

chers tous

J'aimerais avoir votre avis sur le récent rapport USGS Avril 2012 qui traite du « reserve growth » : « Assessment of Potential Additions to Conventional Oil and Gas Resources of the World (Outside the United States) from Reserve Growth » <http://pubs.usgs.gov/fs/2012/3052/fs2012-3052.pdf>.

Il se resume ainsi

The U.S. Geological Survey estimated volumes of technically recoverable, conventional petroleum resources resulting from reserve growth for discovered fields outside the United States that have reported in-place oil and gas volumes of 500 million barrels of oil equivalent or greater. The mean volumes were estimated at 665 billion barrels of crude oil, 1,429 trillion cubic feet of natural gas, and 16 billion barrels of natural gas liquids. These volumes constitute a significant portion of the world's oil and gas resources.

Cette étude est basée sur 1814 « large fields » sans savoir où ils se trouvent et comment l'estimation a été faite, ni le détail de l'étude. C'est la vraie boîte noire comme tous les rapports USGS depuis celui de 2000 qui lui avait le mérite de montrer le détail du travail!

En fait ce ne sont pas les géants comme définis depuis toujours comme ayant 500 Mbep de réserves mais ici de volume en place, ce qui est très différent (ils ont le mérite de ne pas les appeler géants).

L'étude exclue les « continuous oil & gas accumulations »

Comme en 2000, ils recommencent la même erreur scientifique de comparer les réserves 1P US avec les réserves 2P du reste du monde, en admettant qu'ils sont incapables d'avoir des estimations de croissance hors les US en se plaignant du manque de données (elles sont complètes en UK et Norvège) *Because of the paucity of data for many fields outside the United States, data acquired from U.S. fields undergoing reserve growth were used as analogs in this study*

Ils utilisent donc les évolutions de 68 grands champs aux US (sans dire lesquels).

Le plus intéressant est qu'ils prévoient une diminution en *F95* des réserves de gaz et de NGL pour les champs de gaz et même en *mean* pour le NGL des champs de pétrole, comme quoi la croissance peut être négative !

Ils citent en référence le rapport <http://pubs.usgs.gov/sir/2011/5163/> « New U.S. Geological Survey Method for the Assessment of Reserve Growth » By Timothy R. Klett, Emil D. Attanasi, Ronald R. Charpentier, Troy A. Cook, Philip A. Freeman, Donald L. Gautier, Phuong A. Le, Robert T. Ryder, Christopher J. Schenk, Marilyn E. Tennyson, and Mahendra K. Verma (Reserve Growth Assessment Team) <http://pubs.usgs.gov/sir/2011/5163/report/SIR11-5163.pdf>

Le seul graphique fig 2 avec données montre les champs US, donc les réserves prouvées.

La courbe de multiplication en bas part de l'année de découverte pour arriver à un coefficient de 8 au bout de 100 ans.

Cette courbe de croissance existe depuis décennies (« The enigma of oil and gas field growth » E.D. Attanasi & D.H. Root AAOPG 1994) et n'a pas varié en 2011, car les données sont les mêmes en ce qui concernent les estimations initiales qui sont folkloriques ou imaginées (en prenant la règle de $R/P = 10$).

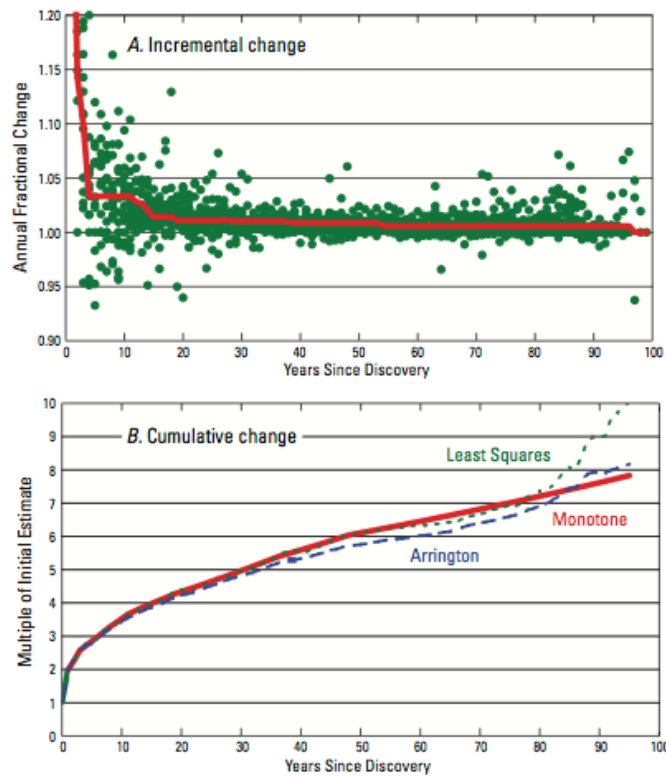


Figure 2. Graphs showing reserve growth as incremental change and cumulative change relative to years since discovery. Reserve growth can be estimated for most petroleum accumulations by statistical methods. In the past, the United States Geological Survey estimated reserve growth by statistical methods using historical recoverable quantity data, and the estimates of reserve growth were based on growth rates averaged by number of years since accumulation discovery. (A.) Incremental change of reported recoverable quantities in accumulations of the United States by years since discovery. Green dots represent annual fractional change of the summed recoverable quantities of oil accumulations. This graph was based on 17 consecutive years of data (NRG Associates, 1982 through 1998), from which 16 annual fractional change factors were calculated. Therefore, 16 points representing oil fields (green) are plotted for each year-since-discovery. An incremental reserve-growth model (red line) representing the approximate mean of the individual annual growth factors is shown for reference. (B.) Cumulative change of reported recoverable quantities in accumulations by years since discovery (modified from Attanasi, 2001). Points for every year since discovery along the incremental reserve-growth model are consecutively multiplied to construct the cumulative curves shown in this figure. Data for this graph are from production and reserves data reported from 1977 through 1996 by the Energy Information Administration (1998).

Le rapport 2000 « The Significance of Field Growth and the Role of Enhanced Oil Recovery »
<http://pubs.usgs.gov/fs/fs-0115-00/fs-0115-00po.pdf> avait la même courbe de croissance

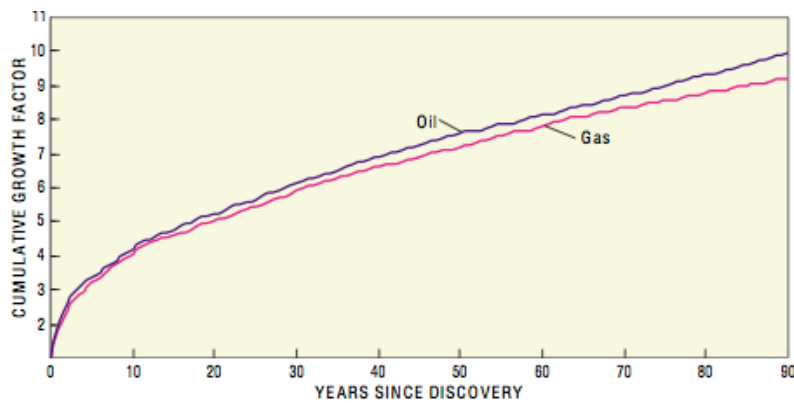


Figure 3. U.S. cumulative reserve growth of oil and gas fields. Data from 1995 USGS National Oil and Gas Resource Assessment reported by Attanasi, and others, 1999, p. 79–81.

Le problème est que la première estimation l'année de découverte n'est pas connue pour les anciens champs, par exemple plus loin Midway-Sunset découvert en 1894. On peut penser que les valeurs ont été « arrangées ». De toute façon les estimations ne sont fiables que quand le champ est développé car les anciennes règles de la SEC ne permettaient pas d'inclure les parties du champ non foré.

Le rapport USGS 2000 chapter RG *Estimating potential reserve growth of known (discovered) fields : a component of the USGS world petroleum assessment 2000* J.W.Schmoker & T.R.Klett donnait ce graphique figure RG-1 qui est une moyenne manipulée des champs USL48 avec une vie de 90 ans pour avoir la valeur finale de l'ordre de 10. Il est évident que les 10 premières années, notamment la première, montrent une augmentation douteuse, notamment avec les règles de la SEC (qui sont maintenant très différente autorisant l'utilisation de modèles).

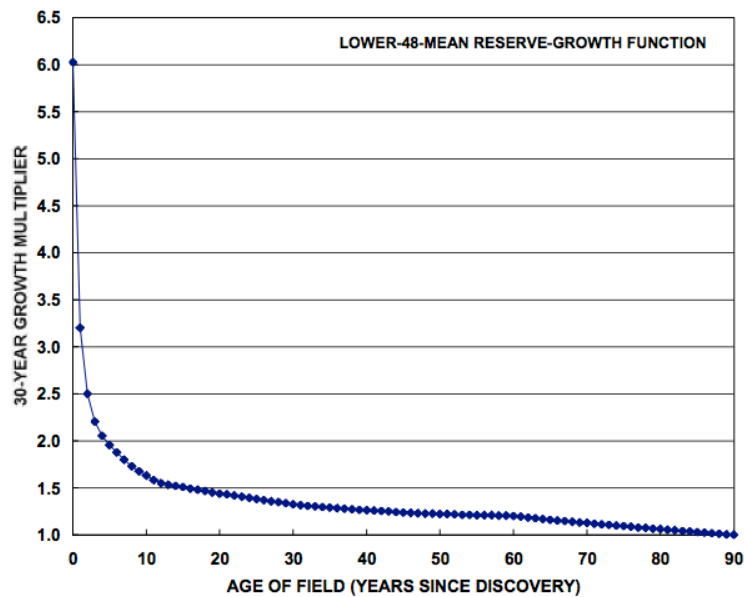
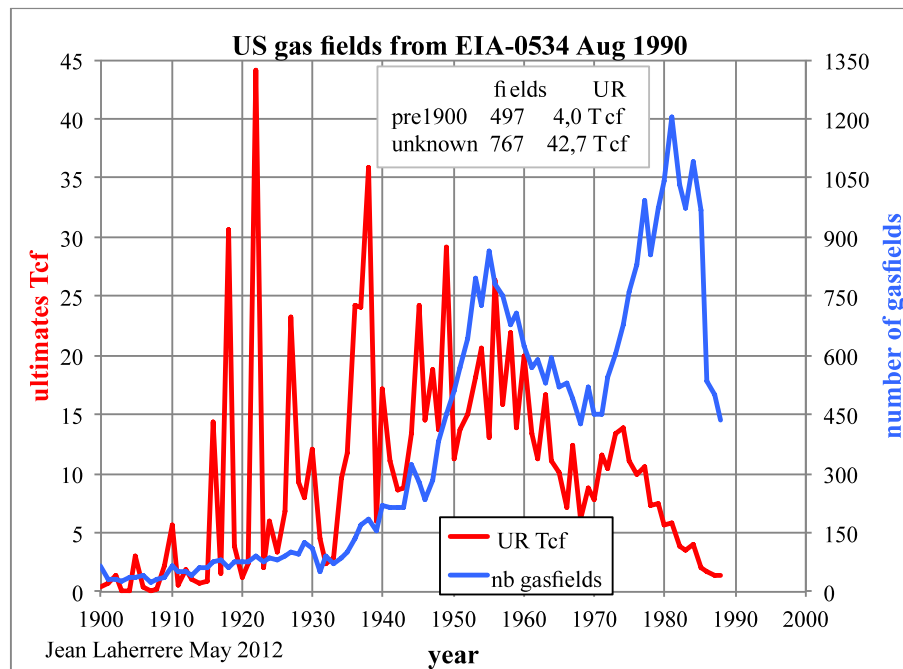


Figure RG-1. A reserve-growth function (designated the Lower-48-Mean reserve-growth function) derived from the average of the oil reserve-growth function and the gas reserve-growth function used in the USGS 1995 National Assessment of United States Oil and Gas Resources to forecast reserve growth for the Lower 48 United States (Gautier and others, 1995; Root and others, 1995; data supplied in digital format by E.D. Attanasi, written commun., 1997). To grow a field for 30 years, known petroleum volumes are multiplied by the appropriate 30-year growth multiplier (or factor), selected according to the age of the field.

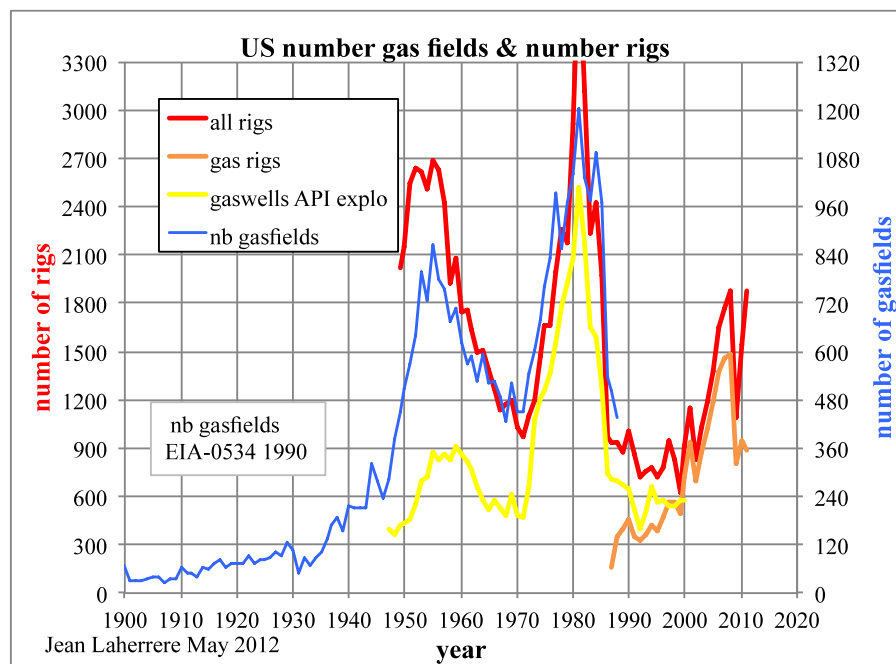
La rupture de pente à 60 ans est aussi difficile à comprendre, autre que la longévité des champs est variable et que la plupart des champs US est plus jeune.

