

Quoi de neuf sur la production d'énergie !

-0-Sources de données

Dans le monde du football il y a des règles acceptées par tous, des arbitres et des cartons rouges.

Dans le monde actuel de l'énergie, il n'y a pas consensus sur des règles mondiales et surtout pas d'arbitres, ni sanctions si on triche.

Système International d'Unités = SI = monde entier, sauf le Liberia, le Myanmar et les US non fédéraux:
mauvaise pratiques des Français qui veulent imiter les Américains

Les données Eurostat sont hétérogènes et incomplètes.

Les fichiers mondiaux les plus utilisés sont: USDOE/EIA, AIE, BP, OPEP et JODI

L'USDOE/EIA collecte les données de production avec un faible échantillonnage des 12 000 producteurs dans seulement 19 Etats. Ce ne sont pas des mesures de production, mais des estimations de mesure !

Seuls quelques pays comme le RU (où existe un *Freedom of Information Act*, absent en France), la Norvège, le Danemark publient les données complètes de production et de réserves, globales et par champ.

Le prix du brut est donné en baril, mais le baril de 42 US gallons n'est pas une unité légale aux US

Aux US le prix du brut est sans condensat, la production du brut inclut le condensat.

Le pétrole est mesuré soit en poids (tonne) soit en volume (m³ ou baril)

La production mondiale de pétrole en 2013 dans BP 2014 de 86,808 199 013 226 Mb/d ou de 4132,909 071 004 47 Mt, précisant le millionième de baril par jour ou à 10 g près par an : ces chiffres ridicules sont la conversion de volume en poids ou inversement, alors que la précision des mesures est le kb ou la tonne !

Utiliser plus de 3 chiffres significatifs indique une incompétence totale sur le calcul d'erreur.

OPEP pour 2013 édition Oct 2014: sources secondaires = 30,198 Mb/d communications directes = 31,599 Mb/d

Tout le monde ment plus ou moins ou ne dit rien, donnant des chiffres sans fournir la définition du produit.

Il faut faire appel à des compagnies d'espionnage (IHS, Rystad) pour avoir des données de production et de réserves plus détaillées, mais souvent incorrectes et incomplètes.

-1-Pétrole

Réserves restantes mondiales de pétrole d'après les sources financières et les sources techniques
divergence de vue entre les économistes et les géologues pétroliers = graphique (Campbell-Laherrere) de Mars 1998 « *The end of cheap oil* » Scientific American (« *La fin du pétrole bon marché* » Pour la Science Mai 1998)
Fig 1: réserves restantes mondiales sources politiques & techniques

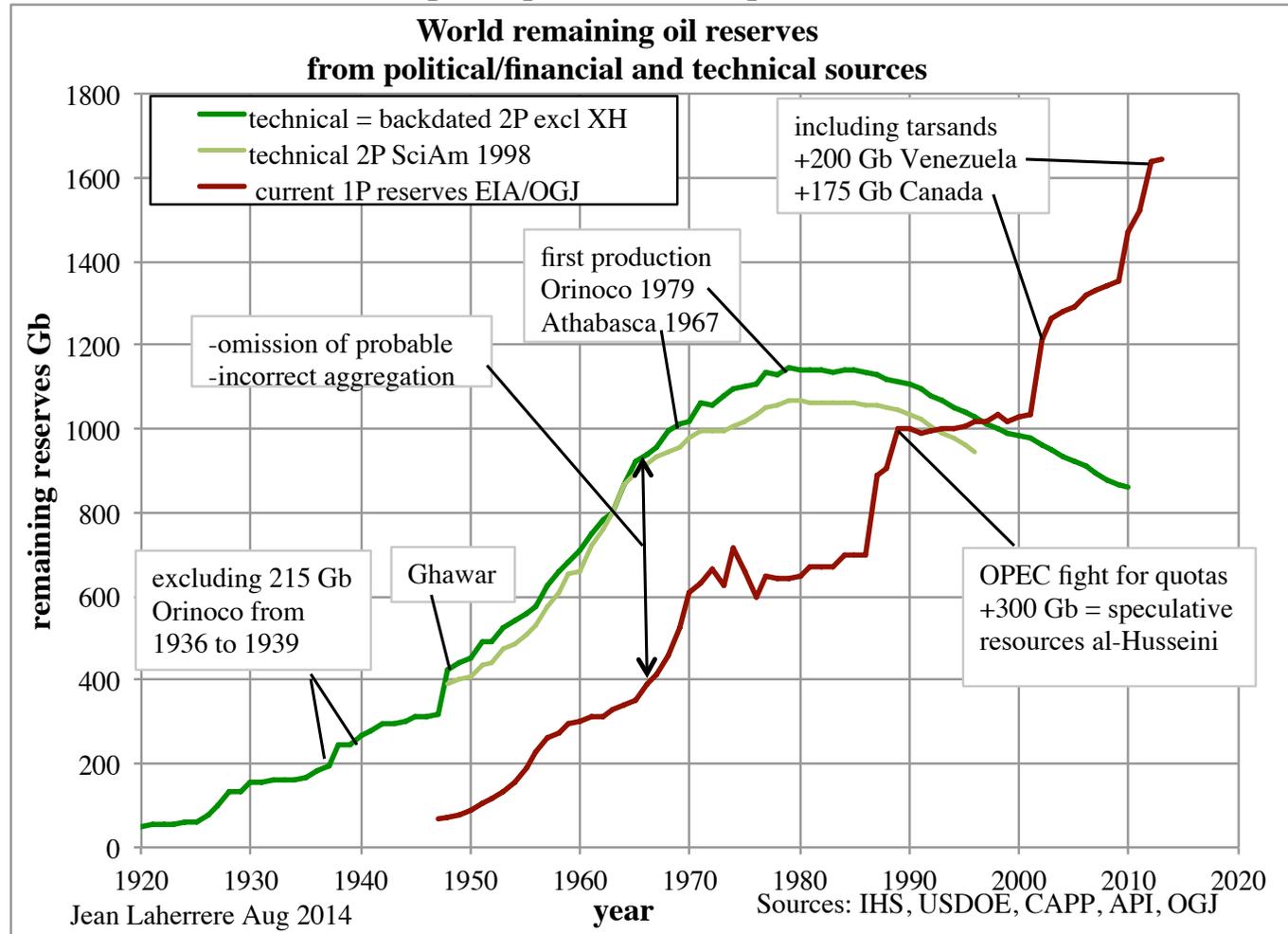
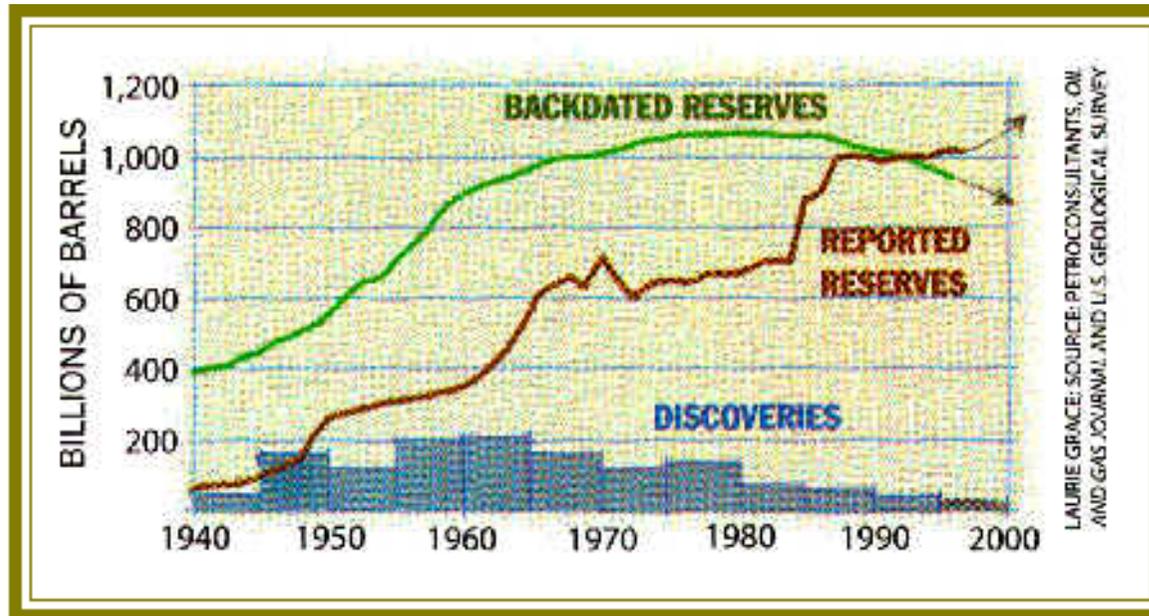


Fig 2: idem en 1998 SciAm



-règles locales et variés:

- réserves financières dites prouvées et auditées des compagnies sur la bourse américaines (tous les majors);
- réserves dites prouvées et non auditées des membres de l'OPEP;
- réserves ABC1 des pays de l'ex union soviétique (très surestimées équivalentes aux 3P);
- réserves techniques prouvées et probables = 2P suivant les règles de la SPE utilisées par les compagnies de

façon interne lors de la décision de développement.

Seuls 4 pays publient les réserves réelles par champ : Norvège, Royaume-Uni, Danemark et US fédéral.

L'augmentation du graphique 2014 des réserves restantes techniques 2P (courbe en vert) par rapport au graphique de 1998 est surtout due, non pas à une croissance des réserves, mais surtout par ce qu'en 1998 de nombreux champs n'étaient pas répertoriés, surtout en Russie.

Réserves de pétrole du Golfe du Mexique (GOM)

L'agence fédérale BOEM = Bureau of Ocean Energy Management, publie les réserves du Golfe du Mexique (le dernier publié en 2014 est à fin 2011) avec un nombre de champs sous-estimé de 10% pour celui fin 1998
 Cet inventaire fait en 2014 à fin 2011 ne déclare aucune découverte en 2010 et 2011, alors qu'IHS signale 7 découvertes en 2010 dont Macondo

Ces rapports présentent donc un inventaire incomplet: c'est déplorable !

Avant 2014 les réserves étaient seulement dites prouvées suivant les règles de la SEC (Securities and Exchange Commission) mais en 2014 BOEM suit les règles de la SPE (Society of Petroleum Engineers) et publie (BOEM 2014-051) les réserves 2P= prouvées et probables à fin 2010 et à fin 2011 (contraires aux règles de la SEC qui interdit les probables), disant que dans le passé les 1P étaient en fait des 2P !

Fig 3: Golfe du Mexique : différence réserves 2P 2011 -2010

Fig 4: différence réserves 2P 2010 -1P 2009

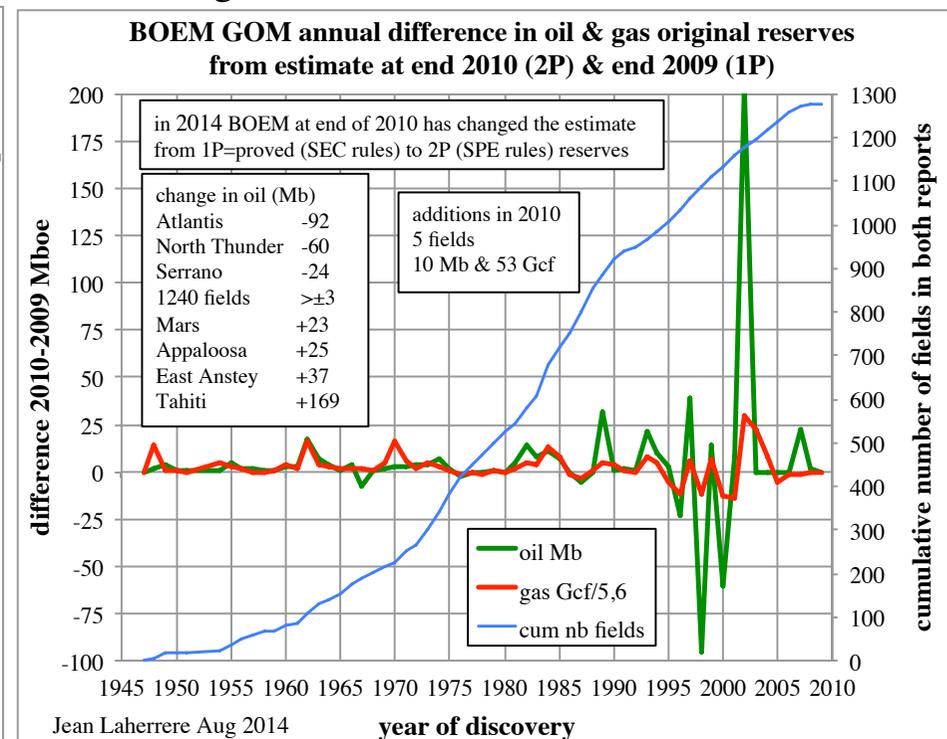
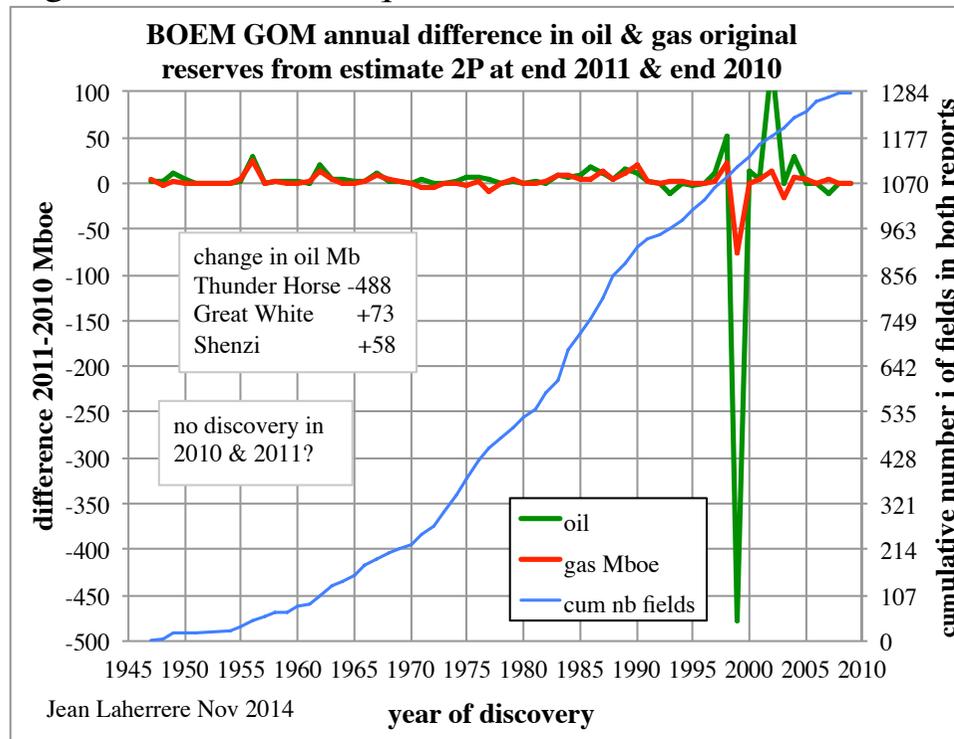


Fig 5: différence réserves 1P 2009 -2008

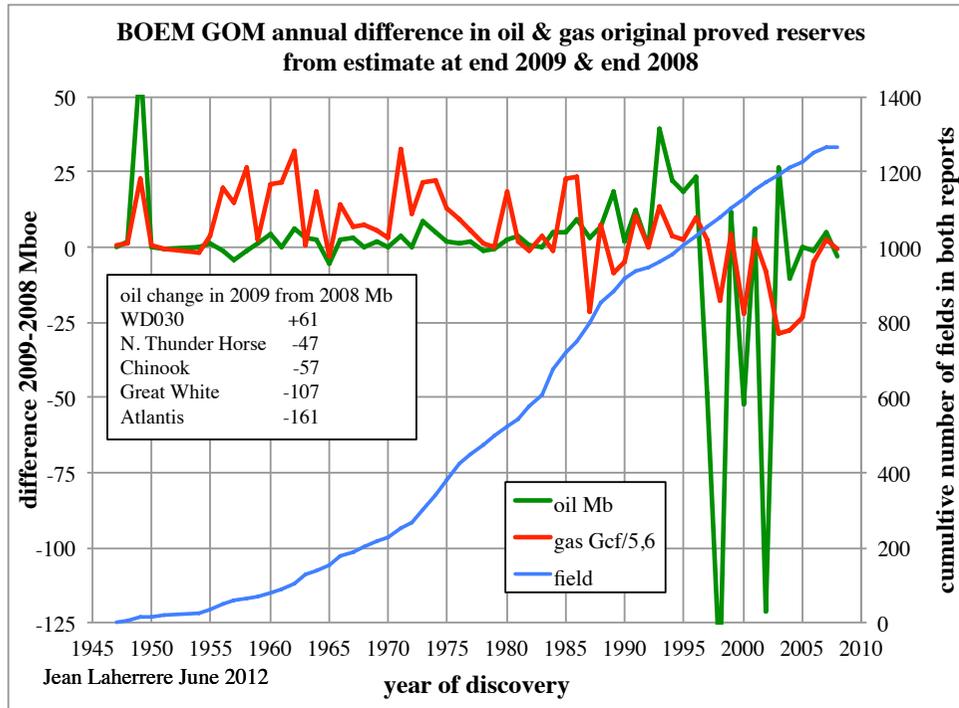
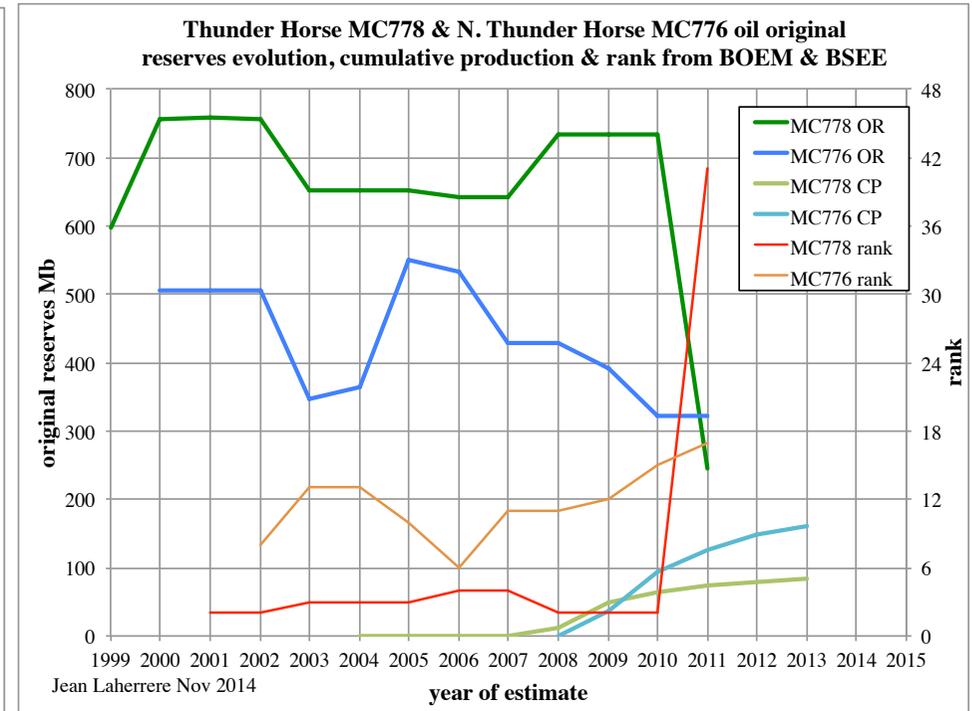


Fig 6: Thunder Horse & N.Thunder Horse évolution des réserves



Diminution des champs en offshore profond : Thunder Horse et Atlantis

Fig 7: Atlantis (6285') production

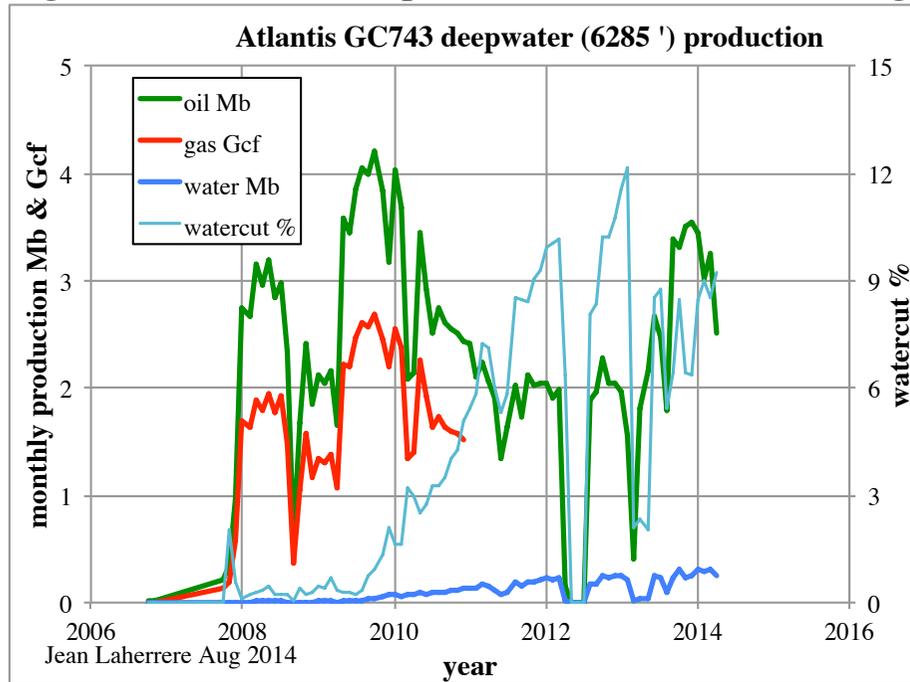
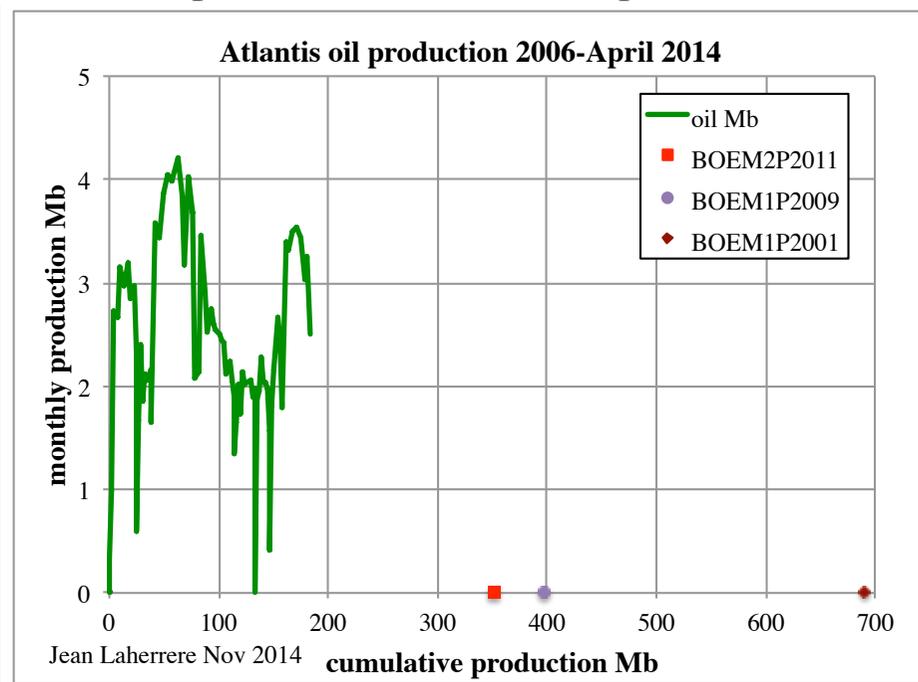


Fig 8: Atlantis production mensuelle vs production cumulée



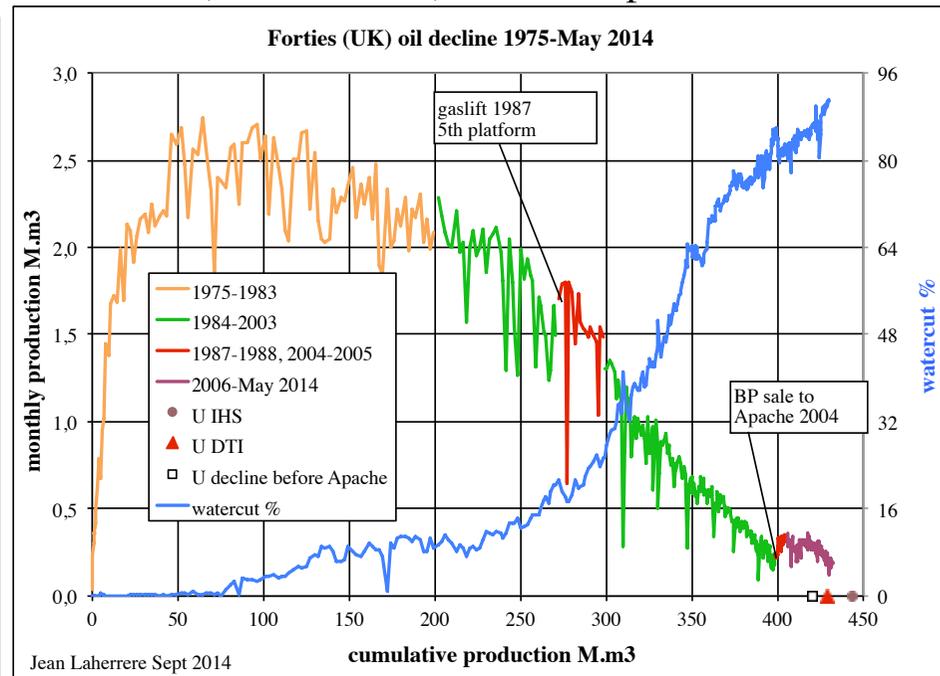
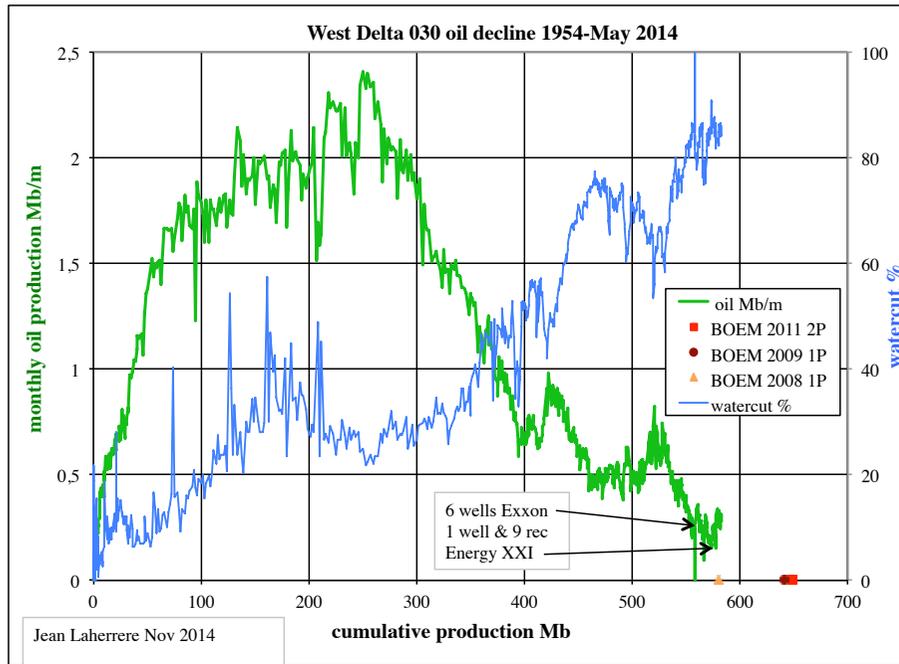
L'offshore profond a donc été surestimé.

augmentation champ géant de West Delta 30, découvert en 1948 par 49 pieds d'eau, qui a produit depuis 1955 580 Mb à fin 2013 exploité par Exxon mais vendu en 2010 à Energy XXI

WD30 ressemble au champ Forties en mer du Nord exploité par BP et vendu à Apache en 2004

Fig 12: WD30 déclin du pétrole & ultime

Fig 14: Forties (Mer du Nord) déclin du pétrole & ultime



Par contre le changement sur la courbe d'écrémage (découvertes cumulées versus nombre cumulé de champs) du GOM ne change guère pour le pétrole dans le passage de 2009 1P à 2010 2P et son extrapolation avec 3 cycles conduit vers un ultime inférieur à 24 Gb, s'il n'y a pas de nouveau cycle. La courbe en 1998 était plus basse car il manquait 106 champs. De plus les réserves restantes sont calculées en fonction du prix du brut en fin d'année et en 1998 le WTI était à 19 \$/b alors qu'en 2010 il était à 60 \$/b

Fig 9: GOM courbe d'écrémage pétrole

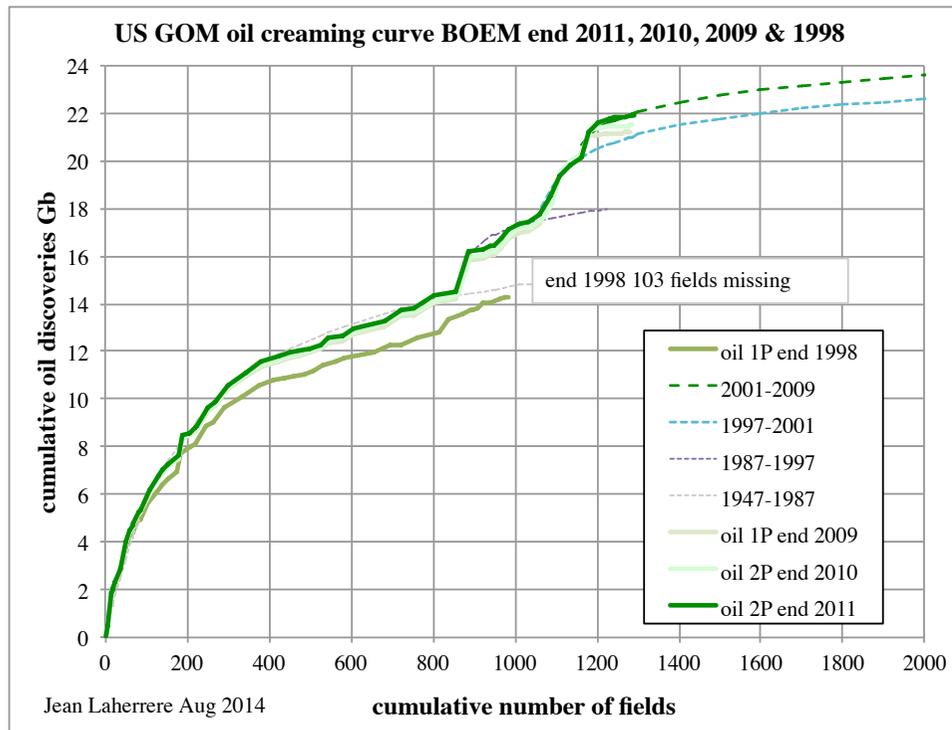
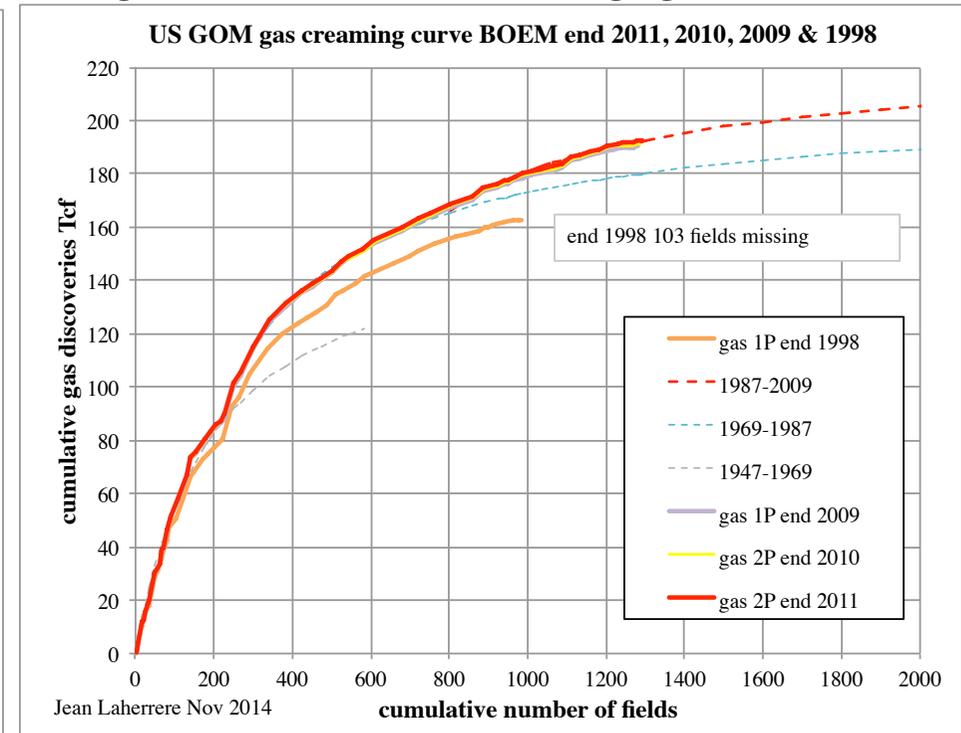


Fig 10: GOM courbe d'écrémage gaz



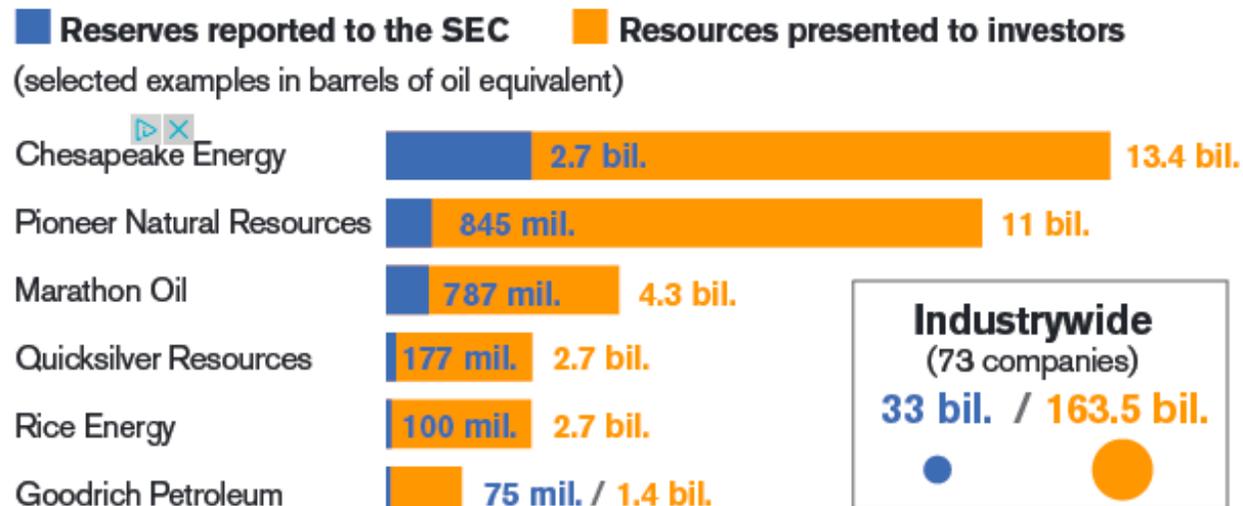
La courbe d'écrémage du GOM pour le gaz est plus simple (seulement 2 cycles) et le changement 1P à 2P est négligeable avec un ultime estimé à 210 Tcf

Confusion entre réserves et ressources

En plus de la confusion entre les réserves publiques dites prouvées (données SEC et OPEP) et les réserves techniques confidentielles prouvées plus probables, il y a confusion entre les ressources (ce qui existe dans les sous-sol) et les réserves (production future).

