

Commentaires sur le livre de D Babusiaux et PR Bauquis Dunod Nov 2017
« Le Pétrole, quelles réserves, quelles productions et à quels prix »

Je rappelle que j'ai envoyé aux auteurs mes commentaires le 3 juin 2017 (37 pages) sur la version provisoire de Janvier 2017

Voici mes commentaires sur la version définitive du livre

Excellent livre bien documenté, mais des omissions graves pour les spécialistes, notamment sur la définition des réserves. Mon principal reproche est le manque d'esprit critique sur les données (notamment BP), le politiquement correct semble empêcher les critiques qui pourraient fâcher (pas d'audit sur données OPEP, réserves russes ABC1 surestimées). J'attendais de scientifiques une critique justifiée des réserves prouvées politiques et financières et je suis déçu ! La présence de graphiques manipulés est aussi regrettable. Malgré tout, c'est un livre intéressant et je viens de l'offrir à mon petit-fils

Détails :

-page 8

Gaz de schistes La production de ces gaz non conventionnels a connu un essor considérable aux Etats-Unis à partir de 2006-2007 grâce au forage horizontal et à la fracturation hydraulique multiple

Il aura fallu rappeler que le gaz de schiste a été produit aux US dès 1821 à Fredonia et que le forage horizontal et la fracturation hydraulique existaient de nombreuses décennies avant 2006 !

-page 29

Remarquons que le terme des « réserves probables » n'a pas la même signification selon les auteurs »

Pour les pétroliers, la définition de probable est celle de SPE/WPC/AAPG

Tout auteur qui décrit les réserves probables différemment de la définition SPE est, soit un ignorant, soit un manipulateur. Les réserves probables sont ajoutées aux réserves prouvées pour obtenir les réserves 2P = Prouvé + Probable = probabilité de 50% (ou best estimate)
 SPE magazine 183 Fév. 2005

SPE/WPC/AAPG Petroleum Resources Classification System								
Total Petroleum Initially In-Place	Discovered Petroleum Initially In-Place	Commercial	Production			Project Status		Lower Risk ← Project Maturity → Higher Risk
			Proved	RESERVES		On Production		
				Proved + Probable	Proved + Probable + Possible	Under Development		
						Planned For Development		
	Sub-Commercial	CONTINGENT RESOURCES			Development Pending			
		Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Development on Hold			
					Development not Viable			
	Unrecoverable			Development not Viable				
	Undiscovered Petroleum Initially In-Place	PROSPECTIVE RESOURCES			Prospect			
		Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Lead			
Play								
Unrecoverable								
← Range of Uncertainty →								

L'approche probabiliste a été introduite par le document SPE/WPC de Mars 1997. J'ai été un membre actif de cette « task force » dirigée par Anibal Martinez (WPC et ex PDVSA)

J'ai décrit ces travaux dans ce papier

-Laherrère J.H. 2004 «Shell's reserves decline and the SEC's obsolete rule book » Energy Politics issue II summer p23-45, draft

<http://www.hubbertpeak.com/laherrere/ShellDecline2004.pdf>

-1995 SPE/WPC task force on reserve definition headed by A. Martinez (I was a member) proposes a hybrid system whereby the Determinist terms are defined as follows: Proved = "reasonable certainty", but also having a "high degree of confidence"; Probable = "more likely than not"; Possible = "less likely than not"; and the Probabilistic terms are defined as follows: Proved (1P) = 80-85% probability; Proved + Probable (2P) = 40-60% probability; and Proved + Probable + Possible (3P) = 15% probability

-1997 SPE/WPC final text for probabilistic reserves: 1P = 90%, 2P= 50%, 3P= 10% and Martinez approaches the SEC to adopt probabilistic approach (without success). Resources are not mentioned.

-2000 SPE/WPC/AAPG definitions of resources (contingent & prospective)

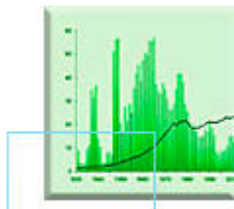
-2003 Canada National Instrument 51-101 obliges to report proved as 90 % and 2P as 50%, 3P is optional

-2004 International Accounting Standards Board (in UK) project to publish rules to be adopted by SEC, but date of completion likely after 2007.

L'IFP est fautif en publiant (décembre 2017) que probable = probabilité 50%

<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-grands-debats/Quel-avenir-pour-le-petrole/La-notion-de-reserves#6>

Les réserves probables et possibles



Les réserves probables concernent, pour un gisement identifié, les quantités de pétrole ayant une probabilité supérieure à 50 % d'être économiquement exploitables. On parle de réserves possibles lorsque cette probabilité tombe à 10 %.

Total a aussi fauté dans son bulletin des actionnaires Avril 2012 page 12

<http://publications.total.com/webzine-actionnaire/avril-2012/JDA38.pdf>

(réserves probables : quantités de pétrole ayant une probabilité supérieure à 50 % d'être exploitables sur la base des contraintes économiques et technologiques actuelles).

Les Nations Unis ont sorti en 2009 une classification compliquée en 3 D en ajoutant une dimension socio-économique : - <https://www.unece.org/energy/welcome/unfc-and-resource-classification.html>, mais aucun pétrolier ne l'applique, car trop compliqué !

-page 30 Fig 2.2

La figure 2.2 donne l'évolution des réserves prouvées mondiales dans le passé (selon BP Statistical Review

Ce graphique montre les réserves restantes en rouge (sans dire prouvées), la production cumulée en vert et le R/P en violet de 1900 à 2015, mais ces courbes, supposées provenir de BP, sont une combinaison de données contradictoires.

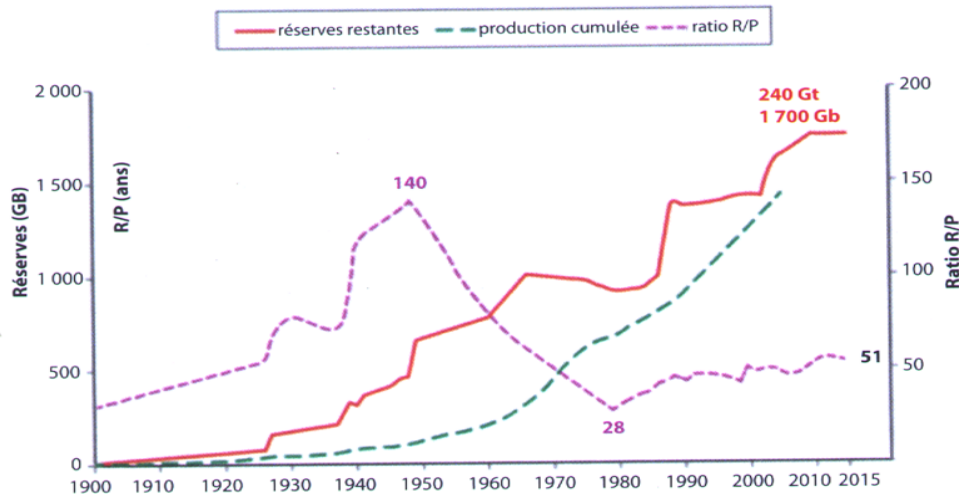
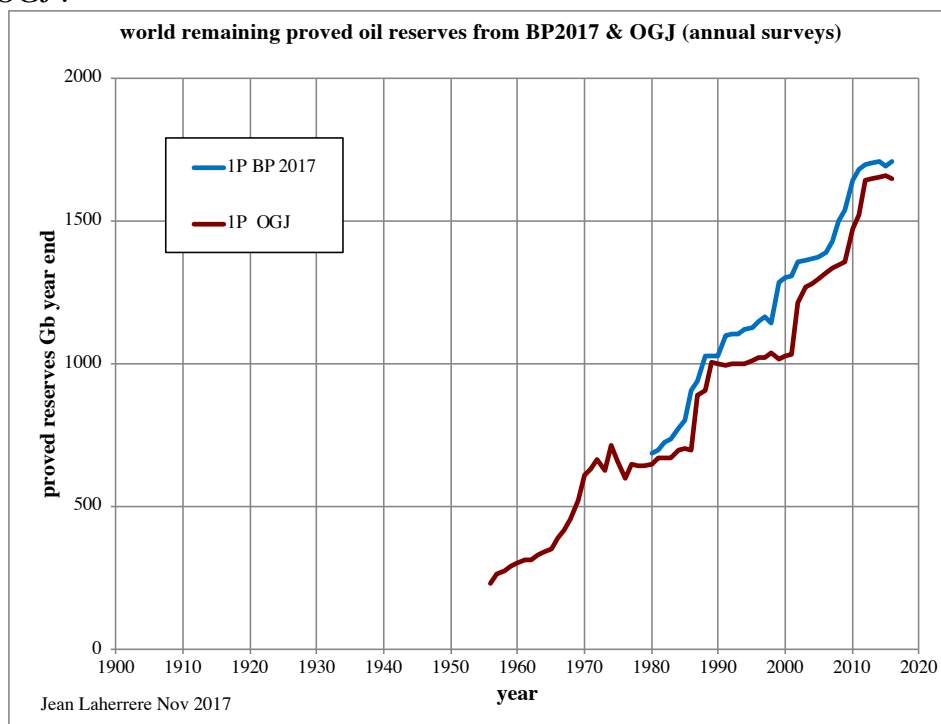


Figure 2.2 – Évolution des réserves pétrolières mondiales.
(Source : BP Statistical Review.)

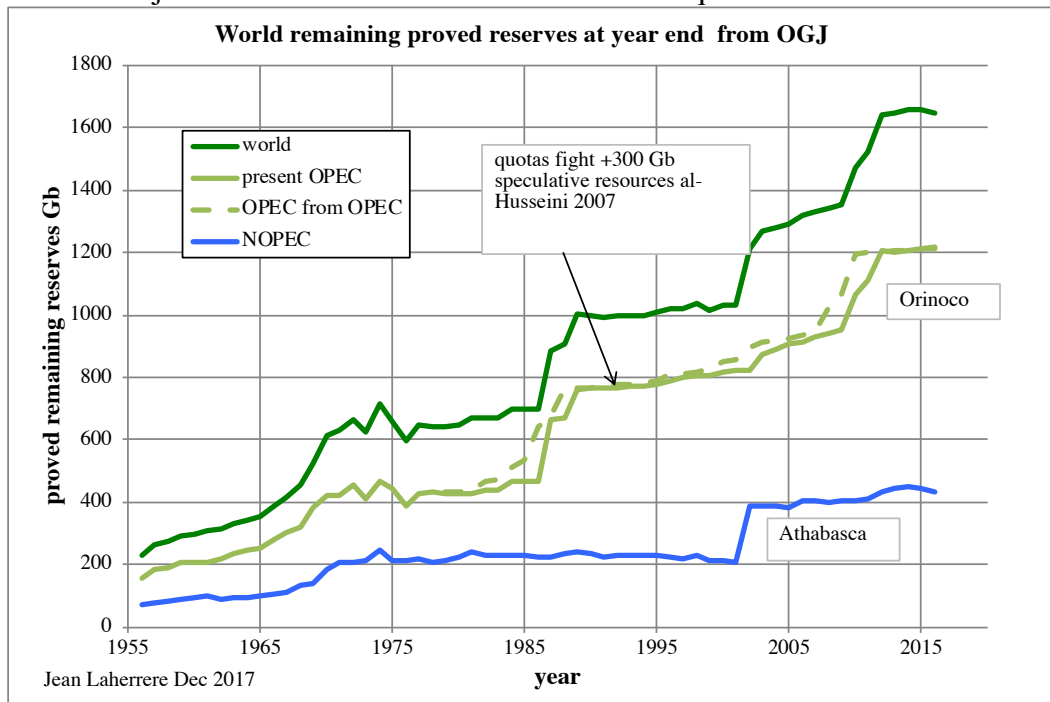
Les réserves restantes prouvées mondiales sont données depuis 1900 alors que BP publie les réserves prouvées restantes démarrant seulement en 1980 et ce n'est que OGJ qui publie annuellement les réserves prouvées par pays depuis 1956 basées sur une enquête annuelle faite en octobre pour les chiffres au 1^{er} janvier de l'année suivante auprès des organismes nationaux, bien avant que les études techniques ne soient faites. L'EIA recopie les réserves de l'OGJ. Aucun organisme ne publie les réserves prouvées mondiales avant 1947 !

La fig. 2.2 en fait ne montre pas les réserves prouvées publiés par BP qui sont ci-dessous avec celles d'OGJ :

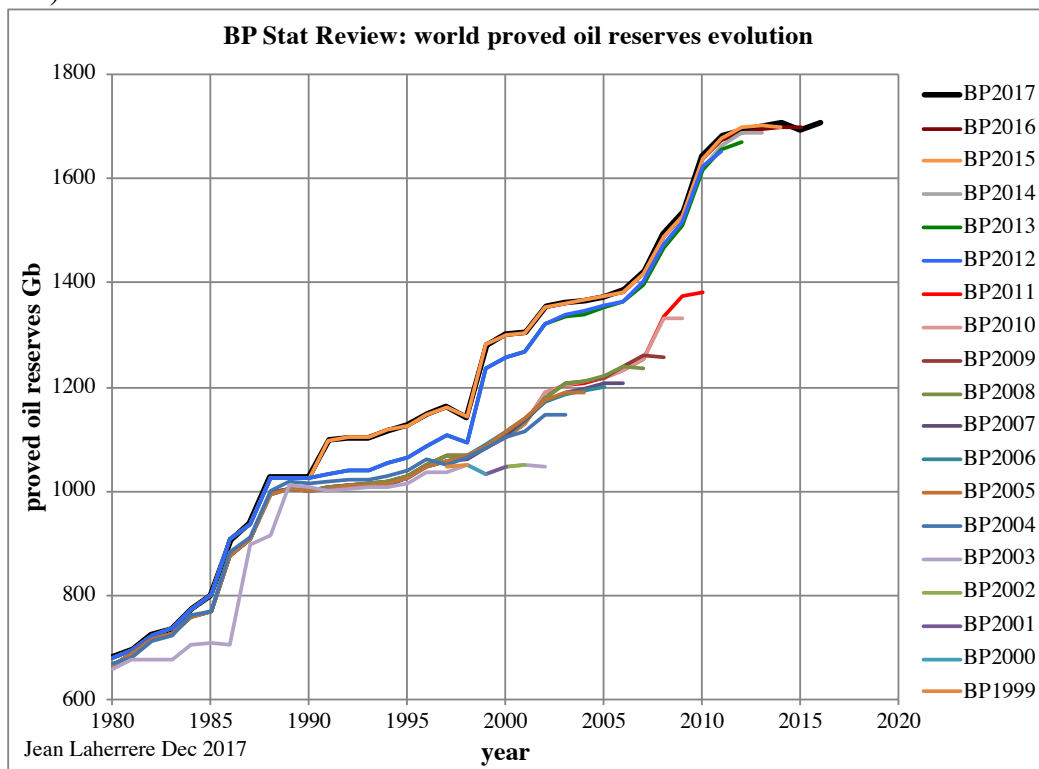


Jean Laherrere Nov 2017

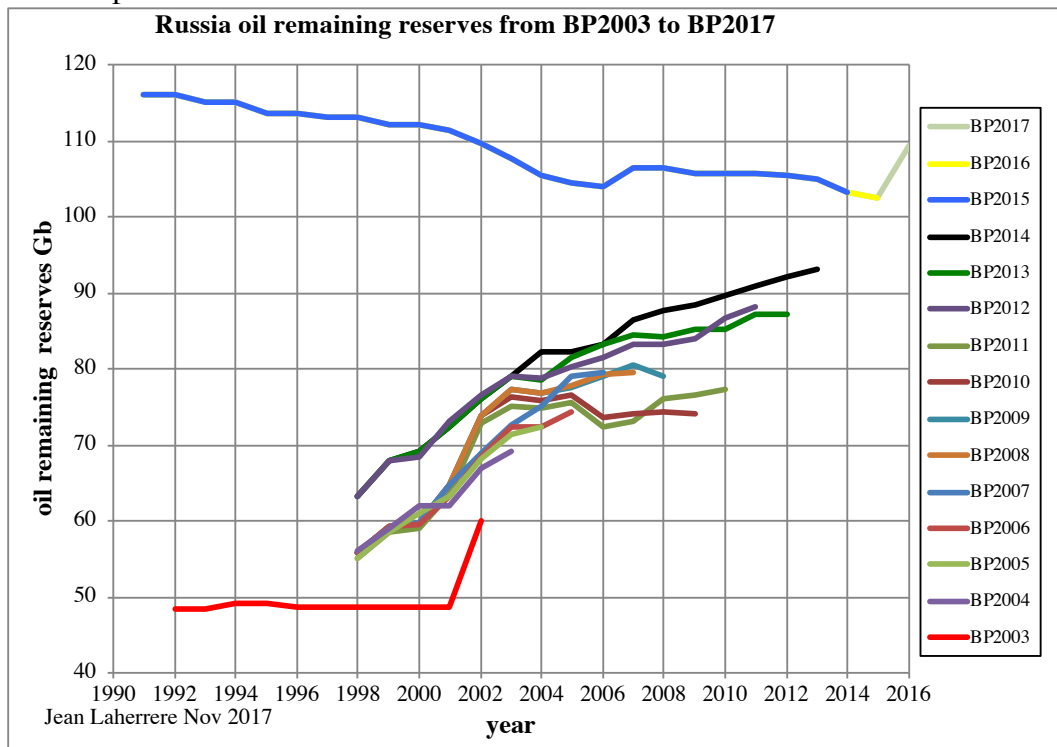
L'augmentation des réserves prouvées de 1986 à 1989 provient de la bataille des quotas (basés sur les réserves) par les membres de l'OPEP après le contrechoc de 1985, les marches suivantes sont l'ajout de l'Athabasca en 2003 et de l'Orénoque en 2010



