

NB : texte sans accent, car certains logiciels les transforment en signes incompréhensibles

Problemes du futur des combustibles fossiles

Jean Laherrere ASPO (Association for the Study of Peak Oil & gas) & ASPO France
jean.laherrere@wanadoo.fr

Paul Valery: *Le temps du monde fini commence* (1931)

-Principes de la nature et de notre société

Tout ce qui naît, croît, atteint un pic, décline et meurt.

Tout est cycle, un cycle disparaît pour être remplacé par un nouveau cycle, tant qu'il y a des ressources

Une croissance continue est impossible dans un monde fini. Nous avons atteint les limites de la planète.

Le mot déclin un terme politiquement incorrect, car contraire au vœu politique de la croissance constante pour les 30 prochaines années (dit business as usual = scénario de référence).

Dans la société de consommation la croissance est le Père Noël qui résoudra les problèmes futurs et le critère pour juger les dirigeants (bourse) et les politiques (PIB).

Tout ce qui est publié est politique et manipulé, et tout ce qui est technique est confidentiel.

Publier des données dépend de l'image que l'on veut donner à l'extérieur pauvre (devant le percepteur) ou riche (devant banquiers ou actionnaires).

Les termes ne sont pas définis à dessein, ne donnant pas de valeur de références.

La fourchette d'incertitude et l'ambiguïté permet de choisir la valeur adéquate pour l'image voulue.

Il y a souvent confusion entre réserves (production cumulée future espérée) et ressources (ce qui est dans le sous-sol).

La France a encore des ressources de charbon, mais plus de réserves (production future), puisque tous les projets d'exploitation sont rejetés par les populations locales.

-Problèmes de vocabulaire et de définition

huile = liqueur grasse inflammable d'origine végétale, animale ou minérale = tout ce qui brûle

pétrole = huile minérale naturelle

oil = huile souvent confondu avec pétrole

Peak oil = huile avec un pic; oil peak = pic de l'huile;

Avec Google peak oil 4 fois plus que oil peak pourquoi? réponse: ASPO

Pic = point haut ou point le plus haut?

Pic par manque de demande (1979 pour le monde) ou par manque d'offre (1970 pour les US)?

-publication

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

Energie, pétrole, conventionnel, nonconventionnel, lourd, raisonnable, durable, dangereux ne sont quasiment pas définis par ceux qui les utilisent, car l'ambiguïté est recherchée.

Tous les membres de l'OPEP trichent et sur les réserves et sur les productions, car ils ne respectent pas les quotas.

Il faut faire appel à des compagnies d'espionnage pour avoir les chiffres techniques. Cela coûte très cher!

-production

Pour 2006 la production d'huile va de 67 Mb/d pour le régulier oil de Campbell, 71 Mb/d pour le brut moins extra-lourd, 73 Mb/d brut, à 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

Le nombre de decimales est ridicule, mais les lecteurs peuvent confondre precision et verite!

-reserves

Les estimations de reserves sont incertaines et devraient etre donnees avec une fourchette de 3 valeurs (mini, plus probable, maxi). Elles sont surtout manipulees!

Le public et les patrons n'aiment pas l'incertitude, preferant une valeur discutable a une fourchette.

Reserves dites prouvees (certitude raisonnable d'existence ??) a fin 2006

Oil Gb	OGJ	BP	WO	
World	1 317,447 415	1208,241 771 870 77	1 144,358 3	
Russia	60,000 000	79,540 120 55	74,435	
Norway	7,849 300	8,498 950 855 699 31	7,070	NPD publie tout!
Canada	179,210 000	17,092 716 140 2	25,591 3	
China	16,000 000	16,271 3	16,255 6	

Gas Tcf	OGJ	BP	WO	Cedigaz
World	6 182,692	6 405,480 249 2	6 393,514 6	6 462,689
Russia	1 680,000	1 682,073 24	1 688,755 0	1 687,834
Norway	82,320	102,087 6	81,294 4	106,677
China	80,000	86,449 7	60,920 3	131,845

Ces estimations avec plus de 10 chiffres significatifs sont irrealistes, surtout qu'il est **incorrect d'ajouter les reserves dites prouvees puisqu'elles sont supposees etre des minimum!**

[Publier une donnee avec plus de 2 chiffres significatifs pour l'energie montre que l'auteur est incompetent](#)

Mais comme la source est USDOE, BP ou AIE, ces chiffres sont considerees comme la verite indiscutable, bien que contradictoires!

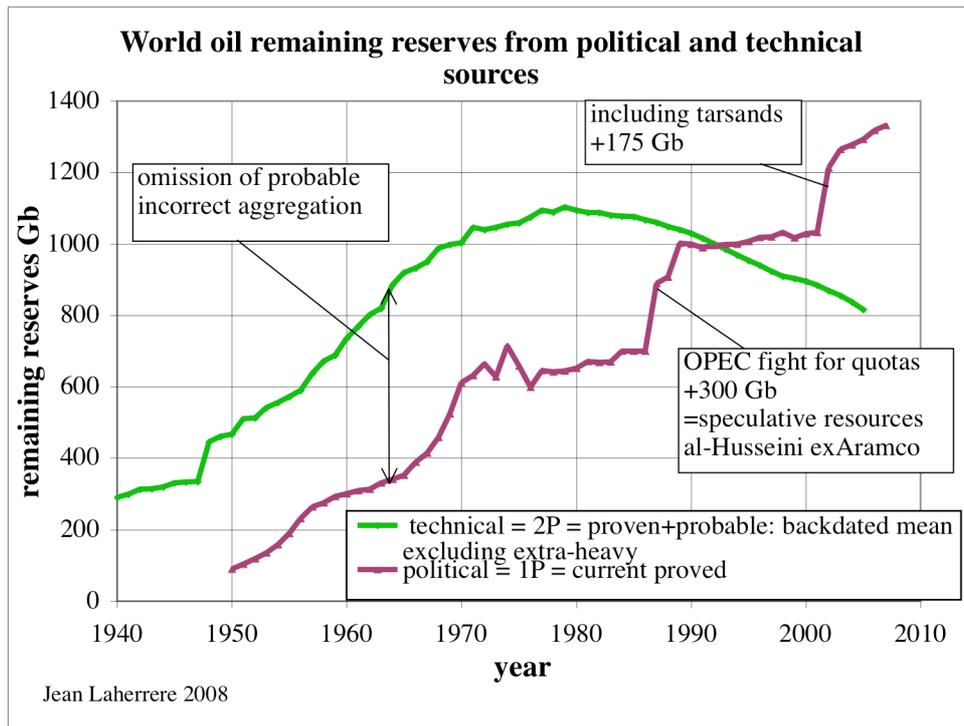
Plusieurs definitions pour les reserves:

- US**: regles SEC: seulement reserves prouvees auditees et supposees etre le minimum = 1P
- OPEP**: reserves prouvees non auditees, base des quotas = essentiellement politique, changent peu
- ex-URSS**: classification ABC1 = recuperation maximum = prouve+probable+possible =3P
- reste du monde**: prouve+probable = 2P =valeur esperee

Les valeurs publiees sont fournies par les pays et ne sont pas discutables (**courbe marron**)

Les valeurs techniques (**courbe verte**) sont confidentielles sauf UK, Norvege & offshore federal US.

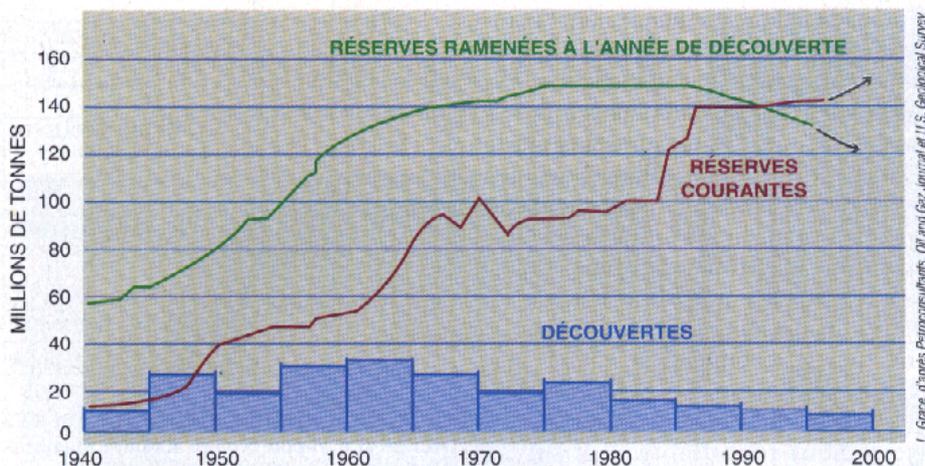
Figure 1: **reserves mondiales restantes** de petrole fin 2006 a partir des **donnees politiques et techniques**



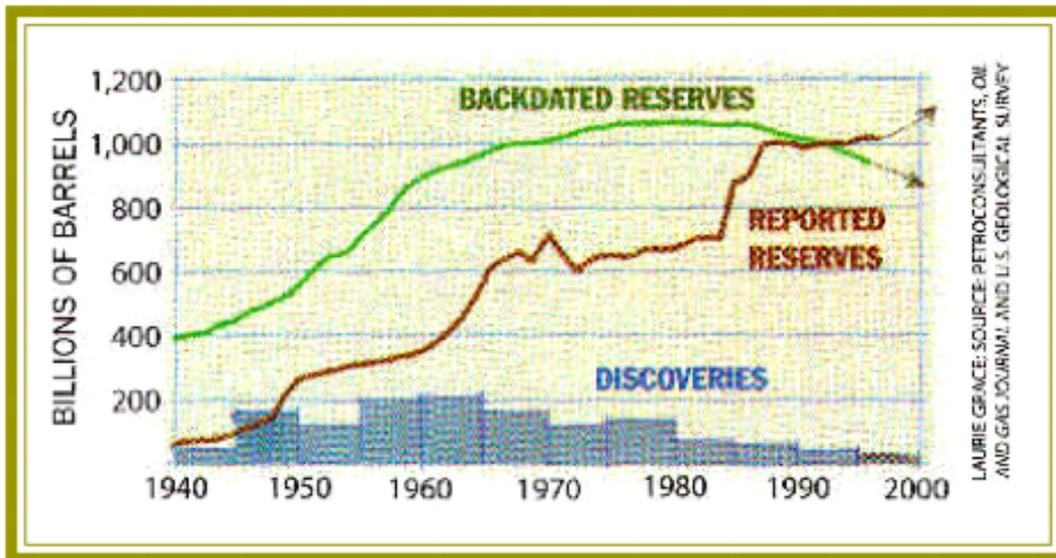
L'augmentation de 300 Gb de 1985 à 1989 est due à la lutte entre membres de l'OPEP sur les quotas basés sur les réserves. Ces 300 Gb sont maintenant désignés par S.al-Husseini (VP E&P Aramco à la retraite) comme des ressources spéculatives, peu probables d'être produites.

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), article traduit dans Pour la Science mai 1988 **"La fin du pétrole bon marché"**

Figure 2: même graphique Pour la Science 1998 Campbell & Laherrere "La fin du pétrole bon marché"



5. LA CROISSANCE DES RÉSERVES PÉTROLIÈRES depuis 1980 n'est qu'une illusion reposant sur des révisions tardives des estimations initiales. En rapportant ces révisions à l'année de découverte des gisements, on constate que les réserves ont chuté, en raison d'un déclin continu des découvertes de nouveaux gisements (histogramme en bleu).



