20 octobre 2013 **CLARMIX** **22 octobre 2013**

Prévisions pétrole et gaz 1900-2100

Jean Laherrere Président ASPO France

-1 **Réserves : ambiguïtés et réalités**

Les réserves à une date donnée représentent en principe l'estimation de la production future jusqu'à la fin de l'exploitation. Une réserve sans date doit correspondre à l'estimation d'aujourd'hui des réserves ultimes du champ

L'estimation intègre les incertitudes géologiques et géophysiques (below ground) et les incertitudes «économiques, financières et politiques » (above ground)

Publier les réserves est un acte politique, car, dans la fourchette d'incertitude, il dépend de l'image que l'auteur veut donner: riche (quota pour OPEC, actionnaires) ou pauvre (impôts)

Toute estimation devrait être fournie comme étant la valeur moyenne avec une fourchette d'erreur ce qui n'est jamais le cas, étant plutôt soit le minimum soit le maximum.

Tout le monde ment sur les réserves, soit par omission sur les chiffres ou la définition, soit en donnant des chiffres faux, soit obligé par des règles financières non scientifiques (SEC).

Il n'y a pas de consensus mondial sur la définition des réserves et il y a plusieurs systèmes différents :

-OPEP: les réserves sont dites prouvées, mais ne sont pas audités et comme les quotas dépendent des réserves il y a eu de 1986 à 1989 une bagarre des quotas où les membres ont augmenté dans le désordre leurs réserves de l'ordre de 50%, amenant une augmentation de 300 Gb, qui a été décrite par le VP Aramco en 2007 comme étant des ressources spéculatives. **Les réserves officielles des membres de l'OPEP sont essentiellement politiques.**

Très peu de pays (Royaume-Uni –DECC, Norvège-NPD, US fédéral-BOEM) publient les réserves par champ. Il faut acheter (fort cher) les bases de données (2P) de compagnie d'espionnage industriel (IHS, Rystad). Mais ces compagnies d'espionnage ont pour clients les membres de l'OPEP et sont obligés depuis une décennie de mettre leurs données officielles et non les estimations réelles. Il faut donc les corriger, notamment les membres de l'OPEP

- règles de la SEC (Security & Exchange Commission) qui obligent toute compagnie sur la bourse américaine (tous les majors) de ne publier que les réserves prouvées autour des puits productifs, auditées par une compagnie d'audit et empêchant de déclarer les réserves probables qui sont prises en compte lors de la décision de développement. Le prouvé correspond au minimum de façon que le banquier, qui prête avec garantie sur le champ, soit certain de récupérer sa mise en cas de faillite. **Ces réserves SEC sont financières**, étant le minimum, elles ne peuvent pas être ajoutées arithmétiquement pour obtenir les réserves prouvées du pays ou du monde, ce qui est fait par les agences officielles, conduisant à une sous-estimation importante (≈ moitié), d'où à une croissance artificielle des réserves avec le temps! A la critique d'être trop conservatrice avec des règles datant de 1977, la SEC les a changé en très laxistes en 2010 permettant de certifier des réserves dites prouvées non développées avec un modèle confidentiel, ce qui a permis aux promoteurs comme Chesapeake d'avoir en 2009 le premier rang pour les réserves prouvées de gaz US (13,5 Tcf) devant XTO (12,5 Tcf) et Exxon (11,7 Tcf). En 2005 Exxon avait le premier rang avec 13,7 Tcf et Chesapeake le 3^{e} rang avec 6,9 Tcf.

Mais en 2013 de nombreux majors après avoir acheté ces réserves certifiées de shale gas ont du passé en pertes environ 10 G$ (le volume a aussi diminué à cause du prix)!

-règles SPE/WPC/AAPG a ajouté en 1997 à l'approche déterministe traditionnelle, l'approche probabiliste (task force dont j'étais membre très actif) avec prouvé + probable = 2P = P50 ≈ valeur espérée (utilisée pour calculer la Valeur Présente Nette). La dernière version « Petroleum Resources Management System » ne change pas l'essentiel.
-règles ABC1 ex-URSS (Khalimov 1979 & 1993) = récupération théorique maximum ≈ 3P: Gazprom a fait auditer ses réserves avec 2P ≈ 70% ABC1
-règles Nations-Unies: United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Resources 2009 est trop compliqué et à trois axes: personne ne l'utilise, comme les versions antérieures (depuis 1997), mais ils continuent à se réunir très nombreux pour améliorer la classification !
Si dans le domaine du sport, il y a des règles, des arbitres et des cartons rouges, dans le domaine industriel et en particulier le domaine du pétrole il n'y a mondialement ni règles, ni arbitres, ni cartons rouges.
Les réserves restantes mondiales dites prouvées détaillées par pays proviennent de l'enquête de Oil & Gas Journal OGJ auprès des organismes nationaux (ceux qui ne répondent pas sont supposés avoir les mêmes réserves que l'année précédente). Les sources publiques officielles = USDOE/EIA et BP recopient les estimations de l'OGJ (en brun) qui montent avec paliers depuis 1948, alors que les sources techniques confidentielles (IHS corrigé pour l'OPEP et les ex-URSS) pour le brut hors extra-lourd (Athabasca & Orénoque) montrent un pic en 1980.
Dans le monde, depuis 1980 on produit plus de pétrole brut que l'on ne découvre, pour l'OPEP c'est depuis 1973, pour le Non-OPEP depuis 1985.

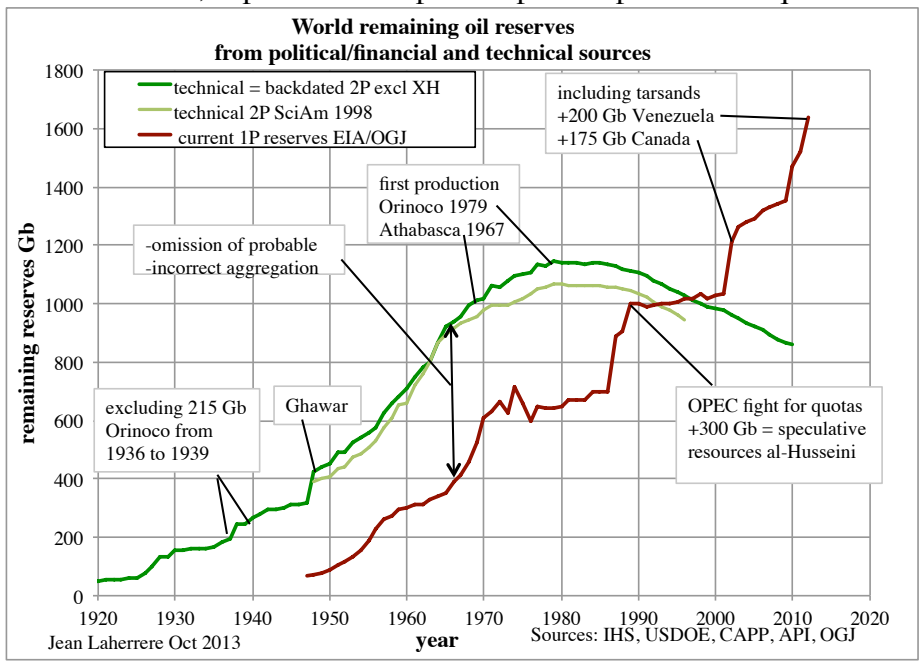


Fig 1: réserves restantes mondiales de pétrole d'après des sources politiques/financières et techniques en 2013 et en 1998

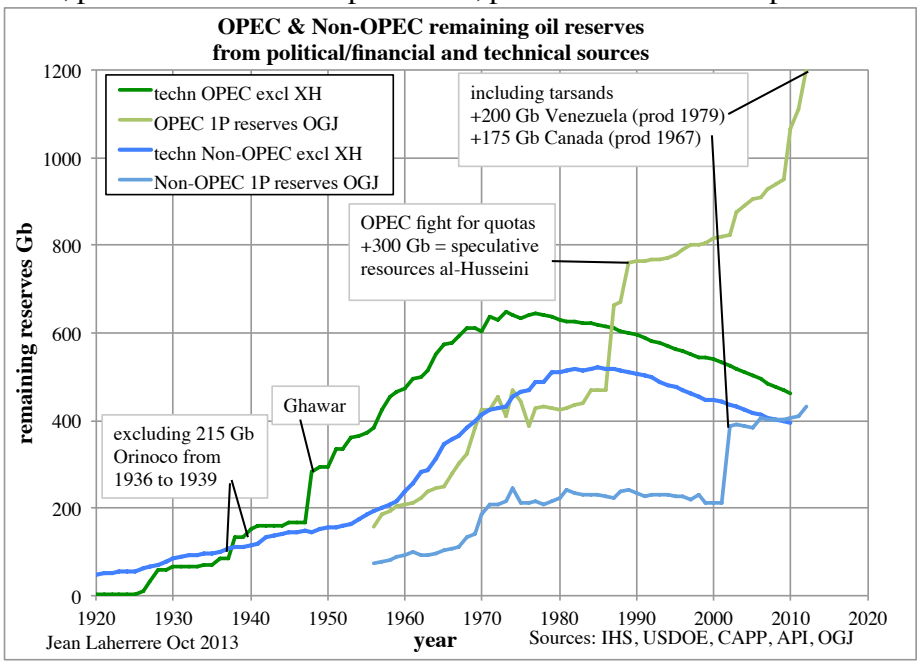


Fig 2: réserves restantes pour l'OPEP et Non-OPEP

Les économistes qui n'ont accès qu'aux chiffres politico-financiers (en marron) sont persuadés qu'il n'y pas de problème d'offre et que le pic pétrolier est très lointain. Ils ne raisonnent pas faux, ils raisonnent sur des données fausses.

L'article de Mars 1998 dans Scientific American Campbell & Laherrère « The end of cheap oil « (Pour la Science Mai 1998 « La fin du pétrole bon marché) montrait des courbes que nous prédisions en baisse pour les réserves techniques et en hausse pour les réserves politiques, mais nous n'avions pas prévu une hausse aussi spectaculaire due au changement de définition en ajoutant les réserves de pétrole extra-lourd déjà découvert depuis très longtemps. Il ne faut pas ajouter le pétrole conventionnel avec le pétrole extra-lourd (avec une partie produite par mines).
Le graphique suivant montre les découvertes annuelle pétrole et gaz suivant la méthode 1P courant et 2P « backdated « (estimation actuelle ramenée à la date de découverte).
La première méthode (courbe en bleu) conduit à un optimisme démesuré pour le futur, mais c'est la version officielle non discutable (car venant des agences officielles), puisque la méthode technique est confidentielle !