Le seul rapport USDOE/EIA qui donne l'historique des découvertes US annuelles backdated à fin 1988 en nombre de champs est le rapport open file EIA-0534 Aug 1990. Malheureusement ce rapport dit open-file n'est plus accessible : il a été censuré, car contredisant les rapports officiels des réserves prouvées courantes. EIA a les données de réserves backdated, mais il les censure. Lors de ma visite à l'USGS à Denver l'EIA (John Wood) a montré un graphique fractal des réserves cumulées US par taille des champs qui était remarquable, mais il s'est refusé de le communiquer.

Je n'ai plus que le nombre de découvertes de gaz de 1900 à 1988 ainsi que les ultimes annuels. On voit que le nombre annuel est inférieur à 100 découvertes jusqu'en 1940 avec un pic à plus de 800 en 1955 un creux à 500 en 1970 un nouveau pic à 1200 en 1980 et un creux ensuite. Au contraire les découvertes ultimes annuelles UR montrent un pic vers 1920 :



Le nombre de champs de gaz est comparé au nombre d'appareils de forage gaz et au nombre de puits explo pour le gaz : les variations sont considérables et doivent avoir un impact sur l'évolution annuelle des réserves.



L'USGS en 1994 a sorti une étude similaire (à partir des données non publiées EIA) donnant les chiffres de réserves oil et gas (un champ est classé oil si gas to oil ratio <20 kcf/b) de 1900 à 1991 estimées suivant les années 1977 à 1991 : « The enigma of oil and gas field growth » Emil D. Attanasi and David H. Root AAPG v78 n°3 March 1994 p321-332

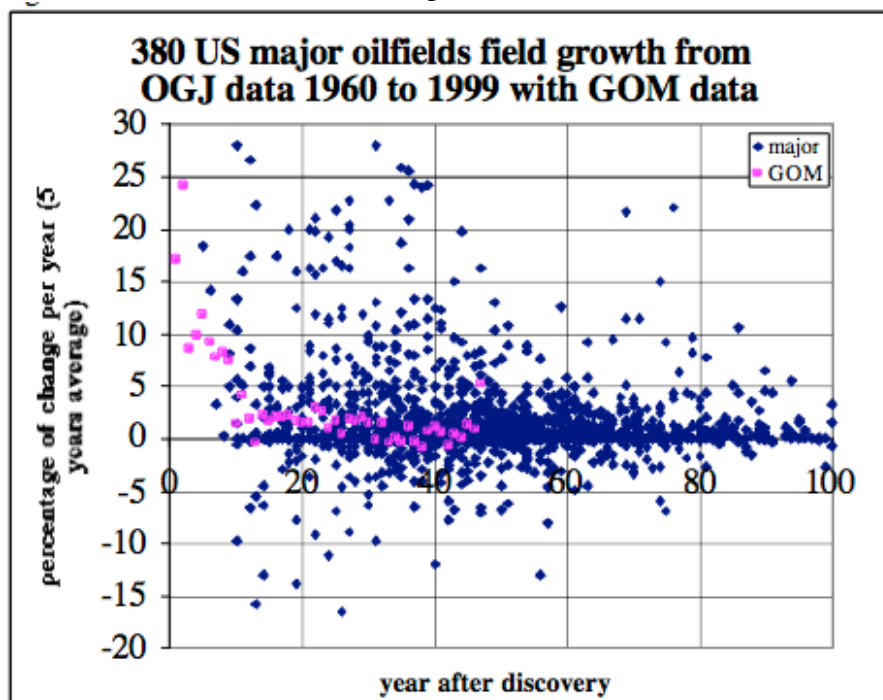
Mais il n'y a pas le nombre de champs.

Après 25 ans de production il faut multiplier les réserves finales estimées par 1,4 pour obtenir la valeur ultime qui sera à 90 ans.

Mais la technologie permet de produire plus vite et la vie des nouveaux champs est bien plus courte, notamment en offshore. Brent a été pratiquement épuisé en 30 ans.

L'estimation des réserves suit les règles de la SEC qui ont changé du tout au tout en 2010 par rapport aux anciennes qui dataient de 1978.

Dans ma présentation AFTP 31 mars 1999 « Quels sont les problèmes quand on parle des réserves » conférence AFTP "Estimation des réserves et réduction des incertitudes", publié Pétrole et Techniques n°423 Nov./Dec. 1999 p37-47 <http://dieoff.com/page186.htm>, je montre la croissance pour 380 US major oilfields pour les estimations OGJ et MMS (pour le GOM) de 1966 à 1999



Le nuage s'étend de -15% à +25%, même pour les champs pour plus de 60 ans après découverte pour les valeurs d'OGJ.. Il est difficile dans un tel nuage de trouver une moyenne qui est un sens. Toutefois les données MMS qui sont mieux contrôlées montrent très vite une tendance qui va de 2% vers 20 ans à zéro vers 40 ans.

L'USGS n'évolue pas avec les faits et ressasse les mêmes graphiques et les mêmes idées depuis 20 ans et sont incapables d'avoir de nouvelles idées et des méthodes plus scientifiques.

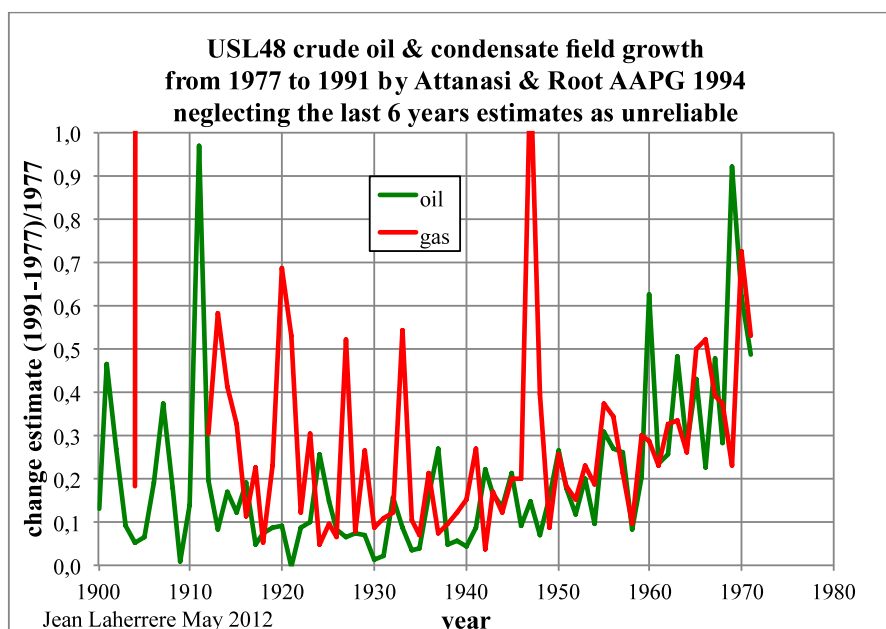
Ils se basent sur des vieux champs et de plus des champs d'huile lourde nécessitant l'injection de vapeur = non conventionnels tels que Midway-Sunset 13°API qui sont des champs non conventionnels ; il n'y a pas que les accumulations continues !

L'AAPG et les anciens géologues US (Buzz Ivanhoe, Chuck Masters) disaient que les estimations des champs pour les 6 premières années étaient chaotiques et qu'elles devaient être ignorées.

Si on regarde la figure 2 du rapport 2011-5163 on voit que 15 ans après découverte les estimations sont de part et d'autre du zéro.

En effet les réserves croissent avec le nombre de puits et s'arrêtent de croître quand le champ est complètement développé.

Le rapport des estimations en 1991 par rapport à celles de 1977 (en négligeant les 6 dernières années comme peu fiables), soit 25 ans après, des données de l'étude Attanasi/Root 1994 donne une variation de l'ordre de 20% (un peu moins pour oil et un peu plus pour gas) entre 1915 et 1960.



De plus il est évident pour le pétrole qu'il y a diminution des estimations avec un creux vers 1930, contrairement à la théorie d'une croissance toujours en augmentation pour les champs plus jeunes. Et la croissance des champs de gaz est en majorité supérieure à celle des champs de pétrole contrairement à la figure 5 ci dessous, qui sont des graphiques manipulés et peu fiables. Le graphique ci-dessus est très loin de la courbe du même article (fig 5) qui est tracée suivant des théories simplistes, sans les confronter aux données.

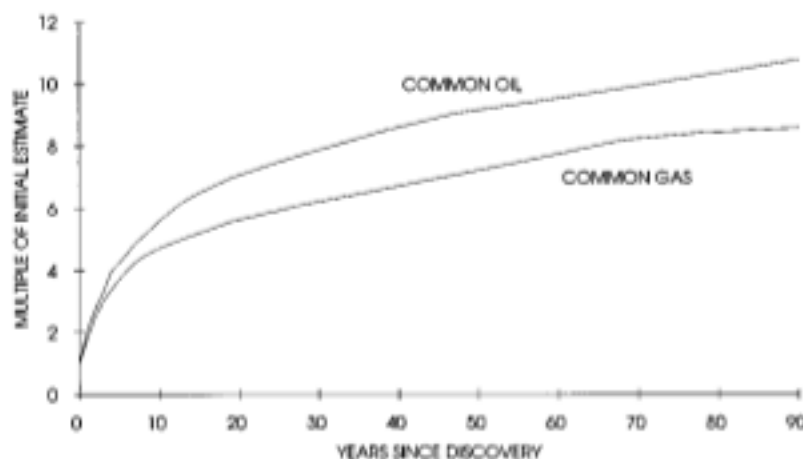
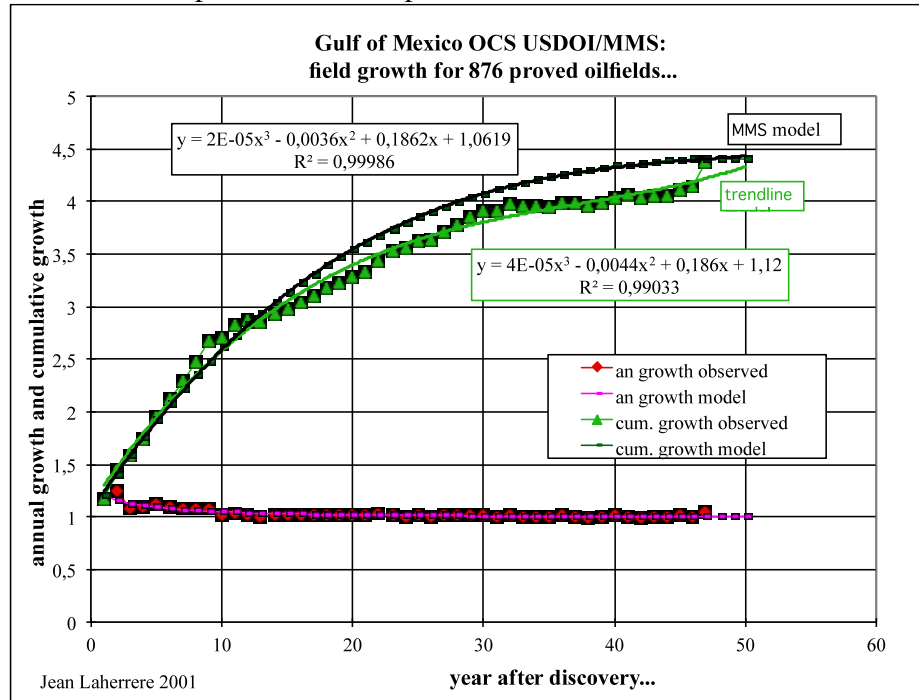


Figure 5—The growth of oil fields persists for a longer time than growth of gas fields. The upper curve is the growth function for the common oil field set and the lower curve is the growth function for the common gas field set computed for the lower 48 states from EIA data.

La croissance sur 25 ans (de 1977 à 1991) des données de Attanasi/Root 1994 une fois le champ a peu près développé est donc pratiquement de l'ordre de grandeur de l'imprécision des mesures et cela est confirmé par les dernières estimations des réserves prouvées US où les révisions négatives sont du même ordre que les révisions positives.

