

En 2010 je vous avais présenté le même sujet (http://aspoFrance.viabloga.com/files/JL_Nice2010long.pdf) et depuis, la situation ne s'est pas améliorée, au contraire. Chaque pays entretient l'ambiguïté sur ses données et sur ses définitions. La transparence et le consensus ne sont pas d'actualité, c'est du chacun pour soi!

-1-Sources de données

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

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

Le Système International d'unités (SI) est la loi partout dans le monde, sauf Liberia, Myanmar et US non fédéral, mais il est rarement respecté !

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

Les données Eurostat sont hétérogènes et incomplètes.

L'USDOE/EIA collecte les données de production avec un faible échantillonnage des 12 000 producteurs dans seulement 19 Etats. Ce ne sont pas des mesures de production, mais des estimations de mesure ! L'EIA veut améliorer cette collecte, montrant bien qu'elle est défailante.

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

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

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

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

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

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

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

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

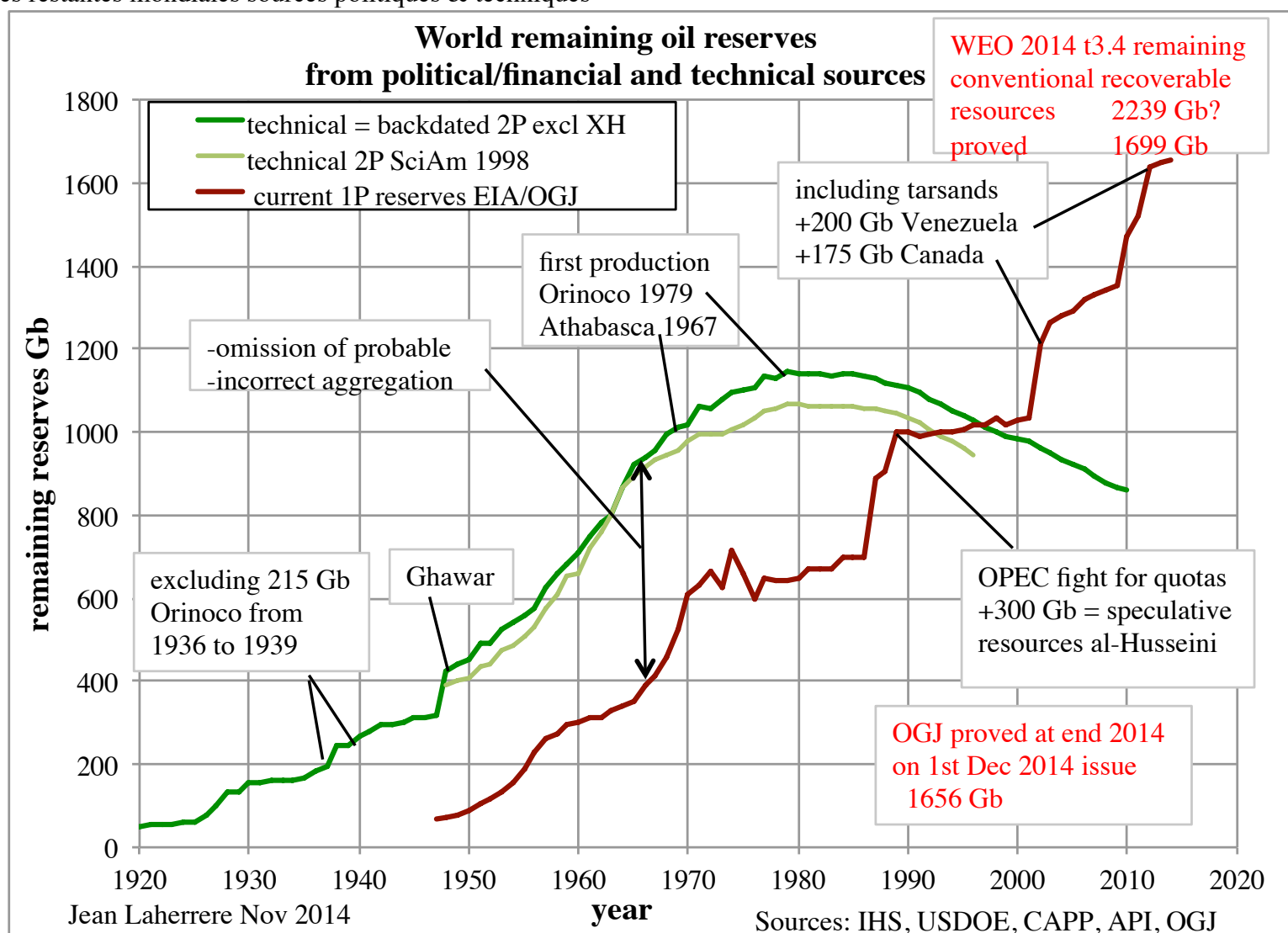
Il faut faire appel à des compagnies d'espionnage (IHS, Rystad) pour avoir des données de production et de réserves par champ, mais souvent incorrectes et incomplètes.

-2-Pétrole

Réserves restantes mondiales de pétrole d'après les sources financières et les sources techniques

Il y a une complète divergence de vue entre les économistes et les géologues pétroliers, déjà montré par le graphique (Campbell-Laherrere) de Mars 1998 « *The end of cheap oil* » Scientific American (« *La fin du pétrole bon marché* » Pour la Science Mai 1998) sur les réserves mondiales restantes

Fig 1: réserves restantes mondiales sources politiques & techniques



Le bulletin Oil & Gas Journal du 1^{er} décembre 2014 vient de donner les réserves pétrole et gaz par pays et mondial au 31 décembre 2014 avec 10 chiffres significatifs: ce sont des devins! Ce n'est pas des estimations mais des prévisions d'estimations ce n'est pas sérieux. Le nombre de puits de pétrole fin 2013 est 985 881 produisant 74 941 kb/d !

Les règles sont locales et variées:

- réserves financières dites prouvées (1P) et auditées des compagnies sur la bourse américaines (tous les majors);
- réserves dites prouvées et non auditées des membres de l'OPEP;
- réserves ABC1 des pays de l'ex union soviétique (très surestimées équivalentes aux 3P);
- réserves techniques prouvées et probables = 2P suivant les règles de la SPE utilisées par les compagnies de façon interne lors de la décision de développement.

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

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

Réserves de pétrole du Golfe du Mexique (GOM)

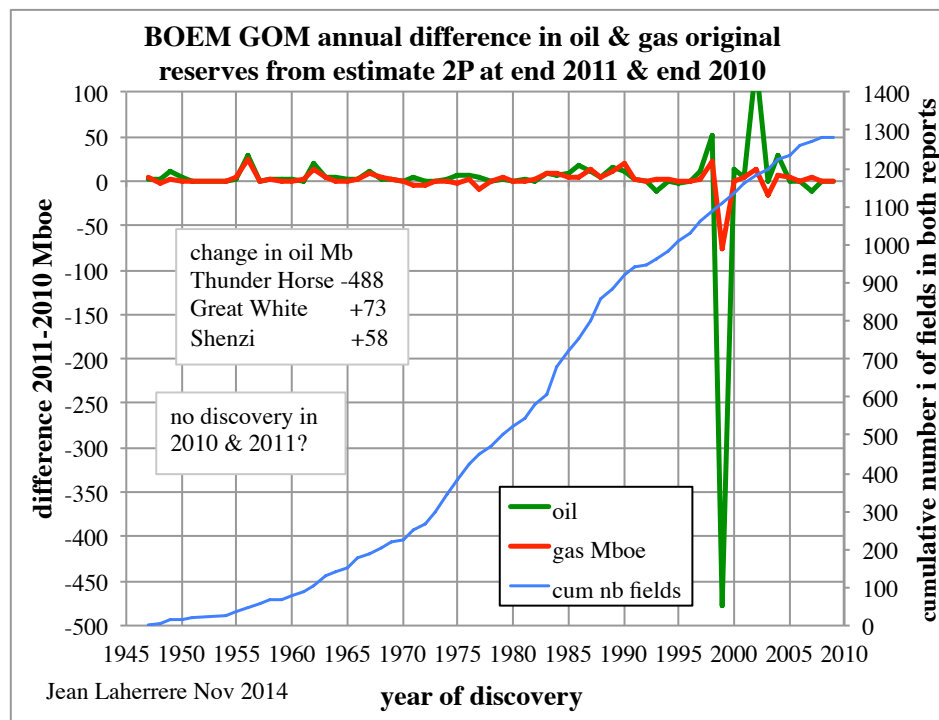
L'agence fédérale BOEM = Bureau of Ocean Energy Management (et aussi le BSEE = Bureau of Safety and Environmental Enforcement) publie les réserves du Golfe du Mexique (le dernier publié en 2014 est à fin 2011) avec un nombre de champs sous-estimé de 10% pour celui fin 1998

Cet inventaire fait en 2014 à fin 2011 ne déclare aucune découverte en 2010 et 2011, alors qu'IHS signale 7 découvertes en 2010 dont Macondo qui par sa production involontaire (Deepwater Horizons) a pollué le GOM

Ces rapports présentent donc un inventaire incomplet: c'est déplorable puisque ces champs sont sur le domaine fédéral!

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

Fig 2: Golfe du Mexique : différence réserves 2P 2011 -2010 Fig 3: différence réserves 2P 2010 -1P 2009



A fin 2011 les réserves du champ de Thunder Horse sont diminuées de 488 Mb (de 733 Mb à 245 Mb alors que la production cumulée à fin 2013 est 83 Mb). Ce champ en offshore profond produit par BP avec la plateforme semi-submersible (prof eau 1920 m) la plus chère au monde avec le champ voisin North Thunder Horse, a vu ses réserves osciller avec le temps depuis 1999 passant du rang n°2 à celui de 41.

Fig 4: différence réserves 1P 2009 -2008

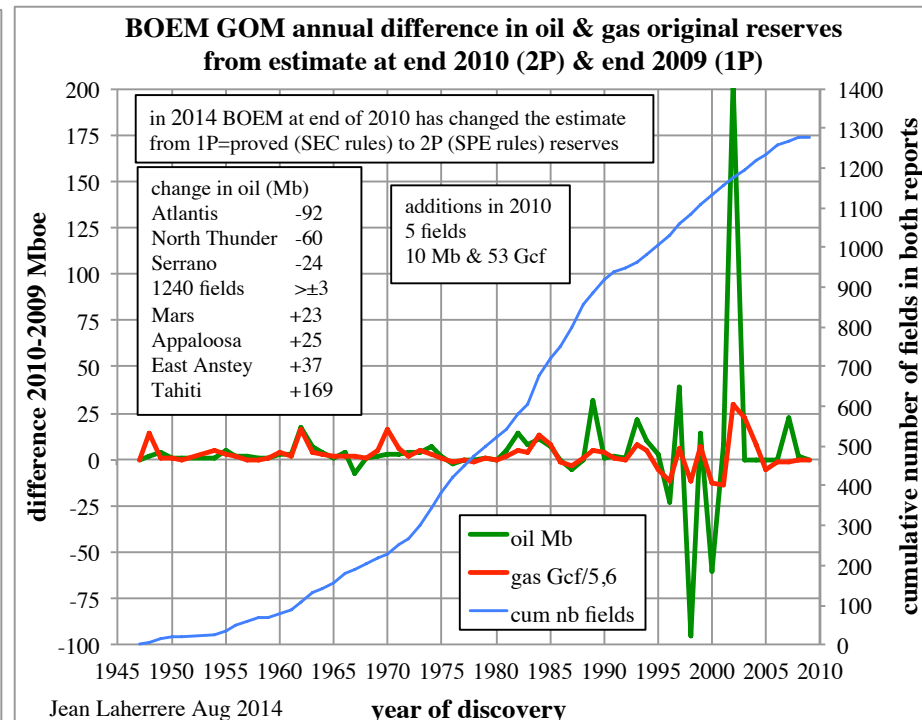
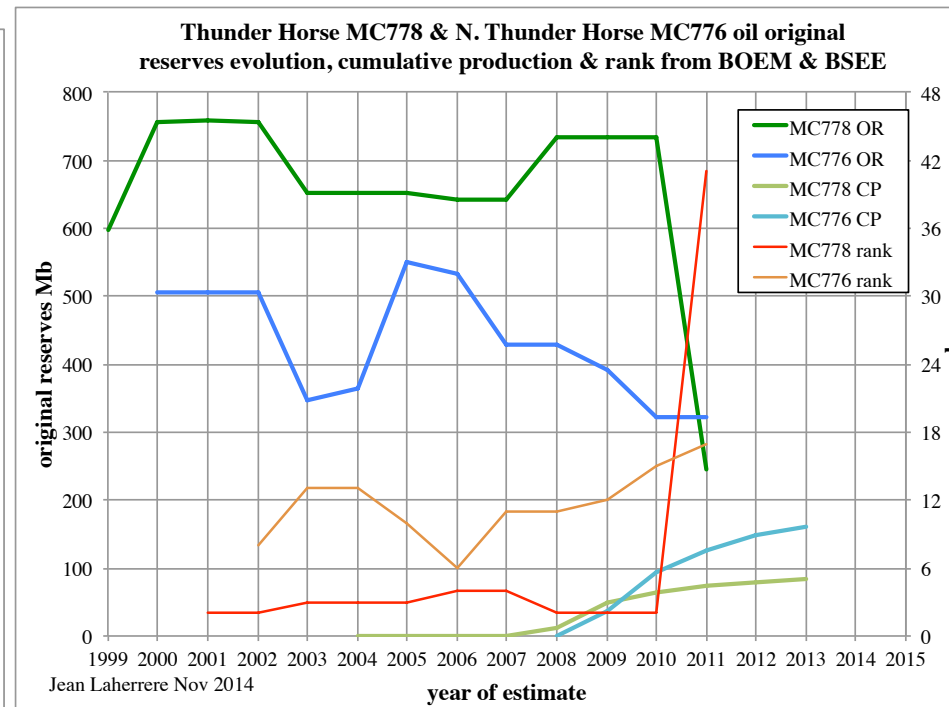
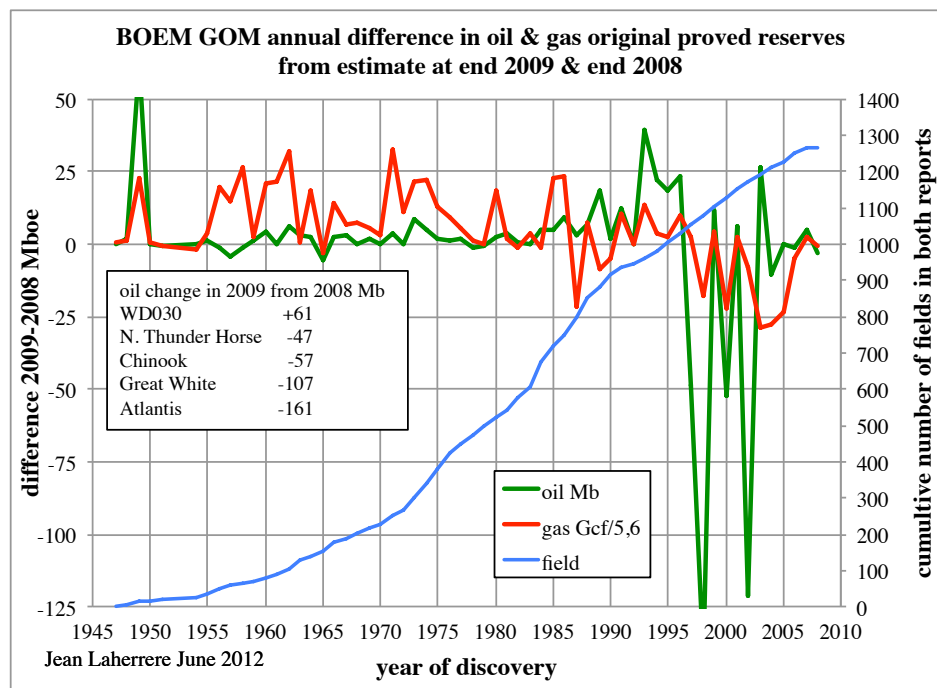


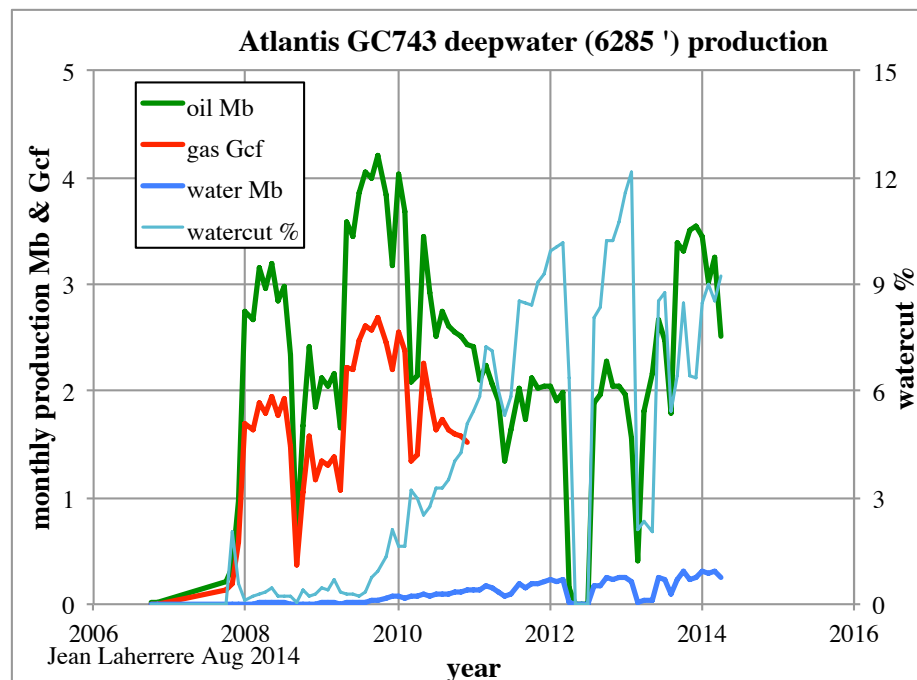
Fig 5: Thunder Horse & N.Thunder Horse évolution des réserves



Un autre champ en offshore profond Atlantis a vu ses réserves diminuer passant de 690 Mb 1P en 2001 à 352 Mb en 2P en 2011.

Fig 6: Atlantis (6285') production

Fig 7: Atlantis production mensuelle vs production cumulée



L'offshore profond (subsalt) a donc été surestimé.

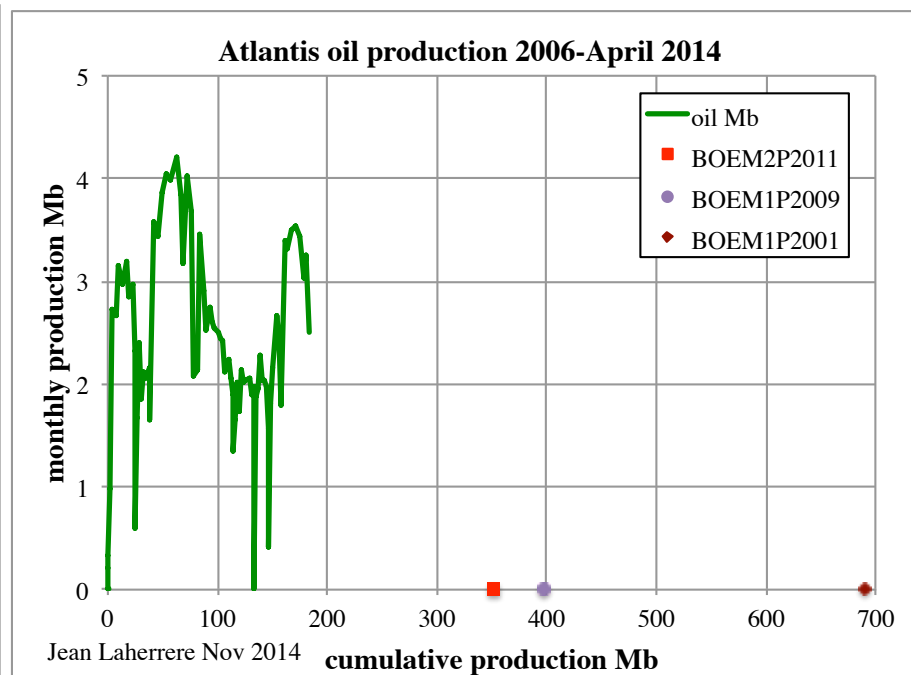
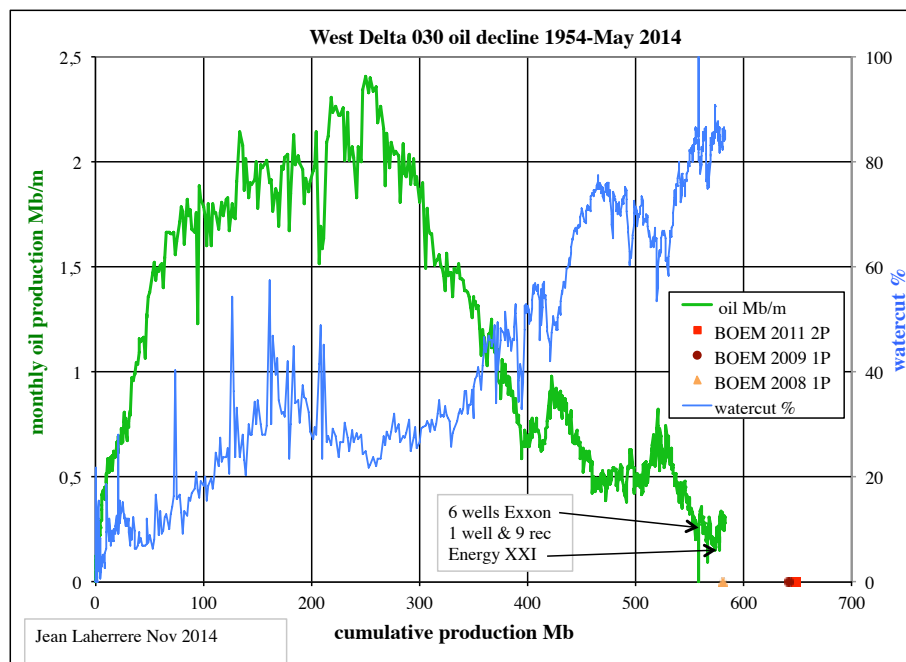


Fig 9: Forties (Mer du Nord) déclin du pétrole & ultime

Dans l'offshore peu profond, il y a l'augmentation du champ géant West Delta 30, découvert en 1948 par 49 pieds d'eau, qui a produit depuis 1955 580 Mb à fin 2013 exploité par Exxon mais vendu en 2010 à Energy XXI. Mais ces augmentations sont faibles devant les diminutions du profond ! WD30 ressemble au champ Forties en mer du Nord exploité par BP et vendu à Apache en 2004

Fig 8: WD30 déclin du pétrole & ultime



Par contre le changement sur la courbe d'écrémage (découvertes cumulées versus nombre cumulé de champs) du GOM ne change guère pour le pétrole dans le passage de 2009 1P à 2011 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 103 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 10: GOM courbe d'écrémage pétrole

