

Mines de Paris Sophia Antipolis Mastère OSE 1er octobre 2008

Production future (reserves) des combustibles fossiles

Jean Laherrere ASPO (Association for the Study of Peak Oil & gas) & ASPO France

jean.laherrere@nordnet.fr

pas d'accent par crainte de deformation possible avec certains logiciels

L'expose qui a ete presente ici le 17 octobre 2007 sur le meme sujet se trouve sur le site www.aspofrance.org et doit etre consulte pour avoir les bases et voir l'evolution.

-1-Petrole

-Petrole =mineral, different *oil* = tout liquide qui brule, notamment vegetal (olive oil)

Publier une donnee est un acte politique et depend de l'image que l'auteur veut donner.

Tout ce qui est publie est politique (OPEC qui triche sur les quotas) ou financier (regles SEC= seul prouve)).

Tout ce qui est technique est confidentiel (sauf UK, Norvege et US federal)

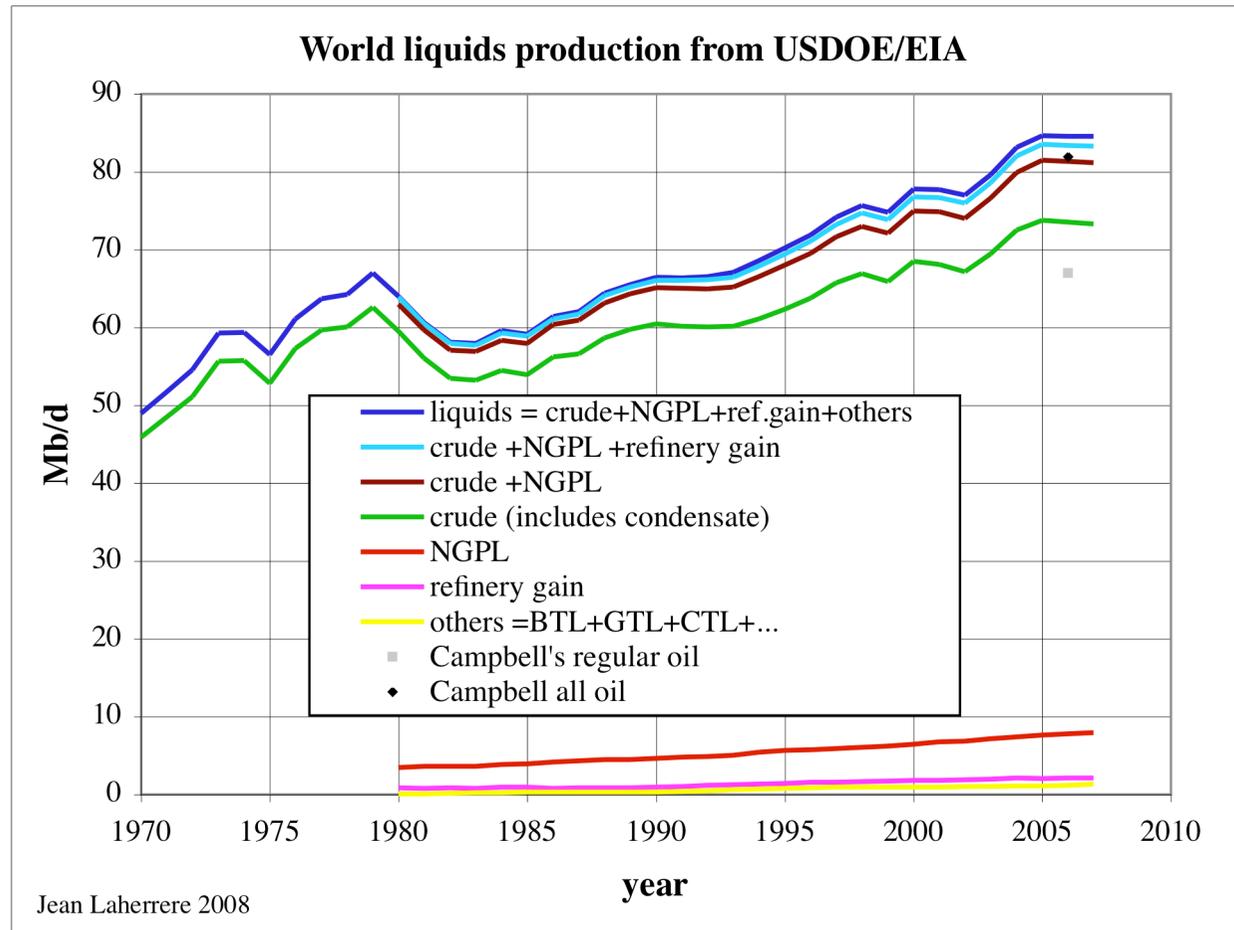
L'ambiguite est recherchee et les definitions ne sont jamais fournies exactement, ni les valeurs de reference

Pour 2006 la production d'huile va de 67 Mb/d pour le regular oil de Campbell, 71 Mb/d pour le brut moins extra-lourd, 73 Mb/d brut, a 85 Mb/d pour tous liquides (= oil demand) incluant liquides de gaz naturel, petroles extra-lourds, huiles synthetiques, biocarburants, liquides de charbon et gains de raffinerie (en volume)

World oil production for 2006	definition	Mb/d
OGJ Oil & Gas Journal	oil	72,647
WO World Oil magazine	crude/condensate	73,330 139
BP Statistical Review	liquids (excl BTL, CTL)	81,663 310 979 140 2
USDoE (Depart of Energy)/EIA	crude oil	73,573 844 712 166 8
	all liquids	84,597 461 4
IEA International Energy Agency	oil	85,4

Publier une donnee avec plus de 2 chiffres significatifs pour l'energie montre que l'auteur est incompetent sur le sujet, ignorant les incertitudes et le calcul d'erreur

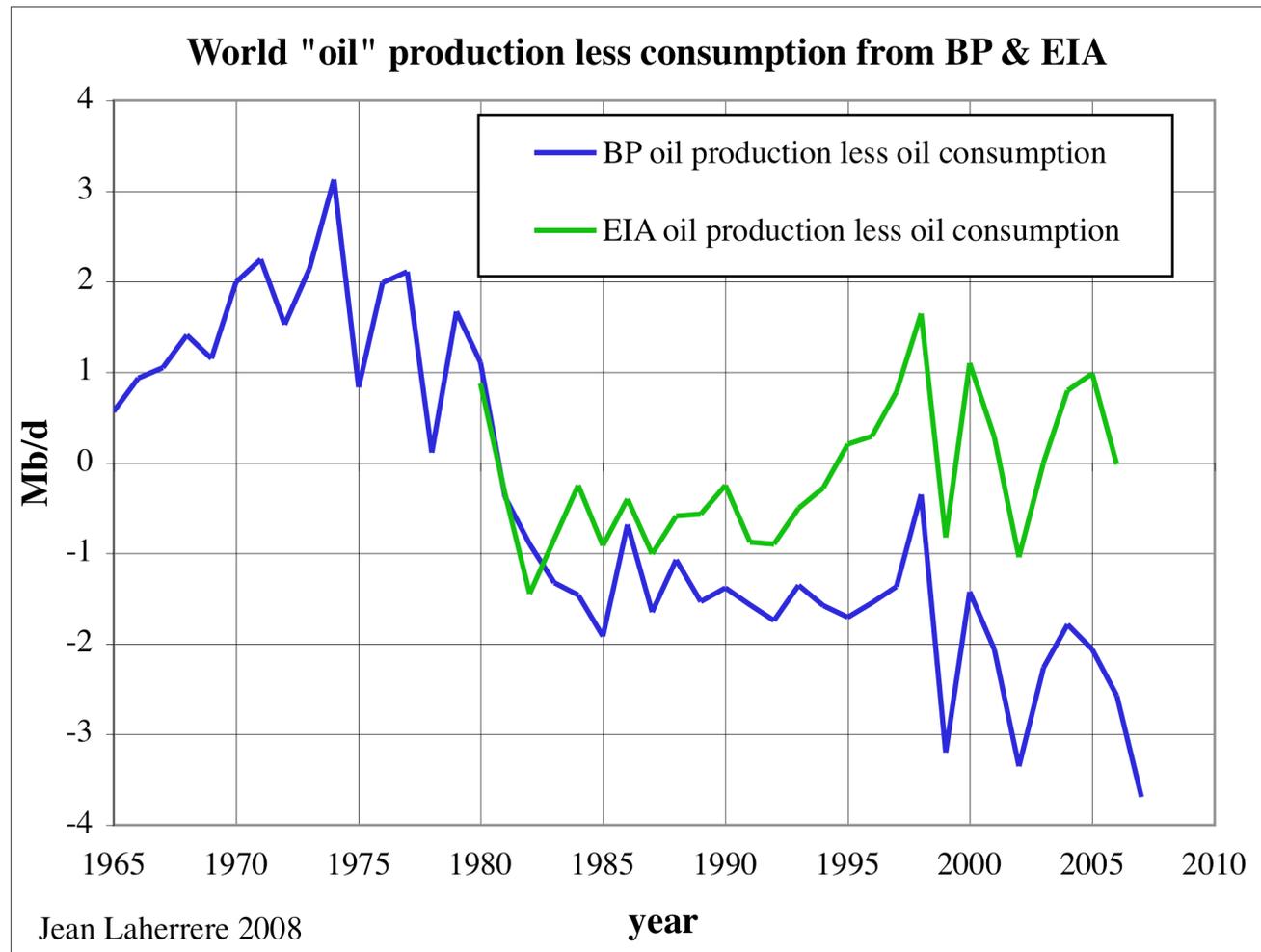
Figure 1: Production mondiale de liquides d'après USDOE/EIA



Colin Campbell, fondateur d'ASPO, a remplacé *conventional oil* par *regular oil*, excluant arctique, offshore profond (>500m) et pétrole lourd (<17,5° API), mais, dans *all oil*, il ne met ni les gains de raffinerie, ni les pétroles synthétiques (XTL)

Pour BP Statistical review “oil production” n’est pas le meme que “oil consumption”

Figure 2: “oil” production moins “oil consumption” pour BP et EIA



La plupart des donnees petrolieres publiques sont **manipulees financierement** (regles perimees SEC) ou **politiquement** (bagarre entre les membres OPEP sur les quotas)