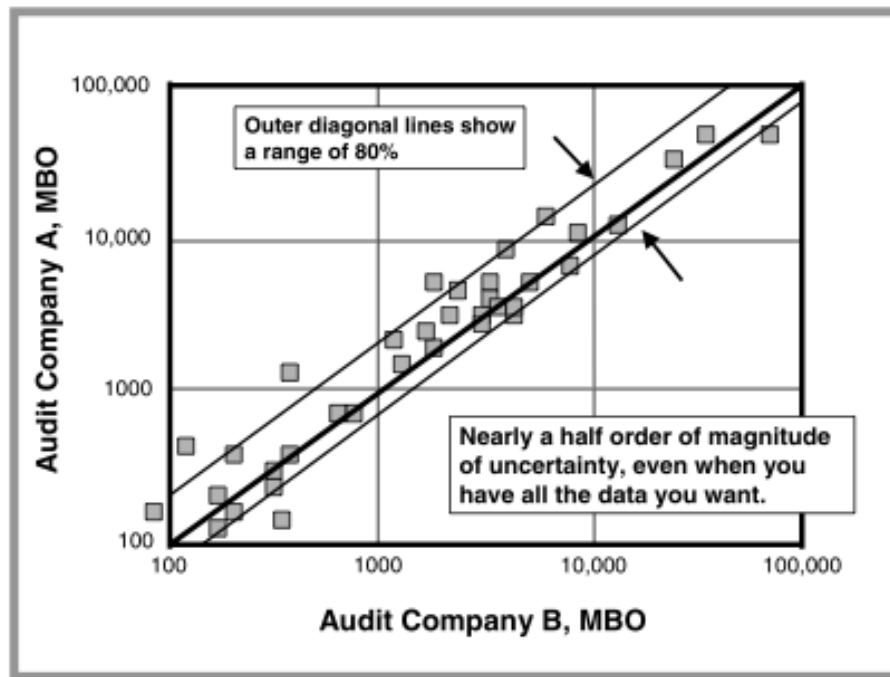
Le modèle MMS est différent et donne une valeur moitié soit 4,5 au bout de 50 ans. En offshore un champ est développé avant que la production ne commence. Il faudrait comparer l'évolution en années non pas après découverte mais après début de la production.



Ces études ignorent complètement l'imprécision des estimations, toute variation est prise comme un progrès vers la vraie valeur alors qu'il peut être simplement une variation à l'intérieur de l'imprécision de la mesure.

L'article de l'équipe de Peter Rose (compagnie d'audit) a chiffré l'incertitude des estimations de réserves en comparant des audits faits par 2 compagnies différentes sur plus d'une trentaine de cas : « Responsible reporting of uncertain petroleum reserves » Mark McLane, James Gouveia, Gary P. Citron, James MacKay, and Peter R. Rose AAPG v92 n°10 Oct 2008

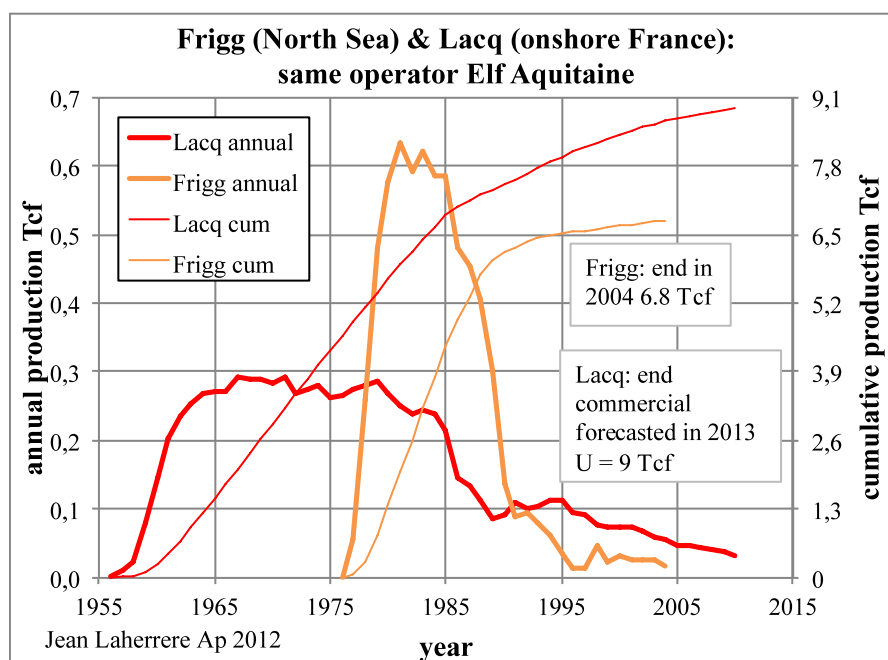
Figure 6 : Log-log plot comparison of reserve estimates made by two reserve audit firms.



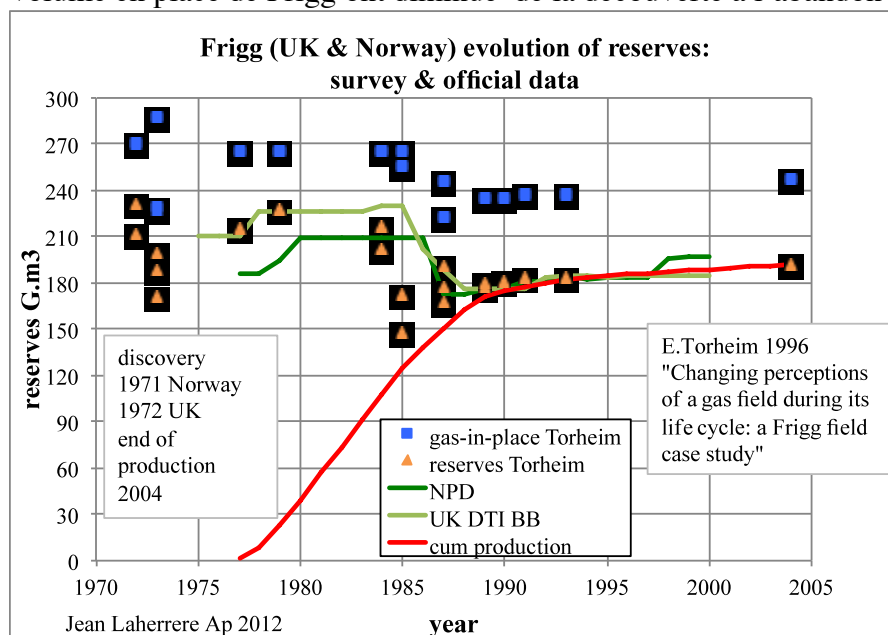
Le graphique en échelles log-log montre une fourchette allant de 800 à 2000, soit plus ou moins 30%.

De plus cette étude oublie complètement les évolutions des estimations venant de la technologie et des règles (le probable qui est omis devient du prouvé avec le temps et les forages)

Ce qui faudrait étudier est la croissance des 10 dernières années des champs mondiaux et on pourrait alors l'extrapoler aux 10 prochaines années. On ne peut extrapoler des estimations faites il y a plus de 70 ans et vouloir extrapoler aux conditions actuelles. Vouloir utiliser la croissance de vieux champs US d'huile lourde à terre avec un vie de plus de 100 ans pour estimer la croissance de champs en mer profonde avec une vie courte (car les frais d'exploitation sont considérables) me semble une aberration. Il est intéressant de comparer la vie du champ de Lacq (60 ans) à terre à celle de Frigg (30 ans) en mer. Frigg en mer a été produit le plus rapidement possible avec un haut DCQ autorisé grâce à une estimation très optimiste des réserves: le plateau a duré près de 5 ans contre près de 20 ans pour Lacq.



Les réserves et le volume en place de Frigg ont diminué de la découverte à l'abandon du champ.



Etant situé sur les 2 seuls pays qui publient les données de champs, Frigg a eu de nombreuses estimations de réserves et de volume en place. Les réserves de Frigg estimées de 1980 à 1985 étaient bien plus élevées que la réalité (le champ est abandonné donc la valeur réelle est connue): il y a eu croissance négative.

Il semble évident que l'USGS continue ses aberrations de l'étude 2000. Auparavant l'équipe USGS dirigé par Chuck Masters qui publiait les réserves mondiales lors des conférences du Congrès Mondial du Pétrole utilisait non pas les réserves prouvées mais les « inferred reserves » qui comme les « mean » ne présentaient pas statistiquement de croissance avec le temps (Masters utilisait la base de données de Petroconsultants). Tom Ahlbrandt a voulu faire table rase et faire tout différemment, malheureusement il a pris un très mauvaise approche, extrapolant des choses non comparables.

Voici un extrait de mon papier 2001 « The reliability of oil and gas reserves data » in « Our fragile

world : challenges and opportunities for sustainable development »The Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS) UNESCO qui compare les prévisions USGS de Masters de 1981 à 1996 et d'Ahlbrandt 1996 où Masters estime une reserve growth nulle (pour les inferred reserves) contre 688 Gb pour Ahlbrandt (pour les 2P de Petroconsultants). Mais sur le remaining discovered 200 Gb ont mystérieusement disparu, sans doute pour qu'il se trouve dans le reserve growth !

<< 5 - World Assessments by the US Geological Survey

The US Geological Survey is a long established organisation with the normal responsibilities of a national survey, but in the aftermath of the oil shocks of the 1970s it took on an additional function of evaluating the world's oil resources. It is necessary to subject its findings to careful critical review in view of its reputation and authority.

For many years, the project was under the direction of the late C.D.Masters, who displayed both considerable knowledge of the subject and skill in dealing with a very sensitive subject. He succeeded in delivering politically acceptable results while protecting his own professional integrity, choosing his words in the texts accompanying the various studies with great care.

The following table summarises the successive revisions

	145-97	145-97	145-97	145-97	97-463	2000
USGS Report						
Reference Date	1/01/81	1/01/85	1/01/90	1/01/93	1995-96	1/01/96
oil only Gb						
Cumulative Production.	445	524	629	699	?	710
Remaining Discovered	724	795	1053	1103	?	891
Total discovered	1169	1319	1682	1802	1608	1601
Undiscovered	550	425	489	471	?	732
Field growth	0	0		0	?	688
Total	1719	1744	2171	2273	?	3021
gas Tcf						
Cumulative Production		1176	1596	1750	?	1752
Remaining Discovered		3906	4500	5136	?	4793
Total discovered		5082	6096	6886	6753	6545
Undiscovered		4200	4416	4681	?	5196
Field growth		0	0	0	?	3660
Total		9282	10512	11567	?	15401
NGL Gb						
Cumulative Production				?	?	36 ?
Remaining Discovered				?	?	75 ?
Total discovered				90	109	111 ?
Undiscovered				102	?	217 ?
Field growth				?	?	49 ?
Total				?	?	377 ?

It is noteworthy that 200 Gb of reserves mysteriously disappeared from an inventory of all the world's *Petroleum Systems* (USGS 97-463), despite using *Proved & Probable* (2P) reserves from the industry database in place of Masters' term *Identified Reserves*. In fact the missing reserves became part of the massive Reserve Growth introduced by Ahlbrandt, who is Masters' successor, based on the flawed notion that the World would be subject to the same conditions as applied to the onshore US long ago.

The latest study was issued in June 2000 at the World Petroleum Congress, although a Press Release was made on March 23rd and few days before a critical OPEC meeting. Some commentators have remarking on this timing, wondering if the high estimates of the world's undiscovered potential and massive "reserve growth", providing as much as 688 Gb (612+ 76 for US) might have been intended to undermine OPEC's confidence in its control of world oil supply. Prices were at the time high, and the US government was exerting pressure on OPEC and others to try to raise production.

The study treated the US differently from the rest of the world, with its data being based on a 1995 National Assessment. Considered in detail, we find confusion over the treatment of gas liquids. The study claims that NGLs are included, giving a total liquids production of 171 Gb to end 1995, whereas the industry database gives 205 Gb. It is likely that in fact the 171 Gb represents oil and lease condensate only, whereas the 205 Gb includes all liquids.

Report 97-463 has evidently failed to properly integrate the differing definitions of the two different databases upon which it was based, namely NRG for North America and Petroconsultants for the rest of the world.

Table 9

USGS 97-463	Oil Gb	Gas Tcf	NGL Gb	Total Gboe
Total world	1608.3	6753.4	109.4	2844.8
U.S.	171.7	908.6	29.4	354.1
Total without US	1436.6	5844.7	79.9	2490.7

The study (USGS-2000) has increases the estimate of the World's Undiscovered from 471 to 732 Gb in terms of *Mean* values), which is hard to accept given that discovery unequivocally peaked in the 1960s. It appears that the study is based primarily on estimates of the number and size of future fields, ignoring the actual record of past discovery, based on a wrongly grown past discovery.

The USGS itself (Schmoker & Klett 2000) has stated:

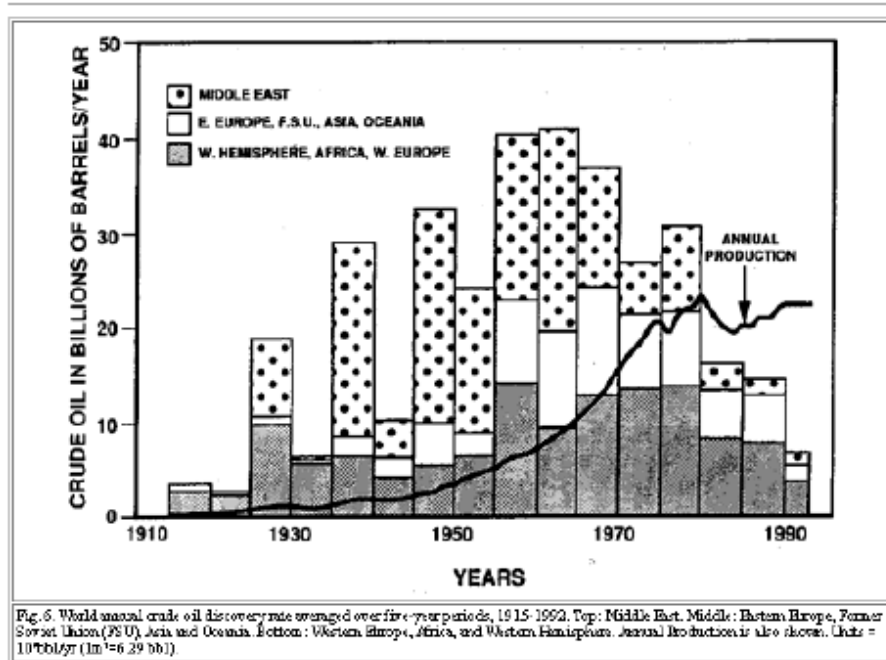
"For most areas outside the United States and Canada, however, Attanasi and Root (1993) and Root and Attanasi (1993) concluded that successive field-size estimates were not sufficiently reliable and consistent to develop world-level reserve-growth functions".

