

Production future (reserves) des combustibles fossiles

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

Citations:

Paul Valéry: *“Tout ce qui est simple est faux et tout ce qui ne l’est pas est inutile”*

« *Le temps du monde fini commence* » *Regards sur le monde actuel 1931*

Saint Exupéry: *“Nous n’héritons pas la terre de nos ancêtres, nous empruntons à nos enfants”*

Jean Rostand ? : *“Plus je sais, plus je sais que je ne sais pas”*

Einstein: *“Seules deux choses sont infinies: l’Univers et la stupidité humaine, et je ne suis pas sûr du premier”*

Claire Booth Luce: *The difference between an optimist and a pessimist is that the pessimist is usually better informed.*

Kenneth Boulding *“Anyone who believes exponential growth can go on forever in a finite world is either a madman or an economist”*

-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. Une bactérie double de volume chaque demi-heure et sa croissance sans contrainte de ressources atteindrait le poids de la Terre en 3 jours, le volume du système solaire en une semaine et de l’Univers en 11 jours!

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).

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 manipule, 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 référence.

La fourchette d’incertitude et l’ambiguïté permettent de choisir la valeur adéquate à l’image désirée.

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* 10 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, petrole, conventionnel, nonconventionnel, lourd, raisonable, durable, dangereux ne sont quasiment pas definis par ceux qui les utilisent, car l'ambiguite est recherchee.

Tous les membres de l'OPEP trichent.

Il faut faire appel a des compagnies d'espionnages (scouts) pour avoir les chiffres techniques. Cela coute tres cher!

-production

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 2005	definition	Mb/d
OGJ Oil & Gas Journal	oil	72,361 6
WO World Oil magazine	crude/condensate	72,112 9
BP Statistical Review	liquids (excl CTL)	81,087 544 356 164 4
USDoE (Depart of Energy)/EIA	crude oil	73,653 375 786 794 6
	all liquids	84,563 799 689 834 3
IEA International Energy Agency	oil	84,45

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

-reserves

Les estimations de reserves sont incertaines et devraient etre donnees avec une fourchette de 3 valeurs.

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

USDOE/EIA proved reserves as end of 2005 posted 5 Oct. 2006

Oil Gb	OGJ	BP	WO
World	1 292,935 5	1 201,331 538 509 4	1 119,615 3
Russia	60,000	74,436 476 05	74,4
Norway	7,705	9,691 349	8,033 NPD publie tout!
Canada	178,7924	16,500 (R 17,0927161402)	12,025 (R 23,314)
China	18,25	16,038 12	16,188 5

Gas Tcf	OGJ	BP	WO	Cedigaz
World	6 124,016	6 359,172	6 226,554 6	6 380,625
Russia	1 680,000	1 688,046	1 688,748 9	1 688,763 3
Norway	84,26	84,896 5	83,272 1	109,759 02
China	53,325	82,955	55,606 1	82,99025

Ces estimations avec plus de 10 chiffres significatifs sont ridicules, 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, change peu

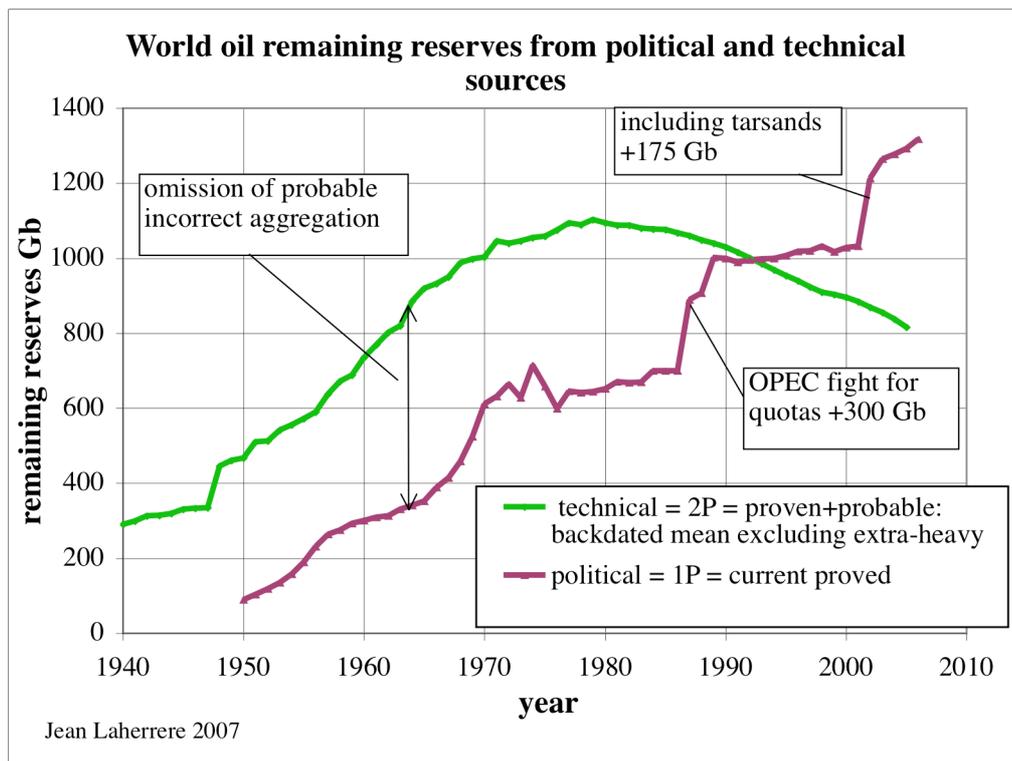
-**ex-URSS**: classification ABC1 = recuperation maximum = prouve+probable+possible =3P

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

Les valeurs publiees sont fournies par les pays et sont ni expliquees, ni discutables (**courbe marron**)

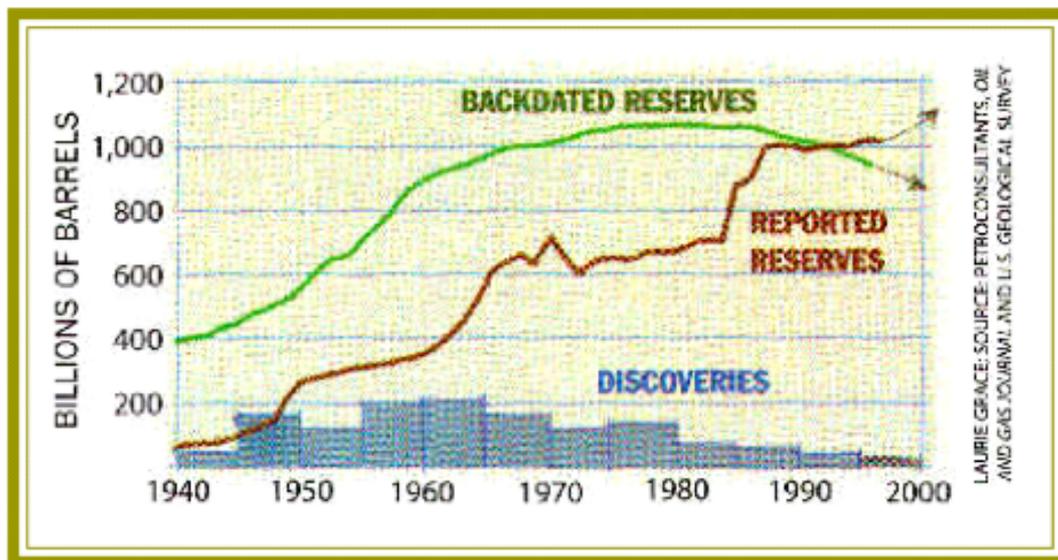
Les valeurs techniques (**courbe verte**) sont confidentielles sauf UK, Norvege & offshore federal US.

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



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)

Figure 2: meme graphique en 1998 Scientific American Campbell et Laherrere "*The end of cheap oil*"



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

-Bonnes et mauvaises pratiques

Il est bon:

- d'obtenir la récupération maximum par une production modérée qui fait monter lentement le plan d'eau horizontalement

- d'utiliser les techniques pour produire le pétrole difficile (profond et extra-lourd)

Il est mauvais:

- de favoriser le court terme pour produire le maximum immediat au detriment du long terme sous pretexte d'actualisation avec des taux eleves pour satisfaire des actionnaires exigeants (fonds de pension) au detriment des generations futures (contraire a developpement durable)

- d'utiliser une approche deterministe avec une seule estimation etant le minimum pour satisfaire les banquiers comme le demandent aux US les regles perimees (1977) de la SEC (Securities and Exchange Commission)

- de faire une sommation arithmetique des reserves dites prouvees. Le minimum des reserves d'un pays n'est pas la somme des reserves minimum (dite prouvee) des champs, car il est tres peu probable que tous les champs ont cette valeur minimum. Il faut pour obtenir la valeur reelle minimum fait une simulation par Monte Carlo a partir de la distribution de probabilite. Seulement l'addition des reserves esperees des champs represente la valeur esperee des reserves du pays. Le brouillon 2006 de la SPE (Society of Petroleum Engineers) montre que la somme des minima sousestime la valeur reelle minimum de pres de 100%

Figure 3: Comparaison de l'addition arithmetique et de la sommation probabiliste d'apres SPE 2006

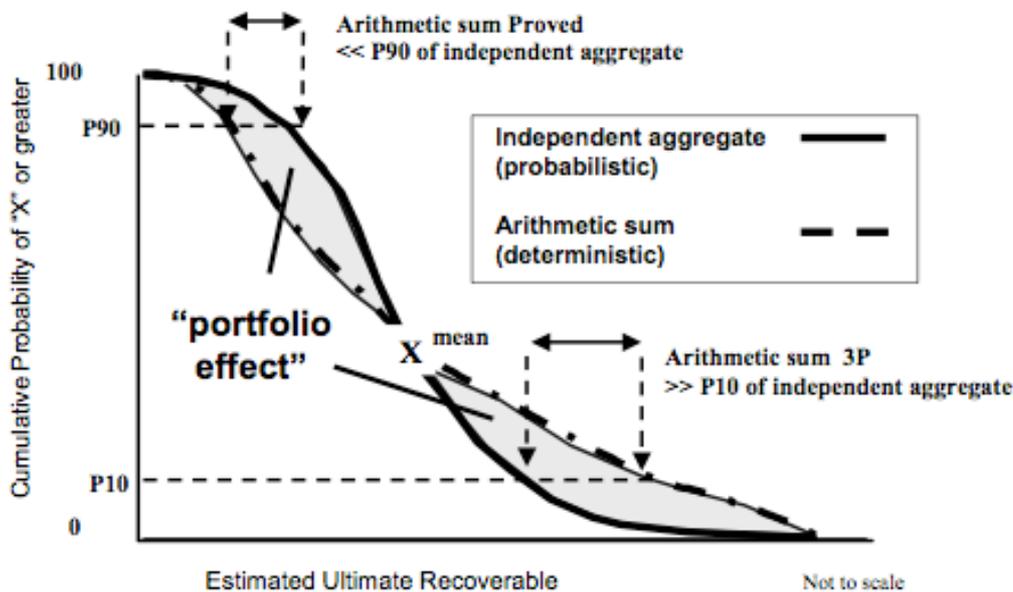


Figure 3-2: Deterministic versus Probabilistic Aggregation

Les regles de la SEC devraient etre changees pour permettre en plus des reserves prouvees (1P) de donner les reserves prouvees plus probable (2P). L'addition arithmetique des prouvees devrait etre interdite. Les reserves prouvees courantes ne doivent pas etre la base des extrapolations de production future qui doivent etre basees sur les reserves esperees (prouve + probable) ramenees a la date de decouverte (backdating) qui permettent grace aux courbes d'ecremage d'estimer les reserves ultimes

- de comparer et d'extrapoler des items differents:

1P (minimum) courant et 2P (valeur mediane, mode ou moyenne =esperee) ramenee a la date de decouverte. C'est ce qu'a fait l'USGS dans leur etude de 2000 ou, ne sachant comment evaluer la croissance des reserves 2P du reste du monde, a utilise la croissance des reserves 1P des US. C'est comparer la temperature de Paris avec celle de New York sans se preoccuper que l'une est en Celsius et l'autre en Fahrenheit!

moyenne millenaire et mesure annuelle: c'est ce qui est fait pour les courbes de CO2, de CH4 d'apres les mesures dans les bulles (ouvertes pendant le neve) des glaces de l'Antarctique
 Figure 4: changements en crosse de hockey d'apres GIEC 2007 CO2, CH4 & NO2

CHANGES IN GREENHOUSE GASES FROM ICE CORE
AND MODERN DATA

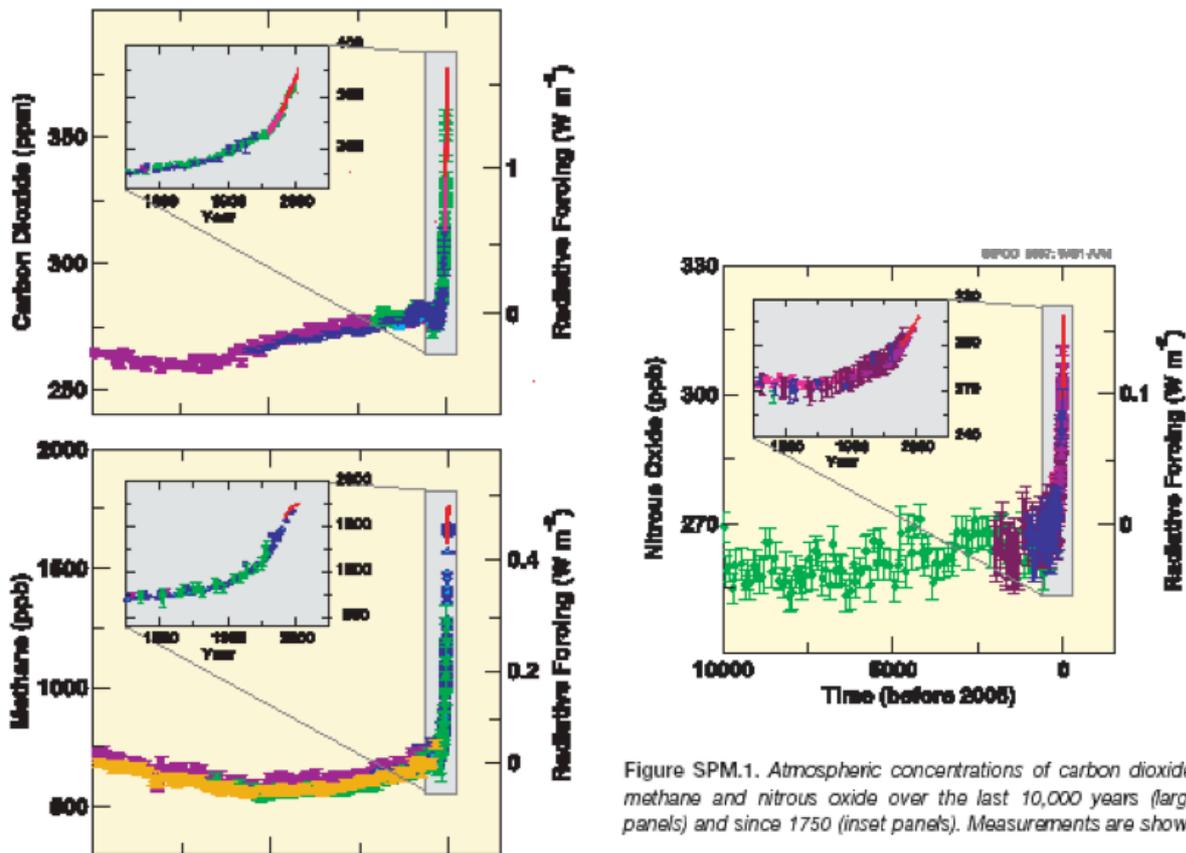


Figure SPM.1. Atmospheric concentrations of carbon dioxide, methane and nitrous oxide over the last 10,000 years (large panels) and since 1750 (inset panels). Measurements are shown

-de presenter des series incompletes en censurant ce qui ne plait pas: long futur et court passe (scenarios GIEC)

-de presenter des resultats avec un nombre de chiffres significatifs superieur a la precision: dans l'industrie petroliere la precision est jamais de moins de 1%, d'ou il suffit de donner 2 chiffres significatifs

-d'ajouter des valeurs avec des precisions differentes: pour la plupart des dirigeants veulent des additiuons justes alors qu'elles sont fausses

$$1000+1 = 1001$$

non, parce qu'il faut arrondir au niveau de la precision (choisir l' unite pour avoir le moins de chiffres), si la precision est 10%, l'addition doit etre

$$900-1100 + 0,9-1,1 \approx 900-1100 \quad \text{ou}$$

$$1000 + 1 \approx 1000$$

-de convertir dans une autre unite avec une precision differente

$$1000 \text{ ft} \approx 300 \text{ m} \text{ et non } 304,8 \text{ m}$$

$$2000 \text{ b} \approx 300 \text{ m}^3 \text{ et non } 318 \text{ m}^3$$

-d'utiliser incorrectement le prefixe avec exposant

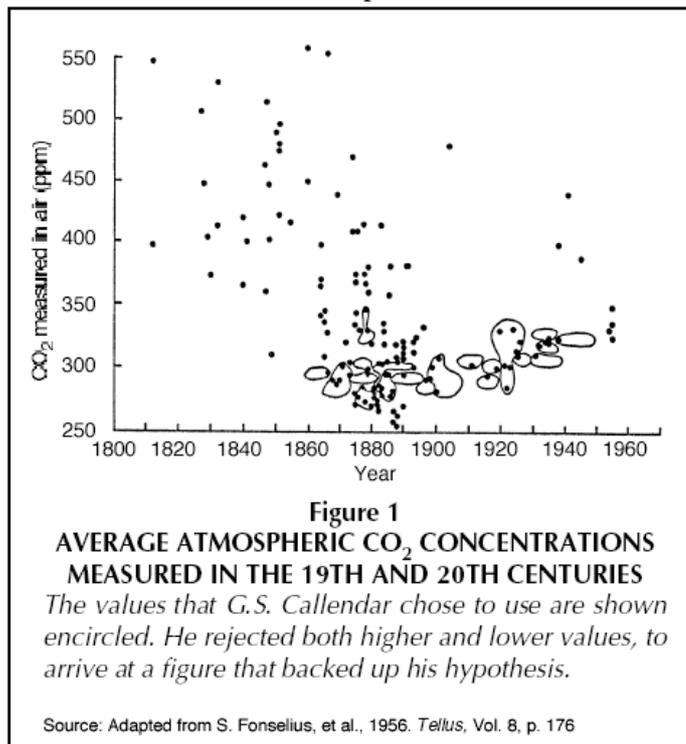
En classe de 6e, on apprend que le prefixe est implique avec l'exposant et que km² est km au carre, mais beaucoup d'organismes officiels et autres (IHP, Total) utilisent Gm³ pour milliard de m³, qui est en fait un kilometre cube = km³.