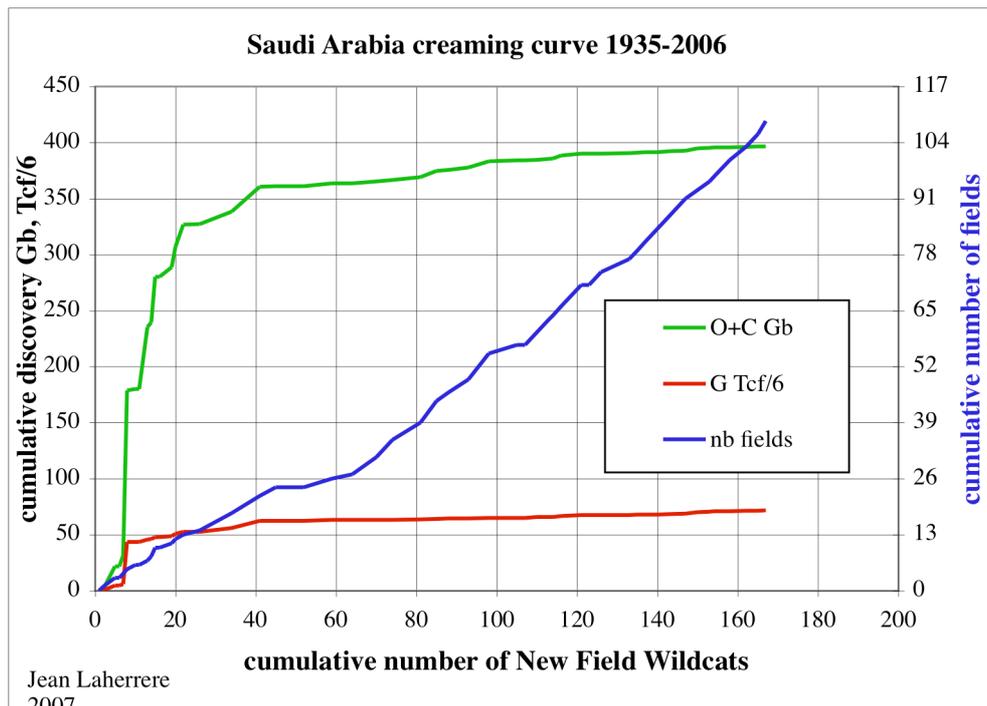
Les économistes, qui n'ont que les données politiques, raisonnent sur des données fausses!

-Faux mythes

Un certain nombre de **mythes** sont entretenus pour nier le déclin qui s'annonce: ils sont faux

Mythe 1 -le Moyen Orient est sous-explore: pour les dernières décennies les découvertes sont plus nombreuses que pour les premières décennies, mais minuscules en taille

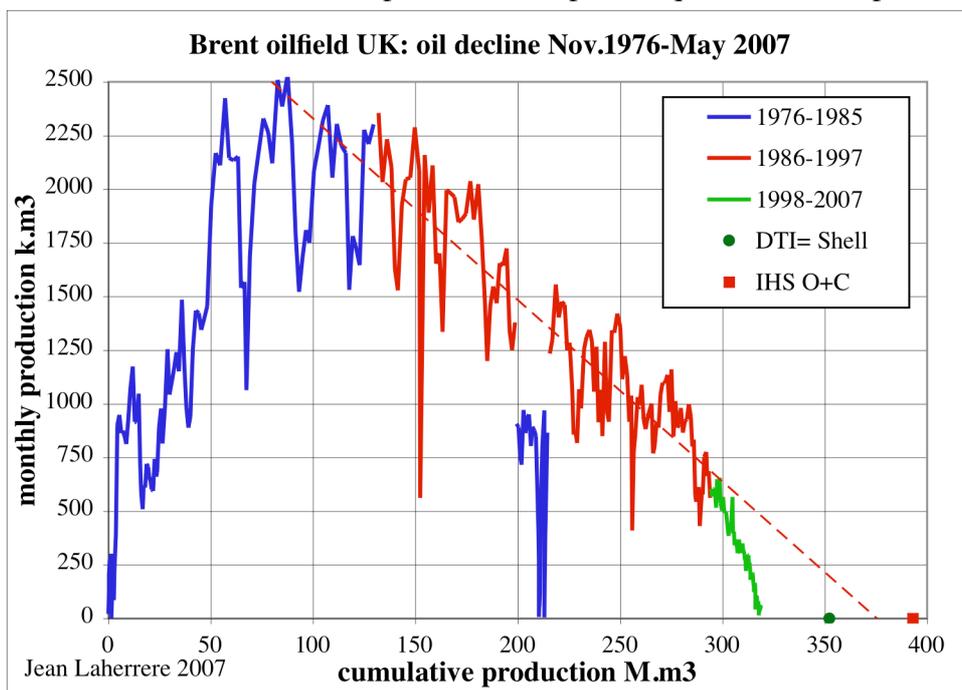
Figure 3: courbe d'écremage des découvertes de pétrole en Arabie Saoudite en Gtep d'après IHS



Mythe 2 -le taux de récupération du pétrole est de 35% en moyenne, le porter à 50% comme en Mer du Nord augmente les réserves de 50%: les taux des champs conventionnels varient suivant la nature géologique du réservoir de 1 à 95 %, **la technologie ne peut changer la géologie du réservoir**

Mythe 3 -la nouvelle technologie augmente les réserves: on devrait le voir sur la courbe de déclin des champs, sinon c'est dû à une mauvaise définition et évaluation des réserves. On voit une aggravation du déclin en fin des champs comme East Texas ou Brent.

Le declin du champ de Brent (qui est pratiquement epuise, encore un peu de gaz) a double depuis 1997 par rapport a la periode 1986-1997 qui faisait entrevoir des reserves plus grandes que la realite
 Figure 4: Brent Mer du Nord declin de la production de petrole qui s'ecroule depuis 1998



Les techniques dites nouvelles ont plus de 30 ans et sont utilisees sur tous les champs conventionnels, permettant de produire moins cher, et plus vite donnant un profit maximum, mais au detriment de la recuperation finale. Le long terme est sacrifie pour le court terme!

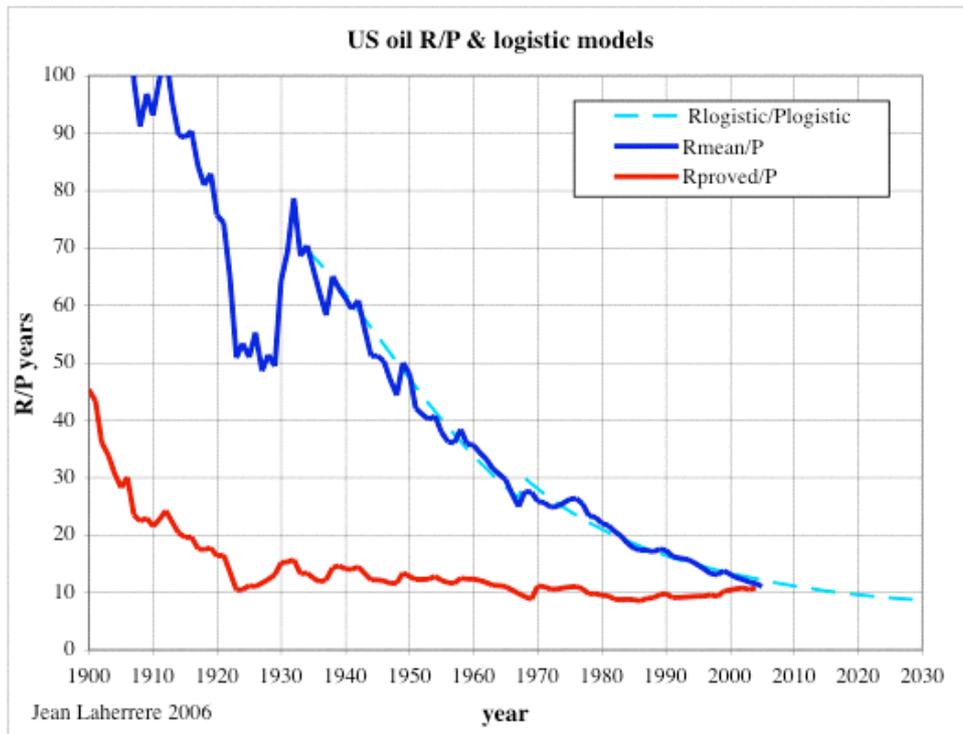
Aramco parvient a maintenir sa production mais le nombre d'appareils de forage a ete augmente de 50%

Les seuls exemples d'amelioration du declin que j'ai trouve (Ekofisk, Eugene Island 330) montrent une geologie exceptionnelle (craie qui se compacte, reservoir connecte a la roche mere par une faille exceptionnelle). Ils ne sont pas extrapolables.

Toutefois la technologie est necessaire pour les non-conventionnels, mais le probleme est alors la taille du robinet et non celle des reserves !

Mythe 4 -les reserves de petrole represente 40 ans de production d'aujourd'hui, celles de gaz 60 ans et celles de charbon 250 ans: aux US le R/P est de 10 ans depuis 80 ans montrant bien que ce ratio ne veut rien dire pour le futur, il rassure les banquiers. La regle *reserves = production annuelle multipliee par 10* est suivie par de nombreux operateurs et meme aussi par l'USGS (Geological Survey). Les banquiers sont habitues a evaluer la valeur d'un bien immobilier en multipliant par 10 la location annuelle: valeur du bien = 10 ans de loyer. Cela ne vaut pas dire qu'apres 10 ans il n'y a plus rien !

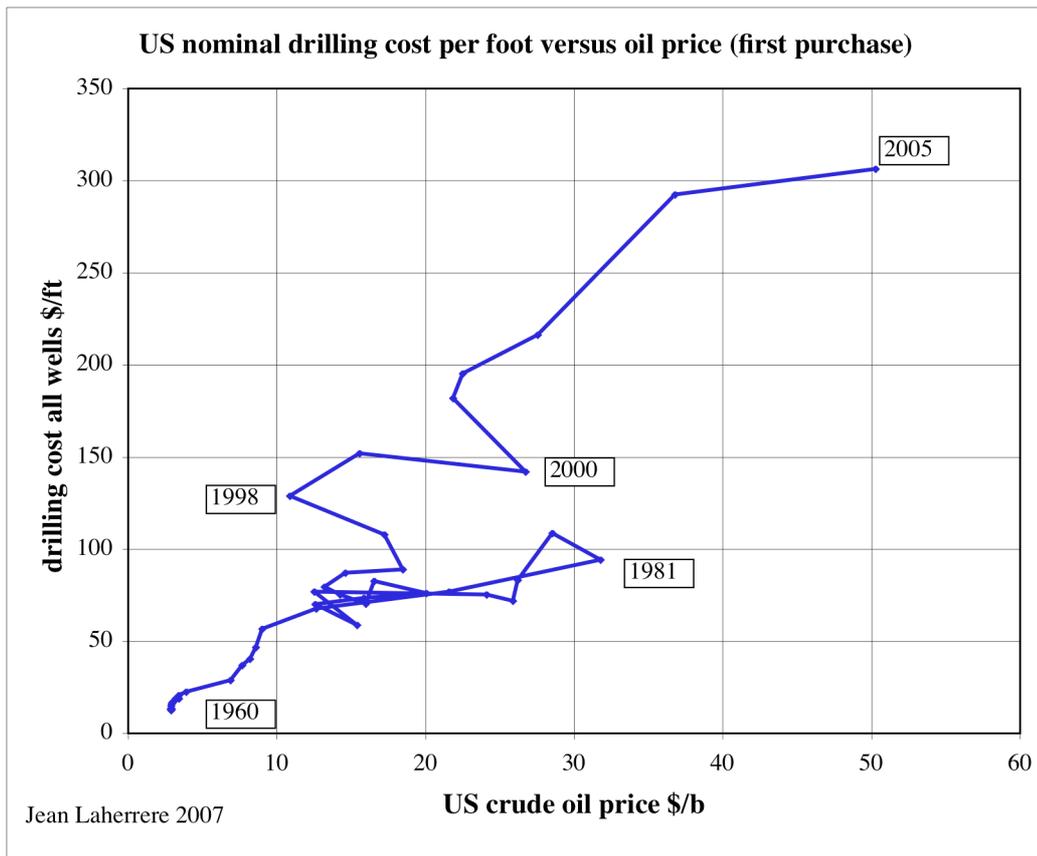
Figure 5: R/P pour le petrole aux US pour les reserves prouvees et pour les reserves moyennes avec modeles logistiques 1900-2030



Les optimistes justifient l'abondance du pétrole en disant que le R/P mondial est passé depuis 1985 de 30 à 40 ans, ignorant que ceci est dû principalement à l'augmentation politique des 300 Gb de l'OPEP (figure 1), et non à de nouvelles découvertes.

