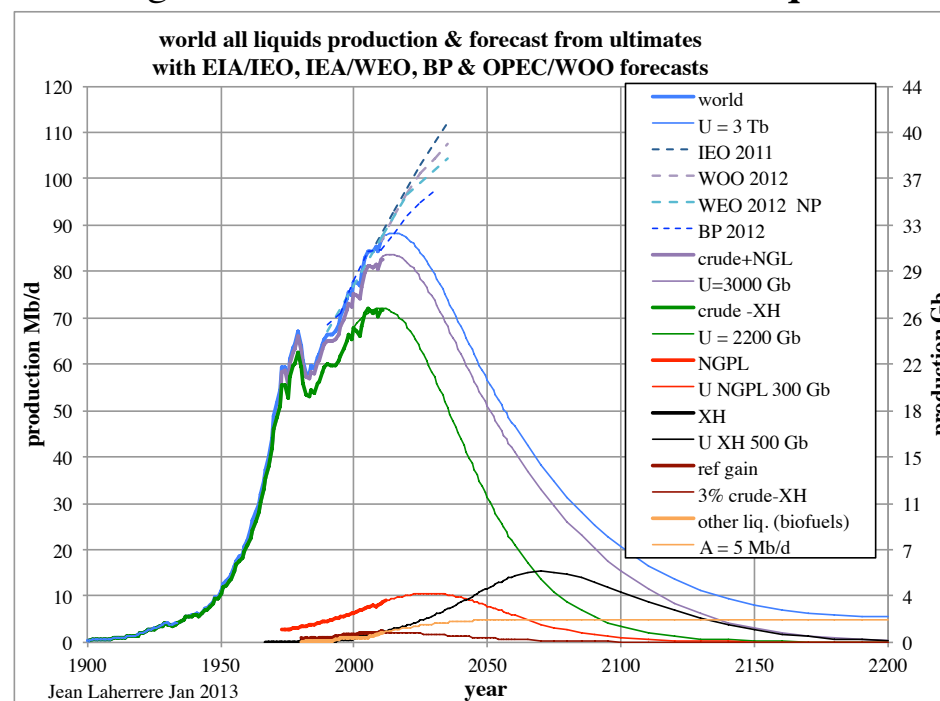


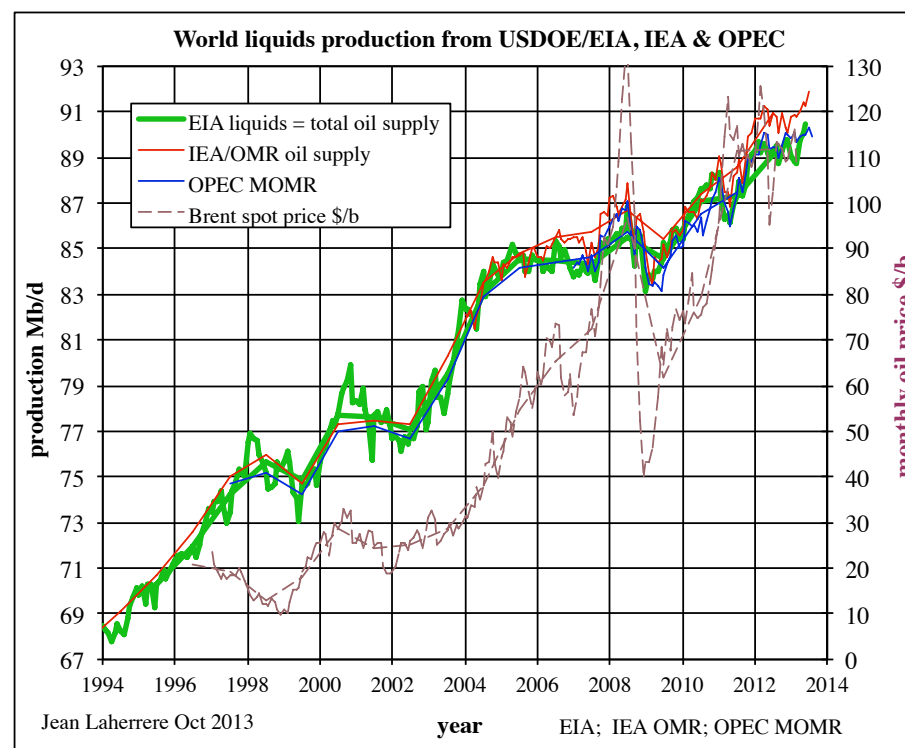
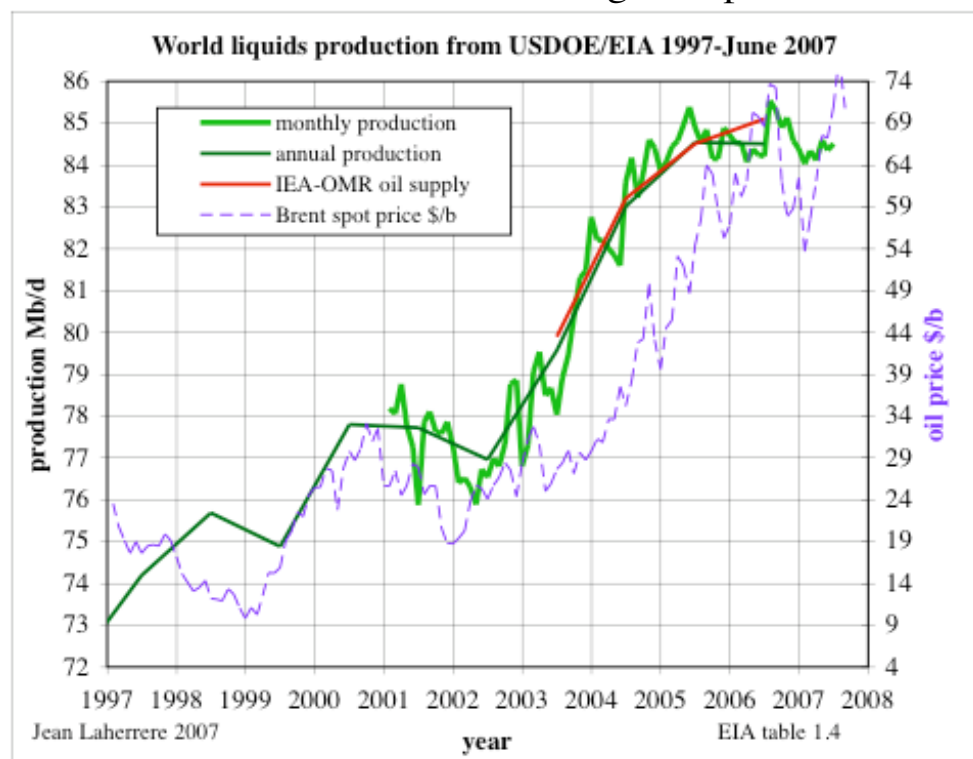
Figure 49a: Production mondiale des *liquides*



L'ultime tous liquides est maintenant 3Tb pour le brut, extra-lourd et liquides de gaz naturel, mais il faut y ajouter les gains de raffinage (courbe marron) et les biofuels (courbe orange sans pic, mais asymptote). Cette nouvelle version est en fait plus pessimiste que celle de 2007 !

Figure 51: production mondiale de tous liquides d'après USDOE/EIA 1997-juin 2007

Fig 51a: production mondiale de tous liquides d'après USDOE/EIA 1994-2013



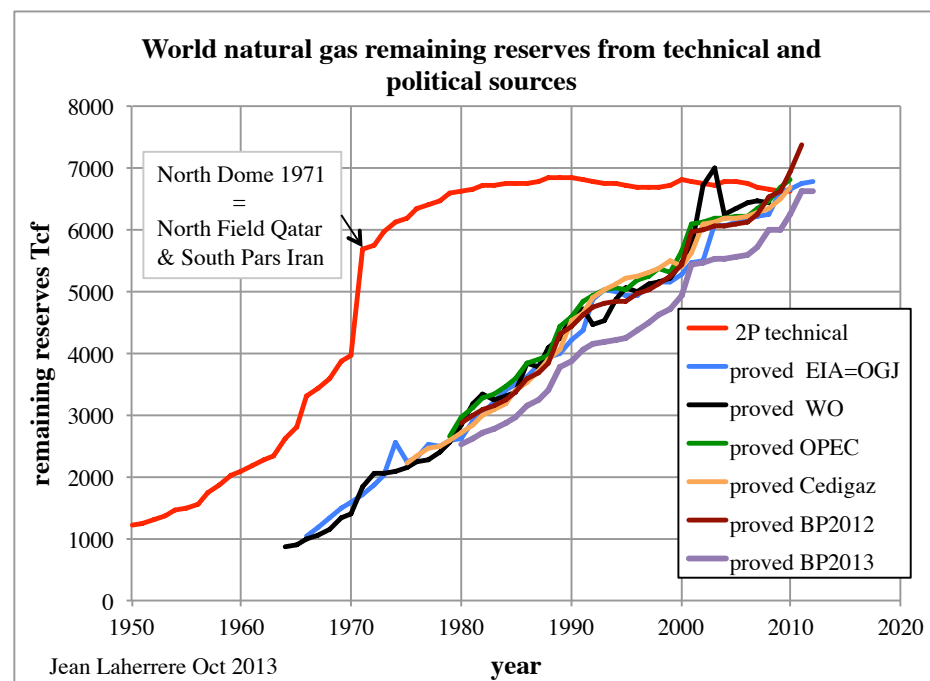
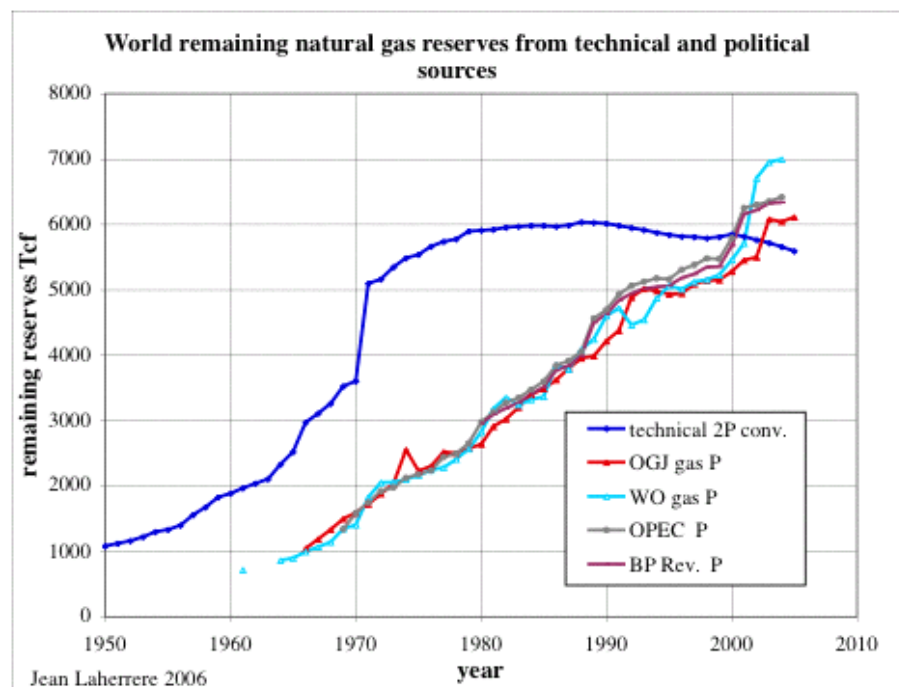
Le nouveau graphique montre un plateau à 2 marches espacé de 4 Mb/d, mais la fourchette de variation entre les différentes sources est plus ou moins 2 Mb/d, soit un écart du même ordre.

-Gaz

Comme pour le pétrole les réserves restantes de gaz naturel décroissent depuis 1990 pour les données techniques, mais augmentent depuis 1960 pour les données politiques dites prouvées.

Figure 55: réserves mondiales restantes de gaz d'après les sources

Fig 55a: réserves mondiales restantes de gaz



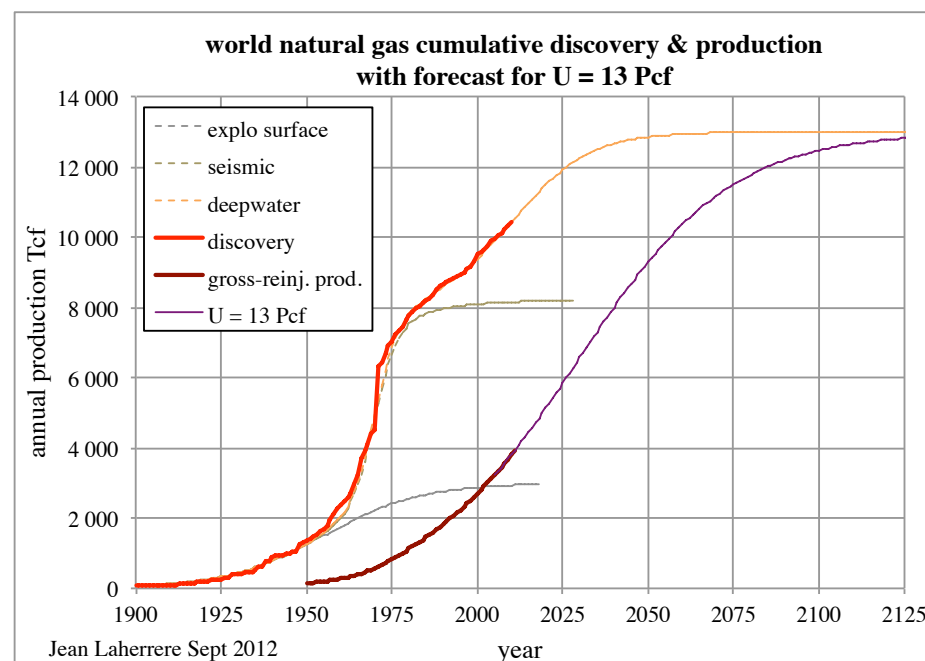
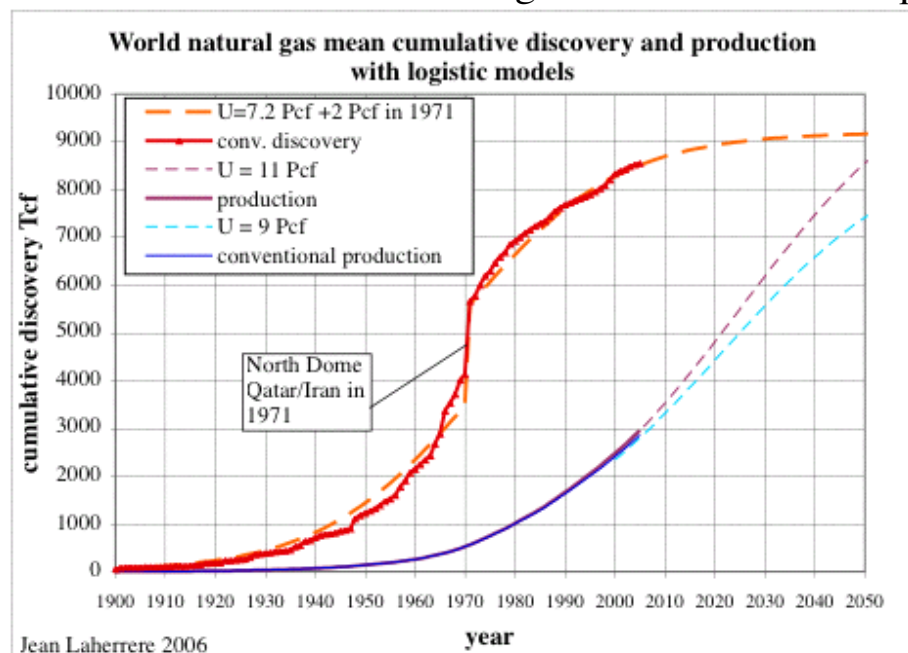
Les réserves techniques 2P restantes de gaz en 2013 (courbe rouge) plafonnent depuis 1980, mais sont supérieures à celles de 2007. Les réserves 1P qui augmentent depuis 1965 (début de leur publication) sont assez groupées sauf les derniers chiffres de BP 2013 qui vient de découvrir que les chiffres des anciennes républiques soviétiques, utilisant la classification ABCI, étaient surestimés.

Ceci est connu depuis, 1993 avec le papier de Khalimov qui avait présenté cette classification en 1979.

BP vient de changer de comportement après le rachat de TNK-BP par Rosneft !

Figure 56: Découvertes mondiales cumulées de gaz et production avec modèles logistiques

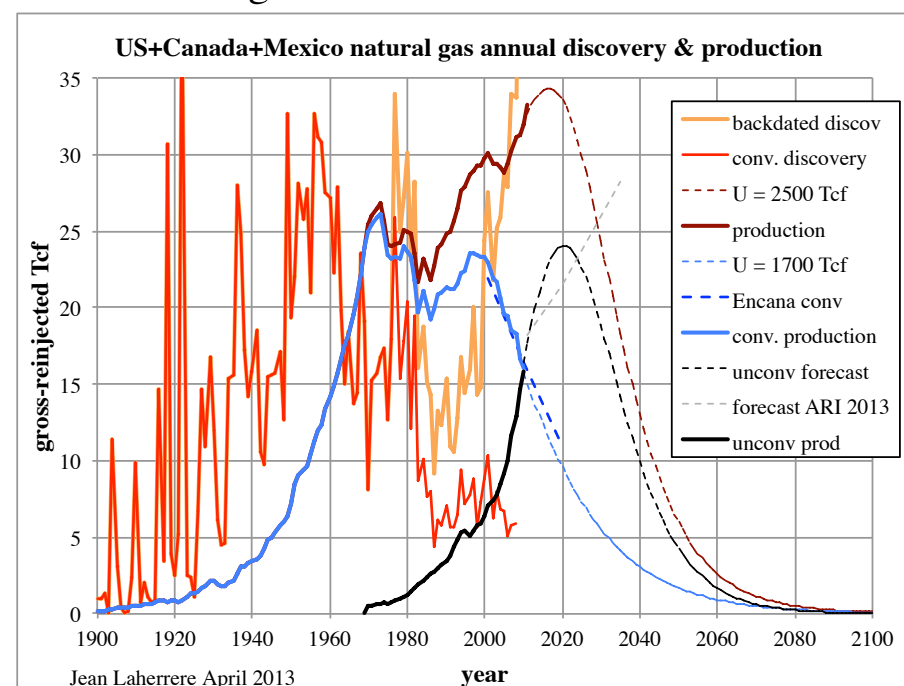
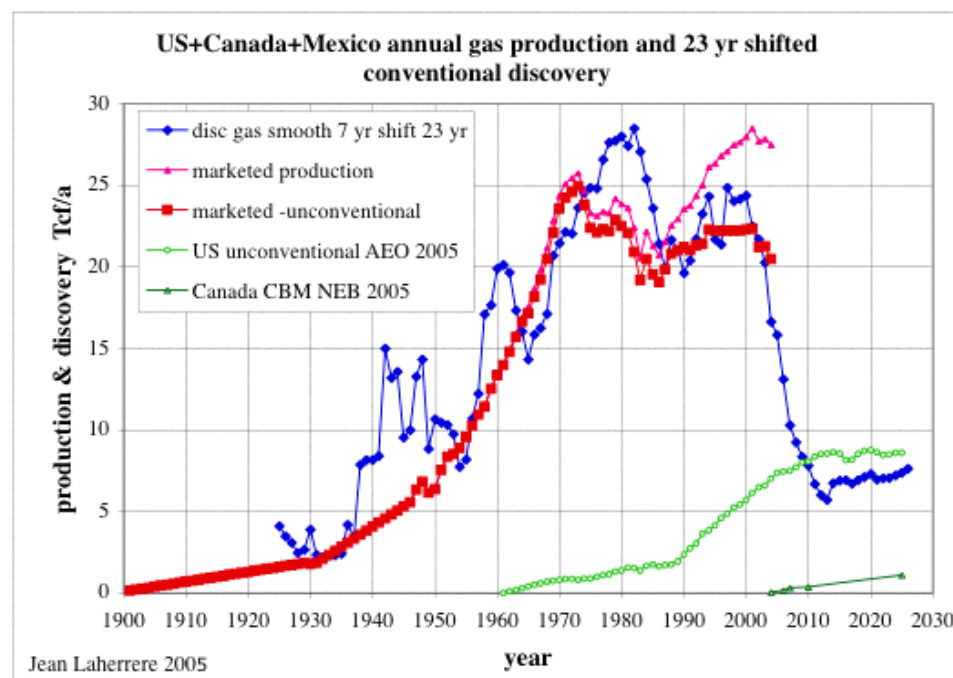
Fig 56a: Découvertes & production mondiales cumulées avec un ultime de 13 Pcf



Comme le gaz coûte 10 fois plus cher à transporter que le pétrole, il y a 4 marches de gaz: Amérique du Nord, Europe et Asie Pacifique, et Amérique du Sud.

