Quoi de neuf sur la production d'énergie !

-0-Sources de données

Pour dissimuler les problèmes qui nous attendent dans le futur et les erreurs du passé, les pays manipulent les données et utilisent des termes sans bien les définir, préférant l'ambiguïté à la clarté.
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 (les Nations Unies sont juste un endroit où l'on parle) et surtout pas d'arbitres, ni sanctions si on triche.
Il y a le domaine des unités (Système International d'Unités = SI) où les règles (qui sont des lois) régissent le monde entier, sauf le Liberia, le Myanmar et les US non fédéraux. Cependant la mauvaise pratique des conversions des unités SI et non SI a couté la perte de la plateforme de Frigg (1974 300 M$) et de la sonde Mars Climate Orbiter (1998 150 M$). En France, l'utilisation du symbole Md pour milliard est courante au lieu de G (giga), alors que c'est violer la loi française et massacrer le système métrique. Le billion US est le milliard alors que le billion SI est le million au carré = 10^{12} soit mille fois plus. Le trillion US est mille billion US = 10^{12} = tera = T, alors que le trillion SI est le million au cube soit 10^{18} Le SI recommande l'abandon de ces termes au profit des puissances 10^n ou des symboles mega, giga, tera, peta, exa. En France la confusion entre milliard de mètres cubes (qui est un kilomètre carré) et le gigamètre cube Gm^3 qui est 10^{27} m^3 est fréquente chez Total, IFP et d'autres. De même pour éviter la confusion avec le point et la virgule utilisé pour marquer les décimales, l'usage du point ou de la virgule pour marquer les tranches de mille doit être abandonné au profit d'un espace, sinon on viole la loi!
Les Français ne font aucun effort pour respecter la seule méthode française qui légalement devrait être respecté dans le monde entier.
L'inventaire des problèmes nécessitent d'avoir des données complètes et exactes sur tous les pays du monde, mais ces données n'existent que partiellement et il n'y a pas de source mondialement reconnue qui serve de base de données.

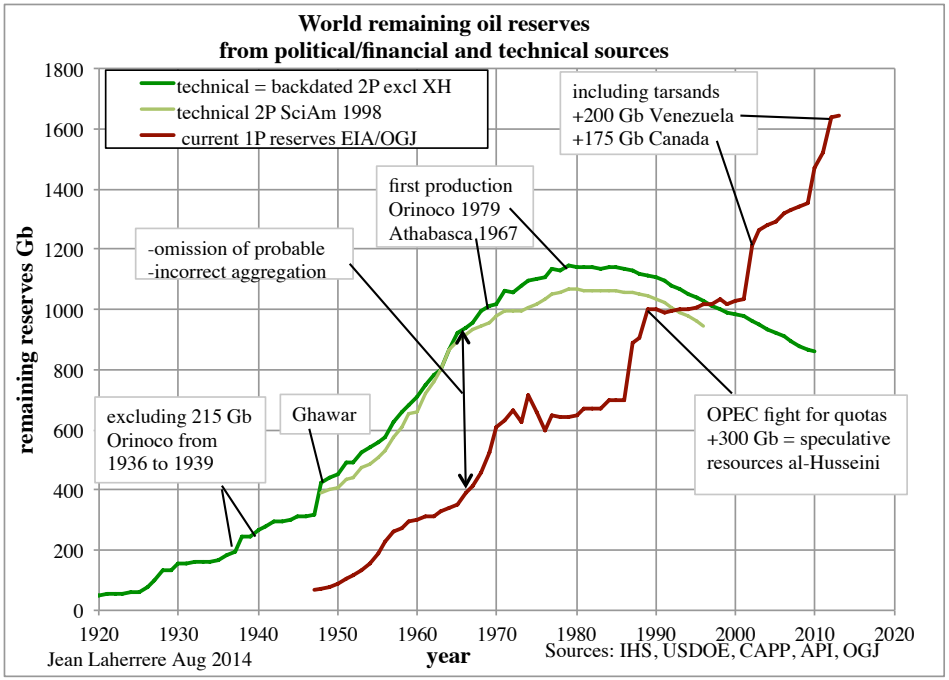
L'Union Européenne est supposée être unie, mais les données Eurostat sont hétérogènes et incomplètes.
Car la plupart du temps les pays préfèrent ne rien révéler et cachent les données.
Les données complètes historiques de production par pays sont difficilement accessibles pour chaque pays et en particulier pour la France ou le site Pégase du ministère est peu convivial et très incomplet.
Il est évident que les autorités ne veulent pas que le citoyen ait accès aux données nationales complètes.
Les fichiers les plus utilisés sont: USDOE/EIA, AIE, BP, OPEP et JODI (collaboration AIE et OPEP qui est malheureusement incomplet, confondant zéro avec pas de valeur). Eurostat utilise JODI, montrant bien que ses membres ne lui communiquent pas leurs données.
L'USDOE/EIA est bien consciente des déficiences de la collecte des données de production auprès d'un faible échantillonnage des 12 000 producteurs dans seulement 19 Etats et essaie d'améliorer la collecte mensuelle EIA-914. 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.
La France devrait suivre leur exemple et publier toutes les données relatives à l'énergie sur un site convivial.
Les informations existent dans le bulletin mensuel du BEPH, mais sans aucune synthèse historique.
Mais pour avoir des données valables il faut d'abord s'entendre sur les définitions des termes.
Le prix du brut est donné en baril, mais le baril de 42 US gallons n'est pas une unité légale aux US et l'USDOE est obligé de faire suivre le terme baril par 42 US gallons.
Aux US Le prix du brut est sans condensat, la production du brut incluse le condensat.
Le pétrole est mesuré soit en poids (tonne) soit en volume (m^3 ou baril)
La production mondiale de pétrole en 2013 dans BP 2014 est dans le fichier excel 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 prés 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 dans son bulletin mensuel donne les productions (5 chiffres significatifs) de ses membres d'après les sources secondaires (= 30,198 Mb/d pour 2013 édition Oct 2014) qui font références, mais aussi d'après les

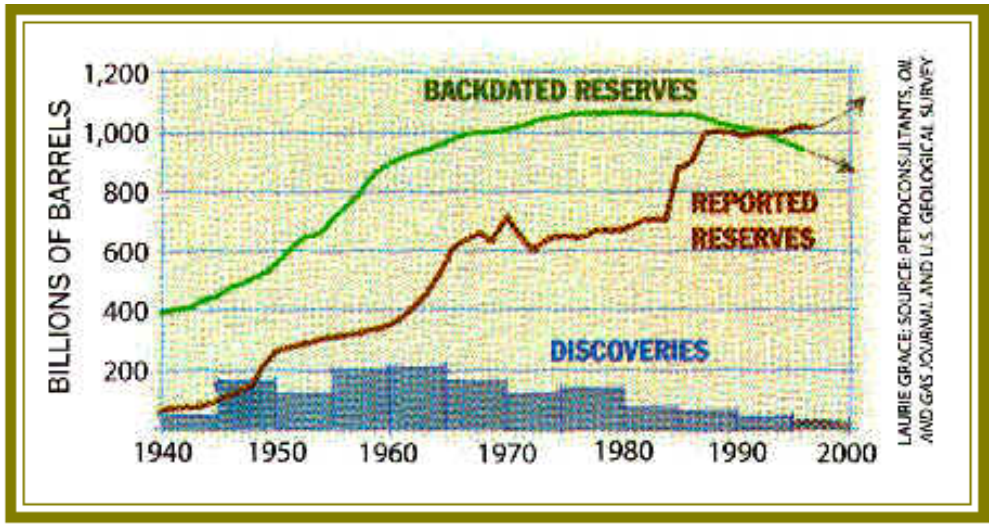
communications directes (=31,599 Mb/d pour 2013) de ses membres qui sont parfois très différentes (sur le 2e chiffre significatif).
Tout le monde ment plus ou moins ou ne dit rien, donnant des chiffres sans fournir la définition du produit.
Il faut faire appel à des compagnies d'espionnage (IHS, Rystad) 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

Le graphique qui montre le mieux la divergence de vue entre les économistes et les géologues pétroliers est le graphique qui était dans notre papier (Campbell-Laherrere) de Mars 1998 « *The end of cheap oil* » Scientific American (« *La fin du pétrole bon marché* » Pour la Science Mai 1998) montrant les réserves restantes mondiales d'après les sources politiques/financières publiques (OPEP-SEC) et les sources techniques confidentielles.
Les flèches montraient bien que la divergence allait s'accroitre et cela s'est réalisé bien plus que prévu !
Le voici en 2014 avec la courbe des réserves techniques de l'article de 1998.
Fig 1: réserves restantes mondiales sources politiques & techniques Fig 2: idem en 1998 SciAm





Il n'y a pas de consensus mondial sur la définition des réserves mais des 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.
La divergence entre les réserves politico-financières 1P (en marron) et les réserves techniques 2P provient de la nature peu réalistes des réserves politiques OPEC) ou financières (SEC) et qui au départ ne concernaient que les réserves conventionnelles et qui en 2002 ont ajouté d'abord les réserves des sables bitumineux (pétrole extra-lourd) du Canada (Athabasca) qui sont en production depuis 1967 et ensuite les huiles extra-lourdes du Venezuela (Orénoque) en production depuis 1979. On change les règles sans le dire.

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.

Réserves de pétrole du Golfe du Mexique (GOM)

L'agence fédérale BOEM (Bureau of Ocean Energy Management, qui, avec le BSEE, a pris la suite du MMS après sa mise à pied immédiate accusé de corruption après l'explosion de Macondo) publie le détail des réserves du Golfe du Mexique après de plusieurs années (le dernier est à fin 2011) en donnant un nombre de champs qui est sous-estimé par 10%: à fin 1998 le nombre de champs était de 984 dans l'édition 1998 avec un total de découvertes huile de 14,3 Gb et gaz de 163 Tcf mais il l'est de 1087 dans l'édition 2011 avec un total de découvertes de 18,5 Gb et 184 Tcf. Toutefois il est surprenant de constater que cet inventaire fait en 2014 à fin 2011 ne déclare aucune découverte en 2010 et 2011, alors qu'IHS signale 7 découvertes en 2010 avec en particulier le célèbre Macondo (200 Mb) qui a produit du pétrole indésirable et aussi Appomattox (220 Mb) par Shell ! Ces rapports présentant donc un inventaire incomplet: c'est déplorable !

En 1998 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 !.

In order to more closely align BOEM GOM reserves definitions with the Petroleum Resources Management System definitions (SPE/AAPG/WPC/SPEE 2007), this report clarifies that Proved Reserves in this and previous reports are Proved plus Probable (2P) estimates.

Pour les 1282 champs présents sur les listes 2011 et 2010 la différence cumulée entre les réserves 2P 2011 – 2010 est faible -41 Mb et 588 Gcf soit une moyenne par champ de 0,03 Mb et 0,5 Gcf. Le grand changement est la diminution du champ (deepwater) Thunder Horse passant de 733 Mb (848 Mbep) à 245 Mb (275 Mbep) passant de 2e rang au 41e, alors que le champ voisin North Thunder Horse (produit par la même plateforme semi-submersible) ne varie pas, passant du 15e rang au 17e Il est remarquable qu'en 2013 pour la première fois depuis

1903 dans le monde entier on n'a pas découvert un seul champ géant (>500 Mbep) et aussi que de 2013 à 2014 dans le Golfe du Mexique l'équivalent d'un géant (574 Mbep) a disparu dans l'estimation des réserves d'un seul champ! Il ne faut pas s'étonner que la production de pétrole conventionnel décline.

Pour les 1277 champs présents sur les listes 2009 (cumul 21,2 Gb et 190,2 Tcf) et 2010 la différence cumulée entre les réserves originales 1P et 2P sont de 290 Mb et 856 Gcf soit une moyenne par champ de 0,2 Mb et 0,7 Gcf ou une augmentation globale de 1,4 % pour le pétrole et 0,5 pour le champ c'est bien inférieur à la précision des estimations. Pour 1240 champs (97%) la différence est moins de 3 Mboe. Pour le pétrole les réserves sont inchangées pour 963 champs (75%)

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

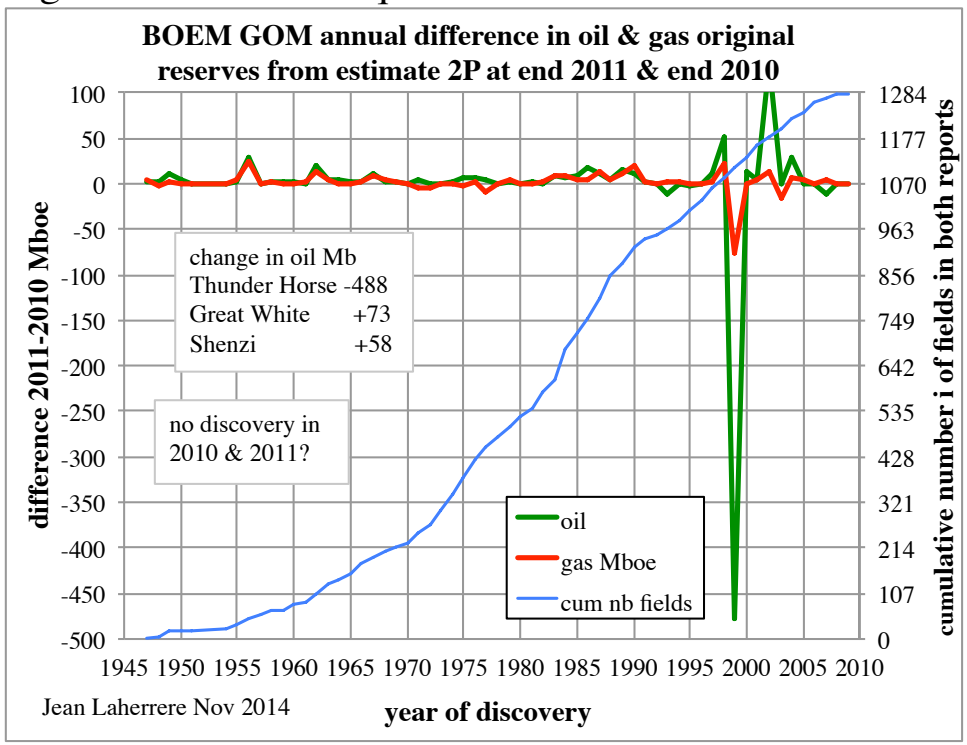


Fig 4: différence réserves 2P 2010 -1P 2009

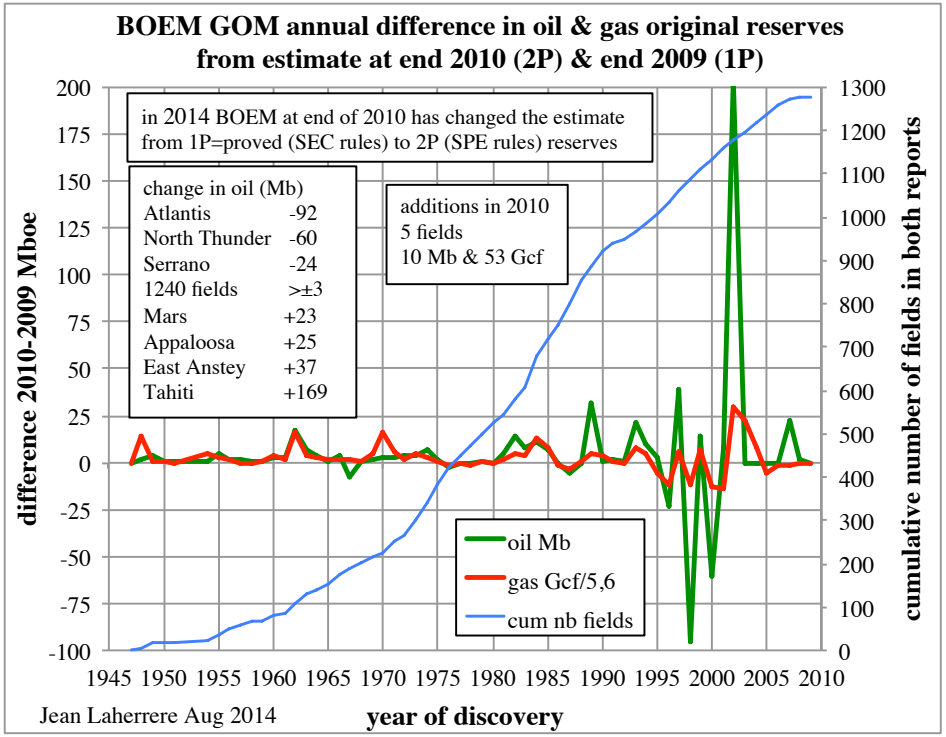
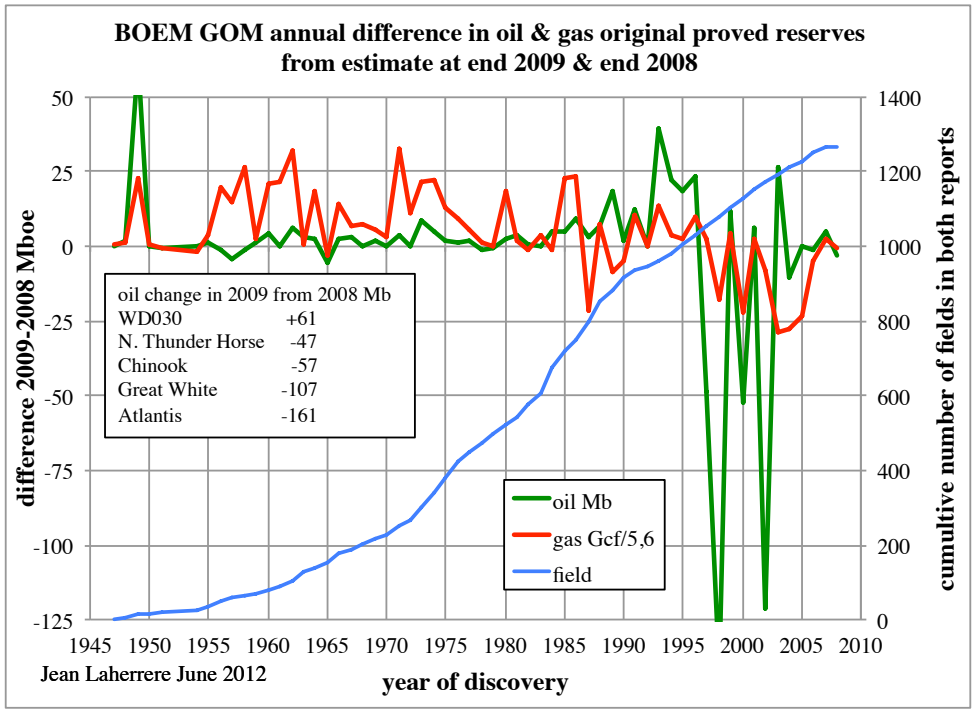
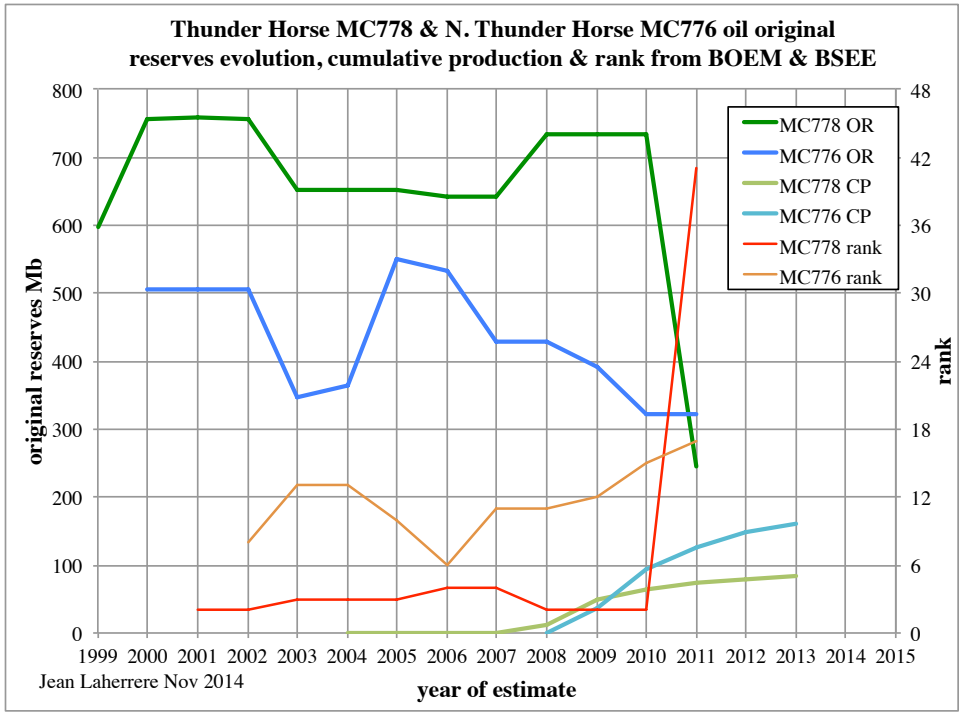


Fig 5: différence réserves 1P 2009 -2008

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



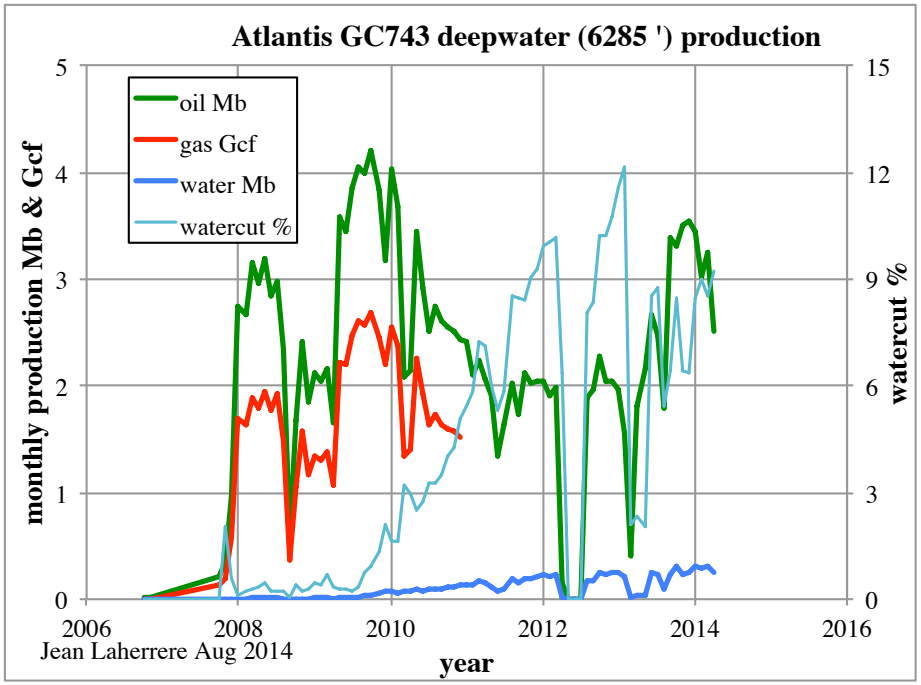


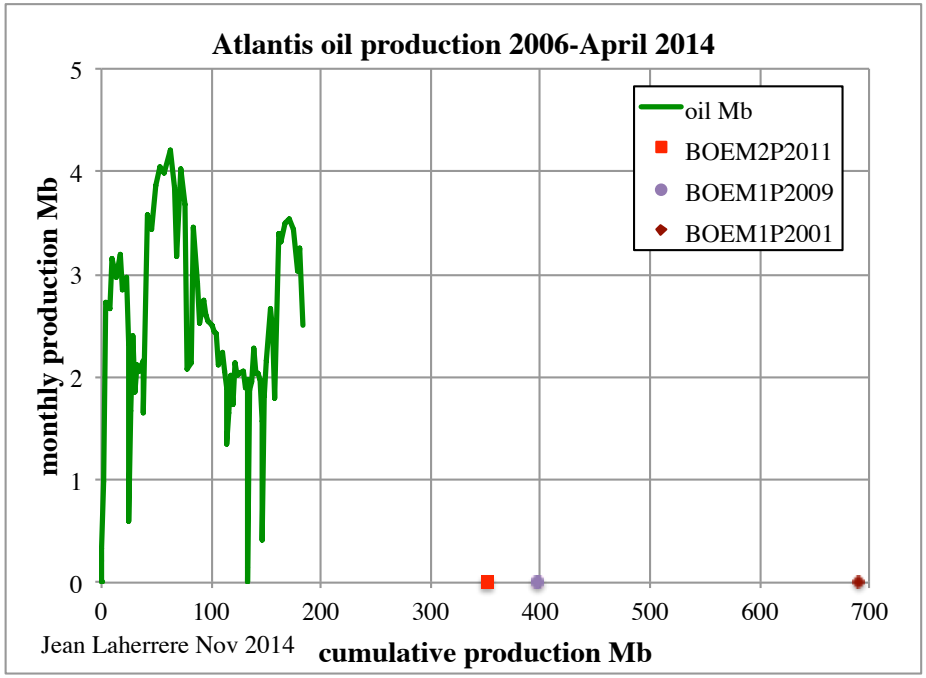
Par contre le changement des estimations de 2008 à 2009 uniquement pour les réserves prouvées est plus important que le changement 2009 à 2010 1P à 2P : ce n'est pas logique ! Mais la crise économique de 2009 a fait chuté le prix du brut et donc les réserves prouvées (d'après les règles de la SEC estimées avec le prix de l'année et non les prix futurs).

La plus grande diminution en 2010 est pour le champ en mer profonde Atlantis découvert en 1998 et en production depuis 2008 aussi avec des hauts et des bas (suite à l'explosion de Deepwater Horizons). Toutefois le pourcentage d'eau est faible (les réservoirs profonds peuvent être avec un aquifère peu développé)

Fig 7: Atlantis (6285') production

Fig 8: Atlantis production mensuelle vs production cumulée



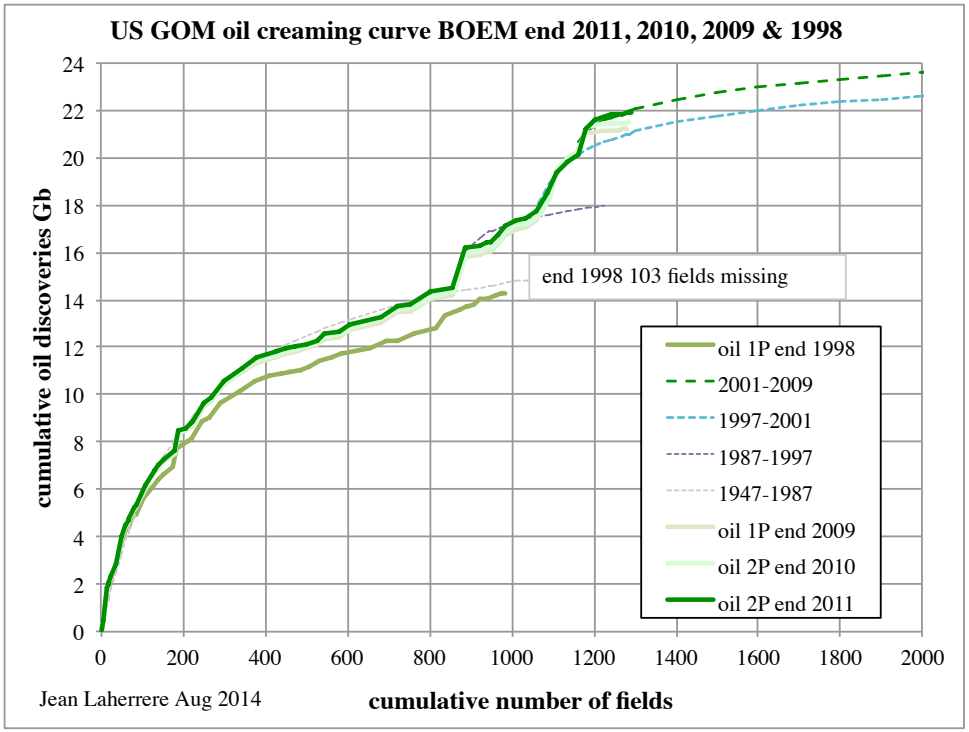


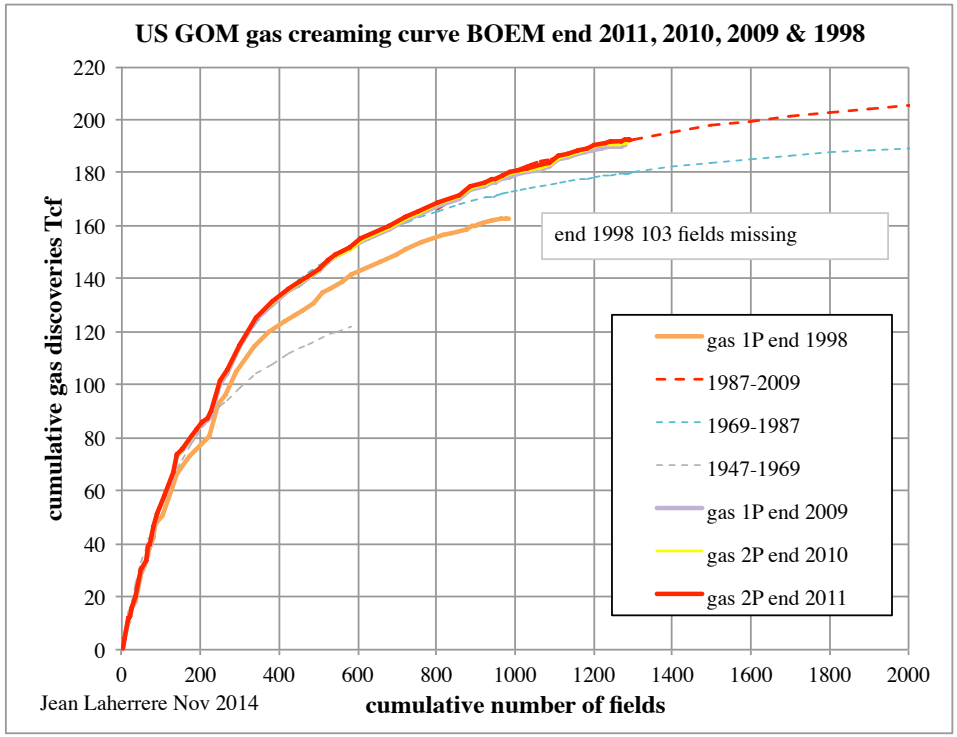
L'ultime était estimé à 689 Mb en 2001 en 1P puis 398 Mb en 2009 et enfin à 352 Mb en 2011 2P : c'est une dégringolade importante ! L'offshore profond a donc été surestimé.

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

Pourtant il y a quelques augmentations, comme le champ géant de West Delta 30, découvert en 1948 par 49 pieds d'eau, qui a produit depuis 1955 580 Mb à fin 2013et qui a vu ses réserves ultimes augmenter de 580 Mb 1P 2008 à 641 Mb 1P 2009 et enfin seulement à 646 Mb 2P 2011. Ce champ comprend de nombreux réservoirs, en biseau contre un diapir de sel, étalés sur une hauteur de 5000 m (exceptionnel !).
De 2002 & 2006 Exxon a fore 6 nouveaux puits avec une léger augmentation et a vendu en 2010 WD30 et 8 autres champs (1 G$) à Energy XXI qui a foré un nouveau puits et repris 9 anciens puits : ils auraient trouvé de nouveaux horizons. La production a encore légèrement remonté, mais le pourcentage d'eau est de 85%: Energy XXI a foré un puits horizontal sur des horizons peu profonds.

Fig 11: WD30 production pétrole, gaz & eau

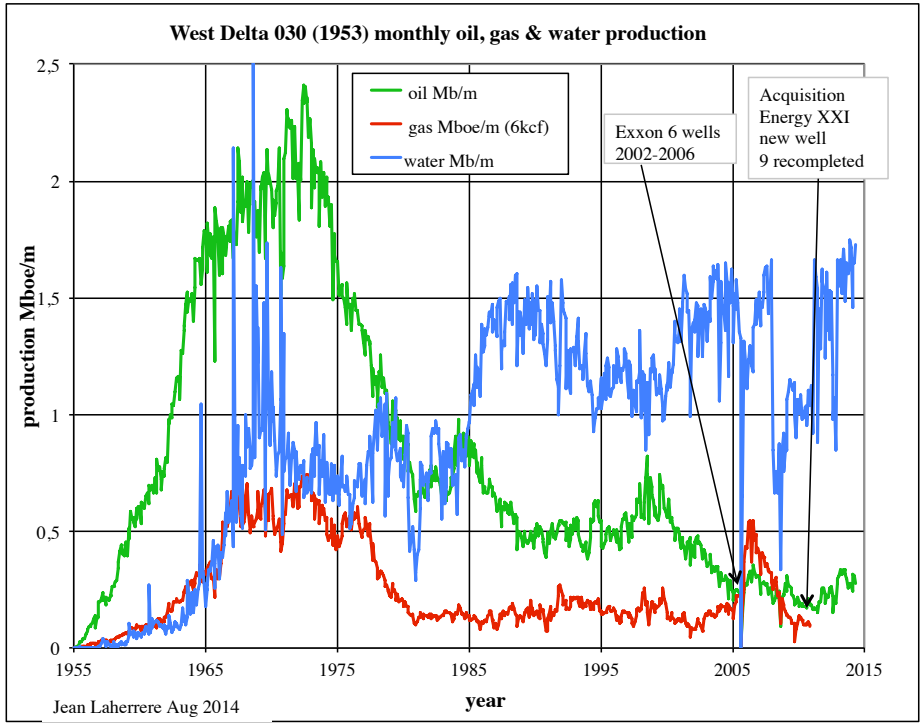


Fig 12: WD30 déclin du pétrole & ultime

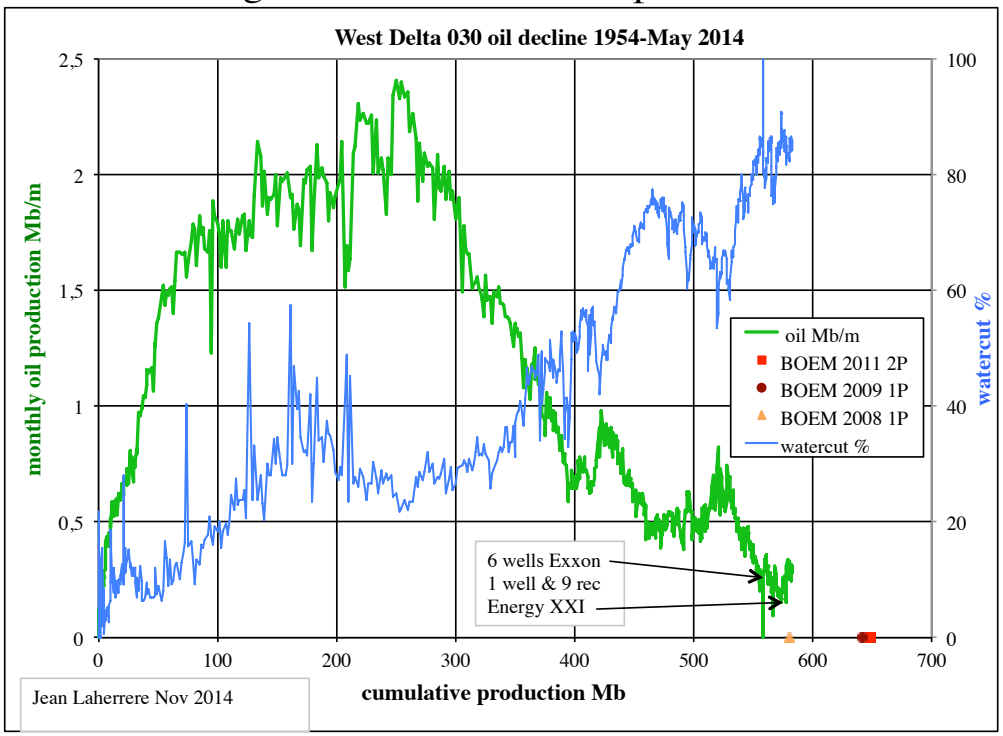
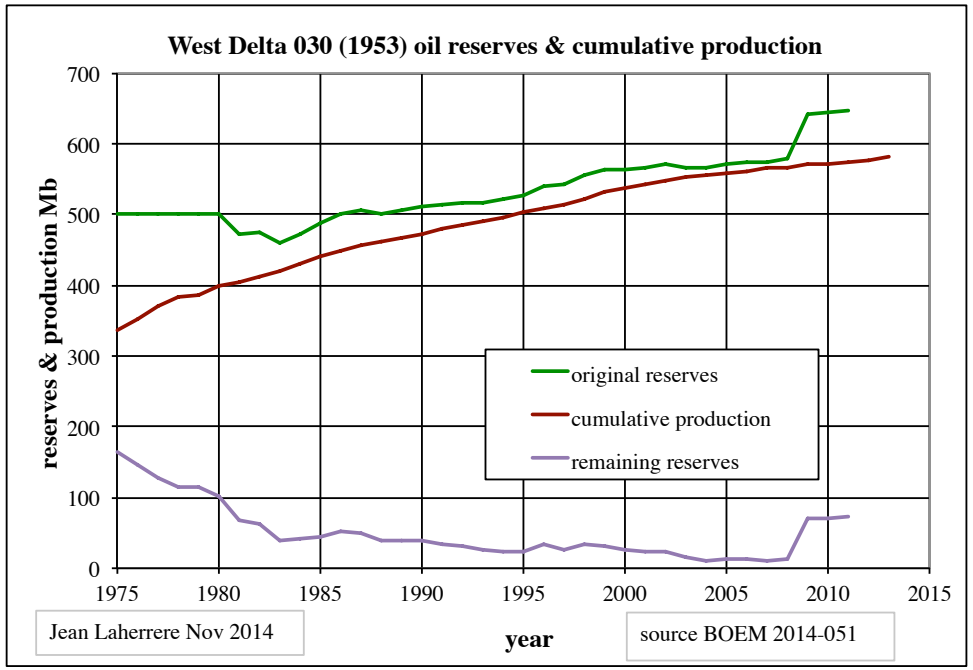
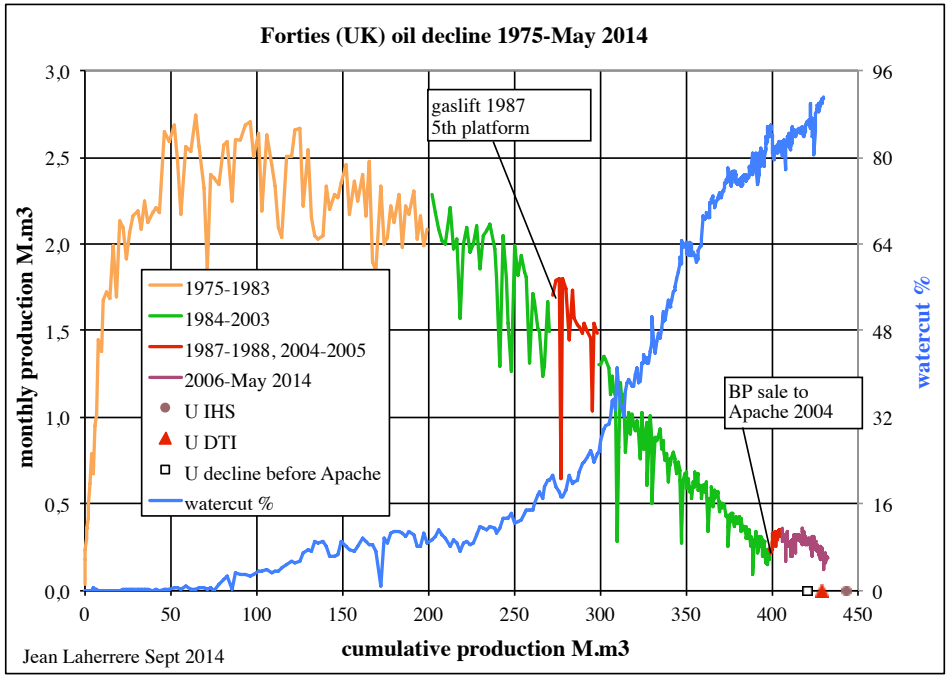


Fig 13: WD30 production cumulée et réserves

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





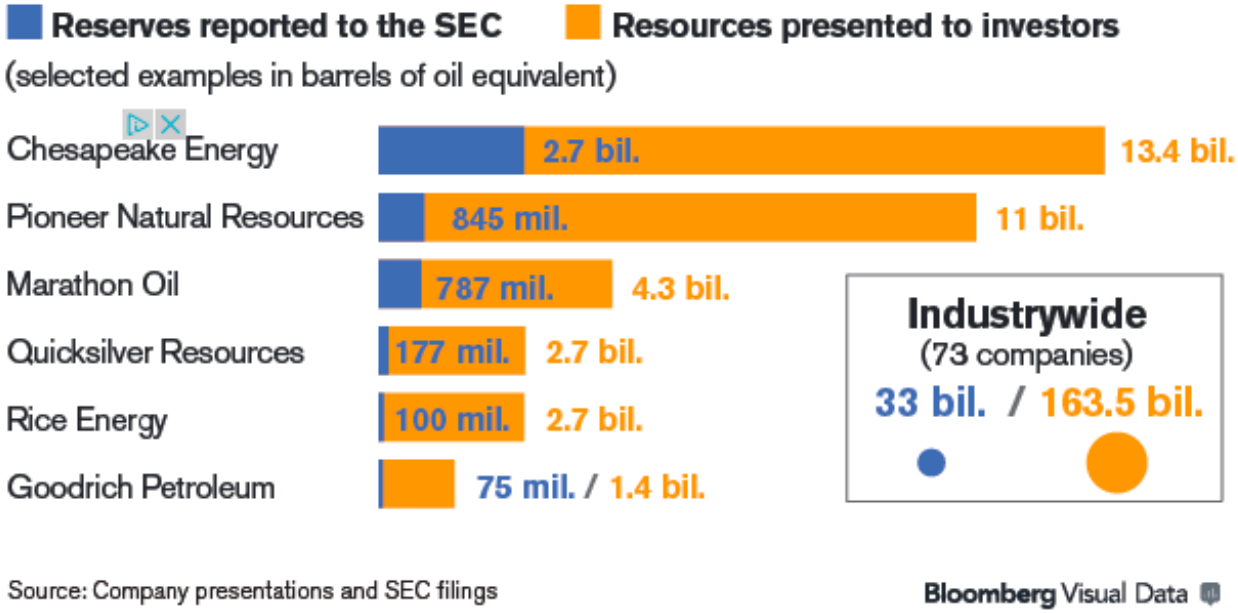
La production cumulée en marron et les réserves ultimes (ou originales) en bleu et les réserves restante en vert montre l'augmentation de 2009.
La reprise de WD 30 par Energy XXI rappelle celle d'Apache en Mer du Nord du champ de Forties qui était opéré par BP. Un indépendant avec des couts opératoires moins élevés qu'un major peut mieux investir en nouveaux forages et augmenter légèrement la production, mais c'est marginal.

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).

La SEC (Security and Exchange Commission) a relâché en 2010 ses règles trop conservatrices (pas de réserves probables et seulement réserves prouvées autour de puits en production) en autorisant les réserves prouvées non développés sur des zones non forées avec un modèle gardé confidentiel. Cependant les promoteurs présentent des estimations de ressources très différentes des réserves suivant les règles de la SEC. Ainsi Blomberg 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



Prévisions de la production mondiale de pétrole

Une étude détaillée de l'évolution des réserves estimées de champs est nécessaire pour comprendre la réalité de la croissance des réserves qui est vanté aux US. En fait cette croissance des réserves dites prouvées est artificielle provenant de la mauvaise pratique imposée aux US par la SEC défendant de publier les réserves probables pour

protéger les banquiers et les actionnaires des promoteurs véreux genre JR Ewing alors que la décision de développement est faite par les majors sur la base des 2P (prouvé + probable) qui est la valeur moyenne utilisé pour calculer la valeur nette actuelle (*net present value*). La croissance des réserves prouvées avec le temps correspond à cette omission des réserves probables = mauvaise pratique, mais qui plait à tout le monde, apportant une croissance artificielle.

