

Commentaires sur Petrole & Gaz Informations n°1801 Juillet/Aout 2009

Plus je vieillis, plus je doute

Je ne peux m'empêcher, quand je vois un graphique, de le comparer à un autre, ou, s'il est ancien avec prévision, de l'actualiser pour voir si la prévision est confirmée

Quatre articles de Petrole et Gaz Informations Juillet/Aout sont importants (trois sont des membres ASPO France), apportant des faits nouveaux et il convient de les confronter à d'autres données.

-1-« *Il y a juste 10 ans* » Alain Perrodon

Alain a voulu marquer le 10^e anniversaire de notre papier de 1998, alors que les directions de Scientific American et de Pour la Science avaient refusé de le faire (mais pas les éditeurs des papiers: Gibbs et This).

Il y a juste 10 ans. Colin Campbell et Jean Laherrere publiaient dans le numero de mars 1998 de Scientific American

Le texte a été sans doute écrit en 2008, mais il est publié en août 2009, soit plus de 11 ans et 6 mois !, ce n'est pas juste 10 ans ! Le titre est donc en retard !

Mais il est toujours bon de faire de l'historique, quand celui-ci se vérifie, car on oublie vite !

-2-« *Améliorer la terminologie et la classification des réserves pétrolières* » Pierre René Bauquis

Pierre-René a raison de vouloir rendre plus clair les définitions sur les réserves qui sont ambiguës, mais la limite entre léger et brut est continue, donc toute valeur est arbitraire, sauf pour les extra-lourds plus lourds que l'eau, car alors le piégeage est différent quand la notion de plan d'eau disparaît.

PRB propose les définitions :

-*pétroles classiques* = $>12^{\circ}\text{API}$ (0,9861) et $<100\text{ cP}$ (et non CP)

-*pétroles ultra-lourds* = $<12^{\circ}\text{API}$ et entre 100 et 10 000 cP

-*bitumes* = $<10^{\circ}\text{API}$ et $>10\,000\text{ cP}$

12°API est arbitraire, comme Campbell qui choisit 17°API pour les lourds, alors que d'autres prennent 20°API ou $22,3^{\circ}\text{API}$

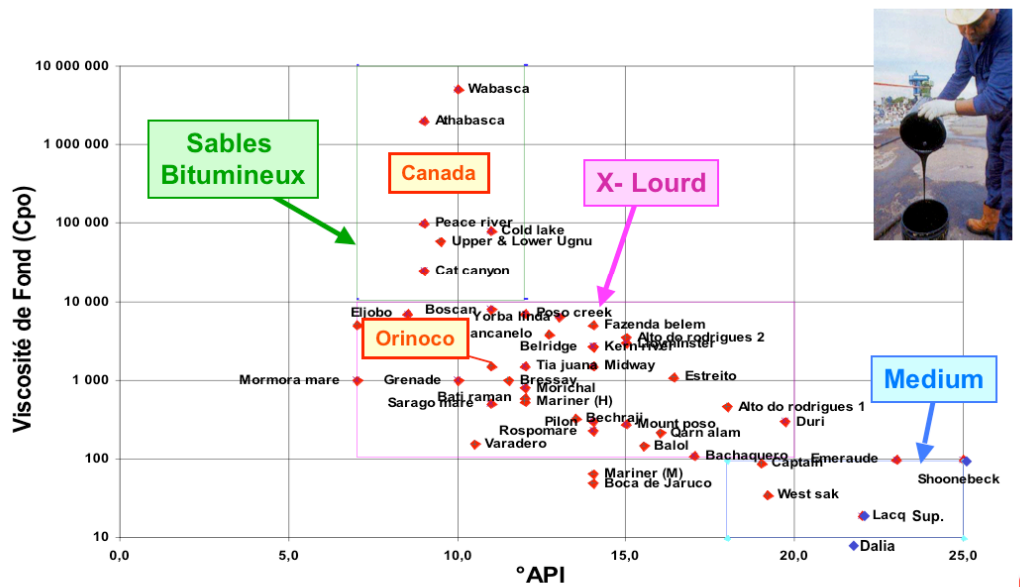
Il n'est pas indiqué comment la viscosité est mesurée (surface ou in situ), ce qui change beaucoup la mesure: il semble que ce soit in situ !

Si on regarde sur le graphique de Xavier Preel Oct 2005 on s'aperçoit qu'une bonne partie des bruts reportés sont situés dans le rectangle $>12^{\circ}\text{API}$ et entre 100 et 10 000 cP (indiqué comme le secteur X-lourd par Preel), comprenant, entre autres, les champs géants Midway, Duri et Belridge.

Ils n'entrent donc pas dans la définition proposée : ils seraient donc hors définition!

Huiles Lourdes : des caractéristiques très différentes

Classement selon d°API et Viscosité de fond



Journées du Pétrole
Paris – 12 & 13 octobre 2005

2



Par contre, les autres secteurs non repertories dans cette definition:

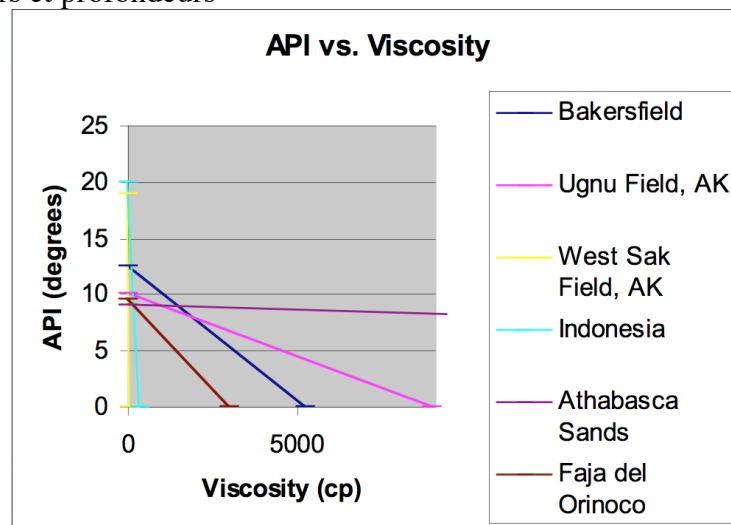
- <12 °API et > 100 cP
- >12 °API et > 10 000 cP

semblent etre depourvues de champs sur ce graphique et peuvent etre ignores.

Je rappelle que dans mes papiers je distingue seulement le brut excluant les extra-lourds (<10°API), les extras-lourds sans distinguer les bitumes d'Athabasca des extra-lourds de l'Orenoque, car il est impossible d'avoir des donnees de production avec des limites arbitraires comme 17°API (Campbell) ou 12°API (PRB). On ne peut parler de reserves (production futures et passees) sans avoir les donnees exactes (?) de production.

Dans le papier «heavy oils : a worldwide opportunity»

geophysics.mines.edu/petrophysics/.../AmyHinkle.ppt , Amy Hinkle donne un graphique API vs viscosity qui montre, parmi les champs, une evolution des parametres densite et viscosite suivant sans doute les reservoirs et profondeurs



J.G.Speight «The desulfurization of heavy oils and residuals » montre une relation densite viscosite et une frontiere moins carree

Feedstock Evaluation

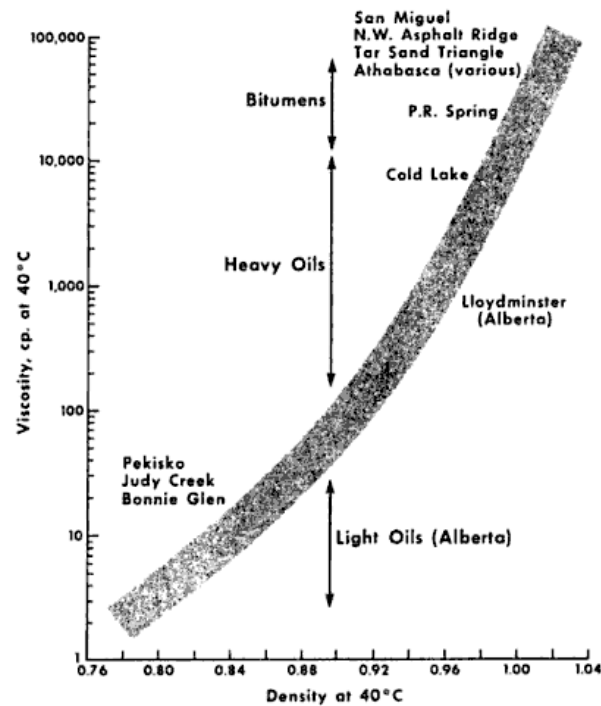


Figure 2-12 Relationship of density to viscosity.

Il montre aussi une variation de la viscosite avec la temperature et la relation avec la densite qui est interessante, mais est a verifier, car elle semble toute theorique

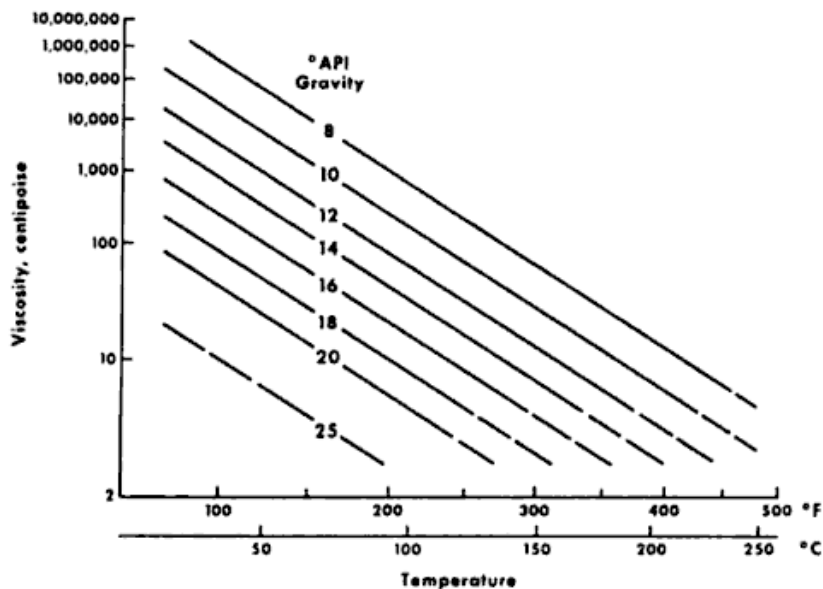


Figure 2-13 Variation of viscosity with temperature and relationship to API gravity.

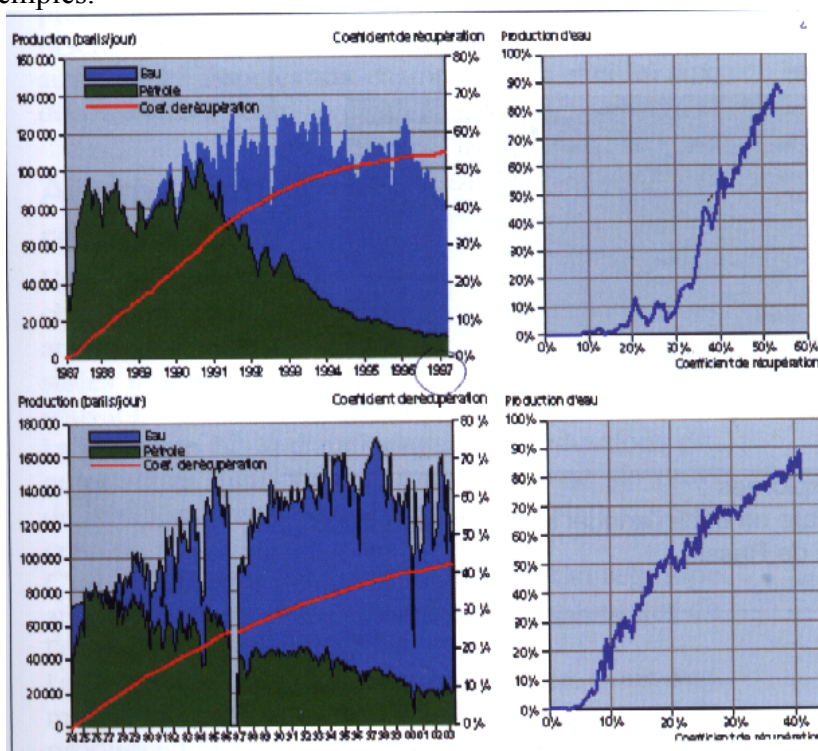
Les gains de raffinerie ne sont pas mentionnes: sont-ils des GTL ?, puisque que ces gains sont dues entre autres a l'hydrogenation, a partir d'H venant du gaz naturel (le convertissant en GTL en sorte).

Enfin le dernier paragraphe parle du pic de la production mondiale sans préciser si cela concerne la production tous liquides y compris gain de raffinerie (2 Mb/d) ou non.

-3-« *Petrole, gaz pic ou plateau* » Jean-Marie Masset

Jean-Marie donne enfin publiquement le point de vue des geologues de Total sur le pic ou plateau de petrole, alors que son CEO a ete le premier a dire la verite sur ce pic en 2007.