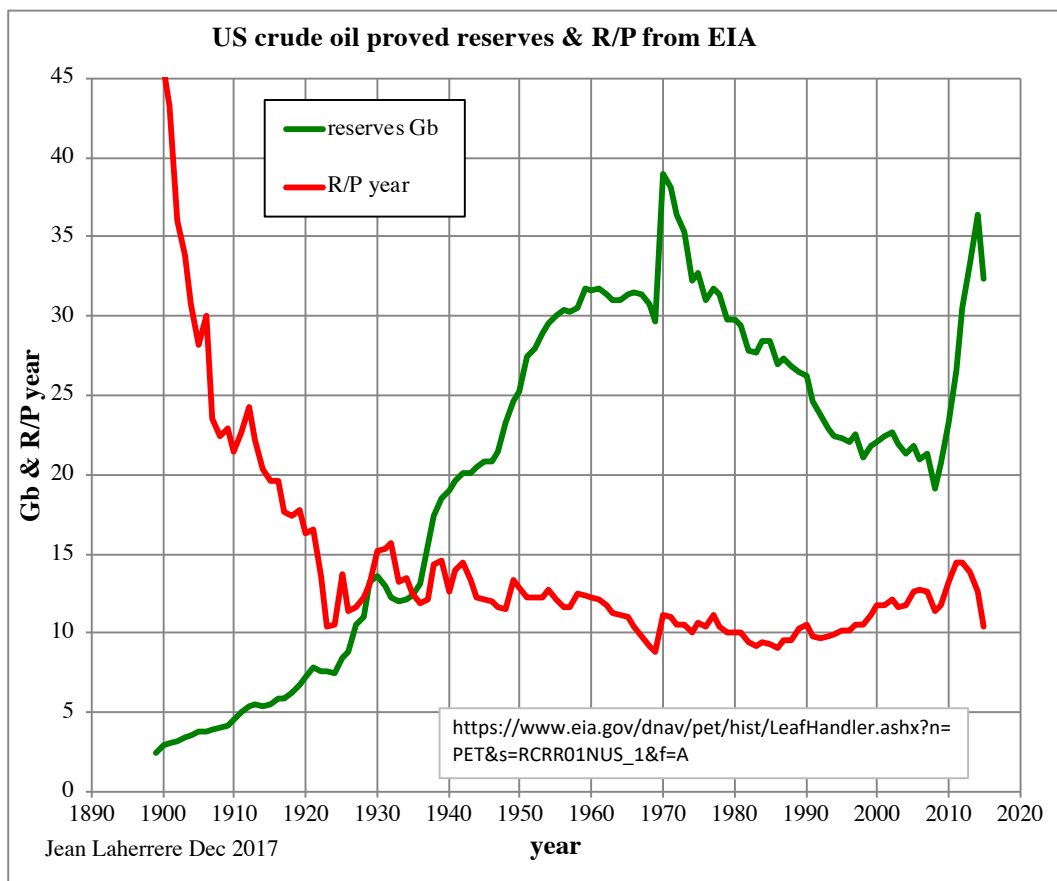
Les réserves prouvées de BP 2017 ont augmenté de 1990 à 2016 de 1000 Gb à 1700 Gb alors que fig2.2 augmente de 1400 Gb à 1700 Gb. Il faut dire que BP est une très mauvaise source car ses estimations de réserves varient considérablement avec le temps, (plus de 200 Gb d'augmentation pour les réserves à fin 2010 entre l'édition 2011 et l'édition 2012 et les suivantes) :



La grande variation pour BP provient des réserves russes entre BP 2014 et BP 2015 après que BP ait perdu les opérations en Russie de TNK BP et BP transforme des réserves croissantes en réserves décroissantes : belle révolution qui en dit long sur le caractère politique des réserves dites prouvées !

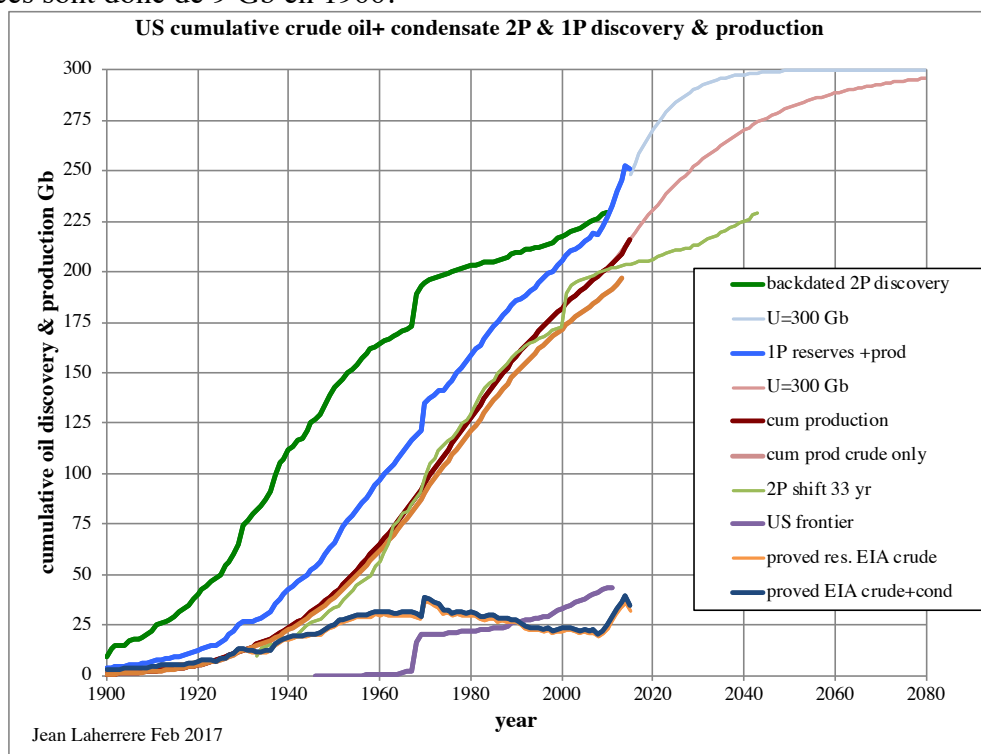


Pour les réserves prouvées des US, l'EIA donne les réserves prouvées depuis 1899 (2,9 Gb pour 1900).



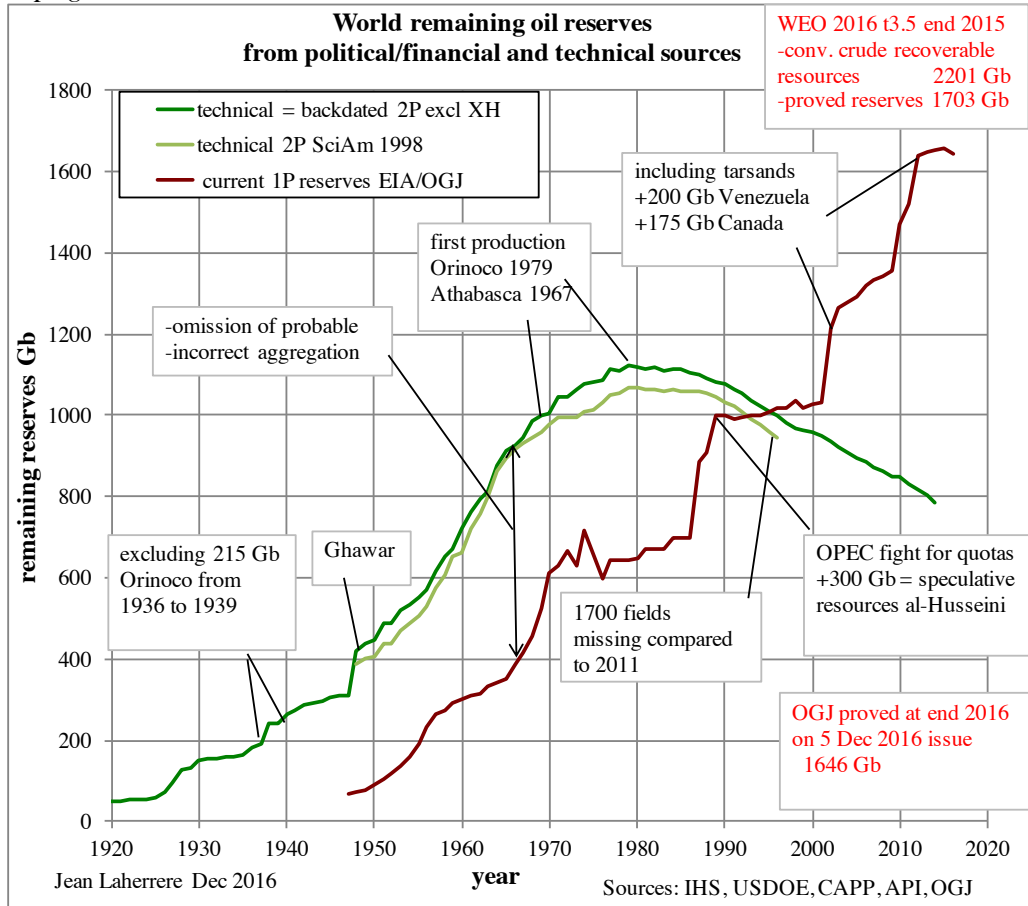
Les.

D'après le rapport DOE/EIA-0534 AUG 1990 « US oil and gas reserves by year of discovery » et Root AAPG March93 p48, les réserves initiales US 2P backdatées sont de 10 Gb en 1900 et la production cumulée 1859-1900 est de 1 Gb, les réserves restantes 2P backdatées sont donc de 9 Gb en 1900.



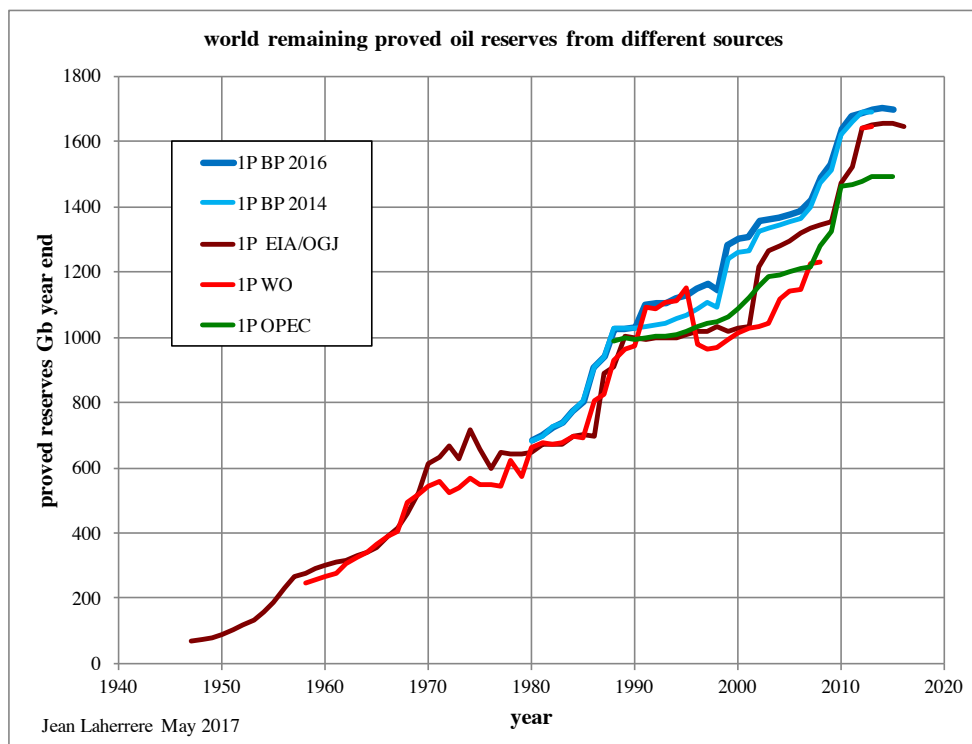
Commentaires du 3 Juin 2017: les réserves techniques 2P diffèrent des réserves politiques :

-page 3

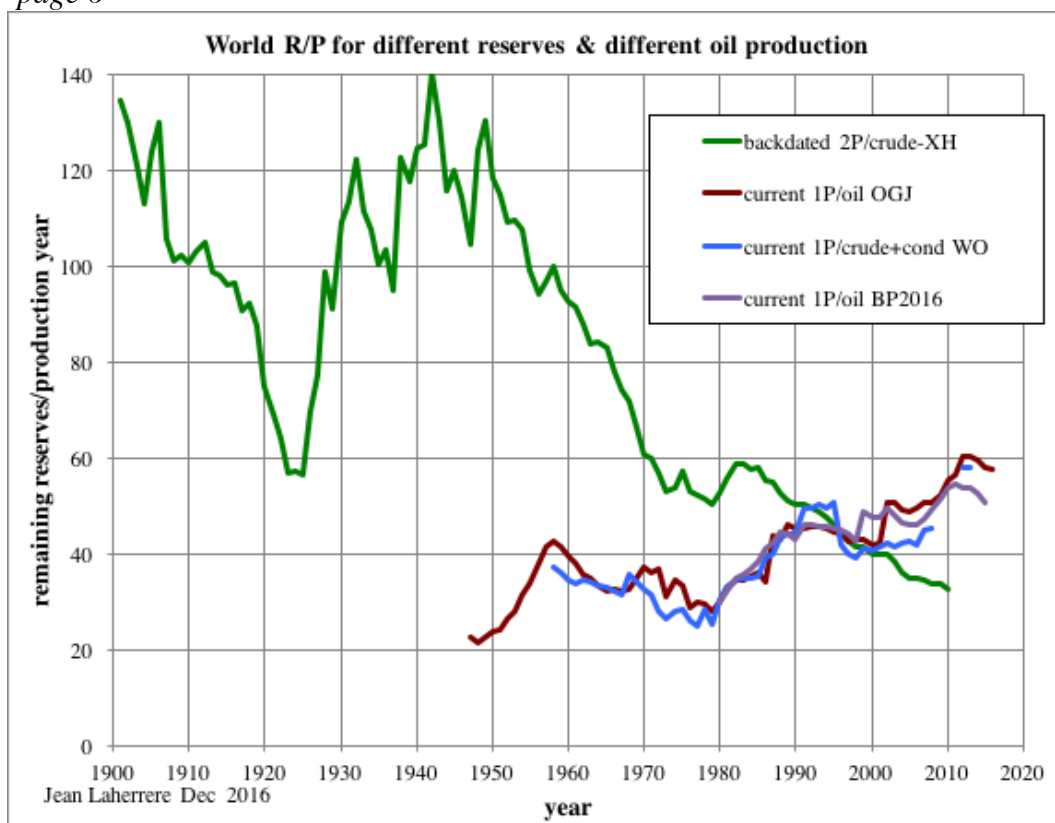


Les réserves mondiales dites prouvées de la fig. 2.2 (en rouge) de 1900 à 1950 semblent celles des réserves 2P backdatées ! La courbe en rouge, qui donne plus de 600 Gb en 1950 alors que la valeur publiée par OGJ/EIA est de 100 Gb, n'est donc pas les réserves prouvées mondiales. Elle est un mélange des valeurs 2P backdatées (estimations actuelles ramenées à l'année de découverte) et des valeurs courantes 1P : il y a donc un mélange de données complètement différentes : c'est de la manipulation