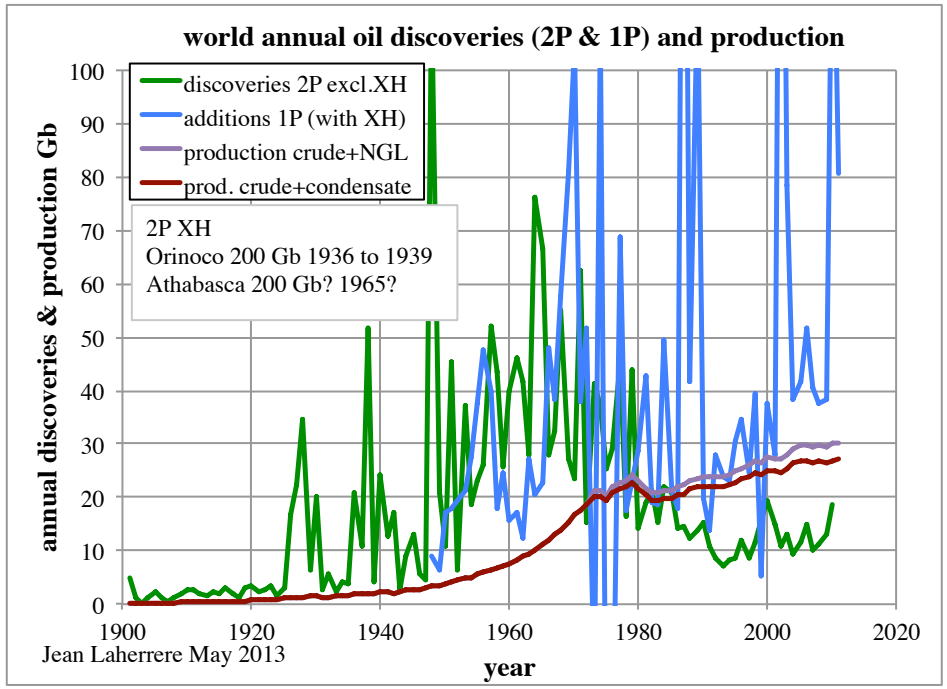


Fig 3: découvertes mondiales annuelles (2P & 1P) et production de pétrole

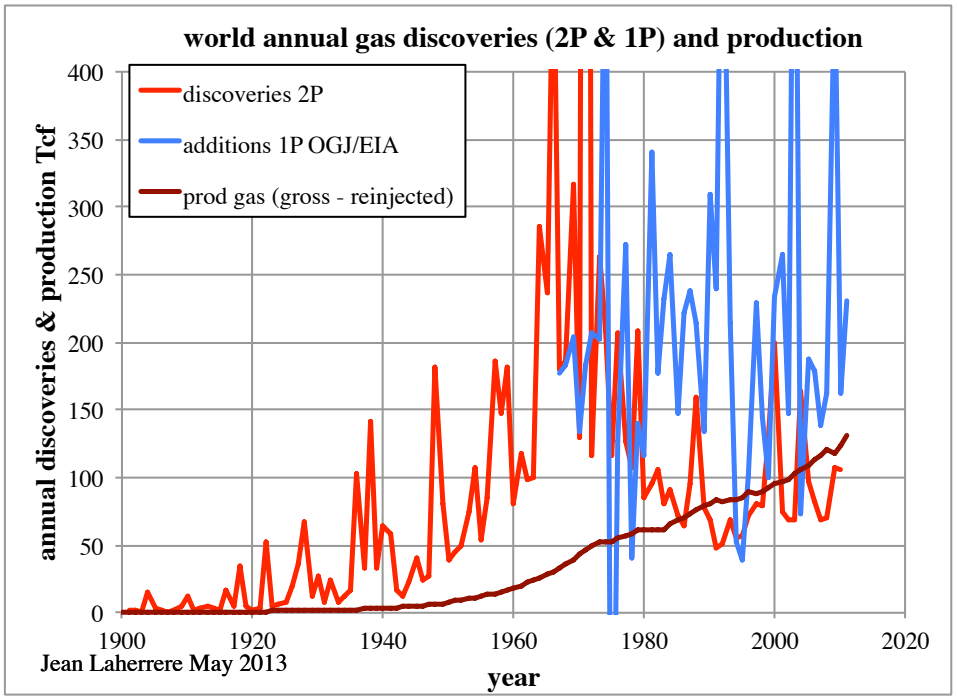


Fig 4: idem pour le gaz naturel

Le backdating (ramener les estimations actuelles des réserves d'un champ à la date de découverte) est la clé de la différence entre les réserves techniques et les réserves actuelles dites prouvées (Laherrere ASPO Bruxelles 2011). Sur la figure 1 les réserves techniques sont l'objet de nombreuses corrections pour être homogènes mais les donnés canadiennes de la CAPP de la figure 18 sont de la même source, à savoir les opérateurs et la différence des extrapolations expliquent les divergences des réserves ultimes suivant les définitions des réserves.

-1 1 Estimation des réserves ultimes

La modélisation des productions futures se fait par l'estimation des réserves ultimes à partir de l'extrapolation de la courbe d'écrémage = cumul des découvertes annuelles estimées aujourd'hui (réserves prouvées plus probables = 2P) et ramenées à la date de découverte (backdated) versus le nombre cumulé annuellement des champs. Il faut exclure les réserves des pétroles extra-lourds (Athabasca & Orénoque) qui sont très différents en matière d'investissement et de temps (c'est la taille du robinet qui importe et non la taille des réserves).

Très peu de pays (Royaume-Uni, Norvège et US domaine fédéral) publient les réserves par champ alors que ce devrait être la règle dans chaque pays (patrimoine des habitants du pays) garantie par les Nations-Unies (à ajouter au droit du citoyen avec accès gratuit à toute information publique)

La France est très en retard sur ce sujet, au contraire du Royaume-Uni avec le » Freedom of Information Act » de 2000

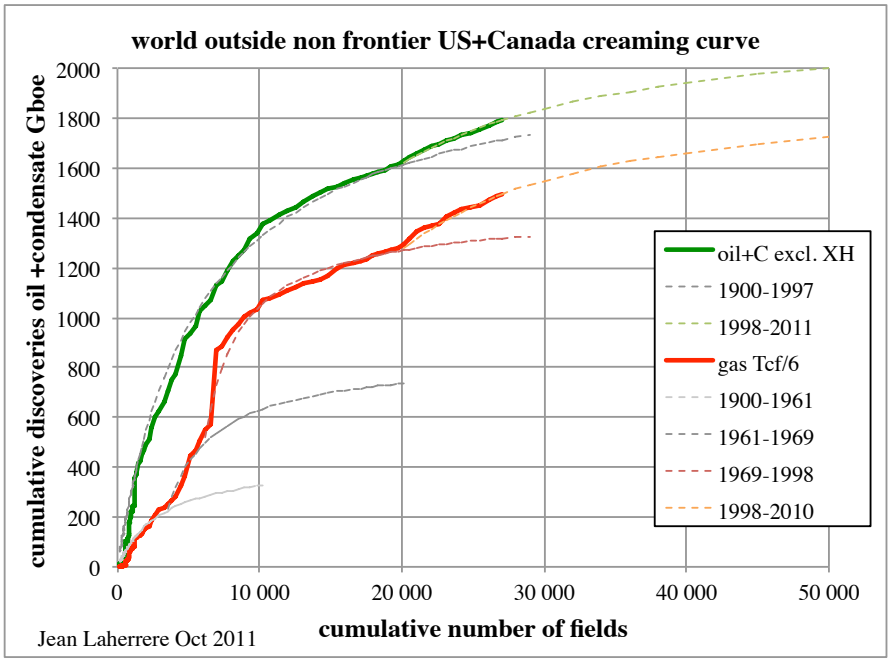


Fig 4: monde hors US/Canada terrestre: courbe d'écrémage du pétrole brut hors extra-lourd & gaz

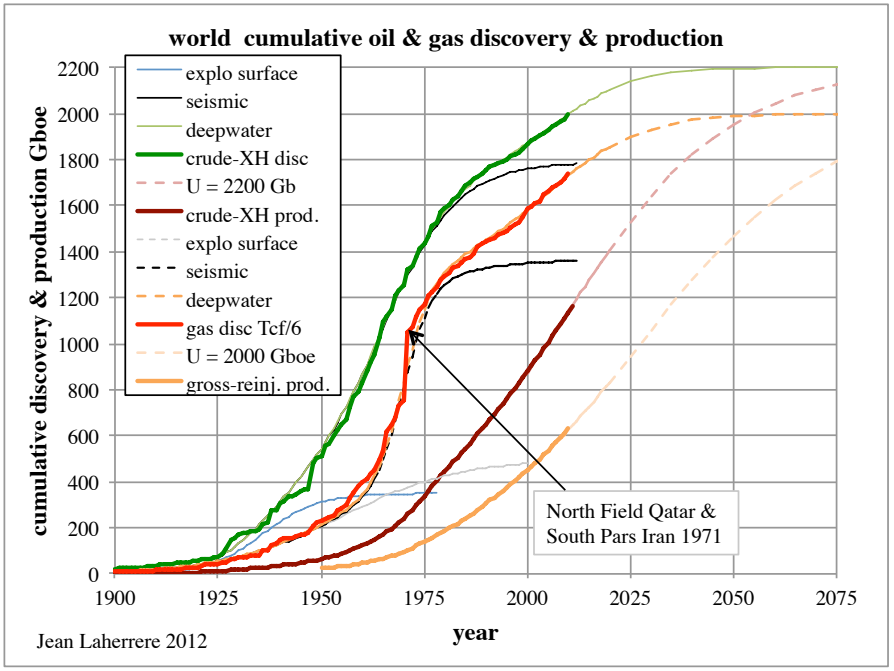


Fig 5: cumul mondial découverte & production

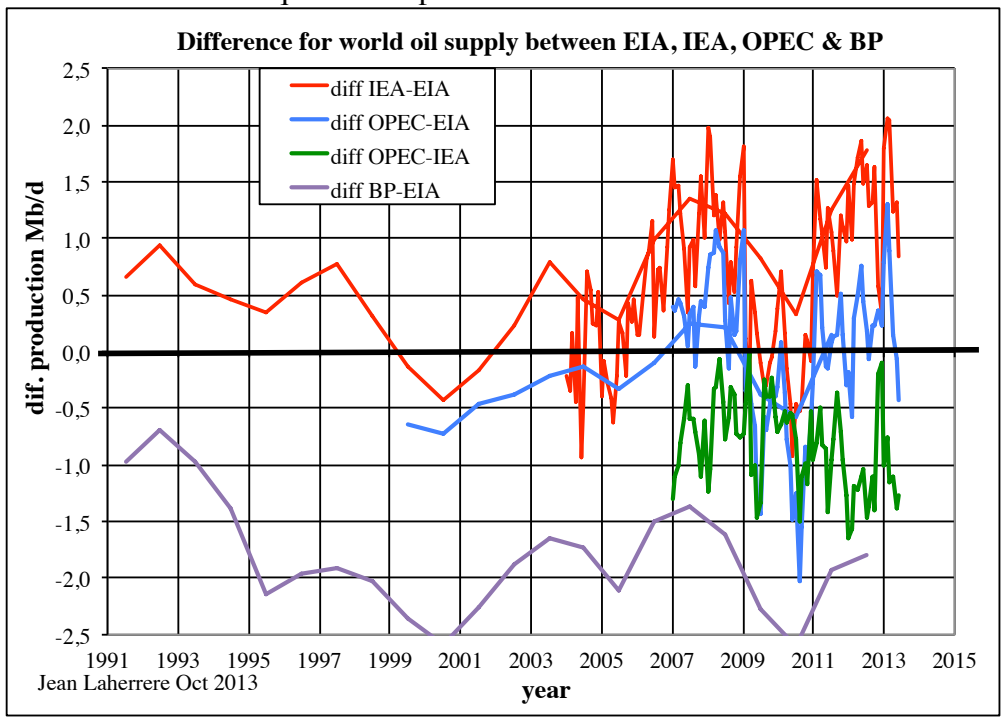
La courbe d'écrémage (fig 4) des découvertes du monde hors US/Canada terrestre (trop de champs et inventaire inaccessible) versus le nombre cumulé de champs montre une extrapolation très simple avec 2 cycles pour le pétrole et un ultime à 2000 Gb pour le pétrole et 1800 Gboe pour le gaz

L'extrapolation du cumul des découvertes mondiales versus le temps est aussi modélisée avec 3 cycles (1900-1945 exploration de surface, 1945-1990 exploration sismique, 1990-2011 offshore profond et subsalt) montre un ultime de 2200 Gb pour le pétrole brut hors EL

et de 2000 Gboe (12 000 Tcf) pour le gaz (ce 12 000 Tcf (arrondi avec un chiffre significatif en 2012 « est en 2013 estimé à 13 000 Tcf sur la fig 18.