La figure 1 montre (en haut) un exemple non identifie de production de reservoirs greseux en mer du Nord qui est compare (en bas) a un reservoir carbonate du Moyen-Orient, ce qui est fort interessant. Le reservoir carbonate semble avoir une production d'eau precoce (mais cela depend sans doute surtout si l'aquifere est actif ou non). Ce resultat simple a besoin d'etre conforte par d'autres exemples.



De plus, la production du reservoir greseux s'arrete en 1997 sur une evolution decroissante de la production d'eau (watercut): il convient d'actualiser ce champ jusqu'en 2008 (11 ans de plus) pour savoir ce qui s'est passe ensuite. Je n'ai pas trouve ce champ dans mes donnees.

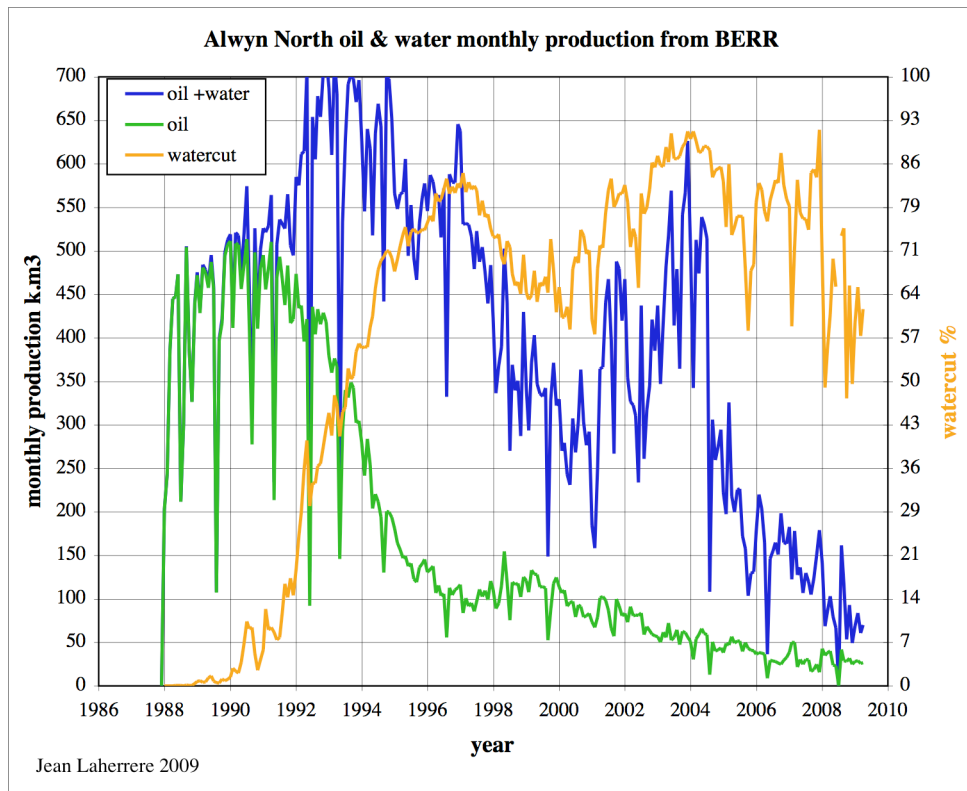
J'ai recherche plusieurs champs de la mer du Nord avec des coefficient de recuperation du petrole en place (RF) differents et des reservoirs differents pour regarder l'evolution des production de petrole et d'eau en fonction du temps et de la production cumulee de petrole: Alwyn Nord (RF =39%), Snorre (46%), Ekofisk carbonate (50%), Brent (53%), Gullfaks (61%), Forties (64%), Oseberg (66 %) et Statfjord (68%).

Le principal reservoir de la mer du Nord est un bon reservoir greseux et c'est pour cela que l'injection d'eau a ete efficace et que le coefficient de recuperation est autour de 50%, le balayage ne laissant guere de petrole mobile derriere, donc pas de potentiel pour une recuperation tertiaire (EOR).

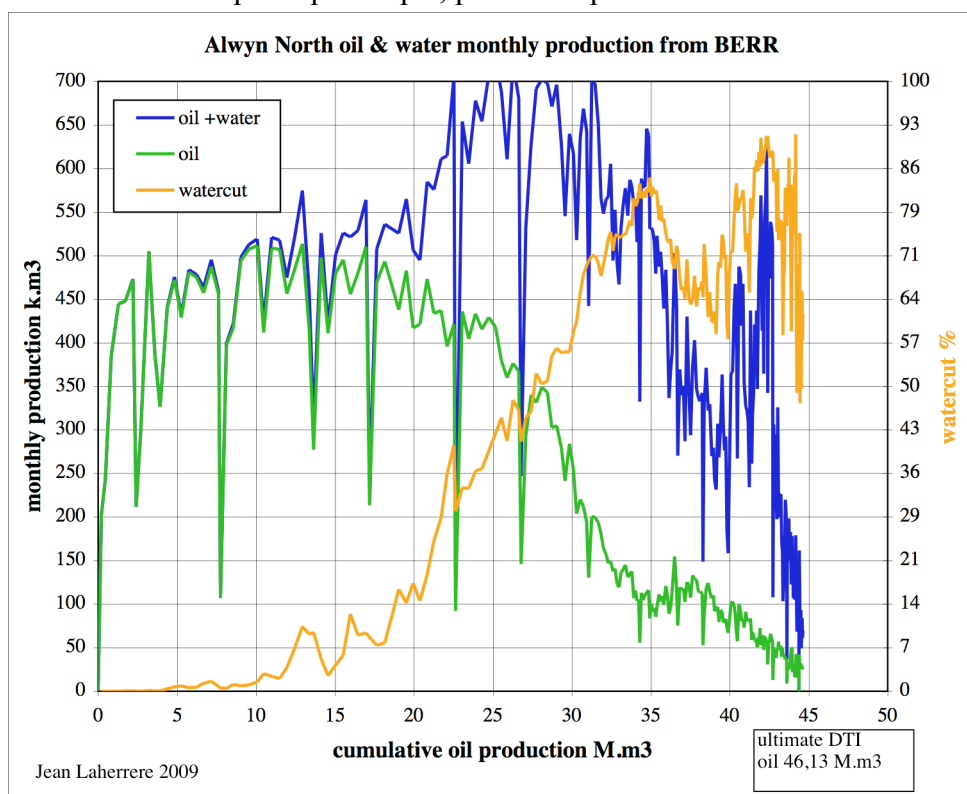
Je ne vois pas de regle simple en comparant tous ces graphiques sur le pourcentage de production d'eau en Mer du Nord.

Le BERR (ancien DTI) est le seul organisme qui publie les donnees completes mensuelles de production de petrole, gaz et eau de tous les champs. Le NDP ne donne que les donnees annuelles et seulement depuis 2000 pour l'eau.

Le watercut d'Alwyn North a des hauts et des bas a cause de l'infilling (des 1998 : Grosjean 2002)



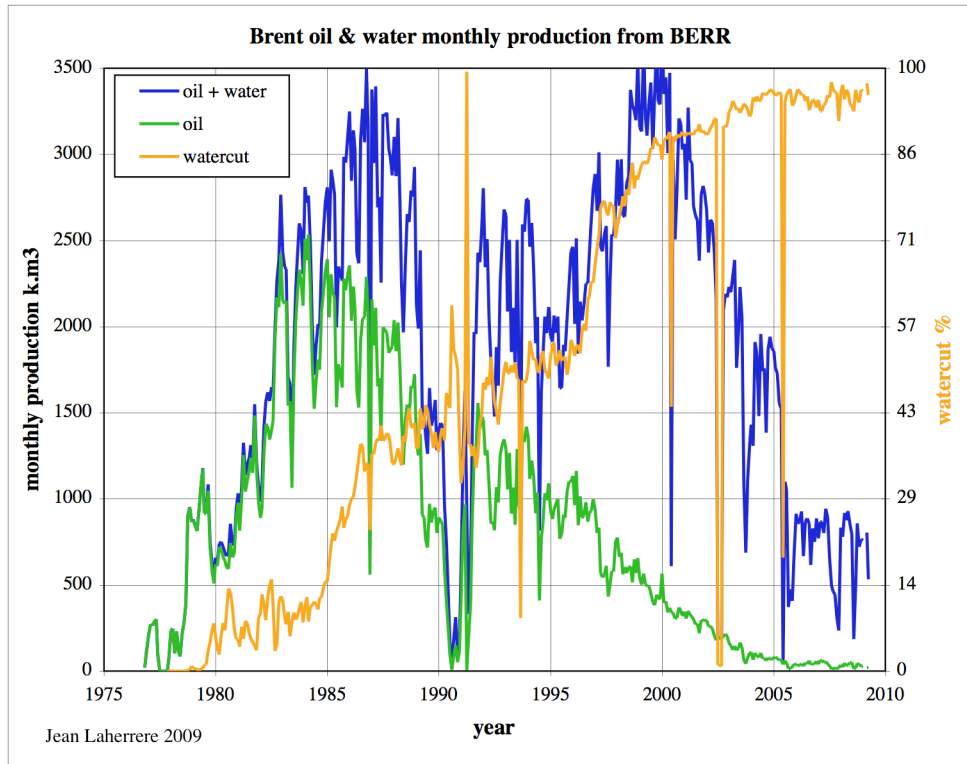
Le watercut montre vite mais passe par un pic, puis un 2^e pic et décroît actuellement !



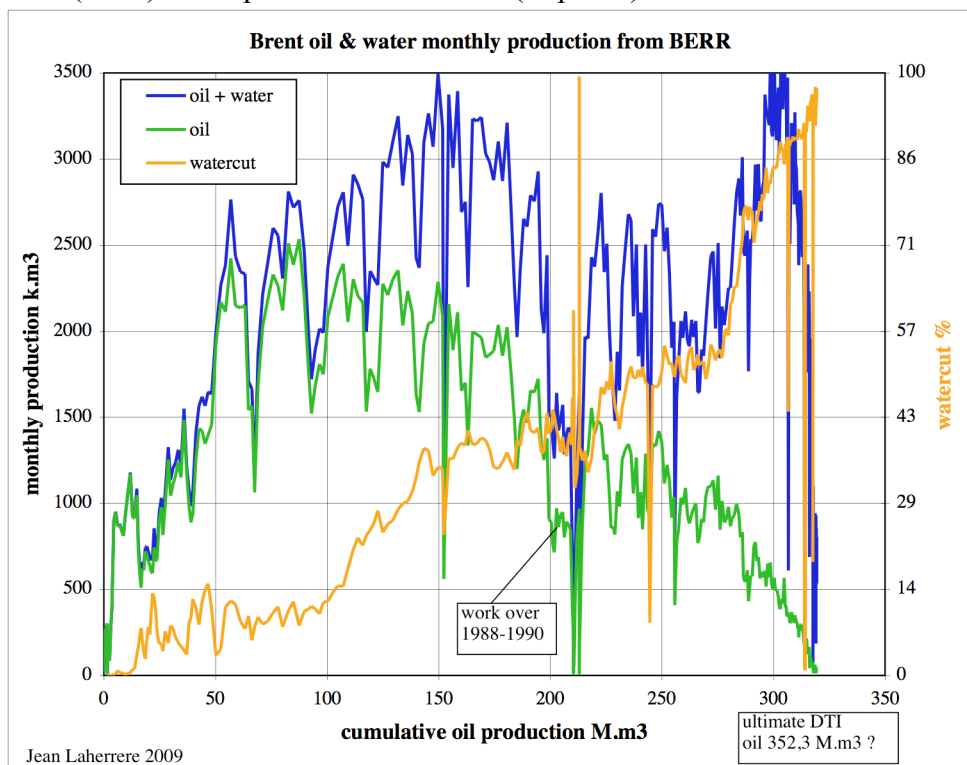
Le champ de Brent est pratiquement epuise en ce qui concerne le brut apres avoir produit 320 M.m3 (tout ne restant le marker de la mer du Nord !), toutefois le DTI donnait en 2004 un ultime bien superieur a 352 M.m3. Brent se trouve sur le meme trend qu'Alwyn North , plus au nord et devrait presenter le meme profil, mais il est plus simple (structure plus simple).