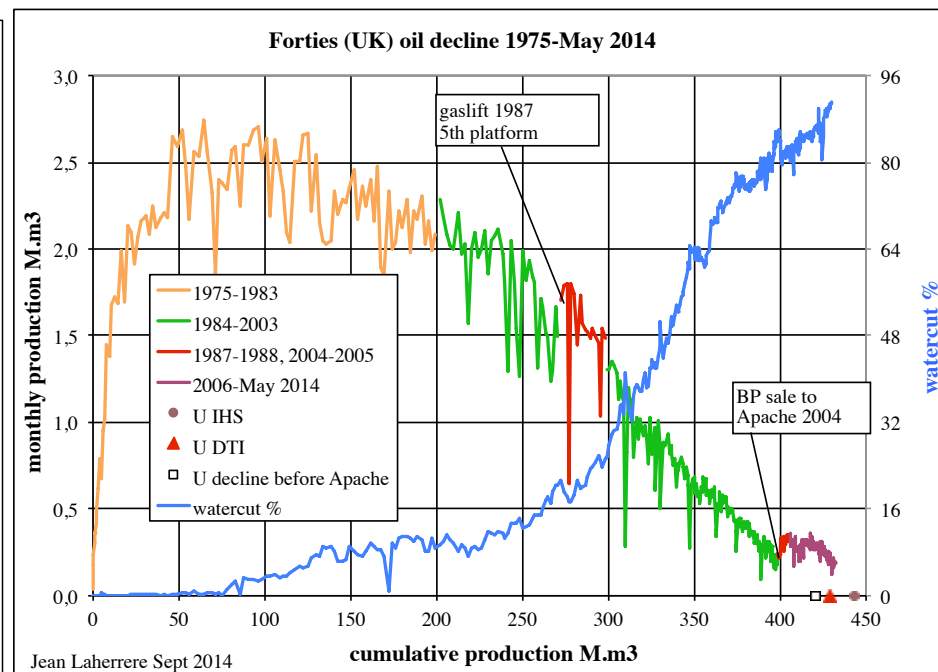
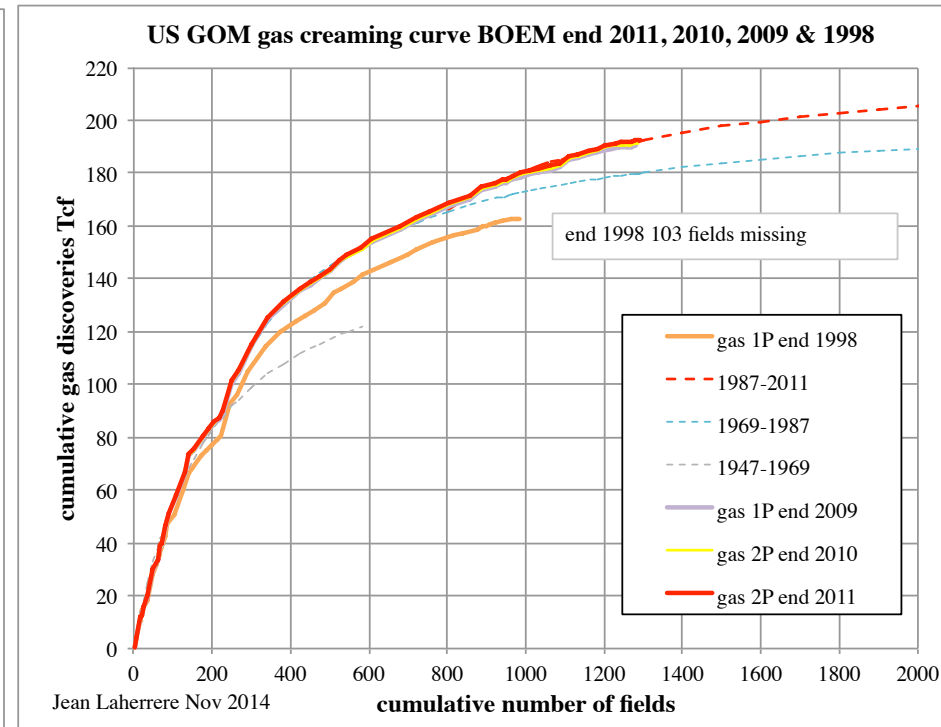
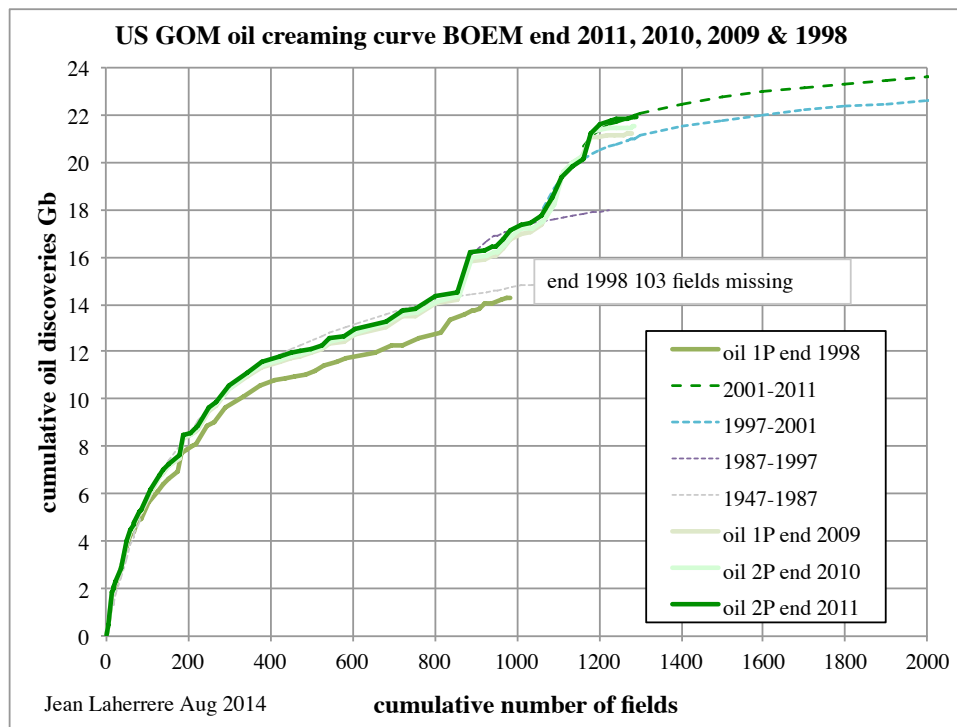


Fig 11: GOM courbe d'écrémage gaz



La courbe d'écémage 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. La figure 36 donne la production de pétrole de l'offshore profond et ses prévisions pour un ultime de 10 Gb.

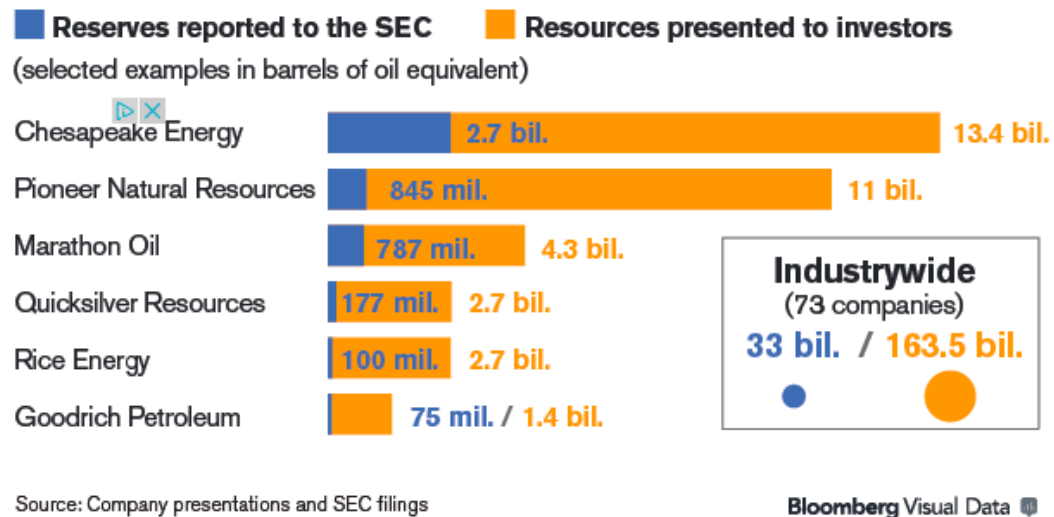
Confusion entre réserves et ressources

En plus de la confusion entre les réserves publiques dites prouvées (1P données SEC et OPEP) et les réserves techniques confidentielles prouvées plus probables (2P), il y a confusion entre les ressources (ce qui existe dans les sous-sol) et les réserves (production future).

Les promoteurs présentent des estimations de ressources très différentes des réserves suivant les règles de la SEC. Ainsi Bloomberg montre un large écart entre les réserves SEC et les ressources présentées par les compagnies dans leurs documents aux investisseurs.

<http://www.bloomberg.com/news/2014-10-09/ceos-tout-reserves-of-oil-gas-revealed-to-be-less-to-sec.html>

Fig 12: 73 compagnies : Réserves présentées à la SEC et aux investisseurs

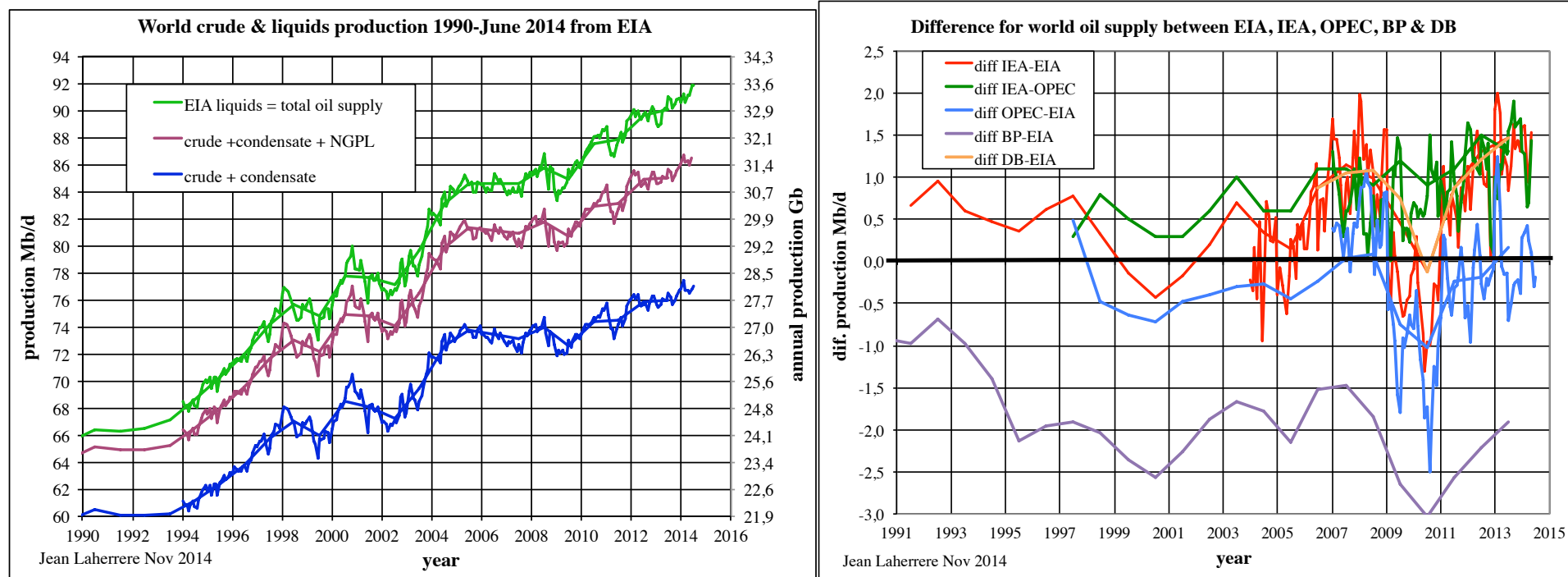


Incertitude sur les chiffres de production mondiale

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 $74 \text{ Mb/d} \pm 2$.

Fig 13: monde production C+C, C+NGL & tous liquides d »après EIA

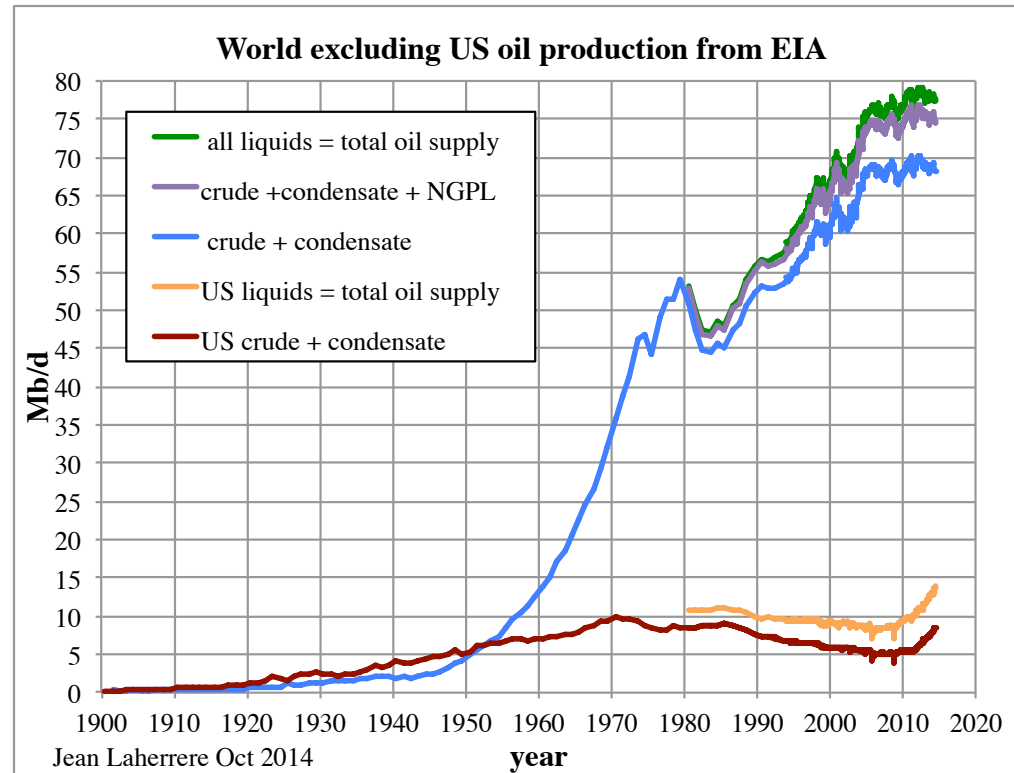
Fig 14: différence production « oil supply » EIA, IEA, OPEC, BP, DB



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

Mais la production de pétrole mondiale excluant les US 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 (marron) est due au Texas et North Dakota.

Fig 15: monde excluant US: production C+C, C+NGL, tous liquides et US

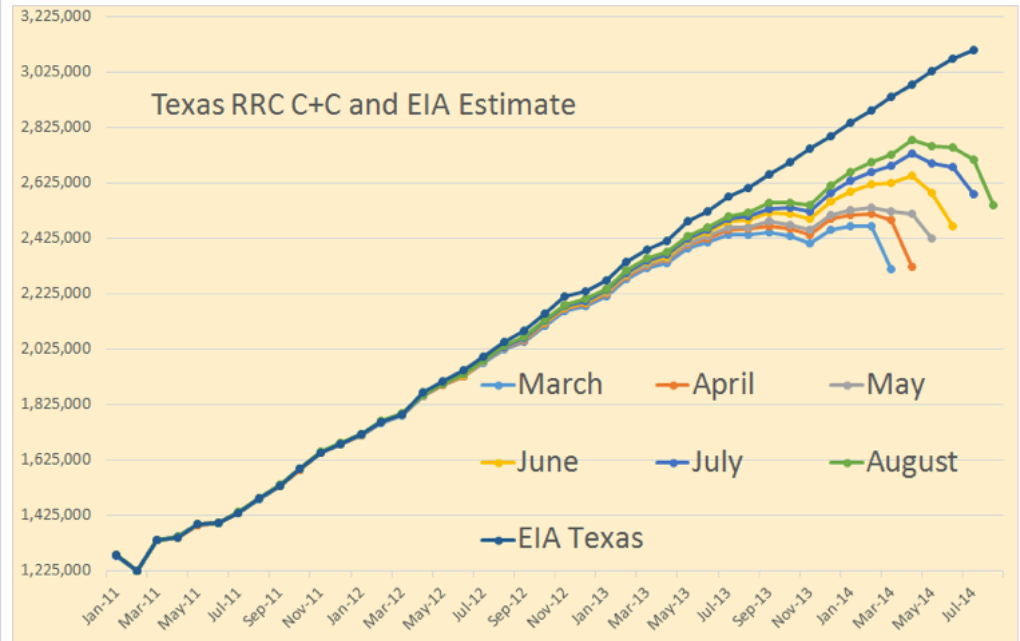
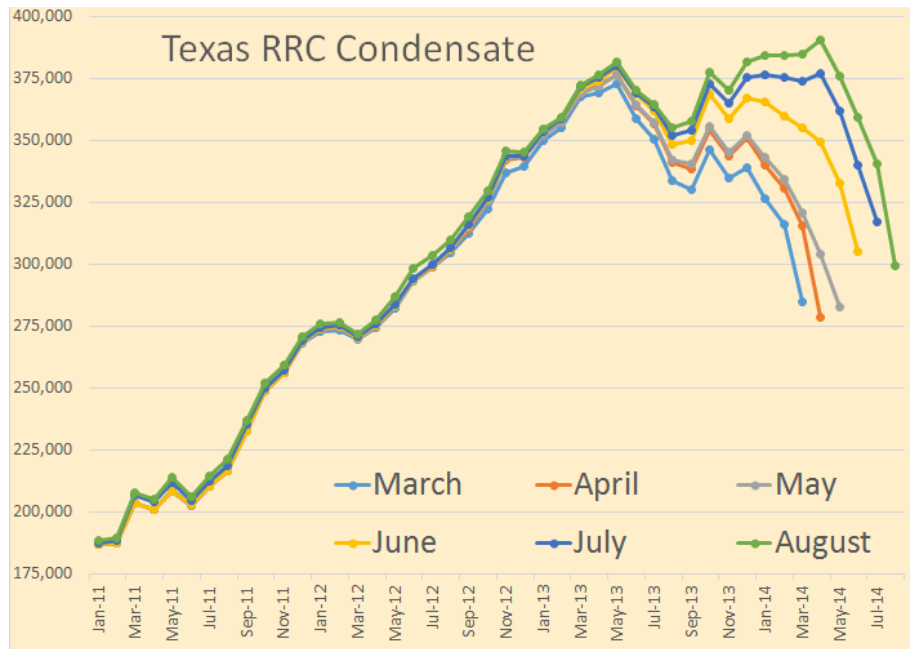


Production au Texas

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

Fig 16: Texas production condensat Jan2011-Juin2014 RRC

Fig 17: Texas production brut +condensat RRC & EIA



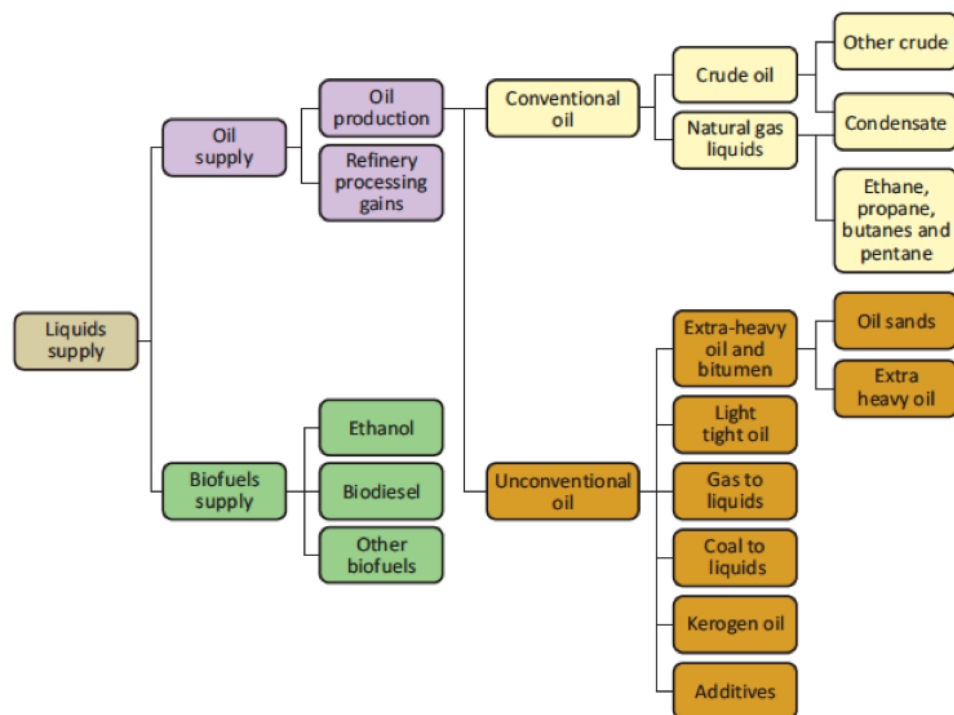
USDOE/EIA publie donc brut & condensat, liquides de gaz extraits dans les centres de traitement du gaz et tous liquides alors qu'OPEP ne donne que le brut mais pas les condensats qui ne sont pas soumis aux quotas. L'AIE publie le brut d'un côté et les liquides de gaz (NGL) de l'autre. Mais la définition de condensat est confuse et varie avec les pays.

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. L'AIE s'est aligné sur les pratiques de la Norvège.