Les promoteurs présentent des estimations de ressources très différentes des réserves suivant les règles de la SEC. Ainsi Bloomberg montre un large écart entre les réserves SEC et les ressources présentées par les compagnies dans leurs documents aux investisseurs. <http://www.bloomberg.com/news/2014-10-09/ceos-tout-reserves-of-oil-gas-revealed-to-be-less-to-sec.html>

Fig 15: 73 compagnies : Réserves présentées à la SEC et aux investisseurs



Source: Company presentations and SEC filings

Bloomberg Visual Data

Prévisions de la production mondiale de pétrole

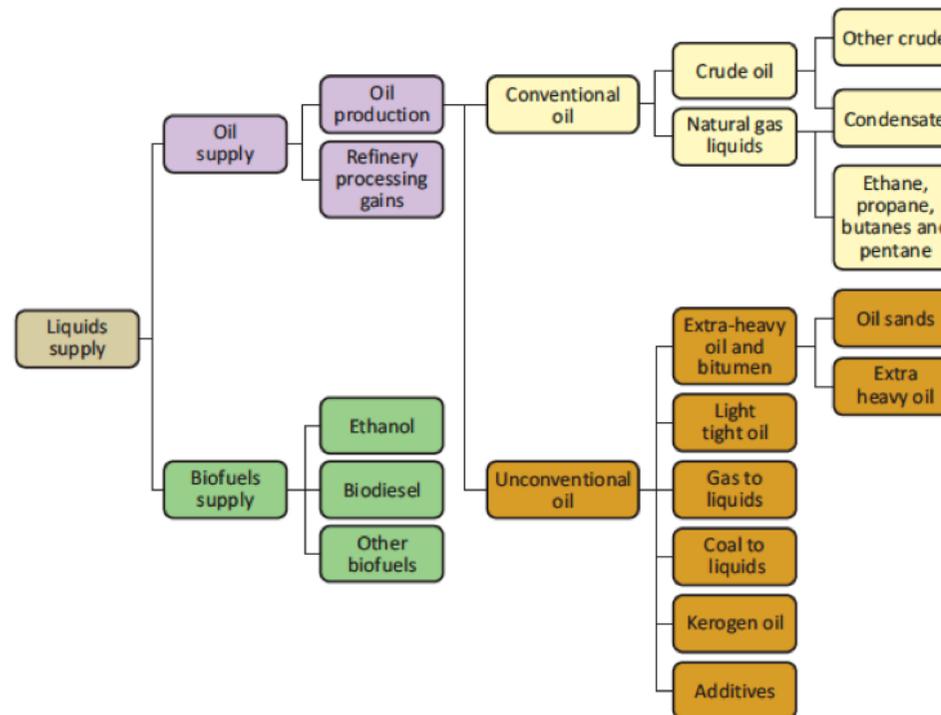
Problème des liquides de gaz (NGL)

Mais depuis le WEO 2008 il y a un problème pour les liquides de gaz entre les chiffres de l'AIE (10 Mb/d) et ceux de l'EIA (8 Mb/d)

Cela vient que l'EIA publie mondialement les productions de brut avec le condensat (produit en tête de puits) et séparément les liquides de gaz produit dans les usines de traitement = NGPL = *natural gas plant liquids*) alors que l'AIE inclut le condensat soit avec le brut soit avec les liquides de gaz suivant la façon dont il est vendu avec le brut ou avec les liquides. Ces 2 méthodes sont incompatibles.

Fig 19: classification AIE dans WEO 2013

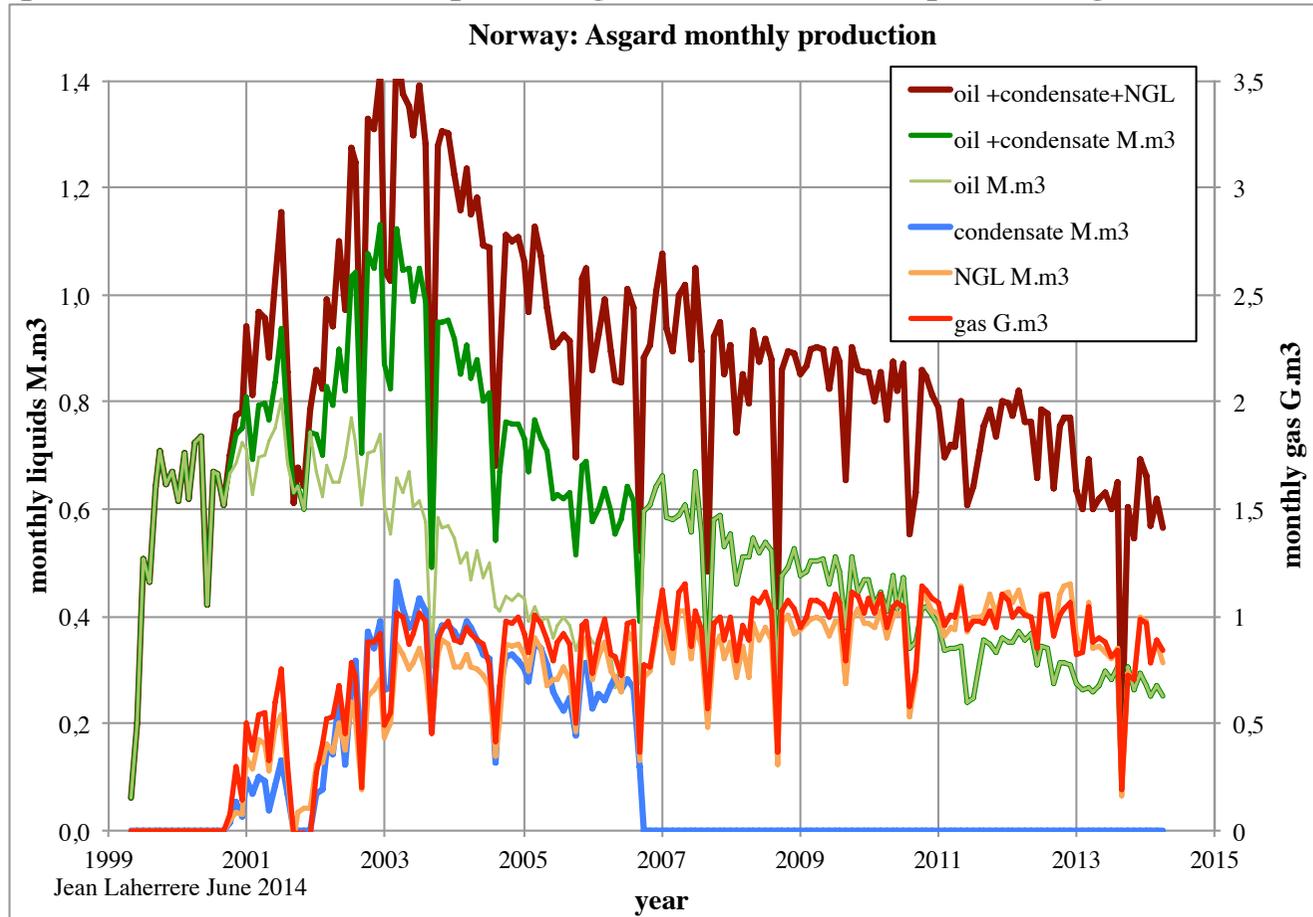
Figure 13.2 ▷ Classification of liquid fuels



NGL Norvège

L'AIE suit ainsi les définitions du NPD (National Petroleum Department) norvégien où le condensat change de catégorie avec les contrats de vente, soit brut si vendu avec le brut, soit liquides de gaz si vendu avec les liquides. Mais NPD détaille pour la production : oil, gaz, NGL & condensate

Fig 20: Asgard: production mensuelle de pétrole, gaz condensat et liquides de gaz (NGL)



Le condensat existe d'octobre 2000 à septembre 2006 puis plus rien car il est classé avec le brut mais il l'aurait du l'être dès le début. En Norvège seul le brut + condensat est valable **mais pas le brut seul.**

NGL Canada

Fig 25: Canada : prod. liquides de gaz et gaz CAPP

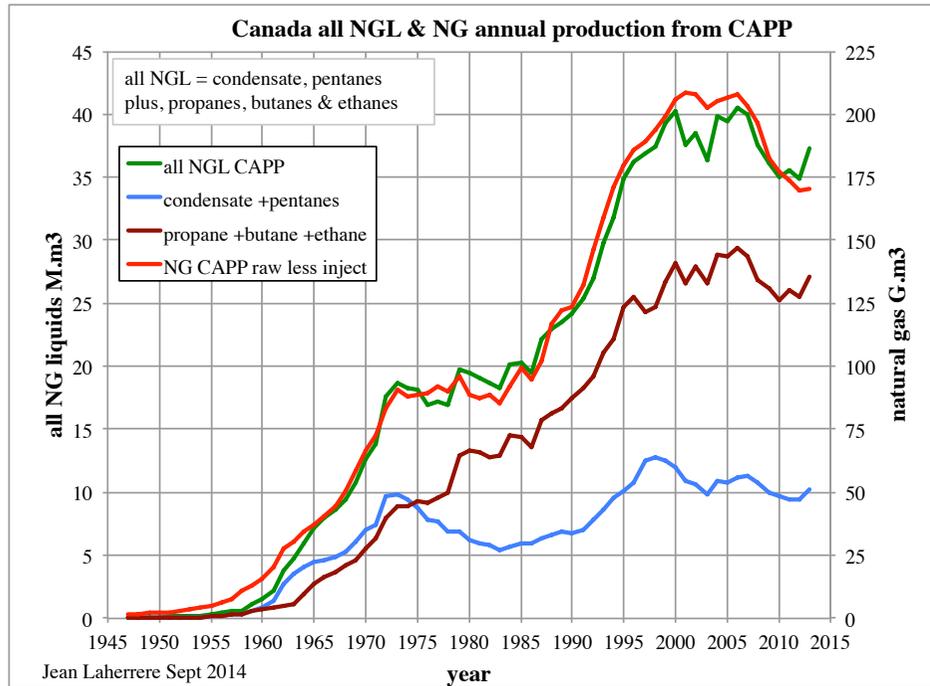
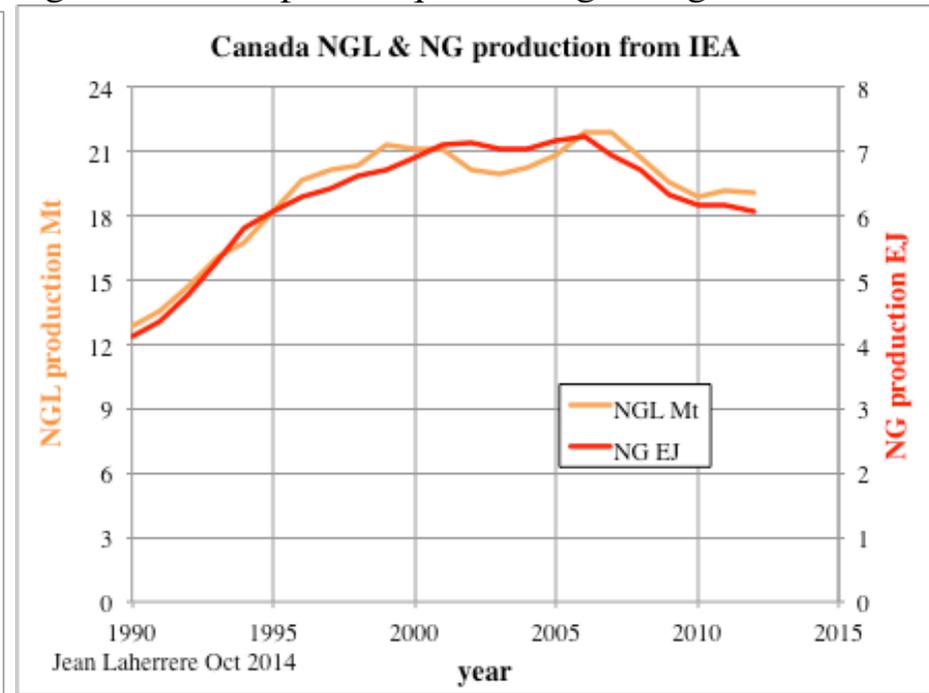


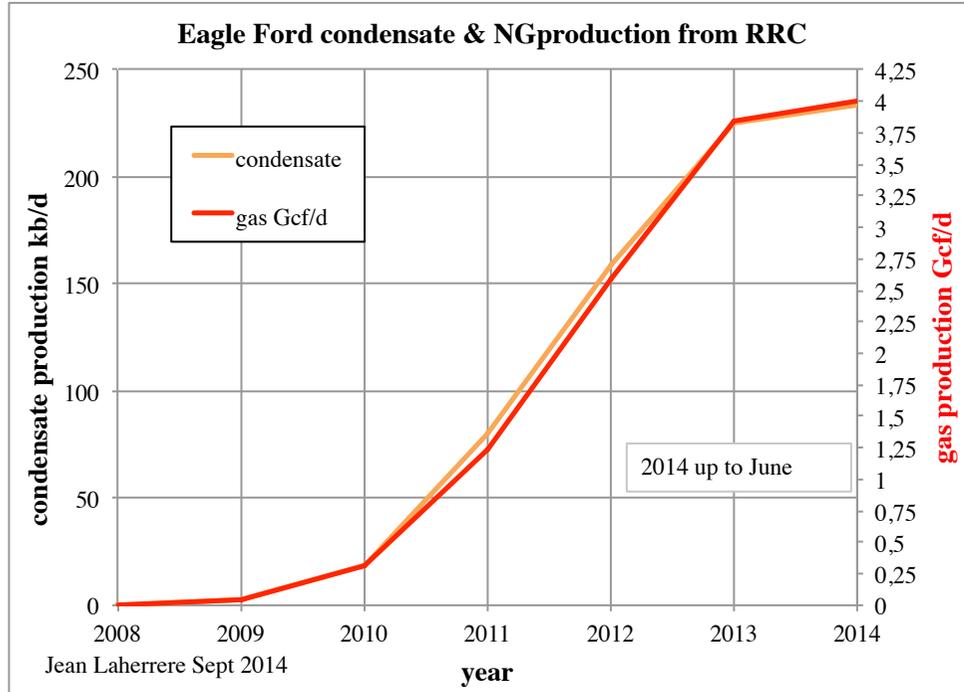
Fig 29: Canada prod. liquides de gaz et gaz IEA



NGL Texas

Au Texas, la RRC publie pour l'Eagle Ford shale les volumes annuels oil, condensate et gaz. La production de condensat se comporte exactement comme la production de gaz.

Fig 30: US Eagle Ford production condensat & gaz



L'exemple du Canada et de la Norvège montre bien que les liquides de gaz sont mal répertoriés et que seul le total brut plus tous les liquides de gaz est une entité valable

NGL Golfe du Mexique

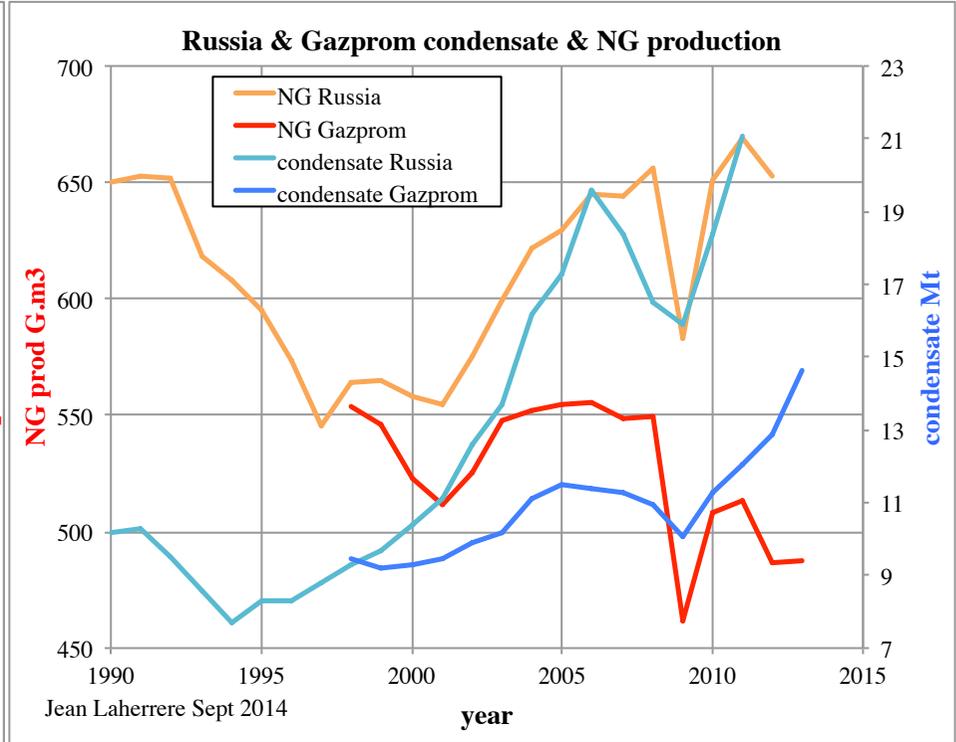
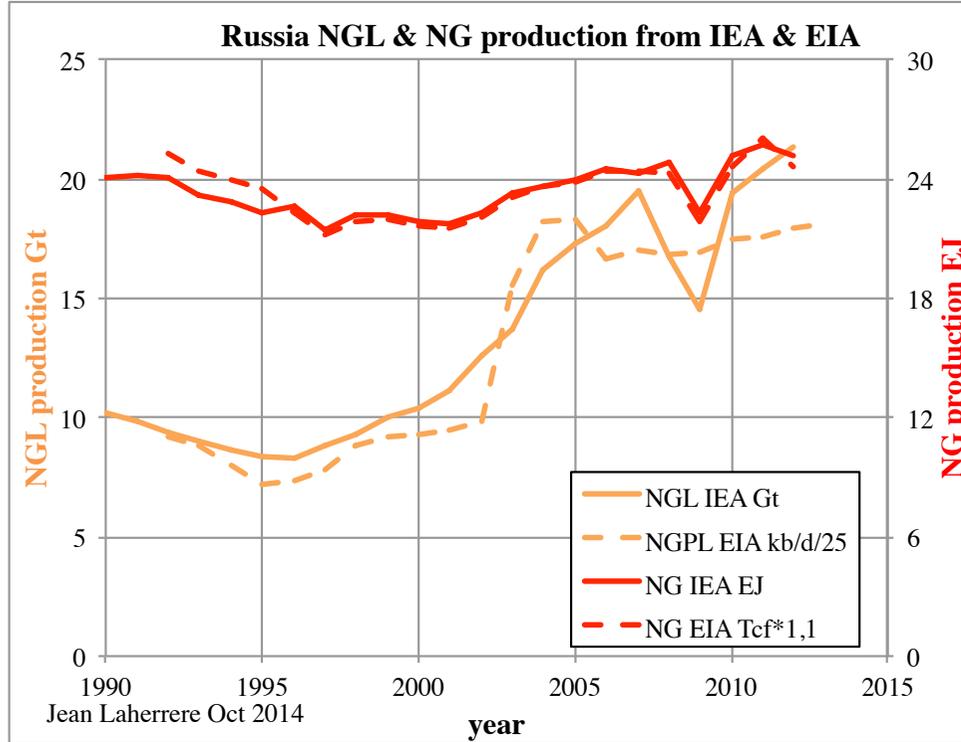
Les agences fédérales BOEM & BSEE mesurent la production de brut, de condensat, de gaz et de *casinghead gas*. Il n'y a pas d'autres liquides de gaz. La production de condensat corrèle bien avec le *casinghead gas*

NGL Russie

Les données EIA sur la Russie commencent en 1992 et les NGPL corrént plus ou moins bien avec la production de gaz.

Fig 33: Russie : production liquides de gaz et gaz IEA & EIA

Fig 34: Gazprom production condensat & gaz



Les données IEA des NGL corrént mal avec le NG, de même que les données EIA avec d'autres unités

Les données sur la production de condensat et de gaz pour la Russie et pour Gazprom corrént mal et l'exemple du Canada montre qu'il faut ajouter les autres liquides de gaz qui ne sont pas accessibles.

NGL Pays Bas

Les Pays Bas possèdent un champ de gaz géant avec Groningen et exportent leur gaz

La production de liquides de gaz diffère suivant les sources (AIE, EIA & Eurostat) et les unités et corrèle mal avec la production de gaz

NGL monde

L'AIE publie les productions énergétiques depuis 1990 par pays et pour le monde. Pour le monde la production de liquides de gaz en Mt augmente plus que la production de gaz en EJ (exajoules). Les données EIA sont ajoutés avec des unités différentes et montrent bien l'imprécision des données

Fig 35: Pays Bas production liquides de gaz et gaz

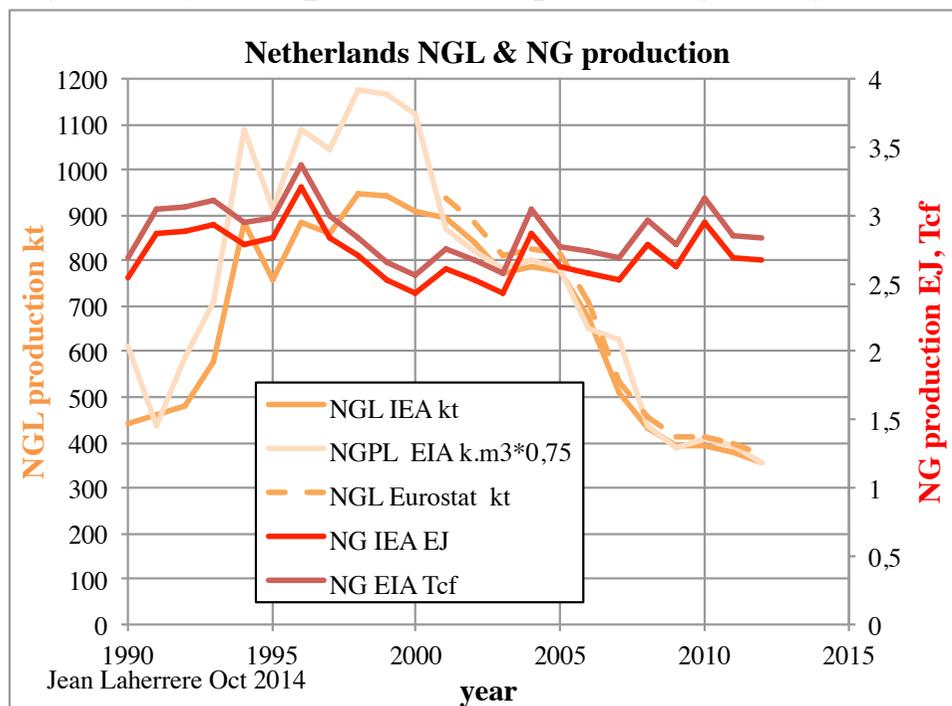
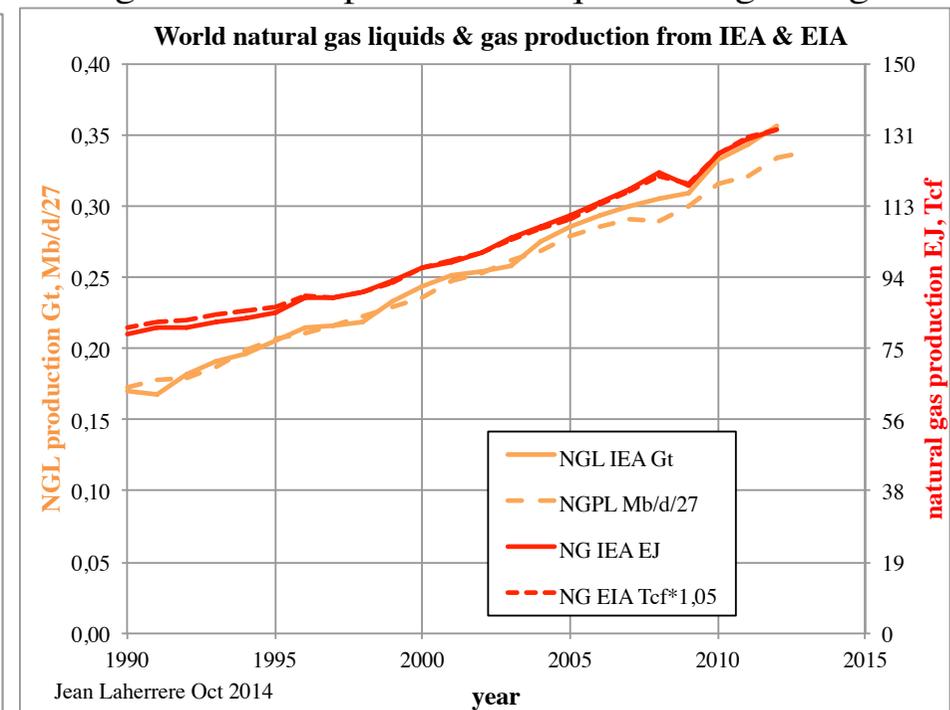


Fig 36: Monde production liquides de gaz & gaz



Incertitude sur les chiffres de production mondiale

Les données de production sont publiées par l'EIA mensuellement depuis 1994 et détaillées avec brut plus condensat (en tête de puits), liquides de gaz dans les usines de traitement (NGPL) et enfin tous liquides en ajoutant les gains de raffinage et les autres liquides XTL (X = charbon, gaz, biomasse)

La production « tous liquides » augmente par marches. La production brut plus condensat montre un plateau ondulé depuis 2005 entre 72 et 76 Mb/d soit 74 Mb/d \pm 2

Fig 37: monde production C+C, C+NGL & tous liquides

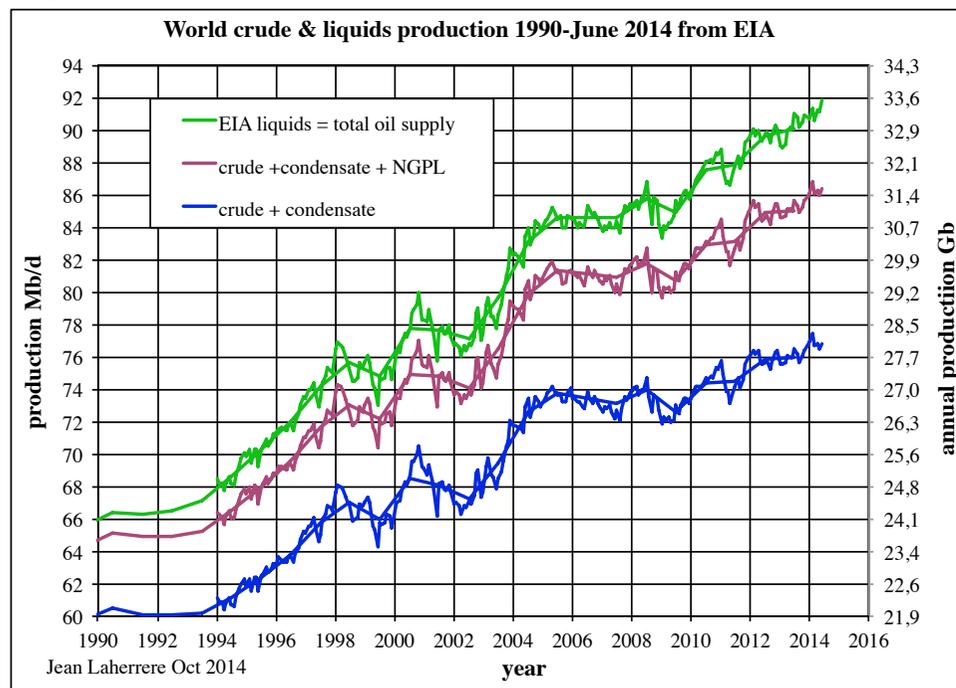
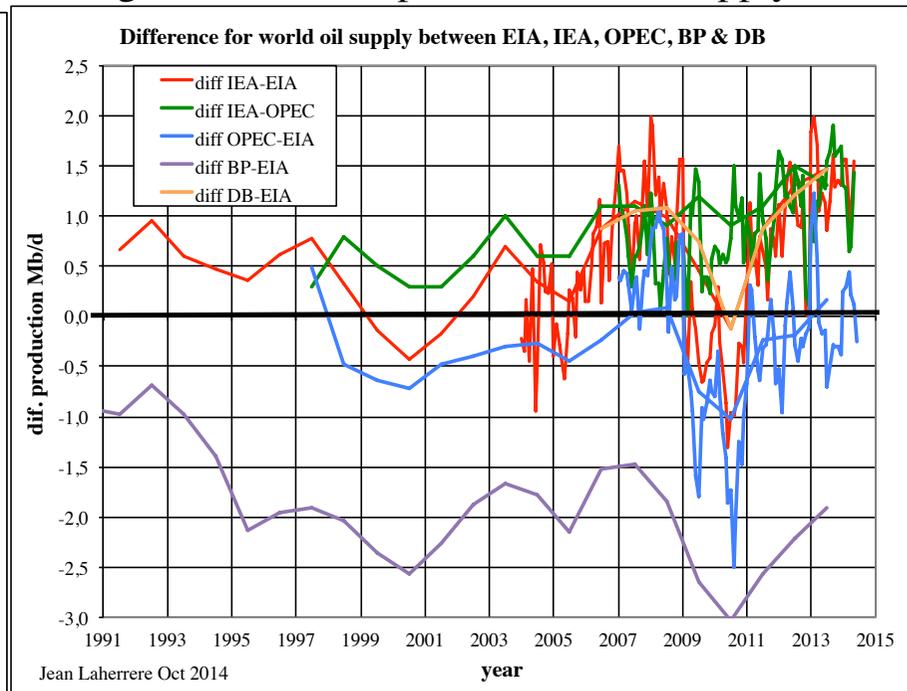


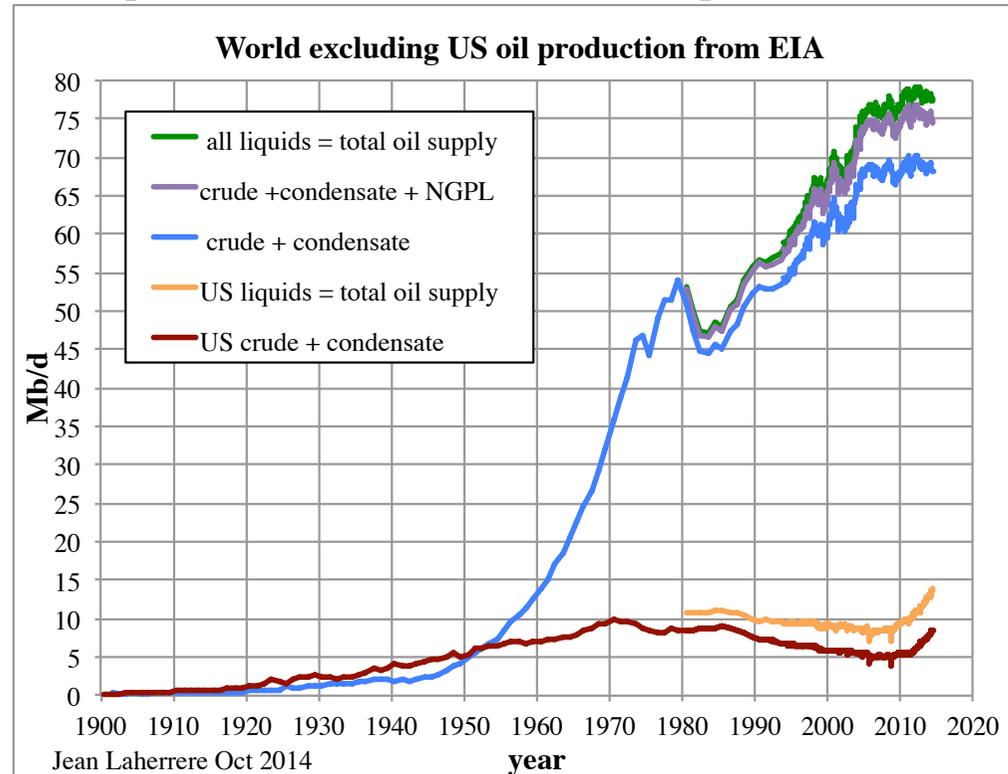
Fig 38: différence production « oil supply »



Mais l'imprécision des données par manque de consensus sur les définitions et les mensonges des membres de l'OPEP) est de l'ordre de 2 Mb/d

Mais si on exclue les US la production de pétrole mondiale montre vraiment un plateau ondulé pour le brut et les liquides de gaz (violet) à 75 Mb/d avec une variation de l'ordre de l'imprécision des données (2 Mb/d) et la montée de la production US est due au Texas et North Dakota.

Fig 39: monde excluant US: production C+C, C+NGL, tous liquides et US



Prévisions mondiales du brut conventionnel et non conventionnel par l'AIE

La fourchette des prévisions passées de l'AIE est fort grande

Fig 40: prévisions liquides de gaz AIE & EIA

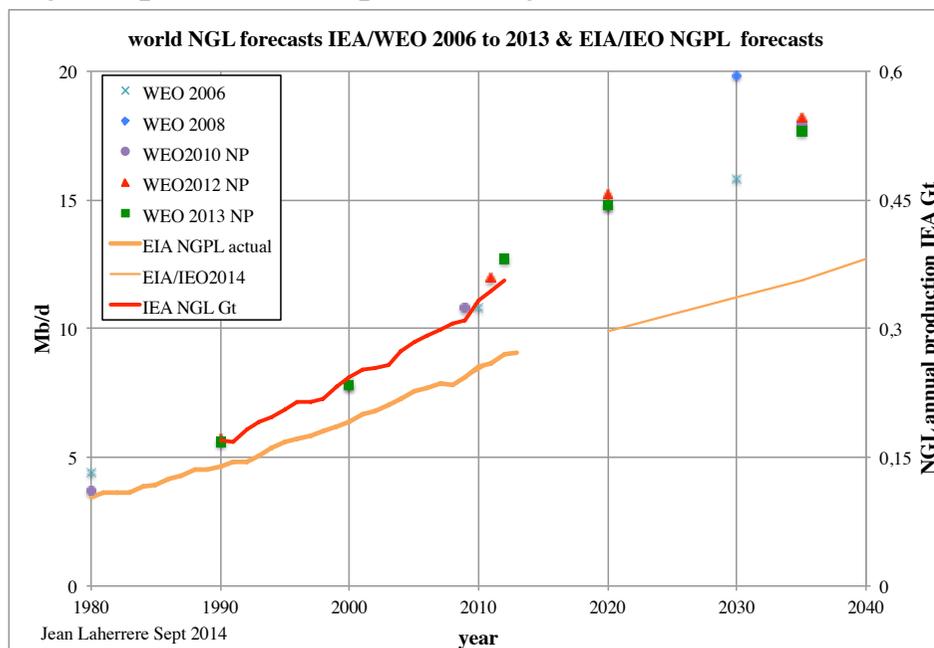
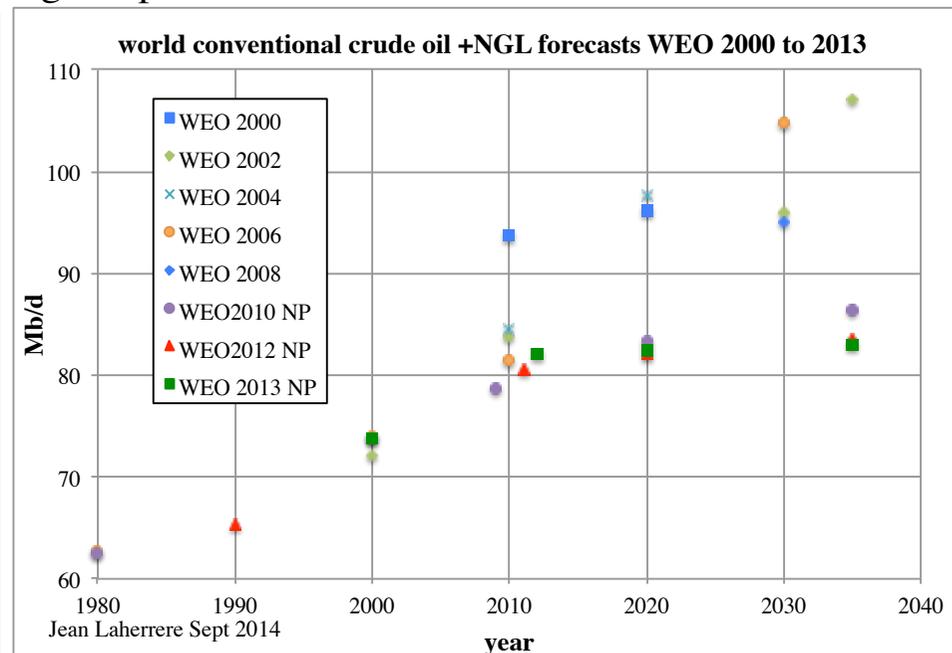


Fig 41: prévisions brut conv +NGL WEO 2000-2013



Les prévisions AIE pour les liquides de gaz (NGL) sont très supérieures à celles de l'EIA pour les NGPL (NG Plant Liquids)

Les prévisions AIE pour le brut conventionnel plus NGL (le condensat est alors complètement inclus) ont décliné pour 2035 de 107 Mb/d (2002) à 88 (2013)

Les prévisions AIE pour le **brut conventionnel** montre bien un pic en 2012 et que la prévision 2006 pour 2030 à 89 Mb/d est descendu à 67 Mb/d en 2013