Le profil de Brent oil+water a comme Alwyn N 2 pics, mais le watercut ne presente pas un creux comme Alwyn N, mais augmente avec 2 marches, la premiere marche est a 40% de watercut en

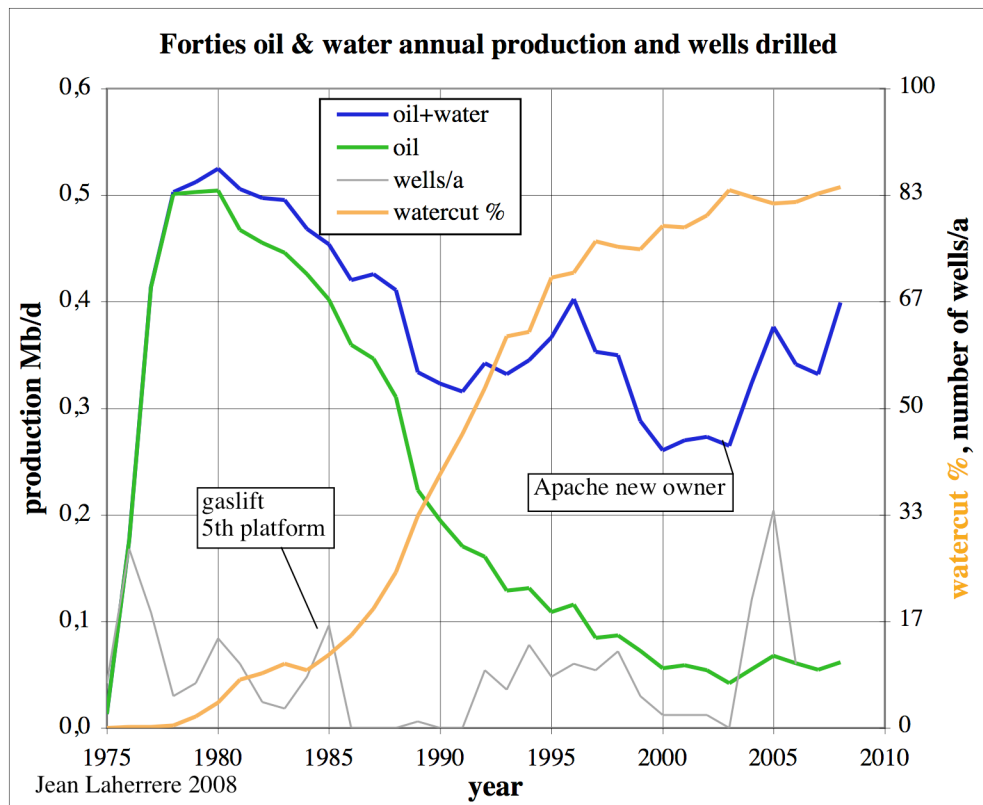
1986, Brent a été partiellement arrêté de 1988 à 1990, car apparition de trop de gaz d'où modification des infrastructures



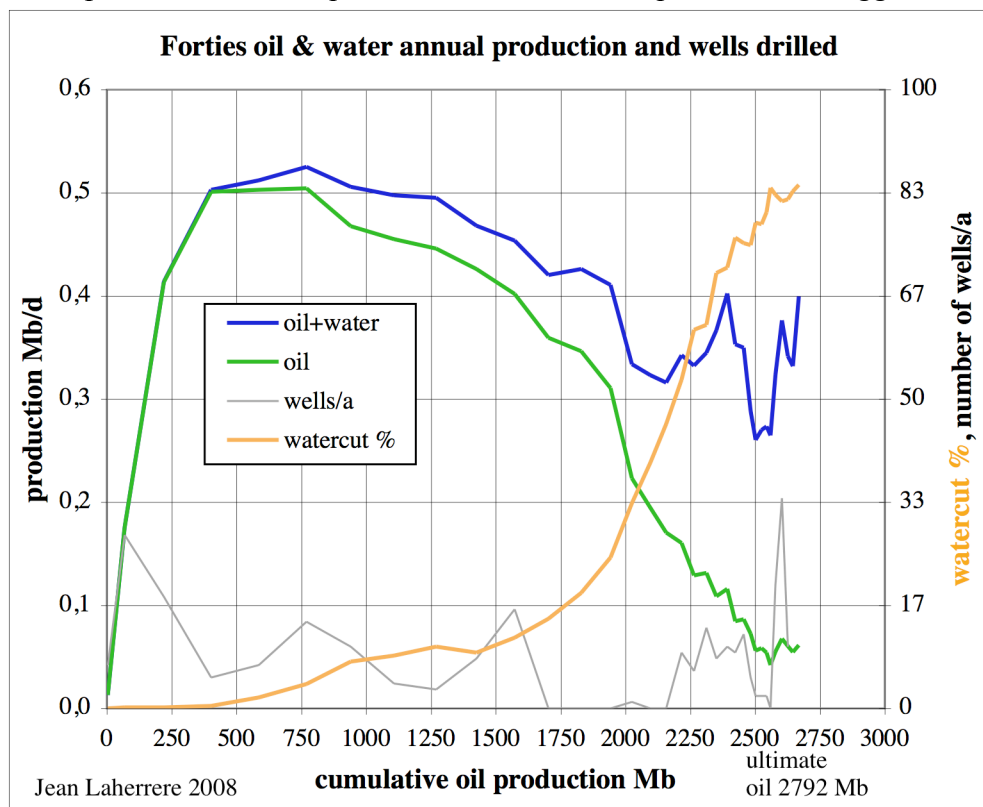
La 2eme marche (1997) correspond au doublement (imprevu) du declin des 1997



Le champ de Forties montre un profil de production simple avec pour operateur BP , mais une fin plus active avec changement d'operateur (Apache) qui a beaucoup fore. La production d'eau augmente avec le nombre de puits.

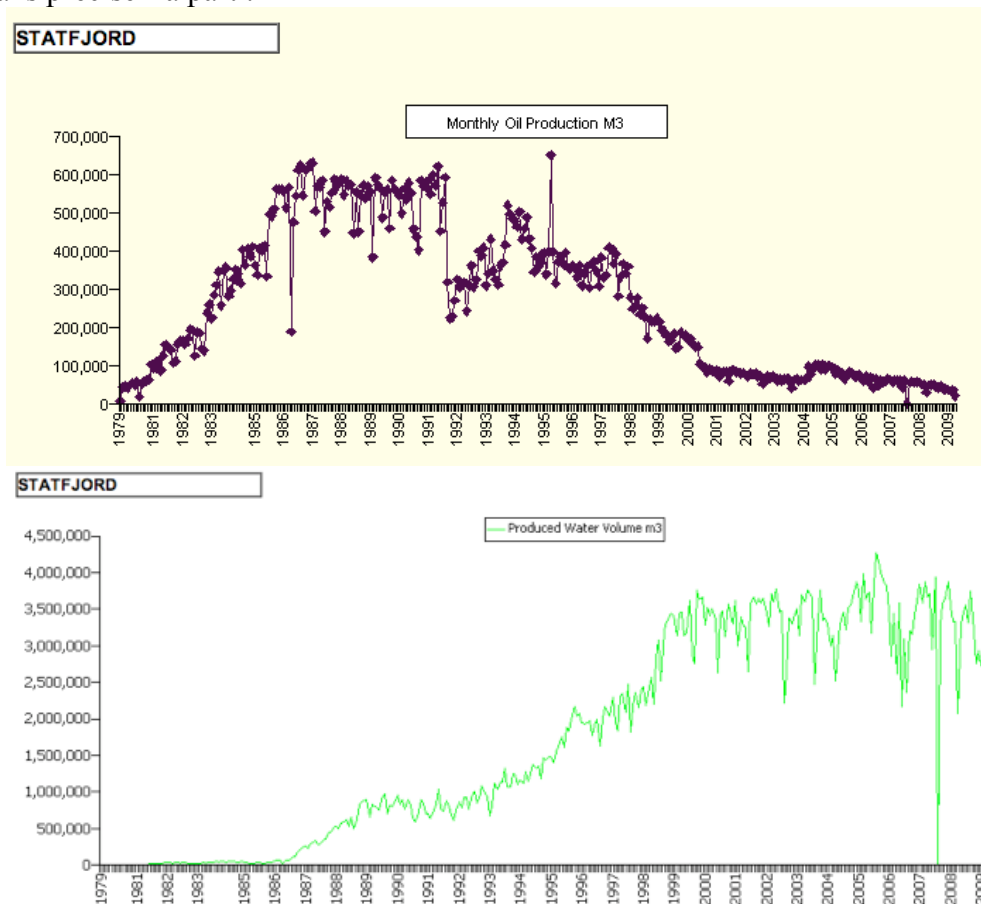


Forties montre un profil de watercut qui s'emballe en 1986 lorsque le declin s'aggrave



Mais en Norvege (NW), le champ de Statfjord (possede a 85,47% par la Norvege et 14,53 % par UK, mais opere par Statoil) est sur le trend Alwyn, Brent et devrait etre similaire. Le NPD publie les donnees de production pour tous les champs mais qu'annuelles sauf pour les 2 dernieres annes. Mais NDP ne publie les donnees de production pour l'eau que depuis 2000, rien

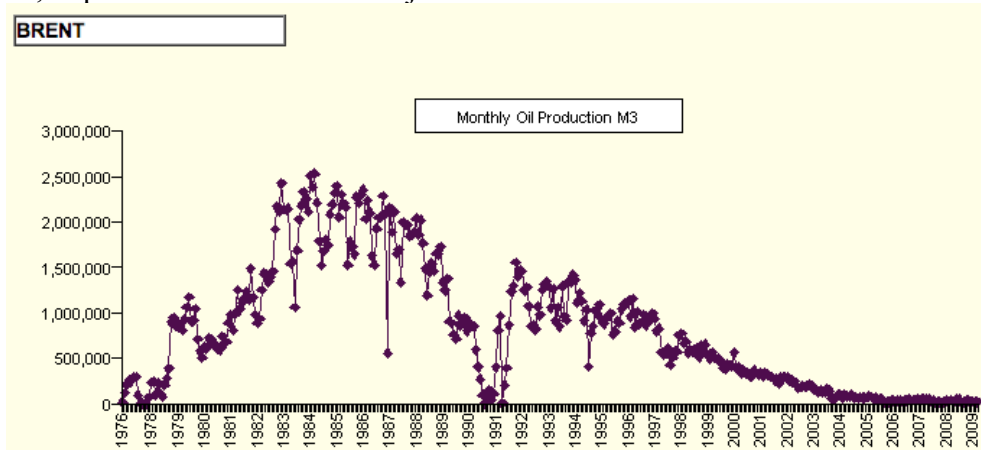
avant. Cependant OLF (The Norwegian Oil Industry Association) a publié des dossiers par champ en norvégien dont certains donnent la production d'eau avant 2000, mais pas pour Statfjord. Mais côté anglais le BERR donne la production complète mensuelle de pétrole et d'eau pour Statfjord, sans préciser la part !

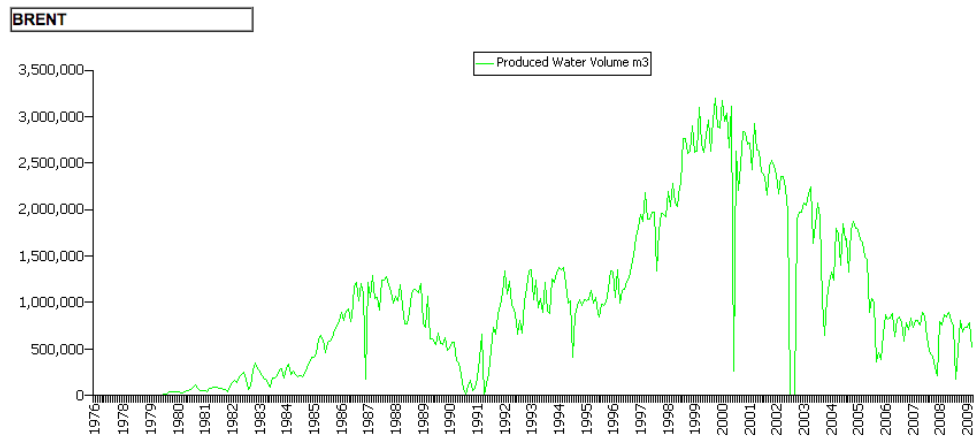


La production mensuelle de pétrole pour Statfjord UK (14,53%) est donnée par le BERR en 2008 vers 0,05 M.m3 alors que la production d'eau est donnée à 3 M.m3 (60 fois plus), alors que la production mensuelle Statfjord NW (85,47%) NPD en 2008 est de 0,27 M.m3 pour le pétrole et 2,7 M.m3 pour l'eau (10 fois plus seulement)

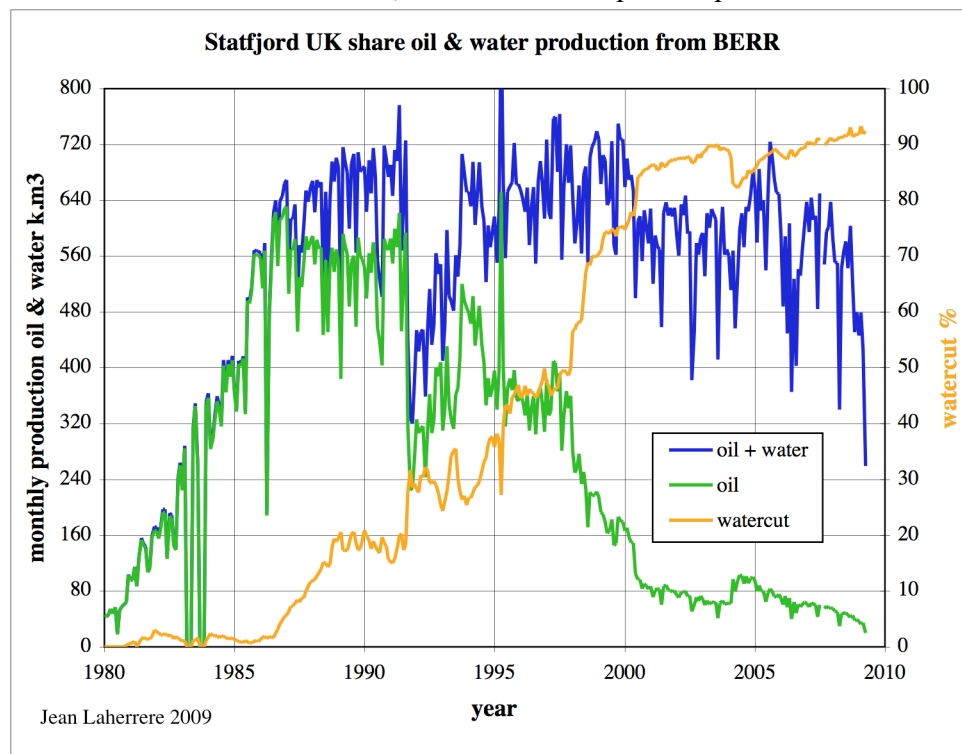
Mais la production BERR de Statfjord, pour le pétrole c'est bien la part UK (14,53%) alors que pour l'eau, c'est la production à 100%. Le graphique eau n'indique pas mensuel (monthly), ce pourrait donc être annuel, mais le report 2 <https://www.og.decc.gov.uk/pprs/report2.pdf> indique bien que c'est mensuel et que la production ne fait pas de distinction entre l'eau originelle du réservoir et l'eau injectée !