Gm³ represente environ un million de fois le volume de la terre = 10 E27 m³

de plus si Gm³=10E9 m³ alors km² = 10E3 m² ou 0,1 ha!

-d'eliminer des donnees qui ne coincident pas avec sa theorie, en declarant que c'est un artefact ou du bruit! Le bruit est souvent ce que l'on ne sait expliquer. Einstein a retire de sa fameuse equation la constante cosmologique pour satisfaire la theorie d'un univers stationnaire, il a declare ensuite que c'etait sa plus grosse erreur! Le GIEC censure les mesures de CO₂ qui ne coincident pas avec ses mesures dans les glaces qui sont pourtant des moyennes millenaires

Figure 5: mesures CO2 1800-1960 censurées d'après Jarowski 1997



-de regarder seulement à l'économie et non au bilan énergétique

Beaucoup sont convaincus que les réserves de pétrole et de gaz augmentent considérablement quand le prix augmente. C'est vrai avec les réserves financières de la SEC mais pas pour les réserves réelles. Ils raisonnent par analogie avec les minéraux: or, cuivre; etc. Mais *le pétrole est liquide et le gaz gazeux* et migrent en se concentrant dans des structures qui sont ou pleines de HC ou vides. Dans les champs conventionnels, à part l'eau résiduelle qui mouille le réservoir, il y a 100 % ou 0% de pétrole et il suffit d'ouvrir une vanne pour les produire. C'est différent avec les minéraux qui ont des taux de concentration variable selon les gisements, avec un prix bas, seuls les gisements à forte concentration sont exploités, mais avec un prix haut, les résidus d'autrefois sont repris et les gisements pauvres sont exploités. Le charbon est solide, il ne migre pas car sa concentration est constituée au moment du dépôt et l'épaisseur de la couche est un paramètre clé, ainsi que sa profondeur.

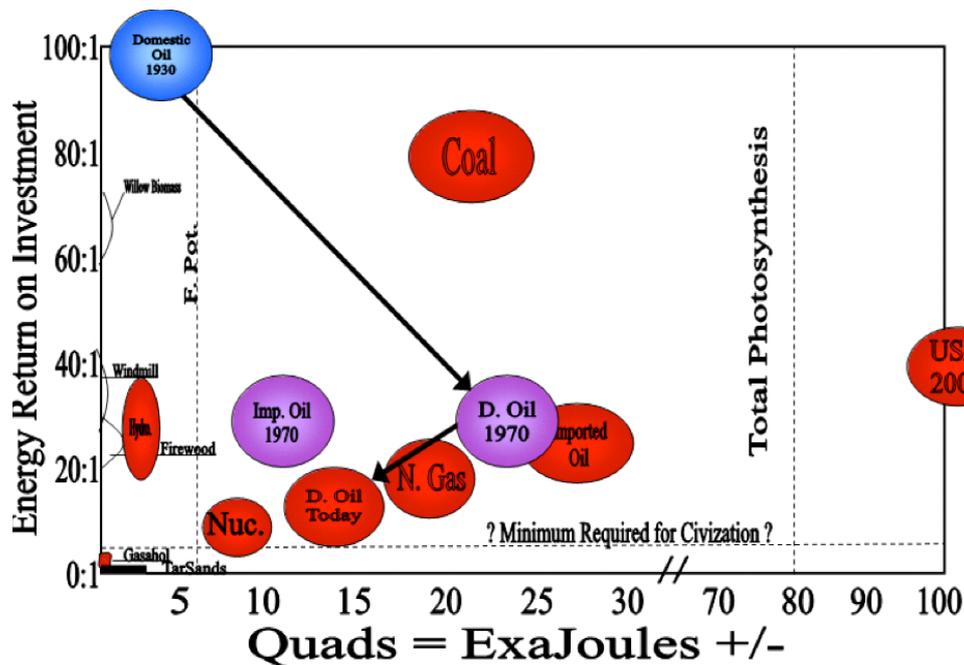
Les combustibles fossiles sont exploités pour obtenir de l'énergie et il est important d'avoir un bilan énergétique positif. L'EROI (Energy Return On energy Invested) doit être supérieur à 1.

Ainsi les charbons à plus de 1500 m et offshore ne sont pas compris dans les réserves car il faut investir plus d'énergie à les produire qu'ils n'en représentent. Au contraire on peut aller chercher de l'or à plus de 3000 m, qu'importe l'énergie dépensée si le prix est suffisamment haut.

Pour l'éthanol à partir du maïs aux US, Pimentel & Patzek prétendent depuis plus de 10 ans que l'EROI est de 0,7 alors que les USDA prétend que c'est 1,3 (en utilisant les déchets qui d'après Pimentel font ensuite défaut en tant qu'engrais).

Charlie Hall (NY State U) qui a démarré les études d'EROI estime que l'EROI pour le pétrole US qui était de 100 en 1930, de 30 en 1970 est maintenant de l'ordre de 10.

Figure 6: EROI d'après Hall ASPO 2006 Pisa



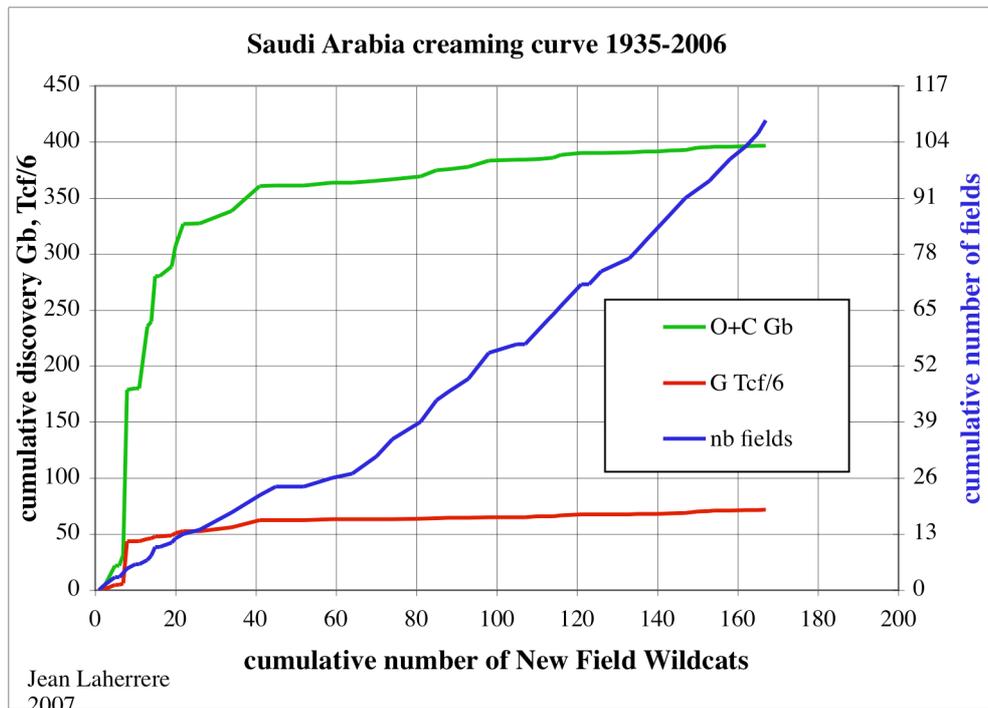
-d'oublier les contraintes de temps

Le temps est, après les ressources, la contrainte la plus importante. *On ne peut faire un bébé en 1 mois avec 9 femmes!* Mc Namara secrétaire d'état US après avoir été patron de la NASA a sorti une loi où dans les projets frontière le rapport entre les estimations initiales et les réalisations était de π pour les coûts et de e (nombre Euler 2,7) pour le temps. Cette loi est bien vérifiée depuis plus de 25 ans pour les coûts avec les projets exotiques tels que Centre Pompidou, Frigg, oleoduc TransAlaska, actuellement avec Kashagan, Thunder Horse, Sakhaline. Le coût est facilement rattrapé avec l'inflation ou l'augmentation du prix du pétrole, mais c'est plus difficile avec le temps. L'explication de cette loi est que pour les projets exotiques la fourchette d'incertitude est grande et que pour voir accepter un projet le coût (et le temps) minimum est proposé. À la fin du projet c'est la valeur espérée (moyenne) qui se réalise et elle est en gros 3 fois le minimum pour une distribution lognormale (voir Bourdairé J.M., R.J.Byramjee, R.Pattinson 1985 "Reserve assessment under uncertainty - a new approach" Oil & Gas Journal June 10 - p135-140)

-Faux mythes

De nombreux de [mythes](#) sont entretenus pour nier le déclin qui s'annonce: ils sont faux

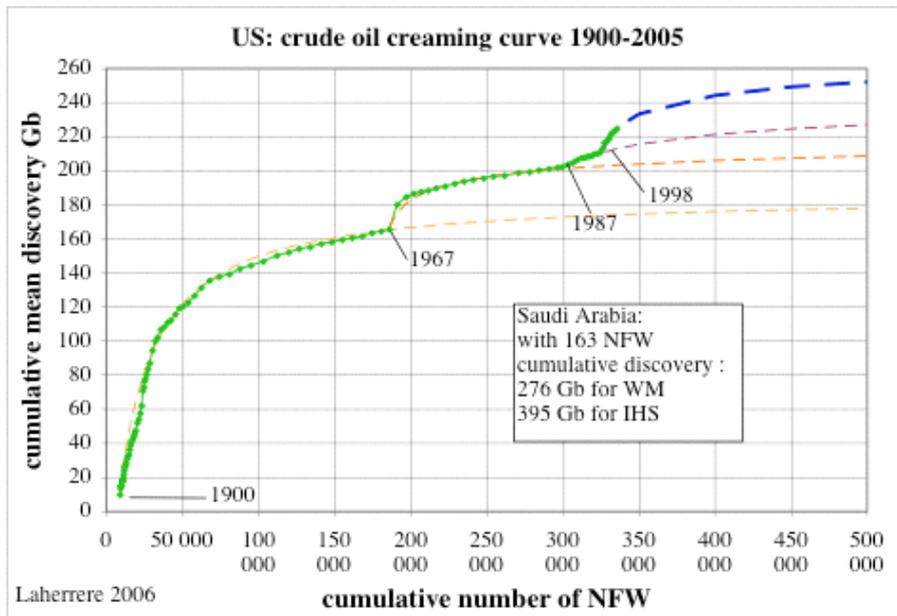
Mythe 1-le Moyen Orient est sous-exploité: pour les dernières décennies les découvertes sont plus nombreuses que pour les premières décennies, mais minuscules en taille
 La courbe d'écumage est le volume cumulé des découvertes (2P = backdated mean) en fonction du nombre cumulé de puits d'exploration pure =NFW = New Field Wildcat
 Figure 7: courbe d'écumage des découvertes de pétrole en Arabie Saoudite en Gtep d'après IHS



L'Arabie Saoudite a decouvert avec les 20 premiers NFW (1935-1965) 12 champs representant 80% des decouvertes, alors que les 20 derniers NFW (1998-2005) ont decouvert 16 champs representant 1% des decouvertes. On decouvre plus de champs, mais ils sont minuscules! Le pays n'est pas inexploré, il est bien exploré pour le petrole (moins pour le gaz) et il reste peu d'huile a decouvrir; sauf nouveau cycle (il n'y a pas d'offshore profond et le Rub al Khali est a gaz)). L'ancien VP d'Aramco S. Al-Husseini (OGJ Jul26, 2007) conteste l'evaluation tres optimiste faite par IHS sur le potentiel petrolier du Western Desert iraquien en disant que leurs recherches sur ce bassin cote saoudien a ete tres decevant: *Based on these extensive regional efforts and exploration results, the indications are clear that this vast region (extending from northwest Saudi Arabia through eastern Jordan and Syria, and western Iraq) is not very prospective for oil.*

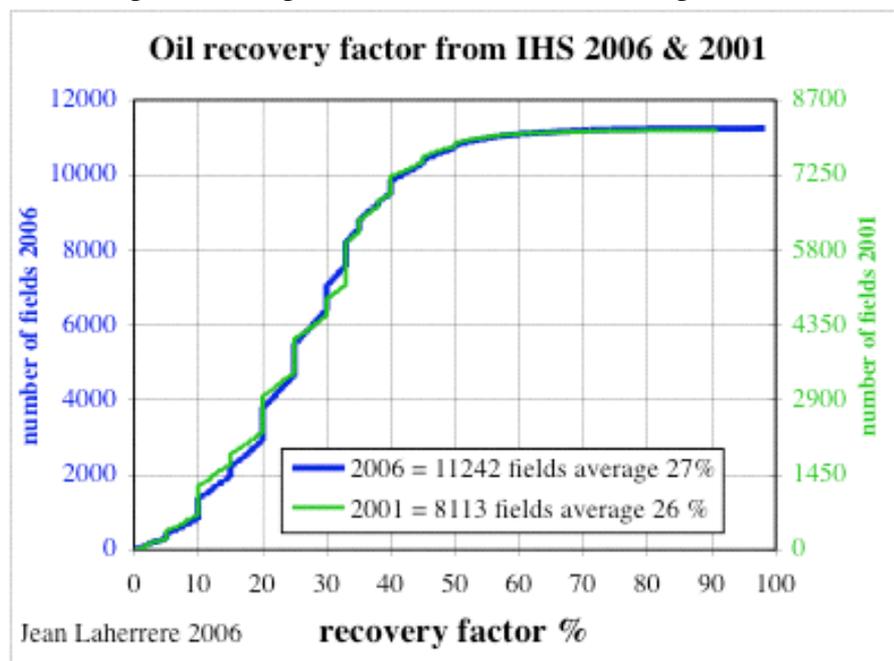
Ce n'est pas le nombre de NFW qui compte, mais la maturite de l'exploration. Les US ont seulement decouvert 225 Gb dans plus de 30 000 champs avec 335 000 NFW. La courbe d'ecremage des US montre plusieurs cycles, le dernier etant l'offshore profond, mais la courbe va vers un ultime de 250 Gb s'il n'y a plus de nouveau cycle. Les US sont donc en fait moins mature que l'Arabie Saoudite, quand on compare les courbes d'ecremage.

Figure 8: courbe d'ecremage de petrole US



Mythe 2-le taux de recuperation du petrole est de 35% en moyenne, le porter a 50% comme en Mer du Nord augmente les reserves de 50%: les taux des champs conventionnels varient suivant la nature geologique du reservoir de 1 a 95 %, **la technologie ne peut changer la geologie du reservoir** La base de donnees tres detaillee de IHS a fin 2006 contient 11500 champs pour le monde hors US a terre avec un taux de recuperation de petrole variant entre 0,1% et 98 % avec une moyenne (en nombre) de 27%. A fin 2001 seulement 8113 champs etaient repertories (109 champs en ex-URSS compare a 1399 fin 2006) avec un taux moyen de 26%: peu de changement (pas de croissance!). La moyenne a tres peu de signification puisque la fourchette s'etale de 0% a presque 100%! De plus la moyenne en volume est tres differente de la moyenne en nombre.

