

Le chaos des réserves d'hydrocarbures: exemple : les dernières estimations de BP 2013 pour le gaz

Jean Laherrère président ASPO France

-Réserves : ambiguïtés dans les règles et les sources

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)

-Règles

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)

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

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 = prouvé + probable) 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 pour les membres de l'OPEP.

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 auditées 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.**

- 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 (\approx moitié), d'où à une croissance artificielle des réserves avec le temps! La SEC (<http://www.sec.gov/divisions/corpfin/guidance/oilandgas-interp.htm>) reconnaît qu'il ne faut pas additionner les réserves dans une approche déterministe.

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 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 \approx valeur espérée (utilisée pour calculer la Valeur Présente Nette). La dernière version « Petroleum Resources Management System » ne change pas l'essentiel, mais ajoute de l'ambiguïté en appelant ressources contingentes les réserves incertaines subcommerciales

-règles ABC1 ex-URSS (Khalimov 1979 & 1993) = récupération théorique maximum \approx 3P: Gazprom a fait auditer ses réserves avec 2P \approx 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.

-Sources

Le premier magazine à publier les réserves restantes mondiales à la fin de l'année a été World Oil depuis 1953 avec l'aide des compagnies pétrolières, et correction des valeurs l'année suivante, mais abandon de l'enquête en 2009 car trop de variations.

Les réserves restantes mondiales dites prouvées détaillées par pays au début de l'année (?) proviennent depuis 1956 de l'enquête de Oil & Gas Journal OGJ auprès des organismes nationaux: enquête faite bien avant que les études techniques soient effectuées et publiée avant la fin de l'année alors que les réserves étaient supposées faites avec le prix du 31 décembre. A fin 2012 sur un total de 109 pays, seulement 31 pays ont vu changer leurs réserve de pétrole et de gaz, 11 pays ont vu changer leurs réserves de pétrole ou de gaz et 67 pays ont vu leurs réserves de pétrole et de gaz inchangées malgré une production, comme si l'accroissement des réserves avait exactement compensé la production: **c'est une farce !** De plus il n'y a pas de correction ultérieure.

L'USDOE/EIA reprend les valeurs de l'OGJ et les publie depuis 1980 (c'est a dire à fin 1979).

BP dans son Statistical Review publie depuis 1980 les réserves à fin d'année en reprenant les valeurs de l'OPEP et de l'OGJ.

L'API (American Petroleum Institute) dans son Basic Petroleum Data Book donnait les réserves restantes mondiales de pétrole depuis 1948 avec le détail des principaux pays producteurs. Sa dernière édition est 2009.

Cedigaz vend les réserves et les productions des pays producteurs de gaz.

Les bases mondiales de données techniques des compagnies d'espionnage peuvent être achetées (Petroconsultants racheté par IHS, Wood Mac, Rystad), mais leur comparaison montre bien l'imprécision des ces données. L'important est d'avoir des données à peu près homogènes pour voir leur évolution plutôt que la valeur absolue.

Les sources publiques officielles historiques (en brun) 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.

De plus il est incorrect de prétendre que les réserves prouvées du monde sont la somme des réserves prouvées des pays (il y a sous-estimation).

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.

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). Il faut distinguer les réserves séparément comme le fait Total.

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

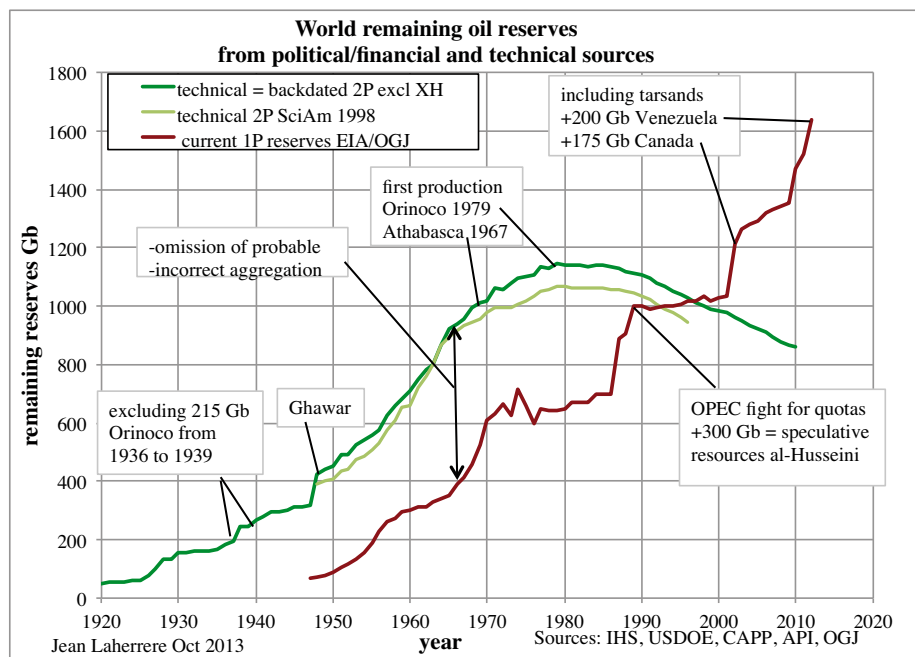
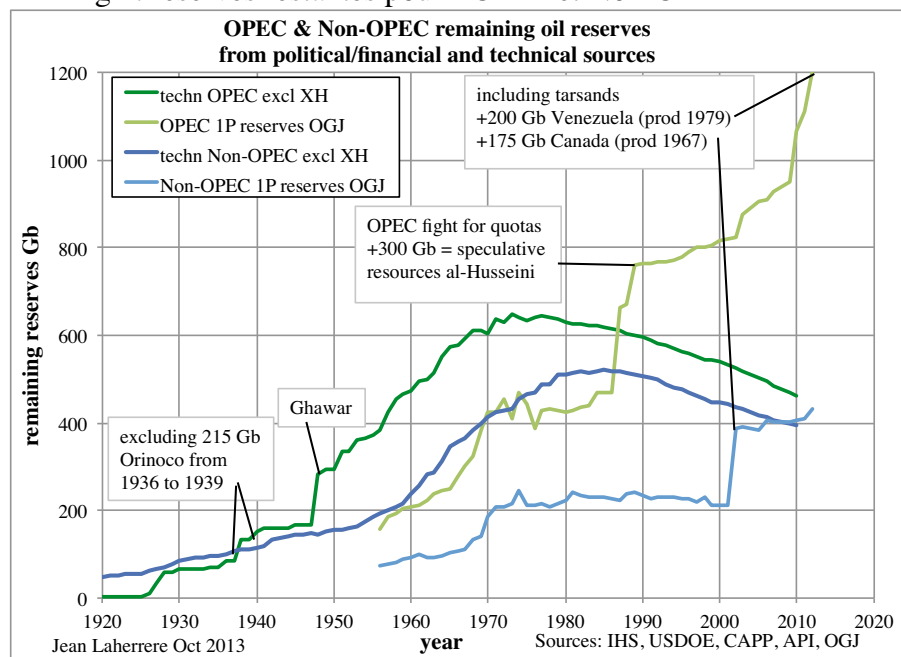


Fig 2: réserves restantes pour l'OPEP et Non-OPEP



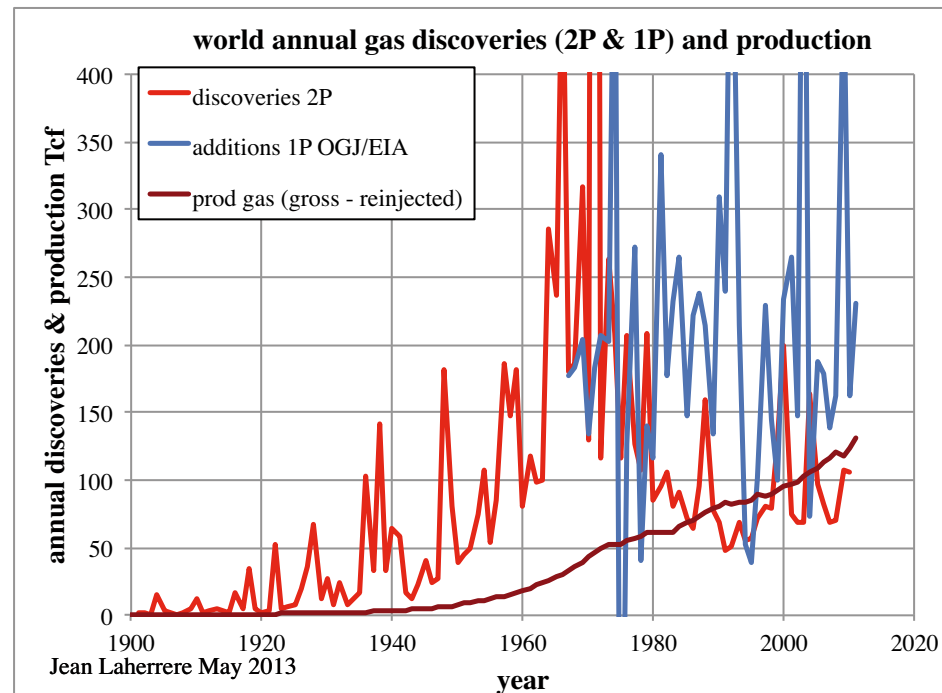
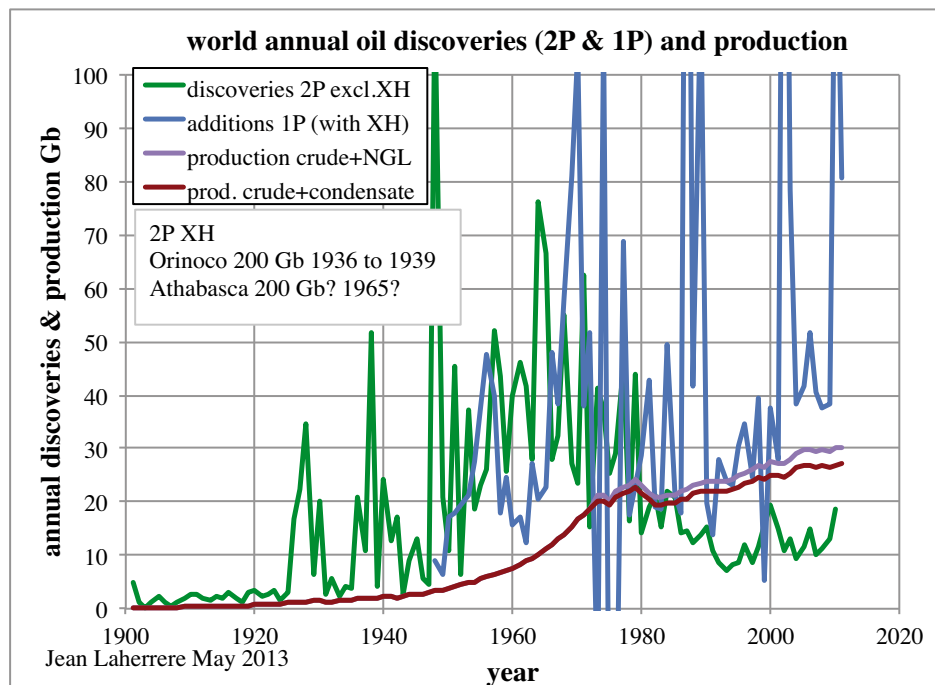
Les graphiques suivants montrent les découvertes annuelle du pétrole et du gaz suivant la méthode 1P courant et 2P « backdated » (estimation actuelle ramenée à la date de découverte).

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 !

Les économistes peuvent donc dire au vue des données EIA et BP que le peak oil est une théorie, alors que c'est un fait dans de nombreux pays dont la mer du Nord.

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

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 données 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.

-Estimation des réserves ultimes

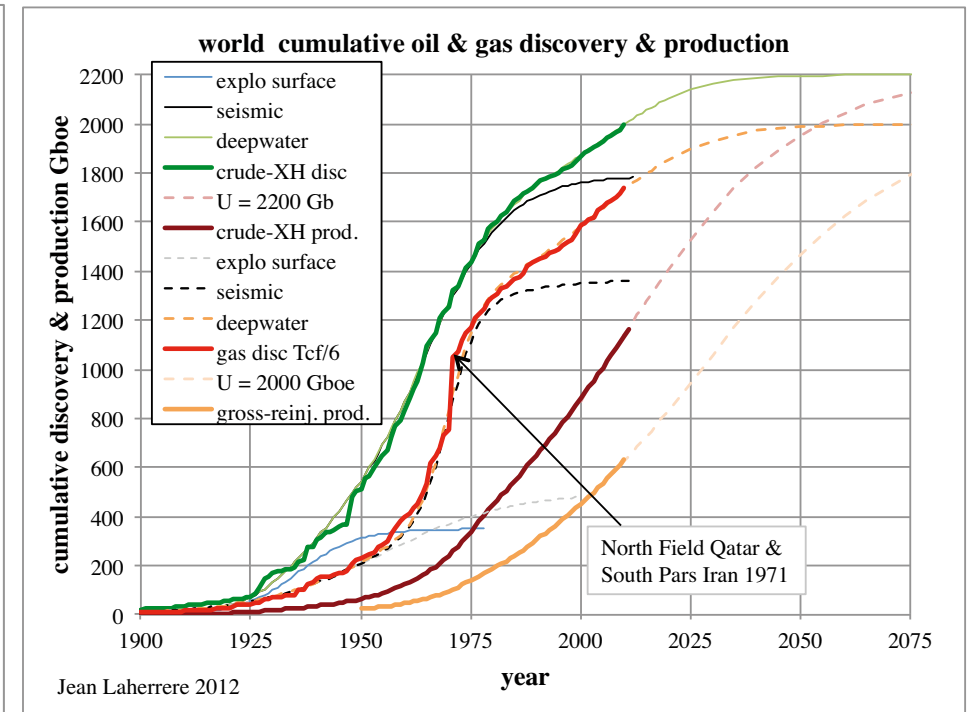
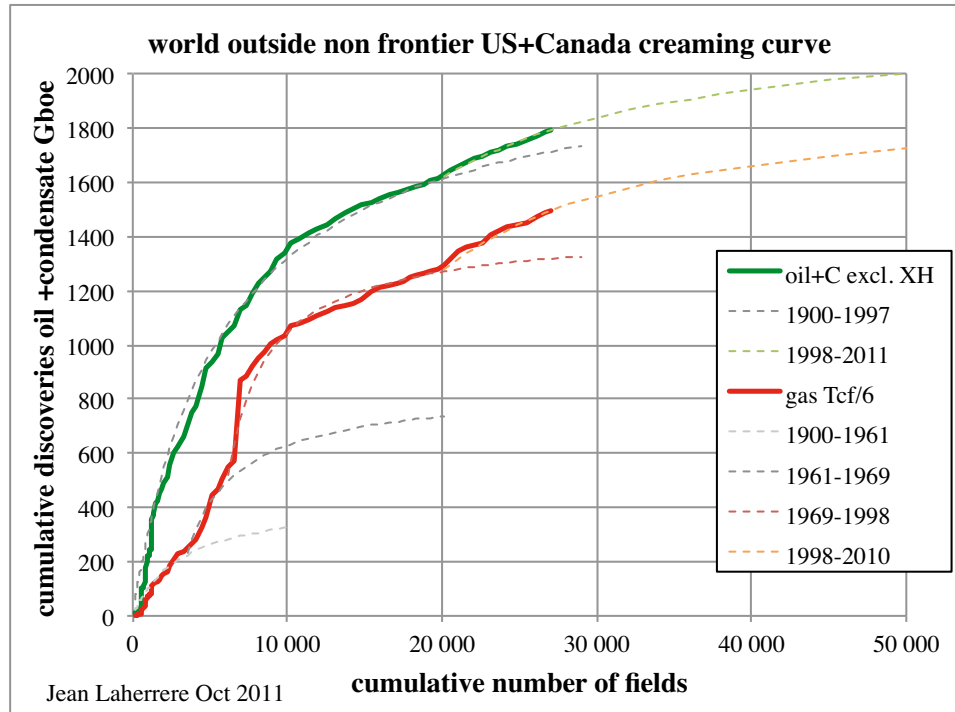
La modélisation des productions futures se fait par l'estimation des réserves ultimes à partir de l'extrapolation de la courbe d'écrémage = cumul des découvertes annuelles estimées aujourd'hui (réserves prouvées plus probables = 2P) et ramenées à la date de découverte (backdated) versus le nombre cumulé 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