-2 Production de pétrole: encore de l'ambiguïté !

Les chiffres de production de pétrole sont très peu fiables, en particulier pour les membres de l'OPEP par suite de leur bagarre entre eux sur les quotas
La publication mensuelle de l'OPEP donne les chiffres de production d'après une source secondaire et d'après la communication directe et les différences sont considérables (pour Aout 2013 production du brut : source secondaire 30, 234 Mb/d, communication directe 32,083 Mb/d, avec 5 chiffres significatifs alors que le second est faux).
La différence (fig 7) entre les chiffres pour la production tous liquides entre AIE, EIA, OPEP & BP (biofuels exclus) varie avec le temps entre -2 Mb/d et +2 Mb/d soit une fourchette de 4 Mb/d, mais il est évident que les changements brutaux en début d'année viennent de changement de définition.
Les chiffres de production de l'USDOE/EIA (les plus accessibles et les plus corrigés) montrent depuis 2005 pour le brut un plateau ondule dans un intervalle de 4 Mb/d qui est l'imprécision des mesures.



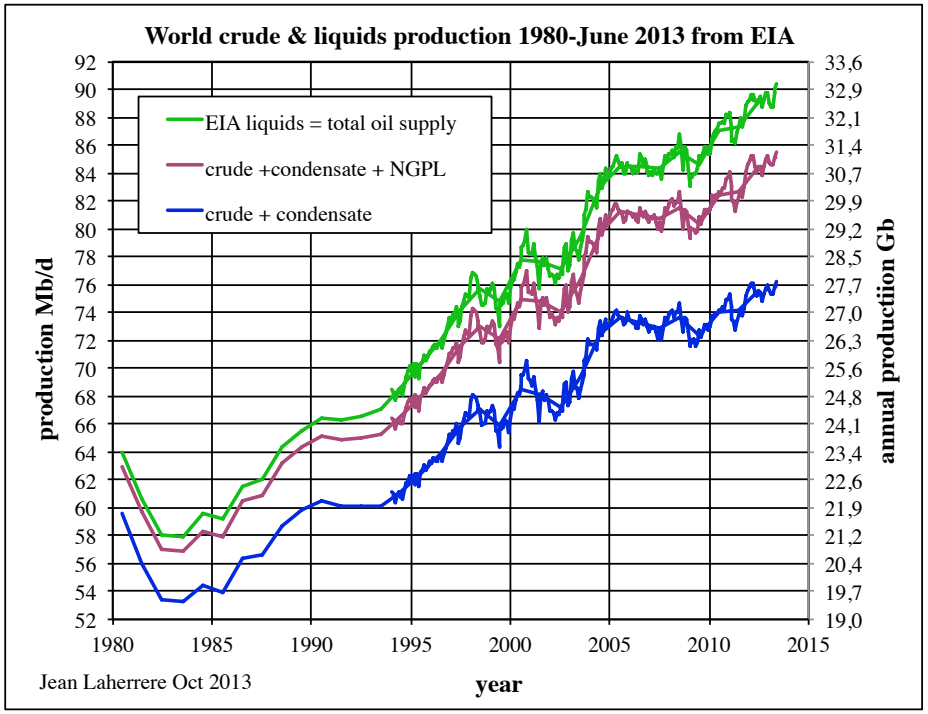
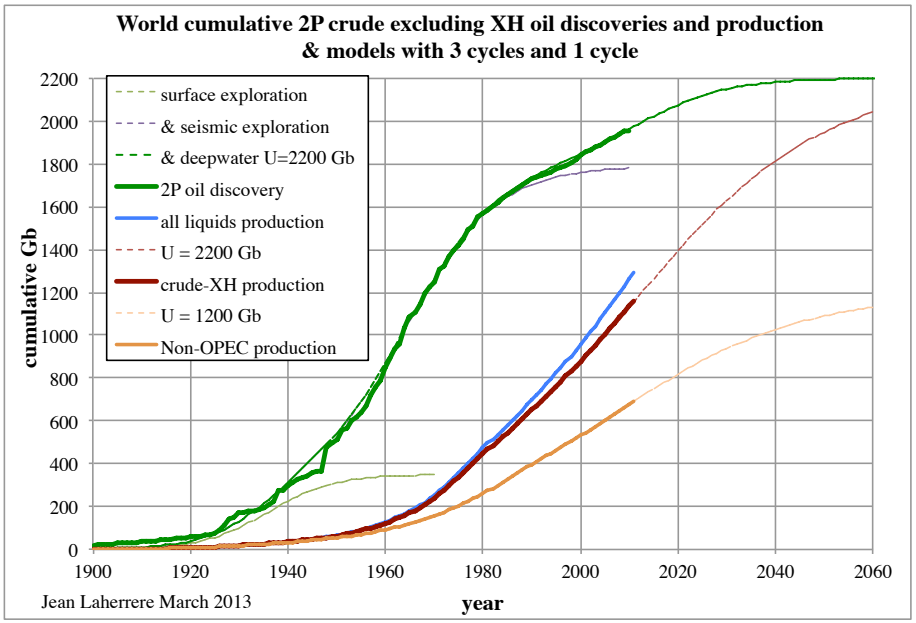


Fig 7: offre mondiale de pétrole : différence entre les diverses sources : EIA, IEA, OPEC & BP

Fig 8: production mondiale : brut, liquides de gaz et autres liquides d'après EIA

La prévision des productions futures est modélisée à partir des ultimes des courbes d'écrémage des découvertes techniques. Les ultimes estimées à partir des seules productions (courbe de linéarisation dite d'Hubbert) ne sont pas fiables, car les courbes ne sont linéaires que par période.
Pour le brut moins l'extra-lourd l'ultime est de 2200 Gb pour le monde (1000 Gb OPEP et 1200 Gb Non-OPEP)

Les découvertes et production cumulées sont dans la Fig 9 et les découvertes et production annuelles sur la Fig 10 avec un plateau de 2005 à 2015 ; les autres liquides vont culminer en 2030 pour les liquides de gaz et en 2070 pour les extra-lourds.



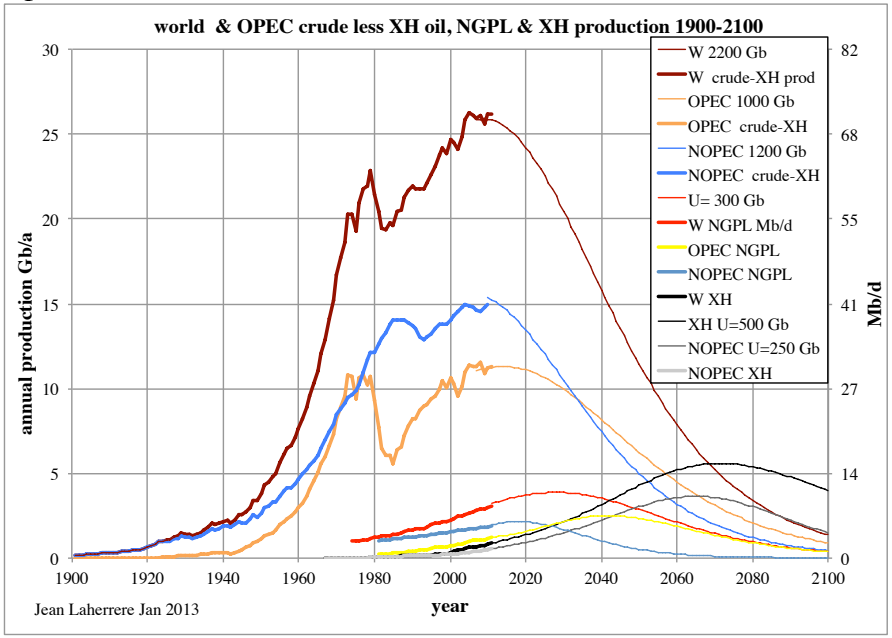


Fig 9: brut moins EL: découvertes & production cumulées modélisées avec un ultime de 2200 Gb

Fig 10: production annuelle: monde, OPEP et Non-OPEP & prévisions brut, NGL, XL

Les productions annuelles de tous liquides & mes prévisions 1900-2060 sont montrées Fig 11 avec les prévisions officielles très optimistes EIA (IOE), AIE (WEO) & OPEC (WOO) qui refusent de montrer un pic. Toutefois l'AIE (WEO 2010) a admis que la production de pétrole conventionnel a culminé en 2006 à 70 Mb/d avec 68,8 Mb/d en 2011 (XEO 2012). La production OPEP (vert) dépassera la production Non-OPEP en 2030. La production de pétrole non conventionnel hors EL (shale oil = tight oil) après une montée spectaculaire aux US en 2012 va plafonner en 2014 et retomber et les contraintes de droit minier très différent dans le reste du monde vont étaler la production qui sera de l'ordre de l'imprécision des données.

-2.1 le cas de l'OPEP

Pour l'OPEP le pétrole brut hors EL (Orénoque) sur la fig 12 (vert clair) est sur un plateau avec un déclin extrapolée pour un ultime de 1000 Gb et la production brut (vert foncé) mais plus long, car l'augmentation de l'Orénoque ne sera très lent (pic en 2090 ?) bien qu'un ultime de 250 Gb. La production de l'Orénoque pourrait être plus rapide mais cela nécessiterait des changements politiques profonds.

L'exportation du brut en marron (les données EIA s'arrêtent en 2010) est aussi en plateau car la consommation est en augmentation rapide suite aux subventions considérables sur les carburants (le prix du diesel en Iran est 90 fois inférieur à celui de son voisin la Turquie). La prévision de consommation est calée sur la prévision NU de la population qui passe de 400 millions en 2010 à 785 en 2050, un quasi doublement !
La consommation OPEP de produits pétroliers arrivera au volume de production de brut vers 2050, la production de liquides de gaz n'intervient pas actuellement dans l'exportation de brut. **En 2050 l'OPEP n'exportera plus de brut et disparaitra**.