Si on compare à ce que publie le BERR pour Brent le pic de pétrole est à 2,5 M.m3 par mois contre 3 M.m3 d'eau, la production d'eau de Statfjord UK est anormale

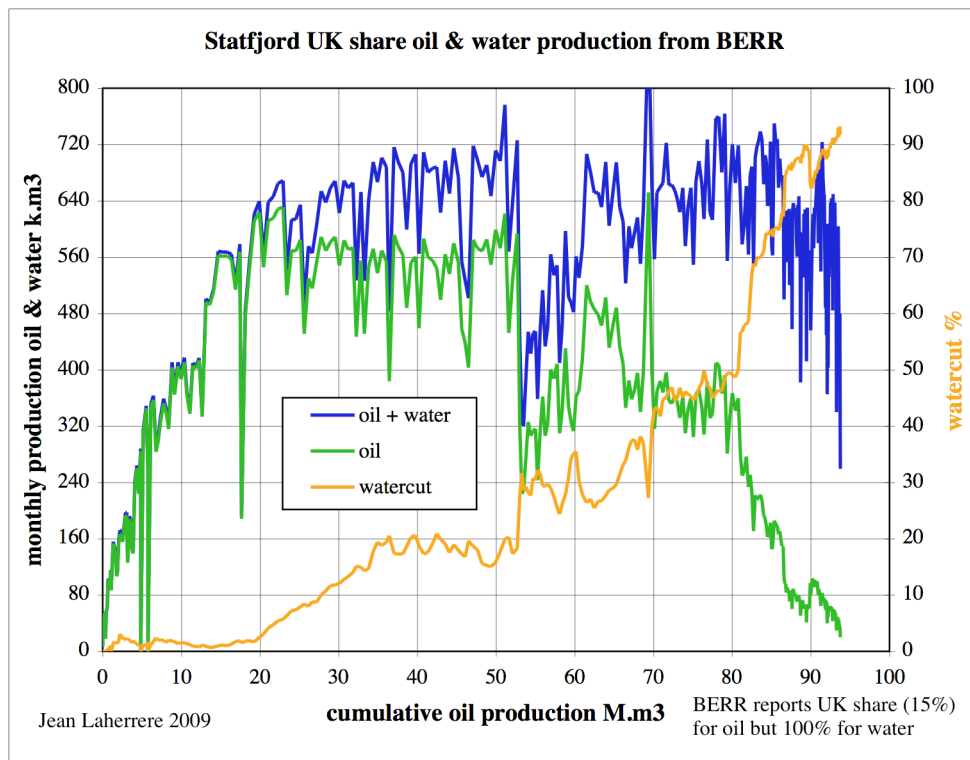




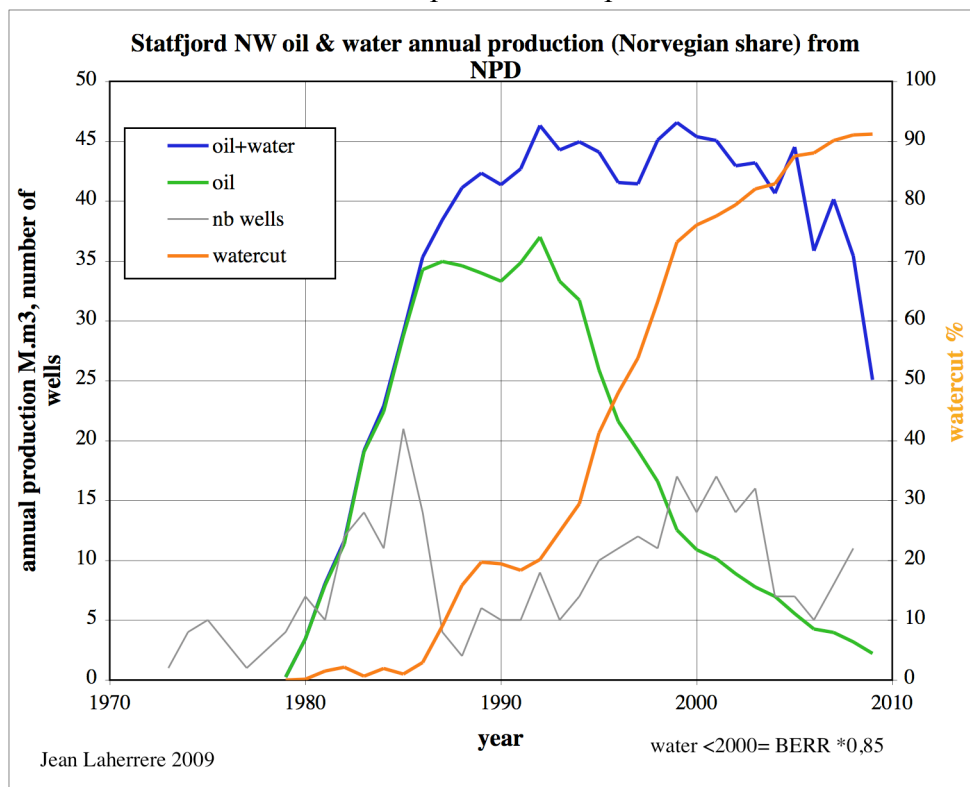
En corrigeant les donnees BERR sur l'eau, on obtient alors pour la part UK en fonction du temps



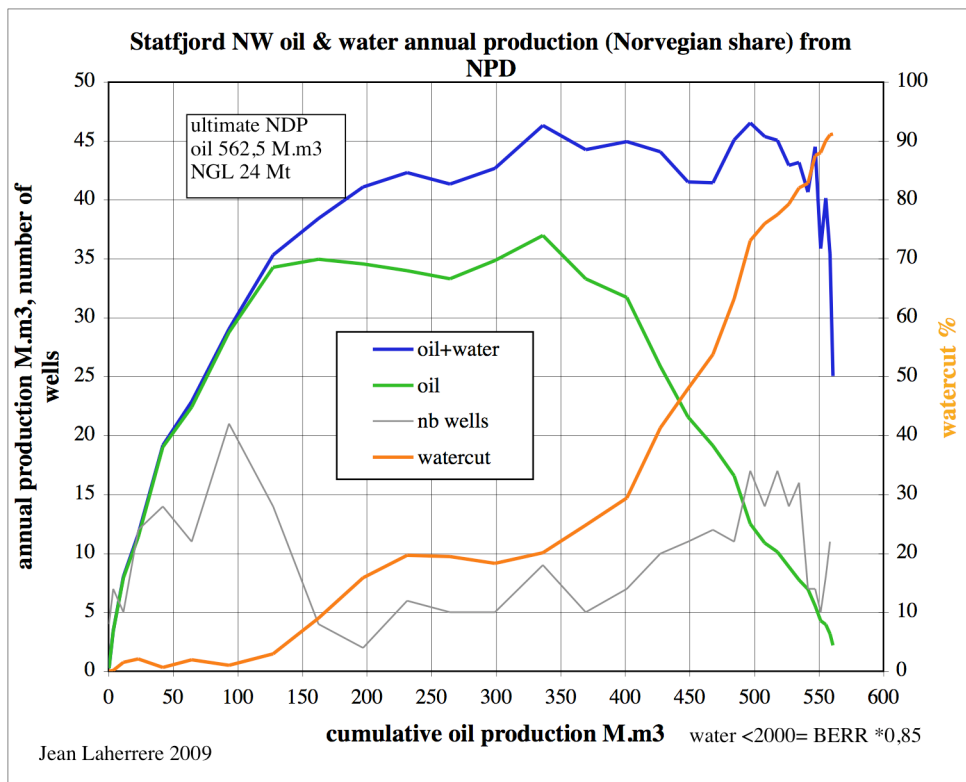
Meme donnees en fonction de la production de petrole cumulee.



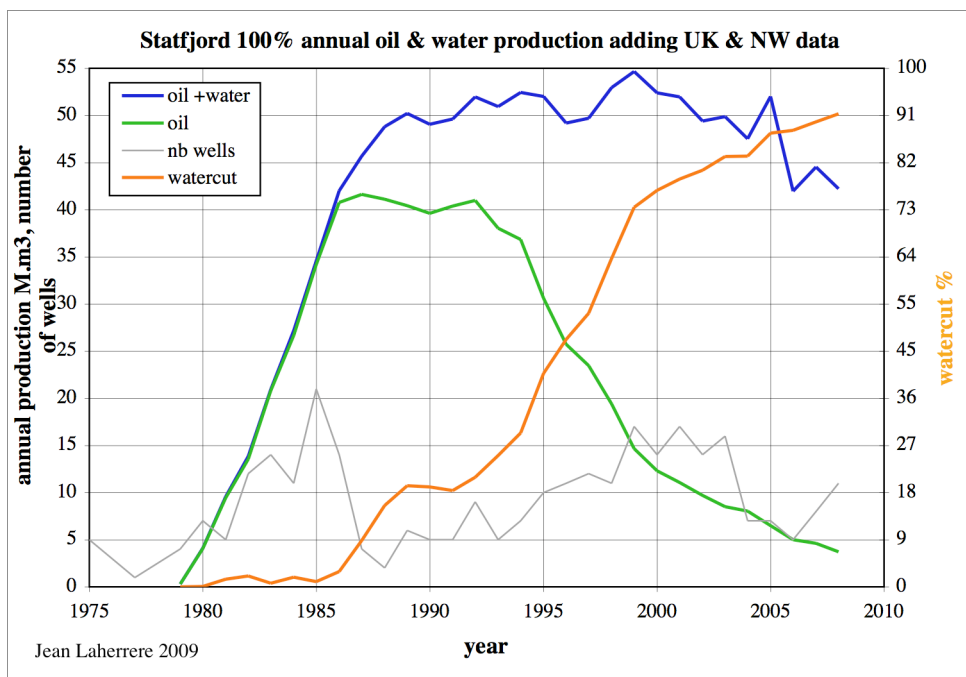
Pour la part NW en utilisant les donnees completes BERR pour l'eau en fonction du temps