But despite their legitimate misgivings they decided to apply the US reserve growth factor to the rest of the world on the grounds that any model is better than none at all. They would have done better to the MMS model, which, despite its flaws, does better reflect offshore and international practice and experience. <<

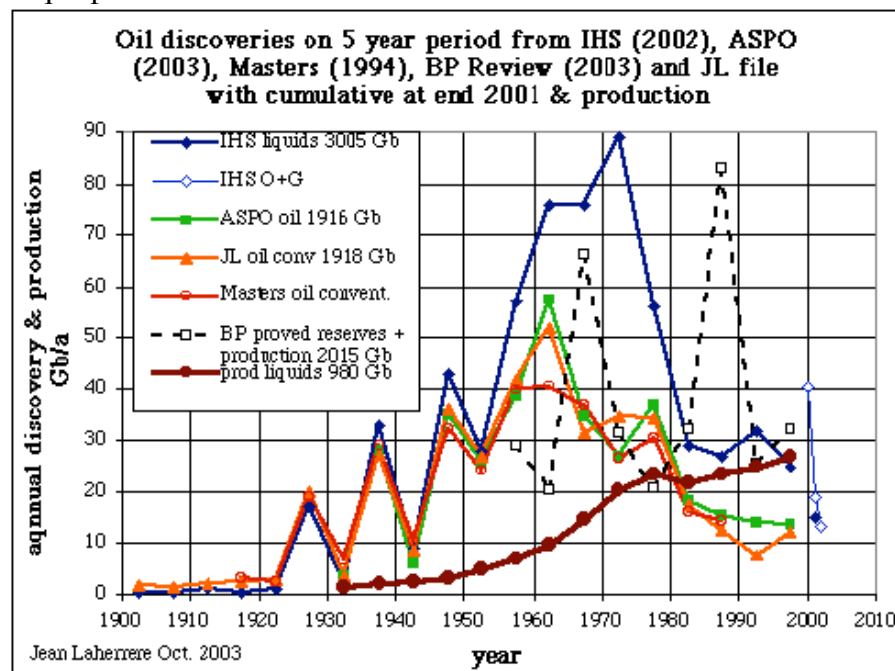
Voici le graphique WPG 1994 de Masters, Attanasi & Root qui représentent les *inferred reserves*

World Petroleum Assessment and Analysis

by Charles J. Masters, Paul D. Athanasi, David H. Best



Comparaison en 2003 des découvertes IHS article 2002, ASPO (Colin 2003), Masters 1994, BP 2003 et les miennes ainsi que production cumulée



BP utilise les données de l'OPEC et l'article IHS 2002 est en contradiction avec les données IHS.

Dans mon papier Copenhagen 2003 l'augmentation des réserves de géants de 1995 à 2003 était de l'ordre de 10%

<<The comparison of scout estimates from 1995 to 2003 shows an increase of about 10 % in 8 years for all the giants outside the US, including FSU with ABC, which can be traced over the total period year estimate in 1995 1996 1997 1999 2001 2003

Gb

322 giants >0,5

Gb

992 1015 1023 1037 1095 1104

24 supergiants

>10 Gb

493 499 512 530 556 560

But the estimate of all major oilfields experiencing a significant decline shows that the scout estimate is overestimated by about the same amount.

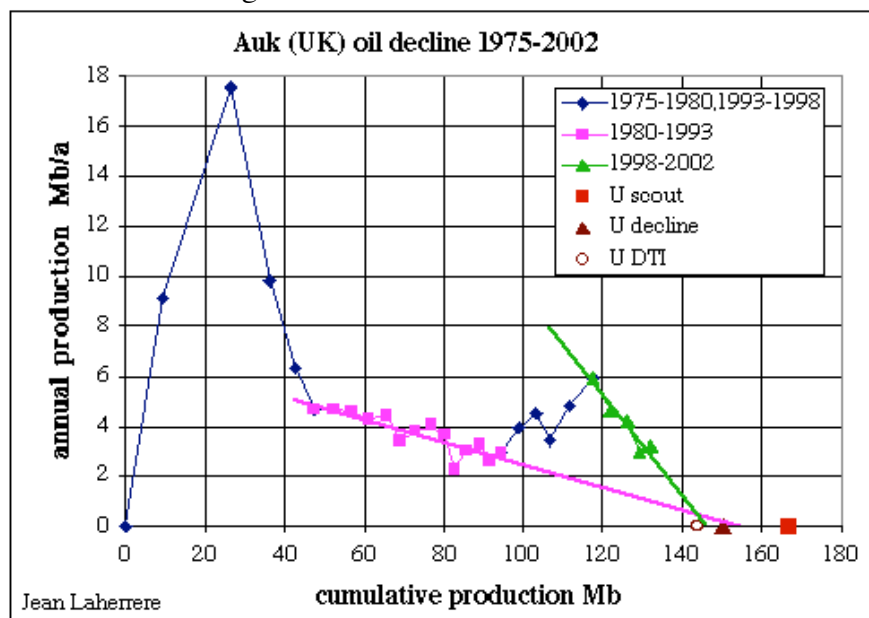
As USGS wrote in their 2000 study in chapter RG by Schmoker. & Klett:

“Worldwide, however, a set of uniform reporting requirements does not exist. Criteria for the estimation of remaining reserves differ widely from country to country, as do the technical, economic, and political incentives that drive the reserve-growth process. Therefore, patterns of reserve growth for the world as a whole are poorly understood, and the problem of quantitatively estimating world potential reserve growth is formidable. For most areas outside the United States and Canada, however, Attanasi and Root (1993) and Root and Attanasi (1993) concluded that successive field-size estimates were not sufficiently reliable and consistent to develop world-level reserve-growth functions<<

Dans ce papier j’indiquais que l’exemple de croissance positive utilisé par Sneider 2001, qui était le champ d’Auk en Mer du Nord, n’en montrait pas en réalité, car le déclin 1998-2002 (en vert) après le second pic de 1997 revenait vers un ultime du déclin 1980-1993 (en rose).

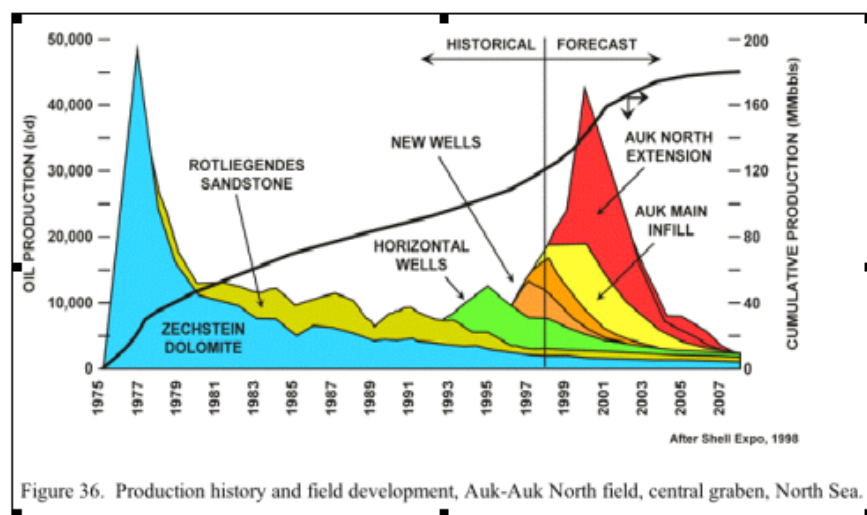
<<Sneider 2001 claims that Auk oilfield in the UK was a good example of reserve growth with estimate at 93 Mb in 1988 and 180 Mb in 1998. In fact in 1988 the oil decline on the following graph was already well established with ultimate around 160 Mb. From 1993 to 1998 annual production raises, thanks to more investment in horizontal wells, but in 1999 the decline was back and steeper (as usual after technology miracle) and ultimate from the decline is still around 150 Mb (cumulative production up to 2002 is 132 Gb, for Brown Book 162 Mb and for the operator 144 Mb. The claim by Sneider that recovery was improved from 17% to 30% is false.

Figure 28a: Auk UK oil decline: no growth on decline

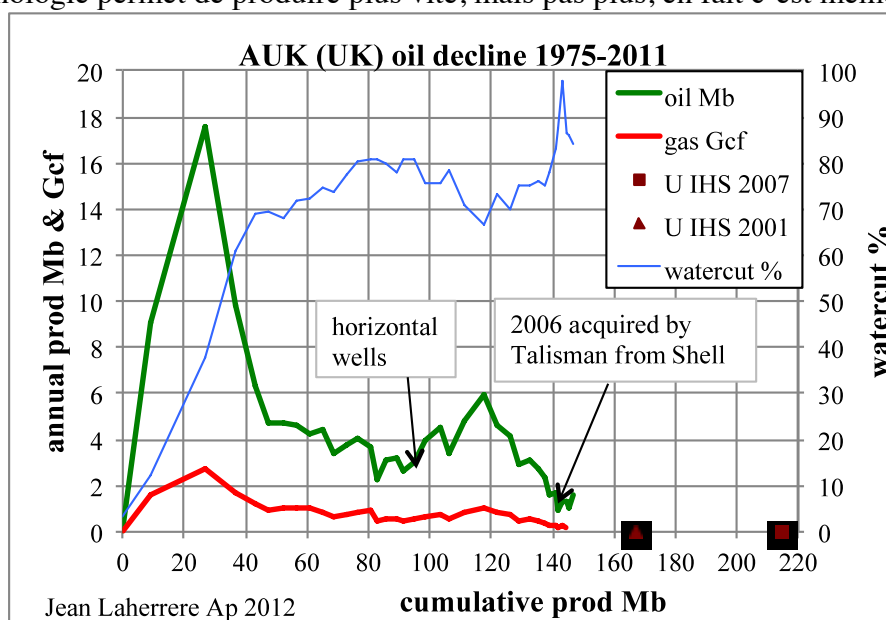


The peak expected by Sneider in 2001 (Auk North extension) as high as that of 1977 did not occur.

Figure 28b; Sneider’s forecast



L'actualisation du déclin de Auk en 2012 confirme la prévision de 2003 malgré l'acquisition du champ par Talisman en 2006. Là encore l'utilisation de puits horizontaux par Shell a permis, comme pour les champs géants de Yabal et Rabi-Kounga, l'augmentation de la production sans augmenter l'ultime. La nouvelle technologie permet de produire plus vite, mais pas plus, en fait c'est même moins.

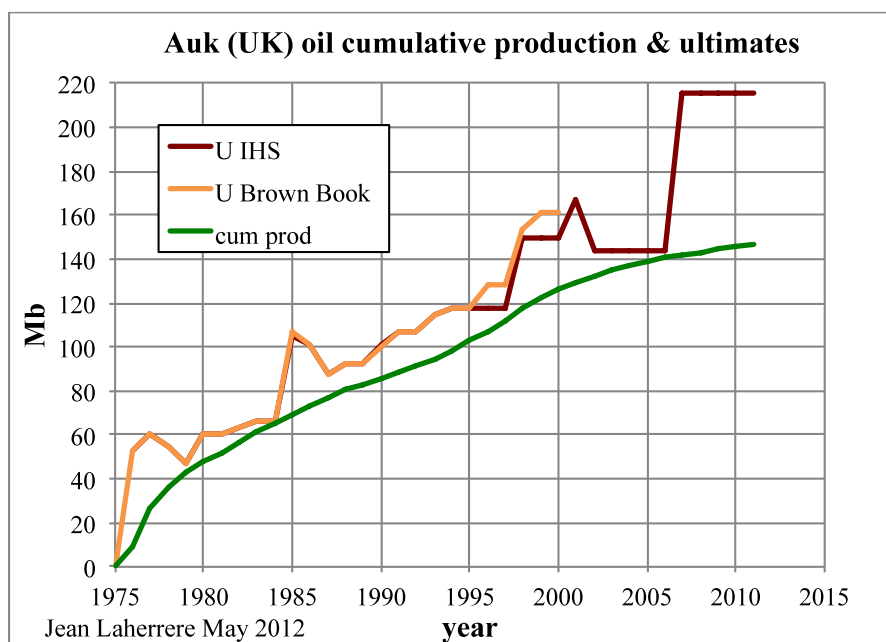


L'évolution des réserves de Auk (Brown Book) est très chaotique et IHS affiche les nouvelles estimations de Talisman (qui a racheté ce champ à Shell en 2006) à 215 Mb, valeur qui semble bien difficile à atteindre car la production cumulée qui est à 147 Mb en est loin.