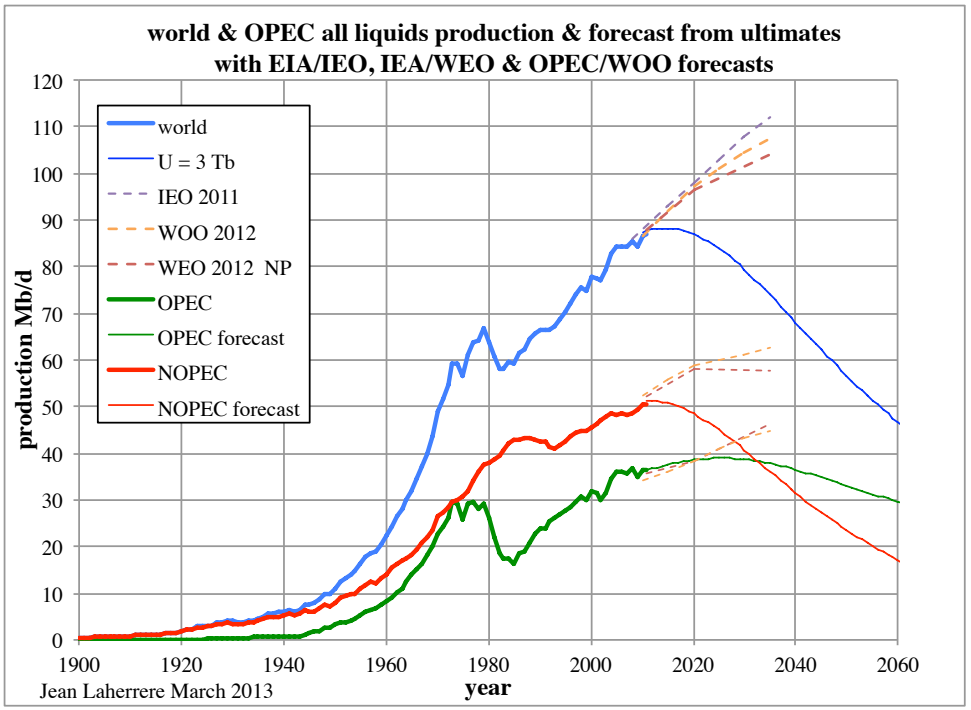


Fig 11: production tous liquides & prévisions officielles EIA, AIE & OPEP

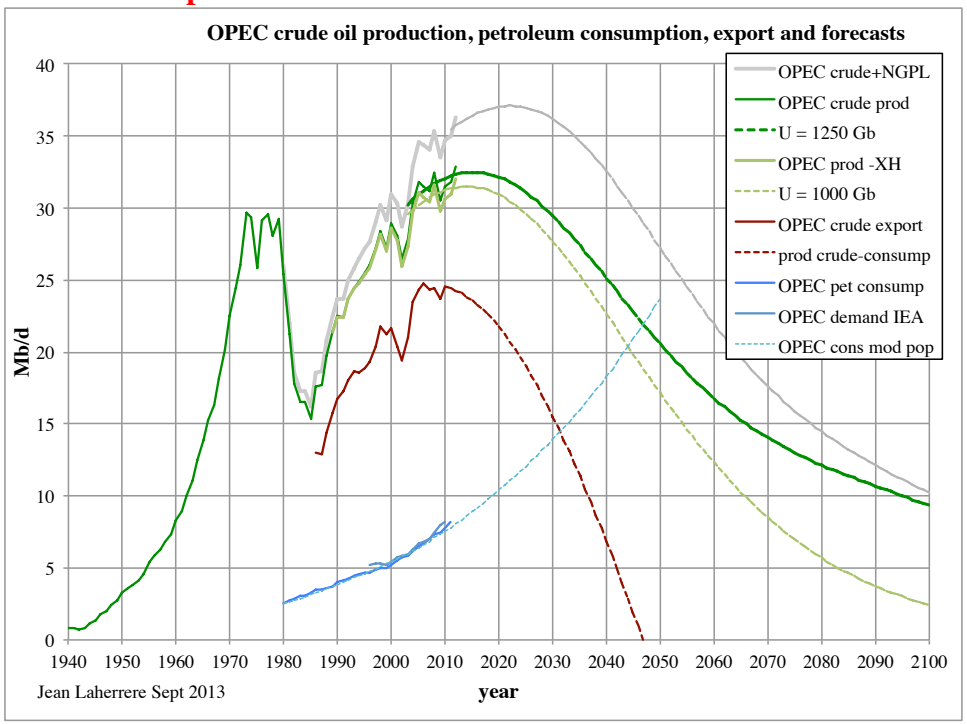


Fig 12: production OPEP brut moins EL, consommation & export

-2.2 le cas des Etats-Unis

Les USA constituent une exception mondiale, en raison de leur modèle économique pétrolier, lié au fait que le pétrole appartient au propriétaire du sol. Par ailleurs, le paysage américain est actuellement modifié par la production des « shales ».
D'après l'EIA il y a 14 000 compagnies de pétrole et de gaz aux US (et presque autant de contracteurs), alors qu'il n'y a qu'une compagnie en Arabie Saoudite et au Mexique. La production excluant l'Alaska montre une courbe symétrique avec un pic en 1970, comme prévu par Hubbert en 1956. Après un pic en 1955, le nombre d'appareils de forage a eu un pic en 1980 après le second choc pétrolier, pic insensé car devant les profits les compagnies ont voulu forer tous les mauvais projets accumulés comme non économiques, ce qui a conduit à de nombreux puits secs et à une chute spectaculaire du nombre d'appareils après le contre choc de 1986. L'augmentation du prix du brut en 2005, les faibles taux d'intérêt et le changement

des règles de la SEC ont conduit à un nouveau pic en 2008 et 2012, avec l'excitation des « shale plays », malgré le manque de projets sur le conventionnel. Mais le rush des promoteurs sur les shale plays et le manque de gazoducs a conduit à un écroulement du prix du gaz (comme en 1932 la découverte du champ d'East Texas (5.5 Gb) a fait chuter le prix du brut de 1 $/b à 0,1 $/b, menant au décret de loi martiale par le gouverneur du Texas qui a envoyé la troupe pour fermer les puits, faisant remonter le prix du brut).
Le nombre d'appareils pour le gaz a chuté de 2009 à 2013 de 1500 à 400, alors que le nombre pour le pétrole est passé de 400 à 1400.

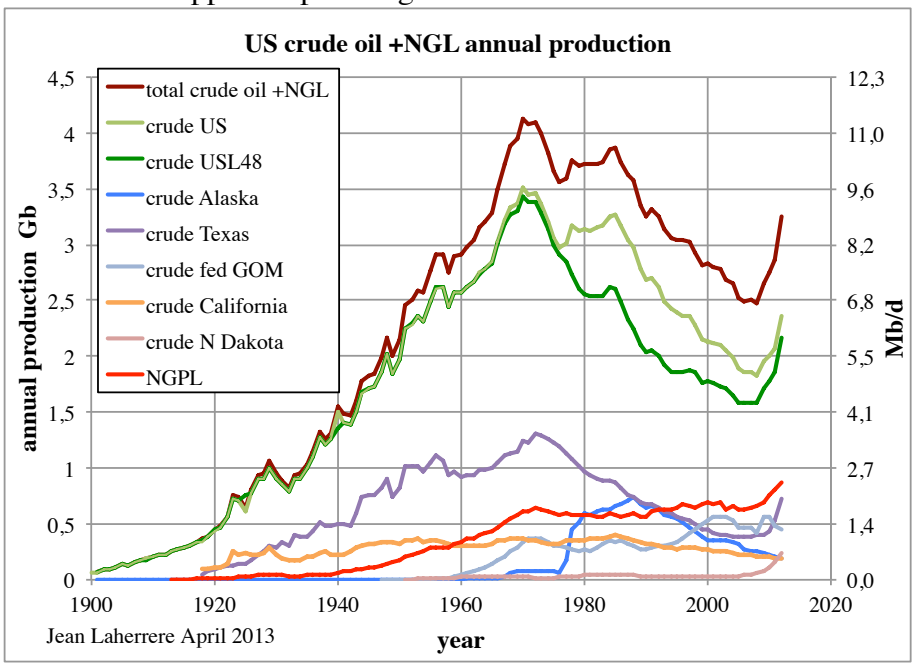


Fig 13: production annuelle US brut + liquides de gas naturel

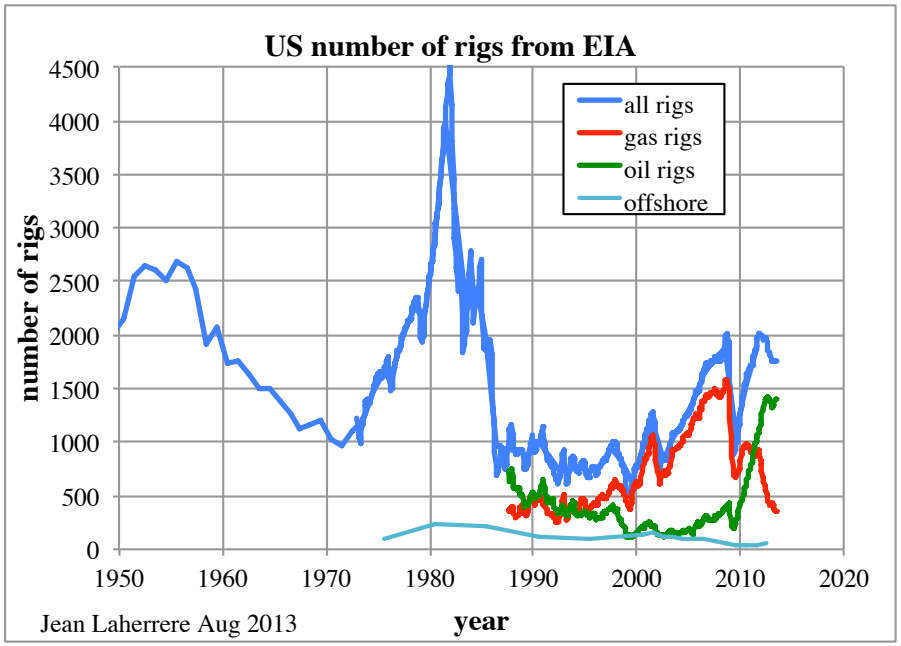


Fig 14: nombre annuel d'appareils de forage aux US

Au North Dakota, avec le boom du Bakken (autrefois shale oil, maintenant tight oil car réservoir dolomitique au milieu de la roche mère) le nombre d'appareils de forage a été multiplié par 10 de 2005 à 2012, avec un pic de 200 appareils (en 2012 il y avait 119 appareils en Europe, 96 en Afrique, 423 en Amérique Latine, 365 au Canada et 1919 aux US), mais le nombre a baissé a 175 appareils en Septembre 2013 par manque de « sweet spots » (bons emplacements) à forer. On voit une bonne corrélation entre la production mensuelle et le nombre d'appareils décalé de 14 mois: on peut donc prévoir que le pic sera moins de 1 Mb/d avant la fin de l'année. Mais il y a encore 500 puits en attente de fracturation !
Au Montana voisin, le Bakken a été découvert plus tôt avec le champ d'Elm Coulee avec un pic de production en 2006 qui corrèle bien avec le nombre d'appareils décalé de un an, et la remontée du nombre d'appareils avec la découverte d'Elm Coulee NE avec un pic en 2013 (25 appareils Oct 2012 contre 13 Sept 2013) permet de prévoir un nouveau pic en 2014.
La production du Bakken s'étend au Canada, (Saskatechewan et Manitoba), mais ce pétrole est considéré comme conventionnel