Fig 18: classification AIE dans WEO 2013

Figure 13.2 ▷ Classification of liquid fuels



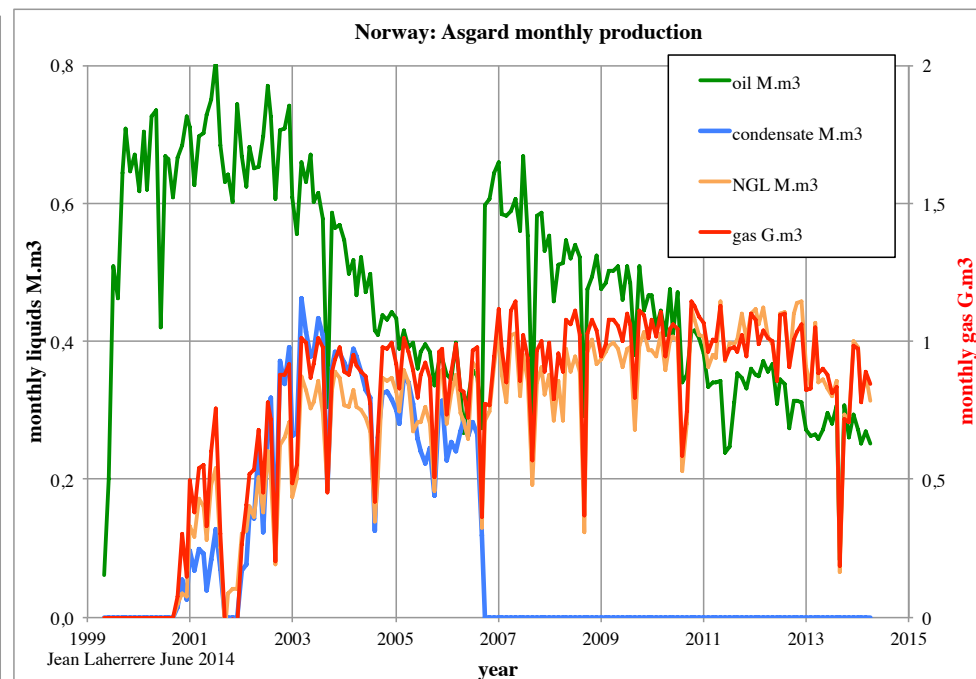
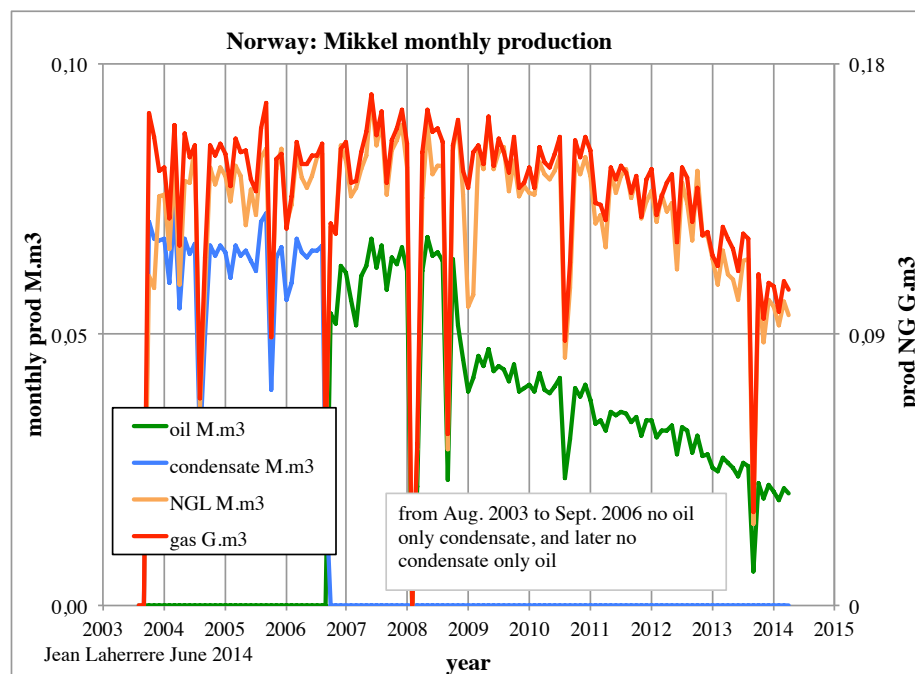
NGL Norvège

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 condensat si vendu avec les liquides.

Mais NPD détaille pour la production : oil, gas, NGL & condensate

Pour Mikkell et Asgard, le condensat existe jusqu'en septembre 2006 puis il est inclus dans le brut mais il l'aurait du l'être dès le début. NPD dans son bulletin mensuel octobre 2006 indique que pour Asgard, Mikkell & Kristin « liquid production is sold as oil »

Fig 19: Mikkell: production de pétrole, gaz, condensat et liquides de gaz (NGL) Fig 20: Asgard: production de pétrole, gaz, condensat et NGL



Le NGL corrèle bien avec le gaz pour Mikkil et Asgard.

Les données par champ de NPD montrent des incohérences: le champ de Sleipner West a une production de gaz de 1997 à 1999, puis plus rien alors que la production de condensat et de NGL. Le champ de Sleipner East a une production de gaz sur toute la période. Le champ de Gungne qui est relié à la plateforme qui produit Sleipner W & E est donné par NPD comme ne produisant pas de gaz mais du condensat et du NGL ! En fait NPD met la production de gaz de Gungne avec Sleipner E sans le dire sur la fiche du champ. Ces trois champs ne produisent pas de brut et le condensat ne peut donc pas être mis avec le brut.

Les fiches champ sont donc fausses ! Elles sont partielles et devraient être groupées !

Fig 21: Sleipner West: prod NPD gaz, condensat, NGL

Fig 22 : Sleipner East NPD

Fig 23: Gungne NPD

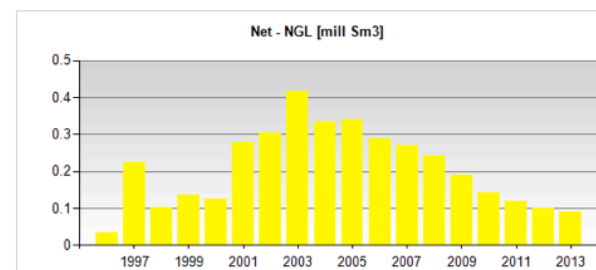
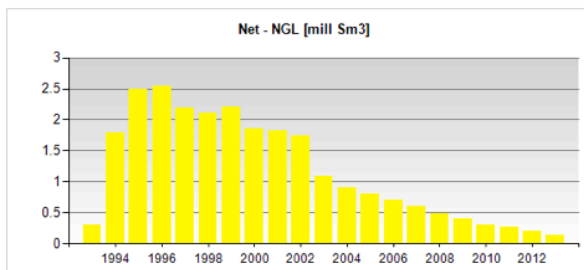
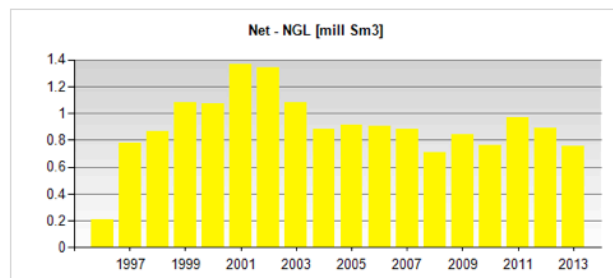
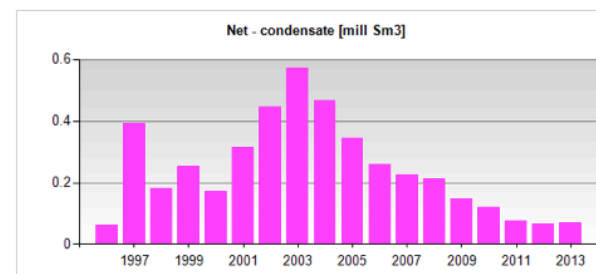
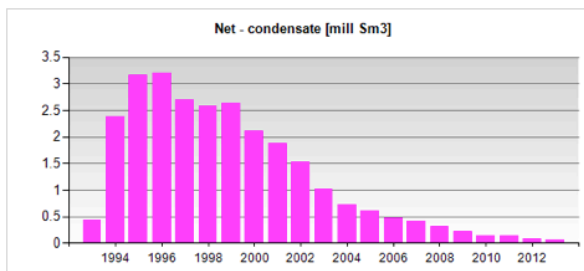
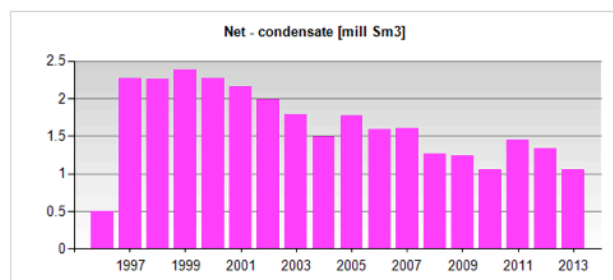
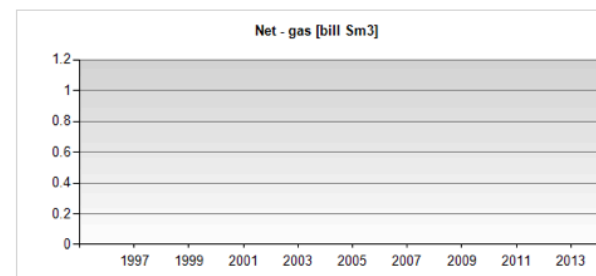
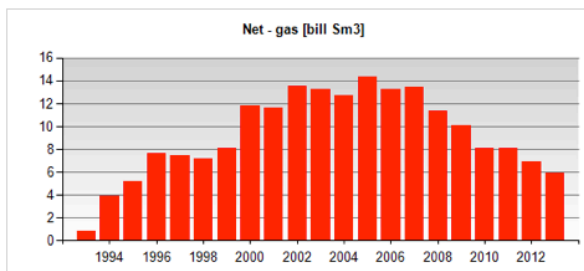
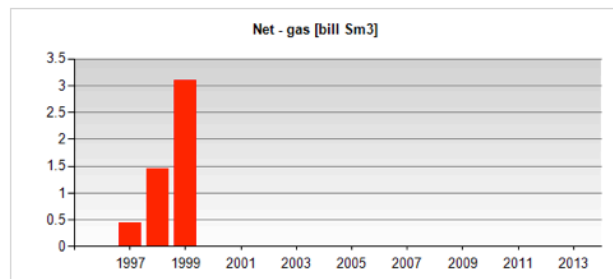
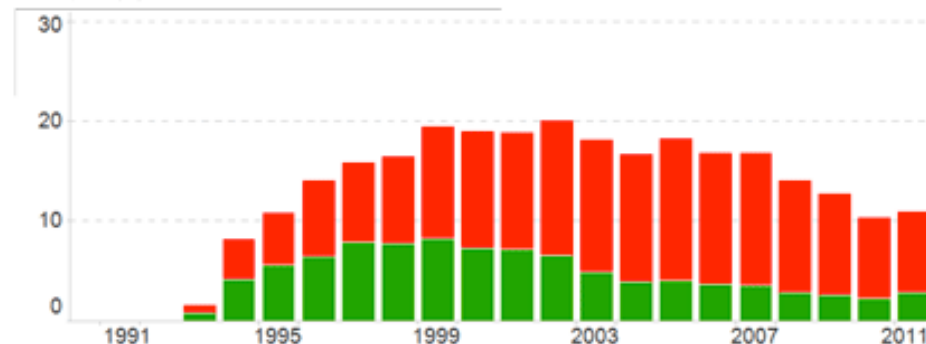


Fig 24: fiche NPD sur Sleipner East

Fig 25: production groupée Sleipner W & E & Gungne NPD et IHS

Sleipner Vest & Sleipner Øst

Mill. Sm³ o.e.



Oil, condensate, NGL
Gas

Sleipner Øst includes total production from Sleipner Vest and Sleipner Øst, and gas production from Gungne.

En Norvège seul le brut + condensat est valable **mais pas le brut seul**. Les données NGL de NPD coïncident avec ceux NGPL d'EIA de 1980 à 2006, mais divergent ensuite

Fig 26: production liquides Norvège d'après NPD & EIA

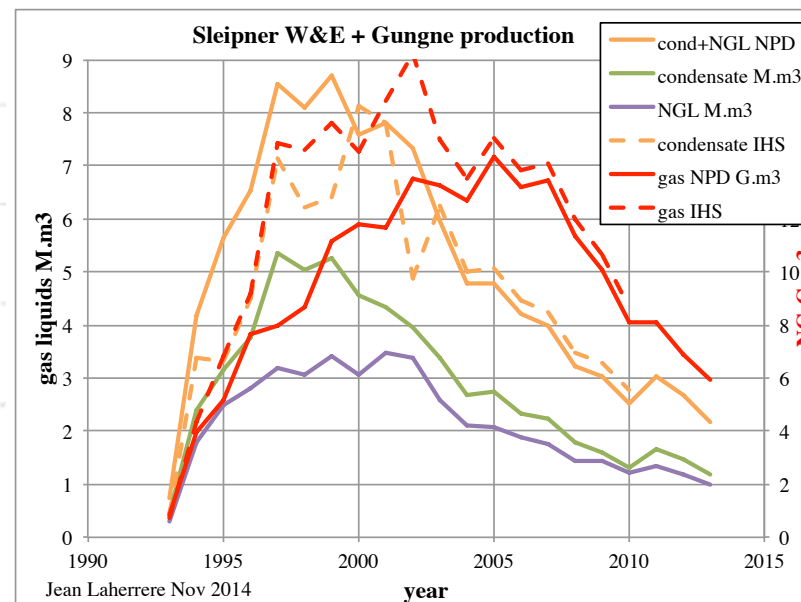
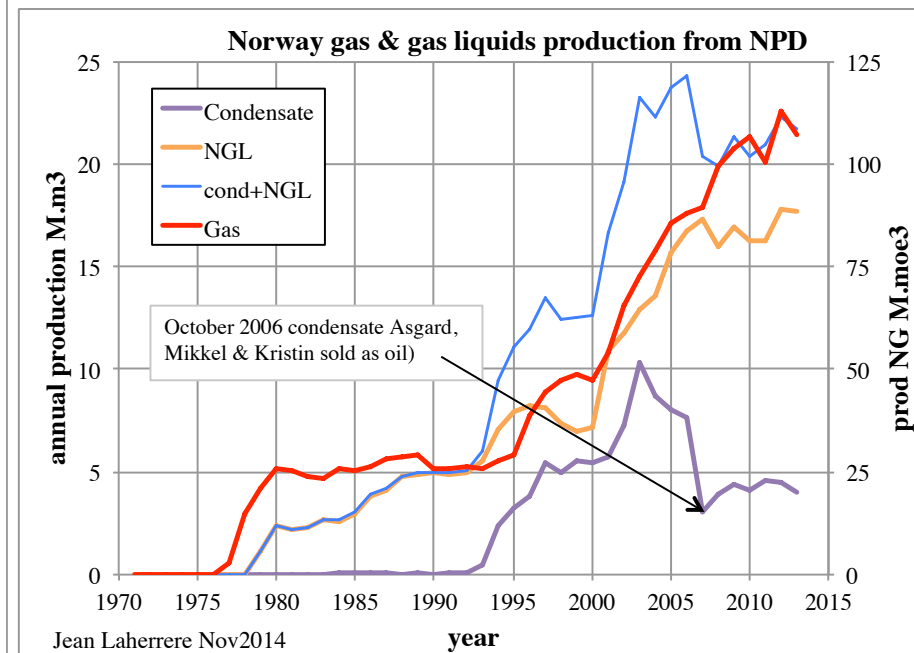
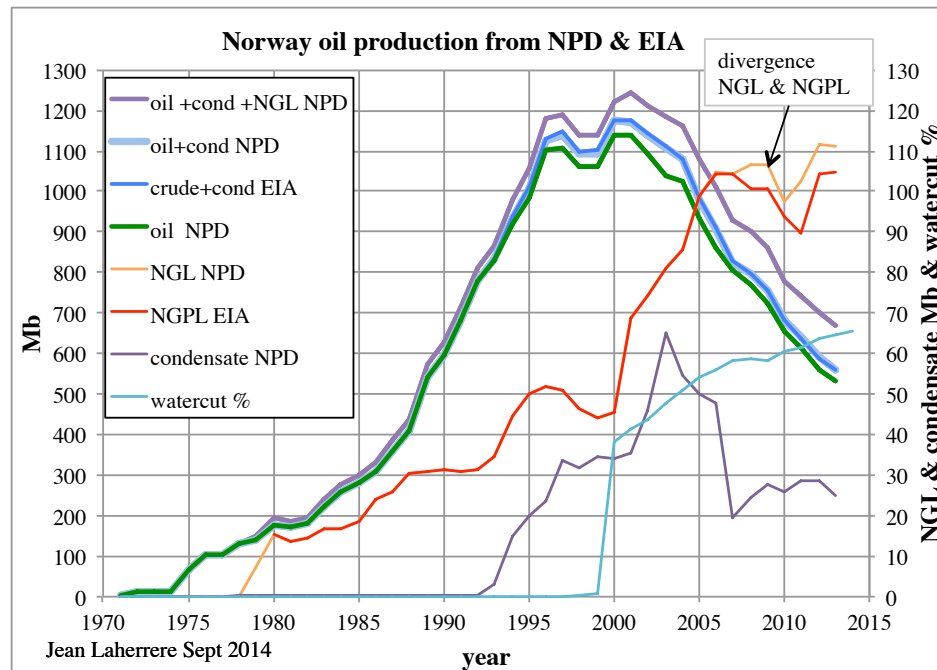


Fig 27: production liquides gaz Norvège d'après NPD

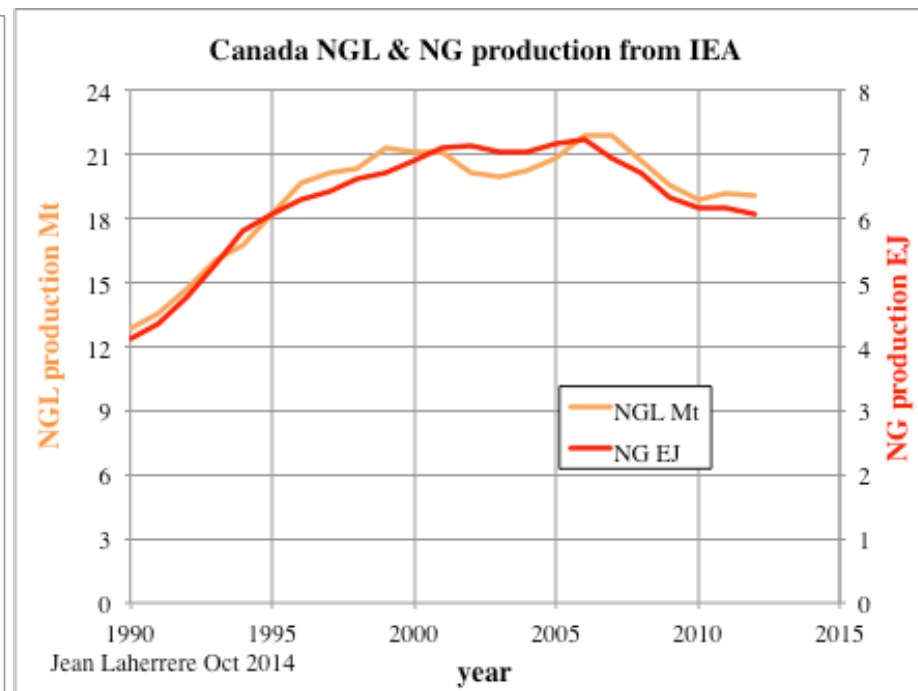
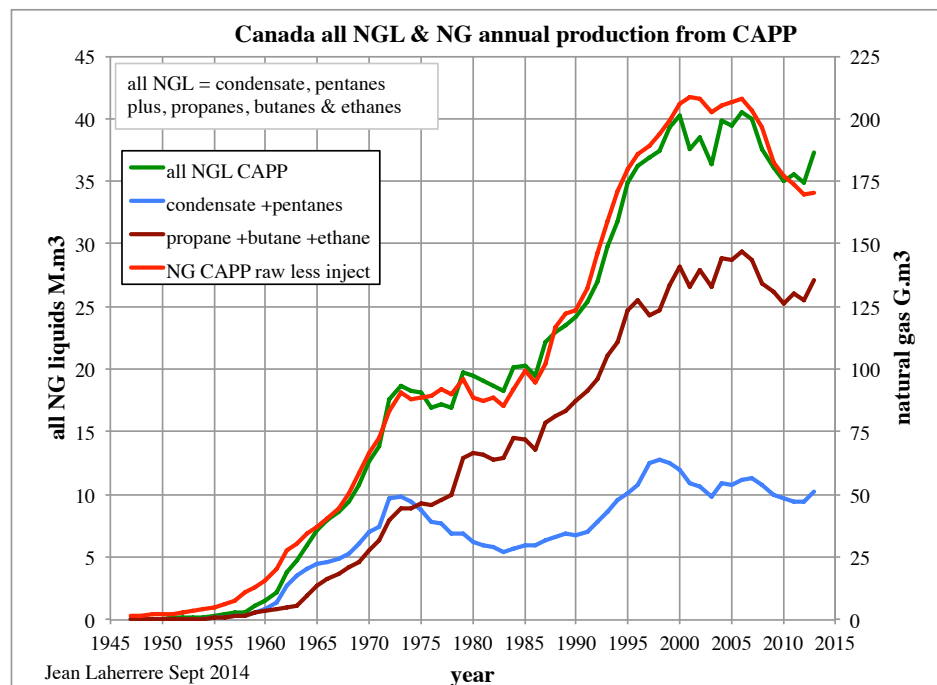


Les données de Norvège montre que la définition du condensat est très mauvaise et devrait être modifiée. Le condensat devrait soit dans le brut soit avec les liquides de gaz, mais pas les deux !

NGL Canada

Fig 28: Canada: production liquides de gaz et gaz CAPP

Fig 29: Canada production liquides de gaz et gaz IEA



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

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

En conclusion **seul le total brut plus condensat plus liquides de gaz est valable** car les définitions de chacun varie avec le temps et les pays.

Prévisions mondiales des liquides par l'AIE

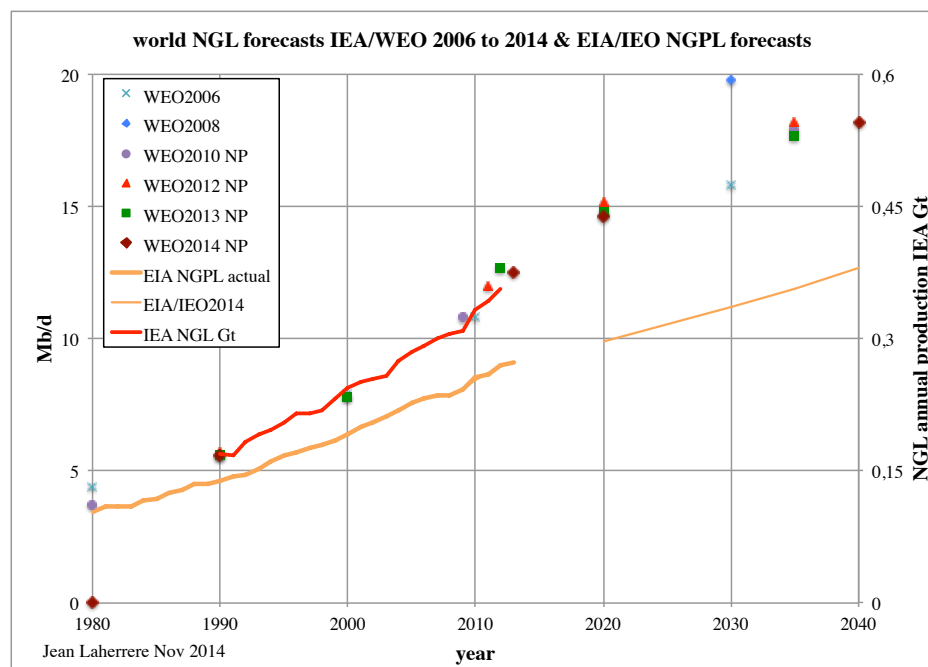
La fourchette des prévisions passées de l'AIE est fort grande, notamment pour les liquides de gaz comparés aux chiffres de l'EIA (aussi pour la passé)

La confusion des définitions du condensat pollue toutes les données.

Il n'y a pas de consensus sur la définition de pétrole conventionnel. L'AIE (fig 18) non conventionnel = light tight oil, extra-lourds Athabasca et Orénoque, gas to liquids, coal to liquids, kerogen oil, additives! Certains mettent l'offshore profond et l'arctique dans le non conventionnel ; de mon coté je n'inclus que l'extra-lourd car le piégeage est très différent. Pour d'autres le conventionnel est le pétrole facile et bon marché. Mais le Canada (CAPP) considère conventionnelle toute production commerciale sans altérer la viscosité naturelle du brut.