-page 4



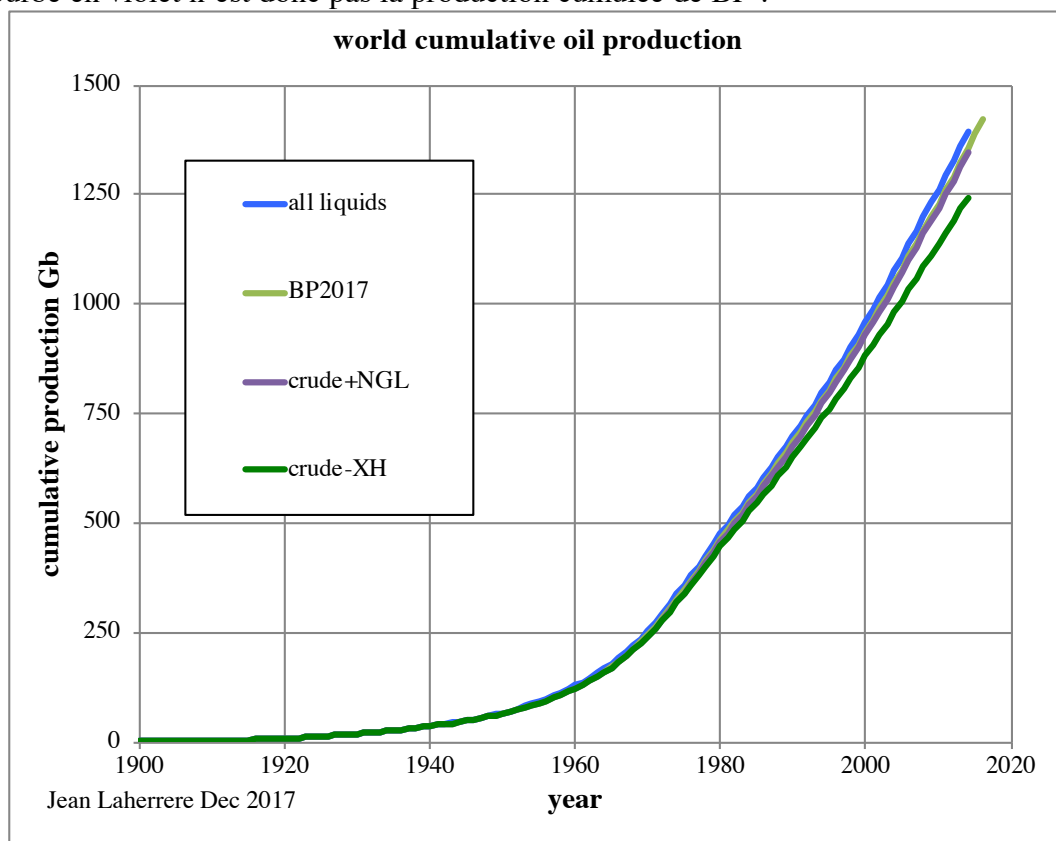
-page 6



La courbe en pointillé violet de la fig. 2.2 = R/P décroît de 1950 à 1980 de 140 ans à 28 ans : les valeurs réelles des réserves prouvées en fait croissent de 20 à 28 ans avec un pic en 1958 à 40 ans

Comme pour les réserves, le R/P des réserves prouvées de la fig. 2.2 est un mélange des 2P backdatées et des 1P courants.

La courbe de la production (supposée celle de BP) cumulée (en violet) qui part de zéro en 1900, atteint environ 1400 Gb en 2005 (?), mais la production mondiale cumulée est en 2005 de 1000 Gb pour le brut, 1070 Gb pour le brut +LNG et 1100 Gb pour tous liquides : la production BP2017 est brut + NGL et en cumulée 935 Gb en 2000 contre 1250 Gb fig. 2.2. La courbe en violet n'est donc pas la production cumulée de BP !



Les 3 courbes de la fig. 2.2 ne sont donc pas issues des données BP et ne représentent pas la réalité, mais un amalgame de données différentes

-page 36 fig. 2.8 classification PRMS

Sur cette figure 2.8 de source AIE (2014), le terme Probables (entre Prouvées et Possibles) a été supprimé et remplacé par Réserves (terme qui existe déjà au dessus!)

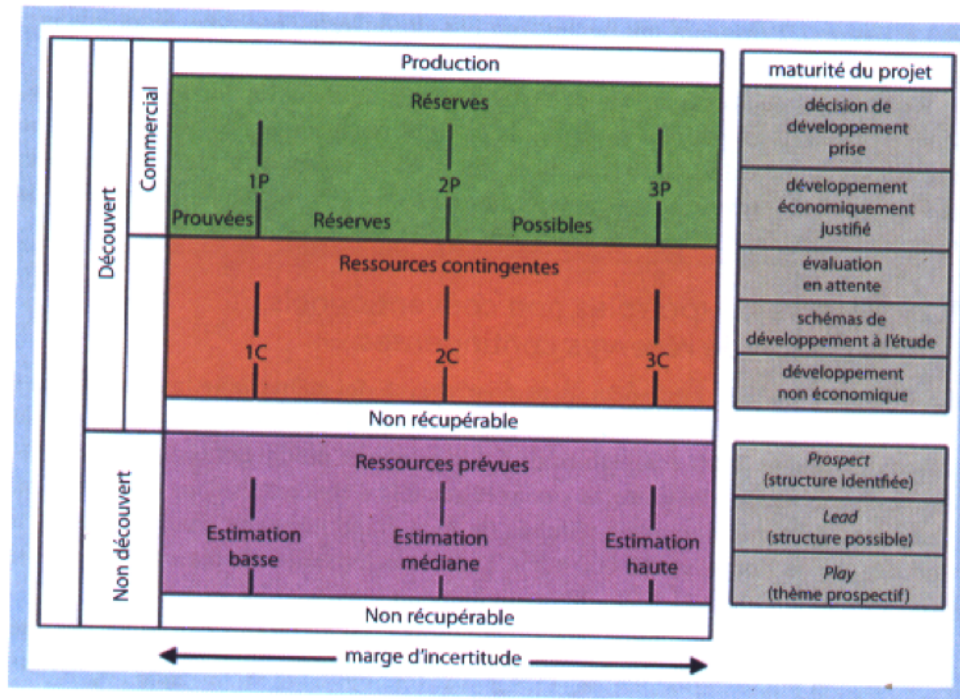
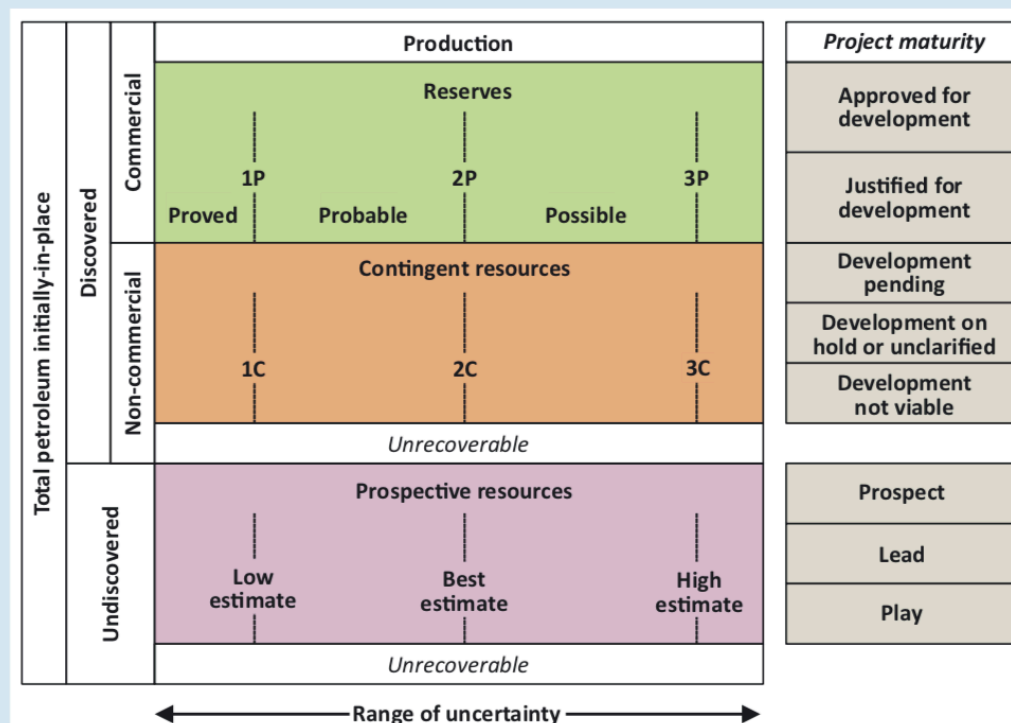


Figure 2.8 – Classification PRMS. (Source : AIE [2014].)

Par qui et pour quelle raison une telle manipulation a-t-elle été faite,

La page 113 du rapport AIE/WEO2014 montre l'original = figure 3.8 :

Figure 3.8 ▶ Schematic of the PRMS* classification

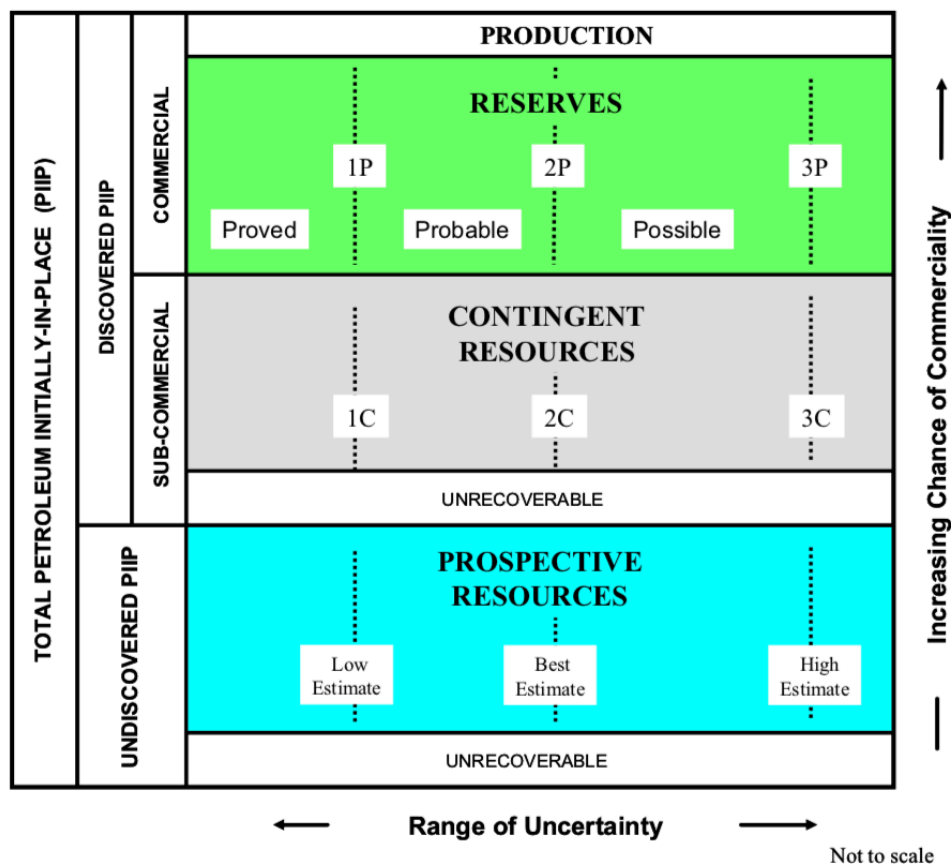


* PRMS: Petroleum Resources Management System.

Il est clair que la traduction de la figure AIE 3.8 en fig. 2.8 est incorrecte et quelle est la motivation de faire disparaître le terme probable ?

SPE/WPC/AAPG Petroleum Resources Classification System							
Total Petroleum Initially In-Place	Discovered Petroleum Initially In-Place	Commercial	Production			Project Status	
			Proved	RESERVES		On Production	
				Proved + Probable	Proved + Probable + Possible	Under Development	
		Sub-Commercial	CONTINGENT RESOURCES			Planned For Development	
			Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Development Pending	
			Unrecoverable			Development on Hold	
	Undiscovered Petroleum Initially In-Place	PROSPECTIVE RESOURCES			Development not Viable		
		Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Prospect		
		Unrecoverable			Lead		
		Unrecoverable			Play		
	← Range of Uncertainty →						

La classification PRMS (Nov. 2011) a été patronnée par Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), à savoir toutes les instances pétrolières scientifiques.



Les principales omissions (certaines intentionnelles pour être politiquement correct) sont :

-réserves : il y a 4 principaux systèmes utilisés dans le monde pétrolier

Mes remarques de Juin 2017 page 7

-page 66 Figure II.3.1

Il faut ajouter qu'il y a 4 classifications (définitions) différentes pour les réserves pétrolières :

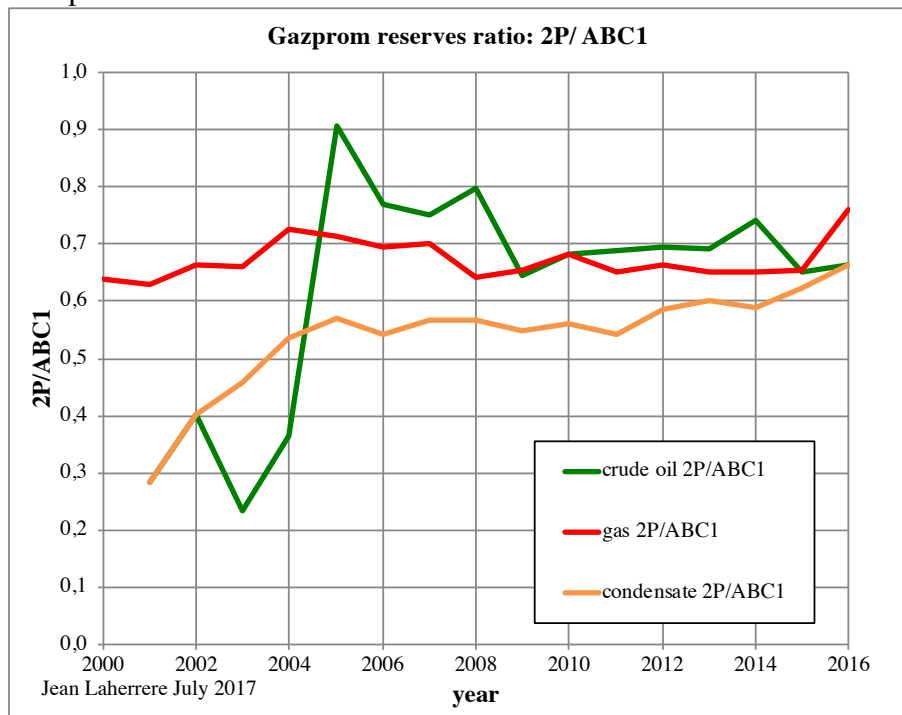
-SEC prouvé audité

-OPEC prouvé non audité

-SPE/PRMS 2P = prouvé + probable

-Russie ABC1 avec d'après audit Gazprom 2P = 0,7ABC1

Réserves Gazprom auditées avec classification SPE et classification russe mises à jour