Figure 9: taux de recuperation de petrole (monde hors US terre) pour 2001 & 2006 d'apres IHS



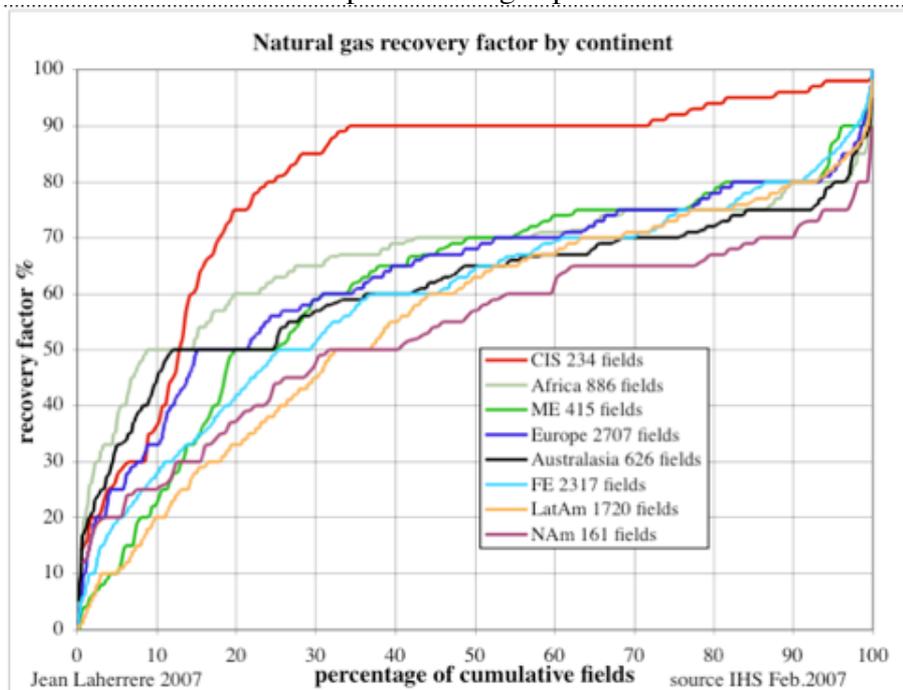
Le taux de recuperation depend principalement de la geologie du reservoir: faible pour un reservoir compact, fort pour un reservoir poreux et permeable.

Cependant les taux de recuperation sont utiles pour comparer les diverses methodes d'estimation des reserves; notamment pour l'ex-URSS et le Moyen Orient

Les reserves sovietiques ABC1 (utilisees aussi en Inde) sont estimees avec le taux de recuperation theorique maximum (Khalimow WPC 1979 et AAPG Sept.1993) aboutissant a 3P et ceci est evident quand on compare les taux de recuperation pour le gaz par continent. L'ex-URSS est tres au dessus du lot!

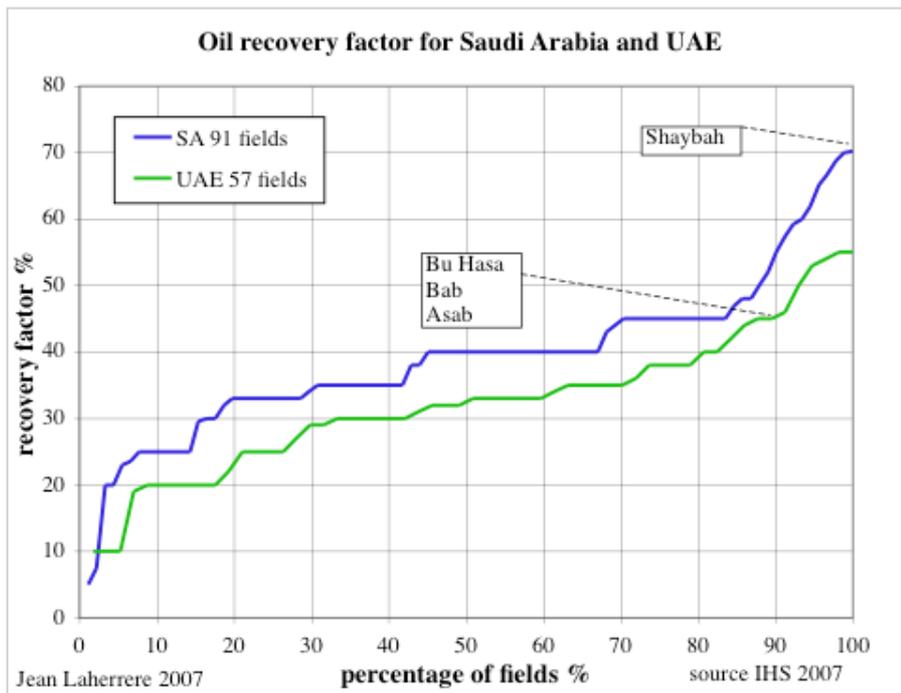
Il est necessaire de reduire les estimations russes by 30% pour les ramener de 3P a 2P.

Figure 10: distribution du taux de recuperation du gaz par continent



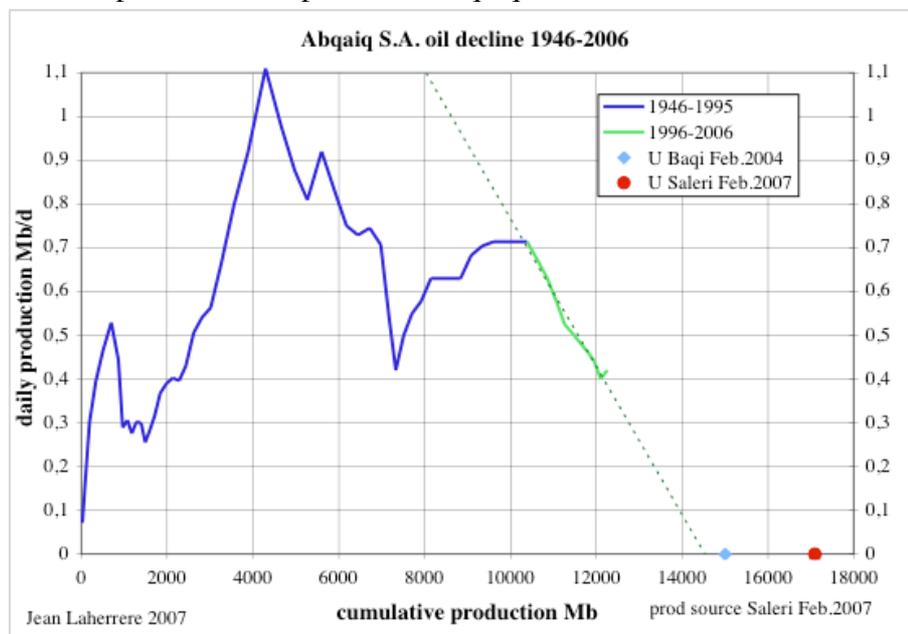
L'Arabie Saoudite presente des estimations pour le petrole qui semblent aussi trop optimistes en comparaison avec les Emirats Arabes Unis et en particulier pour Shaybah (70%) qui appartient au Systeme Petrolier d'Abu Dhabi avec les champs de Bu Hasa, Bab and Asab fields (environ 45 %). Shaybah a ete developpe recemment dans des conditions difficiles (>5000 \$/b/d) loin de ses bases en plein desert par Aramco, alors que Bu Hasa et autres ont ete developpe plus tot pres des bases de l'ADNOC: c'est pourquoi Shaybah est presente d'une facon plus optimiste pour faire passer l'excès d'investissement!

Figure 11: distribution du taux de recuperation du petrole pour Saudi Arabia et UAE



La meilleure façon de vérifier la validité des données des “scouts” est de tracer le déclin des productions annuelles des champs matures en fonction de la production cumulée. En dépit des contraintes politiques (quotas) le déclin de 1996 à 2006 du champ d’Abqaiq (très proche de Ghawar) qui semble avoir été produit au maximum donne une estimation de l’ordre de 15 Gb en espérant que le déclin brutal de fin des géants comme Brent et East Texas ne se produira pas; alors que Aramco Baqi en 2004 déclarait 15 Gb et Aramco Saleri en 2007 déclarait 17,1 Gb en espérant de l’EOR (Enhance Oil Recovery) = récupération non-conventionnelle.

Figure 12: déclin de production de pétrole d’Abqaiq 1946-2006



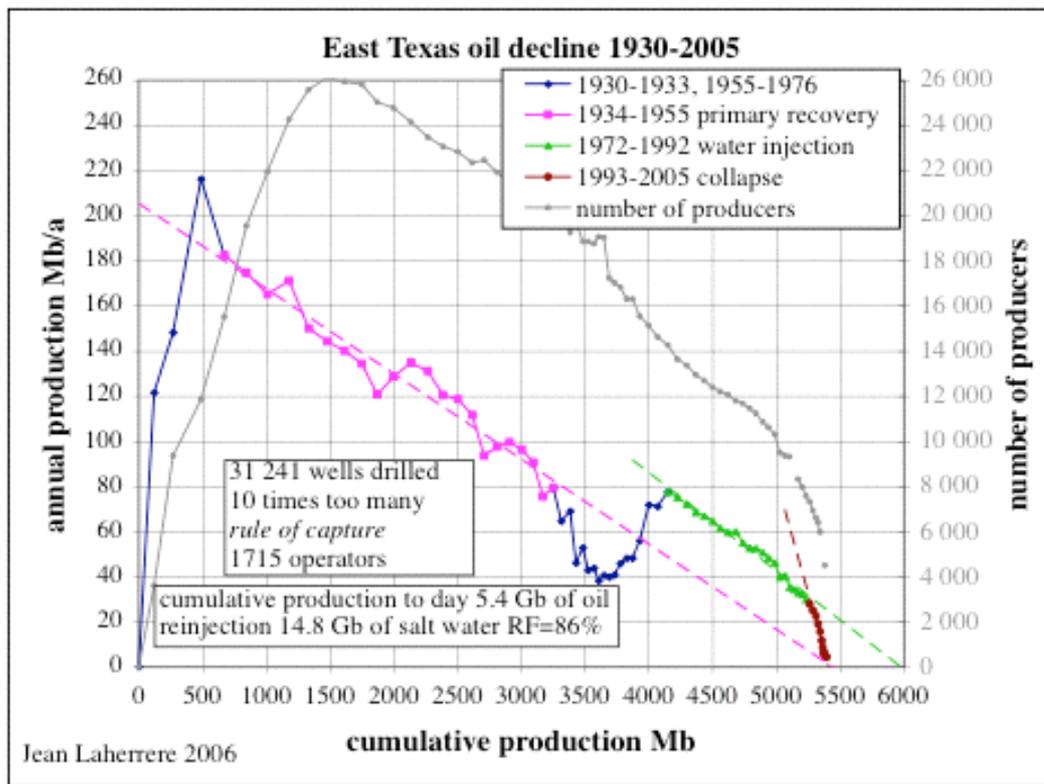
Chaque champ major de pétrole et de gaz devrait faire l’objet d’une courbe de déclin pour obtenir rapidement une estimation fiable des réserves ultimes, si la production n’est pas contraint pas des quotas. Mais il faut avoir les données annuelles par champ alors que la plupart des pays ne les donne que groupées par opérateur. C’est pourquoi Matt Simmons patron de la plus

importante banque d'investissement petrolier recommande la publication des productions annuelles de tous les champs produisant plus de 50 000 b/d.

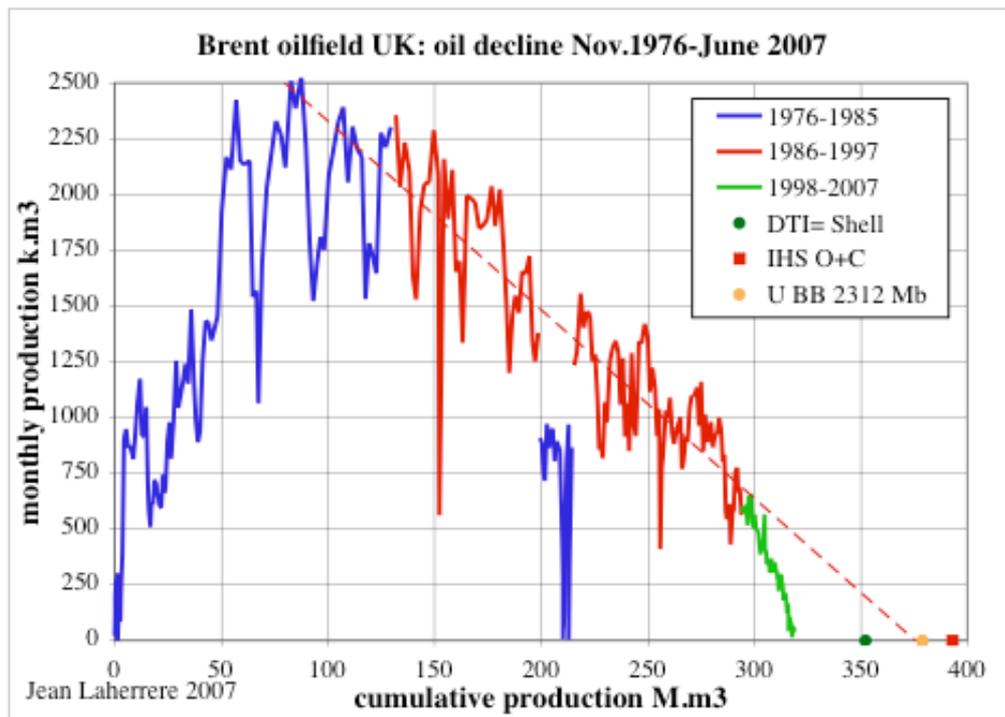
Mythe 3-la nouvelle technologie augmente les reserves: on devrait le voir sur la courbe de declin des champs, sinon c'est du a une mauvaise definition et evaluation des reserves. On voit une aggravation du declin en fin des champs comme East Texas ou Brent.

La croissance des reserves peut etre negative comme pour East Texas ou l'ultime a ete de 6 Gb apres avoir en 1972 effectue l'unitisation du champ (plus de 1700 operateurs) et l'injection d'eau. Le declin a ete de 5 %/a de 1972 a 1992 puis il a double de 1992 a aujourd'hui (ou il est pratiquement epuise avec un water cut de 98% (cumul de 14,8 Gb d'eau injecte) pour une production en 2006 de 14 000 b/d de petrole et 1 Mb/d d'eau avec 4500 puits en production) reduisant l'ultime a 5,4 Gb, soit une diminution de 600 Mb. Le nombre total de puits fores est de plus de 31 000 , avec un spacing de 4 acre par puits soit le dixieme de ce qui ete necessaire (40 acres/puits) dans ce champ tres poreux (taux de recuperation de 86 %). Il est a noter que l'ultime a 5,4 Gb coincide avec l'extrapolation du declin en production primaire (en rose)!

Figure 13: declin d'East Texas, plus grand champ de petrole US L48 1930-2005

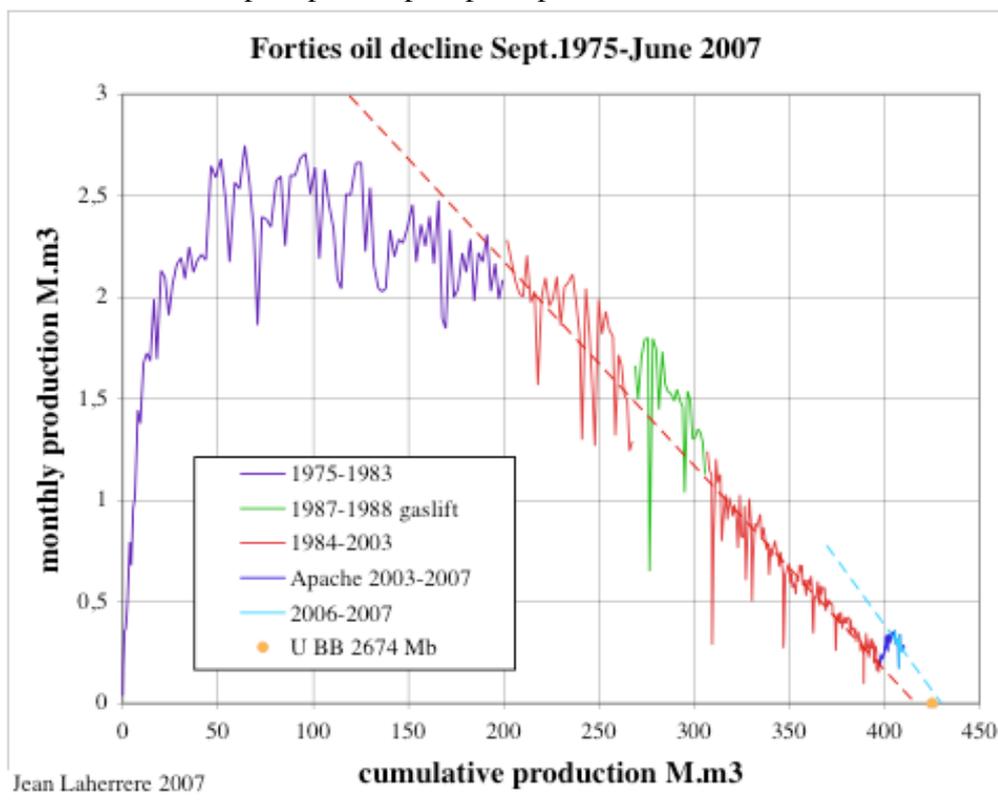


Le declin du champ de Brent (qui est pratiquement epuise, encore un peu de gaz) a double depuis 1997 par rapport a la periode 1986-1997 qui faisait entrevoir des reserves plus grandes que la realite
Figure 14: Brent Mer du Nord opere par Shell: declin de la production de petrole qui s'ecroule sur la derniere decennie



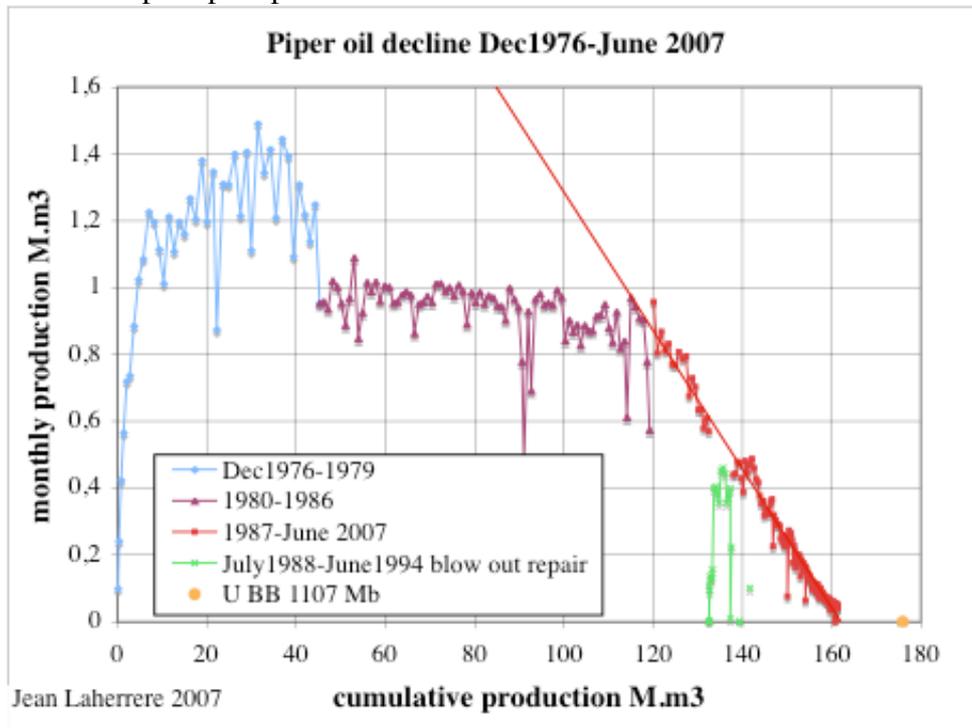
Autre exemple de declin en Mer du Nord avec Forties opere par BP. Le declin etait lineaire depuis 1984 mais l'installation d'une 5e plateforme avec injection de gaz a permis de produire un peu plus pendant 2 ans pour reprendre le meme declin ensuite. Pres de la fin du champ, BP en 2003 a vendu Forties a un petit independant americain Apache qui peut produire moins cher. A la fin 2004 Apache a fore plus de 50 puits, augmentant provisoirement la production annuelle. Apache pretend augmenter les reserves ultimes de 30 Mb (5,5 M.m3), en fait retrouvant l'estimation du Brown Book de 2000. Les forages d'Apache ne vont-ils pas ressembler au gaslift de BP?