Il y a plusieurs definitions pour les reserves

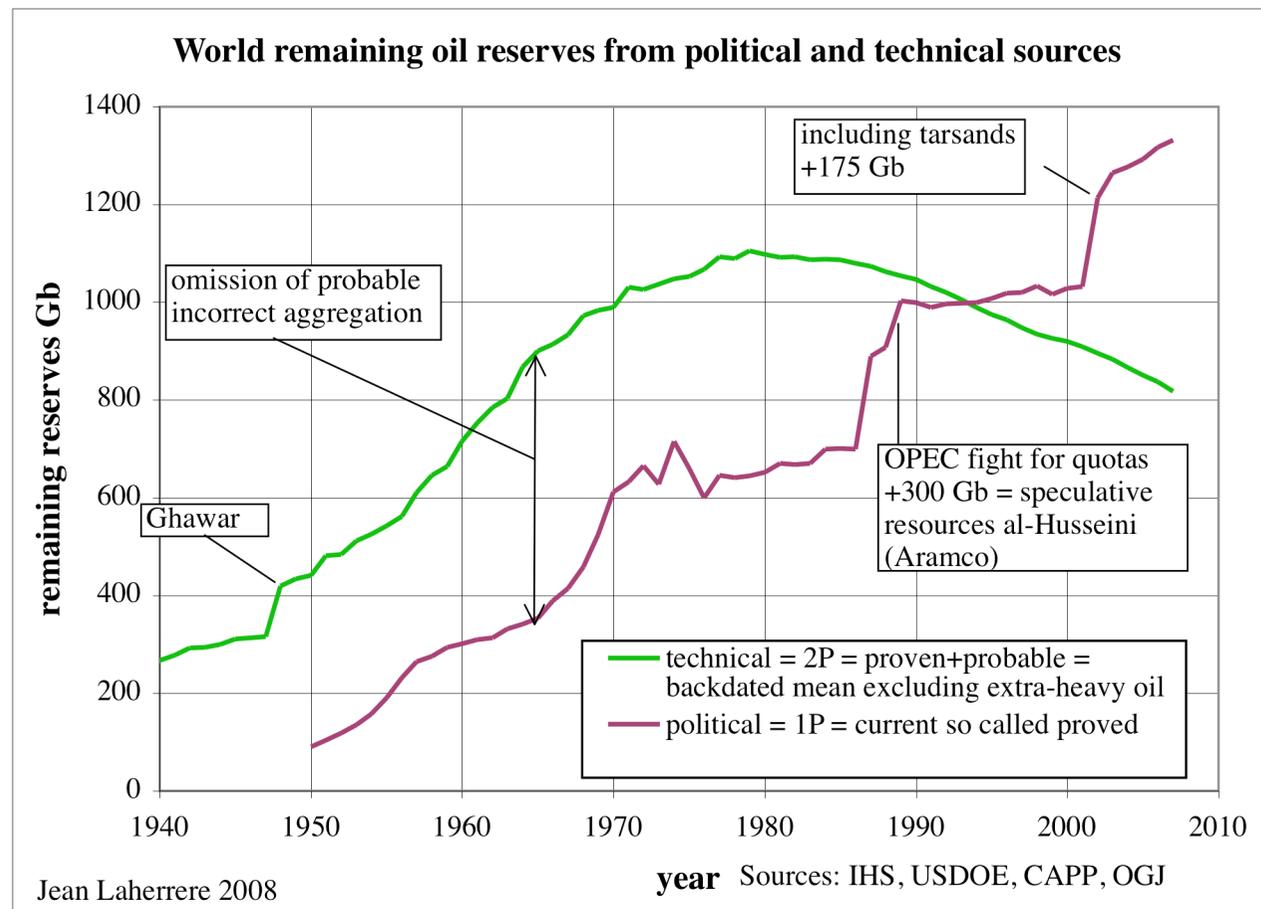
-**US**: regles SEC: seulement reserves prouvees auditees = minimum ? = 1P (doivent changer en 2009)

-**OPEP**: reserves prouvees non auditees, base des quotas = essentiellement politiques, changent peu

-**ex-URSS**: classification ABC1 = recuperation maximum = prouve+probable+possible = 3P

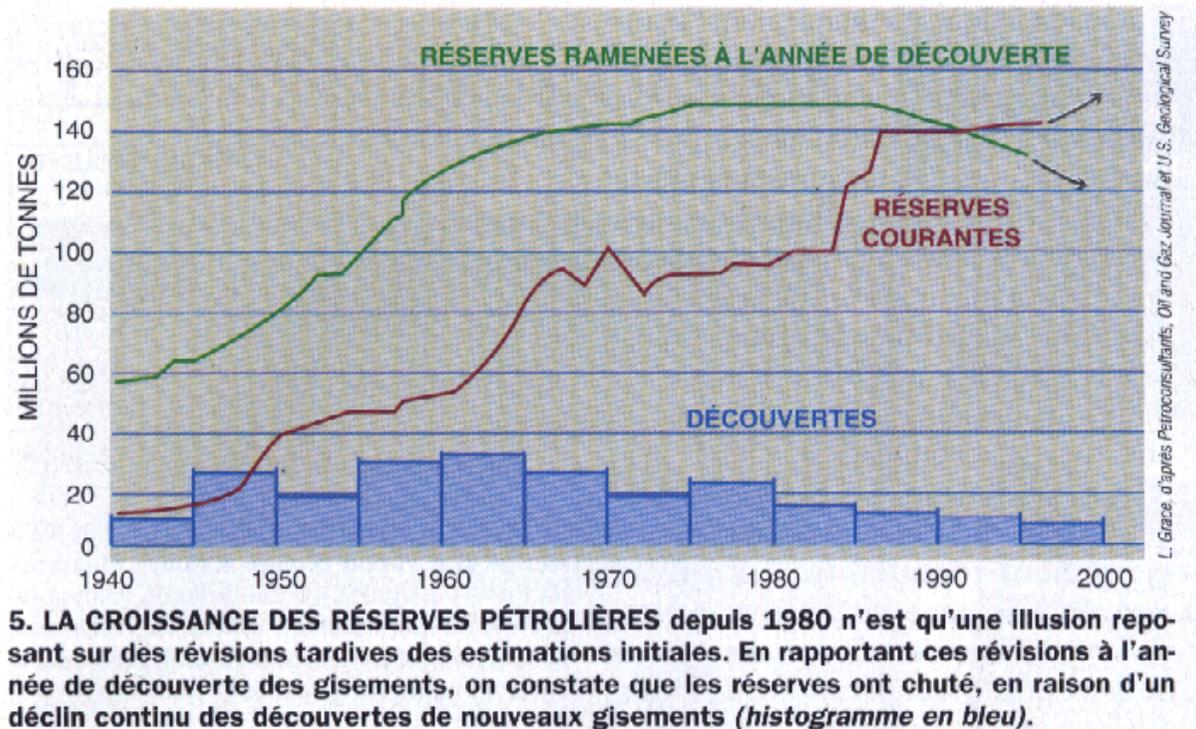
-**reste du monde**: prouve+probable = 2P =valeur esperee

Figure 3: **reserves mondiales restantes** de petrole d'apres les **donnees politiques (publiques) et techniques (confidentielles)**



Il faut comparer ce graphique en 2007 avec celui que j'ai tracé en mars 1998 dans Scientific American "**The end of cheap oil**" (article qui a conduit à la création par Colin Campbell d'ASPO "Association for the Study of Peak Oil and gas) et en mai 1998 dans Pour la Science

Figure 4: meme graphique en 1998 Pour la Science Campbell and Laherrere "**La fin du petrole bon marche**"



Les économistes, qui n'ont que les données politiques, **raisonnent sur des données fausses!**

Il ne faut pas confondre réserves politiques et réserves techniques

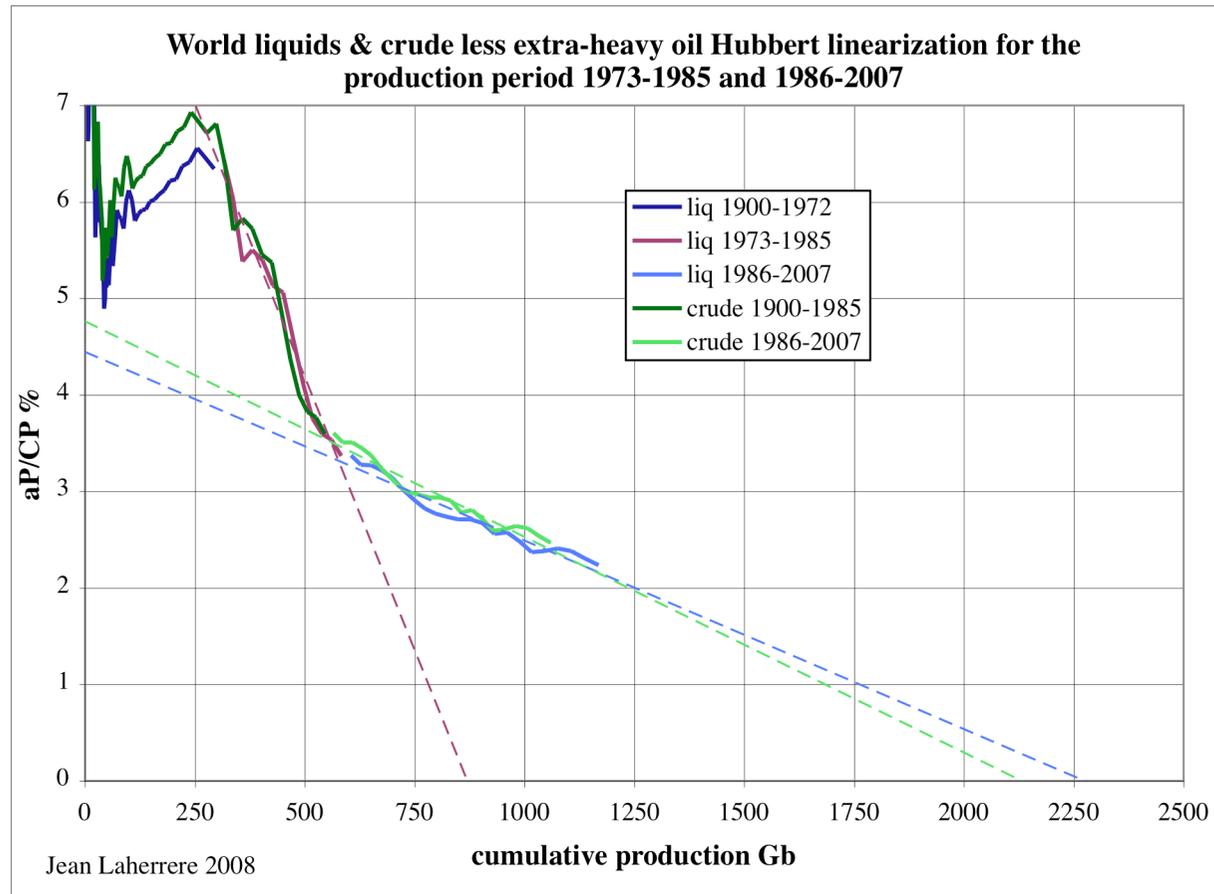
Il ne faut pas confondre réserves (ce qui sera produit) et ressources (ce qui se trouve dans le sous-sol).

Il ne faut pas confondre réserves ultimes (production passée + future production jusqu'à épuisement) et réserves restantes à une certaine date

Ultime et *linearisation d'Hubbert*

La *linearisation d'Hubbert* est utilisée par certains à partir des données de production pour obtenir l'ultime des réserves de pétrole. Mais la courbe: taux de croissance de la production en fonction de la production cumulée ne montre un trace linéaire que si la courbe suit un modèle logistique.

Figure 5: production mondiale des liquides et du brut-EL : linearisation Hubbert 1973-1985 & 1986-2007