Fig 30: prévisions liquides de gaz AIE & EIA

Fig 31: prévisions liquides de gaz AIE/WEO 2006 a 2014



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

Fig 32: prévisions brut conventionnel AIE/WEO 2000-2014

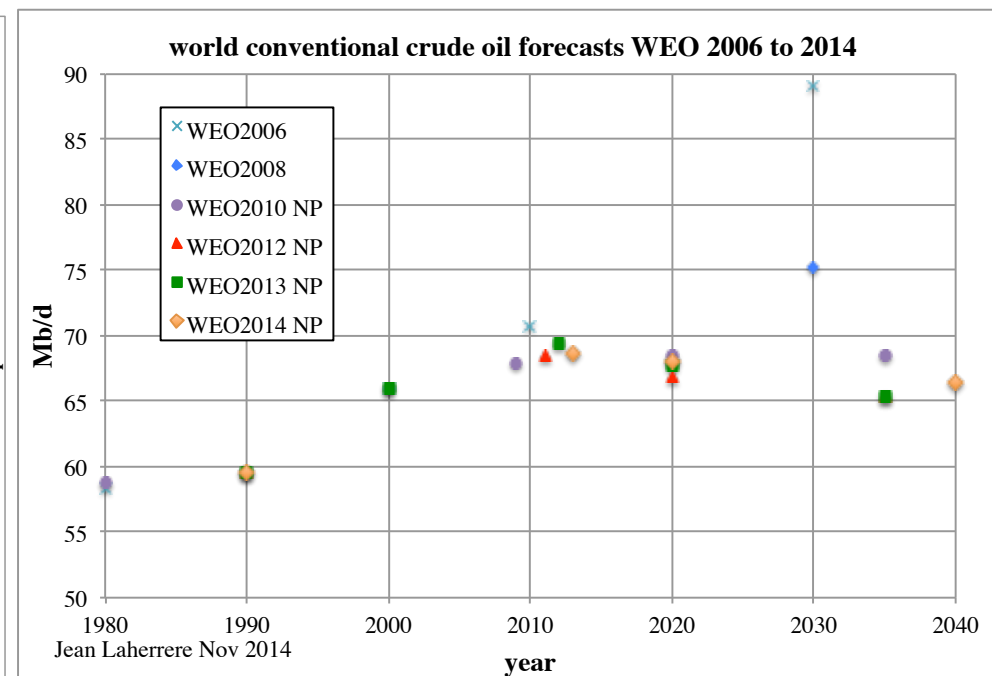
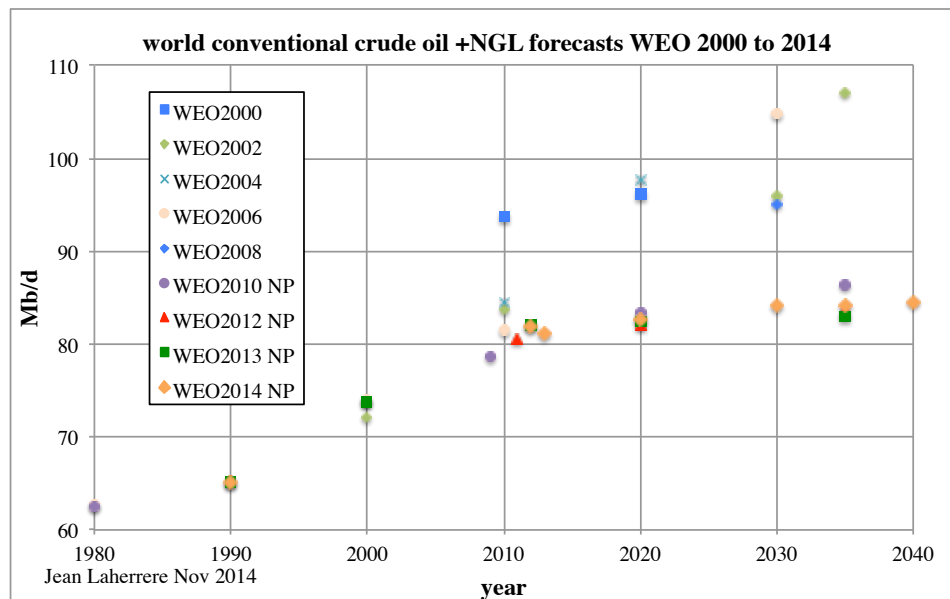


Fig 33: prévisions brut non conventionnel AIE/WEO 2000+2014



Les prévisions AIE pour le brut conventionnel plus NGL (le condensat est alors complètement inclus) ont déçu pour 2035 de 107 Mb/d (2002) à 83 (2013)

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 34: prévisions « oil supply » WEO 1994-2013

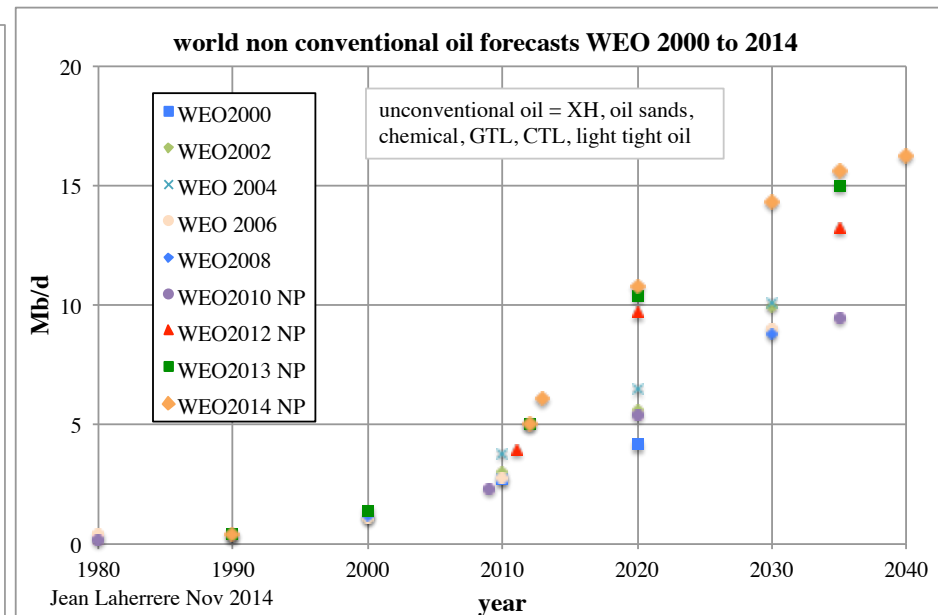
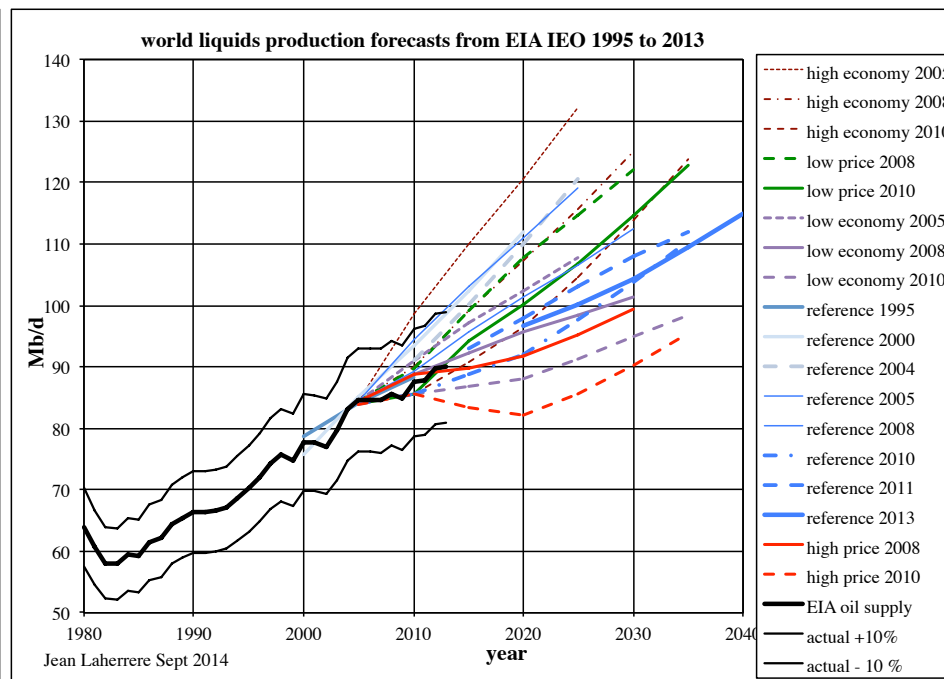
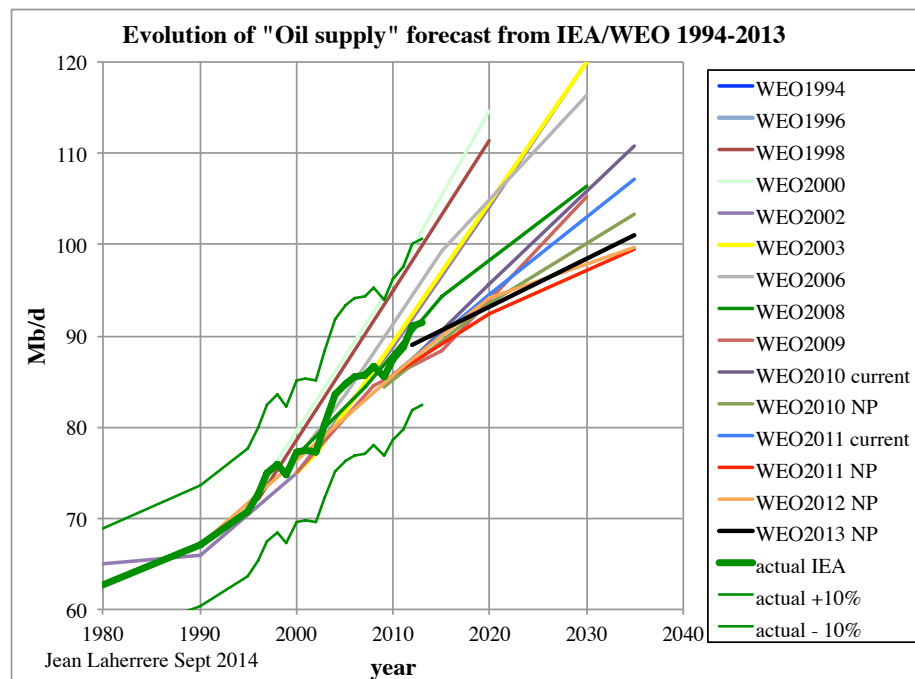


Fig 35: prévisions tous liquides EIA/IEO 1995-2013



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

Prévisions mondiales *oil supply* par USDOE/EIA

Prévision de la production de pétrole aux US

Mes prévisions basées sur un ultime de 250 Gb supposent un pic très proche et un déclin rapide, alors que les prévisions de l'EIA (AEO 2014) est pour un pic proche à un niveau égal à celui de 1970 et un déclin lent de 2020 à 2030, plus lent de 2030 à 2040, qui extrapolé jusqu'à la fin nécessite un ultime de plus de 400 Gb. Les chiffres (non officiels) de l'AEO 2015 préliminaire augmentent encore le pic brut plus condensat à 10,9 Mb/d (de 2020 à 2030), dépassant celui de 1970. Mais ces prévisions ne sont pas justifiées par les chiffres de réserves.

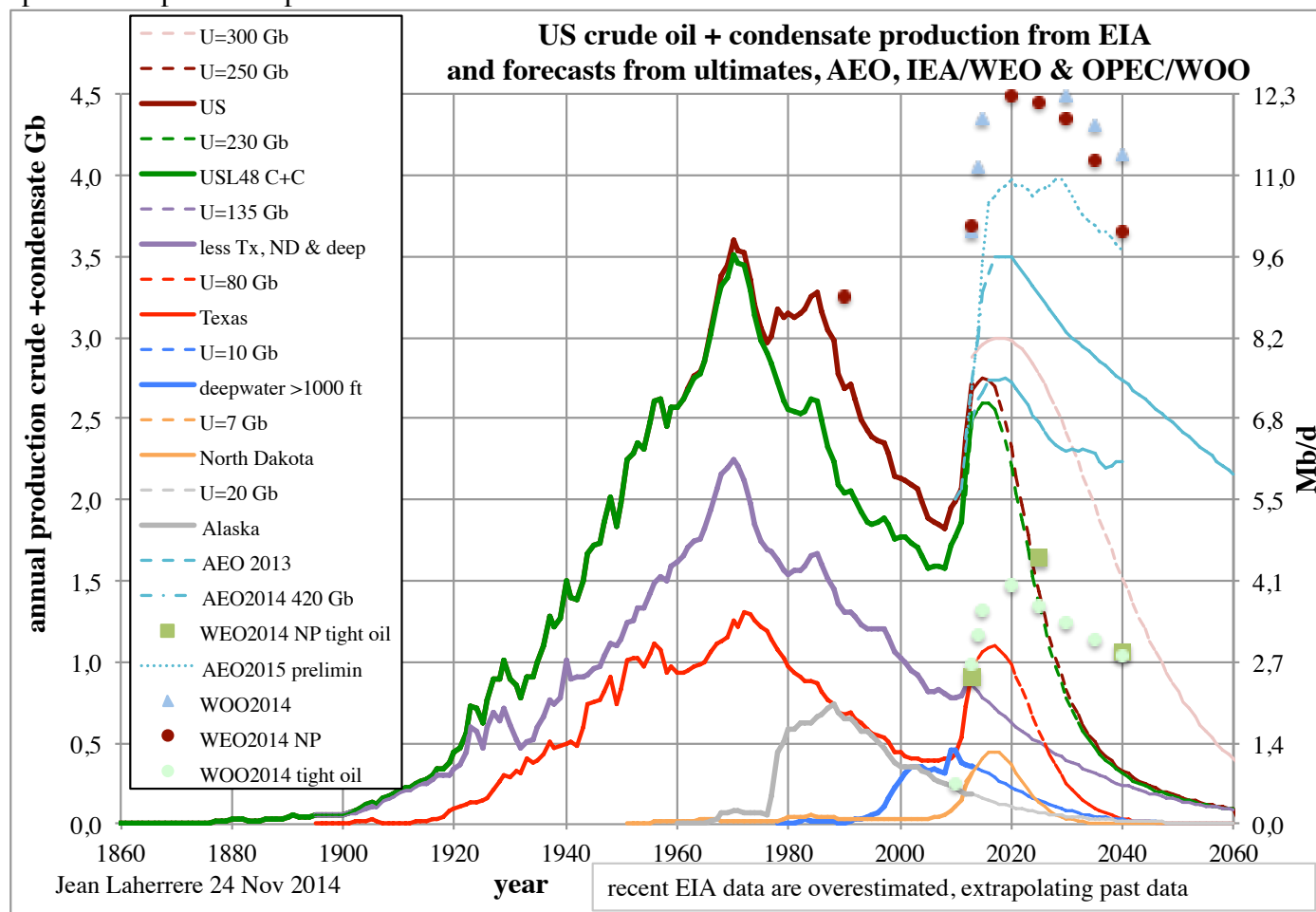
Les chiffres de l'AIE (WEO 2014) donnent pour 1990 une valeur supérieure au brut + condensat avec un pic pour cet « oil » incluant des liquides de gaz en 2020 à 12,3 Mb/d et un pic du tight oil à 4,5 Mb/d en 2025 et les chiffres de l'OPEP (WOO 2014) avec un pic en 2020 à 13 Mb/d et un pic tight oil à 4 Mb/d en 2020.

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 US se sont emballés sur le tight oil et leurs rêves d'indépendance. De nombreux géologues (Berman, Hughes) prédisent un pic proche pour le tight oil, car le modèle de champ continu sur tout le bassin est trompeur, seuls les sweet spots sont économiques et bientôt ils seront complètement forcés. Il est probable que le Bakken culmine en 2015, de même que l'Eagle Ford.

Ma prévision est pour un pic US avant 2020 entre 7 et 8 Mb/d loin de la prévision EIA et IEA et pour 2040 je suis moitié d'eux.

Fig 36: US : production pétrole & prévisions 1860-2060



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 arrondi de 7 Gb (fig 48)

Fig 37: ND Bakken linéarisation d'Hubbert

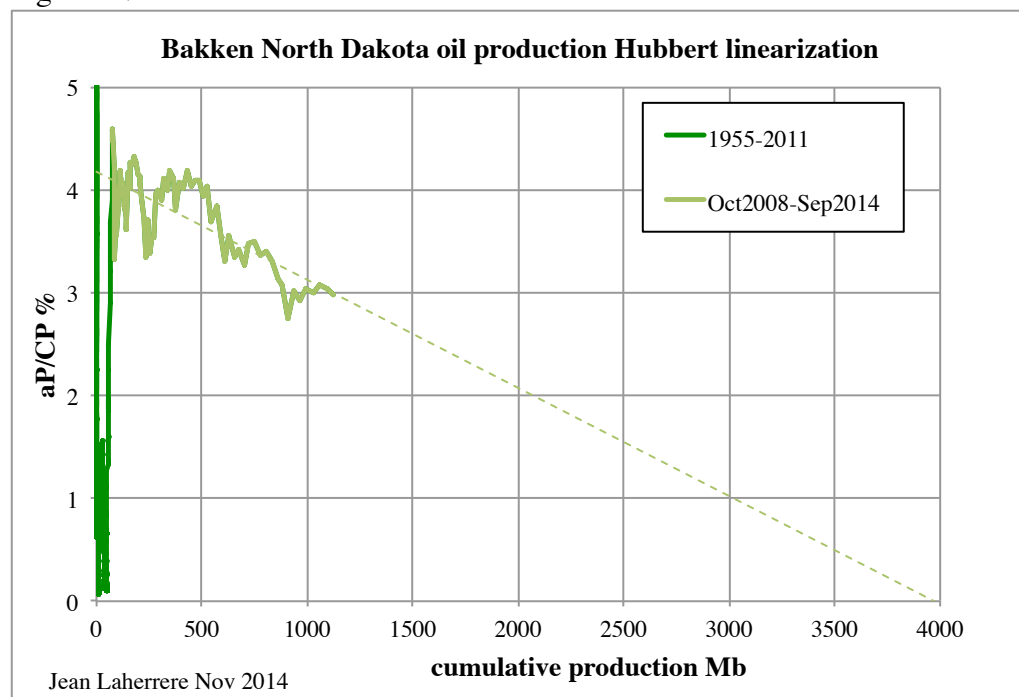
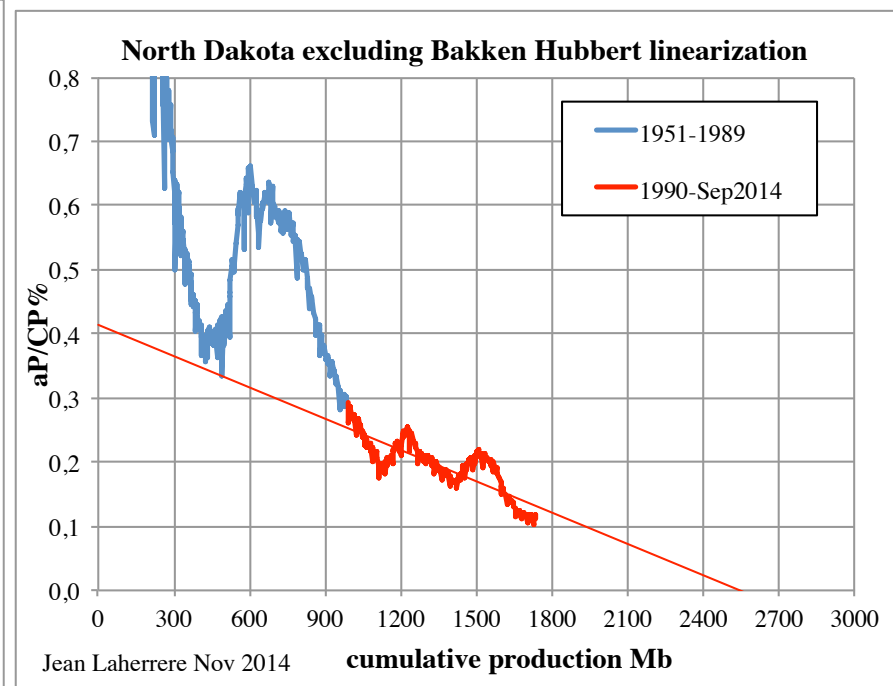


Fig 38: ND excluant Bakken linéarisation d'Hubbert



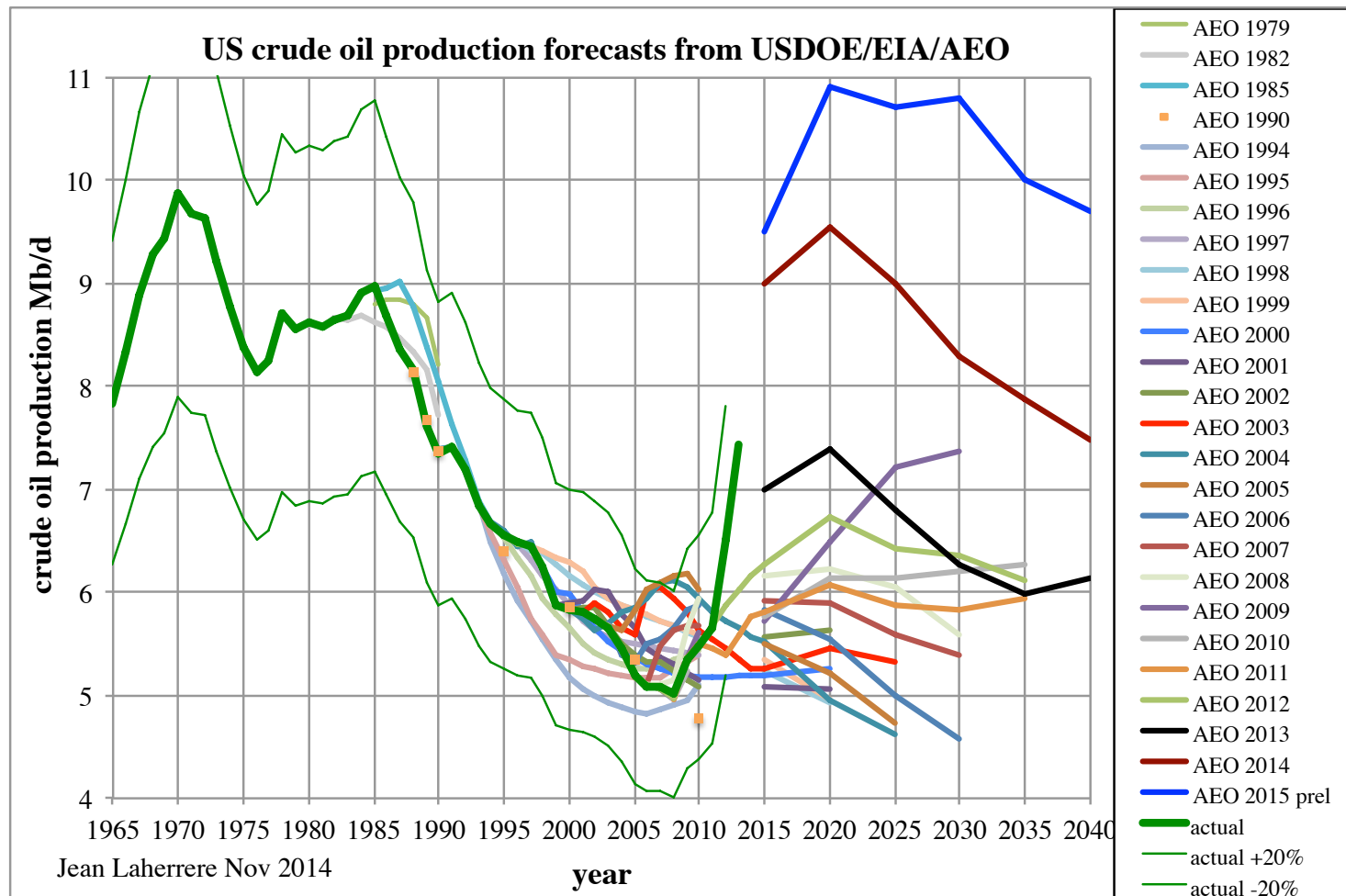
Les prévisions très optimistes de l'EIA sur la production de tight oil provient d'estimations surévaluées de l'USGS confondant réserves et ressources et faisant des analogies non justifiés : les réserves du Monterey shale viennent d'être réduites de 96%.