Mythe 5 -la technologie diminue les coûts d'exploration et de production: elle permet d'aller dans des coins plus difficiles, globalement les coûts augmentent et de plus ils dépendent fortement du prix du brut

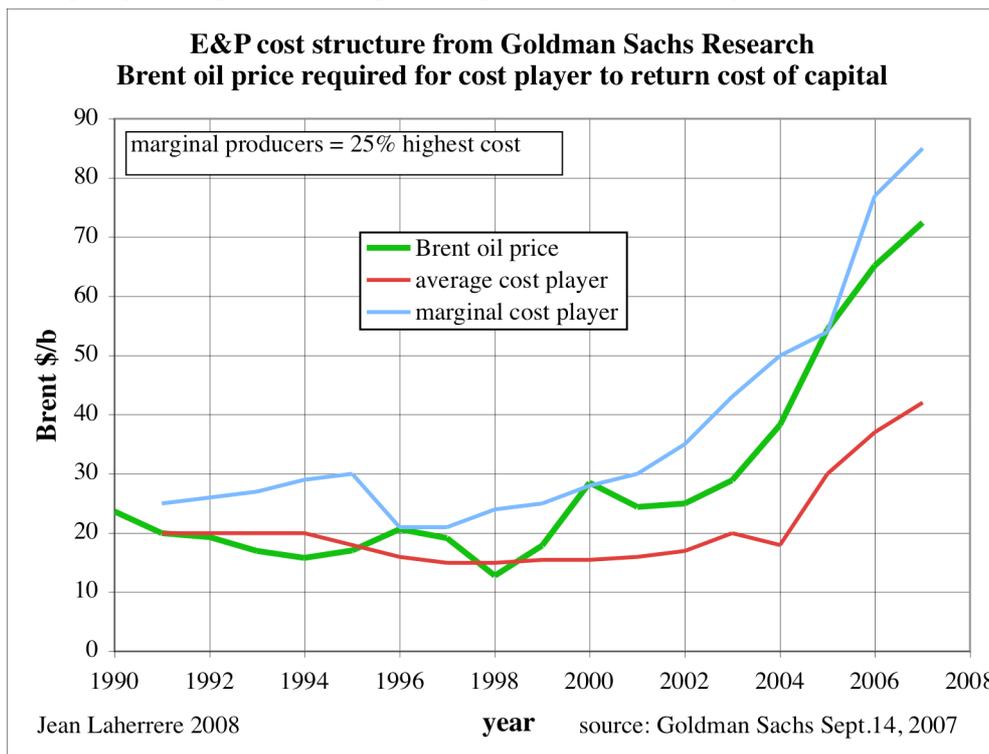
Figure 6: US: coût du forage \$/ft en fonction du prix du brut



Le cout du forage montre une relation lineaire avec le prix du brut de 1960 a 1996 et une nouvelle relation lineaire de 1997 a 2005 (plus de forages profonds)

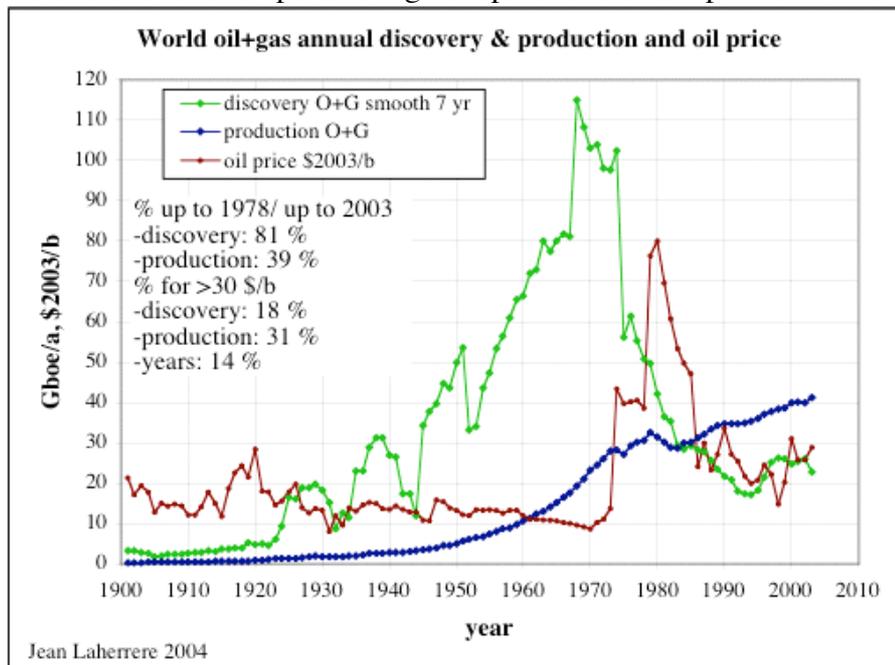
Goldman Sachs a etudie les couts de revient de 60 compagnies petrolieres (IOC). Avec les augmentations du prix du brut mais aussi de l'acier et des services, les producteurs marginaux (25% des couts les plus hauts) ont besoin actuellement d'un prix du brut de 75-80 \$/b pour avoir un taux de rentabilite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

Figure 7: cout requis par les producteurs pour ne pas faire faillite d'apres Goldman Sachs 2007



Les producteurs marginaux (courbe bleu) depuis 1991 ont un cout (en fait point neutre) superieur au prix du brut, mais la moyenne dont le point neutre etait proche du prix de 1991 a 1998 s'en sortent mieux depuis 1999.

Mythe 6 -les decouvertes augmentent avec le prix du brut: non, on va chercher les mauvais prospects et on trouve moins et plus petits, le pic des decouvertes est avant les chocs petroliers
Figure 8: decouvertes mondiales petrole et gaz & production avec prix du brut



Les decouvertes ont remonte en 1995 grace a l'offshore profond sans que le prix du brut soit le moteur.

Mythe 7 -les hydrates de methane oceaniques representent plus que tous les combustibles fossiles: les estimations ont ete divisees par 1000 en 30 ans, les hydrates sont disperses et d'extension limitee, ils ne seront jamais produits (comme le methane des feux follets, des ruminants ou des termites). Les forages oceaniques pour les hydrates etaient effectues par l'institution internationale JOIDES/ODP. Mais recemment un certain nombre de pays en manque de gaz ont entrepris des campagnes de forages sur les hydrates. Apres de nombreux forages a la recherche des hydrates en 1999 et 2004, le Japon, malgre ses besoins, n'a toujours pas effectue de tentative de pilote de production, car il n'existe aucune technique. L'Inde a aussi effectue une campagne qui a ete decrite comme une grande reussite, mais les photos de carottes d'hydrates sont moins encourageantes:

Figure 9: carottes en Inde montrant des filonnets millimetriques a decimetriques d'hydrate dans de l'argile



Gas hydrates are an ice-like combination of natural gas and water formed by high pressure and low temperatures. The expedition collected an "unprecedented" number of gas hydrate cores. Photo from USGS.



Core sample of massive gas hydrate (courtesy NGHP Expedition 01)

En 2007 la Chine et la Coree du Sud pretendent avoir trouve des hydrartes en quantite importante (?), mais aucune photo de carottes

Les hydrates se presentent la plupart du temps comme des filons heterogenes millimetriques a decimetriques en vertical, et metriques en horizontal, dans des sediments argileux. On voit mal comment on pourrait les atteindre pour les transformer en fluides et pour les recuperer.

Les hydrates trouvees sur le fond de la mer montrent bien cette extension limitee, deja constate dans des forages rapprochees (leg 164).

Figure 10: presence d'hydrates au fond des mers au large de Vancouver

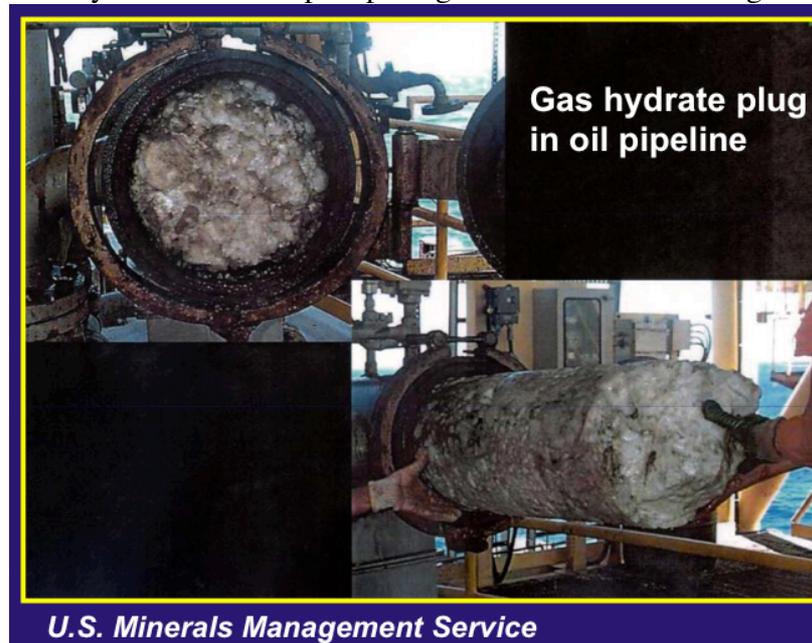


Example of massive sea-floor mound from Offshore Vancouver Island (courtesy Ross Chapman, U. Victoria)

Les hydrates oceaniques de methane ont a cette profondeur une densite inferieure a celle de l'eau: ils devraient donc s'extraire du fond de la mer (s'ils ne sont pas trop colles) et monter a la surface. Les hydrates de CO2 ont aussi une densite inferieure a l'eau jusqu'a une profondeur de 3000 m (possiblite de sequestration au dela). Mais on ne sait pas la profondeur de l'eau pour que la densite des hydrates de methane soit superieure a celle de l'eau.

Les hydrates se déposent spontanément dans les tubages et les gazoducs et sont une nuisance pour les producteurs. Il faut éliminer les hydrates avec des racleurs (ou les dissoudre avec du méthanol) et après raclage on obtient des “carottes” vraiment massives, sans aucune comparaison avec les carottes dans les sédiments.