L'AIE dans son WEO (World Energy Outlook) 2004 montrait dans le futur un déclin des champs en production (de l'ordre de 5% par an) avec une production en provenance du développement des réserves existantes, de l'EOR, du non conventionnel et des nouvelles découvertes. Les liquides de gaz étaient inclus dans le brut WEO2004 est très optimiste avec 120 Mb/d en 2030. Le WEO2008 est moins optimiste avec 105 Mb/d en 2030

Fig 16: prévisions WEO 2004

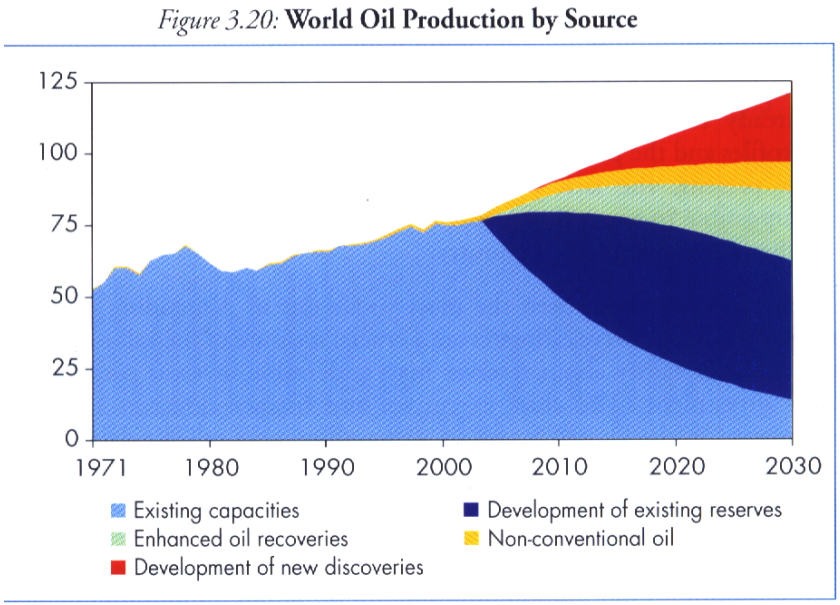
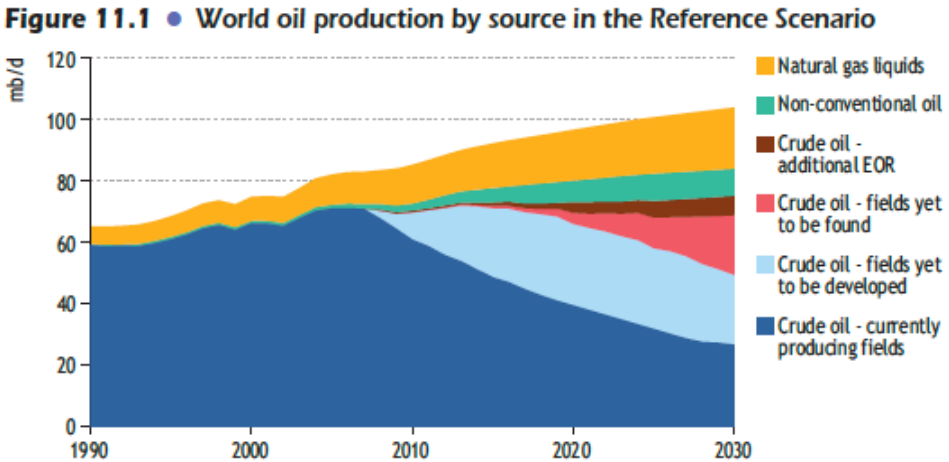


Fig 17: prévisions WEO 2008

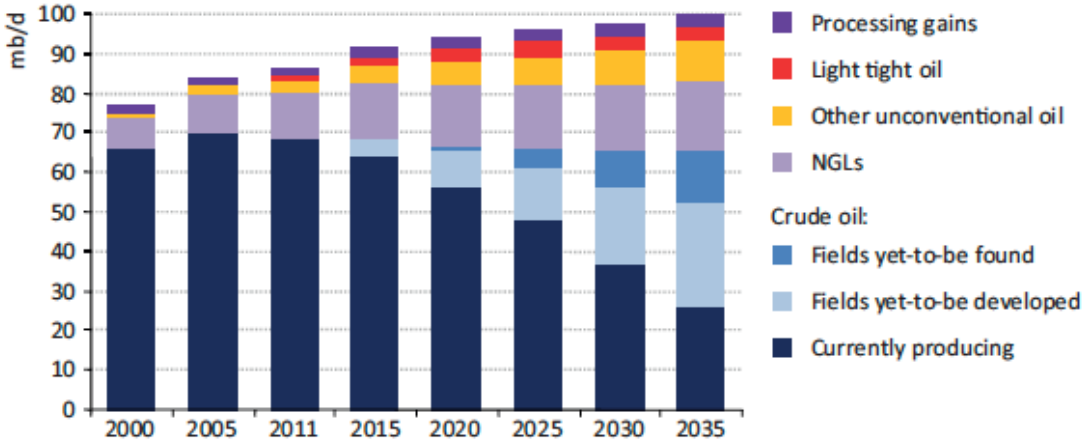


Le WEO 2008 distinguait le non conventionnel et les liquides de gaz. Le brut à découvrir plus le brut des champs non encore développés plus l'EOR (Enhanced Oil Recovery) permettait dans le futur de compenser le déclin des champs en production pour garder un niveau constant = vœu pieux

Ce vœu est fondé sur la croyance que les réserves croissent avec le temps, c'est vrai pour les réserves prouvées mais pas pour les réserves prouvées et probables qui doivent représenter la valeur moyenne qui par principe ne doit pas varier avec le temps d'une façon statistique, mais pouvant augmenter quand le prix du brut augmente considérablement, ce qui est le cas depuis 2005, mais cela est compensé par une augmentation aussi considérable du cout de production. Actuellement les couts de production du pétrole augmentent plus que celui du brut et les couts ne se limitent pas à ceux de la production, mais à tous les couts y compris les taxes. De plus pour les producteurs ce qui importe, c'est le prix qui permet de ne pas perdre de l'argent (break-even price). Goldman Sachs a estimé en 2012 le break-even (sans compter les couts d'exploration) de 360 champs récents ou en développement. Kashagan (cout 50 G$) en Mer Caspienne affiche un prix de 125 $/b. Argentine shale oil 80 $/b, Bakken 75 $/b, Lula (Brésil) 48 $/b.

Le WEO 2012 New Policies (NP) est plus pessimiste que WEO 2008 et bien qu'ajoutant le gain de raffinerie (2 Mb/d) la production en 2030 est inférieure à 100 Mb/d. Il montre que la production mondiale de brut conventionnel a culminé en 2005 à 70 Mb/d, mais grâce aux liquides de gaz le niveau de 2015 sera plat, et avec le non conventionnel et le gain de raffinerie la production de pétrole augmentera jusqu'en 2028
Fig 18: prévisions WEO 2012

Figure 3.15 ▷ World oil supply by type in the New Policies Scenario



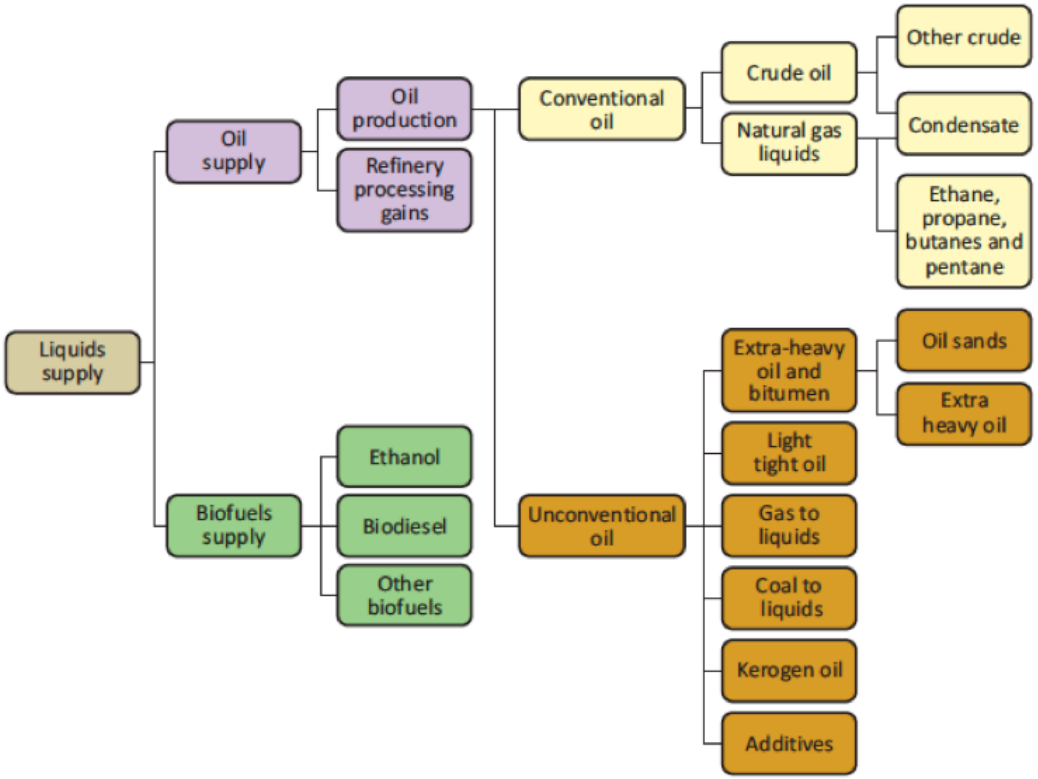
Problème des liquides de gaz (NGL)

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

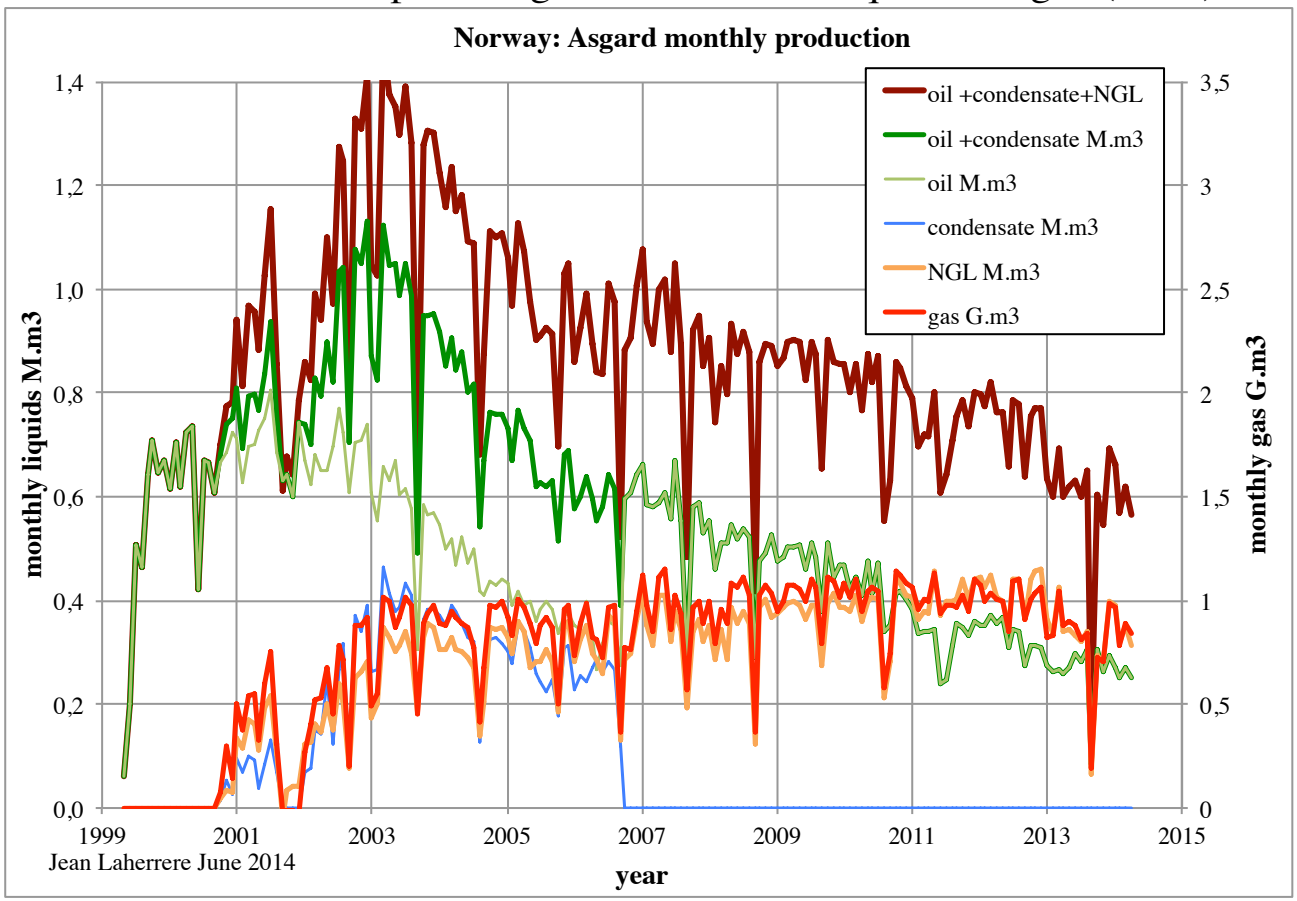


NGL Norvège

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, gas, NGL & condensate

Ainsi la production du champ d'Asgard a vu la production mensuelle de condensat après un pic en février 2003 à 0,4 M.m^3 passer de septembre 2006 de 0,12 M.m^3 à zéro en octobre 2006 (le contrat de vente a changé, pas la production) et restait à zéro jusqu'à ce jour, alors que la production de gaz est resté au même niveau depuis 2003.

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 dés le début. En Norvège seul le brut + condensat est valable mais pas le brut seul.

La comparaison en Norvège entre les données de production NPD et EIA montre bien que le condensat qui provient surtout du gaz est mal répertorié car il y a égalité entre NPD et EIA pour oil +condensat et crude + condensat et pour NGL et NGPL sauf depuis 2008 (année ou à Asgard le condensat disparaît de la production)

Fig 21: Norvège : production huile et liquides de gaz

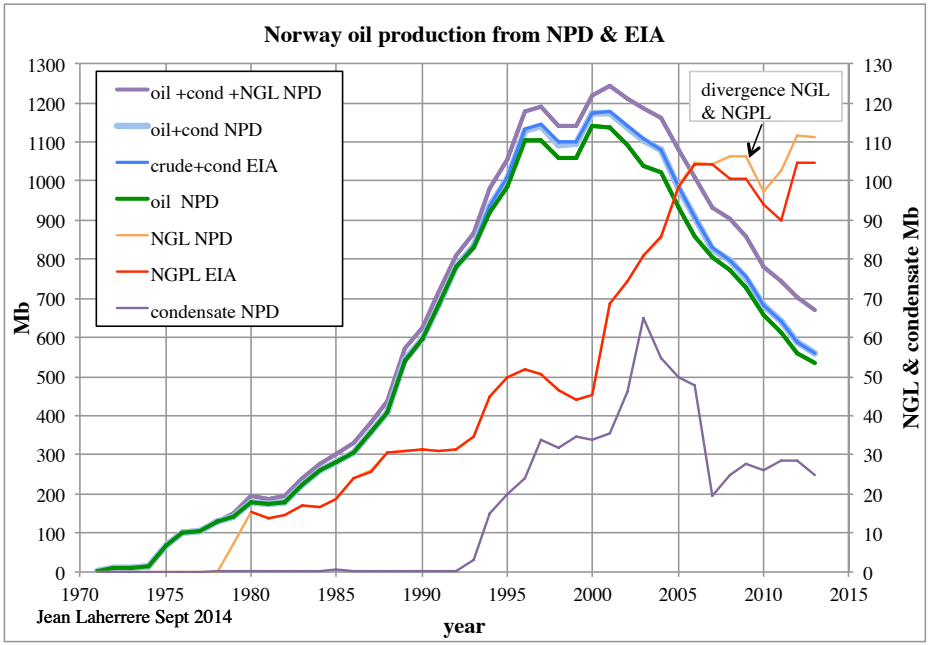
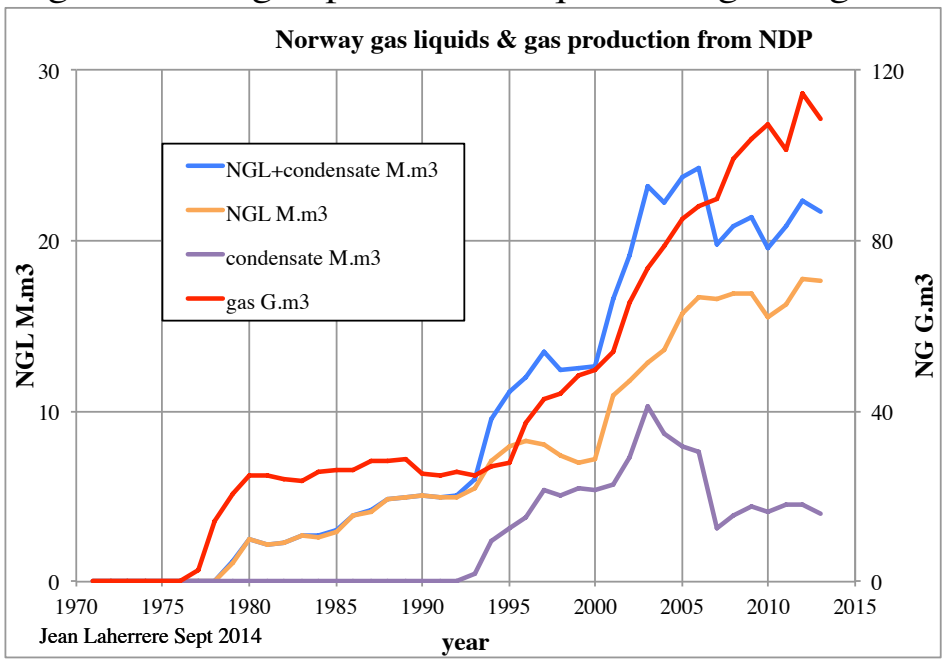


Fig 22: Norvège : production liquides de gaz et gaz NPD



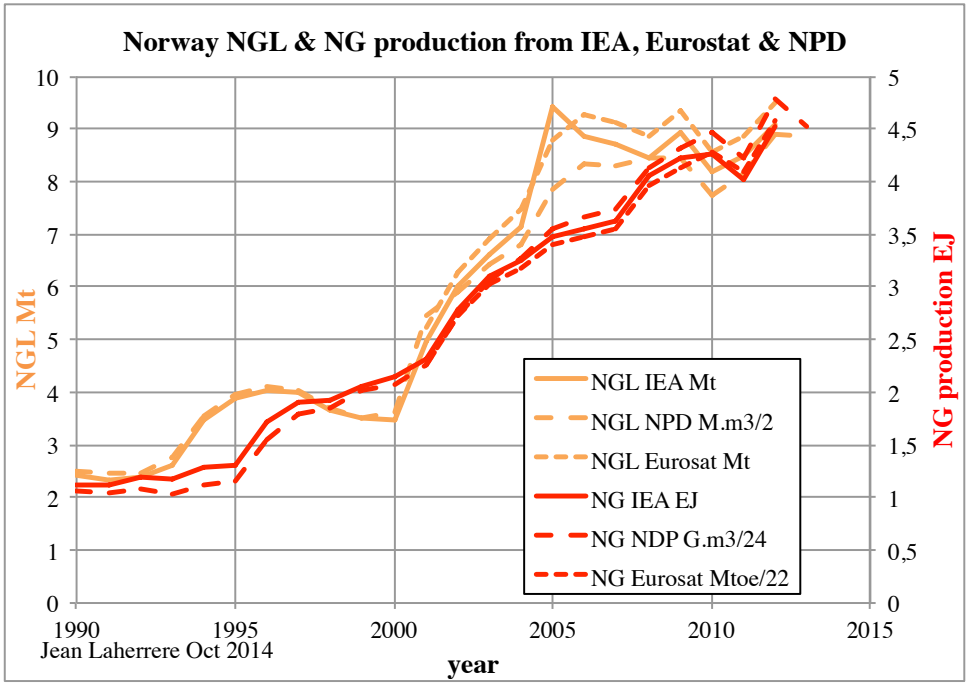
Les données NPD montrent que les NGL croissent comme le gaz mais pas pour le condensat depuis 2003

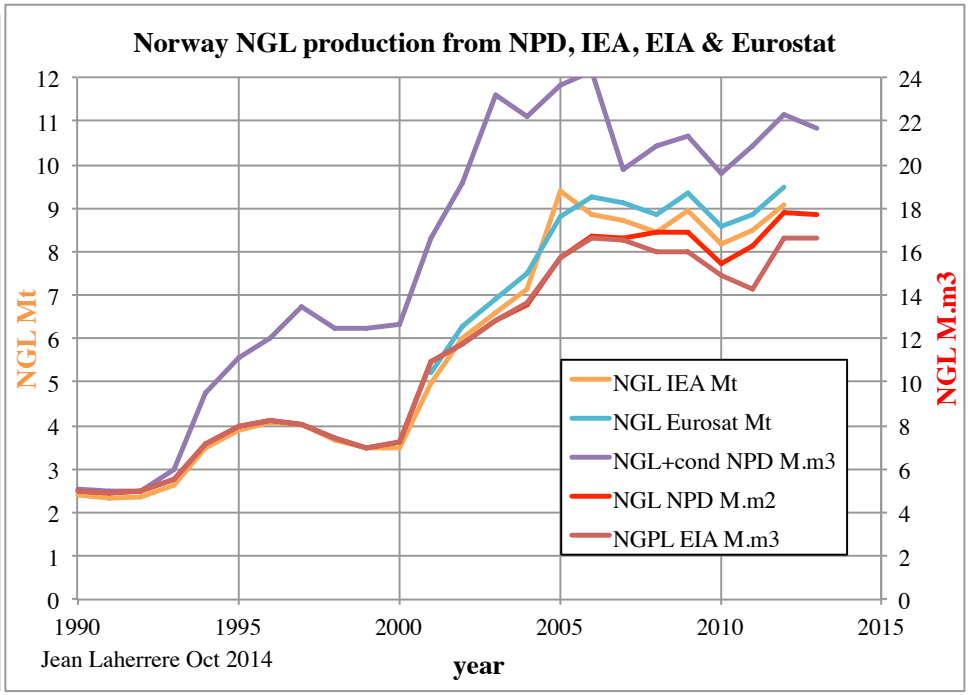
Comme le condensat est mal classifié, le total condensate plus NGL corréle mal avec la production de gaz, notamment depuis 2006. Il est impossible de savoir quel est le volume du condensat attribué au brut et celui attribué au NGL

L'AIE fournit pour la Norvège la production de NGL en Mt et celle du NG en EJ. La corrélation est loin d'être bonne puisque le condensat peut être mis soit dans le brut soit dans le NG: la valeur en pic a en 2005 du NGL Mt semble douteuse. Eurostat ne publie qu'après 2001 et diffère avec NPD qui est supposé la source.

Fig 23: production liquides de gaz et gaz IEA & NPD

Fig 24: production liquides





La comparaison avec le NPD, Eurostat et l'EIA confirme que la valeur IEA NGL 2005 en Mt est douteuse

Ceci montre bien que le condensat doit être ajouté au brut mais aussi au NGL puisqu'il est arbitrairement (suivant le contrat de vente) soit avec le brut soit avec le NGL.
Seul le total brut + condensat + NGL est valable, mais exprimé en énergie.

NGL Canada

L'exemple du Canada (où les données sont publiques regroupant les données des provinces par les organismes officiels mais aussi venant d'une association privée = CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers)) est aussi très instructif
La production pétrolière est détaille en brut (conventionnel ou non (huile extra-lourd des sables bitumineux)), condensat, pentane +, butane et éthane

NEB (National Energy Board) définit les liquides de gaz comme seulement pentane, butane et éthane, rattachant le condensat et les pentanes au brut.
Mais il est évident que tous les liquides de gaz a savoir condensat, pentanes plus, propanes, butanes et éthanes corrèlent très bien depuis 1947 avec la production de gaz (gross moins reinjected) pour les données CAPP

Fig 25: Canada : production liquides de gaz et gaz CAPP

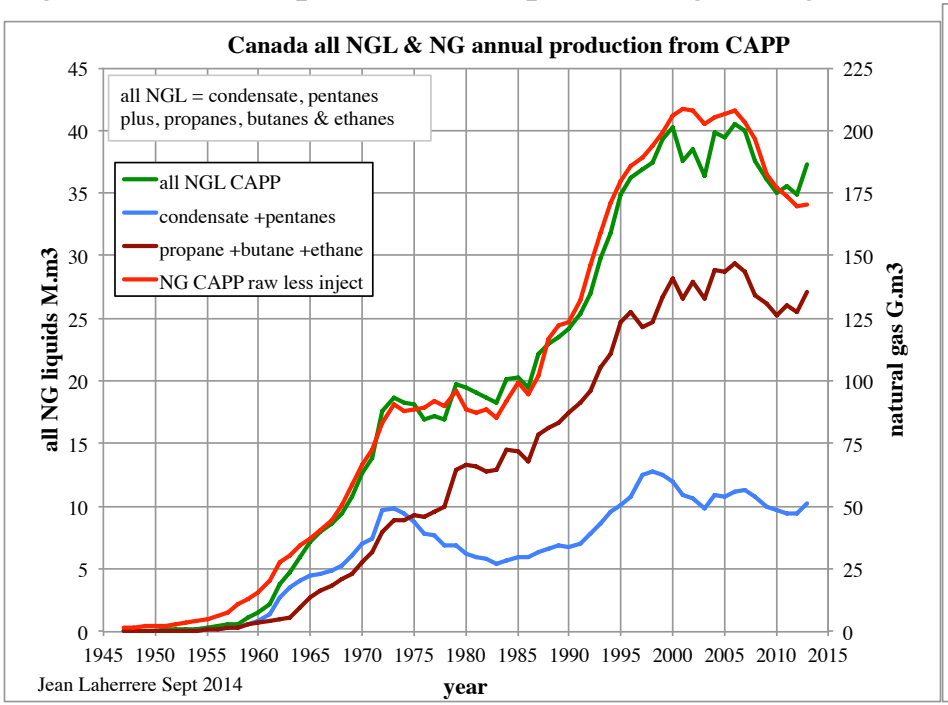
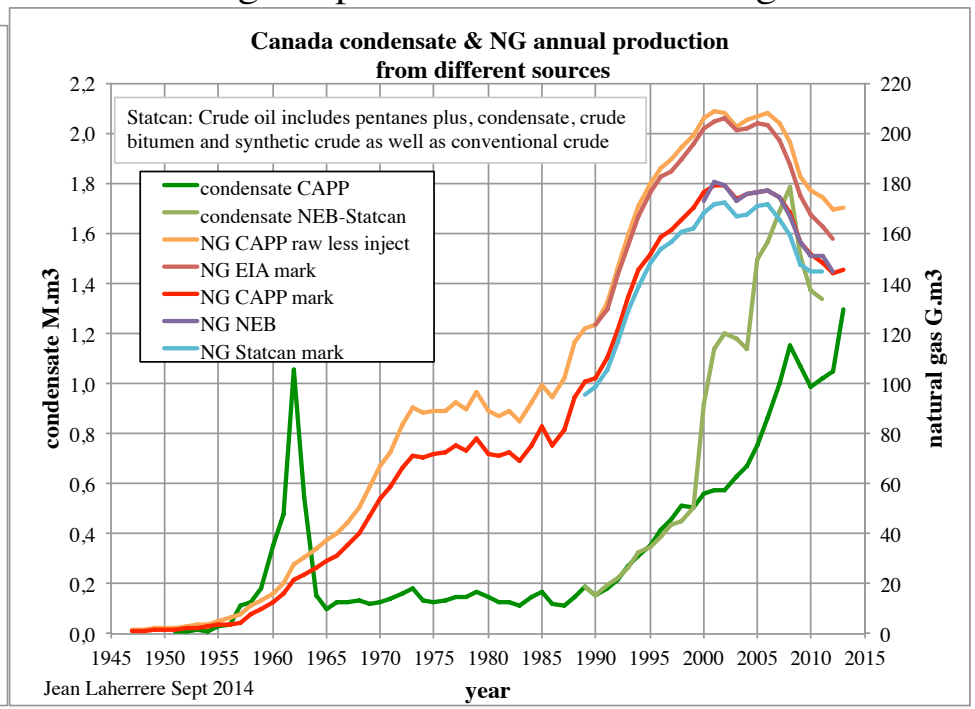


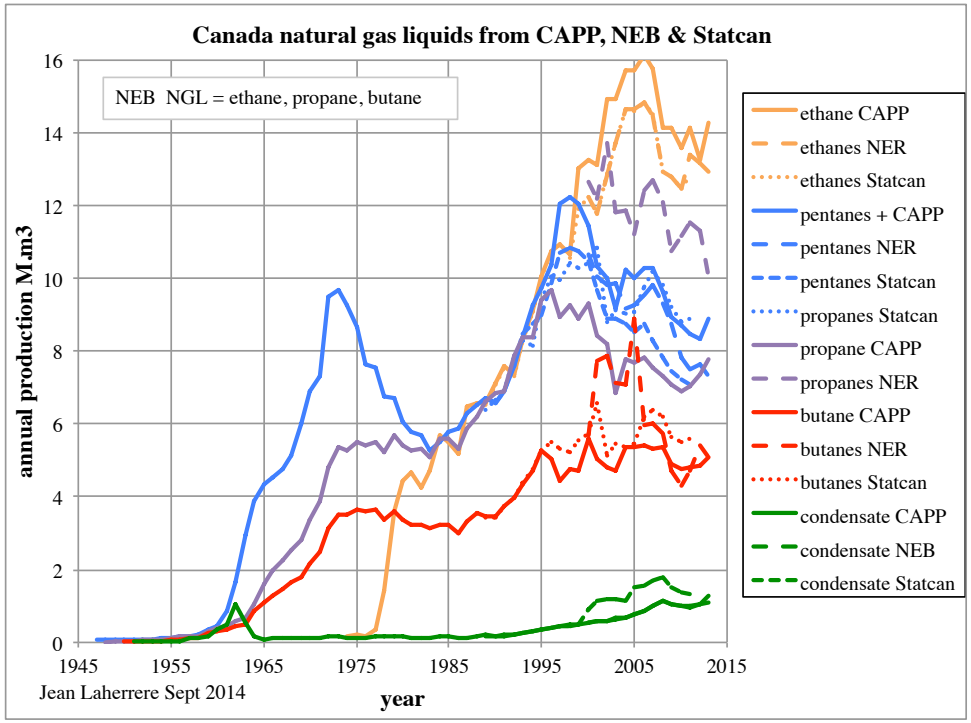
Fig 26: production condensat & gaz

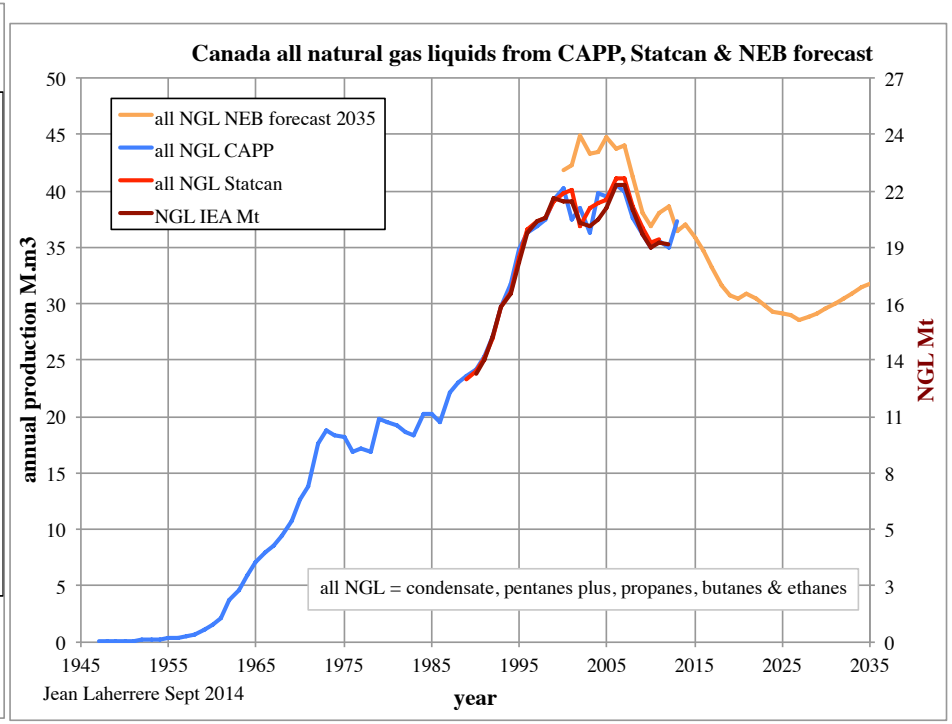


Le graphique du seul condensat et la production de gaz corréle très mal
Dans le détail les données des divers liquides de gaz diffèrent entre CAPP, Statcan et NEB (forecast to 2035)

Fig 27: détail liquides de gaz CAPP, NEB & Statcan

Fig 28: production liquides de gaz & prévisions



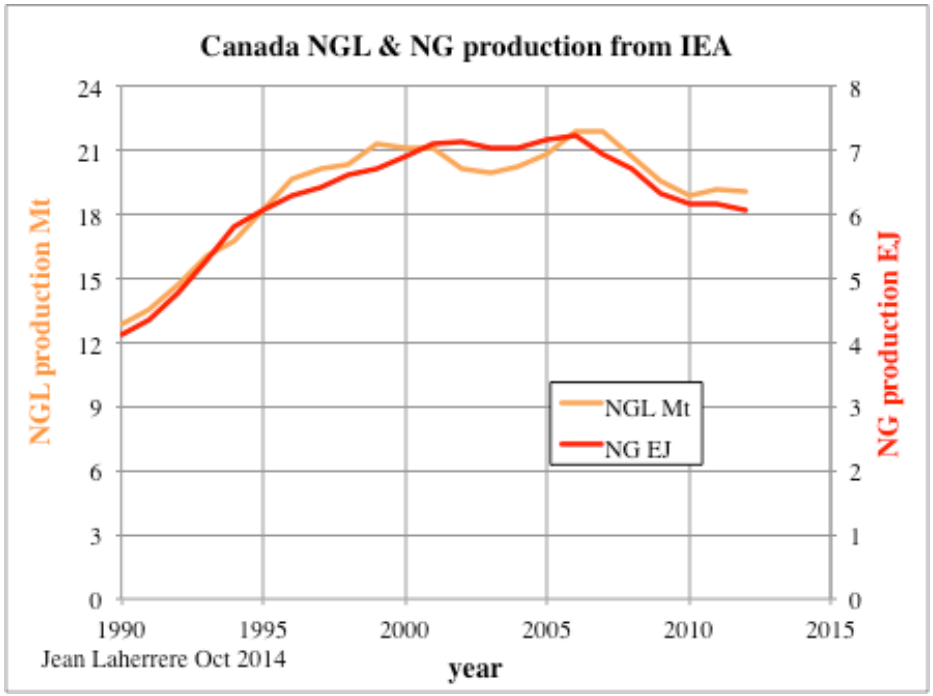


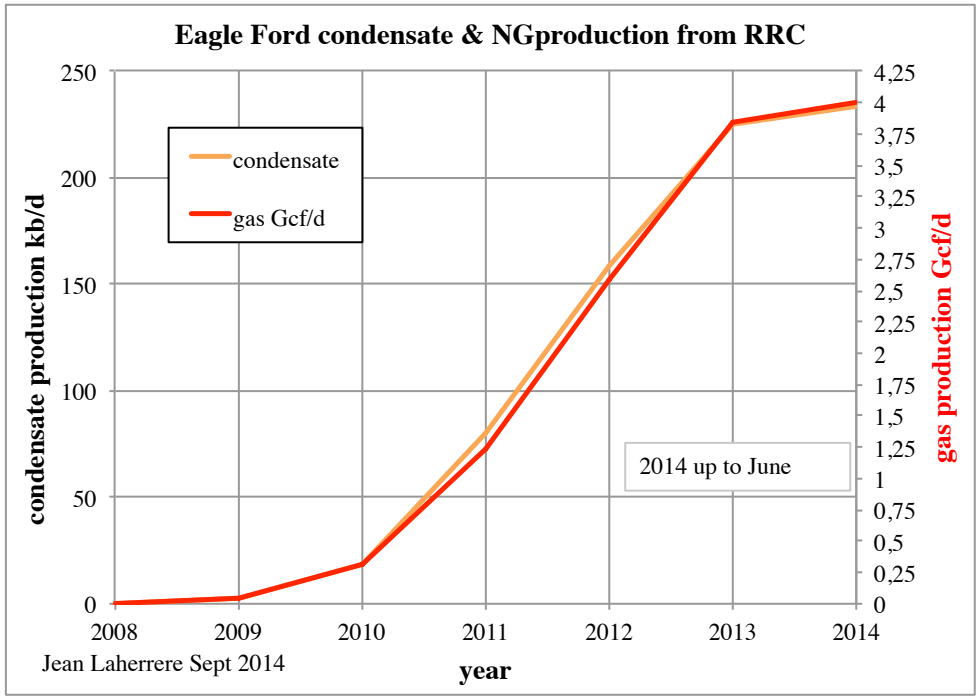
Mais le total de tous les liquides de gaz du condensat aux éthanes montre un bon accord entre CAPP et Statcan en M.m^3 et aussi IEA en Mt, la prévision du NEB est un peu décalée

Les données IEA de 1990 à 2013 montre un bon accord entre les NGL et le NG pour le Canada

Fig 29: Canada production liquides de gaz et 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 Texas

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

NGL Golfe du Mexique

Les agences fédérales BOEM & BSEE mesurent pour le GOM 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 corréle bien ave »c le *casinghead gas*

Toutefois la relation liquides de gaz et production de gaz n'est pas toujours bonne.

NGL Mexique

Pour le Mexique Pemex publie dans ses rapports annuels de 1936 à 1978 brut & condensat ainsi que liquides de gaz mais de 1988 à 2013 brut d'une part et condensat plus liquides de gaz d'autre part qui décroit de 1992 a 2013, alors que la production de gaz augmente de 1985 à 2010. La production NGPL de l'EIA coïncide avec les condensats et NGL de Pemex jusqu'en 1992, mais en 1996 elle est parallèle mais bien inférieure. Il apparaît que tous les liquides de gaz ne sont pas bien répertoriés et sont mélangés entre production et raffinage

Fig 31: production huile & gaz GOM

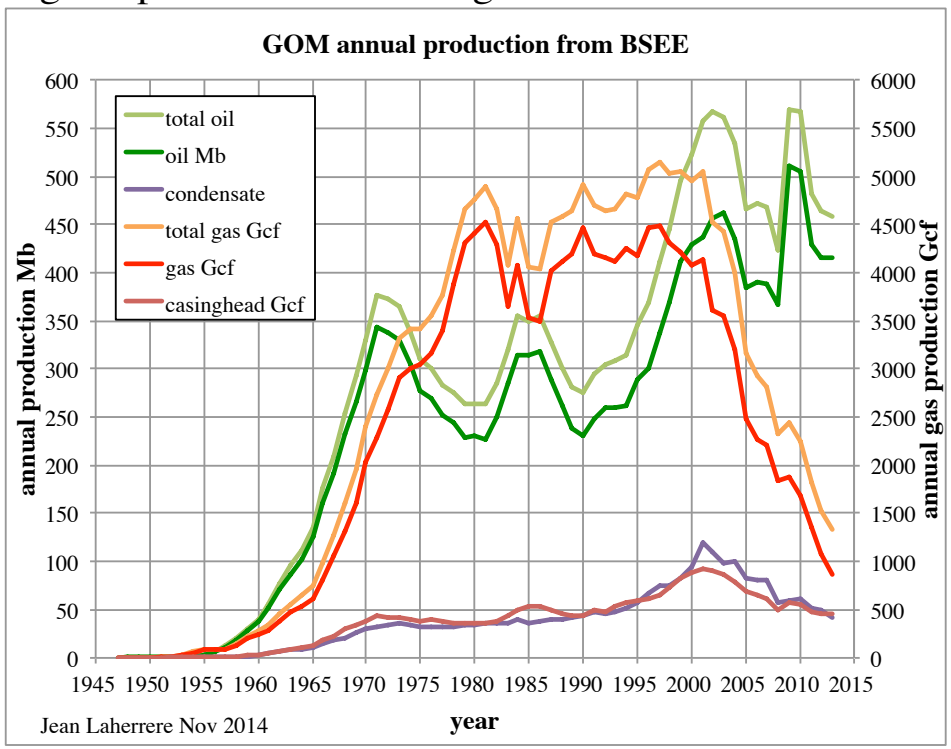
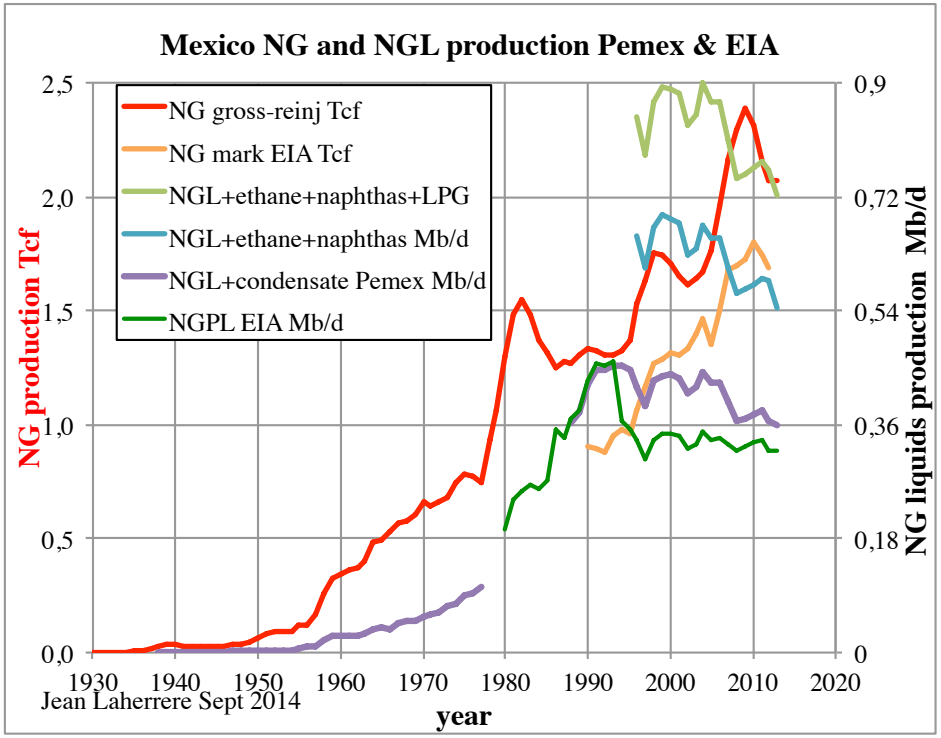


Fig 32: production gaz et liquides de gaz Pemex



NGL Russie

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

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

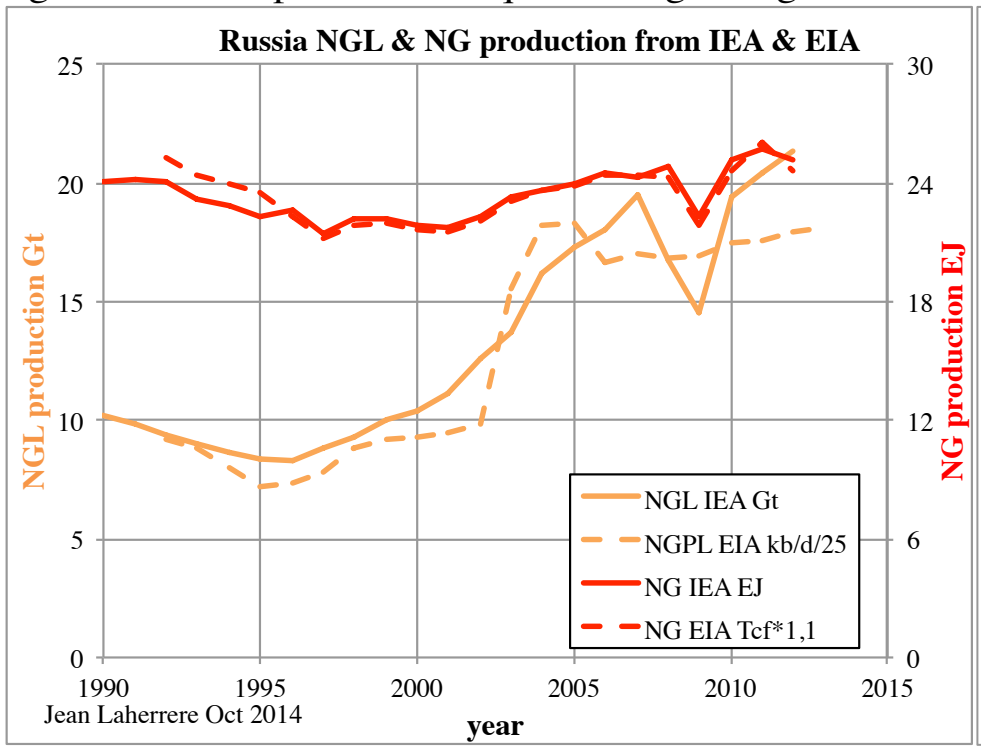
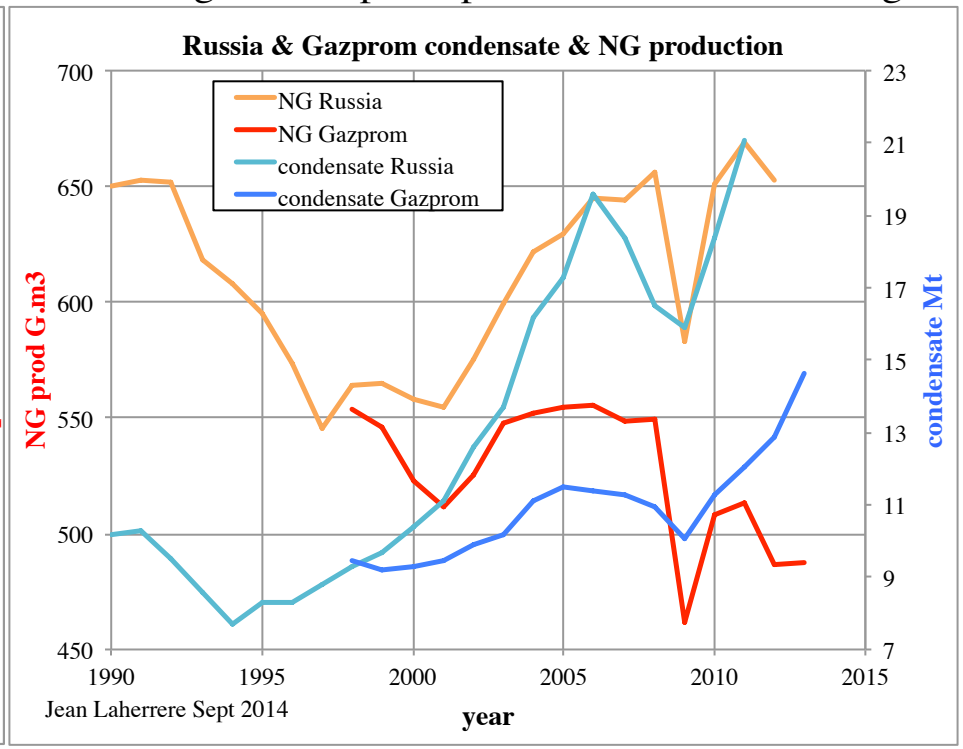


Fig 34: Gazprom production condensat & gaz



Les données IEA des NGL corrèlent 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 corrèlent 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 corréle mal avec la production de gaz

Fig 35: Pays Bas production liquides de gaz et gaz

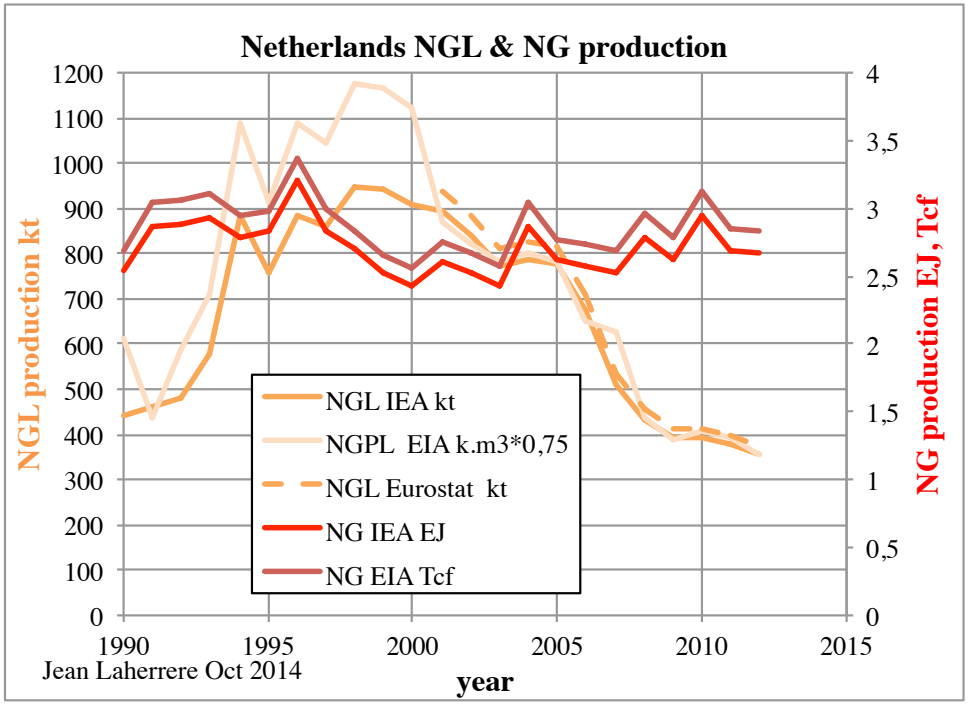
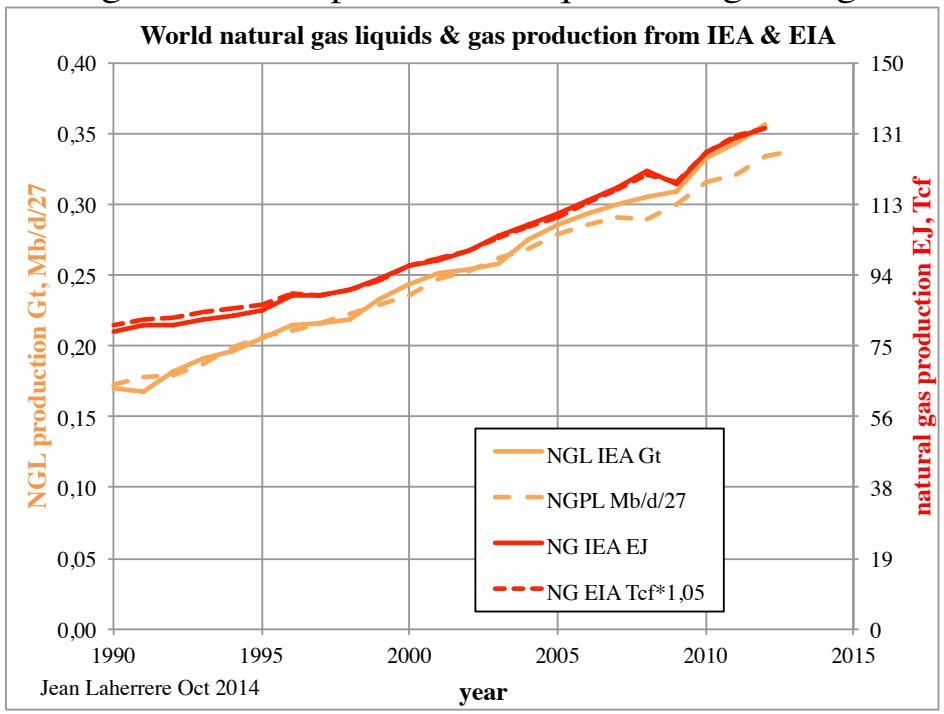


Fig 36: Monde production liquides de gaz & gaz



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.