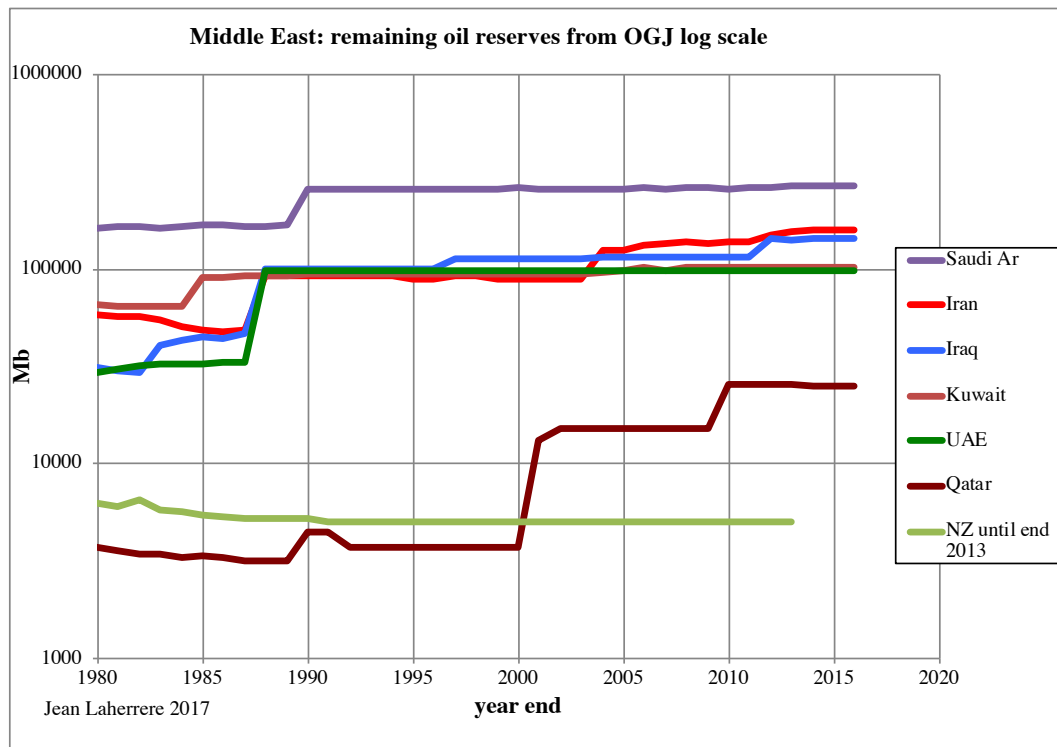
-les réserves affichées par les compagnies de scouting (IHS, Rystad) pour les pays ex URSS sont les réserves ABC1 introduites par Khalimov en 1979 et ensuite critiquées par lui en 1993 comme grossièrement exagérées :

-Khalimov E.M., 1993, "Classification of oil reserves and resources in the Former Soviet Union" AAPG 77/9 Sept p.1636

-Khalimov E.M., M.V.Feign 1979 "The principles of classification and oil resources estimation" WPC Bucharest, Heyden London 1980 p263-268

Gazprom a publié pendant plusieurs années ses réserves (avec audit) aussi bien classification SPE que classification russe ABC1

-les réserves dites prouvées des membres de l'OPEP ne sont pas auditées : elles sont politiques, surtout que les quotas sont basés sur les réserves, d'où la bataille des réserves OPEP de 1986 à 1989 où les réserves ont augmentées de 300 Gb, en gros +50% pour tous les pays sauf pour la Zone Neutre possédée 50/50 par Kuwait et Arabie Saoudite (publiée séparément jusqu'à fin 2013) qui n'a pas bougé. Mais en 2014 l'Arabie Saoudite n'a pas changé ses réserves bien qu'intégrant sa part de la Zone Neutre !



-page 40 Marc Blaizot PSY

Avec un taux de récupération de 10%, le volume récupérable s'élèverait à 7 500 Gb

Mais la présentation EAGE pour ASPO Oct. 2017 planche 17 ajoute un facteur surface et arrive à 1500 Gb

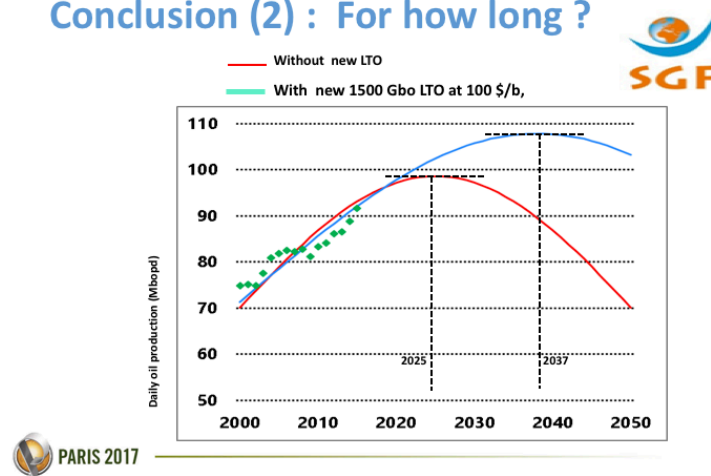
From Global LTO ressources to reserves

Assuming a 10 % Recovery Factor : $75000/10 = 7500$ Gbo
 Assuming a 20 % « acceptability » surface : $7500/5 = 1500$ Gb

RF : Geology and geomechanics but also finances (100 \$/b)
Acceptability : geography, environment, societal limitations



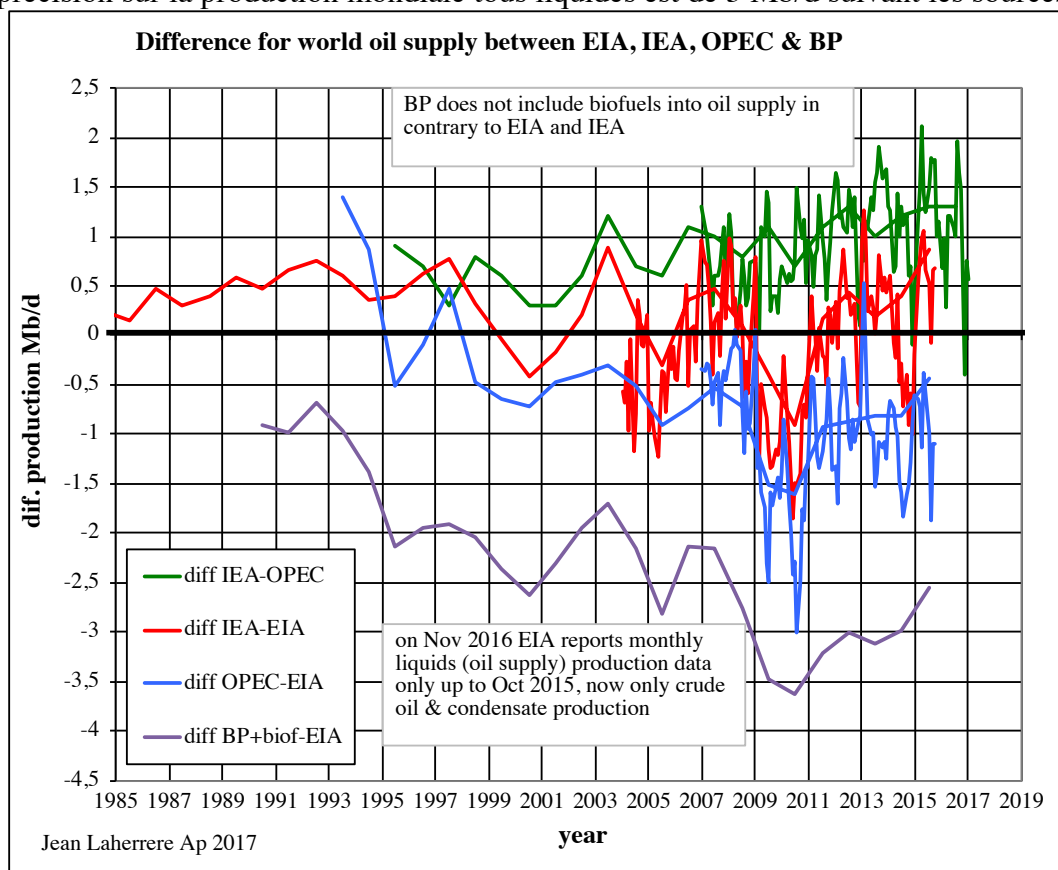
Conclusion (2) : For how long ?



19

Planche 19 ces 1500 Gb ne déplace le pic que de 12 ans (de 2025 à 2037) et ne l'augmente que moins de 10 Mb/d = 10 % : ce n'est donc pas une révolution !

L'imprécision sur la production mondiale tous liquides est de 3 Mb/d suivant les sources



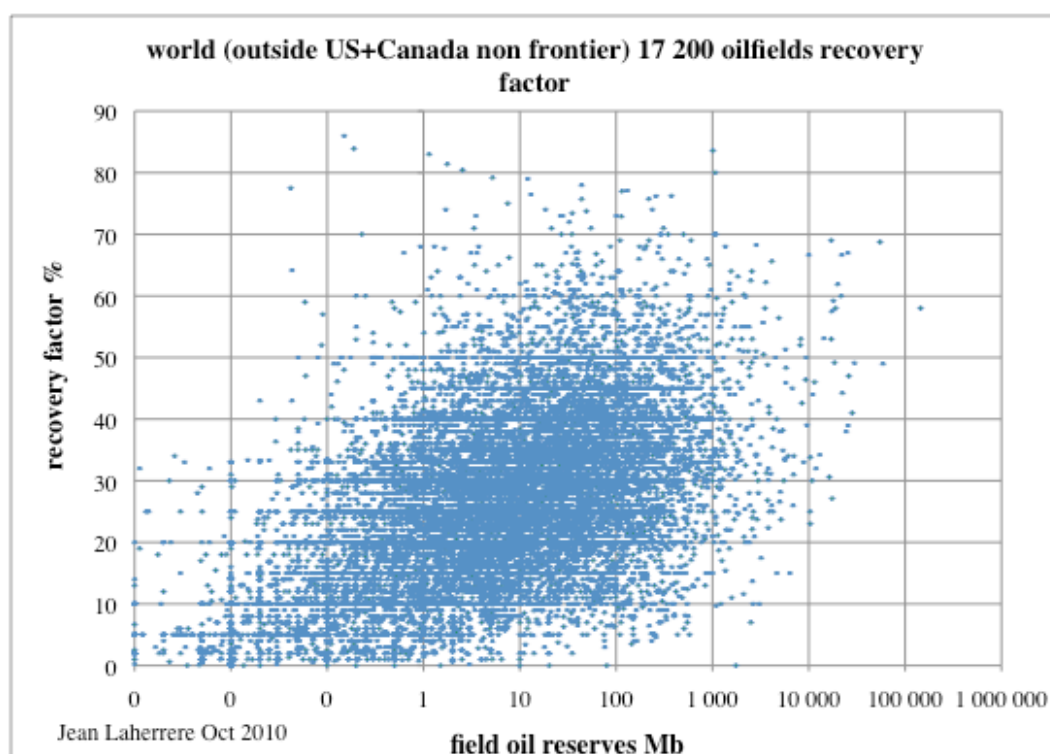
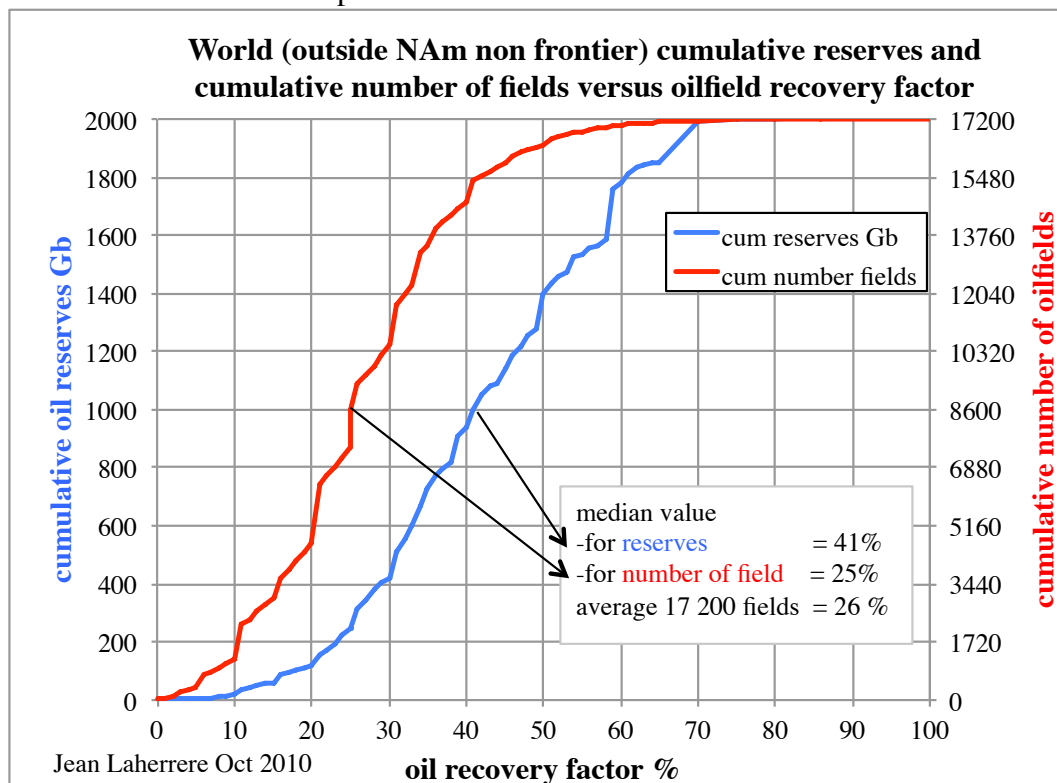
-Page 49 : taux de récupération

Une augmentation d'un taux de récupération moyen de 35% à 45% représenterait un montant de réserves additionnelles beaucoup plus élevé que celui dû à l'exploration future

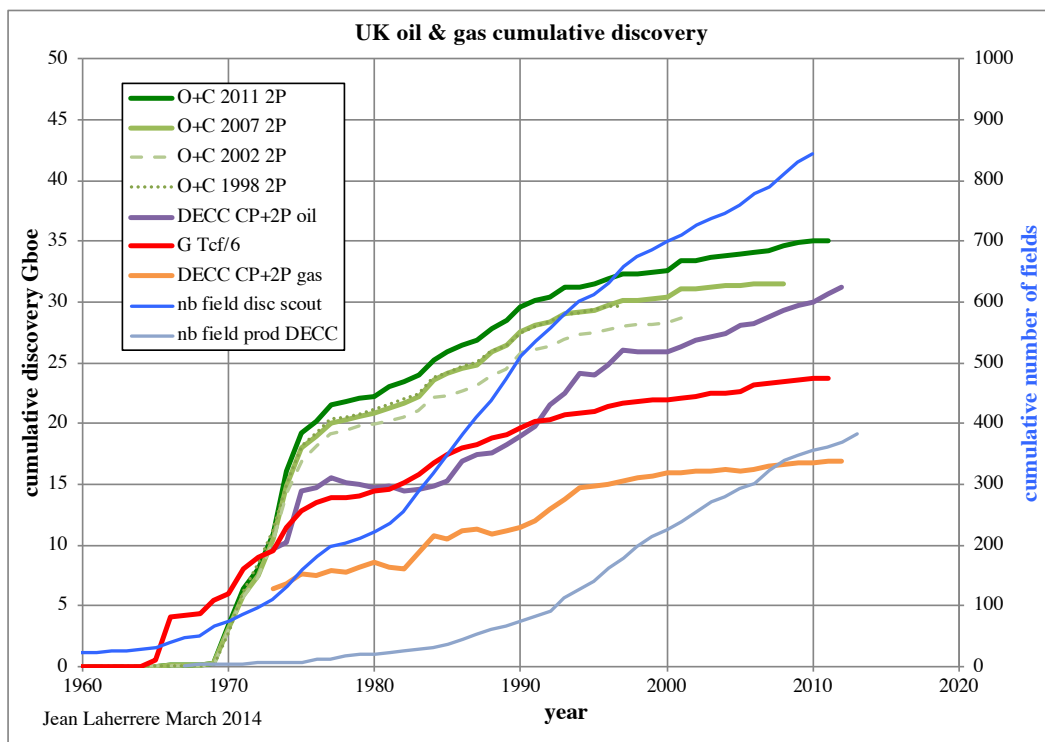
Il faut ajouter comment on calcule le taux de récupération moyen