Figure 11: “carotte” d’hydrate massive après passage d’un racleur dans un gazoduc

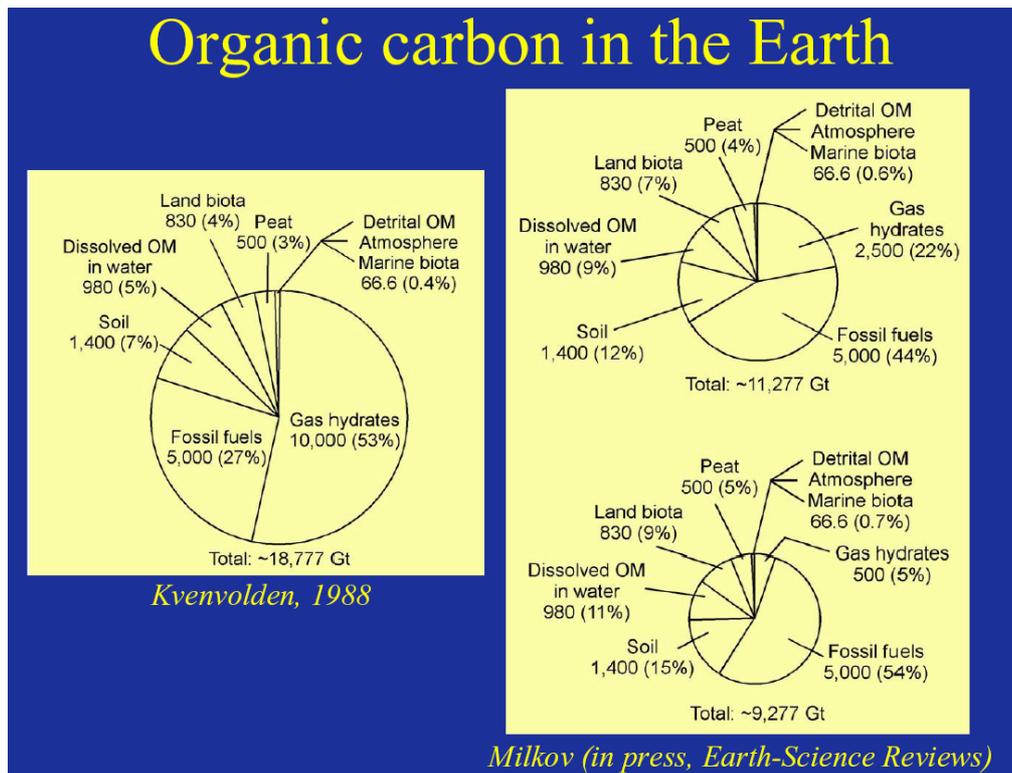


En 1988 Kvenvolden estimait la répartition du carbone organique sur terre avec majorité des hydrates, bien supérieurs aux combustibles fossiles, alors que les hydrates océaniques ne représentent que 6 millions d’années de sédiments, alors que les combustibles fossiles représentent plus de 600 millions d’années, sur une superficie sédimentaire plus importante. Cette estimation visiblement incorrecte est encore reprise par le rapport 2008 des UN. Mais A.Milkov (2003) a montré que les estimations actuelles ont été divisées par plus de 100, se situant entre 500 et 2500 Gt. Pour Cherkashev & Soloviev WPC 2002 le volume des hydrates est de l’ordre de grandeur du gaz conventionnel.

Le diagramme de droite en bas montre que dans l’hypothèse basse les hydrates sont comme la tourbe.

Figure 12: répartition du carbone organique sur terre d’après Kvenvolden 1988 et Milkov 2003

Organic carbon in the Earth

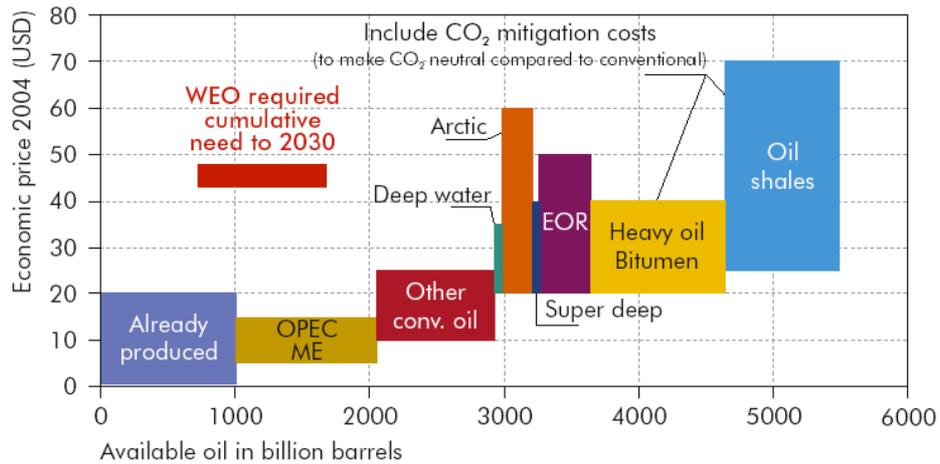


Il y a plus de trente ans, on parlait de quantites prodigieuses de methane dissous dans les aquiferes pressurises (50 000 Tcf) . Des essais dans la Gulf Coast ont montre de nombreux problemes economiques et environnementaux et on n'en parle plus (comme des nodules metalliques oceaniques. Il en sera de meme pour les hydrates dans quelques annees.

Mythe 8 -les schistes bitumineux (oil shales) representent de 1 a 2 Tb pour un cout des 30-70 \$/b: ceux ne sont ni des schistes, ni du bitume (la matiere organique est du kerogene) et sont classes dans les lignites. Ils ont ete dans le passe exploite par mine, necessitant une pyrolyse pour que le kerogene soit transforme en huile ou pouvant etre brules comme des charbons dans des centrales ou des cimenteries. En France, les schistes d'Autun (1837 a 1957) ont produit du petrole bien avant le debut du petrole classique (1857 Roumanie). La production d'Estonie va etre arrete car trop polluante (condition a l'entree a l'UE). La Chine qui a commence en 1937 ne produit actuellement que moins de 2 Mb/a d'huile de schiste (0,1% de la production de petrole), malgre ses besoins pressants de petrole! Les pilotes par mine ont ete un echec (US-Australie). Un essai aux US par Shell de pyrolyse in situ avec chauffage electrique pendant plusieurs annees et congelation autour en cours est incertain: la decision de pilote commercial ne sera prise que dans quelques annees. La prevision de production est quasi nulle aux US avant 2030, incertaine ensuite. L'estimation de l'AIE du volume en fonction du cout est bien trop optimiste pour les schistes bitumineux

Figure 13: ressources de petrole en fonction du cout d'apres AIE 2005 = souhait

Figure ES.1 • Oil cost curve, including technological progress: availability of oil resources as a function of economic price

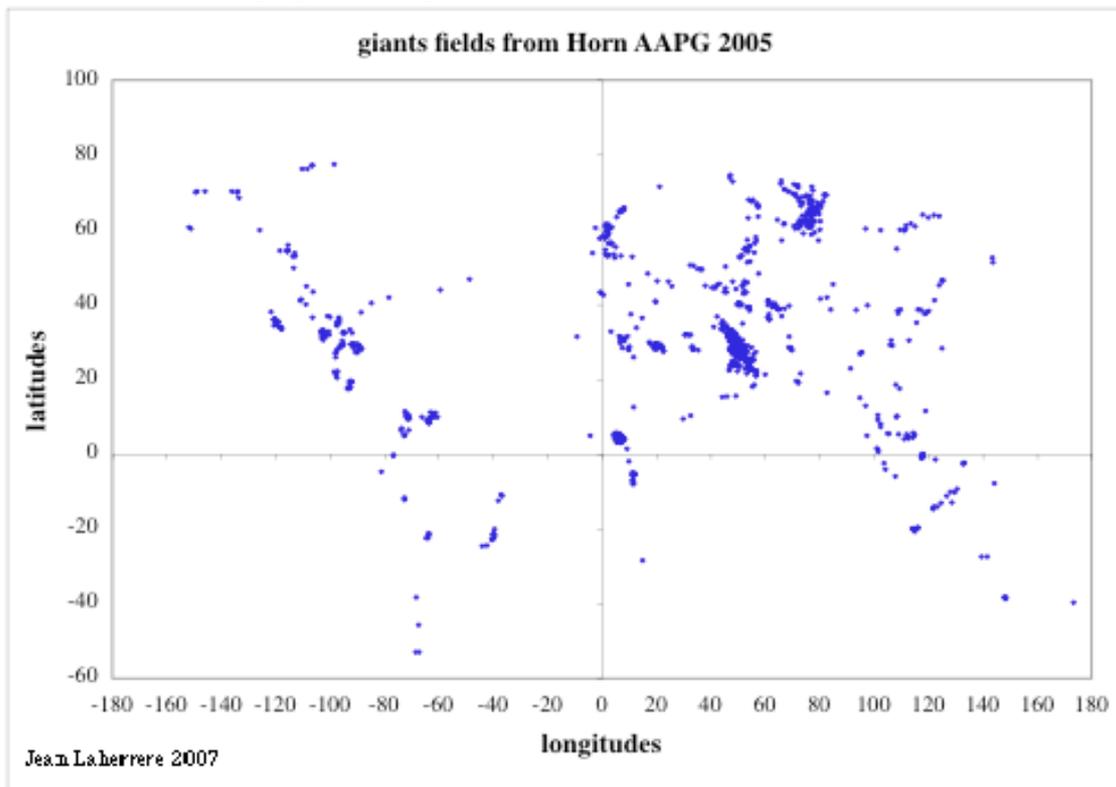


Il ne faut pas confondre les sables bitumineux = petrole degrade (fin de la chaine) avec les schistes bitumineux = petrole non encore forme ('debut de la chaine).

Inegalite de la distribution des champs geants (>500 Mbep)

Les champs geants sont tres inegalement repartis.

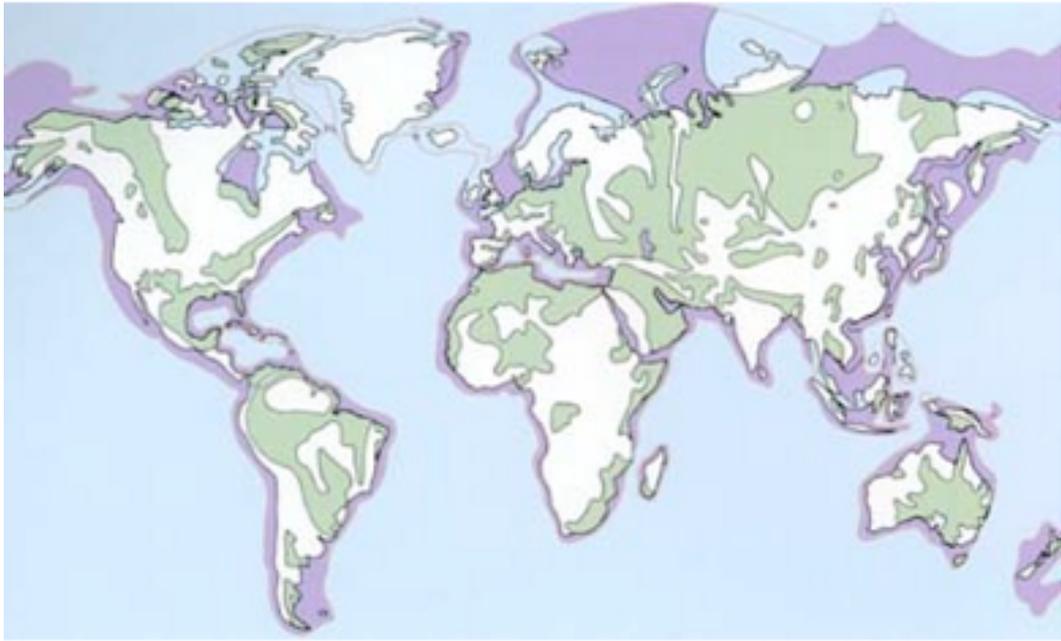
Figure 14: carte des champs geants d'apres Horn AAPG 2005



Chaque point represente un champ geant, mais le plus grand = Ghawar est plus de 300 fois plus grand que le plus petit.