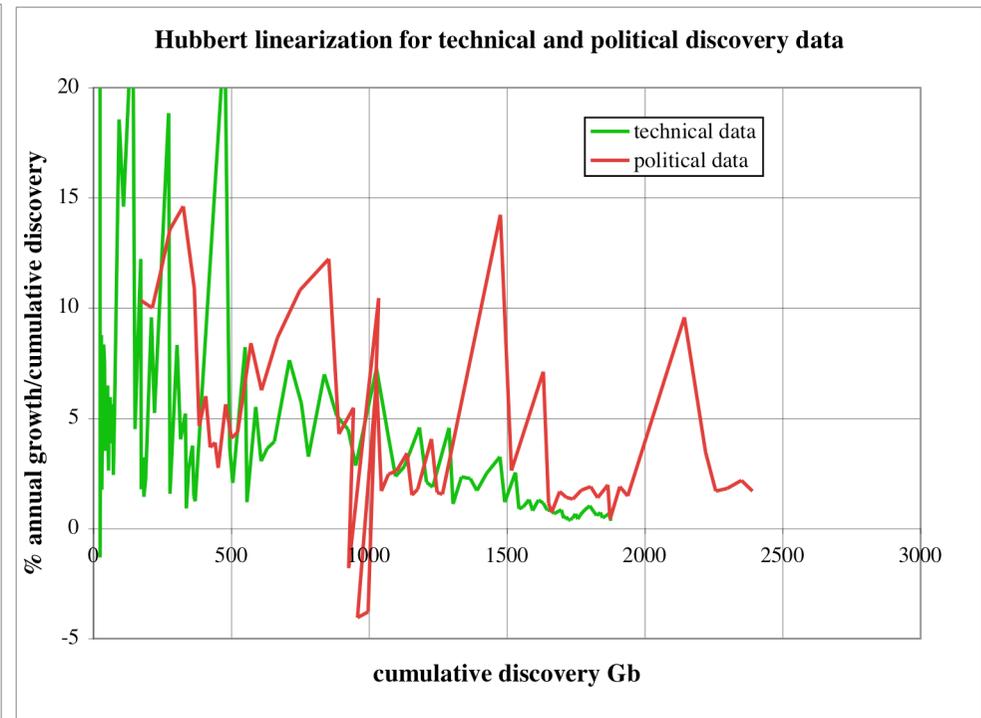
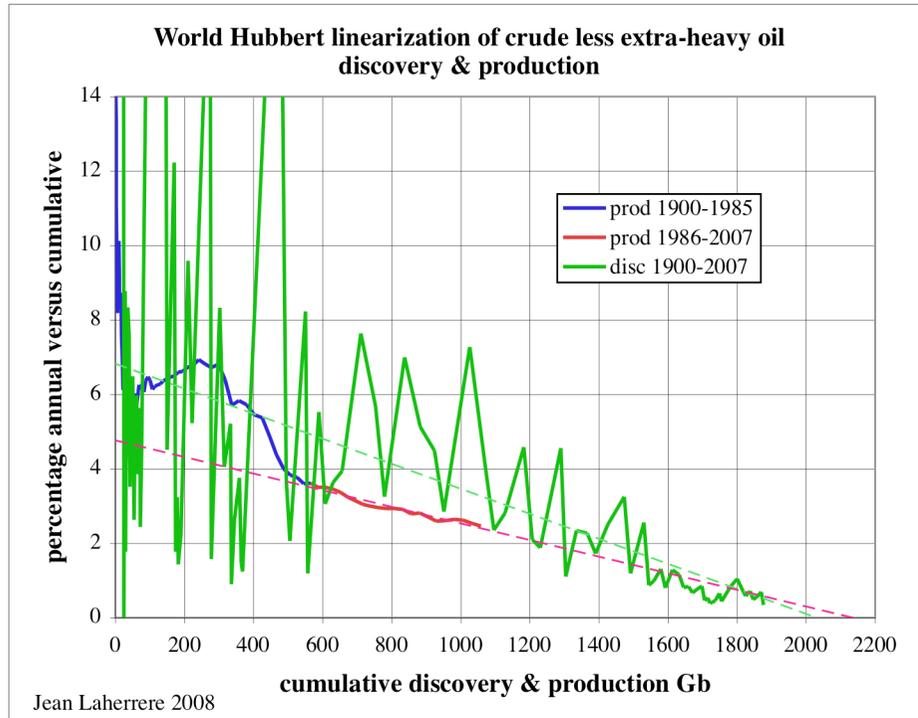


La période 1972-1985 donne une extrapolation moitié que la suivante. Il faut faire appel aux découvertes.

Le trace combine production et decouverte (donnees techniques = backdated mean) pour le **brut moins extra-lourd (EL)** converge vers un ultime de **2000 Gb**.

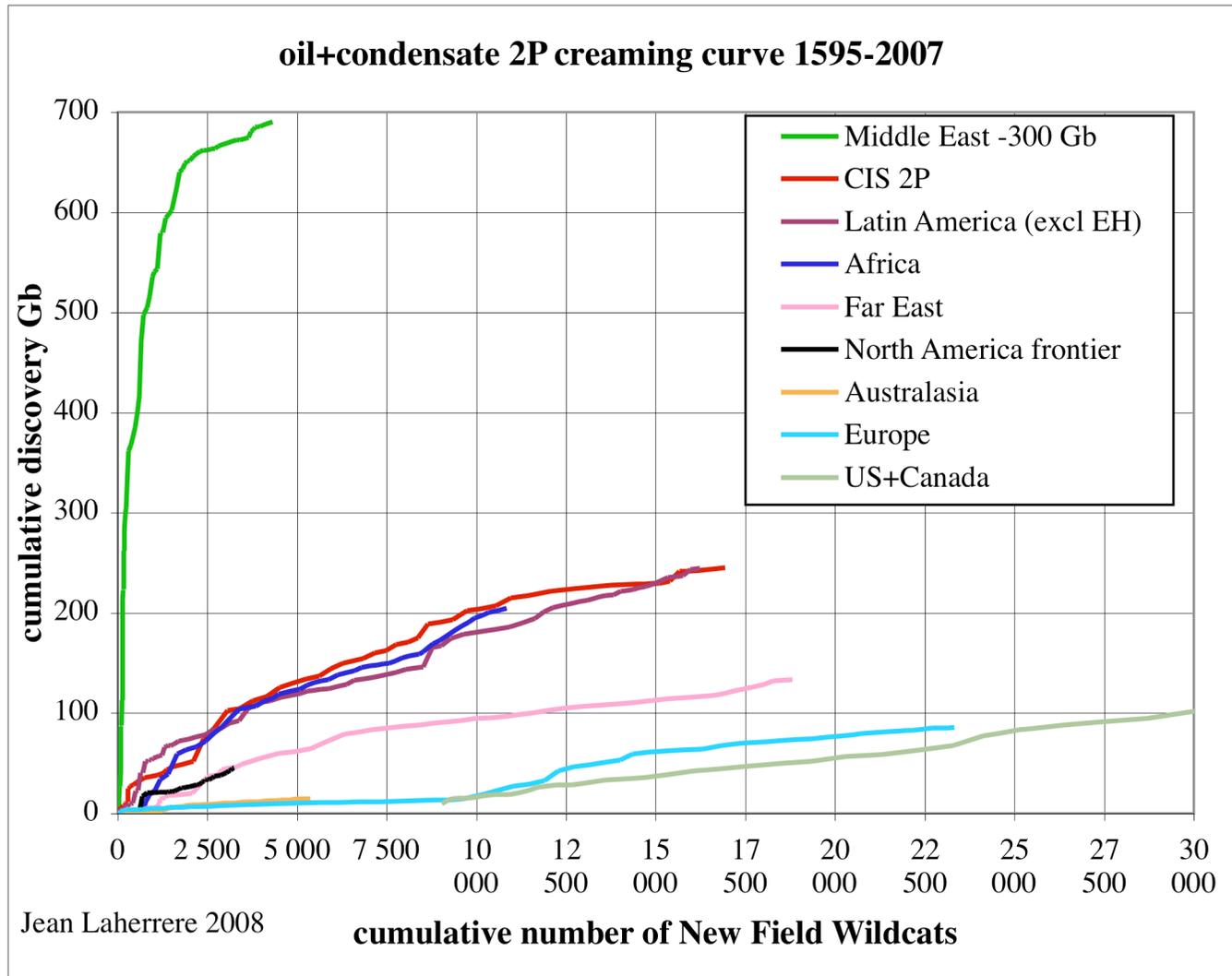
Figure 6: linearisation d'Hubbert pour le brut-EL decouverte et production

Figure 7: linearisation d'Hubbert pour les decouvertes techniques et politiques



L'utilisation des donnees publiques (BP reserves soi-disantes prouvees) donne un trace chaotique.

L'extrapolation des courbes d'ecremage (decouvertes cumulees en fonction du nombre cumule de puits d'exploration pure (NFW) permet d'obtenir les reserves ultimes par continent et donc pour le monde.
 Figure 8: courbes d'ecremage pour le brut –EL + condensat



La courbe des decouvertes cumulees en fonction du temps peut aussi etre modellise avec plusieurs courbes en S pour un ultime de 2000 Gb pour le brut –EL. Le “a decouvrir” (YET) est de l’ordre de 200 Gb soit l’imprecision sur l’ultime.

Les dernieres decouvertes bresiliennes se logent sans probleme a l’interieur de ces 200 Gb.

Figure 9: decouverte et production mondiale cumulees de brut –EL avec prevision pour ultime de 2 Tb

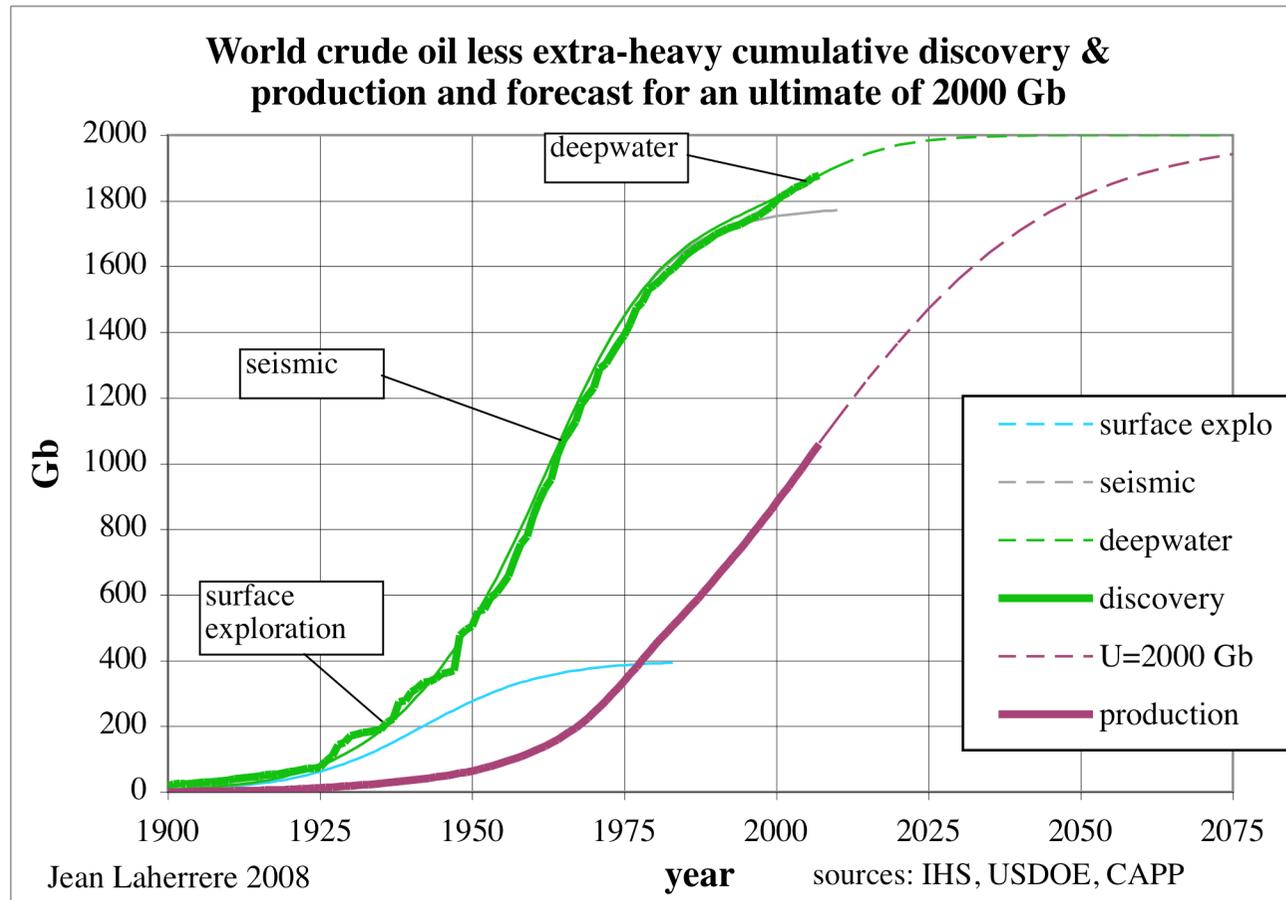
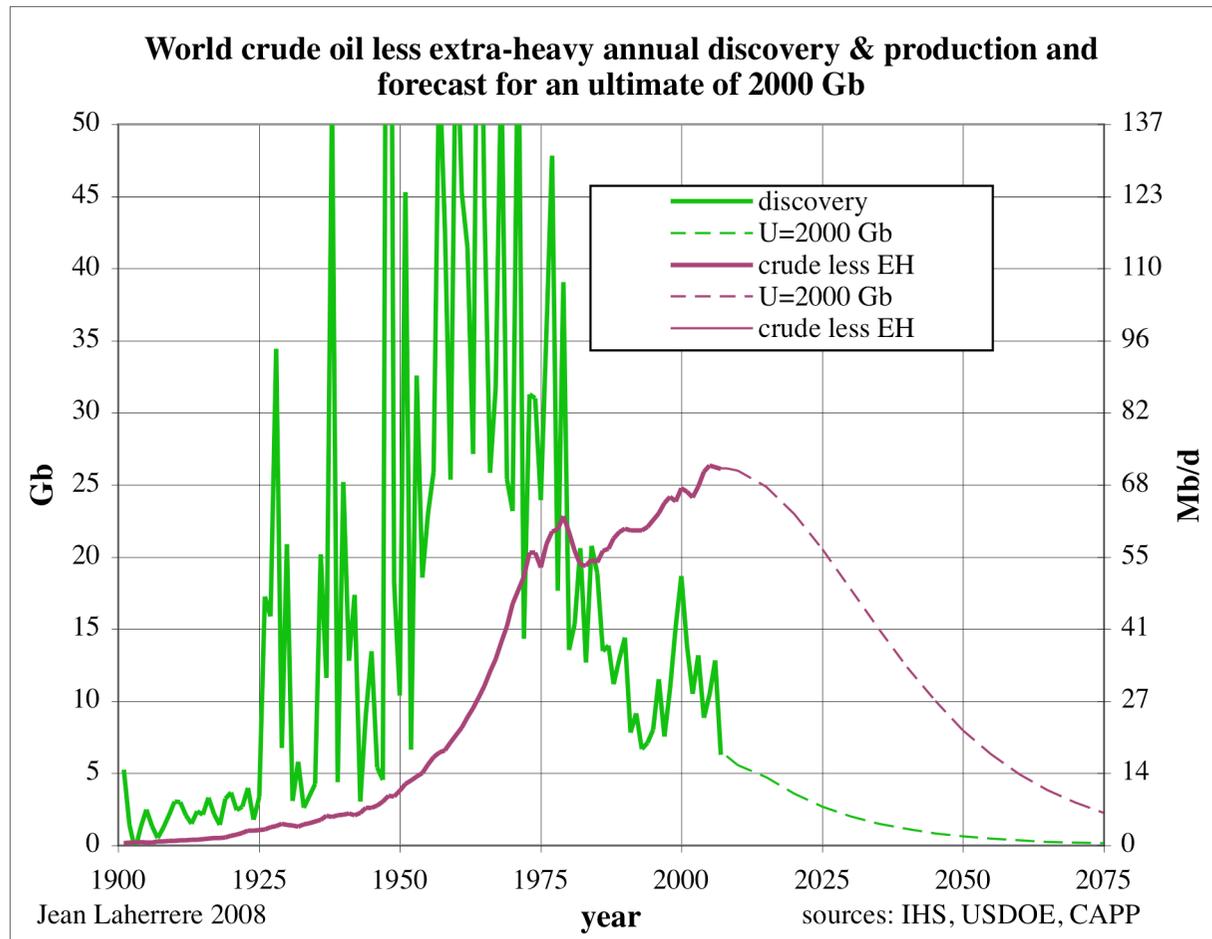