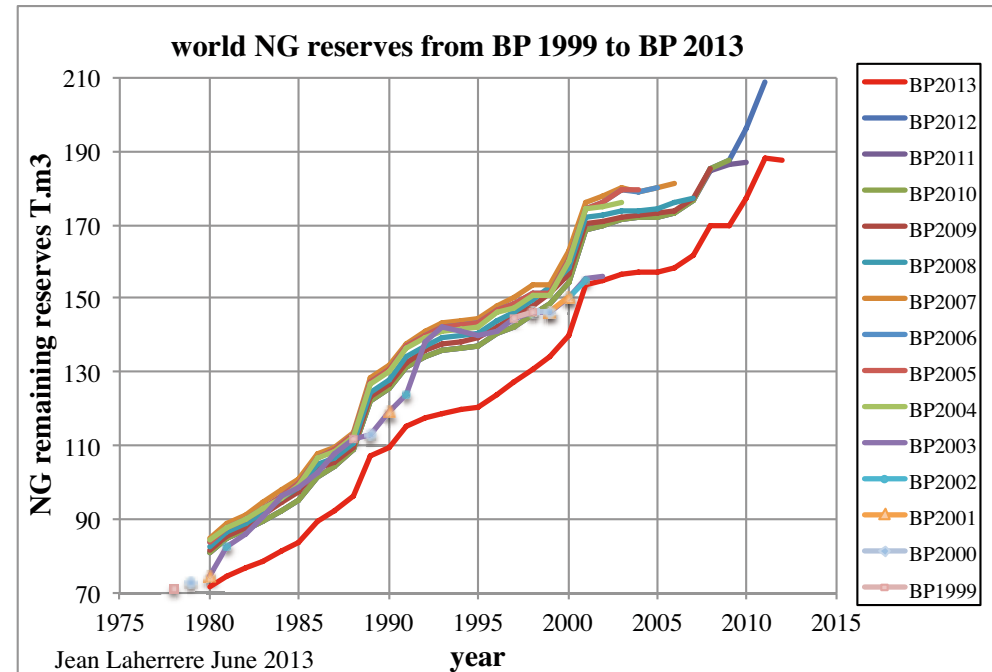
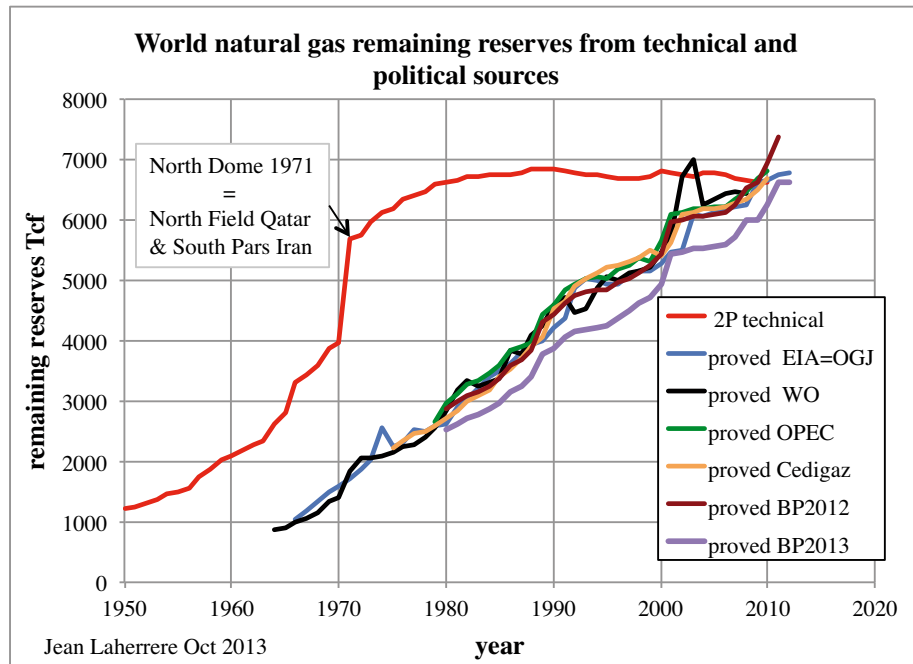
La courbe d'écrémage (fig 4) des découvertes du monde hors US/Canada terrestre (trop de champs et inventaire inaccessible) versus le nombre cumulé de champs montre une extrapolation très simple avec 2 cycles pour le pétrole et un ultime à 2000 Gb pour le pétrole et 1800 Gboe pour le gaz. L'extrapolation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

-Données de réserves de gaz suivant les sources et les définitions:

De même que la figure 1 donne les réserves mondiales restantes de pétrole la figure 6 donne les réserves mondiales restantes de gaz suivant les sources : techniques 2P (backdated) et politiques ou financières 1P courantes. La figure 7 montre l'évolution des réserves de gaz suivant BP qui en 2013 a fortement diminué les réserves en justifiant cette baisse par la correction des données des anciens pays soviétiques qui utilisent la classification ABC1 et non 2P

Fig 6: réserves mondiales restantes de gaz suivant les sources politiques & techniques

Fig 7: réserves de gaz d'après BP de 1980 à 2013



-Russie :

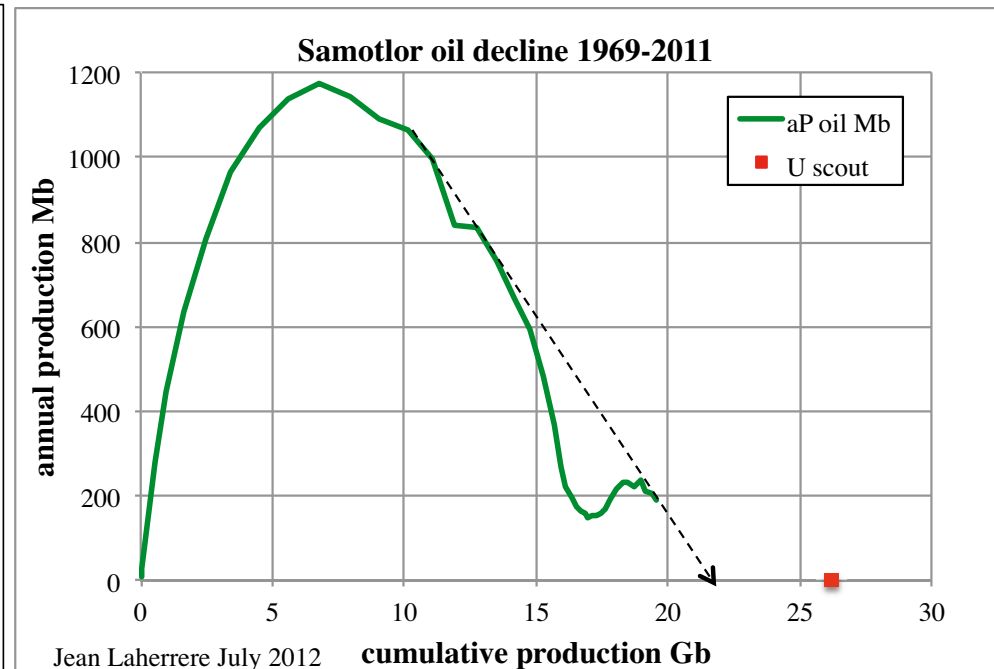
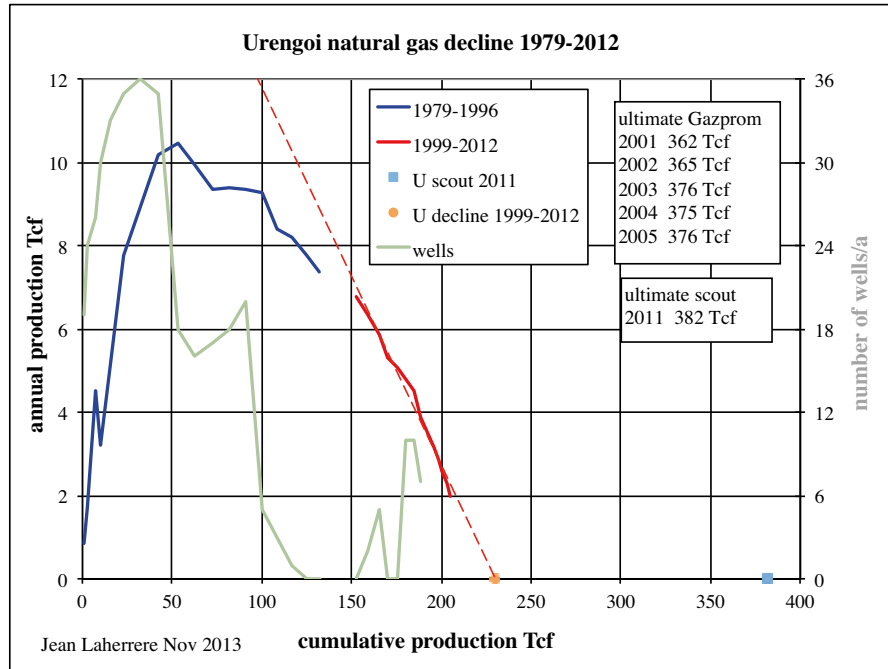
Les réserves de la Russie sont estimées suivant la classification ABC1 introduit par Khalimov en 1979 comme le modèle à suivre et décrit ensuite par lui en 1993 comme grossièrement exagéré car utilisant le taux maximum de récupération.

Depuis 10 ans d'après les estimations de déclin de grands champs je prenais $2P = 0,7$ ABC1 et les rapports de Gazprom publiant et ABC1 et $2P$ m'ont conforté dans ce rapport simple.

Le déclin des production des géants comme Urengoy et Samotlor montre que les réserves ABC1 des scouts est très inférieures aux ultimes déduites des déclin.

Fig 8: déclin de la production d'Urengoy versus production cumulée

Fig 9: déclin de Samotlor

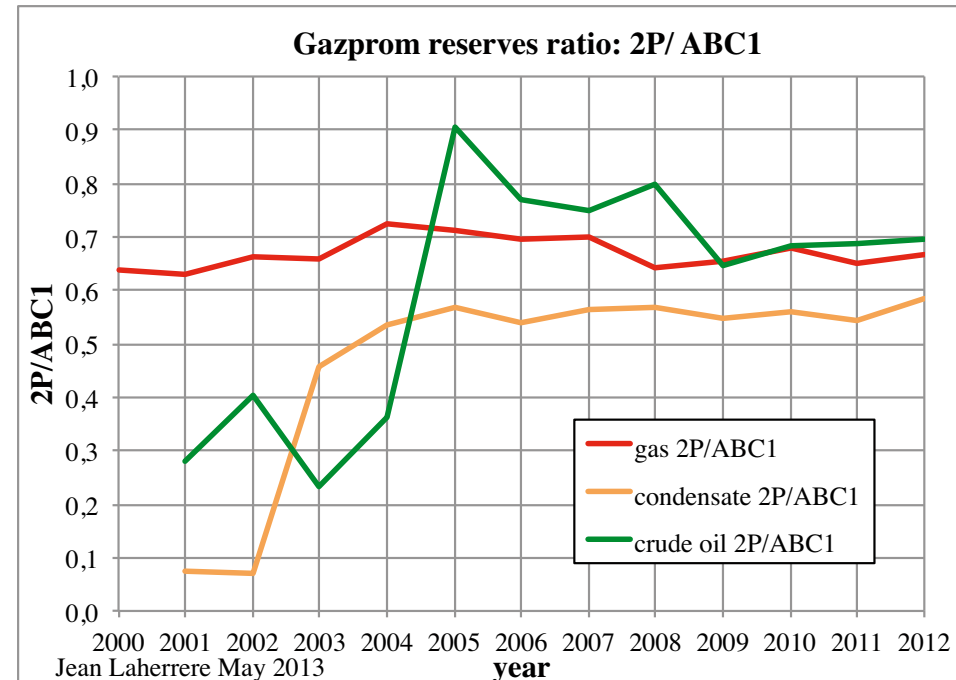
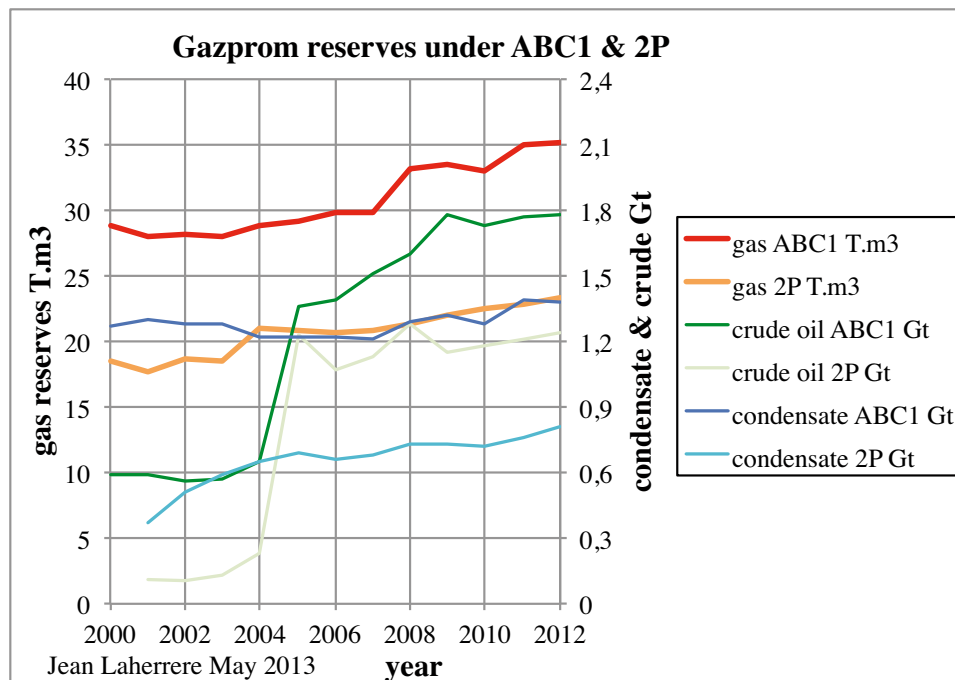


Gazprom est maintenant le modèle en matière de déclaration des réserves publiant les réserves certifiées de plusieurs façons ABC1 (35,1 T.m3 pour 2012 pour le gaz) et 2P (23,4 T.m3). Le ratio 2P/ABC1 a beaucoup varié pour le pétrole mais peu pour le gaz.