L'hemisphere Sud contient moins de geants car moins de bassins sedimentaires (plus d'oceans)

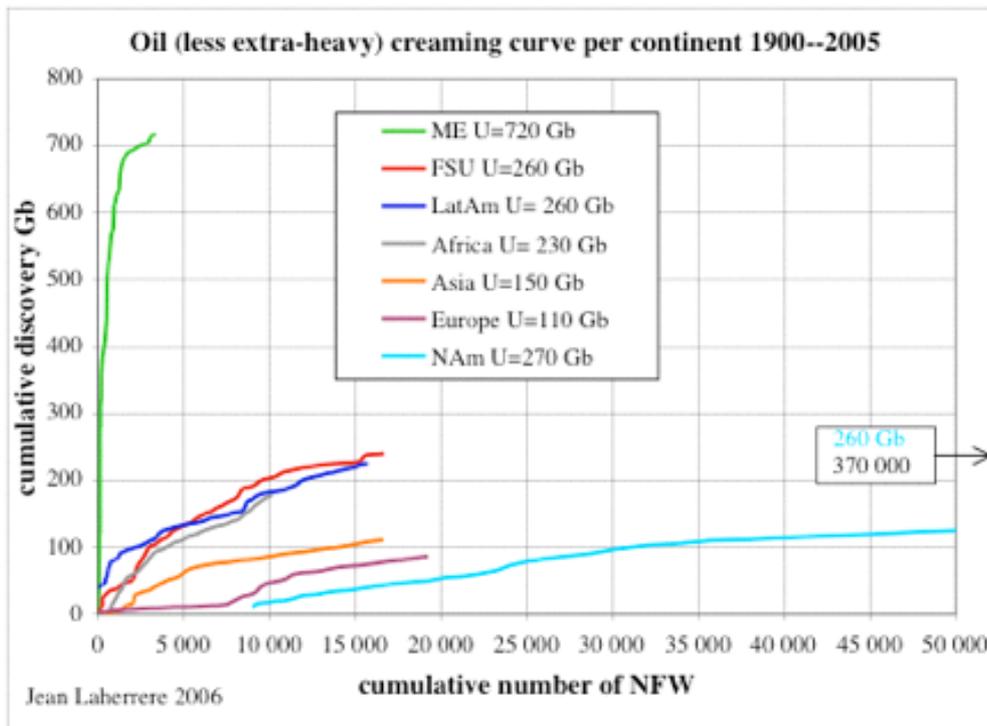
Figure 15: carte des bassins sedimentaires du site Schlumberger



-Estimation de l'ultime

Il est préférable d'estimer les ultimes à partir des courbes d'écremage, à savoir la courbe des découvertes cumulées en fonction du nombre cumulé de puits d'exploration pure (New Field Wildcat = NFW).

Figure 16: Courbe d'écremage du pétrole conventionnel par continent



Le Moyen Orient est exceptionnel par ses réserves et les US par le nombre de puits (trop de propriétaires).

La Nature est toujours inegalitaire a l'arrivee (1 pour 200 millions de spermatozoides), bien qu'etant egalitaire au depart.

-Prevision de production

-Petrole conventionnel

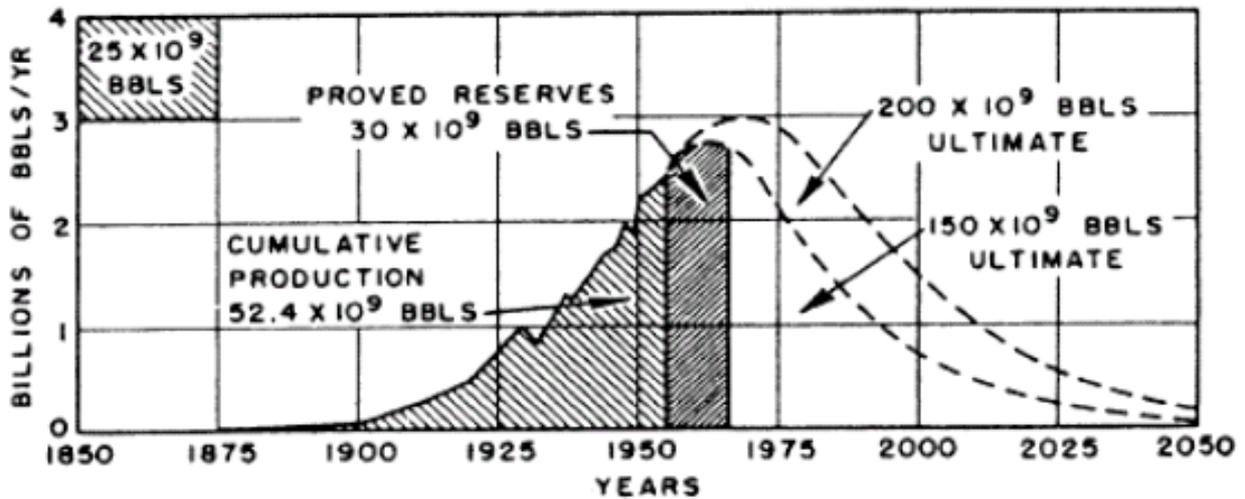
Hubbert a predit que la courbe de production imite la courbe de decouverte avec un certain retard et que la surface sous la courbe de production annuelle doit représenter les reserves ultimes: soit pour les US 150 Gb avec un pic en 1965 soit 200 Gb avec un pic en 1970.

Augmenter les ultimes de 33% ne recule le pic que de 5 ans!

Hubbert a vu sa theorie de pic confirmee par les faits. Plus de 60 pays ont passe le pic.

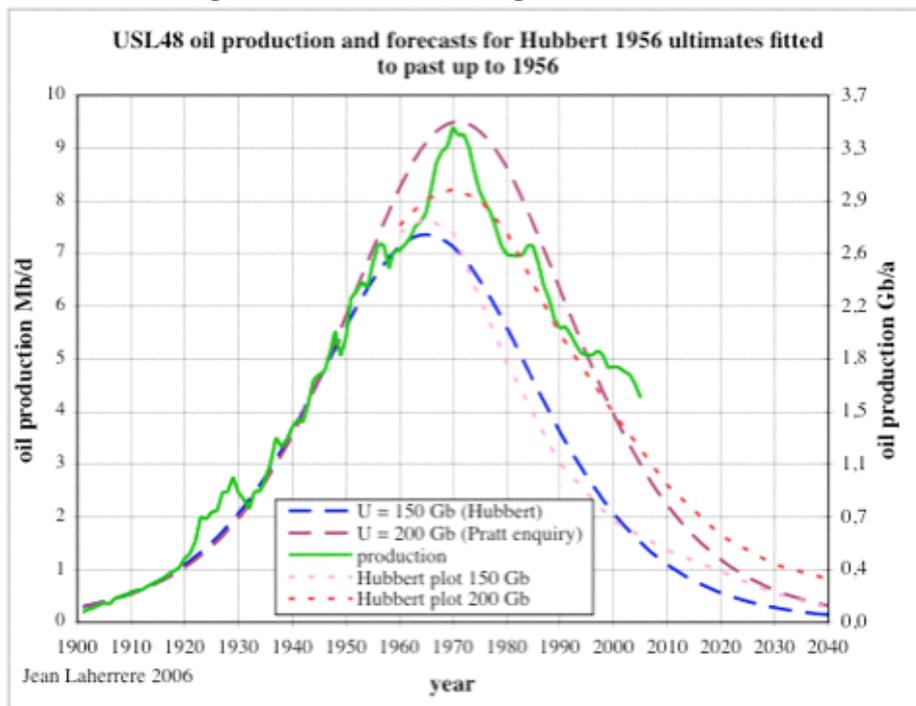
Le pic d'Hubbert est maintenant connu du monde entier, mais il est combattu par les adeptes de la croissance eternelle ou qui veulent que les autres le croient.

Figure 17: prevision de King Hubbert en 1956 de la production petroliere des US (hors Alaska)



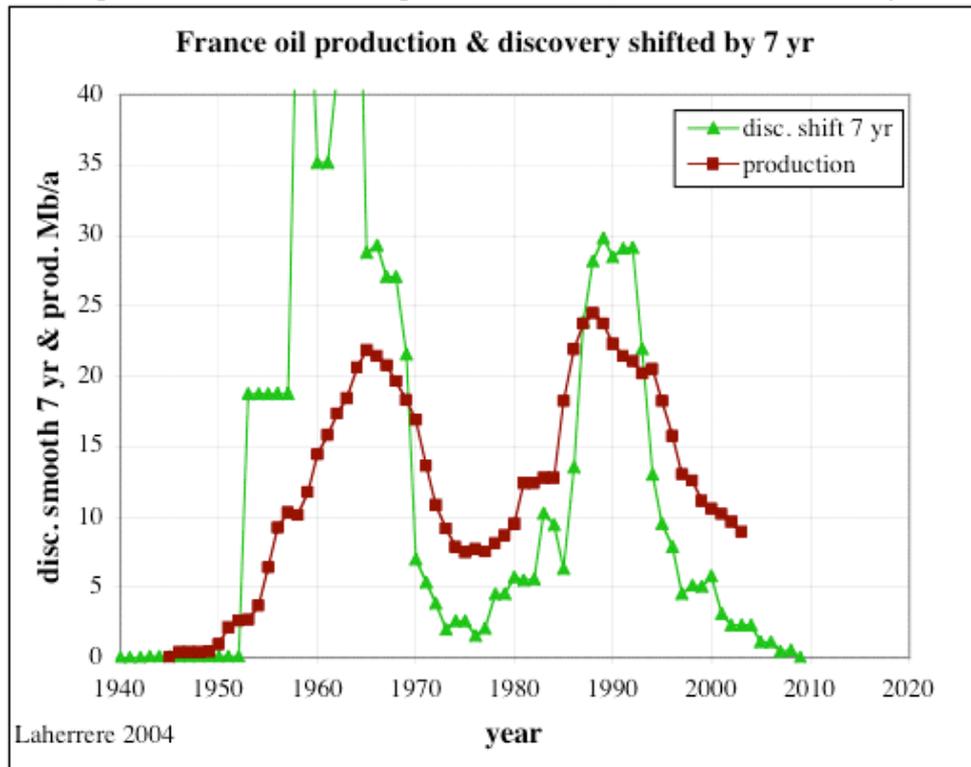
La realite est que la courbe de production US a bien culmine en 1970 (car l'ultime des US hors Alaska est bien de 200 Gb), mais avec un niveau plus eleve et plus pointu

Figure 18: US hors Alaska: production annuelle de petrole 1900-2040



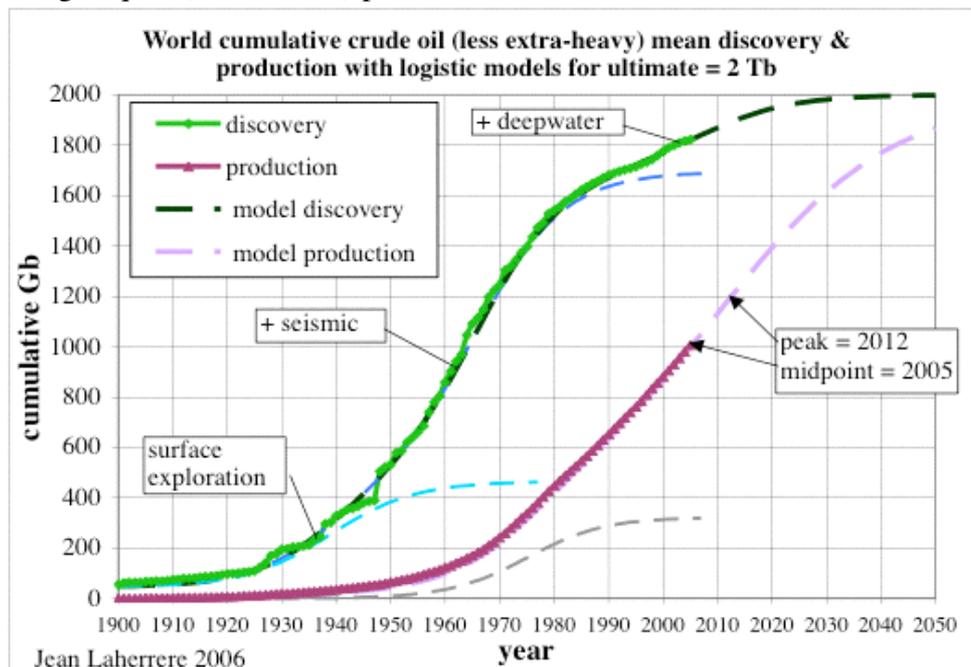
Mais dans les autres pays avec un nombre restreint de bassins et de compagnies, les courbes de decouverte et de production montrent plusieurs cycles, notamment la France, mais les cycles sont, en gros, symetriques.