Figure 57: US + Canada + Mexico: production de gaz conventionnel et découverte décalée de 23 ans

Fig 57a: modèle U = 2500 Tcf



Le déclin du gaz conventionnel est confirmé et le pic du non conventionnel serait vers 2020.

La pénurie du gaz va se produire en Amérique du Nord plus tôt que celle du pétrole

J'avais tort de parler de pénurie proche de gaz, le shale gas a fait écrouler le prix du gaz aux US, changeant l'économie du charbon dans le monde et on parle d'exporter du shale gas US liquéfié (GDP Suez est partenaire (17%) du projet Cameron = 10 G€). Ces projets de liquéfaction US (une vingtaine représentant 180 Mt alors que le total mondial actuel est de 250 Mt) semblent irréalistes, seulement un petit nombre sera retenu (seulement 2 approuvés à ce jour) et leur futur me semble bien incertain après 2020 !

Figure 58: production de gaz US et nombre de puits de gaz producteurs

Fig 58a: 1936-2012

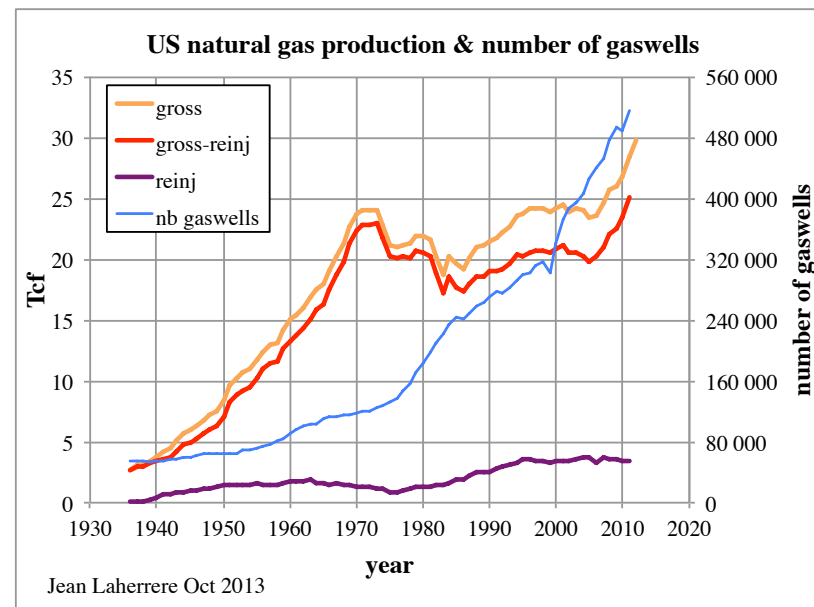
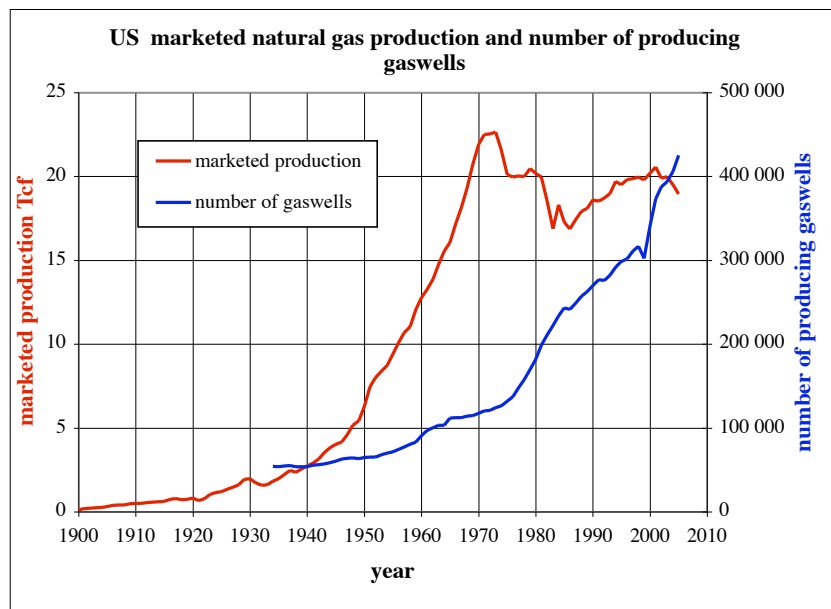


Fig 58b: US gaz conv & non-conv

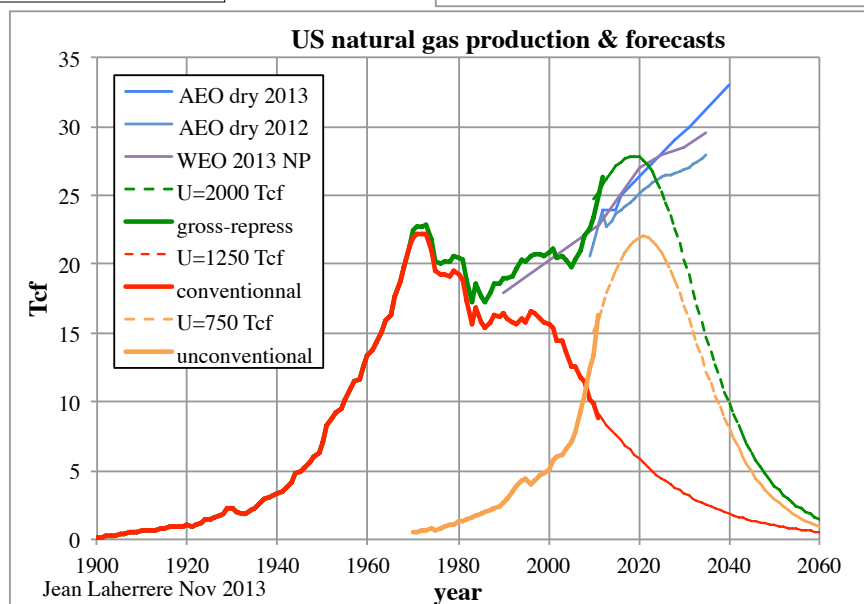


Fig 58c: US prévisions shale gas EIA

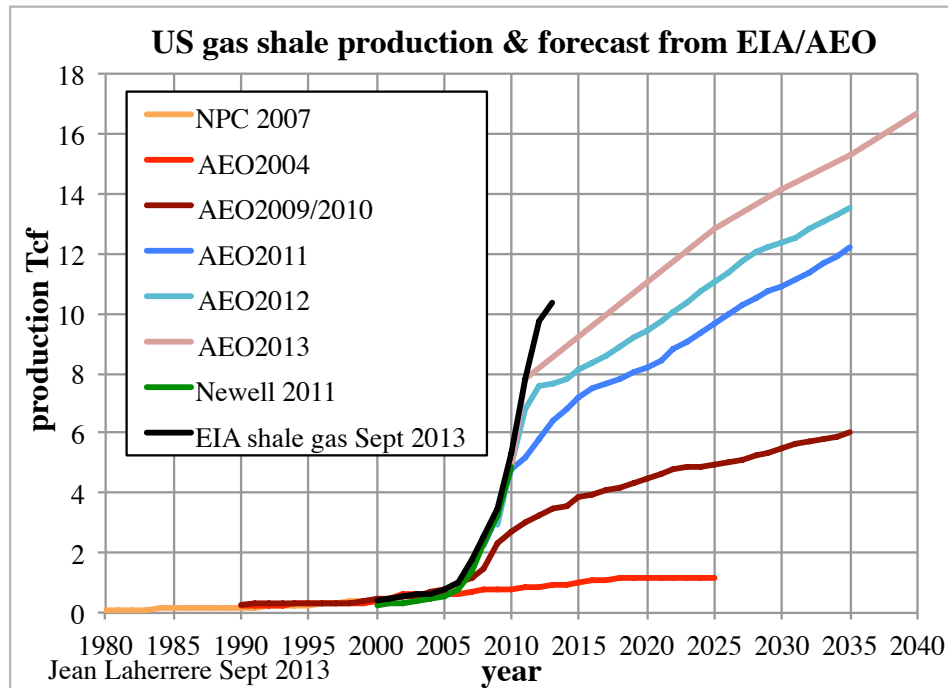
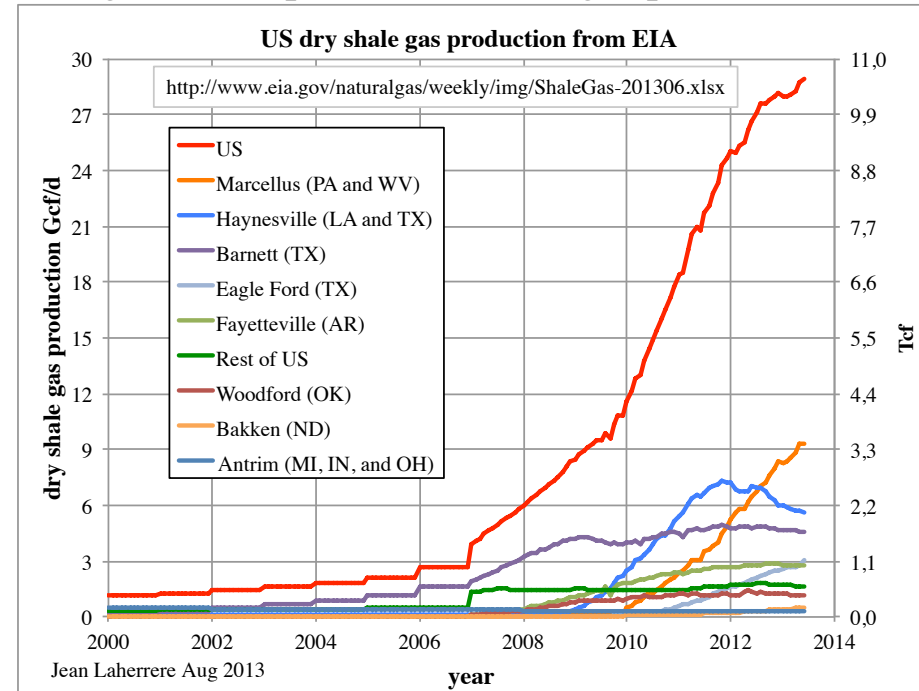


Fig 58d: US production shale gas par formation



L'EIA est trop pessimiste sur le court terme et trop optimiste sur le long terme

Seules les productions de l'Eagle Ford et le Marcellus en augmentation.

Le nombre d'appareils de forage pour le gaz s'est écroulé avec l'écroulement du prix du gaz.

Ce prix très bas du gaz provient de la compétition entre promoteurs (comme en 1931 avec la production de pétrole du champ East Texas) et le manque de gazoduc au bon endroit

Fig 58e: US: nombre d'appareils forage gaz et prix du gaz

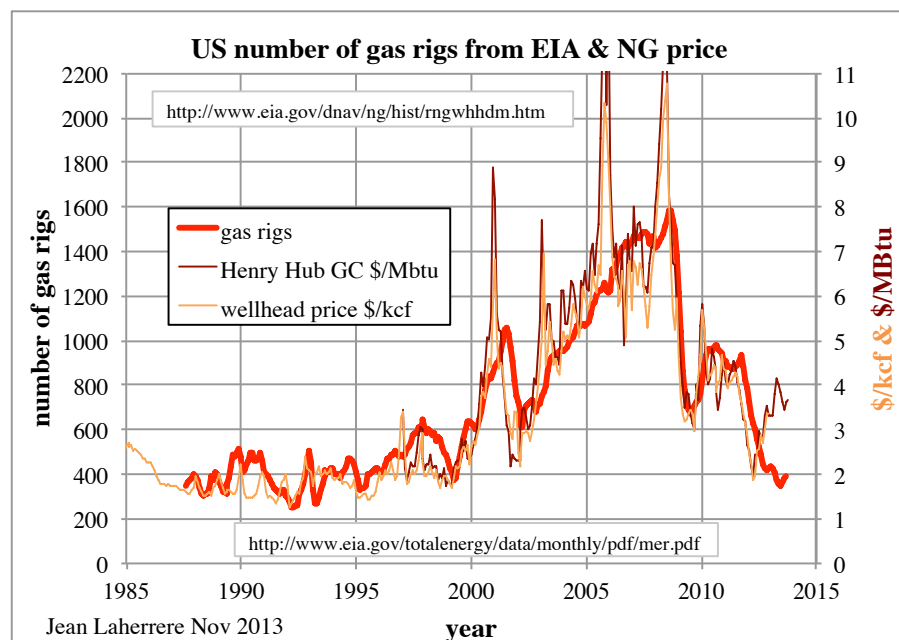
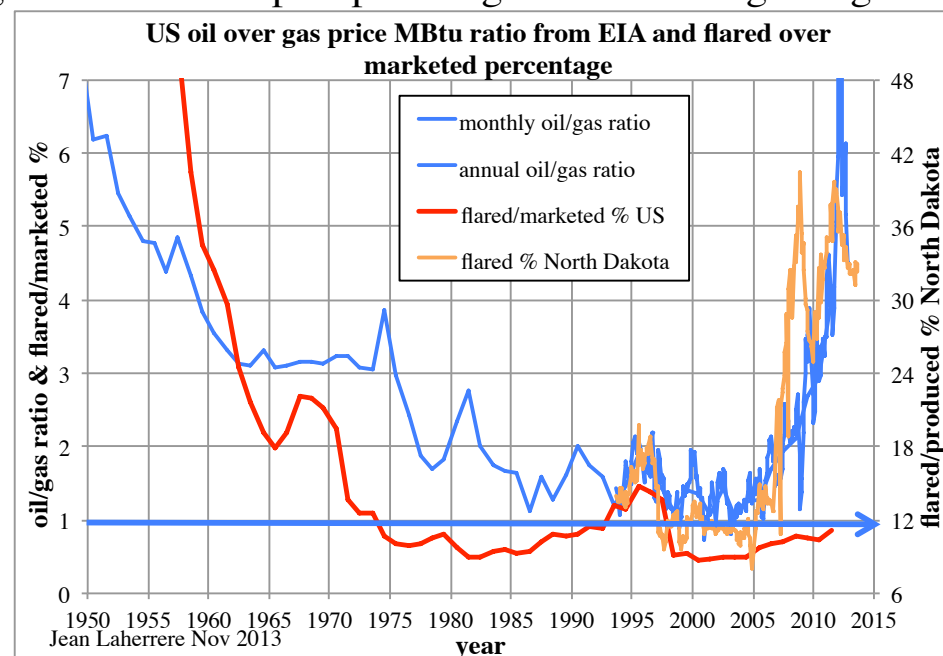


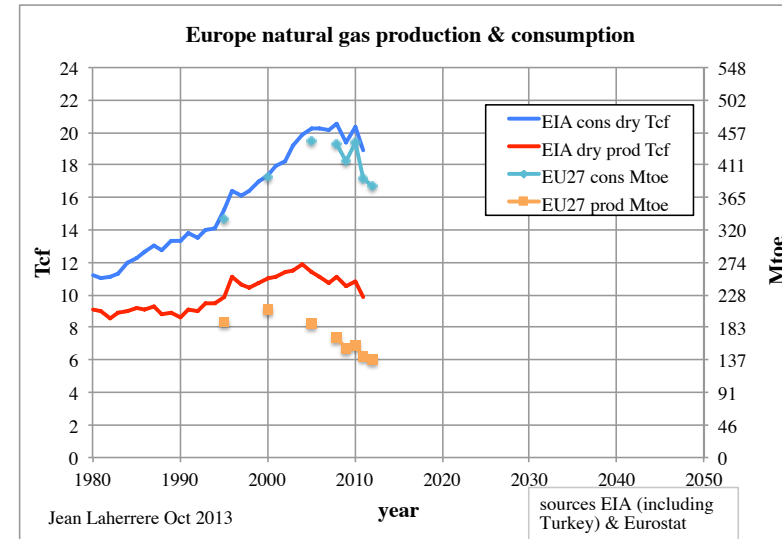
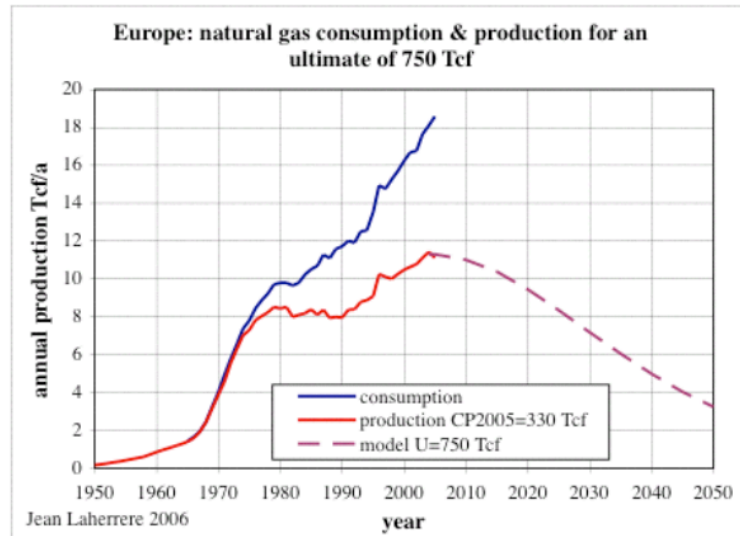
Fig 58f: US : ratio prix pétrole/gaz et % torchage du gaz