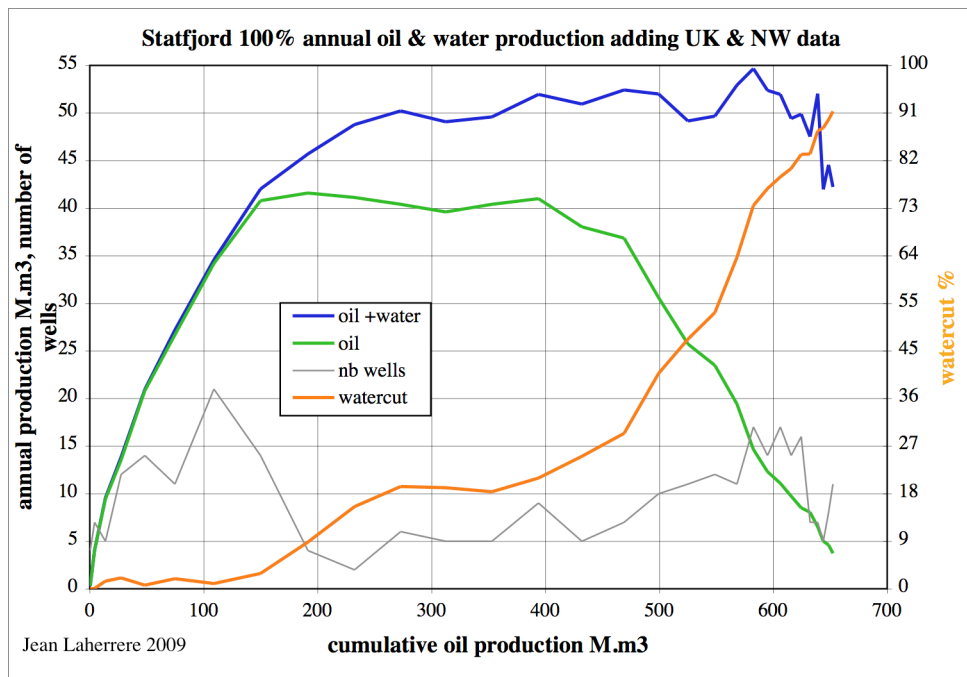
Idem fonction production cumulee



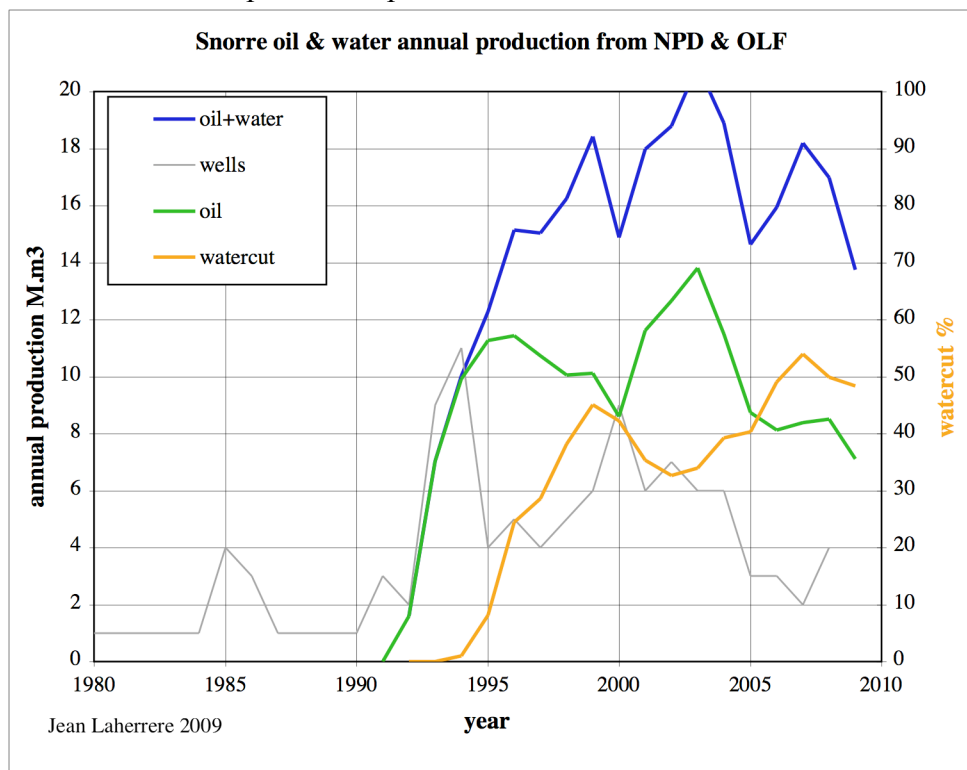
En ajoutant les part UK et NW on obtient alors fonction du temps, la production oil+water est restée à environ 50 M.m3 de 1988 à 2005

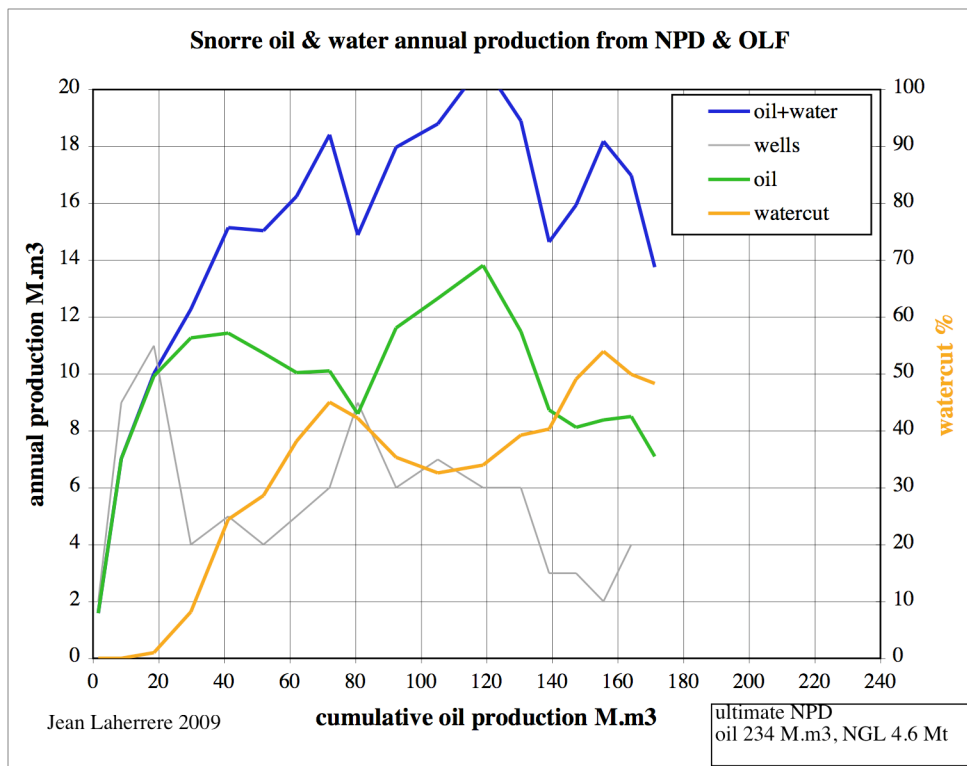


et fonction de la production cumulée

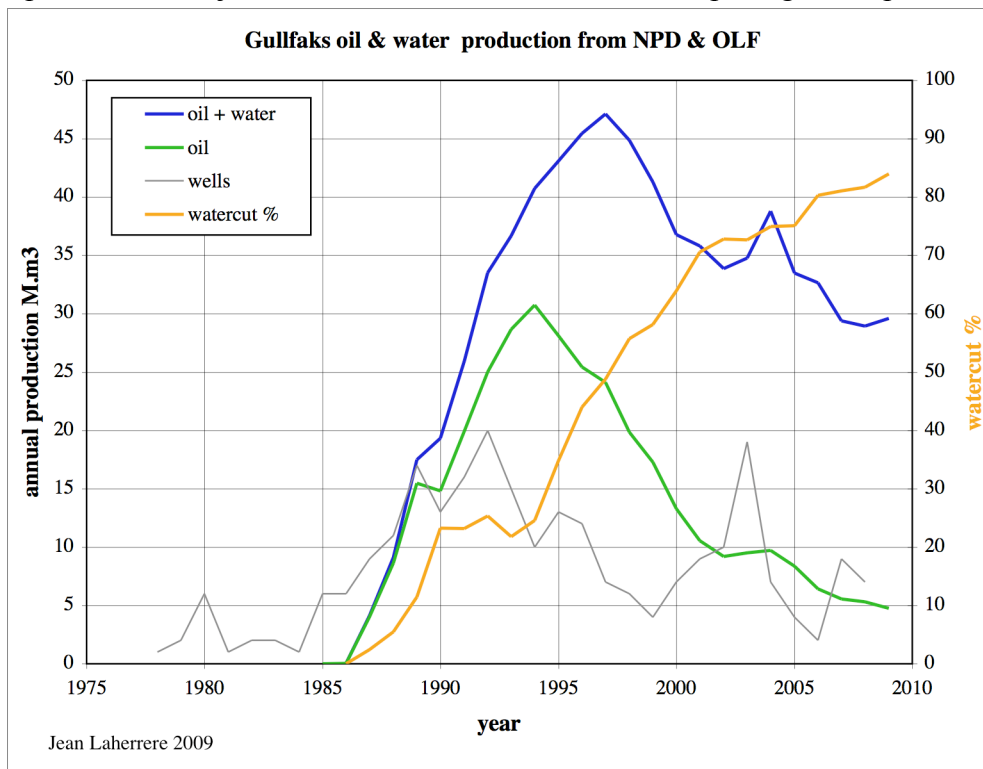


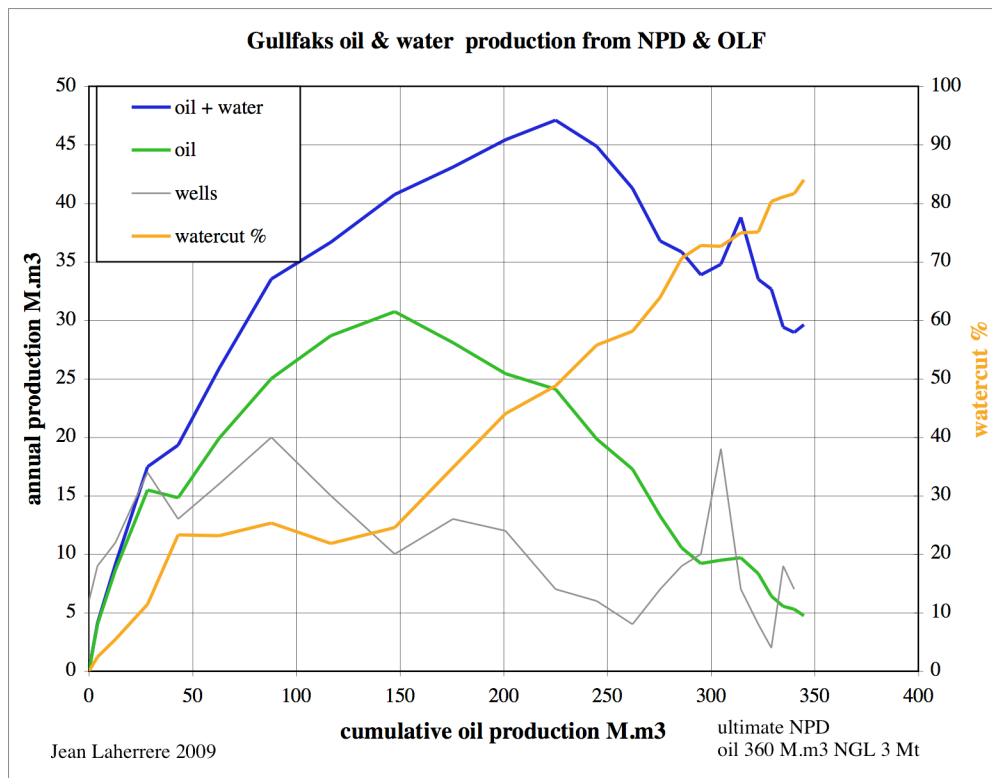
Sur le meme trend Alwyn, Brent, Statfjord, plus au nord mais proche, le champ de Snorre a un profil different de Statfjord avec 2 pics (au lieu d'un plateau) pour le petrole et le watercut qui est beaucoup plus bas car beaucoup moins deplete