Figure 15: declin de Forties opere par BP puis par Apache



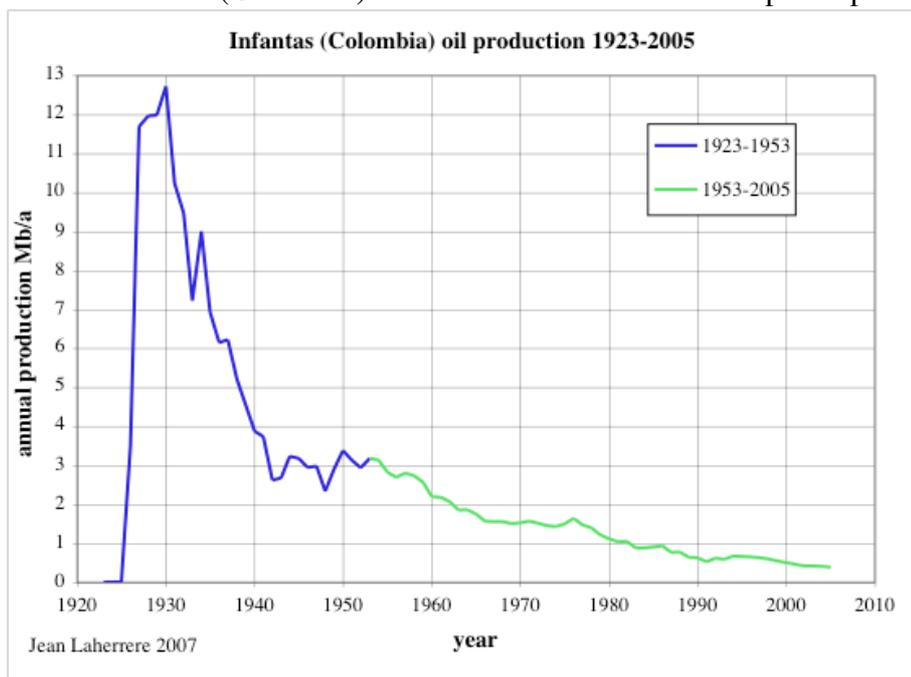
L'exemple de Piper opere par Occidental n'est pas une reference car cette plateforme a explose en 1988 tuant plus de 160 personnes. Ayant ete une des rares personnes hors Occidental a visiter la plateforme avant l'accident (Occidental avait besoin d'utiliser le gazoduc de Frigg pour evacuer leur gaz), j'avais ete frappe par la comparaison entre le developpement de Frigg qui etait axe sur la securite (plusieurs plateformes separant production et habitation) et le developpement de Piper axe sur la rentabilite (une seule plateforme). La courbe de production montre bien ce souci de produire au plus vite, avec un declin final important.

Figure 16: declin de Piper opere par Occidental

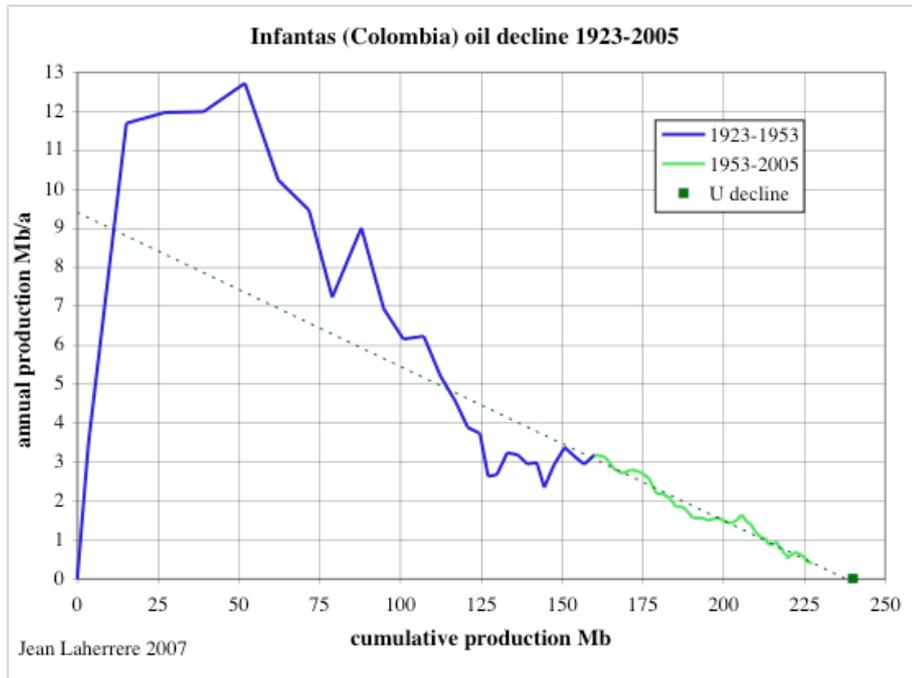


Un des meilleurs exemples que j'ai trouve en etudiant le declin de tous les champs importants (>100 Mb) du monde (plus de 1000) est en Colombie le champ d'Infantas qui produit depuis 1923 avec un pic de production en 1930 . Il faut comparer le declin en fonction du temps et celui en fonction de la production cumulee.

Figure 16: declin d'Infantas (Colombia) 1923-2005 en fonction du temps temps



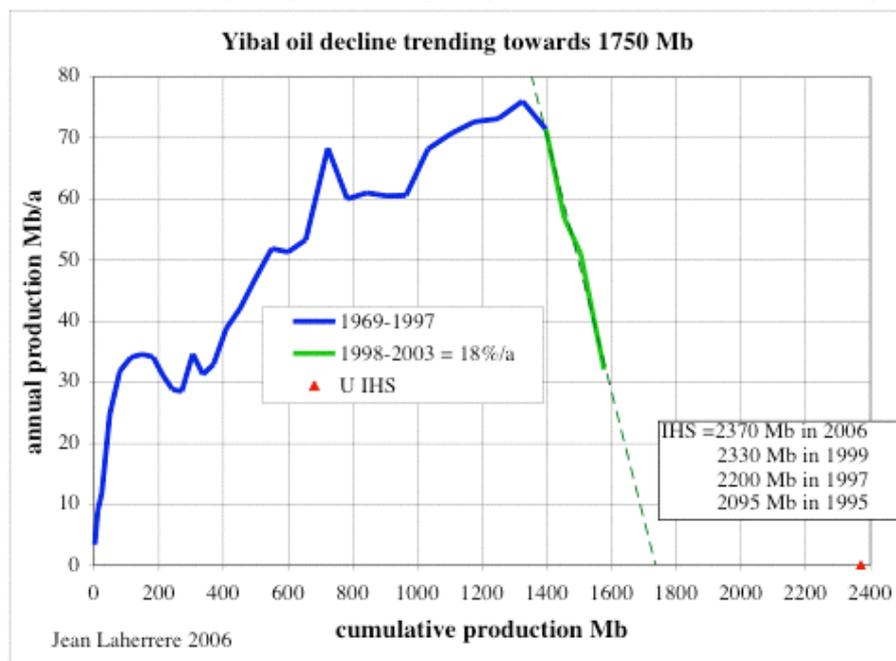
Le declin est lineaire depuis 1953 et indique un ultime de 240 Mb (scout 252 Mb).
 Figure 17: declin d'Infantas en fonction de la production cumulee



Le long declin indique une pratique ancienne qui n'a guere plus cours car les IOCs sont presses de produire au maximum!

Yibal, le plus gros champ de petrole en Oman opere par Shell est un excellent exemple de production poussee au maximum en utilisant des forages horizontaux et multi-branches. Yibal a un declin de plus de 18%/a et l'ultime semble etre de 1750 Mb au lieu de 2370 Mb prevu par IHS en 2006, contre 2200 Mb en 1997 et 2095 Mb en 1995. L'augmentation des reserves reportee par IHS est donc completement faux, c'est en fait une croissance negative!

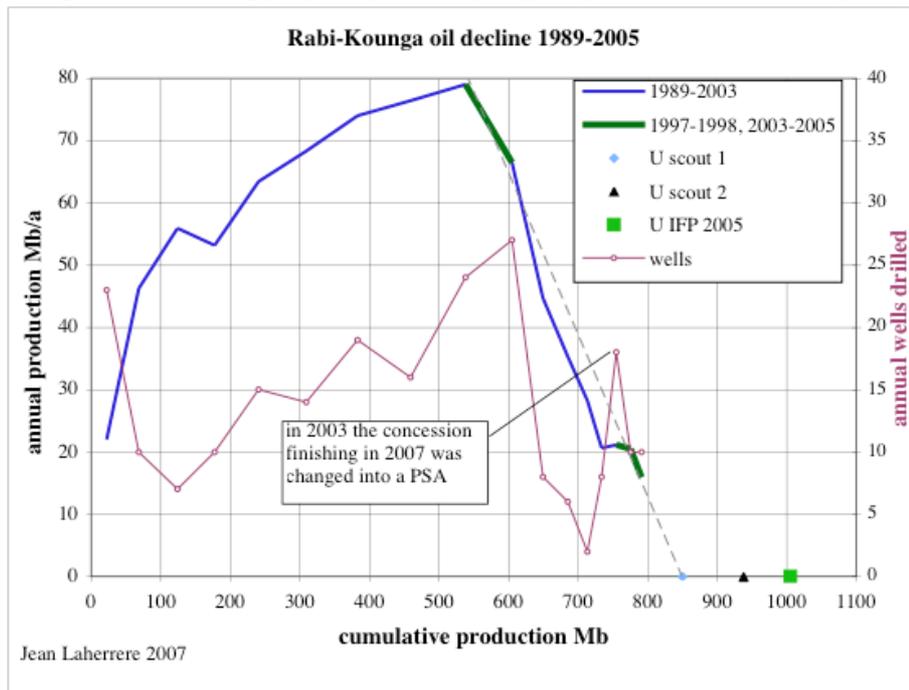
Figure 18: declin de Yibal, le plus grand champ de petrole d'Oman 1969-2003, opere par Shell



On retrouve le meme modele de production poussee grace aux puits horizontaux sur le plus grand champ de petrole du Gabon Rabi-Kounga aussi opere par Shell: montee de la production grace a de

nombreux puits horizontaux et effondrement de la production avec diminution des réserves (850 Mb au lieu de 1000 Mb en 2005)!

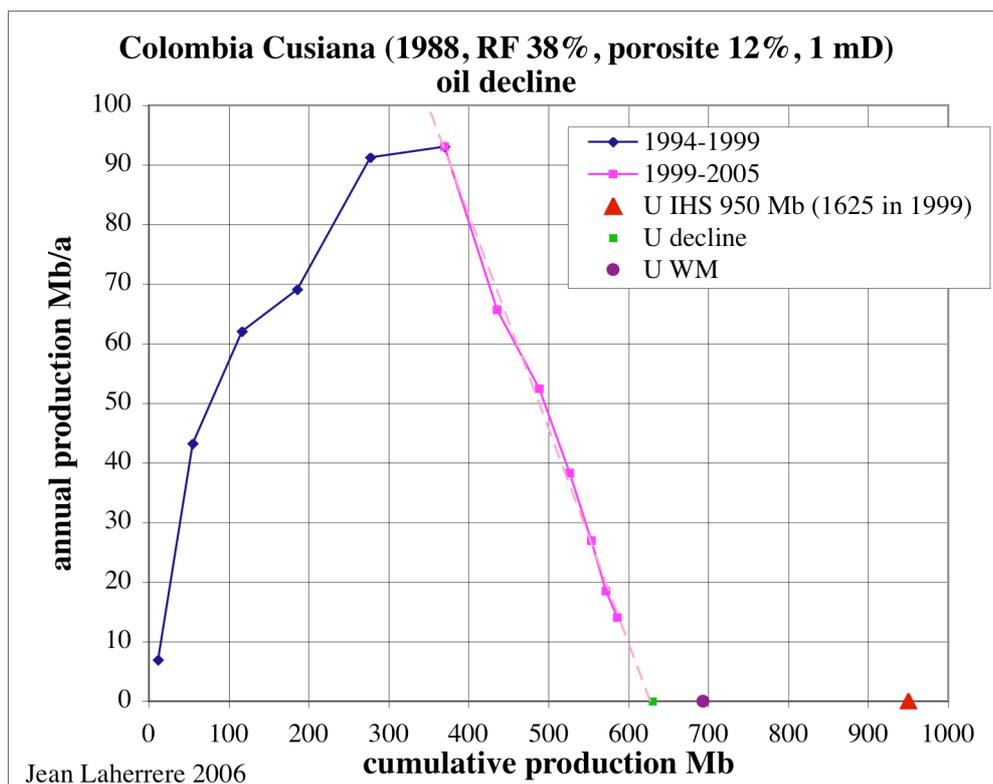
Figure 19: déclin de Rabi-Kounga, plus grand champ de pétrole du Gabon, opéré par Shell



La technologie des puits horizontaux conduit à produire plus vite au détriment du futur et diminution des réserves

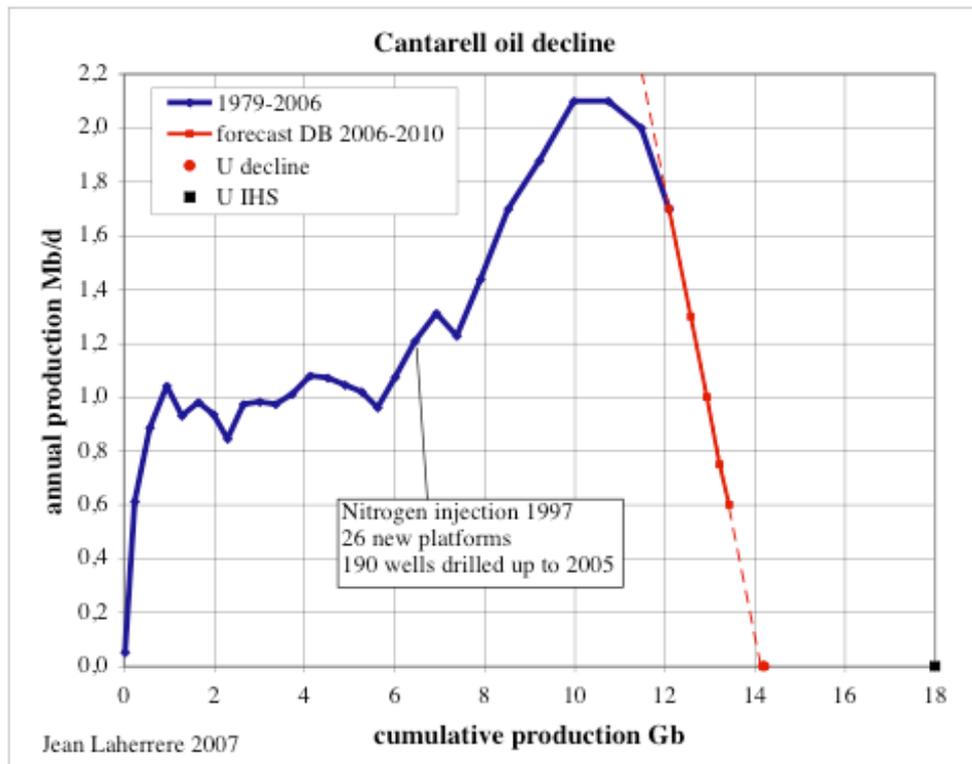
Cusiana en Colombie est aussi un bel exemple de croissance négative car j'ai activement participé à sa découverte. Au cours du forage, à 2 reprises (après un VSP et après le premier test), l'opérateur BP (notre direction avait refusé d'être opérateur par crainte de voir le directeur local kidnappé, le rig a été détruit partiellement au cours du forage et nous étions seulement partenaire à part égale avec BP) nous a recommandé d'abandonner le forage. Mais, patron des techniques d'exploration, mon équipe a décidé de continuer le forage, ce qui a conduit à la découverte. À la découverte, le partenaire minoritaire Triton a déclaré les réserves à 3 Gb, BP à 1,5 Gb et Total à 1 Gb. Le déclin indique maintenant seulement 630 Mb! Le déclin est rapide mais l'opérateur a été et est sous la pression des terroristes.