Les prévision EIA/AEO de production de brut US de 1979 à 2015 pour 2020 ont varié de 5 Mb/d (2004) à 10,9 Mb/d (2015 préliminaire)

Les prévisions pour 2012 sont une fourchette de 5,1 à 5,9 Mb/d contre 6,5 en réalité.

Personne n'avait prévu le boom du tight oil !

Fig 39: US prévisions EIA/AEO 1979-2014

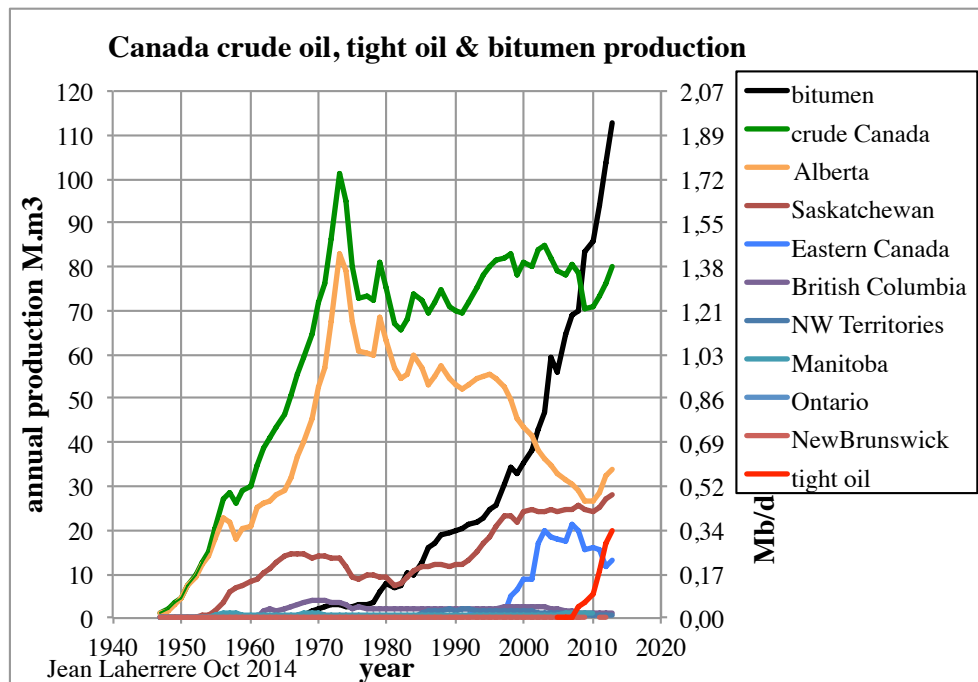


Prévision de la production au Canada

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 40: Canada: production brut, LTO & bitume

Fig 41: courbe écrémage découvertes « *backdated* » & non



L'estimation de l'ultime du brut est obtenue avec la courbe d'écramage (découvertes ramenées à date de découverte (backdating) versus nombre cumulé de puits d'exploration pure NFW) à 31 Gb (5 G.m³) (article ASPO Bruxelles 2011). Il est remarquable de voir que l'extrapolation de la production cumulée plus les réserves courantes donne une tendance vers des sommets irréalistes. Pour faire disparaître ce sujet qui fâche, CAPP a arrêté de publier les réserves initiales par année de découverte après 2009 !

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

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

Fig 42: Canada prévisions brut ultimes 5 & 6 G.m³

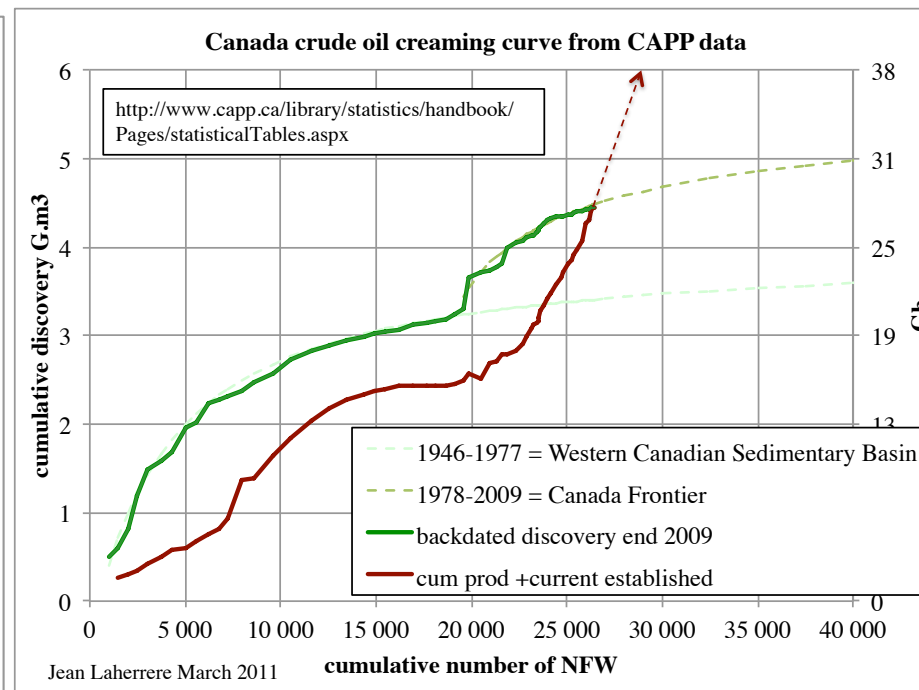


Fig 43: Canada: prévisions NEB brut et bitume

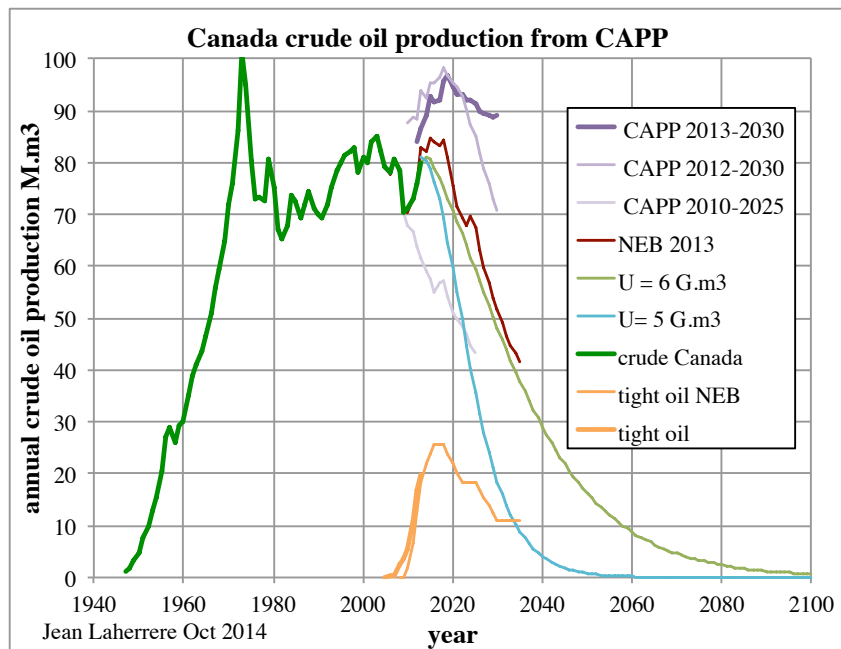
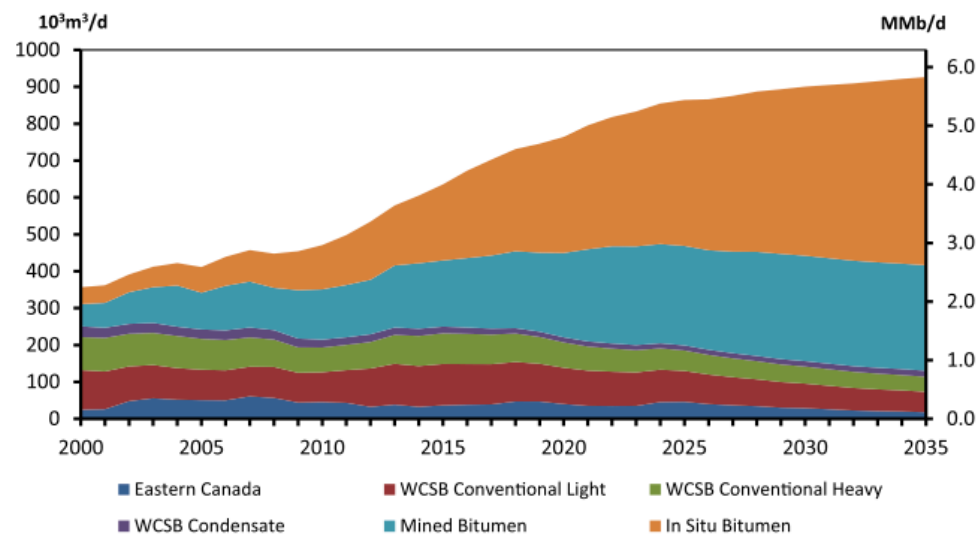


FIGURE 5.1
Total Canadian Crude Oil and Equivalent Production, Reference Case



Production mondiale de pétrole et prévisions

Le consommateur veut savoir quand il y aura pénurie à la station-service pour faire le plein de sa voiture. Or le carburant qu'il achète 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. Ils ont tous un pic avec des réserves ultimes, sauf les biocarburants avec une asymptote à 5 Mb/d. Les prévisions WEO 2014 sur le tight oil sont plus optimistes que celle de WOO2014.

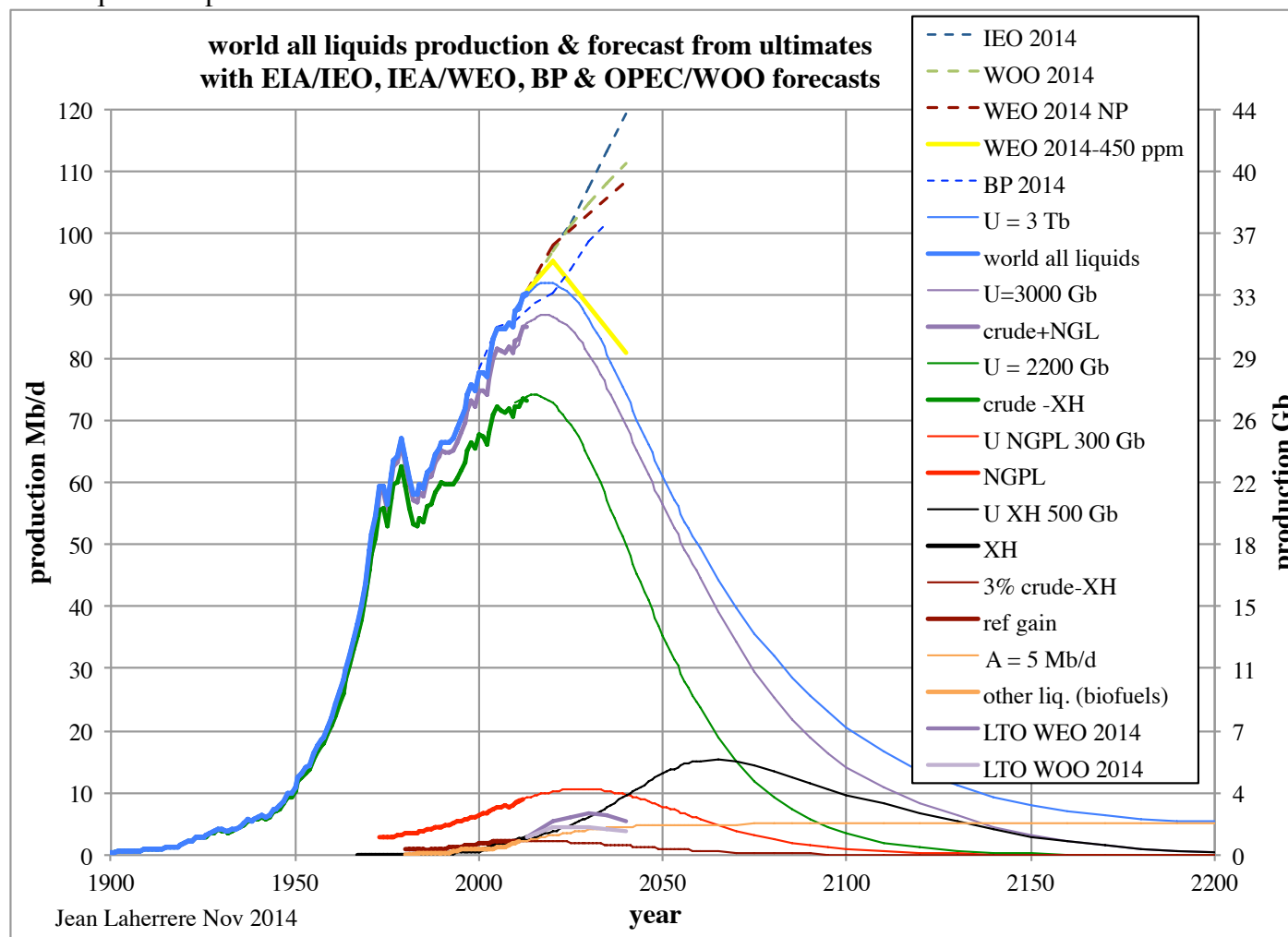
Les champs en production déclinent en gros de 5% par an, soit 4 Mb/d qu'il faut remplacer, le tight oil de l'AIE a un pic à 6,6 Mb/d en 2030 : couvrant moins de 2 ans de déclin : ce n'est pas le tight oil qui va compenser le déclin des géants. En 2013 pour la première fois depuis 1903 il n'y a pas eu de découverte de champs géants et en plus le champ de Thunder Horse a vu ses réserves diminuer de l'équivalent d'un géant.

L'AIE et l'OPEC ont des prévisions très optimistes car basées sur des réserves politiques surestimées (voir figure 1). WEO 2014 table 3.4 donne les **ressources récupérables conventionnelles (réserves) à 2239 Gb pour le brut** et 476 Gb pour les NGL, les non conventionnelles (extra-heavy, kerogen oil, tight oil) à 3296 Gb et les réserves prouvées à 1699 Gb. L'EIA donne les réserves restantes mondiales en 2013 à 1646 Gb et BP à 1688 Gb: trois chiffres très proches avec 4 chiffres significatifs mais dont le second est sûrement faux, mais aussi le premier. Les données techniques sont de 800 Gb (Fig 1) soit une **différence supérieure à 800 Gb: c'est énorme** ! On joue sur l'ambiguïté des définitions et la confusion ressources-réserves !

Sadad al-Husseini ancien VP Aramco (mis à la retraite en 2004 par son ministre) a déclaré à Londres en 2007 que l'augmentation des réserves de 300 Gb de l'OPEP de 1986 à 1989, causée par la bagarre des quotas, était des ressources spéculatives. WEO 2014 NP prévoit de 2013 à 2040 une diminution de production des champs existant de 67 Mb/d à 23 Mb/d, soit 44 Mb/d en 27 ans, une augmentation de 21 Mb/d pour des champs non

développés, de 16 Mb/d pour des champs à découvrir et de 4 Mb/d avec l'amélioration de la récupération; de plus les liquides de gaz augmentent de 12,5 Mb/d à 18,2 Mb/d. Cela fait une augmentation du conventionnel de 81,1 Mb/d à 84,6 Mb/d soit 3,5 Mb/d soit 1,3 Gb/a pendant 27 ans, soit un cumul de 17 Gb. Si on diminue les réserves conventionnelles de l'OPEP de 300 Gb, il faut fortement réviser ces prévisions de la production conventionnelle !

Fig 44: production mondiale liquides & prévisions



Le point délicat est l'estimation des l'ultime mondial pour le brut + condensat (donnée EIA) moins les extra-lourds : elle est obtenue avec la courbe d'écrémage (2200 Gb) et est confirmée par l'extrapolation de la croissance de la production versus production cumulée (dite linéarisation Hubbert) sur la période 1986-2013. L'estimation des réserves par l'USGS depuis 2000 utilise une méthodologie erronée (Laherrere 2000)

L'extrapolation de la même production en excluant les US donne un ultime de 1900 Gb, indiquant un ultime pour les US de 300 Gb.

Fig 45: extrapolation linéaire production mondiale brut moins extra-lourd

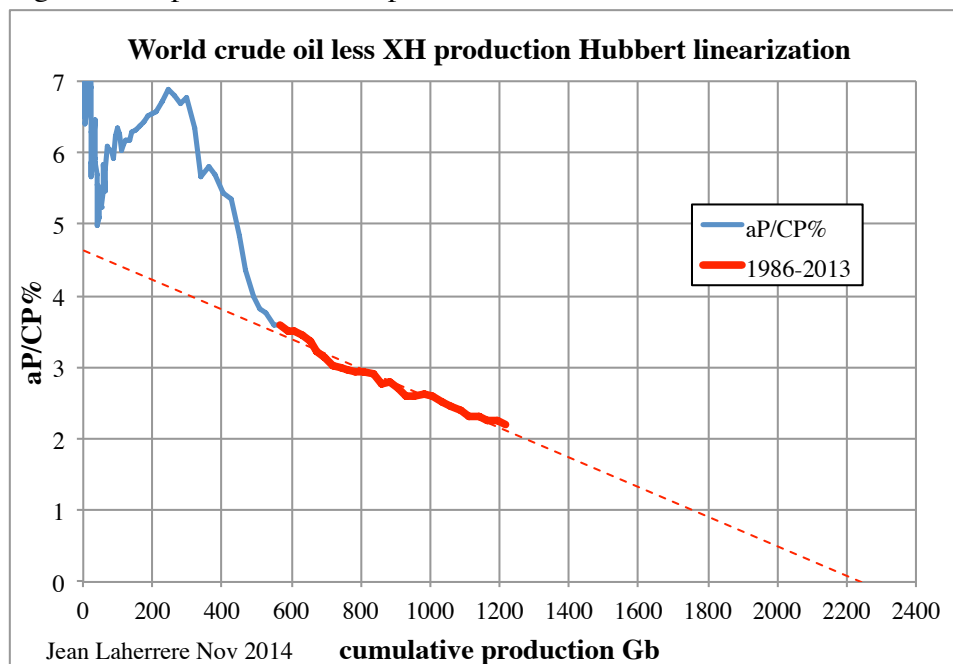
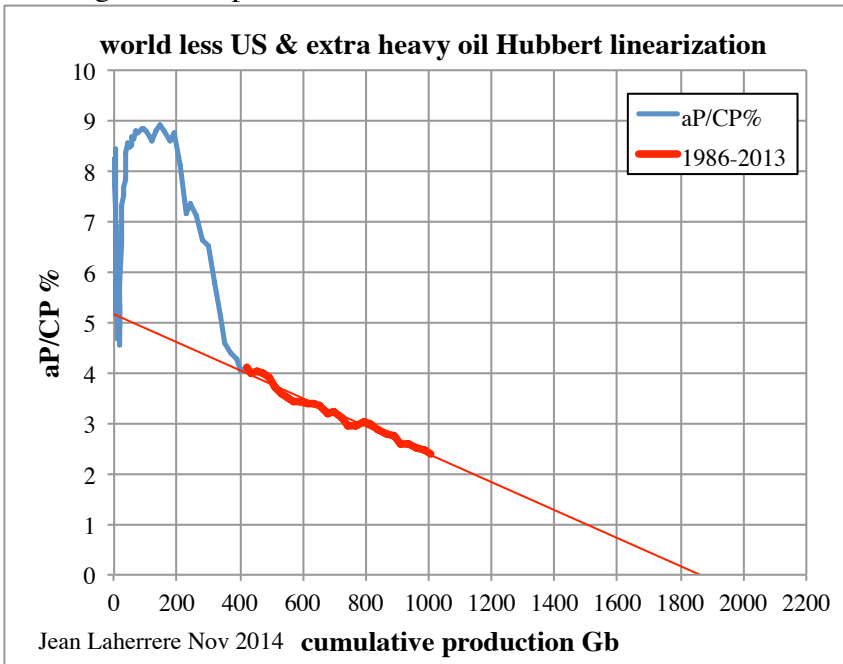


Fig 46: extrapolation linéaire monde brut moins US moins extra-lourd



Les prévisions AIE 2013 WEO 450 ppm (en jaune) coïncident avec mes prévisions : les contraintes géologiques et économiques vont donc satisfaire les objectifs des inquiets du changement du climat et du niveau de la mer (cycles qui existent depuis des milliards d'années)

Prix du pétrole

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. Certains relient la baisse du prix du brut à la hausse du dollar, mesurée par rapport à plusieurs monnaies (Blomberg 6 monnaies, indice fédéral 26 monnaies). Mais ces indices varient différemment car chaque monnaie subit les politiques nationales.

Le prix « réel » BP dépend de l'estimation de l'inflation qui est souvent manipulé.

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 !

Blomberg estime un *break-even oil price* pour les producteurs principaux. Il est de 95 \$/b pour l'Arabie Saoudite, mails le « Saudi Sovereign wealth fund » SAMA a accumulé 62 G\$ pour les 9 mois de 2014 (cumul 740 G\$) (SWFI). Or ce pays exporte environ 7,5 Mb/d soit 2 Gb pour les 9 mois : le fonds souverain encaisse donc 30 \$/b, ce qui veut dire que le cout est donc 30 \$/b inférieur au prix soit environ >70 \$/b et non 95 comme le prétend Blomberg. Le fond souverain de la Norvège est 893 G\$, Emirats Unis : 773 G\$, Koweït 548 G\$.