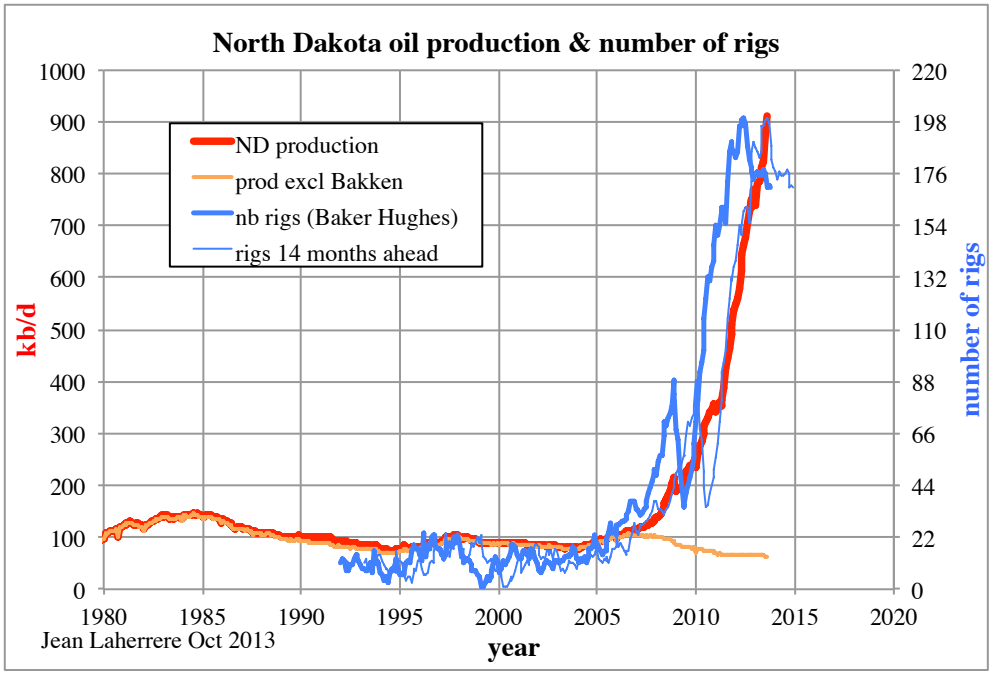


Fig 15: production de pétrole au North Dakota et nombre d'appareils de forage

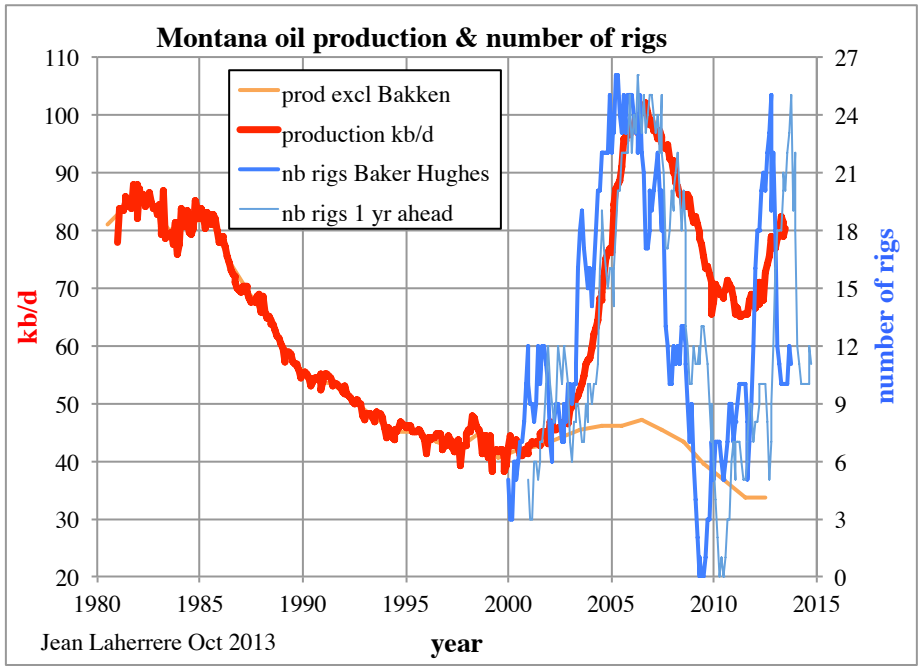


Fig 16: production de pétrole au Montana et nombre d'appareils de forage

-2.3 le cas du Canada

Au Canada la production de pétrole brut a démarré en 1947 avec un pic en 1973 à 100 M.m3, suivi d'un plateau autour de 75 M.m3 depuis 1980, le déclin de l'Alberta a été remplacé par la production de l'Est, mais depuis 2009 la production d'extra-lourd est supérieure à celle du brut qui doit décliner..

Les réserves restantes (established) de brut au Canada sont données par le CAPP (Canadian association of Petroleum Producers) sous 2 formes : «backdated» et « current» et la figure 18 montre que l'extrapolation linéaire des 2 courbes depuis 20 ans conduit à une estimation des réserves ultimes très différentes (du simple au double !). CAPP a cessé de fournir les données backdated qui donnent une vue trop pessimiste.

Il y a au Canada de nombreux bassins où le tight oil est produit: surtout Bakken depuis 2006 (la cuisine serait aux US plus au sud), mais aussi Cardium depuis 2009. Mais le tight oil est considéré comme du conventionnel.

Il est difficile de prévoir le futur du tight oil au Canada.

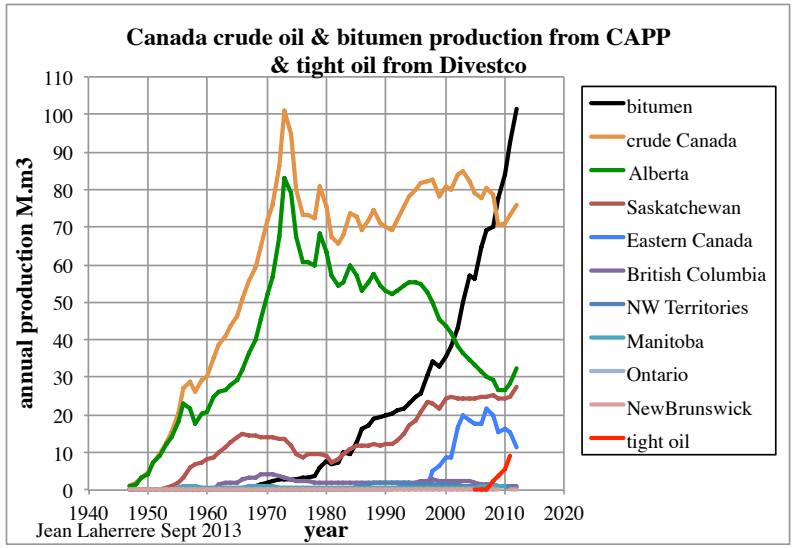


Fig 17: Canada production de brut et bitume

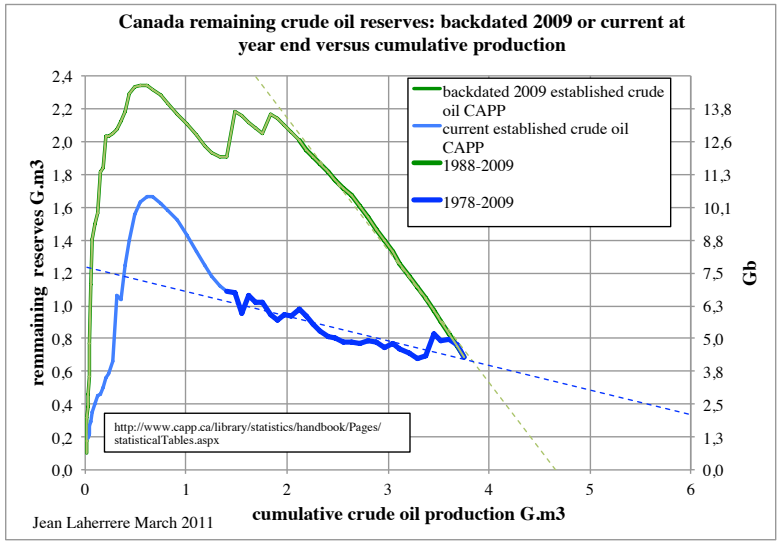
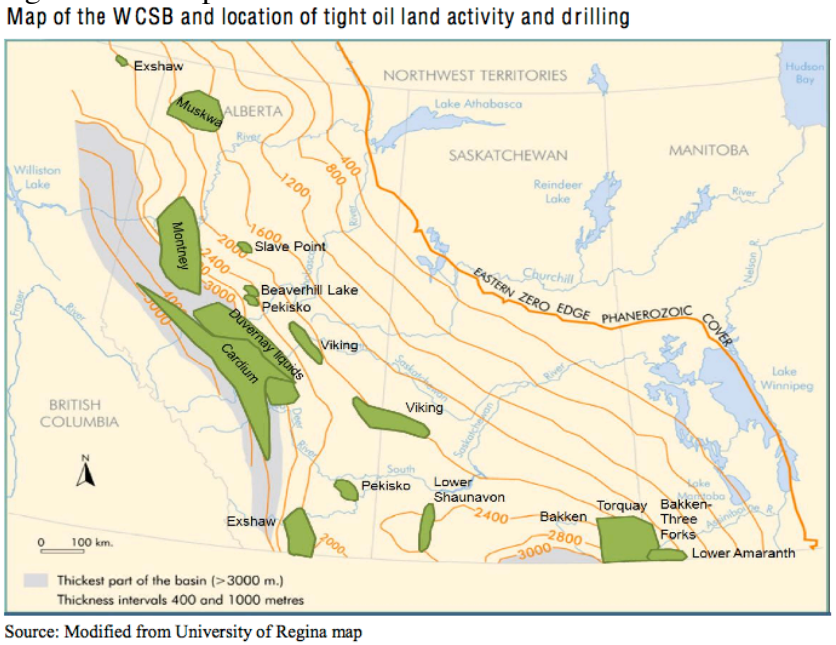
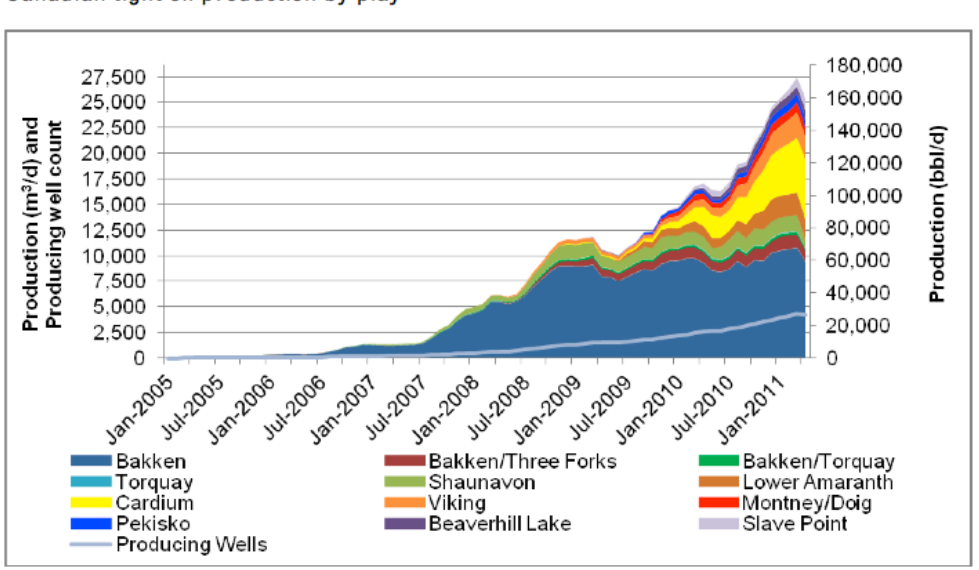