Figure 20: déclin de Cusiana (Colombie) 1994-2005 opéré par BP



Le plus grand champ de petrole du Mexique (et le 2e champ producteur au monde en 2005) est Cantarell dans l'offshore du Golfe du Mexique: c'est le nom du pecheur qui en 1971 est venu se plaindre aupres de Pemex que ses filets etaient couverts de petrole et il demandait a Pemex de les rembourser. Pemex a ete voir et a trouve des indices de surface importants qui ont conduit a la decouverte de 5 champs de 1976 a 1999 (Akal, Chac, Kutz, Nohoch & Suhill) rassembles sous le nom de Cantarell. En 1995 quand la production etait de 1 Mb/d Pemex a demarre une injection tres chere de CO2 pour augmenter la production en installant 26 plateformes et en forant plus de 90 puits: evidemment la production a monte a 2,1 Mb/d en 2003 & 2004 pour s'ecrouler en 2005 conduisant a un ultime de 14 Gb au lieu des 18 Gb prevu

Figure 20: declin de Cantarell, plus grand champ de petrole du Mexique 1979-2010



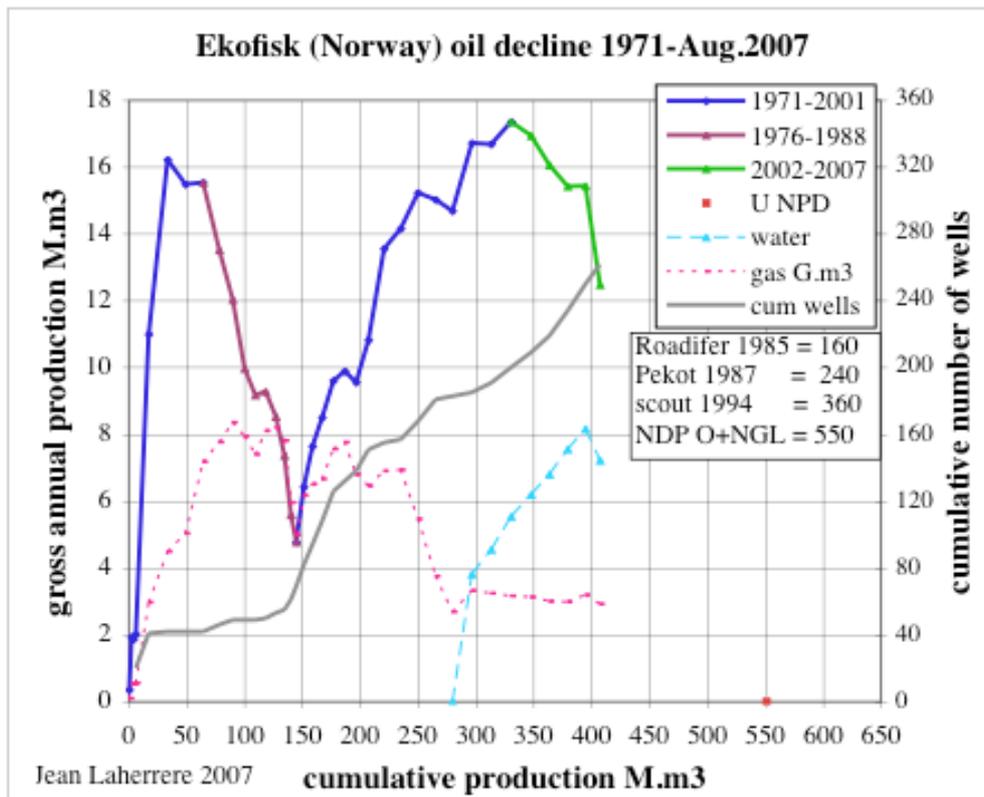
Cantarell, Yibal et de nombreux autres sont un excellent exemple de la contribution de la technologie pour augmenter vite la production au detriment du futur, conduisant a une croissance negative des reserves et non le contraire, comme le pretendent les economistes.

L'apport de la technologie a l'augmentation des reserves doit se voir sur la courbe de declin, sinon la croissance est due a une mauvaise estimation des reserves (notamment avec l'emploi de reserves prouvees).

S'il y a de nombreux exemples de croissance negative il y a cependant quelques exemples isoles de croissance positive certaine qui se voit sur les courbes de declin. Mais tous ces exemples sont dus a une geologie exceptionnelle et ne sont pas extrapolables au reste des champs!

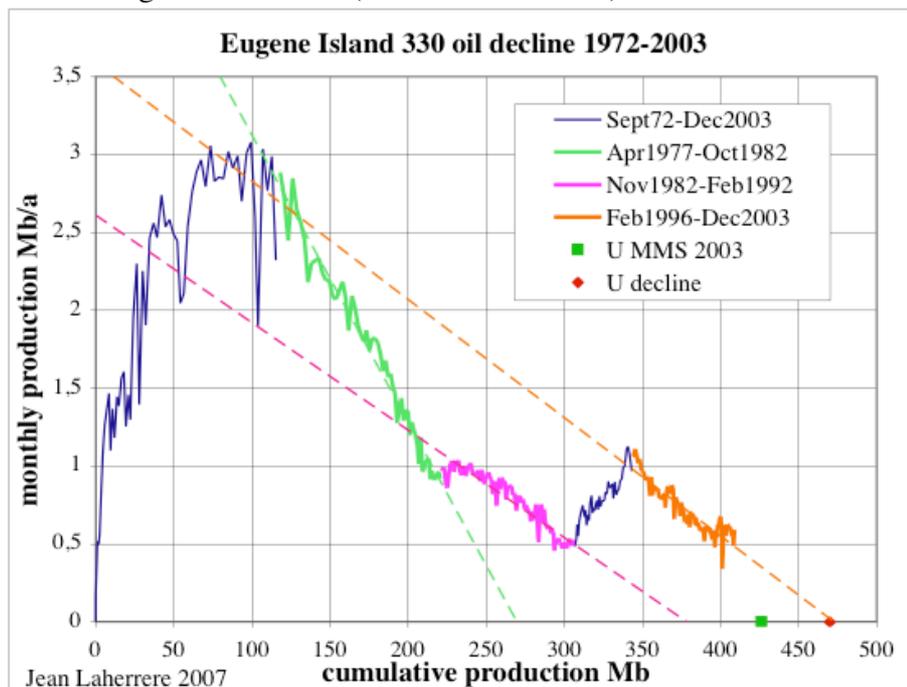
Le meilleur exemple est Ekofisk qui a un reservoir constitue de craie qui se compacte quand la pression baisse, conduisant a une subsidence importante du fond de la mer (8 m) qui a necessite de surelever a grand frais les plateformes. La compaction a conduit a produire beaucoup plus qu'escompte et les reserves ont cru de 180 a 550 M.m³, mais le declin actuel conduit a un chiffre moins eleve (<500 M.m³)

Figure 21: declin d'Ekofisk (Norvege) 1971-Aout 2007



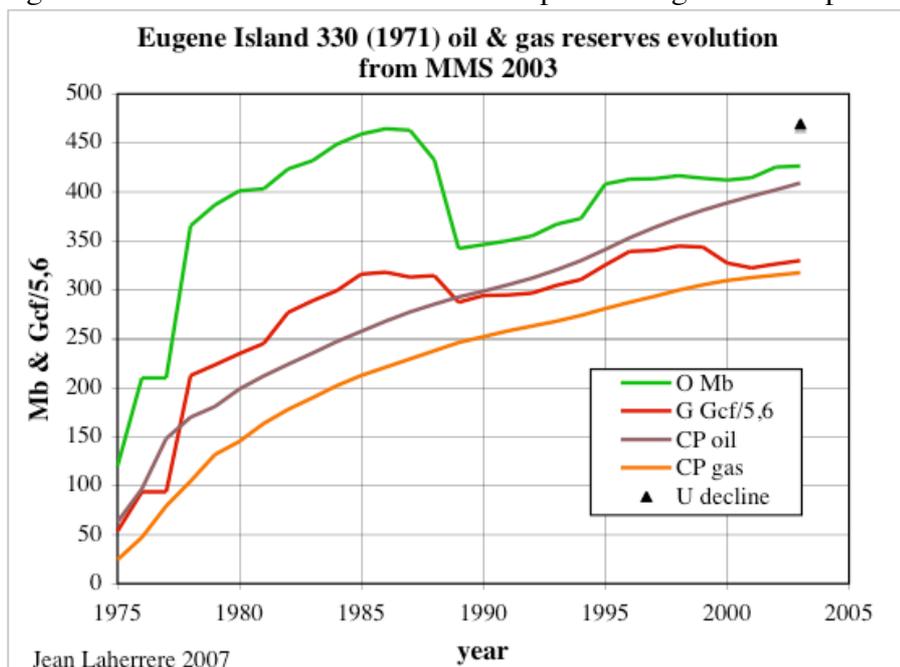
Un autre exemple de croissance exceptionnelle des reserves est le champ d'Eugene Island 330 dans le Golfe du Mexique US. Le reservoir est en communication avec la roche-mere grace a l'une des plus grandes failles du GOM appele "Red Fault" (etude sur internet par de nombreuses universites du coin). Quand la pression est tombe tres bas (1992) le reservoir a ete recharge rapidement a partir de la roche-mere par la Red Fault. En 1999 Wall Street Journal (Cooper) a declare que cet exemple montrait que le petrole venait du manteau et que le petrole etait renouvelable et illimite!

Figure 22: declin d'Eugene Island 330 (US Gulf of Mexico) 1972-2003



Si ce champ est un exemple d'amélioration du déclin, ce n'est pas un exemple de croissance des réserves déclarées car les estimations de 1986 étaient supérieures. Les estimations ont baissé avec la baisse du prix du brut après le contrechoc de 1986 et remonte ensuite, avec en 2003 une valeur inférieure à celle de 1986!

Figure 23: Eugene Island 330: évolution des réserves pétrole & gaz et de la production cumulée

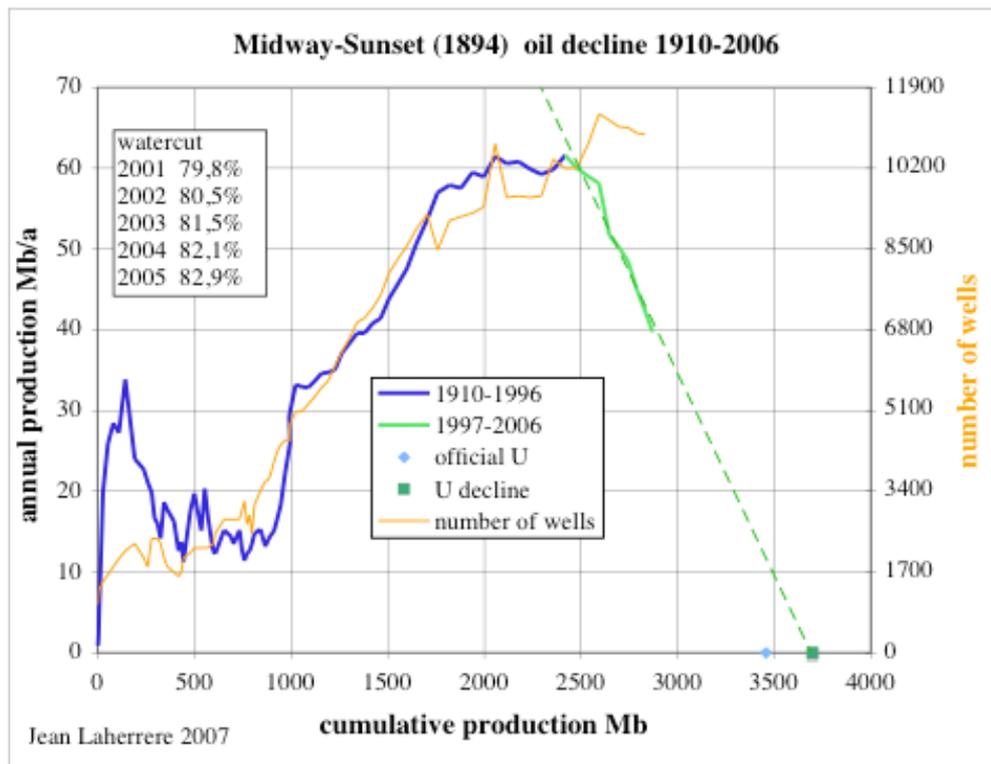


Il y a quelques années au vu des déclin de nombreux champs j'estimais que la croissance négative des réserves 2P (mean backdated) de certains champs équilibrerait la croissance positive d'autres champs, car la valeur espérée statistiquement devrait être conservée, si bien estimée. Mais au vu des écroulements des productions finales grâce à la technologie (exemple Brent et East Texas), j'estime maintenant qu'il faut plutôt prévoir une croissance négative des valeurs 2P. Et que la déclaration de l'USGS 2000 sur une croissance positive est scientifiquement fautive car c'est une extrapolation des réserves prouvées des US aux réserves prouvées plus probables du reste du monde. Quand à la déclaration que les réserves IHS ont cru, c'est surtout due d'abord que les fichiers en 1995 (base de données utilisée par l'USGS 2000) étaient incomplets et que d'autre part les sociétés de scouting sont obligées maintenant d'accepter les réserves politiques des NOC (National Oil Companies) qui deviennent leurs clients.

L'augmentation des réserves est souvent justifiée par des exemples de champs non-conventionnels tels que Sunset-Midway découverts il y a plus d'un siècle, mais il est incorrect d'extrapoler à des champs conventionnels modernes, notamment les champs en offshore profond.

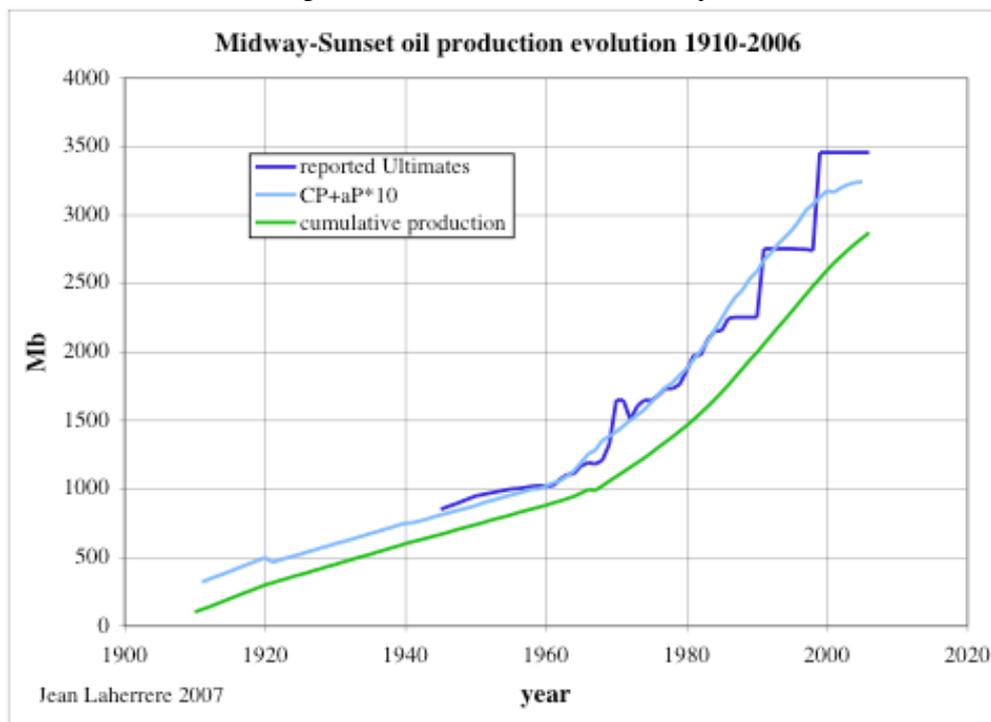
Midway-Sunset a été découvert en 1894 et le pétrole est lourd (13°API), il a été développé graduellement en forant toujours plus de puits pour injecter de la vapeur. Son pic de production a été en 1997, plus d'un siècle après découverte avec plus de 10 000 puits producteurs et injecteurs. Son ultime est de 3,5 Gb.

Figure 24: déclin de Midway-Sunset Californie: champ non-conventionnel d'huile lourde



En fait l'évolution des ses reserves ultimes a ete tres lente suivant la regle du pouce americaine qui dit que les reserves prouvees sont 10 fois la production annuelle. La production cumulee plus 10 fois la production annuelle suit bien les reserves publiees !