Figure 10: decouverte et production mondiale annuelles de brut –EL avec prevision pour ultimate de 2 Tb

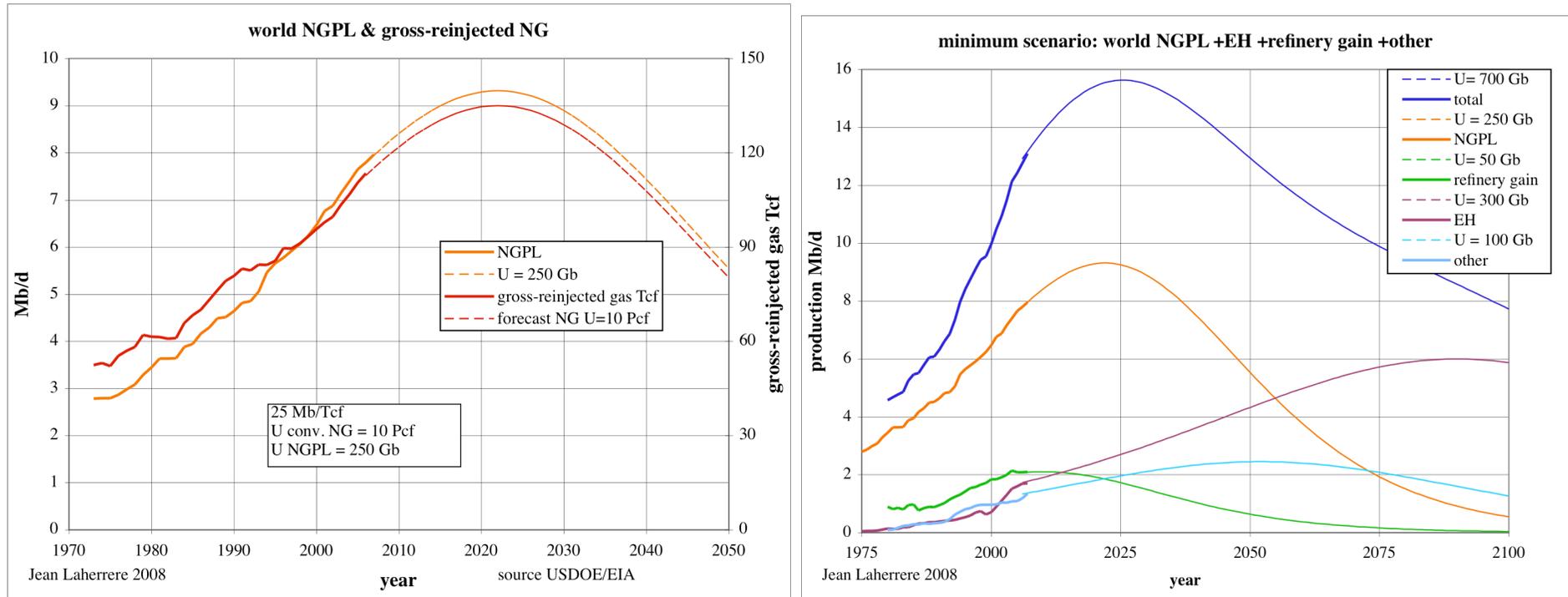


Pour satisfaire la “oil demand” qui inclut tous les liquides avec des XTL (n’importe quoi transforme en liquides) comme GTL (gas-to-liquid), CTL (coal-to-liquid) et BTL (biomass-to-liquid)., Nous estimons l’ultime liquides le plus probable a 3 Tb etant la somme de brut moins EL= 2000 Gb; extra-lourd (EL) = 500 Gb; liquides de gaz naturel et GTL = 250 Gb; synthetique (BTL, CTL) et gain de raffinerie =250 Gb

Pour obtenir un scénario minimum, une approche plus détaillée distingue les différents liquides en plus *du brut moins EL*, d'abord les liquides des usines de traitement du gaz naturel = NGPL, car le condensat en tête de puits est compte avec le brut.

Figure 11: prevision de production de liquides de gaz naturel en fonction de celle du gaz naturel (U=10 Pcf)

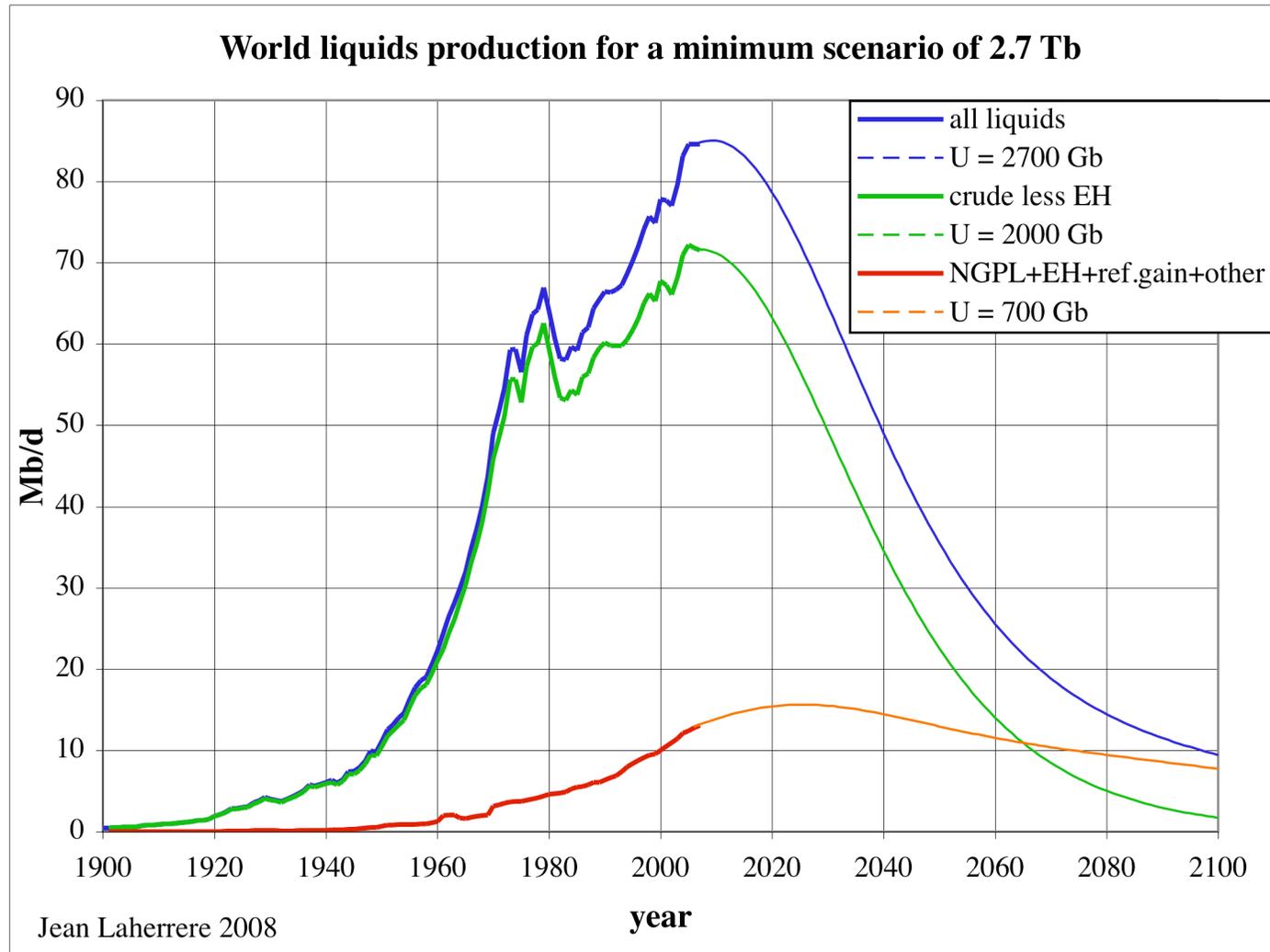
Figure 12: prevision minimale de production de NGPL + EL + gain de raffinerie + *other*



L'ultime de EL est de 300 Gb (scénario moyen = 500 Gb), des NGPL de 250 Gb et du gain de raffinerie (lié à la production mondiale de brut) de 50 Gb. Le plus difficile est de prévoir le *other* qui inclut les biocarburants, avec une agriculture dépendant beaucoup des engrais (à partir du gaz) 100 Gb correspond à un chiffre rond. L'ultime global minimum liquides en plus du *brut-EL* est donc de 700 Gb = 0,7 Tb.