Fig 47: prix « réel » du brut (BP) & principaux événements liés au peak oil

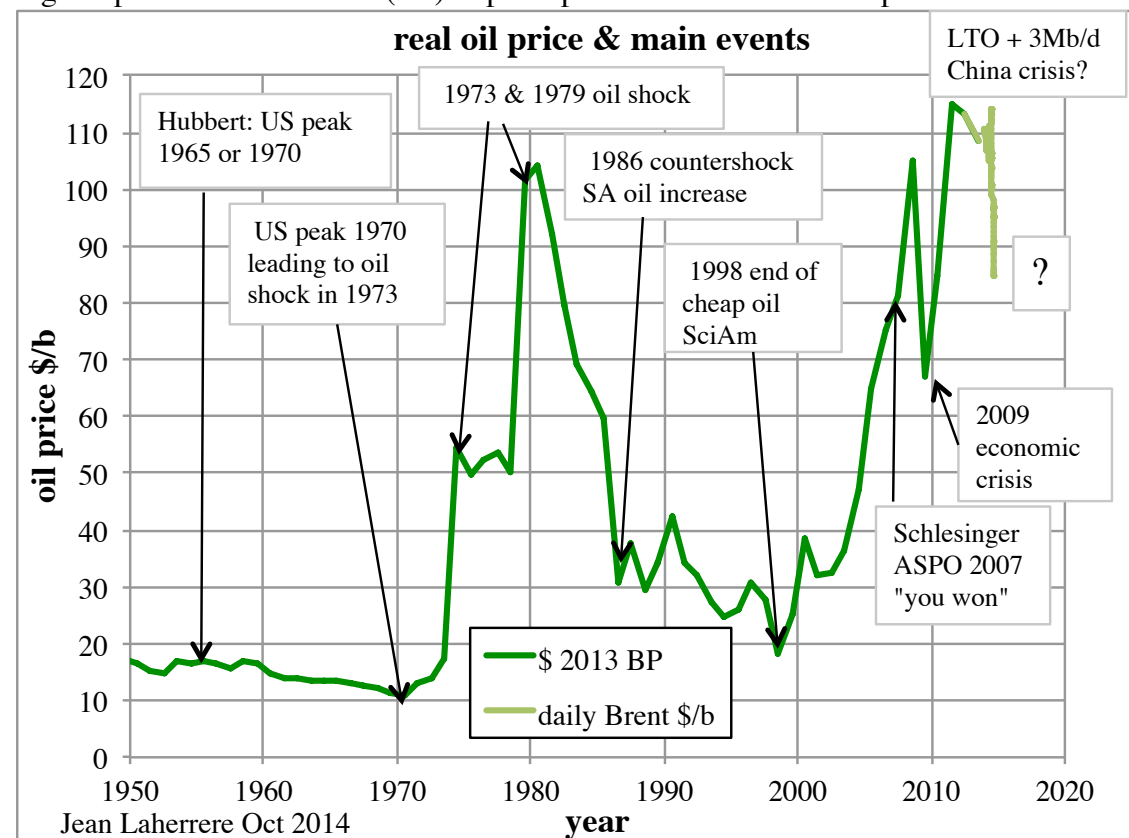
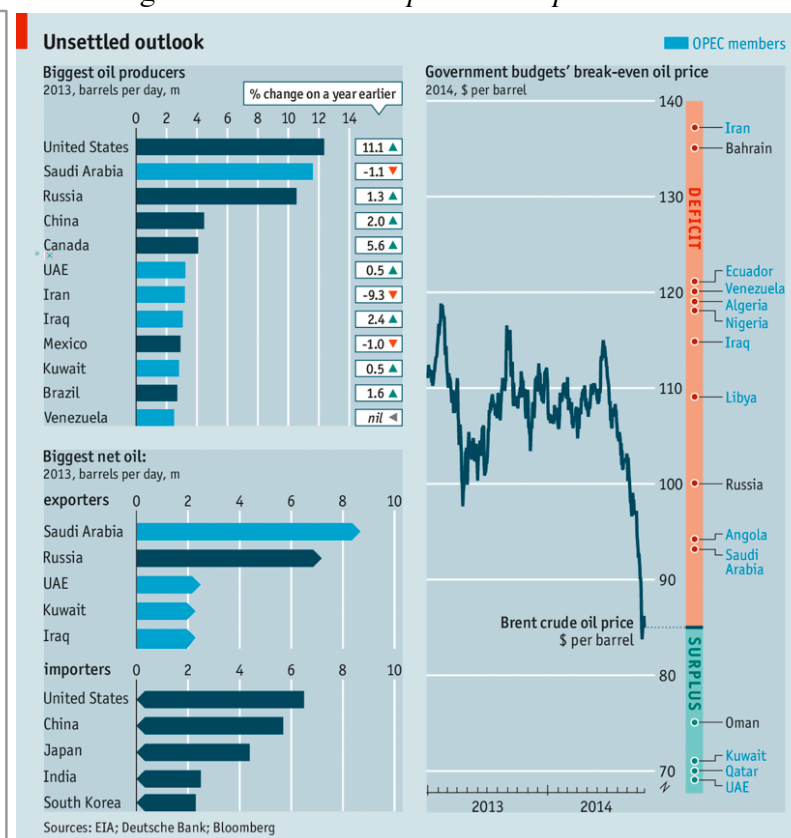


Fig 48: *Break-even oil price main producers*



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

Les prévisions de l'AIE/WE0 sont exprimées en prix courant (nominal) et en prix « real » actualisés avec le dollar de 2 ans avant. Pour le futur il est préférable de prendre en dollar réel, mais pour comparer les prévisions du passé il faut prendre le dollar courant (nominal).

Pour 2040, AIE/WEO2014 (table 1.5) prévoit en NP 132 \$2013/b = 244 \$/b, alors que l'EIA/AEO2014 prévoit pour le Brent 141 \$2012/b = 235 \$/b et pour le WTI 139 \$2012/b = 231 \$/b: il est évident que l'actualisation est différente dans les 2 agences !

Fig 49: prévisions prix *constant (real)* du brut par EIA/AEO 1979-2014

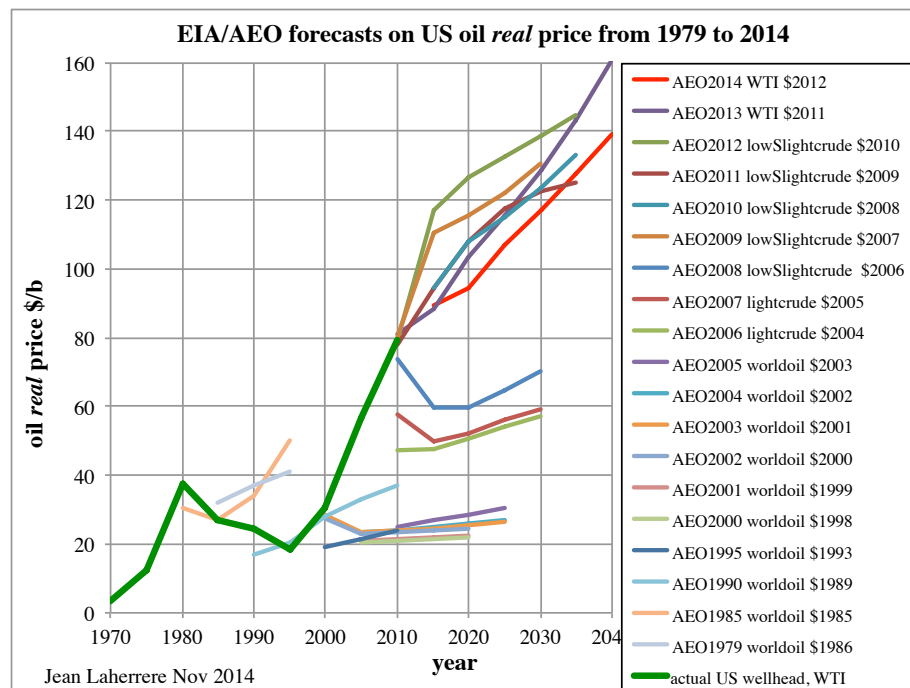
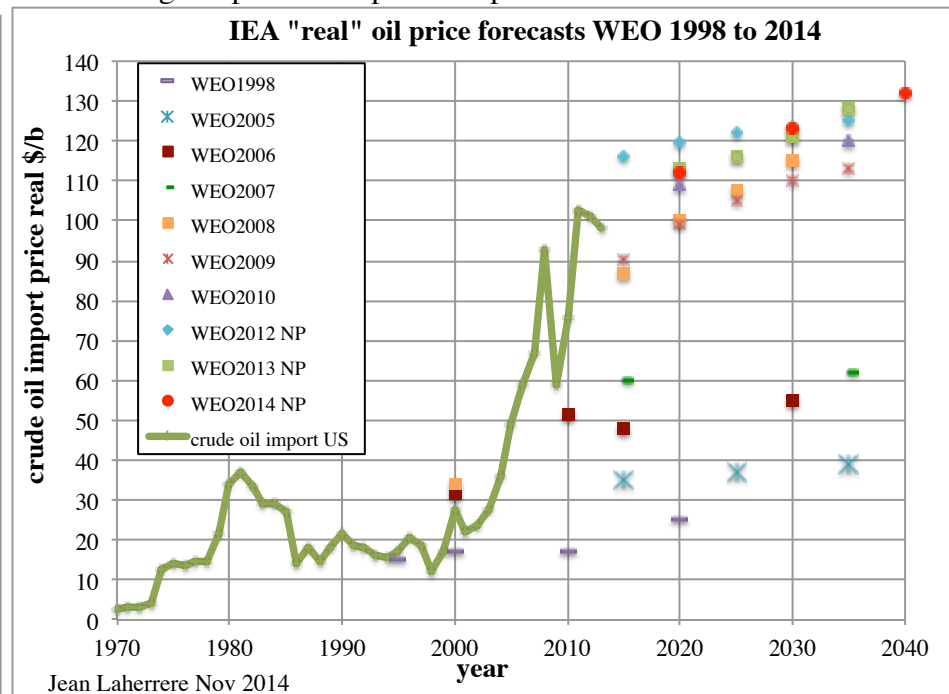


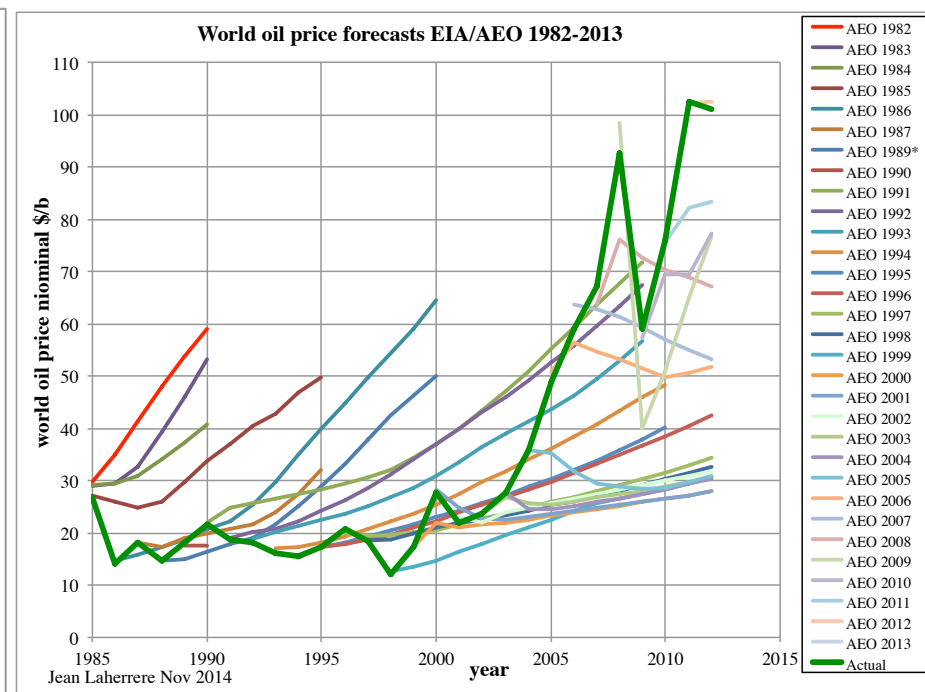
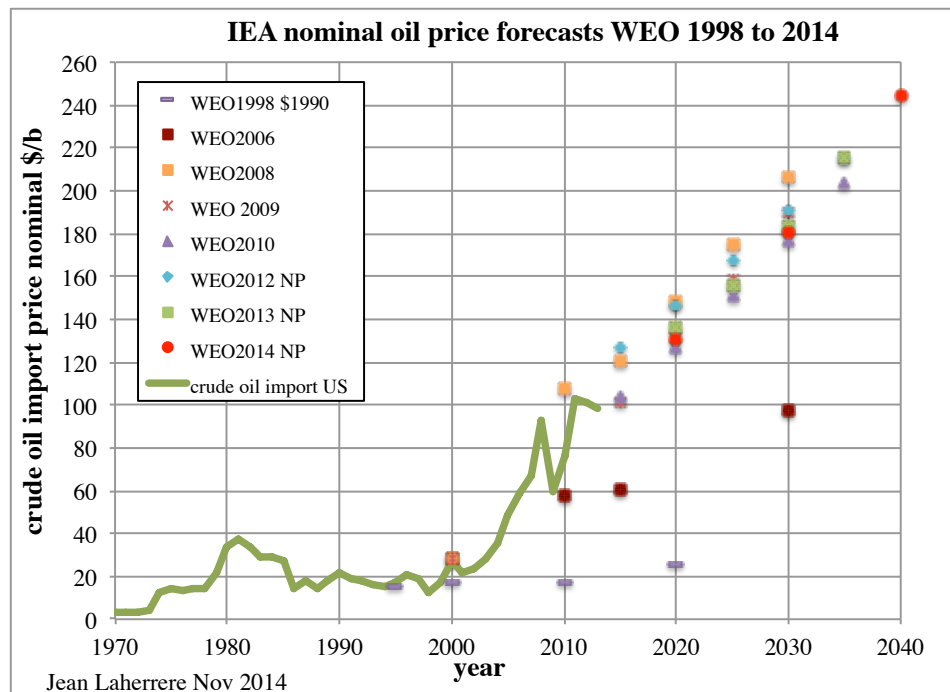
Fig 50: prévisions prix *real* par AIE/WEO 1998-2014



Pour les prévisions en dollar courant (nominal), pour 2000 la fourchette est 15-65 en fait 28 \$/b, pour 2020 la fourchette est 30-150 \$/b (dernière 130 \$/b)

Fig 51: prévisions prix courant du brut par AIE/WEO 1998-2014

Fig 52: prévisions prix courant EIA/AEO 1982-2013



Il est évident que les prévisions de l'AIE et de l'EIA en matière de prix du brut ne sont pas crédibles quand on compare les prévisions du passé avec la réalité. De mon côté je m'abstiens de toute prévision chiffrée et datée, me contentant d'affirmer depuis 1998 la fin du pétrole bon marché.

-3- Gaz

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

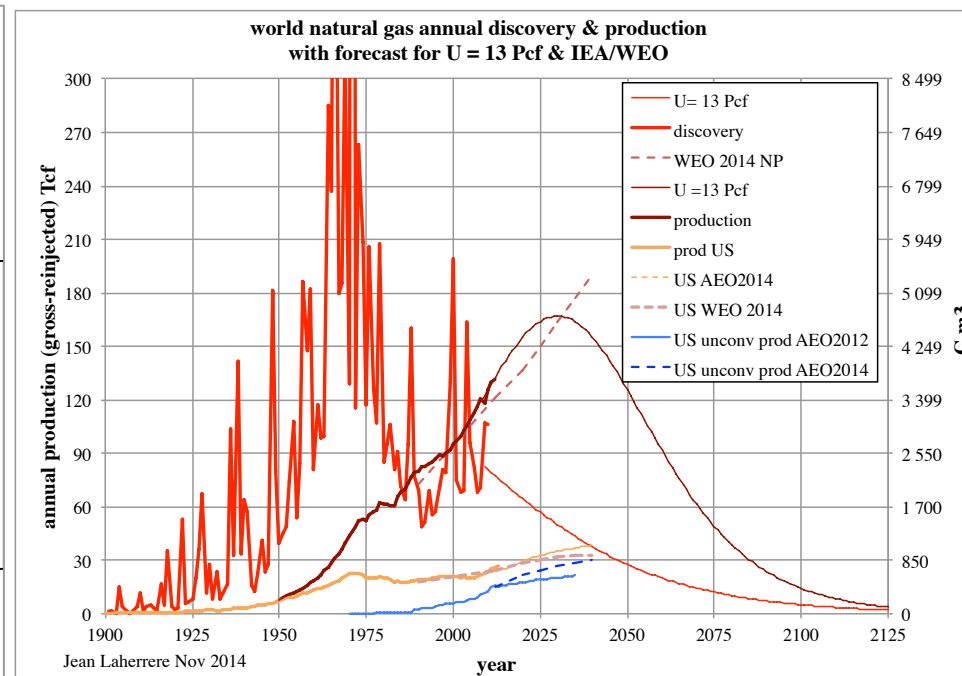
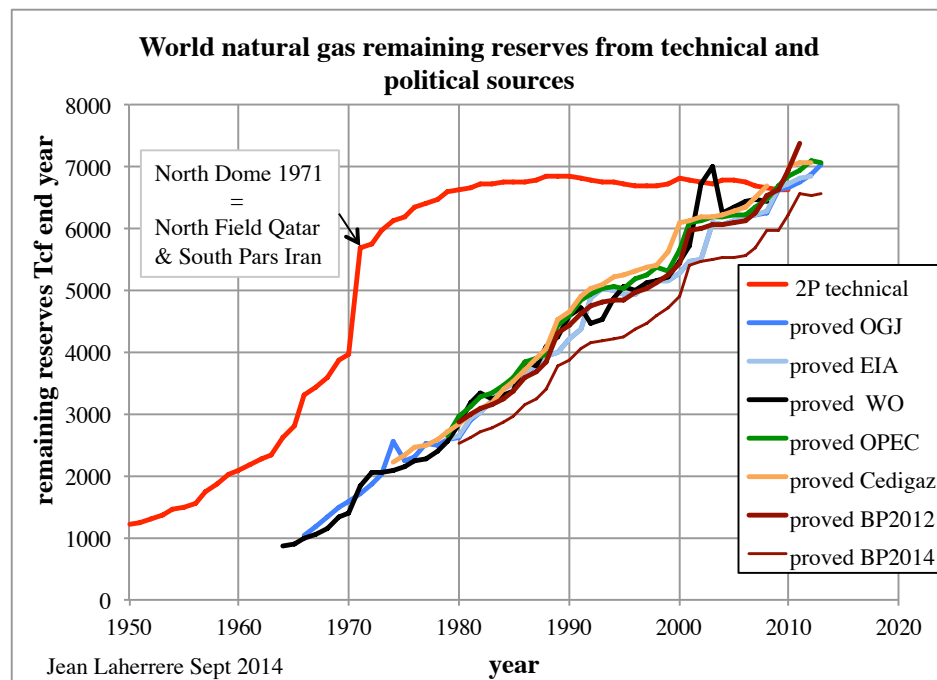
Le méthane fossile a du être appelé gaz naturel pour éviter la confusion avec le gaz de ville.

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

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

Fig 53: réserves mondiales de gaz : techniques & politiques

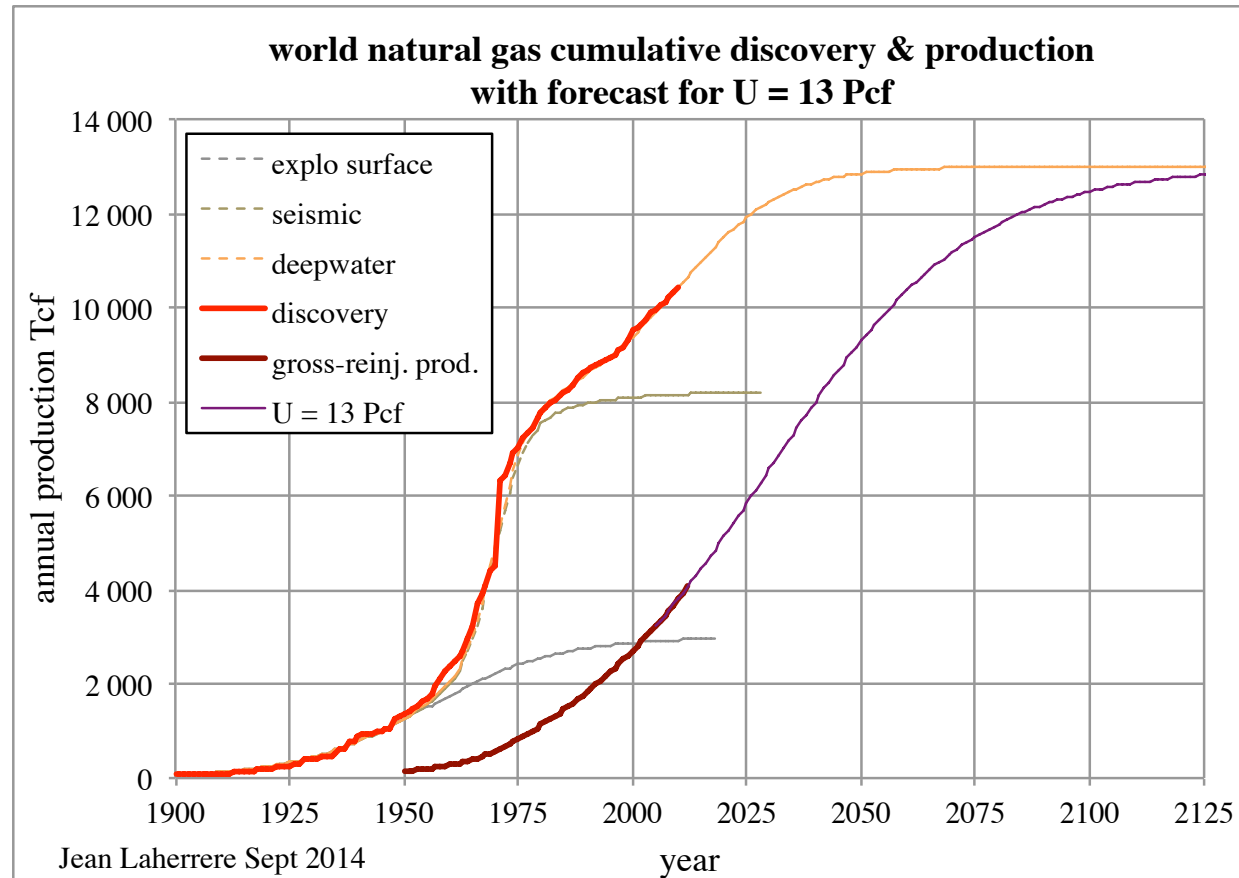
Fig 54: monde : découvertes & production de gaz



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

Bien sur dans l'inventaire des découvertes, le gaz non conventionnel (*coalbed methane, tight reservoir, shale gas*) est en partie exclus (frontière du *tight* ?), 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 55: monde: découvertes et production de gaz cumulées



Production gaz US

Le shale gas a été produit aux US à Fredonia dès 1821 utilisé pour l'éclairage (en concurrence avec l'huile de baleine qui coûtait 800 \$2014/b) mais il a été partiellement abandonné dès l'arrivée du gaz conventionnel bon marché

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 !