Fig 18 :Canada réserves établies brut: restantes backdated et courantes



Source: Modified from University of Regina map

Fig 19: carte au Canada de l'activité de « tight oil »



Data Source: Divestco

Fig 20: production au Canada de « tight oil »

-3 Production de gaz

La production mondiale de gaz doit être regardée comme le volume gross moins reinjected pour tenir compte des pertes au regard des réserves. Ceux qui ne considèrent que le commercial (surtout sec) omettent de tenir compte des pertes.
L'ultime d'après les courbes d'écrémage est de 13 Pcf (13 000 Tc) pour le monde, 7 Pcf pour le NON-OPEP et 10 Pcf pour l'OPEP. Le pic de production sera en 2015 pour le Non-OPEP à 110 Tcf, vers 2040 pour l'OPEP à 100 Tcf et en 2030 pour le monde à 170 Tcf.
La production de liquides de gaz (ultime 300 Gb) culminera pour le monde en 2030 avec 11 Mb/d (9 Mb/d actuel) et en 2040 pour l'OPEP à 7,5 Mb/d

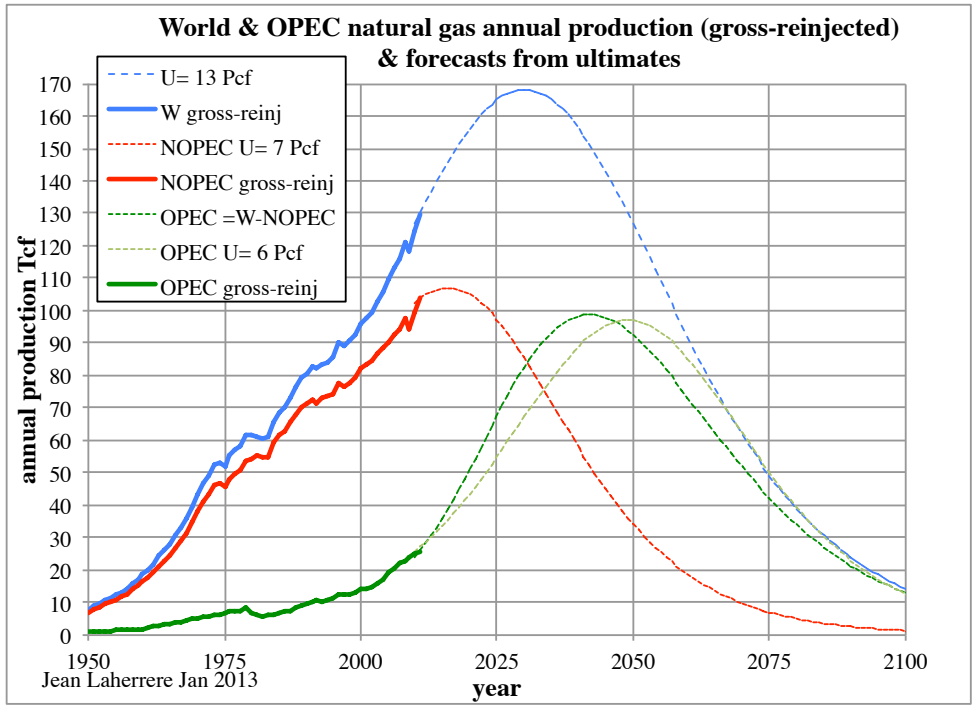


Fig 21: production annuelle de gaz 1950-2100

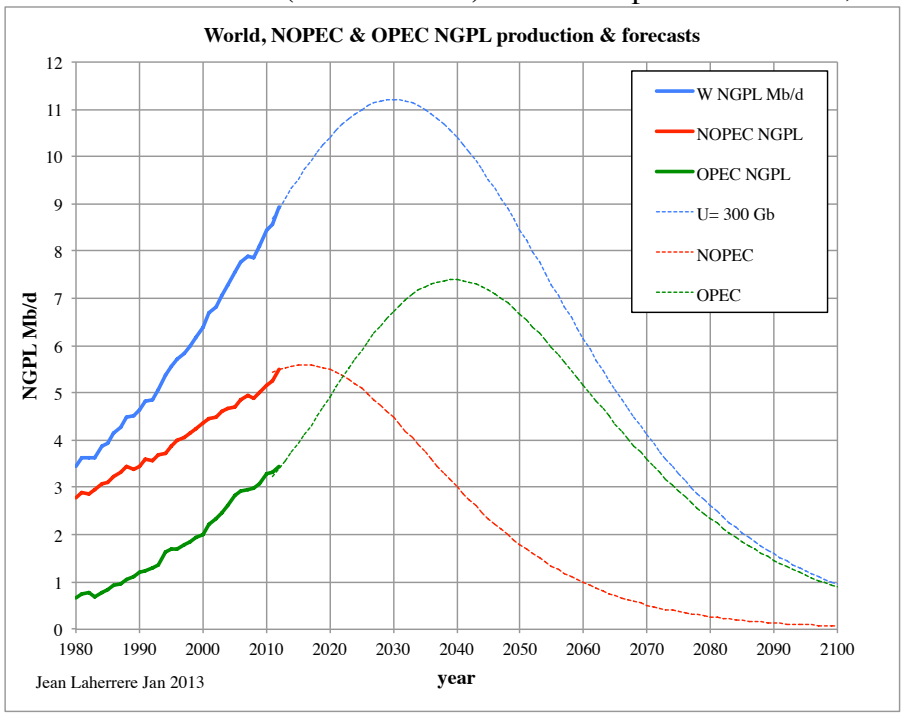


Fig 22: production annuelle de liquides de gaz naturel

-3-1 Cas des Etats-Unis et du shale gas

La production de gaz US a eu un pic en 1973 avec une nouvelle augmentation dès 2005 avec le gaz non conventionnel (tight, coalbed methane et shale gas) qui avait démarré en 1970 et qui avec un ultime de 750 Tcf (contre 1250 Tcf pour le conventionnel) va culminé en 2020, en ayant dépassé le conventionnel en 2008. Le nouveau pic du gaz US sera donc vers 28 Tcf en 2018, alors que le conventionnel est de déclin constant de 5%/an depuis 2000 prévu durer jusqu'en 2050. L'EIA AEO 2013 prévoit une production de 33 Tcf/a en 2040 alors que ma prévision est seulement 10 Tcf/a
Les espoirs d'exportation de gaz liquéfié à partir de 2016 (22 projets dont un approuvé (Cheniere) totalisant les 2/3 du transport mondial actuel !) semblent peu réalistes : confondant réserves et ressources !

Le nombre mensuel d'appareils de forage pour le gaz corrèle parfaitement avec le prix du gaz en tête de puits avec un très faible décalage depuis 1988, début des données, sauf pour les derniers mois ou le prix a remonté mais pas le nombre d'appareils car le prix du gaz est encore en dessous du cout du shale gas (Exxon qui a acheté XTO pour 41 G$ dit avoir perdu sa chemise étant dans le rouge!). Les opérateurs sont très réactifs au prix.

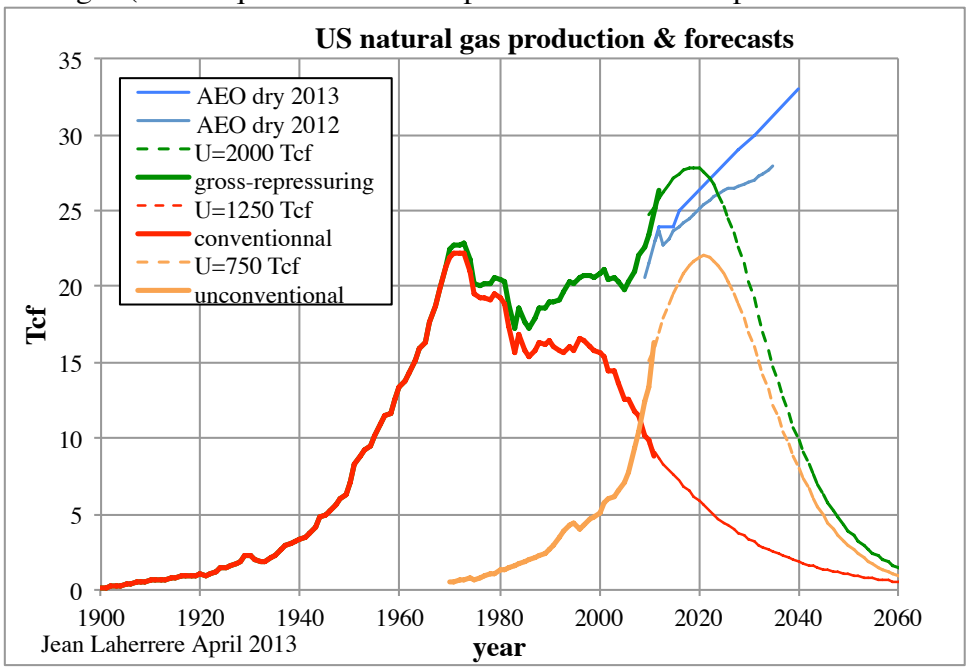


Fig 23: production gaz US 1900-2060 avec non conventionnel

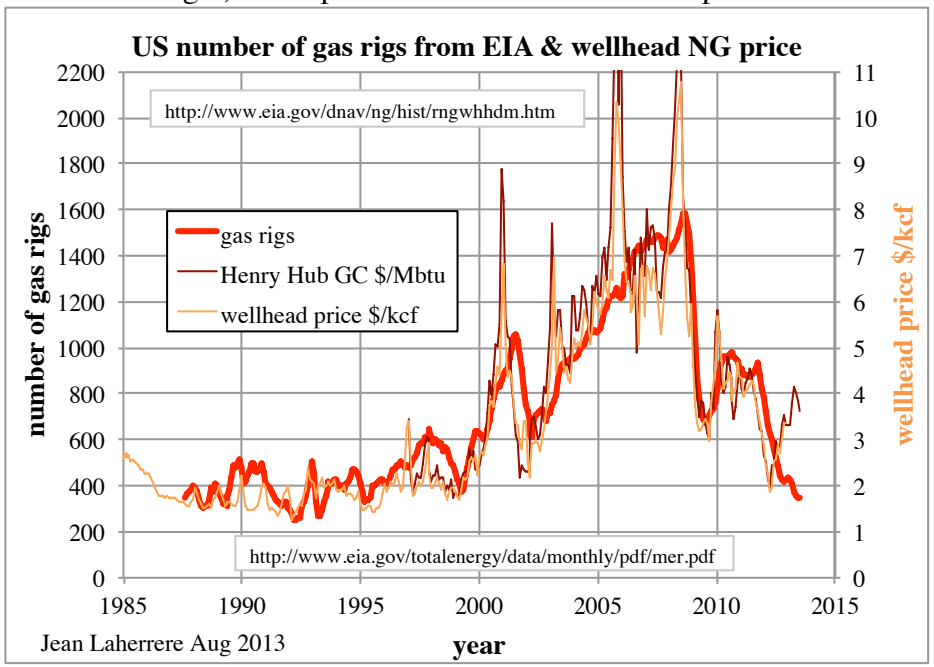


Fig 24: prix US du gaz et nombre d'appareils de forage d'après EIA

Aux US le ratio prix huile/prix gaz était de 7 en 1950, 3 en 1973, entre 1et 2 de 1986 à 2007 prés de l'équilibre énergétique, puis il a augmenté rapidement à un pic de 9 en mars 2012 pour redescendre à 4 en avril 2013, mais à 5,5 en aout 2013. Ce ratio prix huile/gaz élevé correspond au manque de gazoduc et corrèle assez bien avec le taux de torchage du gaz aux US (en rouge) depuis 1960 jusqu'en 2005 et avec le taux de torchage au North Dakota (en orange) depuis 2005 avec un pic de 40% en 2012.