Le scenario minimum est pour un ultime liquides de 2,7 Tb, avec un pic (sans contrainte autre que geologique) vers 2010

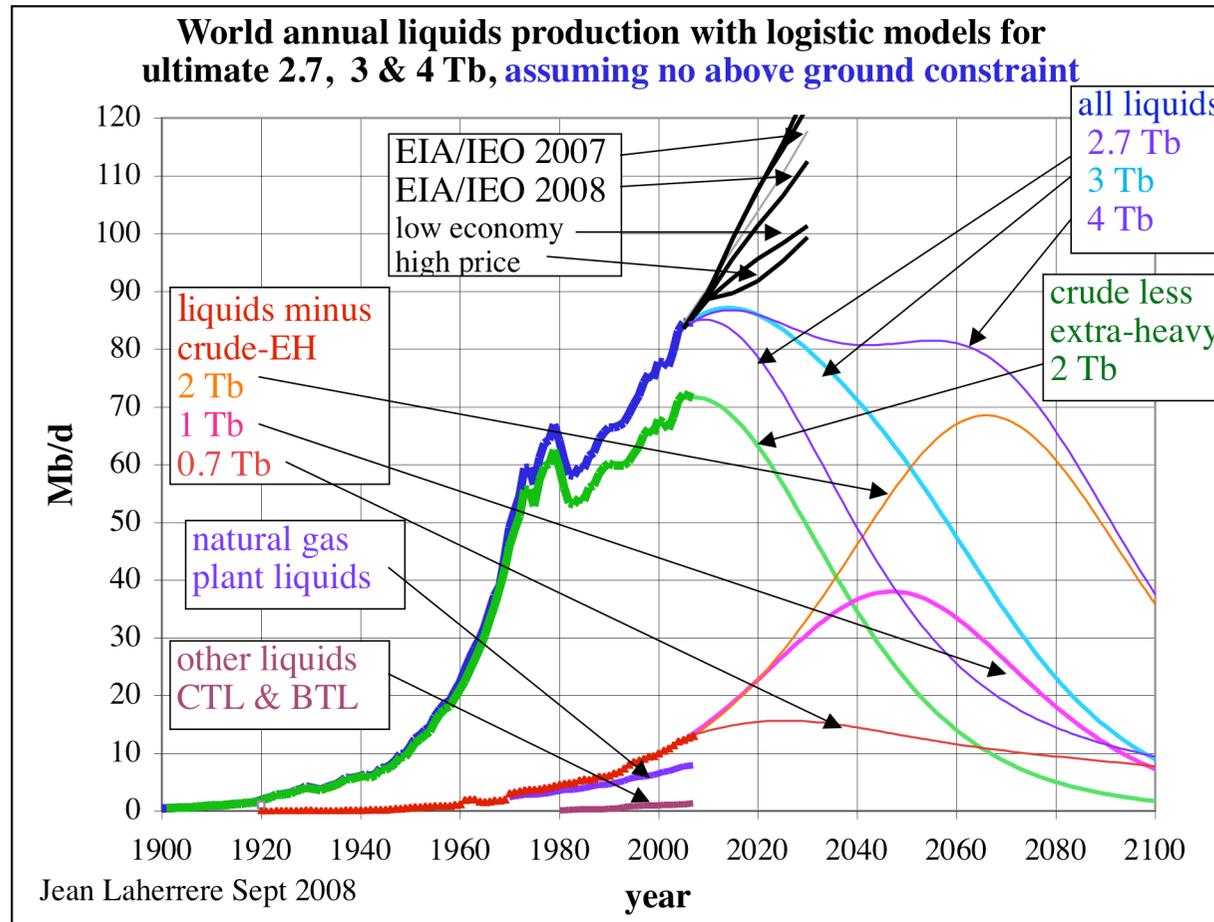
Figure 13: scenario **minimum** de production **liquides** (**sans contrainte above the ground**) pour un ultime de 2,7 Tb



Les contraintes *above the ground* vont transformer le pic en plateau ondule.

Si le scenario minimum est de 0,7 Tb pour les liquides autres que le brut-EL, le scenario le plus probable est de 1 Tb et le scenario maxi de 2 Tb, donnant un ultime tous liquides allant de 2,7 a 3 et 4 Tb.

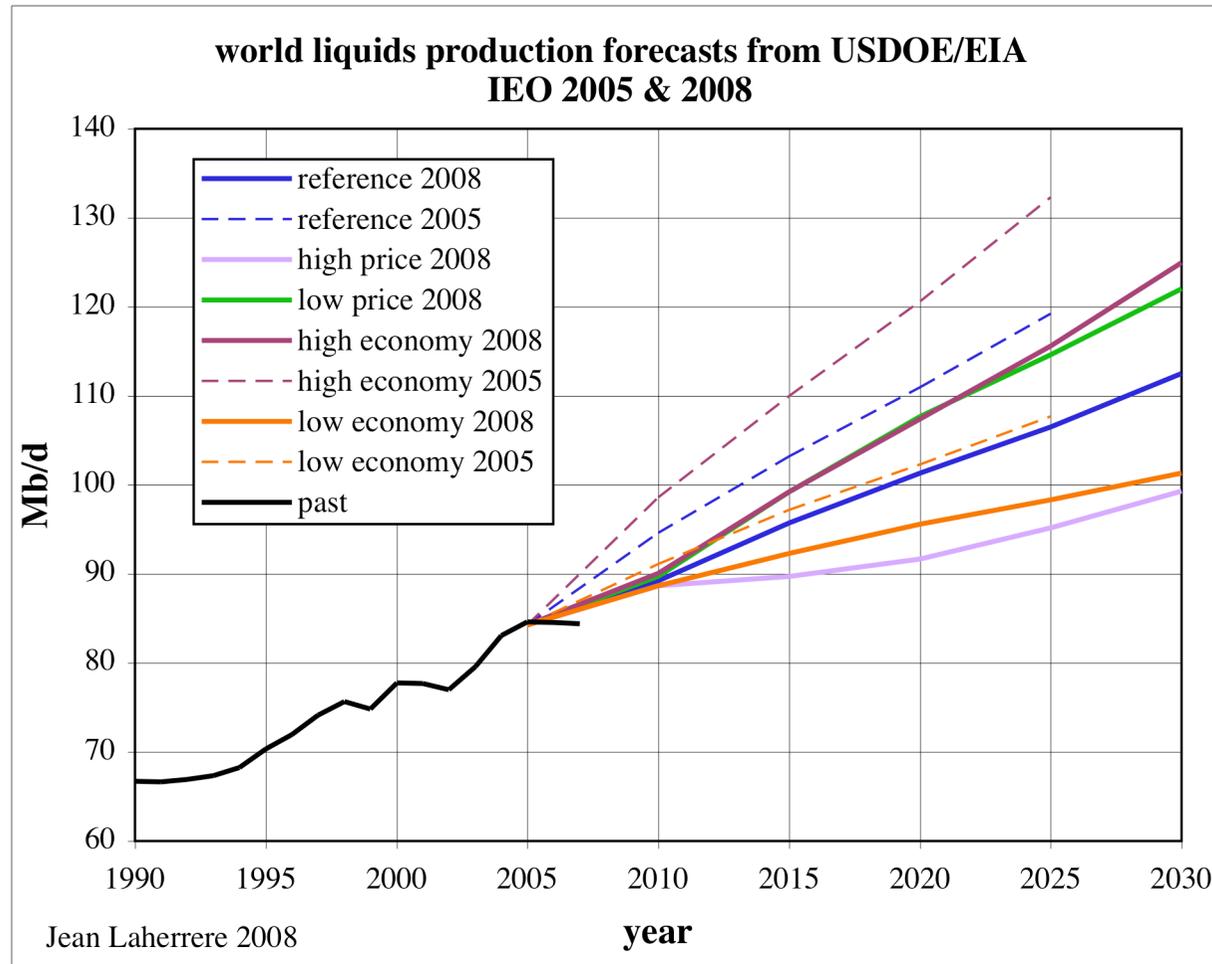
Figure 14: production annuelle mondiale de liquides pour un ultime de 2,7, 3 & 4 Tb avec l'hypothese *pas de contrainte au dessus du sol* avec les 5 scenarios USDOE/EAI 2008



Le doublement du petrole cher (rouge) de 1 a 2 Tb **ne change pas la date du pic**, seulement la pente du declin. Les 90 Mb/d ne seront pas atteints, mais un plateau ondule (bumpy plateau) pourra retarder le debut de la chute.

Les previsions USDOE/EIA baissent avec le temps et passent de 3 scenarios (reference + 2 economie) a 5 scenarios (reference + 2 economie + 2 prix) en 2008

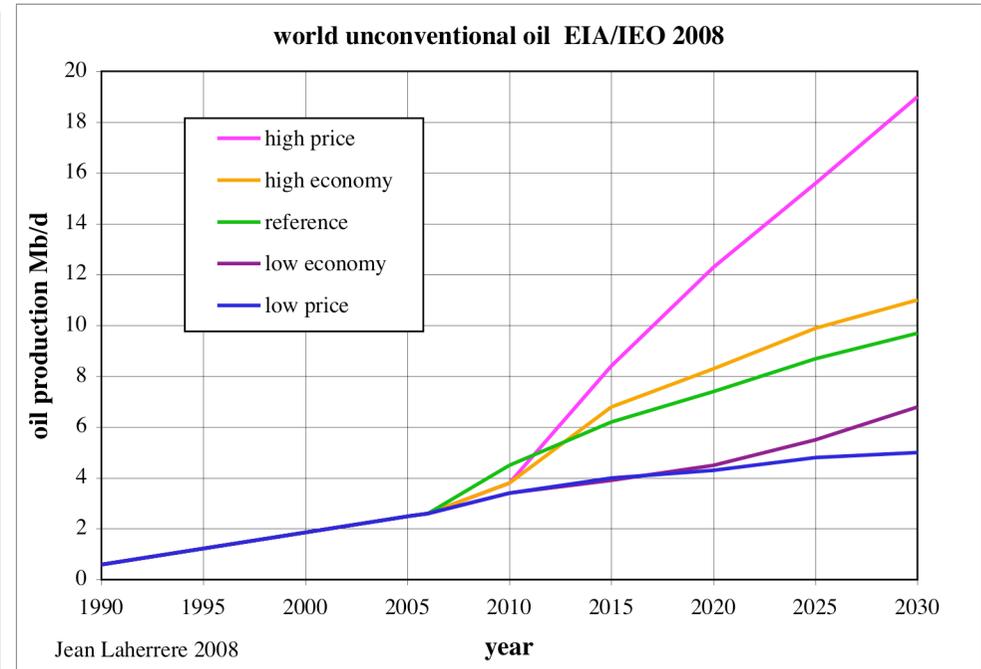
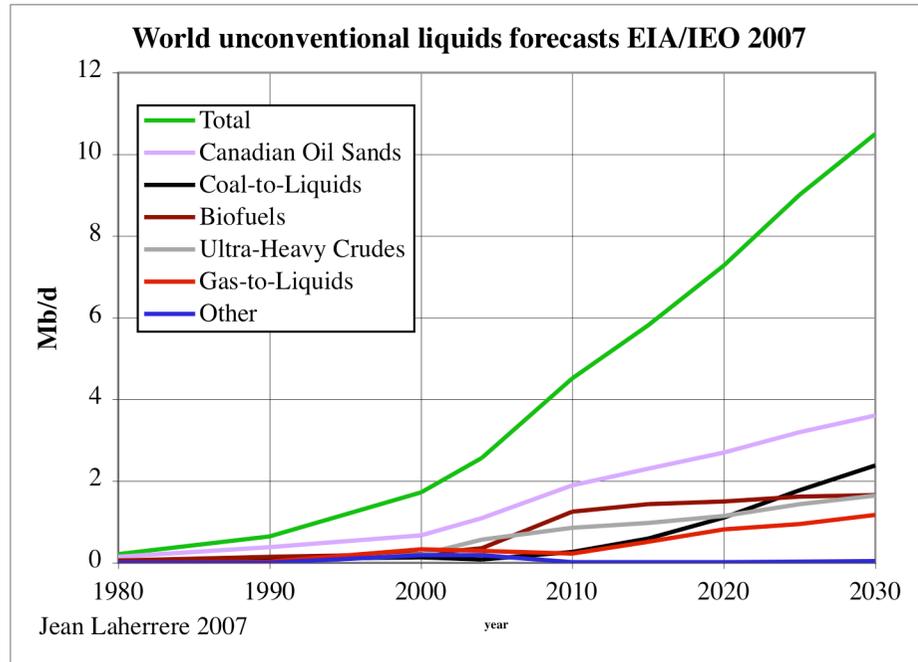
Figure 15: previsions USDOE/EIA 2005 et 2008 pour la production annuelle mondiale de liquides