La production US de gaz est en 2013 supérieure au pic de 1970 à cause du non conventionnel. Notre estimation de l'ultime à 2 000 Tcf (1250 conventionnel et 750 non conventionnel) conduit à un pic en 2020 à 28 Tcf/a , alors que l'AEO 2014 met un pic sans doute en 2045 à 40 Tcf

La dernière prévision AEO 2015 (préliminaire) est en baisse par rapport à AEO 2014 ! On change les couleurs et les intitulés pour tromper l'ennemi!

Fig 56: US gaz : production & consommation annuelles

Fig 57: US gaz : production & prévisions

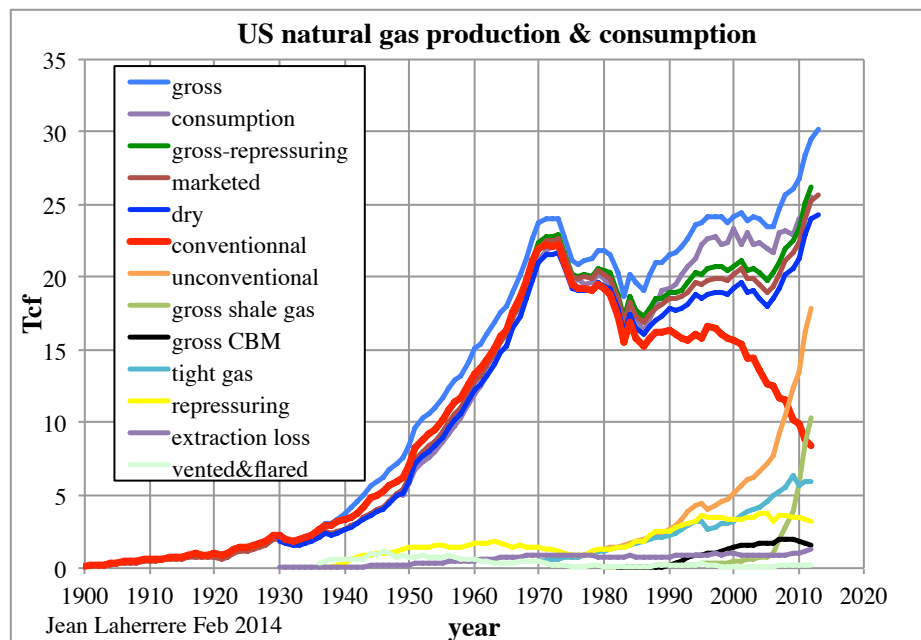
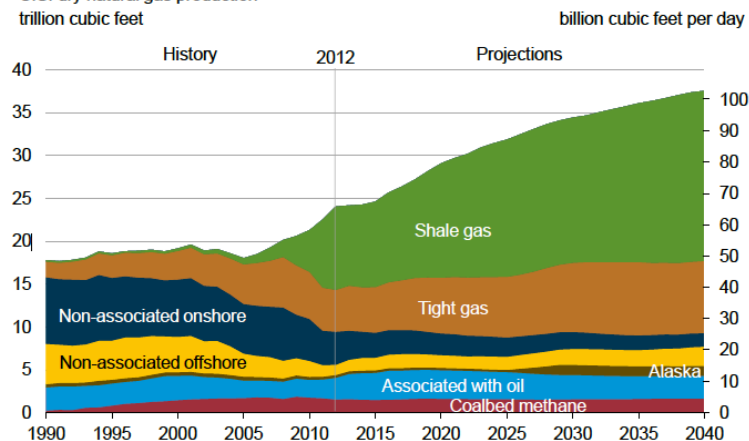


Fig 58: US production gaz sec EIA/AEO 2014

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

U.S. dry natural gas production
trillion cubic feet



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2014 Reference case

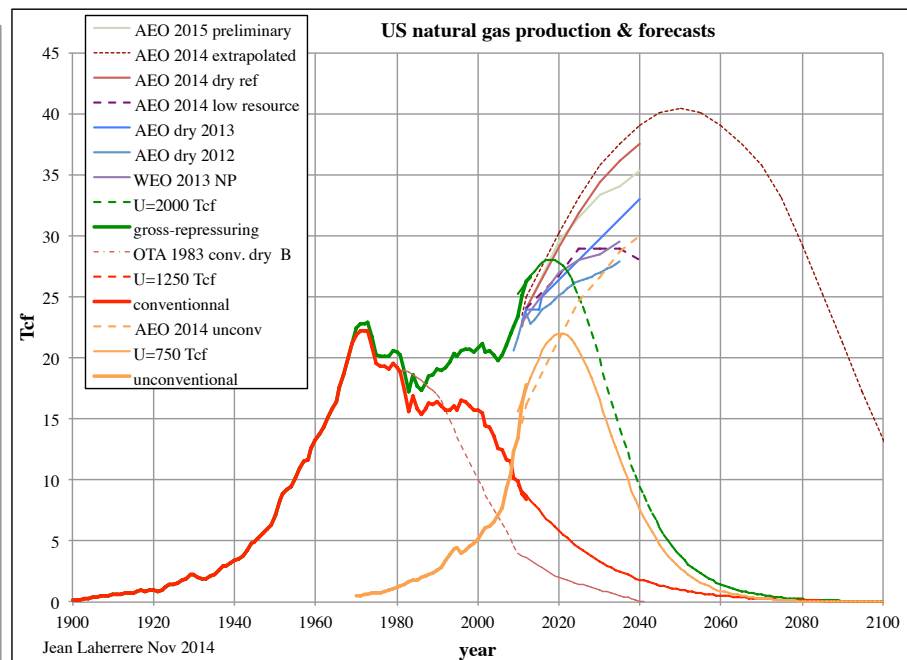
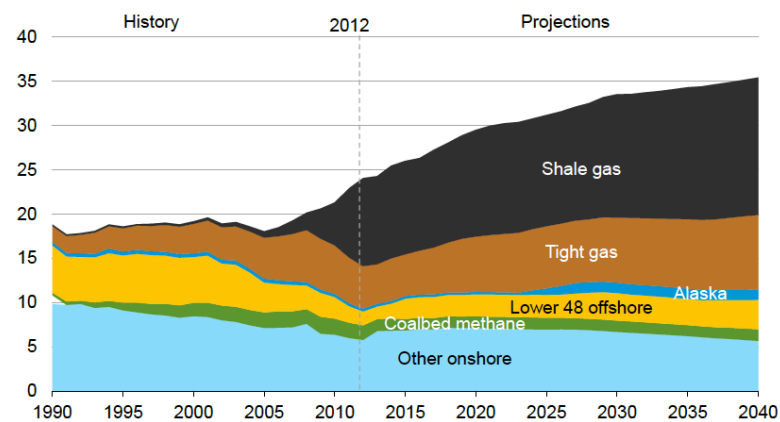


Fig 59: US EIA/AEO 2015 préliminaire

Shale gas production leads growth in production through 2040

U.S. dry natural gas production
trillion cubic feet



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

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

Les prévisions de production US EIA AEO de 1979 à 2015 montrent un nuage de courbe qui peut dépasser 20% de la réalité.

Les prévisions de prix courant AEO 1994 à 2012 montrent des variations considérables: pour 2012 fourchette 3,5 à 6,5 \$/kcf comme 2,7 en réalité : la plus proche est celle faite en 1997 !

Fig 60: US prévisions production gaz sec EIA/AEO 1979-2015

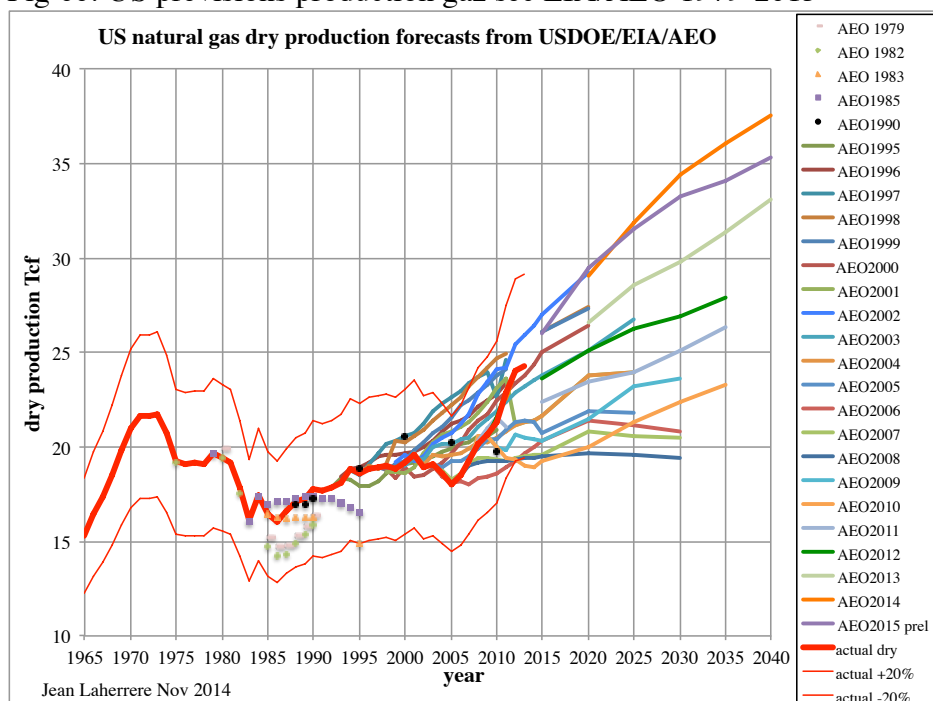
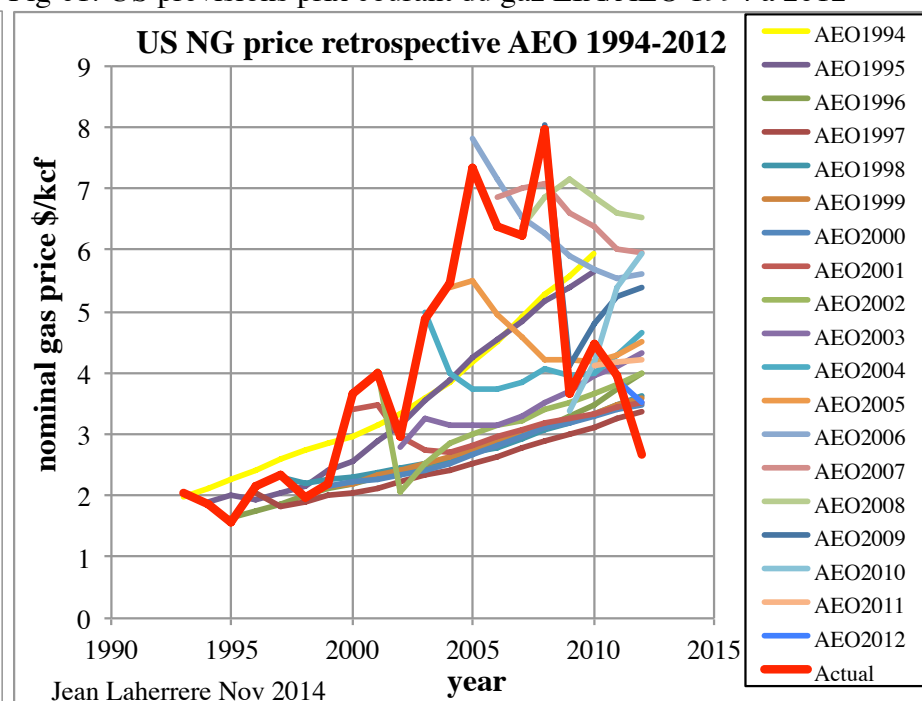


Fig 61: US prévisions prix courant du gaz EIA/AEO 1994 à 2012



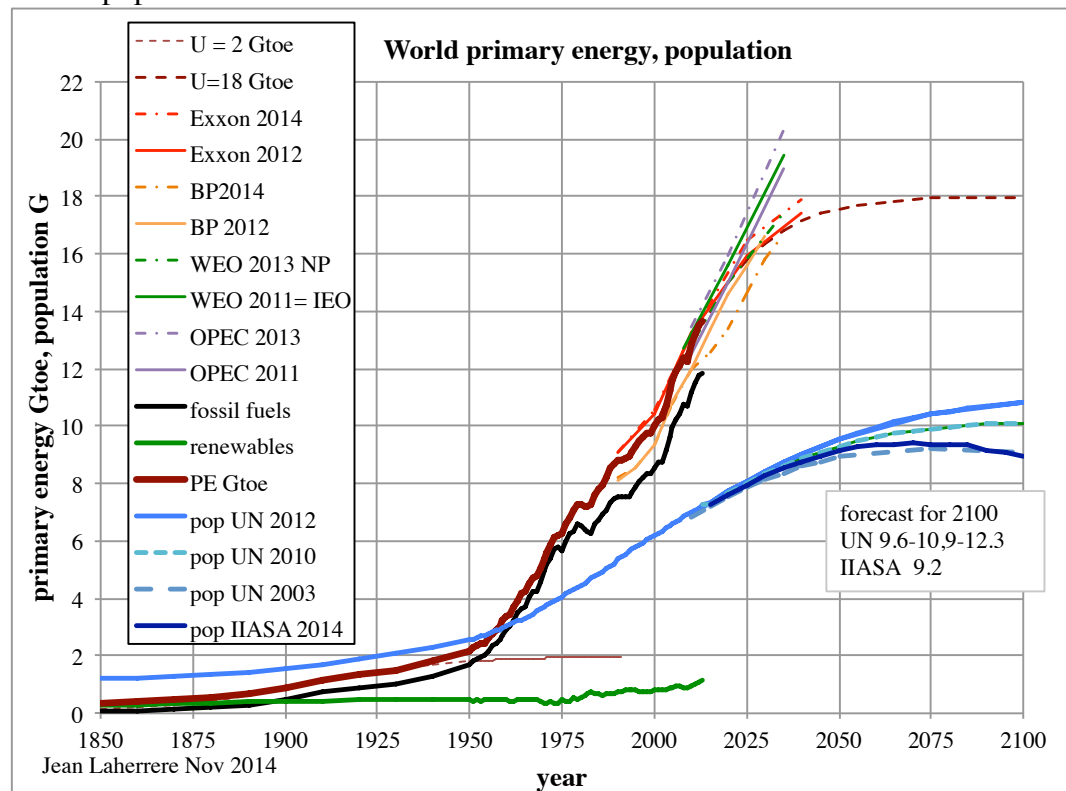
Les médiocres performances du passé permettent de douter des prévisions faites en 2014, notamment pour 38 Tcf en 2040 (AEO 2014) alors que ma prévision n'est que de 10 Tcf. L'estimation provisoire (AEO 2015 préliminaire) est en baisse pour 2040 à 35 Tcf.

-4- Energie primaire

Production mondiale d'énergie primaire

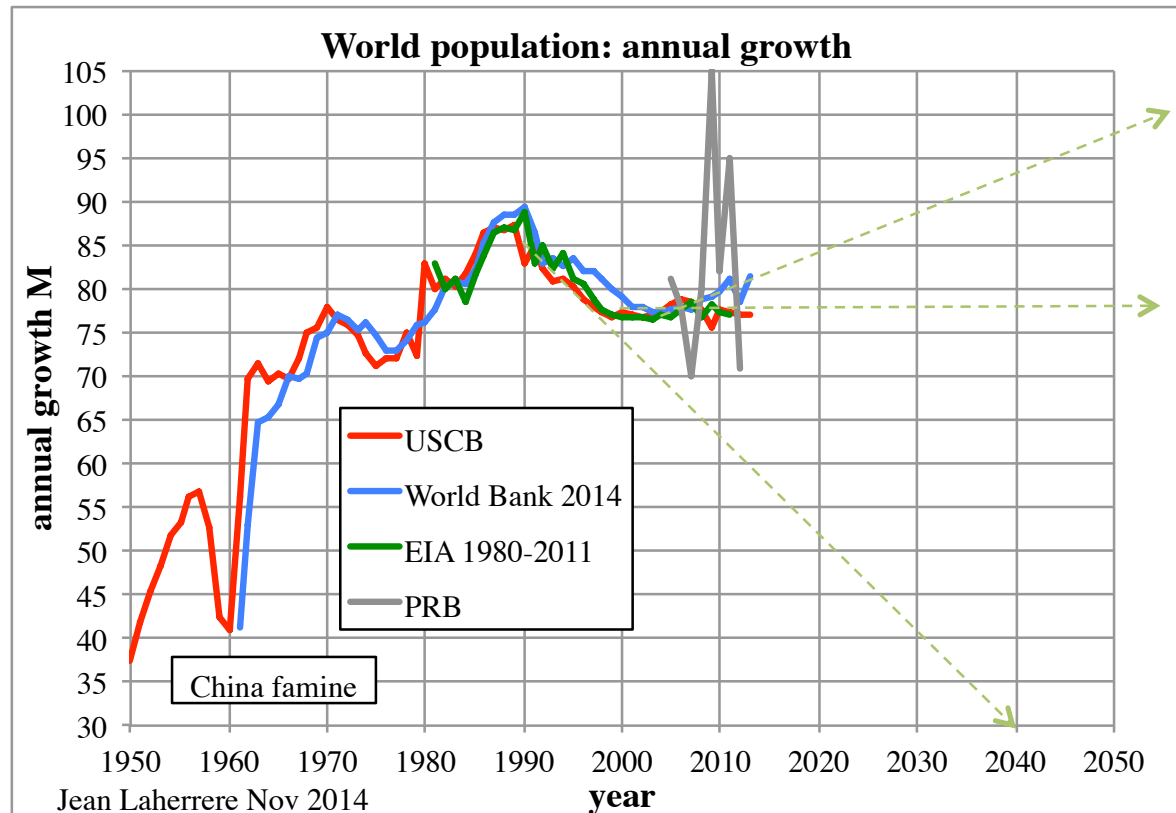
L'énergie primaire est donnée commençant seulement depuis 1850 alors que les grandes capitales étaient déjà construites, mais avec l'énergie musculaire des hommes et des animaux, énergie dite non commerciale et non enregistrée. Il faut comparer à la population, mais là aussi les données sont imprécises et les prévisions basées sur des modèles utopiques (tous allant vers un taux de fécondité identique au taux de remplacement)

Fig 62: prévision énergie primaire & population 1850-2100



L'extrapolation des chiffres de croissance de la population mondiale des dernières années est impossible. Les chiffres varient car en début ou fin d'année ou en milieu. Il n'y a pas de recensement dans les pays en guerre (Somalie). En 1988 les NU estimaient le Nigéria à 120 M et le premier recensement de 1990 a réduit ce chiffre de 30% ! Les pays trichent sur leur chiffre de population, comme pour les réserves de pétrole !

Fig 63: population mondiale : croissance annuelle en nombre 1950-2013



Les prévisions sur la population sont beaucoup basées sur celles de la fécondité des femmes qui dépend principalement de l'éducation des jeunes filles. Dans certains pays où l'éducation des jeunes filles est combattu allant jusqu'à la mort (Talibans, Boko Haram) on ne peut pas espérer une baisse importante de la fécondité.

La dernière prévision pour le monde en 2100 est une fourchette pour les NU de 9,6 à 12,3 G avec le plus probable 10,9 G, mais la dernière étude IIASA 2014 (W.Lutz *World population and Human Capital in the 21th century*) prévoit seulement 9,2 G, valeur en dehors de la fourchette NU après un pic à 9,4 en 2070.

Les problèmes démographiques sont aussi (si ce n'est plus) inquiétants que les problèmes énergétiques.
Les chiffres publiés sont peu fiables !

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 faut des conventions sur le taux de conversion des différentes énergies

En 2001 les conventions françaises de l'Observatoire de l'Energie de 1983 sont alignées sur l'AIE.

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

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

France: **énergie primaire 2001 en Mtep** DGEMP BP 2002

	nouvelle méthode	ancienne	variation	BP 2002
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

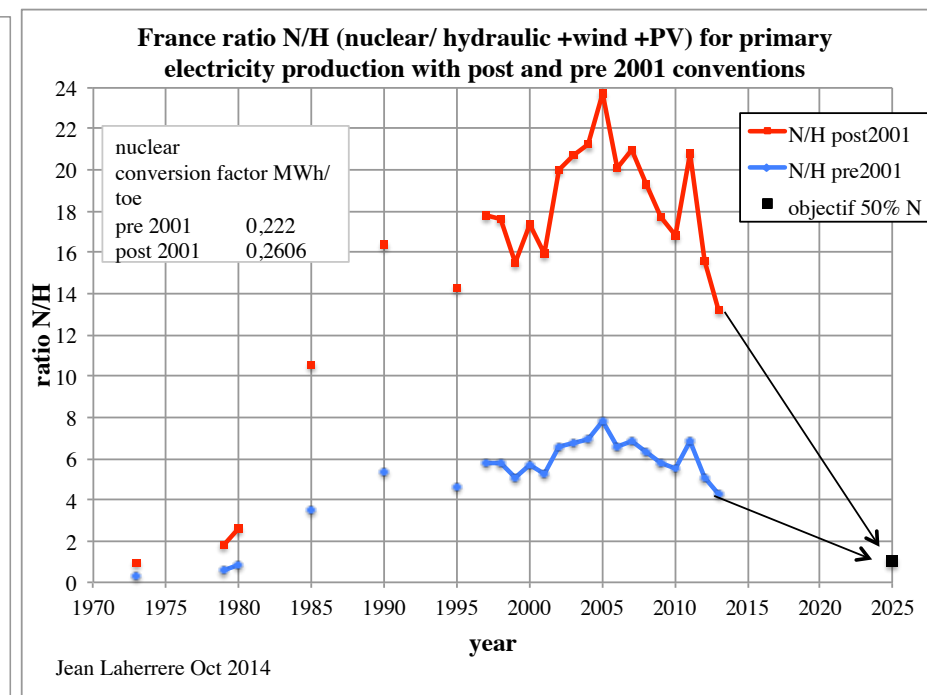
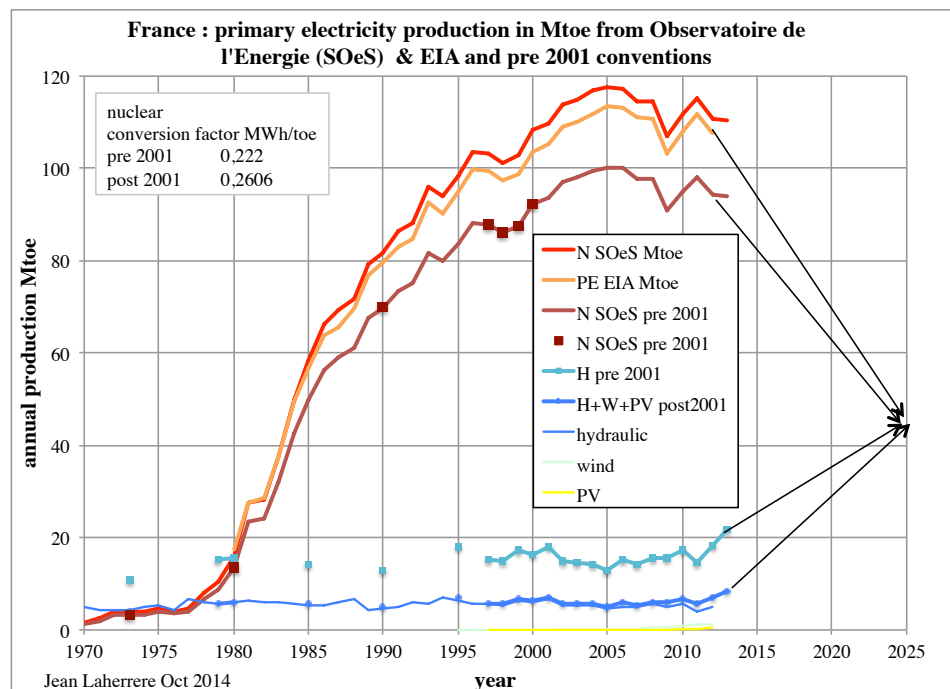
Pour satisfaire les Verts qui veulent diminuer le nucléaire dans la consommation d'énergie en France, il suffit de revenir aux conventions d'avant 2001

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

On peut reconstituer la production en Mtep avec l'ancienne convention de pre 2001 = 0,222 MWh/tep alors que le post 2001 est 0,2606.