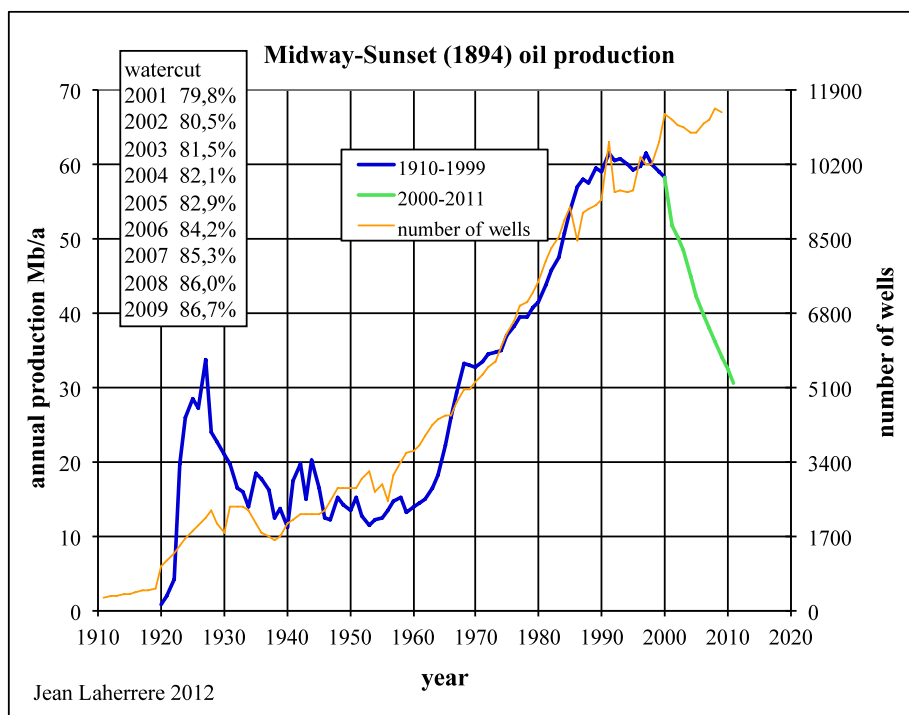
Le volume en place était estimé à 529 Mb en 1992 et 805 Mb en 2001.

Là encore cet exemple ce *reserve growth* montre surtout une mauvaise méthodologie d'estimation des réserves, ou plutôt une présentation par les opérateurs qui semble plus financière que technique !

L'objectif est la bourse et non la vérité !



L'USGS continue de prendre la courbe de croissance US qui est due surtout au fait que les réserves prouvées ne représentaient au début que la surface forcée productive (jusqu'à 2010) et que le champ n'était pleinement développé que après une ou deux décennies : Midway-Sunset a mis 100 ans pour arriver à la production maximum n'étant développé que lentement car avec de la vapeur, idem pour Kern River qui a aussi une densité de 13°API : ceux donc des champs non conventionnels. Voilà le graphique production annuelle et nombre de puits productifs en temps

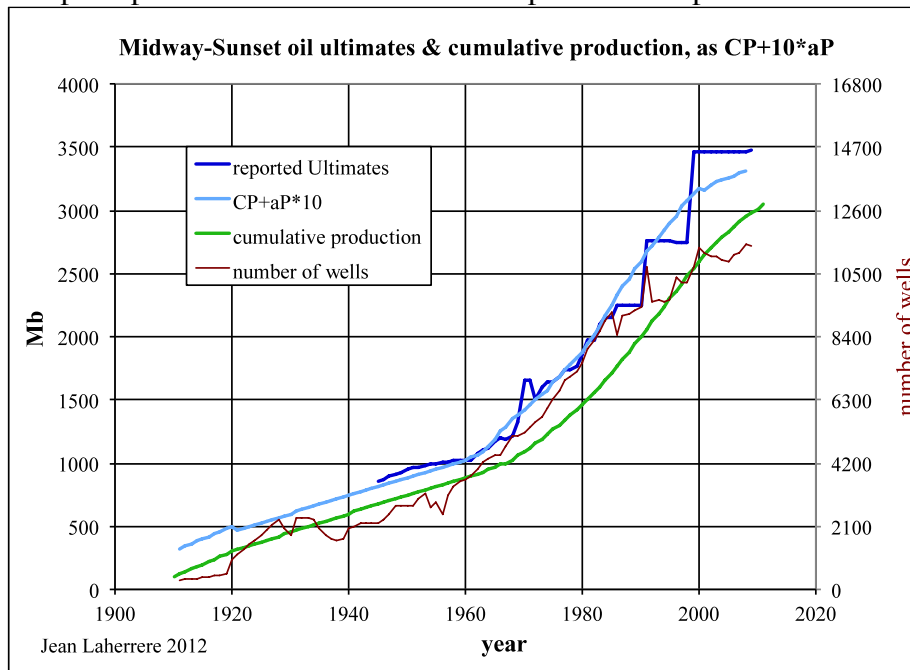


Production cumulée et ultime venant du gouvernement de Californie ainsi que la production cumulée

plus 10 fois la production annuelle car autrefois les réserves étaient calculées en prenant un R/P de 10 ans. C'est pour ça que depuis 80 ans le R/P des US est proche de 10 ans. On voit que chaque fois que la courbe CP +10aP est supérieure à l'ultime, l'ultime est révisé en hausse.

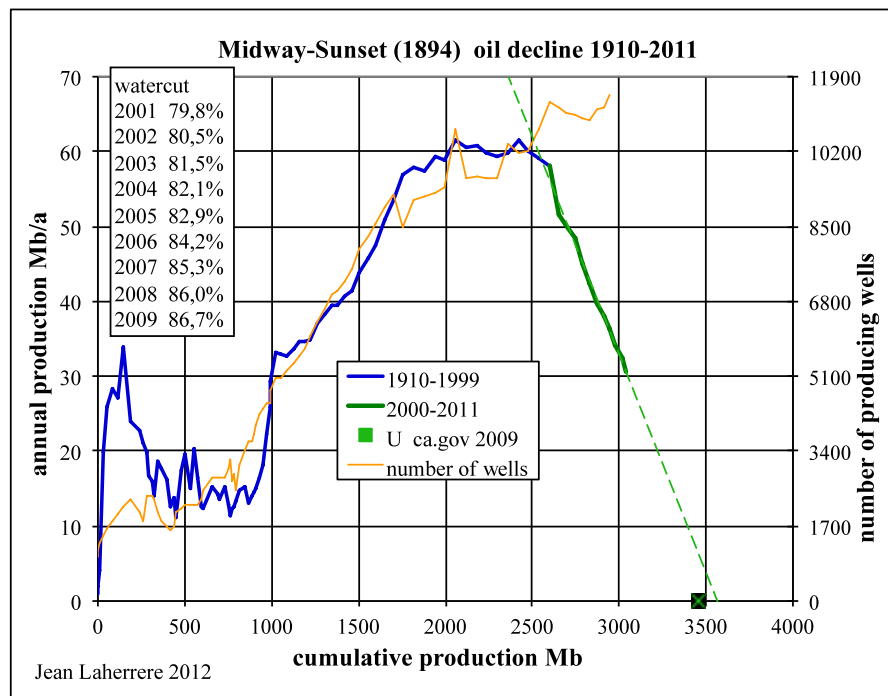
Ceci montre bien que les estimations de réserves prouvées US sont minimales de façon à monter de la croissance qui est bien vue des actionnaires.

La courbe nombre de puits productif a une croissance très proche de la production cumulée

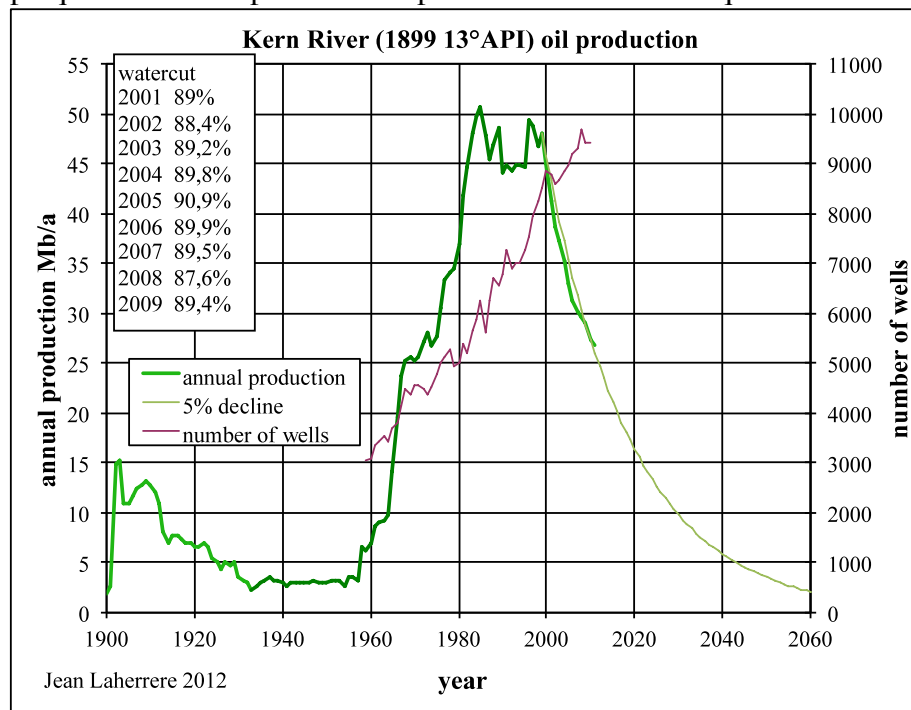


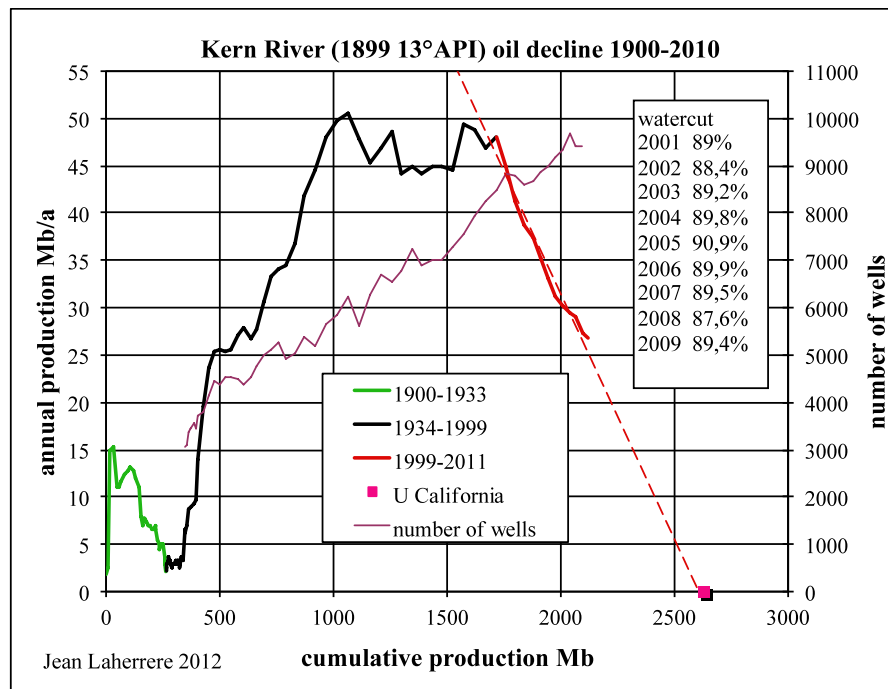
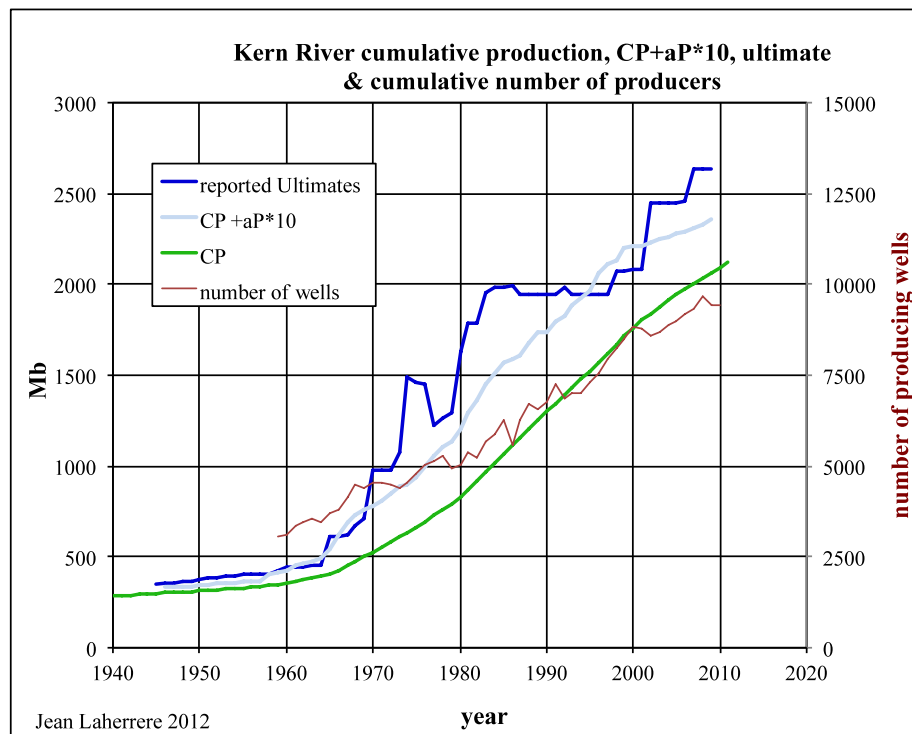
Il ne faut pas s'étonner sur de tels exemples (champs non conventionnels) de trouver une croissance importante et sur une période très longue, sans aucun rapport avec les champs en offshore ou le développement est pratiquement complet au démarrage de la production.