Il convient bien de travailler sur le total brut plus tous les liquides de gaz, mais les liquides de gaz proviennent d'une part de la condensation en surface et d'autre part du traitement du gaz où les liquides sont plus ou moins

extraits suivant l'avantage qu'ils procurent, suivant les prix respectifs des liquides et du gaz et les investissements correspondants. Certains pays n'enlèvent pas les liquides de leur gaz, alors que d'autres comme l'Algérie enlèvent les condensats du gaz et réinjectent le gaz sec car les condensats ne sont pas soumis aux quotas de l'OPEP

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 ± 2

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

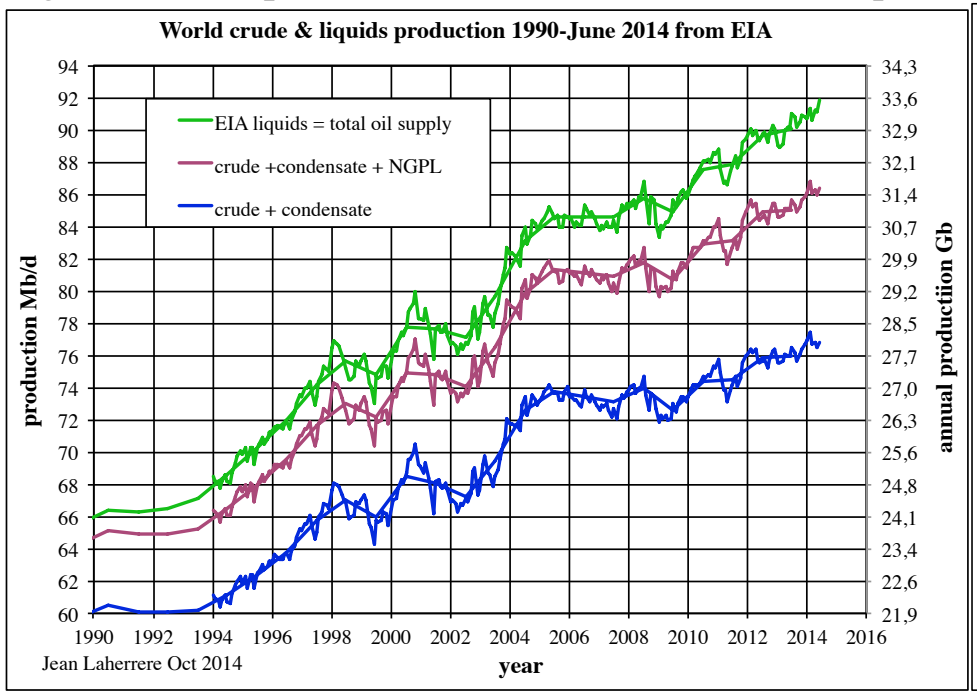
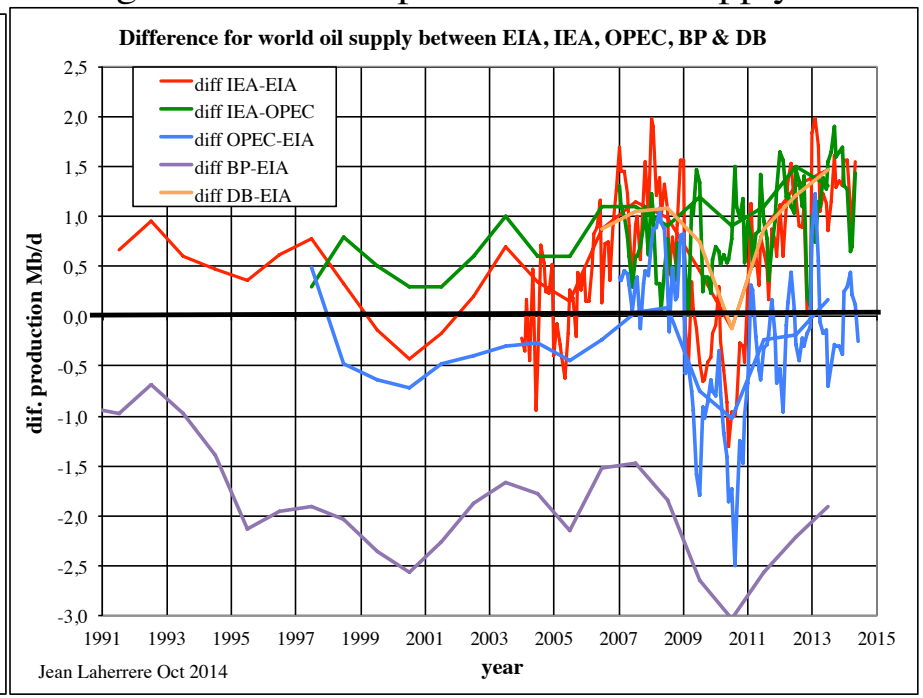


Fig 38: différence production « oil supply »

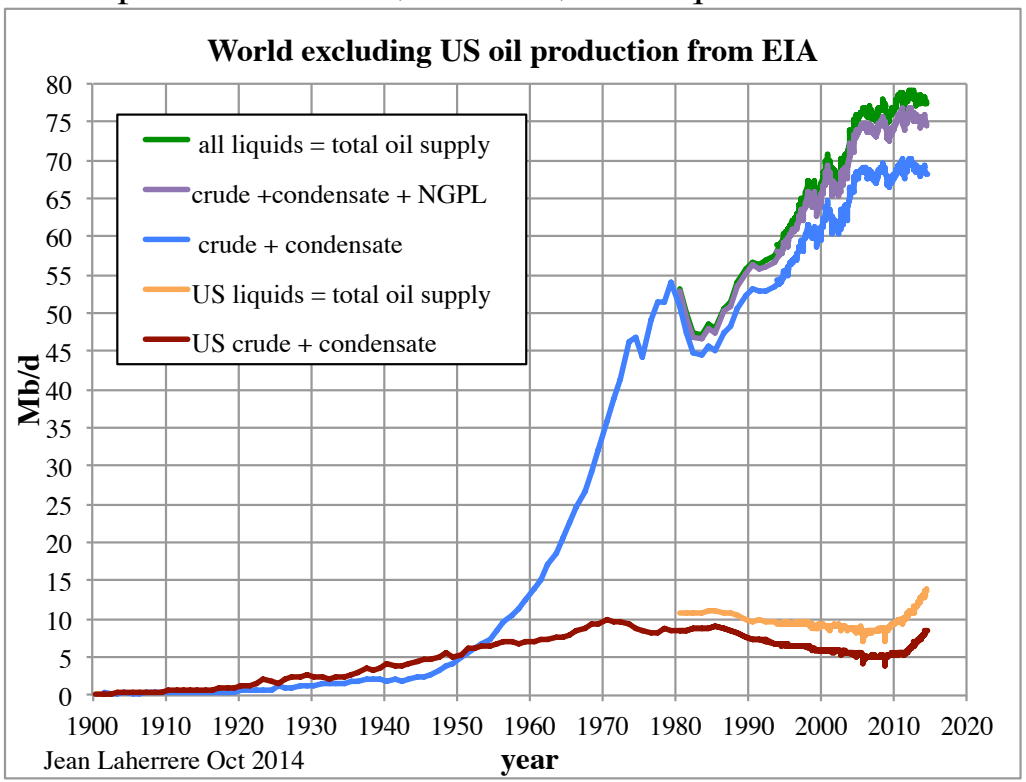


Mais l'imprécision des données par manque de consensus sur les définitions et les mensonges des membres de l'OPEP) est de l'ordre de 2 Mb/d

Le bulletin mensuel de l'OPEC de Septembre 2014 publie les productions de ses membres avec 2 chiffres le premier étant d'après des sources secondaires et le deuxième fourni directement par le pays ; ainsi en aout 2014 pour le Venezuela 2,341 Mb/d et 2,911 Mb/d (+24%) ; pour l'Iran 2,769 Mb/d et 3,010 Mb/d (+9 %).

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

L'AIE est surtout célèbre avec ses prévisions du WEO (World Energy Outlook) et depuis le WEO 2008 la différence de 2 Mb/d sur la production mondiale des liquides de gaz avec les données de l'USDOE/EIA n'a jamais été bien expliquée et reconnue. L'EIA publie la production brut plus condensat d'un cote et NGPL de l'autre, alors que l'AIE inclus les condensats soit dans le brut soit dans les liquides suivant les contrats de vente. Les prévisions de l'AIE (IEA/WEO) des liquides de gaz de 2006 à 2013 sont comparés aux données et prévisions de l'EIA sur les NGPL (condensats exclus). La différence qui est de 1 Mb/d en 1980, 2 en 1990, 3 en 2000 et 5 en 2020

Fig 40: prévisions liquides de gaz AIE & EIA

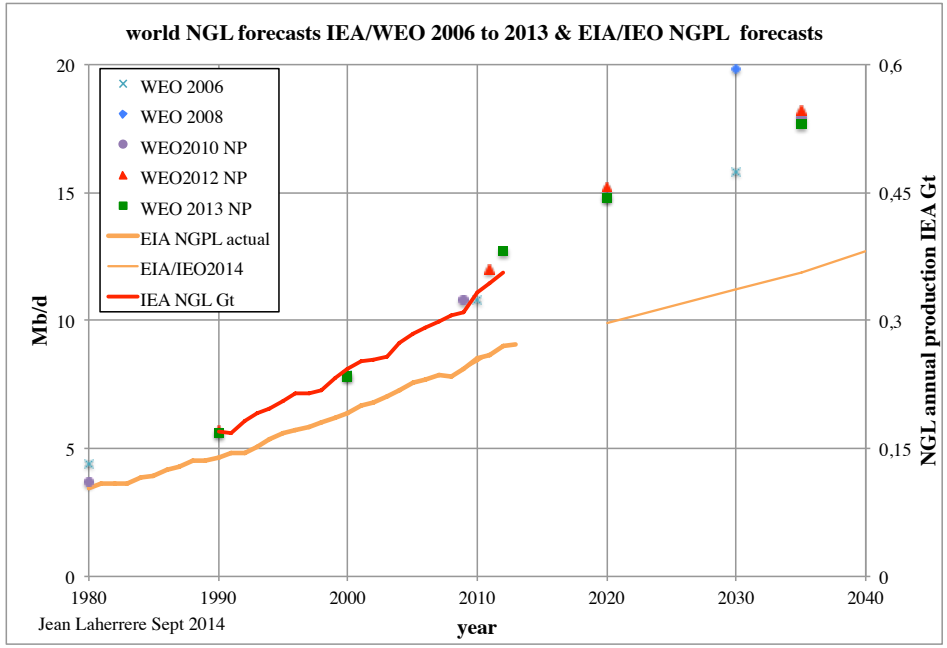
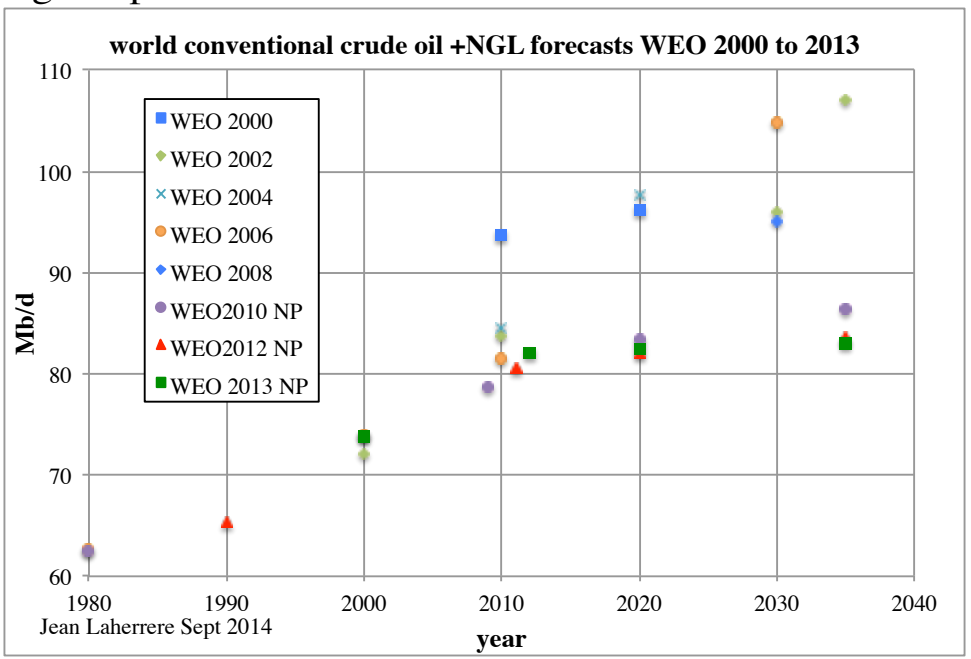


Fig 41: prévisions brut conv +NGL WEO 2000-2013



Les prévisions AIE pour le brut conventionnel plus NGL (le condensat est alors complétement inclus) ont décru 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 a 89 Mb/d est descendu à 67 en 2013

Fig 42: prévisions brut convent WEO 2006-2013

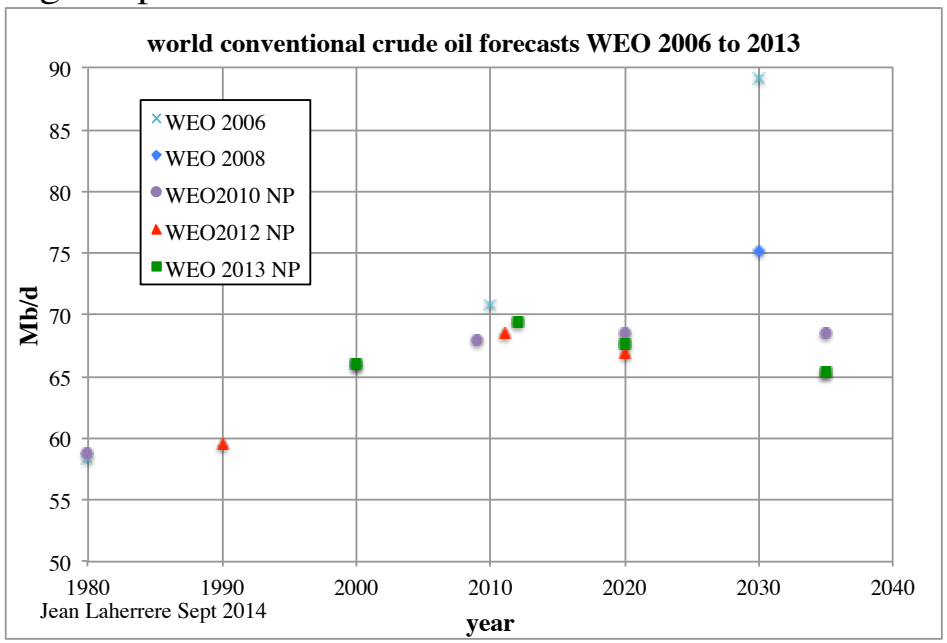
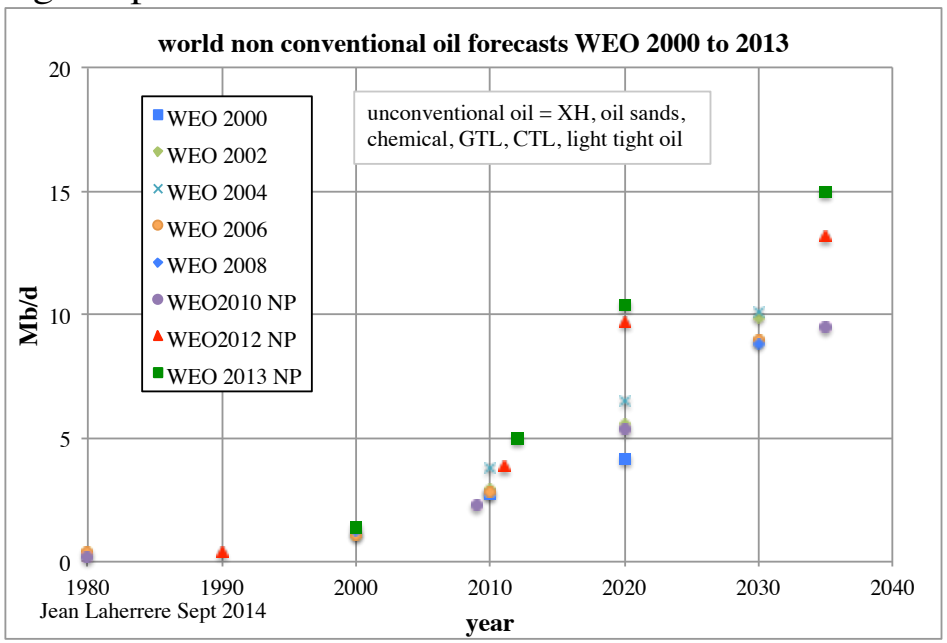


Fig 43: prévisions brut non convent WEO 2000-2013

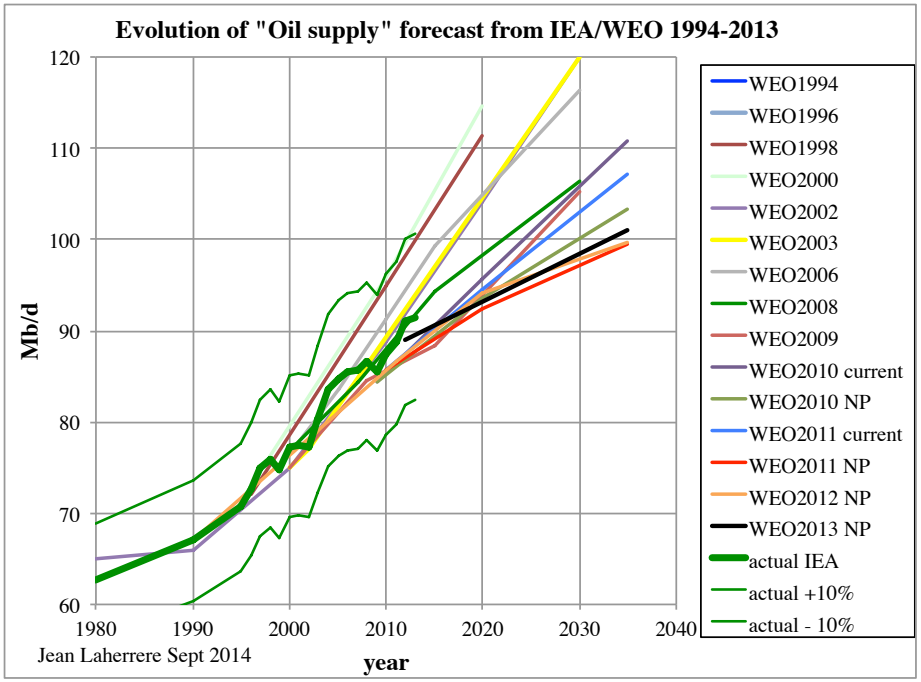


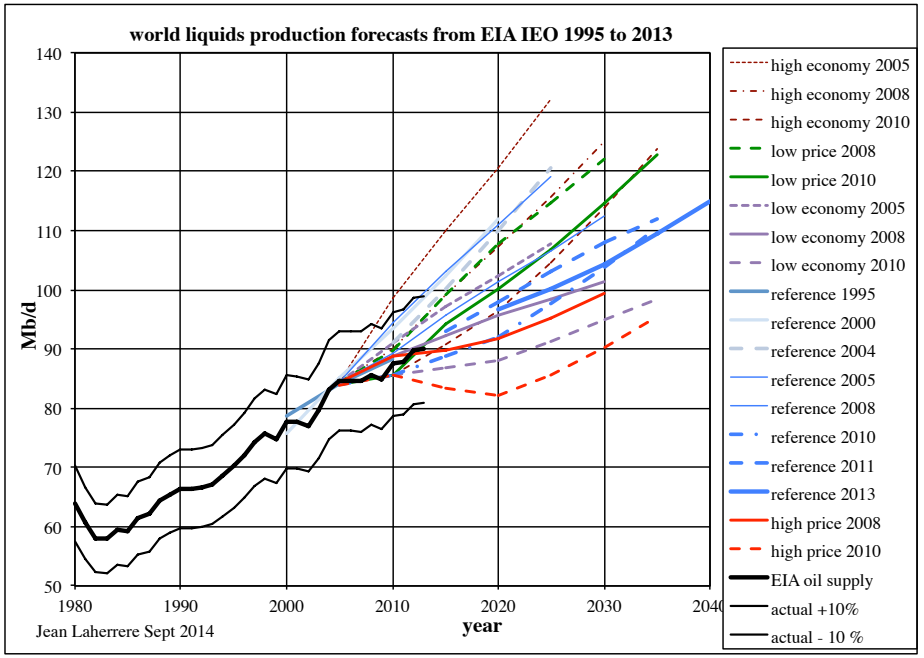
Les prévisions AIE sur la production du pétrole non conventionnel (extra-lourds, GTL, CTL & light tight oil = shale oil) varie avec le temps, notamment pour 2035 avec 10 Mb/d (2010) à 15 Mb/d (2013), compensant la décroissance du conventionnel

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 des décimales inutiles !

Prévisions mondiales oil supply par EIA

L'USDOE/EIA dans ses prévisions (IEO) mondiales montre aussi que ses prévisions passées très dispersées sortent pour 2012 des 10% par rapport au réel.

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 (EIA-914 expanded July 2014: 18% entre 9 et 21 mois, 11% de la production met entre 22 et 45 mois)!

Fig 46: Texas production condensat Jan2011-Juin2014 RRC

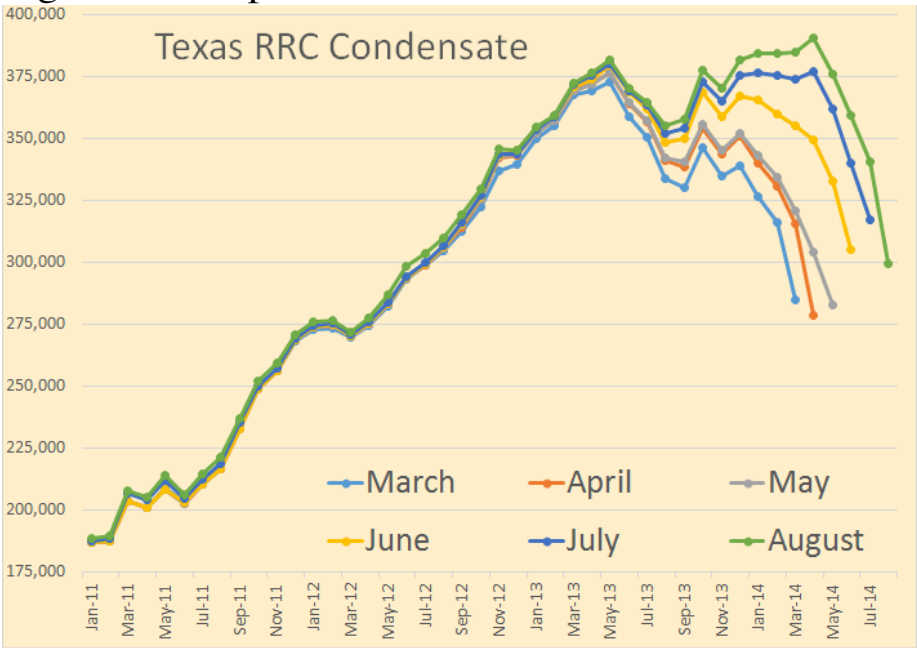
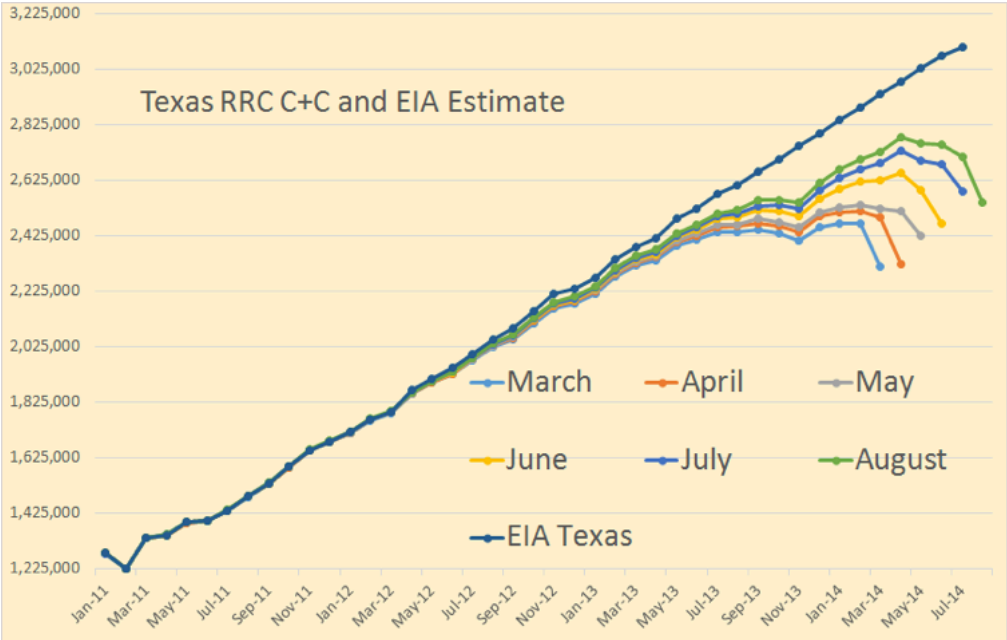


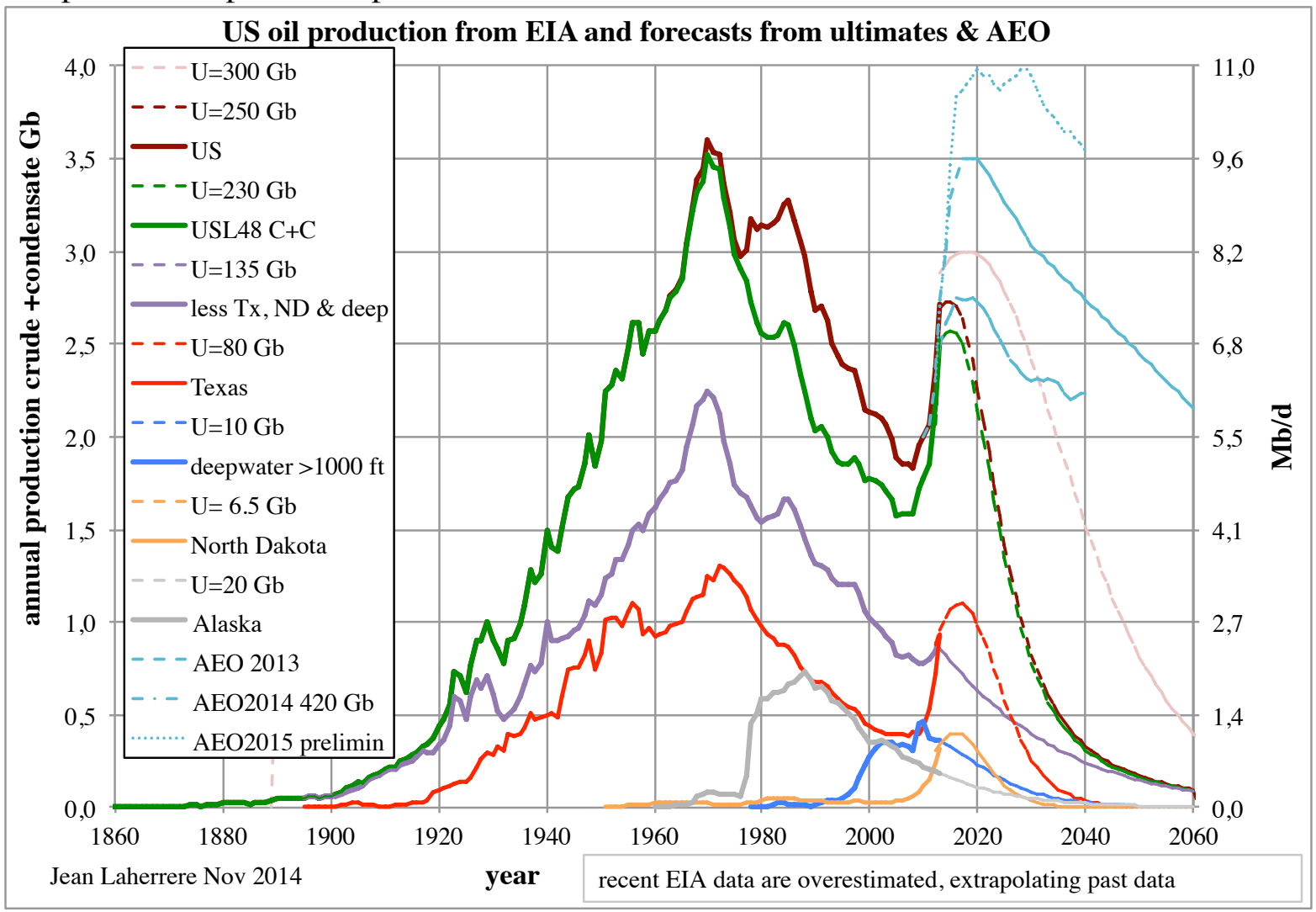
Fig 47: Texas prod brut +condensat RRC & EIA



Pour les US, la montée spectaculaire de la production de pétrole (brut + condensat) à 7,5 Mb/d en 2013 est loin d'atteindre le pic de 1970 à 9,9 Mb/d. cette montée est due principalement au Texas (en rouge), North Dakota (orange) et aussi à l'offshore profond (bleu). Mes prévisions basées sur un ultime de 250 Gb supposent un pic très proche et un déclin rapide (à cause de réserves ultimes restantes de 40 Gb à fin 2013) symétrique de la montée, 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. Un ultime de 300 Gb a été ajouté. EIA vient de publier le rapport AEO 2015 préliminaire (non officiel) qui prévoit un pic plus élevé à 10,5 Mb/d de 2016 à 2030 avec en 2040 9,5 Mb/d, le cumul 2013-2040 est de 280

Gb et l'extrapolation au delà de 2040 avec un déclin de 5% (contre 1% de 2030 à 2040) jusqu'à exhaustion (2150) conduirait à un cumul de 465 Gb soit un ultime de 675 Gb ce qui semble complétement irréaliste. La prévision pour 2040 est passé de 6,1 Mb/d AEO 2013 à 7,5 Mb/d AEO2014 et 9,7 Mb/d AEO 2015 prélim. !!

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



Mon ultime des US à 250 Gb est la somme des différentes régions : deepwater, Texas, North Dakota, Alaska et enfin le reste du pays. Mon ultime à 300 Gb est global.
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) corrèlent bien avec le nombre d'appareils décalé de 12 mois.

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

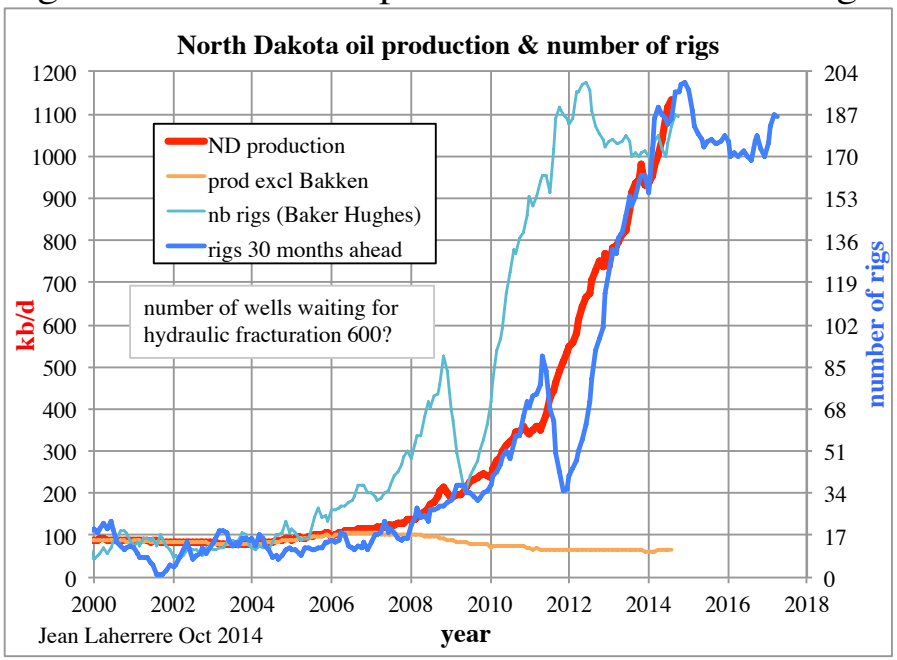
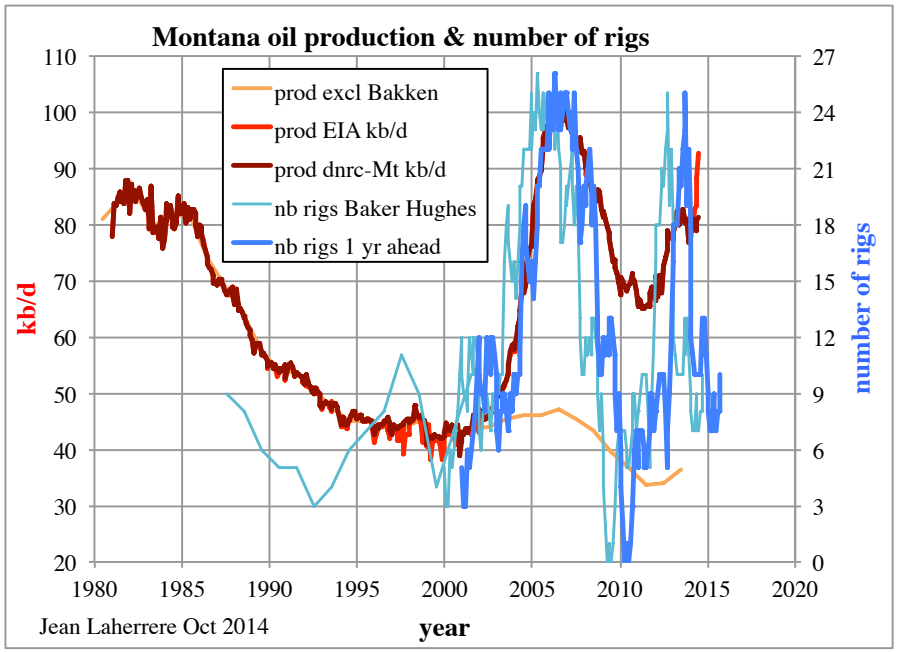


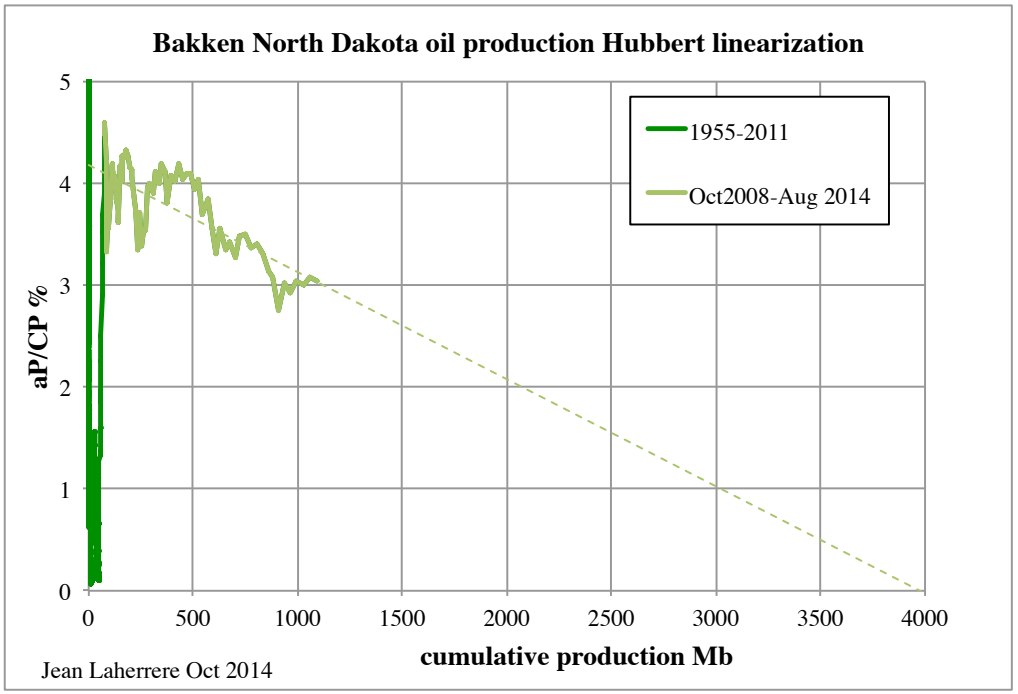
Fig 50: Montana rigs décalé 12 mois

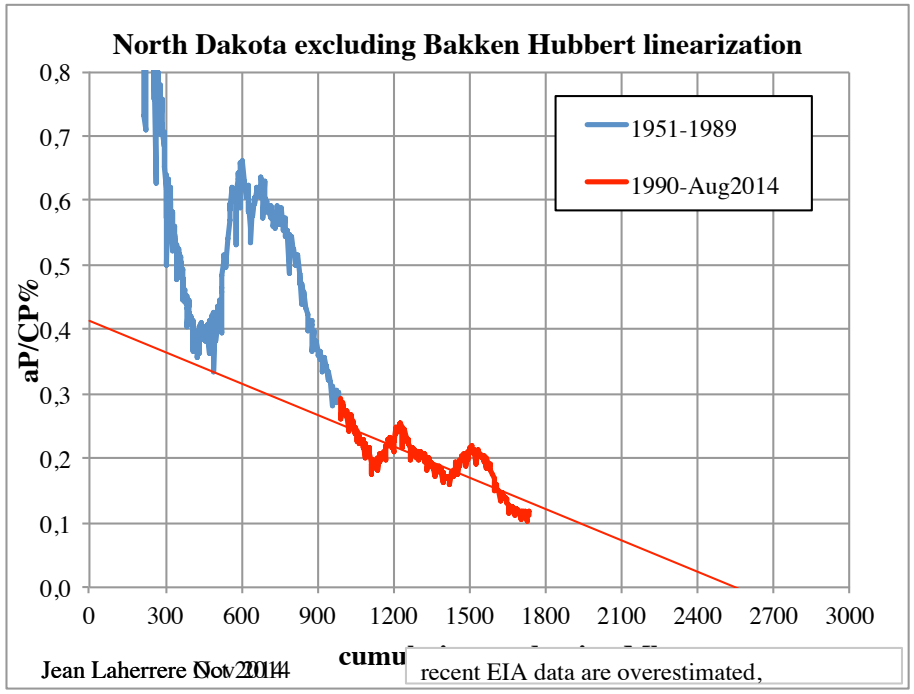


Le pourcentage d'eau de la production du ND a augmenté de 51% en juin 2014 à 61% en octobre 2014. (peakoilbarrel.com)
L'ultime du Bakken North Dakota est estimé à 4 Gb d'après la linéarisation d'Hubbert de sa production et l'ultime du non –Bakken à 2,5 Gb pour un total ultime de 6,5 Gb (fig 48)

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 justifiés : les réserves du Monterey shale viennent d'être réduites de 96%.
Il est facile pour un champ conventionnel d'estimer le volume de l'huile piégée dans le champ et il suffit d'avoir une bonne estimation du taux de récupération pour obtenir une fourchette très valable ou il faut choisir la moyenne (mean) pour obtenir les réserves 2P. Pour le shale oil la production est essentiellement à partir des fractures et après fracturation la production initiale est bonne mais avec un déclin très rapide (>60% la première

année). Le piège n'est plus structural et le gisement est dit continu, s'étendant sur la totalité du bassin. 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.
Toutes les estimations de réserves non conventionnelles sont peu crédibles : il faut attendre le déclin du Bakken pour être fixé.