Aussi bien pour le gaz que pour le pétrole et les condensats, les réserves 2P en 2012 ne sont que 70% des réserves ABC1.

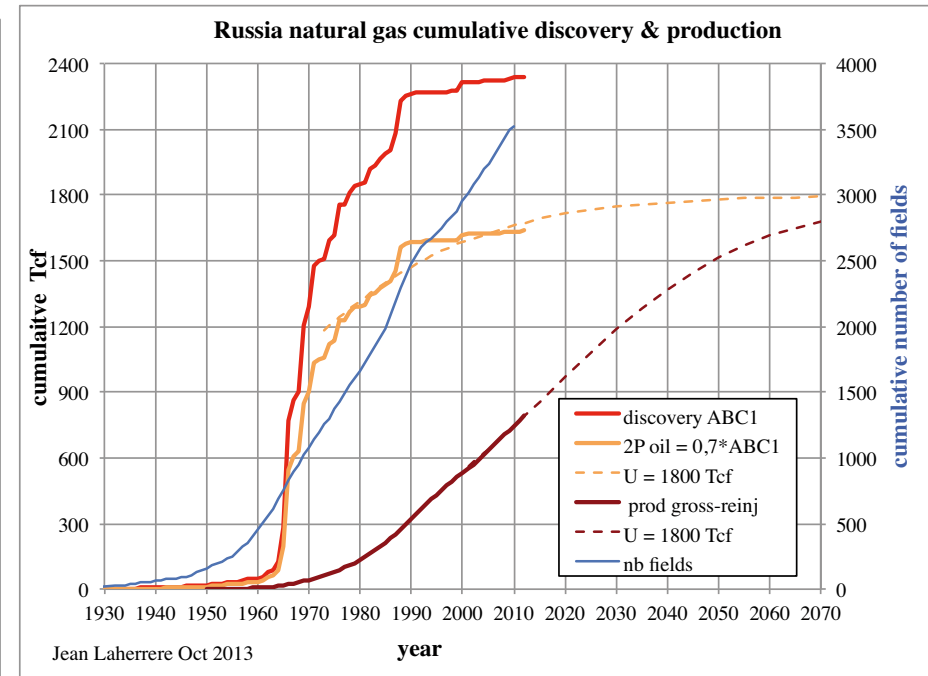
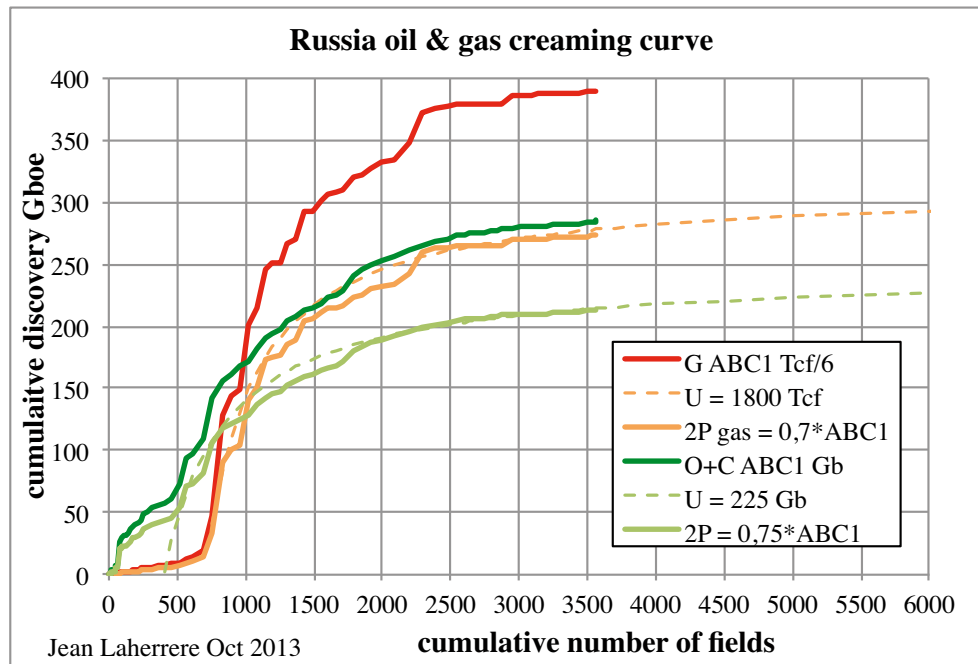
Fig 10: Gazprom : réserves de gaz et de pétrole 2000-2012

Fig 11: Gazprom : ration 2P/ABC1



La courbe d'écrémage (découvertes cumulées ramenées à la date de découverte = backdated versus nombre cumulé de champs), après correction de ABC1 en 2P, montre un ultime de 1800 Tcf pour le gaz et 225 Gb pour le pétrole. La production cumulée de gaz à fin 2012 est de 800 Tcf.
 Fig 12: Russie: courbe d'écrémage de pétrole et de gaz

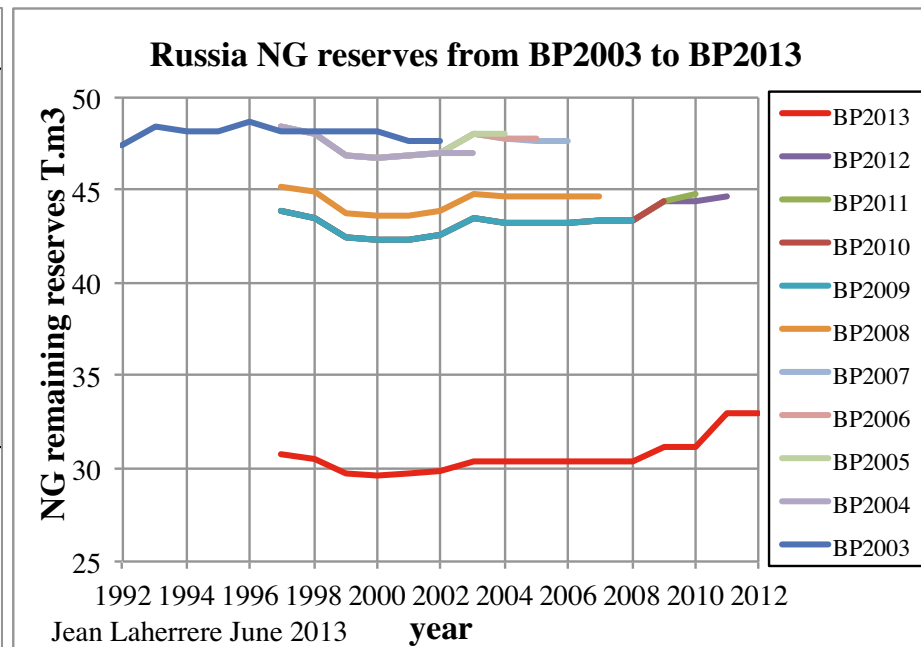
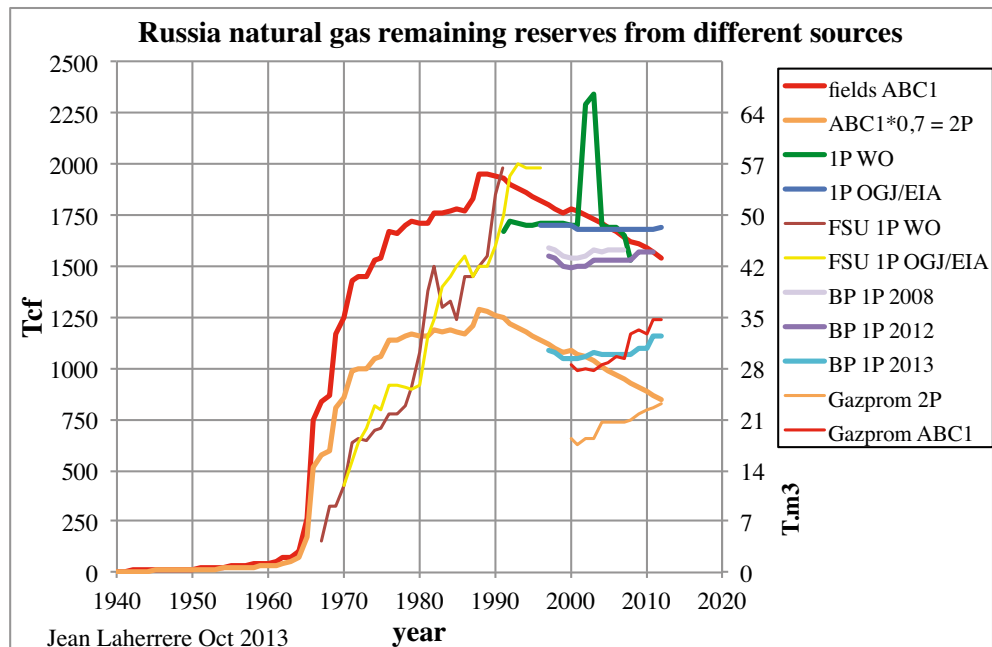
Fig 13: Russie: gaz naturel : cumul découvertes et production



Les réserves restantes russes à fin 2012 varient suivant les sources: 840 Tcf pour les 2P, 1688 Tcf pour EIA/OGJ et 1162 Tcf (32,9 T.m3) pour BP 2013. Mais BP 2012 donnait à fin 2011 1574 Tcf (44,6 T.m3). BP justifie cette baisse par une classification différente : ceci est connu depuis des décennies et c'est seulement maintenant que BP réalise cette surestimation ou plutôt le dit ayant été racheté par Rosneft dans TNK-BP !

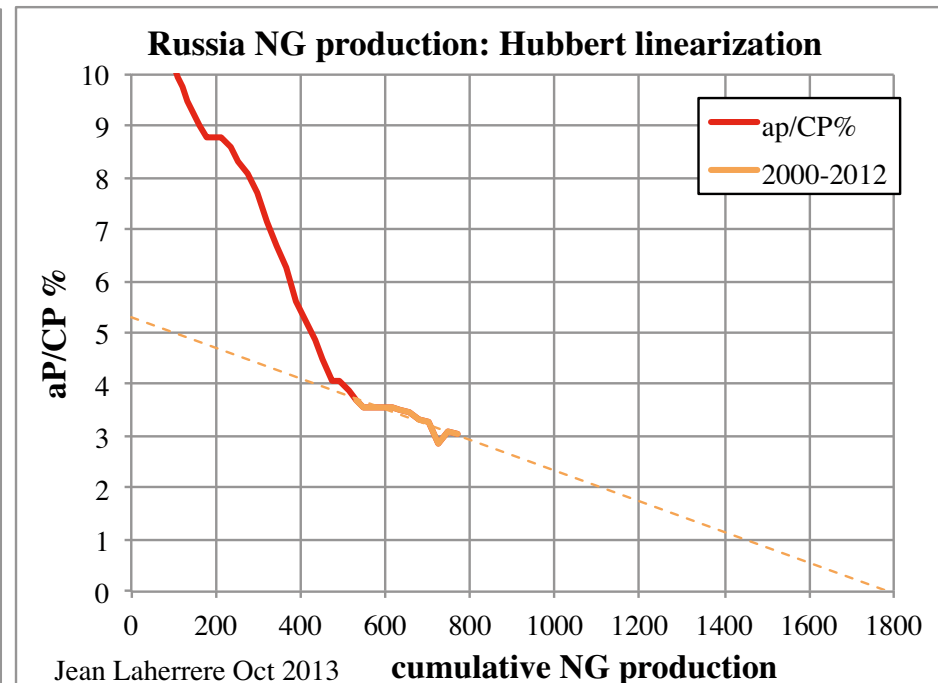
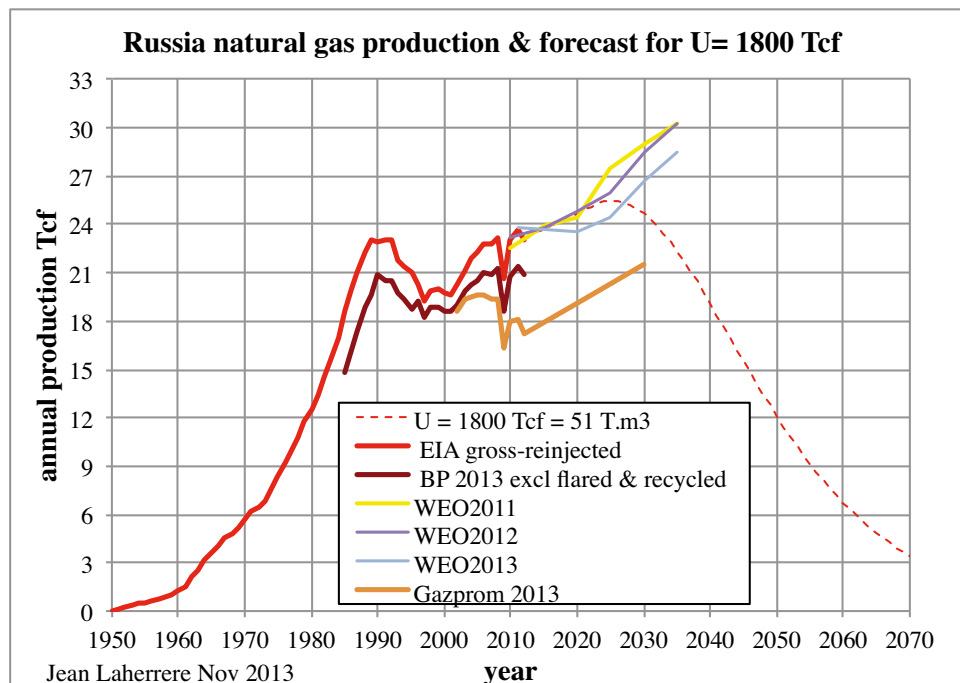
Fig 14: Russie : réserves restantes de gaz d'après plusieurs sources

Fig 15: Russie : évolution des réserves BP de 2003 à 2013



La production annuelle russe de gaz a eu un premier pic en 1990 à 23 Tcf et devrait en avoir un second vers 2025 à 25 Tcf si l'ultime est 1800 Tcf comme le montre la courbe d'écrémage figure 10 et la linéarisation de la production figure 15. La mise en production de Bovanenko (Yamal) doit plus que compenser le déclin des productions actuelles et celle de Shtokman en 2030 est inférieure à la production de l'East (Sakhaline) La prévision AIE WEO 2012 est de 30 Tcf en 2035 très différente de la notre ! La prévision de Gazprom (figure 16) est en ligne avec l'AIE.

Fig 16: Russie : production annuelle de gaz et prévisions pour U= 1800 Tcf Fig 17: Russie linéarisation de la production tendant vers 1800 Tcf



Les prévisions de production de Gazprom pour 2030 sont basées sur une augmentation importante de la production Yamal et un déclin important des productions actuelles mais qui pourrait être trop optimiste.

A partir des rapports annuels des 4 compagnies principales russes, le total des réserves en 2012 des 4 compagnies est 28 T.m3 en 2P alors que les réserves 1P BP 2013 sont de 33 T.m3.

Les estimations de BP 2013 sont donc plus plausibles que celles de BP2012, ce qui ne l'est pas est d'avoir attendu plus de 10 ans pour les corriger. BP savait depuis longtemps que les réserves ABC1 étaient exagérées, étant en fait des 3P : Khalimov l'avait déclaré en 1993 !