Fig 64: France: électricité énergie primaire Mtoe

Fig 65: France ratio nucléaire/hydraulique + vent + PV



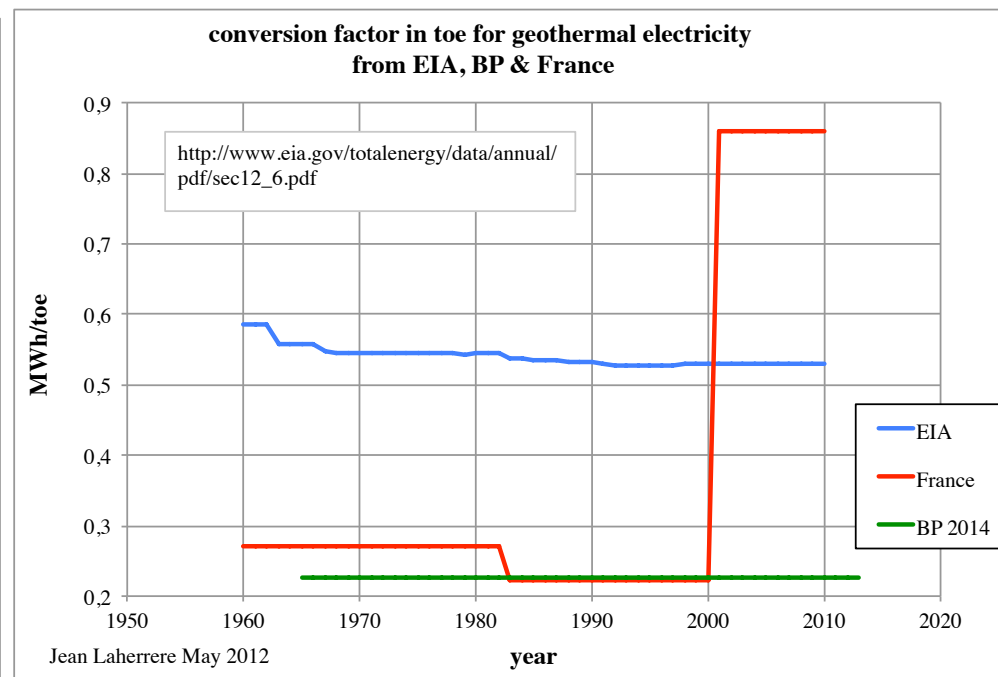
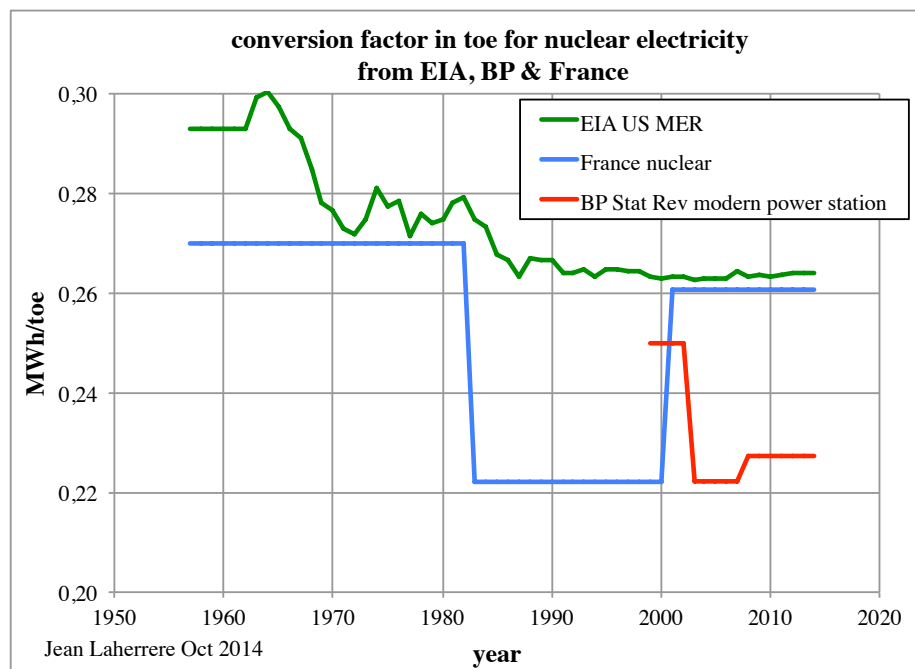
Le projet de loi du 14 octobre 2014 sur la transition énergétique a pour objectif 5° *de réduire la part du nucléaire dans la production de l'électricité à 50% à l'horizon 2025* semble difficile. L'objectif de l'Europe en 2030 de réduire les gaz à effet de serre de 40% et d'économiser 27% d'énergie s'ajoute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

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

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

Fig 66: taux conversion électricité nucléaire France, EIA, BP

Fig 67: taux conversion géothermie France, EIA, BP



La consommation énergie primaire en 2012 en Mtep varie avec les sources

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

Certains confondent production énergie primaire et consommation énergie finale

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

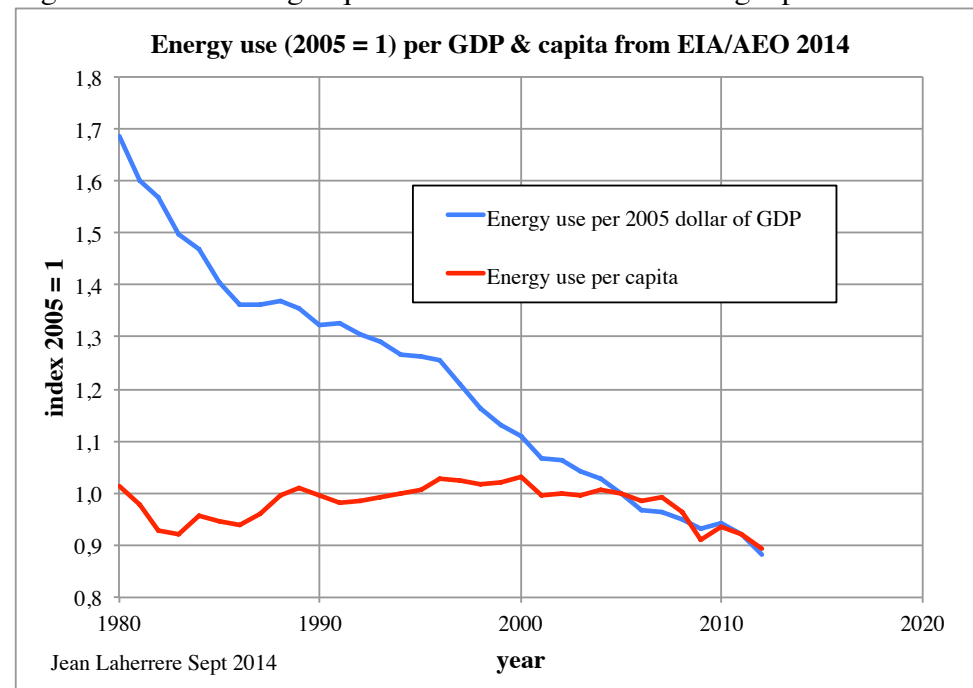
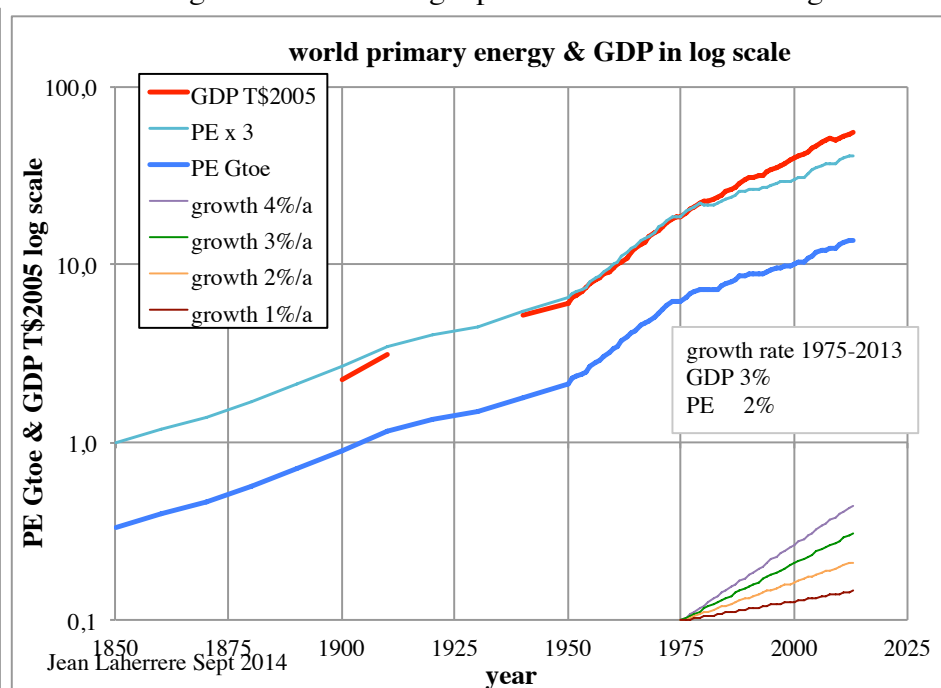


Fig 69: monde : énergie primaire & PIB échelle log

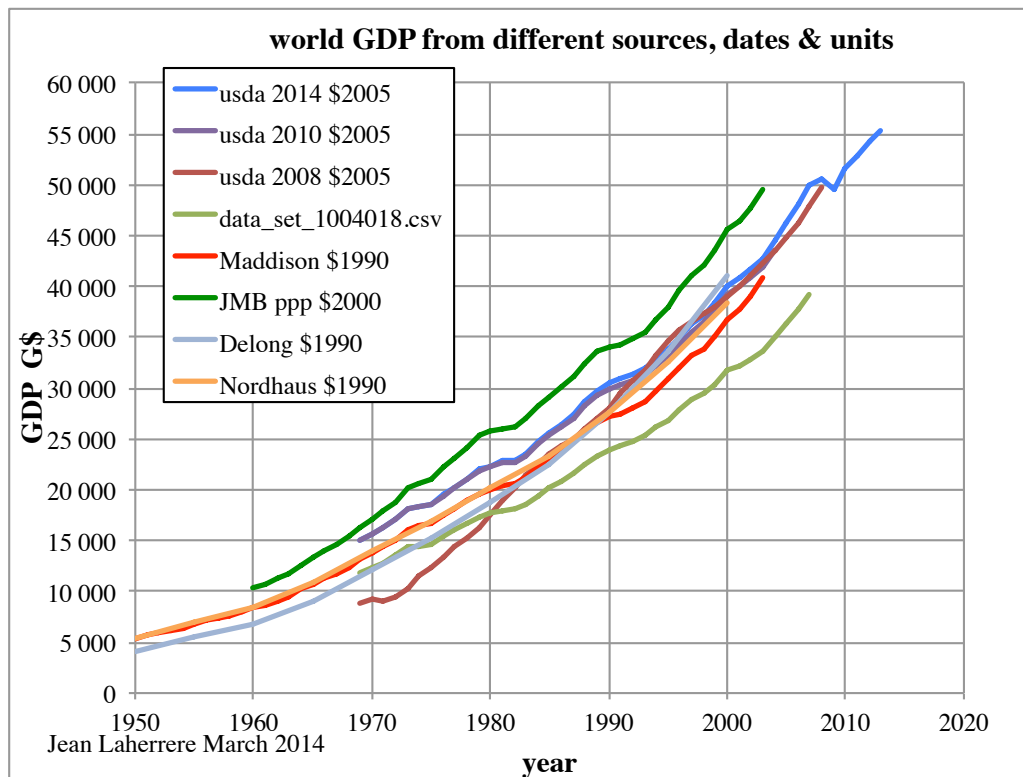


Sur la période 1850-2013 le PIB mondial en T\$2005 et l'énergie primaire en Gtep sont comparés en échelle log, la courbe 3 fois l'énergie primaire est ajoutée. Il est remarquable que de 1900 à 1975 le PIB coïncide avec 3 fois l'énergie, car le PIB augmente de 3%/a et l'énergie de 2%/a d'où **1% croissance énergie = 0,66% croissance PIB**, mais de 1975-2013 cela diverge, L'intensité énergétique ne peut que diminuer, ici de 1988 à 2012 de 2% par an. Mais quid dans le futur ?

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

De plus le PIB est manipulé. Les US ajoutent en 1998 un facteur hédonique aux dépenses informatiques qui deviennent des investissements, en 2013 les dépenses artistiques deviennent des investissements augmentant le PIB de 3% (pour contourner leur loi sur le plafond des dettes en fonction du PIB). En septembre 2014 l'Union Européenne oblige la France d'ajouter les dépenses de drogue et de prostitution comme d'autres pays le font. (RU 11 G€ et l'Italie parle de +11%))!

Fig 70: 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.**

France : pourcentage des dépenses d'énergie par ménage

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

Mais le pourcentage de l'énergie dépensée par les ménages dans Repères varie: le pic de 1985 n'apparaît pas en 2011, ni en 2010 mais en 2013 et 2008

% en 1985 R2013 R2011 R 2010R2009 R2006

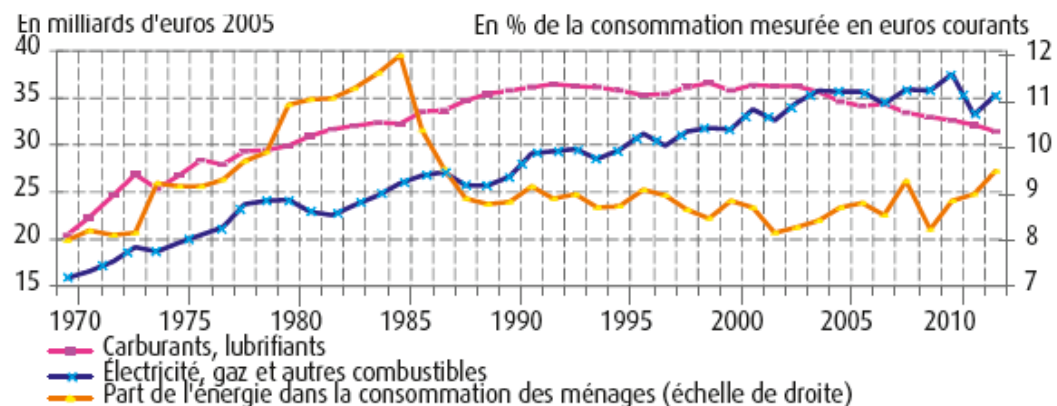
12 9,5 9 10,2 8,1

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 71: -Repères 2013

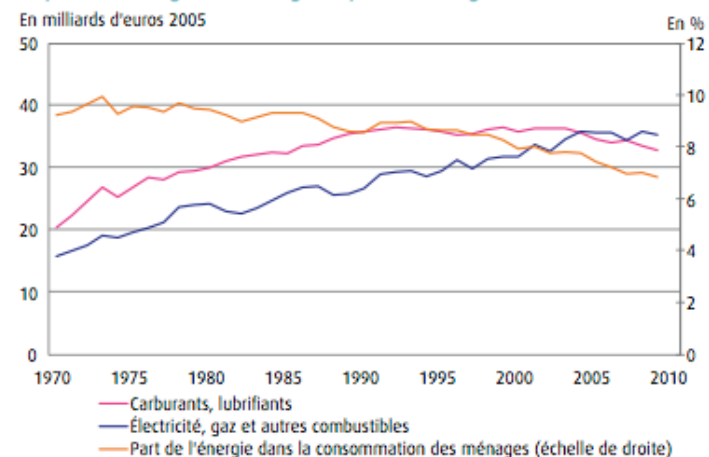
Fig 72: -Repères 2011

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



Source : Calculs SOeS d'après Insee

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



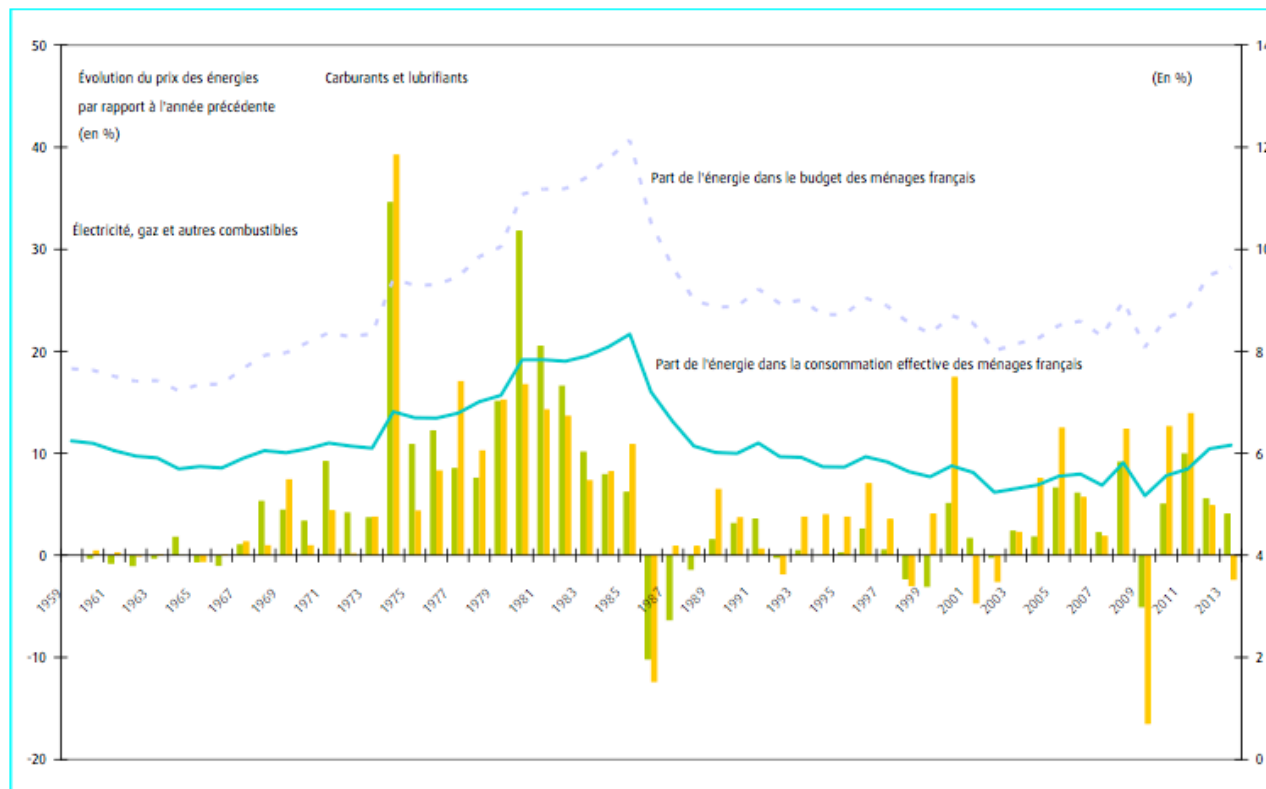
Le pourcentage de l'année 2005 est 5,6 % pour R2006, 7,2 pour R2009, 7,5 pour R2011, 7% pour R2010 et 8,8 % pour R2013 soit une augmentation de plus de 50%. Un pourcentage annuel est indépendant de l'inflation et de l'unité utilisée. On peut excuser une correction de 5%, mais pas de 50% ! De telles variations 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 des chiffres différents de Repères 2013, bien que venant du même ministère !

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

Ce graphique Références 2013 semble corriger les erreurs des graphiques précédents, montrant la complexité des mesures et de leur interprétation.

Fig 73: part de l'énergie dans budget ménages & consommation **effective** ménages 1959-2013



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 autour de 6% de la consommation effective, malgré la perception des Français vis à vis de l'énergie

-Conclusions

Il n'y a pas de règles mondiales sur la publication des données de production pétrolière et gazière, il n'y a des règles locales et incompatibles, notamment en matière de condensat. L'AIE doit changer ses définitions et ne plus suivre la Norvège. Les productions AIE des liquides de gaz diffèrent de ceux de l'EIA dans le passé et encore plus dans leurs prévisions.

Les données de production par pays sont incomplètes, souvent incorrectes et les chiffres par champ ne sont disponibles que dans très peu de pays

La France devrait suivre l'exemple du Royaume Uni avec le *Freedom of Information Act*

Les bases de données Pégase ou Eurostat sont incomplètes et peu conviviales

Les données publiques de réserves sont politiques ou financières et ne peuvent pas être utilisés par les économistes pour faire des prévisions. Seules des données techniques confidentielles peuvent être utilisés pour le pétrole et le gaz dit conventionnel.

Les chiffres de réserves sur le non conventionnel mélange ressources et réserves, mais les ressources peuvent être cent fois supérieures aux réserves pour le pétrole de roche mère.

Les chiffres publiés par l'USDOE et l'USGS sur les réserves mondiales de pétrole et de gaz de roche-mère sont irréalistes (comme ceux du conventionnel !) et les déceptions en Pologne en sont la preuve. Les chiffres importants sur la Chine et l'Argentine tardent à être confirmés par une production commerciale, malgré de nombreux puits effectués.

Pour les US, l'EIA prévoit un pic du tight oil vers 2020 mais avec un déclin très lent qui demanderait des réserves ultimes non justifiées par les chiffres actuels. Les prévisions se basent sur le nombre de puits forés dans le futur sans se préoccuper de savoir s'ils seront économiques (sweet spots). Le déclin peut être beaucoup plus rapide ruinant les espoirs américains d'indépendance. De même pour le gaz de roche mère et les espoirs d'exportation ! La comparaison des prévisions US de l'AIE et de l'EIA en matière de production avec la réalité montre des dispersions considérables allant jusqu' $\pm 20\%$, discréditant tout chiffre futur : c'est pire pour le prix du pétrole.

L'énergie primaire mondiale ralentit sa progression exponentielle et doit se diriger vers un ultime de l'ordre de 18 Gtep.

L'énergie bon marché semble avoir disparu mais pour les Français la part de l'énergie dans la consommation effective des ménages a connu un pic en 1985 à 8 % et après le contrechoc de 1986 depuis 1991 à 2013 elle est au dessous de 6%. C'est pour cela que les économies d'énergie sont mal suivies par les Français.

Le prix du brut à 80 \$/b ne va pas améliorer les économies d'énergie, mais ce prix bas (comme pour le gaz US) va faire baisser le nombre d'appareils de forage et donc la production et le prix va remonter (comme celui du gaz US) ; la seule question quand ?