Fig 42: prévisions brut convent WEO 2006-2013

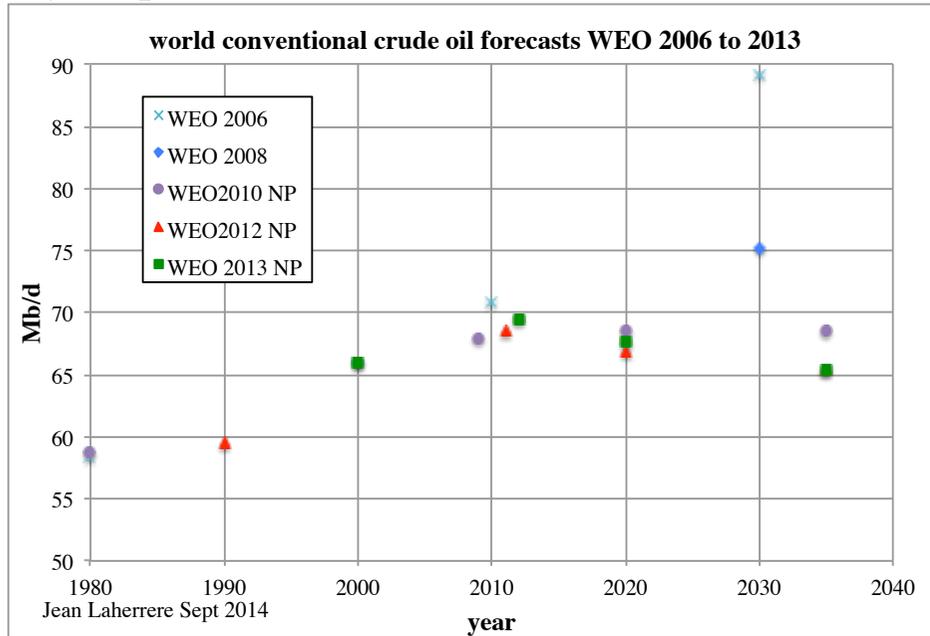
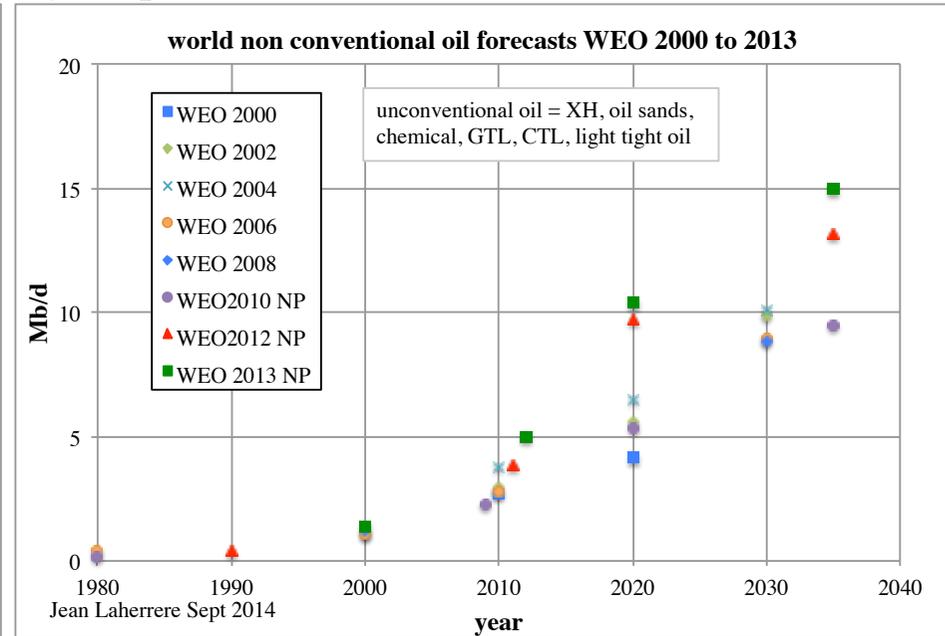


Fig 43: prévisions brut non convent WEO 2000-2013



Les prévisions AIE sur la production du pétrole non conventionnel (extra-lourds, GTL, CTL & light tight oil = shale oil) varie avec le temps, notamment pour 2035 avec 10 Mb/d (2010) à 15 Mb/d (2013), compensant la décroissance du conventionnel

Pour le « oil supply mondial, l'AIE (WEO 1994 à 2013) montre une fourchette importante et les anciennes sont trop fortes de 10% pour 2013

Fig 44: prévisions « oil supply » WEO 1994-2013

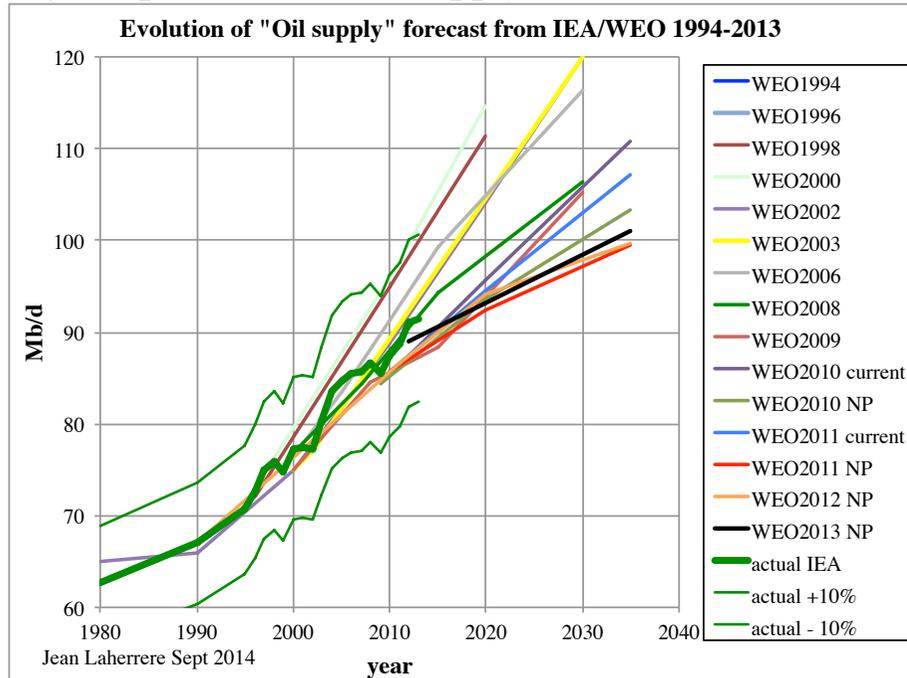
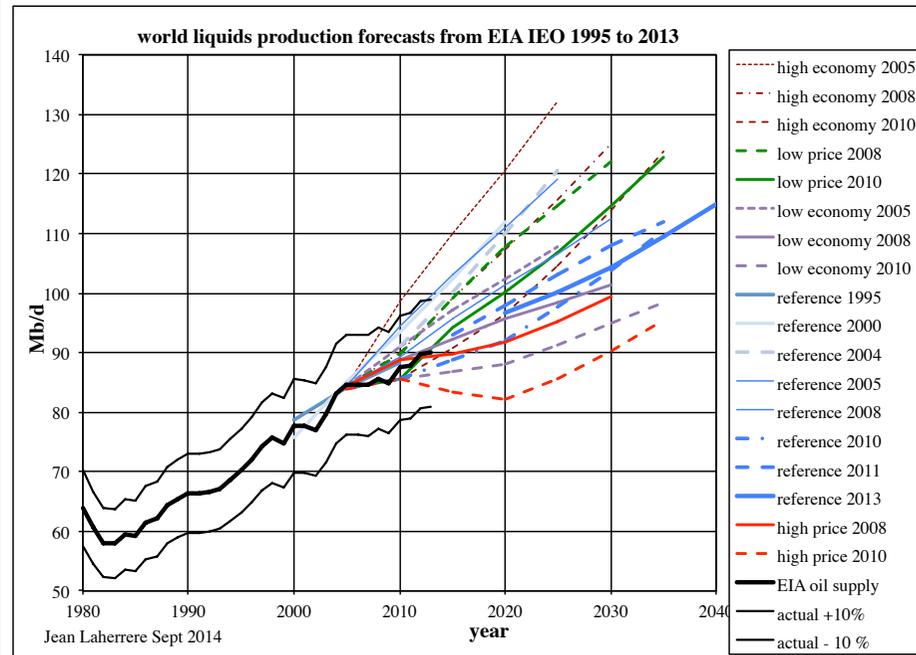


Fig 45: prévisions tous liquides EIA/IEO 1995-2013



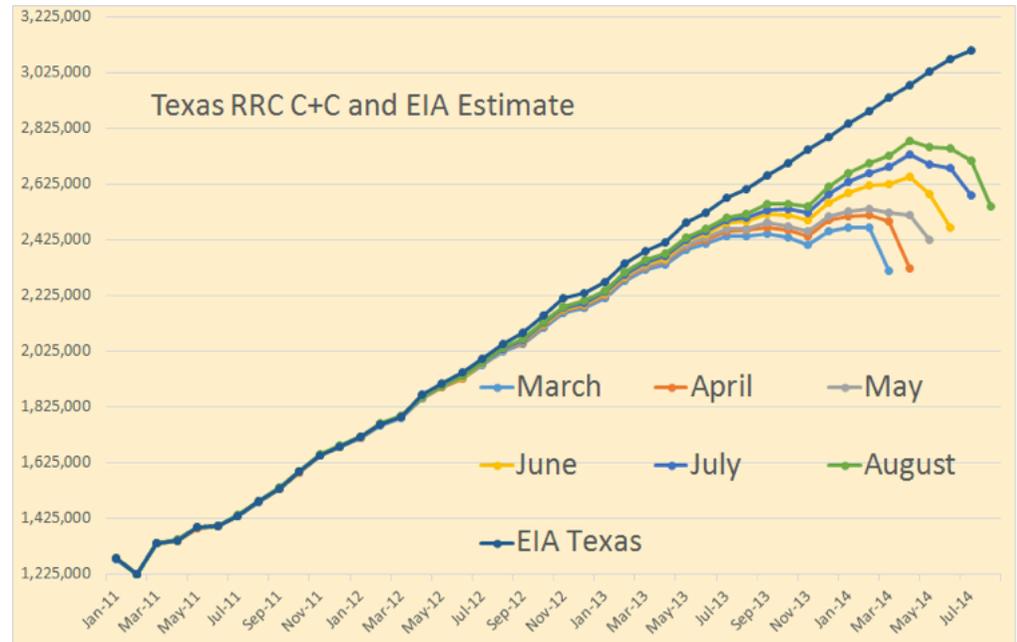
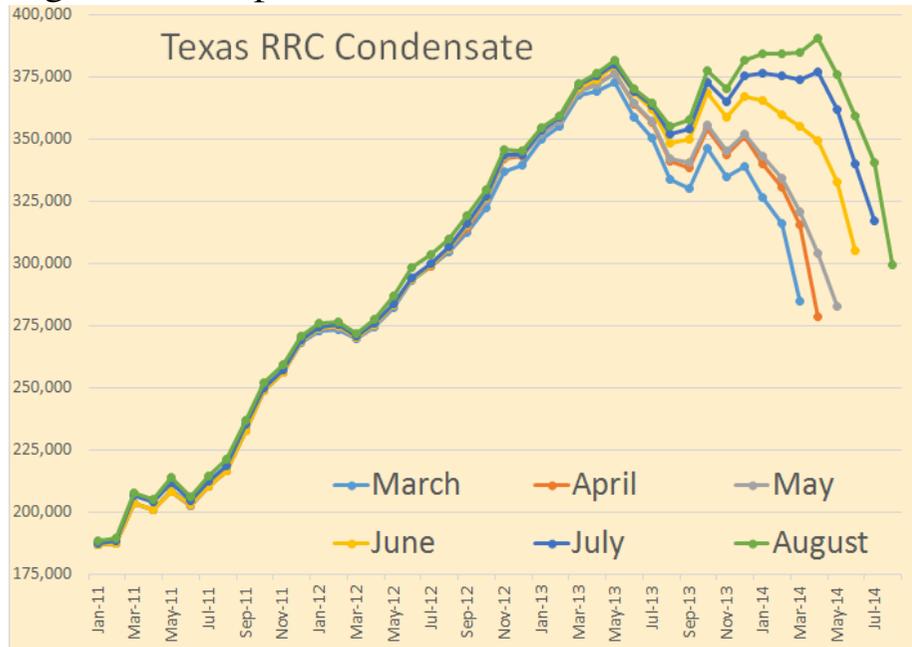
Tous ces graphiques montrent bien l'imprécision de ces prévisions qui toutefois n'hésitent pas afficher de nombreuses décimales inutiles !

Prévisions mondiales *oil supply* par USDOE/EIA

Prévision de la production de pétrole aux US

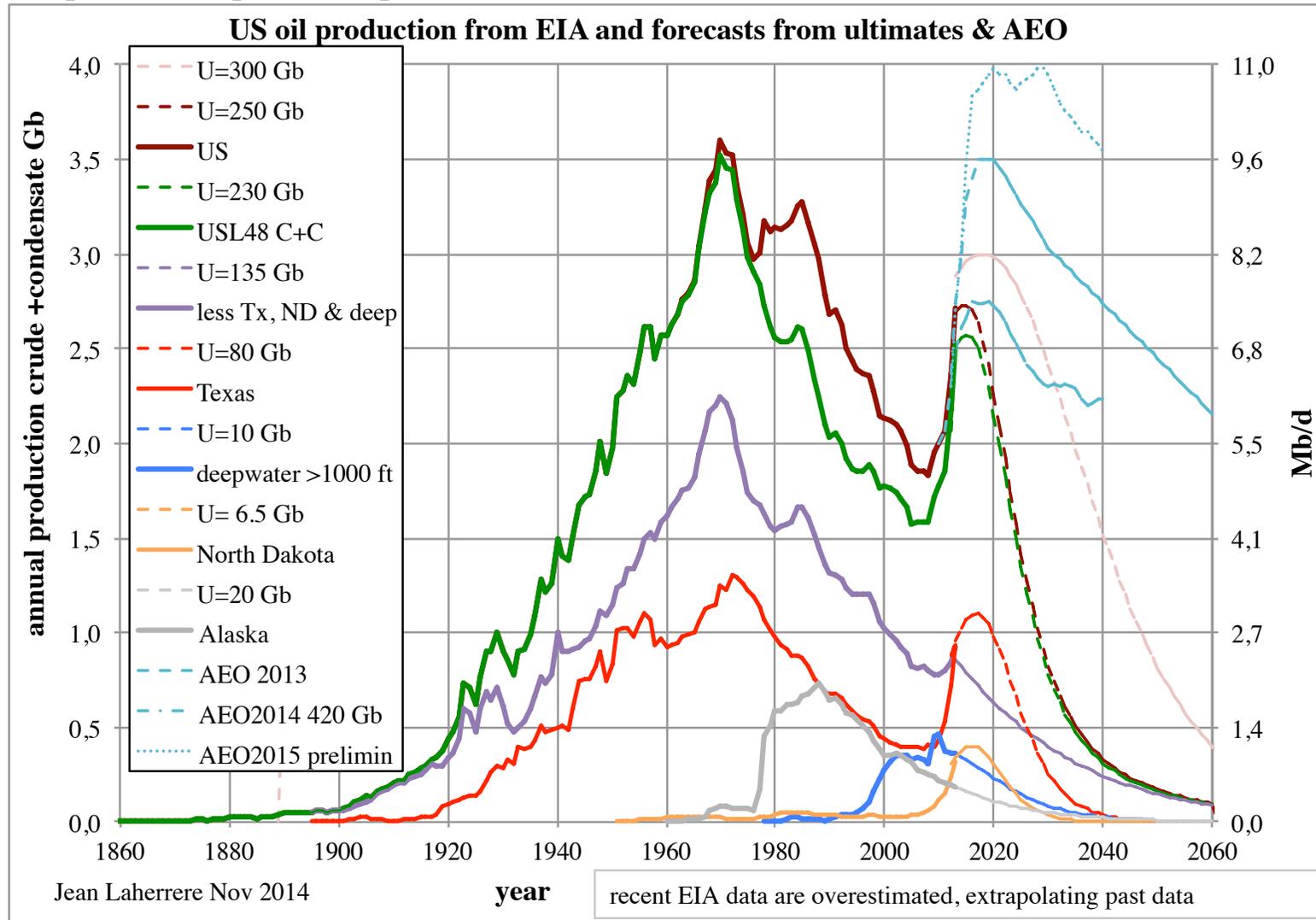
Le Texas Railroad Commission (RRC) publie les données de production pour le Texas, mais les producteurs ont jusqu'à 2 ans pour les déclarer. Ron Patterson sur son excellent site *peakoilbarrel.com* montre la progression des données RRC avec le temps pour le brut et pour le condensat, par contre l'EIA estime les production récentes en extrapolant les productions passées. La vérité est entre les 2, mais pour l'avoir il faut attendre au moins 2 ans

Fig 46: Texas production condensat Jan2011-Juin2014 RRC Fig 47: Texas prod brut +condensat RRC & EIA



Mes prévisions basées sur un ultime de 250 Gb supposent un pic très proche et un déclin rapide, alors que les prévisions de l'EIA (AEO 2014) est pour un pic proche à un niveau égal à celui de 1970 et un déclin lent de 2020 à 2030, plus lent de 2030 à 2040, qui extrapolé jusqu'à la fin nécessite un ultime de plus de 400 Gb.

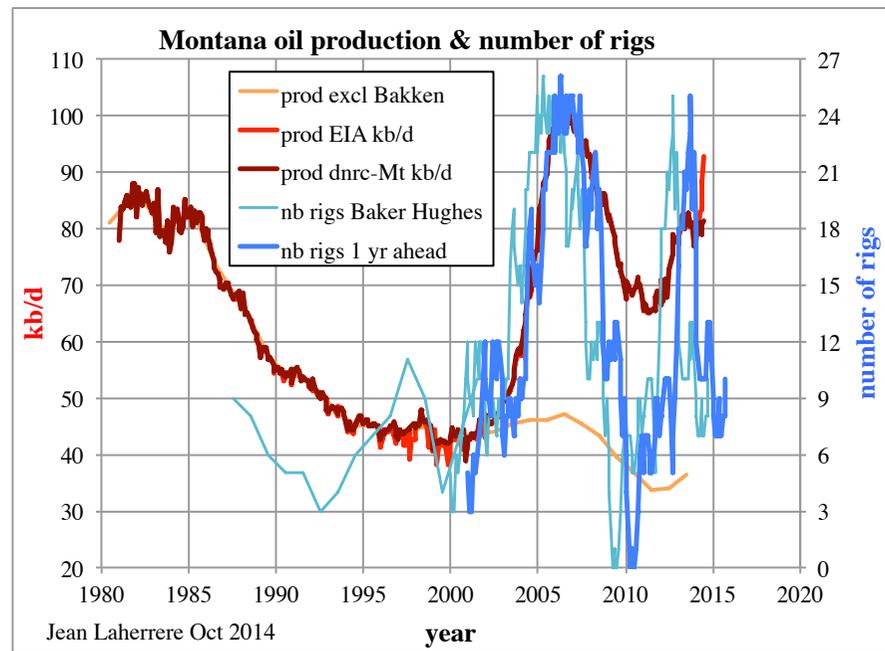
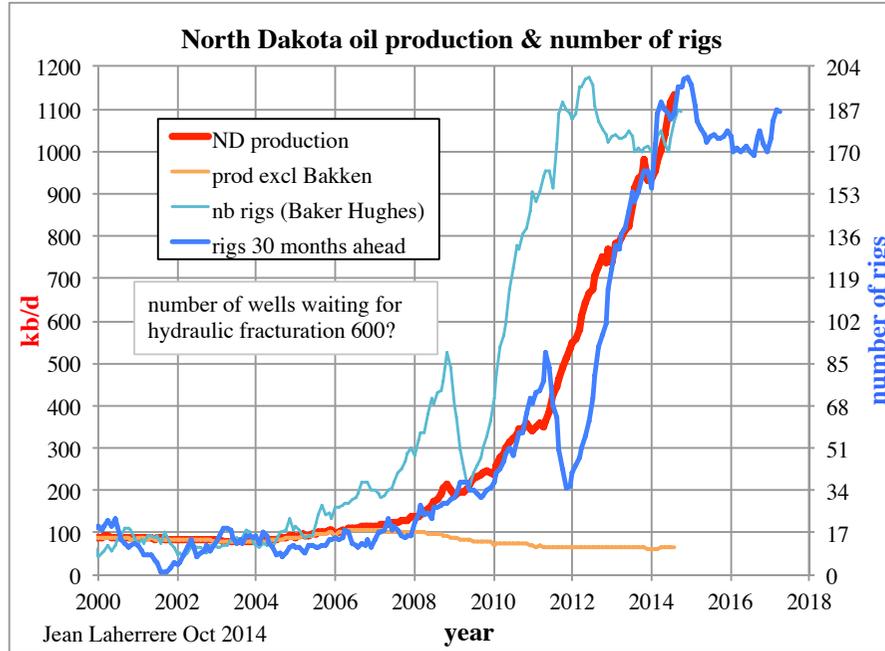
Fig 48: US : production pétrole & prévisions 1860-2060



La date du pic de la production au North Dakota prévue fin 2014-début 2015 est basé sur la corrélation production et nombre d'appareils de forage décalé de 30 mois. Pour le Montana les pics de 2006 et 2013 (du au Bakken) corrélent bien avec le nombre d'appareils décalé de 12 mois.

Fig 49: North Dakota production & nombre de rigs décalé 30 mois

Fig 50: Montana rigs décalé 12 mois



L'ultime du Bakken North Dakota est estimé à 4 Gb d'après la linéarisation d'Hubbert de sa production et l'ultime du non-Bakken à 2,5 Gb pour un total ultime de 6,5 Gb (fig 48)

Fig 51: ND Bakken linéarisation d'Hubbert

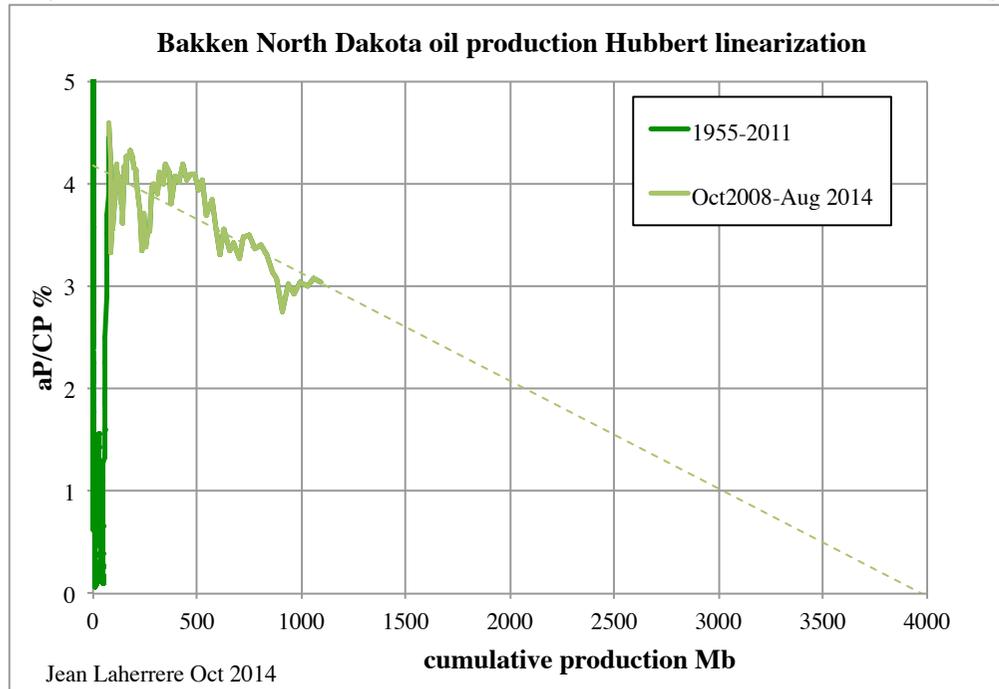
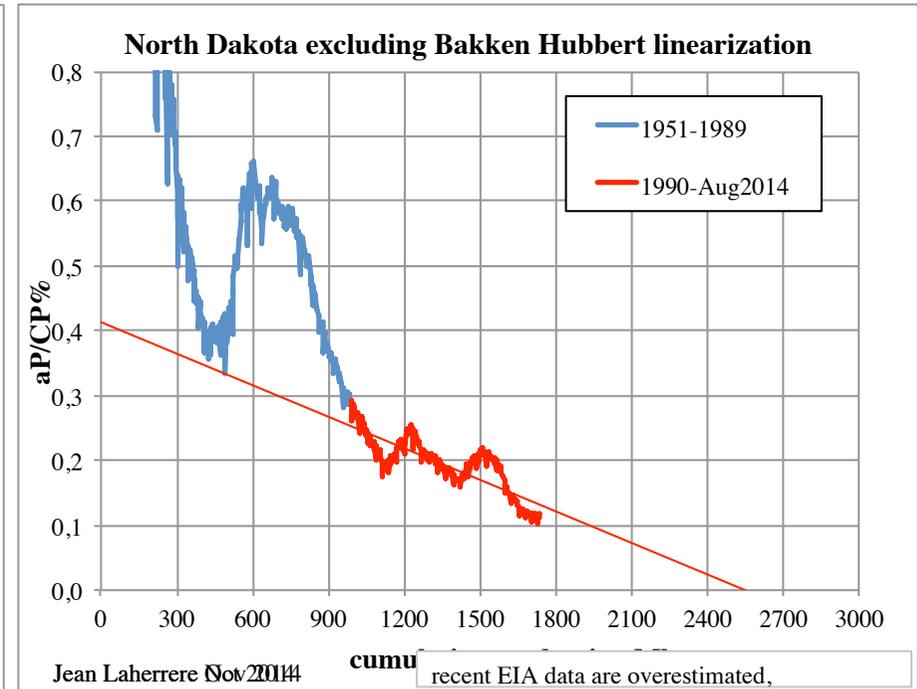


Fig 52: ND excluant Bakken linéarisation d'Hubbert



Les US ne parlent plus de shale oil mais de tight oil (en fait LTO = light tight oil) pour deux raisons: d'abord éviter la confusion avec oil shale, en français schistes bitumineux qui ne sont ni des schistes ni du bitume mais du kérogène (roche mère) immature et ensuite parce que le Bakken produit non pas à partir de shale mais de réservoir carbonaté de mauvaise qualité (tight = compact) au milieu des argiles.

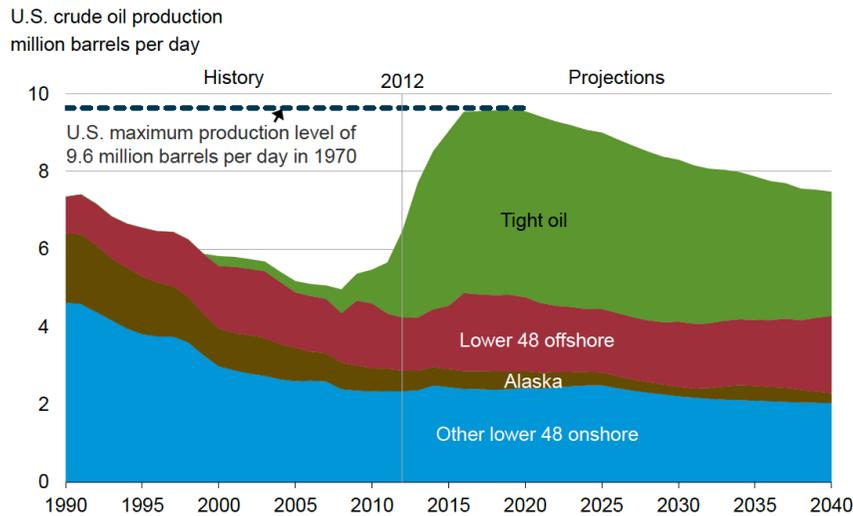
Les prévisions très optimistes de l'EIA sur la production de tight oil provient d'estimations surévaluées de l'USGS confondant réserves et ressources et faisant des analogies non justifiées : les réserves du Monterey shale viennent d'être réduites de 96%.

L'estimation est alors faite en calculant le volume d'hydrocarbures généré par la roche mère soit à partir de la concentration en matière organique (TOC), peu précis, soit à partir de mesures par RockEval. Ce calcul est imprécis et de plus dans un rapport 1994 «Undiscovered Petroleum Potential » nous (Laherrere, Perrodon, Demaison) avons estimé que **le pourcentage du pétrole généré qui serait récupéré dans les pièges conventionnels est de l'ordre de 1%**, ce qui veut dire que 99% resterait dans les sédiments ou partirait jusqu'à la surface.

Parler de taux de récupération des shale oil ou gas à partir de la génération d'HC de la roche mère est irréaliste, personne ne sait, car il n'y a pas assez d'historique de production soutenue de non conventionnel.

Fig 53: US: prévisions EIA/AEO 2014

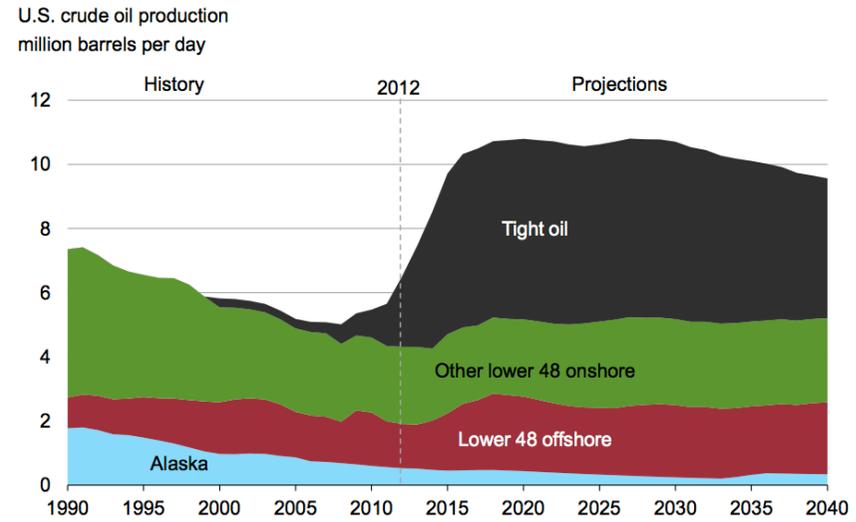
Growing tight oil and offshore crude oil production drive U.S. output close to historical high



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2014 Reference case

Fig 54: US prévisions EIA/AEO 2015 préliminaire

U.S. tight oil production leads a growth in domestic production to a plateau of over 11 mmbd through 2030



Source: Preliminary AEO2015 runs, dated as of 09/12/14

L'EIA ne justifie pas son ultime de 420 Gb, les réserves restantes prouvées à fin 2012 ne sont que de 33 Gb à ajouter à la production cumulée de 204 Gb, soit un total de 240 Gb découverts, loin d'un ultime à 420 Gb. Le torchage important (30 %) du gaz au ND et l'évacuation par train du pétrole par manque de gazoduc et oléoduc qui demande des volumes sur une longue durée montre bien que c'est du court terme.

Fig 59: US: découvertes & production cumulées C+C

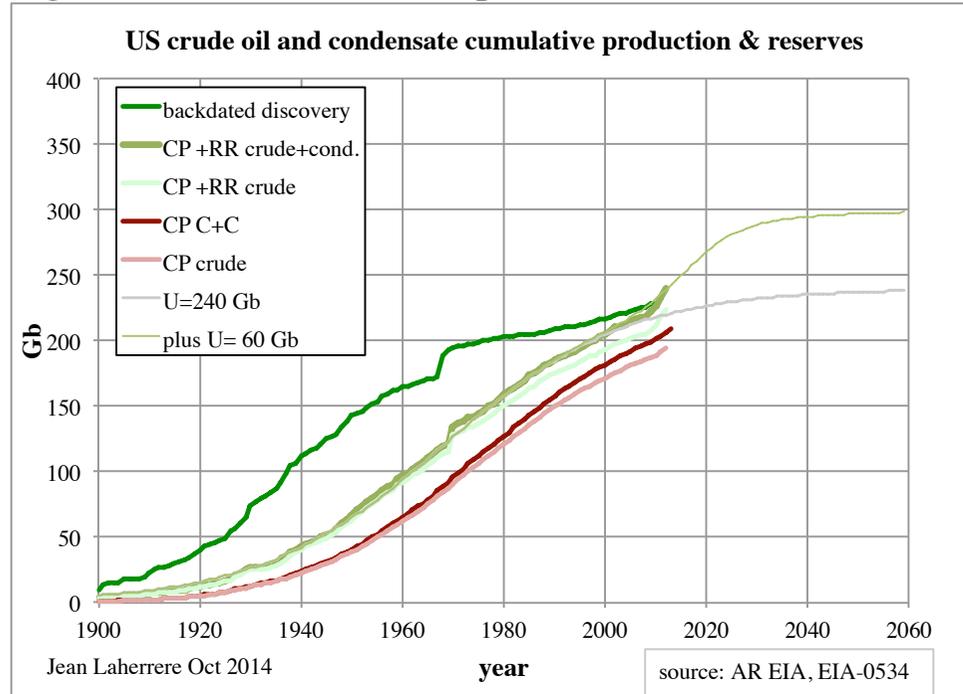
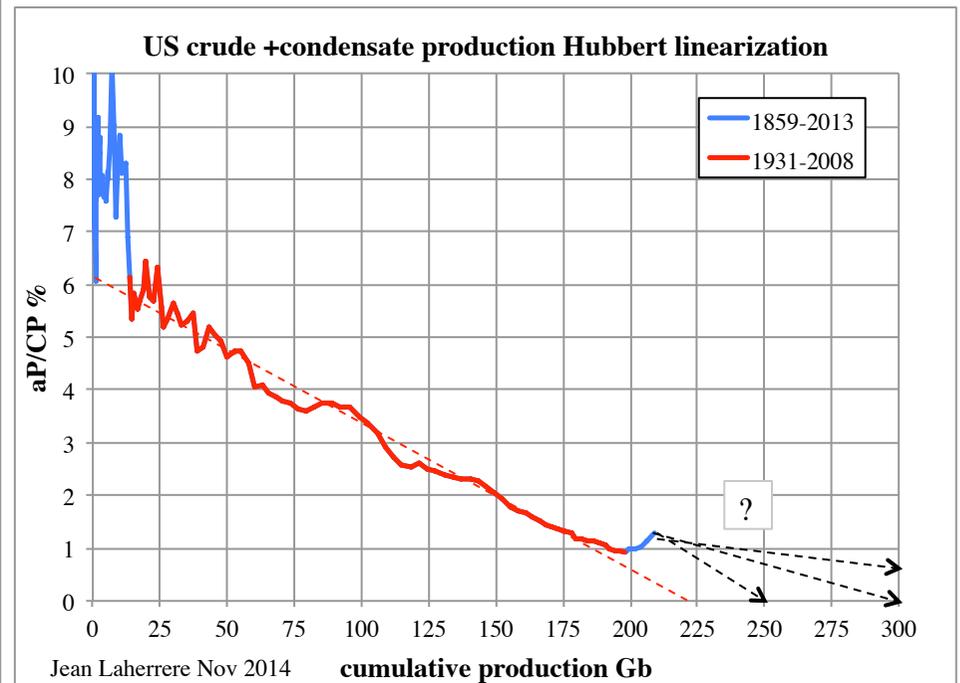
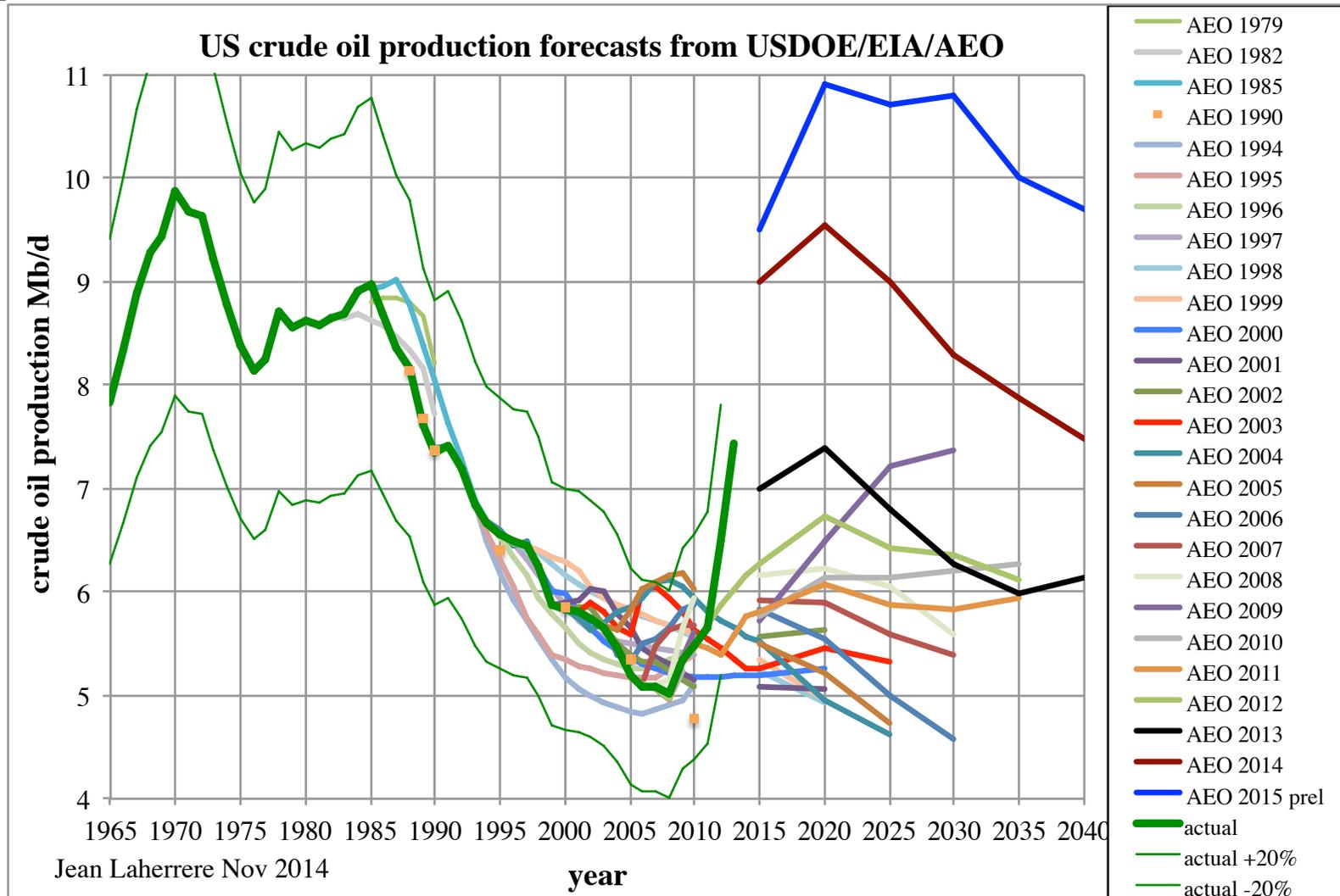


Fig 60: US: linéarisation production brut + condensat



prévision EIA/AEO de 1979 à 2015 pour 2020 ont varié de 5 Mb/d (2004) à 10,9 Mb/d (2015 pré)

Fig 61: US prévisions EIA/AEO 1979-2014



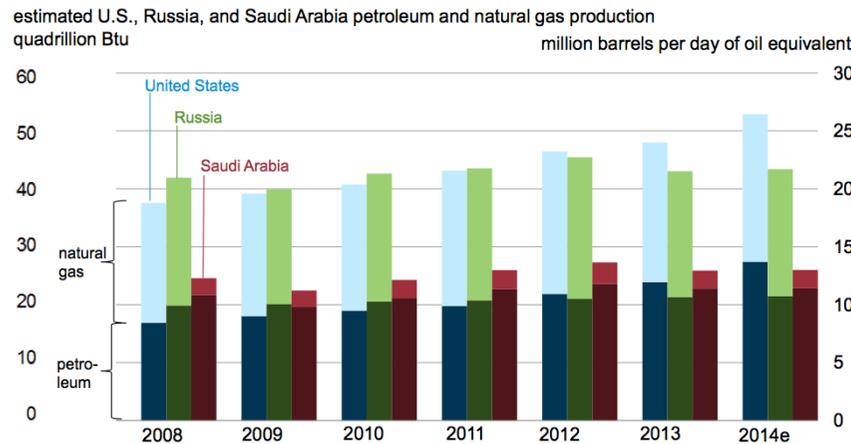
Production des US comparée à la Russie et à l'Arabie Saoudite

L'EIA se vante d'être le plus grand producteur de pétrole et de gaz, se comparant à la Russie et à l'Arabie Saoudite où en 2013 les US sont à 12 Mb/d contre 11 Mb/d pour la Russie, mais cela ne vaut qu'en ajoutant les produits comme les liquides de gaz et les gains de raffineries (de pétrole domestique mais aussi importé).