Fig 18: prévisions production de gaz de Gazprom

Fig 19: réserves de gaz de 4 compagnies russes comparées à BP

GAZPROM Prospective Sources of Gazprom's Gas Production

Share of Gazprom's reserves ~18% in the world gas reserves, production ~15%⁽¹⁾



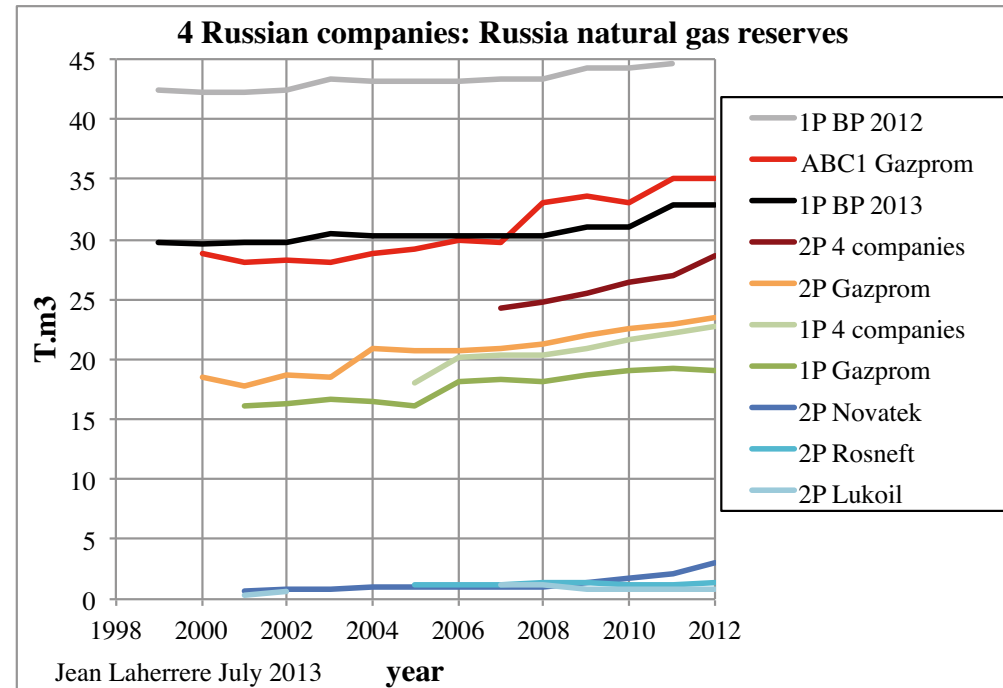
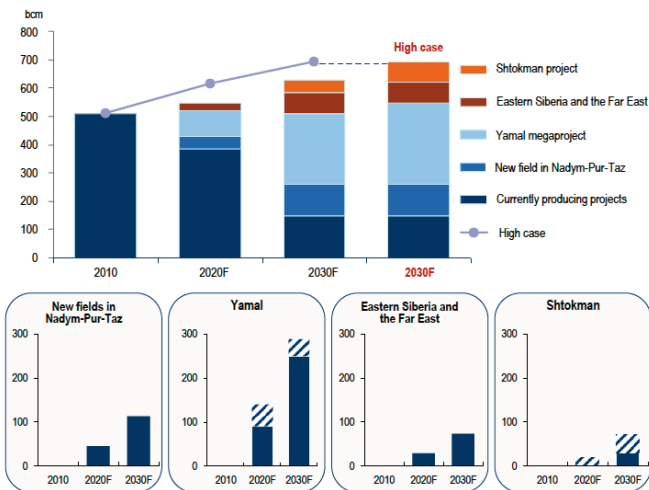
Gazprom's share in Russian gas reserves ~72% in production ~78%⁽¹⁾



Gazprom's gas reserves of categories A+B+C₁ 35.1 tcm⁽¹⁾

Source: Company's estimates

1. As for YE2011



Jean Laherrere July 2013 year

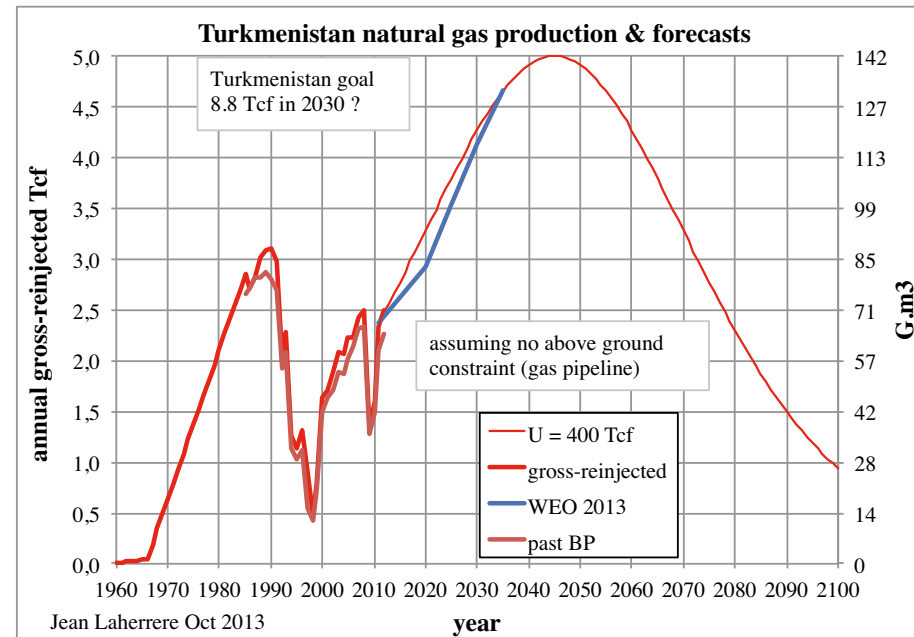
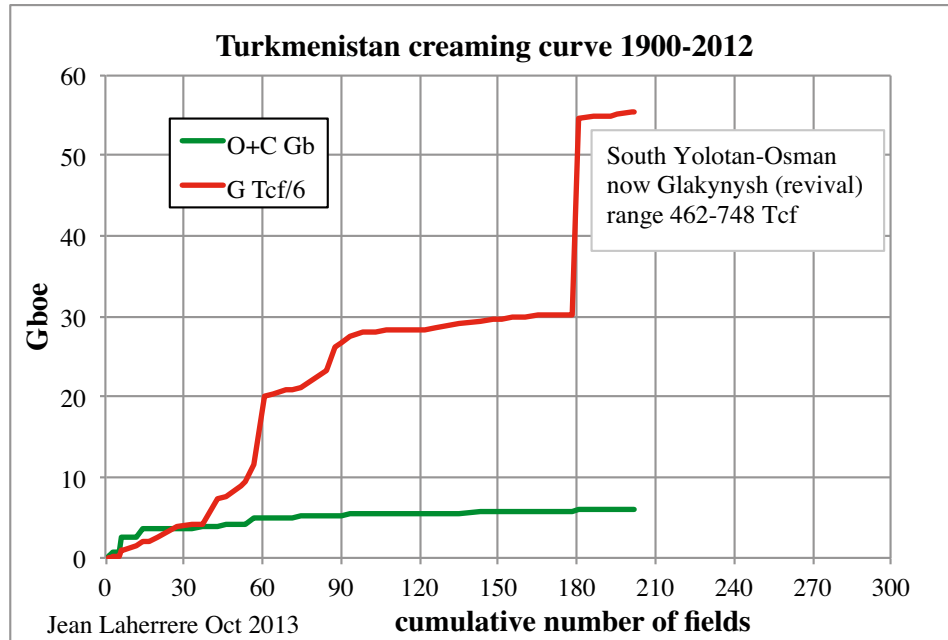
-Turkménistan

La courbe d'écrémage du Turkménistan est difficile à extrapoler avec la découverte en 2004 du champ South Yolotan/Osman, appelé Glakynysh (Renaissance) depuis 2011 et en production depuis Juillet 2013 (un développement financé par les Chinois a montré que les 2 champs anciens de petite taille étaient en fait un seul supergéant (150 Tcf)) (Laherrere Nice 2008).

Un ultime de 400 Tcf est envisagé, donnant un pic de production vers 2040-2050 à 5 Tcf/a.

Fig 20: Turkménistan: courbe d'écrémage 1900-2012

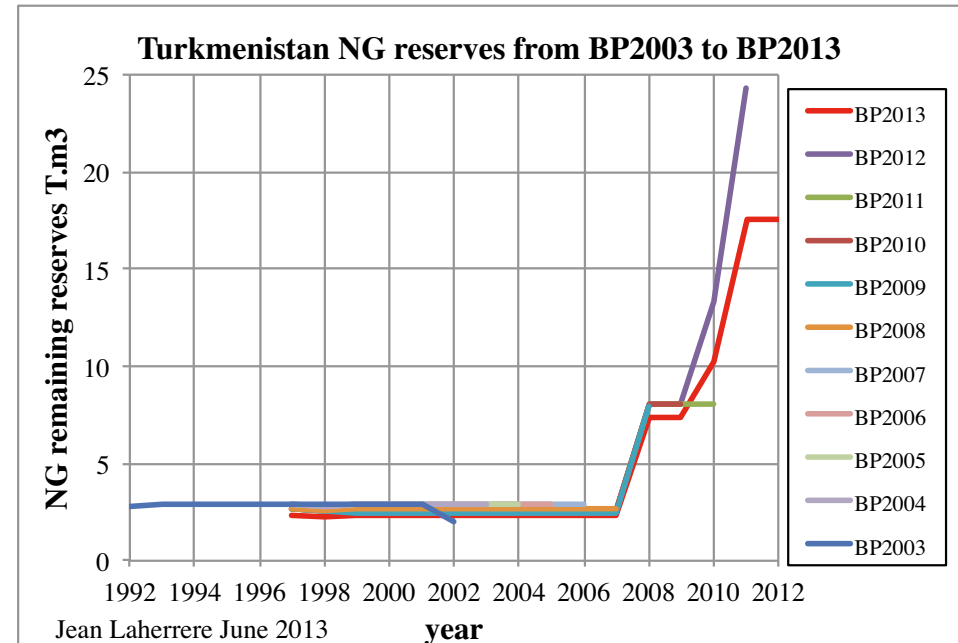
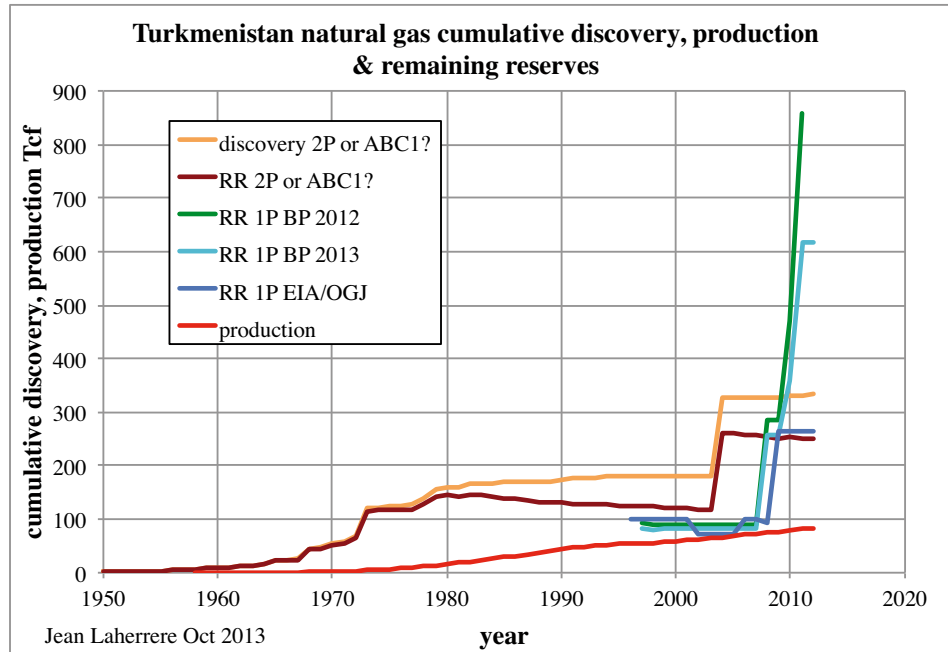
Fig 21: Turkménistan: production de gaz et prévision



Les réserves restantes en 2012 sont environ 250 Tcf en 2P, contre 265 Tcf en 1P EIA et 618 Tcf pour BP 2013 (858 Tcf en 2011 pour BP 2012). Les chiffres de BP 2013 semblent donc surestimés, en comparaison avec les chiffres USDOE et les données techniques 2P, alors que les chiffres de BP 2011 étaient du même ordre que ceux de l'EIA/OGJ.

Fig 22: Turkménistan: découverte et production cumulées de gaz & réserves

Fig 23: Turkménistan: réserves restantes de BP 2003 à BP 2013



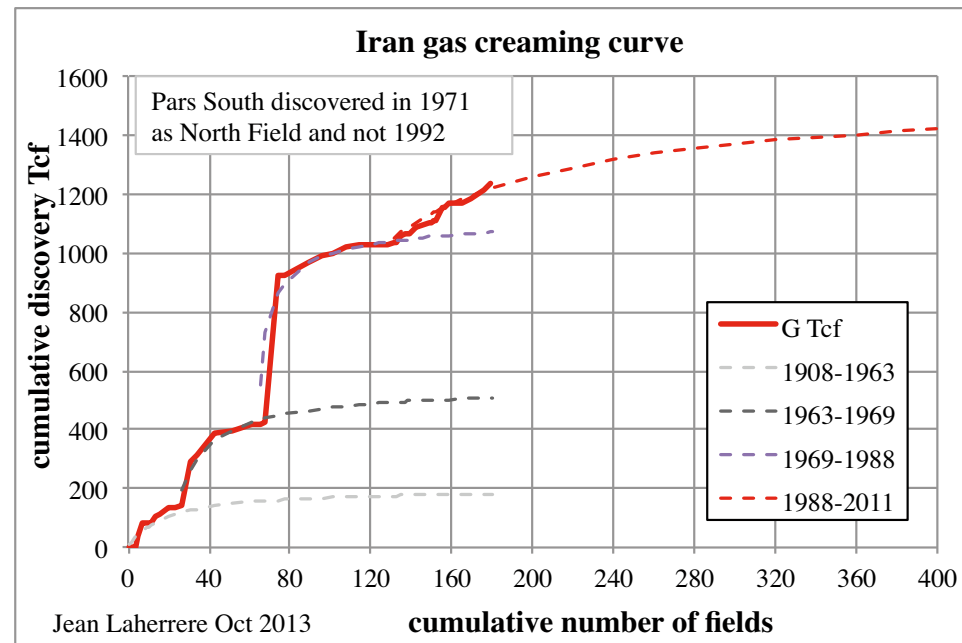
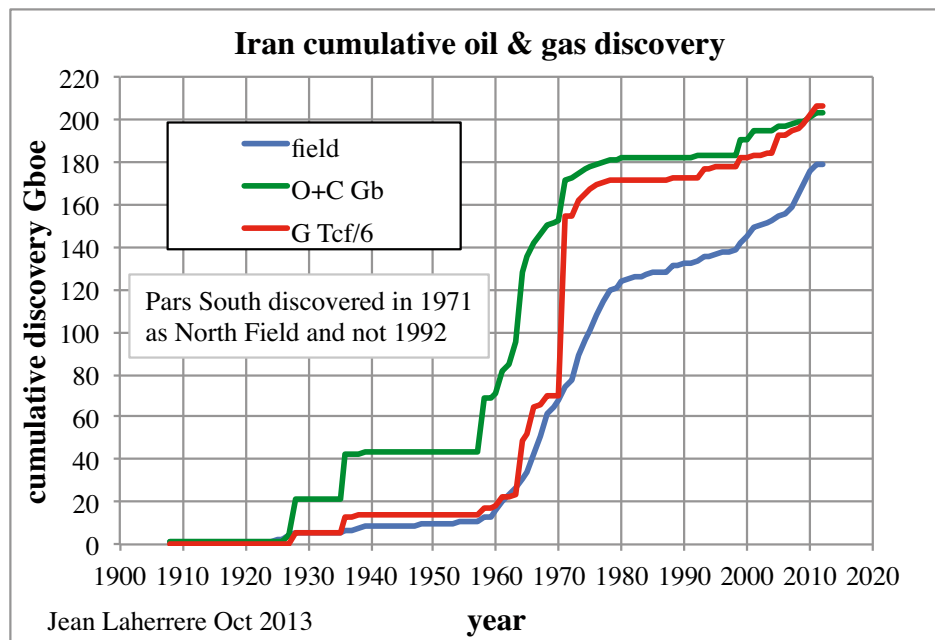
-Iran

Les découvertes cumulées de pétrole et de gaz de l'Iran qui a démarré en 1908 avec le Masjid-e-Suleiman avec William d'Arcy et la Bakhtiari Oil Company (1909) qui deviendra l'Anglo-Persian Oil Company puis BP. L'Iran possède un tiers du plus grand champ de gaz du monde North Dome qui a été découvert au Qatar en 1971 avec North Field (2/3 de la structure), mais la partie iranienne South Pars n'a été foré qu'en 1991.