La fourchette des 17 200 champs que j'ai dans mon ordinateur est telle que la définition de moyenne semble fantaisiste

Le taux moyen est soit 41% quand calculé en fonction des réserves, soit 25% quand calculé en fonction du nombre de champs

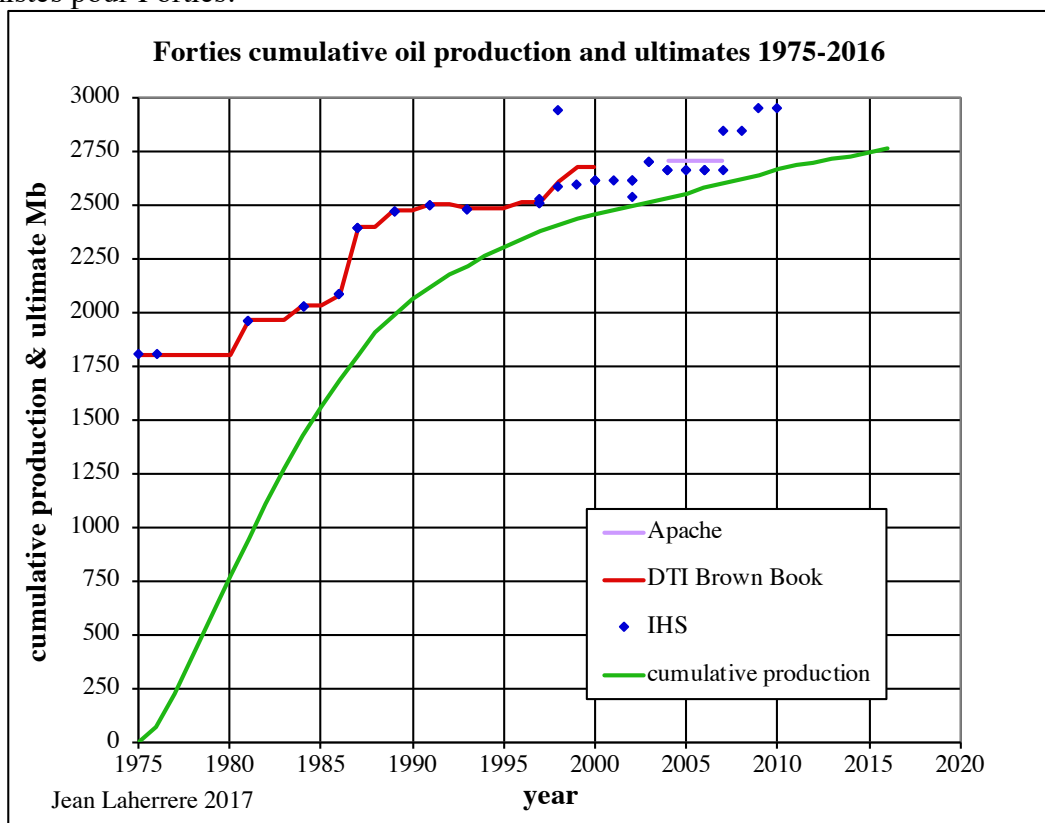


Un bon exemple de l'évolution du taux de récupération est l'évolution des réserves UK (en majorité Mer du Nord)

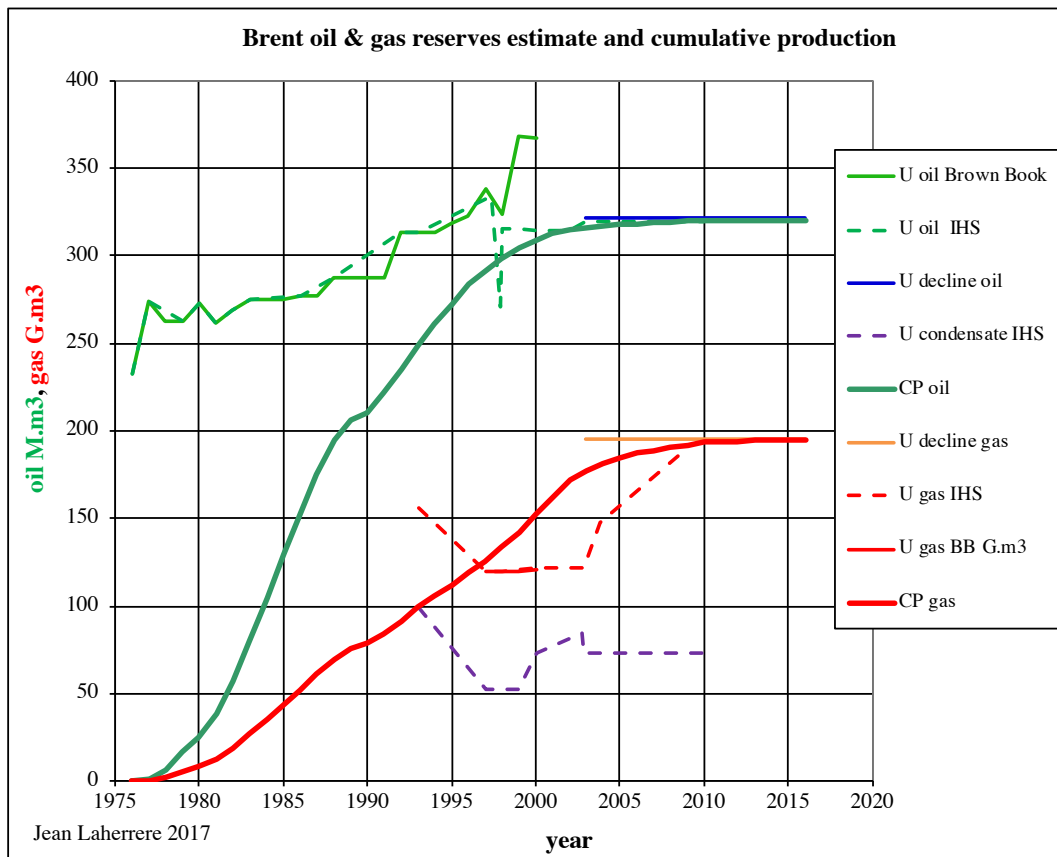


En 2010 le nombre de découvertes UK est environ 850 mais le nombre de champs en production (chiffre DECC) n'est que de 360, soit environ 500 découvertes non Les réserves 2P (Petroconsultants =IHS) ont peu varié de 1998 à 2011, la différence étant pour les champs découverts avant 1975 et mis en production après, surtout pour les plus grands, à savoir Forties et Brent.

La production cumulée à fin 2016 montre que les dernières estimations en 2010 sont optimistes pour Forties.

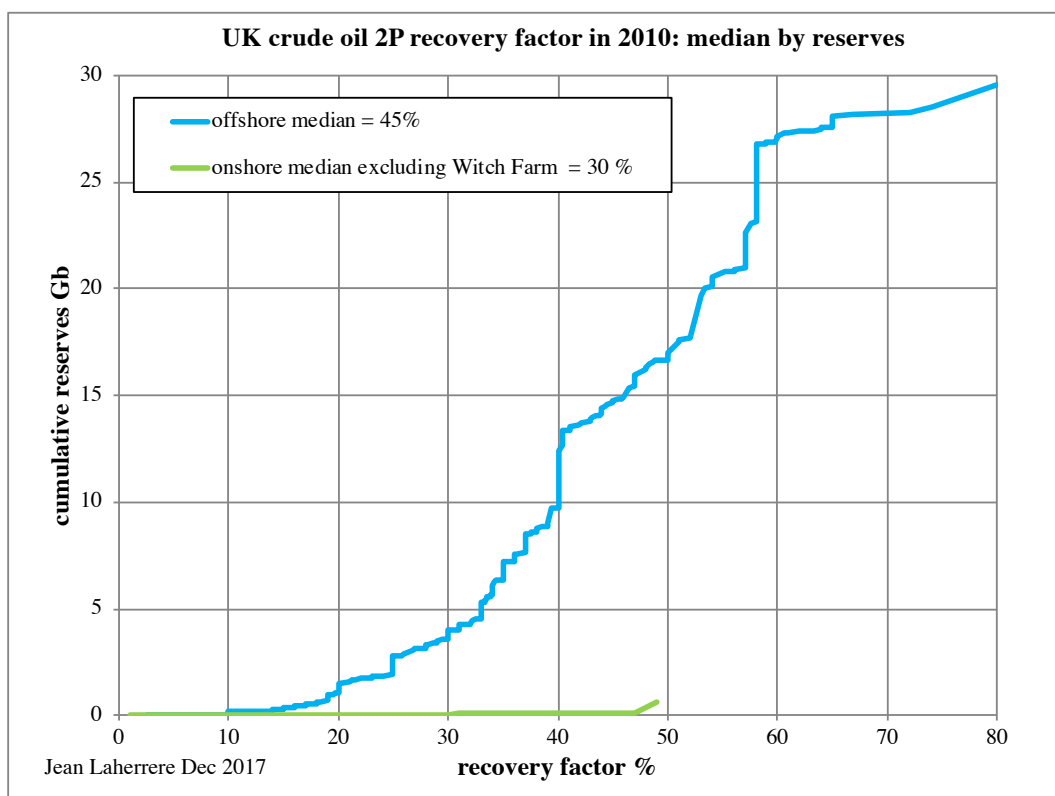
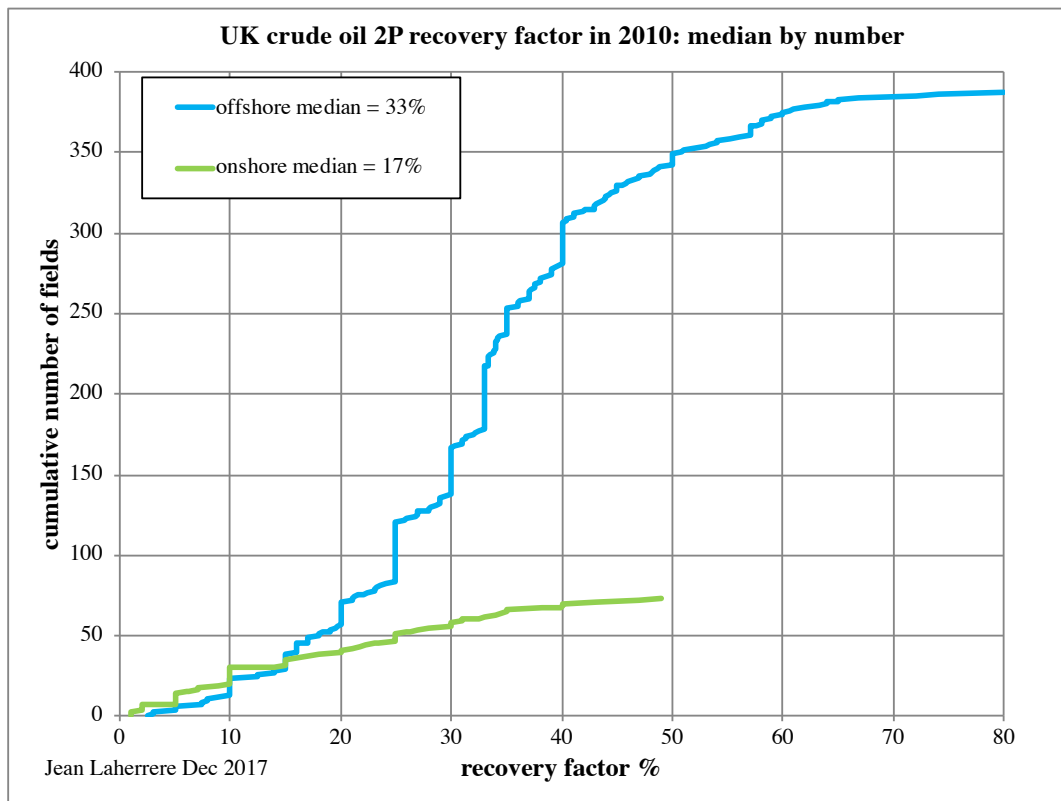


Pour Brent les réserves du Brown Book en 2000 sont aussi optimistes par rapport à la production cumulée en 2016



Pour les champs de la Mer du Nord le réservoir est de très bonne qualité et les premières estimations avant production étaient prudentes, bien que la réinjection d'eau ait démarré dès le début, mais après quelques années de production les ingénieurs production ont réalisé que l'injection d'eau marchait fort bien et les estimations ont augmenté. Actuellement la production décline et aucun procédé de récupération tertiaire n'est envisagé.

Le graphique du taux de récupération (2P) pour les champs UK offshore et onshore versus le nombre cumulé de champs ou le nombre cumulé des réserves montre pour l'offshore un taux médian de 33% pour le nombre et 45 % pour les réserves contre onshore 17% pour le nombre et 30% (en excluant Witch Farm) pour les réserves.

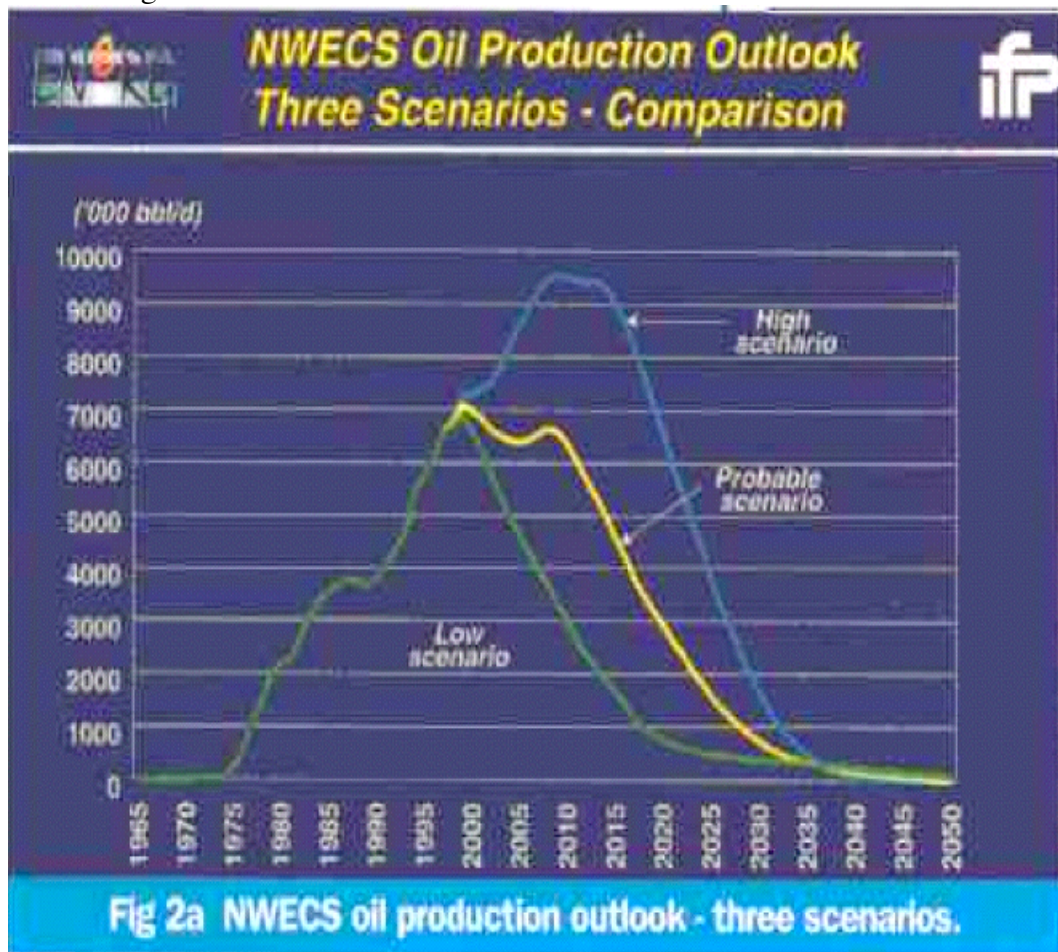


Il est évident que la Mer du Nord ne montre aucune amélioration des réserves due à une meilleure technologie, car la technologie ancienne, à savoir injection d'eau, a parfaitement fonctionné, balayant le pétrole vers les puits de production. Seul la technologie ancienne d'infilling a été employée quand le prix du pétrole a augmenté et que des petits (Apache pour Forties en 2004) ont remplacé les gros (BP) pour faire baisser les coûts de production.