Le shale gas US a toutes les chances d'être une bulle qui va disparaître dans quelques années et les rêves d'exportation en gros volume du liquéfié bon marché. Le pire est que ce rêve de gaz US bon marché en grand volume a modifié l'économie mondiale, faisant baisser le prix du charbon, arrêtant les projets tel que Shtokman. Le réveil va être pénible, car les espoirs de shale gas hors de l'Amérique du nord ont du mal à se concrétiser. Le code minier hors les US doit être changé pour associer les propriétaires du sol et les collectivités locales à la production, alors qu'ils n'ont que les inconvénients

Figure 59: Europe: consommation de gaz & production (U= 750 Tcf) 1930-2050

Fig 59a: Europe: consommation de gaz & production



La définition d'Europe varie avec les sources (EIA inclut la Turquie) : les comparaisons sont difficiles !
 Werner Zittel (The Energy Watch Group Germany) <http://fr.slideshare.net/gdecock/zittel-shale-gaseuropeanperspective14may20132>

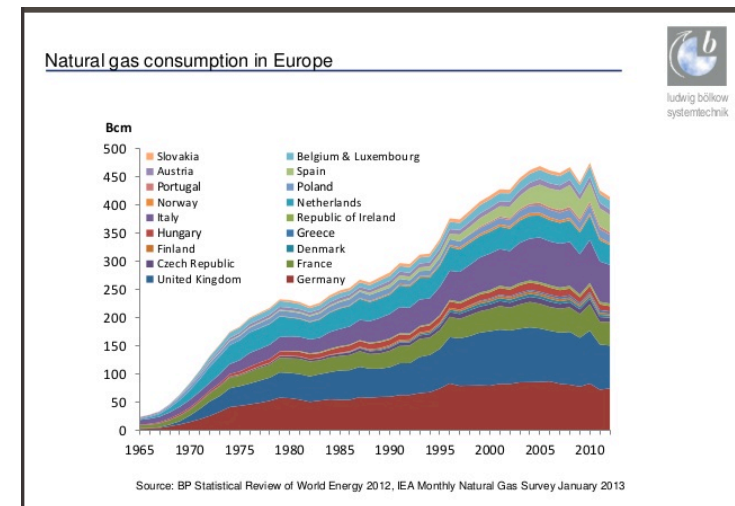
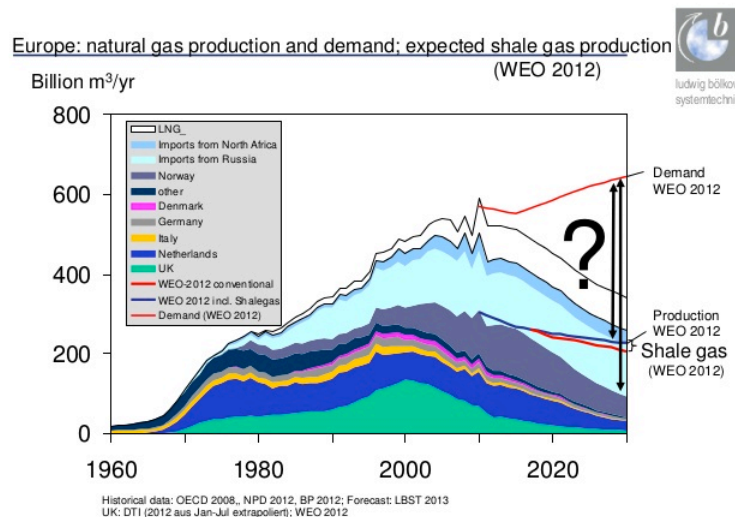
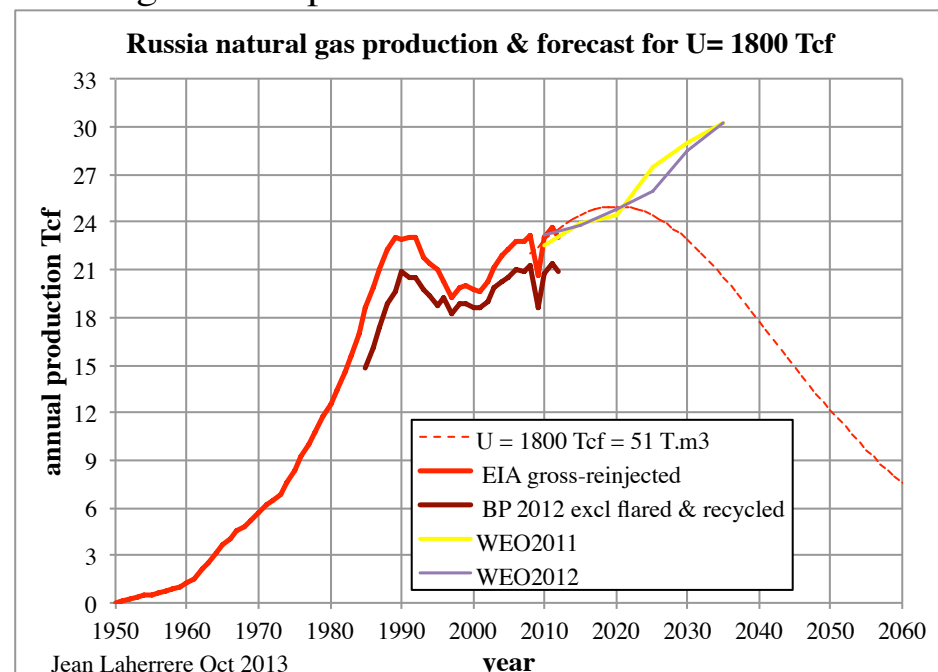
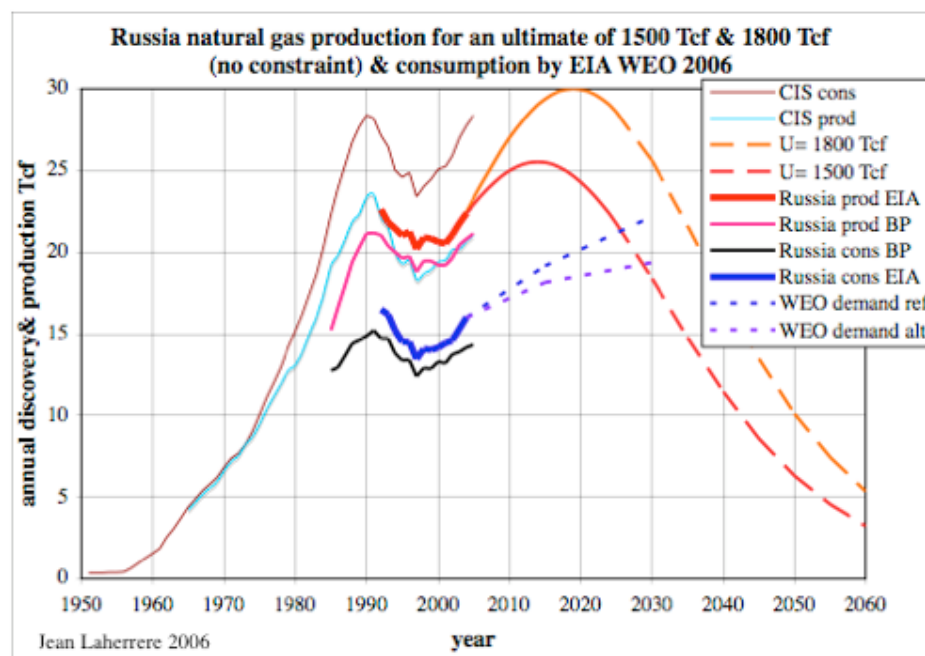


Fig 59b & c Zittel

Figure 60: production russe de gaz pour un ultime 1500-1800 Tcf (sans contrainte) et consommation par EIA

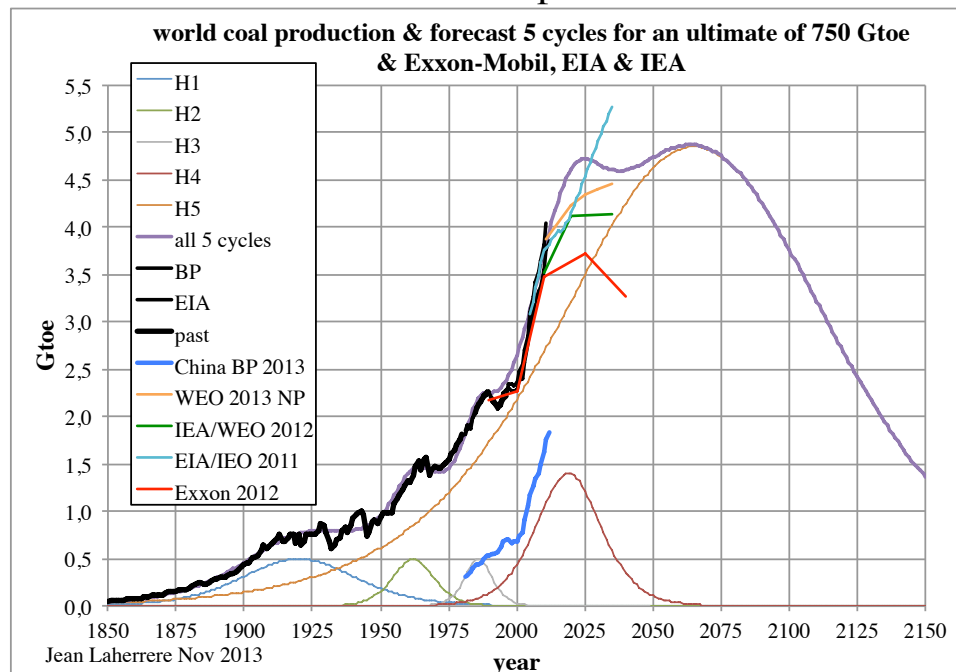
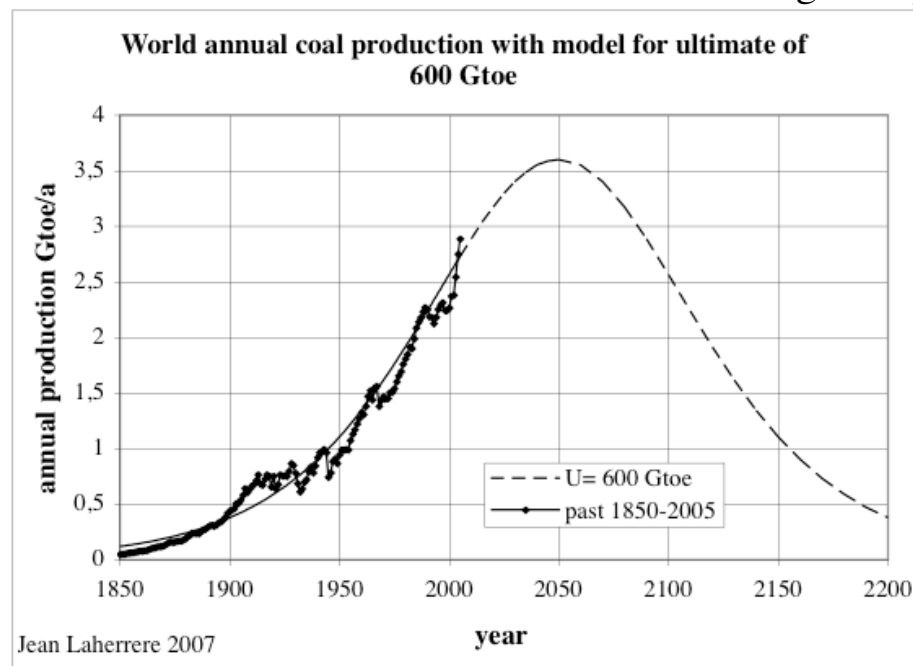
Figure 60a: production russe ultime 1800 Tcf



Ma prévision actuelle pour la production de gaz russe est un pic en 2020 à 25 Tcf pour un ultime de 1800 Tcf, alors que ma prévision 2007 était pour un pic plus haut (sans contrainte à 30 Tcf) mais avec déclin plus rapide. La prévision AIE/WEO 2012 est pour 30 Tcf en 2035 !

Figure 64: production annuelle de charbon pour un ultime de 600 Gtep 1850-2200

Fig 64a: production annuelle de charbon pour un ultime de 750 Gtep



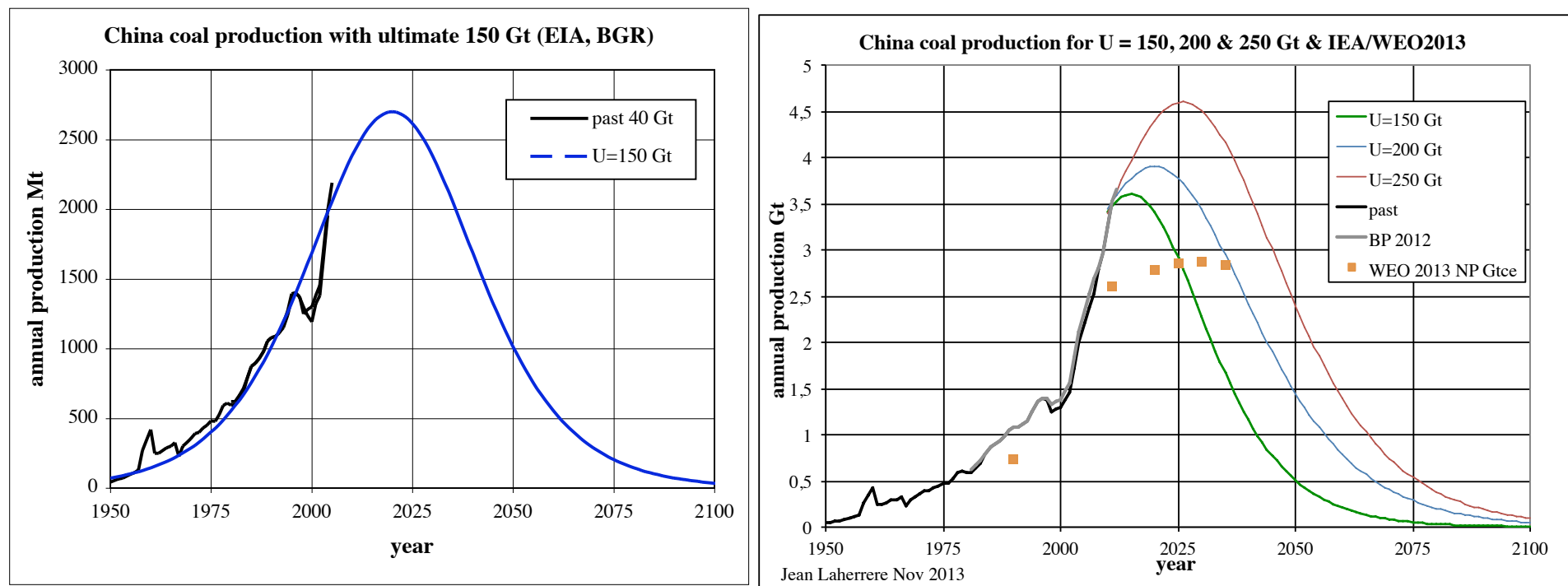
La prévision 2007 de la production mondiale de charbon avec un ultime de 600 Gtep a été anéantie par la croissance spectaculaire et imprévue du charbon chinois.

Le pic est maintenant prévu pour un ultime de 750 Gtep comme un plateau de 2025 à 2060 vers 4,8 Gtep/a (contre 3,5 Gtep en 2007)

Tous les produits chinois vendus dans le monde entier sont fabriqués en majorité avec des centrales à charbon!

Figure 66: production de charbon en Chine pour un ultime de 150 Gtep 1950-2100

Fig 66a: production de charbon en Chine pour des ultimes de 150, 200 & 250 Gtep



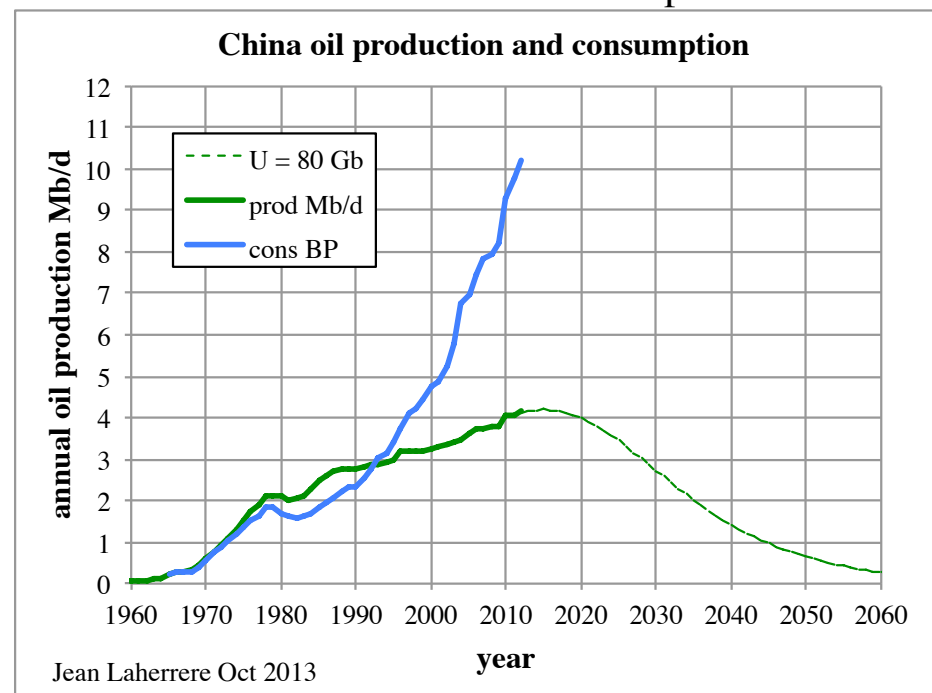
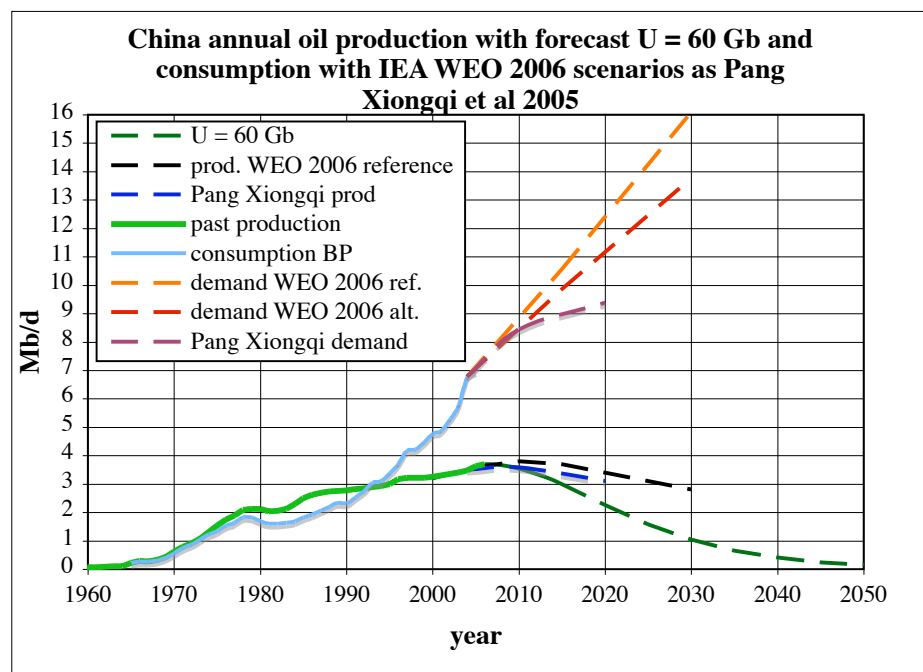
Le pic du charbon chinois était prévu à 2,7 Gt en 2007 (ultime 150 Gt) et maintenant entre 3,5 et 4,5 Gt suivant les ultimes entre 150 et 250 Gt.