Fig 63: EIA: comparaison pétrole + gaz avec Russie et Arabie Saoudite

Fig 64: comparaison 2010-2040

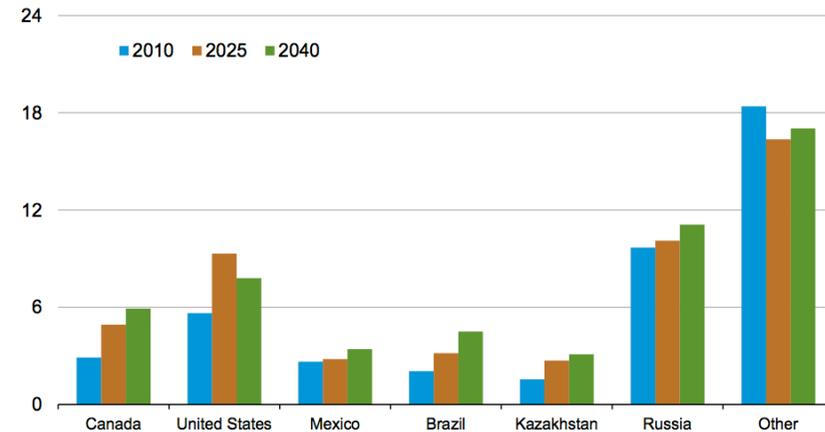
U.S. is the largest producer of petroleum and natural gas in the world



Source: U.S. Energy Information Administration
Note: Petroleum production includes crude oil, natural gas liquids, condensates, refinery processing gain, and other liquids, including biofuels; barrels per day oil equivalent were calculated using a conversion factor of 1 barrel oil equivalent=5.55 million British thermal units (Btu)

Most significant contributors to non-OPEC crude and lease condensate production: Canada, Brazil, U.S., Kazakhstan, Russia

non-OPEC crude and lease condensate production, Reference case
million barrels per day



Source: EIA, International Energy Outlook 2014

Les données EIA montrent que la production en volume ne change guère avec la production en énergie (quad \approx EJ), malgré l'augmentation des produits légers dans le brut car la densité 40-50°API a doublé de 2011 à 2013 quand le plus lourd n'a pas augmenté. Le condensat est parfois défini pour une densité supérieure à 45°API.

Fig 65: production brut + condensat US, Russie & AS

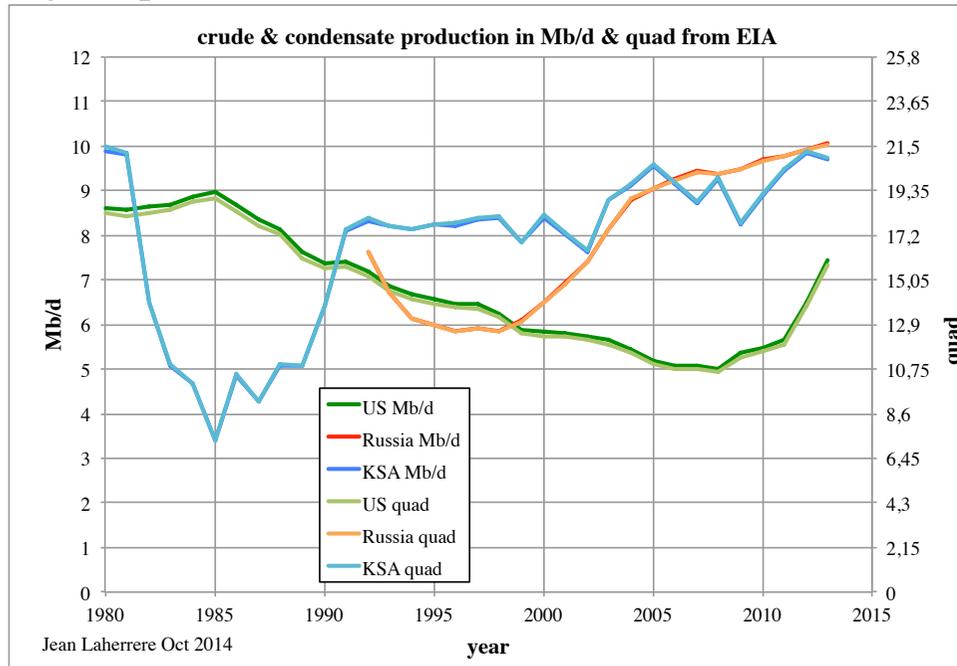
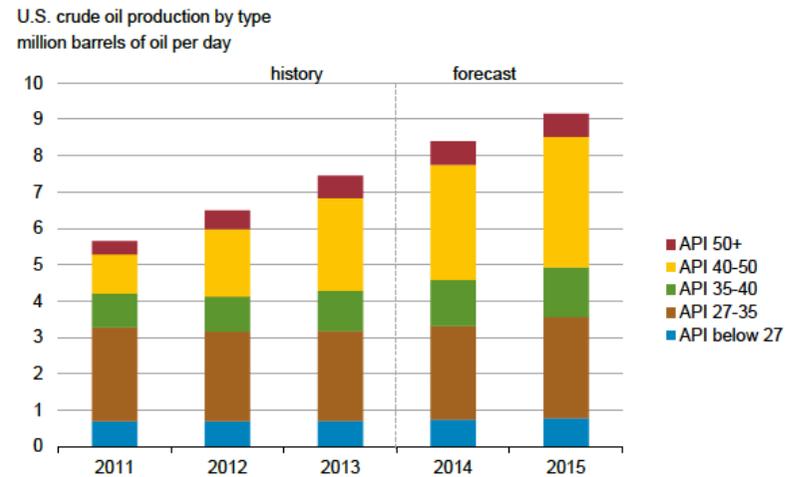


Fig 66: densité de la production US 2011-2015

Most of the growth in production between 2011 and 2015 consists of sweet grades with API gravity of 40 or above



Source: EIA, DrillingInfo, Colorado DNR, Texas RRC. <http://www.eia.gov/analysis/petroleum/crudetypes/>

Prévision de la production au Canada

La production de brut au Canada a été dépassée par la production de bitume (sables bitumineux de l'Athabasca) en 2009 qui en 2013 est 40% supérieure. Le LTO est récent et à 0,34 Mb/d en 2013.

Fig 67: Canada: production brut, LTO & bitume

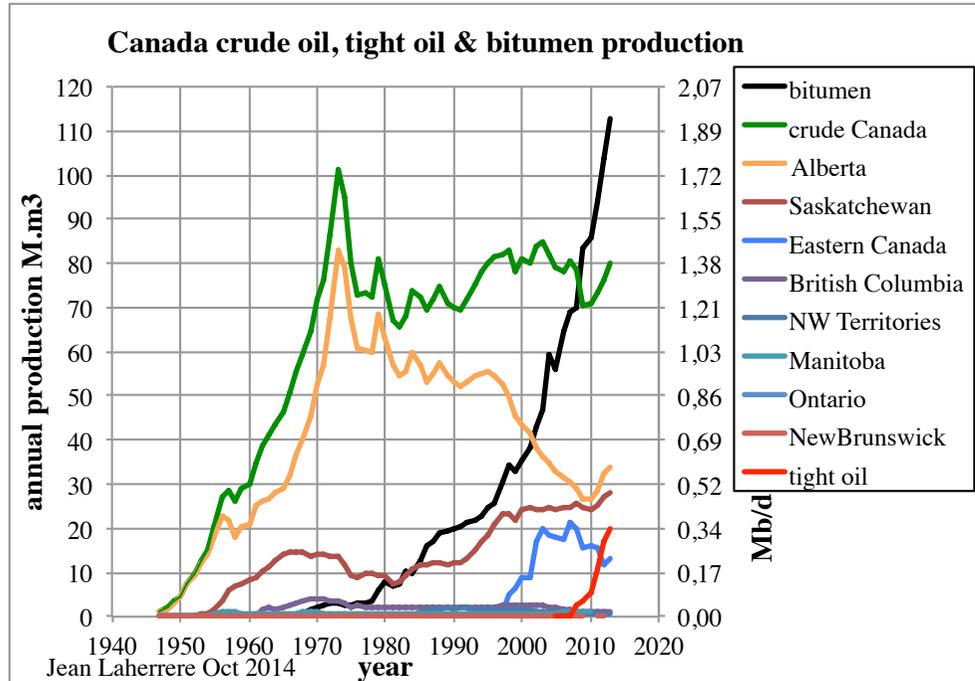
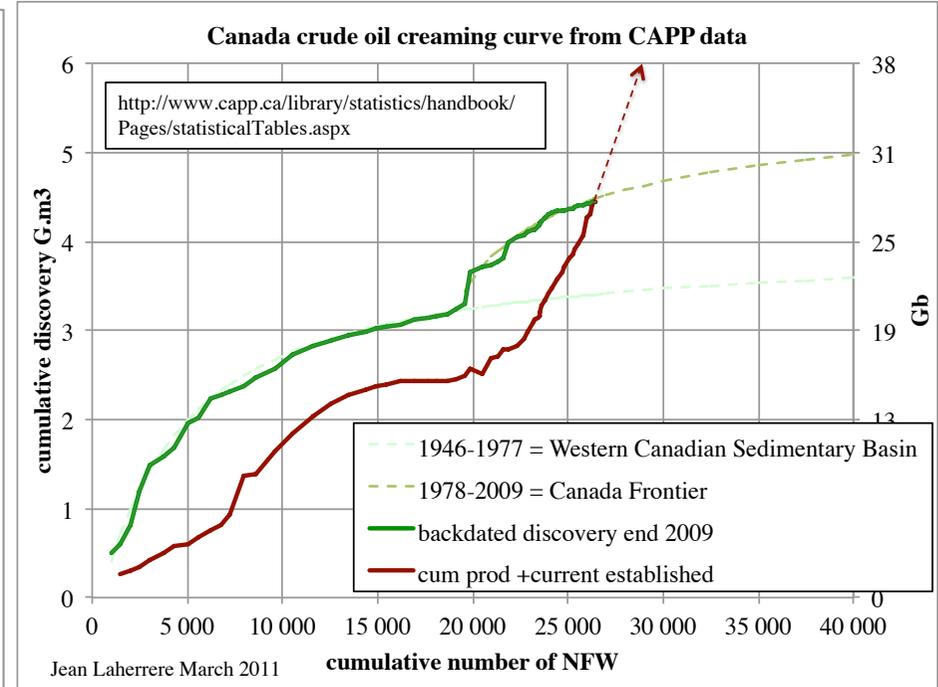


Fig 68: courbe écrémage découvertes « *backdated* » & non



L'estimation de l'ultime du brut est obtenue avec la courbe d'écrémage (découvertes ramenées à date de découverte versus nombre cumulé de puits d'exploration pure NFW) à 31 Gb (5 G.m³).

La production future de brut avec un plateau ondulé (80 M.m³ ±10) de 1972 à 2020 déclinera fortement ensuite pour retrouver en 2040 le niveau de 1960.

Le Canada heureusement verra la production de bitume augmenter à 5 Mb/d en 2030 d'après CAPP. et la NEB Outlook 2035

Fig 71: Canada prévisions brut ultimes 5 & 6 G.m³

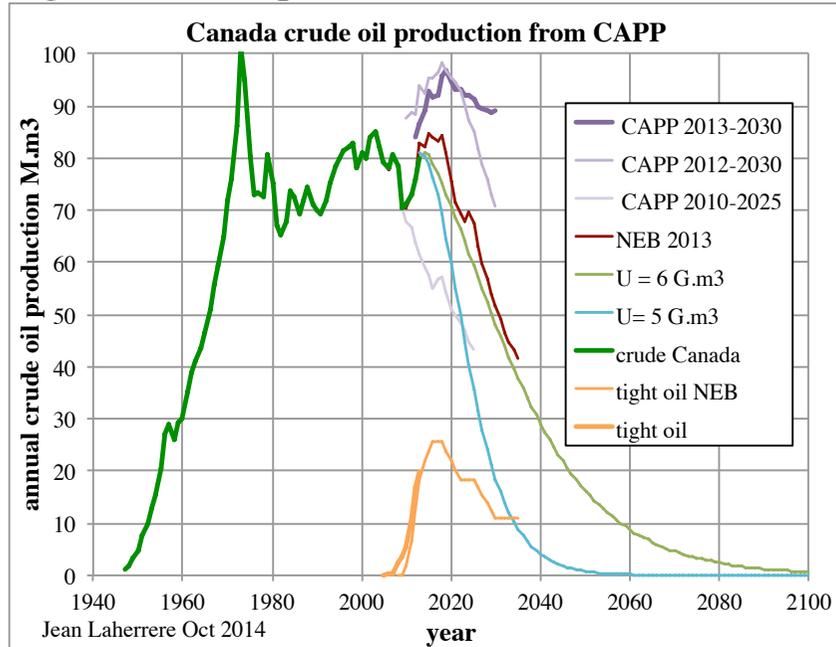
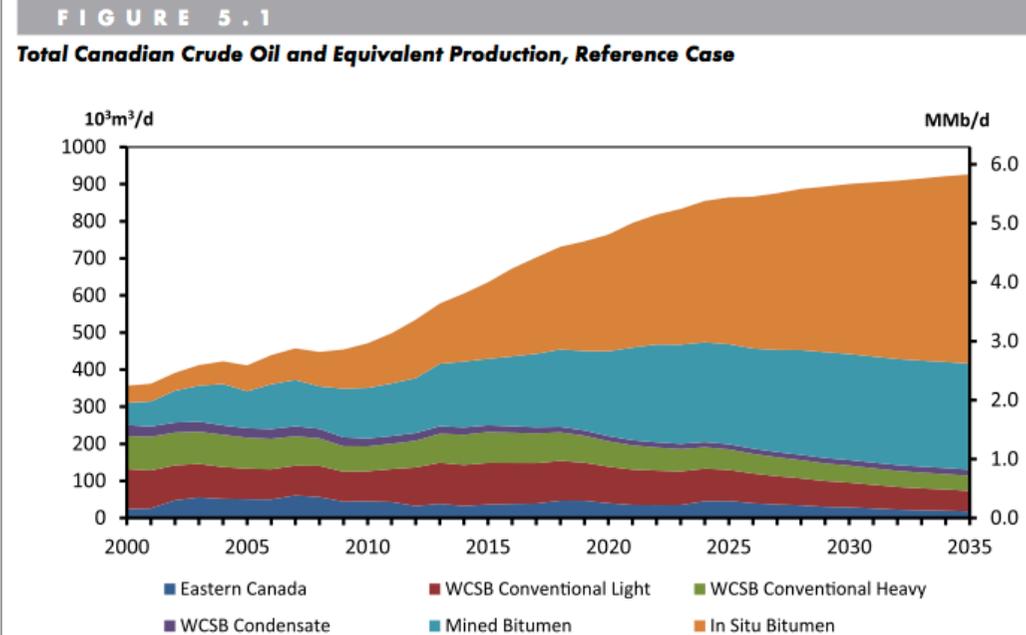


Fig 72: Canada: prévisions NEB brut et bitume



Production de pétrole en France

La mesure des productions de pétrole en France existe dans de nombreux documents publiés par le ministère de l'Énergie en France (aujourd'hui aussi de l'Écologie et du Développement durable), mais la synthèse historique n'existe pas. Le bulletin mensuel du BEPH donne la production de pétrole en tonnes et permet de remonter jusqu'en 1960. La base de données Pégase du ministère de l'énergie annonce les productions depuis 1970 mais en fait recopie seulement depuis 1990 les données du BEPH: c'est maigre. L'API (American Petroleum Institute) a publié en 1959 la production annuelle des pays producteurs de 1857 à 1958 en kb (pour la France depuis 1918). Le site data-publica.com (entreprise éditeur de données) a publié la production de Pechelbronn (d'après Clapp AAPG 1932) depuis 1812 et des schistes bitumineux d'Autun depuis 1831, mais je n'ai plus retrouvé ces données sur le site actuel ! L'information régresse!

Fig 73: France : Pechelbronn & Autun par data-publica.com

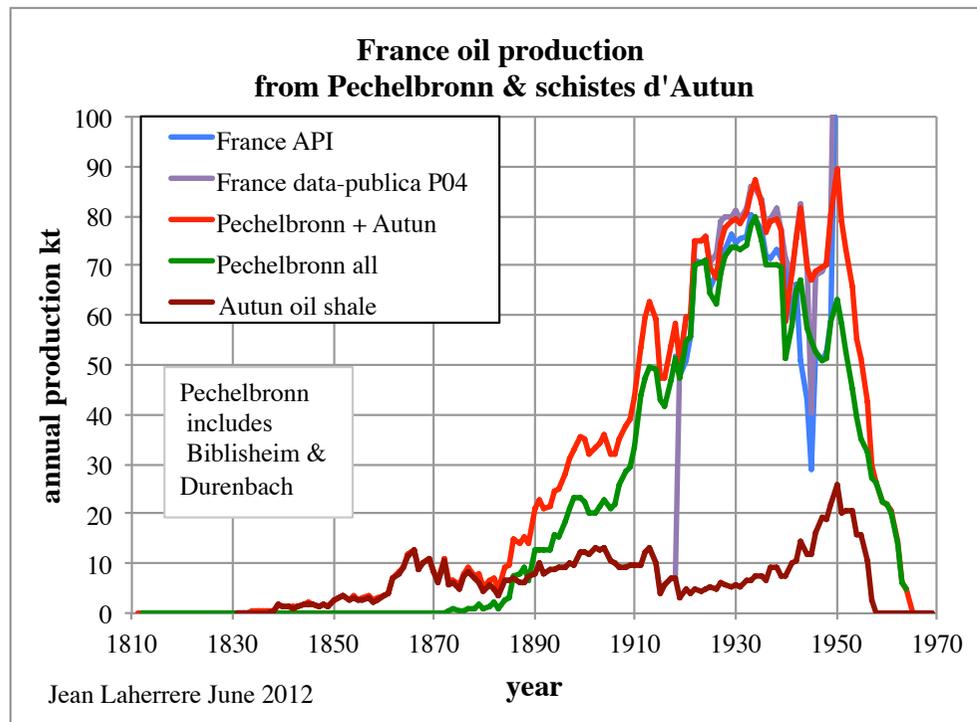
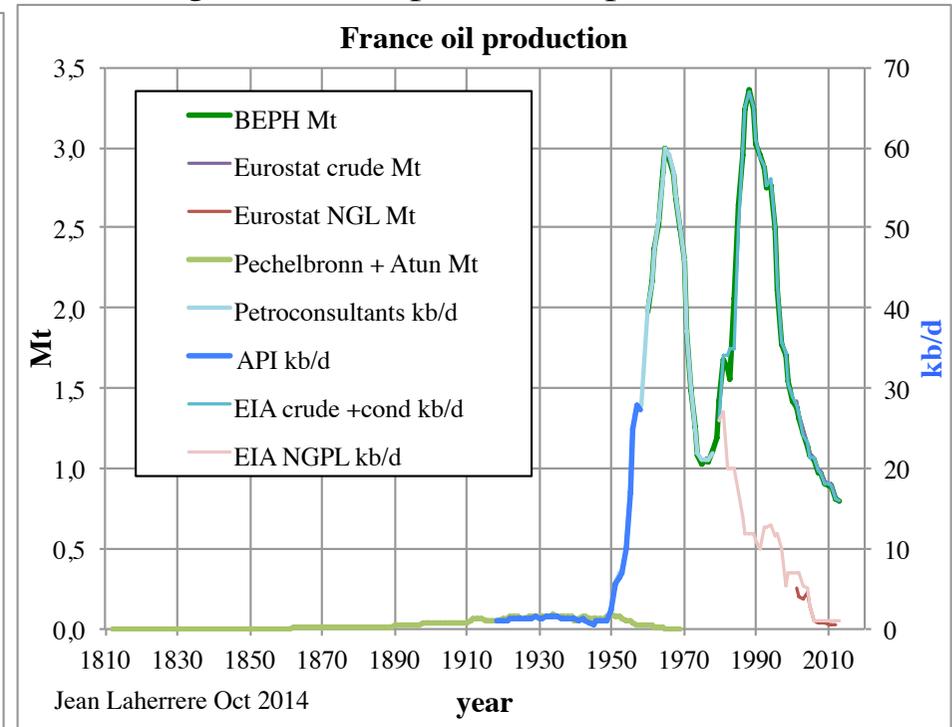


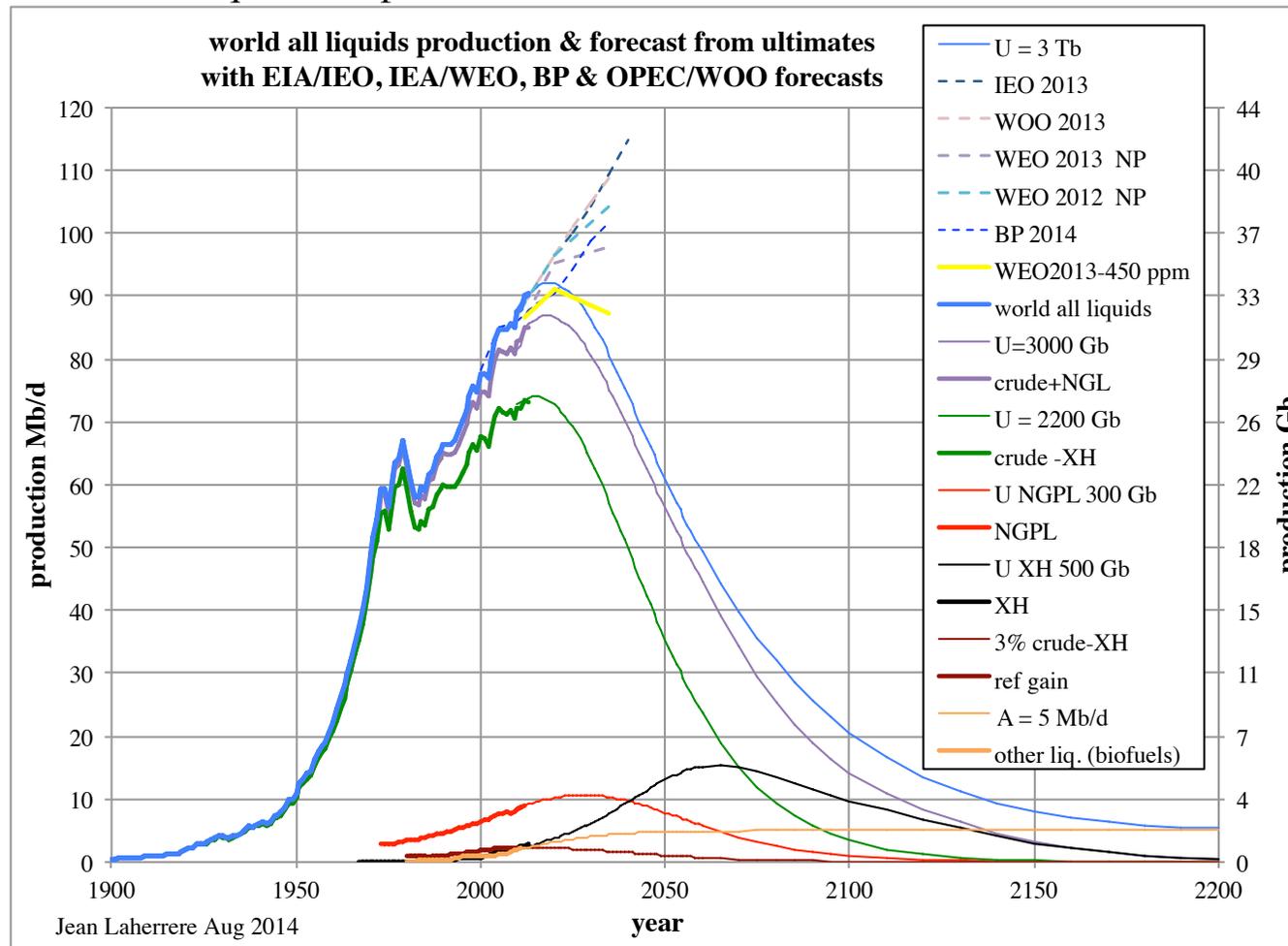
Fig 74: France production pétrole 1811-2013



Production mondiale de pétrole et prévisions

Le consommateur veut savoir quand il y aura pénurie à la station-service pour faire le plein. Or le carburant utilisé par sa voiture contient des biocarburants. Il faut donc estimer la production future non pas du brut seul mais **de tous les liquides**, en ajoutant en plus du brut les liquides de gaz, les gains de raffinage, les XTL (X+ charbon, gaz, shale) et les biocarburants.

Fig 75: production mondiale liquides & prévisions



Les prévisions AIE 2013 WEO 450 ppm coïncident avec mes prévisions : les contraintes géologiques et économiques vont donc satisfaire les objectifs des inquiets du changement climatique (qui existe depuis des milliards d'années)

A moyen terme nous allons vers un nouvel optimum et à long terme vers une nouvelle glaciation. Les glaciations ont débuté il y a 3 Ma avec la dérive des continents vers les pôles et la précédente glaciation était il y a 300 Ma. Nous sommes dans un Age Interglaciaire depuis plus de 10 000 ans et les précédents ont eu une durée de cet ordre de grandeur : on va donc y revenir !

Ces inquiets du changement climatiques confondent d'ailleurs dans leur démonstration gaz à effet de serre et CO₂. Car l'impact du CO₂ dans les gaz à effet de serre n'est que de 20% et encore par ciel clair (JL Dufresne 2011 *L'effet de serre atmosphérique : plus subtil qu'on ne le croit*) et la vapeur d'eau contribue pour 75%.

Les modèles climatologiques des rapports du GIEC utilisent 40 scénarios énergétiques: faux dans le passé (1990 & 2000) et irréalistes dans le futur (et contraires aux prévisions officielles de l'AIE).

Ces scénarios ne sont pas des prévisions mais des histoires. Le CO₂ monte, mais depuis 15 ans la température n'augmente guère ; le pic de 1998 est dû au Nino, cycle qui n'a rien à voir avec le CO₂.

Le CO₂ est le faux coupable du changement climatique. Vers 1600, la cause du changement climatique (Petit Age Glaciaire avec mauvaises récoltes et avancée des glaciers) était attribuée au diable et aux sorcières: **on a ainsi brûlé (vives) plus de 60 000 sorcières en Europe !**

On veut faire peur en disant que le changement climatique est prévisible, mais ceux ne sont que des modèles très imparfaits avec des hypothèses fausses (GIGO = Garbage In, Garbage Out). Vous ne trouverez pas dans les rapports GIEC des références aux prévisions des organismes officiels de l'énergie (AIE, CME)

Toutes les hypothèses prises en compte sont les scénarios dits *storylines*.

On ne sait pas prédire le temps au delà de 15 jours et le climat au delà de la prochaine décennie.

Prix du pétrole

Il est toujours intéressant de revenir à l'histoire. La galerie des glaces (357 miroirs) du temps de Louis XIV était le soir éclairée par des bougies en cire (2000 ?). La lampe à huile a été alimentée avec de huile de baleine dont la production US était en 1820 de 160 b/d à un prix de 300 \$2013/b et en 1850 de 710 b/d à un prix de 800 \$2013/b (pic en 1846 à 815 b/d). Le prix de l'éclairage est élevé car réservé aux riches. La lampe au gaz a démarré au XIXe siècle (Paris 1829). La lampe à pétrole (capillarité de la mèche 1853 dans un réservoir de pétrole lampant) et le pétrole bon marché dès 1861 a sauvé les baleines.

Roger Fouquet a étudié le prix de l'éclairage et le prix de l'énergie pour l'éclairage au RU: il a diminué d'un facteur 10 depuis 1300 et 5 depuis 1800!

Fig 77: production pétrole & huile de baleine 1804-1958 échelle log : principaux producteurs

Fig 78: prix éclairage & énergie au RU Fouquet 2010

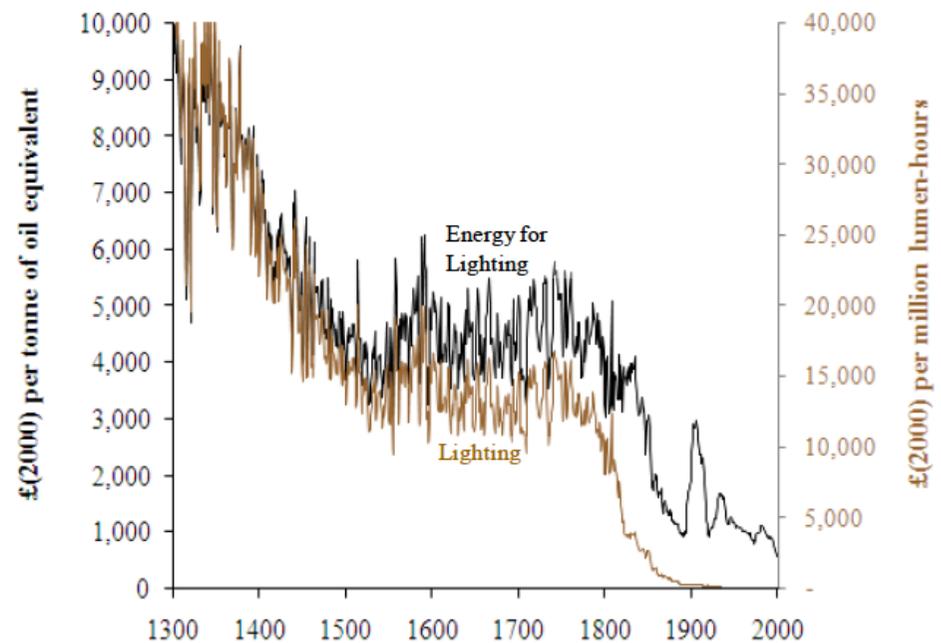
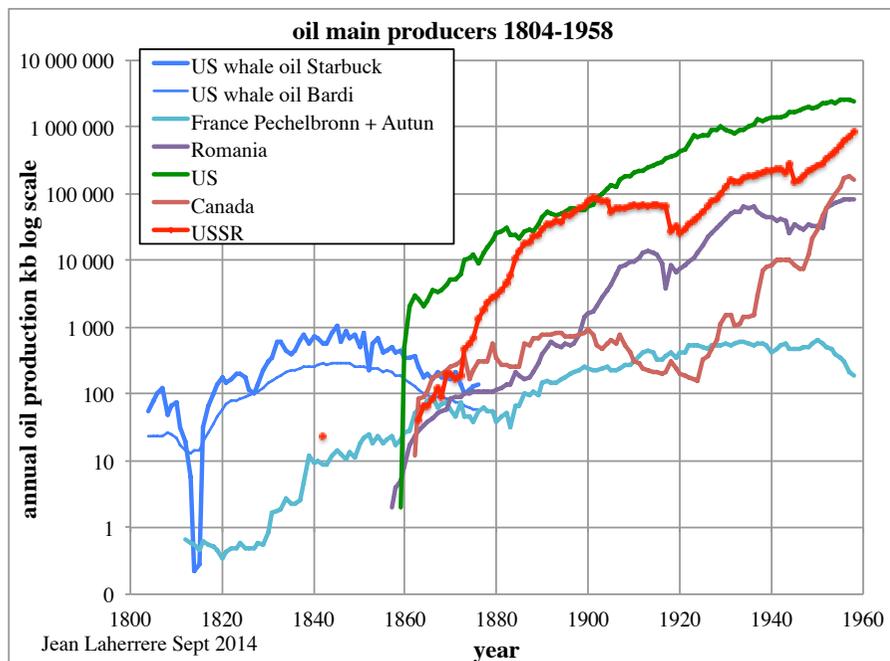


Fig 79: prix gaz, pétrole, électricité RU Fouquet 2010

Figure 10. Prices of 'New' Energy Sources in the United Kingdom (1820-2008)

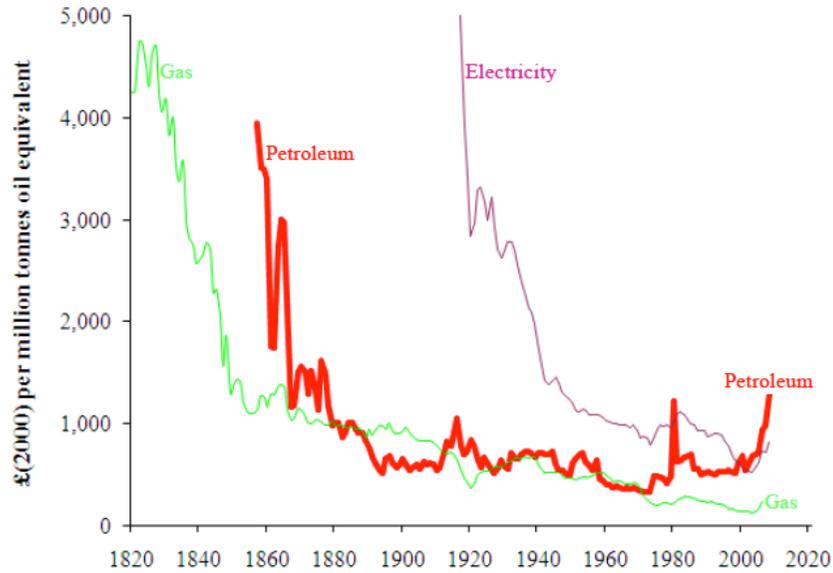
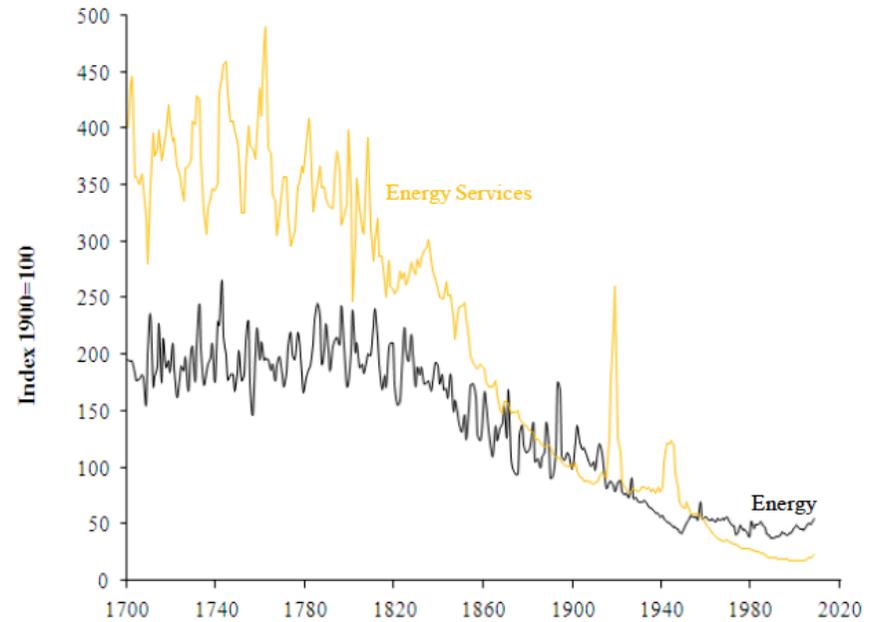


Fig 80: prix énergie & services RU Fouquet 2010

Figure 12. Average Price of Energy and of Energy Services in the United Kingdom (1700-2008)

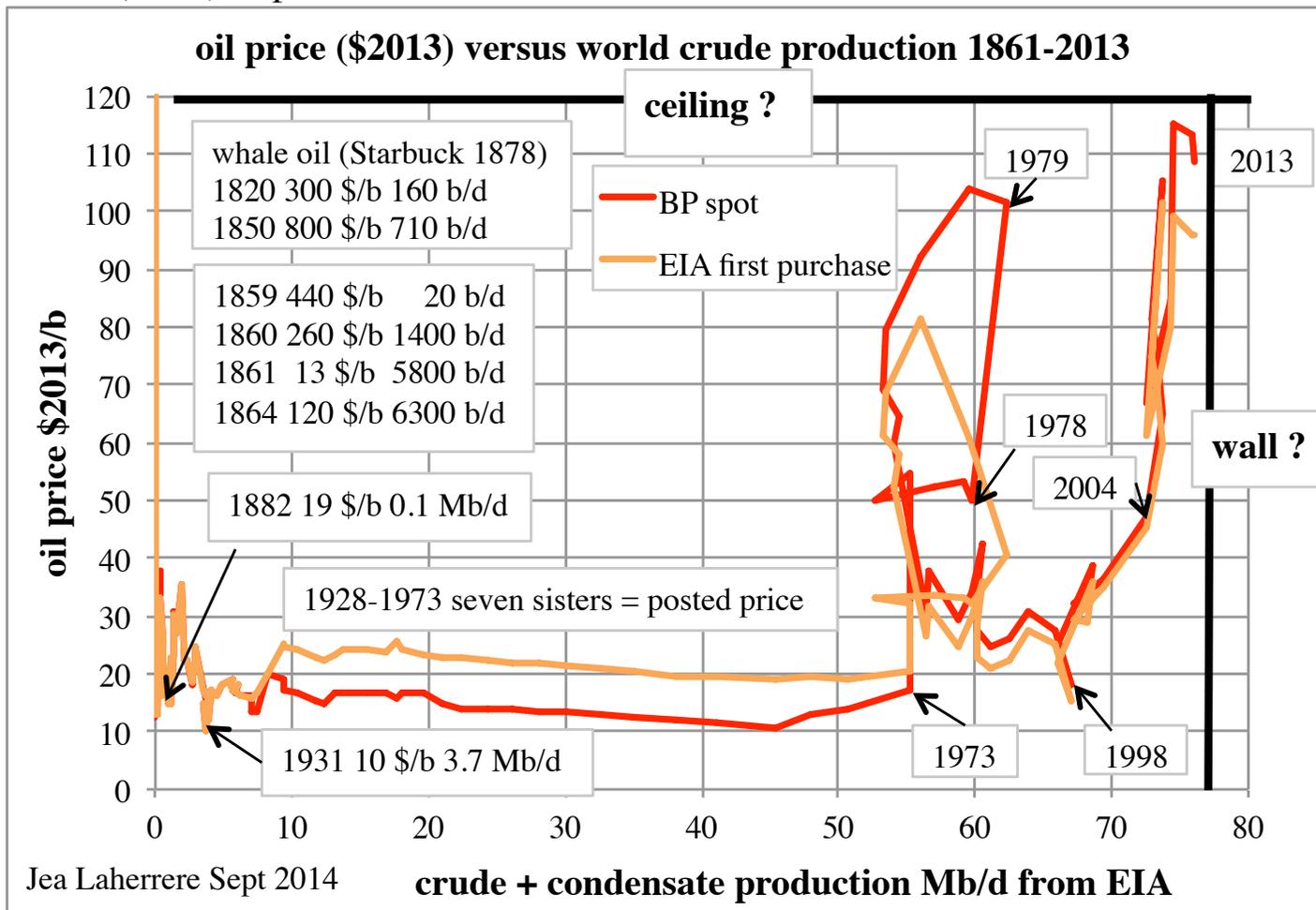


Creux du prix de l'énergie UK dans les années 1990 (4 fois moins qu'en 1700, deux fois moins qu'en 1900)
où vont-ils et nous avec?