Ce taux élevé (comme le torchage) ne semble pas soutenable: c'est un gaspillage d'énergie !

La production du gaz de roche-mère des fig 26 & 27 montre le déclin de la plupart sauf Marcellus & Eagle Ford

Le bassin de Marcellus (Pennsylvanie) est très étendu avec 2 centres de sweet spots (points rouges fig 28) : la question est de savoir si les 2 sweet spots vont se rejoindre, avec une forte augmentation de la production ou vont-ils être limités, conduisant à un pic proche du Marcellus, comme a été celui de Barnett ou de Haynesville

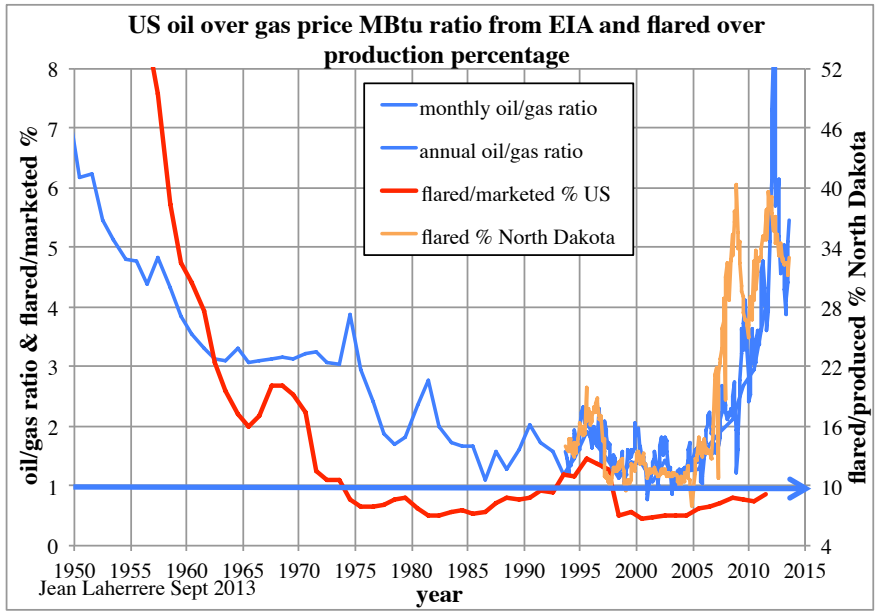


Fig 25: ratio US prix huile/gaz & % torchage/production gaz

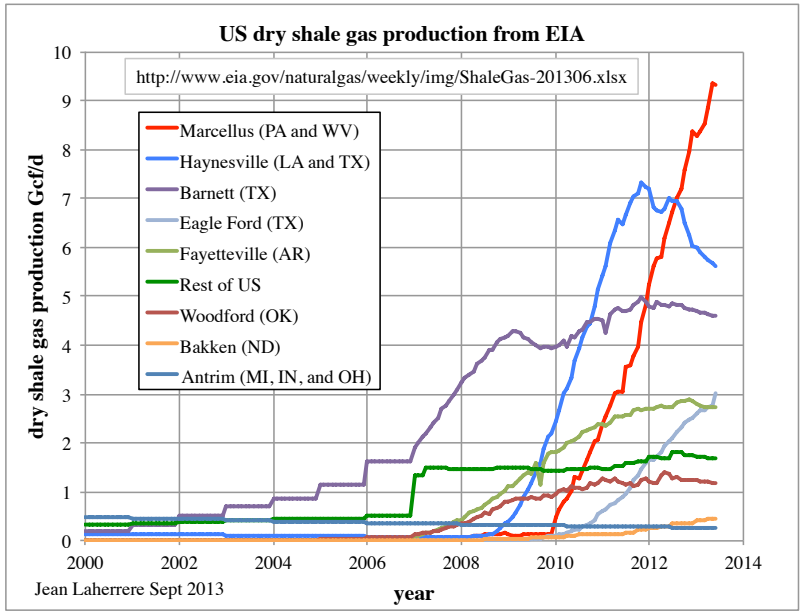


Fig 26: production US shale gas

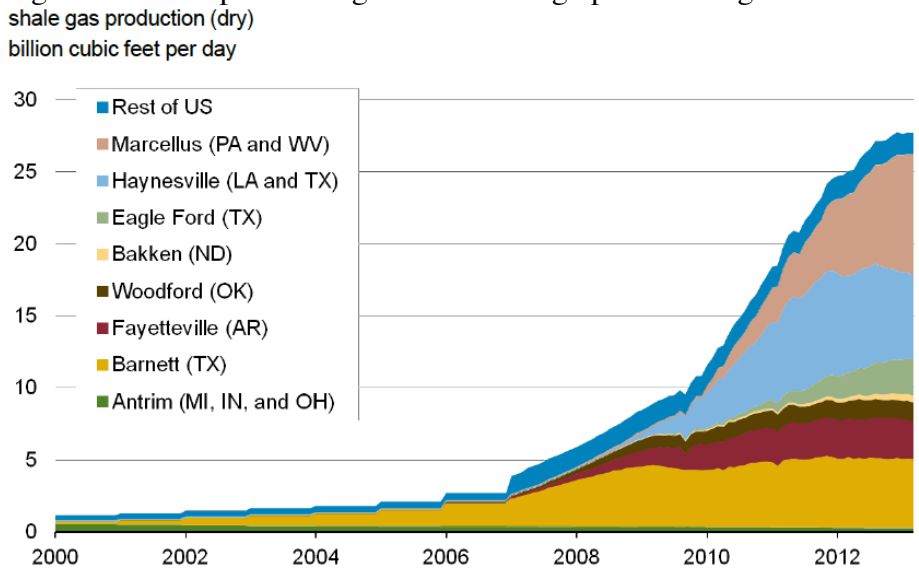


Fig 27: production US de shale gas par formation 2000-2013 EIA (Sieminski)

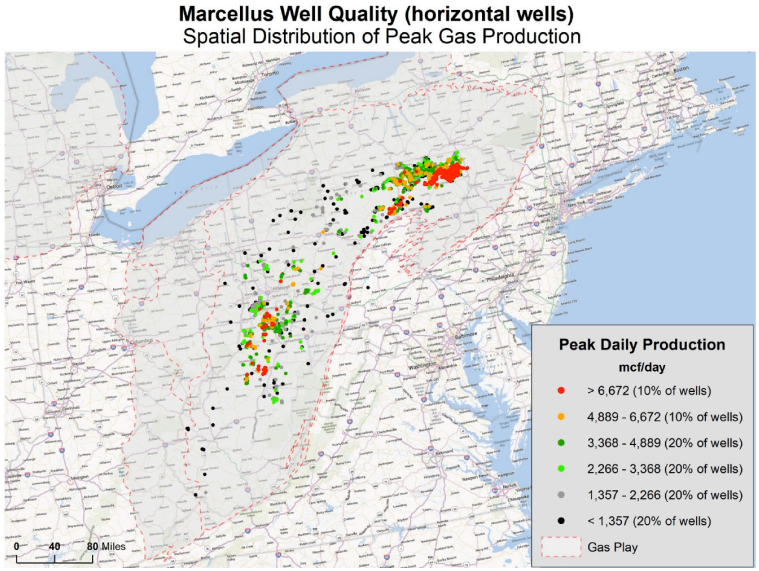


Fig 28: carte de qualité du Marcellus Hughes 2013

-3.2 Gaz de schiste : reste du monde

Le « gaz de schiste » aux US (fig 18) ne peut être extrapolée au reste du monde à cause de l'opposition des locaux qui ne sont pas associés au profit à cause du code minier. L'hystérie des deux cotés sur le gaz de schiste (réserves considérables en confondant réserves et ressources et pollutions dangereuses en confondant décharges sauvages et puits bien cimentés) va sans doute vite se calmer avec les résultats décevants de la Pologne, il faut attendre les résultats de l'Australie, de l'Angleterre et surtout de la Chine (Peter Voser Shell Oct 2013: 22 puits en Chine : the US shale revolution being exported to other countries "hyped", and that the rest of the world in an early "exploration phase" which could yield "negative surprises" « the idea of "cheap US gas going into the rest of the world and therefore changing the pricing structures across the world" was a "myth".)
Il y a du gaz partout et en particulier au cul des vaches (1 m^3/d/vache) : mais qui va produire ce methane ? il n'est pas économique !
Il faut rappeler les espoirs déçus sur les gaz dissous dans les aquifères à forte pression dans les années 70 (ressource supérieure au gaz de schiste), sur le coalbed methane, sur les biocarburants. Et quand le gaz de schiste va s'évanouir, on va voir ressortir les hydrates océaniques !

-4 Pics

-4 1 Quelques prévisions de production pétrolière des membres ASPO

Depuis longtemps Colin Campbell publie un Atlas avec prévisions huile et gaz jusqu'en 2030 (récemment 2050). Ses prévisions sont comparées aux miennes et à celles de PR Bauquis et les divergences sont grandes sur la date du pic et sur les volumes en 2050

-4 2 Plafond et mur pour le prix du brut et pour la production de brut

Le graphique prix du brut en $2011 versus production brut + condensat semble montrer qu'il y a un mur à 77 Mb/d et un plafond à 120 $2011/b (BP).