Mais la pollution de l'air en Chine à partir des centrales à charbon est telle que la Chine doit en arrêter définitivement un certain nombre (comme provisoirement pour les Jeux Olympiques) près des villes, alors que le nombre a augmenté fortement dans la dernière décennie.

Le Asiatic Brown Cloud couvre la Chine et l'Inde et devient comme le smog à Londres : insupportable ! La contribution des nombreux véhicules est aussi importante et la solution très difficile mais inévitable !

Figure 67: production et consommation annuelle de pétrole en Chine d'après Pang Xiongqi 2005

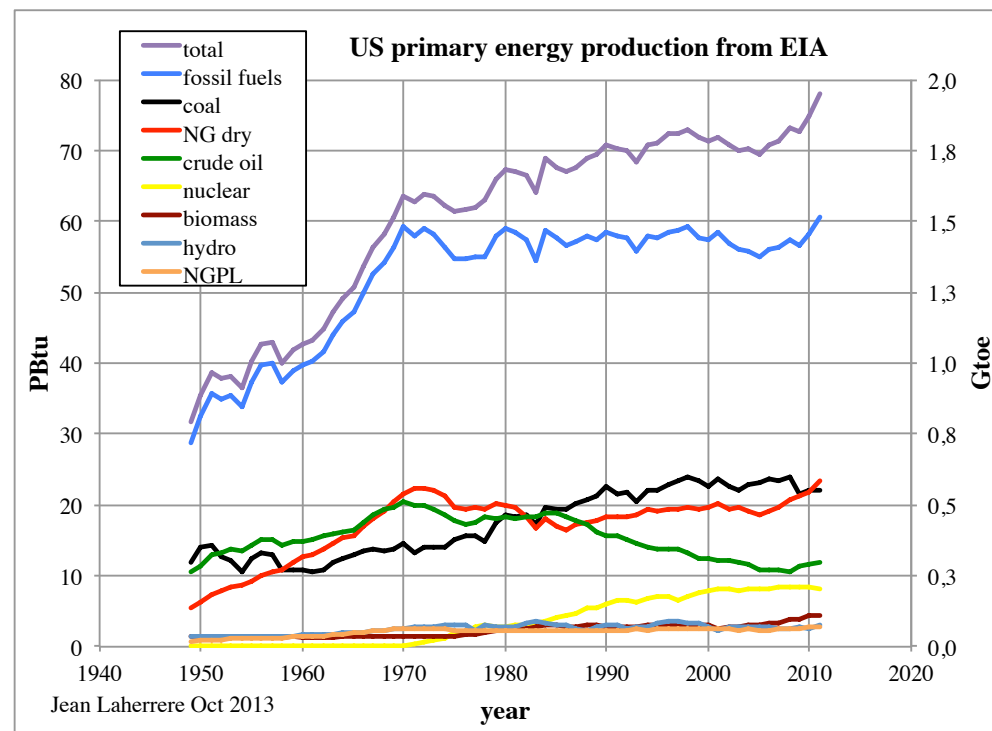
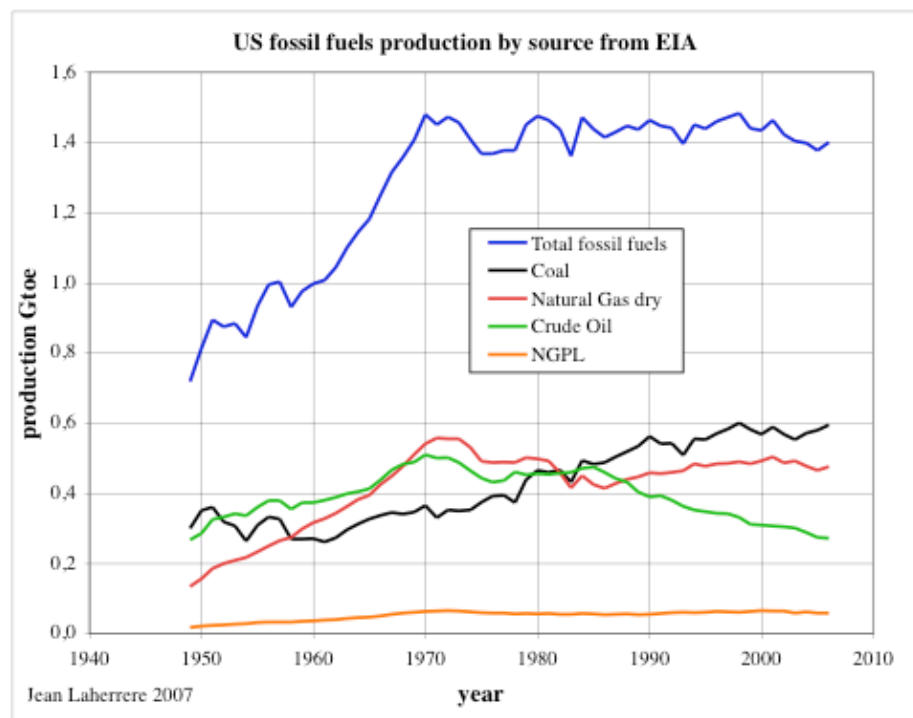
Fig 67a: production et consommation annuelle de pétrole en Chine



La consommation de pétrole qui était de 7 Mb/d en 2007 est passé à >10 Mb/d en 2012, alors que la production est proche du pic vers 4 Mb/d jusqu'en 2020 de déclin ensuite

Figure 69: production de combustibles fossiles aux US d'après USDOE/EIA 1949-2006

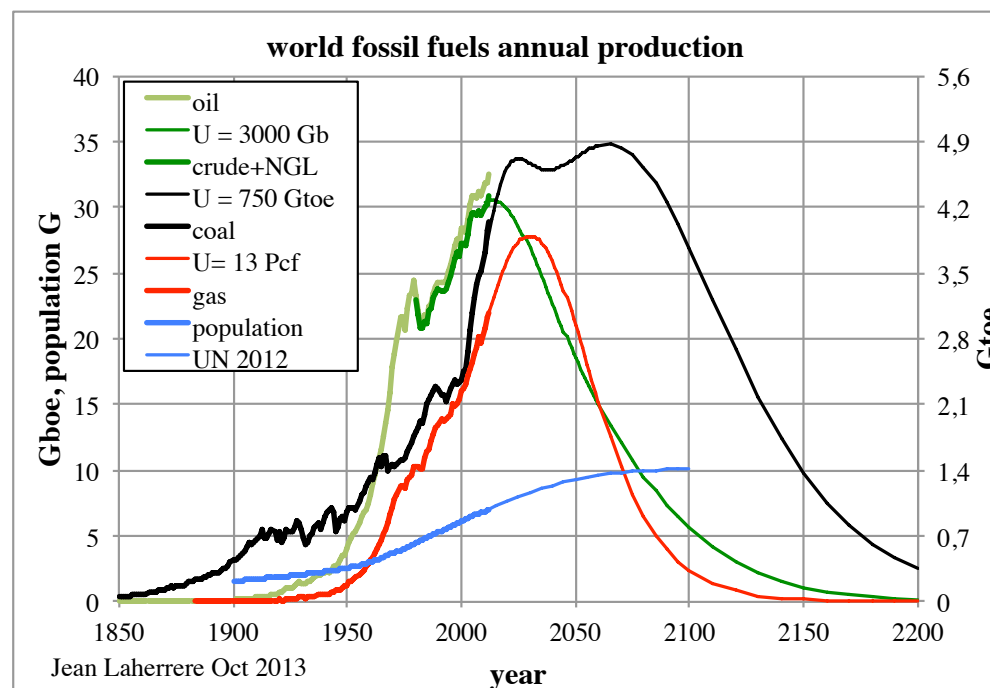
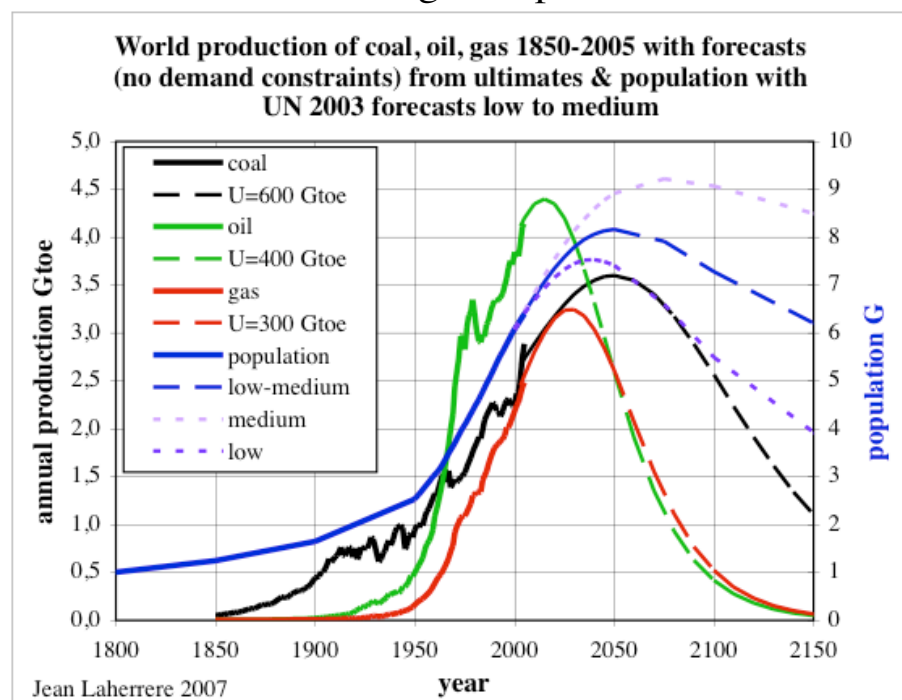
Fig 69a: production de combustibles fossiles aux US 1949-2011



La production US de combustibles fossiles (courbe bleue) est sur un plateau depuis 1970 autour de 1,5 Gtep

Figure 70: production mondiale annuelle de **pétrole, gaz et charbon** et population 1800-2150

Fig 70a: production mondiale annuelle **pétrole, gaz et charbon** & population 1850-2200



Pic du pétrole vers 2015, du gaz vers 2025, du charbon vers 2050 comme la population.

Le pic est toujours 2015 pour le pétrole, 2025 pour le gaz mais le charbon aurait un plateau 2020-2060 et le grand changement est le pic de la population en 2100 !

Mais les prévisions récentes de l'AIE avec WEO2013 place le charbon derrière le pétrole en 2026 et prévoit un prix bas du gaz aux US jusqu'en 2035, alors que, dans le passé la fourchette était bien moindre

Fig 70b: AIE/WEO2013 énergie primaire par combustibles Fig 70c: AIE/WEO2013 prix du gaz

Figure 2.5 ▶ World primary energy demand by fuel in the New Policies Scenario

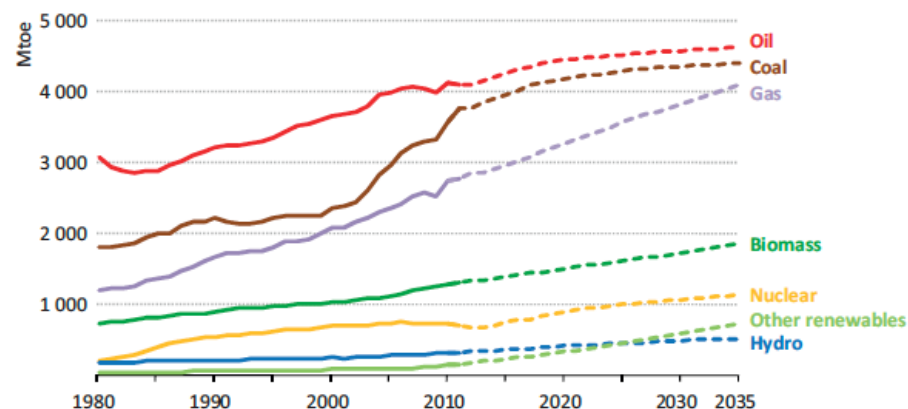


Figure 1.3 ▶ Natural gas prices by region in the New Policies Scenario

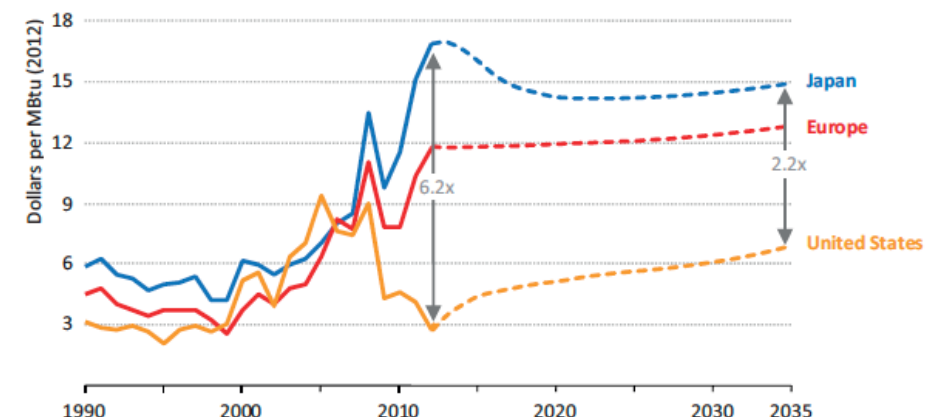


Figure 71: consommation mondiale annuelle combustibles fossiles par habitant

Fig 71a: consommation mondiale annuelle combustibles fossiles par habitant

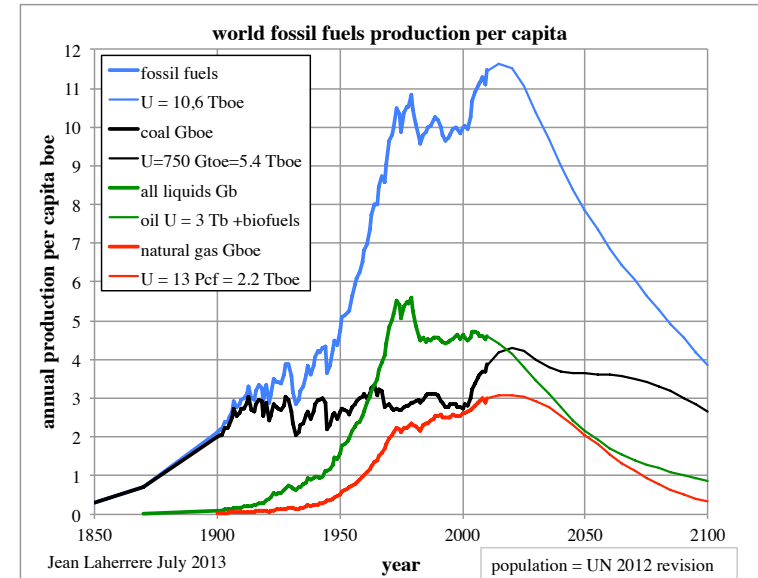
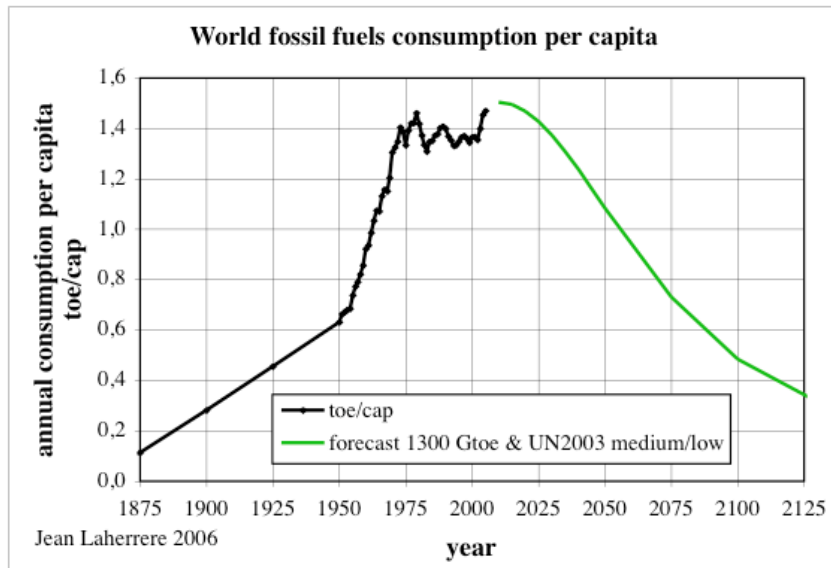