La courbe d'écémage du gaz montre plusieurs cycles et un ultime de 1400 Tcf en l'absence d'un nouveau cycle.

Fig 24: Iran découvertes cumulées pétrole & gaz & nombre de champs

Fig 25: Iran courbe d'écémage gaz : ultime 1400 Tcf

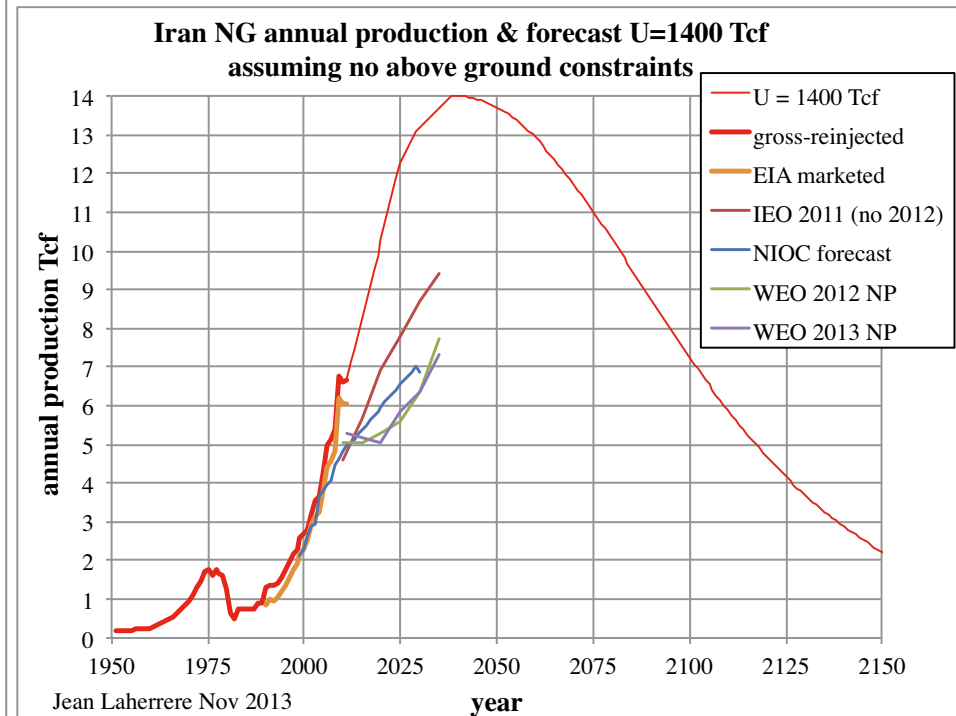
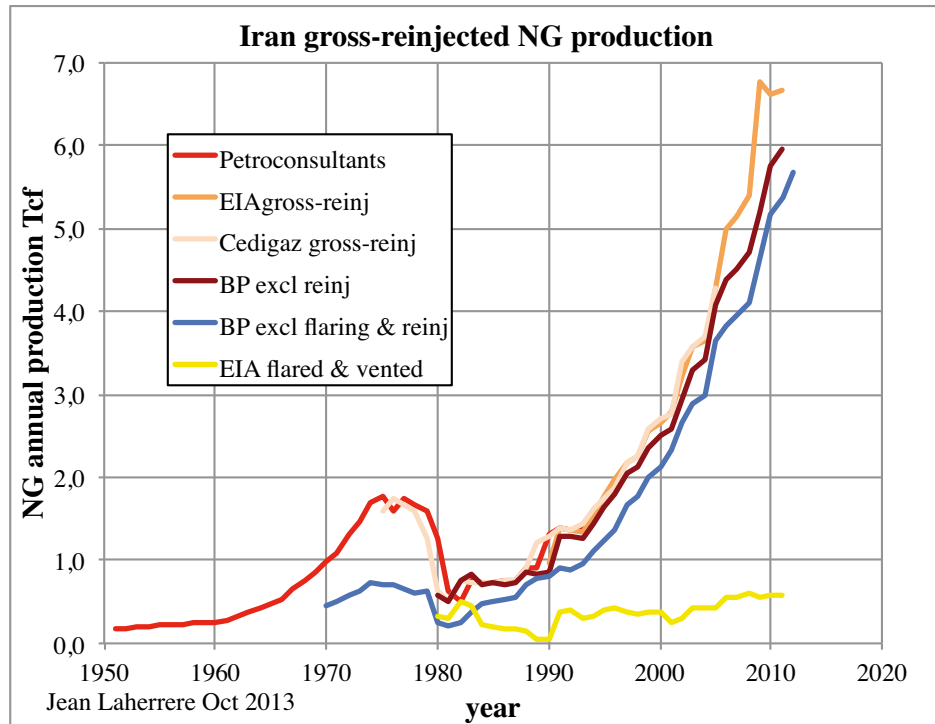


La production de gaz a eu une forte augmentation depuis le creux de 1981 mais elle a plafonné en 2009 suivant EIA mais pas suivant BP qui exclut le gaz torché mais aussi le gaz réinjecté (à tort).

La prévision de production en excluant les contraintes autres que géologiques (importantes actuellement avec les sanctions internationales) peut conduire à un pic annuel de 14 Tcf vers 2040. Les prévisions de l'AIE WEO 2013 envisagent un palier jusqu'en 2020 à cause des sanctions.

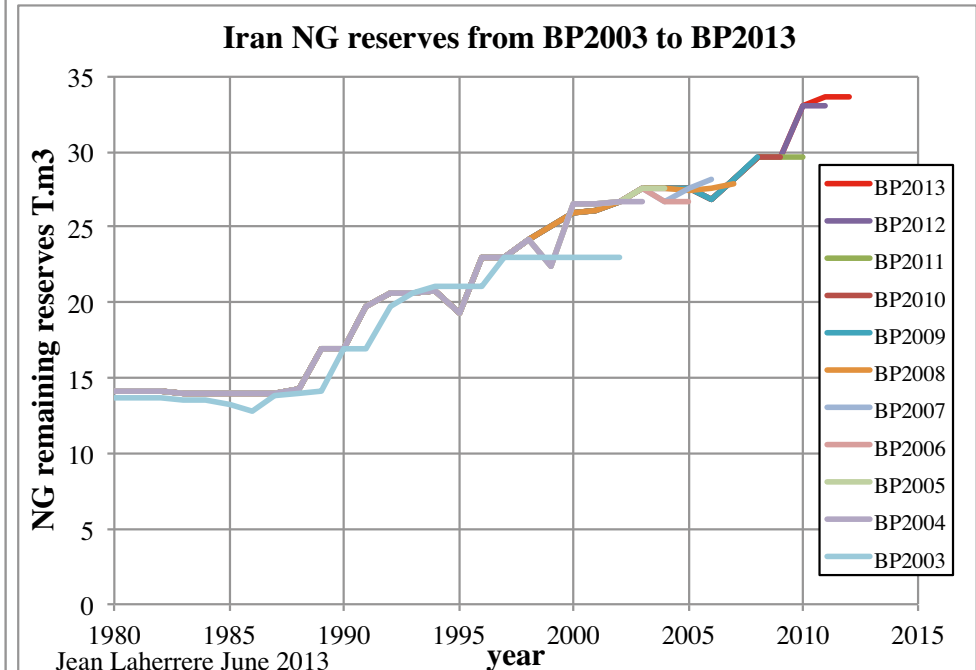
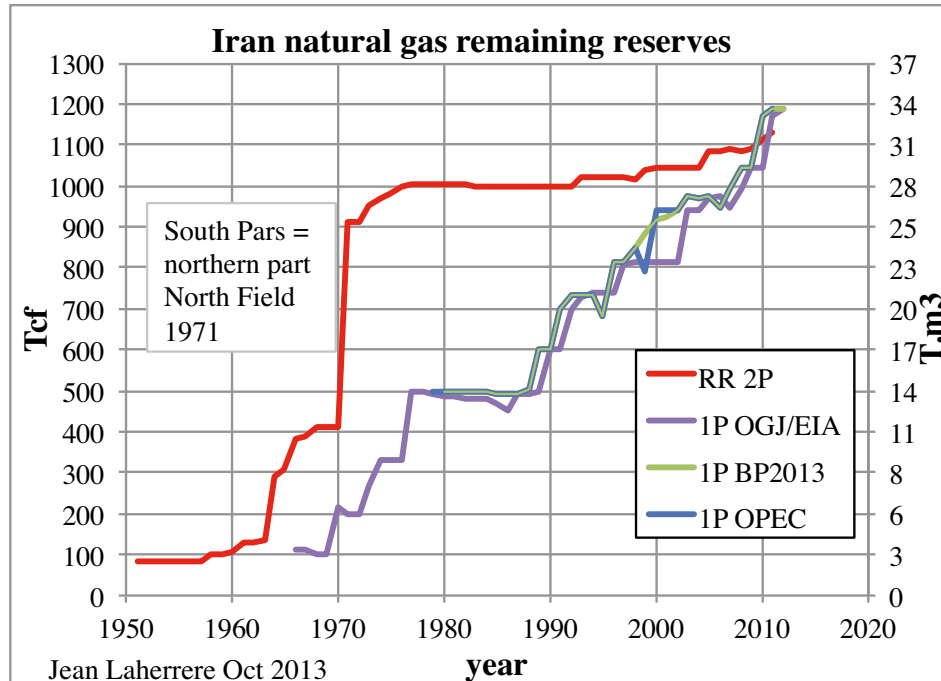
Fig 26: Iran : production gaz naturel d'après plusieurs sources

Fig 27: Iran : production gaz naturel & prévision U=1400 Tcf



Les réserves restantes de gaz en Iran sont très importantes avec 1200 Tcf (34 T.m³) 1P pour EIA et 1100 Tcf pour les 2P techniques.
 Les réserves BP ont suivi celles données par l'OPEP avec un peu de retard.
 Fig 28: Iran : réserves restantes de gaz

Fig 29: Iran : réserves de gaz 1P BP 2003 à BP2013

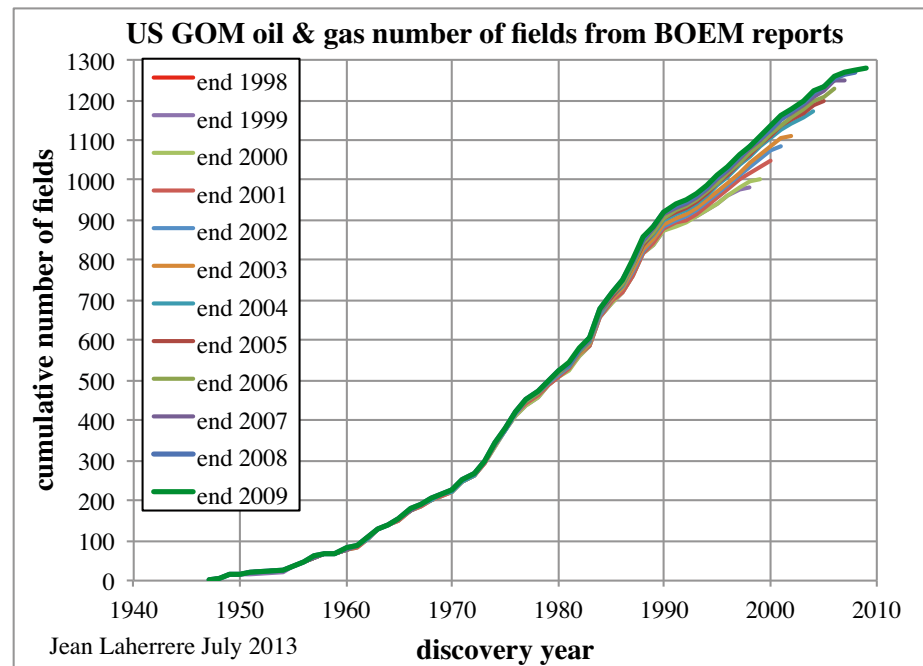
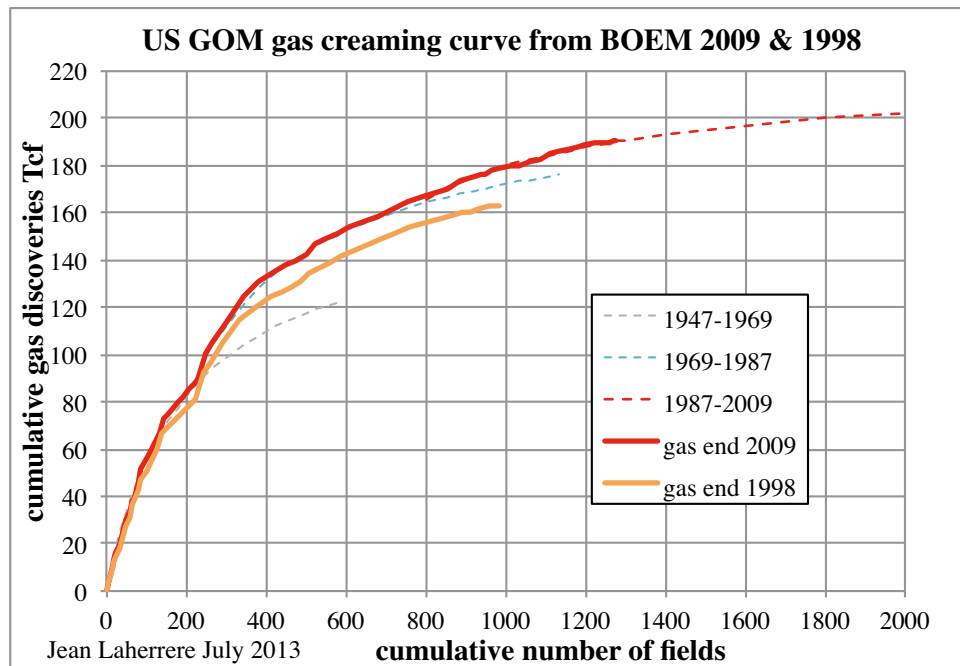


-US : Golfe du Mexique : domaine fédéral

Le domaine fédéral du Golfe du Mexique est le meilleur endroit au monde pour avoir des données fiables et historiques de tous les champs, malheureusement avec 3 à 4 ans de retard (dernier est à fin 2009), dans les rapports du MMS maintenant remplacé par le BOEM et le BSEE. La courbe d'écrémage à partir des découvertes cumulées à fin 2009 peut être modélisée avec 3 cycles avec un ultime de 200 Tcf. La courbe d'écrémage à partir des données à fin 1998 est un peu plus basse et on est tenté de dire que cela est dû à la croissance des réserves. Non, cela est dû au fait que l'agence fédérale n'a pas toutes les données automatiquement et que l'inventaire du nombre de champs prend du temps. Le nombre de champs à fin 1998 était de 984 pour le rapport 1998 et de 1087 pour le rapport 2009 soit une augmentation de 103 champs ou 10%.