Cependant avant le pic de la production de la Mer du Nord certains organismes promettaient un report de 10 ans dans le pic de production

European Network for Research in Geo-Energy newsletter issue 5 Feb 1998

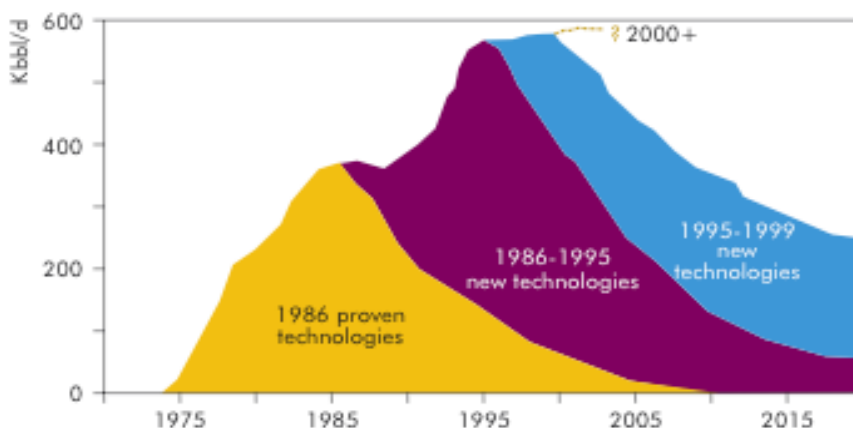
<http://www.energnet.eu/newsletter>



Appert dans un article du Figaro en 1996 promettait de retarder le déclin de la mer du Nord de 10 ans avec la technologie si on lui donne les moyens !

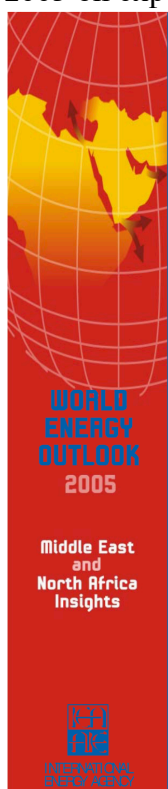
L'AIE en mai 2005 « Resources to Reserves » promettait en Mer du Nord une croissance des réserves due à une « nouvelle technologie » en montrant un graphique de Shell avec trois stades de technologie, mais avec une échelle fausse (600 kb/d au lieu de 6000)

Figure 1.20 • Impact of technology on production from the North Sea, in thousand barrels per day

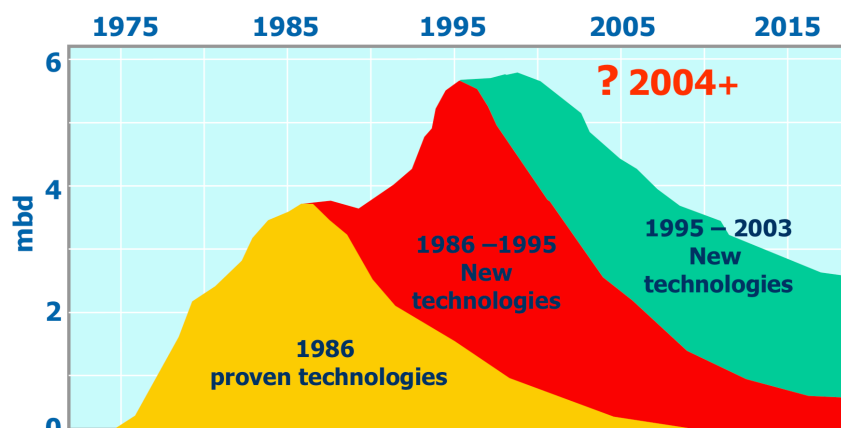


Source: European Network for Research in Geo-Energy - ENERG - courtesy of Shell.

L'AIE (Fatih Birol dans « Reserves and beyond “ en marge du rapport WEO2005) manipulait ce graphique en gardant les mêmes courbes et la même période, mais en changeant les couleurs et les dates des « new technologies » qui passaient de 1995-1999 à 1995-2003, ce qui est une escroquerie évidente, mais en corrigeant toutefois l'échelle des productions WEO2005 oil expert meeting : » Reserves and beyond » Fatih Birol



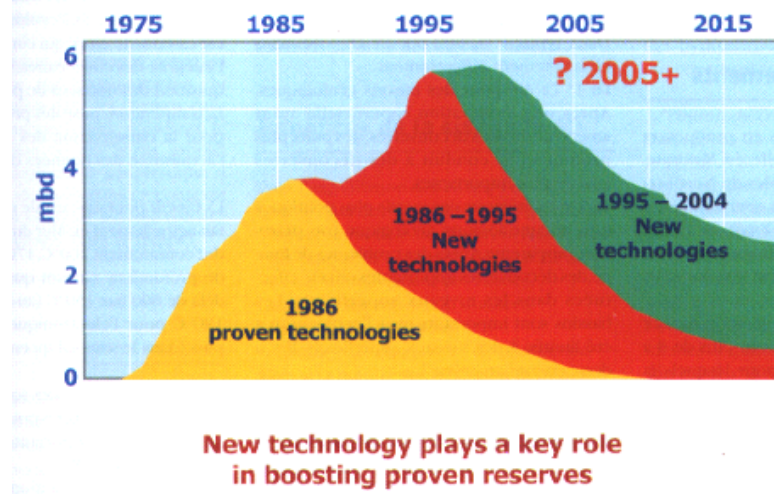
3. Impact of Technology on North Sea Oil Production



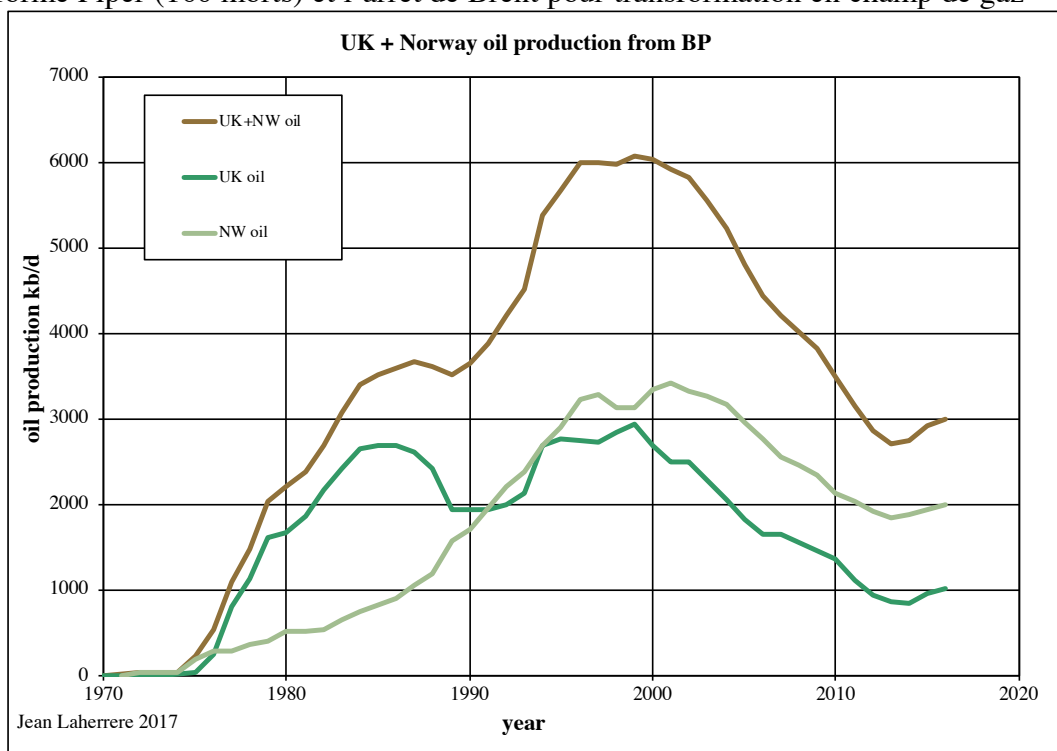
New technology plays a key role in boosting proven reserves

Peu après l'AIE reprenait le même graphique en changeant 2003 en 2004 et 2004 en 2005 : la manipulation a duré plusieurs années !

Impact of Technology on North Sea Oil Production



Le creux de production de 1989 n'est pas dû à une ancienne technologie qui est remplacée par une nouvelle technologie plus performante, mais notamment en UK par l'explosion de la plateforme Piper (160 morts) et l'arrêt de Brent pour transformation en champ de gaz



Tzimas 2005 montre le détail de la production par champ de 1975 à 2004 pour le Royaume-Uni (montrant bien le creux de production de Brent (travaux = violet) et de Piper (explosion = bleu clair)) et la Norvège,

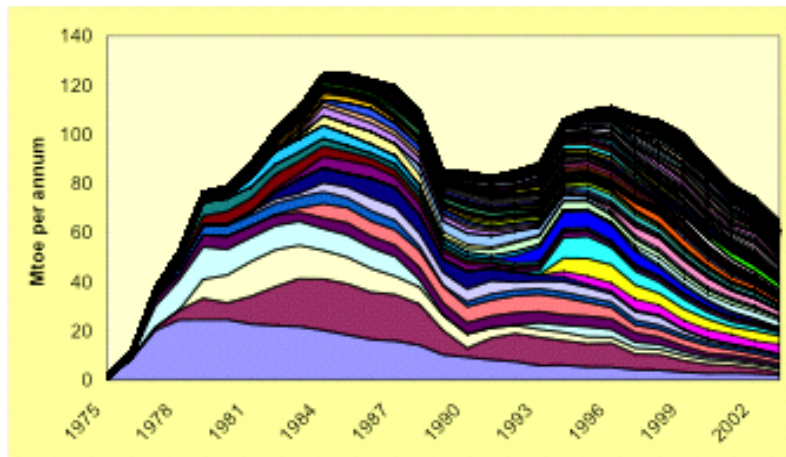


Figure 4.2 : North Sea oil production, UK sector excluding West of Shetland. Different colours represent different fields.

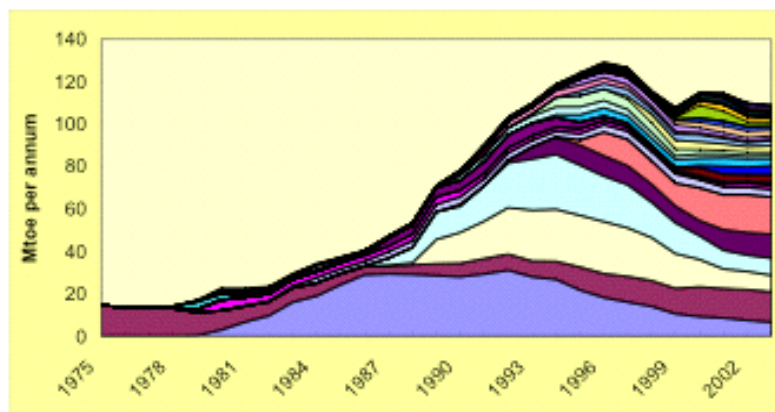


Figure 4.3: North Sea oil production, Norwegian sector excluding Norwegian Sea. Different colours represent different fields.

J'ai dénoncé ces manipulations dans plusieurs papiers, notamment Versailles 2006 :
« Combustibles fossiles : quel avenir pour quel monde ? »

Souvent un chef pour se distinguer de son prédécesseur va dans la direction contraire:

-O Appert patron LTO AIE = Long Term Office 1999-2003 avec WEO 2002 (pas de peak oil conventionnel) contraire à WEO 1998 (peak oil conventionnel) rédigé par son prédécesseur JM Bourdaire,

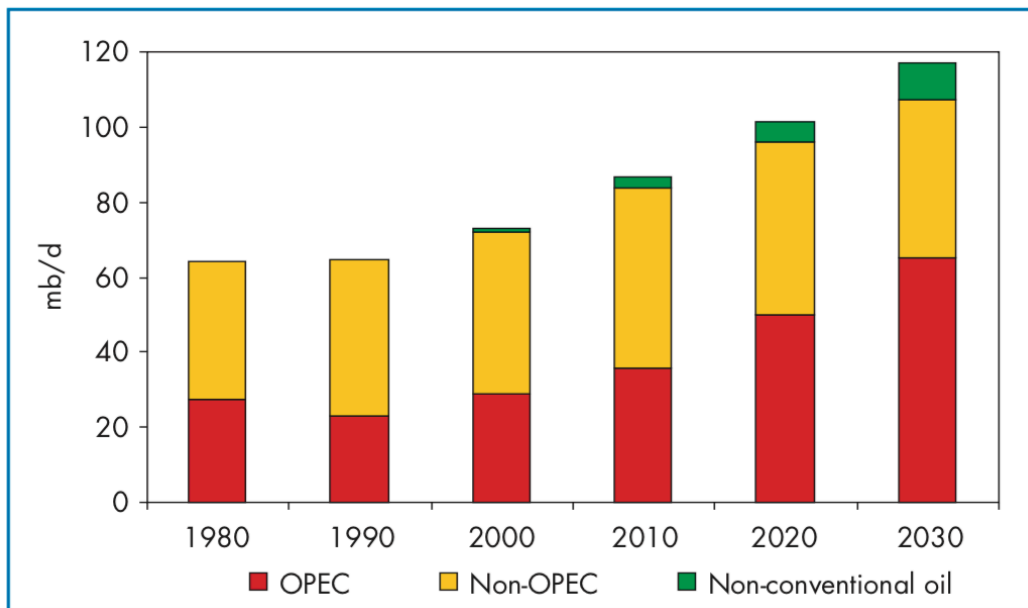
-T Ahlbrandt patron oil & gas avec USGS 2000 (croissance considérable des réserves) contraire à USGS 1995 (pas de croissance des réserves) rédigé par son prédécesseur Ch Masters

Dans ces 2 cas, je pense que la nouvelle direction a été la mauvaise !