Fig 71b: production combustibles fossiles et population

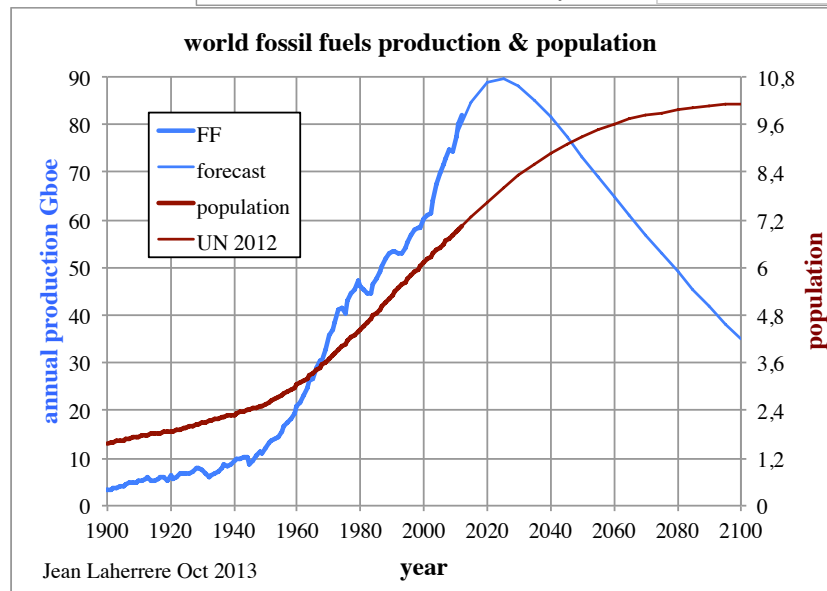
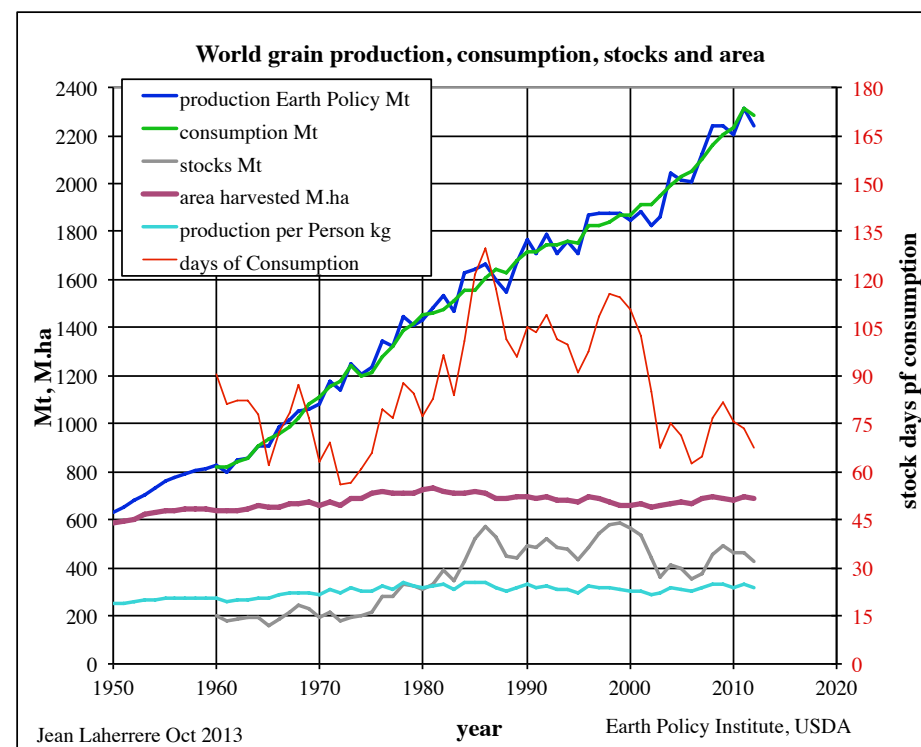
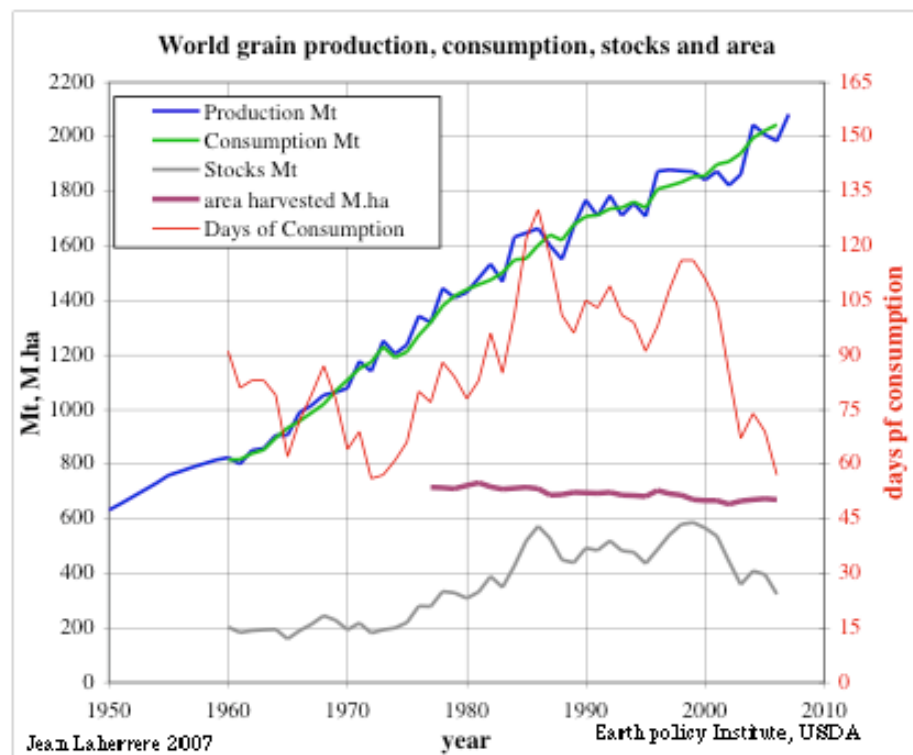


Figure 76: production mondiale de **céréales**, consommation, surface, stocks et jours de consommation

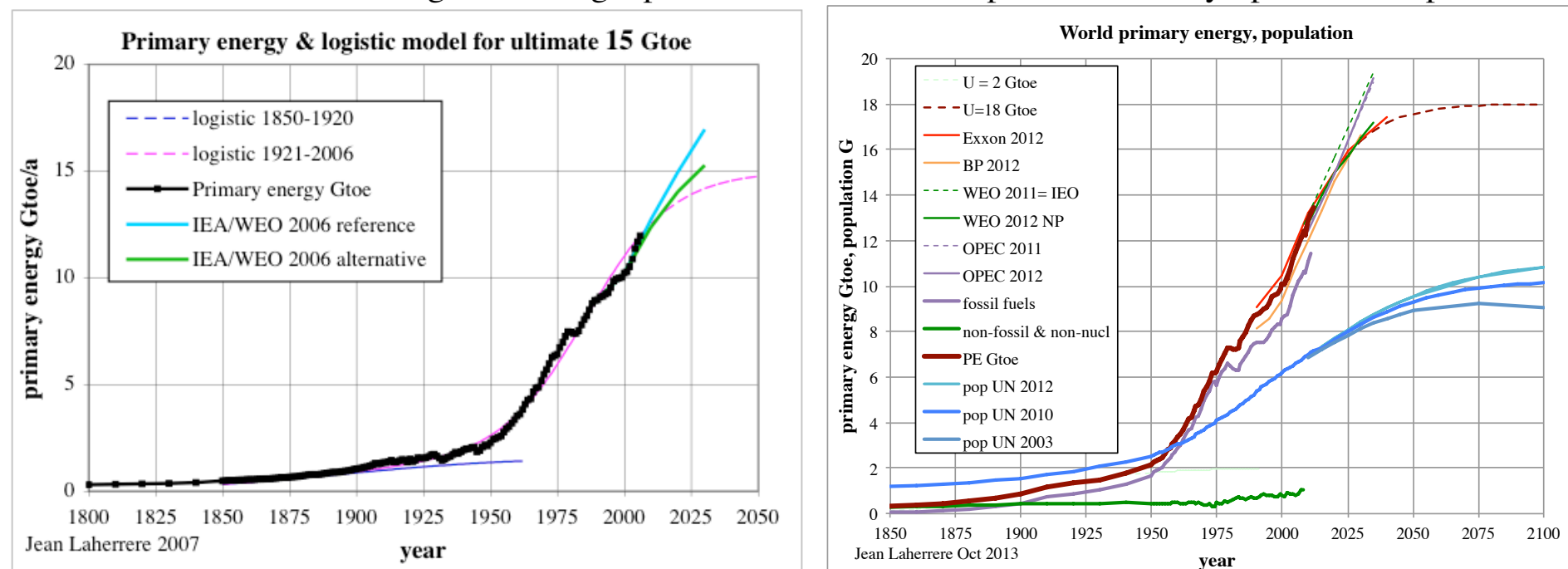
Fig 76a: production mondiale de **céréales**, consommation, surface, stocks et jours de consommation



La production de céréales et la consommation augmente, alors que la surface cultivée est plate depuis 1980, comme la production par personne. Mais les stocks en journée de consommation (70) en 2012 sont bien plus bas qu'en 1985 (120)!

Figure 83: *Energie primaire mondiale avec prévisions AIE 2006 et asymptote 15 Gtep 1800-2100*

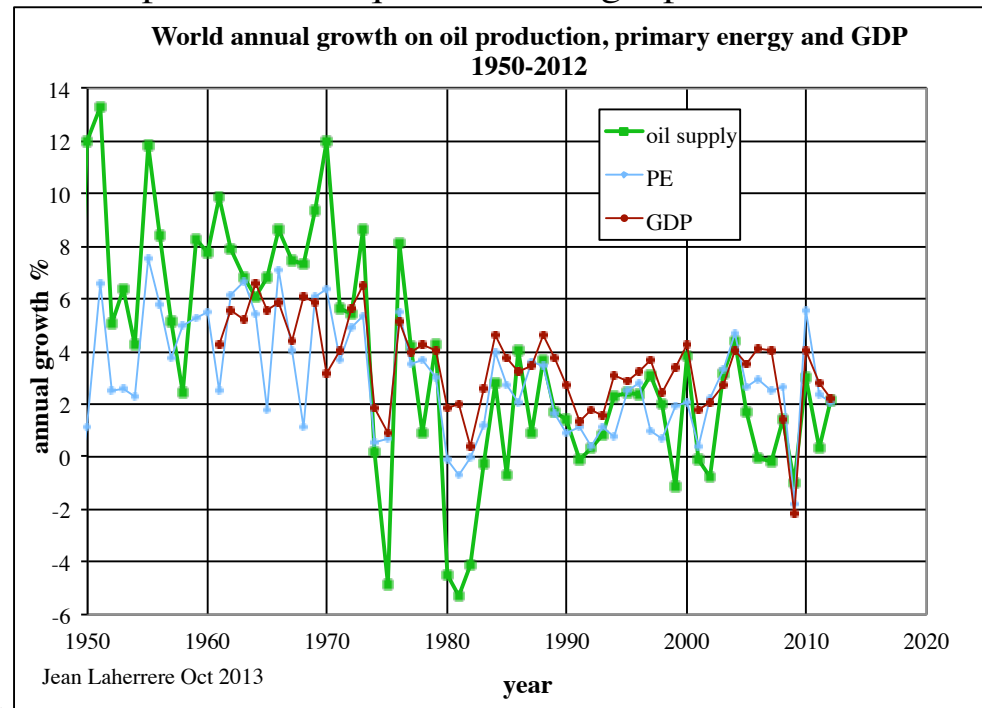
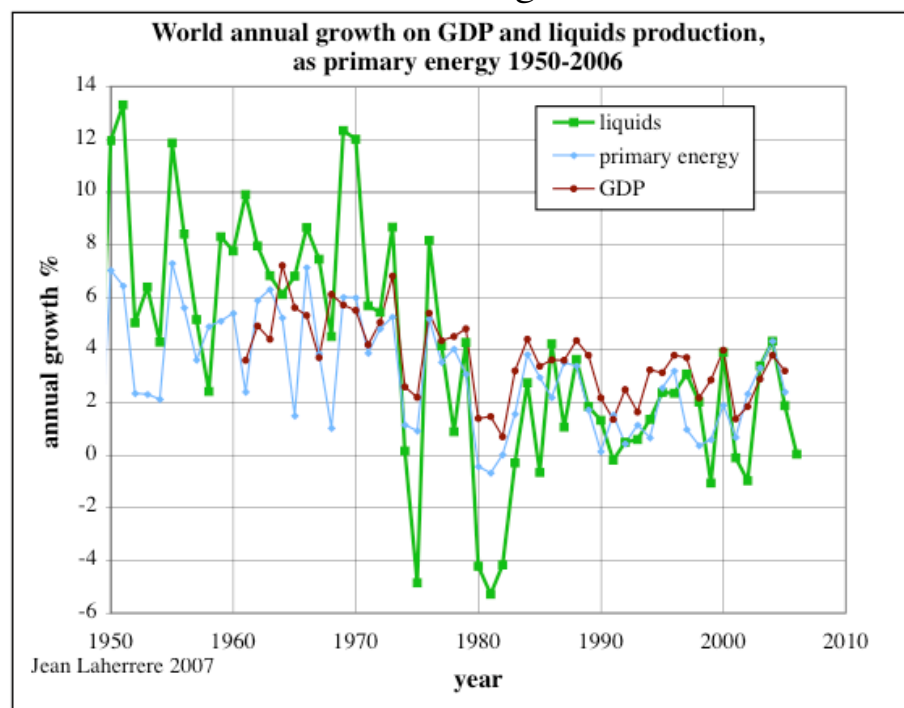
Fig 83a: Energie primaire mondiale avec prévisions et asymptote 18 Gtep 1800-2100



L'asymptote de l'énergie primaire était prise pour 15 Gtep en 2007, en 2013 elle est prise à 18 Gtep car les prévisions des NU pour la population mondiale est passée de 9 G pour la révision 2003 à 10,9 G pour la révision 2012. Cette prévision pour U=18 Gtep est en accord en 2025 avec les prévisions ExxonMobil 2012

Figure 85: croissance annuelle PIB, production liquides & énergie primaire 1950-2006

Fig 85a: croissance annuelle PIB, production liquides & énergie primaire 1950-2012



Il y a une certaine corrélation entre le PIB et l'énergie primaire. Alors qu'autrefois le PIB était supposé basé uniquement sur le travail et la finance, maintenant il est reconnu (Kummel, Ayres) que le PIB dépend à 50% de l'énergie. Mais le PIB est manipulé (comme l'inflation). En 1998 les US ont introduit un facteur hédonique sur les investissements informatiques, au 1^{er} Juillet 2013 ils ont augmenté le PIB US de 3% en considérant les dépenses artistiques comme des investissements ! La croissance US entre le PIB et l'énergie primaire est bonne de 1950 à 1990, moins après. Il y a une cassure entre production et consommation d'énergie en 1970 (pic de la production de pétrole US), en 1979 (choc pétrolier) et en 2008, alors que le PIB US ne montre que la crise de 2009. La diminution de la consommation d'énergie depuis 2010 ne se retrouve pas sur le PIB ! Le PIB est un mauvais indicateur et devrait être abandonné pour un meilleur !

Fig 85b: US: croissance PIB & énergie primaire

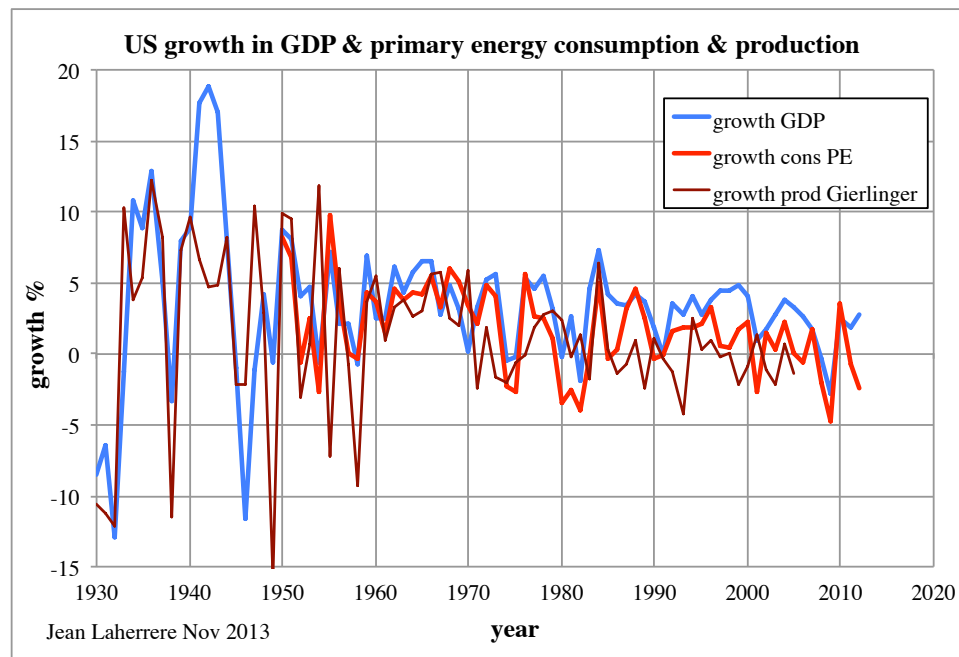
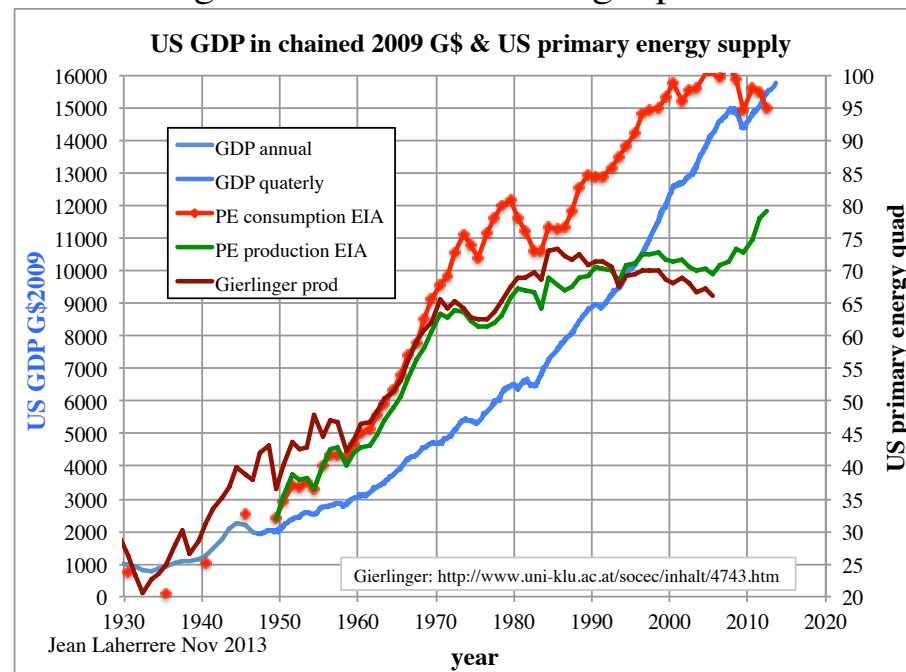
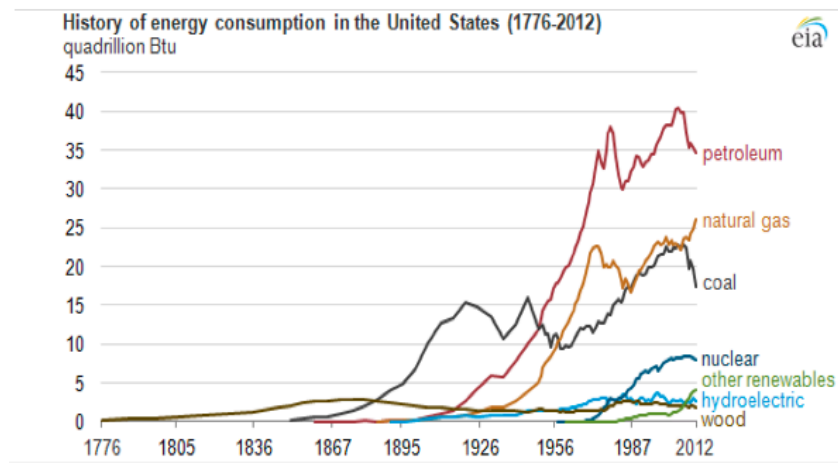