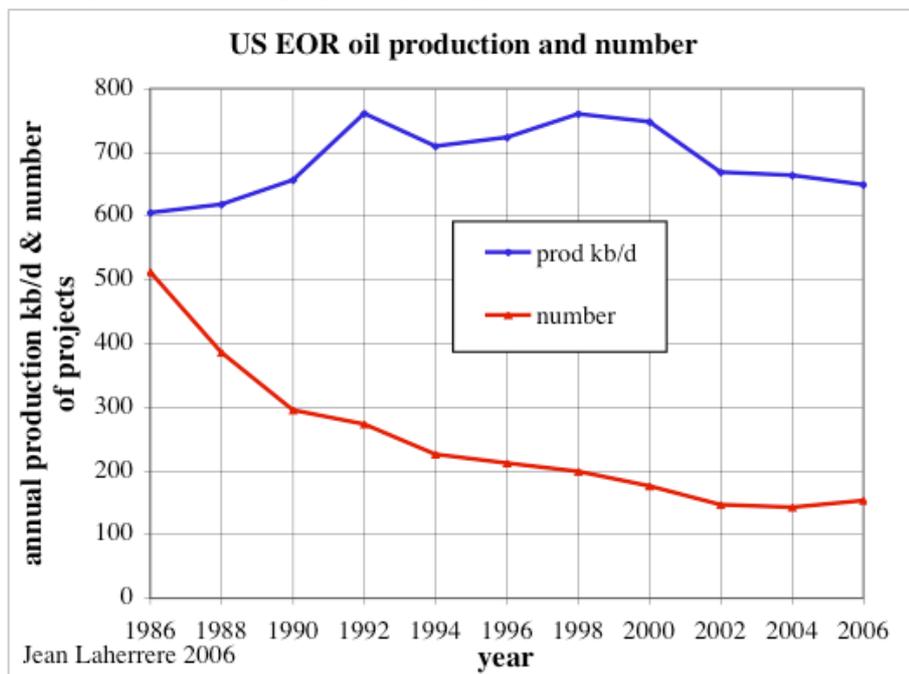
Figure 25: evolution des ultimes et production cumulee de Midway-Sunset



La croissance des reserves des champs nonconventionnels ne peut etre extrapolée a celle des champs conventionnels (recuperation primaire = baisse de pression naturelle et recuperation secondaire = amelioration de la pression par injection d'eau ou de gaz).

L'EOR (Enhanced Oil Recovery) est donc du domaine du non conventionnel et couvre l'utilisation de la vapeur, de gaz miscible ou de produits chimiques qui aboutissent a un changement d'etat des fluides. Beaucoup d'experts attendent beaucoup de l'EOR mais les resultats passes ne sont pas

glorieux. Aux US le volume de production par EOR a diminué depuis 1998 malgré l'augmentation considérable du prix du brut (x7) et le nombre de projets a beaucoup chuté (de 500 a 160).
 Figure 26: production et nombre EOR US 1986-2006



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:

En France les reserves de charbon et le R/P sont publies par BP Review

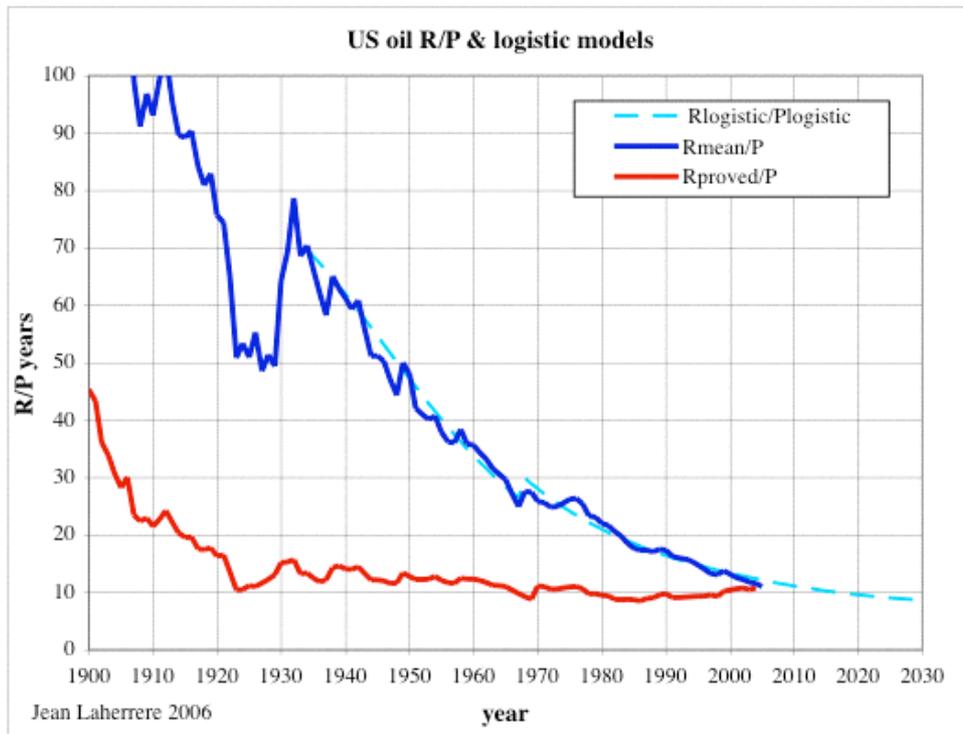
	Reserves Mt	R/P ans
2000	116	32
2001	36	15
2002	36	17
2003	36	16
2004	15	17
2005	15	25
2006	15	30

Mais en France la dernière mine a fermé en 2005 et les autorités locales empêchent tout nouveau projet de surface (Nièvre, Aveyron). Puisque les réserves sont la production future et qu'il n'y a aucun projet qui passe il n'y a plus de réserves de charbon mais seulement des ressources.

C'est le problème du charbon mondial où les réserves sont souvent confondues avec les ressources. L'Académie des Sciences américaine vient de réduire le R/P du charbon aux US de 250 ans à 100 ans.

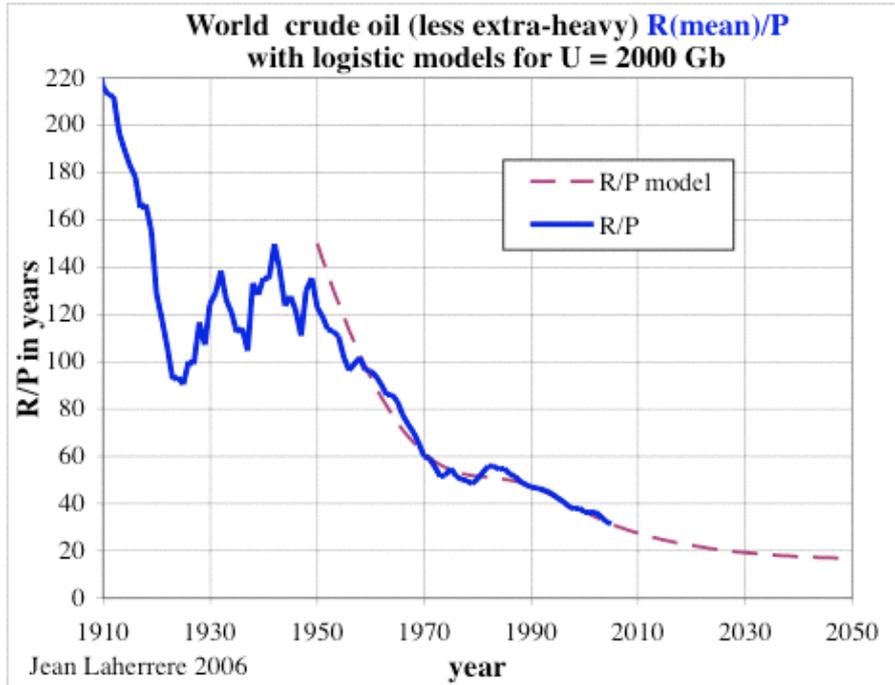
Aux US le R/P du pétrole (avec les réserves prouvées) est de 10 ans depuis 80 ans montrant bien que ce ratio ne veut rien dire pour le futur, mais il rassure les banquiers. Le R/P utilisant les réserves espérées montre au contraire une décroissance de 80 ans en 1930 décroissant asymptotiquement vers 10 ans.

Figure 27: R/P pour le pétrole aux US pour les réserves prouvées et pour les réserves moyennes avec modèles logistiques 1900-2030



Pour le monde, utilisant les reserves 2P le R/P decroit de 140 ans en 1950 vers une asymptote a 20 ans. En effet comme les decouvertes cumulees suivent un modele logistique suivi par la production qui suit un modele semblable mais decalé, le R/P tend vers une asymptote qui depend du parametre de la courbe logistique (Broto poster ASPO 2006), pour le monde etant 20 ans

Figure 28: R/P mondial a partir des donnees techniques avec modeles logistiques 1910-2030



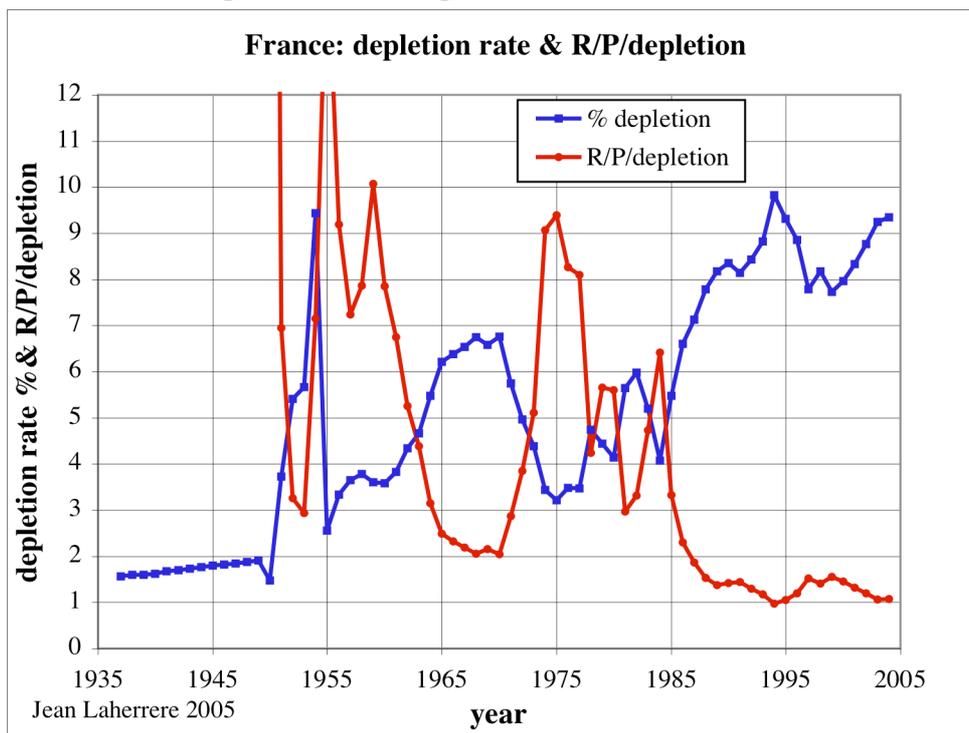
R/P est un tres mauvais indicateur du futur mais il est utilise par tous et souvent pour dire que dans 44 ans (ARTE 1er Oct 2007) il n'y aura plus de production de petrole comme si la production pouvait rester constante pendant 44 ans et s'ecrouler a zero l'annee suivante!

Colin Campbell a propose le protocole de Rimini qui a plut a beaucoup de politiciens car il permettrait de limiter la production au taux de depletion P/R en decidant de le garder au taux actuel. Mais en absence de decouverte (ce qui va etre le cas de nombreux pays) le P/R est l'inverse du R/P

qui tend vers une asymptote. En Europe le taux de depletion tend vers de 10%, le garder constant sera facile si pres de l'asymptote, difficile le cas contraire.

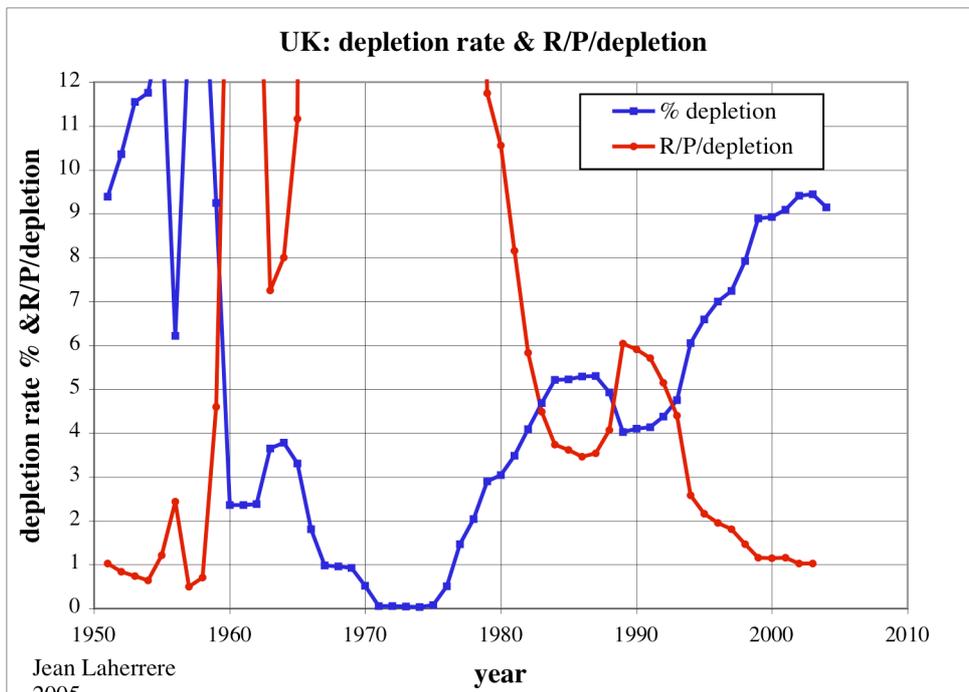
Ainsi pour la France le R/P/depletion est egal a 1 et le taux de depletion varie autour de 9 %.

Figure 29: France: taux de depletion et R/P/depletion 1936-2004



Idem pour le Royaume-Uni.

Figure 30: UK: taux de depletion et R/P/depletion 1951-2004



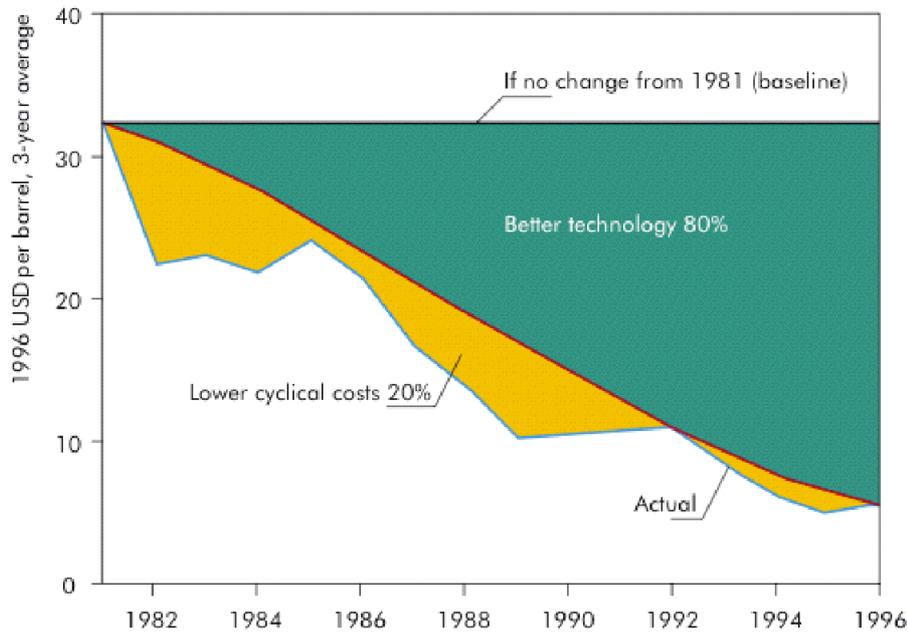
Mythe 5-la technologie diminue les couts d'exploration et de production: elle permet d'aller dans des coins plus difficiles, globalement les couts augmentent et de plus ils dependent fortement du prix du brut

Le graphique suivant est une exemple de publicite mensongere pretendant que les couts diminuent avec la technologie en choisissant de demarrer en 1981 qui est le pic du prix du brut et des services

et en s'arrêtant en 1996, bien que ce graphique est récent. Les coûts ont diminué à partir de 1981 non pas à cause de la technologie mais à cause du coût des services