La production annuelle versus production cumulée montre que le déclin a commence en 2000 soit 106 ans après découverte. Le déclin 2000-2011 est constant de l'ordre de 6%/a.



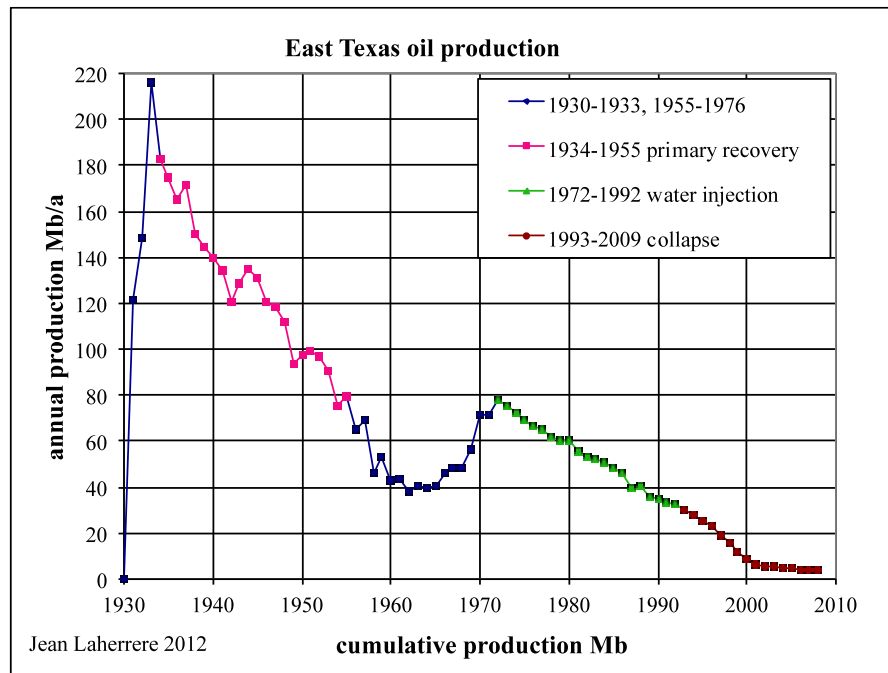
On trouve des graphiques similaires pour le champ voisin de Kern River qui est de même densité.



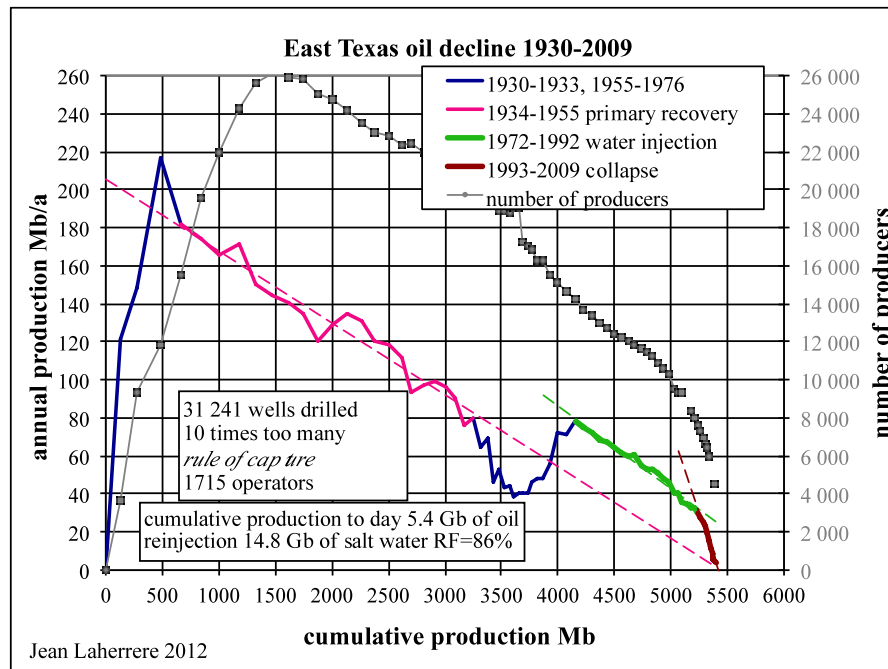


Mais les géants avec un pétrole de bien meilleure qualité est développé très vite comme East Texas. Le champ de East Texas découvert en 1930, qui a produit au peak en 1933 216 Mb (15% de la production mondiale). Mais il y a compétition entre les propriétaires du sol et donc du sous-sol et surforage chacun ayant peur que le voisin siphonne ses réserves. De nombreux puits sont forés en déviation illégalement (380 puits fermés, vol estimé à 100 M\$). Il y a surproduction, effondrement du prix de 1\$/b à 0,1 \$/b, loi martiale par le gouverneur du Texas et envoi des troupes du Texas pour fermer les puits. Les lois de proration et de spacing de forage sont mis en place.

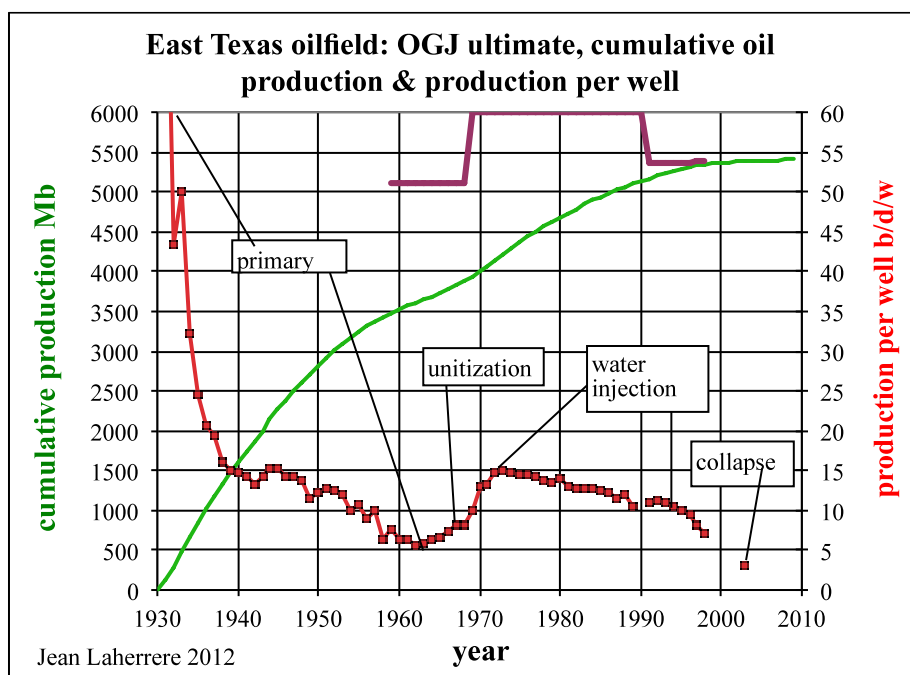
La production est primaire et ce n'est qu'en 1972 que l'injection d'eau commence après unitisation du champ



Le champ d'East Texas a été surforé avec plus de 31 000 puits, soit dix fois trop étant donné que le réservoir est une excellent sable qui a conduit à un taux de récupération de 86% (avec une réinjection d'eau salé de près de 15 Gb. Tout cela à cause de l'absence d'unitisation pour les trente premières années.



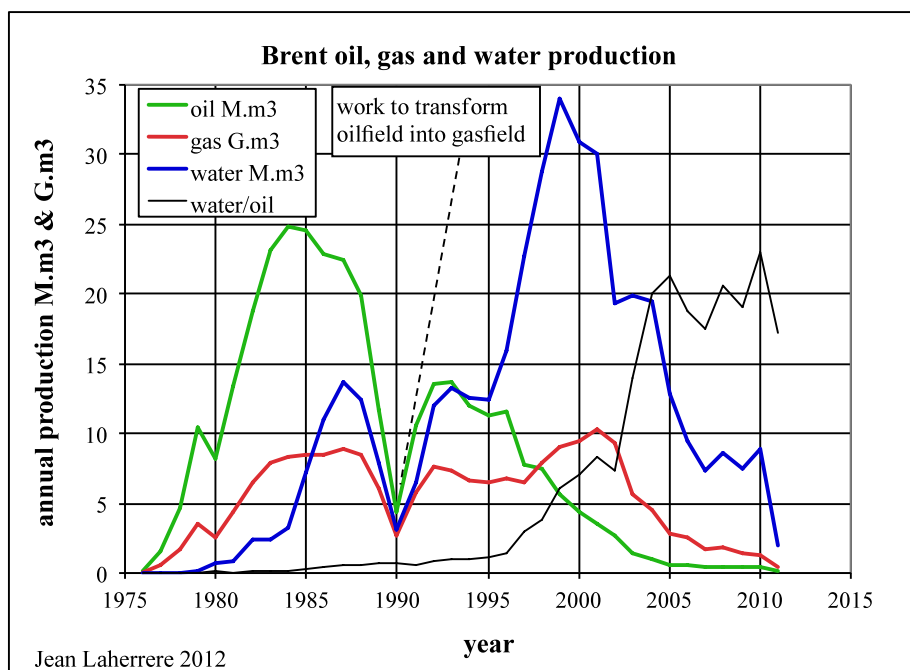
La courbe de déclin de 1972 à 1992 (5%/a) conduisait à un ultime de 6 Gb, mais de 1993 à 2009 le déclin a doublé obligeant à ramener l'ultime à moins de 5,5 Gb, comme le prévoyait le déclin (aussi 5%/a) de la production primaire.

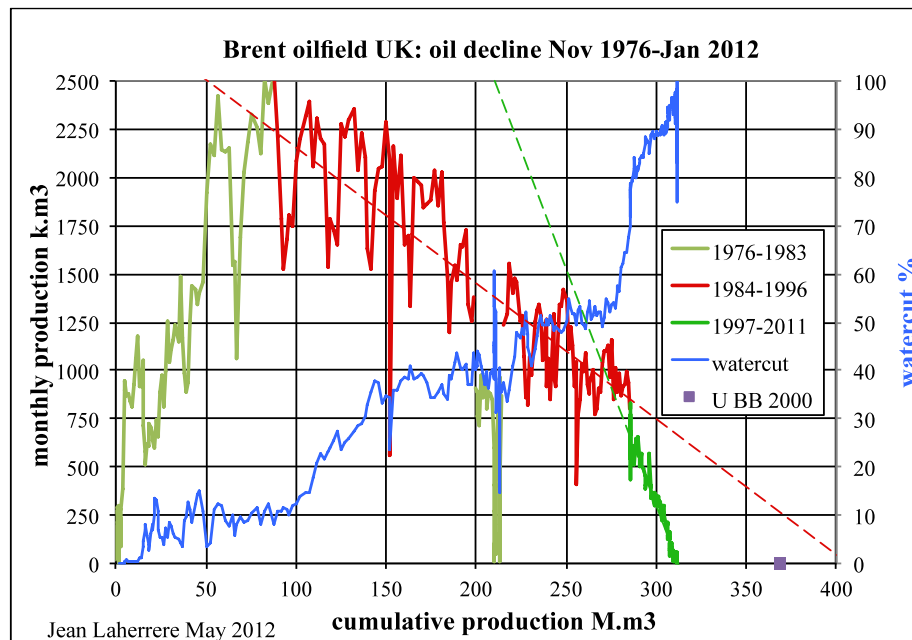
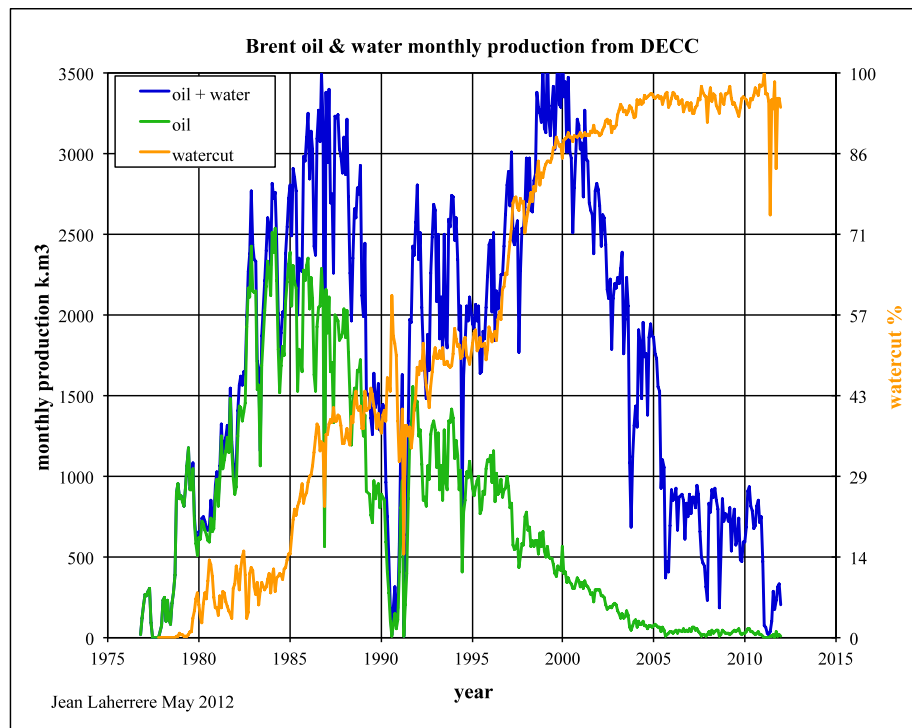