L'incertitude la plus grande est sur **le non-conventionnel ou importe, non pas la taille des reserves** (reconnu depuis plus longtemps que le conventionnel car proche de la surface), **mais la taille du robinet**

Figure 16: previsions USDOE/EIA 2007 pour la production de petrole non-conventionnel

Figure 17: previsions USDOE/EIA 2008 pour la production de petrole non-conventionnel avec 5 scenarios



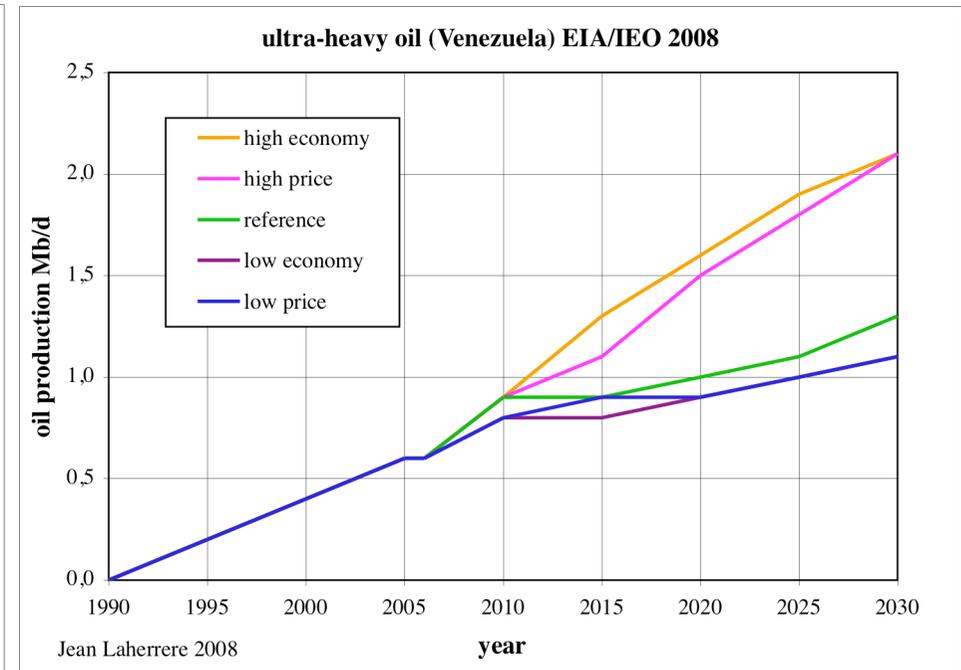
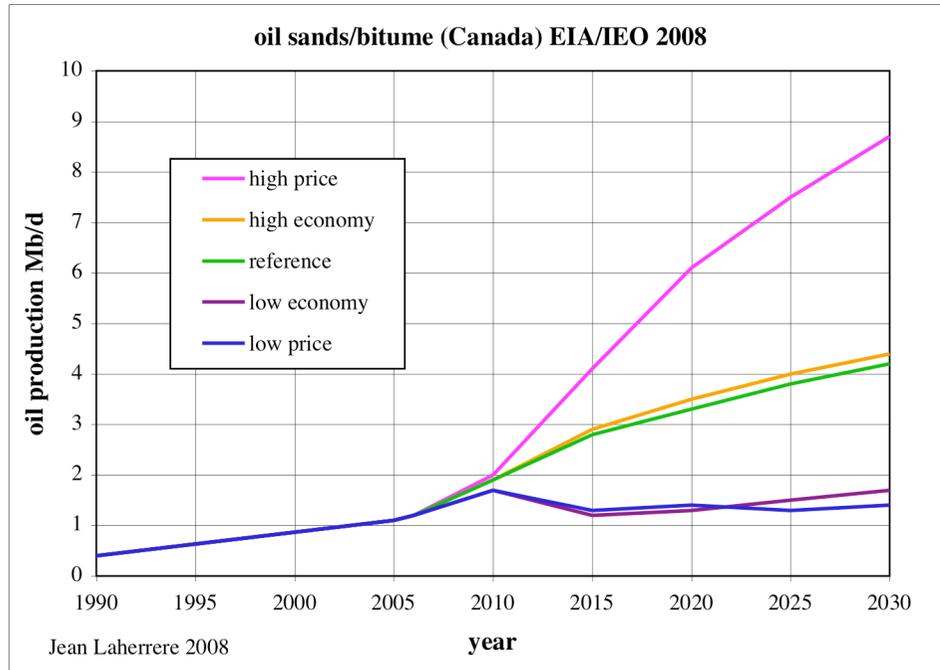
En 2030 la prevision 2007 de la production non-conventionnel etait de 10 Mb/d , celle de 2008 varie de 5 (*prix bas*) a 19 (*prix eleve*) Mb/d avec l'introduction de scenario de prix qui soit divise ou multiplie par 2!

Pour l'EL= extra-lourd

Figure 18: previsions USDOE/EIA 2008 pour la production EL = sables bitumineux Canada avec 5 scenarios

Figure 19: previsions USDOE/EIA 2008 pour la production EL

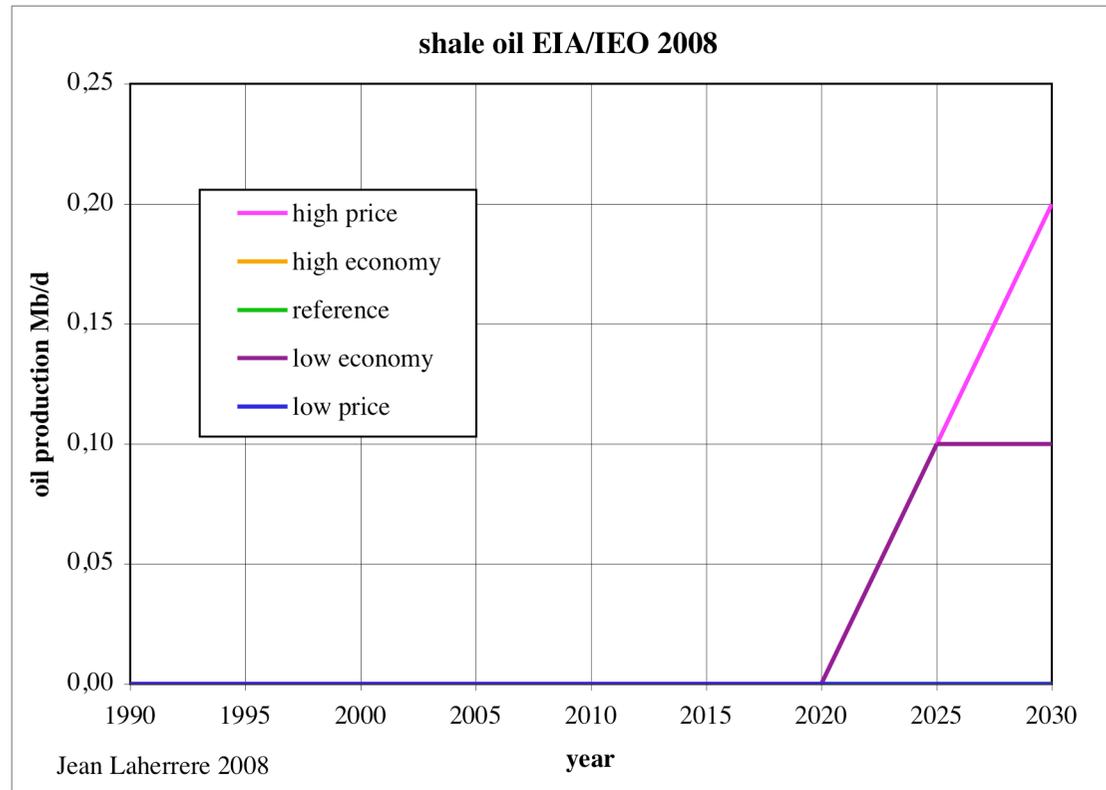
au Venezuela avec 5 scenarios



La fourchette est large, surtout si prix eleve, en economie basse il y a meme declin !

La production venezuelienne est handicapee par la nationalisation de Chavez et la reduction des competences de PDVSA

Les schistes bitumineux (ni schiste, ni bitume)) n'ont pas actuellement de procede valable pour leur production, le bilan energetique est en question (independent du prix), de meme que les problemes d'environnement, Figure 20: previsions negligees de l'USDOE/EIA 2008 pour la production des schistes bitumineux

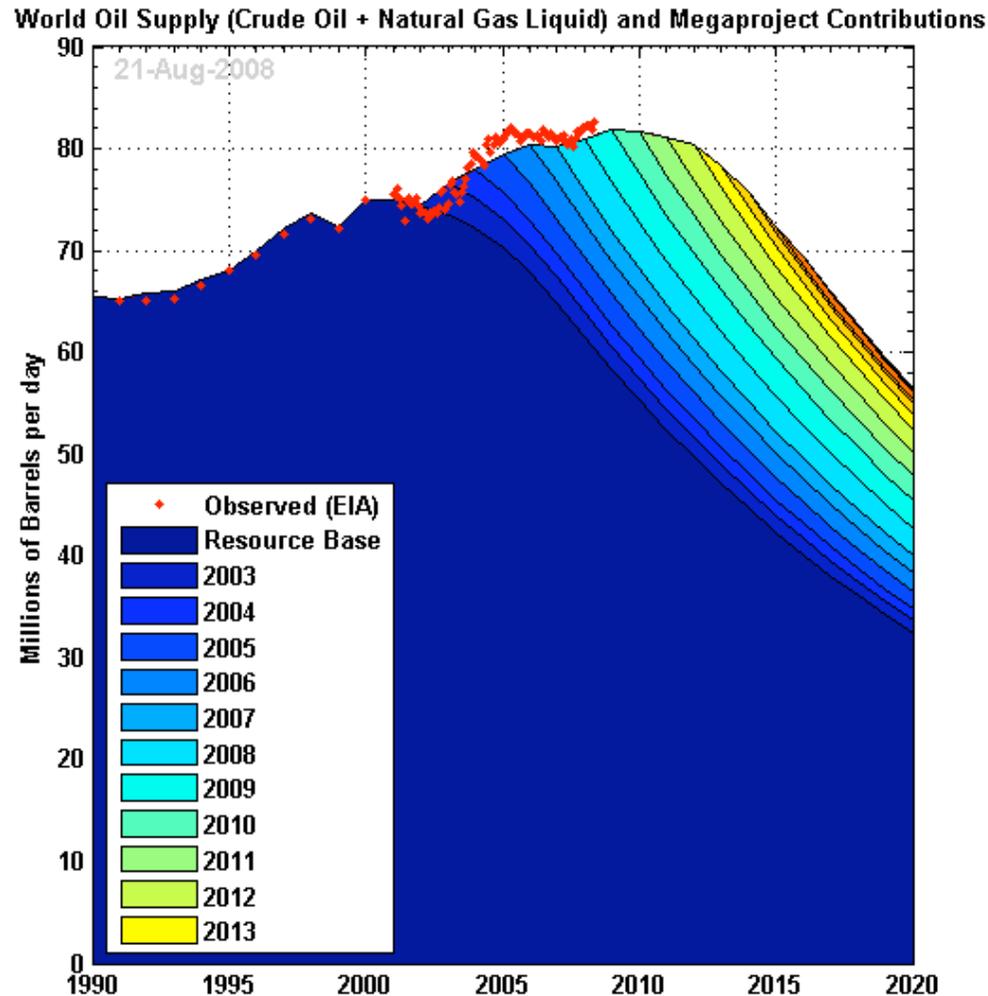


Le pilote in situ de Shell aux US effectue en plusieurs annees une pyrolyse lente avec chauffage electrique dans des puits rapproches avec tout autour une congelations des sediments pour prevenir les venues d'eau. La decision d'un pilote commercial Shell ne sera pas prise avant 2012.