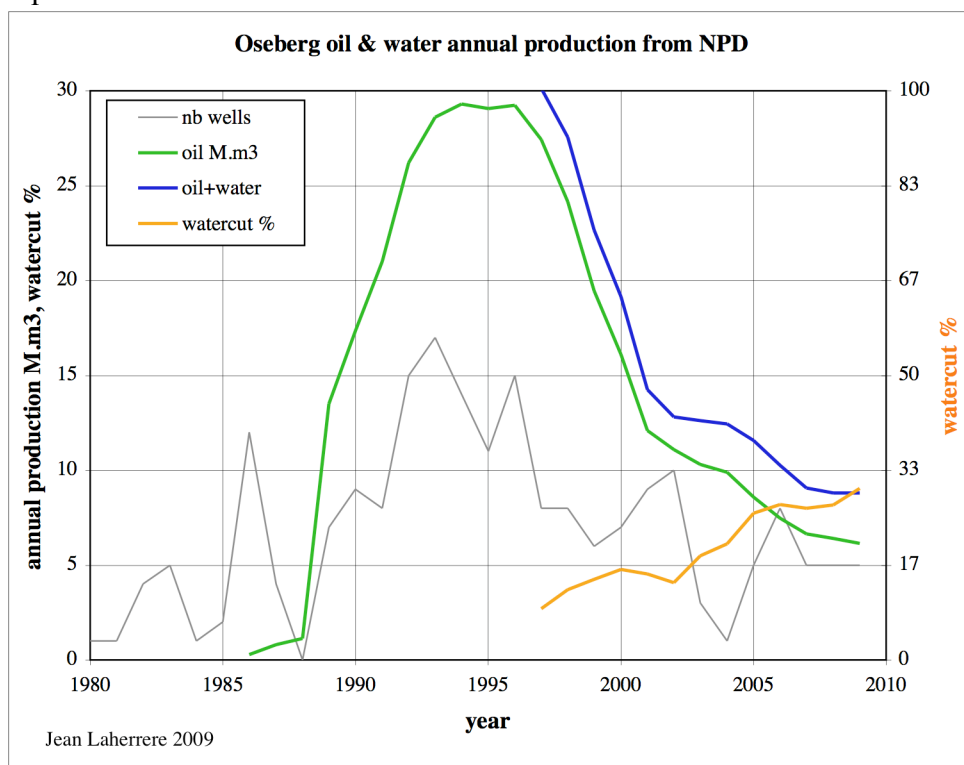


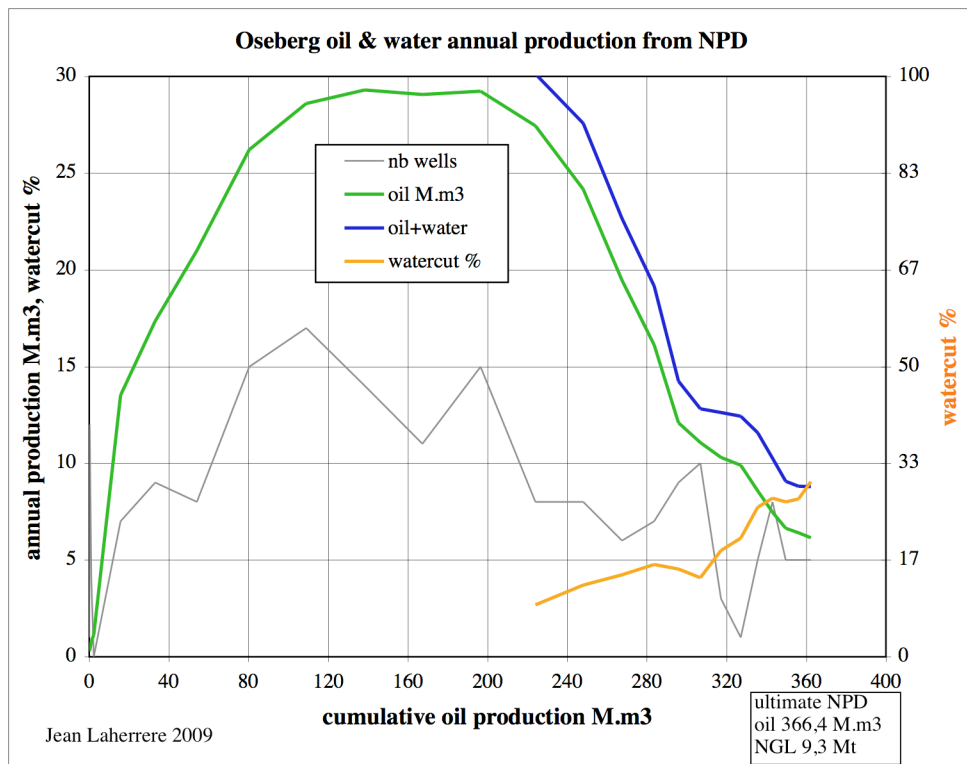
Gulfaks tout proche de Statfjord lui est assez semblable, mais un pic aigu sans plateau ;



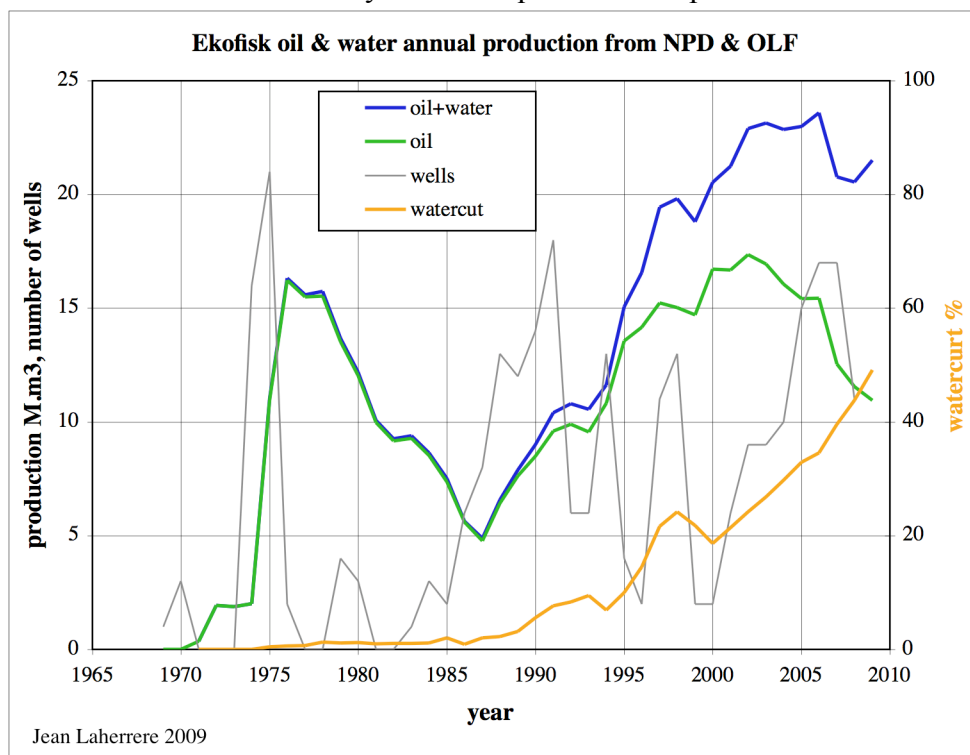


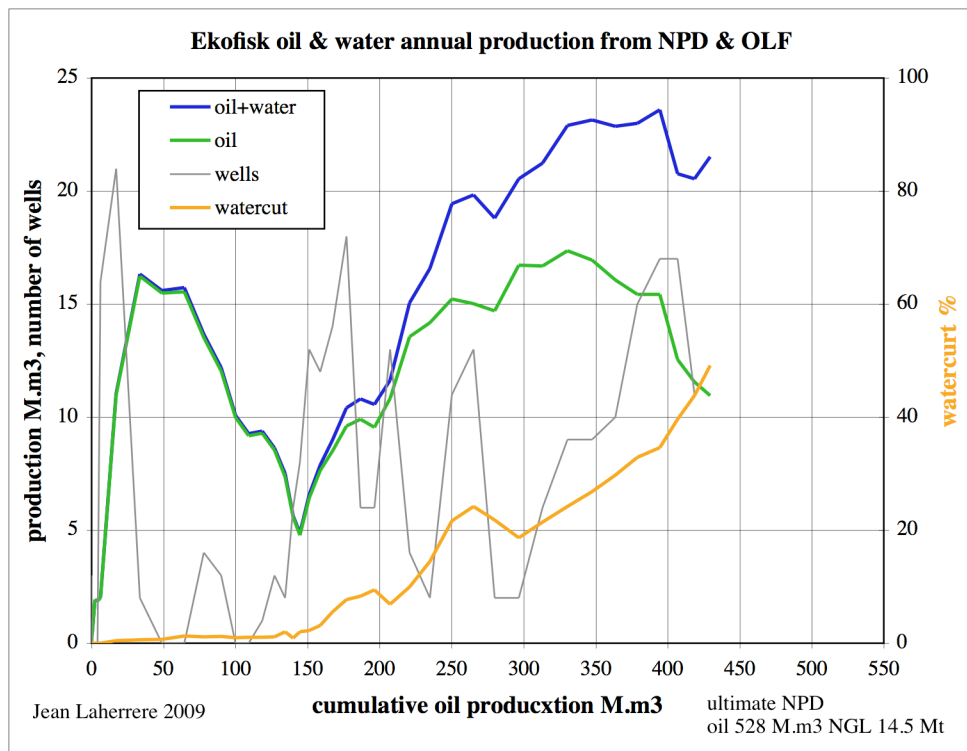
Le champ d'Oseberg dans un autre sous-bassin a un watercut faible a 30% bien qu'étant pres de son ultime ? Pourquoi ?





Le seul reservoir carbonate important que j'ai trouve en mer du nord est celui d'Ekofisk (partie sud de la mer du Nord NW) , mais le champ d'Ekofisk est exceptionnel, car le reservoir, constitue de craie friable, s'est compacte quand la pression a decru (c'est la pression qui maintenait le reservoir dans son epaisseur initiale) et le fond de la mer s'est affaise de 8 metres, necessitant de rehausser les plateformes. Le watercut n'est que de 50% en 2008. Il est donc tres different de l'exemple du reservoir carbonate du Moyen Orient qui lui n'etait pas une craie deformable !





Tous ces exemples de la mer du Nord montre que chaque champ se comporte de façon différente en ce qui concerne le pourcentage d'eau (watercut) et rien ne semble les rassembler. Ekofisk, réservoir carbonaté (très spécial) ressemble à Oseberg réservoir gréseux.

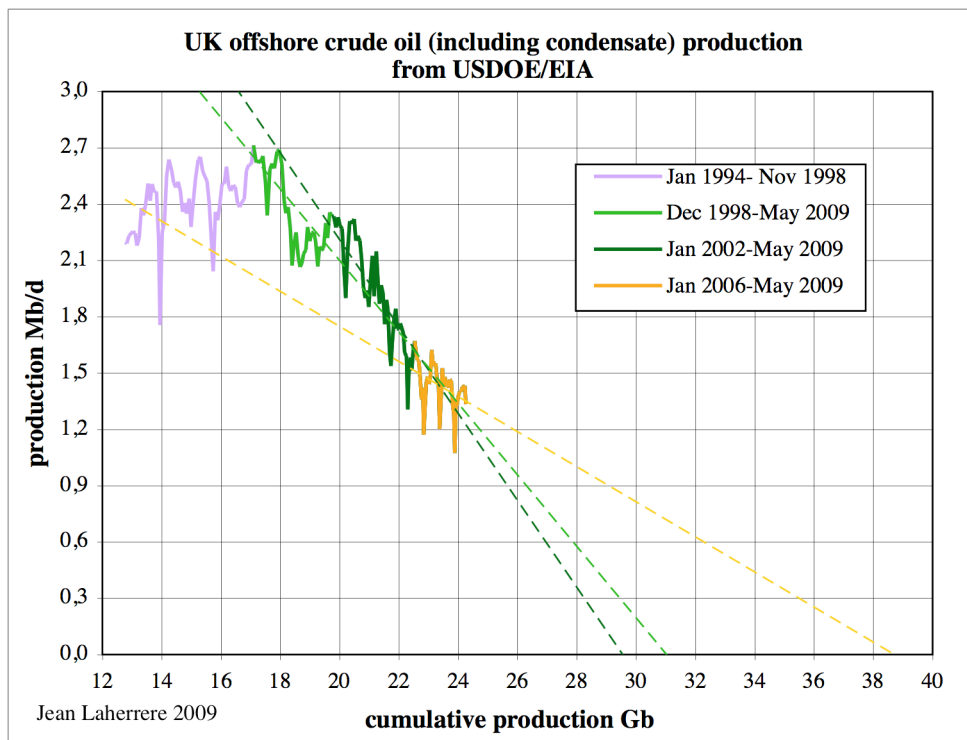
La synthèse de tous ces exemples donnent le watercut en % correspondant aux pics de pétrole, aux pics de watercut et à 2008 (classe en watercut croissant), ainsi que le pourcentage de depletion (%) de la production cumulée par rapport à l'ultime) et le facteur de récupération (IHS)

	first oil peak	second oil peak	first watercut peak	second watercut peak	2008	depletion %	RF %
watercut %							
Oseberg	<10?				30	86	66
Snorre	25	35	45	55	48	74	46
Ekofisk	1	25	25		50	81	50
Alwyn N	10	65	80	90	62	96	39
Gullfaks	25		25		84	96	61
Forties	4		10	84	85	96	64
Statfjord	10	20	20		91	96	68
Brent	10				97	99	53

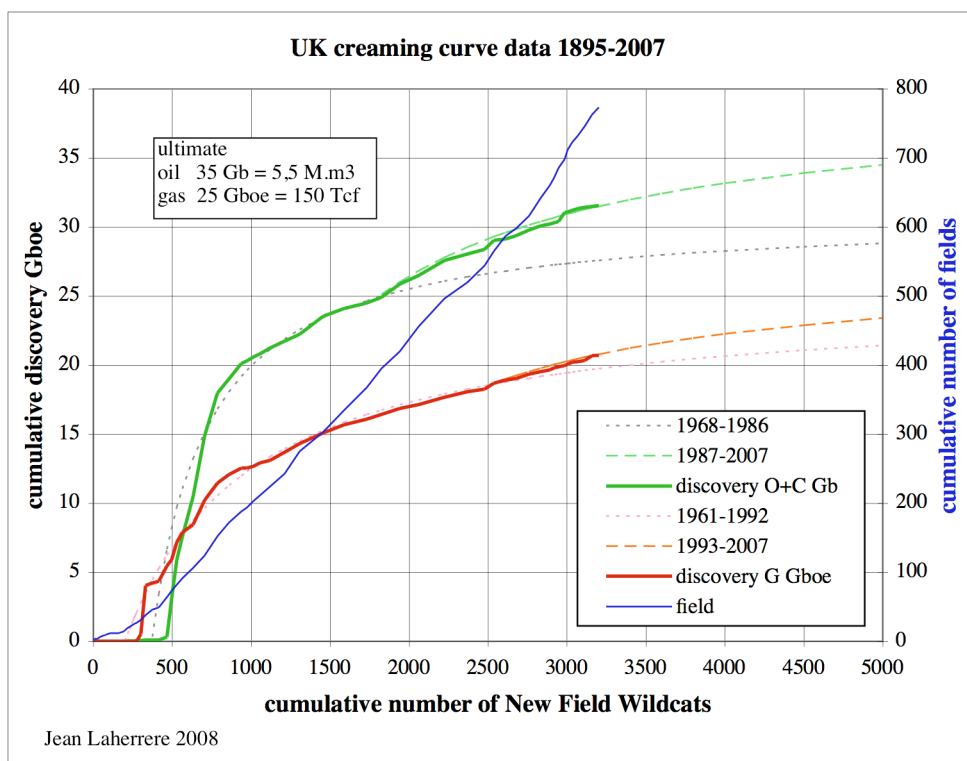
La corrélation watercut et depletion n'est pas évidente, à part sur la fin!
Je n'en vois aucune avec le facteur de récupération !