Fig 85c: US : PIB & énergie primaire



Energy sources have changed throughout the history of the United States ›



WEO2013

Figure 1.1 ▶ Primary energy demand and GDP

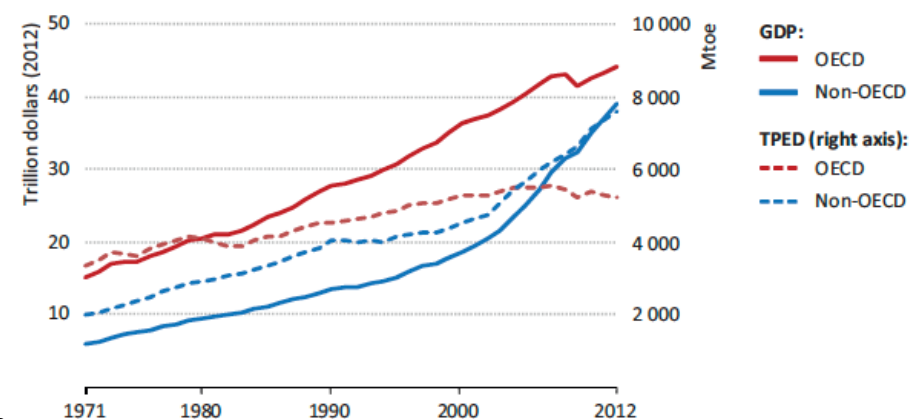


Figure 88: **France:** inflation et facture énergétique

Fig 88a: **France:** inflation et facture énergétique 1965-2012

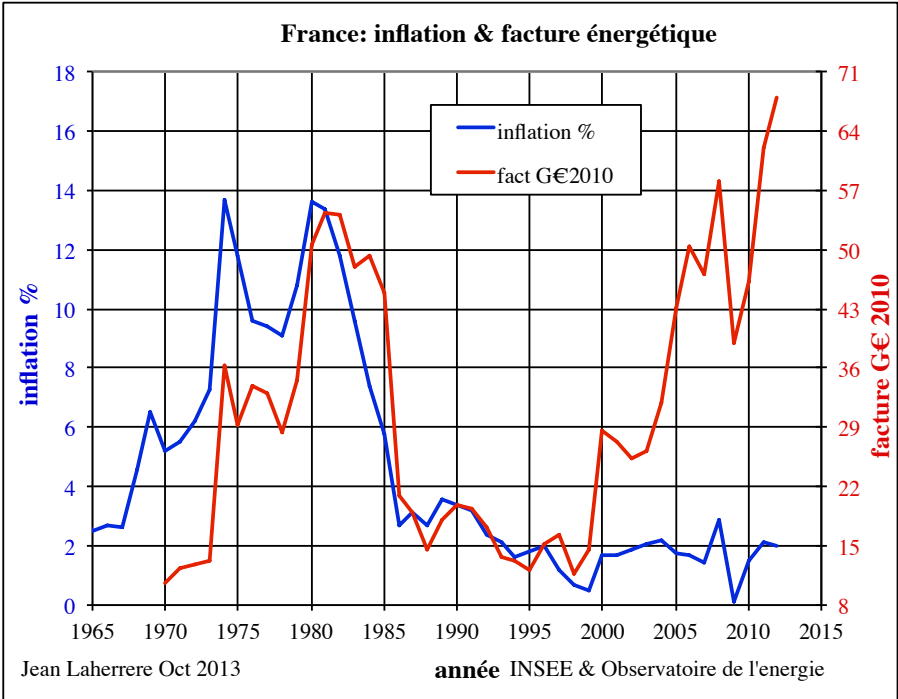
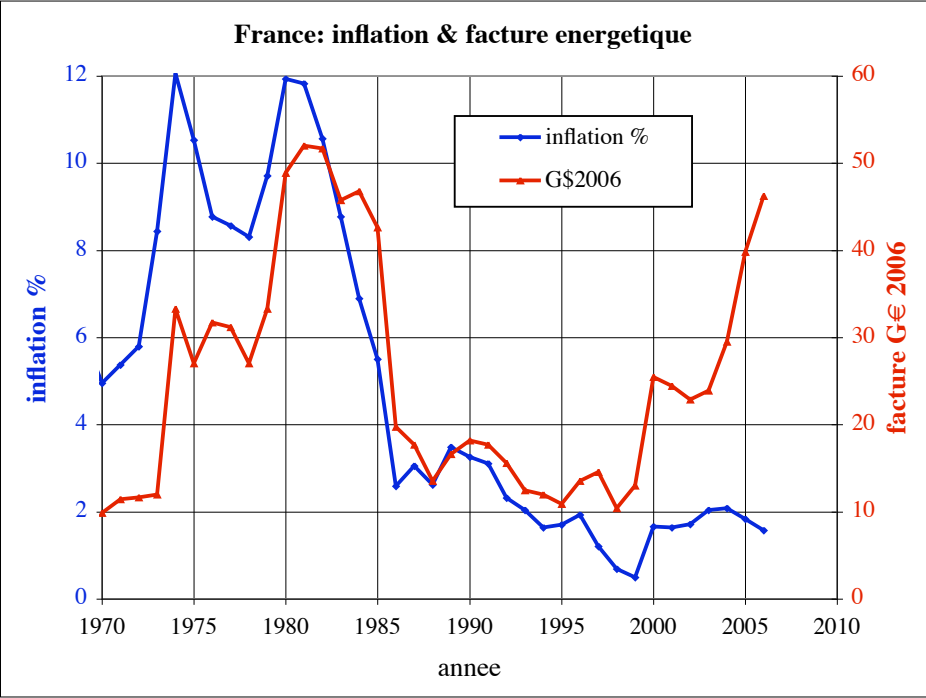
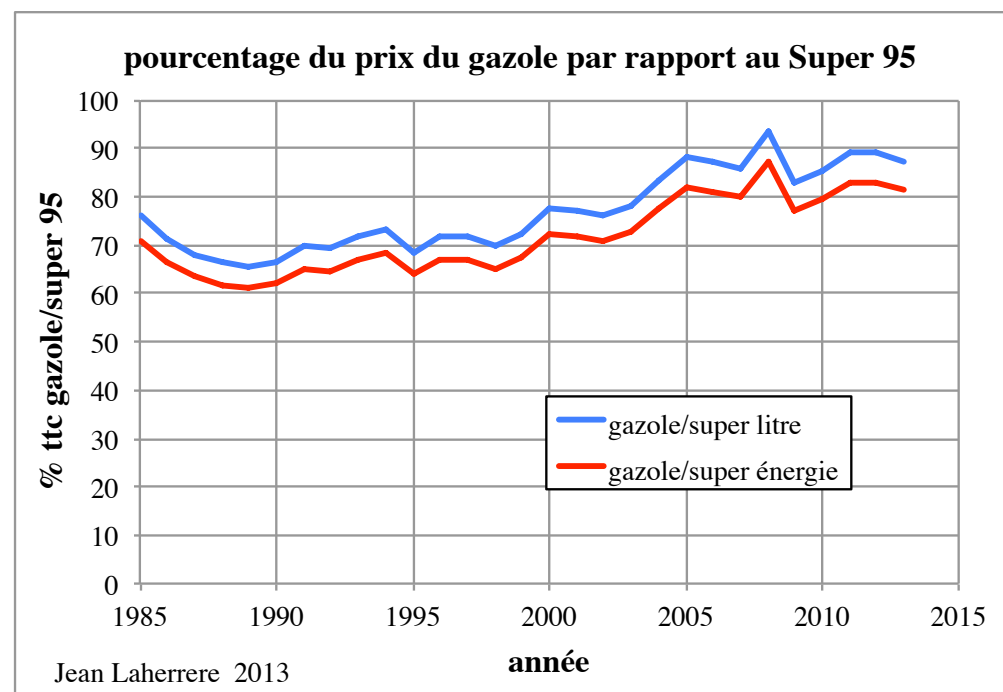
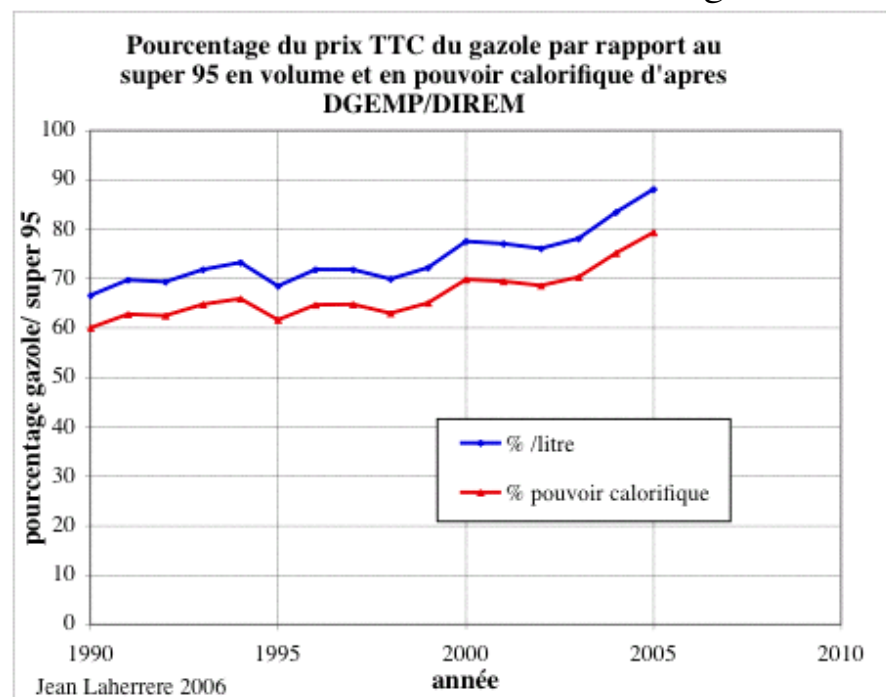


Figure 89: Pourcentage du prix du gazole par rapport au super 95 en volume et pouvoir calorifique

Fig 89a: Pourcentage du prix du gazole par rapport au super 95 1985-2013



En 1995 le Sénat avait demandé que le gazole soit taxé autant que l'essence alors qu'il était vendu en volume à 70% et en énergie à 65% du prix de l'essence et avait prédit que cela prendrait 10 ans. En 2008 le gazole était vendu 8% moins cher que l'essence en volume et 14% en énergie. Mais en 2013 l'écart est à nouveau agrandi 13% en volume et 19% en énergie. Cette niche fiscale a coûté 11 G€ en 2012 et cumulé depuis 1990 200 G€. Le pire est que cette inégalité fiscale n'est pas reconnue comme une niche fiscale et que les nanoparticules des véhicules diesel tuent des milliers de personnes en France et diminue l'espérance de vie des parisiens de 8 mois !

Fig 89b : France consommation super et gazole et perte fiscale

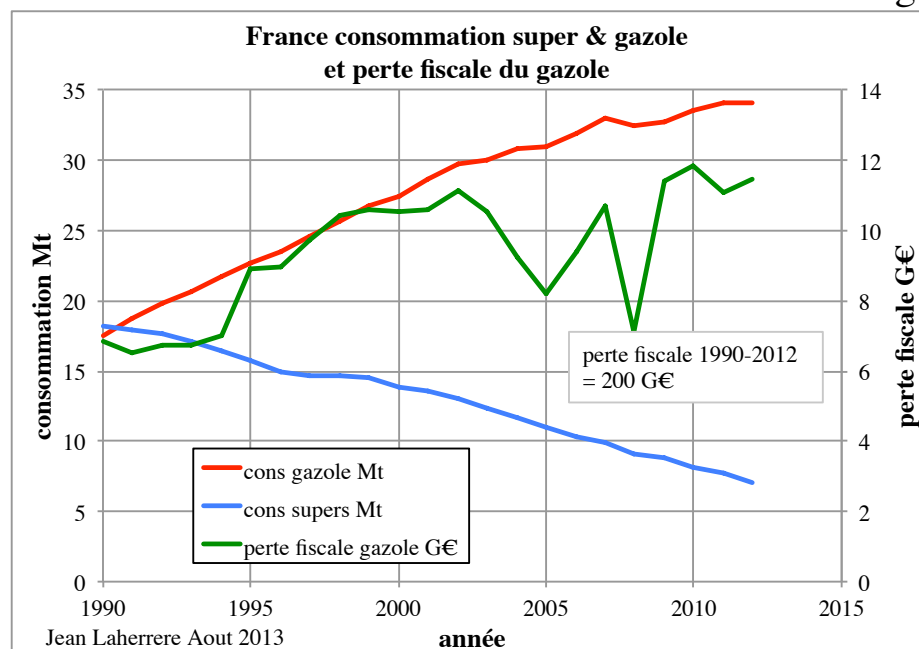
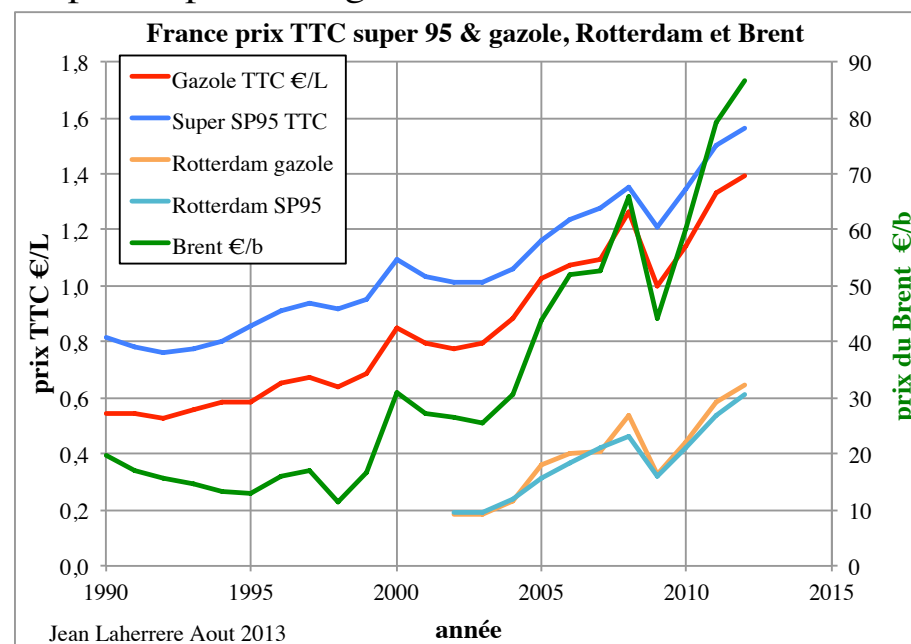


Fig 89c: prix super 95 et gazole en France et a Rotterdam



A Rotterdam le gazole est plus cher que l'essence comme aux US, RU & Suisse

Les subventions pour l'énergie dans les pays producteurs sont considérables (>500 G\$ dans le monde en 2012) et conduisent à des surconsommations de carburants et baisse des exportations (Iran, Arabie Saoudite). Mais dans le rapport WEO 2013 la subvention française du gazole (15 G\$) n'est pas mentionnée, bien que dépassée seulement par 8 pays

Fig 89d: subventions sur la consommation de combustibles fossiles WEO 2013

Figure 2.18 ▶ Economic value of fossil-fuel consumption subsidies by fuel for top 25 countries, 2012

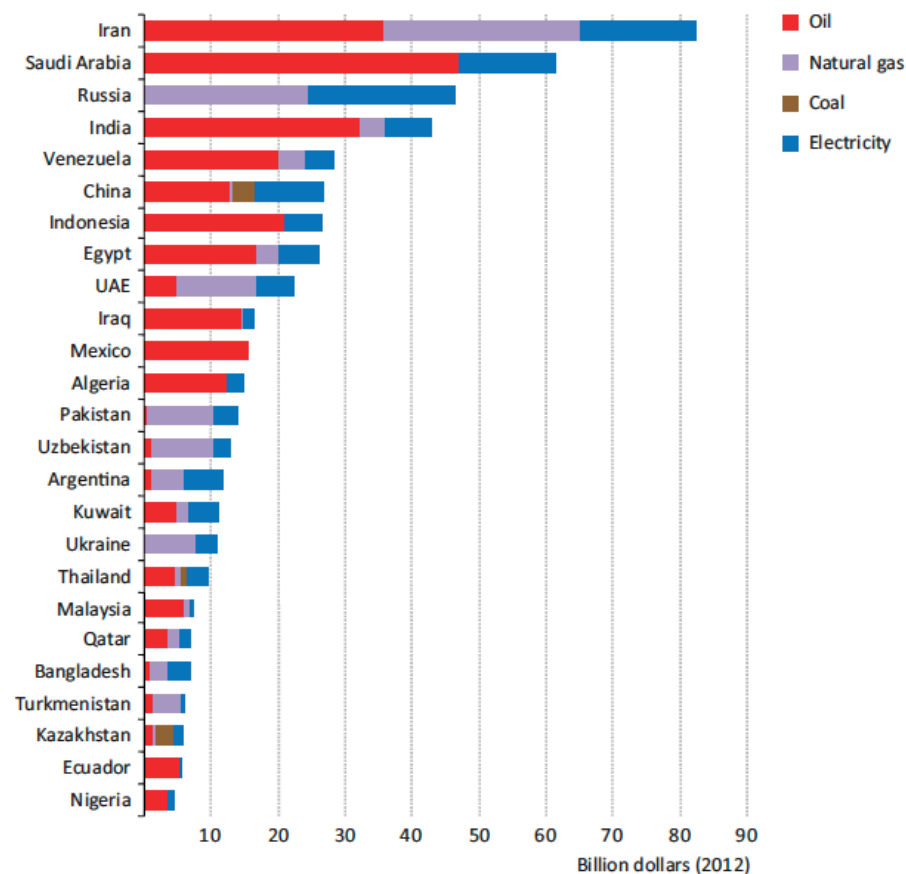
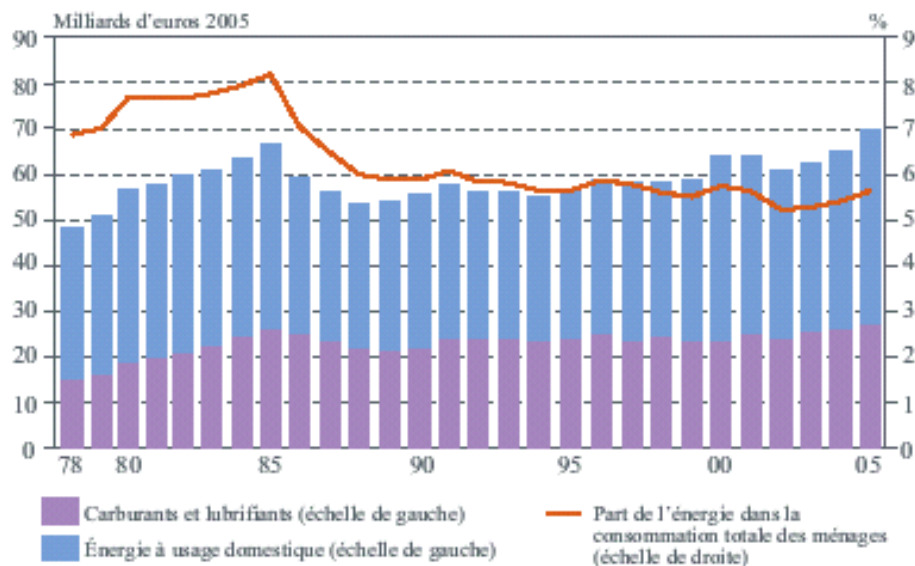