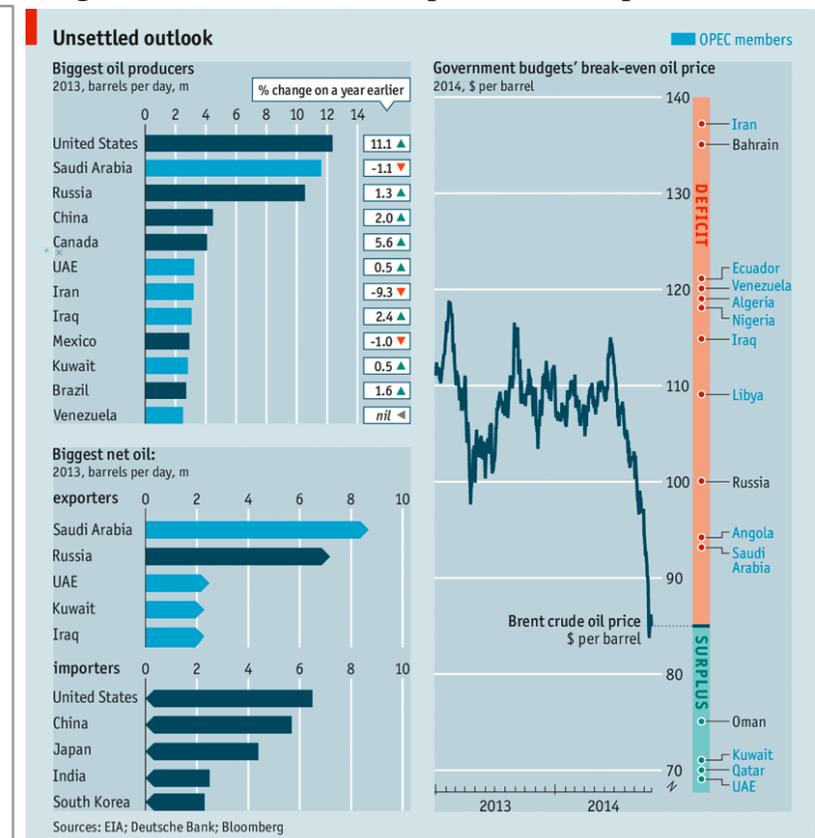
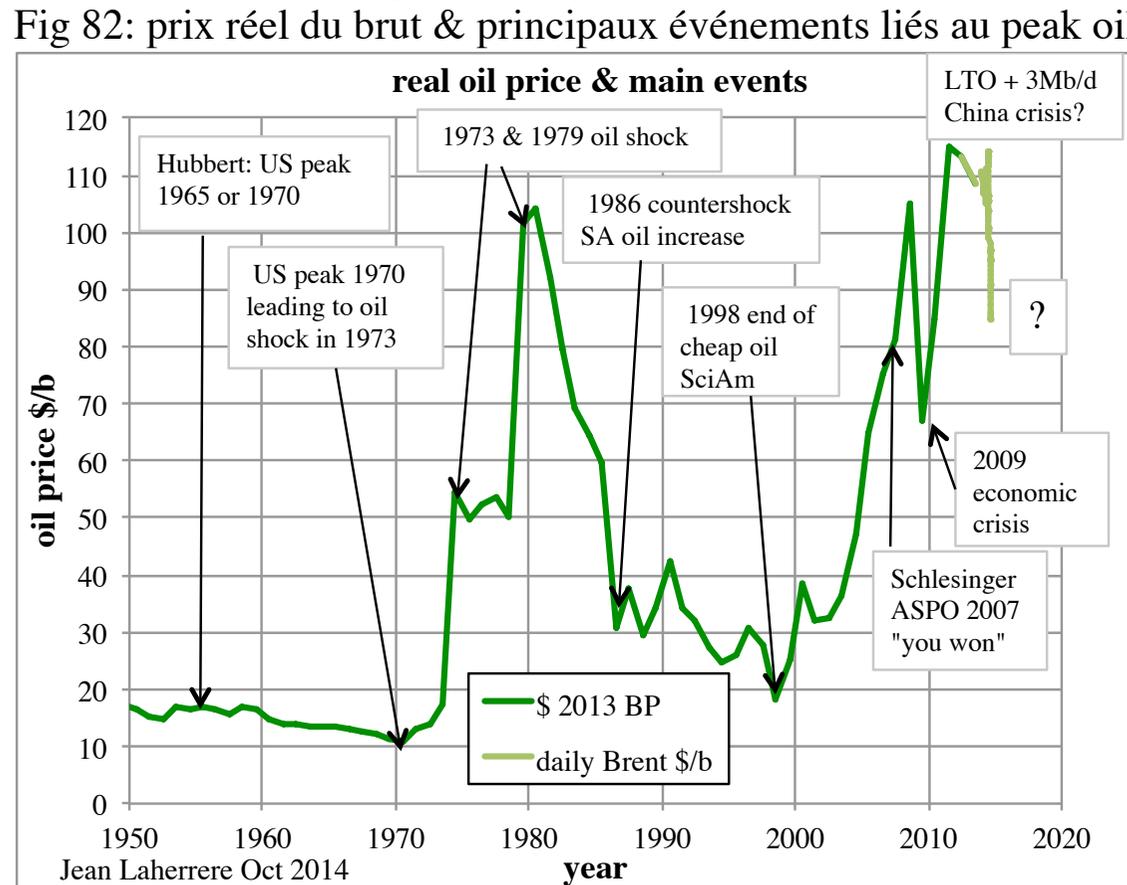
La courbe du prix du prix (\$2013/b) d'après BP (spot) ou EIA (*first purchase*) en fonction de la production mondiale brut +condensat montre que au début en 1860 le prix est au delà de 120 \$/b et a descendu très vite autour de 10-20 \$/b jusqu'en 1973 (prix poste des sept sœurs) et qu'après 1973 le prix est monté verticalement jusqu'en 1980 pour redescendre au minimum de 1998 et remonter au maxi de 2011

Il apparaît qu'il y a un plafond à 120 \$2013/b et un mur à 78 Mb/d

Fig 81: prix du brut (2013) & production mondiale brut +condensat 1861-2013



Depuis septembre 2014 le prix du Brent est en dessous de 100 \$/b et le 23 octobre il est à 85 \$/b. La raison est multiple : le Bakken et l'Eagle Ford est toujours en hausse ainsi que le Permian Basin (qui a déjà produit 39 Gb de conventionnel) et la croissance de la Chine est en baisse, conduisant à la crainte d'un surplus de pétrole. D'après le Monde, la City et Goldman Sachs parient sur le fin du pétrole cher avec 70 \$/b en 2015, mais j'ai des doutes : nous verrons ça l'année prochaine !



A la réunion ASPO à Cork en 2007 l'ancien secrétaire de l'Énergie James Schlesinger nous annonce « vous avez gagné » et le pic oil est accepté par tous (de Villepin 2005 « *Nous sommes entrés dans l'ère de l'après-pétrole* » ; Desmarest Davos 2010 « *il sera très difficile de dépasser 95 Mb/d* » alors que l'AIE/WEO 2009 prévoit 105 Mb/d. Mais en 2013 Christophe de Margerie (Le Monde) « *Le peak oil n'est plus vraiment d'actualité. Des découvertes et le développement de nouvelles technologies ont permis d'accroître les ressources pétrolières dont le monde dispose sur le long terme. Grâce en particulier aux huiles et gaz de schiste. Concernant le pétrole, nous estimons que nous disposons de plus de cent ans de ressources sur la base de la consommation actuelle. Et plus de trente ans pour le gaz.* » Oui l'accroissement spectaculaire du LTO aux US (Fig 48) repousse le peak oil de quelques années, mais croire qu'il n'arrivera que dans plusieurs décennies conduit à mal préparer le futur. Mais il ne faut pas confondre ressources et réserves !

Ceux qui déclarent que le peak oil est une théorie, ignorent le déclin de la Mer du Nord où personne n'envisage de revenir au pic de 2000.

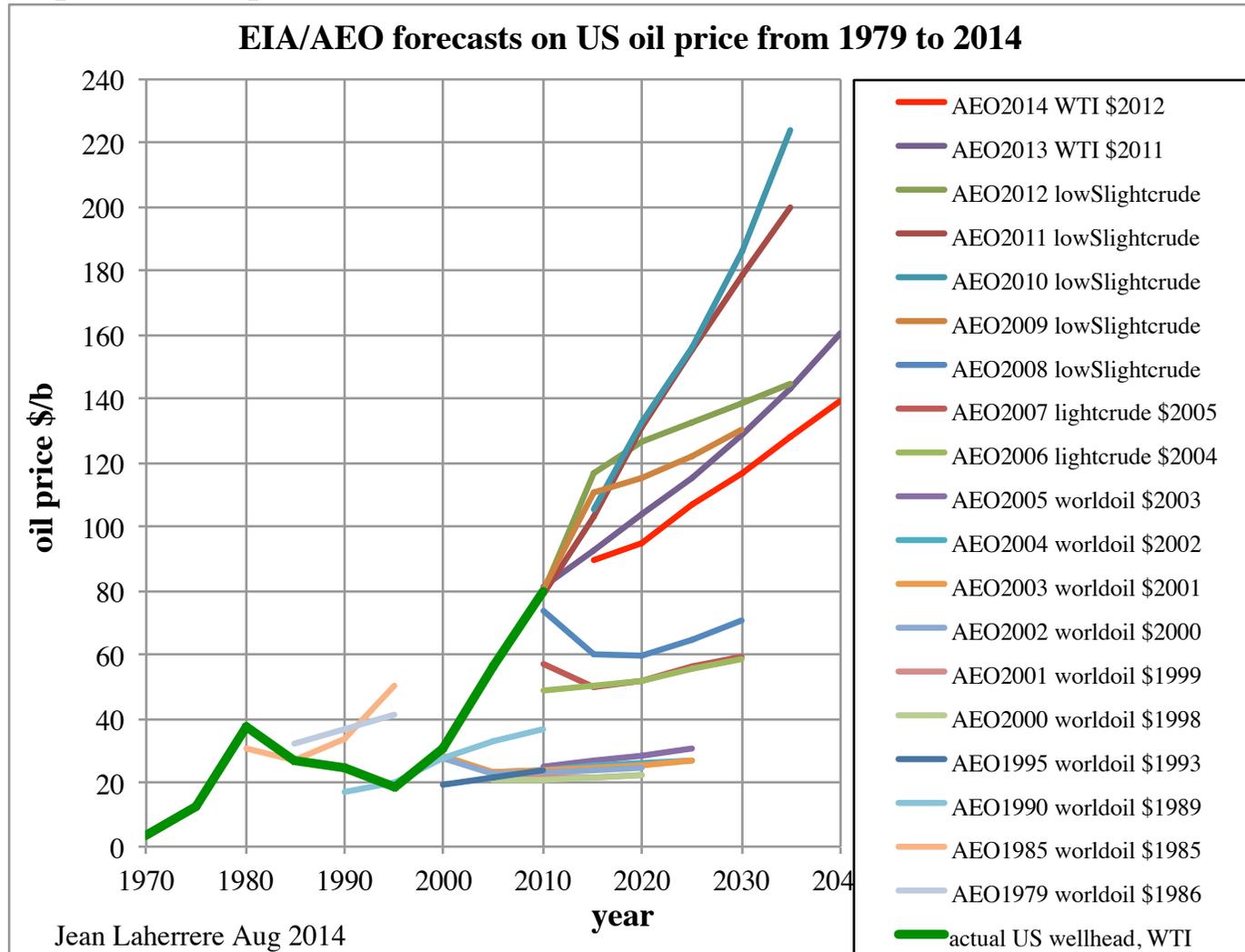
Les estimations de réserves du pétrole de roche-mère sont peu crédibles par manque d'historique et on ne parle pas de réserves, mais de ressources, ce qui ne veut rien dire pour la production future.

La seule solution est d'attendre le déclin du LTO aux US après le pic prévu en 2016 par l'AEO 2014 (voir fig 50) Dans quelques années on verra de nouveau les politiques se préoccuper du peak oil, mais il sera trop tard!

Le grand problème est de bien comprendre que le pic pétrolier dépend de nombreux facteurs (above ground & below ground) qui sont: taille des réserves, taille des robinets, investissements des champs et des transports, prix du pétrole et pouvoir d'achat des consommateurs, écologie (NIMBY= not in my back yard), politique (conflits) Il est très difficile de prévoir le prix du brut et je ne le fais jamais car il est trop irrationnel.

Les prévisions de l'USDOE/EIA/AEO de 1979 & 2014 montrent pour 2020 une fourchette gigantesque de 20 à 130 \$/b suivant la date des prévisions, mais l'unité dollar constant change

Fig 84: prévisions prix du brut par EIA/AEO 1979-2014

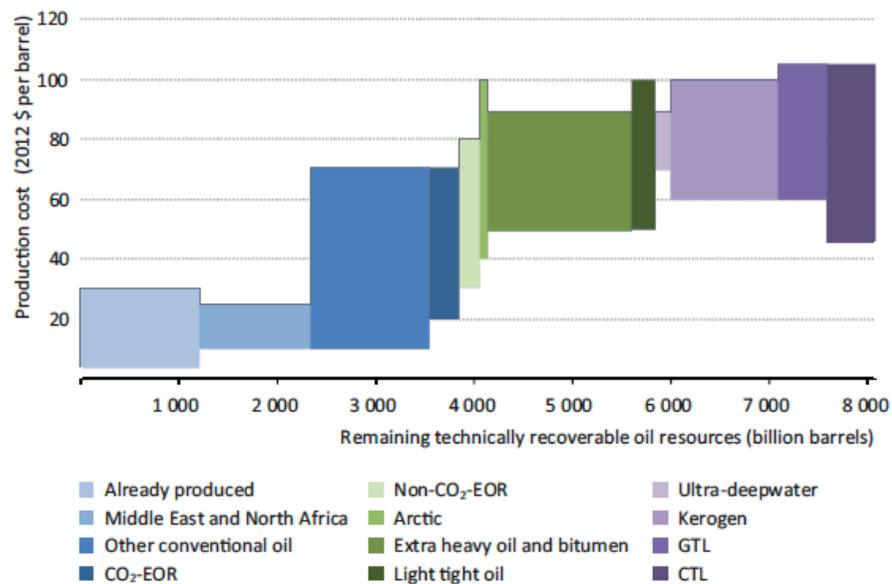


De son cote l'AIE (2013) estime les couts en fonction des réserves (ressources récupérables) mais j'ai des doutes sur la réalité d'un ultime à 8000 Gb et de plus les coûts des réserves Moyen Orient Afrique du Nord autour de 20 \$2012/b sont trop faibles comparés aux *breakeven prices*

Yanagisawa (2013) estime que la moyenne du break-even price pour 7 pays du MO est de 80 \$/b Bloomberg 2012 IMF

Fig 85: coût des combustibles liquides IEA 2013

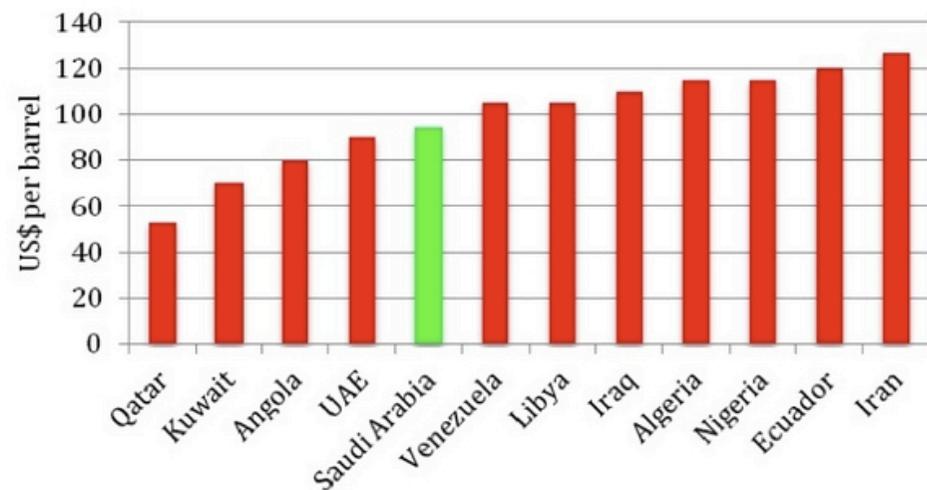
Figure 13.17 ▶ Supply costs of liquid fuels



Source: Resources to Reserves (IEA, 2013).

Fig 86: break-even price budget OPEP

Figure 4: OPEC median budgetary breakeven price



Matthew Hulbert (2012) estime le « *break even price* » pour l'OPEP entre 50 \$/b (Qatar) et 125 \$/b (Iran)

-2- Gaz

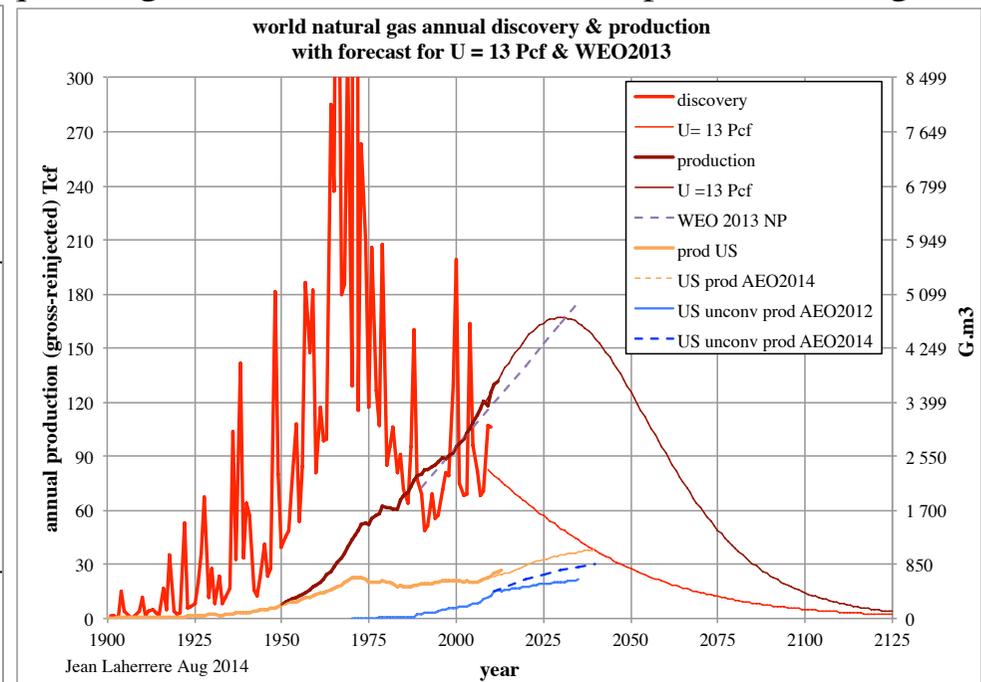
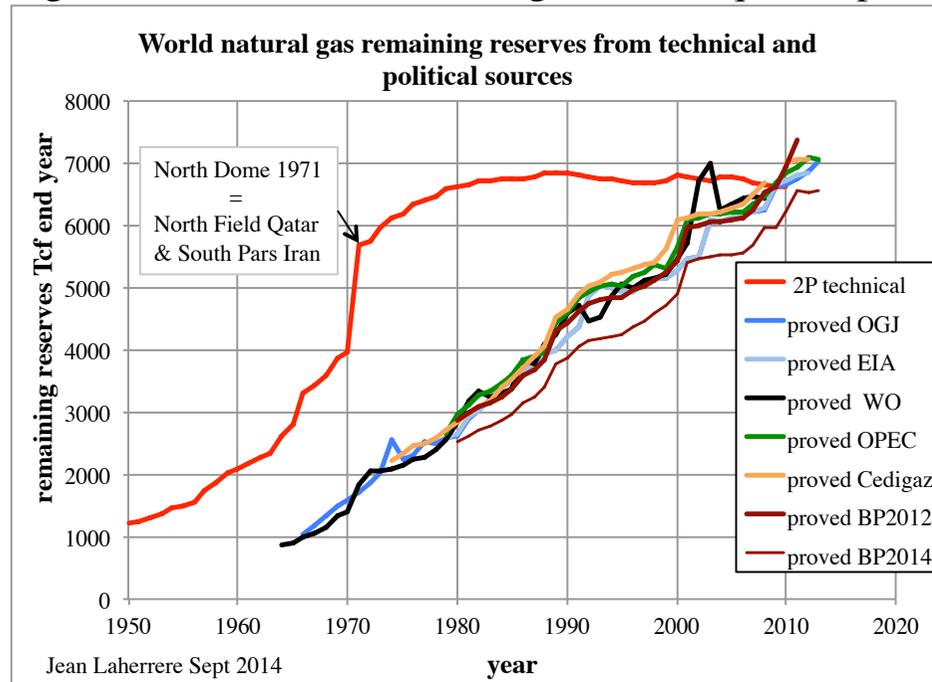
Le gaz utilisé à partir de 1800 pour l'éclairage des villes dans les réverbères a été le gaz de ville à partir du charbon : il était un mélange d'hydrogène, de méthane et de monoxyde de carbone.

Le méthane fossile a du être appelé gaz naturel pour éviter la confusion avec le gaz de ville.

Les réserves mondiales restantes de gaz naturel sont comme celles du pétrole très différentes suivant les sources politico/financières publiques (réserves 1P) et les sources techniques privées confidentielles (réserves 2P).

Comme pour le pétrole, les réserves prouvées publiques sont supérieures aux réserves prouvées plus probables confidentielles! Les économistes raisonnent sur des chiffres faux.

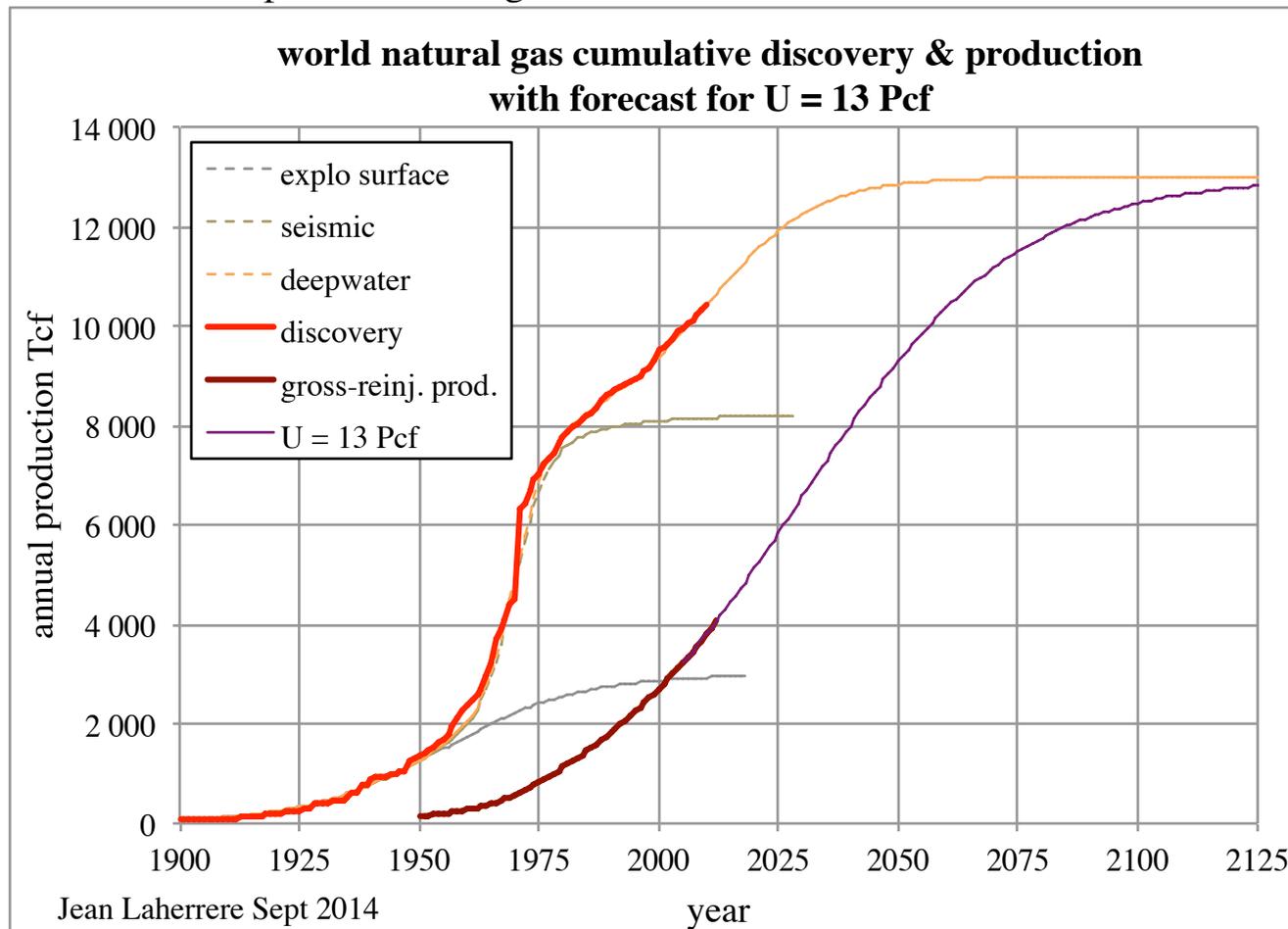
Fig 87: réserves mondiales de gaz : techniques & politiques Fig 88: monde : découvertes & production de gaz



Notre estimation de l'ultime à 13 Tcf est basé sur l'extrapolation des découvertes modélisé avec plusieurs cycles (explo de surface, sismique et enfin offshore profond)

Bien sur dans l'inventaire des découvertes, le gaz non conventionnel (*coalbed methane, tight reservoir, shale gas*) est en partie exclus, mais nous estimons qu'il doit être de l'ordre de l'imprécision sur le conventionnel. Dans le conventionnel le plus grand champ du monde = North Dome = North field au Qatar et South Pars en Iran découvert en 1971 est estimé à 1500 Tcf mais les données récentes le diminuerait à 1000 Tcf, soit 500 Tcf de moins.

Fig 89: monde: découvertes et production de gaz cumulées



US

Depuis 1995 la production gaz US a considérablement baissé pour le conventionnel et augmenté pour le non conventionnel (tight =compact, CBM=grisou, shale= roche mère). Mais l'EIA n'a pas encore publié les données complètes 2013 !

Fig 90: US gaz : production & consommation annuelles

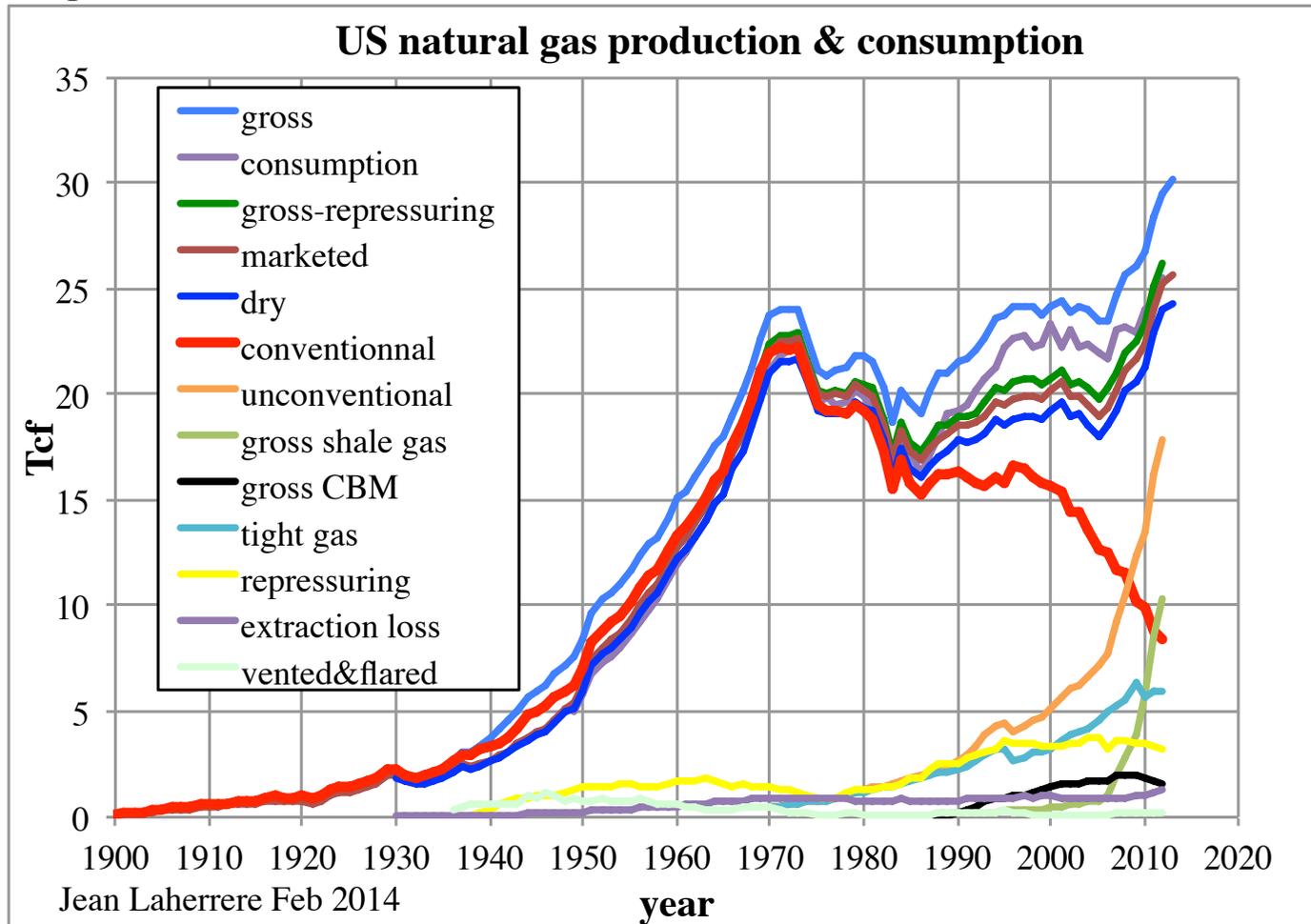
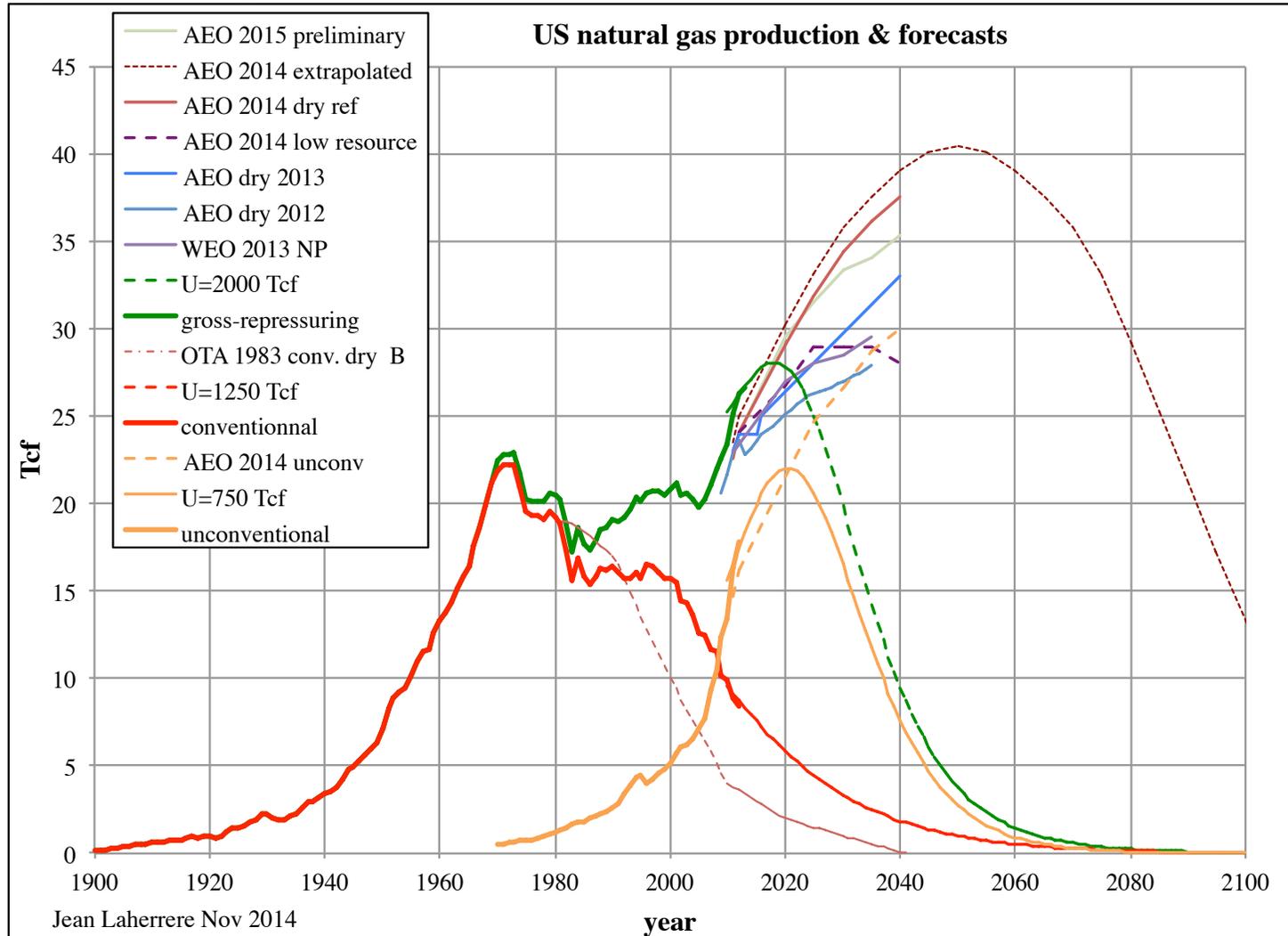


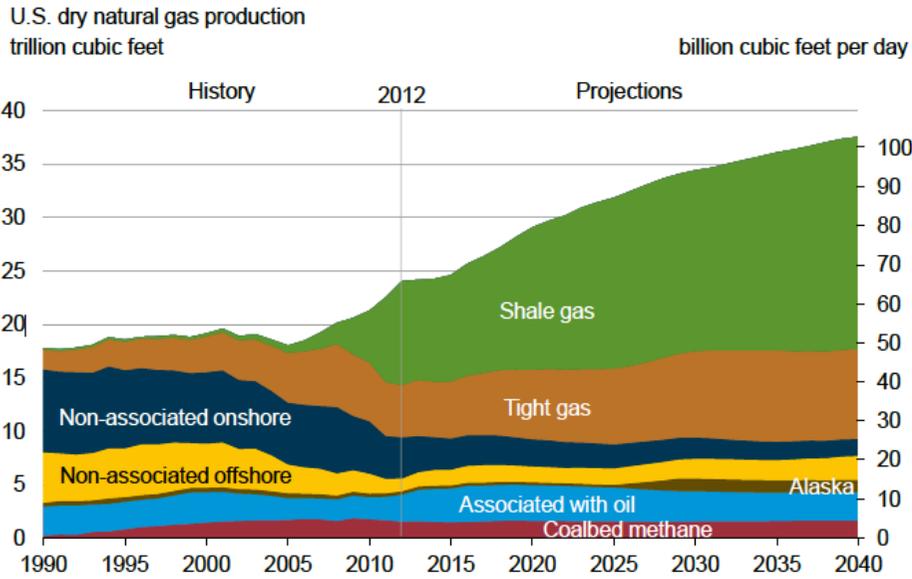
Fig 91: US gaz : production & prévisions



La dernière prévision AEO 2015 (préliminaire) est en baisse !