Le champ d'East Texas a montré donc une révision négative des réserves de l'ordre de 10%

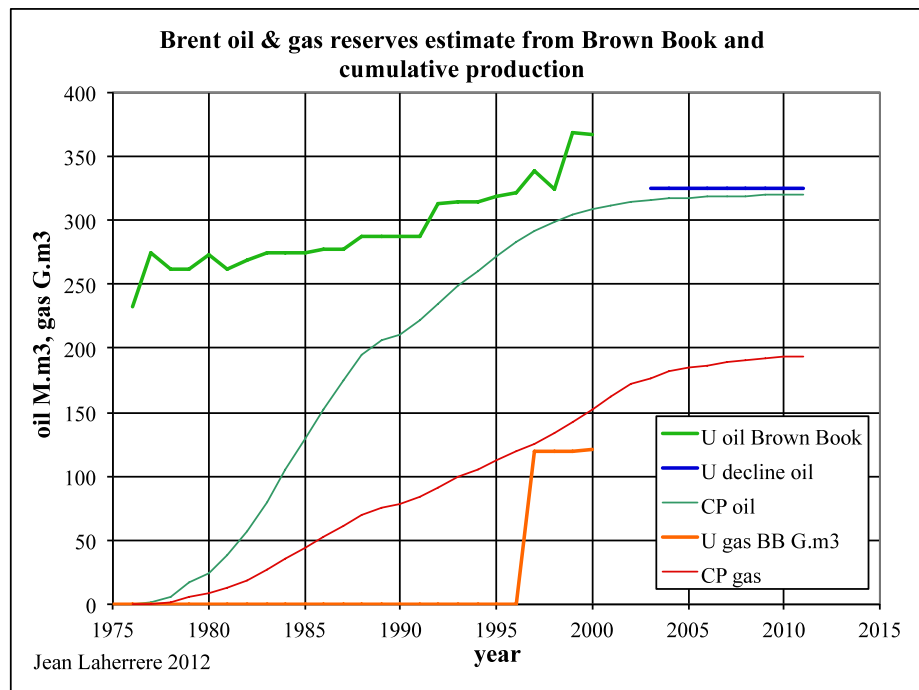
Il en est de même du grand champ de la mer du nord = Brent qui est pratiquement épuisé après avoir en 1990 été transformé pour pouvoir produire le gaz qui était plus abondant que prévu.

En 1997 forte augmentation du watercut qui conduit à diminuer la production et le déclin augmente, passant comme à East Texas de 5% à 10%.

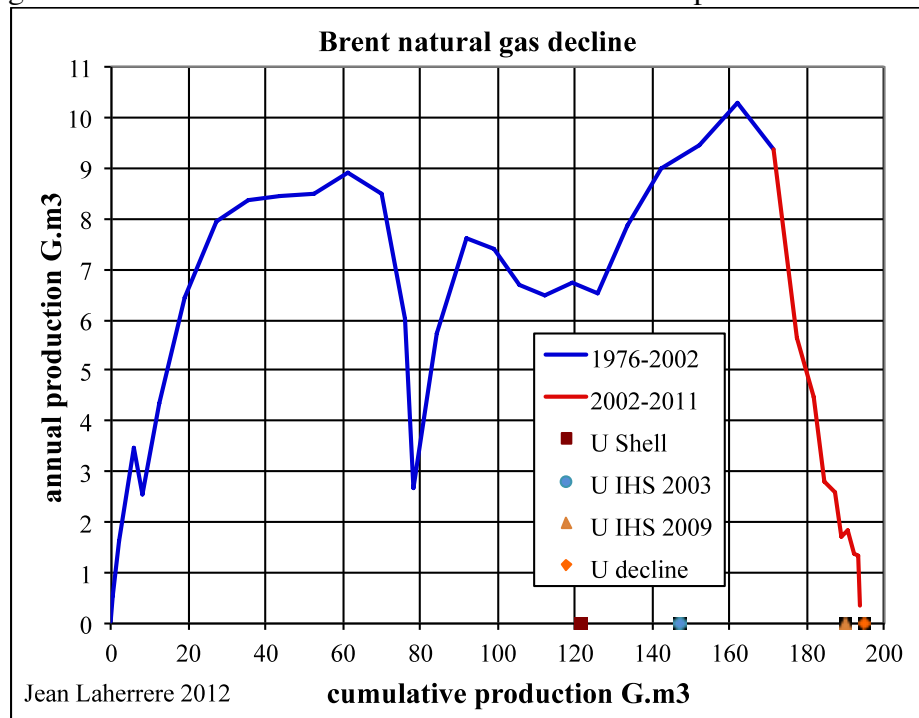




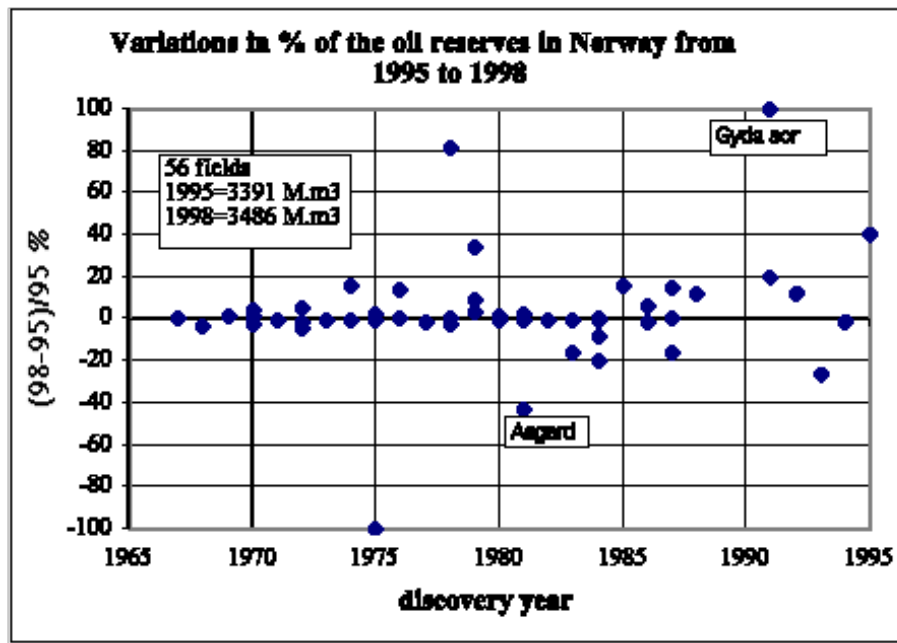
Les estimations des ultimes dans le Brown Book ont été abandonnées en 2000 mais l'ultime en 2000 est bien supérieure à la valeur actuelle. Il y a bien encore comme à East Texas une croissance négative des réserves pour le pétrole de Brent. Par contre pour le gaz Brent a vu une croissance très positive, car en 1995 le BB ne mettait pas de réserves de gaz !



La production de gaz de Brent a culminé en 2001 avec un déclin très rapide de 30%/a.



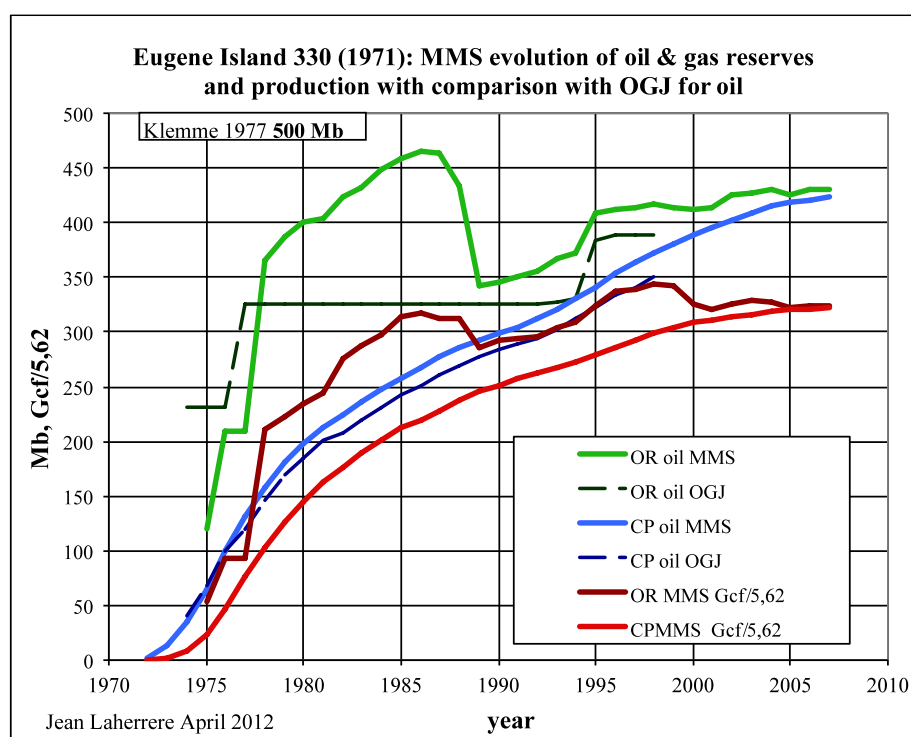
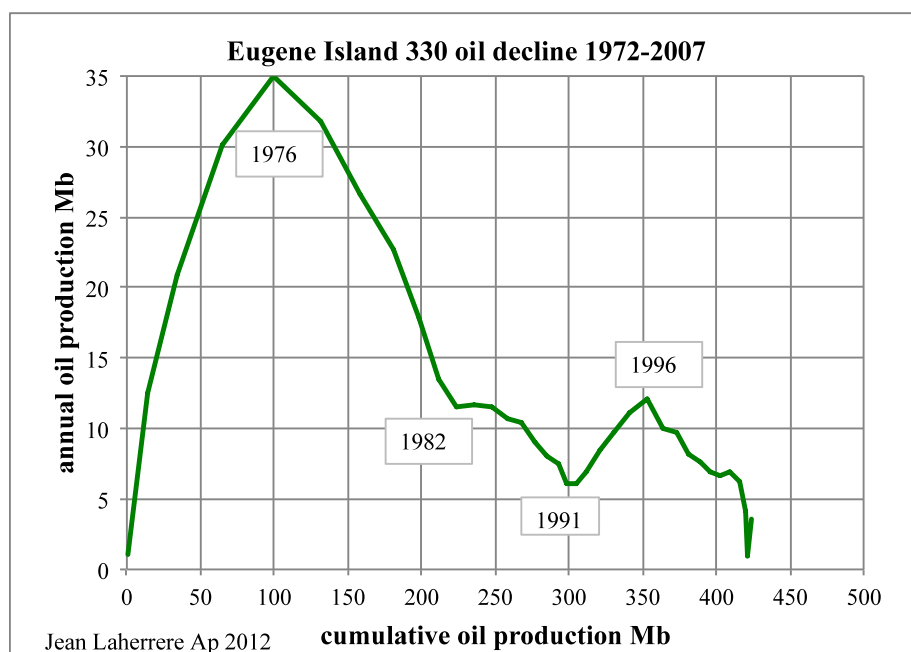
J'ai reporté dans le passé les variations des réserves de 56 champs en Norvège de 1995 à 1998 : la variation est erratique autour de zéro et la variation totale est de 95 M.m3, soit 3% ce qui est négligeable par rapport à la précision de la mesure.



On retrouve la même croissance négative pour le champ du Golfe du Mexique Eugene Island 330 qui a été célèbre quand la presse a fait de lui l'exemple de pétrole abiogénique, expliquant l'augmentation des 300 Gb du Moyen-Orient: voir mon papier Deepwater GOM 2011

This GOM field is famous because a 1999 Wall Street Journal article started a controversy about its oil rate depletion with a refilling from a deep source. The astronomer T.Gold claimed that the oil was abiogenic coming from the mantle, and that EI330 refilling from the mantle explains the large increase (300 Gb) in the Middle East of OPEC reserves during the second half of the 80s (due in fact by their fight on the quotas).

EI330 a eu plusieurs déclin : de 1976 à 1982 allant vers 270 Mb, puis de 1982 à 1991 allant vers 380 Mb puis une remontée spectaculaire quand la chute considérable de pression a fait remonter par la faille la plus connue du GOM (the Red Fault) du gaz à partir de la roche-mère. Mais redéclina à partir de 1996 et il semble que le champ est presque épuisé. Malheureusement MMS (maintenant BOEMRE) est très lent pour sortir la synthèse du GOM la dernière en date n'est qu'à fin 2007.



La production du champ de Prudhoe Bay découvert en 1968 a commencé en 1970 pour consommation locale, mais elle n'a vraiment démarré qu'en 1977 avec la complétion de l'oléoduc

OGJ a publié en kb les chiffres suivants

date	année	prod. an.	prod. cum.	estimated reserves	nombre de puits
27/01/1969	1968	0	0	5 000 000-10 000 000	2
26/01/1970	1969	62	62	10 000 000-15 000 000	1
25/01/1971	1970	1175	1 452	10 000 000-20 000 000	1
31/01/1972	1971	1076	2 553	9 597 447	1

29/01/1973	1972	908	3 542	10 000 000-20 000 000	2
28/01/1974	1973	857	4 406	10 000 000-20 000 000	2
27/01/1975	1974	2181	6 674	10 000 000-20 000 000	3
26/01/1976	1975	2667	9 330	9 600 000	3
31/01/1977	1976	4642	14 175	10 000 000	5
30/01/1978	1977	116 870	131 007	9 700 000	102
29/01/1979	1978	396 900	526 300	8 900 000	153
28/01/1980	1979	465 399	992 473	8 435 000	199
26/01/1981	1980	597 452	1 592 938	7 837 000	233
25/01/1982	1981	555 620	2 103 760	7 323 760	261
25/01/1999	1998	221 875	9 740 880	3 270 000	854

En 1976 les *estimated reserves* deviennent des *estimated remaining reserves* ! La production cumulée est souvent différent de l'addition des productions annuelles par suite d'addition de condensat et de NGL !