Figure 19: France: production annuelle de petrole et decouverte decallee avec 2 cycles



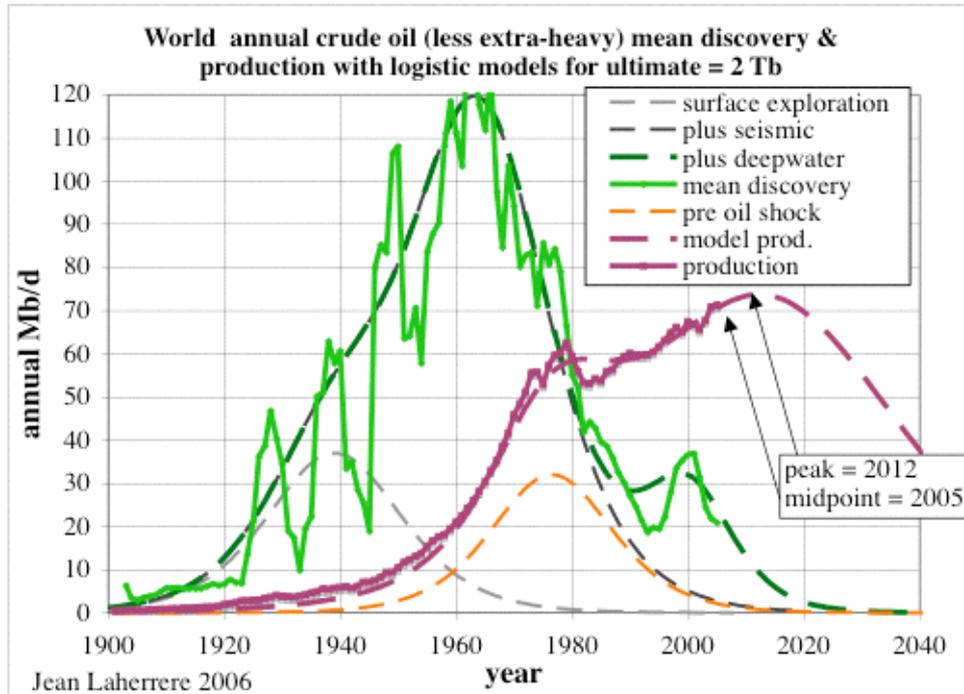
Pour le cumul decouverte et production du monde, il y a souvent plusieurs cycles et le pic ne coincide plus au point milieu. De plus le cycle peut etre dissymetrique, comme le prevoit Hubbert, qui en 1956 traçait les courbes a la main, avec la seule regle que la surface sous la courbe soit egale a l'ultime

Figure 20: Monde: brut moins extra-lourd: decouvertes moyennes cumulees et production cumulee avec modeles logistiques (courbe en S) pour U = 2000 Gb = 2 Tb



Meme elements, mais annuel.

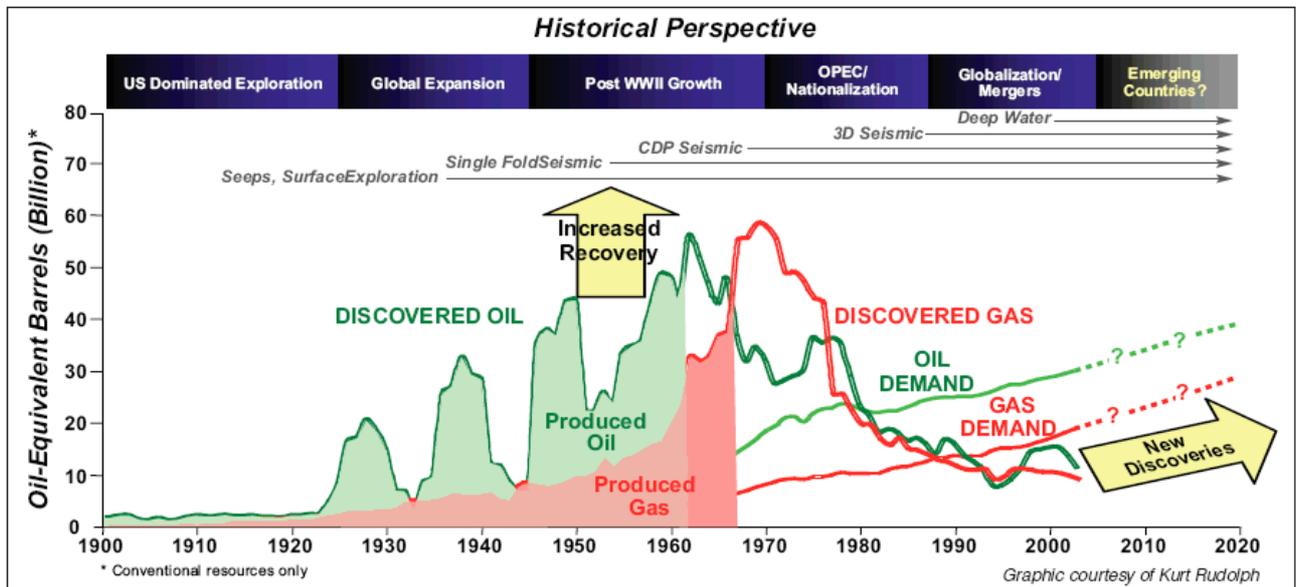
Figure 21: Monde: brut moins extra-lourd: decouvertes et production annuelles avec modeles logistiques pour U = 2000 Gb = 2 T (sans contrainte de la demande ou des investissements)



Avec plusieurs cycles, le pic du brut serait en 2012 alors que le point milieu est 2005

La courbe des decouvertes d'Exxon-Mobil est semblable a la mienne (meme sources = IHS) mais pas la production future;

Figure 22: decouverte et production annuelle mondiale de petrole et de gaz conventionnel d'apres Exxon-Mobil (Kurt Rudolph AAPG Explorer March 2007)



Exxon n'envisage aucun pic de la demande avant 2020, mais depuis 1980 la production depasse de loin les decouvertes et les decouvertes futures souhaitees en hausse (?) ne peuvent compenser! L'huile non-conventionnelle demande des delais importants (probleme main d'oeuvre et logistique Athabasca).

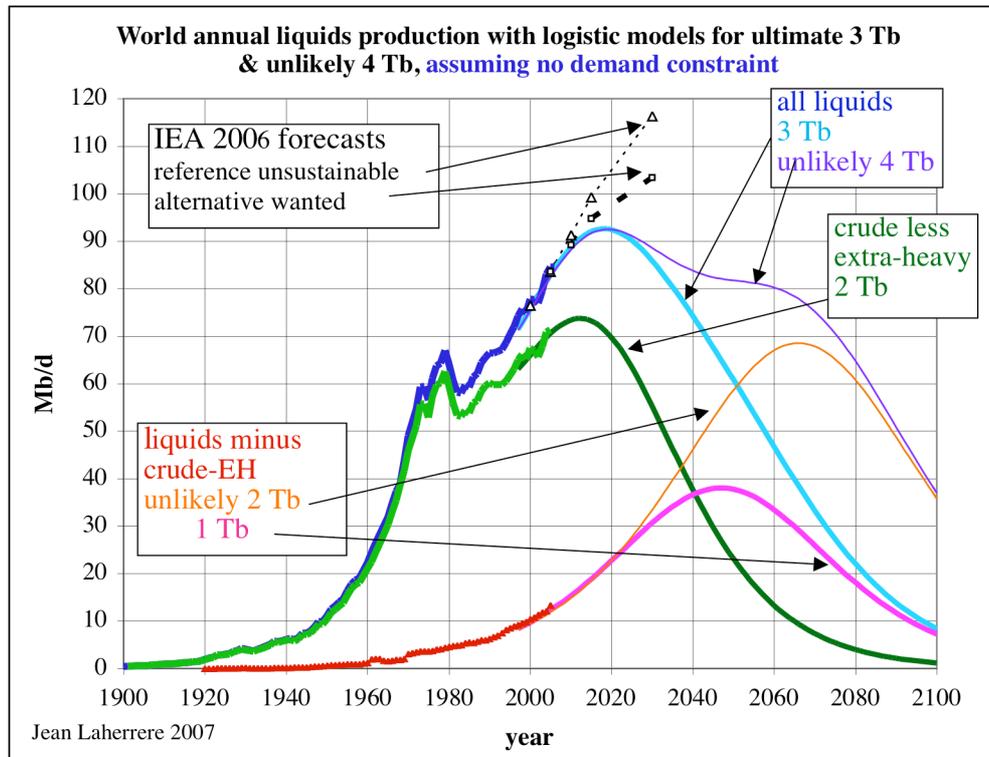
-Petrole tous liquides

La production mondiale de petrole (tous liquides) est decomposee en

-brut moins extra-lourd (Athabasca et Orenoque)

-complément pour arriver a tous liquides a savoir: extra-lourd, liquides des gaz naturels, gains de raffinerie (> extra-lourd) et petroles synthetiques a partir de la biomasse (BTL), du charbon (CTL) et du gaz (GTL)

Figure 23: Production annuelle mondiale des **liquides** (sans contrainte de la demande) avec ultime de 3 & 4 Tb



On voit immédiatement que le slogan “on n’a que 40 ans de petrole” est complètement faux!

En 2050 la production des liquides pourrait être que légèrement inférieure (60 a 80 Mb/d) a celle d’aujourd’hui (85 Mb/d). Le R/P est un très mauvais indicateur.

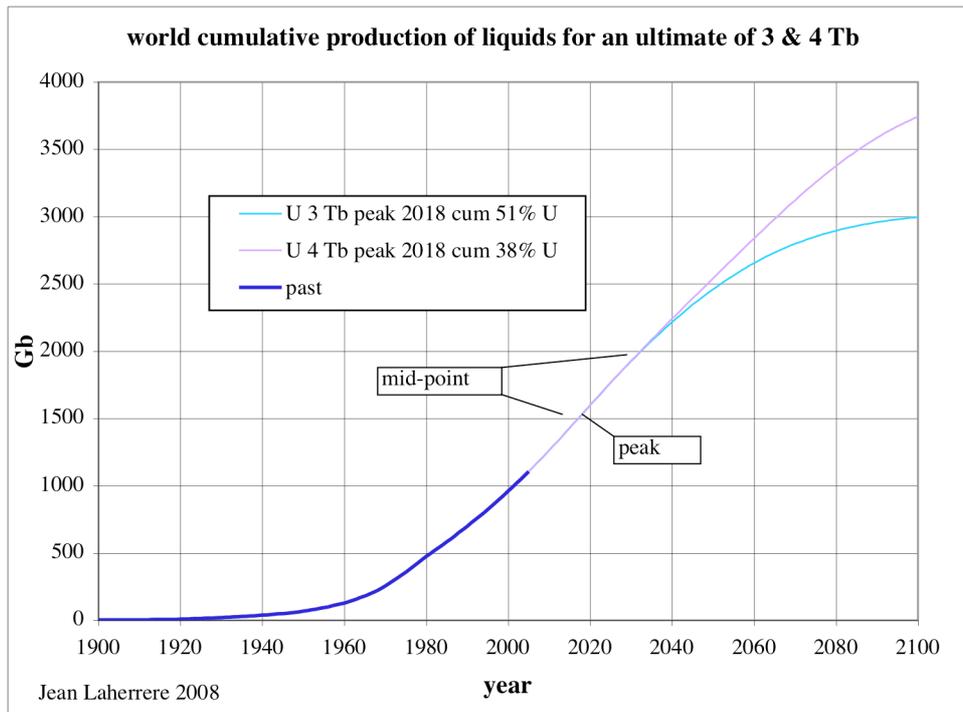
Les prévisions de l’AIE 2006 sont reportées sur le figure 23 avec le scénario AIE référence (Business As Usual), mais ce scénario a été décrit par son directeur Cl. Mandil en Novembre 2006 comme *unrealistic, unsecured, unattainable and unsustainable*. Par contre le scénario AIE alternatif est le scénario souhaitable

Le pétrole difficile (courbe rouge) demande du temps: il est impossible de faire un bébé en 1 mois avec 9 femmes. Il demande aussi plus d’équipement, de personnel, d’eau et d’infrastructure et il pollue beaucoup plus.