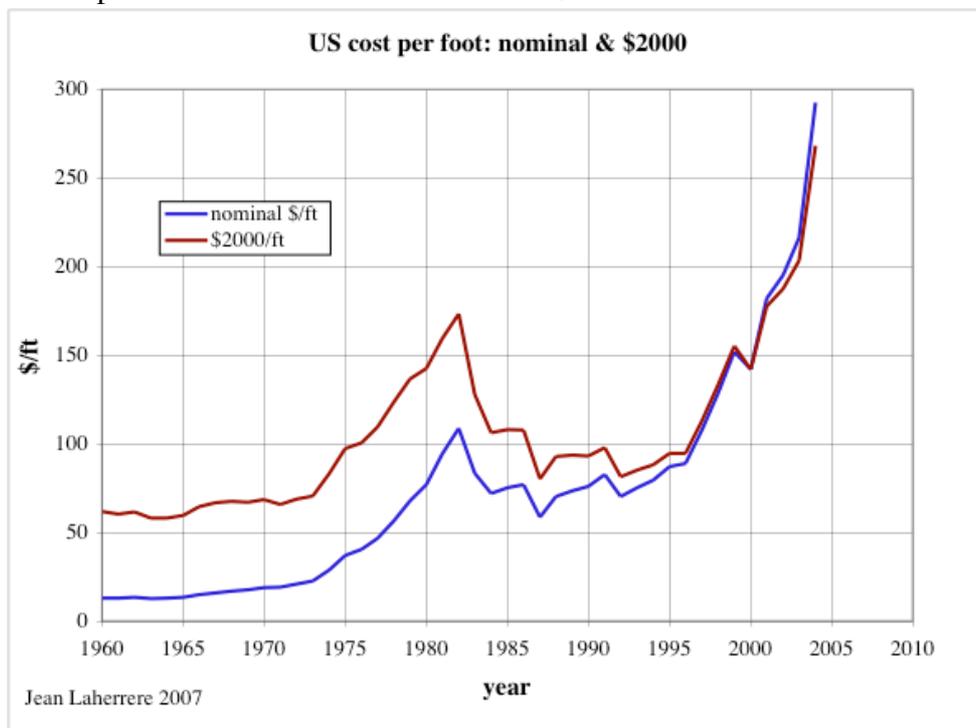
Figure 31: prétention injustifiée de l'impact de la technologie sur les coûts en offshore US

Figure 2.5 • Technology impact on costs for offshore USA



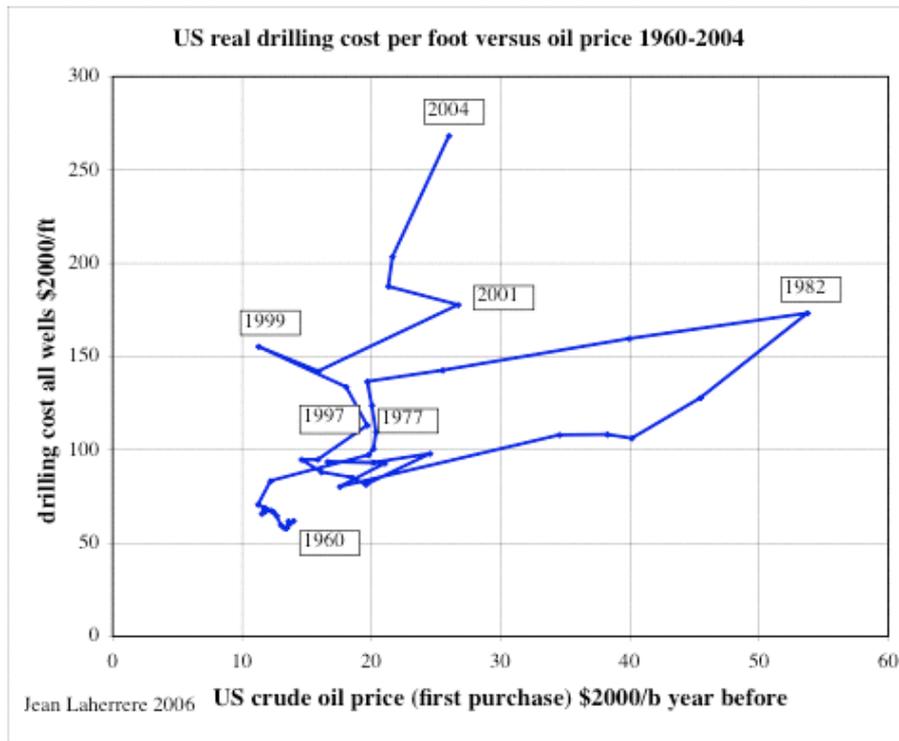
La réalité est la suivante pour le coût du pied fore aux US en \$2000, l'épisode de diminution est court; le reste du temps est en augmentation malgré la technologie

Figure 32: coût du pied fore US 1960-2004 courant et \$2000

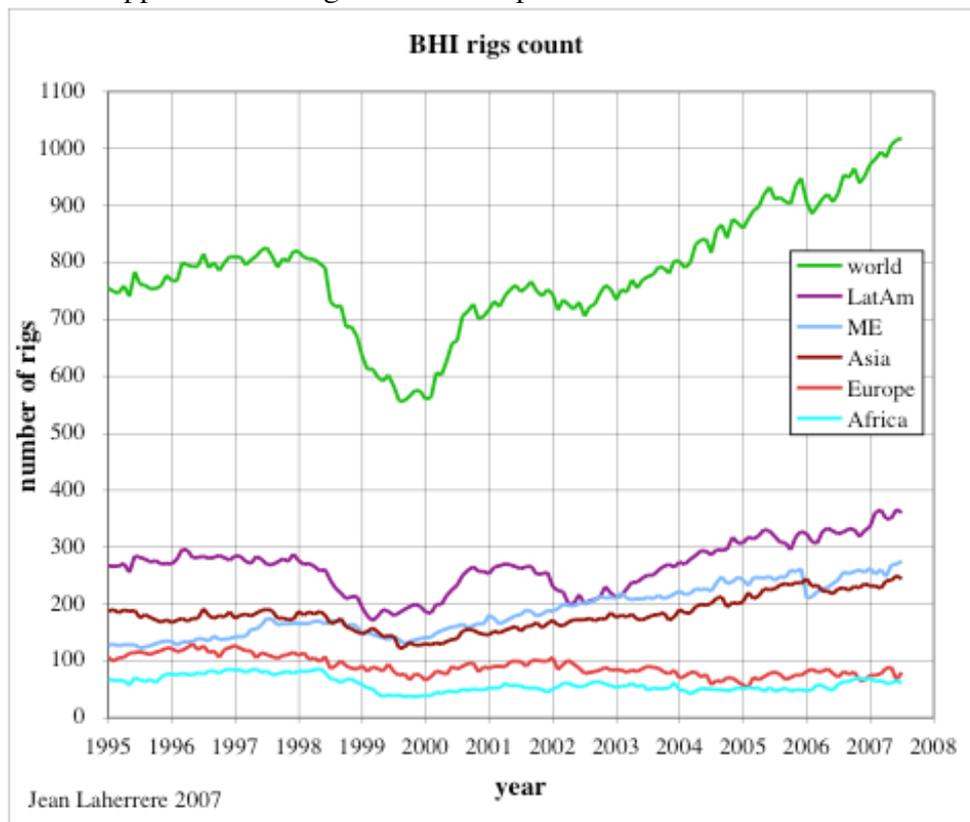


Le coût du pied fore aux US dépend essentiellement du prix du brut. De 1960 à 1997 le coût du pied varie grossièrement linéairement avec le prix du brut de l'année précédente. Ainsi le coût en 1977 est égal à celui de 1997, la technologie n'a donc rien apporté! Au contraire la technologie de l'offshore profond a amené une augmentation considérable des coûts à partir de 2001

Figure 33: coût du forage US 1960-2004 en fonction du prix du brut en \$2000

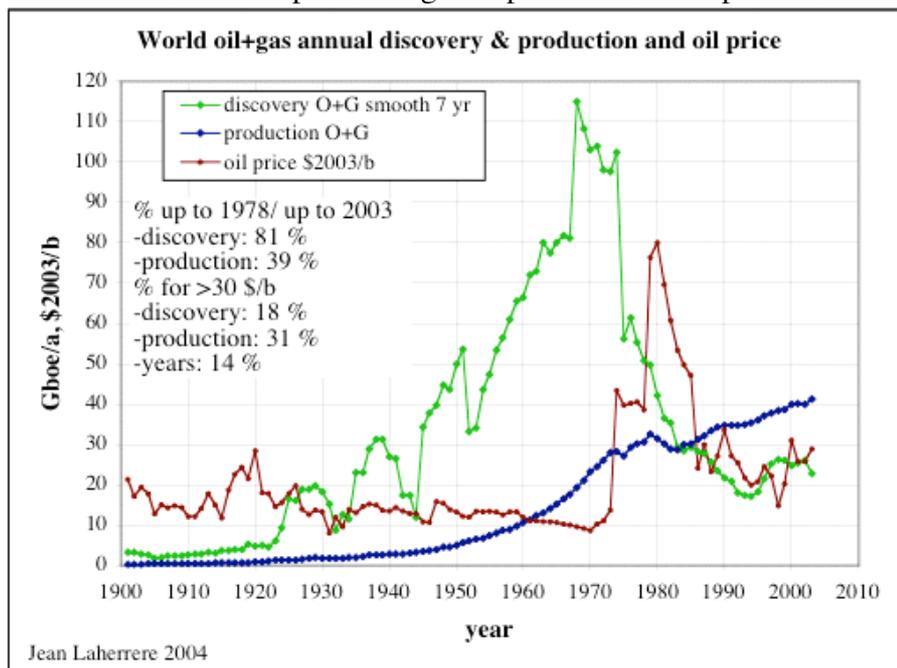


Les couts de forage ont beaucoup augmente recemment par suite du manque d'appareils, en particulier l'Arabie Saoudite qui fore enormement pout maintenir sa production. Le cout journalier d'un appareil de forage profond est passe a 0,5 M\$. Les couts de developpement ont double pour Kashagan (30 M\$ pour 1 Mb/d?) et Sakhaline 2 avec 20 G\$.
Figure 34 nombre d'appareils de forage hors US d'apres BHI 1995-2007



Mythe 6-les decouvertes augmentent avec le prix du brut: non, avec les chocs petroliers de 1973 & 1979 on va chercher les mauvais prospects et on trouve plus petits, le pic des decouvertes (huile 1960) est avant les chocs petroliers

Figure 35: decouvertes mondiales petrole et gaz & production avec prix du brut



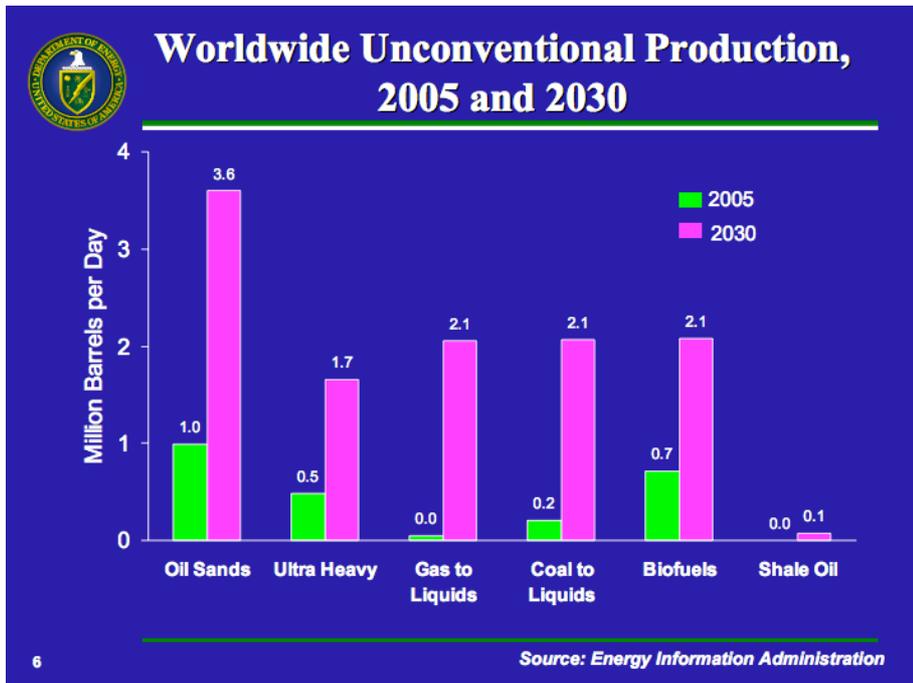
Les decouvertes ont remonte en 1995 grace a l'offshore profond sans que le prix du brut soit le moteur.

Mythe 7-les hydrates de methane oceaniques representent plus que tous les combustibles fossiles: les estimations ont ete divises par 100, les hydrates sont disperses et d'expension limitee, ils ne seront jamais produits (comme le methane des feux follets, des ruminants, des rizieres ou des termites).

Mythe 8-les schistes bitumineux representent plus de 2 Tb pour un cout des 30-70 \$/b: ceux sont des lignites qu'on exploite par mine, necessitant une pyrolise pour etre transforme en huile, les schistes d'Autun ont produit en France de 1837 a 1957, la production d'Estonie va etre arrete trop polluante, les pilotes par mine sont un echec (US-Australie). Des essais en cours par Shell de pyrolyse in situ avec chauffage electrique plusieurs annees et congelation autour: decision de pilote commercial dans quelques annees, mais prevision quasi nulle de production avant 2030, incertaine ensuite

L'USDOE prévoit en 2030 une production de shale oil pour memoire, mais n'y x compte pas!

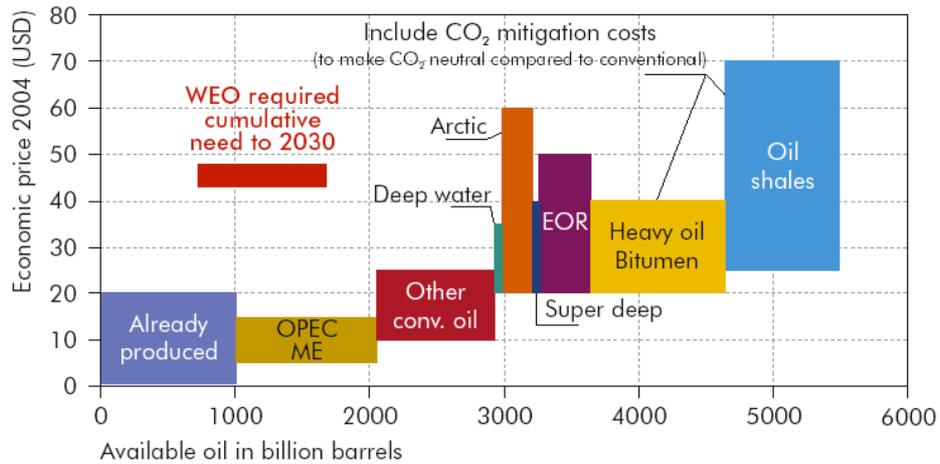
Figure 36: prevision USDOE pour la production de non-conventional pour 2030



Toutefois l'AIE met un volume de oil shale considerable pour un cout entre 25 et 70 \$/b alors qu'avec le prix actuel a 80 \$/b il n'y a pas de production commerciale ou pilote!

Figure 37: ressources de petrole en fonction du cout d'apres IEA 2005 = souhait

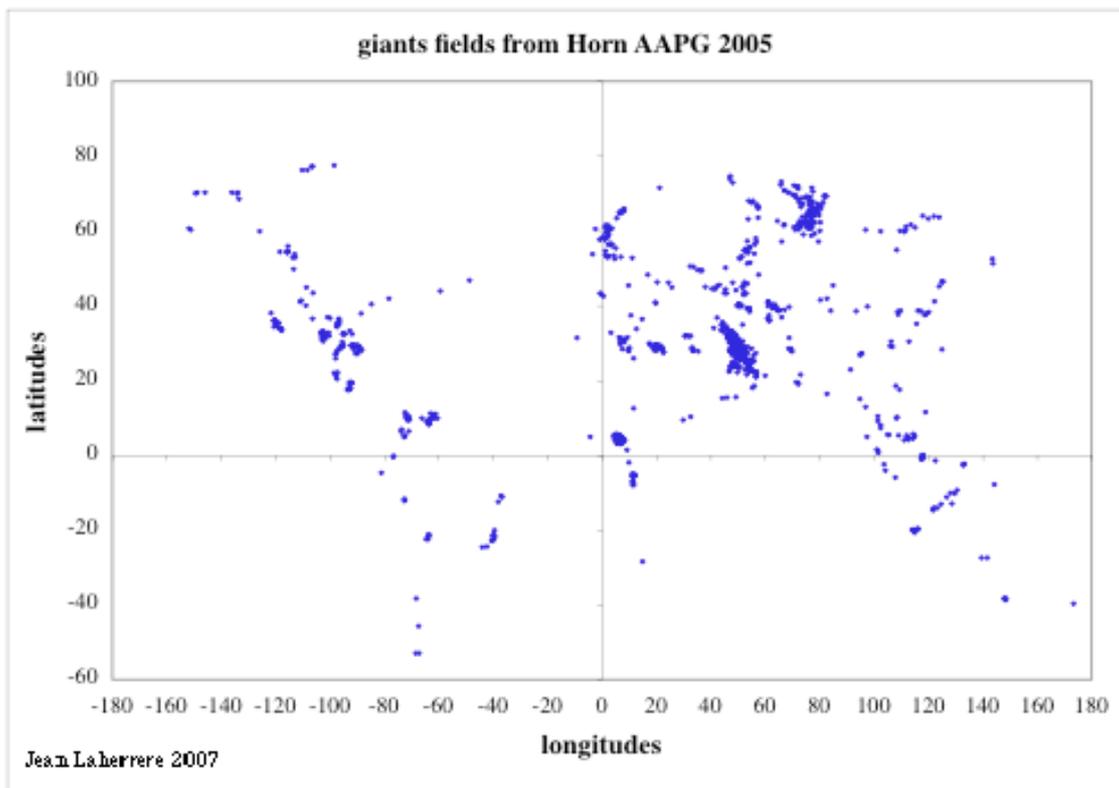
Figure ES.1 • Oil cost curve, including technological progress: availability of oil resources as a function of economic price



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

Les champs geants sont tres inegalement repartis.