La figure 3 à gauche montre un déclin de la *production pétrolière journalière du RU*, mais qui s'arrête en 2007, avec une extrapolation linéaire jusqu'à 30 Gb

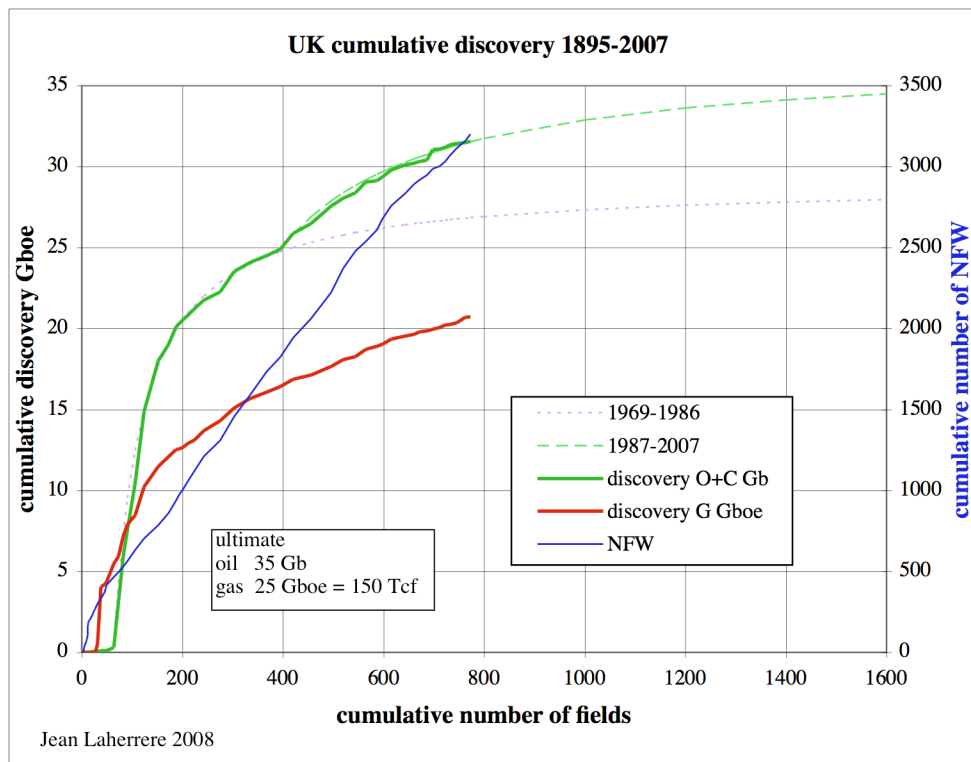
Le trace jusqu'en Mai 2009 peut être extrapolé de plusieurs façons suivant que l'on commence le déclin linéaire en décembre 1998 (31 Gb), Janvier 2002 (29 Gb) ou Janvier 2006 (39 Gb). L'arrivée de Buzard a modifié le déclin !



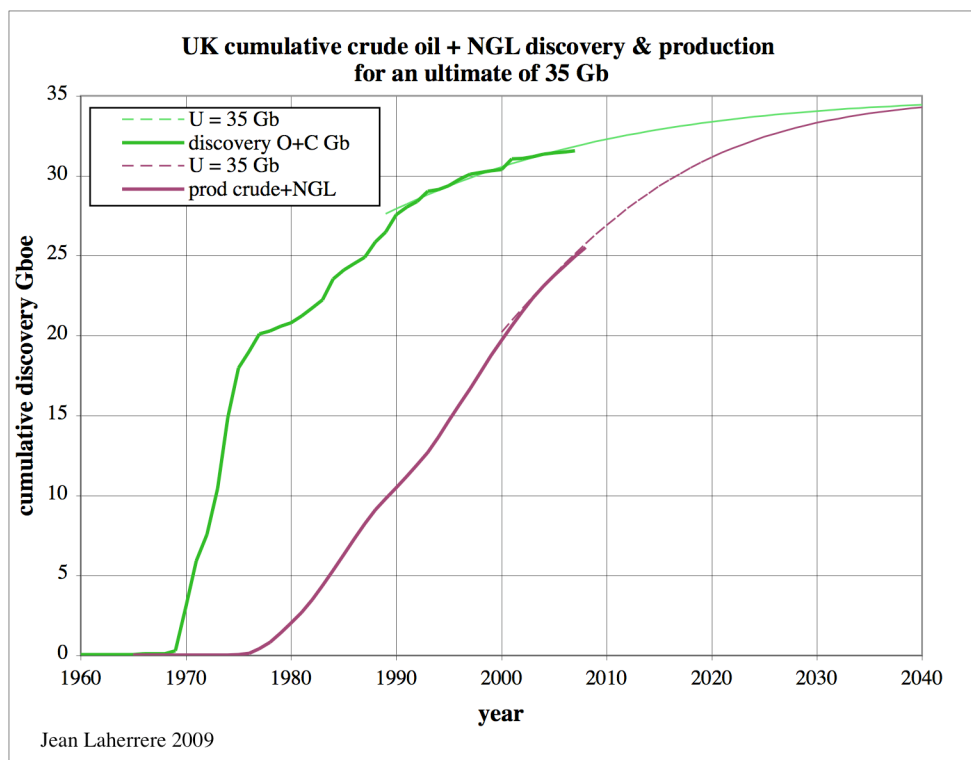
Il faut se méfier des extrapolations lineaires de la production passee et faire plus confiance a l'extrapolation (courbes avec plusieurs cycles) des decouvertes avec la courbe d'ecremage
La courbe d'ecremage (oil + condensates cumulees en fonction du nombre cumule de NFW) a fin 2007 conduit a un ultime de 35 Gb



La courbe decouvertes cumulees en fonction du nombre cumule de champs conduit aussi a 35 Gb, car le taux de succes est constant (courbe bleue quasi-lineaire)



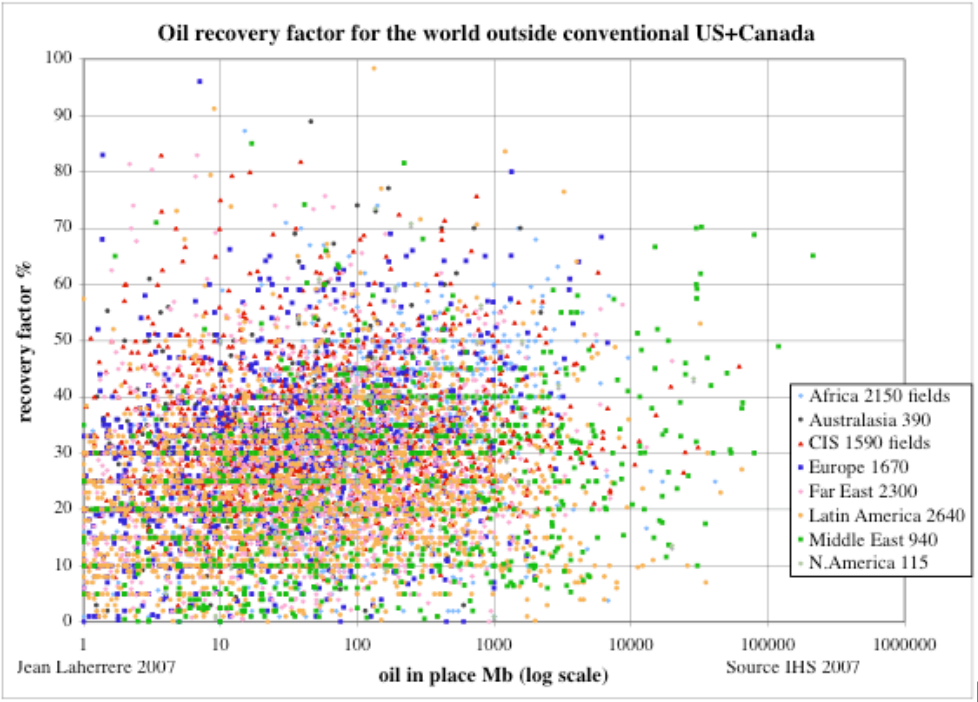
Les decouvertes cumulees et la production cumulee (oil +NGL) en fonction du temps se modelisent bien aussi avec cet ultime de 35 Gb



L'analyse des coefficients de recuperation des champs individuels nous montre que l'on ne peut produire aujourd'hui qu'environ 32% des hydrocarbures possibles conventionnels accumules dans le sous-sol.

J'ai des doutes sur la validite de la moyenne mondiale de 32% pour le coefficient de recuperation pour le petrole (et sur le terme possible !), car le nuage de points (pour pres de 12 000 champs de

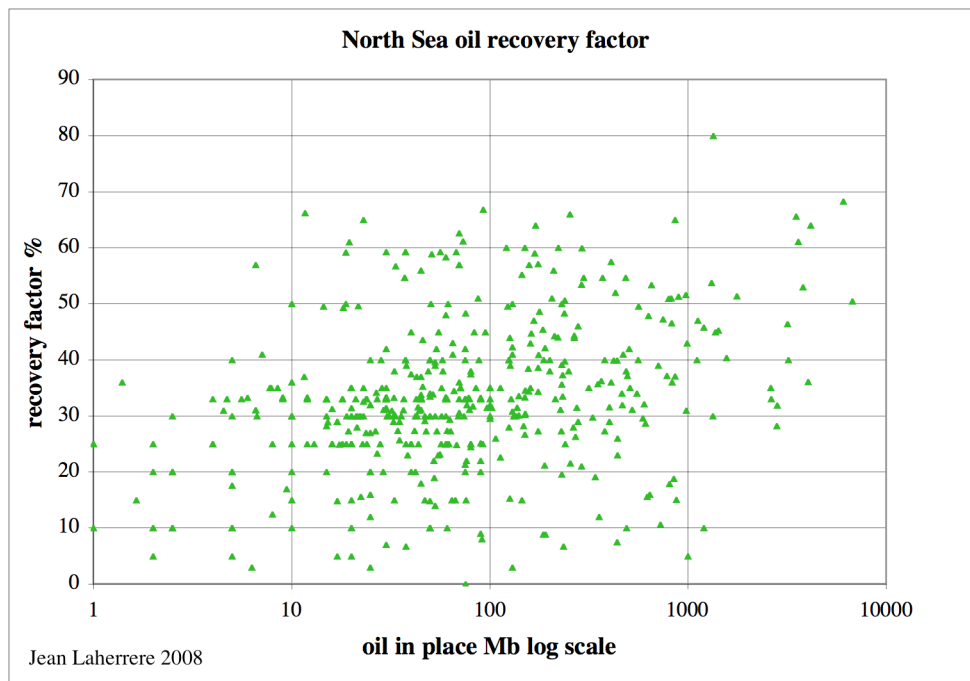
petrole hors US & Canada dans ma base de donnees) est considerable, s'etaland de <1% a 98%, une moyenne avec une telle fourchette ne veut pas dire grand chose



Sur les donnees IHS 2007 les moyennes par continent sont differentes suivant que la moyenne est calculee d'apres le nombre de champs ou le volume :

	nb fields	average vol %	average nb %	median %
Africa	2149	35	30	30
Australasia	386	41	29	30
CIS	1591	35	32	30
Europe	1671	37	27	28
FE	2304	31	26	25
LatAm	2643	24	23	22
ME	938	40	24	24
NAm	115	33	31	33
all	11797	35	27	26

La fourchette reste grande meme pour des bassins ou les pratiques et les distributions sont plus homogenes comme la Mer du Nord (1 a 80 %).



Profil mondial des hydrocarbures possibles liquides jusqu'en 2100

La figure 5 ne va que jusqu'en 2030 !

La figure 6 bilan des ressources mondiales d'hydrocarbures liquides fossiles ne donne pas l'année du bilan : la production cumulée de liquides à 1000 Gb se situe en 2002

Il faut saluer Jean-Marie et Total pour parler honnêtement. Comme l'a dit son PDG à Londres (FT) en octobre 2007 sur le pic de pétrole *"One hundred million barrels a day is now in my view an optimistic case. That is not just my view; it is the industry view, or the view of those who like to speak clearly, honestly, and not...just try to please people."*

-4-« Un point de vue géologique sur l'avenir du pétrole » Donald (et non ADonald) Gautier USGS

Don Gautier écrit : *En 1995, la production de pétrole atteignait plus de 700 milliards (Md) de barils. Entre 1995 et 2008, le monde en a consommé 300 Md et les réserves ont augmenté de 350 à 1238 Md de barils.*

La traduction (?) néglige la confusion entre une augmentation de 300 à 1238 et une augmentation de 300 (de 1995 à 2008) pour arriver à 1238

L'écriture des nombres est réagie par la loi aussi bien dans l'Union Européenne, qu'en France, que dans les agences fédérales US (depuis 1993), à savoir le Système International d'unités et le symbole pour milliard est giga G et non Md!