Fig 53: US: prévisions EIA/AEO 2014

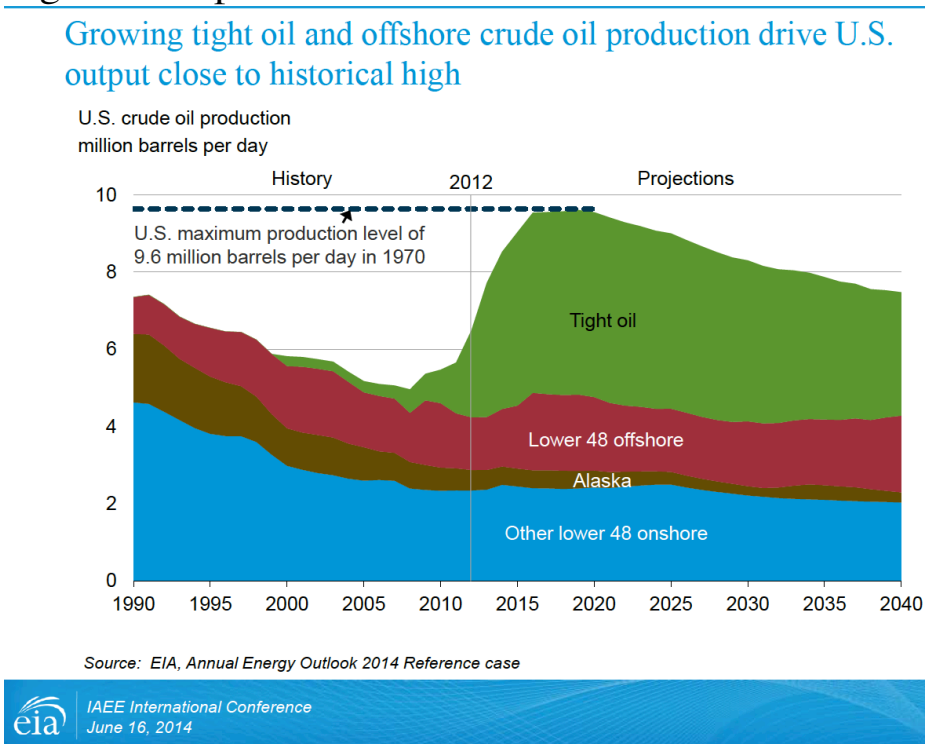
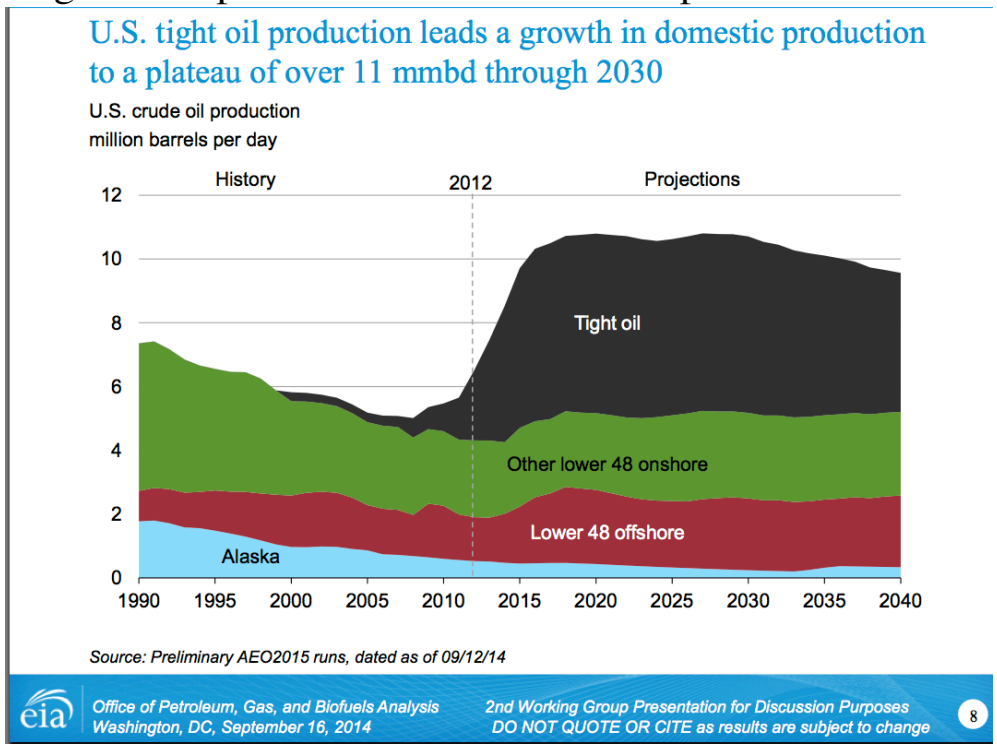


Fig 54: US prévisions EIA/AEO 2015 préliminaire



Le LTO commence à produire en 2000 dans le graphique AEO 2014 mais en fait l'EIA classe maintenant dans le LTO des productions qui avant 2010 étaient classées dans le conventionnel, notamment dans le Permian Basin. David Hughes dans son rapport Oct 2014 « Drilling deeper – a reality check on US government forecasts for a lasting tight oil & shale gas boom» donne le détail des prévisions EIA et ses propres prévisions. En 2000 la production LTO d'après EIA était de 0,3 Mb/d plate jusqu'en 2006 et non zéro dans AEO 2014 : quid du LTO avant 2000 ? c'est le trou noir ! En 1952 Spraberry dans le Permian Basin était décrit comme la plus grosse réserve mondiale de pétrole non récupérable ! En 1950 le cumul des découvertes du Permian Basin qui a débuté en 1921 était déjà de 20 Gb et sa production cumulée fin 2000 était de 30 Gb dont les géants 2 Gb avec Wasson (pic en 1974) et 1,4 Gb avec Yates (pic en 1981). Hughes pour le Bakken + Eagle Ford prévoit le même pic que AEO2014 à 2,6 Mb/d en 2016, mais un déclin beaucoup plus rapide, quoique moindre que mes prévisions plus symétriques. En 2040 EIA voit 1 Mb/d où Hughes voit zéro (comme moi figure 48).

Fig 55: US: prévisions EIA/AEO 2014 sur le tight oil (LTO)

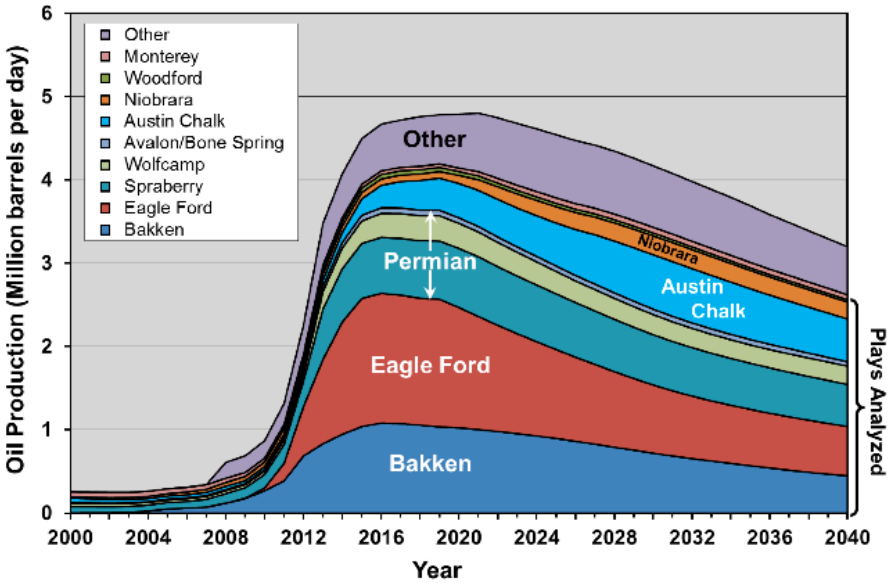


Figure 2-4. EIA reference case projection of tight oil production divided among Bakken, Eagle Ford, and all other plays, 2011-2040.[10]

Fig 56: prévisions EIA/AEO2015 préliminaire

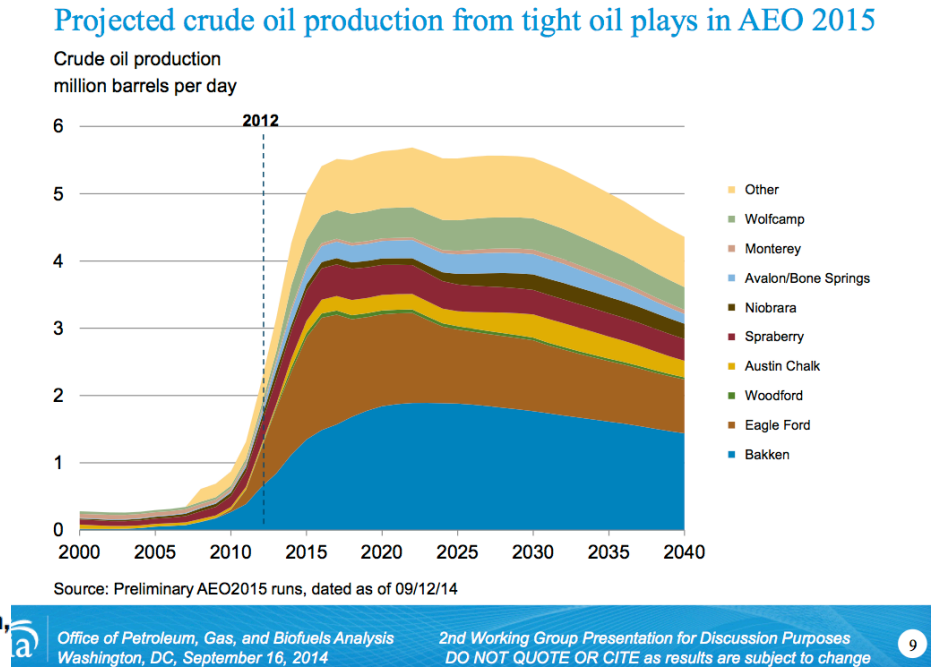


Fig 57: prévisions Hughes 2014 sur Bakken-Eagle Ford comparé à EIA/AEO 2014 2000-2040

Fig 58: prévisions AEO 2015 prélim des LTO 2000-2040

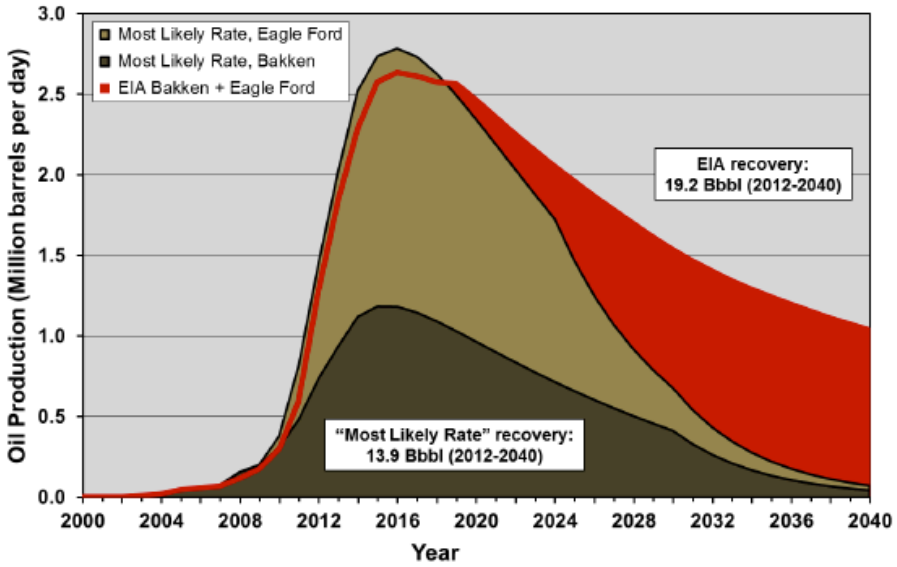
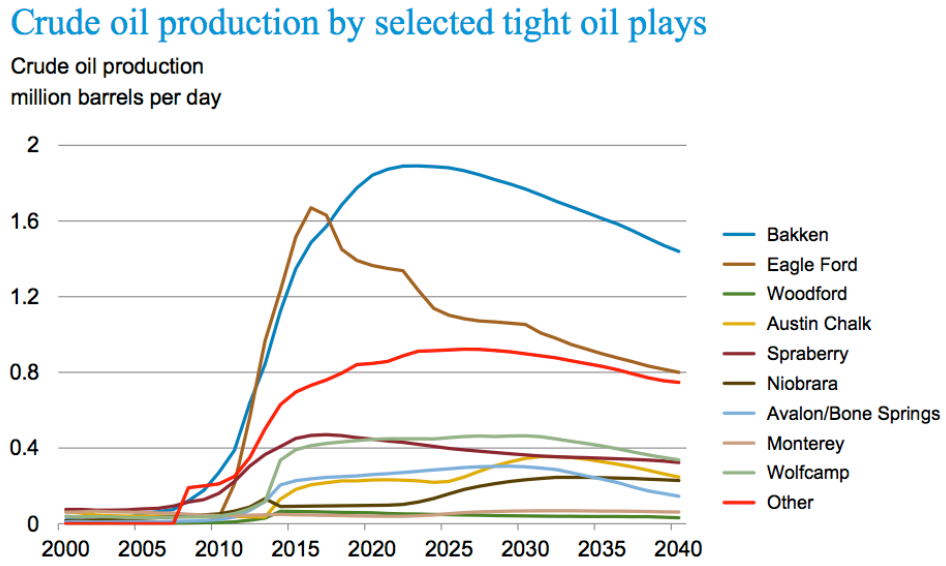


Figure 2-95. "Most Likely Rate" scenarios ("Realistic" cases) of Bakken and Eagle Ford tight oil production compared to the EIA reference case, 2000 to 2040.[157]



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 loin des 400 Gb

La production brut plus condensat cumulée plus les réserves est en 2012 à 240 Gb et peut être extrapolée à 300 Gb. La linéarisation d'Hubbert de la production est valable sur la période 1931-2008 allant vers 225 Gb, mais depuis 2009 l'extrapolation est impossible. Personne n'a la réponse, seul le temps l'apportera. Aller à plus de 400 Gb (AEO 2014) est peu probable car le déclin rapide du LTO (60% la première année) nécessite de toujours forer pour maintenir la production et seuls les sweet spots sont économiques et une fois développés, la production

s'écroulera, sauf si augmentation importante du prix du brut. 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

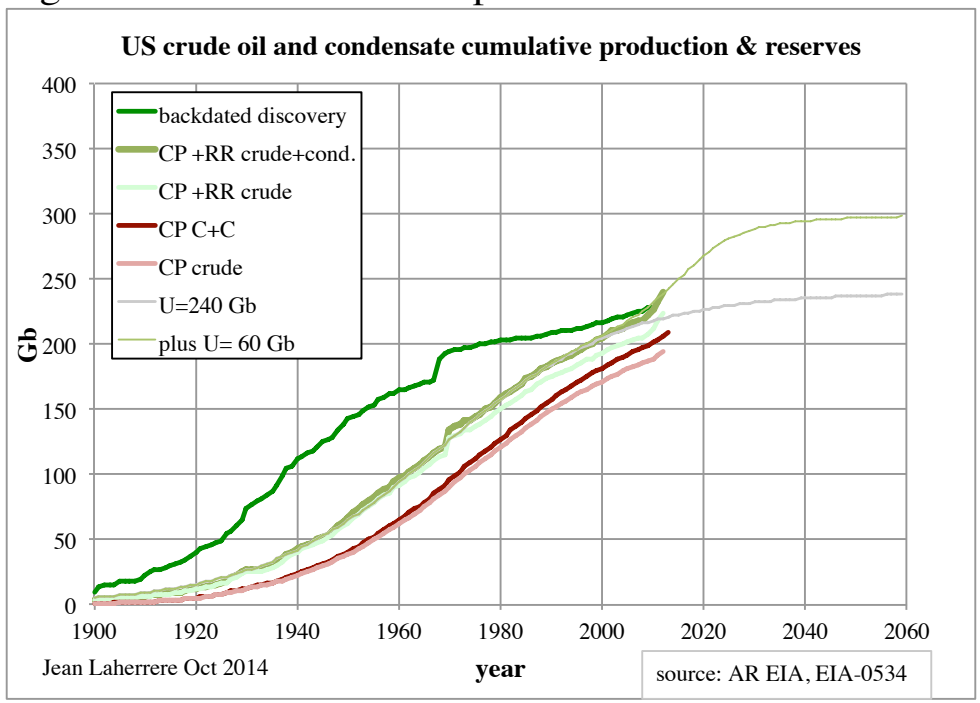
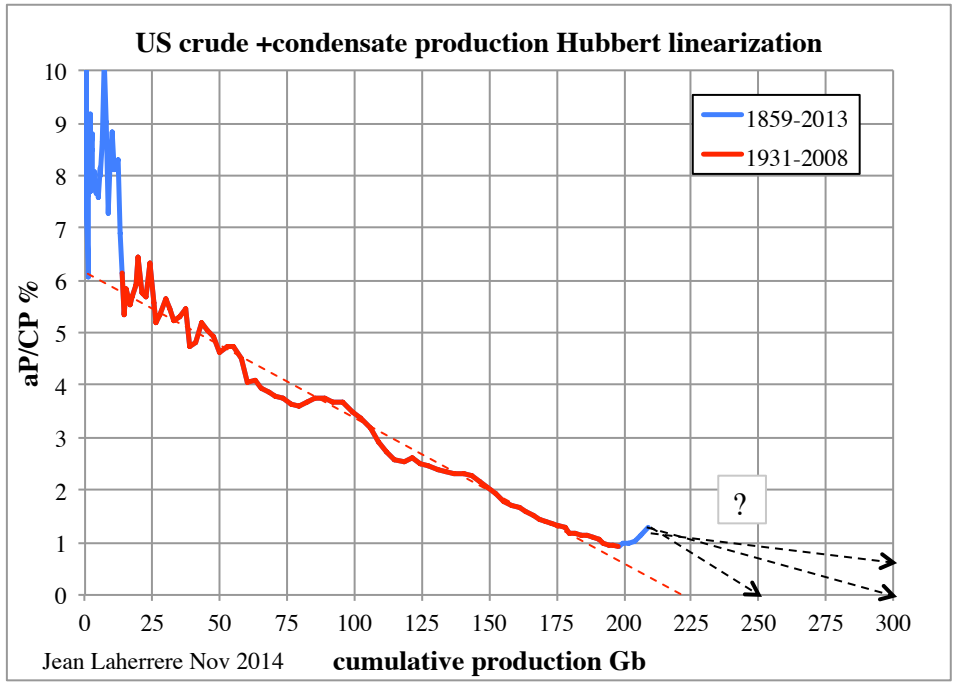
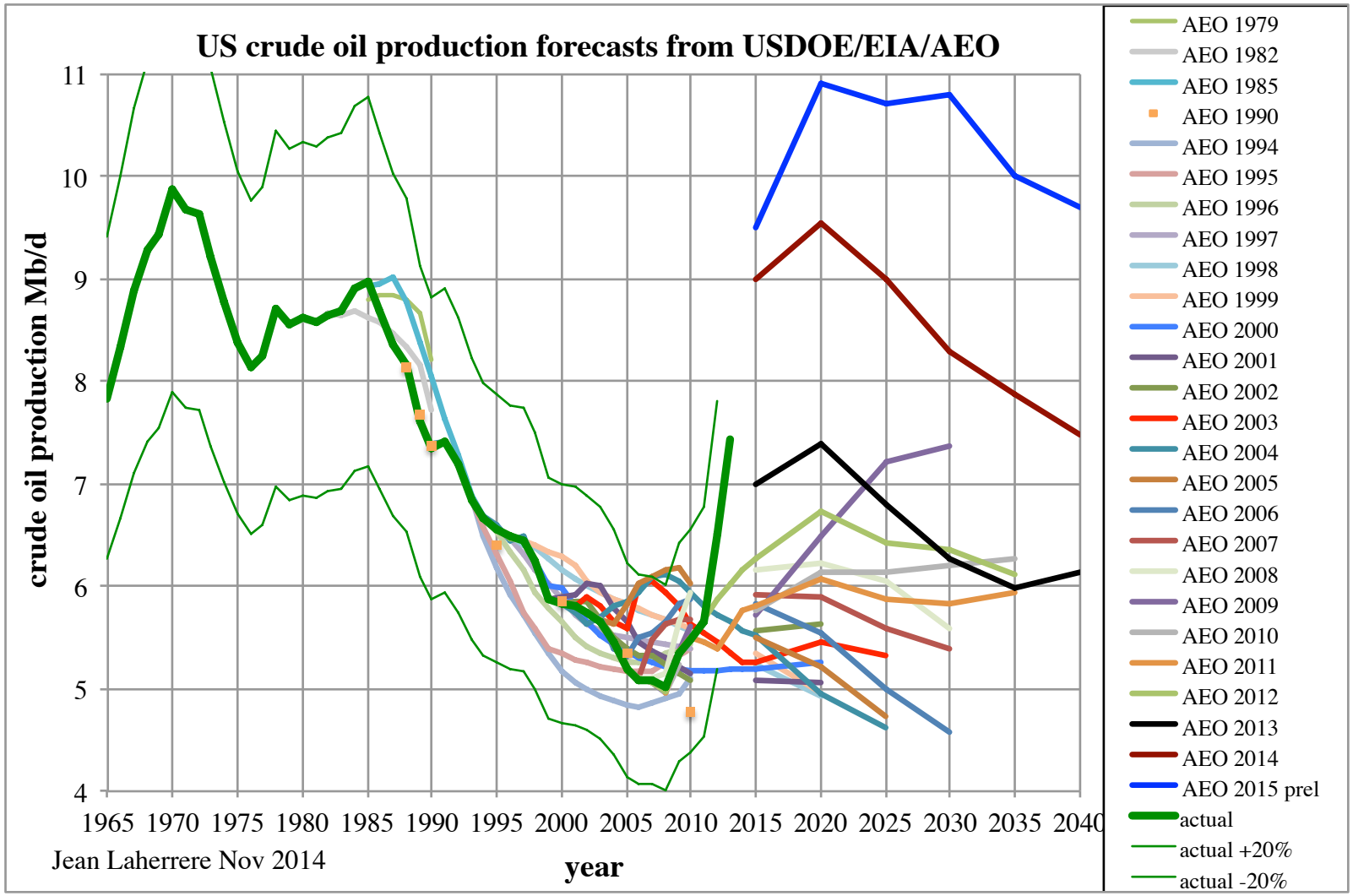


Fig 60: US: linéarisation production brut + condensat



L'évolution des prévisions EIA/AEO de 1979 à 2015 (prél) montre que pour 2020 la prévision a varié de 5 Mb/d (2004) à 10,9 Mb/d (2015 prél)

Fig 61: US prévisions EIA/AEO 1979-2014



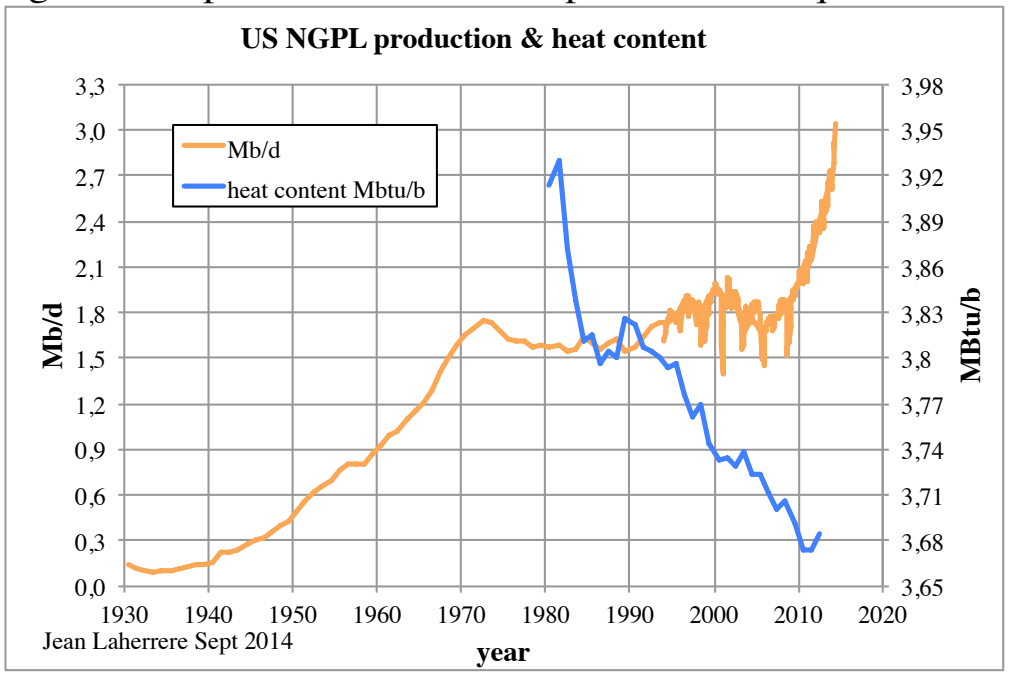
Les prévisions anciennes AEO de l'EIA pour la production de brut US de 1979 à 2014 montre des variations considérables (pour 2020 entre 5 et 9,5 Mb/d) et la fourchette de 20% par rapport au réel est dépassée notamment pour la prévision 2000 pour 2016

Les prévisions 2014 doivent donc être considérées comme peu fiables, come l'a montré le niveau de l'ultime et les performances passées.

Production de liquides de gaz aux US

Nous avons indiqué plus haut que le brut qui est mesuré avec le condensat doit être associé aux liquides de gaz qui sortent des usines de traitement du gaz (NGPL).

Fig 62:US : production NGPL & pouvoir calorique



Aux US étant donné la forte activité de forage sur les shale plays la production de NGPL a fortement augmente, passant de 1,8 Mb/d en 2010 à 3 Mb/d en 2014, mais son pouvoir énergétique a diminué depuis 1980

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 (comme la présentation de son patron 17 Octobre 2014) ou 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). La comparaison sur le brut plus le condensat (en Mb/d et en quad) montre que les US à 7,5 Mb/d en 2013 (en vert) sont bien derrière la Russie (en rouge) et l'Arabie Saoudite (rn bleu) proche de 10 Mb/d.

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

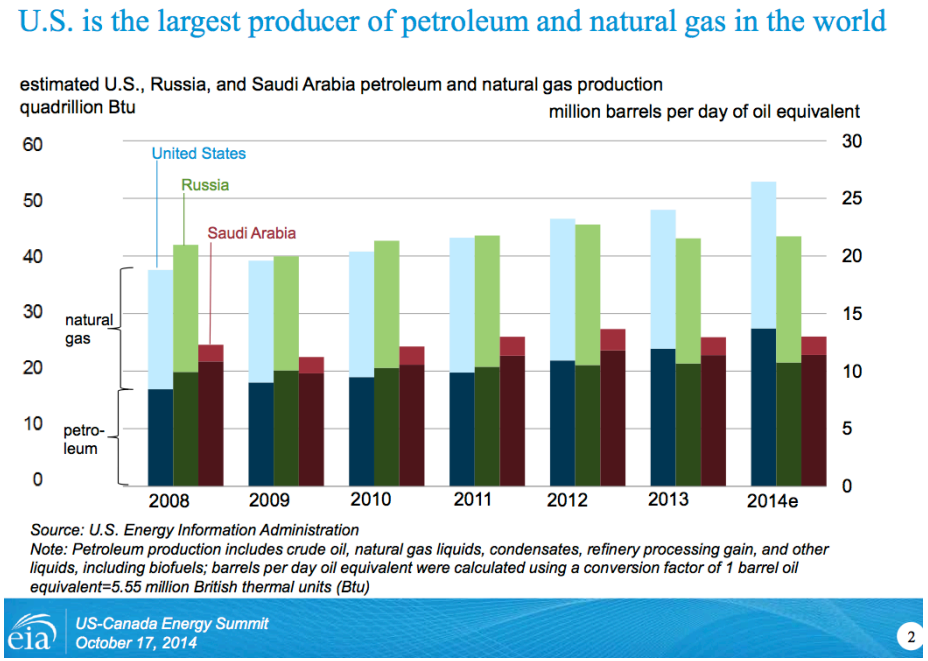
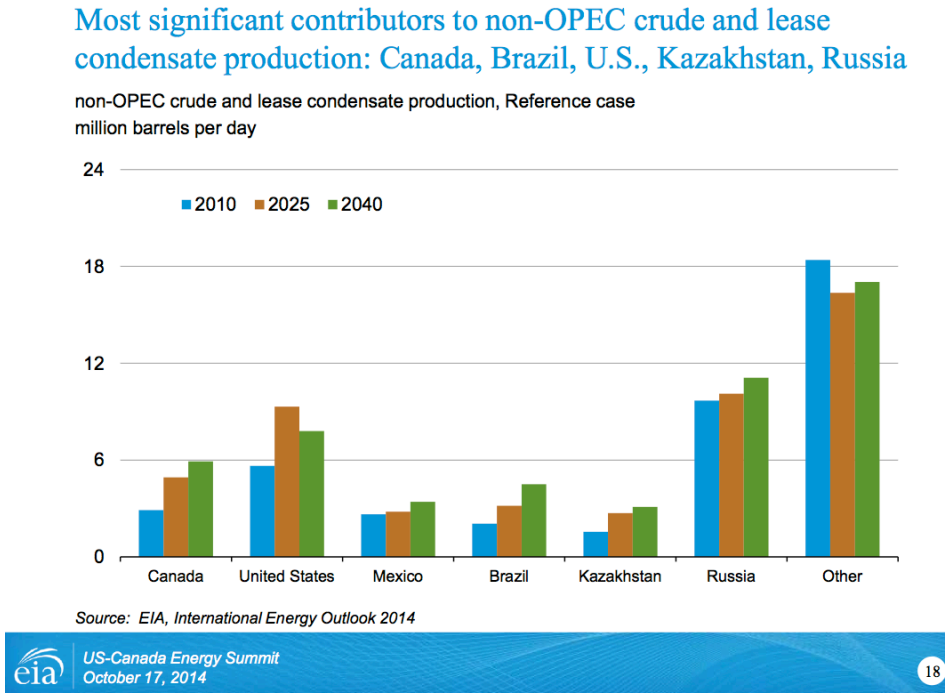


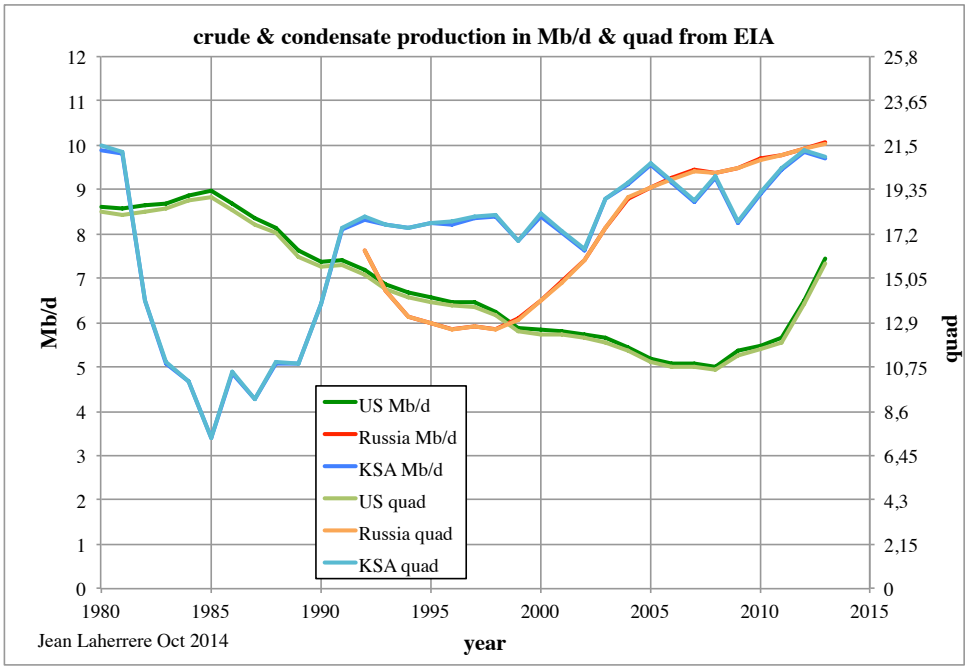
Fig 64: comparaison 2010-2040

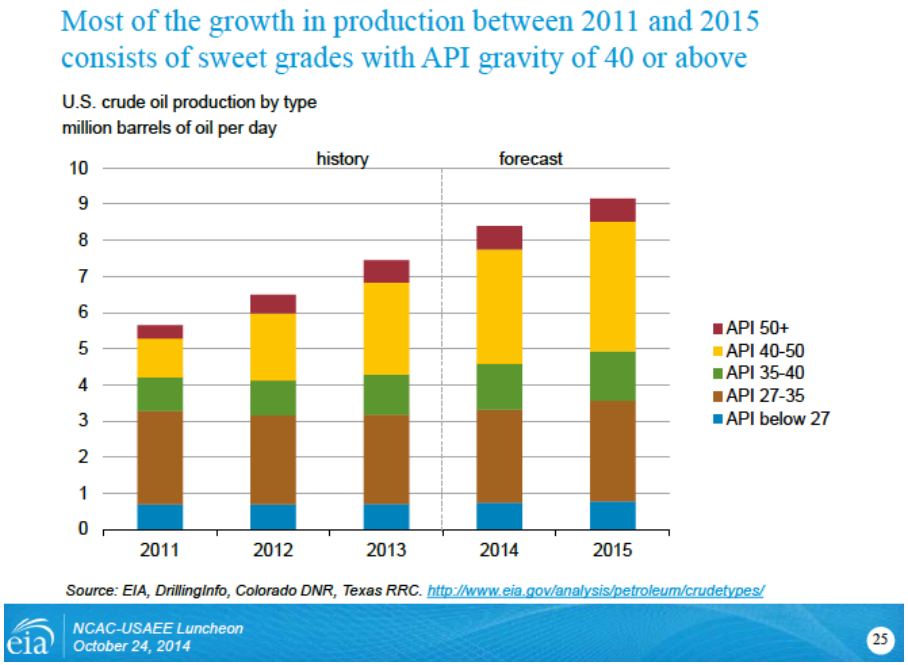


Les données EIA montrent que la production en volume ne change guère avec la production en énergie (quad ≈ EJ), malgré l'augmentation des produits légers dans le brut car la densité 40-50°API a doublé de 2011 à 2013 quand le plus lourd n'a pas augmenté Le condensat est parfois défini pour une densité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

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

Fig 66: densité de la production US 2011-2015



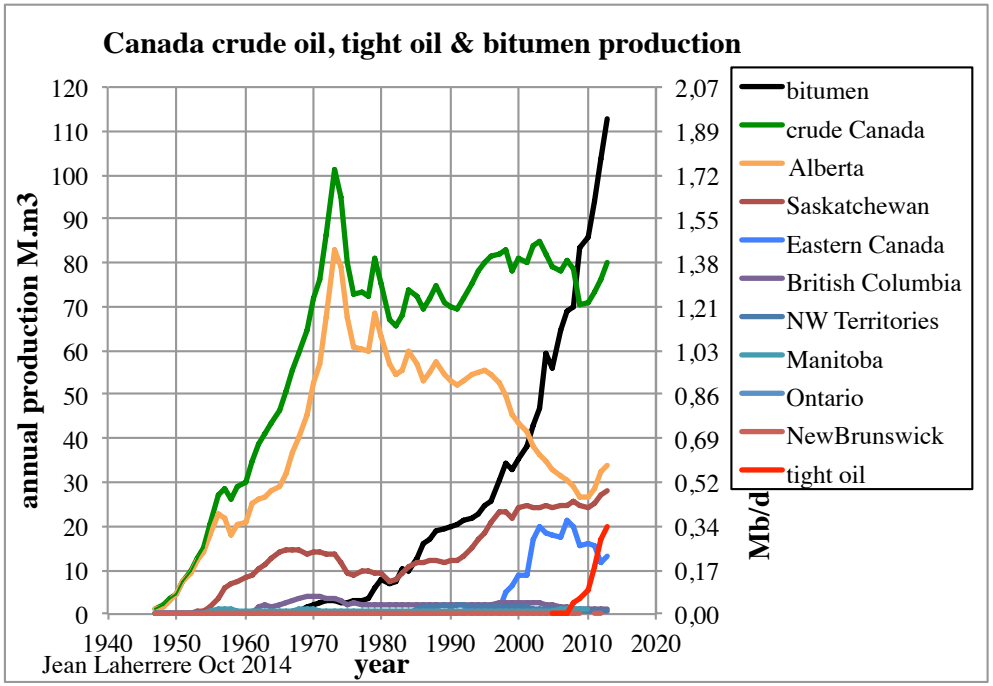


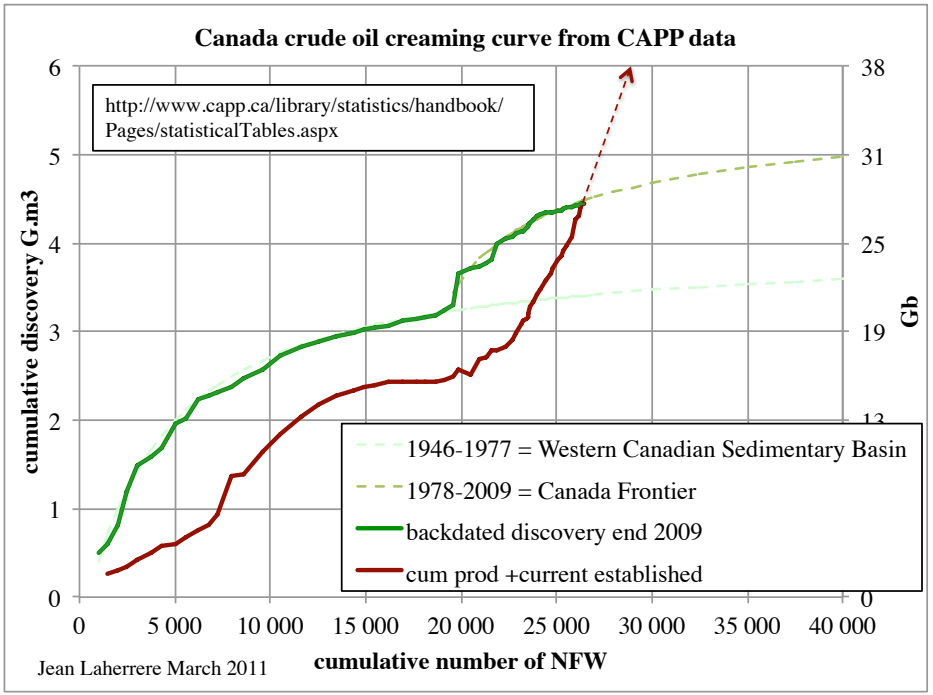
Prévision de la production au Canada

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



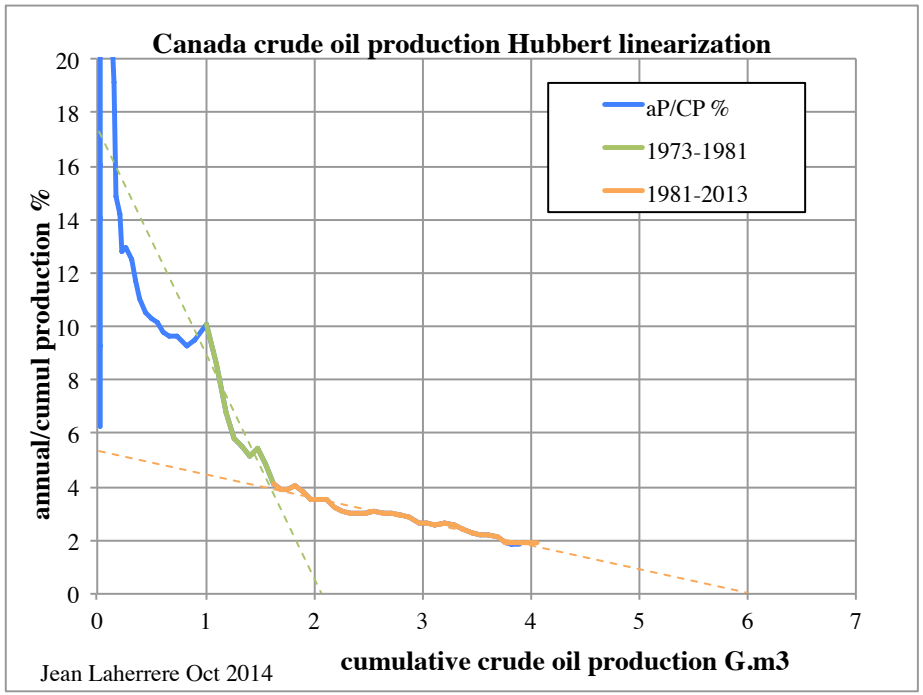


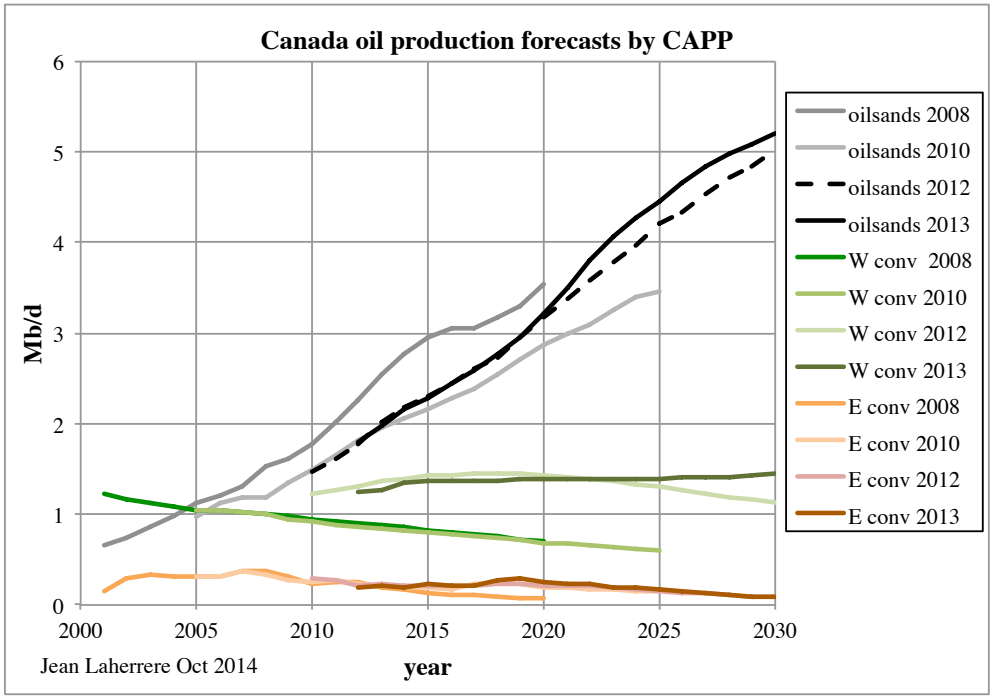
L'estimation de l'ultime du brut est obtenue avec la courbe d'écrémage (découvertes ramenées à date de découverte versus nombre cumulé de puits d'exploration pure NFW) à 31 Gb (5 G.m^3).

Mais l'extrapolation de la croissance de la production de brut versus la production cumulée donne un chiffre plus important de 38 Gb (6 G m^3)

Fig 69: Canada linéarisation Hubbert production brut

Fig 70: Canada: production & prévisions CAPP



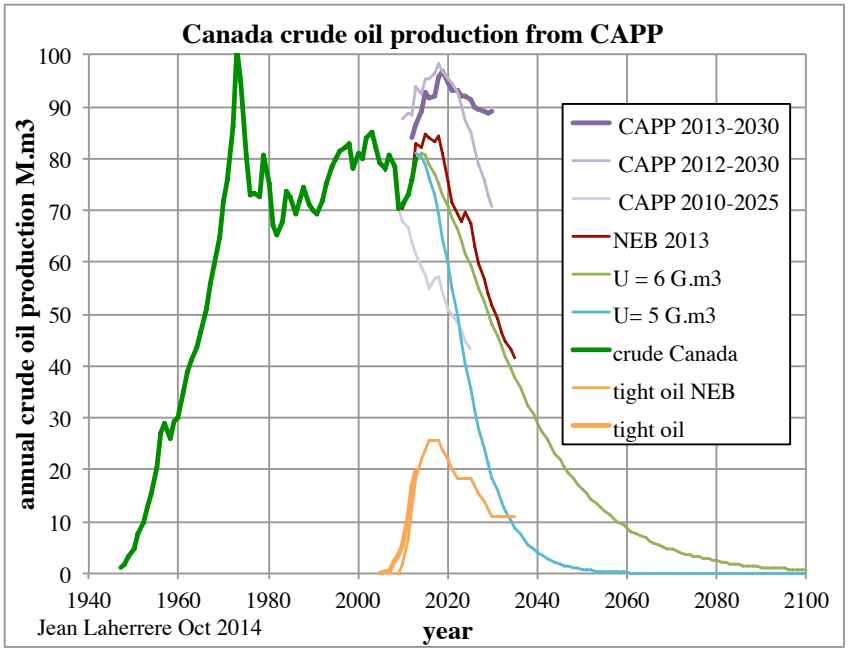


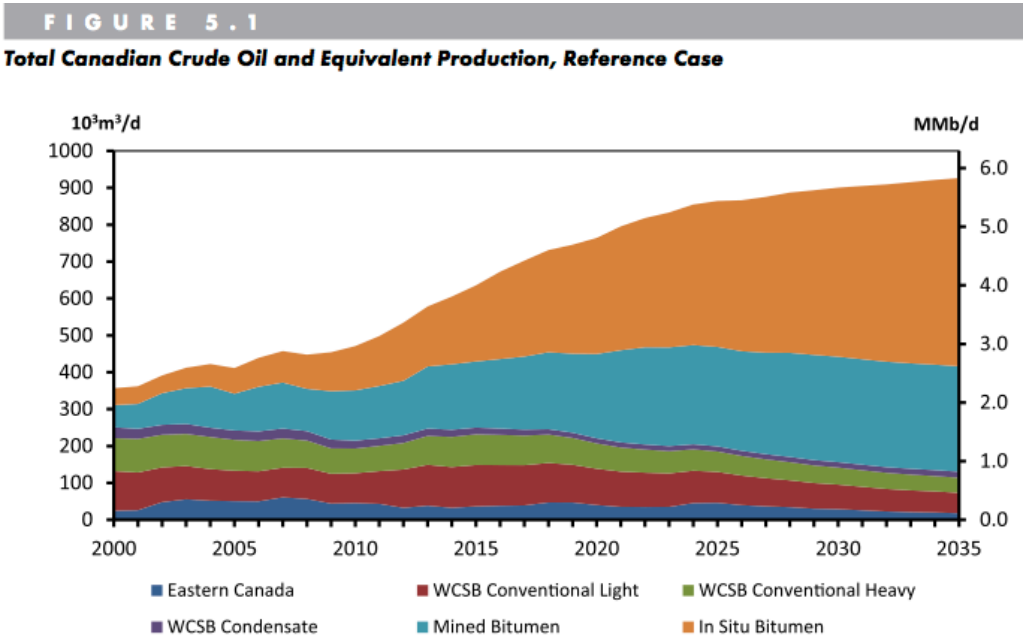
La production future de brut avec un plateau ondulé (80 M.m^3 ±10) de 1972 à 2020 déclinera fortement ensuite pour retrouver en 2040 le niveau de 1960.