Figure 91: France: Consommation d'énergie en euros et part des ménages en % DGEMP

Fig 91a: France: Dépenses d'énergie et part des ménages en %

Consommation d'énergie et part dans la consommation totale des ménages



Sources : Observatoire de l'Énergie et INSEE

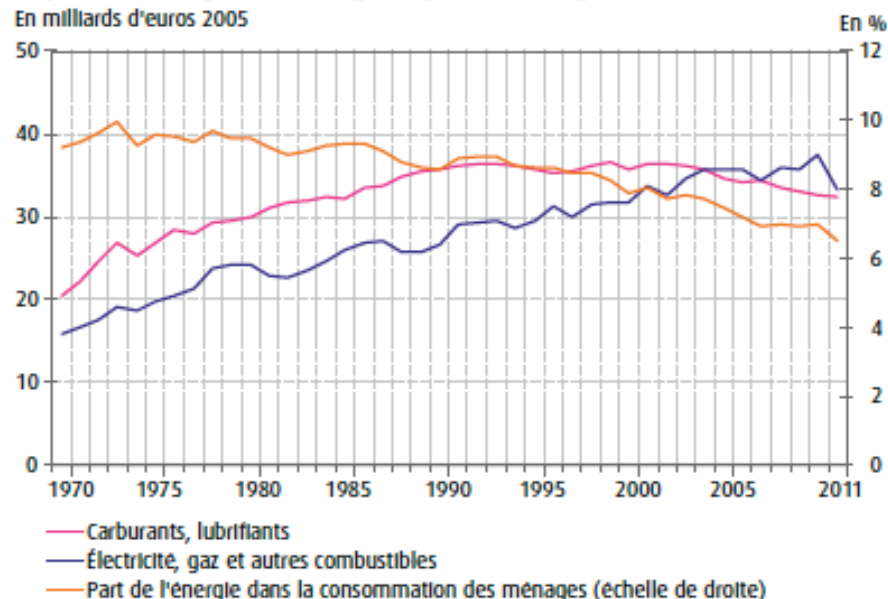
http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rep_-_Chiffres_cles_energie.pdf

Le pourcentage de l'énergie dans la consommation des ménages ne représente que moins de 6% en 2005 alors qu'il était de 8% en 1985

Le graphique en 2013 donne, pour le % de la part de l'énergie dans la consommation des ménages (courbe orange), des valeurs légèrement supérieures à celles de 2007 dans le passé et en baisse depuis 1979 (choc pétrolier)

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

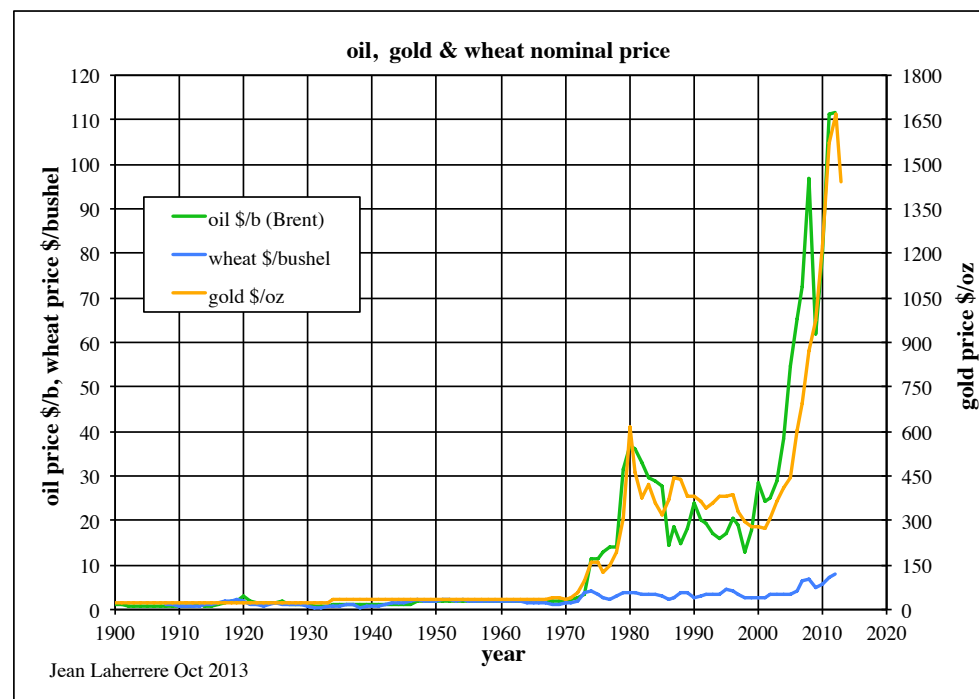
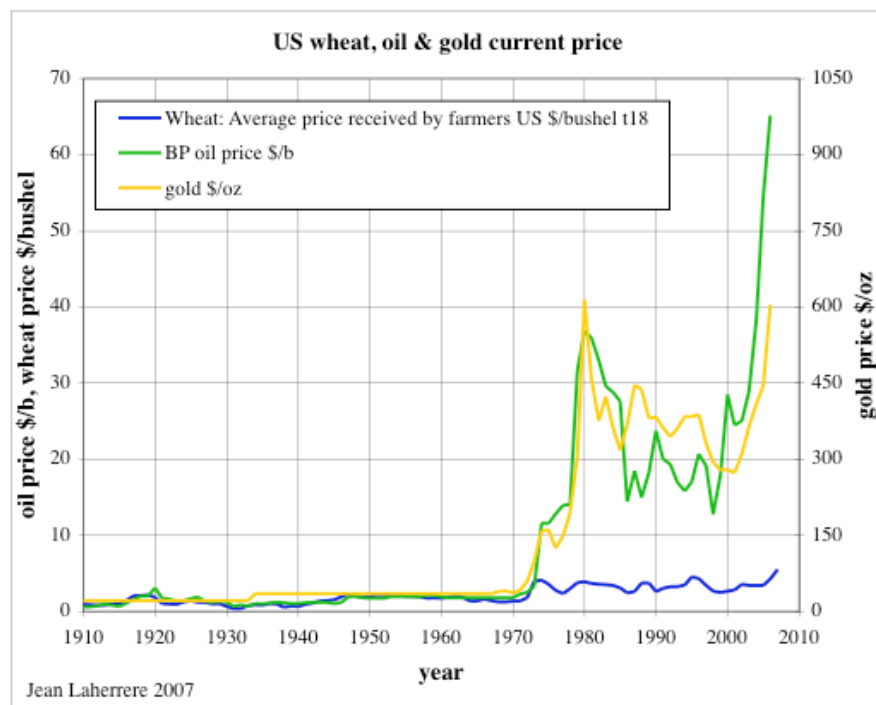
En milliards d'euros 2005



Source : Insee

Figure 92: *prix courant du pétrole, du blé et de l'or 1910-2007 aux US*

Fig 92a: *prix courant du pétrole, du blé et de l'or 1900-2012*



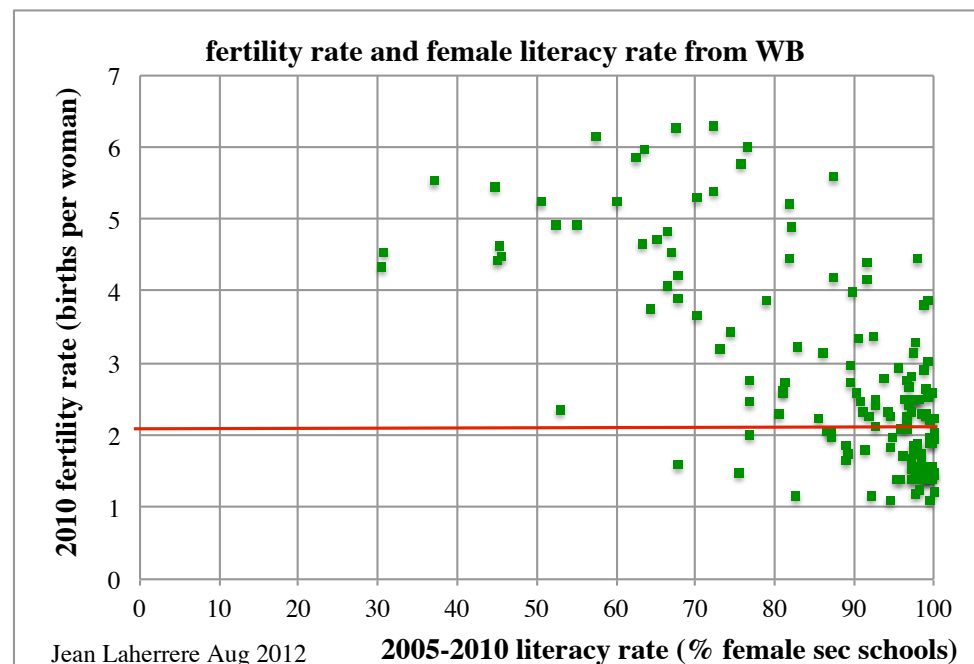
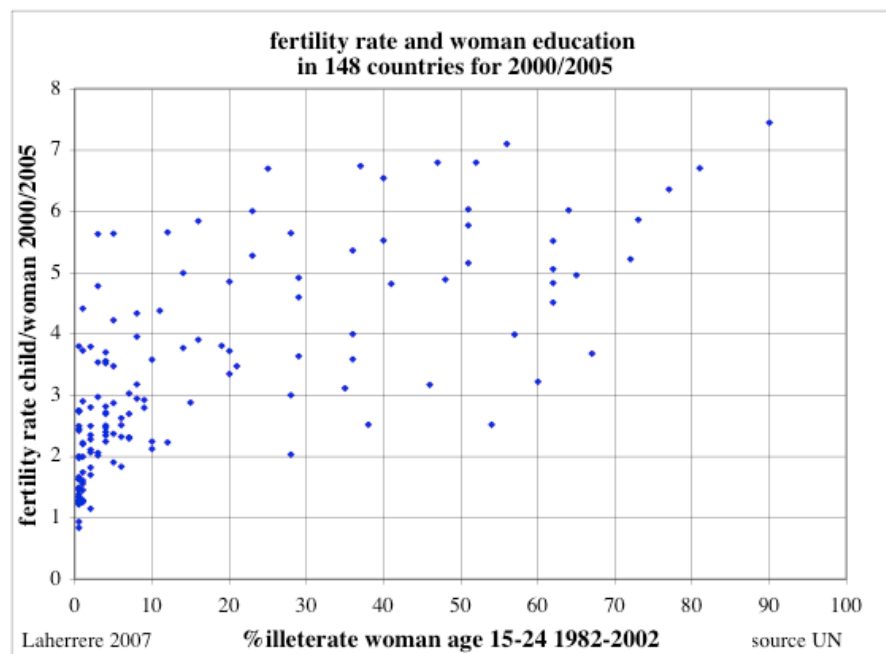
En 1970 aux US le prix d'un bushel de blé était de 1,3 \$, un baril de pétrole 2 \$ et une once d'or 36\$.

En 2012 le bushel est à 8\$, le baril à 100 \$ et l'or à 1670 \$.

Le prix du blé n'a donc pas suivi le prix du pétrole, au contraire de l'or, mais l'agriculture en fait transforme les hydrocarbures en aliment, grâce aux engrais (gaz) et les tracteurs (pétrole)

Figure 95: relation entre taux de fécondité et éducation des femmes dans 148 pays 2000/2005

Fig 95a: relation entre taux de fécondité et éducation des femmes 2010



La moitié du monde a un taux de fécondité inférieur à 2,1 enfants par femme, se condamnant à long terme à l'extinction. Une large partie du monde a un taux élevé de fécondité et qui baisse beaucoup moins que les vœux pieux des Nations Unies dont les prévisions sont pour 2300 tous les pays avec un taux de fécondité égal au taux de remplacement (2,1)

Fig 95b: taux de fécondité vs population cumulée

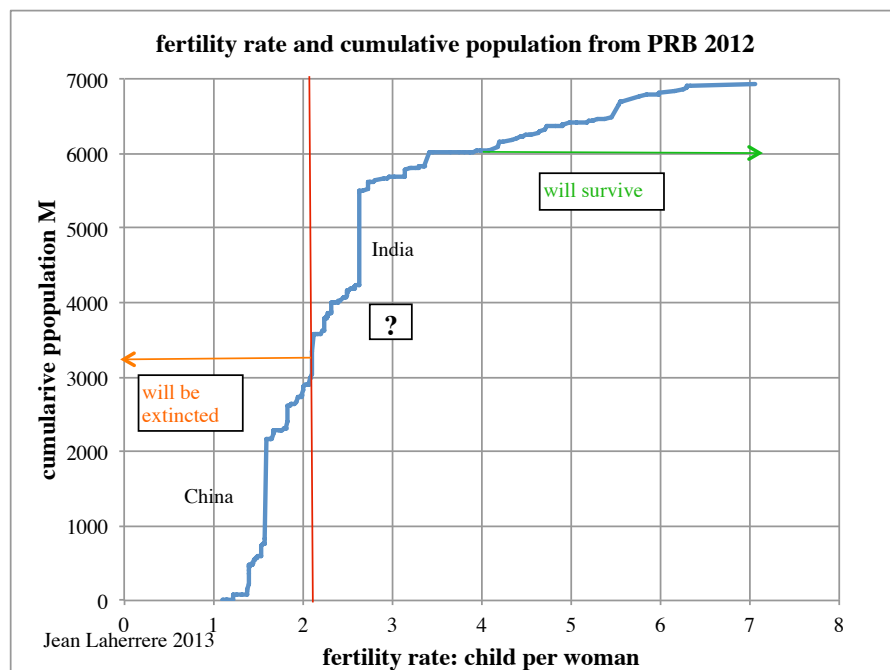
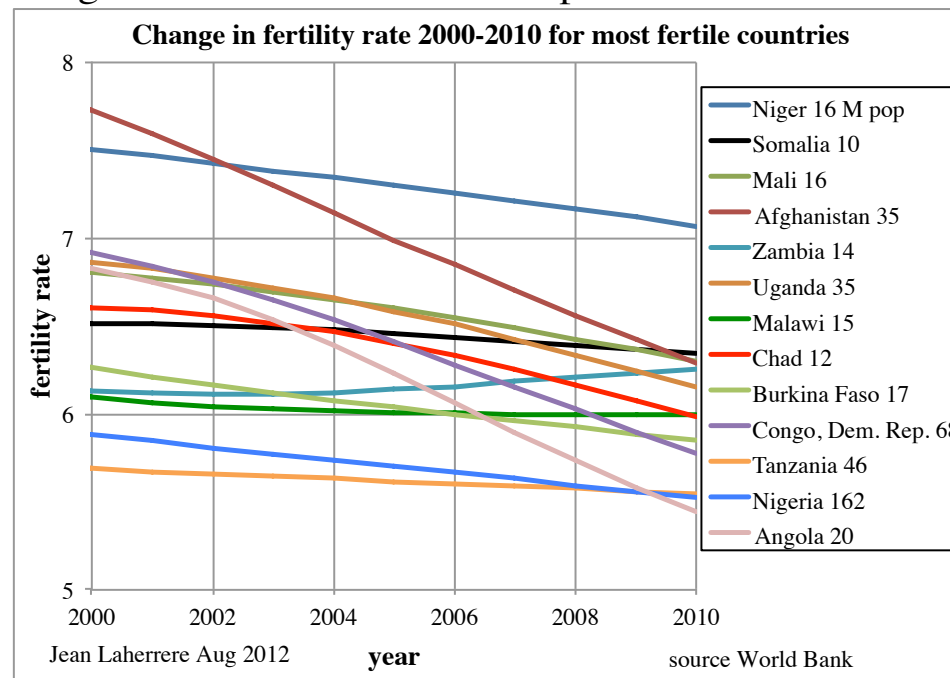


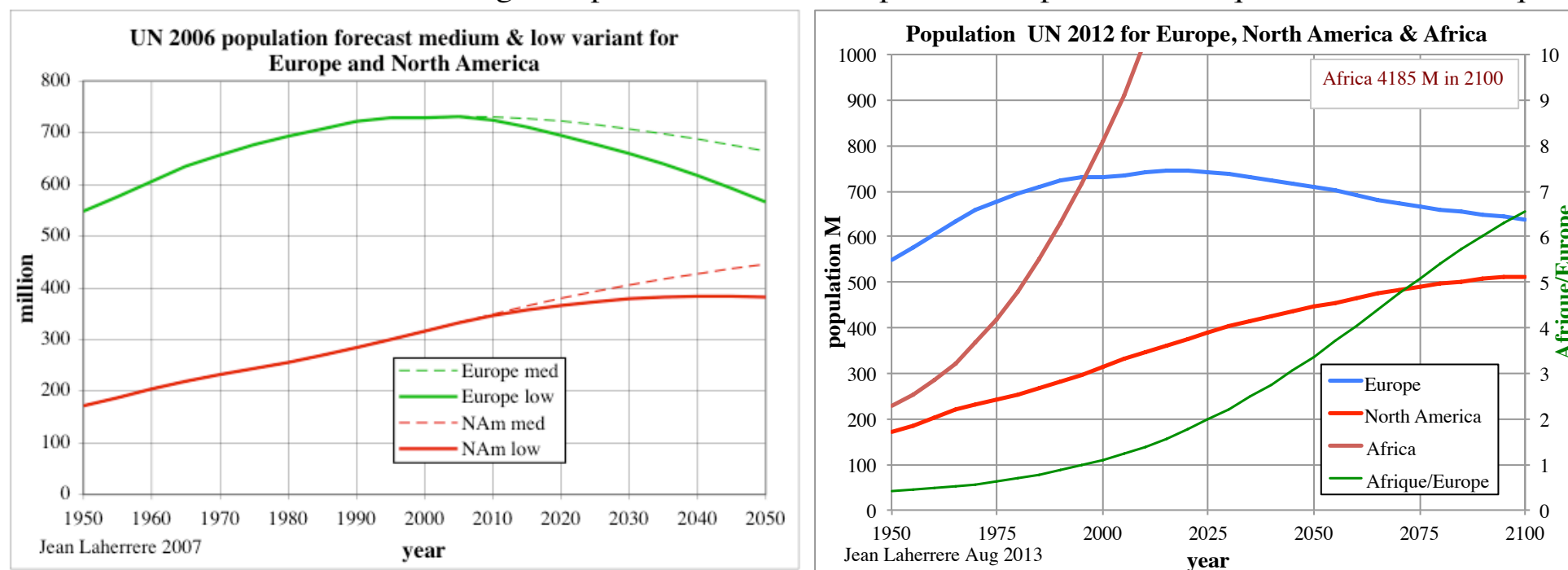
Fig 95b: taux de fécondité les plus élevés 2000-2010



Les pays les plus féconds ne baissent pas tous leur taux : ainsi Zambie, Malawi ont leur taux qui remonte en 2010 !