Fig 92: US production gaz sec EIA/AEO 2014

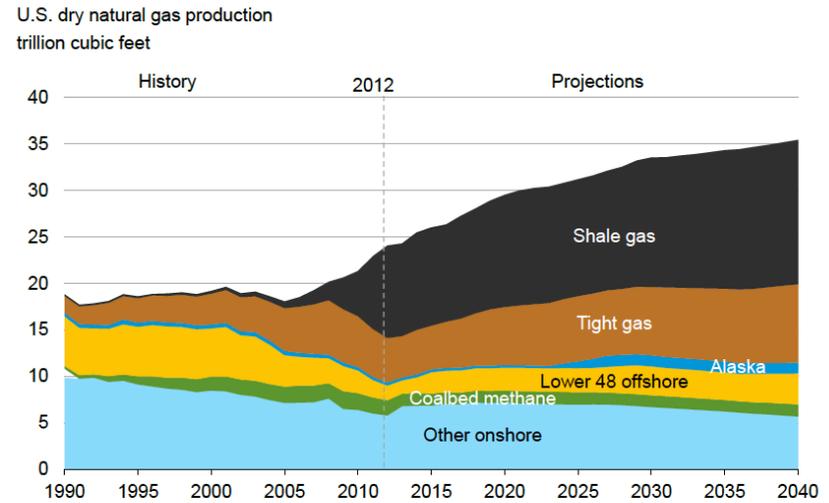
U.S. shale gas leads growth in total gas production through 2040 to reach half of U.S. output



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2014 Reference case

Fig 93: US EIA/AEO 2015 préliminaire

Shale gas production leads growth in production through 2040



Source: Preliminary AEO2015 runs, dated as of 09/12/14

On change les couleurs et les intitulés pour tromper l'ennemi !

Fig 94: US « shale gas » EIA 2000-2014

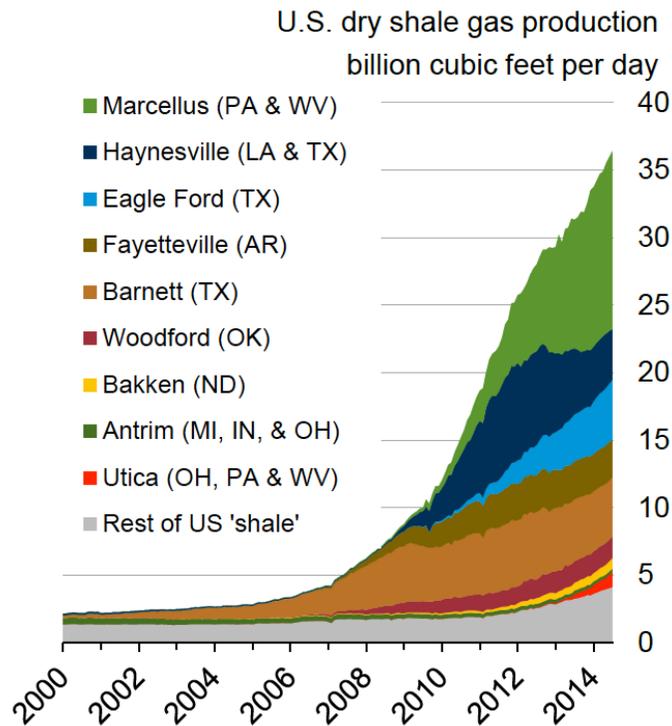
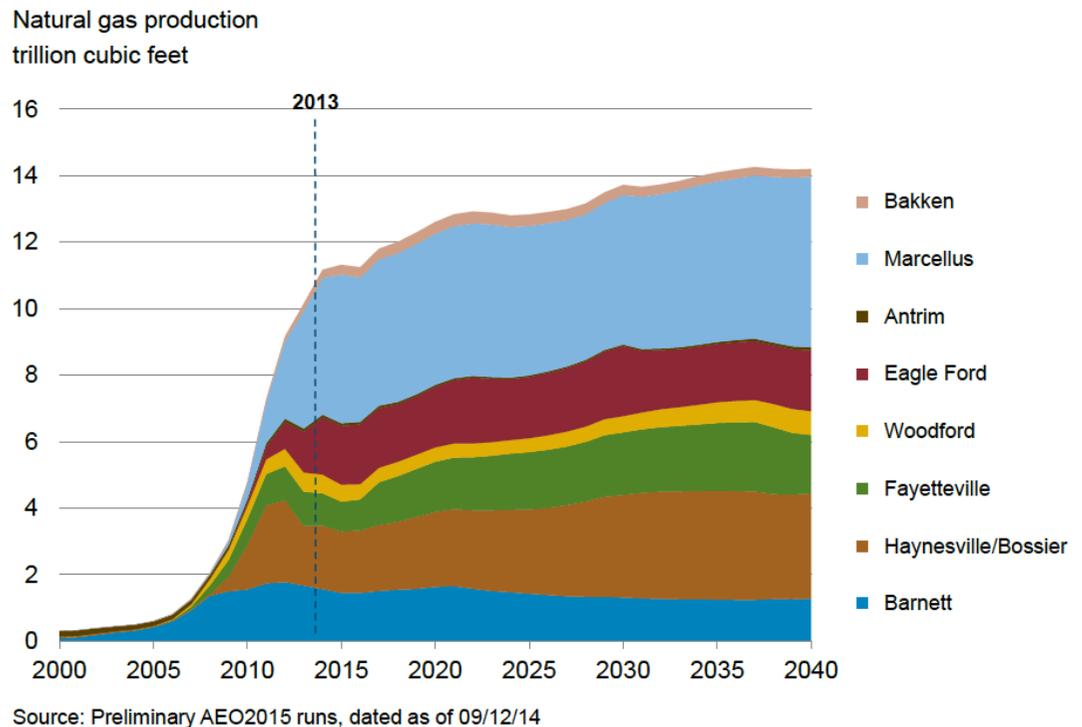


Fig 95: US « shale gas » 2000-2040 AEO 2015 préli

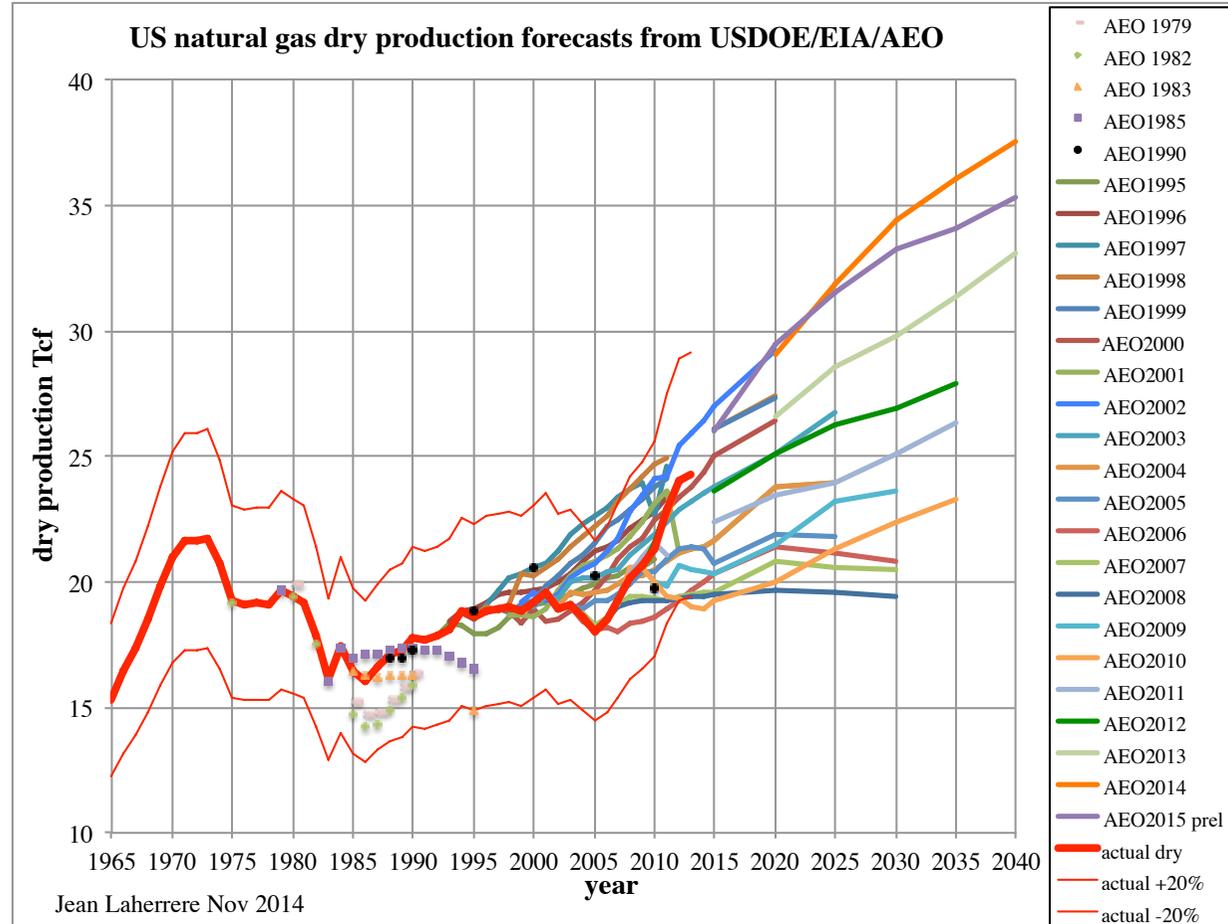
Shale gas production by play



La première production gaz US = Fredonia en 1821 Etat de NY était du gaz de schiste pour l'éclairage en concurrence avec l'huile de baleine qui coutait 300 \$2013/b et ce shale gas a été très vite concurrencé par le pétrole bon marché ? Mais un certaine production de Ohio shale a été poursuivie avec le champ de Big Sandy dans le Kentucky qui a eu entre 1925 et 1985 plus de 10 000 puits avec plus d'un millier facturé avec de l'explosif (7t nitroglycérine par puits)

Le renouveau du shale gas avec le champ de Barnett dans le Texas n'est pas dû à la technologie = puits horizontaux + fracturation hydraulique connus depuis plus de 50 ans, mais au prix élevé du gaz 2005-2008 > 8 \$/MBtu, la ruée vers le shale gas du Barnett a fait chuté le prix du gaz

Fig 96: US prévisions gaz sec 1975-2040 EIA/AEO 1979-2015



Les médiocres performances du passé permettent de douter des prévisions de 2014, notamment pour 38 Tcf en 2040 alors que ma prévision n'est que de 10 Tcf. L'estimation provisoire (AEO 2015 préliminaire) est en baisse pour 2040 à 35 Tcf.

Prix du gaz aux US

La corrélation prix mensuel du gaz et nombre d'appareils les mois suivants est très bonne de 1988 (début des données) à 2012.

Le prix a remonté à plus de 4 \$/Mbtu en 2014, mais le nombre d'appareils n'a pas remonté car le coût du shale gas est de l'ordre de 6 \$/Mbu.

Fig 97: US nombre de rigs et prix du gaz 1985-2014

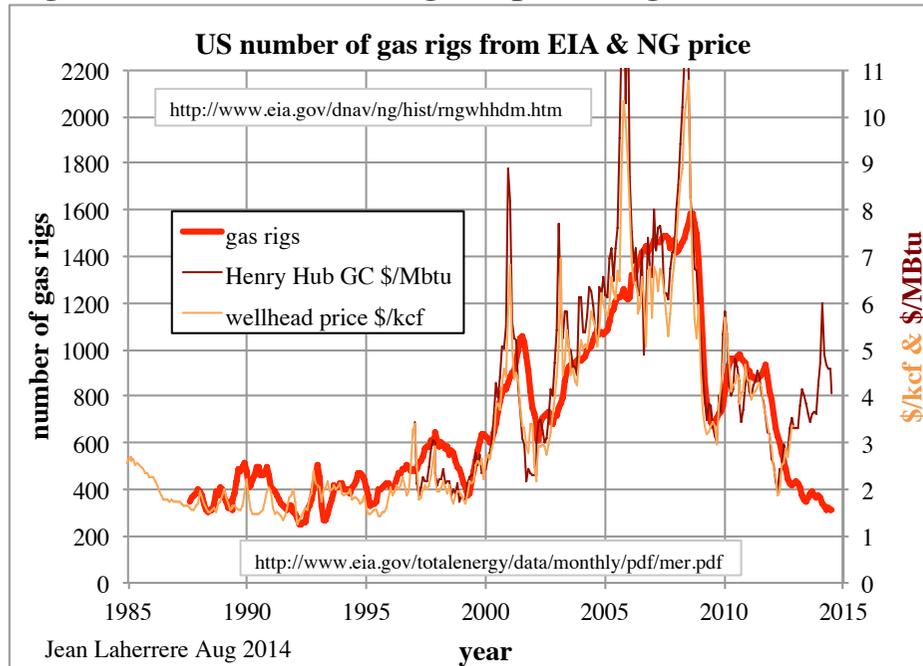
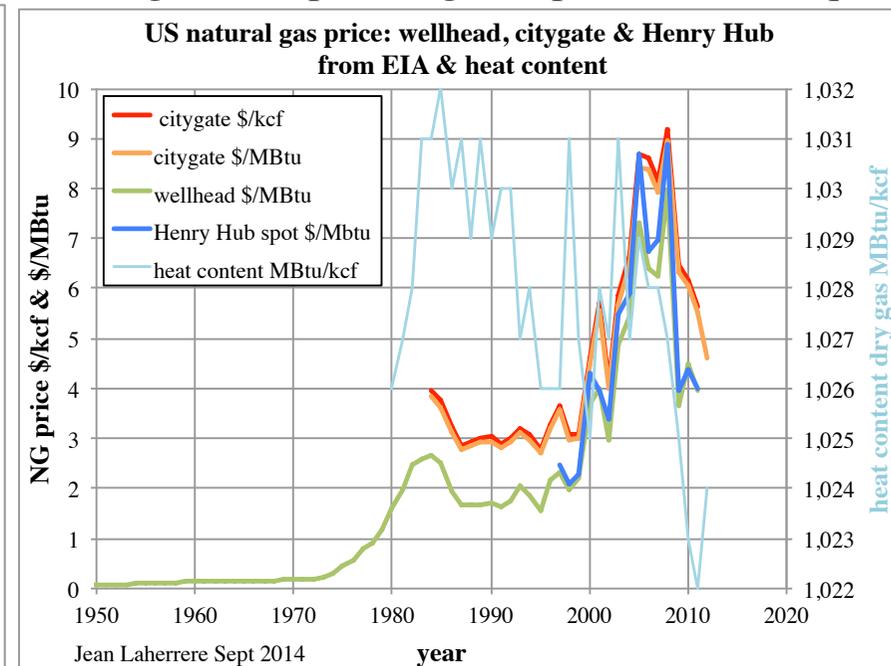


Fig 98: US prix du gaz et pouvoir calorifique



Le pouvoir calorifique depuis 1980 est variable, mais en baisse sensible depuis 1984 et 2008

En 2009 le prix pour 2012 a été prévu à plus de 7 \$/Mbtu il a été deux fois moins

Fig 99: US prévisions prix du gaz EIA/AEO 1982 à 2014

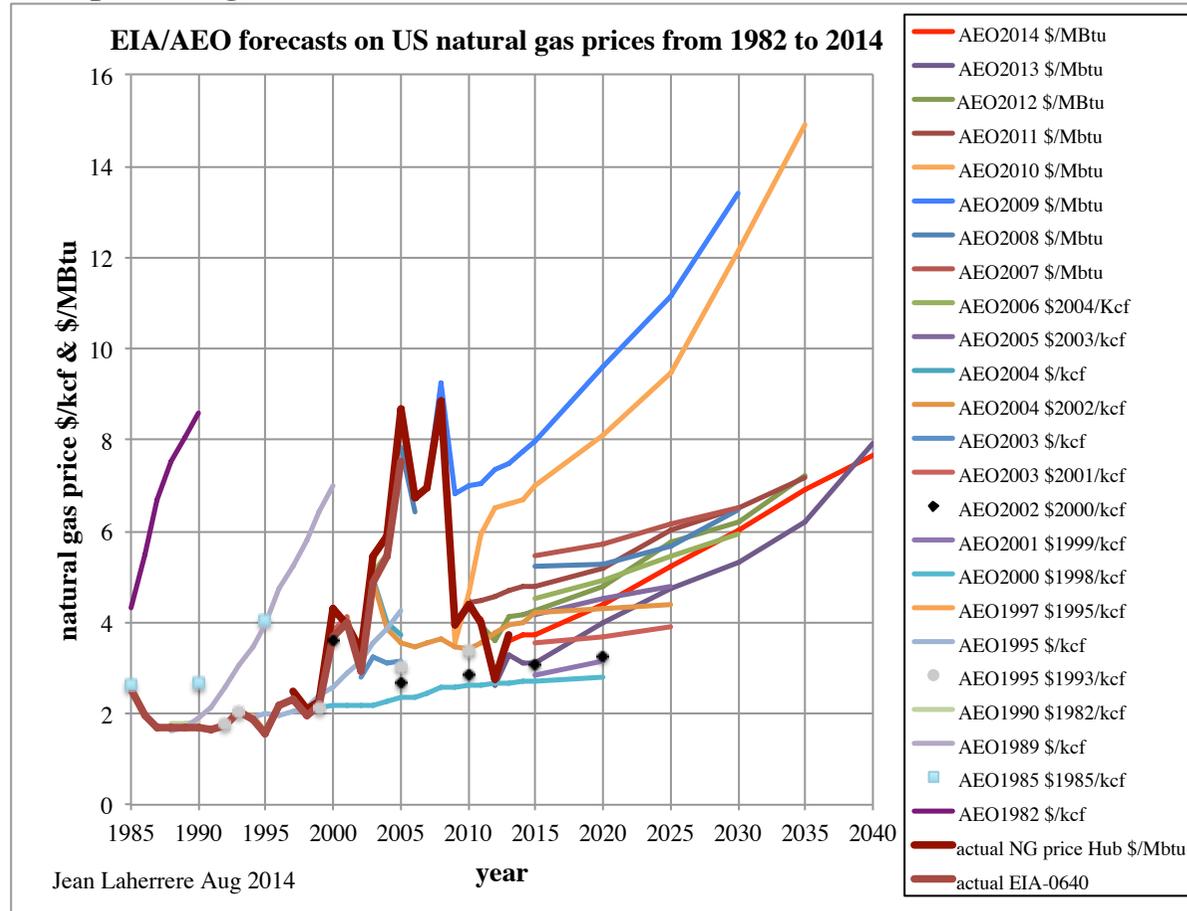
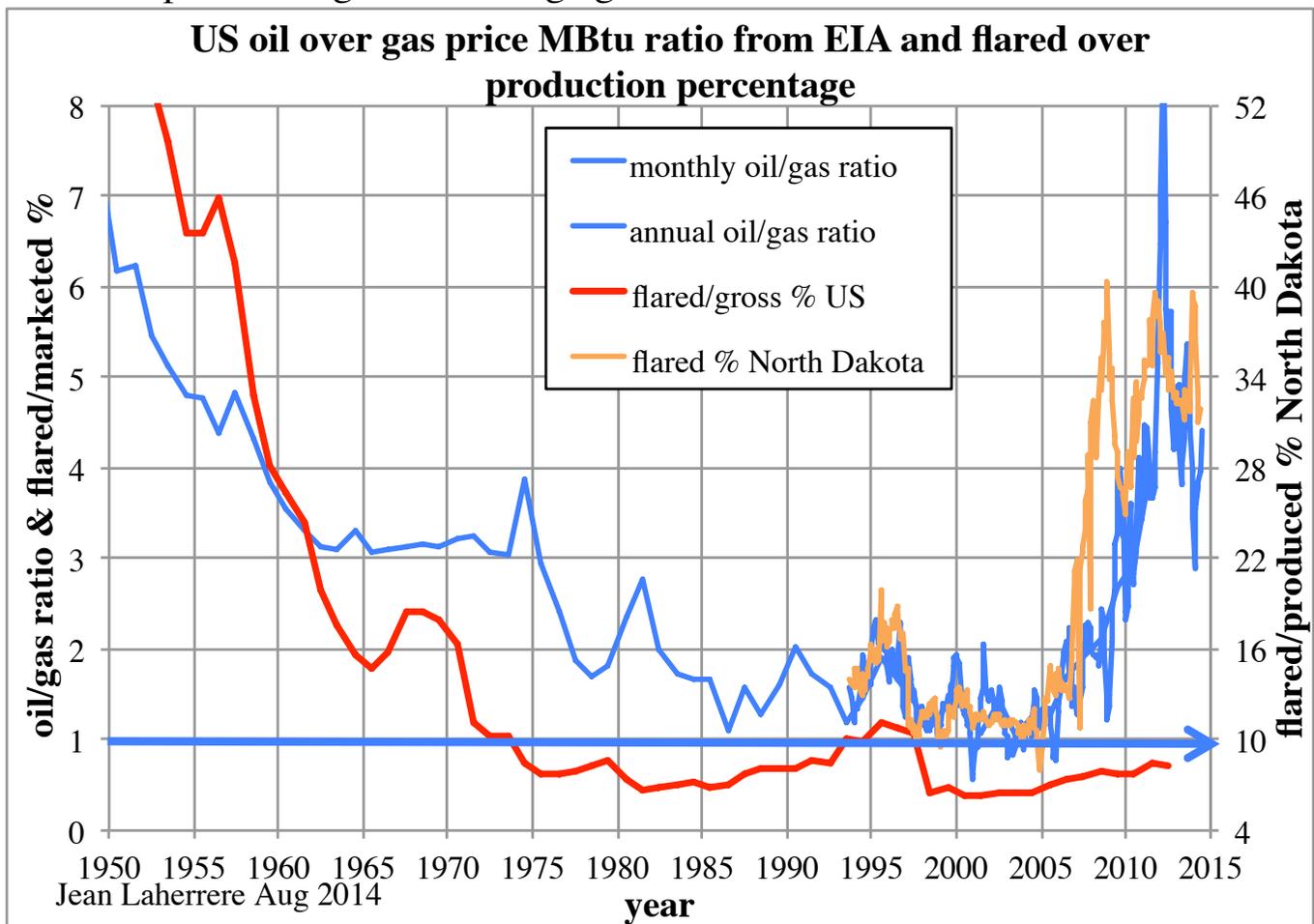


Fig 101: US ratio prix huile/gaz & torchage gaz



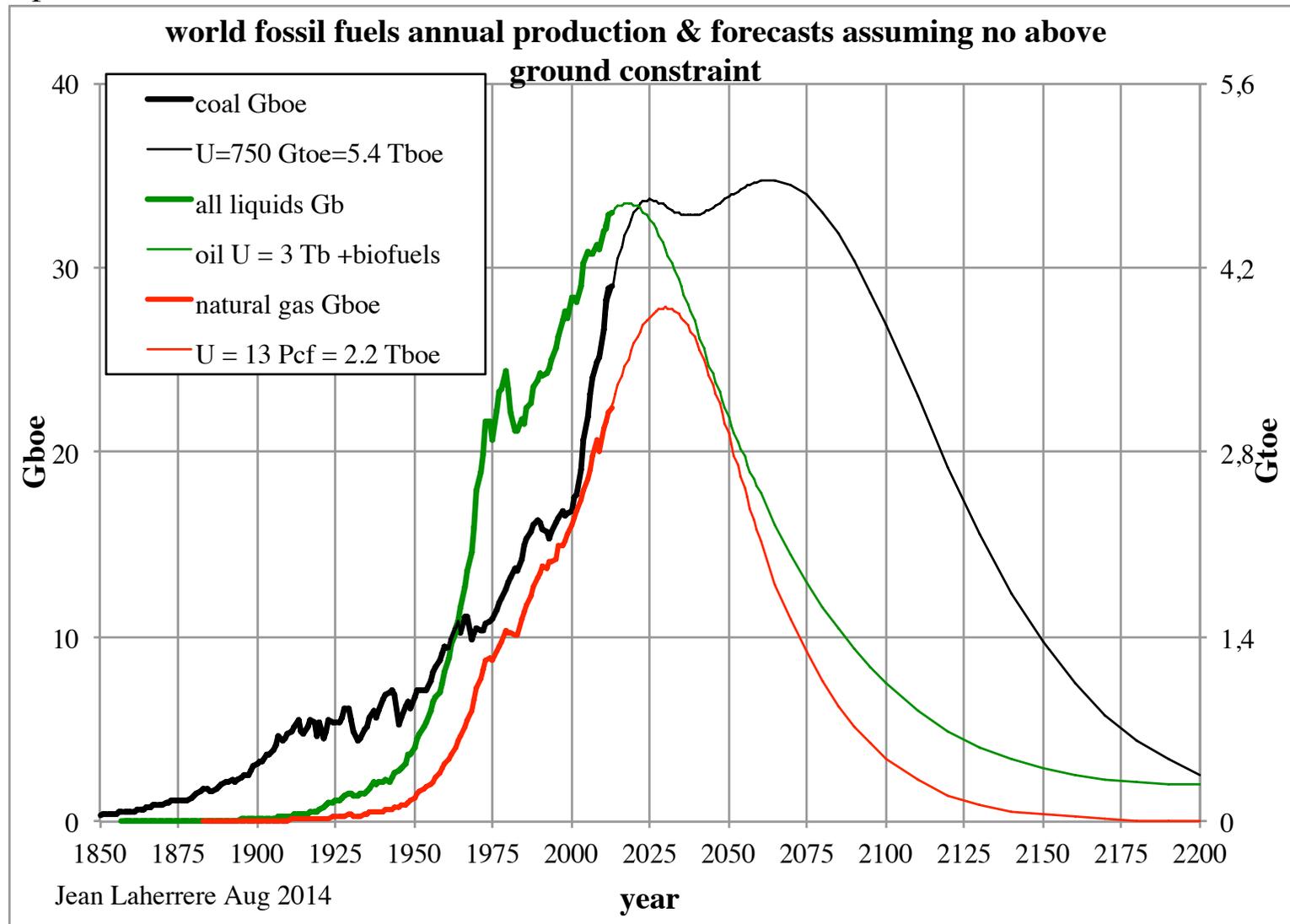
Ce n'est que tout récemment que l'Etat a mis des contraintes sur le torchage, mais personne ne veut construire des gazoducs car les constructeurs exigent des garanties de volume sur 20 ans, ce que ne peuvent faire les producteurs car tout est court terme.

Ce qui est sur c'est que les compagnies dépensent plus qu'ils ne gagnent, ce n'est pas durable !

-3- Combustibles fossiles

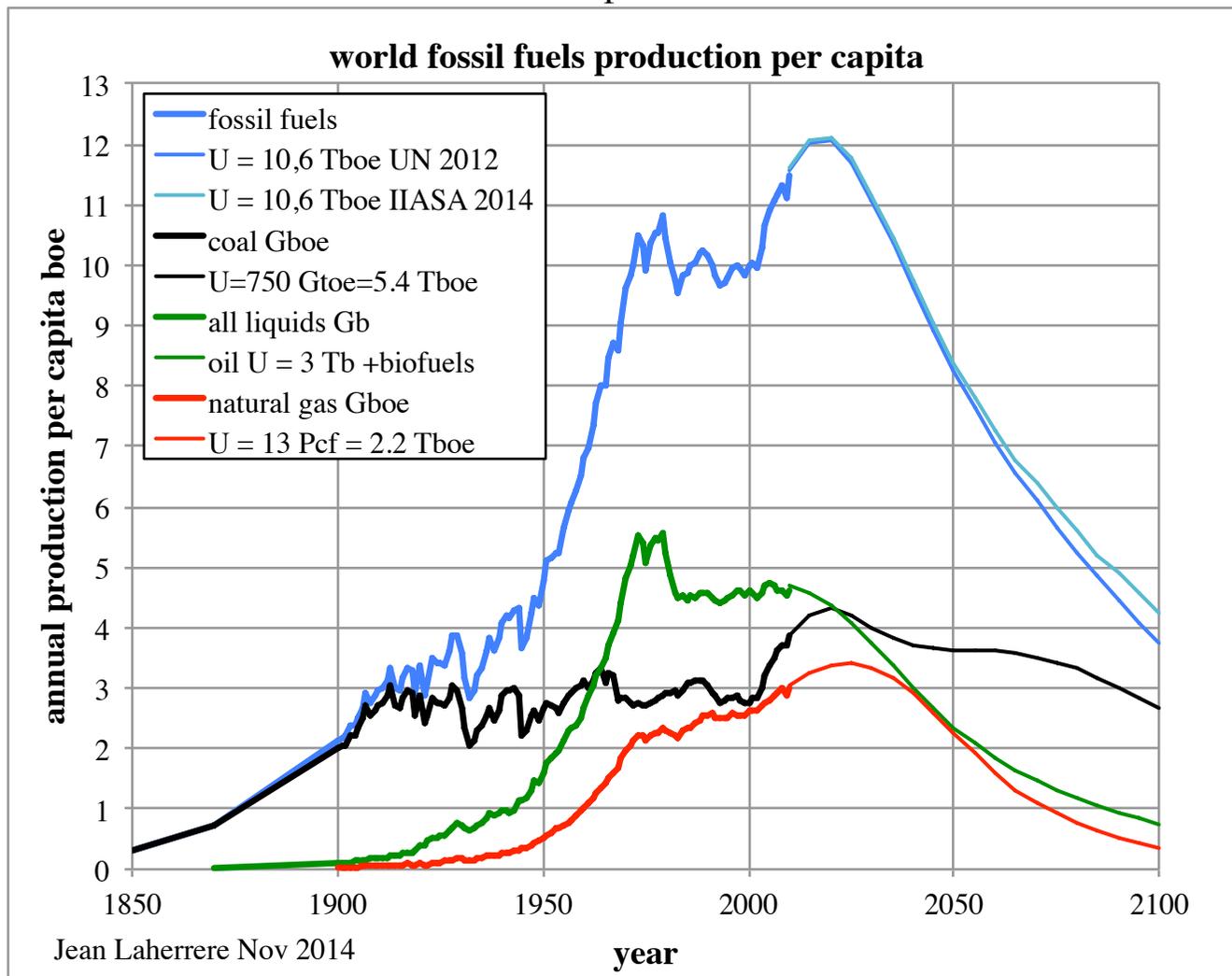
Production mondiale de charbon, pétrole et gaz prévisions 2006 et 2014

Fig 103: prévision 2014



Production mondiale de combustibles fossiles par habitant

Fig 104: production mondiale de combustibles fossiles par habitant 1850-2100



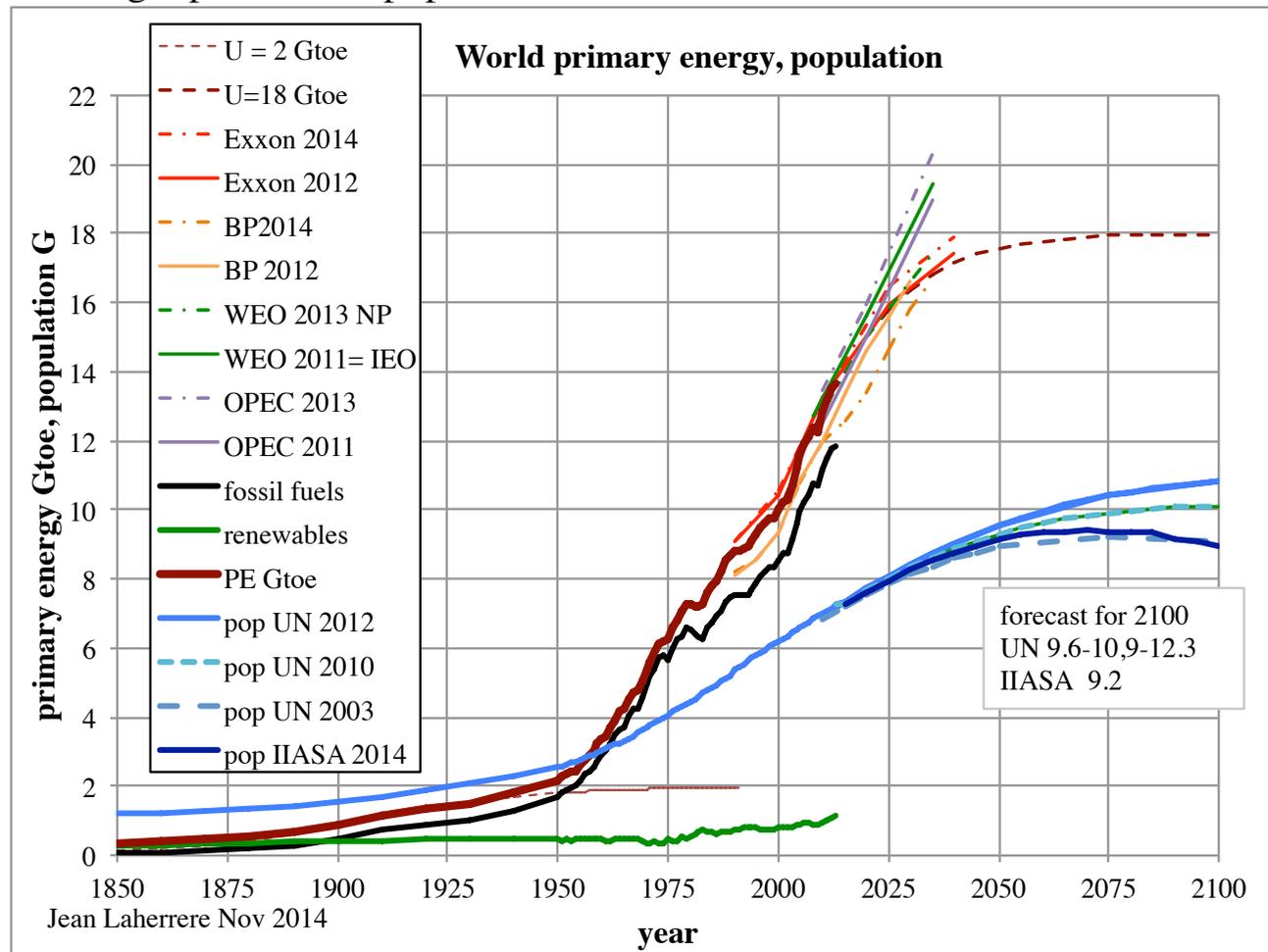
La société de consommation actuelle a été basée sur l'énergie bon marché, il sera difficile de remplacer après 2020 les combustibles fossiles, car 2020 c'est demain.