O Appert ne voit pas de pic pour le conventionnel en 2002 quand JM Bourdaire en voyait un en 1998

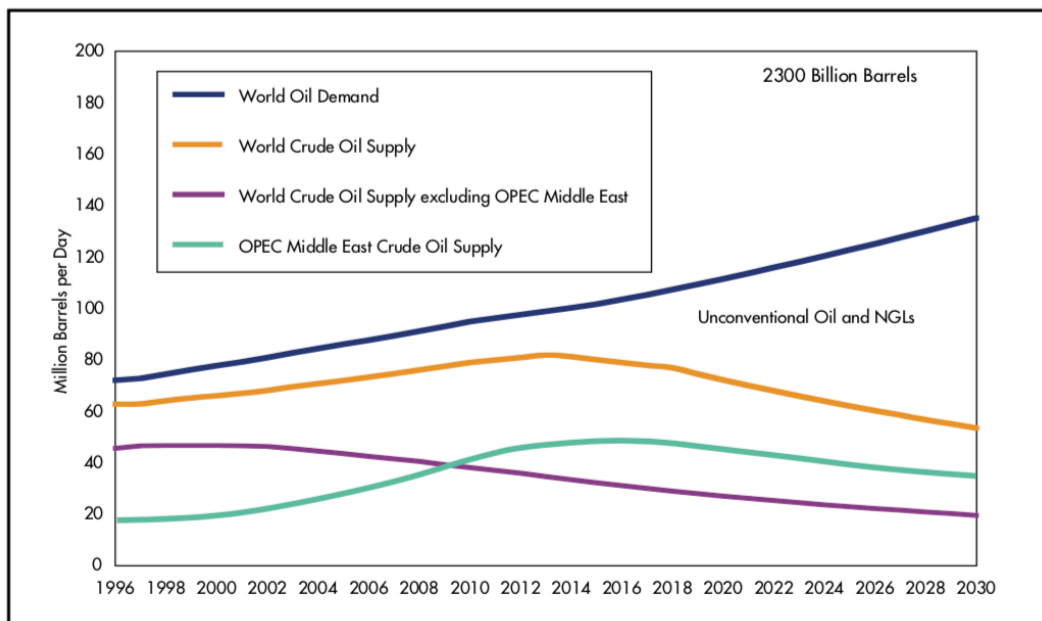
WEO2002 supervisé par O Appert

Figure 3.3: World Oil Production



WEO1998 supervisé par JM Bourdaire

Figure 3.9: Oil Supply Profiles 1996-2030



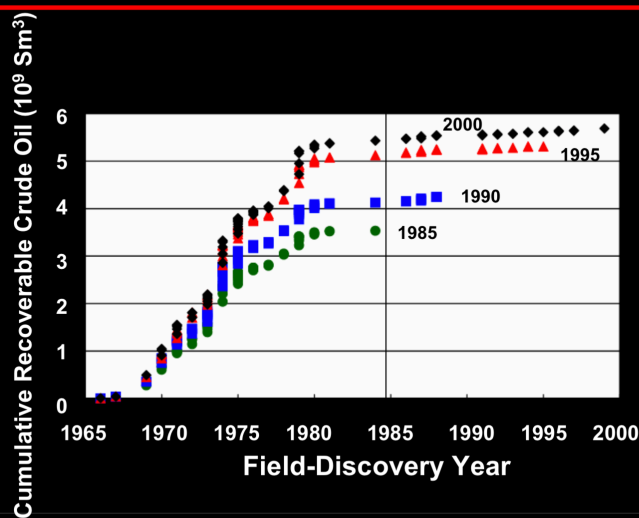
Ch. Masters en 1994 ne voit pas de « reserve growth » quand T Ahlbrandt et son équipe en voit un : USGS2005-1355 : « *Global significance of reserve growth* »

In 1996, USGS estimated that existing fields might grow by 600 BB of oil

Ahlbrandt a utilisé la croissance des réserves US (1P) pour prédire celle des réserves mondiales (2P). Il confondait donc 1P et 2P. De plus pour l'étude USGS 2000 pour obtenir pas chères les réserves 2P de Petroconsultants il achetait les données anciennes de 1996 où des milliers de champs n'avaient pas encore été enregistrés et plus tard la croissance des réserves était en partie due à la mise à jour avec addition de champs non pris en compte dans le passé

Magnitude of Reserve Growth

North Sea Oil Fields – 1985 to 2000 (15 years)



Data from DEA, DTI, NPD (1985 to 2001)



- Reserve growth
 - 1.9 X 10⁹ Sm³ (12 X 10⁹ bbls) since 1985
 - 57 existing oil fields
- New-field discoveries
 - 0.3 X 10⁹ Sm³ (2 X 10⁹ bbls) since 1985
 - at least 25 oil fields discovered after 1985

12

La croissance constatée par l'USGS d'Ahlbrandt se situe pour les champs entre 1970 et 1975, mais Masters recommandait de ne pas tenir compte des estimations avant 6 ans après découverte, car trop incertaines.

Masters considérait ne pas constater de croissance des réserves « identifiés (2P), comme je l'indiquais en 2003 -Laherrère J.H. 2003 "Future of oil supplies" Swiss Institute of technology, Center of Energy Conversion, Zurich, May 7

<http://www.hubbertpeak.com/laherrere/zurich/pdf> page 12

Reserves growth

The USGS introduced in their study of 2000 the concept of world reserve growth based on proved reserves, when previous USGS world estimate (Ch. Masters) were working on "identified" reserves. Masters WPC 1994 wrote: <<Hence, though growth is a reality to be considered in many areas, it will not significantly affect overall Reserves quantities as presently calculated.>>

La croissance des réserves existe pour les réserves prouvées, causée par l'absence (interdites des règles de la SEC) des réserves probables et l'incorrecte addition. Mais elle n'existe pas pour les réserves « moyennes » = 2P, car par définition les réserves « mean » sont supposées représenter statistiquement la valeur au moment ultime (abandon du champ).

Individuellement les réserves des champs peuvent changer (en plus ou en moins), mais la valeur totale de nombreux champs reste la même.

La différence sur la croissance des réserves entre Masters et Ahlbrandt est 600 Gb!

Le grand problème est donc que les réserves prouvées utilisés par tous les pétroliers (présents à la bourse US et obligés de respecter les règles de la SEC) sont des données financières très éloignées des données techniques.

Autrefois Exxon et Total publiaient dans leurs rapports annuels les réserves 1P mais aussi 2P, maintenant c'est uniquement 1P.

Tant que la SEC ne changera pas ses règles et tant que l'OPEP n'exigera pas d'audit, les réserves mondiales (supposées être les productions futures) seront incapables de prévoir la production mondiale future !

Bien sur ce n'est pas un message politiquement correct !

-page 111 ressources et réserves

Les pics de consommation de charbon et de pétrole devraient conduire à ce que d'importances volumes de ces ressources restent en terre

Evidemment, puisque la définition des ressources est ce qui se trouve dans le sol, alors que les réserves représentent la production future.

Il ne faut pas confondre ressources et réserves !

Le BGR estime les réserves mondiales à fin 2016 à 712 Gt pour le Hard coal et 17 712 Gt pour les ressources, soit 25 fois plus ! Toutes les ressources en mer, de moins de 50 cm d'épaisseur et plus de 1500 m de profondeur ne sont pas des réserves car non économiques, mais des ressources.

Malgré ce que disent les écologistes, il ne sera pas nécessaire de laisser des réserves en terre pour empêcher un réchauffement de 2°C

B Durand 2015 L'évaluation des réserves ultimes de combustibles fossiles, clef de la modélisation du climat futur

Notre estimation la plus probable des émissions de CO₂ 1870-2100 dues aux CF est inférieure à celles du RCP 4,5 et d'environ 270 GtC seulement au-dessus de la limite correspondant aux 2°C.

L'incertitude sur ce résultat est certes importante. Néanmoins le RCP 8,5 est irréaliste et le RCP 6 très improbable.

Mohr et al. 2015, Fuel,141, 120-135 arrivent à la même conclusion.

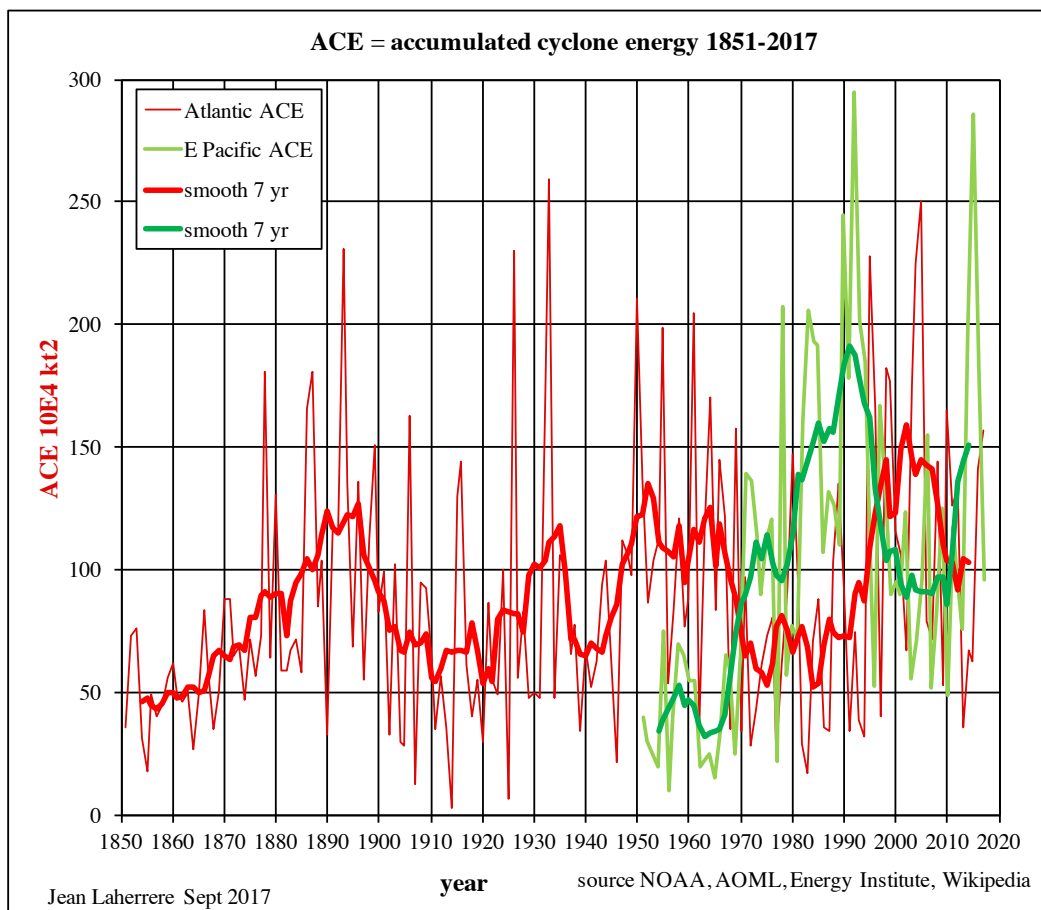
Les scénarios de CME (par Ged Davis ex Shell) se distinguent surtout par l'originalité des titres des scénarios (Modern Jazz, Symphonie inachevée), mais pas du contenu des scénarios.

-page 141 événements extrêmes

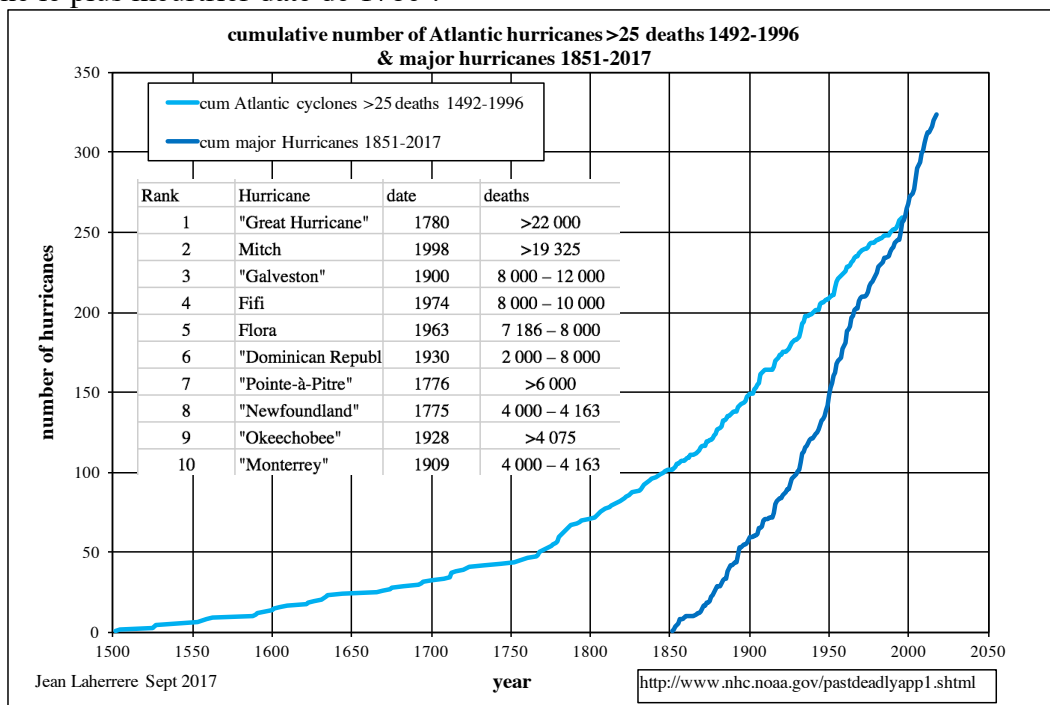
Il semble avéré que le changement climatique conduise également à un accroissement de la fréquence des événements extrêmes, tempêtes, inondations, période de canicules

On ne le voit pas dans les données en Atlantique du nombre de cyclones ou de l'intensité comme je l'ai mentionné pour le livre de Charlez

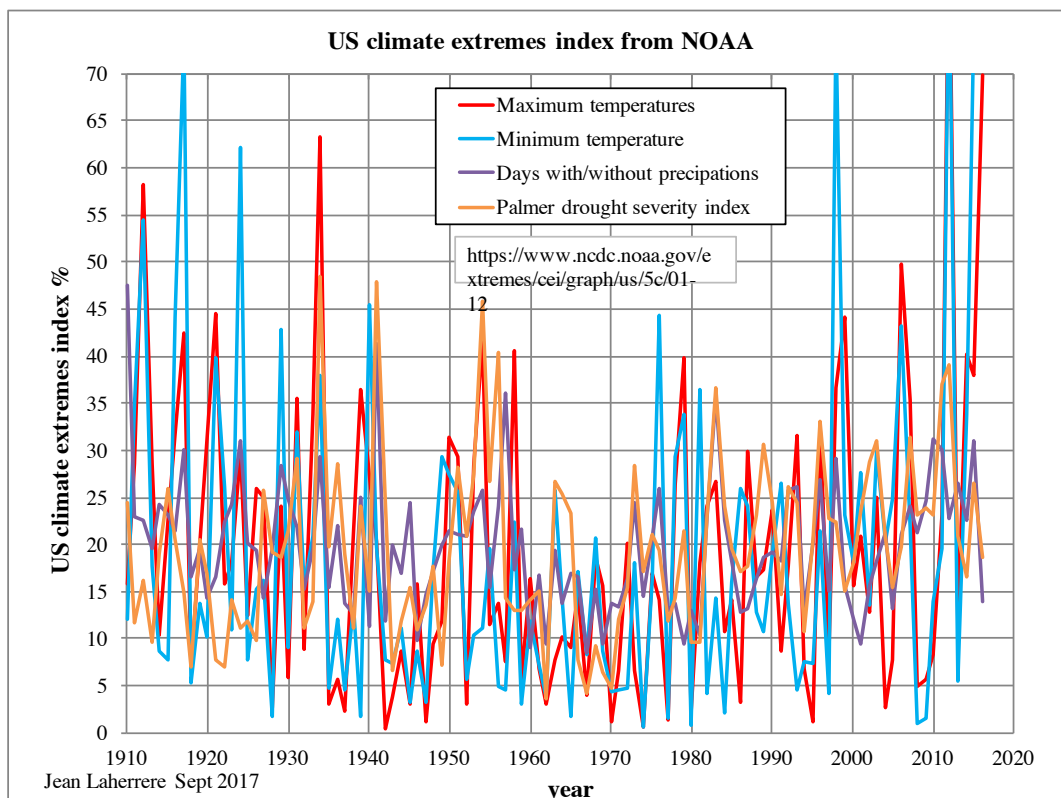
L'intensité des cyclones est cyclique pour l'Atlantique comme pour le Pacifique mais avec des pics inversés, ce qui signifie que le réchauffement climatique actuel n'est pas en cause.



Le nombre cumulé en Atlantique de cyclones (>25 morts) est linéaire depuis 1900 et le cyclone le plus meurtrier date de 1780 !