Figure 97: *prévisions NU 2006 pour l'Europe et l'Amérique du Nord 1950-2050*

Fig 97a: prévisions NU 2012 pour l'Europe et l'Amérique du Nord et Afrique

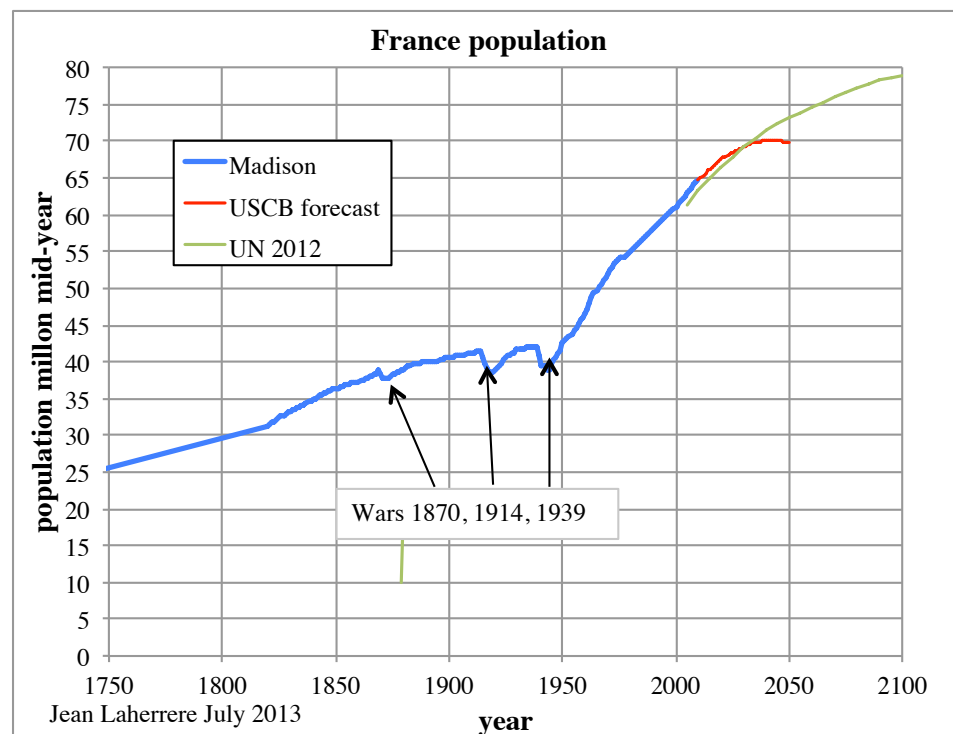
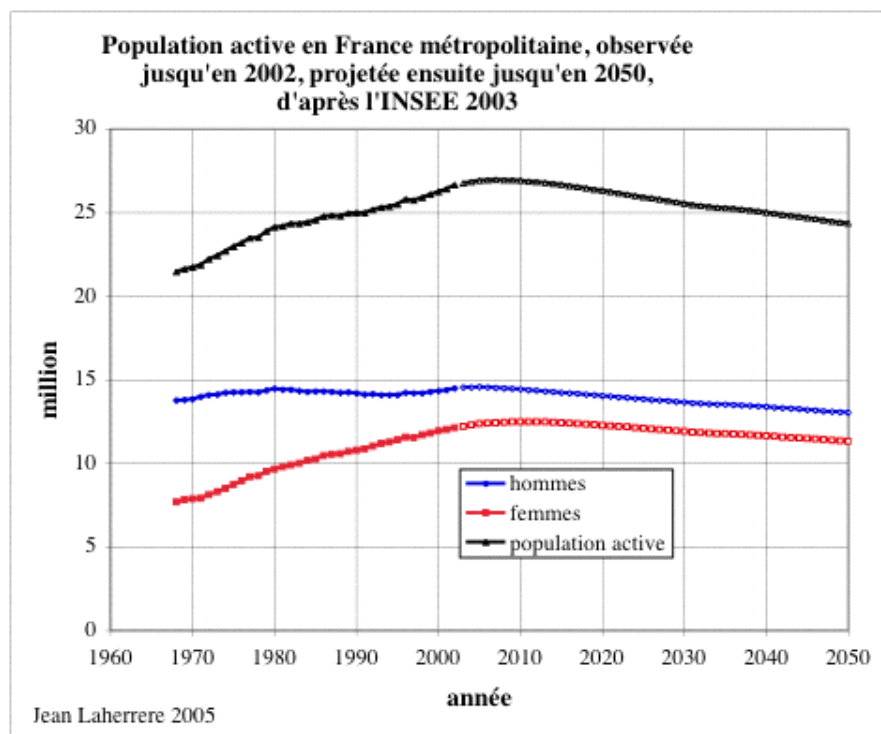


En 2100 l'Afrique qui a dépassé l'Europe en 1995 sera de 6 fois plus peuplée et devra émigrer si sa gestion politique ne change pas.

Les problèmes de démographie sont aussi importants, si ce n'est plus, que les problèmes de ressources.

Figure 98: Population active en France prévision INSEE 2003

Fig 98a: Population en France prévision UN 2012 1750-2100



En 2003 l'INSEE prévoyait un pic de la population active française en 2007, mais ses prévisions étaient fausses (solde migratoire 50 000) et les nouvelles prévisions 2006 sont basées sur une fécondité plus élevée et surtout un solde migratoire doublé avec 70 M en 2050 contre 60 M en 2005 pour la France métropolitaine. L'ONU 2012 prévoit 73 M en 2050.

Figure 99: taux de fécondité en France 1900-2006

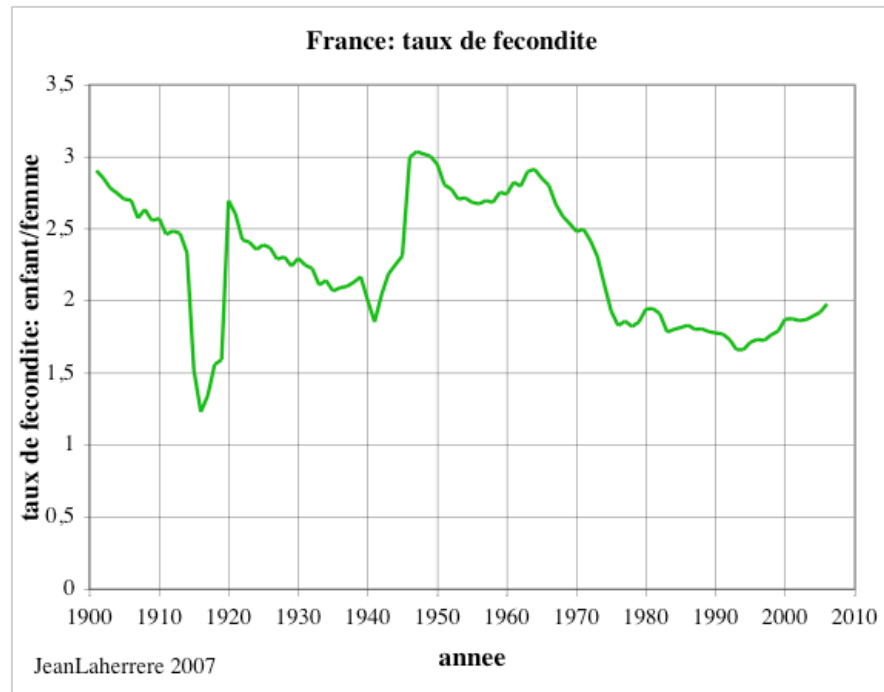
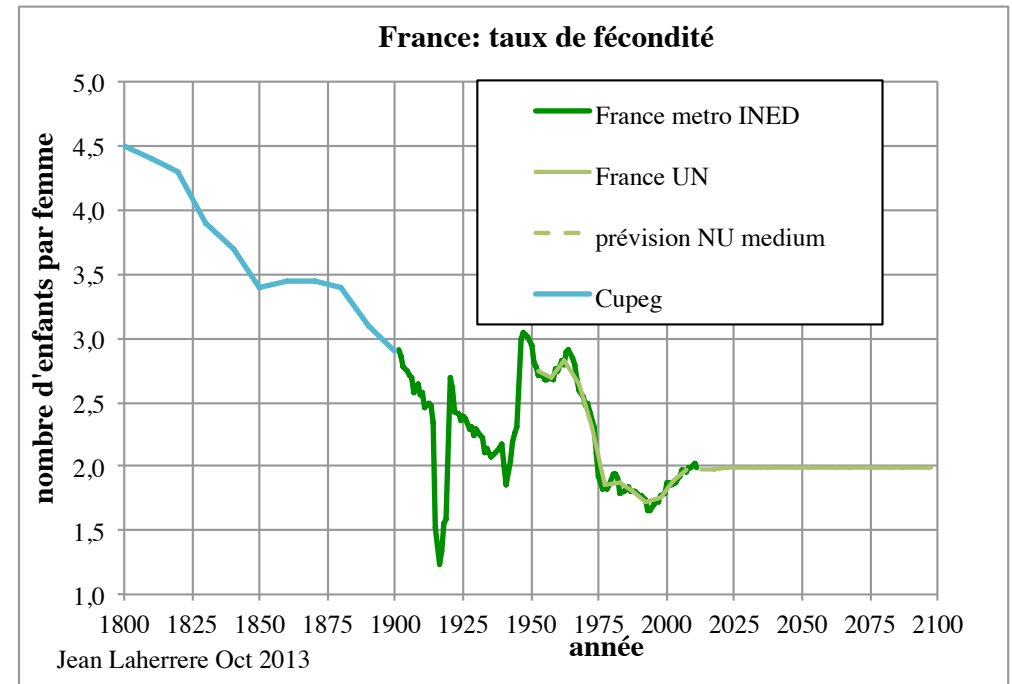


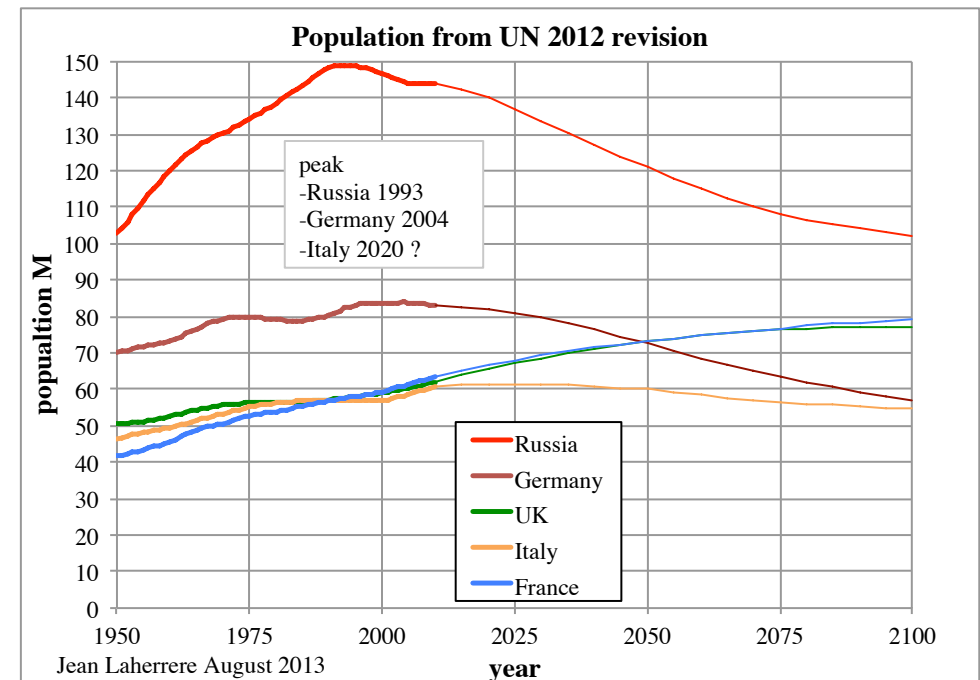
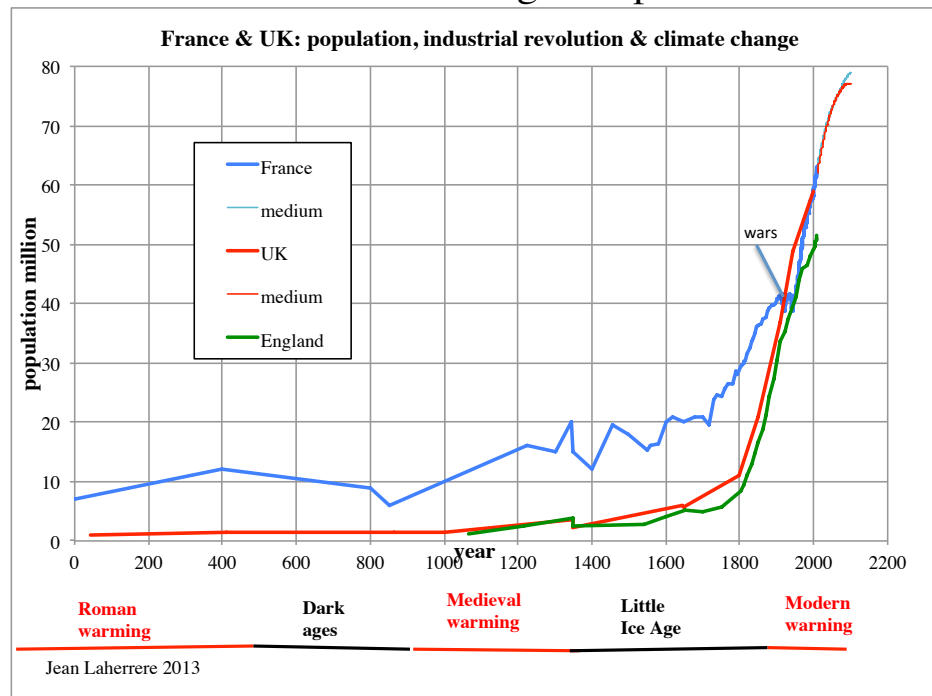
Fig 99a: taux de fécondité en France 1800-2012



La France a été le premier pays au monde qui a baissé son taux de fécondité après la révolution. Au Moyen Age la France était plus de 2 fois plus peuplé que le Royaume Uni qui nous a dépasse en 1920
Le baby boom de 1948 a été tué par le choc pétrolier de 1973, qui a aussi tué les 30 glorieuses!

Fig 99b: population France et RU et changement climatique

Fig 99c: prévisions ONU 2012 population Russie, Allemagne, RU, Italie & France



D'après les prévisions ONU 2012, la population de Russie a culminé en 1993 à 150 M et devra descendre à 100 M en 2100; celle de l'Allemagne a culminé en 2004 à 83 M et descendra à 57 M en 2100 ; celle de l'Italie culminera en 202 à 61 M et descendra à 55 M en 2100; alors que celles de la France et du RU identiques attendront 78 M en 2100.

-Mes prédictions qui se sont avérées vérifiées ou non contredites

-**distribution fractale parabolique** dans la nature : -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> -Laherrère J.H., D.Sornette 1998 " Stretched exponential distributions in nature and economy: fat tails" with characteristic scales" European Physical Journal B 2, April II, p525-539 :

<http://xxx.lanl.gov/abs/cond-mat/9801293> or <http://www.edpsciences.com/articles/epjb/pdf/1998/08/b8019.pdf>,

www.citebase.org/fulltext?format=application%2Fpdf&identifiant=oai%3AarXiv.org%3Acond-mat%2F980129

-« **la fin du pétrole bon marché** » « the end of cheap oil » : -Campbell C.J, Laherrère J.H. 1998 « La fin du pétrole bon marché » Pour la Science Mai

-**scénarios énergétiques du GIEC** = pas des prévisions mais des **storylines irréalistes** : Garbage in garbage out = GIGO -Laherrère J.H. 2001 “Estimates of Oil Reserves ” IIASA International Energy Workshop June 19-21

2001 Laxenburg <http://webarchive.iiasa.ac.at/Research/ECS/IEW2001/pdf/Papers/Laherrere-long.pdf>

<http://www.scribd.com/doc/55367641/10/Impact-on-climate-change-IPCC-scenarios>

-« **bumpy plateau** » plateau ondulé » -Laherrère J.H. 2001 "The reliability of oil and gas reserves" in « Our fragile world : challenges and opportunities for sustainable development » The Encyclopedia of Life Support

Systems (EOLSS) UNESCO -Laherrère J.H. 2002 "Modelling future oil production" The International

Workshop on Oil Depletion Uppsala, Sweden, May 23-25 www.isv.uu.se/iwood2002 & <http://hubbertpeak.com/laherrere/uppsalaJHL.pdf>

-**CO2 des bulles des glaces Antarctique (dans le névé pendant 5000 ans avant scellement) = moyenne millénaire**

ne peut être comparé au taux annuel actuel ! --Laherrère J.H. 2007 «Réflexions d’un géologue-géophysicien sur les changements climatiques et les prévisions énergétiques» Festival International de Géographie Saint-Dié des

Vosges 6 octobre <http://aspoFrance.viabloga.com/files/JL-FIG-climat-part1.pdf> et suivants

-**pic proche de la production de l’or**: -Laherrère J.H. 2010 «The peak of peaks or the peak peak» University of Evora Rui Rosa’s jubilation 15 June http://aspoFrance.viabloga.com/files/JL_Evora_2010.pdf

-**le scandale du gazole** : niche fiscale 10 G€/a et nanoparticules qui tuent (non respect valeurs limites 16 villes en France depuis directives 2005) -Laherrère J.H. 2011 «Combustibles fossiles: données, fiabilité et perspectives»

Ecole Normale Supérieure CERES-04-02 Choix énergétiques Paris 7 avril http://aspoFrance.viabloga.com/files/JL_ENS_avril2011.pdf,

<http://environnement.ens.fr/IMG/file/ENS-Laherrere-7avril2011.pdf>

-Conclusions

C'est à vous de les tirer en comparant mes prévisions passées avec la réalité et de juger la valeur de mes prévisions actuelles.

Un seul conseil: [quand vous regardez une mesure, une valeur, demandez vous quel est le calcul d'erreur ?](#)

Méfiez vous des décimales inutiles et fausses.

Quand j'avais votre âge, mon outil était la règle à calcul qui donne peu de décimales, vous utilisez un ordinateur qui vous donne trop de décimales!

Il faut quantifier l'incertitude et non s'abandonner au principe de précaution qui est anti-scientifique.

Maintenant j'attends vos questions