-4- Energie primaire

Production mondiale d'énergie primaire

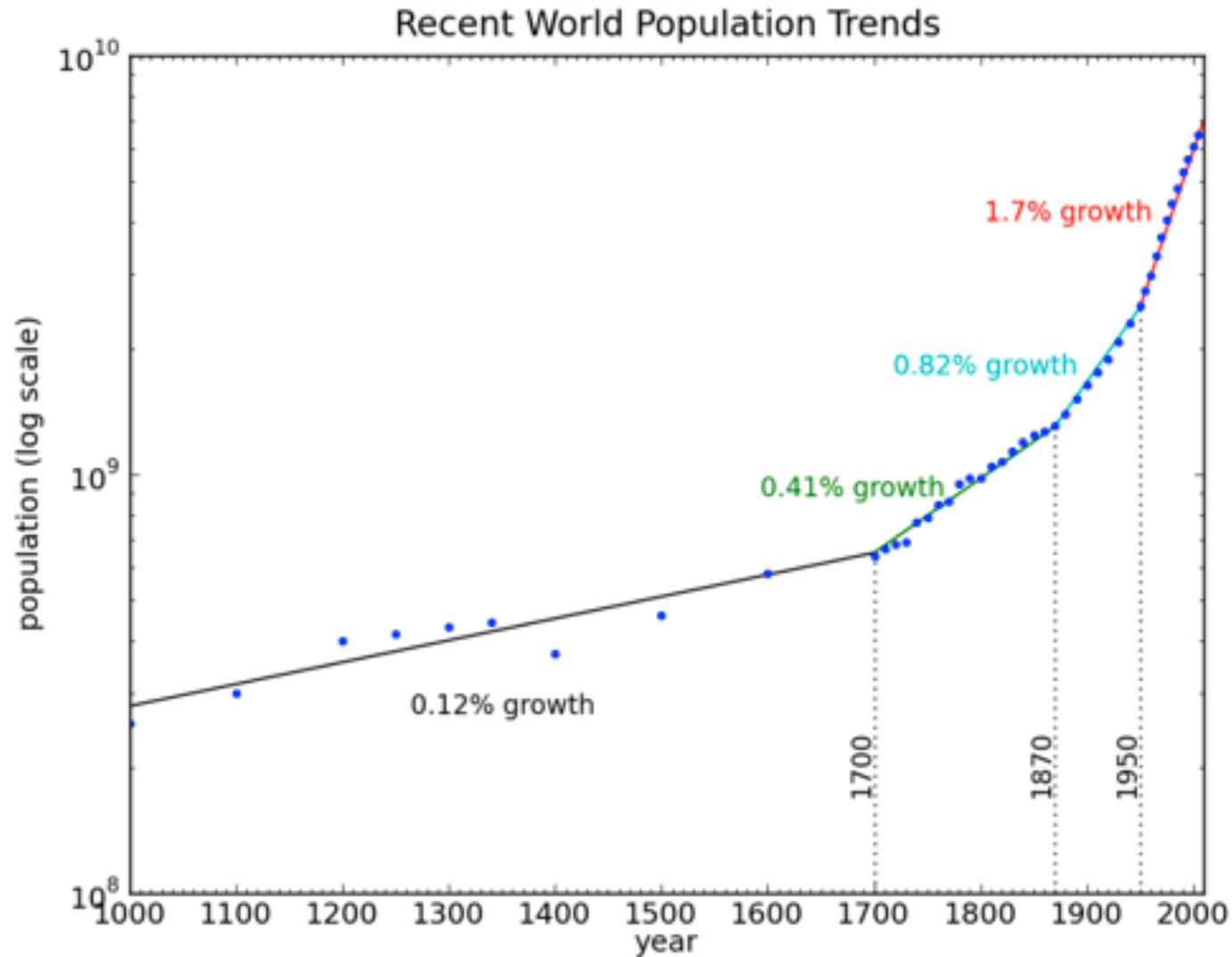
L'énergie primaire est donnée commençant seulement depuis 1850 alors que les grandes capitales étaient déjà construites, mais avec l'énergie musculaire des hommes et des animaux, énergie dite non commerciale et non enregistrée.

Fig 106: prévision énergie primaire & population 1850-2100



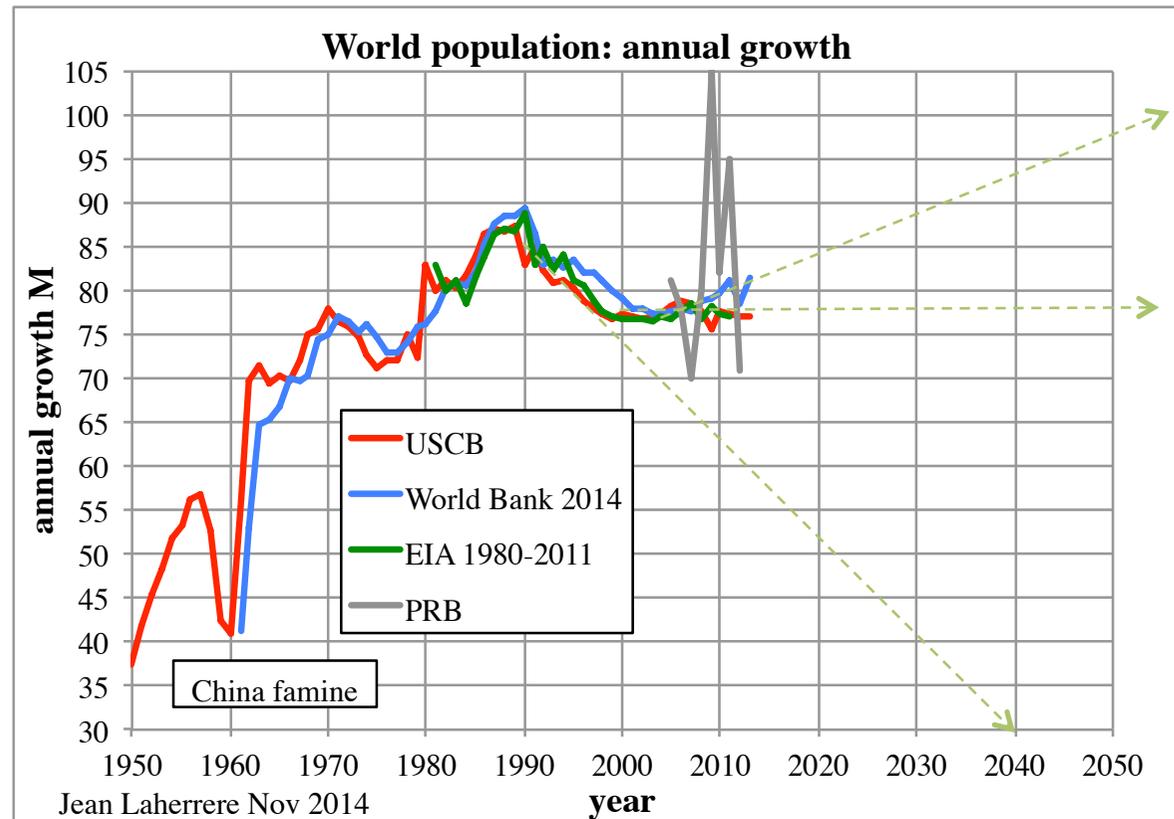
Tom Murphy (Do the math) montre l'accroissement depuis l'an 10 000 et depuis l'an 1000
Le petit âge glaciaire 1300-1700 (minimum de Maunder) a connu la grande peste et la guerre de cent ans
Le changement climatique peut faire des ravages (aussi fin civilisation Maya)

Fig 108: population échelle log -1 000-2 000



L'extrapolation des chiffres de croissance de la population mondiale des dernières années est impossible.

Fig 109: population mondiale : croissance annuelle en nombre



Les prévisions sur la population sont beaucoup basées sur celles de la fécondité des femmes qui dépend principalement de l'éducation des jeunes filles. Dans certains pays où l'éducation des jeunes filles est combattu allant jusqu'à la mort (Talibans, Boko Haram) on ne peut pas espérer une baisse importante de la fécondité. La dernière prévision pour le monde en 2100 est une fourchette pour les NU de 9,6 à 12,3 G avec le plus probable 10,9 G, mais la dernière étude IIASA 2014 (W.Lutz *World population and Human Capital in the 21th century*) prévoit seulement 9,2 G, valeur en dehors de la fourchette NU après un pic à 9,4 en 2070. Les problèmes démographiques sont aussi (si ce n'est plus) inquiétants que les problèmes énergétiques.

Incertitude sur l'énergie primaire et sa composition: facteur de conversion

Pour mesurer l'énergie primaire il faut ajouter les barils de pétrole avec les tonnes de charbon et les mégawatheures du nucléaire, de l'hydraulique et de la géothermie. En 2001 les conventions françaises de l'Observatoire de l'Energie de 1983 sont alignées sur l'AIE.

Ainsi pour le nucléaire c'est le rendement d'une centrale thermique à 33% qui est la référence (on fait mieux depuis) donc 1 MWh = 0,2606 tep; pour la géothermie c'est un rendement de 10% 1 MWh = 0,86 tep

Ainsi l'énergie nucléaire dans le mix français de 2001 a été augmentée de 32 % par cette nouvelle convention et l'hydraulique, vent et soleil ont diminué de 62%. Le total de 2001 a augmenté de 5%

France: [énergie primaire 2001 en Mtep](#)

| | DGEMP | | | BP 2002 |
|----------------------|------------------|----------|-----------|---------|
| | nouvelle méthode | ancienne | variation | |
| Charbon | 11,9 | 11,9 | 0 % | 10,9 |
| Pétrole | 96,5 | 99 | -3 % | 95,8 |
| Gaz | 37,2 | 37,2 | 0 % | 36,6 |
| Nucléaire | 104,4 | 79,1 | +32 % | 94,9 |
| Hydro, vent, soleil | 6,8 | 17,7 | -62 % | 18,1 |
| Autres renouvelables | 12,2 | 12,1 | +1 % | |
| Total | 269 | 257,1 | +5 % | 256,4 |

Pour satisfaire les Verts qui veulent diminuer le nucléaire dans la consommation d'énergie en France, il suffit de revenir aux conventions d'avant 2001

Il est difficile d'obtenir sur la base de données Pégase l'historique complet des productions et des consommations d'énergie primaire en TWh et en Mtep du graphique suivant du Ministère ou l'on voit que les centrales classiques charbon, gaz, pétrole ont disparu, au contraire de l'Allemagne où le charbon remplace le nucléaire.

Le nucléaire en France représente 80% de la production primaire contre 20 en Europe

Fig 110: France : production énergie primaire 1970-2013

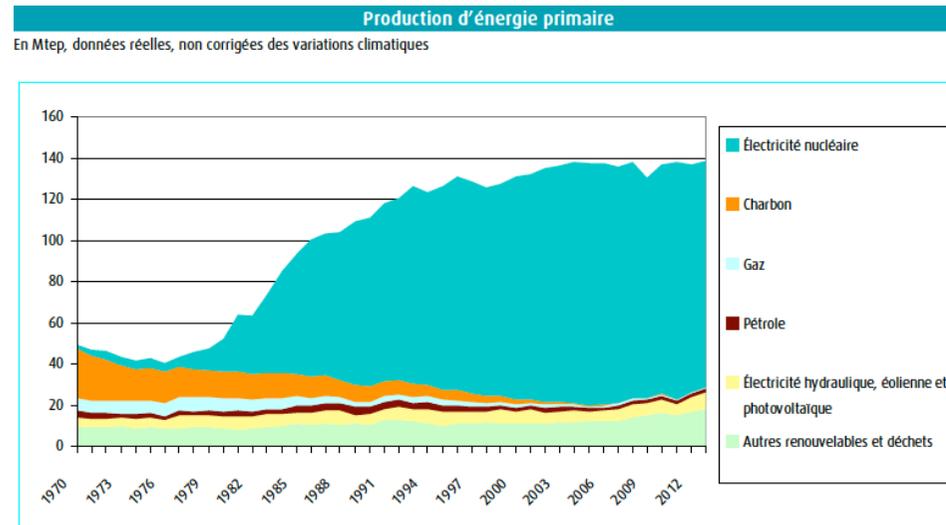
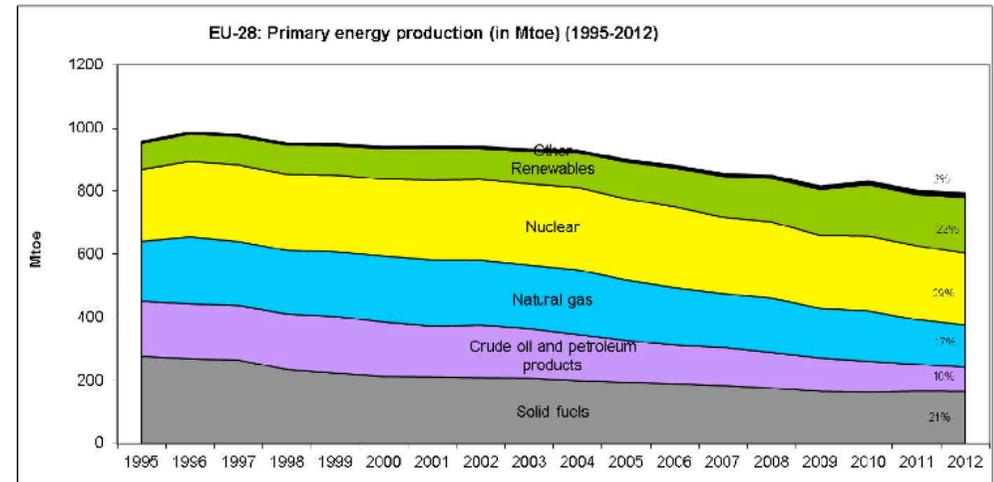


Fig 111: Europe: production énergie primaire 1995-2012

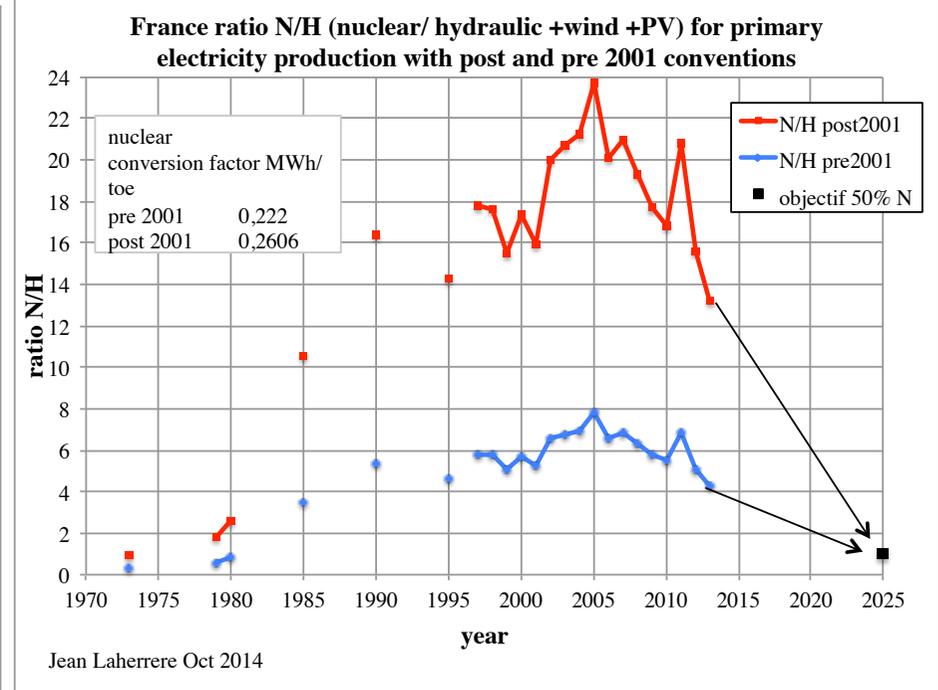
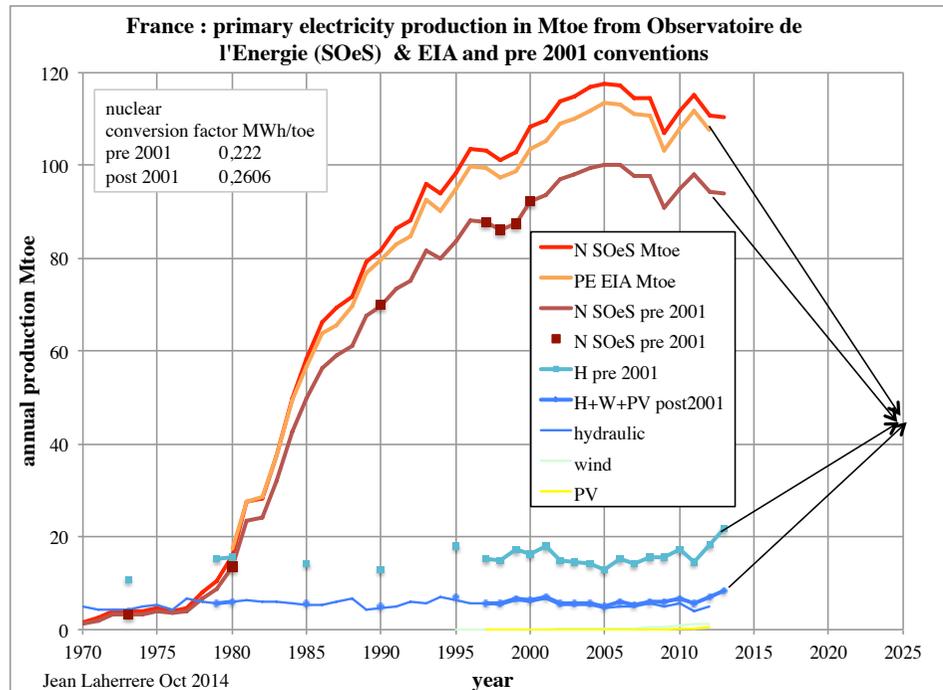
Figure 8. EU-28 Primary energy production (in mtoe) (1995-2012)



La consommation d'énergie primaire en France diffère suivant les équivalences des sources : France, USDOE/EIA (plus haut) et BP (plus bas). EIA est 10% plus haut que BP. On peut reconstituer la production en Mtep avec l'ancienne convention de pre 2001 = 0,222 MWh/tep alors que le post 2001 est 0,2606.

Fig 114: France: électricité énergie primaire Mtoe

Fig 116: France ratio nucléaire/hydraulique + vent + PV



Le projet de loi du 14 octobre 2014 sur la transition énergétique a pour objectif 5° *de réduire la part du nucléaire dans la production de l'électricité à 50% à l'horizon 2025* semble difficile. L'objectif de l'Europe en 2030 de réduire les gaz à effet de serre de 40% et d'économiser 27% d'énergie s'ajoute à cette contrainte.

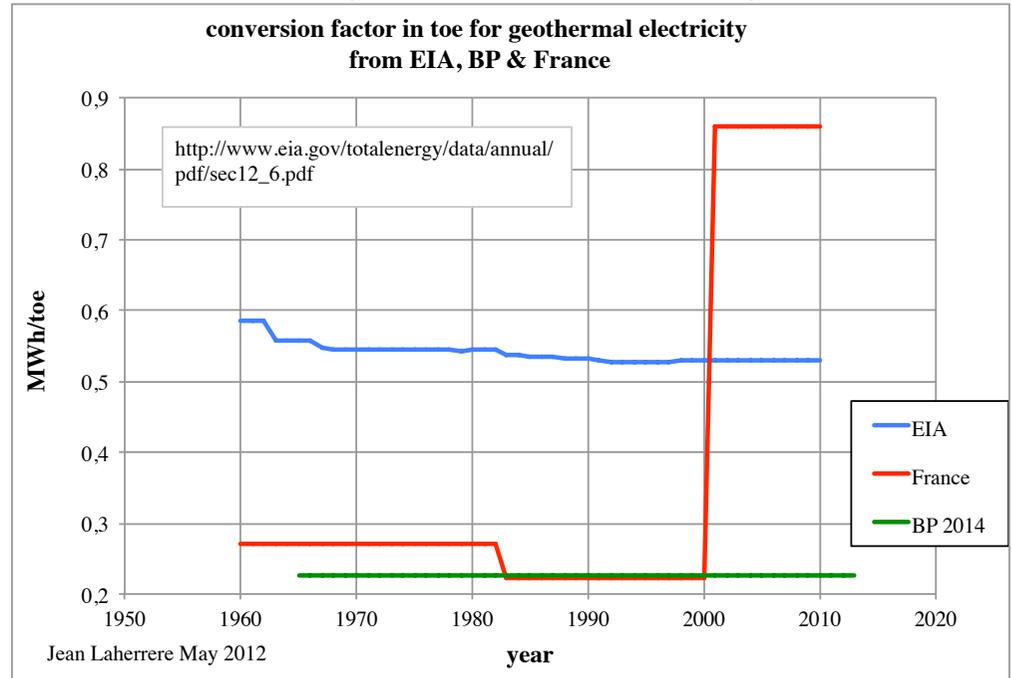
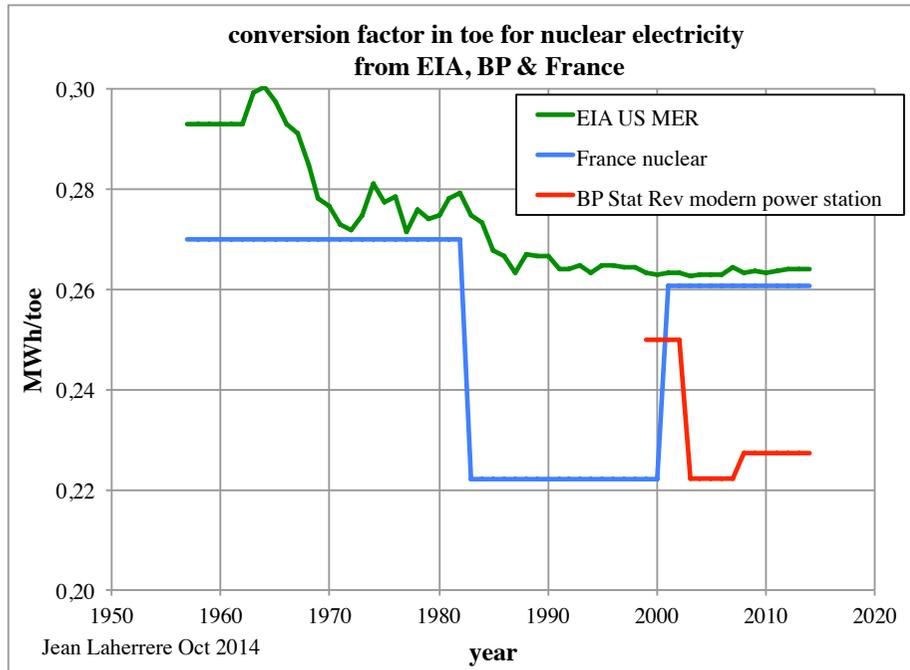
Il ne faut pas oublier que le vent et le solaire sont intermittents et nécessitent des centrales de support de support (qui ne sont pas prévues dans le futur, car on espère que le réseau palliera à l'intermittence ?). L'exemple de l'Allemagne et de l'Espagne montre que l'éolien peut fournir par périodes un fort pourcentage de l'électricité, mais cela ne suffit pas pour assurer la demande annuelle.

La variation du facteur de conversion pour l'électricité nucléaire est comparée à celle des USDOE/EIA, de la France et des chiffres de BP.

Fig 117: taux conversion électricité nucléaire

France, EIA, BP

Fig 118: taux conversion géothermie



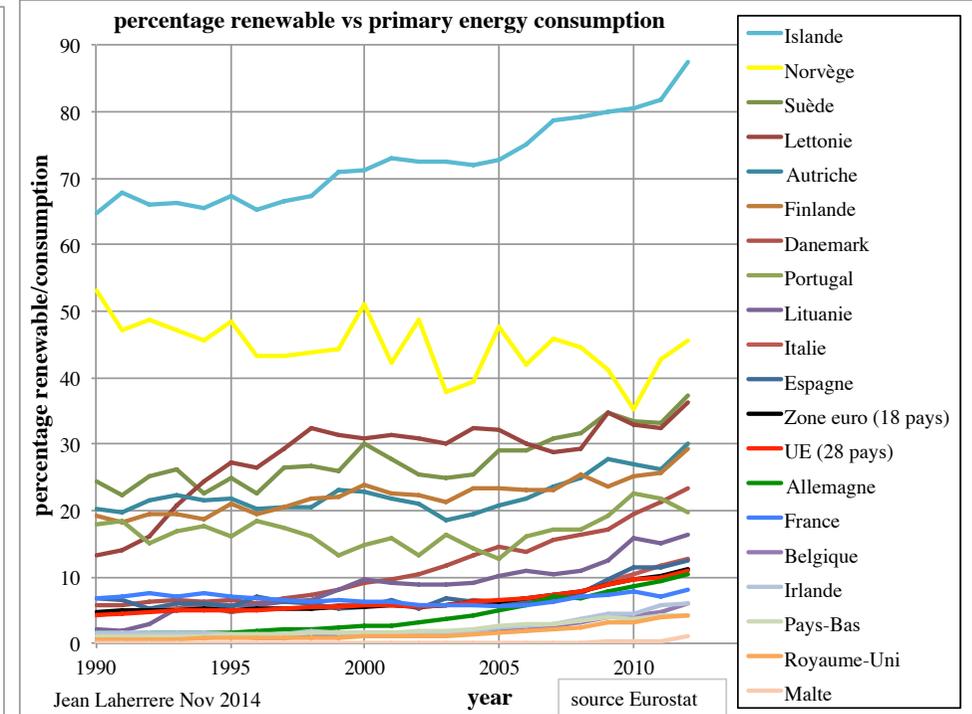
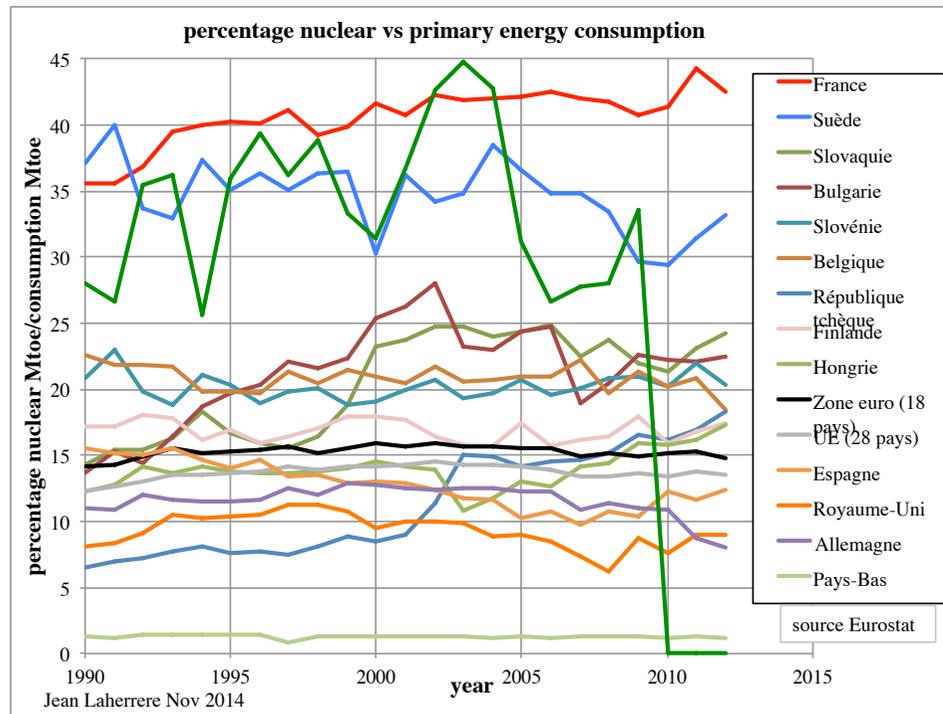
La consommation énergie primaire en 2012 n Mtep varient avec les sources

| | BP | | Eurostat | | Pégase | | Références SOeS | |
|---------------|-------|-----|----------|-----|--------|-----|-----------------|-----|
| | Mtep | % | Mtep | % | Mtep | % | Mtep | % |
| pétrole | 81,0 | 33 | 80,4 | 31 | 77,9 | 30 | 79,7 | 31 |
| gaz | 38,0 | 15 | 38,2 | 15 | 37,6 | 14 | 38,5 | 15 |
| charbon | 11,5 | 5 | 11,5 | 4 | 11,1 | 5 | 11,1 | 4 |
| nucléaire | 95,9 | 39 | 109,7 | 42 | 110,4 | 43 | 86,1 | 33 |
| hydro | 13,1 | 5 | | | 4 | 2 | 13 | 5 |
| renouvelables | 5,5 | 2 | | | 17,9 | 7 | | |
| total | 245,3 | 100 | 258,4 | 100 | 259,6 | 100 | 260,9 | 100 |

Le pourcentage du nucléaire et du renouvelable dans la consommation énergie primaire en Europe varie suivant les pays et le temps.

Fig 119: % nucléaire/consommation EP en Europe

Fig 120: % renouvelable/consommation EP en Europe



Le pourcentage du renouvelable/consommation énergie primaire en Europe (données Eurostat) montre que l'Islande est un pays à part (sur l'axe volcanique qui écarte l'Atlantique depuis des millions d'années) avec sa géothermie inépuisable. La Norvège avec ses barrages est en baisse. La France à 8% en 2012 est sous la moyenne européenne à 11%.

Intensité énergétique

Les économistes vantent la diminution de l'intensité énergétique qui est le ratio consommation énergétique divisé par le PIB. Ainsi l'EIA montre pour les US que son index (2005 = 1) d'« *energy use* » consommation divisé par le PIB en \$2005 a diminué de 1,7 en 1980 à 1 en 2007, alors que la consommation par habitant a oscillé en restant à 1. Il y a eu une diminution de consommation de 10 % d'énergie par habitant de 2007 à 2012

Fig 122: Intensité énergétique US EIA/AEO 2014 & énergie par habitant

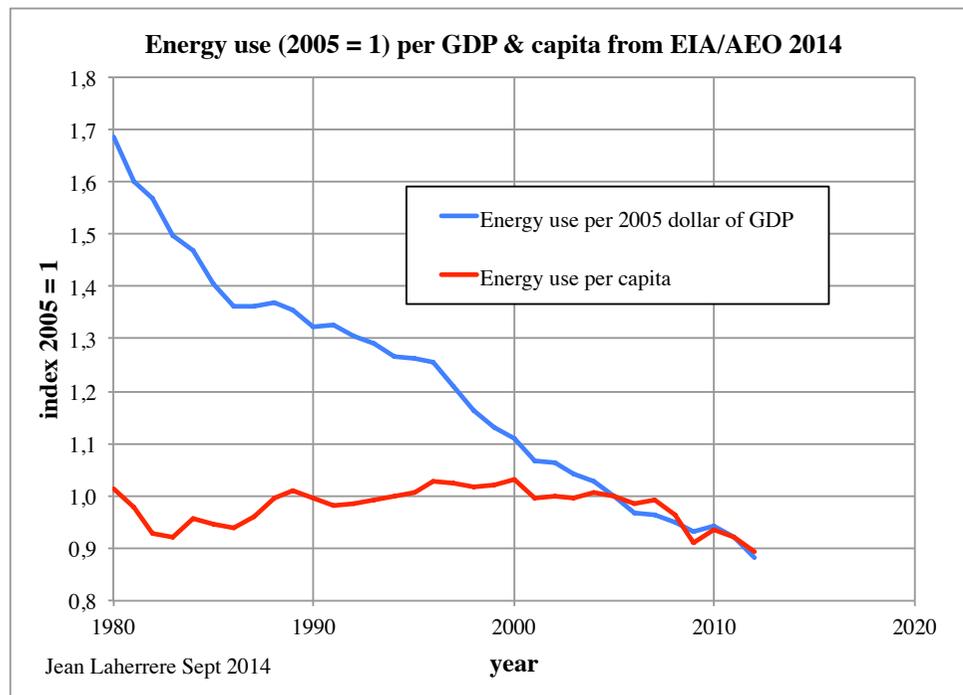
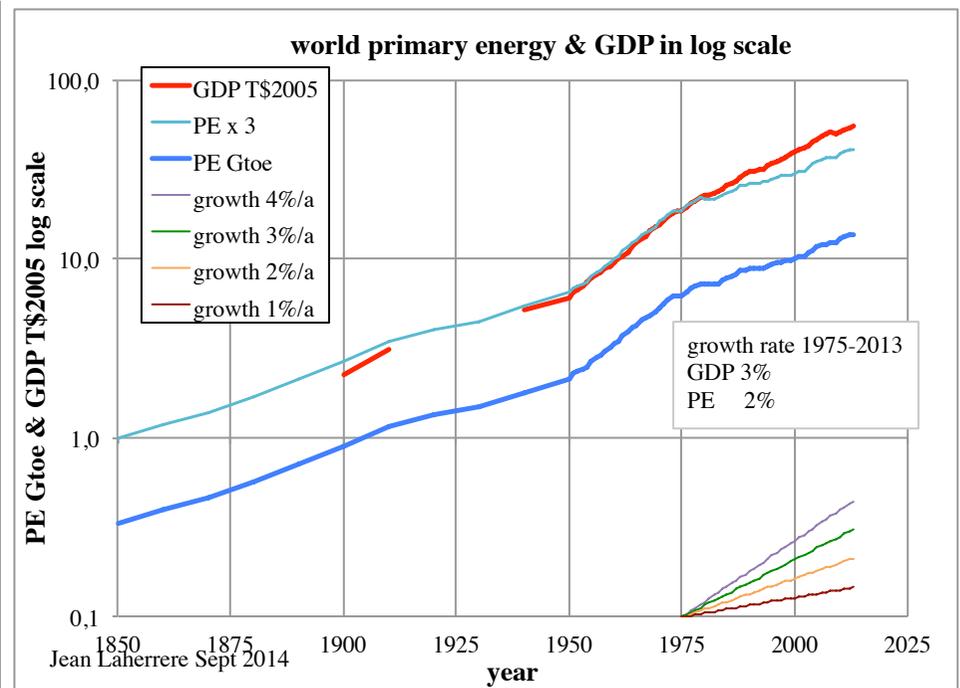


Fig 123: monde : énergie primaire & PIB échelle log



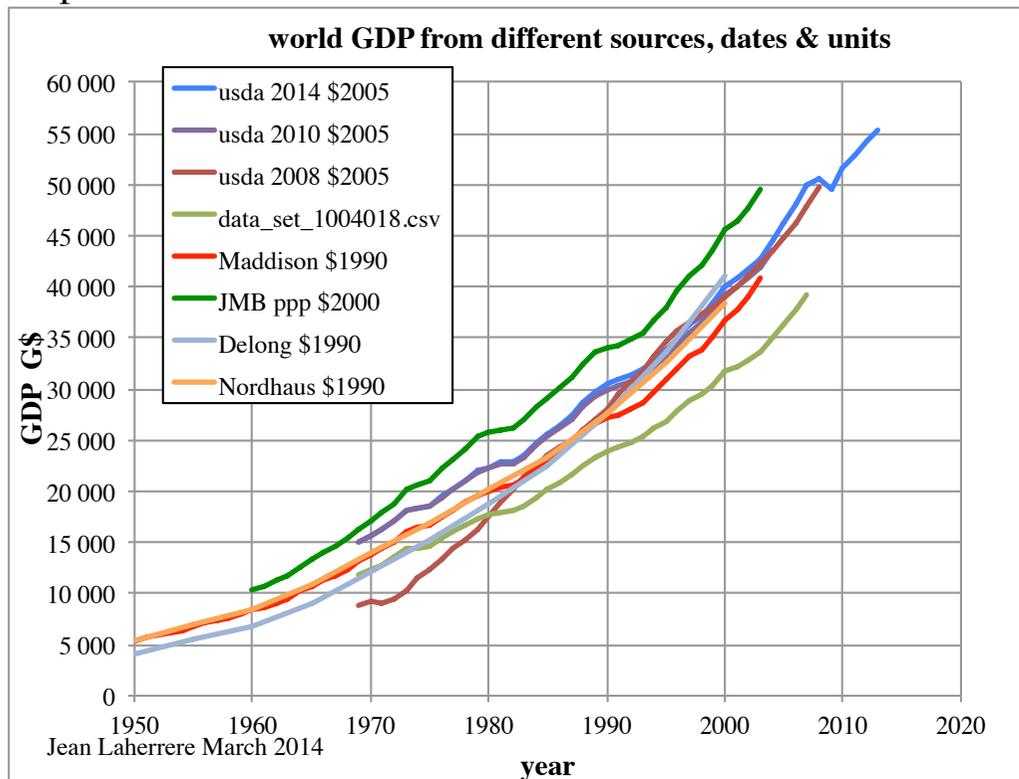
Sur la période 1850-2013 le PIB mondial en T\$2005 et l'énergie primaire en Gtep sont comparés en échelle log, la courbe 3 fois l'énergie primaire est ajoutée. Il est remarquable que de 1900 à 1975 le PIB coïncide avec 3 fois l'énergie, mais de 1975-2013 cela diverge, car le PIB augmente de 3%/a et l'énergie de 2%/a d'où **1% croissance énergie = 0,66% croissance PIB**

L'intensité énergétique ne peut que diminuer, ici de 1988 à 2012 de 2% par an.

Mais le PIB est un très mauvais indicateur mais prisé par les politiciens car toujours en augmentation. Le PIB ne représente pas les richesses d'un pays, mais ses dépenses : plus il y a de guerres, de catastrophes, de sida, de drogues, plus le PIB augmente.