Le site NOAA publie aussi les extrêmes du climat US depuis 1910 et on peut voir pour les températures et les précipitations que la période actuelle n'a rien d'exceptionnel : seule la période 1960-1970 apparaît exceptionnellement basse

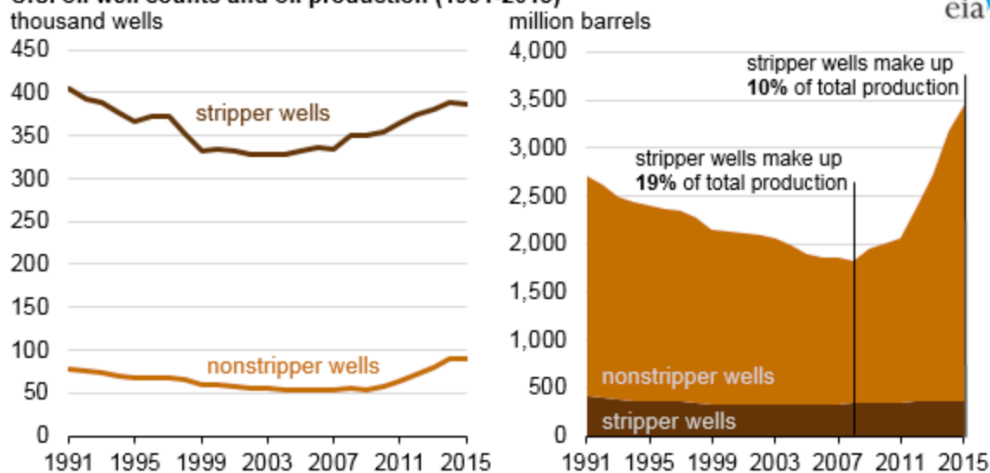


-page 144 stripper puits US production < 15 b/d
EIA 29 Jun 2016

JUNE 29, 2016

Stripper wells accounted for 10% of U.S. oil production in 2015

U.S. oil well counts and oil production (1991-2015)



2008	stripper	Nb k	prod Mb	prod b/d	non stripper	Nb k	prod Mb	prod b/d	all	Nb k	prod Mb	prod b/d
		350	350	2,7		50	1450	79		400	1800	12
2015	stripper	Nb k	prod Mb	prod b/d	non stripper	Nb k	prod Mb	prod b/d	all	Nb k	prod Mb	prod b/d
		380	350	2,5		90	3100	94		470	3400	20

En 2008 la production moyenne US était de 12 b/d/puits, soit moins qu'un stripper, en fait 2,7 b/d/w pour les strippers et 79 b/d/w pour les non strippers
En 2015 la production moyenne US était de 20 b/d/puits, en fait 2,5 b/d/w pour les strippers et 94 b/d/w pour les non strippers.

-Page 148 Fig 6.10 production totale, production LTO et nombre d'appareils de forage

Le graphique IFPEN a des échelles étranges et ne montre qu'une période réduite : il est dit que

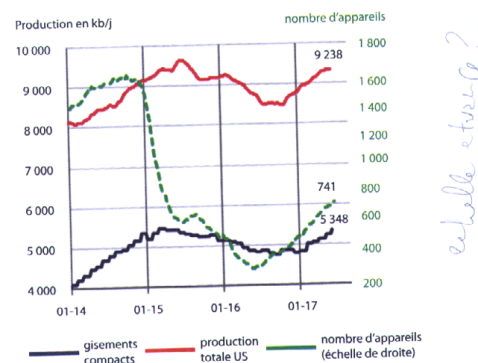
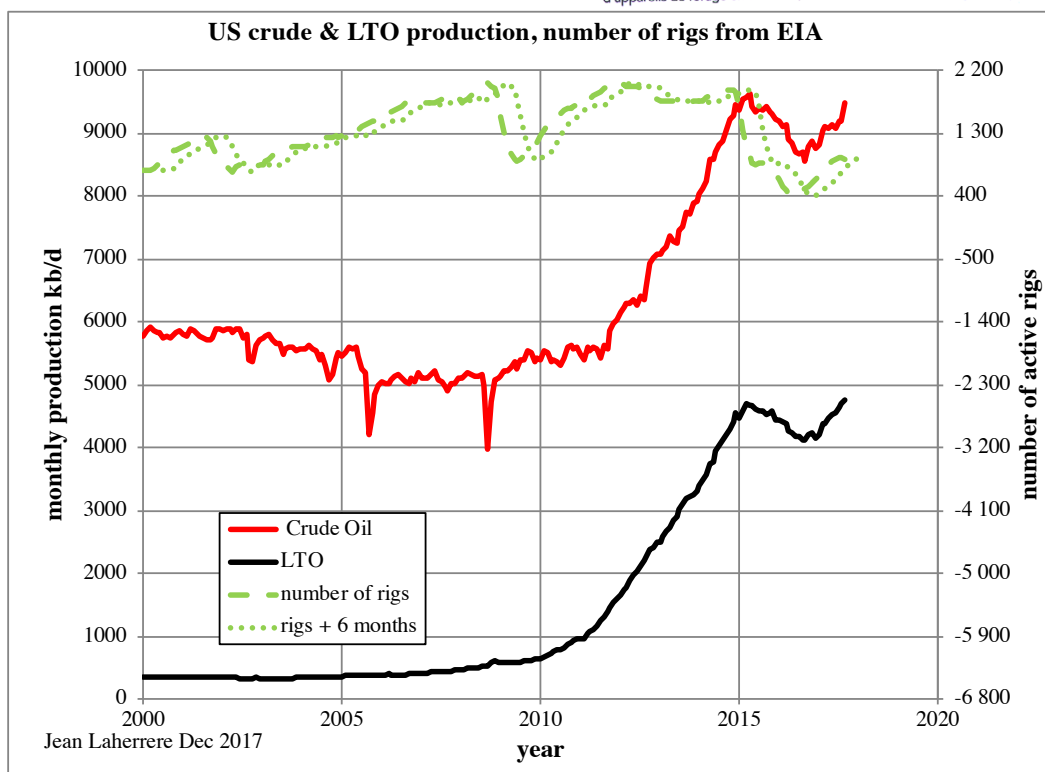


Figure 6.10 – Production totale, production de gisements compacts et nombre d'appareils de forage en activité. (Source : TB IFPEN 19-6-17.)

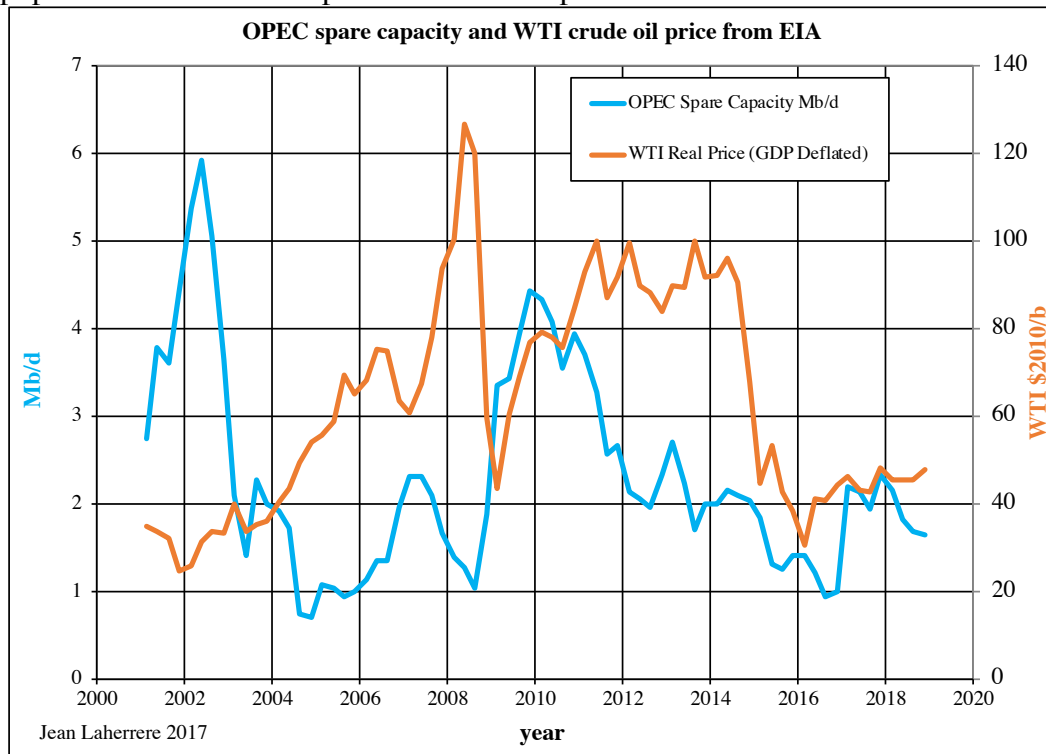


Le graphique à partir des données EIA sur la période 2000-Sept 2017 montre que le pic de production totale US correspond exactement au pic des LTO, contrairement à Fig 6,10 et qu'une corrélation production US pic 2015 et creux 2016 et appareils de forage décalés de 6 mois ne correspond qu'à une très courte période !

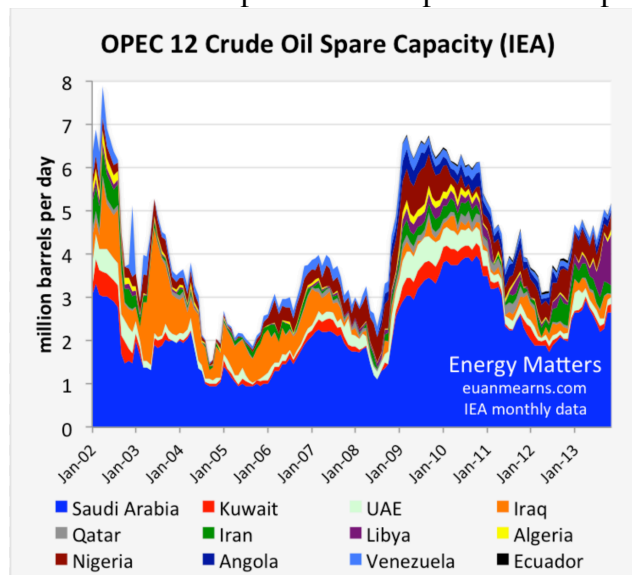
-page 161 fig 6.17 : excédents des capacités d'après AIE 2000-2007

Il faut ajouter que l'estimation des capacités est incertaines, déjà le rapport mensuel OPEP donne deux versions des productions e leurs membres suivant les communications directes et suivant les sources secondaires (les plus fiables) avec des écarts importants

Un graphique plus récent par l'EIA <https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/supply-opec.php> Excédents OPEP et prix du brut sur la période 2001-2018 donne une autre image



Mais l'estimation de l'AIE est différente de celle de l'EIA d'après le graphique d'Euan Mearns <http://euanmearns.com/opec-crude-oil-production-capacity/>



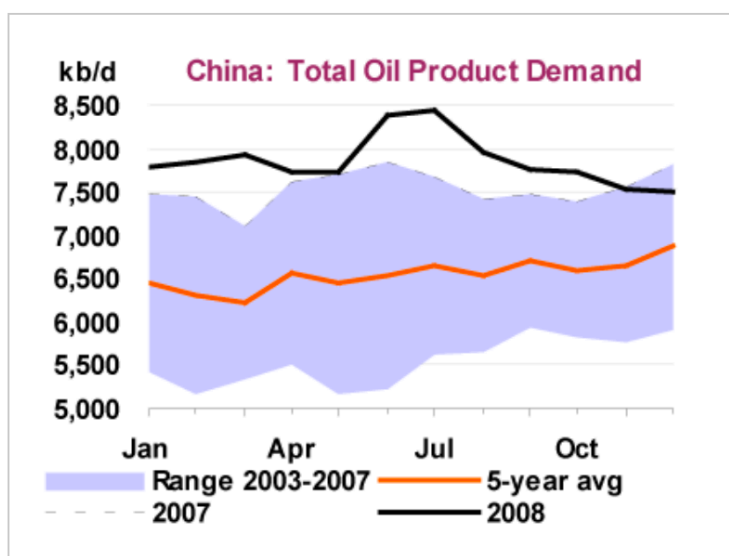
EIA estime la surcapacité de l'OPEP à 4,5 Mb/d en 2010 contre plus de 6 Mb/d pour l'AIE ! Pour 2006 1 Mb :d pour EIA contre 2 Mb/d pour AIE : il est évident que l'estimation de la surcapacité de l'OPEP est très incertaine, tous les pays de l'OPEP mentent sur leur production : la production exacte de Ghawar est confidentielle et l'IPO prévue en 2018 d'Aramco ne va pas améliorer la situation actuelle.

-page 177 pic WTI Juillet 2008 attribué aux investisseurs financiers

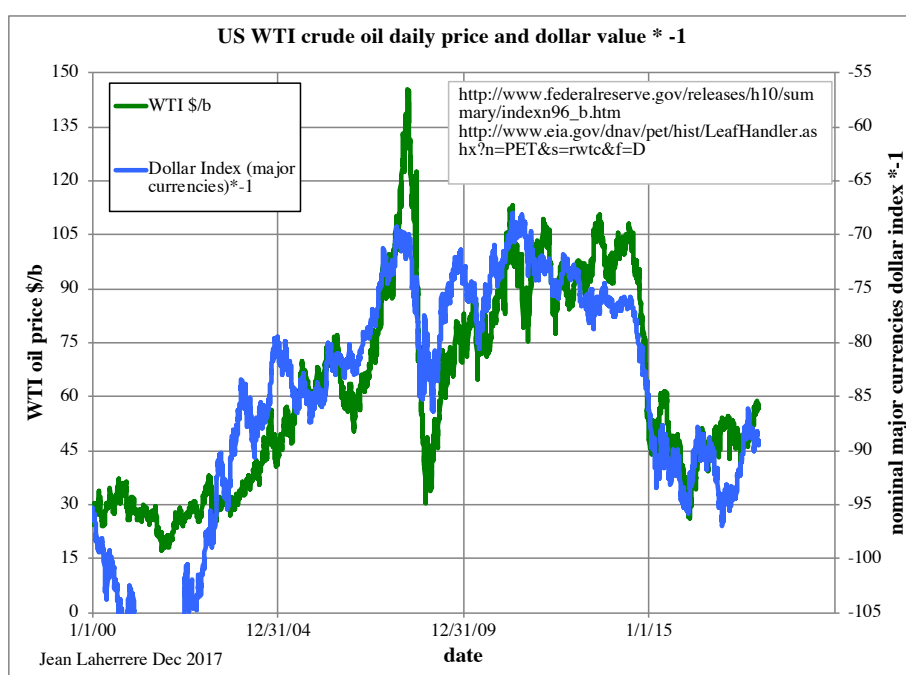
Le scenario du pic de juillet 2008 le plus pertinent sembler être celui des stocks de pétrole de la Chine pour les JO à Pékin du 08/08/2008 : EDHEC a écrit ;

“Under a strict directive of Beijing to avoid any shortage of fuel during the Olympics, China’s state-controlled refiners, PetroChina and China Petroleum and Chemical Corp. (Sinopec), boosted their refined oil imports, which topped 960,000 tons in June. The import frenzy was one of a number of developments that drove global oil prices sky-high ...in July. Oil has fallen sharply since [then] ...; China’s revived exporting of refined fuel products could lead to further easing” <http://www.edhec-risk.com/features/RISKArticle.2008-11-26.0035/attachments/EDHEC%20Position%20Paper%20Oil%20Prices%20and%20Speculation.pdf>

Le rapport mensuel AIE OMR Février 2009 montre bien le pic chinois de +0,7 Mb/d en juillet 2008



Le graphique WTI et valeur dollar multiplié par -1 montre une bonne corrélation d’avril 2003 à octobre 2017, sauf pour la pointe de Juillet 2008 due au sur-stockage des Chinois pour les JO



-page 198 futur de l'électricité

La dernière phrase du livre : *Le XXI^e siècle ne pourra vraisemblablement résoudre ses problèmes qu'en s'orientant résolument vers la sobriété énergétique et vers un recours accru à l'électricité tout à la fois comme source d'énergie primaire et comme vecteur de progrès*
évite de citer le nucléaire, qui est indispensable pour résoudre le problème d'intermittence du solaire et de l'éolien, dans les pays où l'hydraulique culmine!

Mon nom, plusieurs fois cité dans le texte et pour 6 figures est mal orthographié avec Laherrère, car on ne doit pas mettre d'accent devant 2 consonnes, c'est donc Laherrère (qui veut dire la mine de fer en béarnais)