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.m^3

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'Energie en France (aujourd'hui aussi de l'Ecologie et du Développement durable), mais la synthèse historique n'existe pas. Le bulletin mensuel du BEPH (Bureau exploration-production des hydrocarbures) http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-publications-et-les.html 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

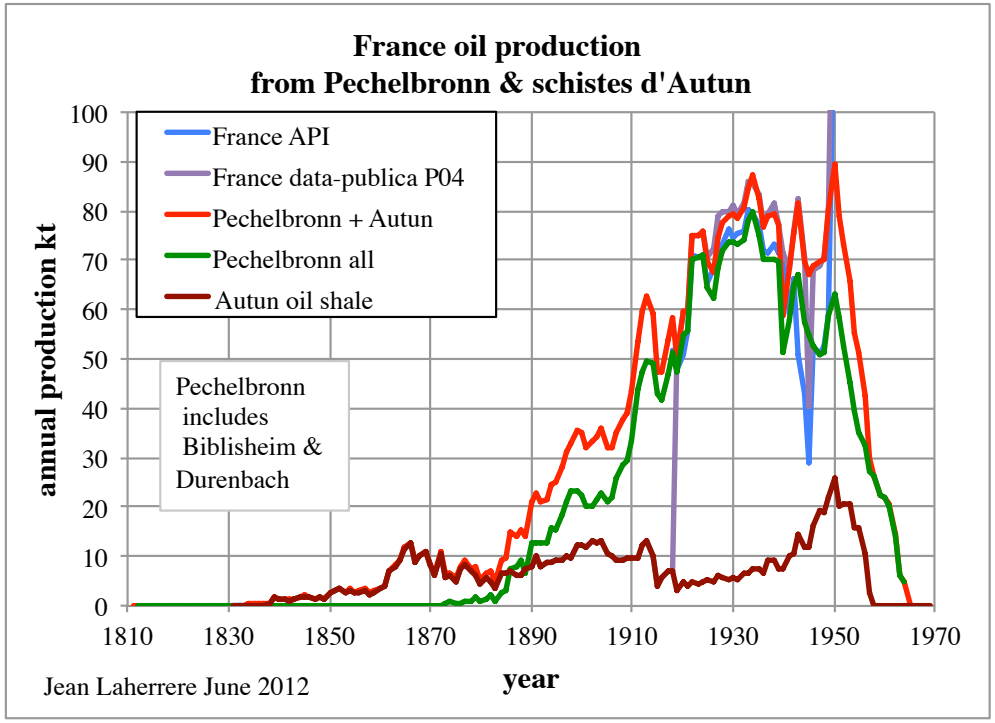
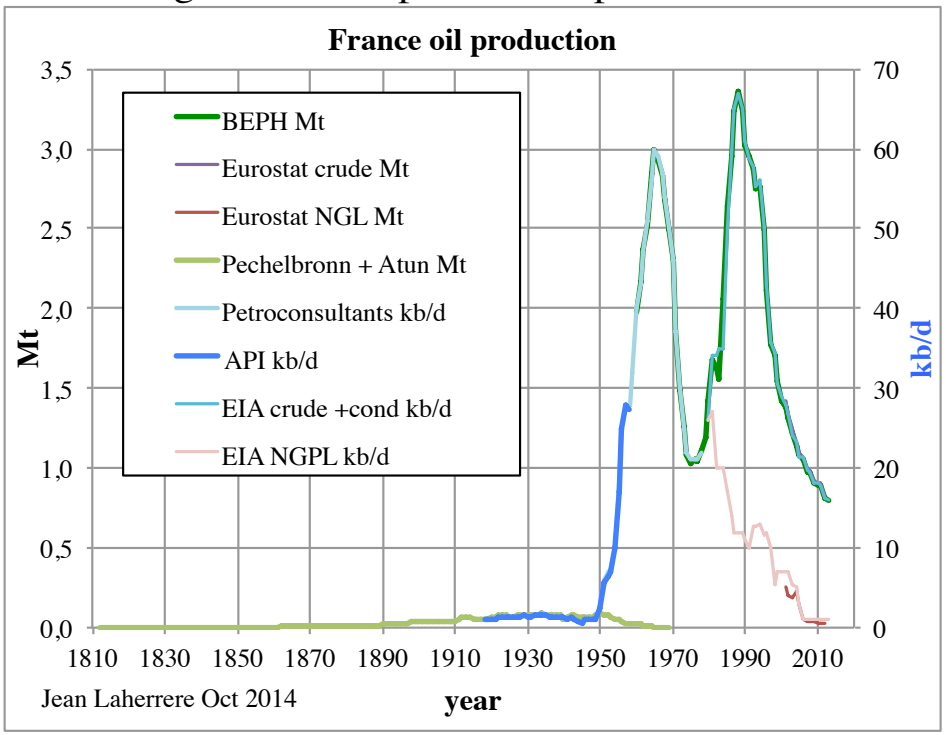


Fig 74: France production pétrole 1811-2013



Il est désolant de constater que la France n'est pas capable de produire l'historique de sa production de pétrole qui a commencé bien avant la découverte de Drake en Pennsylvanie en 1859 bien connu de tous !

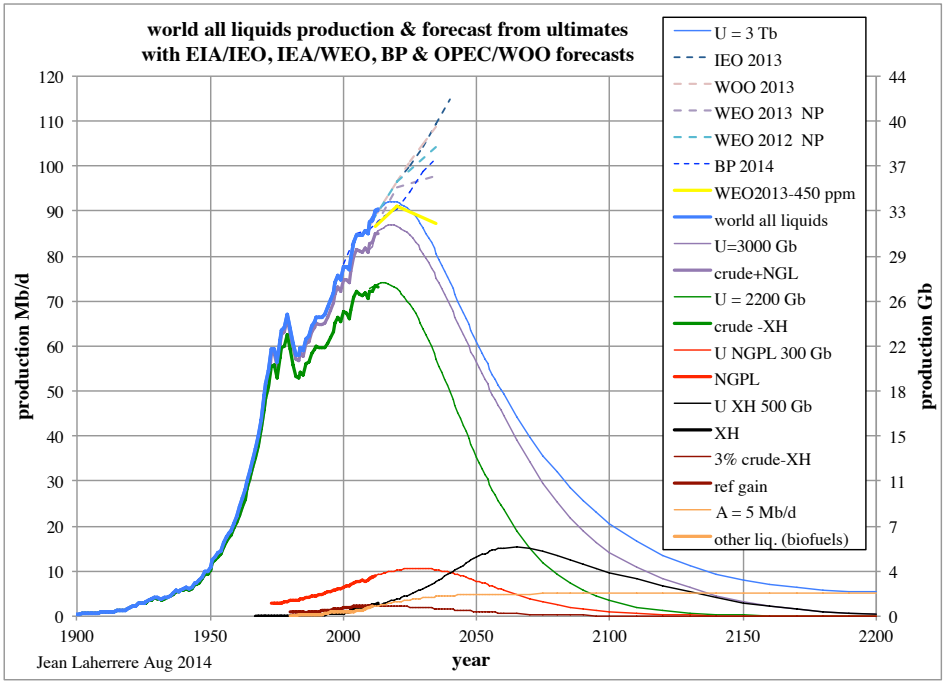
La France ne sait pas ou ne veut pas se valoriser ! La France a inventé le système métrique adopté par le monde entier (sauf le Libéria, le Myanmar et les US non fédéraux) avec le système International d'Unités (SI) et les Français massacrent le système métrique confond le milliard de mètres cubes (= kilomètre cube) et le gigamètre cube!

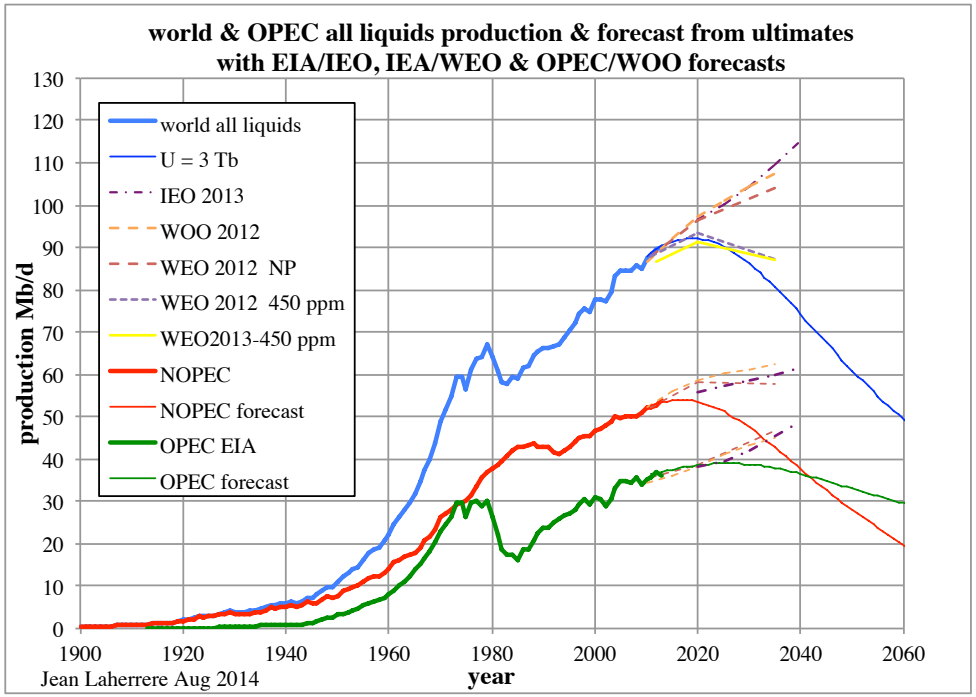
Production mondiale de pétrole et prévisions

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. On peut estimer les ultimes de chacun: brut moins extra-lourds 2200 Gb, extra-lourds 500 Gb, liquides de gaz 300 Gb, gain de raffinerie = 3% brut moins XL, mais pour les biocarburants qui sont supposés renouvelables (bien que l'agriculture dépend essentiellement du pétrole avec les machines, les engrais, les pesticides) il faut estimer une asymptote (5 Mb/d). Ceci suppose que seuls les contraintes « below ground » sont en action. Alors le pic tous liquides est estimé à 92 Mb/d alors que l'USDOE/EIA/IEO 2013 prévoit une montée linéaire (*business as usual*) à 115 Mb/d en 2040 et l'AIE/WEO 20130NP à 105 Mb/d en 2035 Bien sur les contraintes économiques (crise) et politiques (guerre) « *above ground* » vont transformer la production en un plateau ondulé et il ne faut pas oublier que les différences sur l'*oil supply* des dernières années sont de plus ou moins 2 Mb/d.

Les prévisions AIE 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) Les changements climatiques sont bien connus depuis longtemps et la disparition de plusieurs civilisations leurs sont attribués. La vie est cycle : pour prévoir le futur il faut étudier la passé. Les changements climatiques sont visibles dans la plupart des cycles sédimentaires avec alternance sur des grandes épaisseurs d'argiles, carbonates et grès dues aux cycles de 20 000 ans (précessions des équinoxes). Les cycles de Milankovitch sont bien connus (100 ka, 40 ka et 20 ka), et il y en a de nombreux autres plus courts comme 1,5 ka (optimums) et 60 ans que l'on voit dans les températures récentes. L'*optimum romain* a été répété avec la *période chaude médiévale* suivi du *Petit Age Glaciaire* dont la fin a coïncidé avec le début de l'ère industrielle. 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 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

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 Fev 2011 *L'effet de serre atmosphérique : plus subtil qu'on ne le croit*) et la vapeur d'eau contribue pour 75%. Tout le monde sait qu'en hiver les nuits sont fraiches, si le ciel est clair et plus clémentes, s'il y a des nuages bas. Dans les carottes de l'Antarctique le CO2 mesuré n'est qu'une moyenne millénaire (les bulles de gaz restent en communication avec l'atmosphère dans le névé pendant 5000 ans avant d'être scellées) et ne peut comparer à la concentration annuelle actuelle. Il est faux de prétendre que le niveau actuel n'a jamais été atteint depuis 800 000 ans. Mais de nombreux auteurs (dont Jean Jouzel avec N.Caillon 2003) disent que les variations du CO2 suivent celles de la température avec un retard de 800 +/- 200 ans (ce calcul d'erreur montre leur certitude) : le moteur est la température et le CO2 suit car la solubilité du CO2 dans les mers diminue avec la température. Si la mer est plus chaude le CO2 dissous va dans l'atmosphère.
Les modéles 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 du au Nino, cycle qui n'a rien à voir avec le CO2.
Le CO2 est le faux coupable du changement climatique. En 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 brulé (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 modéles 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 scenarios dits *storylines*.
Fig 75: production mondiale liquides & prévisions Fig 76: monde, OPEP & non-OPEP production liquides





Le détail des prévisions pour l'OPEC et le non-OPEC montre des dates de pic assez proche 2018 pour le NOPEC à 54 Mb/d et 2025 pour OPEC à 40 Mb/d, là encore en supposant pas de contraintes *above ground* et pourtant elles sont présentes aujourd'hui.

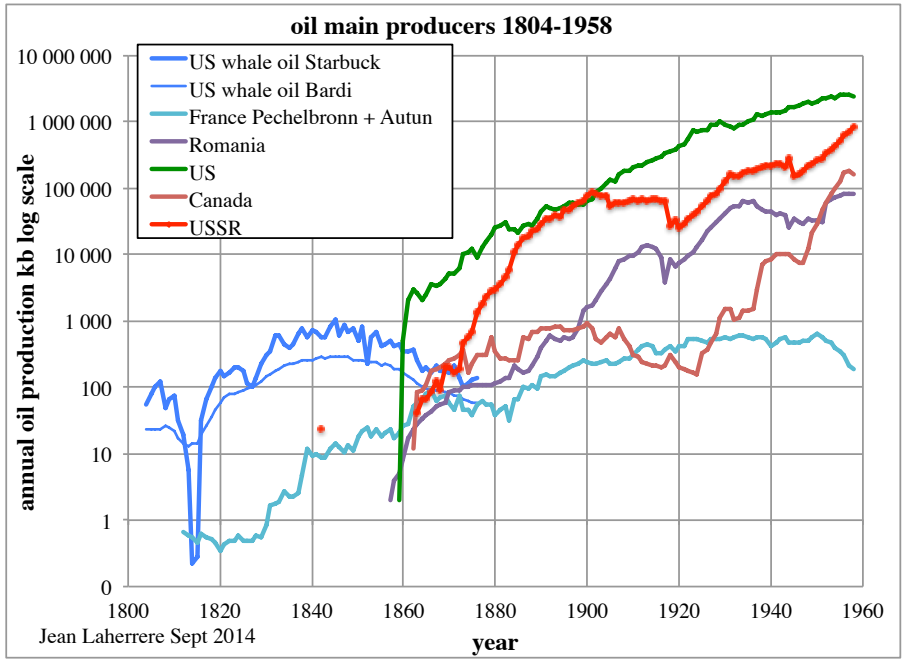
Prix du pétrole

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 ?) ; en 1688 on consommait 24 000 bougies de cire pour l'illumination du parc de Versailles et cela coutait fort cher. La lampe à huile a été alimentée avec de huile de baleine dont la production 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 dés 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



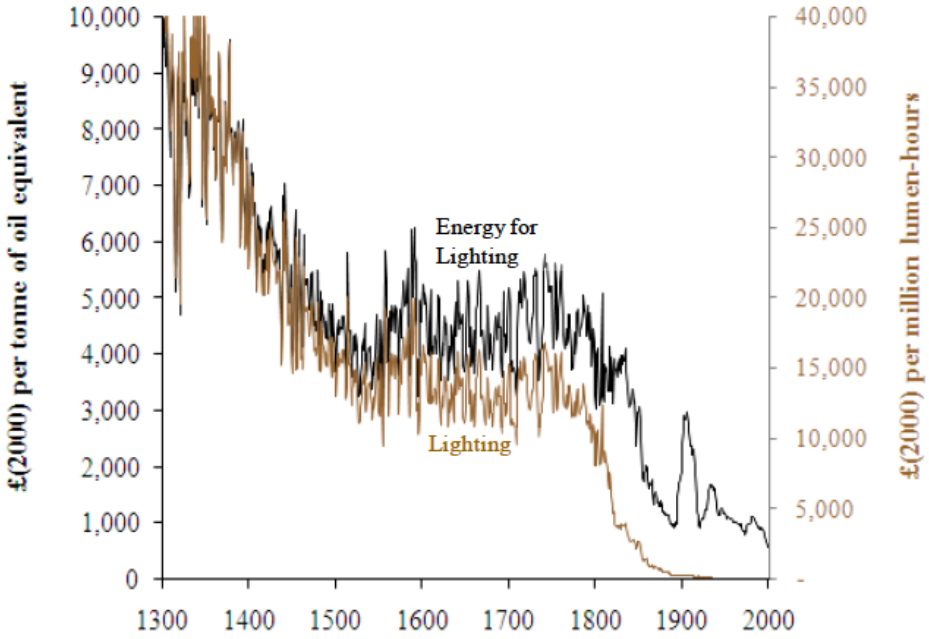


Fig 79: prix gaz, pétrole, electricité RU Fouquet 2010

Fig 80: prix énergie & services RU Fouquet 2010

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

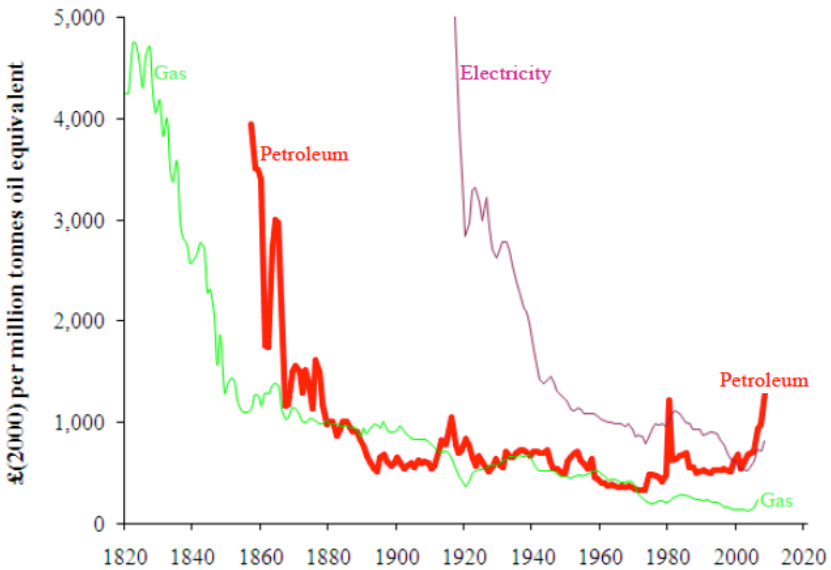
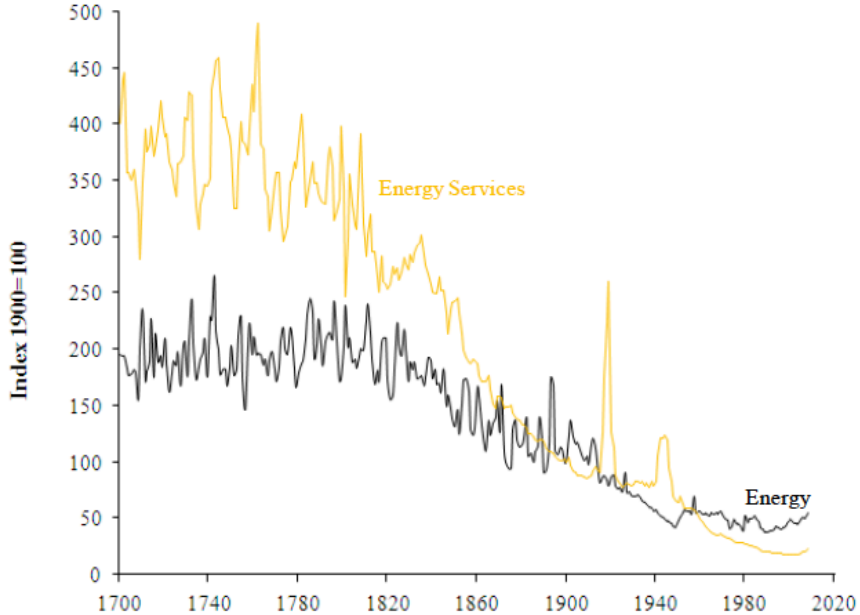


Figure 12. Average Price of Energy and of Energy Services in the United Kingdom (1700-2008)

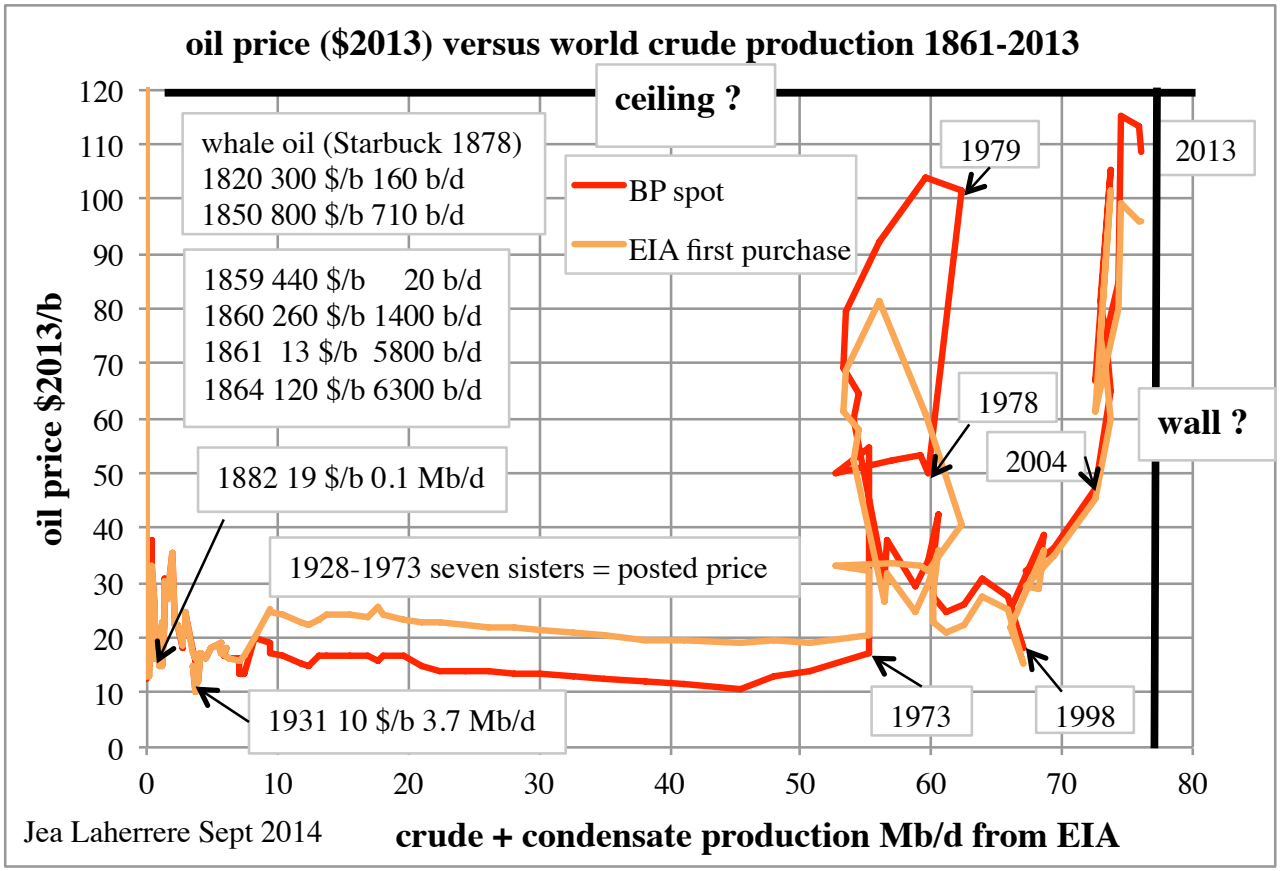


Creux du prix de l'énergie UK dans les années 1990 (4 fois moins qu'en 1700, deux fois moins qu'en 1900) où vont-ils et nous avec?

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'après1973 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. Il est aussi dit que l'Arabie Saoudite (qui, poussé par Reagan, avait provoqué le contrechoc de 1986 en ouvrant les vannes de sa production qui était passe de 10 Mb/d en 1980 à 3,5 Mb/d en 1985) voudrait faire baisser le prix du brut pour contrer le LTO et aussi les Russes, mais contrairement à 1986 sa production n'augmente pas, elle baisse depuis un pic en septembre 2013 (début Manifa).

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 !

Fig 82: prix réel du brut & principaux événements liés au peak oil

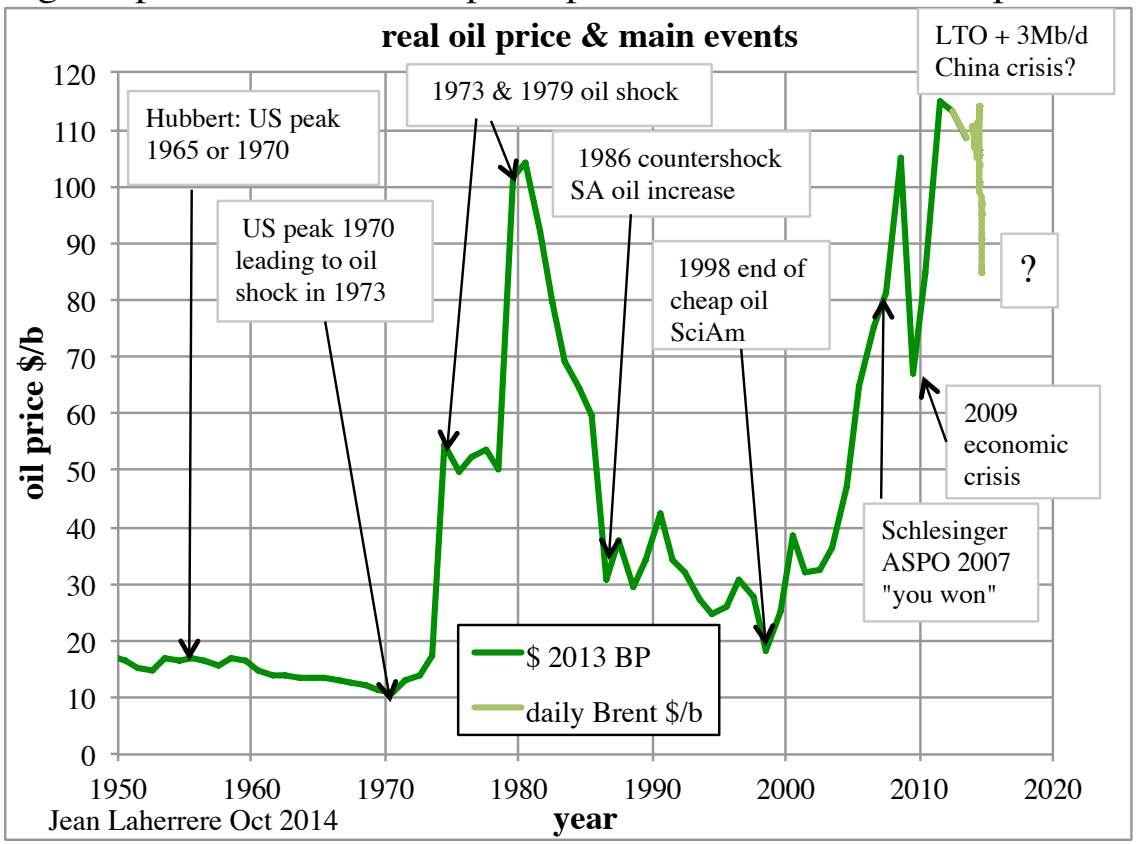
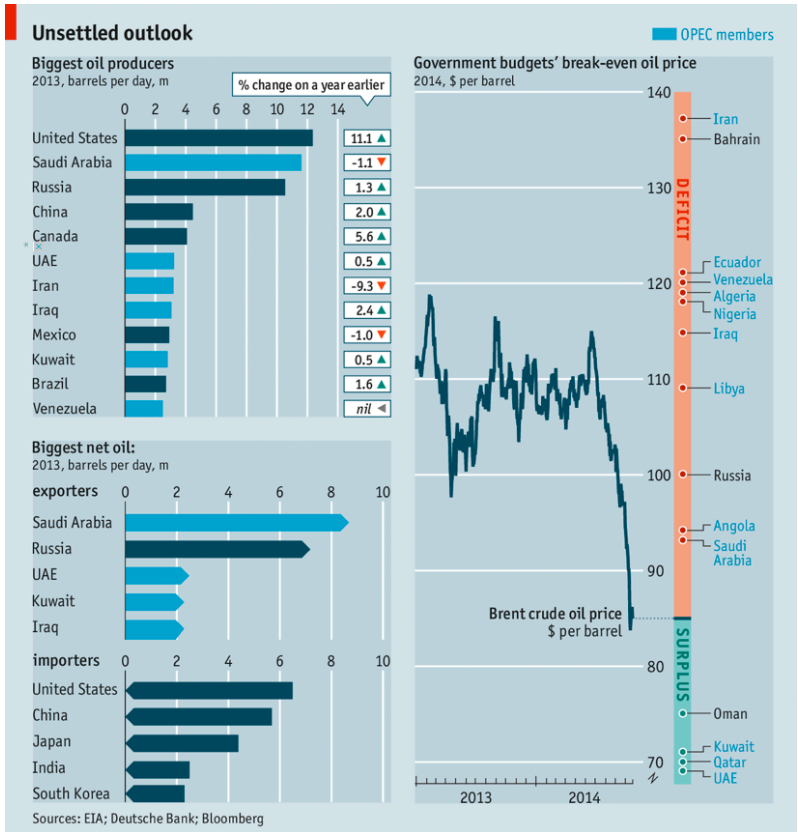


Fig 83: *Break-even oil price main producers*

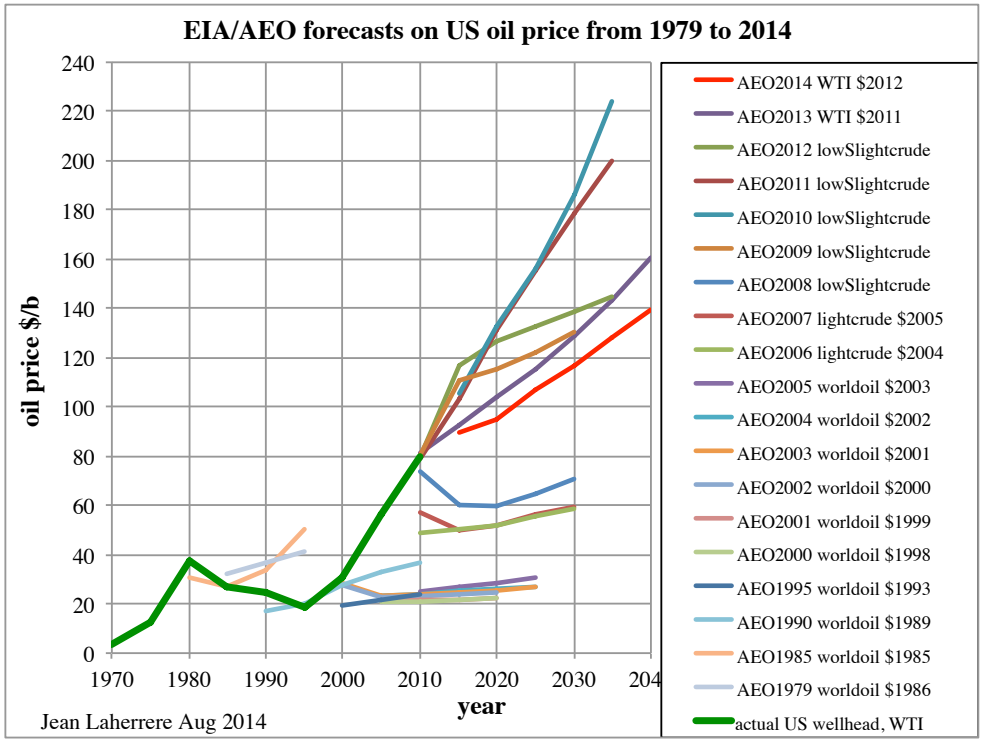


L'historique ci-dessus du prix réel ($2013) du brut est expliqué avec des événements liés au Peak Oil. Notre article en 1998 la fin du pétrole bon marché se situe au prix le plus bas depuis 1973 et sera considéré comme débile jusqu'en 2005 où le prix dépasse 50 $/b.

A la réunion ASPO a Cork en 2007 l'ancien secrétaire de l 'Energie 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).
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 disposions de plus de cent ans de ressources sur la base de la consommation actuelle. Et plus de centre 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!

Il faut toutefois signalé que l'EIA donne le prix du pétrole brut (défini comme inférieur à 45°API, donc sans condensat), mais la production est donnée pour du brut et du condensat. Il n'est pas possible d'avoir prix et production pour le même produit! La simplification et la transparence n'existent pas dans le monde du pétrole !
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
Fig 84: prévisions prix du brut par EIA/AEO 1979-2014

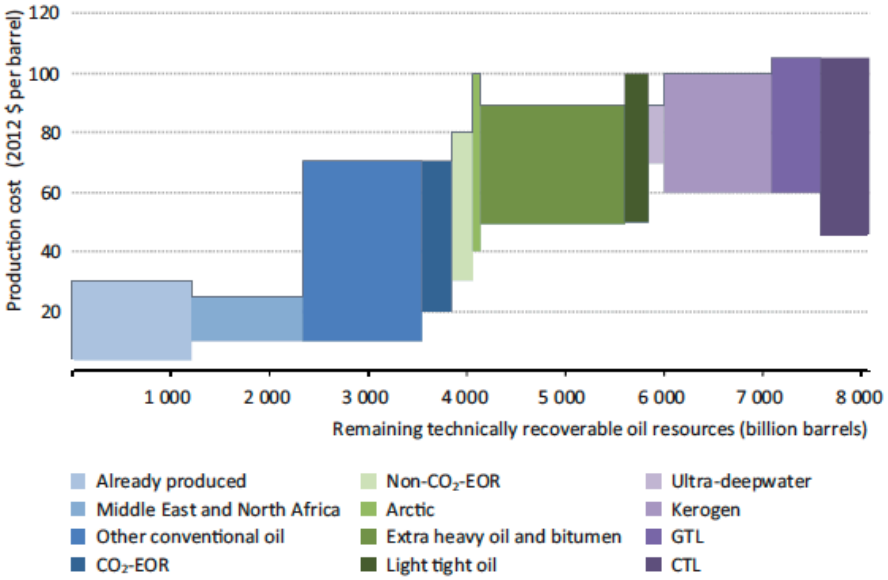


De son cote l'AIE (2013) estime les couts en fonction des réserves (ressources récupérables) mais j'ai des doutes sur la réalité d'un ultime à 8000 Gb et de plus les coûts des réserves Moyen Orient Afrique du Nord autour de 20 $2012/b sont trop faibles comparés aux *breakeven prices*

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

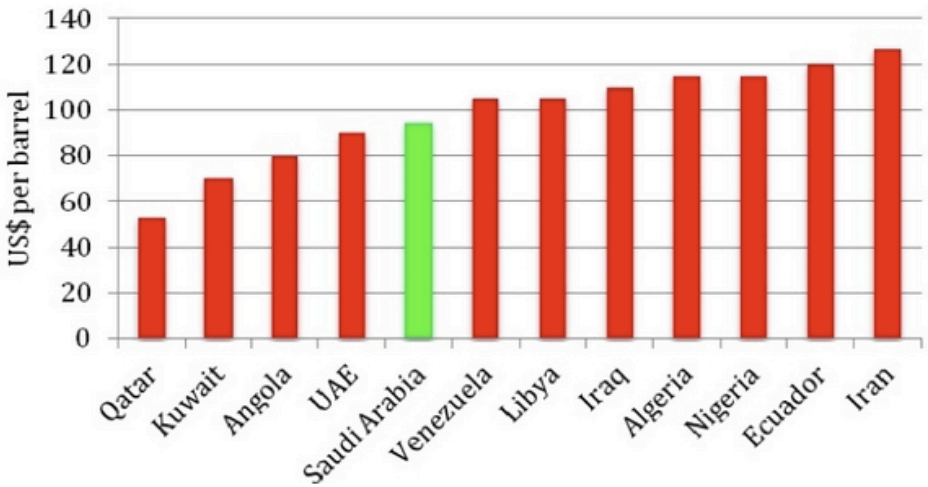
Fig 85: coût des combustibles liquides IEA 2013 Fig 86: break-even price budget OPEP

Figure 13.17 ▷ Supply costs of liquid fuels



Source: *Resources to Reserves* (IEA, 2013).

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). Les sources varient et notamment BP qui en 2013 et 2014 a diminué fortement ses données alors qu'elles étaient auparavant en ligne avec les autres sources : BP a fortement baissé les réserves de gaz russes après avoir été exclus de TNK-BP ! La politique influence beaucoup les réserves dites prouvées !
Comme pour le pétrole, les réserves prouvées publiques sont supérieures aux réserves prouvées plus probables confidentielles ; ceux sont 2 mondes complétement différents ! Les économistes raisonnent sur des chiffres faux.

Fig 87: réserves mondiales de gaz : techniques & politiques

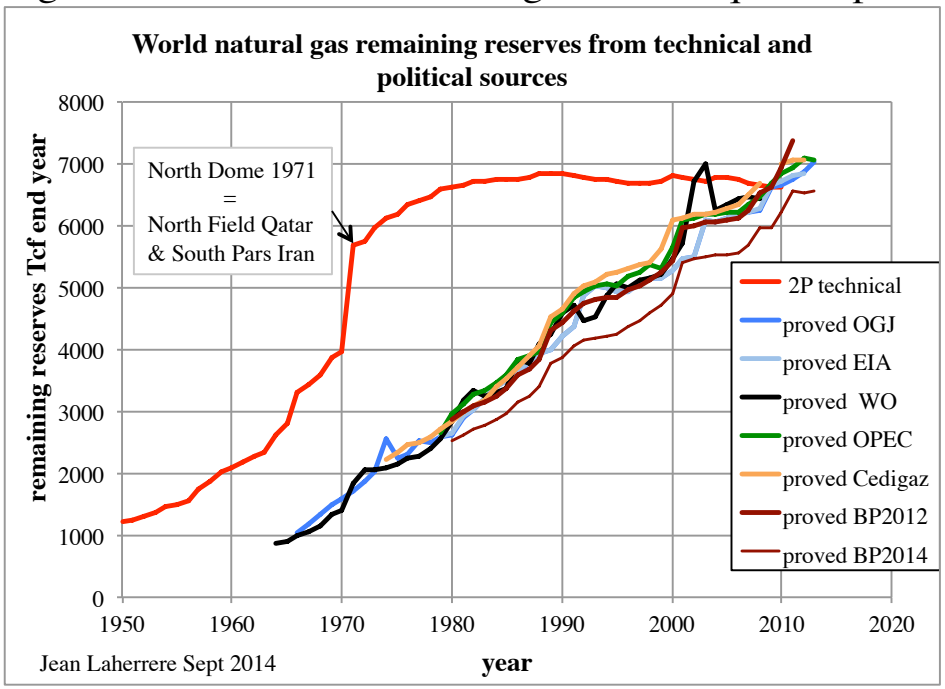
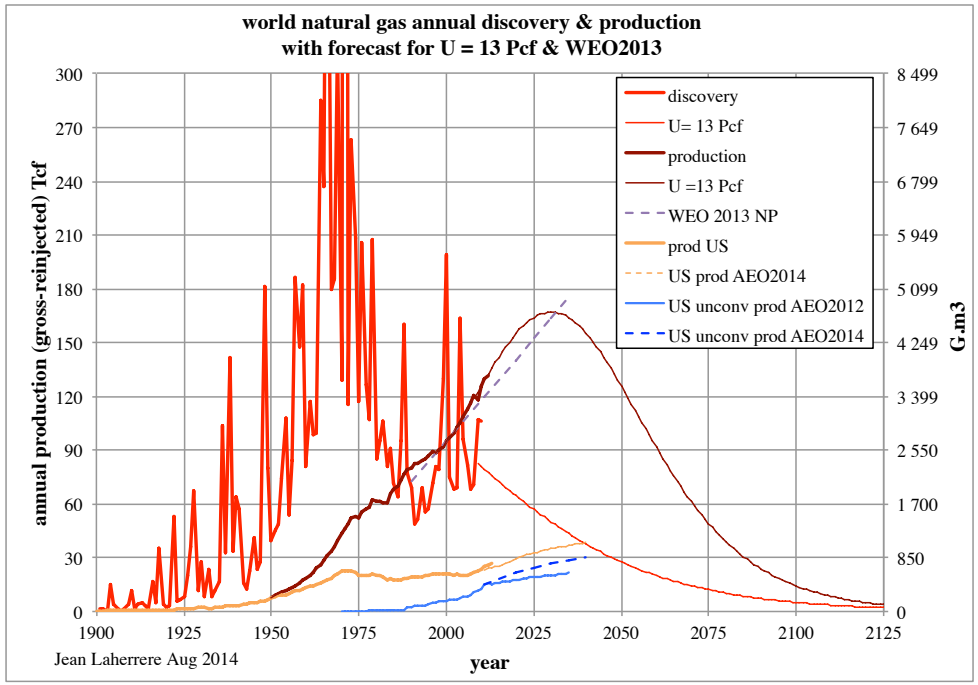


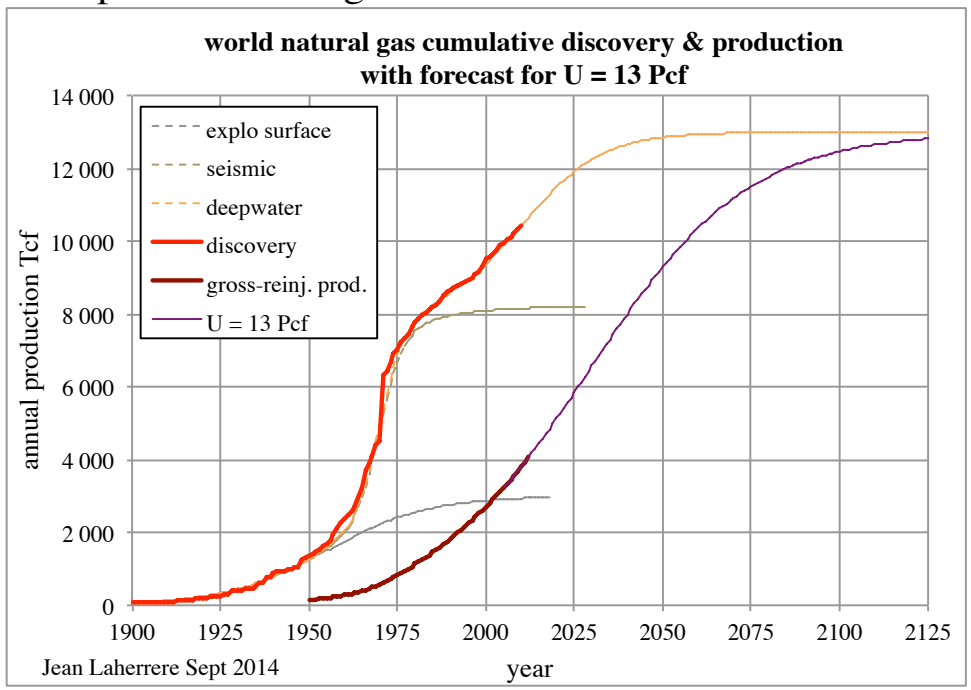
Fig 88: monde : découvertes & production de gaz



La découverte mondiale annuelle 2P de gaz a culminé dans les années 1970 et la production annuelle (gross moins réinjecté) a été de 3725 G.m3 (131 Tcf) en 2012 (EIA n'a pas encore publié les chiffres 2013). Notre estimation de l'ultime est de 13 Pcf (13 000 Tcf) donnant un pic (sans contrainte above ground) en 2030 à 167 Tcf.