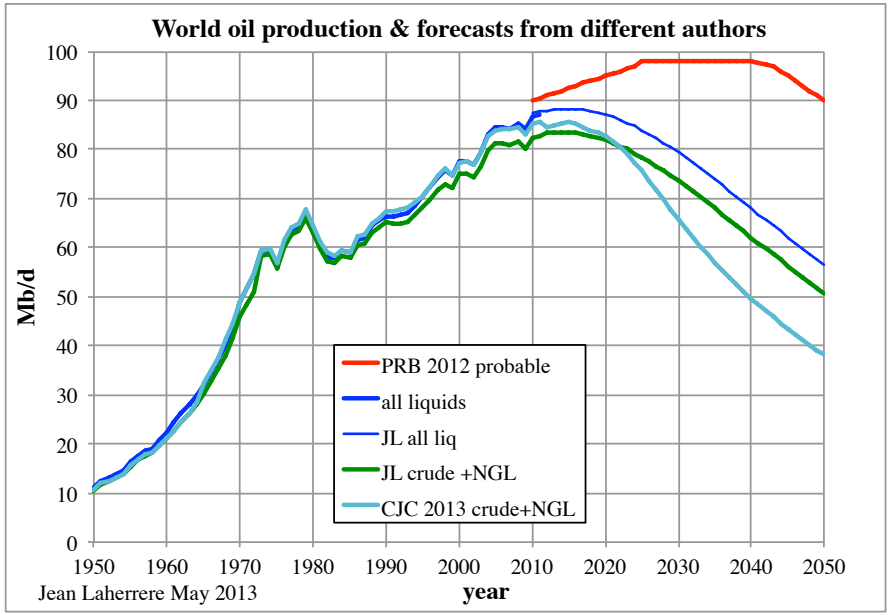


Fig 29: production mondiale de pétrole d'après des membres ASPO

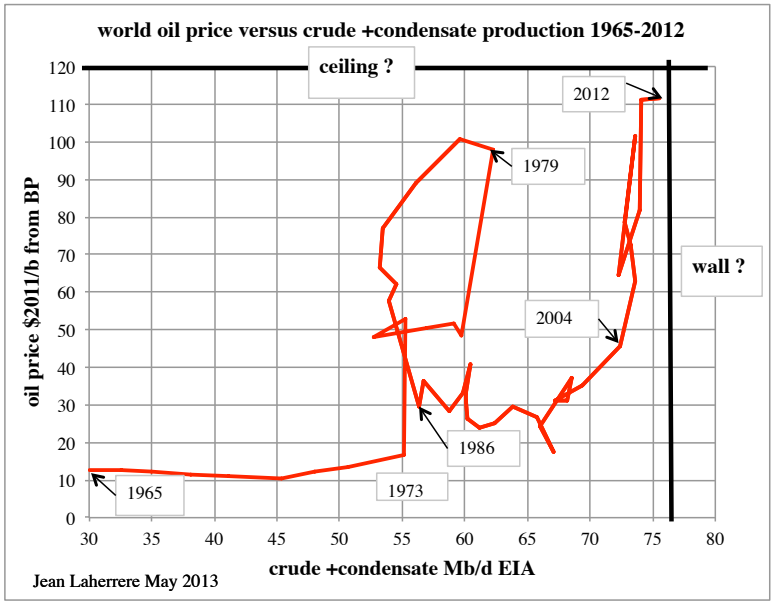


Fig 30: prix du brut ($2011) vs production brut + condensat

-4 3 Négationnistes du pic pétrolier

Certains prétendent que le « peak oil » est une théorie non-scientifique (Justin Vaisse Centre d'Analyse, de Prévision et de Stratégie Quai d'Orsay), ignorant que la majorité des pays producteurs (France, Royaume-Uni, Norvège) ont vu leur production décliner après un pic: le pic de la Mer du Nord est un fait, non une théorie. Ils prétendent que nos estimations de réserves ultimes ne tiennent pas compte de l'économie en particulier du prix du brut : ils confondent réserves prouvées (celles publiées officiellement estimées avec le prix en fin d'année) et réserves techniques prouvées + probables confidentielles (celles utilisées lors de l'estimation de la valeur nette présente de la production complète du début à la fin, avec une évolution des prix). La meilleure preuve est Fig 1 où les réserves restantes mondiales en 1980 = 1100 Gb estimées en 2013 avec un prix de 100 $/b sont pratiquement les mêmes que celles de 1998, alors que le prix du brut était à 10 $/b.

Le pétrole de roche-mère (maintenant appelé tight oil aux US) est censé être une accumulation de type continu sur toute la surface où la roche-mère a généré des HC alors que ce pétrole n'est récupéré que dans les fractures et sur des surfaces limitées géologiquement (sweet spots). Sur les quelques 600 bassins sédimentaires, 200 bassins ont une roche-mère qui a généré des HC en quantités significatives, et il est facile d'estimer des quantités importantes d'HC avec potentiel de production (Toreador 75 Gb sous la tour Eiffel) : il ne faut pas confondre ressources et réserves. Le charbon existe en quantité considérable sous la Mer du Nord: c'est des ressources, mais pas des réserves. Dans notre étude 1994 (Laherrere, Perrodon, Demaison) le taux de récupération des HC dans les champs conventionnels par rapport aux HC générés dans les roches-mères matures des principaux Systèmes Pétroliers du monde est très faible : 1,4% au Moyen Orient, 1% en Mer du Nord, 0,8% au Sahara, 0,6% dans le delta du Niger, 0,4% au Gippsland Australie, 0,3% Kutei Indonésie. La plupart des HC générés a donc été soit perdu, soit resté dans la roche mère, mais il est très difficile de savoir la quantité restante et surtout combien peut être récupéré dans les fractures: quelques % au plus.

-5 Les idées reçues et le prix de l'énergie

Exemple : prix du litre de gazole en minutes de SMIC

Pour beaucoup de Français l'énergie est aujourd'hui très chère, mais ils oublient qu'en 1960 il fallait travailler 25 minutes au Smic pour acheter un litre de gazole, mais seulement 6 minutes en 1991 et 9 minutes en 2012!

Le gazole demande donc aujourd'hui de travailler le même temps qu'en 1973 !

Pour un baril de brut, la situation est différente à cause des taxes, en 1960 il fallait travailler au SMIC 6 heures et en 2012 9 heures.

Les dépenses d'énergie d'un ménage représentaient 9 % du leur budget en 1970 et 6,5 % en 2011

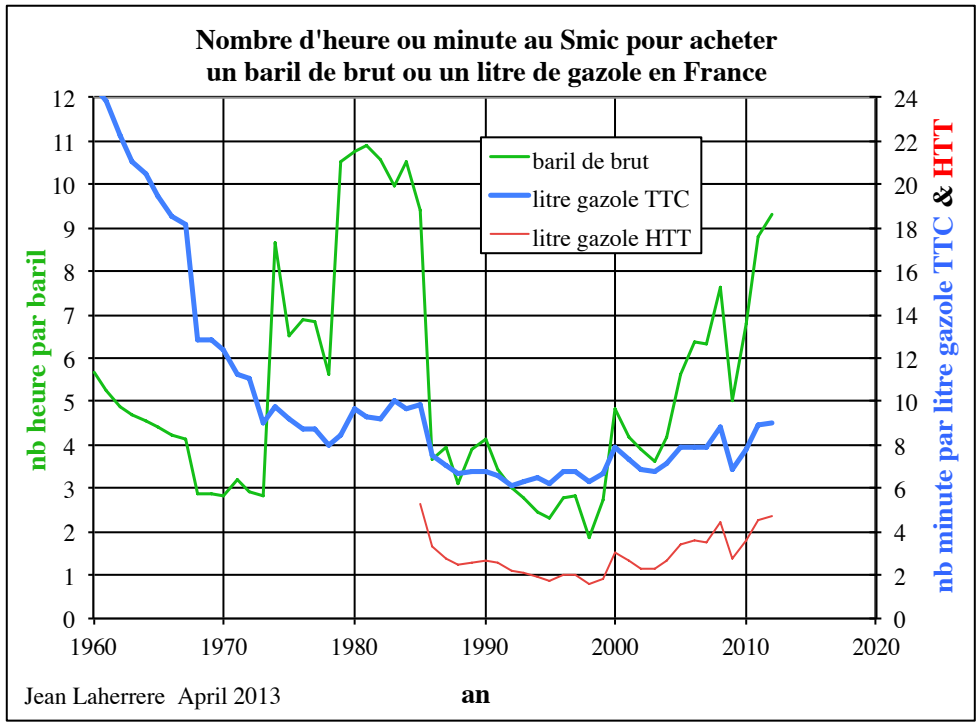


Fig 31: nombre de minutes pour acheter un litre de gazole au SMIC

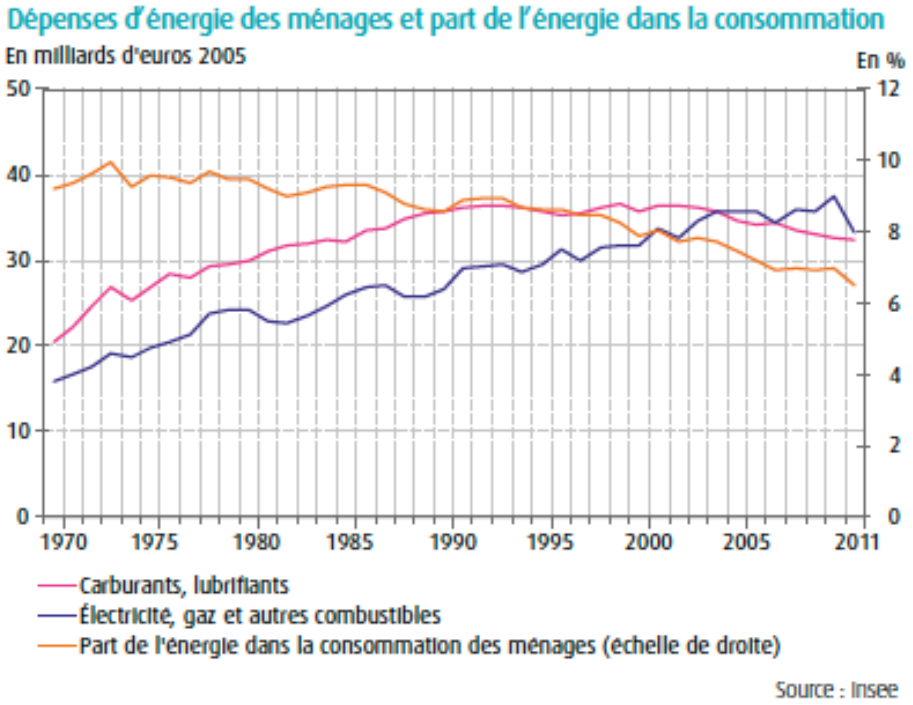


Fig 32: France: part de l'énergie dans consommation des ménages

-6 Conclusions

Les données de production de pétrole et de gaz sont peu fiables et varient considérablement avec les sources, étant donné le manque de consensus sur les définitions des termes et sur l'incertitude des mesures. La meilleure source est l'USDOE/EIA.

Les Nations-Unies ou l'Union Européenne devraient obliger tous les pays à publier les données techniques détaillées par champ, comme le font le Royaume Uni, la Norvège et le domaine fédéral des Etats-Unis

Le droit de l'homme doit inclure le droit pour chaque citoyen à l'information du patrimoine du pays, à savoir les ressources pétrolières.

Ce droit à l'information doit inclure l'obligation d'avoir un consensus sur la définition d'un glossaire des termes utilisés.

La présente étude est basée sur les réserves ultimes mondiales à partir de base de données techniques fournies par des compagnies d'espionnage industriel (IHS, Rystad). A partir de ces données mondiales qui nécessitent de nombreuses corrections pour les rendre homogènes, l'extrapolation des découvertes permet d'estimer les réserves ultimes et de prédire que la production mondiale de pétrole (tous liquides) culminera avant 2020, avec un pic proche pour le Non-OPEP et un pic vers 2020 pour l'OPEP. **Les exportations de brut de l'OPEP cesseront vers 2050**.

Les subventions considérables sur le prix des carburants des pays exportateurs de pétrole conduisent à une augmentation rapide de leur consommation, réduisant ainsi leur exportation : ils doivent réduire ces subventions (la France subventionne le gazole par rapport à l'essence = 10 G€/an)

La production de l'OPEP va dépasser celle du Non-OPEP vers 2025 pour les liquides de gaz, vers 2030 pour le gaz et le brut excluant extra-lourd. Le rêve des US de devenir indépendant pour le pétrole et le gaz grâce aux shales est basé sur des ressources (gisement continu) mais pas sur des réserves réalistes (sweet spots)

Cette étude (à partir de papiers plus complets disponibles sur le site asporfrance.org) est basée sur des données discutables, mais étant les meilleures qui existent et je ne connais pas d'étude gratuite disponible sur Internet qui montre autant de données.