De plus le PIB est manipulé. Les US ajoutent en 1998 un facteur hédonique aux dépenses informatiques qui deviennent des investissements, en 2013 les dépenses artistiques deviennent des investissements augmentant le PIB de 3%. En septembre 2014 l'Union Européenne oblige la France d'ajouter les dépenses de drogue et de

Fig 124: PIB monde d'après source diverses & dates & unités



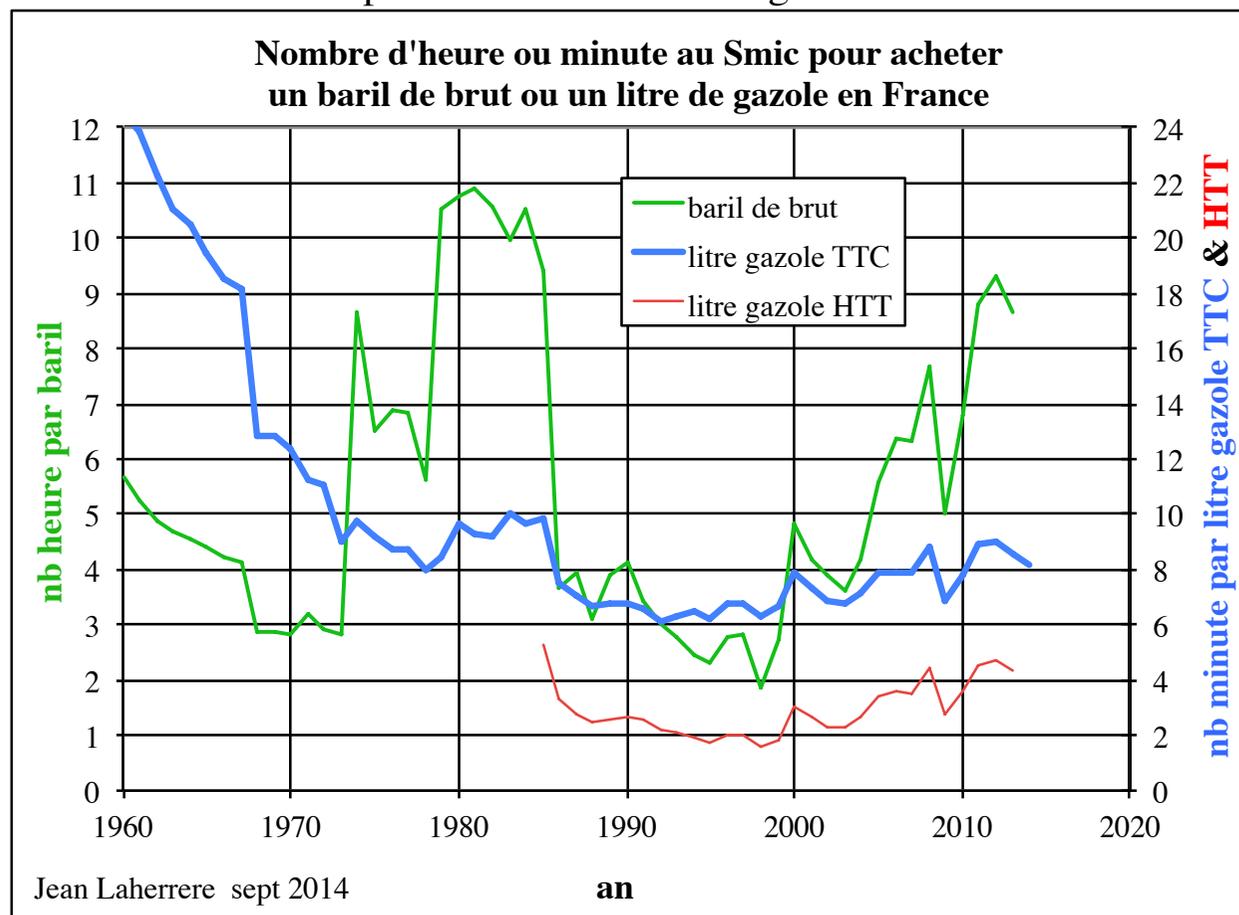
Il faut donc constater que le PIB est un mauvais indicateur, manipulé et mal mesuré : il faut s'abstenir de faire référence au PIB et donc à l'intensité énergétique.

-5- Prix

France : Prix des carburants

Les conducteurs français se plaignent du cout élevé du diesel, mais pour acheter un litre de diesel en 1960 il fallait travailler 25 minutes, en 1970 12 minutes, en 1980 10 minutes, en 1990 7 minutes, en 2000 8 minutes et aujourd'hui 8 minutes

Fig 125: nombre de minutes au SMIC pour acheter un litre de gazole



Le diesel est plus lourd que l'essence et donc en volume plus énergétique (+7%). Il doit donc être vendu plus cher que l'essence, ce qui se fait au Royaume-Uni et en Suisse et aux US, mais pas dans la majorité des pays de l'Europe. En moyenne le diesel est vendu 10 c€/L moins cher que l'essence mais en France c'est 14 c€.

La France est le champion du diesel comme pour le nucléaire, la vente de l'essence s'écroule depuis 1987 et celle du diesel en forte augmentation depuis 1985 est plus de 4 fois supérieure.

La consommation sur la période 1937-2012 en poids et 1937-2013 en volume montre des tendances très nettes.

Fig 126: France consommation carburants en volume & poids

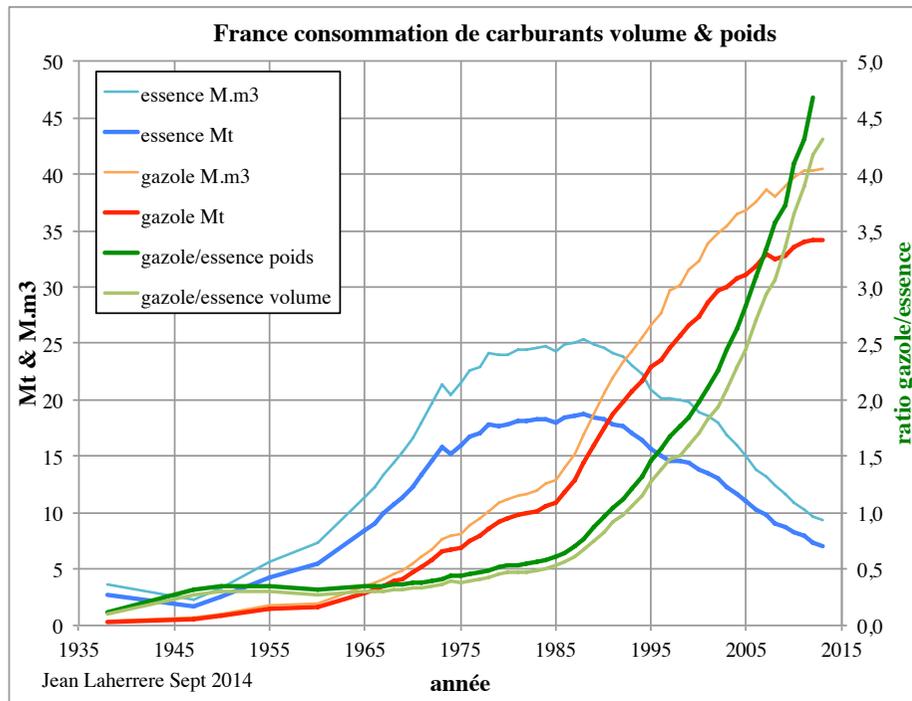
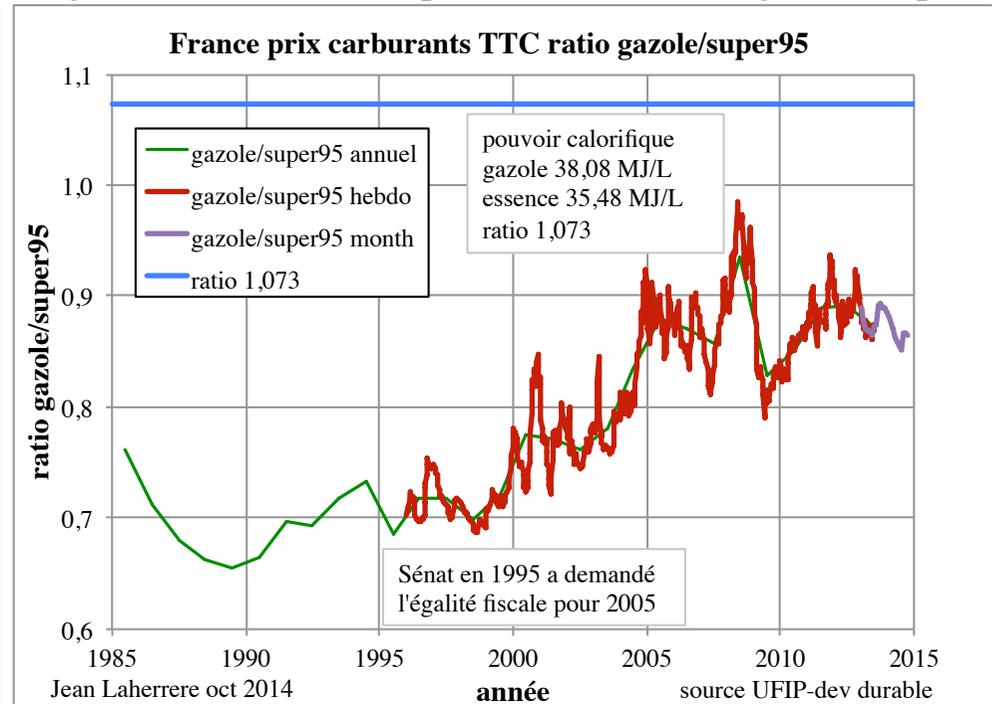
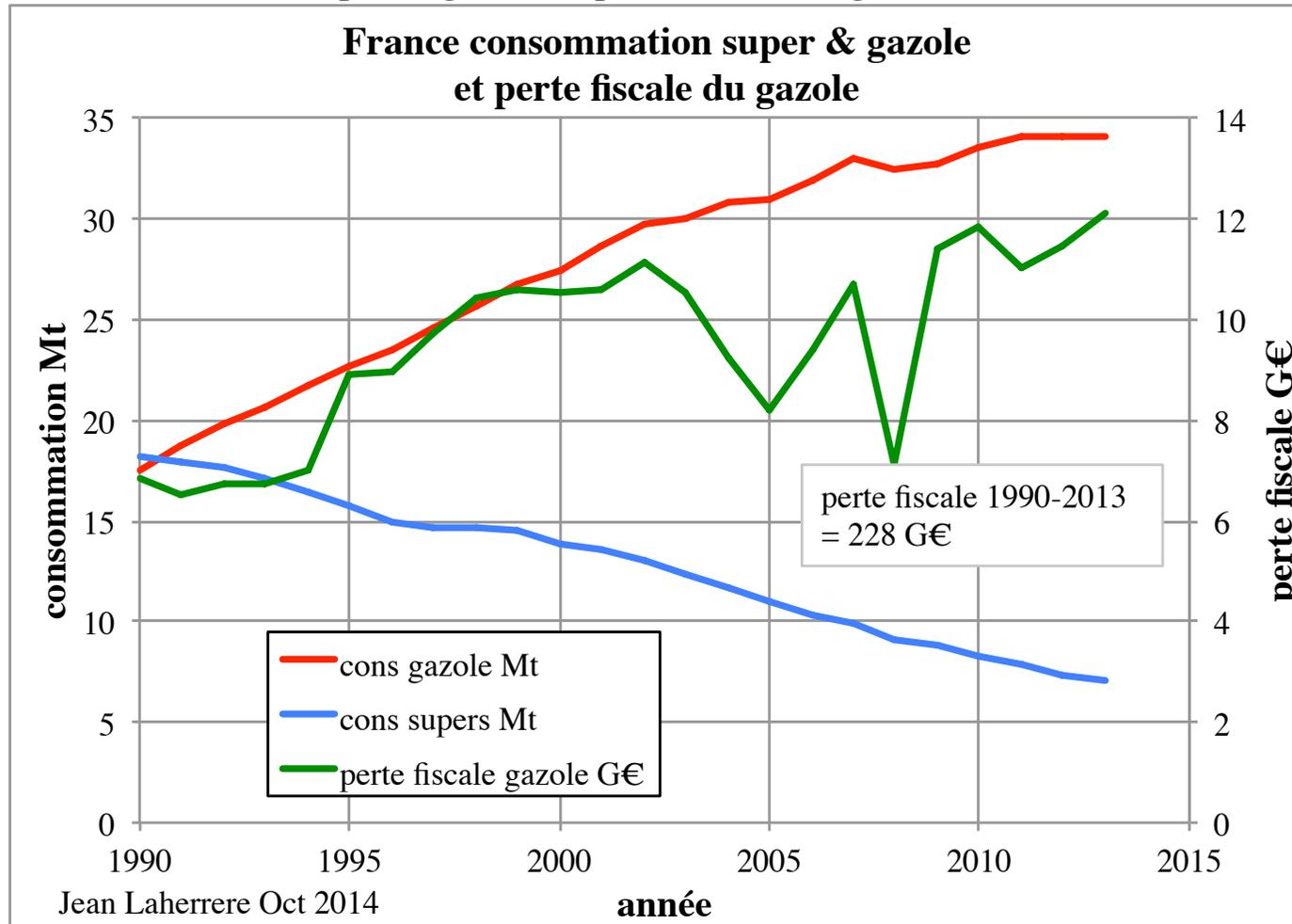


Fig 127: France : ratio prix des carburants gazole/super95



Le Sénat avait en 1995 demandé que l'égalité fiscale soit réalisée pour 2005.

Fig 128: France consommation super & gazole et perte fiscale du gazole



Le budget 2015 veut augmenter la taxe sur le diesel de 2 c€, mais pour ramener à l'égalité fiscale énergétique avec l'essence c'est 20 c€ qu'il faudrait ! Il faudra 10 ans pour ramener l'égalité chère aux Français, mais qui chérissent beaucoup plus les avantages acquis !

France : pourcentage des dépenses d'énergie par ménage

Le Bulletin **Repères** du Ministère de l'Énergie en France publie annuellement les dépenses d'énergie des ménages et part de l'énergie dans la consommation d'après INSEE.

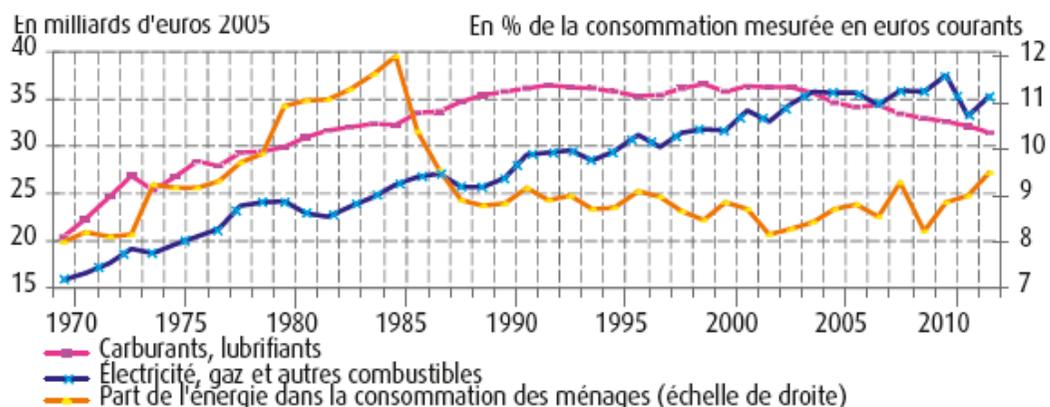
Mais le pourcentage de l'énergie dépensée par les ménages dans Repères varie:

le pic en 1985 est pour R2013 R2011 R 2010 R2009 R2006
 en % 12 9,5 9 10,2 8,1

Les dépenses en 2013 sont €2005, celles de 2011 en €2005, celles de R2010 en €2000, celles de 2009 en €2008 et celles de 2006 en 2005: une vraie cacophonie

Fig 129: -Repères 2013

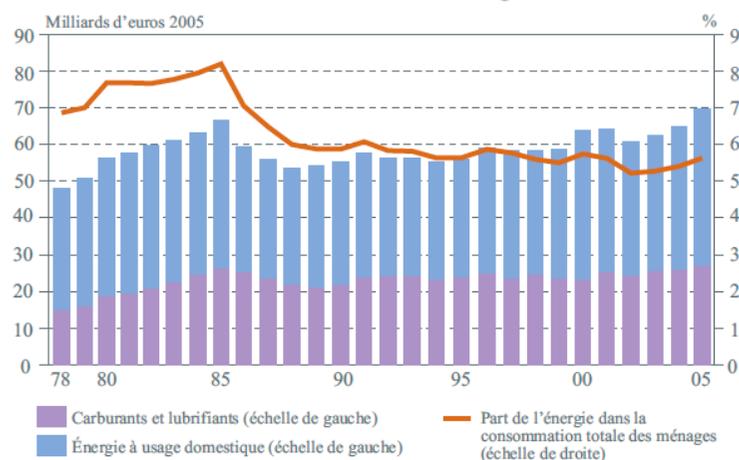
Dépenses d'énergie des ménages et part de l'énergie dans la consommation



Source : Calculs SOeS d'après Insee

Fig 133: -Repères 2006

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



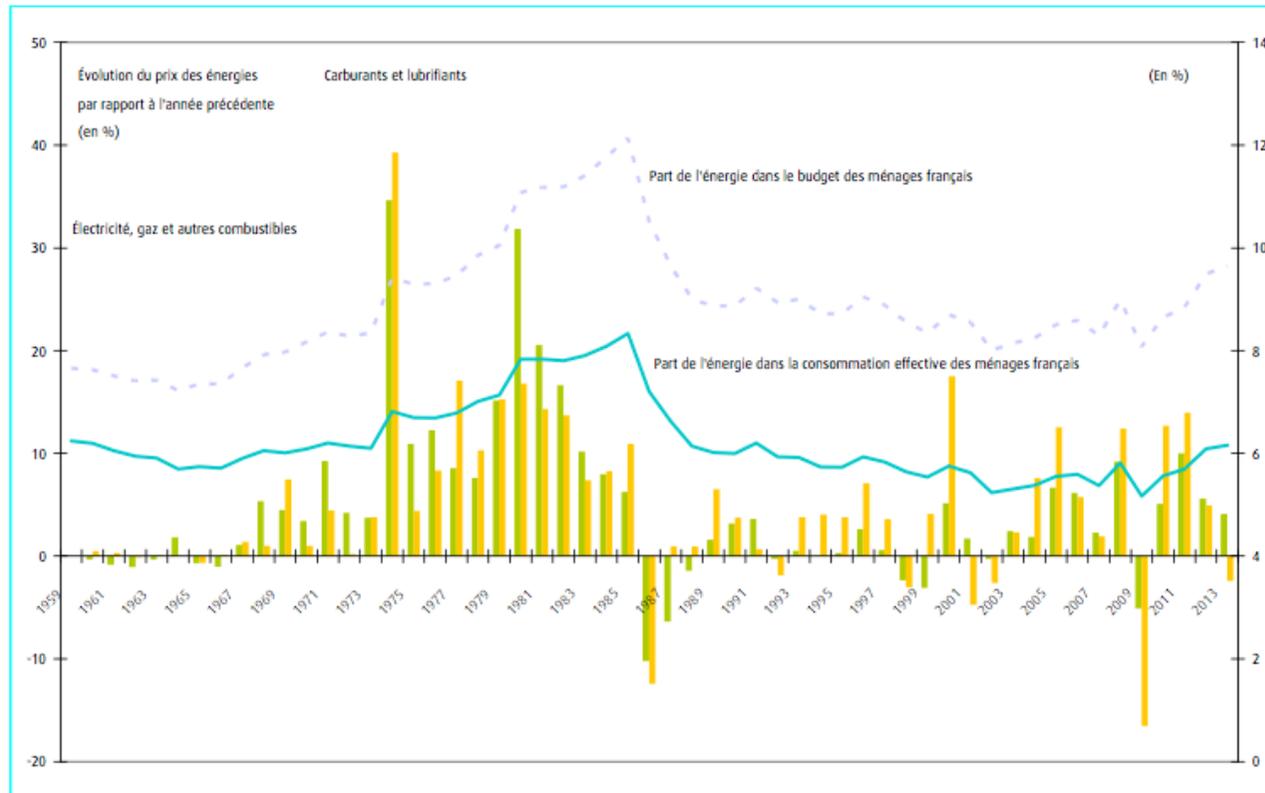
Sources : Observatoire de l'Énergie et INSEE.

Le pourcentage de l'année 2005 est 5,6 % pour R2006, 7,2 pour R2009, 7,5 pour R2011, 7% pour R2010 et 8,8 % pour R2013 soit une augmentation de plus de 50%. Un pourcentage annuel est indépendant de l'inflation et de l'unité utilisée. On peut excuser une correction de 5%, mais pas de 50%!

De telles variations sans explications n'est pas sérieux venant de l'Observatoire de l'Énergie et de l'INSEE: le pourcentage pour une année ne devrait pas changer dans les éditions postérieures de Repères.

Chaque nouveau bulletin semble rédigé comme si le précédent n'existait pas ! Le ministère de l'Énergie publie un autre rapport annuel appelé RéférencesS qui donne des chiffres différents de Repères 2013, bien que venant du même ministère !

Fig 136: part de l'énergie dans budget ménages & consommation **effective** ménages 1959-2013

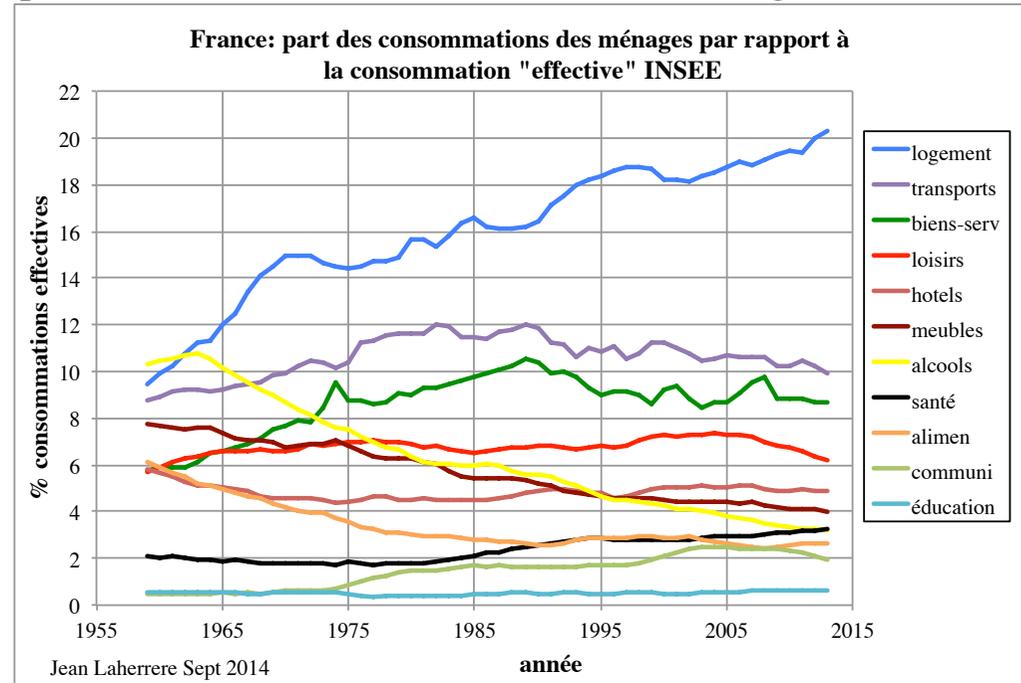
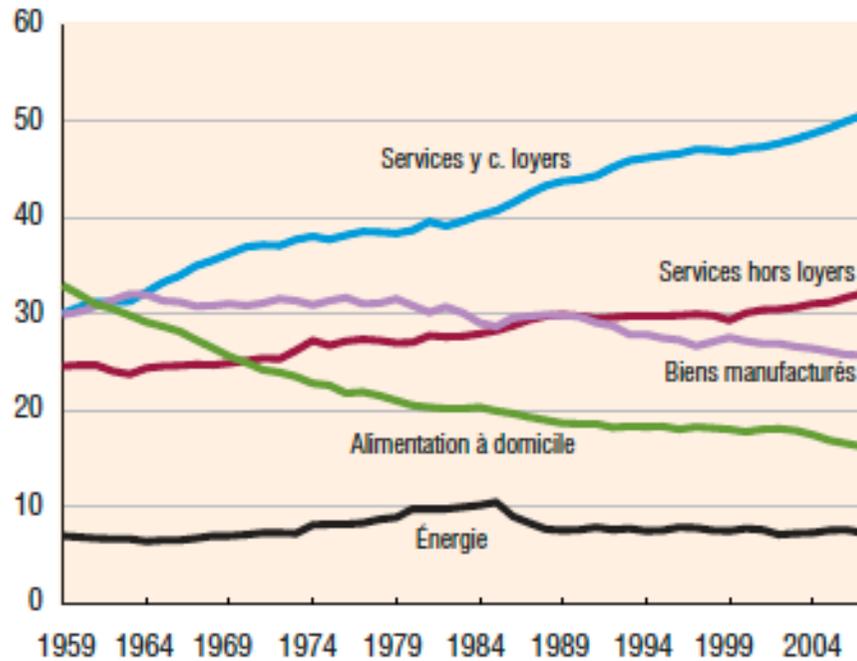


La consommation *effective* est augmentée en tenant compte de ce qu'apporte la collectivité aux ménages. Ce graphique Références 2013 semble corriger les erreurs des graphiques précédents, montrant la complexité des mesures et de leur interprétation. Mais le plus important n'est pas la valeur absolue mais la valeur relative sur la période. Le pic du pourcentage de l'énergie consommé par les ménages a bien eu lieu en 1985 et de 1993 à 2013 le pourcentage a peu varié, malgré la perception des Français vis à vis de l'énergie

La part de l'énergie dans la consommation des ménages est faible (INSEE 2009 Consales et al http://www.insee.fr/fr/ffc/docs_ffc/ref/conso09c.pdf), très inférieure à l'alimentation qui est aussi de l'énergie en même temps que du plaisir ou au logement. De plus la part de l'énergie effective est 2% inférieure.

Fig 137: pourcentage consommation des ménages INSEE 2009

Fig 138: part de la **consommation effective** des ménages INSEE



L'INSEE donne le détail des différentes fonctions sur la période 1959-2013 mais l'énergie n'est pas distinguée, répartie dans les transports et le logement. L'énergie n'est pas le souci majeur de l'INSEE !

Les dépenses de ménages par rapport à la consommation « effective » représentent 75% en 2013 contre 85 % en 1959, la contribution de l'Etat diminue ! Les dépenses de santé qui étaient en 1960 cinq fois inférieures à celles des boissons alcoolisées sont en 2013 équivalentes!

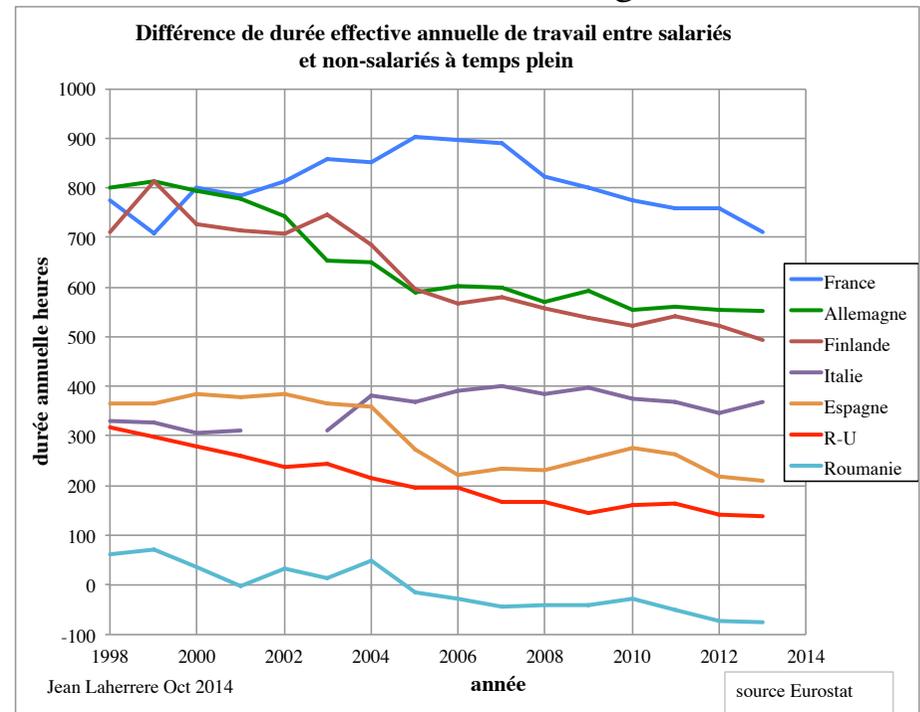
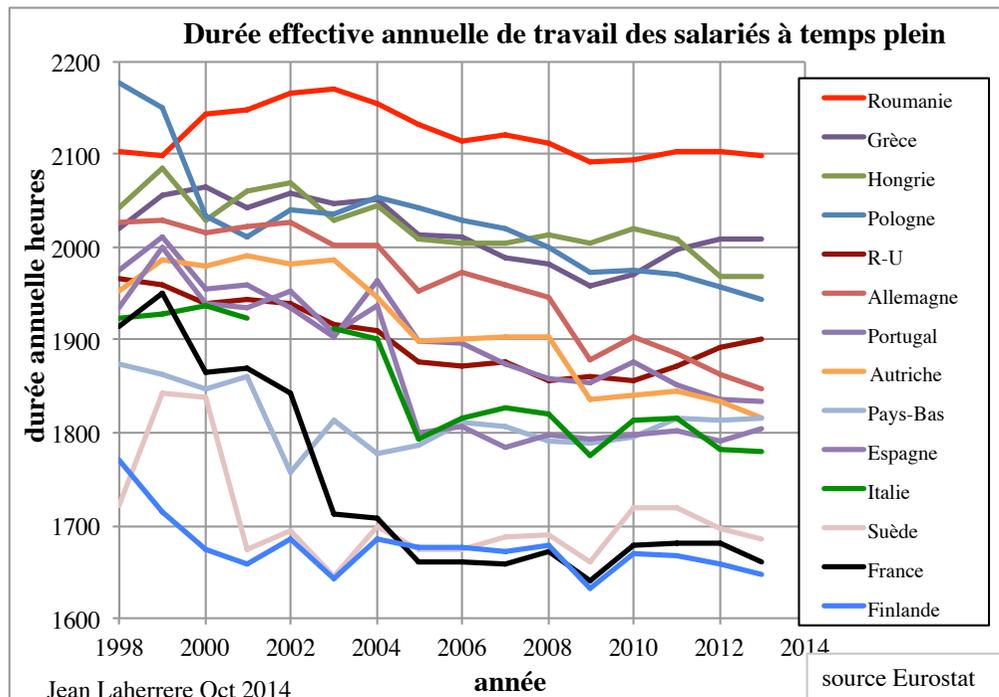
Les chiffres énergétiques varient considérablement avec le temps, avec les auteurs, mais aussi avec les unités, ils sont peu fiables !

Les Français se plaignent que leur pouvoir d'achat baisse (en fait la part de l'énergie dans la consommation des ménages varie peu depuis 1988 autour de 6%), mais leur temps de travail baisse aussi, surtout vis à vis des pays voisins et vis à vis des non-salariés. Quand on travaille moins, on gagne moins ! La durée effective annuelle de travail des salariés à temps plein est passée de 1950 heures en 1999 à **1661 heures en 2013** soit une diminution de 15%, pour les non-salariés la diminution a été de 12%.

Le rapport COE-Rexecode juin 2014 sur la durée effective annuelle de travail en Europe sont très parlant.

Fig 139: durée effective annuelle de travail des salariés à plein temps en Europe

Fig 140: différence durée salariés et non-salariés Allemagne, France & RU



Les non salariés français travaillent autant que les Allemands avec près de 2400 heures et 300 heures de plus que les Anglais mais **les salariés français travaillent 700 heures de moins que les non-salariés français soit 43%**, et 186 heures de moins que les salariés allemands et 239 heures de moins que les salariés anglais.

-Conclusions

Paul Valéry a écrit en 1931 dans « Regards sur le monde actuel » : « *Le temps du monde fini commence* »

L'explosion économique et démographique due à la révolution industrielle conduisant à la société de consommation est basée sur l'énergie bon marché. La croissance du PIB et de la population a été exponentielle depuis 1950, mais une croissance exponentielle ne peut continuer que si les ressources sont infinies, or la terre est finie.

Tout le monde croit au Père Noël en pensant que la croissance (sans dire quelle croissance) qui est en panne va revenir. Tous les dirigeants politiques ou privés sont jugés à la croissance (PIB ou action) et ne veulent pas entendre parler de décroissance (ni de non emploi volontaire).

Le PIB qui est censé représenter le progrès (mais en fait représentent les dépenses : plus il y a des catastrophes, plus le PIB augmente !) est un très mauvais indicateur et devrait être remplacé par un indicateur de bien-être ou de qualité de la vie. Pour beaucoup le PIB dépend uniquement du capital et du travail, ignorant la contribution de l'énergie. Sans énergie, le monde moderne s'arrête. Si l'énergie décline, que devient le monde actuel ?

Pour savoir où l'on va, il faut savoir d'où l'on vient.

Il est essentiel d'avoir les données énergétiques historiques complètes, mais la plupart des pays ne font rien pour les publier. Il n'existe pas une base de données complète pour l'Europe ou la France.

Les données de réserves sont confidentielles dans la majorité des pays et leur incertitude est grande de part leur estimation et surtout à cause de l'ambiguïté des définitions.

Les économistes n'ont accès qu'aux estimations de réserves restantes politiques ou financières qui augmentent depuis 50 ans et ignorent les réserves techniques qui déclinent depuis 1980.

Les économistes sont convaincus que la technologie résoudra tous les problèmes, mais ils ne veulent pas écouter les techniciens.

Le non-conventionnel se situe surtout aux US à cause du code minier (les propriétaires du sol qui subissent les problèmes écologiques sont propriétaires des HC, recevant des sommes bien supérieures au prix du terrain et des redevances sur la production) et des facilités logistiques pour forer et fracturer. Le gaz de schiste a démarré aux US en 1821, surtout avec l'éclairage en compétition avec l'huile de baleine qui coûtait 800 \$2014/b, mais il a en

grande partie disparu avec le pétrole bon marché. Il est revenu, non à cause de la technologie, mais du prix du gaz à plus de 6 \$/MBtu

Le non-conventionnel dans le reste du monde semble difficile à développer, car code minier, logistique et économie différents des US. A part le Canada le non conventionnel dans le monde ne démarre guère.

Les dernières prévisions préliminaires USDOE/EIA pour la production US ont augmenté pour le pétrole mais diminué pour le gaz, car le prix du gaz US est anormalement bas par rapport au pétrole.

Les prévisions antérieures ont toujours été très variables avec le temps et les auteurs et se sont avérées souvent fausses, la différence avec la réalité atteignant 20%.

L'historique du prix du brut et de la production mondiale de brut (et condensat) depuis 2 siècles conduit à constater qu'il y a un mur à 78 Mb/d et un plafond à 120 \$2013/b.

Les conventions de conversion de l'énergie primaire en France ont changé en 2001 pour s'aligner sur l'AIE, augmentant le pourcentage du nucléaire et diminuant le renouvelable. Mais ces conventions varient dans le monde (très différentes dans BP Statistical Review, très utilisé par les économistes): elles sont arbitraires, et pas du tout expliquées.

En France, l'objectif de 50% en 2025 de nucléaire pour la production électrique (pour la consommation énergie primaire on est dessous) est un vœu pieux, essentiellement politique et il semble très difficile à attendre, à moins de revenir au charbon comme les Allemands ou au gaz de schiste s'il existe économiquement.

Le premier objectif devrait être d'économiser l'énergie, mais vouloir séquestrer le CO2 en consommera beaucoup, sans être sur du résultat

La société de consommation depuis 1945 est basée sur l'énergie et les ressources minières bon marché.

Nous vivons une époque particulière qui, avant 2025, va voir le déclin de la production du pétrole, mais aussi de l'or et de l'argent et ensuite du gaz.

La société de consommation, qui veut une croissance constante demandant des ressources infinies, est donc condamnée.

Il faut donc changer de mode de société et ceci demande un changement de comportement, de pensée, en fait une vraie révolution, or l'homme (ou la femme) n'aime pas changer et ne le fait que contraint.

Nous avons trop dépensé, les dettes se sont accumulées en espérant que la prochaine génération ferait mieux (c'est facile) et connaîtrait une croissance forte (c'est improbable).

Vous les jeunes vous avez à changer le monde et faire table rase du passé :

Au travail et bonne chance !

NB : Infose 94 août-septembre 2014 viole la loi qui dit que le SI (Système International d'unité) doit être respecté dans toute l'Union Européenne et notamment en France. Le SI est la loi dans le monde entier, sauf pour le Liberia, le Myanmar et les US non fédéraux.

Infose 94 dans l'article sur la production américaine de gaz de roche-mère utilise mm pour million (mmBtu)

le symbole mm est millimètre mmBtu = millimètre multiplié par Btu

le préfixe million est M = mega ! d'ou MBtu

plus loin mcf devrait être kcf, mcf= mètre multiplié par cubic foot ou milli cf

Ce n'est pas parce que l'USDOE utilise le sigle mmBTU ou MMBtu (violant la loi fédérale US qui dit que le SI est la règle) que cela permet de violer la loi française !

Les scientifiques se doivent d'être critiques et de ne pas recopier les erreurs des autres !