La figure 1 précise que les chiffres concernent en fait le pétrole classique (sans le définir)

Les réserves officielles dites prouvées ont été en Gb (le 01/01 ou le 31/12 suivant les sources) :

	en 1995	en 2008:
-BP 01/01	1 029,120 344 611 69	1 257,983 745 632 18
-OGJ 31/12	999,760 837	1 331,698 077
-World Oil 01/01	1 152,032 9	pas encore paru
-USDOE/EIA 31/12	999,260 84	1 332,043 08

Les réserves incluent en 2008 le pétrole extra-lourd en plus du pétrole classique de 1995.

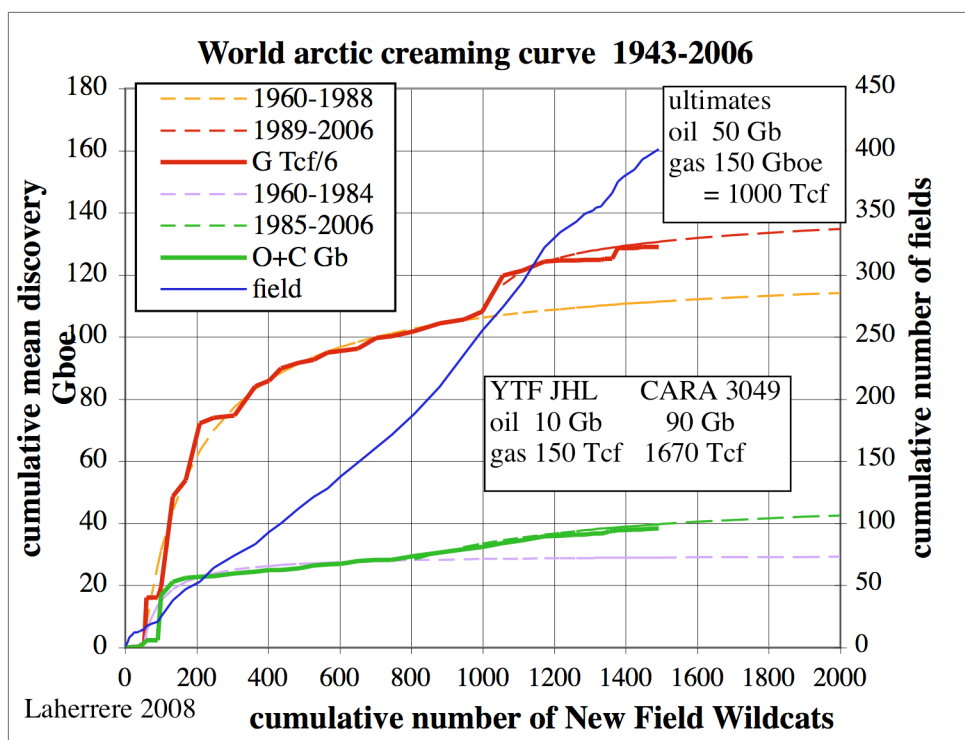
L'augmentation de 350 Gb n'est donc pas exacte, ni les 1238 Gb d'ailleurs !

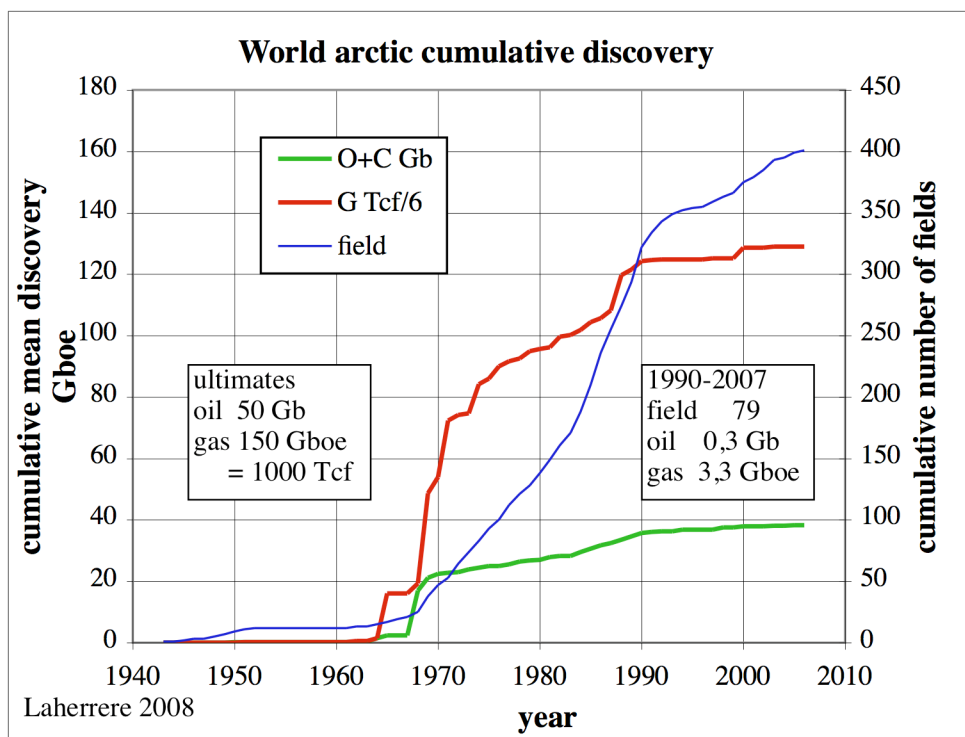
Tout geologue, qui laisse penser que l'on a trouvé, de 1995 à 2008, plus de pétrole que l'on a produit, n'est pas un géologue pétrolier qui a participé au forage de découvertes et de puits secs. Les réserves dites prouvées proviennent de la publication de données financières (règles de la SEC qui sont périmées puisque de nouvelles seront appliquées pour 2010) avant que les études techniques soient faites (OGJ) ou politiques (quotas de l'OPEP avec une augmentation de 300 Gb dans la bagarre des quotas de 1985 à 1990, reconnue en 2007 par Sadad al-Husseini (retraite Aramco d'où libre de parler) comme des ressources spéculatives!)

Pourquoi donner des ressources en 2008 avec des réserves en 2000, alors que l'estimation de l'USGS de 2000 commence à bien dater: autrefois l'USGS actualisait ses estimations mondiales tous les 4 ans (congrès mondiaux du pétrole)!

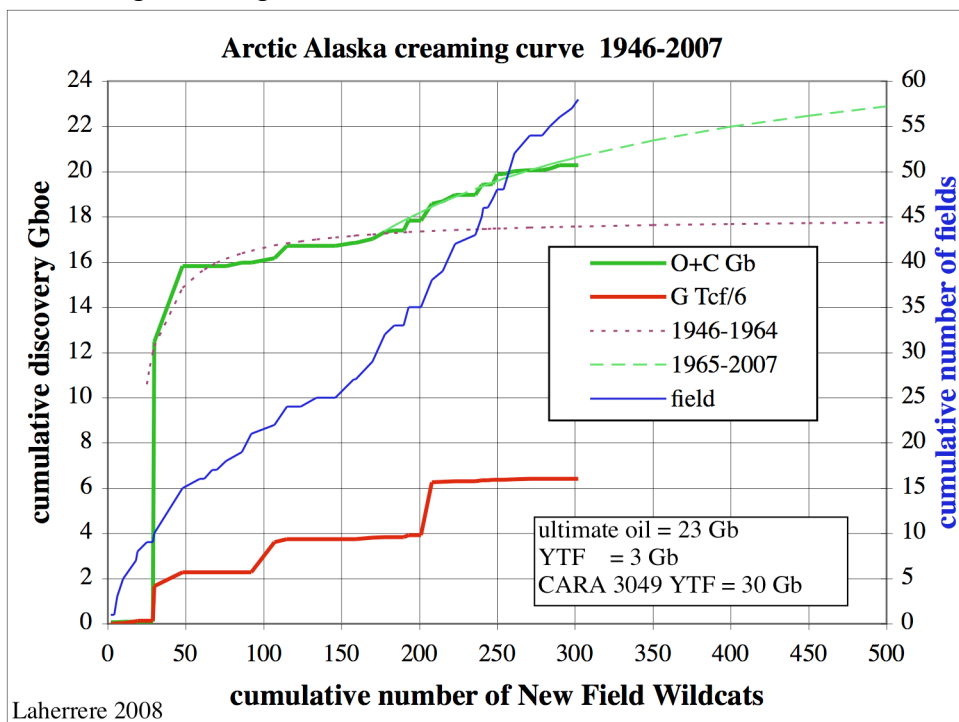
Le pétrole à découvrir 700, mais Masset la page précédente l'estime de 200 à 350 Gb

Récemment, l'USGS a estimé à environ 90 Md de barils de pétrole à découvrir dans l'Arctique. La courbe d'écroulement pour l'Arctique montre qu'il y a plus de gaz que de pétrole (confirme par l'étude WoodMac) et que le pétrole a suivi 2 cycles, et, sauf nouveau cycle, le pétrole à découvrir est de l'ordre de 10 Gb: ou se trouve les 90 Gb ?





Pour l'USGS, 30 Gb a decouvrir se trouverait en Alaska, surtout en mer de Chukchi, mais la courbe d'ecreamage est aussi bien avance avec 2 cycles pour le petrole , la mer de Chukchi a eu 4 puits secs et une decouverte marginale de gaz !



Don Gautier a presente les estimations CARA de l'USGS au 33 IGC d'Oslo en aout 2008 et sa presentation a ete commentee dans l'IGC newsletter par Paul Nadeau (co chairman avec Don Gautier d'un panel ou j'ai fait une presentation sur les reserves) comme surestime d'un facteur 2-4 et parle de tromper les gouvernements !



DAILY NEWS 12.8. 2008, No. 6.

Theme of the Day: **Mineral Resources**

OSLO 2008
August 6 – 14th

Vast resources of petroleum – hopefully

Most of the Arctic offshore is underexplored with respect to petroleum. Huge quantities of oil and gas may be present in basins that have not been drilled yet, according to an updated estimate from USGS. Not everybody agrees, though.

The extensive Arctic continental shelves may constitute the geographically largest unexplored prospective area remaining on Earth," says Donald Gautier of USGS, project chief of the assessment.

Through the discovery of more than 400 oil and gas fields, almost 10 percent of the world's known petroleum resources (cumulative production and remaining proved reserves) are found north of the Arctic Circle. USGS now estimates that approximately 13 percent of the undiscovered conventional resources are to be found within this area. Their mean estimate is that some 300 billion barrels of oil equivalents (oil and gas) may be discovered in the next decades. This is the main conclusion of a recently published assessment of potential conventional oil and gas resources in the Arctic realm made by USGS. The report was presented by Donald Gautier on Monday morning.

Out of 25 Arctic geological provinces studied, 17 were judged to have a significant

petroleum potential (i.e. one or more accumulations with at least 50 million barrels o.e.)

There are, however, differing opinions with respect to how many barrels of oil could be found within the Arctic. Paul Nadeau of StatoilHydro presented his view that the USGS estimate is 2-4 times higher than it should be.

"While the USGS assessment might be correct in their relative ranking of the basins, we believe that their numbers are too high. That does not matter for the oil companies, but we may end up fooling the governments," Nadeau said.

Donald Gautier of USGS has a very positive, albeit controversial, view of the hydrocarbon resources north of the Arctic Circle.



Looking for people

Oil companies are chasing new recruits at the GeoExpo. Maersk Oil is growing in Norway and hope to recruit employees to their office in Stavanger. "We are looking for creative and dedicated geo-scientists and engineers with a drive for results. We have a long term perspective in Norway and need young people in our company, but also geo-scientists with some ten years of experience", David Cross at the Maersk-exhibition tells us.

Maersk Oil extracts some 800,000 barrels of oil equivalent per day world-wide.



David Cross and Eva Piltzner work for Maersk in Denmark.

Gautier persiste à prédire une forte croissance (612 Gb du rapport USGS 2000) des réserves découvertes mondiales en se basant sur des « algorithmes développés dans des champs aux États-Unis ». Je répète de nouveau que c'est une erreur scientifique d'extrapoler la croissance des réserves dites prouvées (1P) américaines estimées suivant les règles de la SEC (règles périmées) à celle des réserves 2P = prouve + probable du reste du monde (données incomplètes IHS à fin 1995!). C'est comme comparer la température à New-York avec la température à Paris sans se préoccuper que la première est en degré Fahrenheit et la seconde en degré Celsius! De plus on compare des champs non conventionnels centenaires (Midway-Sunset qui a mis 100 ans pour atteindre son pic) à des champs classiques. L'USGS a été incapable de localiser cette croissance des réserves et ne l'a attribué que mondialement! Nous sommes en 2009 et une étude plus complète et plus scientifique est nécessaire !

Gautier conclut en disant que la géologie a peu d'importance devant la politique et la technologie, je pense le contraire, car la technologie ne peut changer la géologie du réservoir !

J'espère que ces commentaires sur ce bulletin intéressent feront l'objet d'autres commentaires. La lumière naît de la discussion en se basant sur des faits, mais en n'oubliant pas qu'un fait peut être interprété différemment. Tout dépend de la motivation de l'auteur !
Un verre peut paraître à moitié vide pour certains et à moitié plein pour d'autres !