Augmenter l’ultime de 1 Tb ne change pas le pic, mais le déclin après le pic.

Le pic des liquides se situe pour les 2 modèles en 2018 lorsque la production cumulée sera à 51 % de l’ultime pour 3 Tb et seulement 38% de l’ultime pour 4 Tb. Il ne faut donc pas dire que le pic arrive lorsqu’on a produit 50% de l’ultime

Figure 24: Production mondiale cumulée des **liquides** (sans contrainte de la demande) avec ultime de 3 & 4 Tb



-Pic ou plateau

Cette prevision du pic est ce que peut offrir la Nature et suppose qu'il n'y aura pas de contrainte autre que la geologie, ce qui est peu probable. La production peut etre contrainte par la politique (guerre civile au Nigeria ou gel ecologique des permis), nationalisation (Venezuela, Russie, Bolivie), quotas), par les investissements, par le manque d'equipements ou de personnel ou d'eau (Athabasca) et par la demande (prix eleve ou recession). Depuis plusieurs annees j'ai evoque une recession mondiale declenchee par la consommation trop elevee americaine avec une epargne negative (prevision 2004 de Paul Volcker et 2007 de Alan Greenspan) et la crise actuelle de l'immobilier (subprimes aux US et Northern Rock en UK) fait craindre cette recession mondiale. Devant ces contraintes je parle depuis 2001 de plateau en tole ondule (bumpy plateau) avec des prix chaotiques.

Certains nient le pic et parlent de plateau a la place, mais un plateau est un pic nivele par erosion. On ne peut nier le pic puisqu'il est arrive aux US en 1970 et en mer du Nord en 2000 et que la majorite en nombre des pays producteurs ont passe le pic.

Le site de David Strahan donne la carte des pays ayant passe le pic et on peut obtenir pour chaque pays la date du pic d'apres Energy Files

Figure 25: carte des pays ayant passe ou non le pic de petrole sur le site de David Strahan

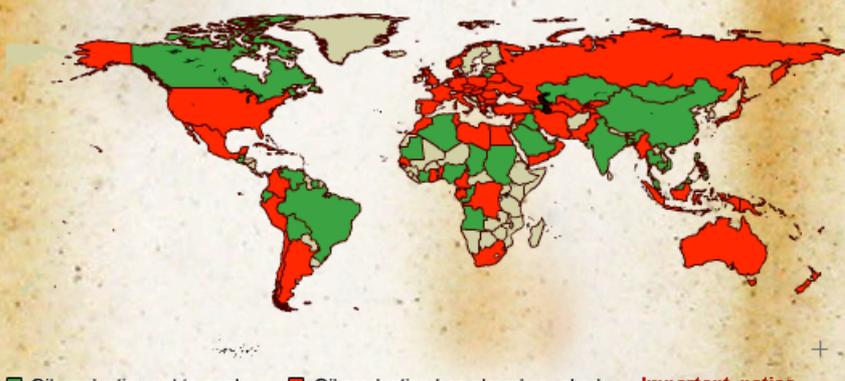
DAVID STRAHAN

Writer. Producer. D

HOME ABOUT ARTICLES DEPLETION ATLAS LINKS CONTACT

INTERACTIVE OIL DEPLETION ATLAS

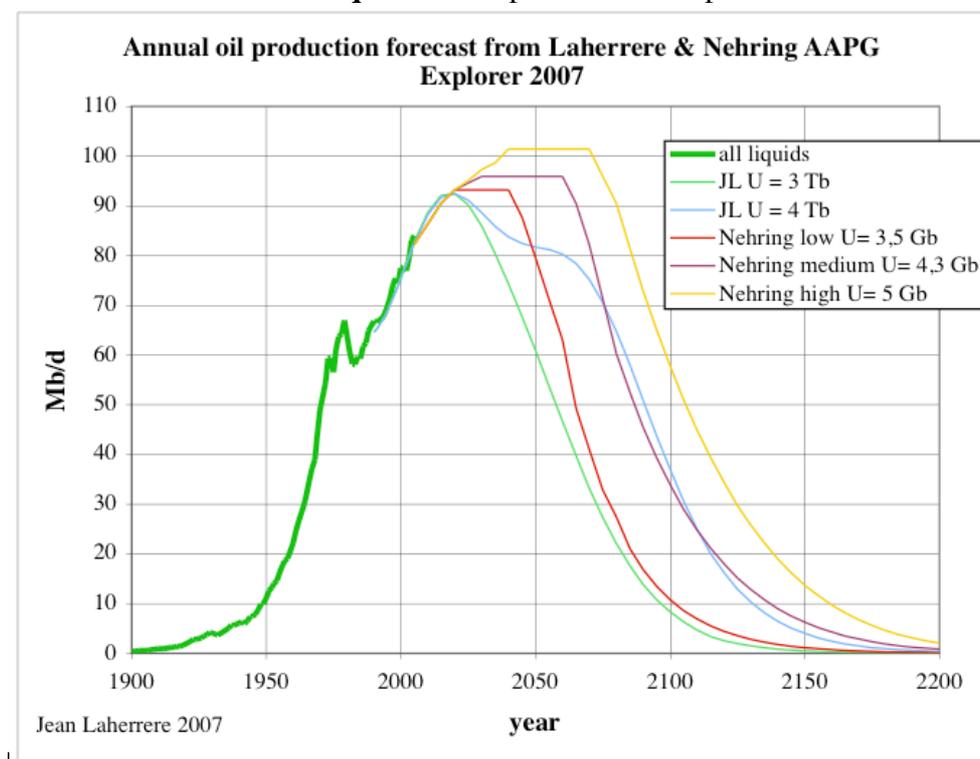
Roll your mouse over the country you want to find out about. For an up to date country analysis from Energyfiles, click to zoom in, then click on . Right click to zoom out.



Oil production yet to peak Oil production has already peaked [Important notice](#)

Les previsions de la conference Nov 2006 Hedberg AAPG (American Association of Petroleum Geologists) par Nehring ont une fourchette d'ultimes de 3,5 a 5 Gb. Mais le niveau de production ne depasse guere 100 Mb/d contre 116 Mb/d en 2030 pour l'AIE reference ainsi que l'USDOE. Total (et ConocoPhillips) a aussi evoque un maximum de production autour de 100 Mb/d

Figure 26: Production mondiale des **liquides**: mes previsions compares a celles d'AAPG 2007



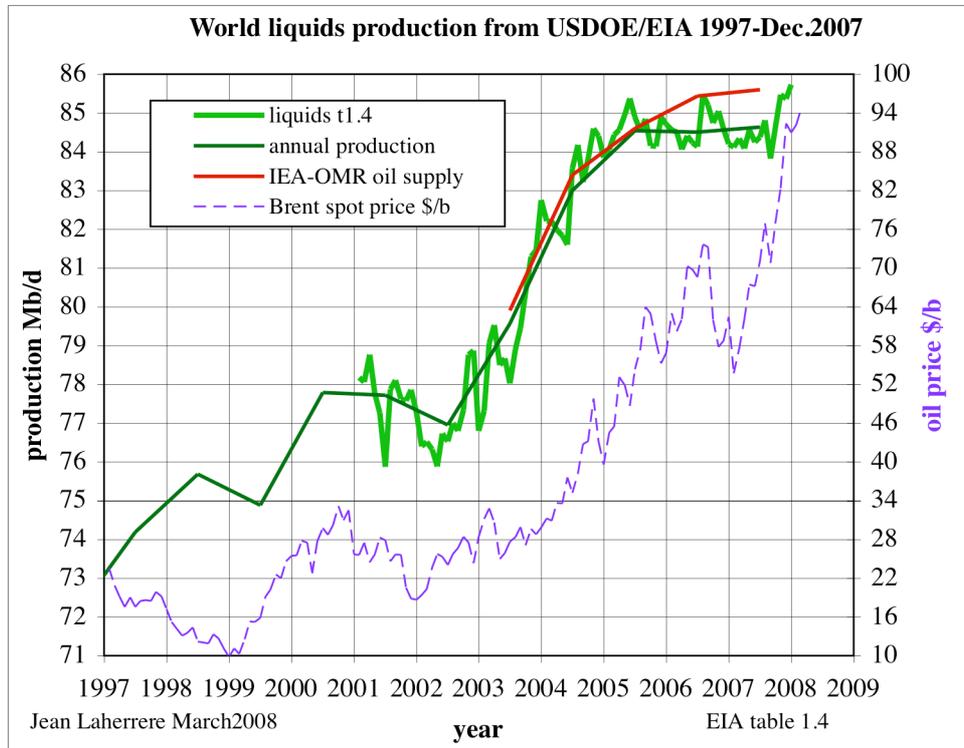
Le ralentissement de la production depuis 20 mois laisse penser que le plateau ondule peut être en train de se réaliser puisque depuis 2 ans la production ondule autour de 85 Mb/d!

Toutefois les derniers mois de 2007 sont en hausse, mais ceux sont des chiffres provisoires et il faut attendre quelques mois pour être fixe.

Où va-t-on? Vers le haut, vers le bas ou encore des ondulations?

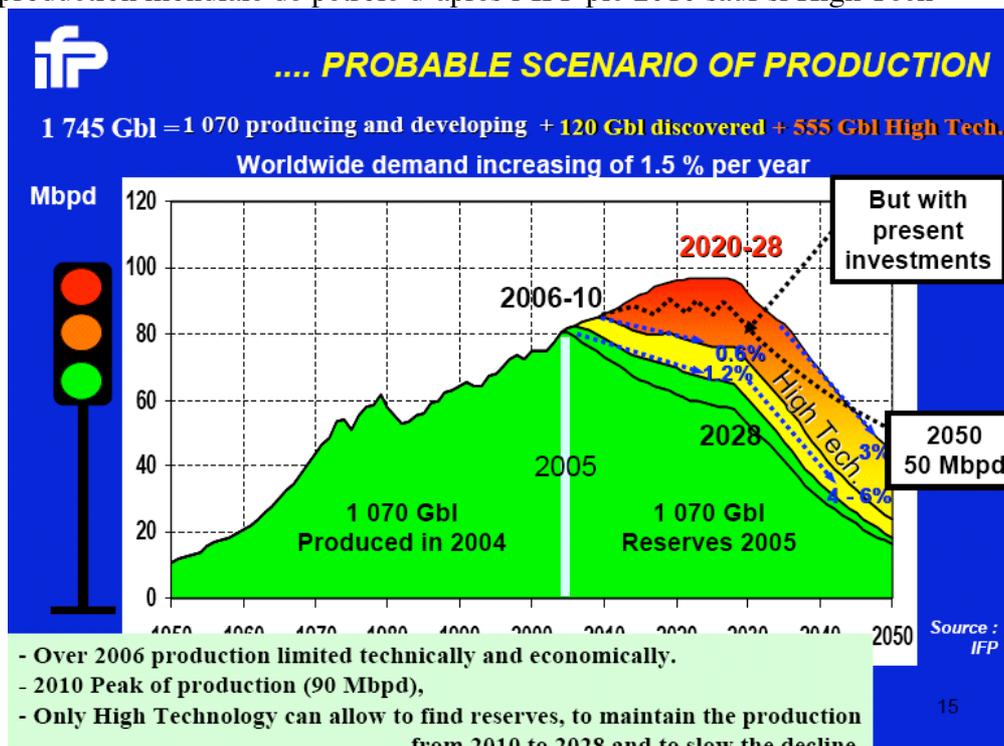
Nul ne sait, car personne ne sait ce que sera la demande (récession ou millions de Tatumobiles?)!