Les schistes bitumineux d'Autun ont ete exploites en France de 1835 a 1957. La seule production de shale oil se trouve au Bresil et en Chine, inferieure a 5000 b/d. L'Estonie les brule dans des centrales ou des cimenteries, mais, comme cela pollue trop, elle doit les arreter pour respecter les regles de l'UE.

Pour le court terme les ultimes des reserves sont peu utiles, il faut evaluer les *megaprojects* en cours pour les annees a venir et le pic (brut + liquides de gaz) semble etre avant 2010

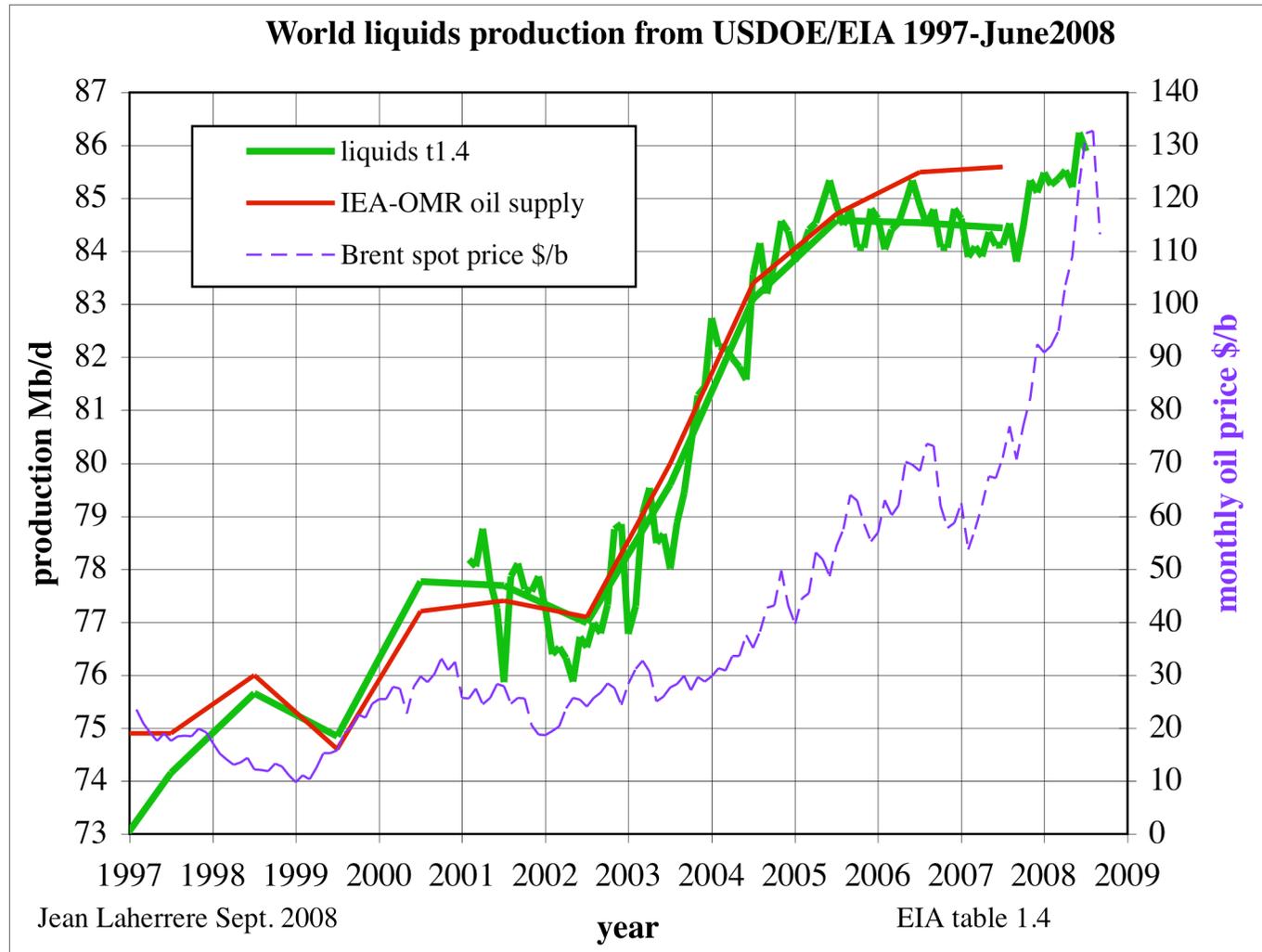
Figure 20: previsions production “brut + liquides de gaz” *The oil drum* a partir des *megaprojects*



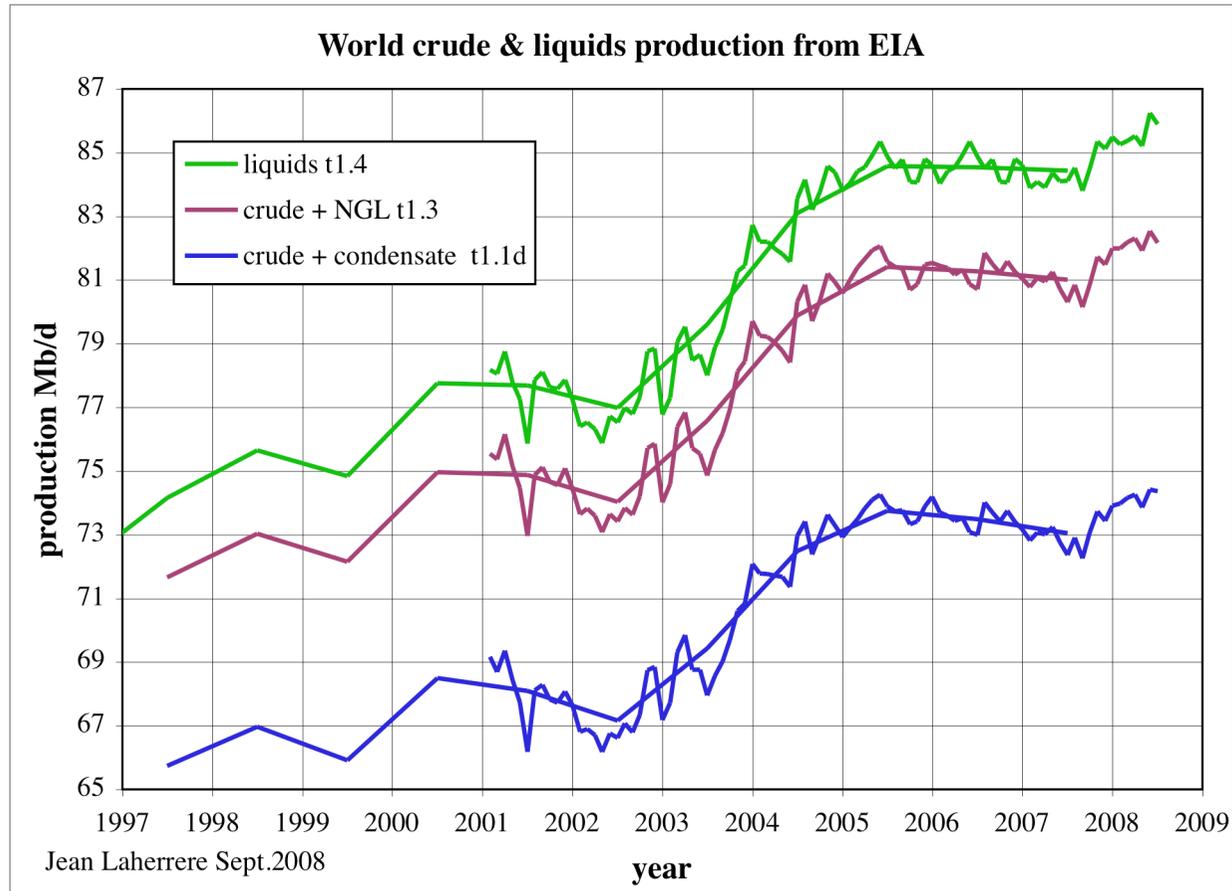
Après 2012 il faudra ajouter les futurs megaprojects non encore decides.

Les valeurs de production mensuelles de l'USDOE/EIA (souvent corriges des annes apres) montrent un plateau ondule depuis 2005. Les valeurs annuelles de l'AIE divergent par plus de 1 Mb/d!

Figure 21: **production mondiale de liquides d'apres USDOE/EIA**



Certains ont pretendu que le pic du **brut** a ete en Mai 2005, mais Mai 2008 a ete superieur
Figure 22: production mondiale de tous liquides, de brut et de brut+liquides de gaz d'apres EIA



Les contraintes *above the ground* sont importantes: nationalisation (Venezuela, Russie), guerre civile (Irak, Nigeria), manque de terrain a explorer pour les IOCs, manque d'equipements et de personnel, et recession economique qui arrive et empire. **Le plateau sera ondule et les prix chaotiques, comme je le dis depuis 2001.** Le facteur temps est le plus sous-estimé et le plus difficile a combattre: **on ne peut faire un enfant en un mois avec neuf femmes!**

Autres previsions: National Petroleum Council 2007 *Hard truths* (2 ans et 350 personnes) a priiis celles d'ASPO France en reference. CERA prevoit un plateau ondule qui ne commnce qu'en 2030-2050, contrairement aux declarations de Total (de Margerie) et Conoco