Fig 30: Golfe du Mexique courbe d'écrémage pour le gaz

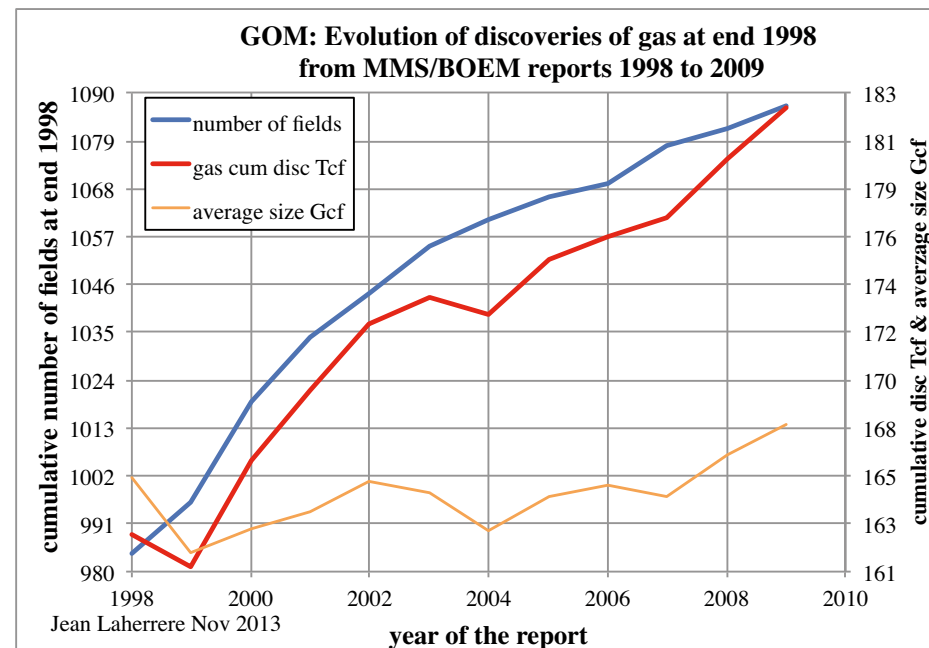
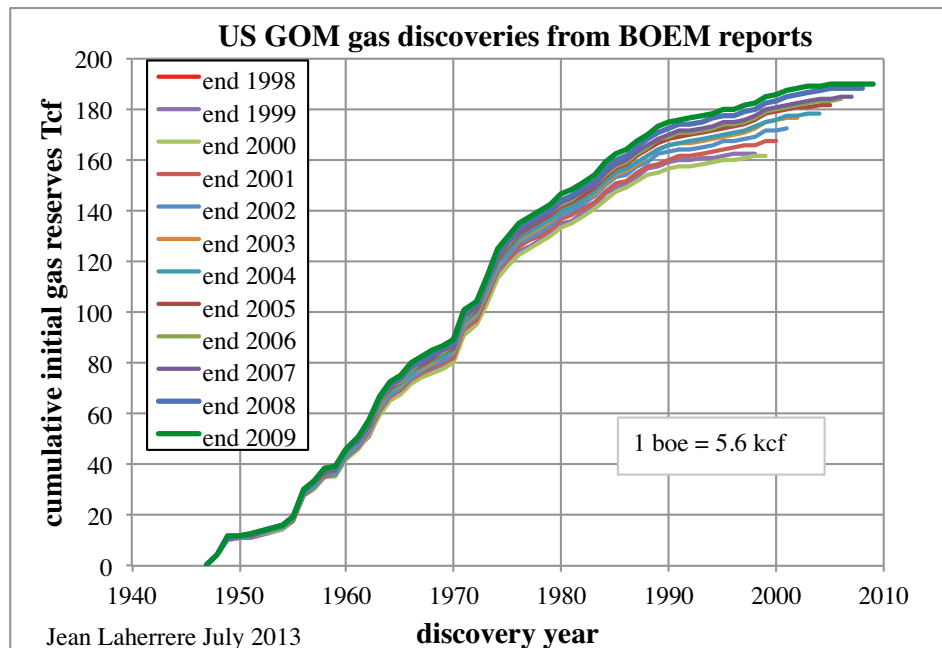
Fig 31: Golfe du Mexique nombre de champs rapports BOEM 1998 à 2009



Les réserves de gaz à fin 1998 sont passées de 162,7 Tcf dans le rapport 1998 à 182,4 Tcf dans le rapport 2009 soit aussi 10%, la taille moyenne des champs est restée à peu près la même. **Cette augmentation est donc uniquement due au fait que les rapports sont incomplets.**

Fig 32: Golfe du Mexique découvertes cumulées de gaz BOEM 1998 à 2009

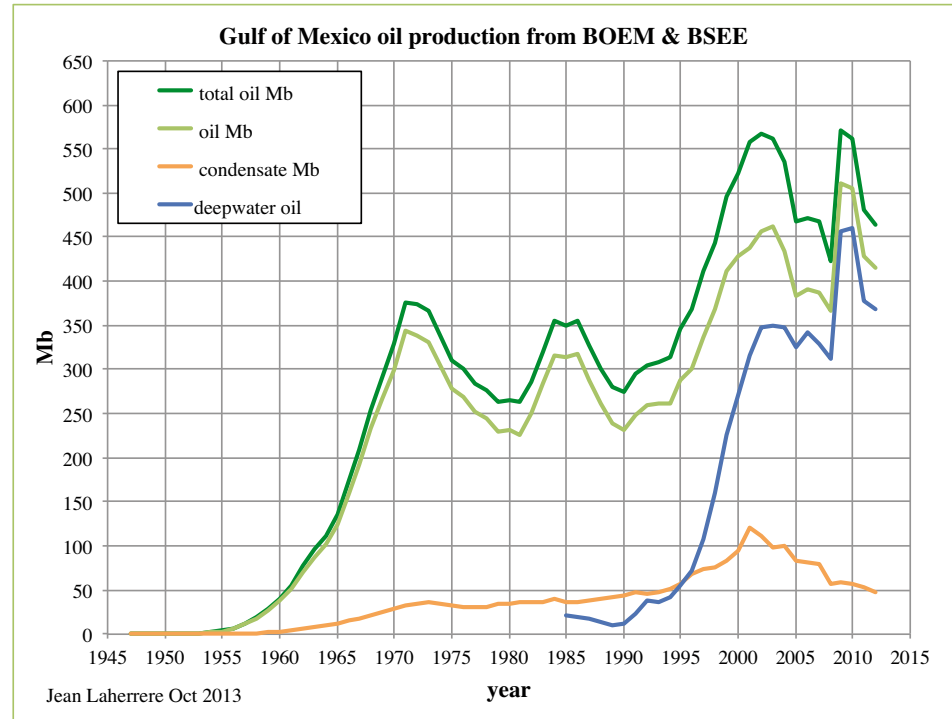
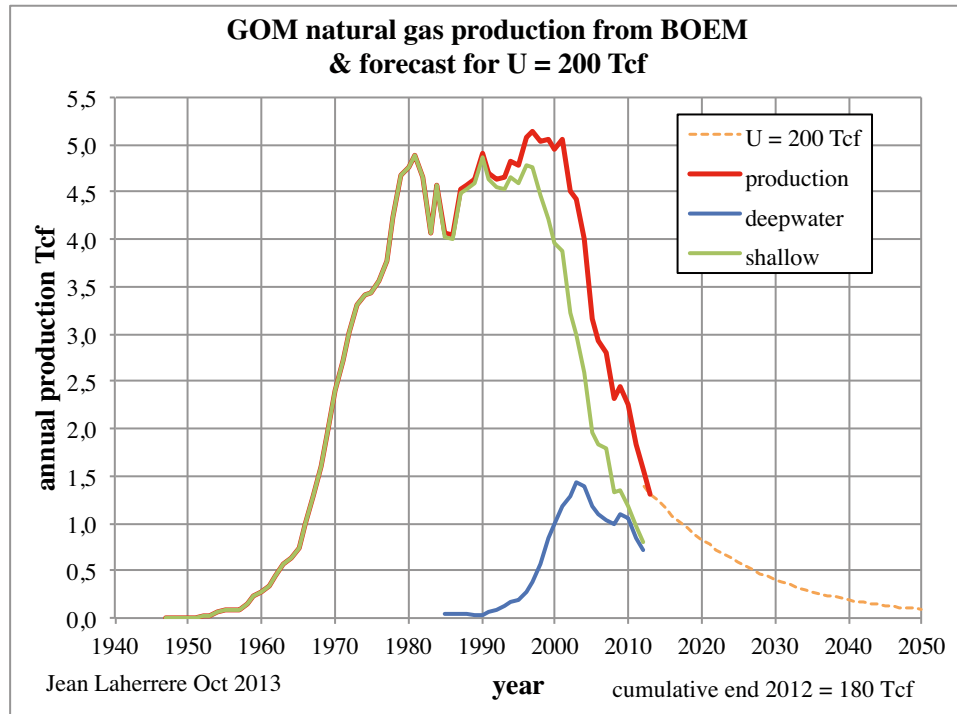
Fig 33: GOM: évolution du nombre et découvertes à fin 1998 des rapports 1998 à 2009



La production de gaz du GOM a atteint un plateau de 1981 à 2001 et son déclin depuis est sévère malgré l'augmentation de la production offshore profond. La prévision avec un ultime de 200 Tcf est une poursuite du déclin. La production de pétrole montre un profil différent avec plusieurs pics : 1972, 1985, 2003 et 2009 : l'offshore profond et le subsalt présentent des problèmes !

Fig 34: Golfe du Mexique production de gaz & prévision U=200 Tcf

Fig 35: Golfe du Mexique production de pétrole



-US: réserves pétrole et gaz de roche-mère (shale oil & gas)

Pour le shale gas, Kuuskraa (ARI) en 2001 donnait 5 Tcf de réserves prouvées et 55 Tcf de ressources non développées, puis en 2009 475 Tcf de ressources récupérables (réserves) (3760 Tcf ressources) et en 2013 Adam Sieminski EIA donnait 543 Tcf de ressources non prouvées. Le terme ressources (volume dans le sous-sol) est souvent confondu avec réserves (volume qui sera produit). Déjà en 2004 nous (Laherrere, Perrodon & Demaison) avons estimé que seulement environ 1% des hydrocarbures générées par la roche-mère pouvait être espéré produit conventionnellement : les volumes perdus ou restant dans le sous-sol sont considérables, permettant à beaucoup de rêver de les produire de façon non conventionnelle, mais l'économie et l'EROI limitent les rêves!

Les prévisions de production de shale gas en 2025 était de 1 Tcf pour AEO 2004 mais de 13 Tcf pour AEO 2013.

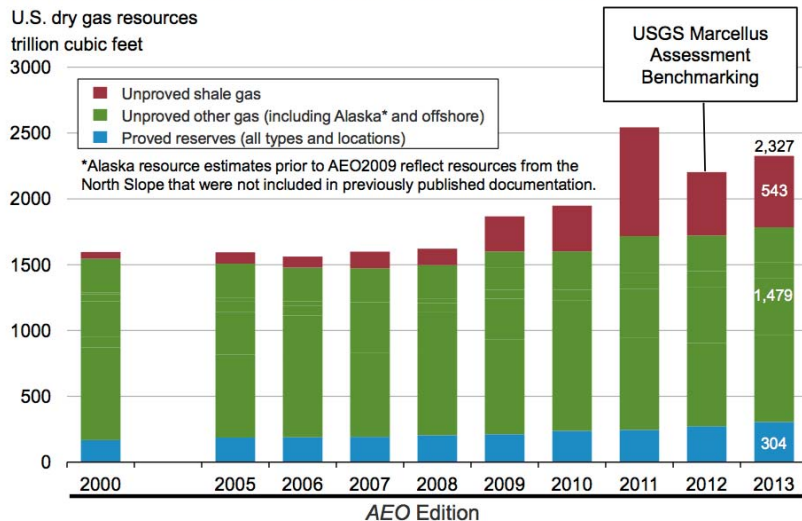
Comme mentionné l'année dernière seulement les sweet spots (bonne fracturation) sont commerciaux et payent pour les mauvais puits. Mais le shale gas est vendu comme une accumulation de type continue ou le gaz est présent sur tout le bassin, alors que seuls les sweet spots produisent.

La preuve de la limitation des surfaces productrices des sweet spots aussi bien pour le gaz que le pétrole est l'usage de sismique 3D pour délimiter les bons coins.

La production de gaz US non conventionnelle (shale gas, tight gas & CBM) est de 17 Tcf en 2012 (supérieure à celle du conventionnel = 9 Tcf) et notre prévision est un pic en 2020 à 22 Tcf avec un déclin rapide ensuite analogue à la montrée 2000-2012.