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

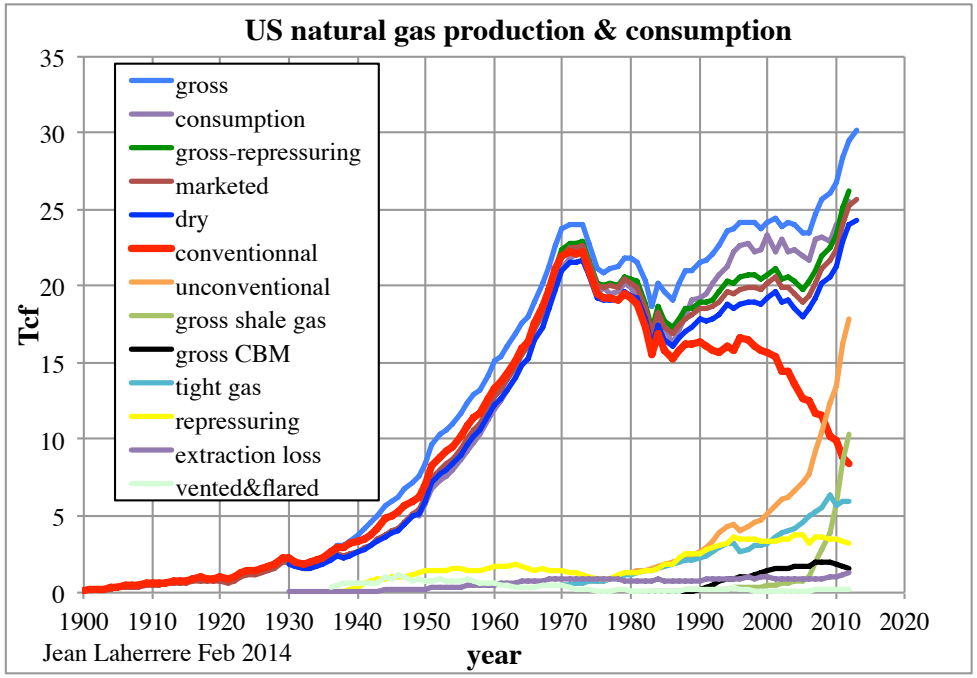
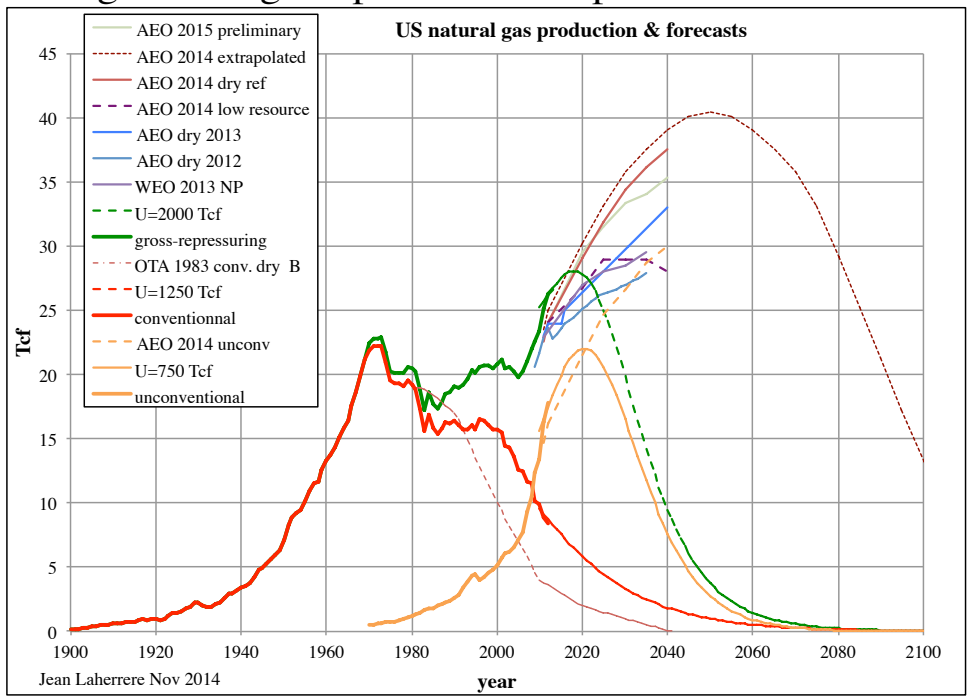


Fig 91: US gaz : production & prévisions



Le gaz naturel aux US a eu un pic en 1970 à 22 Tcf, qui après un creux en 2005 à 20 Tcf est en 2013 à 26,6 Tcf, avec plus de non conventionnel que de conventionnel. L'ultime est de 1250 Tcf pour le conventionnel (déjà 1060 Tcf produit fin 2012) avec une incertitude correcte et un déclin certain. L'ultime pour le non-conventionnel est de 750 Tcf (190 Tcf déjà produit fin 2012) avec une forte incertitude. L'ultime total est donc 2000 Tcf = chiffre rond en ace d'une grande incertitude. Le non conventionnel aura un pic avant 2020 à 28 Tcf. Le total cumulé de la production de gaz (gross-reinjected) à fin 2012 est 1256 Tcf laissant un ultime restant de 744 Tcf.

Les plans de liquéfaction du gaz de schiste (il y a de nombreux projets dont celui en tête de Cheniere à Sabine Pass et de nombreux contrats avec l'Europe dont GDZ Suez) me semblent bien peu réalistes, mais en ligne avec les prévisions EIA/AEO 2014 qui prévoit pour dry 38 Tcf en 2040 alors que je ne prévois que 10 Tcf pour gross-reinjected (4% de plus que le dry)

Le gaz non conventionnel devient donc la principale production des US et sur ce scénario AEO 2014 la production future des US de 2012 à 2040 de prés de 900 Tcf et après un pic en 2050 avec un déclin symétrique la production serait nulle vers 2110 donnant **un ultime supérieur à 4000 Tcf**, ce qui nous semble irréaliste, étant le double de notre estimation.

L'EIA/AEO 2014 estime les réserves restantes à fin 2012 de « *wet gas* » à 323 Tcf, de CBM à 14 Tcf, de shale gas à 130 Tcf, soit un total de 467 Tcf, loin des 900 Tcf du graphique EIA.

Fig 92: US production gaz sec EIA/AEO 2014

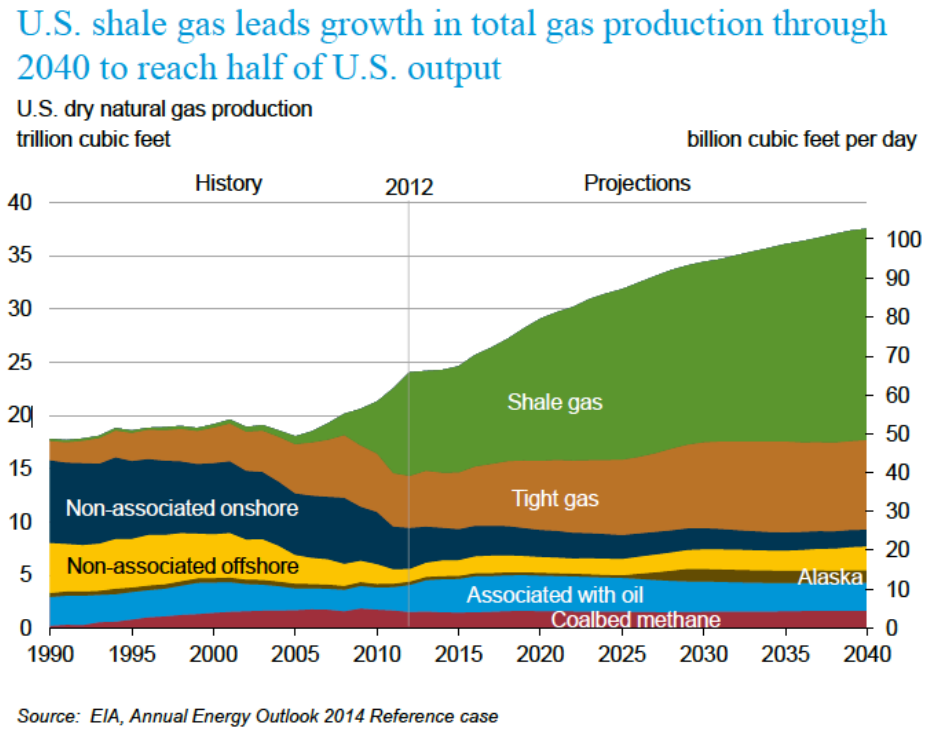


Fig 93: US EIA/AEO 2015

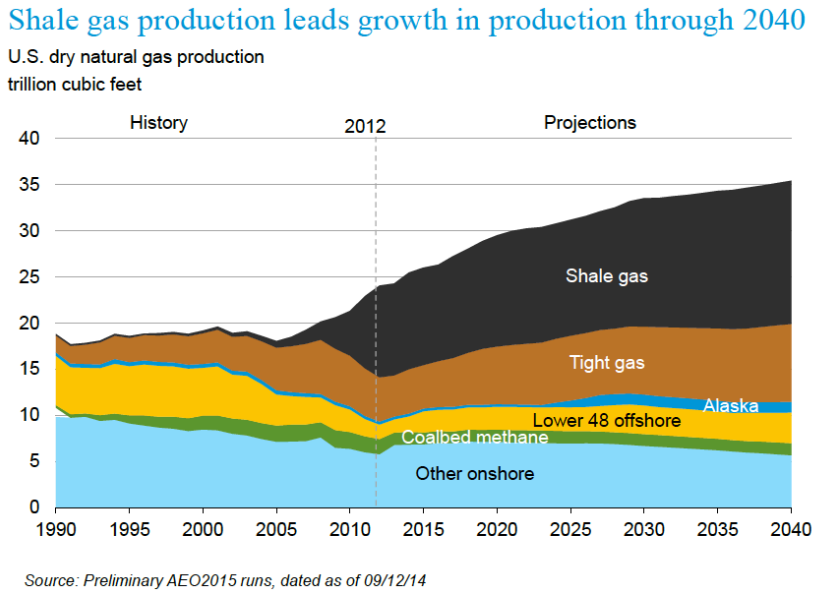


Fig 94: US « shale gas » EIA 2000-2014

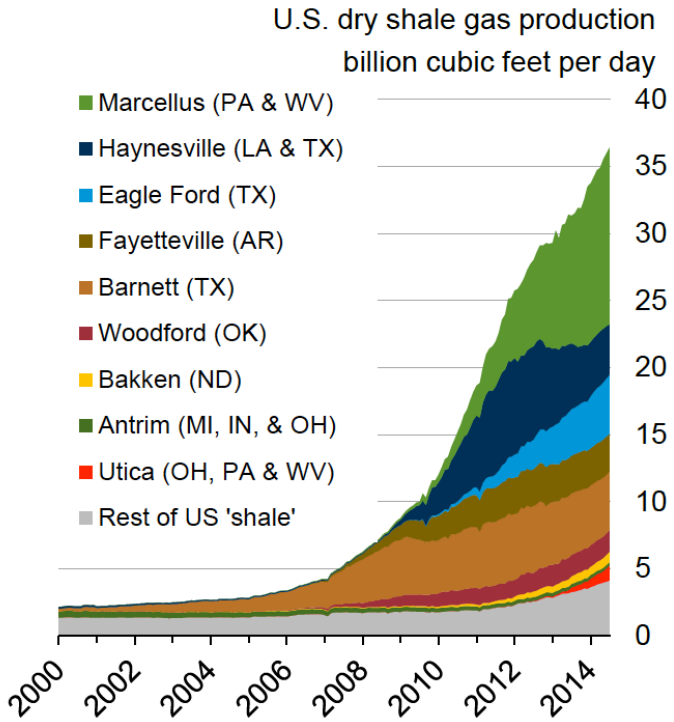
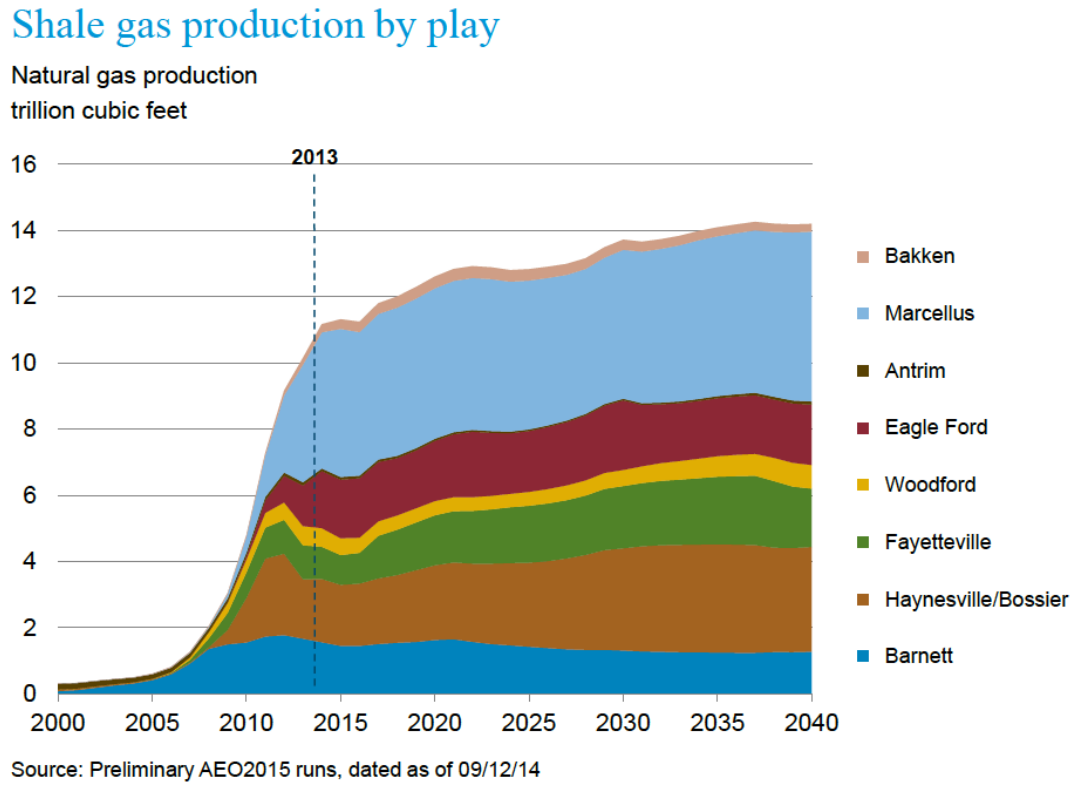


Fig 95: US « shale gas » 2000-2040 AEO 2015 préli

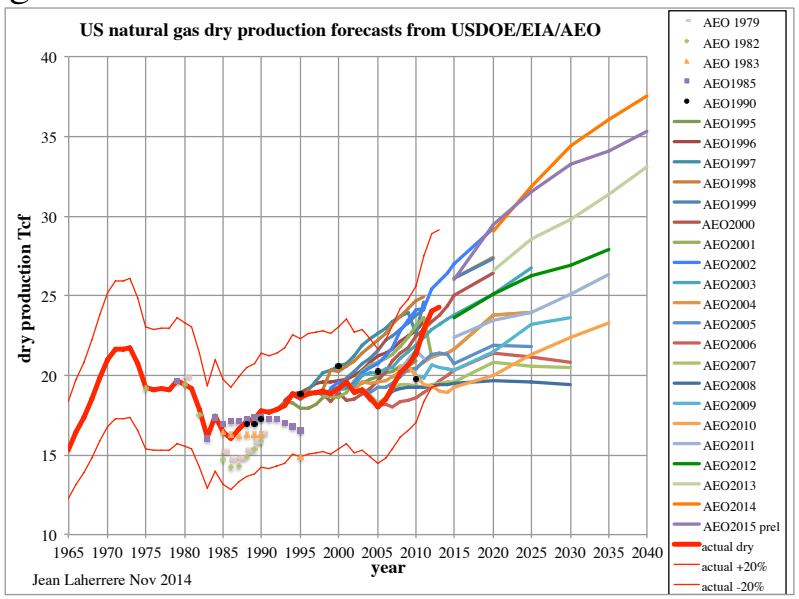


La première production gaz US = Fredonia en 1821 Etat de NY était du gaz de schiste pour l'éclairage en concurrence avec l'huile de baleine qui coutait 300 $2013/b et ce shale gas a été très vite concurrencé par le pétrole bon marché ? Mais un certaine production de Ohio shale a été poursuivie avec le 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 (comme la ruée vers le pétrole du champ d'East Texas en 1931 avait fait chuter le prix de 1 $/b à 0,1 $/b et obliger le gouverneur du Texas de publier la loi martial et de fermer les puits.) La production du Barnett a plafonné comme celle d'Haynesville et d'Eagle Ford, seule celle de Marcellus est en augmentation. Vue le fort déclin il faut forer continuellement (drill baby drill) mais les sweet spots (80ù des puits sont peu économiques et les 20% économiques = sweet spots sont une surface limitée par rapport a la surface de la roche mère). Les producteurs continuent malgré tout de forer pour maintenir les licences et les réserves. Les majors qui ont acheté du shale gas et ont perdu leur culotte (dixit Tillerson patron ExxonMobil qui a paye 41 G$ pour XTO) l'ont fait pour acquérir des réserves dites prouvées avec les nouvelles lois très laxistes de la SEC (prouvé non développé grâce à un modèle gardé confidentiel) afin d'afficher dans leur rapport annuel des réserves qui se maintiennent malgré l'absence de découvertes (2013 a été depuis la première année sans découvertes de champs géants depuis 110 ans = 1903). Les prévisions (AE0) de l'EIA sur la production de gaz sec de 1979 à 2015 (préliminaire) montrent comme pour le brut un nuage erratique qui atteint les 20 % du réel.

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, comme indiqué plus haut 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

Le prix du gaz et le nombre d'appareils de forage pour le gaz passant de 1600 en 2008 ou le prix du gaz était de 8$/Mbtu à moins de 300 appareils quand le prix a chuté a 2 $/Mbtu. 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 a plus de 4 S/Mbtu en 2014, mais le nombre d'appareils n'a pas remonté car le cout du shale gas est de l'ordre de 6 $/Mbu. L'EIA prévoit pour tout 2015 un prix de 4 $/Mbtu, le shale gas resterait non économique en 2015.

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

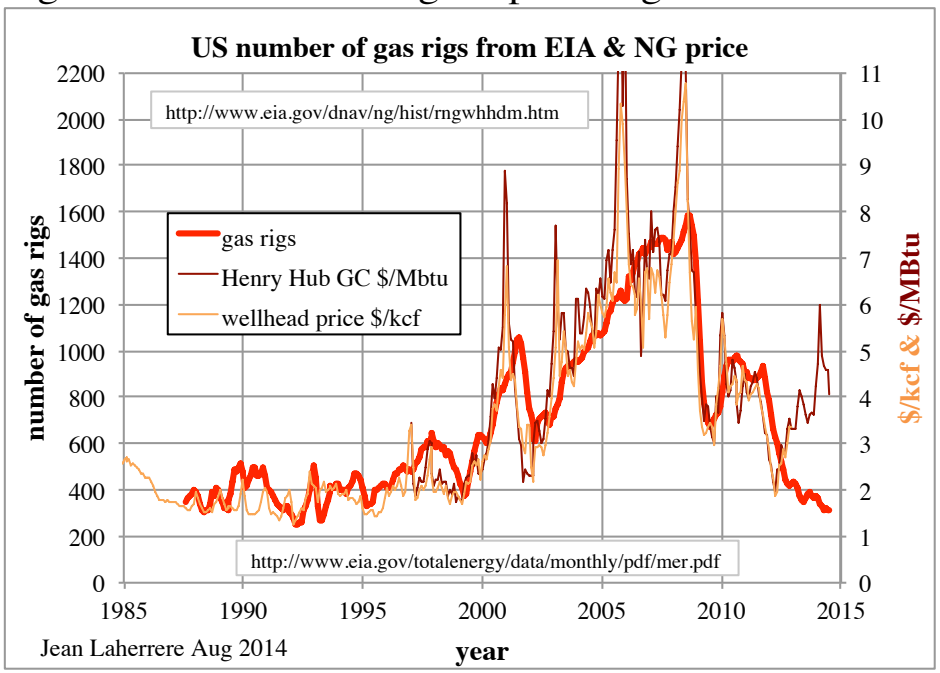
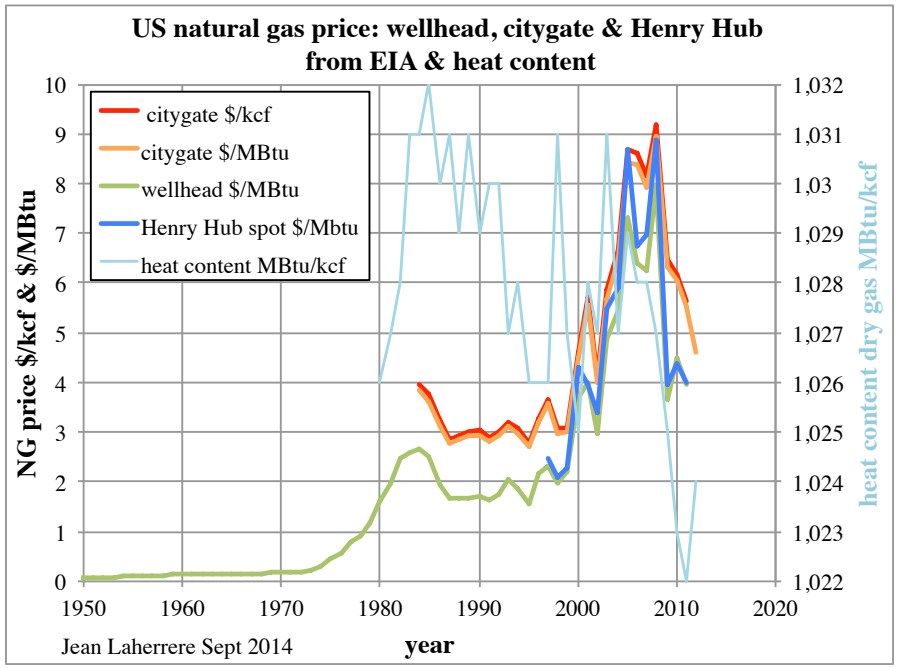
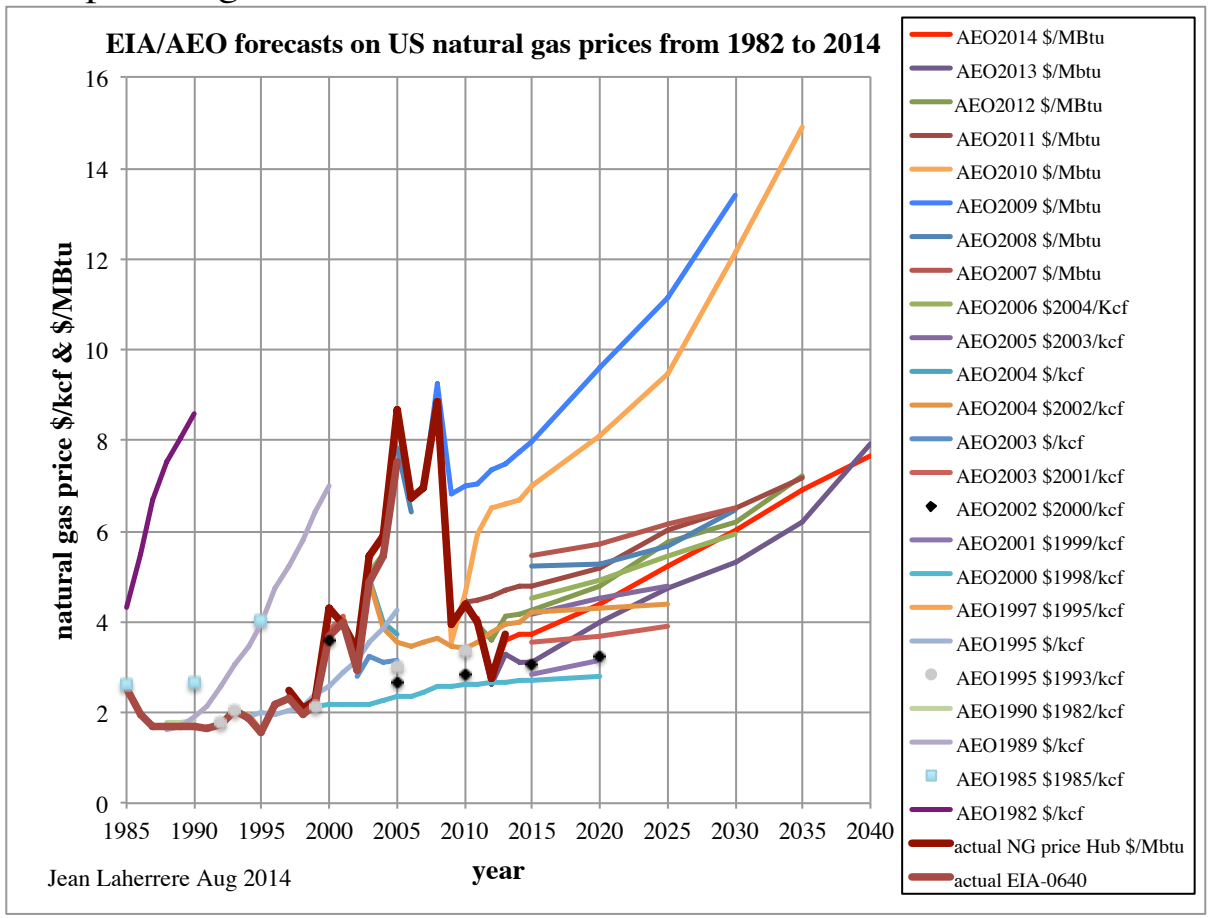


Fig 98: US prix du gaz et pouvoir calorifique



Le prix du gaz depuis 2009 est redescendu au prix de 2000. Le pouvoir calorifique depuis 1980 est variable, mais en baisse sensible depuis 2008

La prévision du prix du gaz par l'EIA de 1982 à 2014 (AEO) montre des performances très mauvaises, même à moyen terme. En 2000 le prix pour 2005 était prévu à 2,5 $/Mbtu (ou kcf), mais il a été de 8 : trois fois plus !
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



Mais il faut comparer le prix du gaz à celui du brut, le ratio prix brut/gaz était à de plus de 6 en 1950 et il a décru doucement pour arriver à 1 en 2003, mais il est remonté brusquement en 2010 pour dépasser 7 en 2012, étant actuellement autour de 4. Il est anormal d'avoir un brut 4 fois plus cher que le gaz, ceci n'est pas soutenable mais fait le bonheur des industriels US qui utilise le gaz comme source d'énergie. Cela a fait baisser le prix du charbon qui est maintenant envoyé en Europe.
Les fabricants américains d'engrais rapatrient leur usine, les projets de liquéfaction du shale gas US abondent (>20) et la première avec Cheniere doit démarrer en 2016 avec des contrats avec l'Europe.
Mais si l'import gaz US diminue et l'export augmente, le net import est encore positif en 2013

Fig 100: US gaz : production, consommation, imports, exports

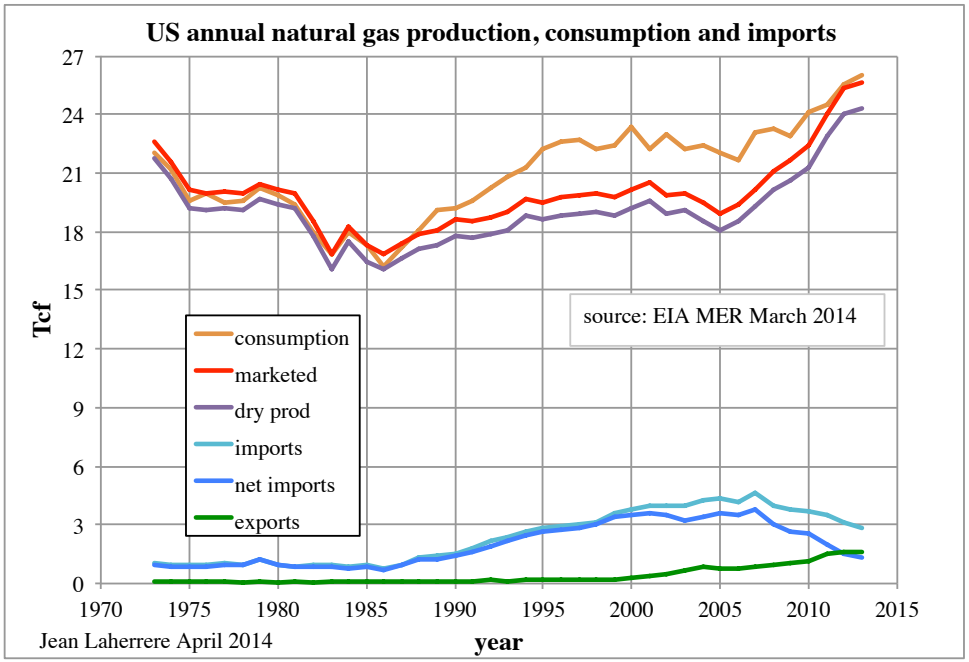
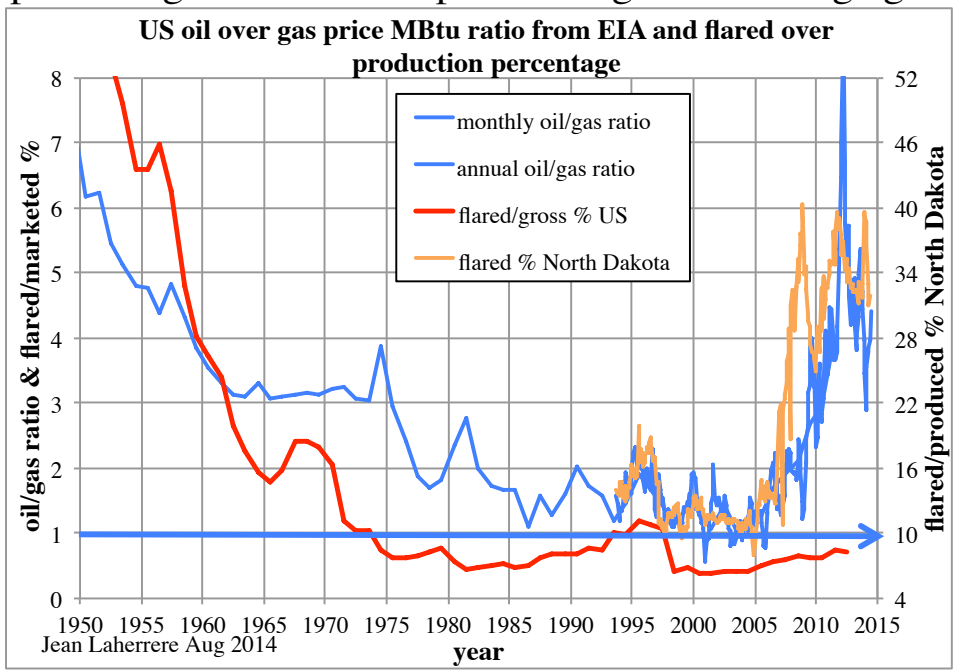


Fig 101: US ratio prix huile/gaz & torchage gaz



Le ratio prix brut/gas corréle bien avec le torchage du gaz : quand le gaz n'est pas cher on le brule plutôt que construire des gazoducs. Les US ont de nombreux points de rassemblement du gaz (Hubs) avec le principal Henry Hub, mais ces hub ont des prix du gaz très variable et très différents suivant les productions locales. le prix

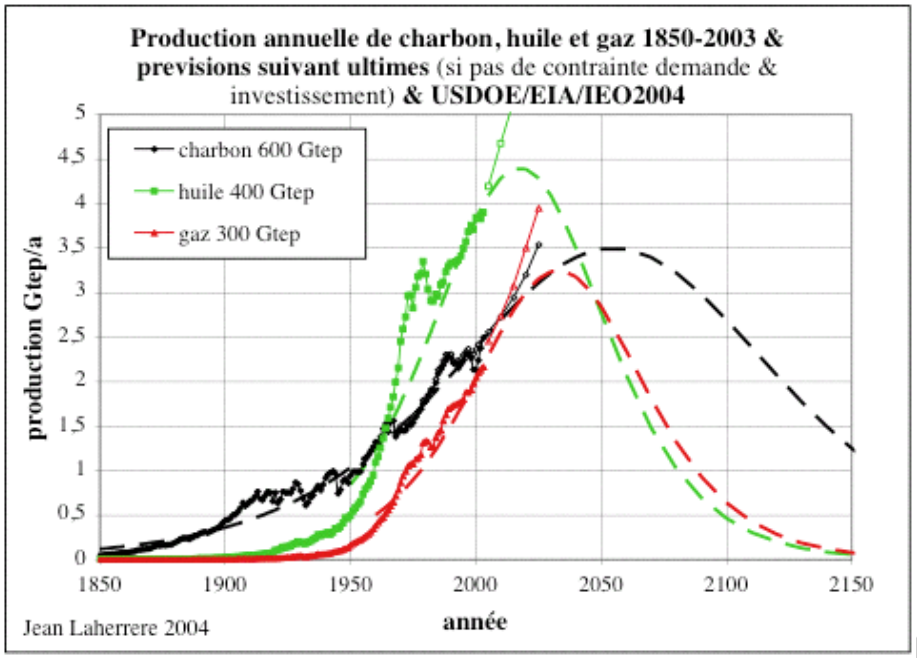
peut varier du simple au double suivant la localité. Au North Dakota ou la production de brut s'est envolé, il n'y a pas de débouché pour le gaz et il est torché actuellement à plus de 30% (soit 150 Gcf/a ou 600 M$)? C'est un gaspillage indécent
Ce n'est que tout récemment que l'Etat a mis des contraintes sur le torchage, mais personne ne veut construire des gazoducs ou des oléoducs, car les constructeurs exigent des garanties de volume sur 20 ans, ce que ne peuvent faire les producteurs : tout est court terme.

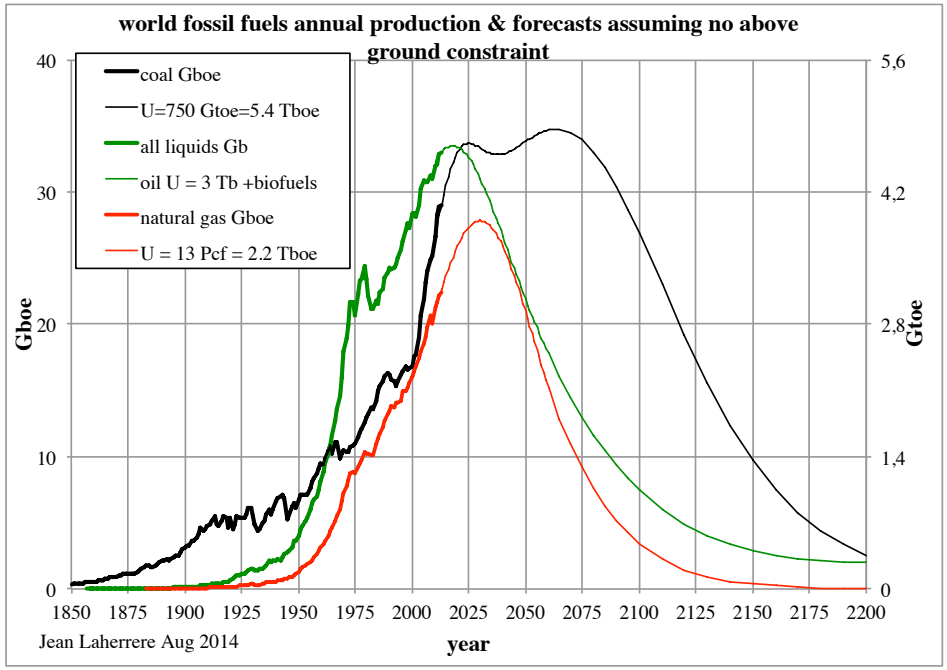
Ce qui est sur c'est que les compagnies dépensent plus qu'ils ne gagnent, ce n'est pas durable !

-3- Combustibles fossiles

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

En 2006 je montrais Figure 30: Production mondiale annuelle de charbon, pétrole et gaz 1850-2150
Fig 10: prévision 2006 production mondiale charbon, pétrole & gaz Fig 103: prévision 2014





Mes prévisions ont changé avec les estimations d'ultimes en 2014 : pas de changement pour l'huile (3000 Gb = 400 Gtep), et le gaz (13 000 Tcf = 300 Gtep), mais changement important pour le charbon avec 750 Gtep au lieu de 600 Gtep avec l'envolée de la production chinoise à partir de 2000

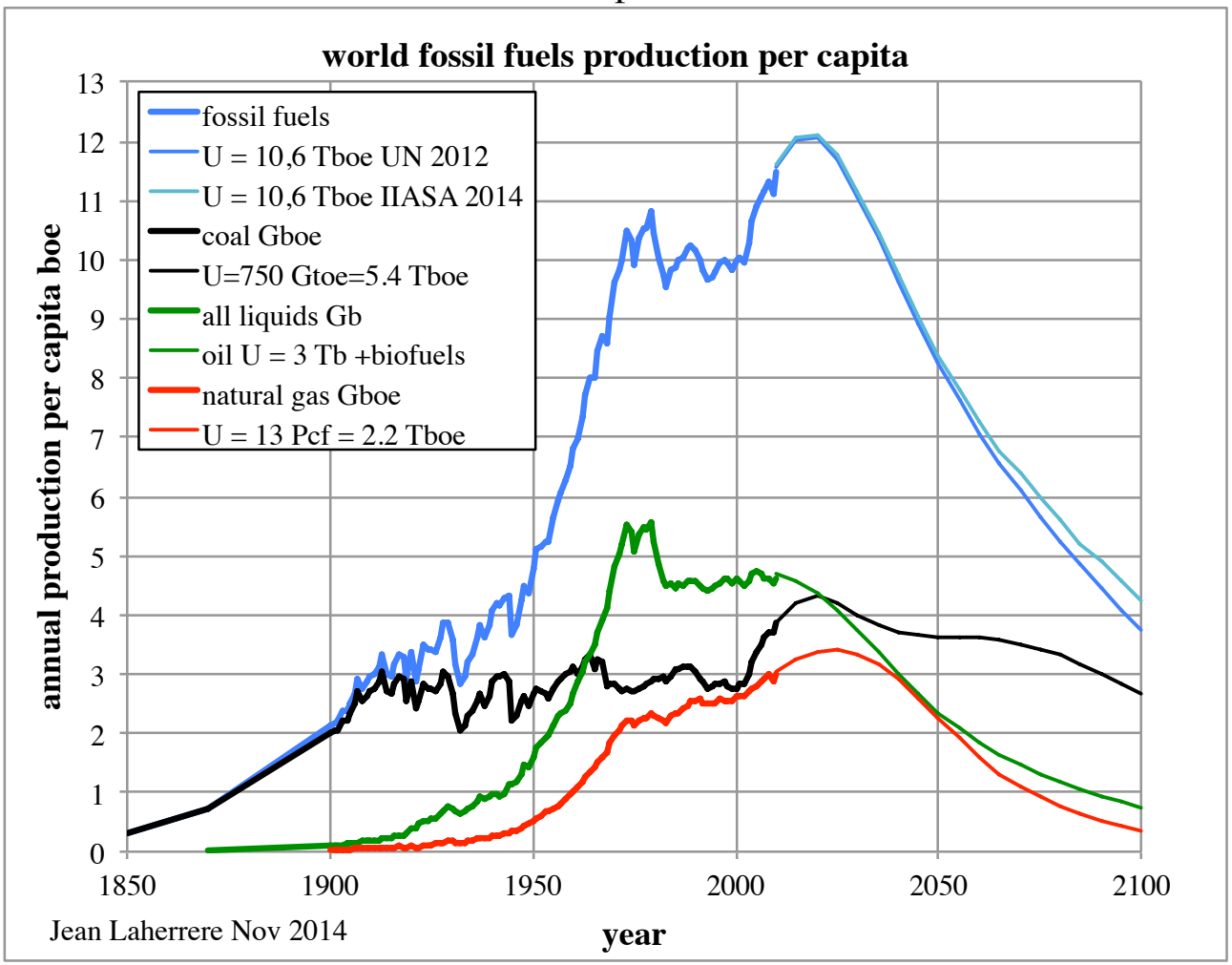
La Chine très polluée va essayer une fois de plus de fermer les petites mines qui tuent et les centrales qui polluent mais l'activité chinoise et son exportation sont basées principalement sur le charbon. La Chine compte beaucoup sur le shale gas mais j'ai des doutes surtout pour le Tarim.

Production mondiale de combustibles fossiles par habitant

La production combustibles fossiles par habitant qui était de 5 bep en 1950 est monté a 10 bep de 1970 à 2000 puis à 11 bep en 2010 (grâce au charbon), elle culminera a 12 bep en 2020 pour diminuer ensuite et retomber à

10 bep en 2030 et à 5 bep en 2080 suivant les prévisions UN 2012. Les prévisions IIASA 2014 ne changent rien jusqu'en 2050 mais augmentent les prévisions pour 2100 de 3,7 tep à 4,2 tep.

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. La croissance de 1850 à 1950 a été faible et depuis 1950 elle est forte et linéaire, mais la terre n'est pas infini et la population plafonnera un jour Les prévisions de population par les Nations-Unies UN sont en augmentation depuis 2003, passant pour 2100 de 9 milliards à 11 milliards, le changement est essentiellement pour l'Afrique qui a doublé passant de 2 à 4 G.