Il est évident que les chiffres de réserve de 1969, 1970 et 1972 sont ceux des géologues et les chiffres de 1972, 1975 et au delà ceux des producteurs. Comme toujours les géologues qui ont droit de se tromper (en moyenne une découverte pour 9 puits secs) sont optimistes mais avec une large fourchette et les producteurs (experts qui n'ont pas droit à l'erreur) sont conservateurs mais avec une décimale en Gb

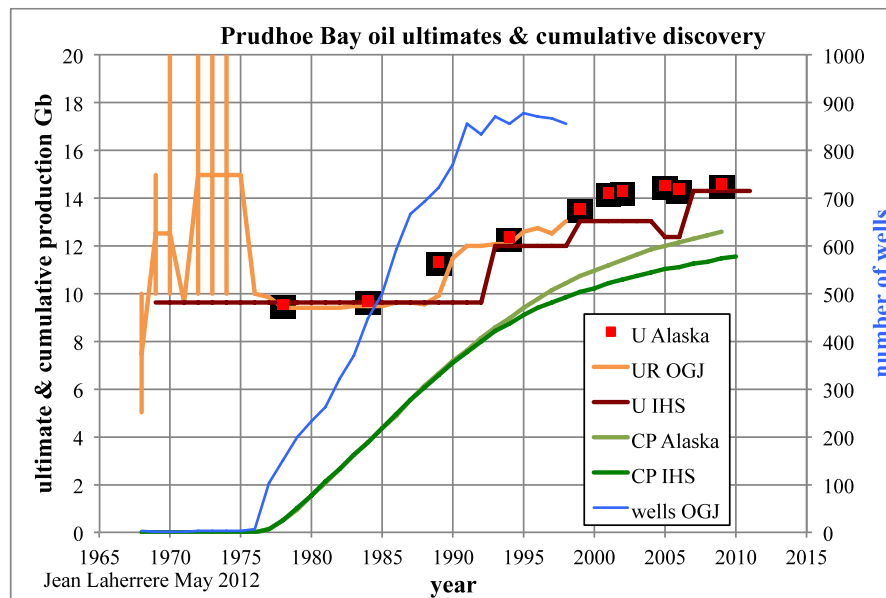
J. Gilbert ASPO Uppsala 2002 a dit que les réserves ultimes (13,5 Gb) ont augmenté en prenant le chiffre initial à 9,6 Gb et que l'estimation des géologues à 15 Gb (c'était une fourchette 10-20 Gb) était trop haute:



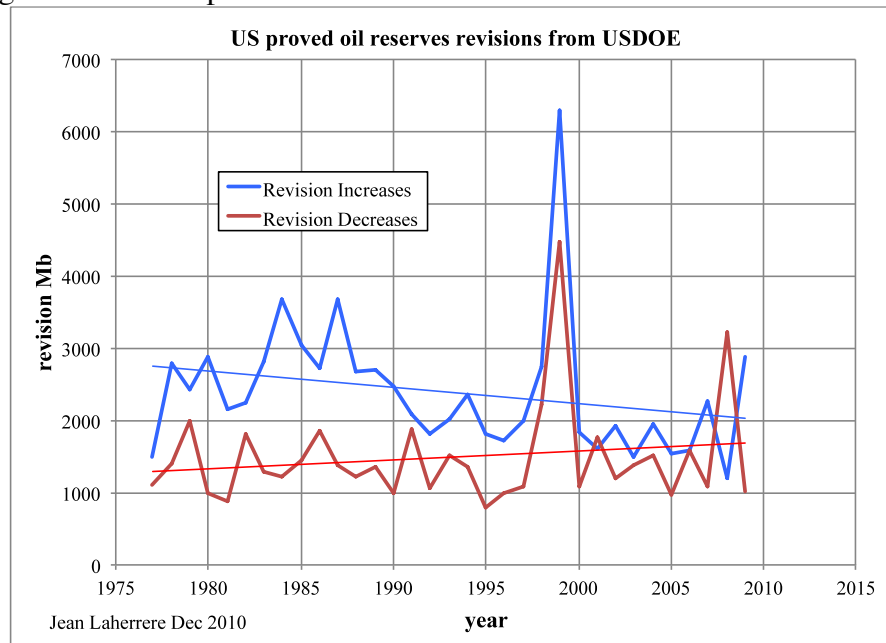
mais en fait les géologues étaient plus près de la vérité que les producteurs !

Jeremy Gilbert oublie de parler de la précision des estimations !

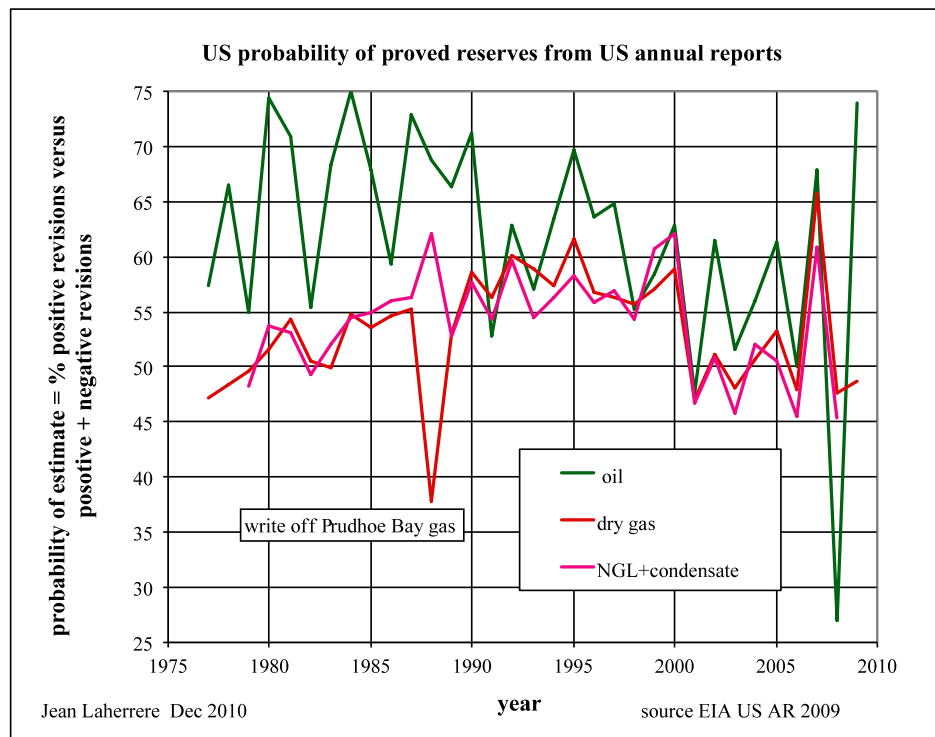
Voici l'évolution des ultimes de Prudhoe Bay de l'Etat d'Alaska, OGJ & IHS ainsi que la production cumulée. On peut choisir la valeur initiale entre 5 et 20 Gb et déclarer sans mentir soit une croissance positive soit une croissance négative suivant la motivation.



L'USDOE/EIA publie tous les ans les réserves prouvées des US par Etat ainsi que le détail des changements avec révisions négatives et révisions positives des réserves de l'année précédente. L'évolution de ces révisions de 1977 à 2009 montrent les révisions positives sont en baisse alors que les révisions négatives sont en hausse et qu'elles se rencontreront dans quelques années ou alors on pourra dire que la probabilité des réserves dites prouvées (certitude raisonnable de la SEC) est de 50% et que le reserve growth n'existe plus.



Mêmes données pour le pétrole mais aussi le gaz et les liquides de gaz transformées en probabilité.



Mais les règles de la SEC qui dataient de 1978 (celles de la SPE d'alors, mais depuis elles avaient beaucoup changé, notamment en 1997 avec une task force SPE/WPC où je représentais la France) ont changé en 2010.

J'attire l'attention sur le changement des règles de la SEC avec ce papier de von Altendorf qui dirige une boîte CWSX qui fait l'estimation des réserves :

The Tragedy of 21 Darts

Alan von Altendorf CWSX LLC 2009? <http://www.cwsx.org/21darts.pdf>

This is a long article on the subject of oil & gas reserves and due diligence.

<<My purpose is to alert you to revision of SEC Regulation S-K and Regulation S-X effective January 1, 2010. Concealed in a handful of benign new regs is a financial truck bomb that's going to blow away "proved reserves" as a meaningful metric of oil company assets.

Old definition: Proved Reserves are those quantities which can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from known reservoirs under defined economic conditions. Proved quantities are limited by the lowest known hydrocarbon as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Seismic data alone is not sufficient to define fluid contacts. Undeveloped locations may be classified as Proved in undrilled areas of a reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive.

New definition: Industry is no longer constrained by the criterion of certainty. An operator can book incremental proved reserves from planned enhanced recovery projects (gas injection, acid fracturing) based on a pilot project. Coal seam gas, bitumen, oil shale and other unconventional resources can be booked as Proved Reserves. Estimated reservoir properties in the aggregate is a departure from the old rules. The new SEC definition does not require that an analogous reservoir has to be in the immediate area or in pressure communication. Seismic analysis and reservoir models are sufficient to book Proved Reserves.

Hold on to your shorts, it gets worse.

Under the new SEC rules you don't have to drill a well and actually produce oil. An operator can establish levels of lowest known hydrocarbons and highest known oil through "reliable technology" other than well penetrations. It doesn't have to be 90% reliable or widely accepted by industry peers. It

can be AVO bright spots, or a fuzzy patch of seismic that could conceivably be a mud volcano, or the ridiculous Russian hokum of "passive" hydrocarbon indicators. You don't even have to explain exactly what your technology does, if it's proprietary and trade secret.

We [the SEC] proposed to define the term "reliable technology," expressed in probabilistic terms, as technology that has been proven empirically to lead to correct conclusions in 90% or more of its applications. Several commenters expressed concern that this proposed 90% threshold would be difficult to verify and support on an ongoing basis. We agree that a bright line test would be difficult to apply to a particular technology or mix of technologies to determine their reliability. Therefore, we are not adopting the 90% threshold as part of the definition... The proposal also would have required reliable technology to be "widely accepted." However, some commenters were concerned that this requirement would exclude proprietary technologies that companies develop internally that have proven to be reliable. We concur with these commenters and have removed the "widely accepted" requirement from the final rule. [Federal Register Vol. 74, No. 9, p 2166]<<

Mais le papier semble confondre P2 and 2P

Pour finir il est évident que l'USGS 2012 fait les mêmes erreurs que l'USGS2000 car c'est la même équipe sauf que son chef Tom Ahlbrandt est parti en 2007 pour diriger une équipe d'exploration PetroHunter (il doit trouver plus difficile de découvrir un nouveau champ que ne le laisse prévoir l'estimation de son équipe USGS 2000).

Ils prennent pour référence l'évolution des réserves prouvées US (où la croissance est due essentiellement à l'omission du probable et à une addition incorrecte des prouvées) pour l'extrapoler aux réserves 2P du reste du monde. Ces 2 types de réserves ne sont pas comparables, surtout en évolution car les 2P sont en fait des estimations moyennes (la base de l'estimation économique de la Valeur Nette Présente sont les données moyennes), et la définition de la moyenne (mean) est qu'elle ne doit pas varier statistiquement dans le futur. Si la statistique montre que la valeur moyenne varie c'est que la méthode utilisée est mauvaise et est à corriger.

Comme je dis depuis longtemps c'est comme comparer la température de Paris avec celle de New York en oubliant que la première est donnée en Celsius et la seconde en Fahrenheit!

C'est ahurissant de voir une équipe aussi prestigieuse continuer à persister dans l'erreur scientifique malgré les nombreuses critiques depuis 2001 en comparant des choses non comparables et en refusant d'étudier la réalité des évolutions des réserves du monde hors US (il faudrait qu'ils achètent le fichier champs IHS complet, car en 2000 ils avaient acheté moins cher le fichier périmé et incomplet à fin 1995). Pour l'ex-URSS le fichier Petroconsultants à fin 1996 donnait un nombre cumulé de champs de 3141 champs pour le fichier de 1996 mais de 3907 champs pour le fichier de 2007 et 3951 champs pour le fichier 2007. Les données pour l'exURSS utilisées par l'USGS 2000 étaient fausses de plus de 800 champs, il lui manquait donc 20% des champs et cela sur toute la période et non pas seulement pour les dernières années! Si on compare donc les valeurs USGS2000 avec les actuelles une partie de la croissance constatée provient des champs manquants!

S'ils veulent étudier l'évolution des réserves et production des champs hors US ils ont les données techniques en UK et Norvège.

Le dernier rapport USGS 2012 sur le reserve growth est donc, comme le rapport USGS 2000, basé sur une analogie fautive : les résultats sont donc faux.

Aujourd'hui tout le monde veut la croissance, mais se garde bien de définir quelle croissance.

Errare humanum est, perseverare diabolicum !

Qu'ils aillent au diable !

Désolé d'être long mais j'essaie de rassembler les arguments du reserve growth sur un même document.