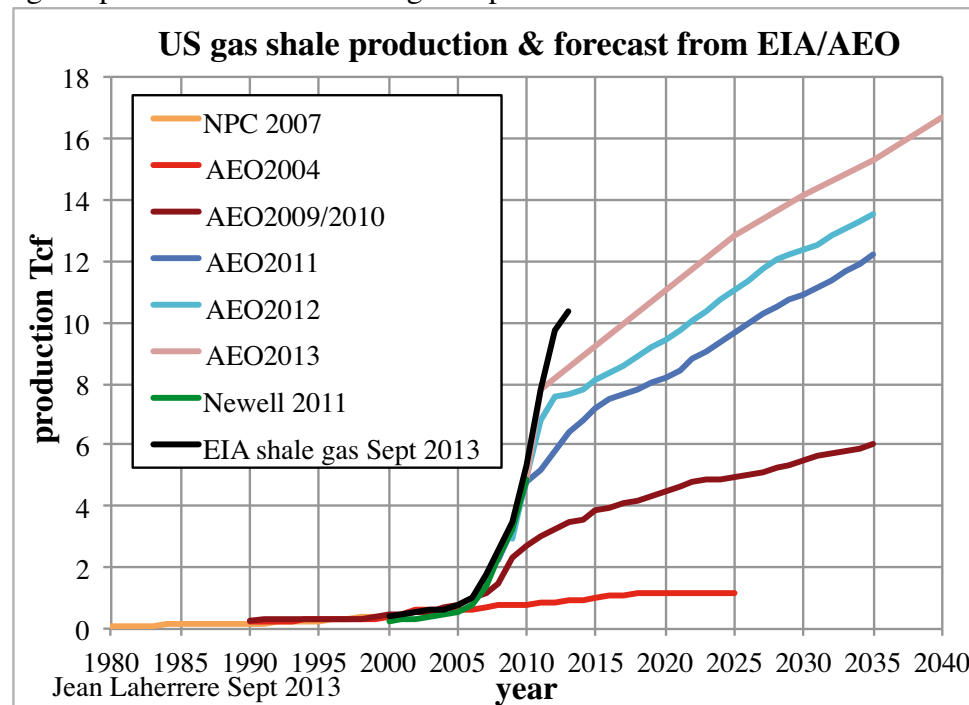
Fig 36: US : ressources de gaz 2000-2013 d'après l'EIA

Technically recoverable natural gas resources reflect new information, a combination of assessments and EIA updates



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2013 Early Release

Fig 37: production US de shale gas et prévisions AEO 2004 à AEO 2013



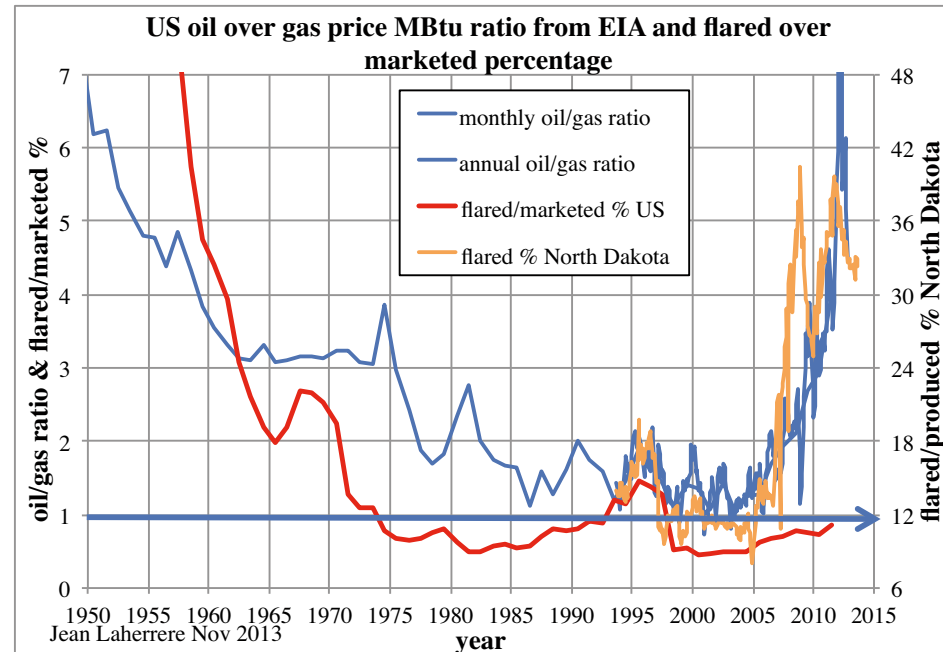
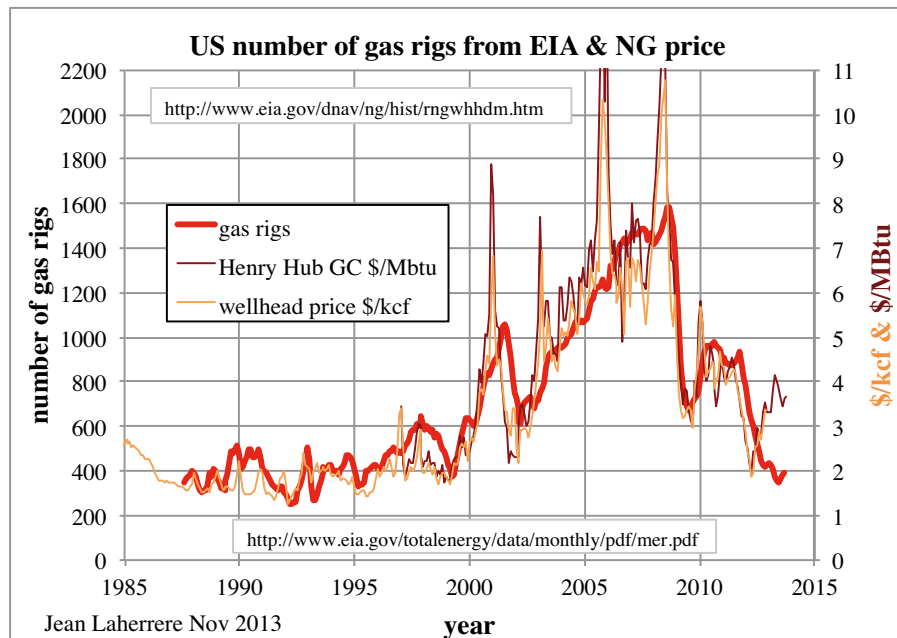
Un prix du gaz à 10 \$/kcf en 2008 et les règles plus laxistes de la SEC en 2010 ont conduit à une ruée irrationnelle de forages et un effondrement du prix et du nombre d'appareils de forage. Le contrat avec le propriétaire du terrain (use or lose) pousse aussi à forer même si la production n'est pas économique : il faut conserver les réserves certifiés SEC: le profit se fait a la bourse et non a la production !

Le ratio prix du pétrole sur prix du gaz en pouvoir calorifique est passé de 1 en 2004 à 7 en 2012 et entre 4 et 5 actuellement : ceci n'est pas durable ; ce ratio se corrèle bien avec le torchage du gaz par manque de gazoducs: il est de plus du tiers en North Dakota : ceci est un gaspillage qui sera regretté plus tard.

Cependant le WEO 2013 prévoit dans son scénario New Policies que le ratio prix Japon/prix US qui est de 6,2 en 2012 sera encore de 2,2 en 2035, mais dans le scénario de convergence des prix il ne sera que de 1,7.

Fig 38: US: nombre d'appareils forage gaz et prix du gaz

Fig 39: US : ratio prix pétrole/gaz et % torchage du gaz



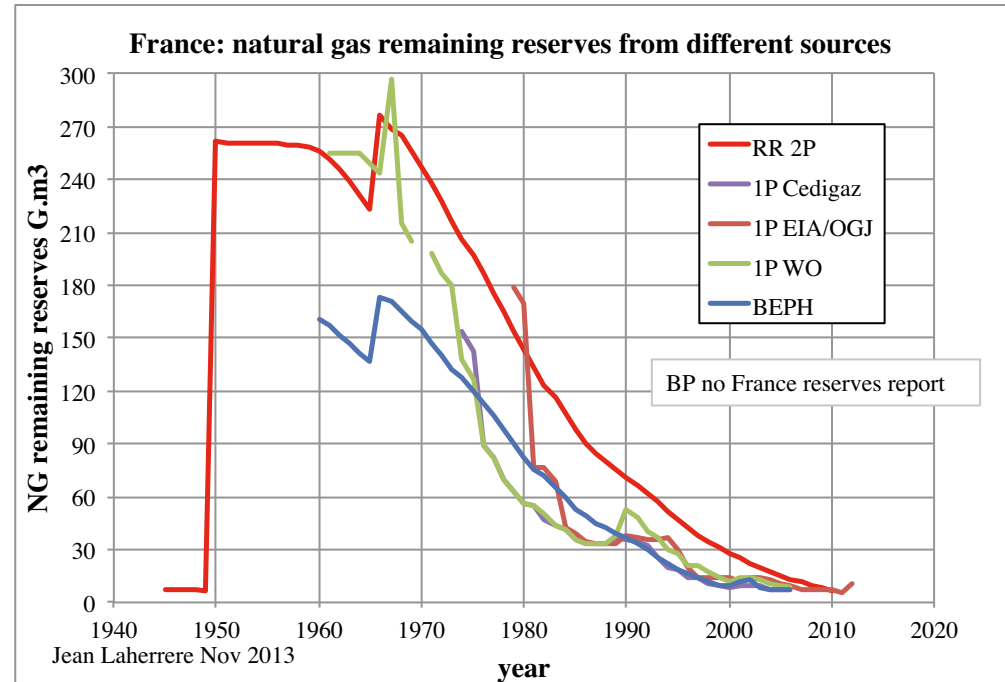
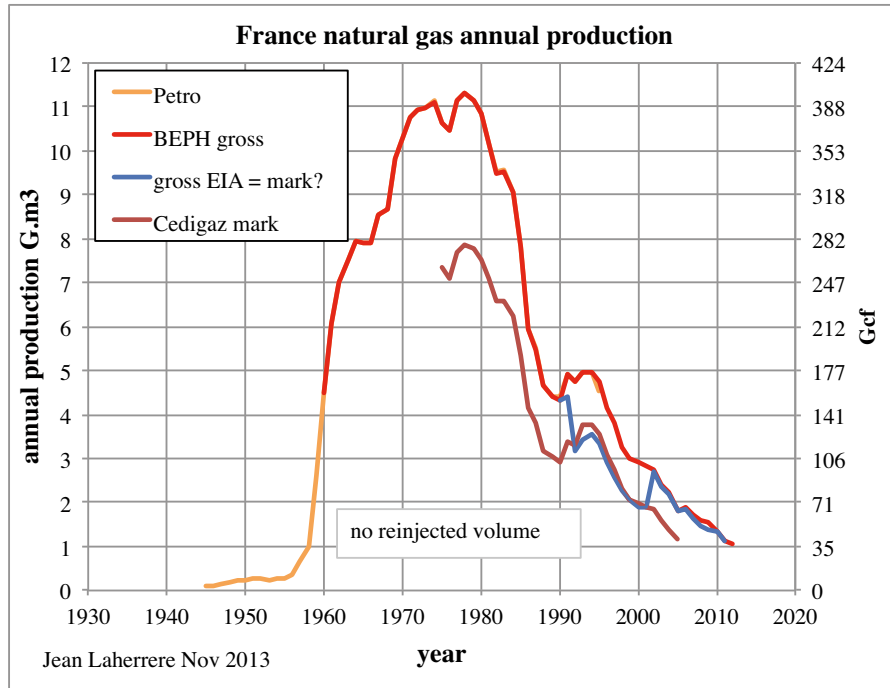
Le shale gas US a toutes les chances d'être une bulle qui va disparaître dans quelques années et les rêves d'exportation en gros volume du liquéfié bon marché. Le pire est que ce rêve de gaz US bon marché en grand volume a modifié l'économie mondiale, faisant baisser le prix du charbon, arrêtant les projets tel que Shtokman. Le réveil va être pénible, car les espoirs de shale gas hors de l'Amérique du Nord ont du mal à se concrétiser. Le code minier hors les US doit être changé pour associer les propriétaires du sol et les collectivités locales à la production, alors qu'ils n'ont que les inconvénients.

-France

La production de gaz en France a connu un pic de 1972 à 1980, les données de l'EIA sont fausses sautant du « gross » au « marketed » de 1992 à 2002. Les réserves restantes 2P sont supérieures aux valeurs publiées par le ministère (BEPH) sans préciser leur définition, mais elles varient de concert. BP ne publie pas de valeurs de réserves pour la France !

Fig 40: France : production de gaz

Fig 41: France : réserves restantes de gaz suivant les sources



La production de pétrole a connu 2 pics (1965 & 1988) comme les découvertes (1955 & 1985). Les réserves restantes 2P en volume sont parallèles mais supérieures aux réserves BEPH en poids, différentes des valeurs EIA/OGJ et WO.

BEPH ne donne pas la définition des réserves !

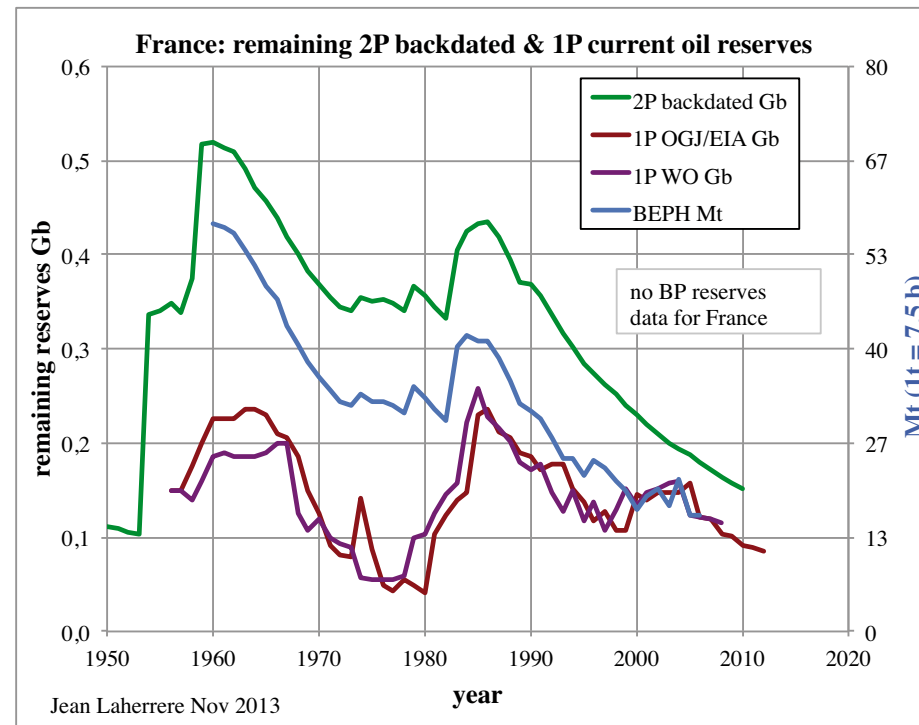
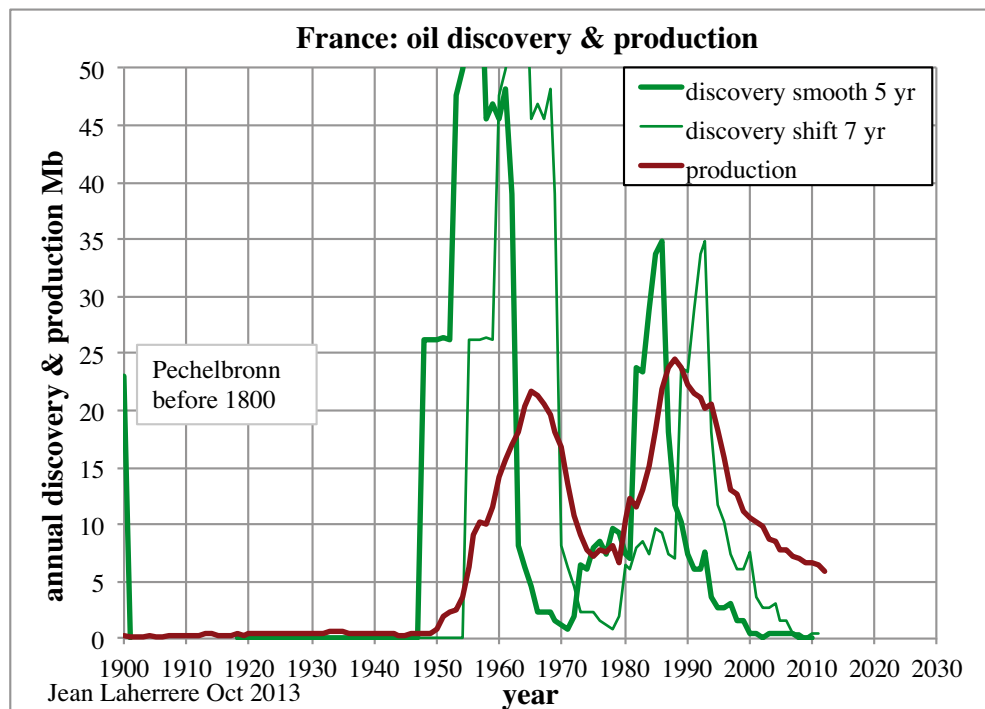
La encore manque de transparence !