Fig 105: énergie primaire, combustibles fossiles, renouvelables & population échelle log

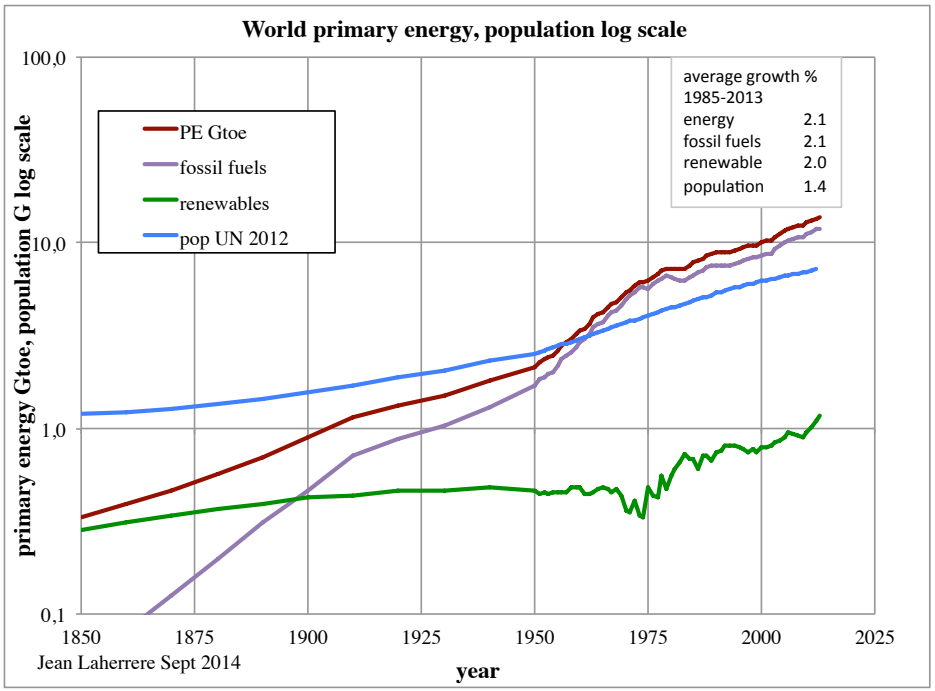
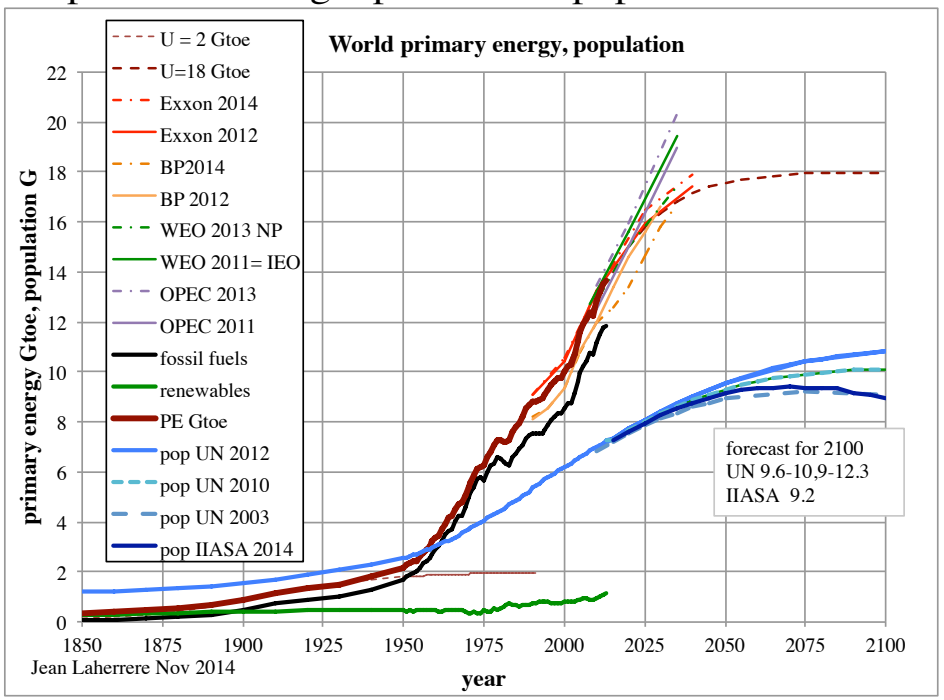


Fig 106: prévision énergie primaire & population 1850-2100



Il est intéressant de comparer l'énergie primaire (en distinguant combustibles fossiles et énergie renouvelable) et la population en échelle log de 1850 à 2013.
Sur la période 1985-2013 la croissance annuelle a été de 2,1 pour l'énergie et les combustibles fossiles, de 2% pour le renouvelable et seulement de 1,4 % pour la population
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 (fin civilisation Maya)

Fig 107: population échelle log -10 000-2 000

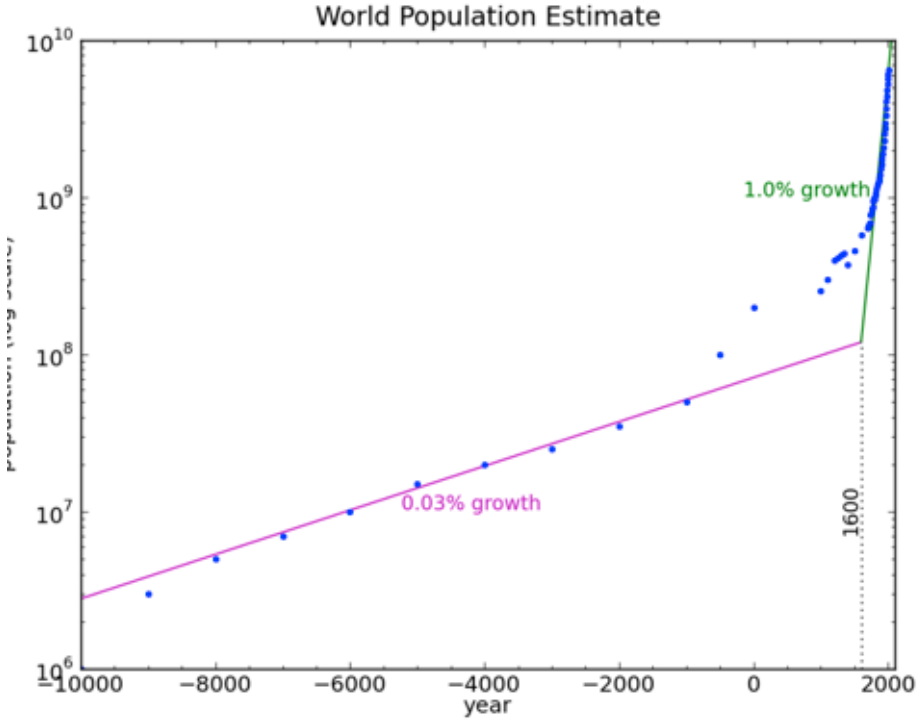
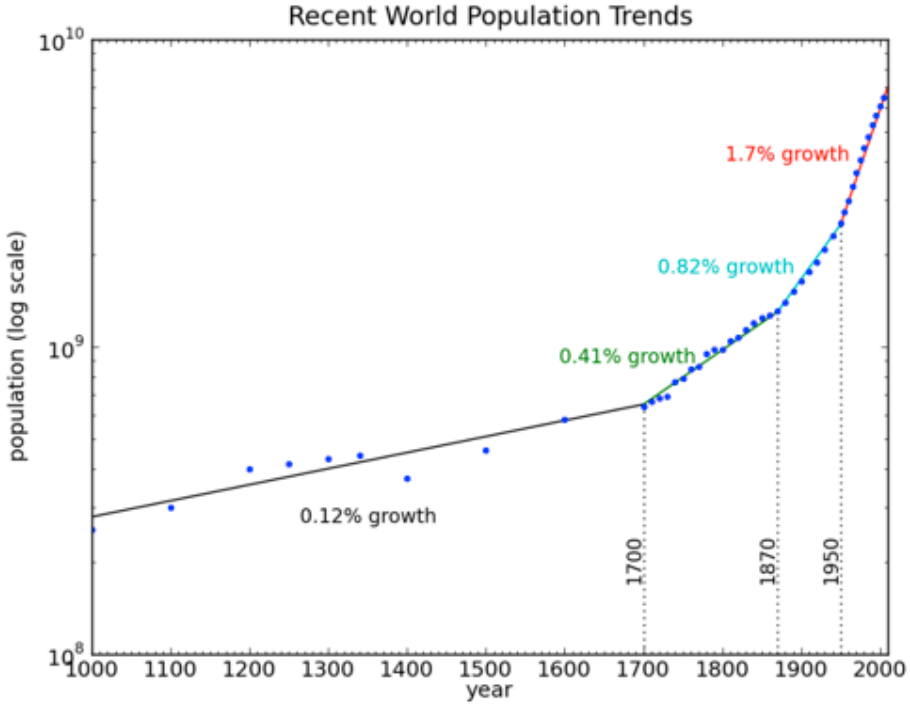
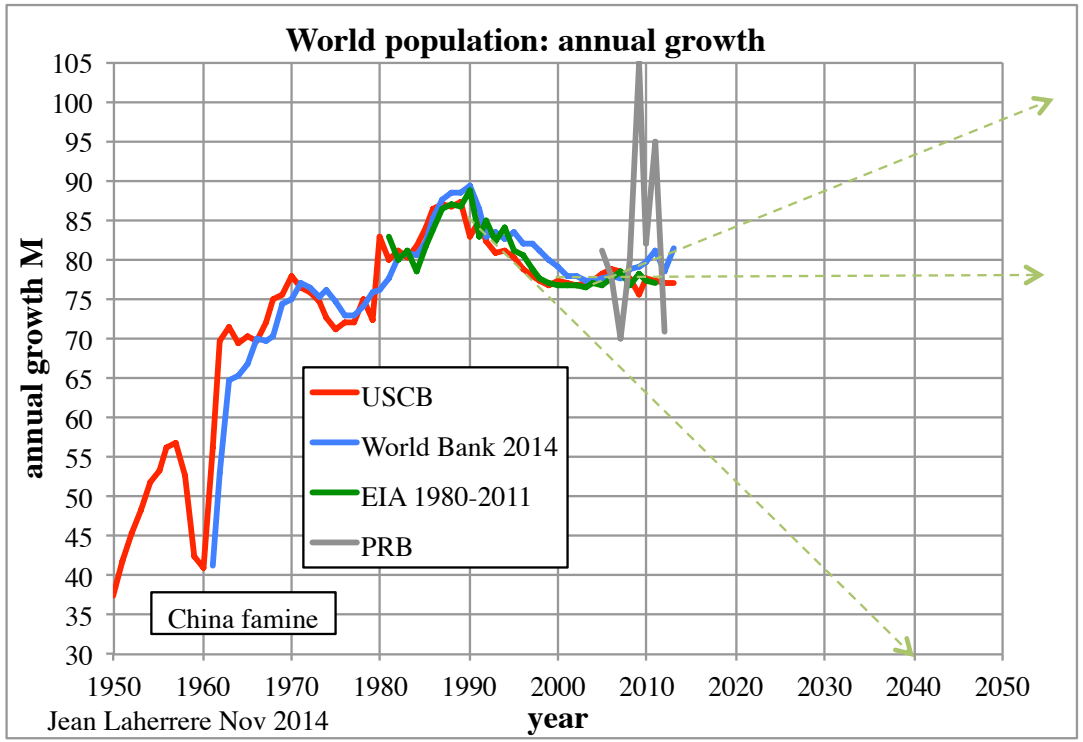


Fig 108: population échelle log -1 000-2 000



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. La grande différence se trouve en Afrique. Les prévisions IIASA 2014 sont proches des celles des UN 2003.
Les prévisions sur la population mondiale sont aussi incertaines que celles sur la production de pétrole ou de gaz !
L'augmentation annuelle de la population mondiale a culminé en 1988 à 88 M et a décru jusqu'en 2000 pour ensuite rester plate et même remonter suivant les sources (BM). L'extrapolation des dernières années est donc impossible. 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.
Fig 109: population mondiale : croissance annuelle en nombre



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. Pour cela il y a des conventions qui sont différentes suivant les pays. En 2001 JM Bourdaire qui dirigeait le département des analyses long terme à l'AIE a fait changer les conventions françaises de l'Observatoire de l'Energie de 1983 pour s'aligner 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

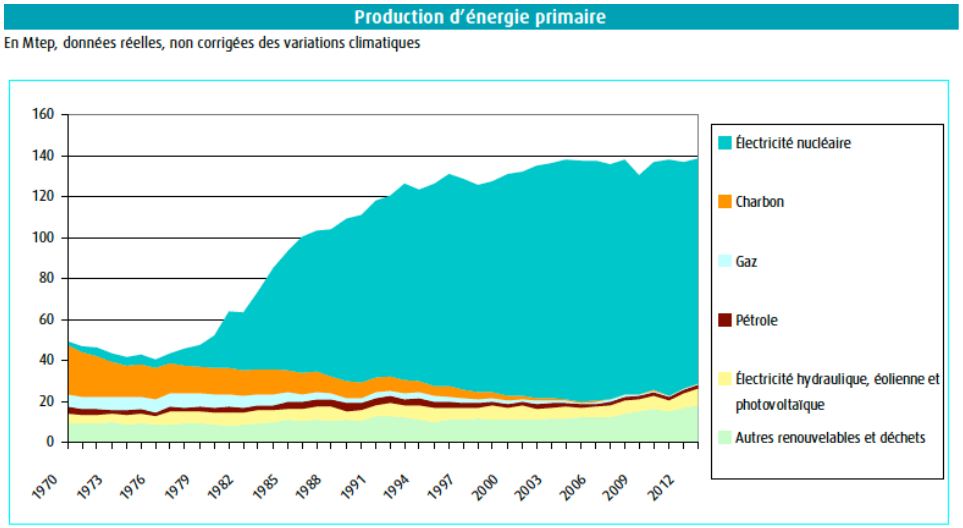
	DGEMP			BP 2002
	nouvelle méthode	ancienne	variation	
Charbon	11,9	11,9	0 %	10,9
Pétrole	96,5	99	-3 %	95,8
Gaz	37,2	37,2	0 %	36,6
Nucléaire	104,4	79,1	+32 %	94,9
Hydro, vent, soleil	6,8	17,7	-62 %	18,1
Autres renouvelables	12,2	12,1	+1 %	
Total	269	257,1	+5 %	256,4

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



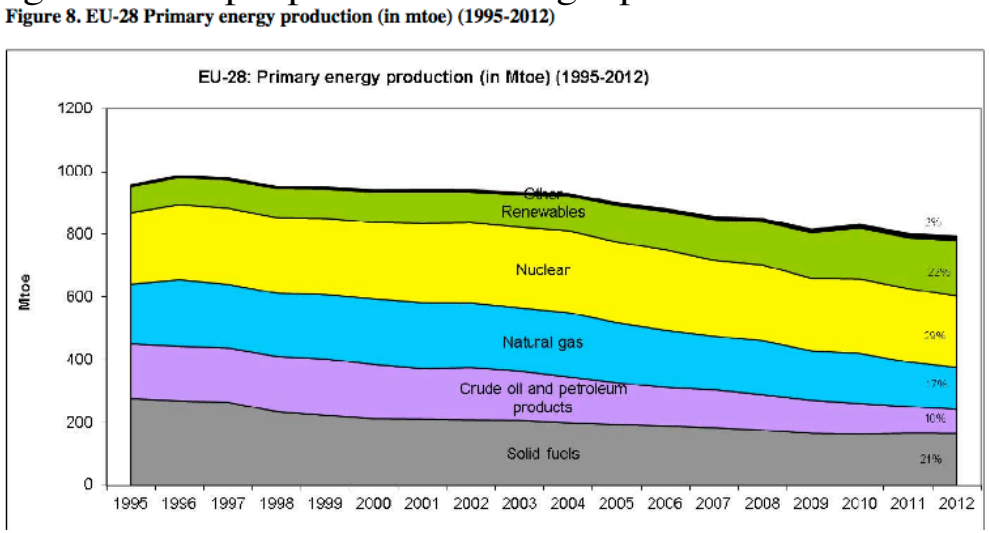
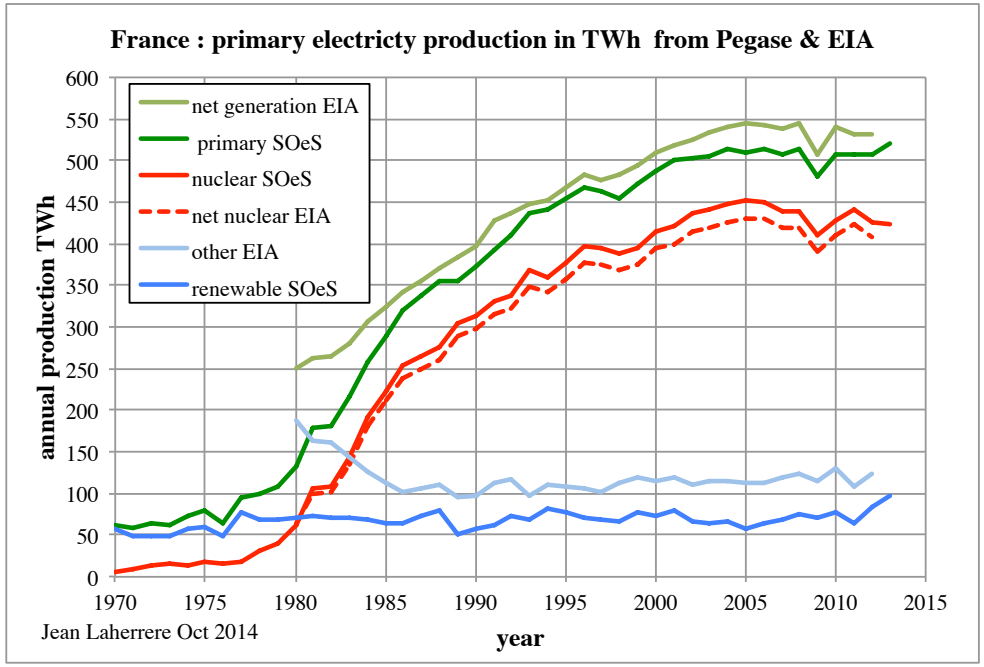
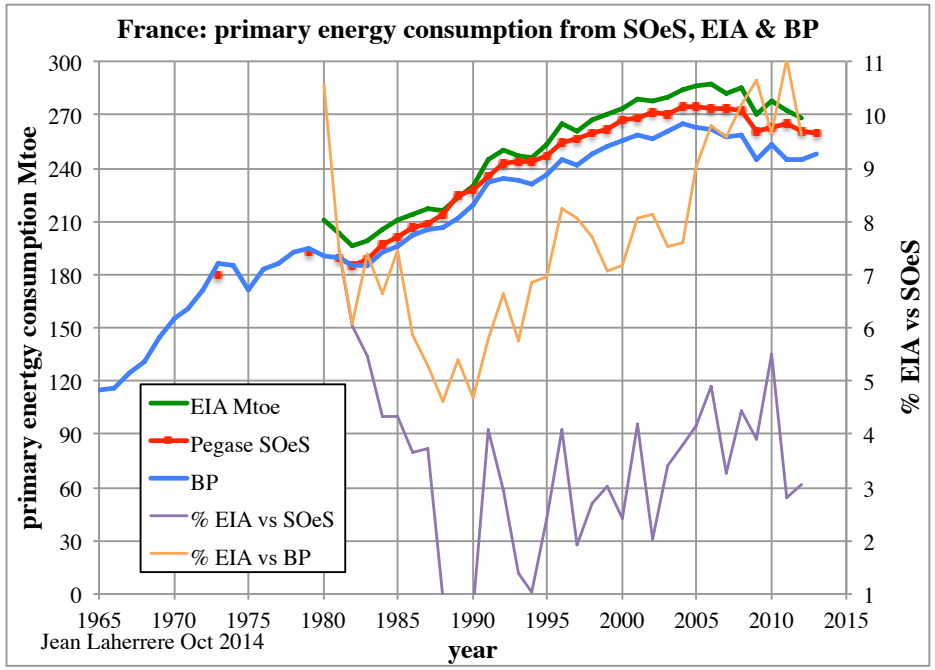


Fig 112: France production électricité primaire SOeS & EIA

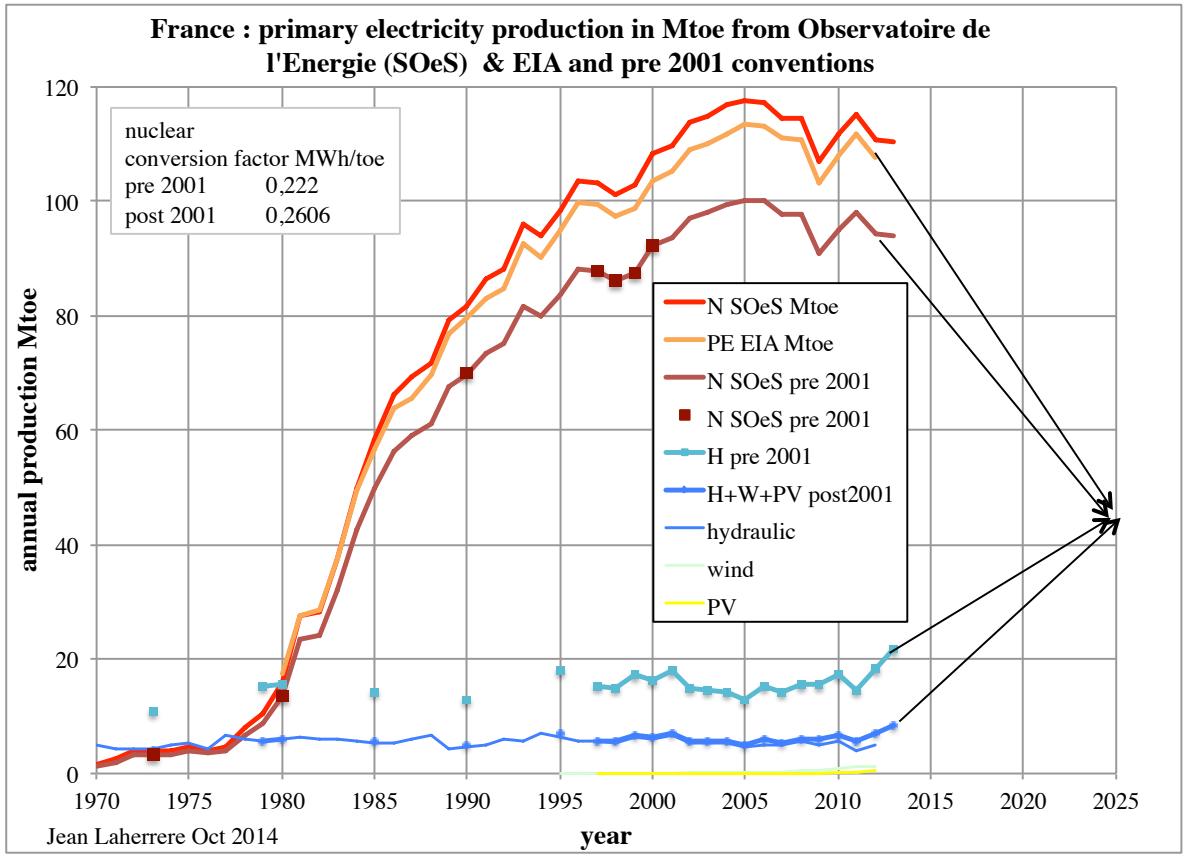
Fig 113: consommation énergie primaire EIA, BP





La consommation d'énergie primaire en France diffère suivant les équivalences des sources : France, USDOE/EIA (plus haut 3% en 2012) et BP (plus bas). EIA est 10% plus haut que BP

L'USDOE/EIA donne les productions d'électricité pour la France de 1980 à 2012
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



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 à atteindre sur ce graphique.
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 production de nucléaire en France n'est pas la même dans les données de SOeS (Observatoire de l'Energie) et de l'USDOE/EIA où elle est inférieure. La production du renouvelable est très supérieure (multipliée par 1,5 à 2, comme les données SOeS pre 2001 = 2,6 post 2001) dans les données EIA que dans celles de SOeS.
L'augmentation de l'éolien et du photovoltaïque de 2005 à 2012 est inférieure à la variation de l'hydraulique

Fig 115: France : électricité renouvelable

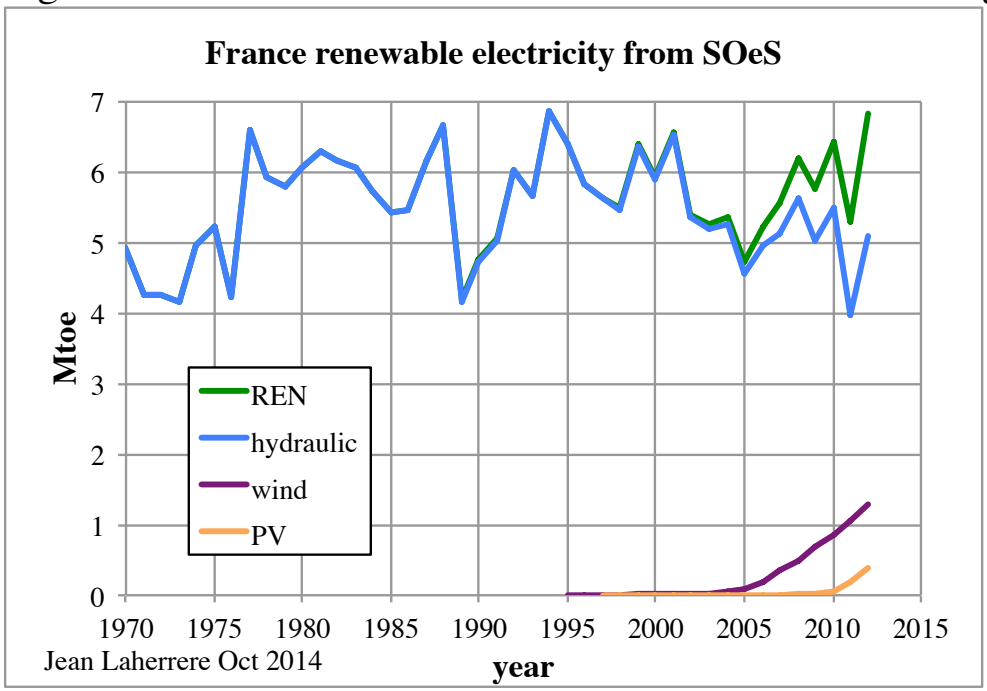
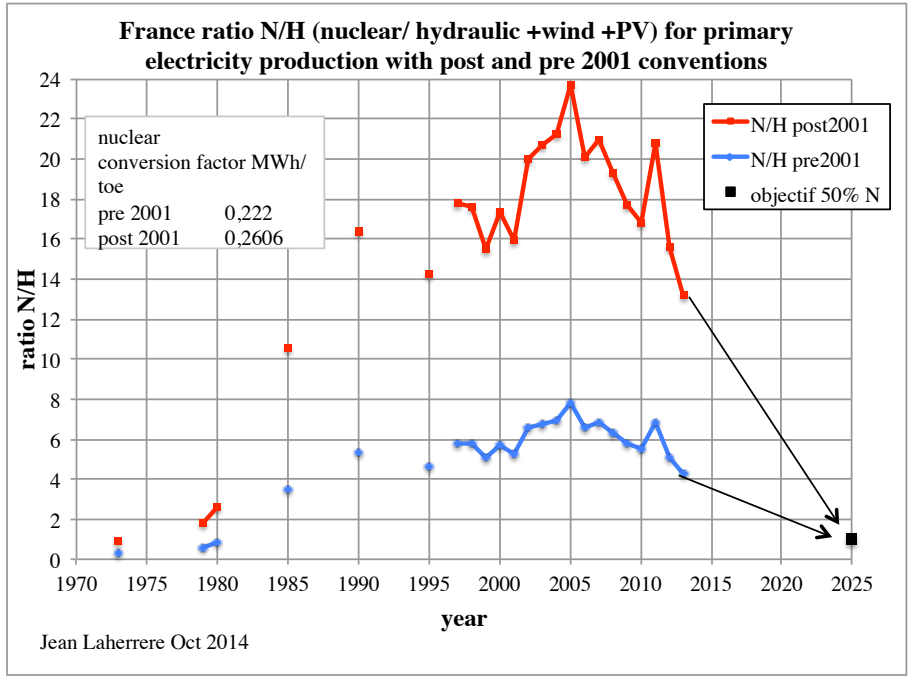


Fig 116: France ratio nucléaire/hydraulique + vent + PV

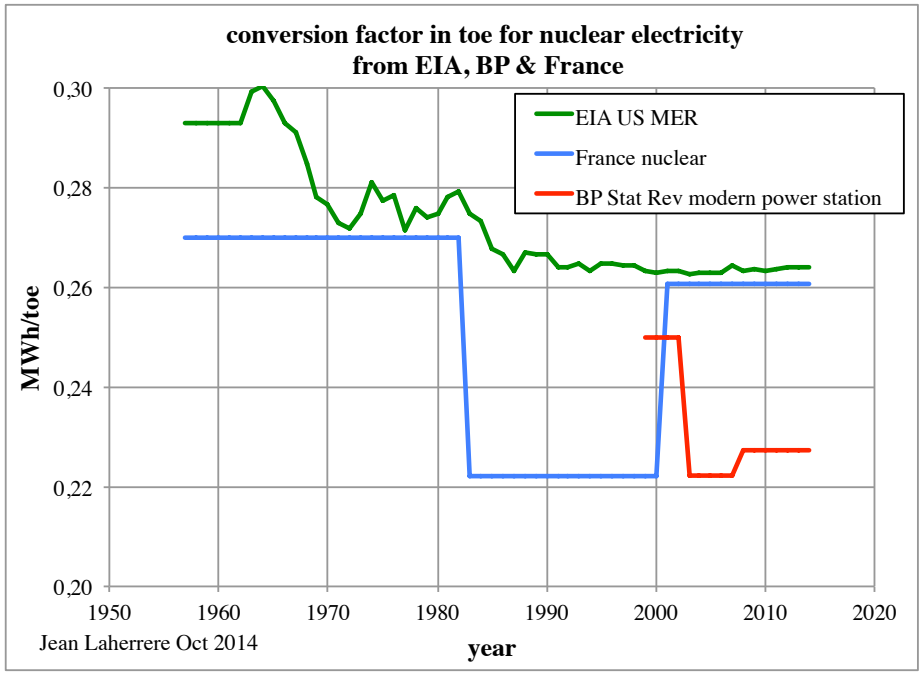


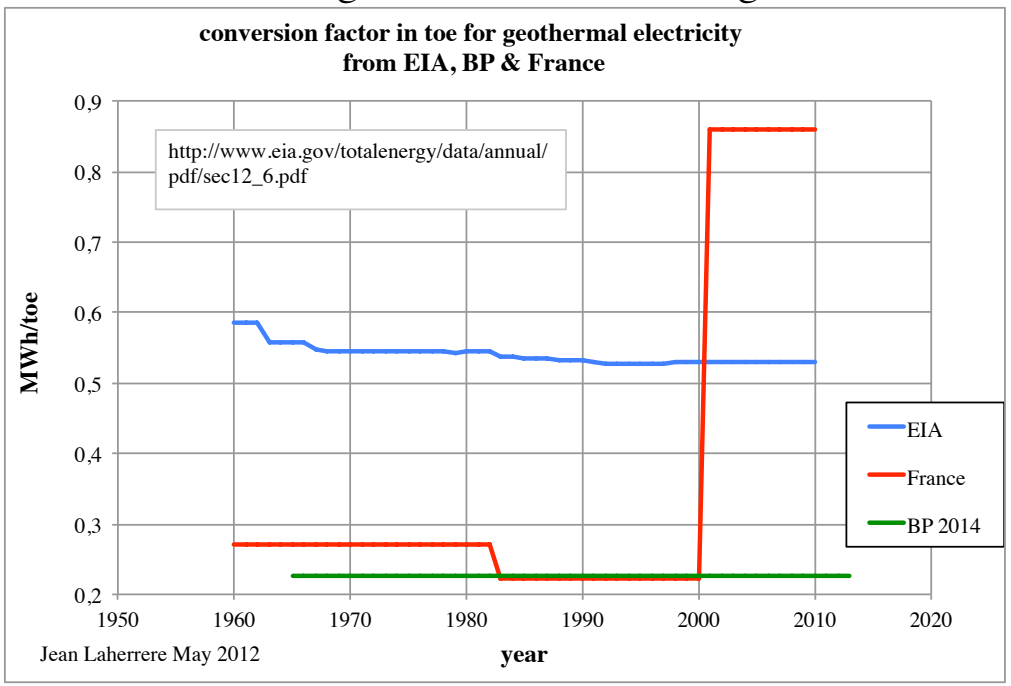
Le ratio de la part nucléaire en Mtep par rapport au renouvelable (hydraulique plus éolien plus photovoltaïque) a eu un pic en 2005 avec l'augmentation de l'éolien La convention post 2001 qui a augmenté le nucléaire et diminué le renouvelable montre un déclin différent du ratio N/H mais l'augmentation de 2011 (baisse de l'hydraulique) montre que la technologie n'est pas tout !
L'objectif de réduire dans la production d'énergie primaire le nucléaire à *50% à l'horizon 2025* ne précise pas la l'unité utilisée: TWh ou Mtep ! Le pourcentage est fait sur les TWh, mais c'est logique de le faire sur les Mtep.

Il serait aussi logique de le faire sur la consommation de l'énergie primaire et non la production de l'électricité.. Les données nationales de l'Observatoire de l'énergie sont différentes des données internationales de l'USDOE/EIA. Il faut donc atteindre le ratio nucléaire/ non nucléaire de 1. Cela semble faisable sur la tendance 2005-2012 alors qu'il semble impossible dans le graphique donnant les productions en Mtep. Il faut se méfier des tendances suivant le type de présentation !

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





De même pour la géothermie, le changement de la France est une multiplication par 4 ; ce n'est pas rien.

La France a varié ses conversion énergétiques en 1983 et en 2001, à quand le prochain changement ?

Pour 2012 la consommation d'énergie en France varie suivant les sources: le bilan énergétique 2013 donne la consommation électrique sans donner le décompte du nucléaire et l'hydraulique est groupé avec l'éolien et le PV,

mais il est détaillé dans la production où la valeur hydraulique 2012 est 63 TWh pour Ref 2012 mais 64,2 TWh dans Ref2013, alors que le nucléaire est 425,4 TWh. Le pourcentage du nucléaire varie de 39 à 43%.

consommation énergie primaire en 2012

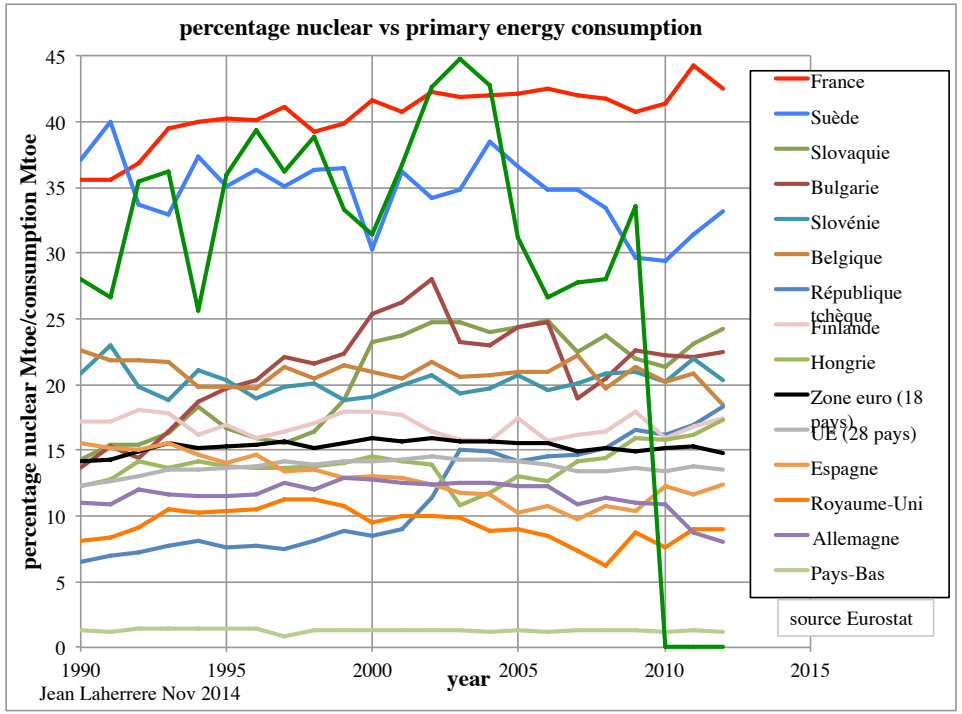
	BP		Eurostat		Pégase		Références	
	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%
pétrole	81,0	33	80,4	31	77,9	30	79,7	31
gaz	38,0	15	38,2	15	37,6	14	38,5	15
charbon	11,5	5	11,5	4	11,1	5	11,1	4
nucléaire	95,9	39	109,7	42	110,4	43	86,1	33
hydro	13,1	5			4	2	13	5
renouvelables	5,5	2			17,9	7		
total	245,3	100	258,4	100	259,6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

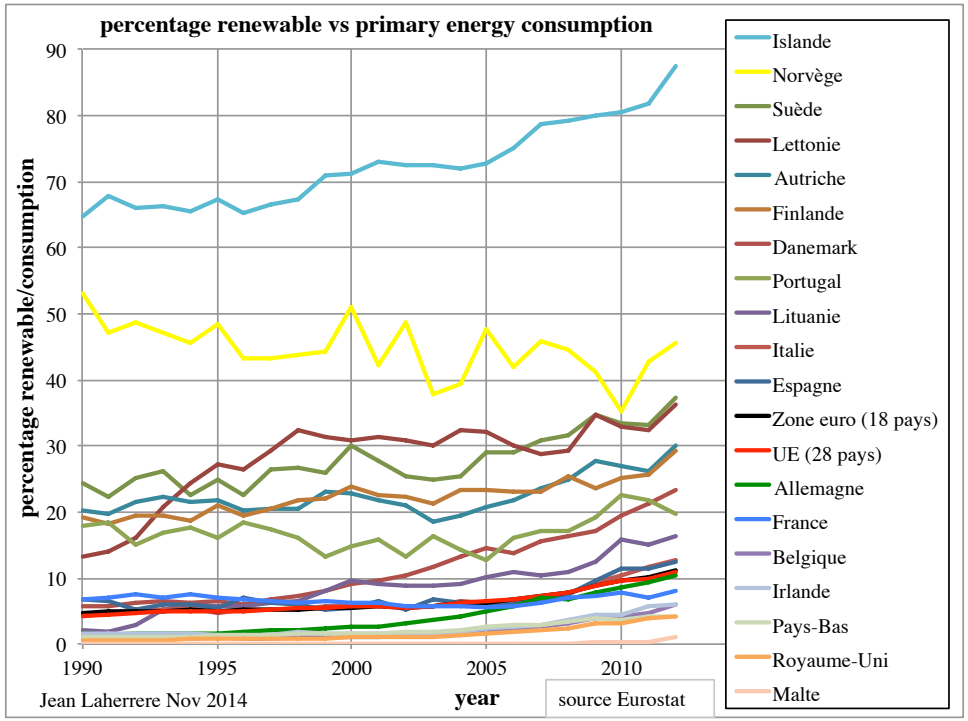
Le pourcentage du nucléaire dans la consommation énergie primaire en Europe varie suivant les pays et le temps. La France avec 41% est en tête en 2012 devant la Suède à 33%, alors que la moyenne de l'Union Européenne est 14%. La Lituanie alors qu'elle était en tête en 2003 avec 45% a fermé sa centrale nucléaire (du type Tchernobyl) d'Ignalina fin 2009 pour rentrer dans l'UE.

Le pourcentage du nucléaire/consommation EP en France a augmenté depuis 1990 alors qu'il a diminué en Suède mais il est resté constant en Europe autour de 15%

Fig 119: % nucléaire/consommation EP en Europe

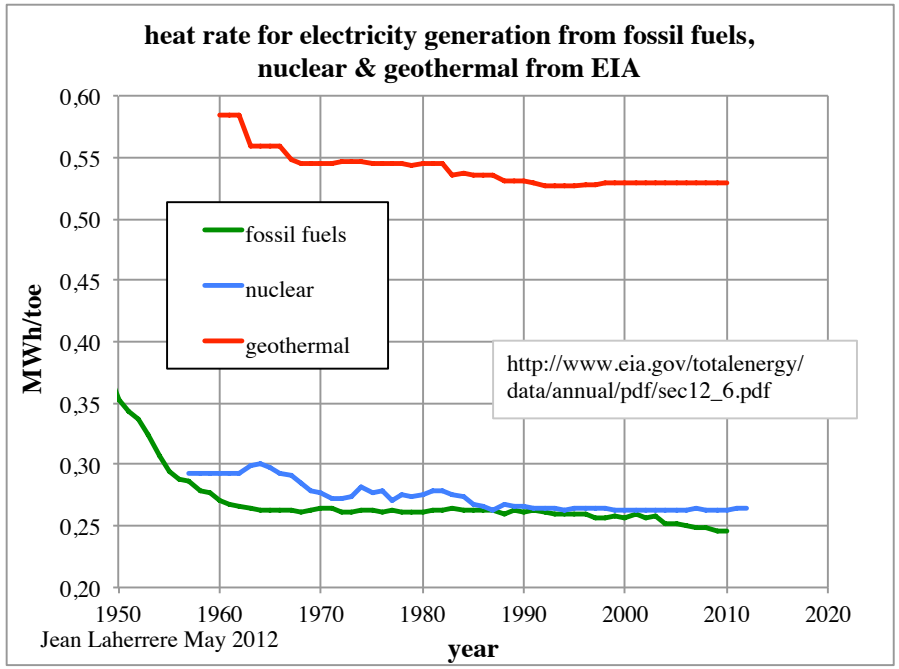
Fig 120: % renouvelable/consommation EP en Europe





Le pourcentage du renouvelable/consommation EP 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%.

Le pouvoir calorifique des combustibles fossiles, du nucléaire et de la géothermie a diminué dans les chiffres de l'EIA : les sources deviennent moins énergétiques !
Fig 121: taux conversion MWh/tep EIA



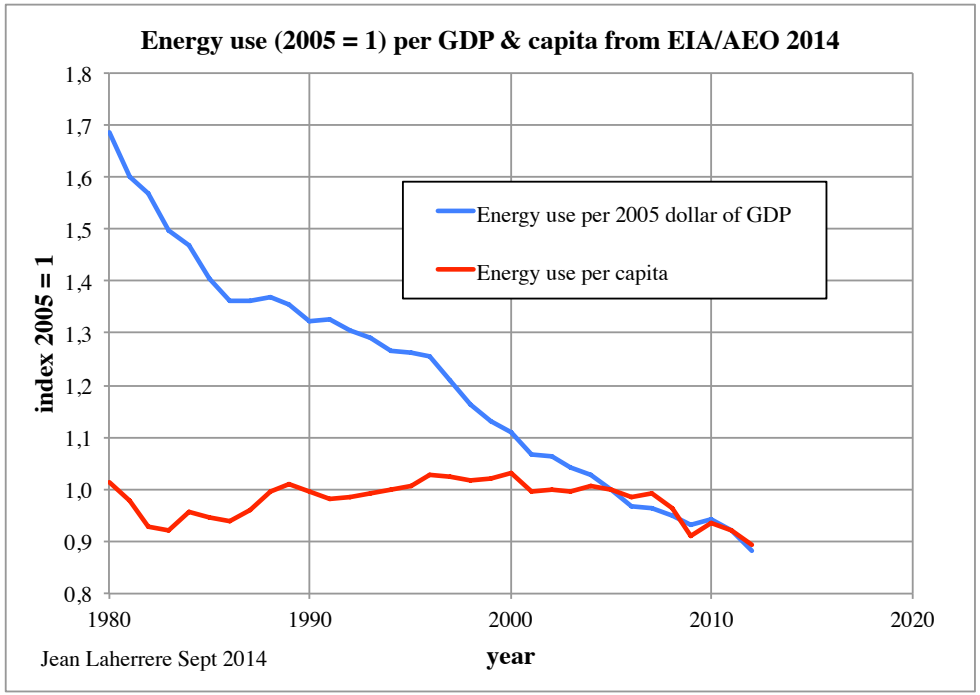
Intensité énergétique

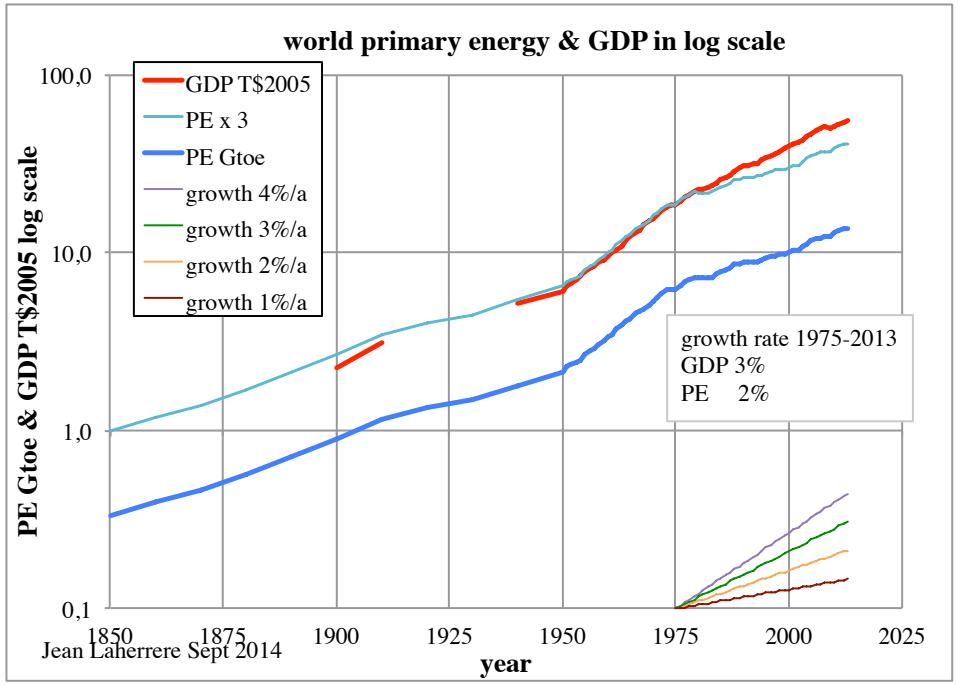
Les économistes vantent la diminution de l'intensité énergétique qui est le ratio consommation énergétique divisé par le PIB.

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

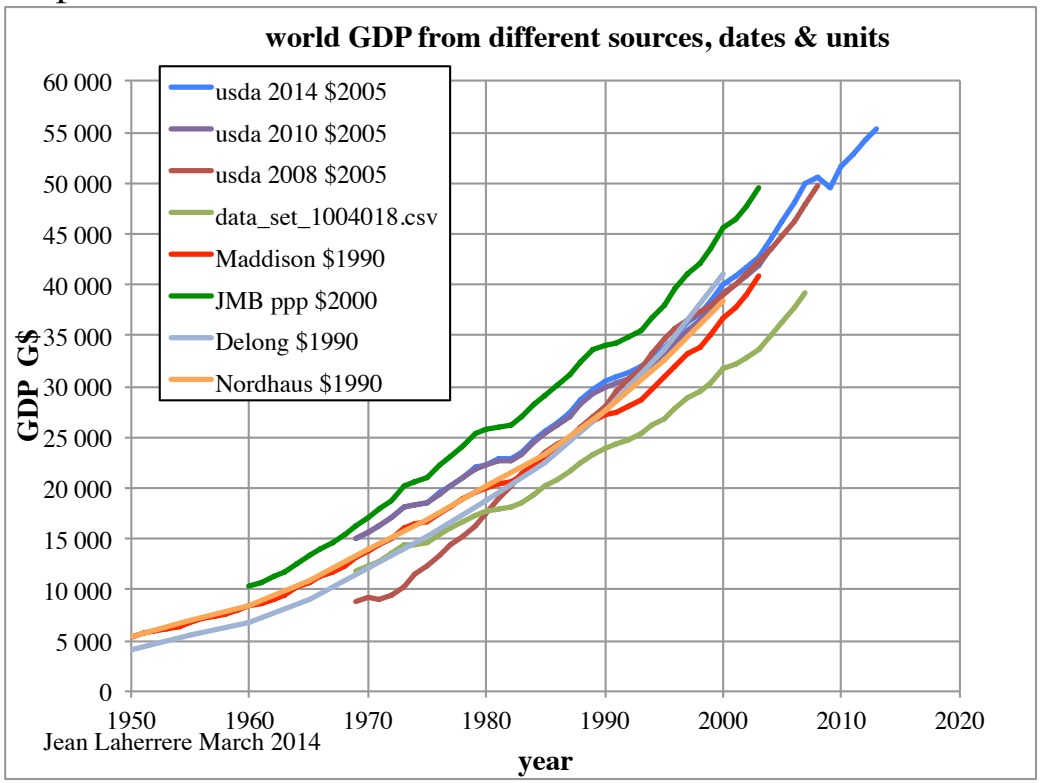




Sur la période 1850-2013 le PIB mondial en T$2005 et l'énergie primaire en Gtep sont comparés en échelle log, la courbe 3 fois l'énergie primaire est ajoutée. Il est remarquable que de 1900 à 1975 le PIB coïncide avec 3 fois l'énergie, mais de 1975-2013 cela diverge, car le PIB augmente de 3%/a et l'énergie de 2%/a
d'ou **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. En 1974 Richard Easterlin a constaté qu'une hausse du PIB ne conduit pas à une hausse du bien-être (paradoxe d'Easterlin), notamment pendant les Trente Glorieuses.