Figure 27: production mondiale de tous liquides d'après USDOE/EIA 1997-dec. 2007



L'IFP, qui a longtemps résisté au peak oil en affirmant que la technologie permettait de tout résoudre, présente maintenant (le premier ministre en 2006 avait parlé d'être dans l'ère de l'après pétrole) un plateau à moins de 100 Mb/d pouvant durer plus ou moins longtemps.

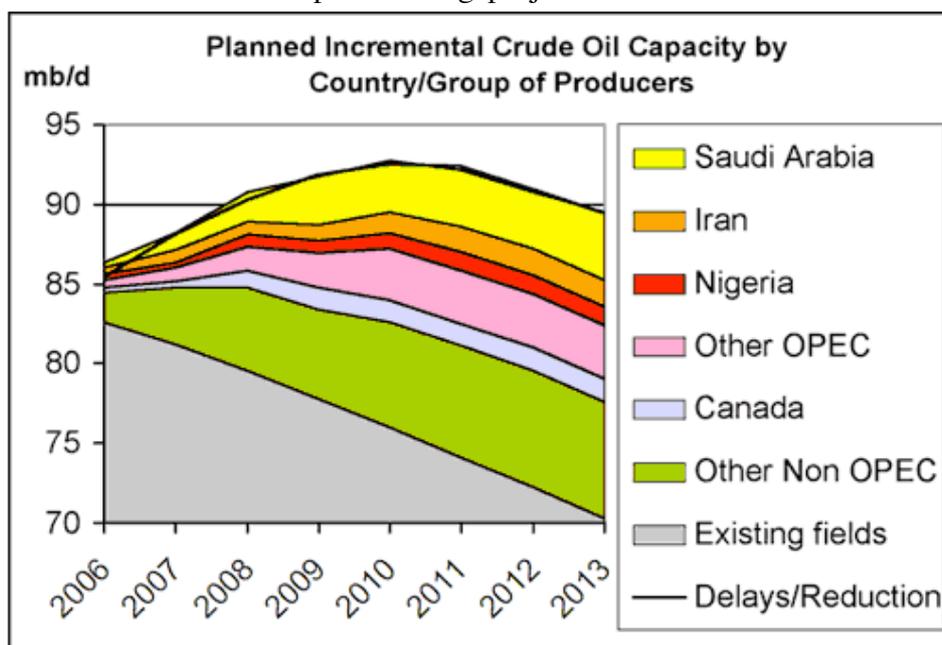
Figure 28: production mondiale de pétrole d'après l'IFP pic 2010 sauf si High Tech



- Over 2006 production limited technically and economically.
- 2010 Peak of production (90 Mbpd),
- Only High Technology can allow to find reserves, to maintain the production from 2010 to 2028 and to slow the decline

-Previsions d'apres les projets petroliers en cours

Chris Skrebowski, editeur du Petroleum Review, magazine de l'Energy Institute a Londres, a recense tous les projets petroliers importants qui seront ajoutes a la production actuelle pour la decennie et apres plusieurs revisions, il estime que le pic se produira en 2010-2011 a 91- 92 Mb/d. Figure 29: prevision Skrebowski d'apres les megaprojets avril 2006



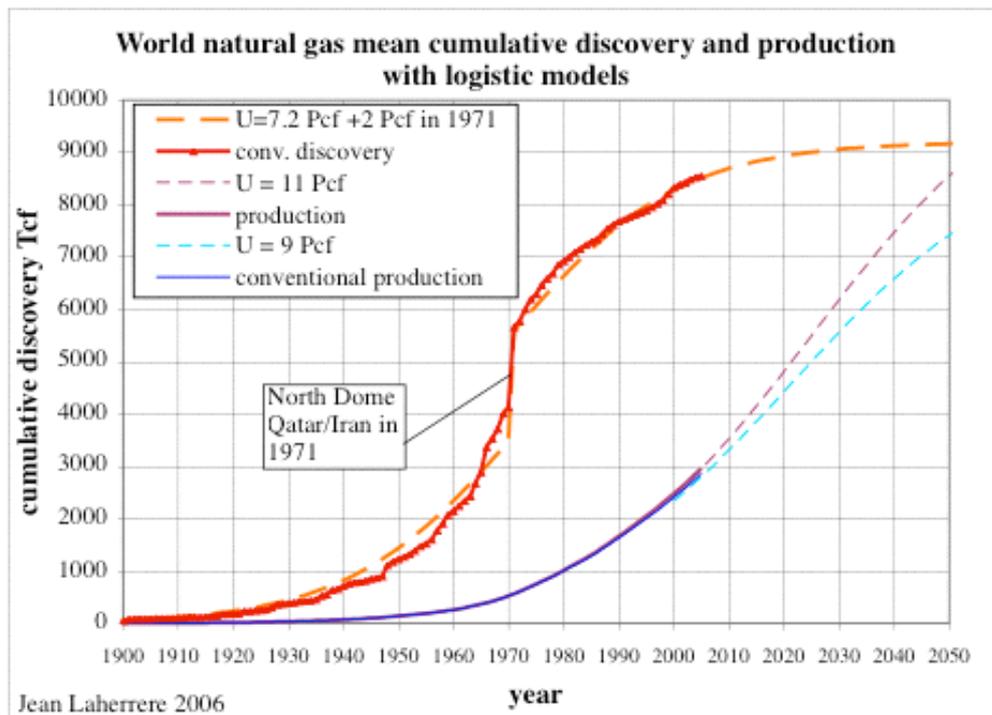
<http://www.durangobill.com/Rollover.html>

Cette prevision du pic est independante des estimations des reserves ultimes et est donc plus fiable pour le court terme.

-Gaz

Comme pour le petrole les reserves restantes de gaz naturel decroissent depuis 1990 pour les donnees techniques, mais augmentent depuis 1960 pour les donnees politiques dites prouvees. Les decouvertes conventionnelles cumulees sont facilement modelisees avec une courbe logistique avec un saut apporte par le supergeant de North Dome (Qatar et Iran) qui represente 10-15% de l'ultime mondial, alors que Ghawar ne fait que 7%.

Figure 30: Decouvertes mondiales cumulees de gaz et production avec modeles logistiques

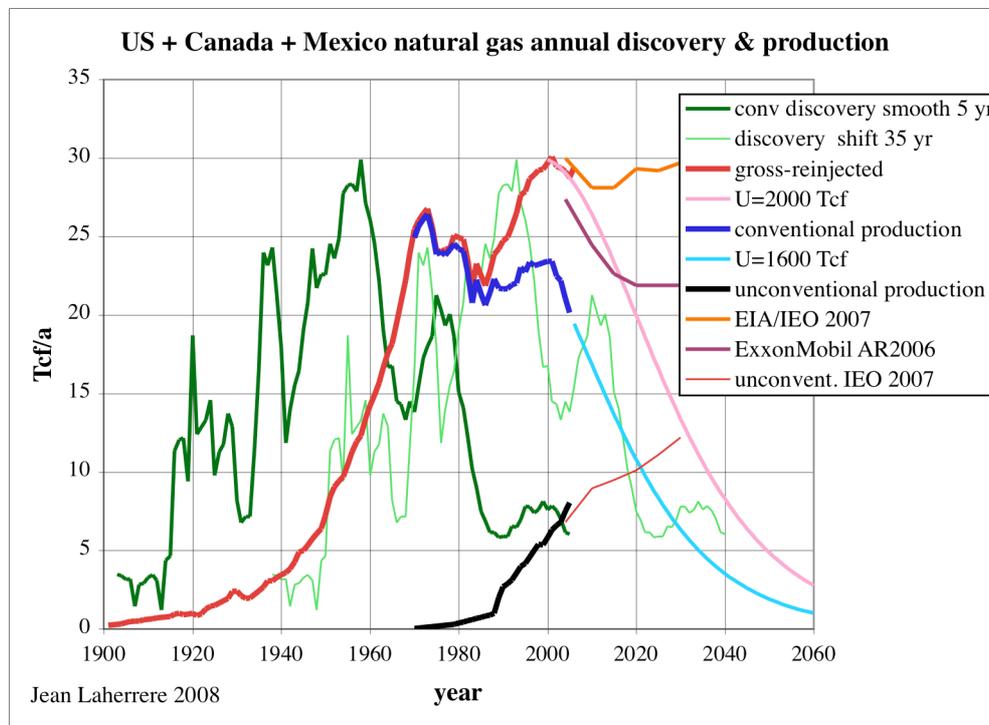


Comme le gaz coute 10 fois plus cher a transporter que le petrole, il y a 4 marches de gaz:

Amerique du Nord, Europe, Asie Pacifique et depuis peu Amerique du Sud.

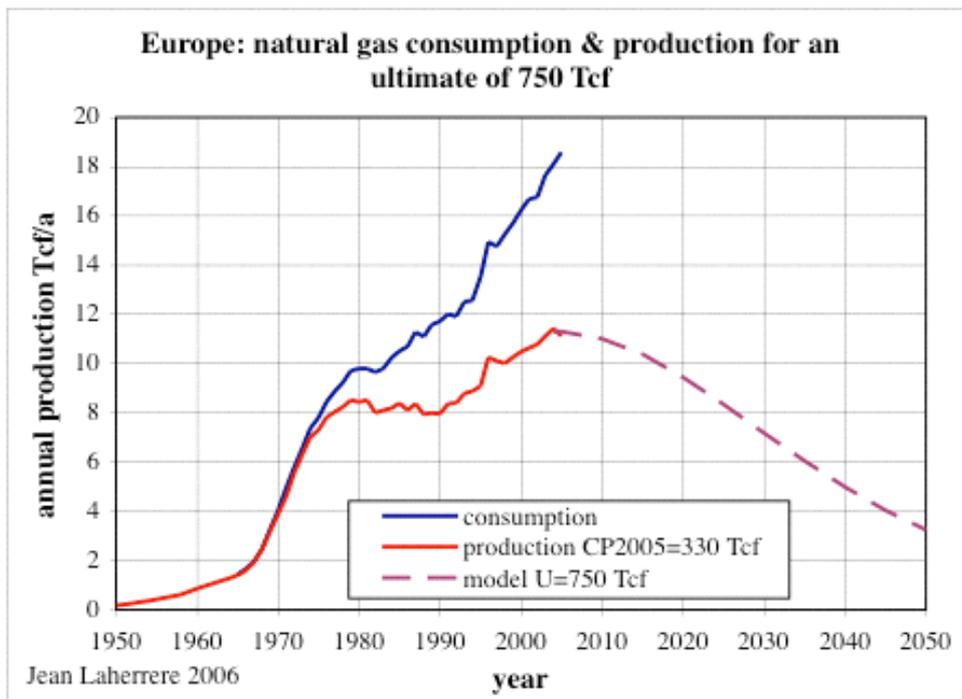
La penurie du gaz va se produire en Amerique du Nord plus tot que celle du petrole. Le gaz non conventionnel (majorite reservoir compact mais croissance du shale gas, plafond du CBM= gaz de charbon) grimpe depuis 1990, mais les previsions officielles sont pour un plafond en 2010.

Figure 31: decouverte et production de gaz en Amerique du nord



La production de gaz en Europe plafonne et sa consommation s'envole car on pensait qu'il n'y a aucun probleme d'approvisionnement..

Figure 32: Europe: consommation de gaz & production (U= 750 Tcf) 1930-2050



Mais l'Europe compte trop sur le gaz russe, qui est surestime (la classification russe prend la recuperation theorique maximum = 3P et cela se voit sur la distribution des taux de recuperation comparee au reste du monde).

En 2020 l'ex-URSS ne pourra exporter que <10 Tcf et la Russie veut vendre aussi du gaz vers l'Amerique et l'Asie, elle ne pourra pas satisfaire tout le monde. Kiriyenko a declare que la Russie aurait epuise ses reserves de charbon et de gaz dans 50 ans et va augmenter le nombre de centrales nucleaires.

La production de gaz de Gazprom a chute en 2007 a 548 G.m³/a par rapport a 2006 avec 556 (pic depuis 1999).