Il faut dire que l'IFP (<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-grands-debats/quel-avenir-pour-le-petrole/la-notion-de-reserves>) définit les probables comme correspondant à une probabilité de 50%, alors que ce sont les prouvées plus probables : il en est de même de l'AIE dans son dernier rapport WEO2013 page 431 affirmant probable = 2P et possible = 3P, ignorant que les 3P sont prouve +probable +possible

Il est navrant de constater que les soi-disant experts confondent probable avec « prouvé + probable »

Fig 42: France : découverte et production de pétrole

Fig 43: France : réserves restantes de pétrole 2P et 1P



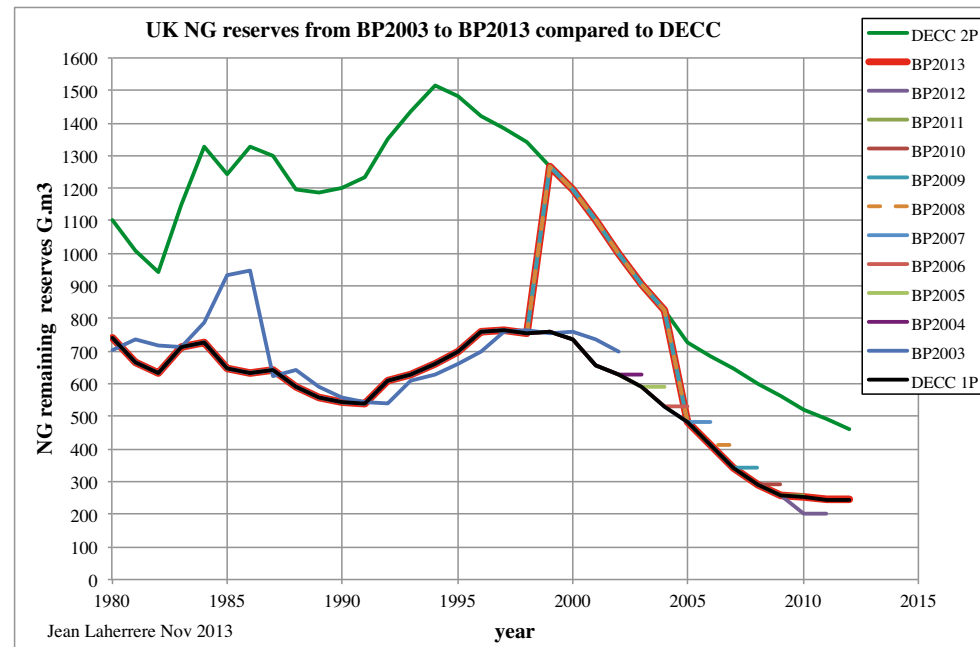
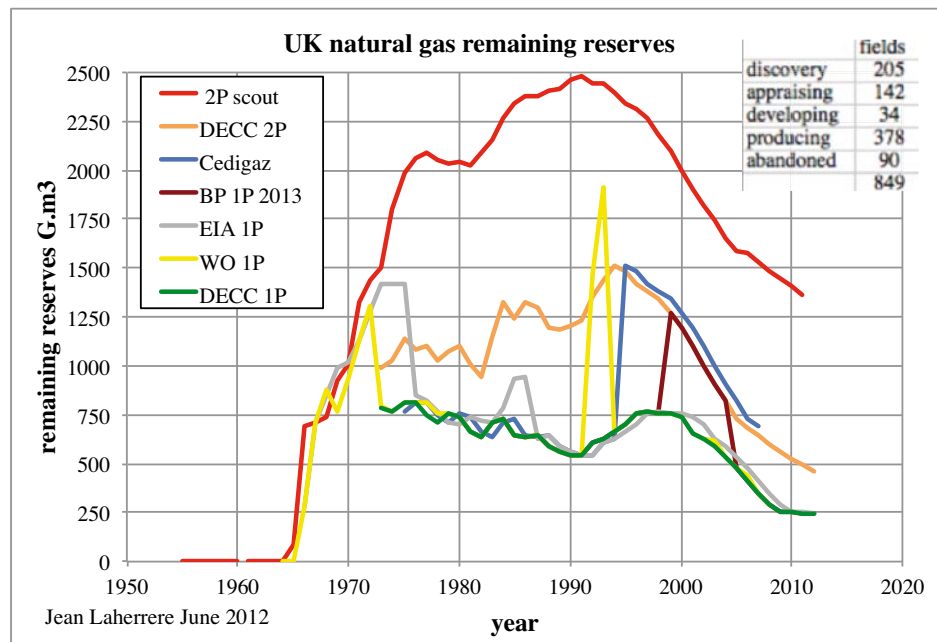
-Royaume Uni

Le Royaume Uni est le pays le mieux placé pour avoir des données de réserves avec le « Freedom of Information Act 2000 » et le site du DECC (Department of Energy and Climate Change, ex DTI et BERR) qui donne les données de production par champ et les réserves du pays en 1P et en 2P. Mais il est navrant de constater que les réserves restantes de gaz dites prouvées publiées par Cedigaz, OGJ/EIA, WO et BP oscillent entre les valeurs 1P et 2P de la DECC. Le problème est qu'en Mer du Nord il y a de nombreuses découvertes non développées : en 2011 sur 849 champs seulement 378 étaient en production, 90 abandonnées, 34 en développement, 142 en appréciation et 205 encore à l'état de découverte. Pour la DECC seuls les champs qui ont été développés sont comptés, pour un total de 400 (contre 468 chez IHS). Ce qui explique que les réserves restantes des découvertes 2P scout à fin 2011 est 1300 Tcf contre 500 Tcf pour les 2P de la DECC.

Ce qui est ahurissant est de voir que BP de 2004 à 2007 recopiait les données de la DECC 1P, mais depuis 2008 BP recopie pour les années 1999 à 2004 les valeurs 2P (malgré le titre de réserves prouvées), mais de 2005 à 2011 les valeurs DECC 1P. **C'est n'importe quoi et indigne de BP.** De plus BP publie pour la dernière année la même valeur que l'année précédente n'ayant pas encore la valeur mesurée BP ferait mieux de ne rien reporter !

Fig 44: Royaume-Uni: réserves restantes de gaz suivant les sources

Fig 45: Royaume Uni : évolution réserves de gaz BP 2003 à BP 2013

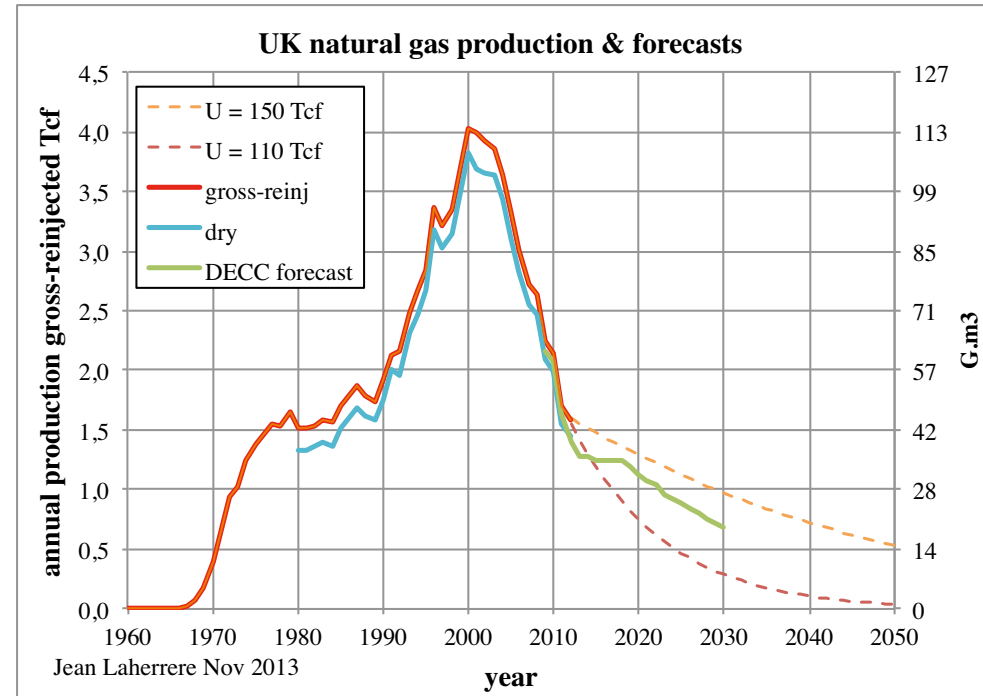
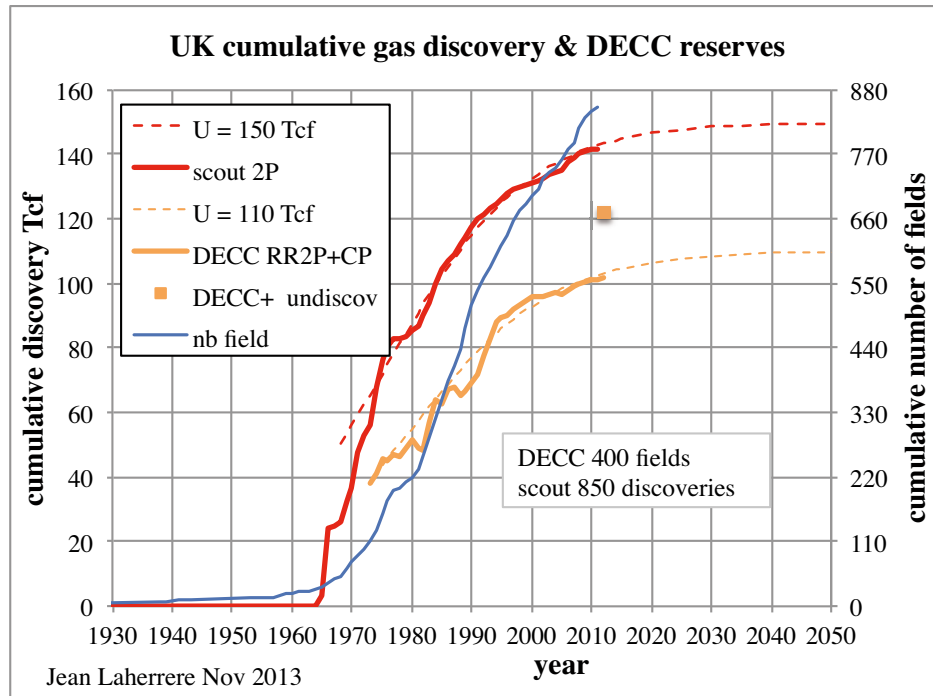


Le cumul des découvertes scout 2P peut être extrapolé vers un ultime de 150 Tcf mais les valeurs DECC (réserves restantes plus production cumulée) peuvent être extrapolées vers un ultime de 110 Tcf, bien qu'en 2012 le DECC estime que 20 Tcf est à découvrir (contre 10 Tcf dans notre extrapolation).

La courbe annuelle de production de gaz est modélisée avec un ultime de 110 Tcf (basé sur 400 champs du DECC) et 150 Tcf (basé sur 850 découvertes) En comparant à la prévision du DECC 110 Tcf semble trop court et 150 Tcf trop long (une partie des 450 champs non développés actuellement le restera !).

Fig 46: Royaume-Uni: découvertes cumulées scout & DECC

Fig 47: Royaume Uni: production de gaz et prévision U 120 & 150 Tcf



Conclusions

Les règles locales de déclaration des réserves sont incorrectes et incohérentes: politiques et non auditées pour les pays de l'OPEP, financières mais auditées pour les compagnies sur la bourse américaine, trop optimistes pour la classification ABC1 et les vrais valeurs techniques sont confidentielles. Les réserves dites prouvées publiées par l'EIA/OGJ sont une farce et très loin de la vérité qui est difficile à obtenir par l'absence de lois obligeant tout pays à publier toutes les données par champ, comme le Royaume-Uni (Freedom of Information Act).

Seuls trois pays publient les réserves par champ: Royaume-Uni, Norvège et le domaine fédéral des Etats-Unis

Les économistes raisonnent sur les données officielles qui disent que les réserves restantes de pétrole augmentent depuis plus de 50 ans, alors qu'il est bien reconnu que depuis 1980 on découvre moins de pétrole que l'on ne produit

Les réserves dites prouvées qui sont soit politiques non auditées soit financières auditées ne doivent pas être ajoutées arithmétiquement, conduisant à une sous estimation et une croissance future artificielle.

Il est navrant de constater que l'IPF et l'AIE confondent probable avec 2P = prouvé + probable

Les réserves prouvées augmentent avec le temps les probables devenant prouvées, les réserves 2P n'augmentent pas avec le temps statistiquement.

Seules les réserves actuelles 2P (donnée technique) ramenées à la date de découverte permettent d'estimer les réserves ultimes par une extrapolation avec plusieurs cycles.

Seules les bases de données confidentielles des compagnies d'espionnage industriel (IHS, Rystad) permettent d'obtenir les réserves techniques, mais ces données sont hétérogènes et doivent être corrigés pour ramener à la valeur 2P. Les corrections sur le pétrole conventionnel sont de l'ordre des réserves du pétrole de roche-mère et conduisent à penser que ce pétrole ne changera guère le plateau du pétrole, seulement la pente du déclin.

Si on veut obtenir de meilleures prévisions, il faut que les politiciens des tous les pays imposent la transparence des données de tous les champs, comme au Royaume Uni et en Norvège.

Toutefois il est ahurissant de voir BP incapable au Royaume Uni de reporter les valeurs de réserves fournies par le DECC et oscillant entre les valeurs 1P et 2P sans raison. BP fournit aussi pour la production mondiale 14 chiffres significatifs, alors que le second est douteux.

BP a modifié en 2013 les réserves des pays ex-soviétiques en découvrant que la classification ABC1 n'est pas équivalent à la classification 2P, ce qui avait été expliqué par Khalimov en 1993 et détaillé Gazprom qui fournit depuis 2000 les 2 valeurs. Ce changement de comportement s'explique par le rachat de TNK-BP par Rosneft. Les données BP sont donc essentiellement politiques.

Toutes les réserves dites prouvées devraient être rejetées pour l'estimation des productions futures.

Les réserves techniques 2P sur quoi la décision de développement est prise devraient être la norme, mais à cause des règles de la SEC qui s'imposent à tous les majors et qui interdisent la publication des réserves probables, il n'est pas possible de les obtenir.

Autrefois Total et Exxon publiaient leurs réserves probables, ce temps est révolu, car ils ont été accusés d'en faire trop !

Pour les réserves de gaz de roche-mère, les estimations confondent (souvent sciemment) réserves (ce qui sera produit) et ressources (ce qui existe dans le sous-sol ou prennent des taux de récupération irréalistes.

L'ambiguïté et la censure sont favorisées par la majorité des acteurs.

Les réserves dites prouvées continueront pendant longtemps à être peu représentatives de la vérité, mais la vérité n'est souvent pas bonne à dire et beaucoup ne veulent pas l'entendre.