Figure 23: prevision NPC dans WSJ 19 Nov 2007

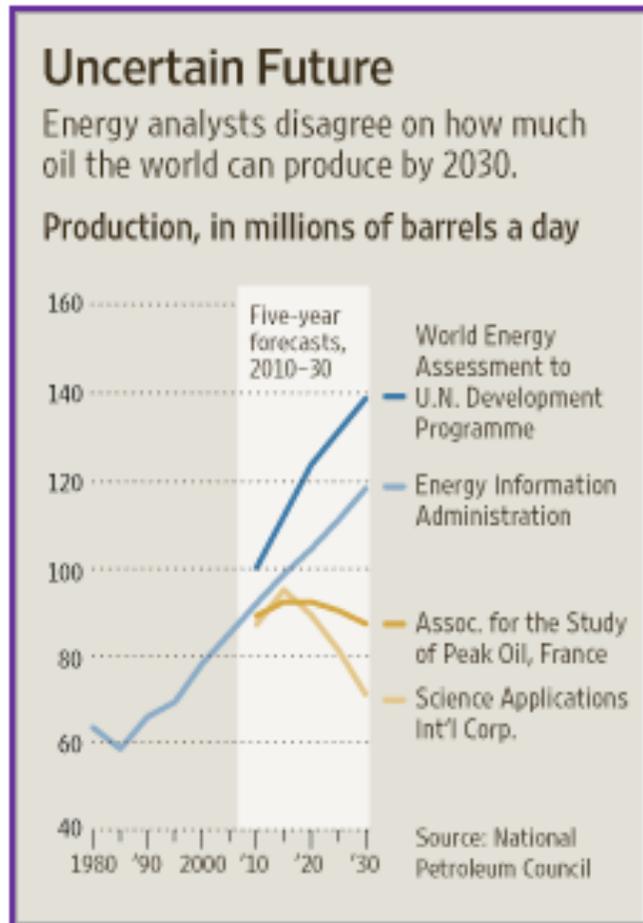
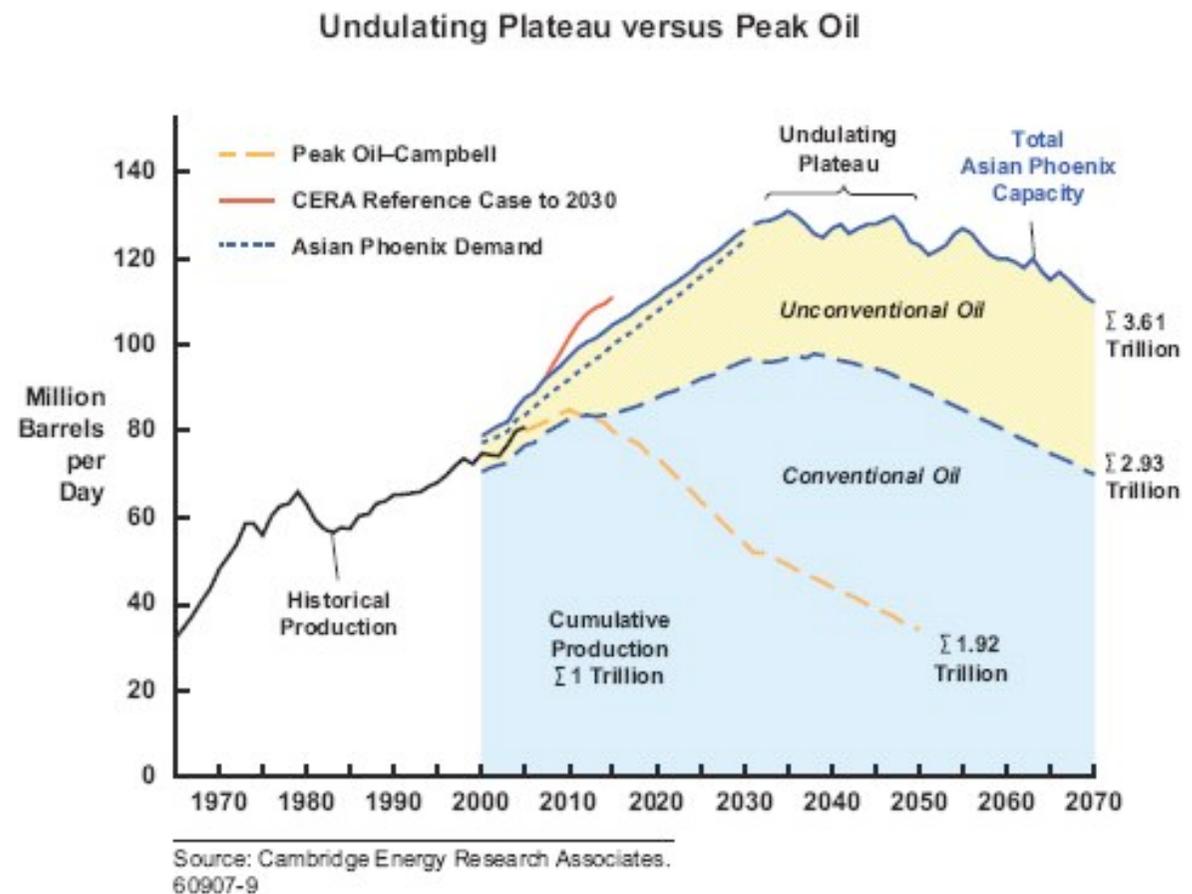


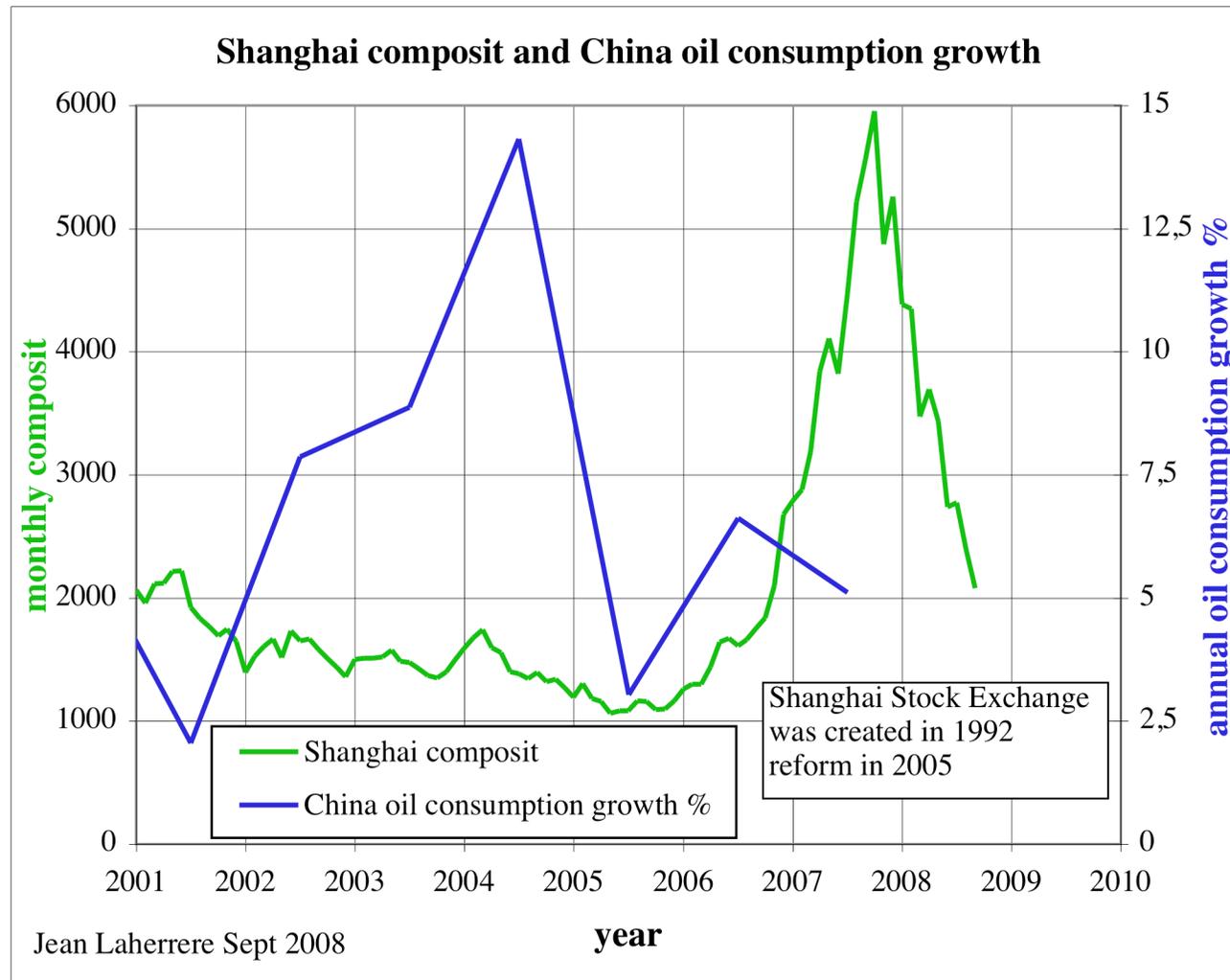
Figure 24: prevision CERA 2007



ASPO USA a parie 100 000 \$ avec CERA que leur 112 Mb/d en 2017 ne sera pas atteint = victoire par forfait

L'augmentation mondiale de consommation de petrole en 2004 etait surtout due a la Chine (manque charbon pour electricite = groupes electrogenes). Le pic de croissance de la consommation chinoise de petrole en 2004 a ete suivi d'un pic spectaculaire de la valeur de la bourse de Shanghai! Magnifique symetrie!

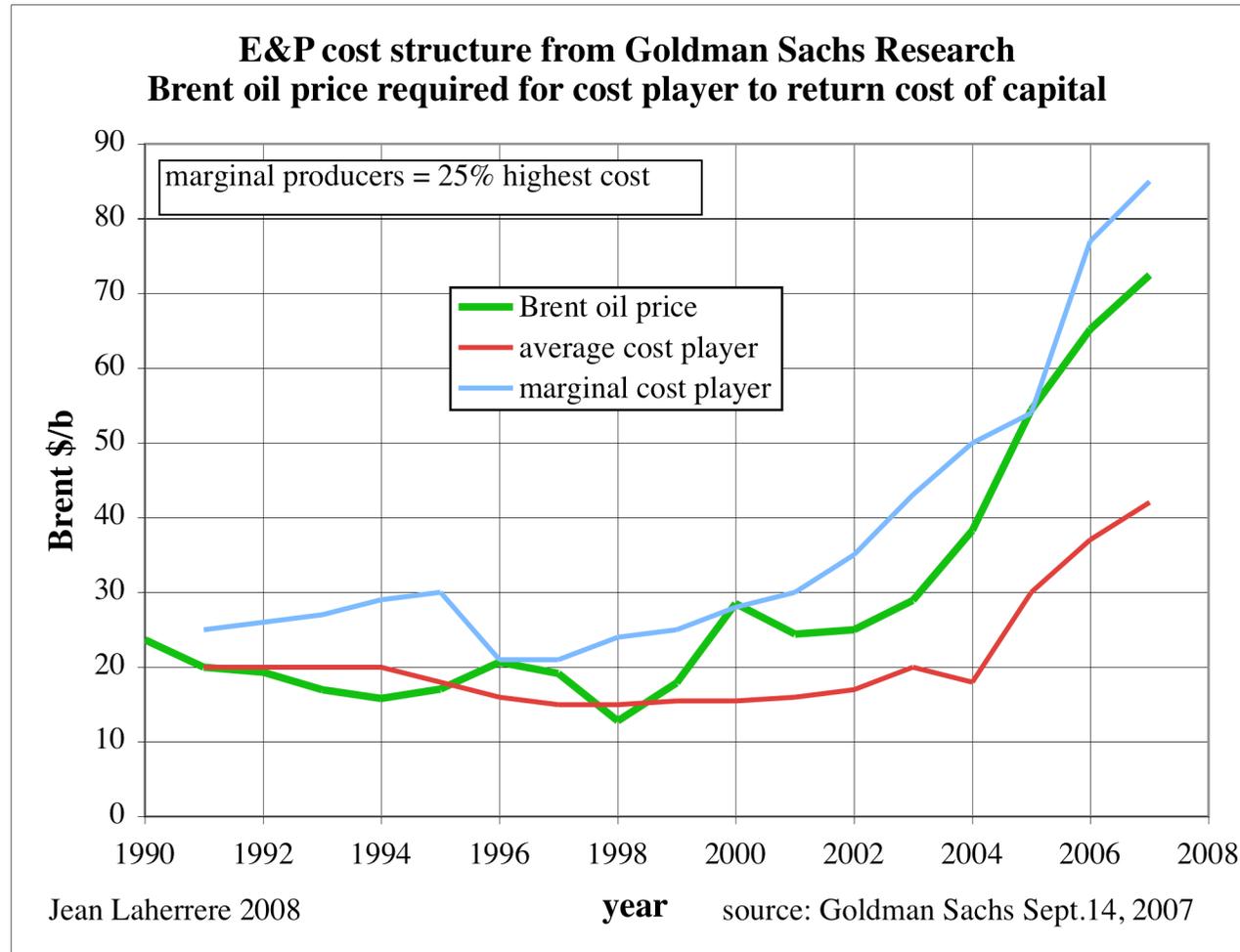
Figure 25: croissance de la consommation chinoise de petrole et pic de la valeur boursiere de Shanghai



-cout marginal ou point neutre

Goldman Sachs a etudie les couts de revient de 60 compagnies petrolieres (IOC). Avec les augmentations du prix du brut mais aussi de l'acier et des services, les producteurs marginaux (25% des couts les plus hauts) ont besoin actuellement d'un prix du brut de 75-80 \$/b pour avoir un taux de rentabilite normal (Brent en 2007 = 72 \$/b)

Figure 26: cout requis par les producteurs pour ne pas faire faillite d'apres Goldman Sachs 2007



- **limitation par l'EROI** ou EROEI = Energy return On Energy Invested
 Ce qui limite la production d'une energie est non le cout, mais le bilan energetique: il ne faut pas depenser plus en energie pour la produire que ce qu'elle peut produire : EROEI doit etre superieur a 1

Figure 27: EROI d'apres Charlie Hall State University of New York, Syracuse