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 prostitution dans le PIB, car certains pays le font.
De plus le PIB est publié en valeur nominale et en dollar constant, mais l'inflation varie avec les pays et est elle aussi manipulée.
Le PIB mondial varie selon les sources sur la période 1950-2013 et la fourchette est considérable
Fig 124: PIB monde d'après source diverses & dates & unités



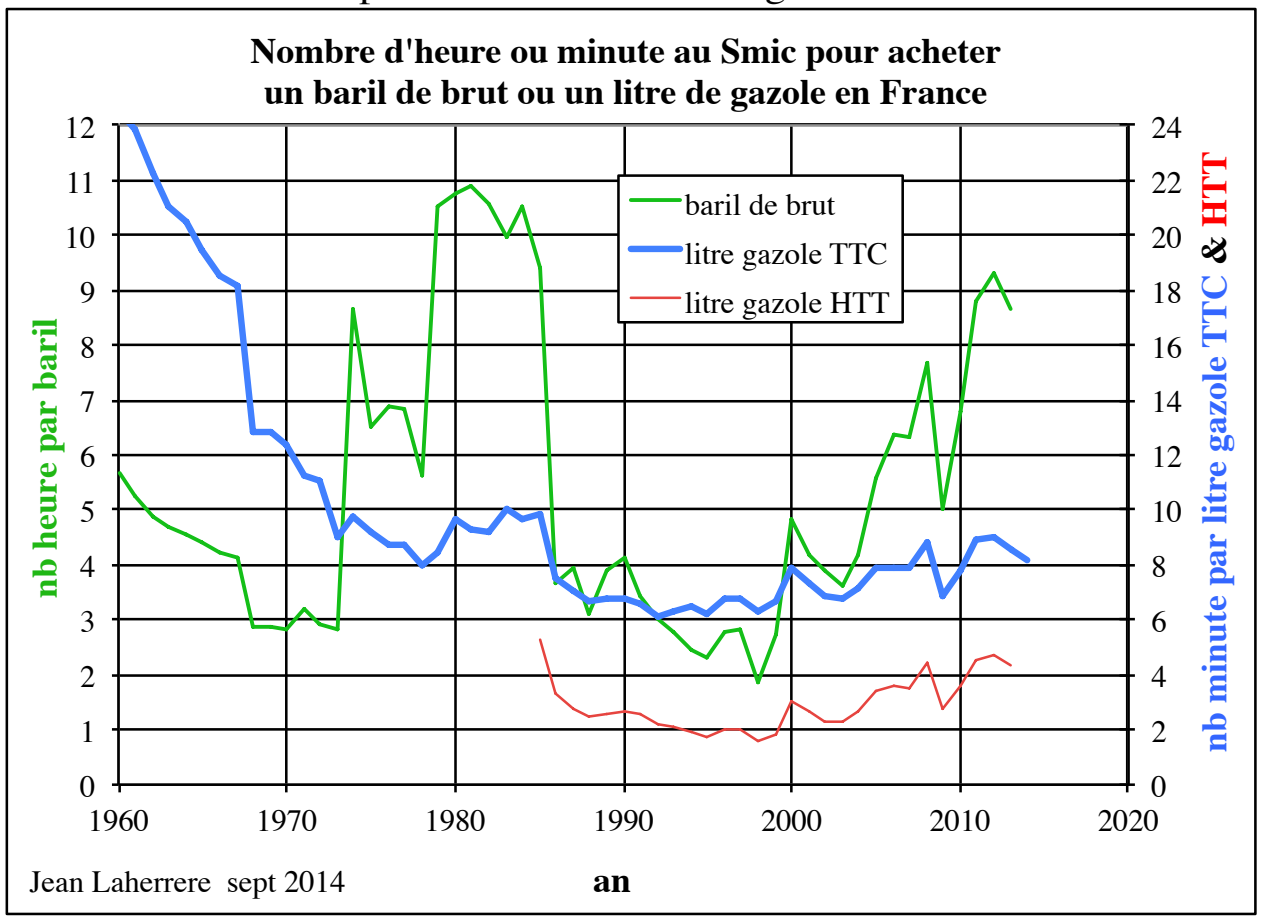
Il faut donc constater que le PIB est un mauvais indicateur, manipulé et mal mesuré : il faut s'abstenir de faire référence au PIB et donc à l'intensité énergétique.

-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



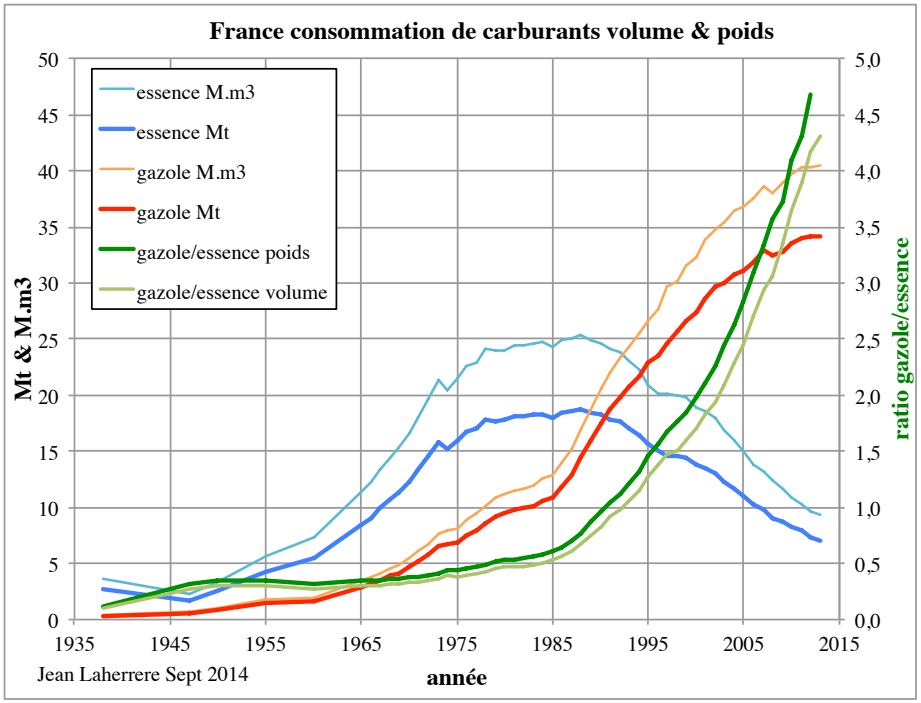
Le diesel est plus lourd que l'essence et donc en volume plus énergétique (+7%). Il doit donc être vendu plus cher que l'essence, ce qui se fait au Royaume-Uni et en Suisse et aux US, mais pas dans la majorité des pays de l'Europe. En moyenne le diesel est vendu 10 c€/L moins cher que l'essence mais en France c'est 14 c€.
Le prix des carburants en Europe à fin Septembre 2014 (FIA) est classé en fonction de la différence diesel et SP95 variant de +0,054 €/L au Royaume-Uni à -0,336 €/L en Grèce

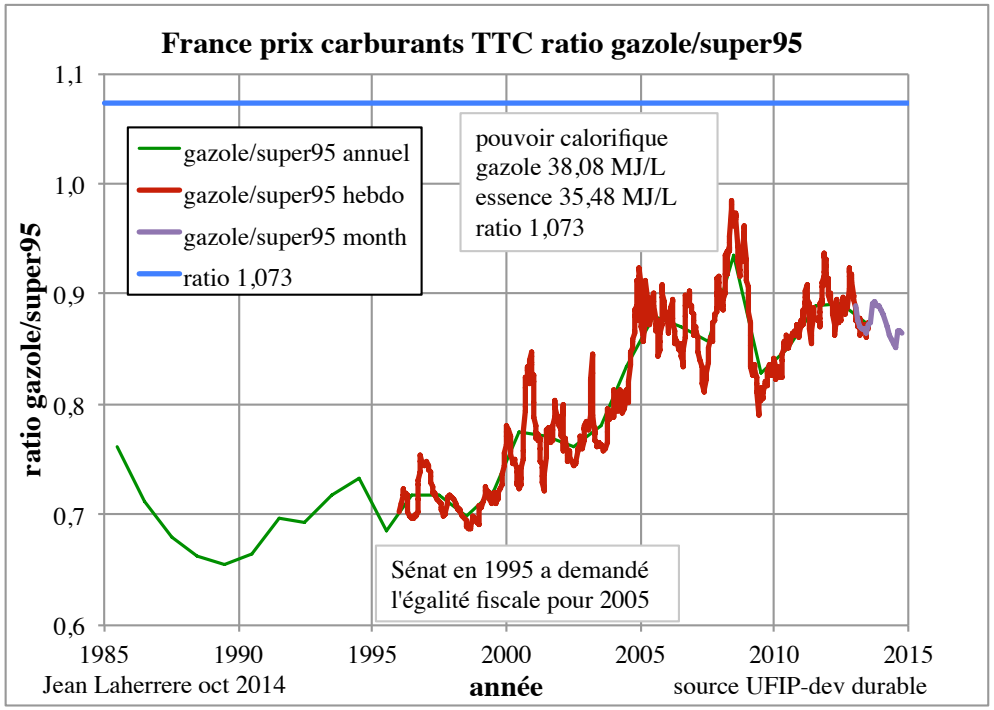
€/L	SP95	diesel	diesel - SP95
Royaume-Uni	1,652	1,706	0,054
Suisse	1,457	1,49	0,033
Serbie	1,284	1,31	0,026
Bosnie et Herzégovine	1,227	1,253	0,026
Bulgarie	1,304	1,329	0,025
Hongrie	1,356	1,375	0,019
Estonie	1,274	1,259	-0,015
République Tchèque	1,33	1,308	-0,022
Pologne	1,266	1,237	-0,029
Russie	0,725	0,695	-0,03
Suède	1,582	1,548	-0,034
Lettonie	1,309	1,266	-0,043
Croatie	1,408	1,353	-0,055
Autriche	1,37	1,31	-0,06
Lituanie	1,309	1,246	-0,063
Espagne	1,396	1,32	-0,076
Slovénie	1,447	1,359	-0,088
Ukraine	0,951	0,862	-0,089
Irlande (Eire)	1,57	1,47	-0,1
Monténégro	1,34	1,24	-0,1

Italie	1,788	1,664	-0,124
Slovaquie	1,469	1,343	-0,126
Andorre	1,26	1,12	-0,14
France	**1,5**	**1,357**	**-0,143**
Allemagne	1,519	1,359	-0,16
Luxembourg	1,321	1,161	-0,16
Finlande	1,605	1,443	-0,162
Norvège	1,906	1,728	-0,178
Danemark	1,608	1,427	-0,181
Macédoine	1,244	1,058	-0,186
Belgique	1,617	1,428	-0,189
Portugal / Açores	1,542	1,308	-0,234
Pays Bas	1,803	1,473	-0,33
Grèce	1,734	1,398	-0,336

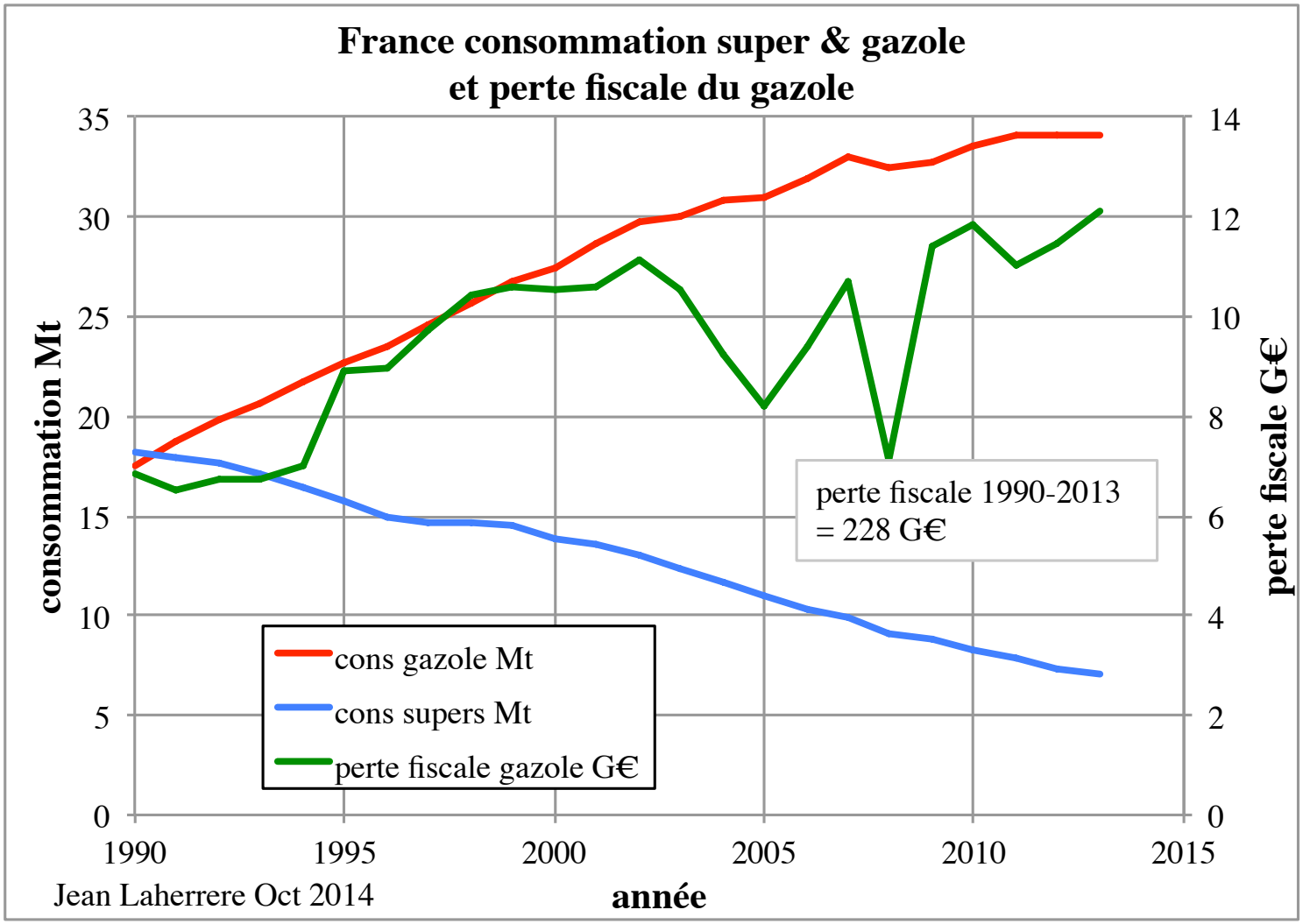
La France est le champion du diesel comme pour le nucléaire, la vente de l'essence s'écroule depuis 1987 et celle du diesel en forte augmentation depuis 1985 est plus de 4 fois supérieure.
La consommation sur la période 1937-2012 en poids et 1937-2013 en volume montre des tendances très nettes.
Fig 126: 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. Ce n'est qu'en 2008 que le ratio gazole /super95 a atteint brièvement 0,98 (égalité en volume = 1, égalité énergétique = 1,07) mais il a rechuté aussitôt et en septembre 2014 il n'est que 0,86 ! Les Français qui réclament l'égalité ne disent rien car la majorité roule au diesel. Il faut dire aussi que si les Français réclament l'égalité, la majorité joue au Loto pour gagner plus de 100 M€, pour être plus riche que riche ! Le diesel devrait être taxé de façon égale à l'essence au niveau énergétique (si le diesel était vendu au kilo son volume serait inferieur à l'essence). Le diesel est donc la plus grande niche fiscale en France car elle se chiffre a 12 G€ en 2013 et le cumul depuis 1990 est à 228 G€.
Mais cette niche fiscale n'est pas dans la liste des niches du gouvernement: le diesel est une spécificité française
De plus les nanoparticules issues du diesel tuent: le Parisien perd 8 mois d'espérance de vie.
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'Energie 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: ainsi **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

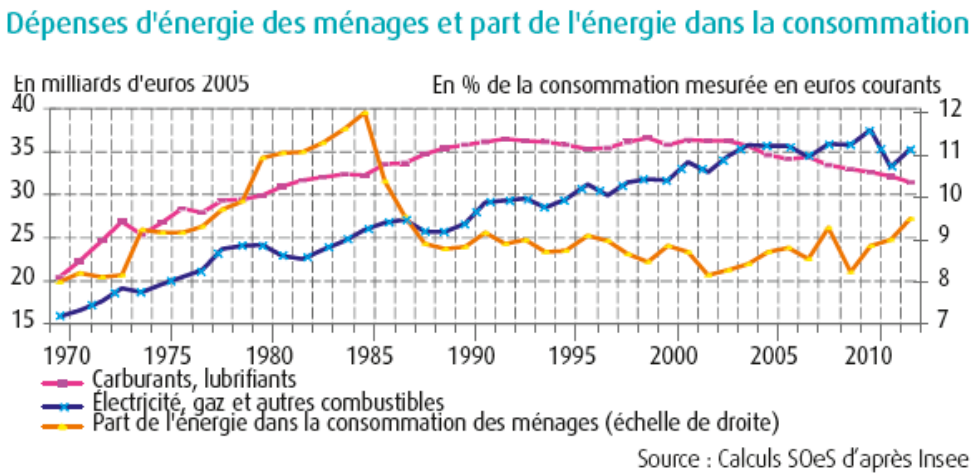


Fig 130: -Repères 2011

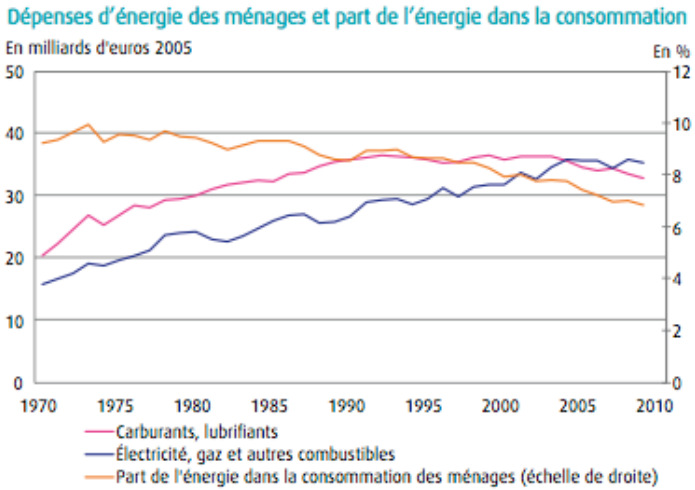
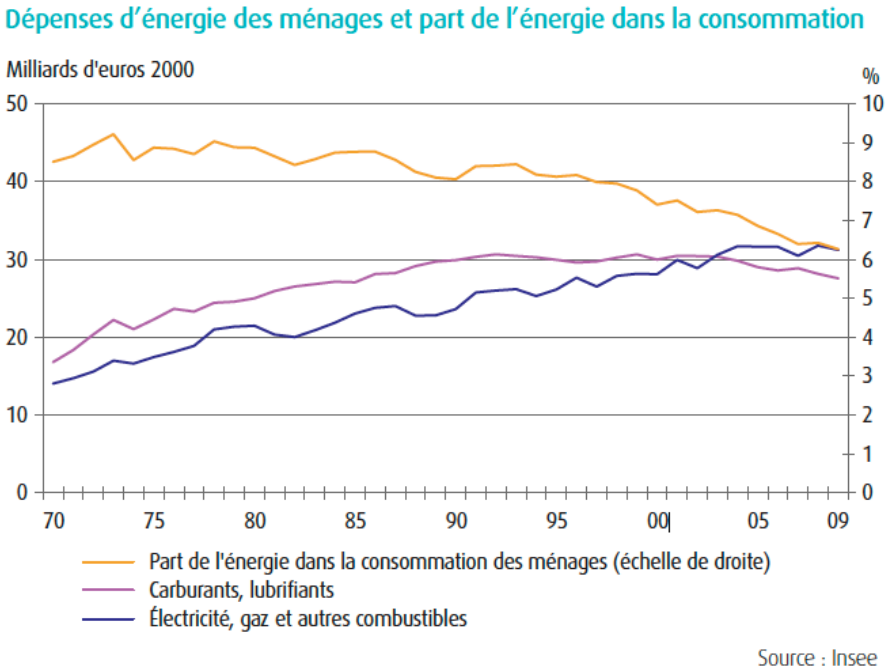
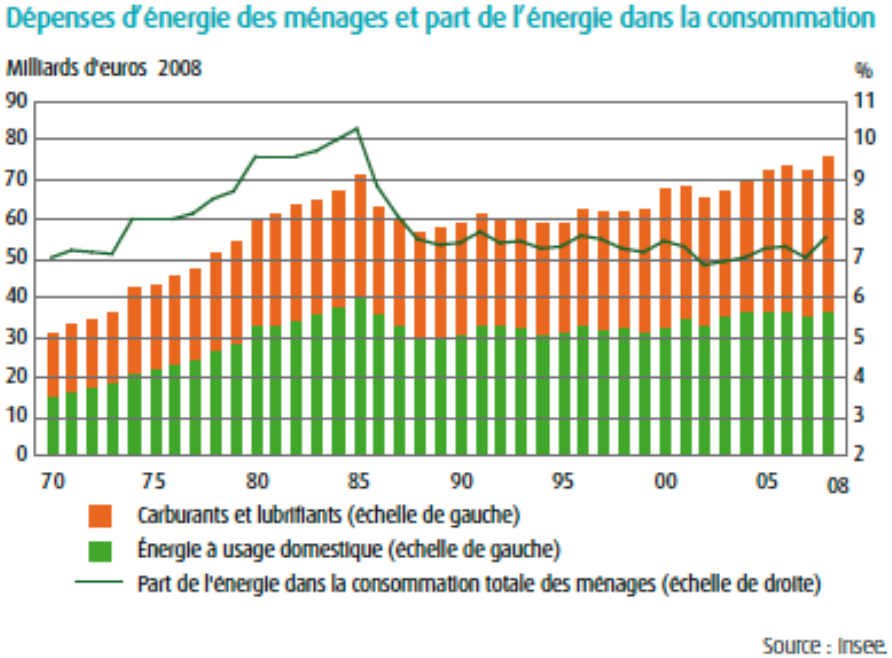


Fig 131: -Repères 2010

Fig 132: -Repères 2009

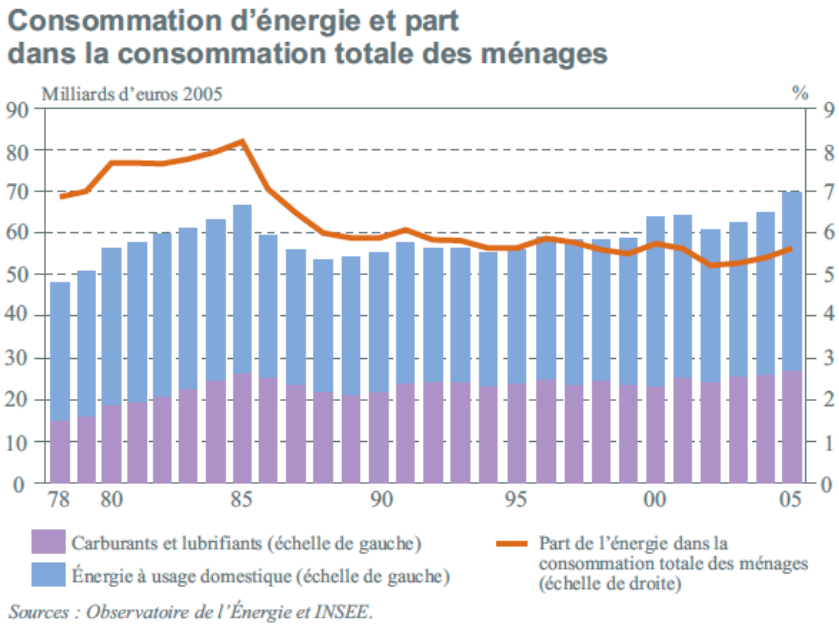


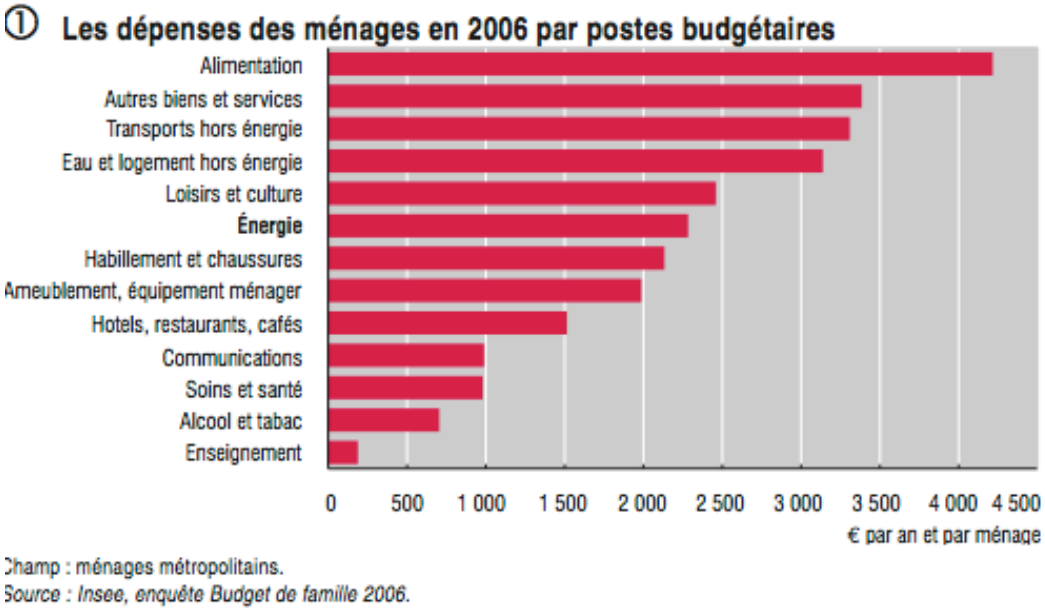


Papier INSEE 2010 Les dépenses d'énergie des ménages depuis 20 ans Merceron et al % = 8%

Fig 133: -Repères 2006

Fig 134: dépenses des ménages en 2006 INSEE n°1315-2010





En 2006 le poste énergie (6%) arrive après l'alimentation (15%), biens & services (12%), les transports hors énergie (12%), eau & logements (12%), loisirs & culture (9%), à égalité avec l'habillement & chaussures !.
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'Energie 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'Energie publie un autre rapport annuel appelé RéférencesS qui donne le bilan énergétique de la France. Références 2013 donne des chiffres différents de Repères 2013, bien que venant du même ministère !

Le bilan énergétique de la France pour 2013 http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/References/2014/references-bilan-energie2013-ed-2014-t.pdf donne la dépense moyenne par ménage en €2010

€2010	1973	1990	2002	2010	2011	2012	2013
Électricité, gaz et autres combustibles	1303	1446	1524	1592	1429	1521	1549
Carburant	1725	1812	1543	1514	1213	1158	1144
Total énergie	3028	3258	3067	3106	2641	2679	2693

La dépense en carburants en 2013 est la plus basse et est 17% plus basse qu'en 1990

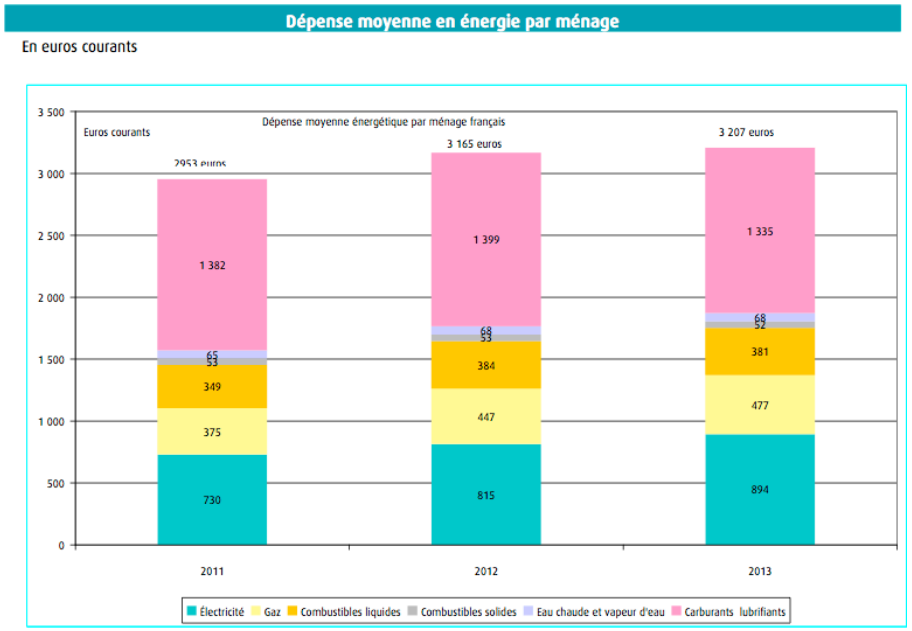
Mais le bulletin Références du bilan 2012 donnait un chiffre différent pour 2010 pour les carburants avec 1328 € au lieu de 1514 € alors que le chiffre électricité est le même à 1592 €.

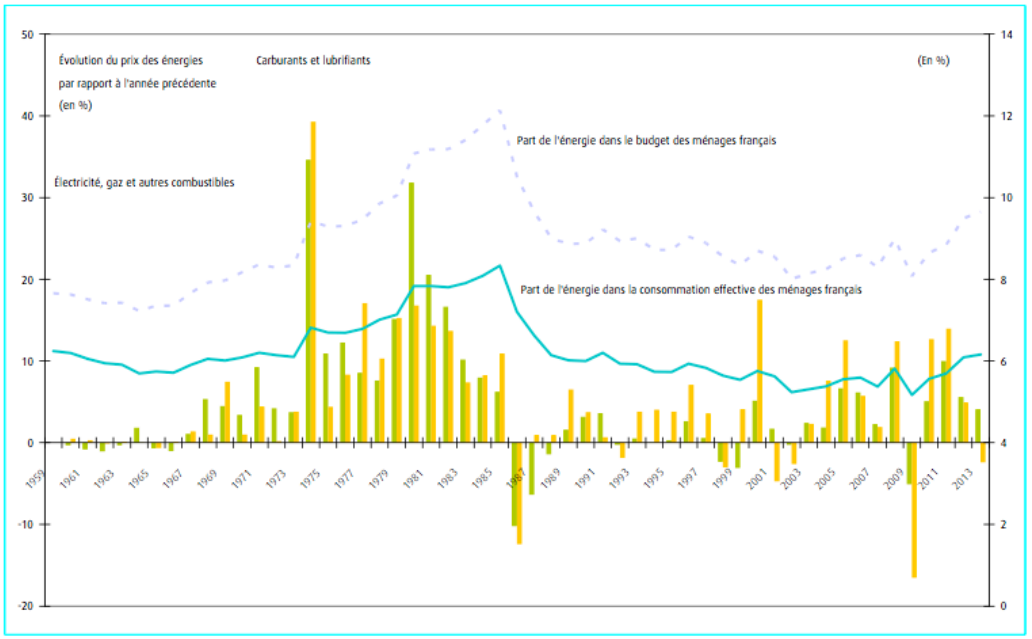
Dans le bilan énergétique de la France pour 2013 (RéférenceS Juillet 2014) on trouve page 29 la dépense moyenne en énergie par ménage et on a des chiffres différents car en euros courants, mais le total 2953 €2011 contre 2641 €2010 pour le chiffre de la page suivante soit 12% c'est bien supérieur à l'inflation !

Page 30 la part de l'énergie (en pointillé) dans le budget des ménages est 9,5 % en 2013 et 12,% en 1985, mais la part de l'énergie dans la consommation effective des ménages (en bleu) est bien inférieur avec 6,1 % en 2013 et 8,3 % en 1985

Fig 135: dépenses moyenne en énergie par ménage 2011, 2012 & 2013

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



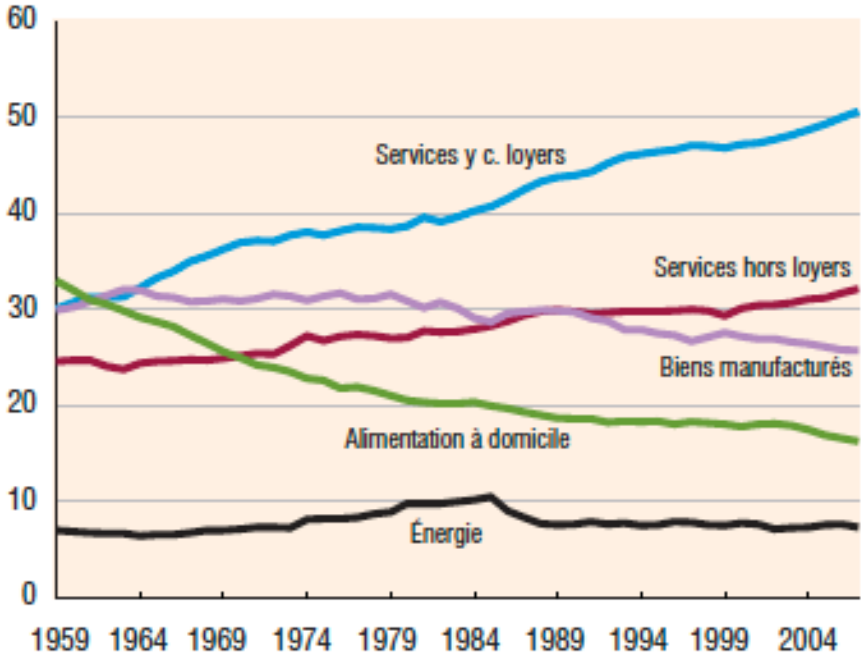


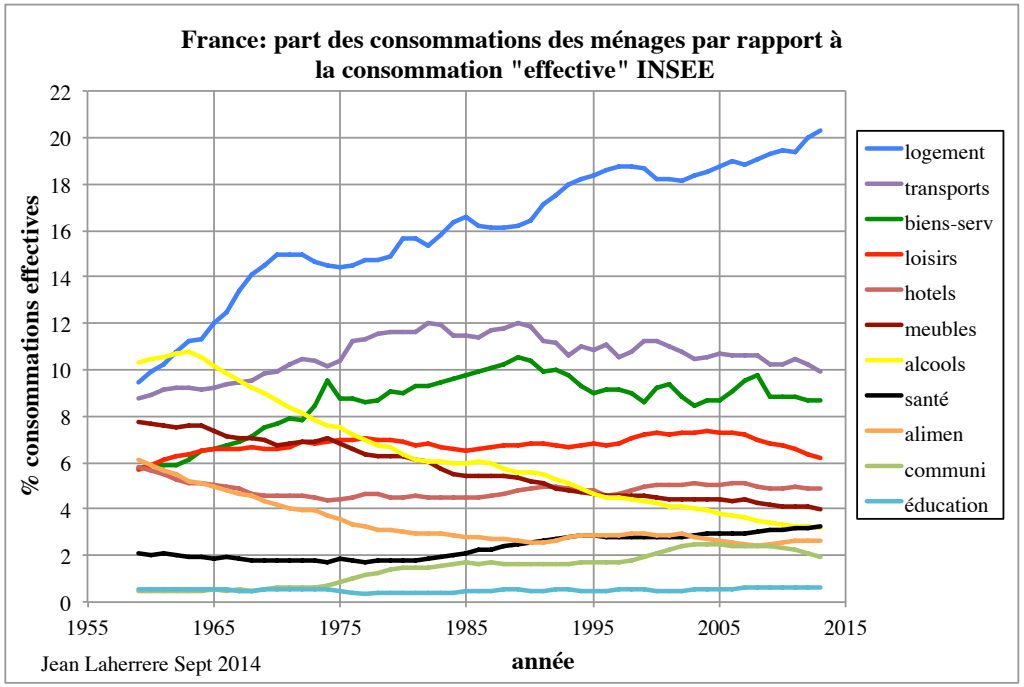
La consommation effective est augmentée en tenant compte de ce qu'apporte la collectivité aux ménages.

Note de lecture : la ligne pleine bleue représente la part des dépenses énergétiques (électricité, gaz et autres combustibles, carburants et lubrifiants) dans la consommation effective des ménages. La ligne en pointillé représente leur part dans le budget des ménages. Le budget des ménages est ici calculé comme les dépenses des ménages au sens de la Comptabilité nationale, dont les loyers imputés et les services d'intermédiation financière indirectement mesurés (Sifim) ont été retranchés. La consommation effective intègre non seulement ces deux éléments, mais aussi les consommations correspondant à des dépenses individualisables faites par les institutions sans but lucratif au service des ménages et par les administrations publiques en matière par exemple de santé, d'enseignement, d'action sociale. Le « budget » ainsi calculé est proche de ce que déboursent directement les ménages pour leur consommation courante, tandis que la « consommation effective » approche ce dont bénéficient les ménages, y compris ce qui est payé par l'ensemble de la collectivité

Les bâtons verts représentent l'évolution du prix de l'électricité, gaz et autres combustibles, par rapport à l'année précédente, les bâtons jaunes l'indice pour les carburants et lubrifiants. En 2013, les prix de l'ensemble

électricité, gaz et autres combustibles ont ainsi augmenté de 4 points par rapport à 2012, tandis que ceux des carburants et lubrifiants diminuaient de 2 points.
Source : calculs SOeS d'après Insee, Comptes nationaux base 2010, et SOeS, Comptes du logement 2013
http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/References/2014/references-bilan-energie2013-ed-2014-t.pdf
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.
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



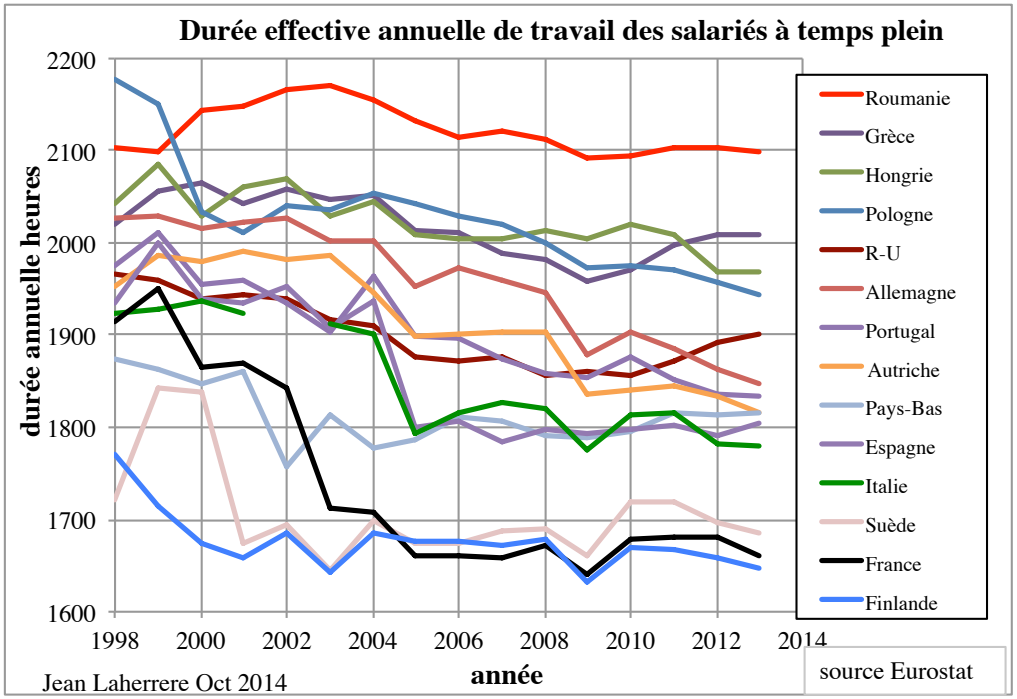


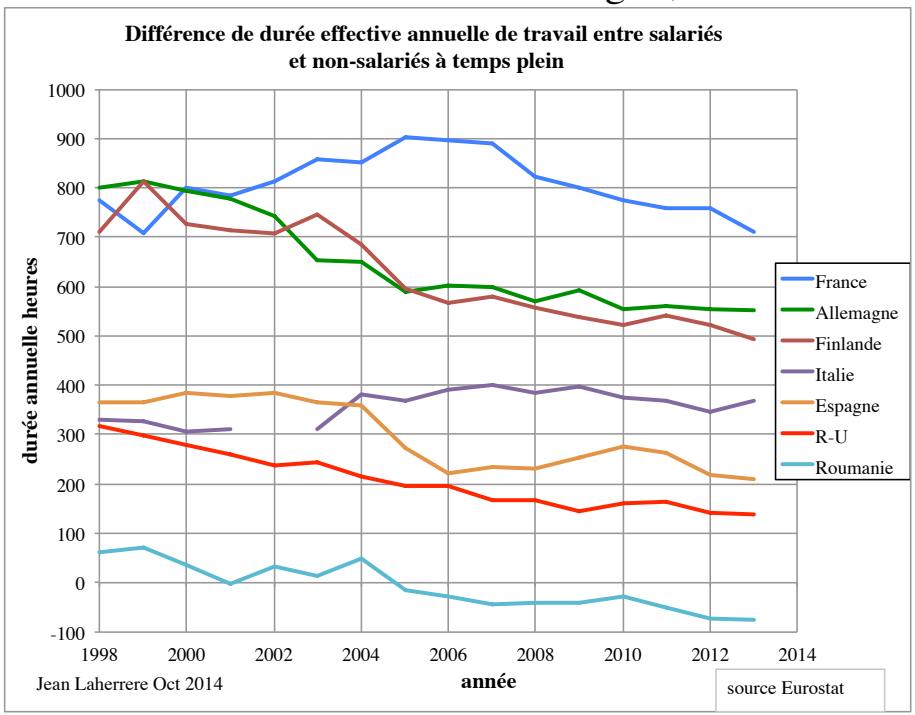
L'INSEE donne le détail des différentes fonctions sur la période 1959-2013 mais l'énergie n'est pas distinguée, répartie dans les transports et le logement. L'énergie n'est pas le souci majeur de l'INSEE !
Les dépenses de ménages par rapport à la consommation « effective » représentent 75% en 2013 contre 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 a vis des pays voisins et vis a 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 prés 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. L'écart de durée du travail entre non-salariés et salariés à temps plein est de 27 % pour l'Allemagne, 21 % pour l'Italie, 7 % pour le Royaume-Uni, contre 43 % pour la France. Les congés et RRT représentent 6,6 semaines en France contre 3,9 en Allemagne. Un sondage récent indique que 2 Français sur 3 trouvent qu'ils n'ont pas assez de

vacances ! Les salariés français devraient être les plus heureux d'Europe : ils sont plus en vacances que les autres ! Le problème est que, plus on est en vacances, plus il faut de l'argent pour les occuper ! Mais on ne peut avoir le beurre et l'argent du beurre. Mais comme l'a bien montré François de Closet, en France c'est toujours plus ! Mais comme l'a montré Icare, vouloir aller trop haut mène à la chute !
La différence de la durée annuelle de travail entre non salarié et salarié est en baisse pour la France (900 h en 2007, 700 h en 2013) soit 100 h en 3 ans: mais à ce rythme il faudra attendre 21 ans pour l'annuler. Au Royaume Uni la différence n'est que de 138 h, et en Roumanie la différence est négative ! En Espagne depuis 2004 la différence reste stable sous les 400 h.

-**Conclusions**

Paul Valéry a écrit en 1931dans « 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. On commence à le réaliser 83 ans après la citation de Paul Valéry.
Tout le monde croit au Père Noel 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 remplacer par un indicateur de bien-être ou de qualité de la vie, comme proposé par la commission Stiglitz-Sen-Fitoussi. Ce rapport de 2009 (qui critiquait la durabilité) est depuis oublié. 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.
Le site du ministère de l'énergie est très incomplet.
Les droits de l'homme devraient couvrir le droit à l'information. La France devrait avoir une « Loi pour la liberté d'information » comme la Suède (1776), les Etats-Unis (1966), le Royaume Uni (2000), et 75 autres pays
Toute information sur le pays collectée par un fonctionnaire devrait être rendu public.
Mais avant de publier des données il faut obtenir un consensus sur les définitions des termes.
La définition de brut est ambiguë et peut comprendre ou non les condensats, alors que son prix exclue les condensats. Pour éviter ces discordances de définitions il faut travailler seulement sur le brut plus tous les liquides de gaz, mais non en volume (car les densités varient de 1 à 0,78 (10 à 50 °API), mais en poids ou mieux en énergie (joules ou tep = 42 GJ).
Les données de production de liquides de gaz différent entre EIA et AIE de 2 Mb/d.
Pour estimer les réserves ultimes, la meilleure approche est la courbe d'écrémage, à savoir, l'extrapolation des découvertes initiales 2P estimées actuellement et ramenées à la date de découverte (=backdating) en fonction du nombre de champs. Pour cela il faut les données par champ, disponibles publiquement qu'au Royaume-Uni, Norvège, Danemark et US Fédéral ou par achat auprès de compagnies d'espionnage.
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'ambigüité des définitions (4 systèmes différents : SPE, SEC, OPEC, ABC1).
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.
Si l'estimation des réserves 2P contenues dans les pores des réservoirs est facile sur les champs conventionnels à partir de carottes, logs et cartes sismiques, il en est tout autre pour les champs de pétrole ou de gaz de roche-mère où l'on produit essentiellement les HC des fractures. Pour le non-conventionnel on confond réserves (ce qui sera produit) et ressources (ce qui existe dans le sous-sol).

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 coutait 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. Mais celles du pétrole nécessiteraient un volume ultime double de mon estimation. 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.
Les Trente Glorieuses (que j'ai vécu sans le savoir) est la conséquence que mon père a fait les 2 guerres et m'a laissé une Europe à reconstruire.
Nous avons trop dépensé, les dettes se sont accumulées en espérant que la prochaine génération ferait mieux (c'est facile) et connaitrait 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 aout-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 !