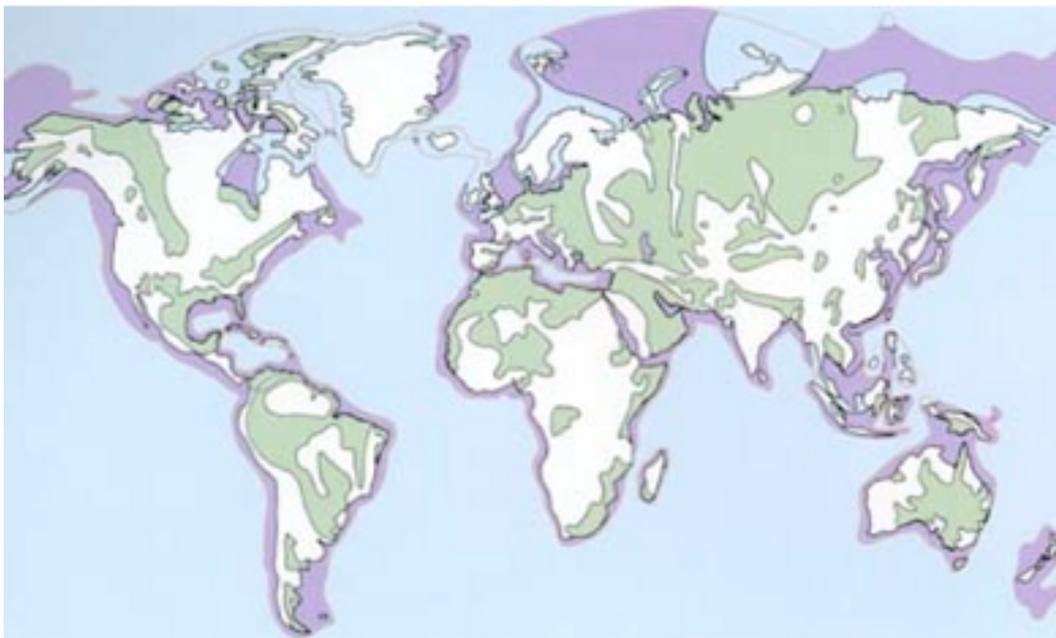
Figure 38: carte des champs geants d'apres Horn AAPG 2005



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

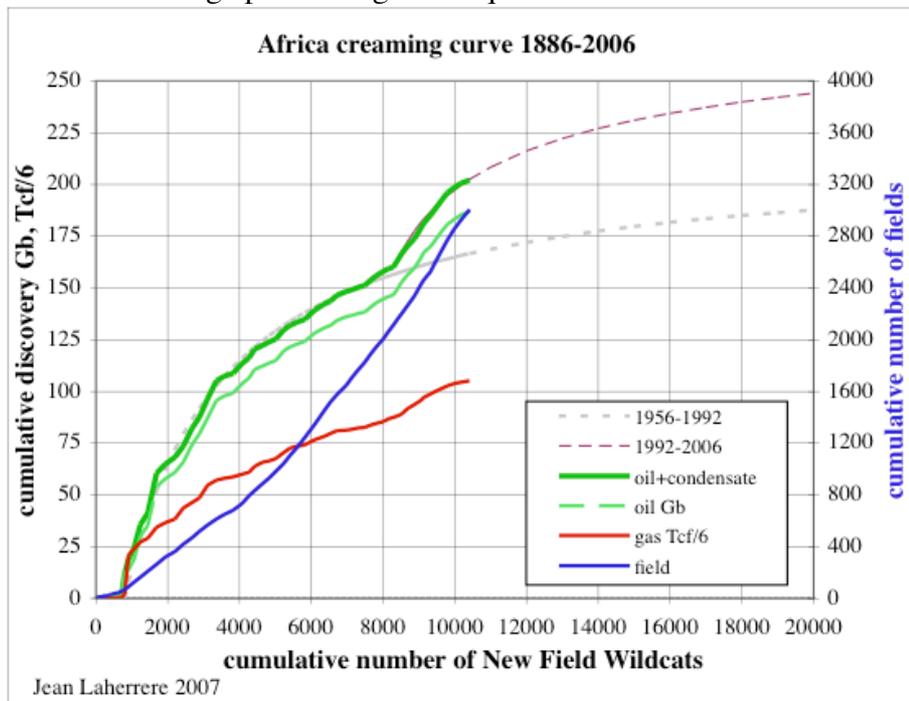
L'hemisphere Sud contient moins de geants car moins de bassins sedimentaires (plus d'oceans)

Figure 39: carte des bassins sedimentaires du site Schlumberger

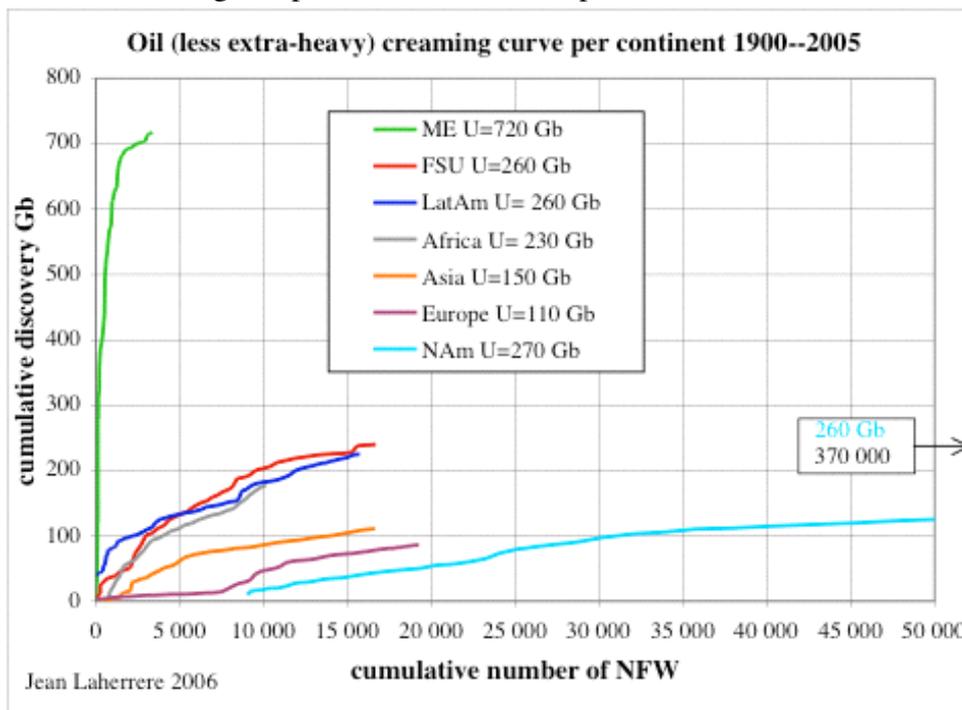


-Estimation de l'ultime

Il est preferable d'estimer les ultimes a partir des courbes d'ecremage, a savoir la courbe des decouvertes cumulees en fonction du nombre cumule de puits d'exploration pure (New Field Wildcat = NFW) en modelisant par ces cycles qui sont des hyperboles allant vers des asymptotes. L'ultime n'est pas pris comme etant l'asymptote, qui correspond a une infinite de puits, mais comme la valeur du modele pour un nombre d'environ le double du cumul actuel. Pour l'Afrique on a 2 cycles le premier est de 1886 a 1992, le deuxieme 1993-2006 est l'offshore profond et les decouvertes au Sahara de Berkine. L'ultime est pris a 230 Gb
 Figure 40: courbe d'ecremage petrole et gaz Afrique 1886-2006



Pour le monde par continent on voit que le Moyen Orient est une anomalie ainsi que les US a cause de la proprite du petrole par les proprietaires du sol il y a beaucoup trop de forages inutiles
 Figure 41: Courbe d'ecremage du petrole conventionnel par continent



La Nature est toujours inegalitaire a l'arrivee (1 pour 200 millions de spermatozoides)

-Prevision de production

-Petrole conventionnel

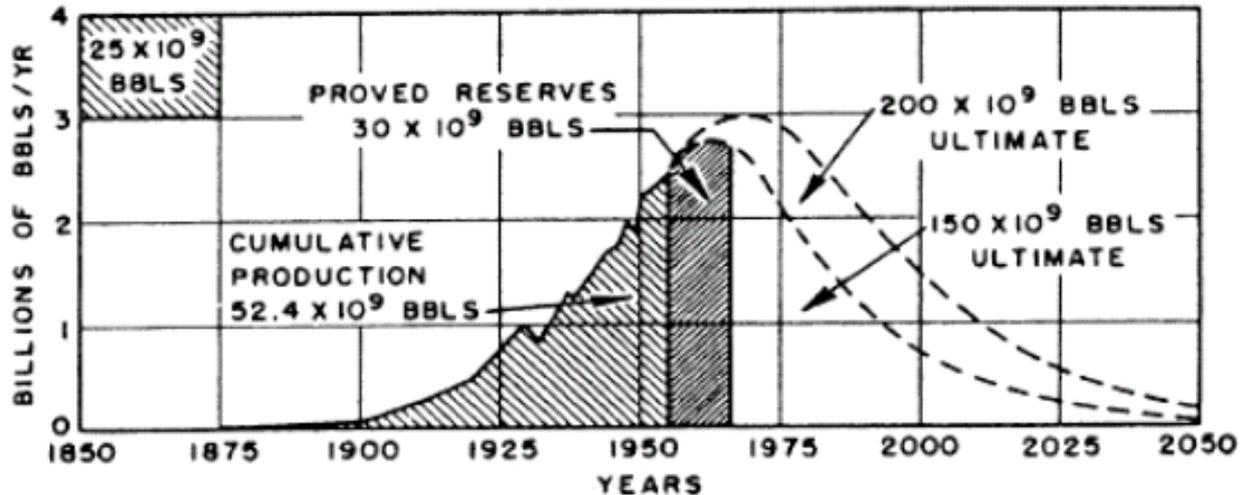
Hubbert a predit que la courbe de production imite la courbe de decouverte avec un certain retard et que la surface sous la courbe de production annuelle doit représenter les reserves ultimes: soit pour les US 150 Gb avec un pic en 1965 soit 200 Gb avec un pic en 1970.

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.

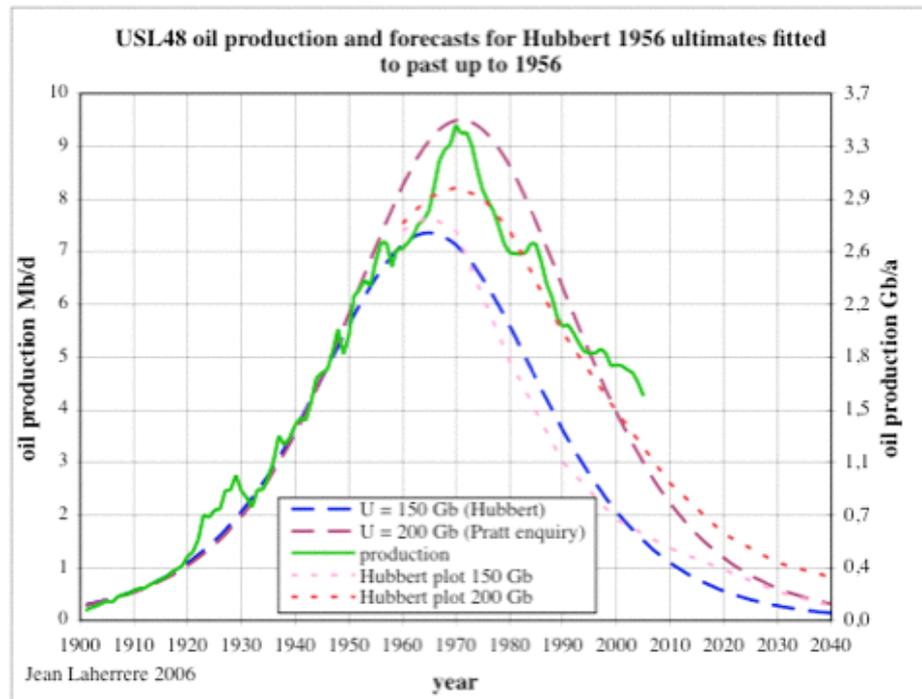
Le pic d'Hubbert est maintenant connu du monde entier, mais il est combattu par les adeptes de la croissance eternelle ou qui veulent que les autres le croient.

Figure 42: prevision de King Hubbert en 1956 de la production petroliere des US (hors Alaska)



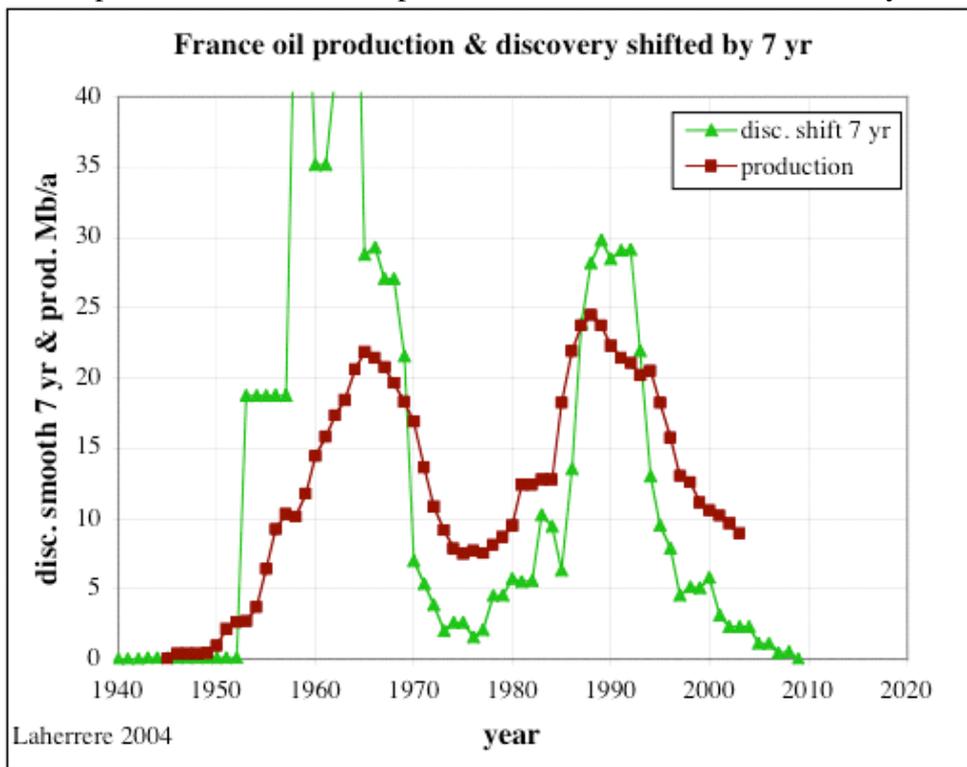
La realite est que la courbe de production US a bien culmine en 1970 (car l'ultime des US hors Alaska est bien de 200 Gb), mais avec un niveau plus eleve et plus pointu

Figure 43: US hors Alaska: production annuelle de petrole 1900-2040



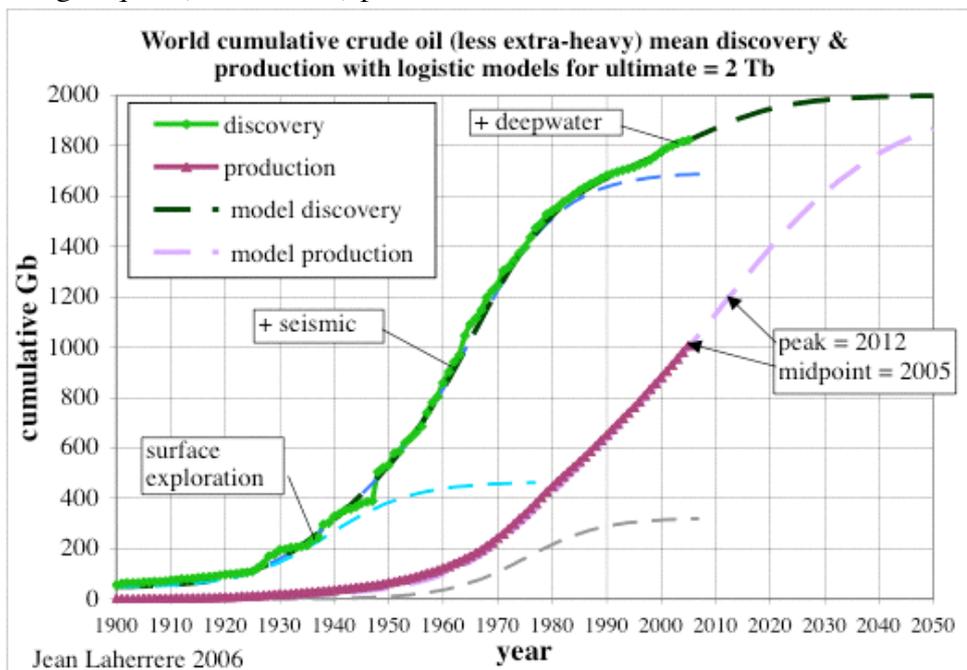
Mais dans les autres pays avec un nombre restreint de bassins et de compagnies, les courbes de decouverte et de production montrent plusieurs cycles, notamment la France, mais les cycles sont, en gros, symetriques.

Figure 44: France: production annuelle de petrole et decouverte decalée avec 2 cycles



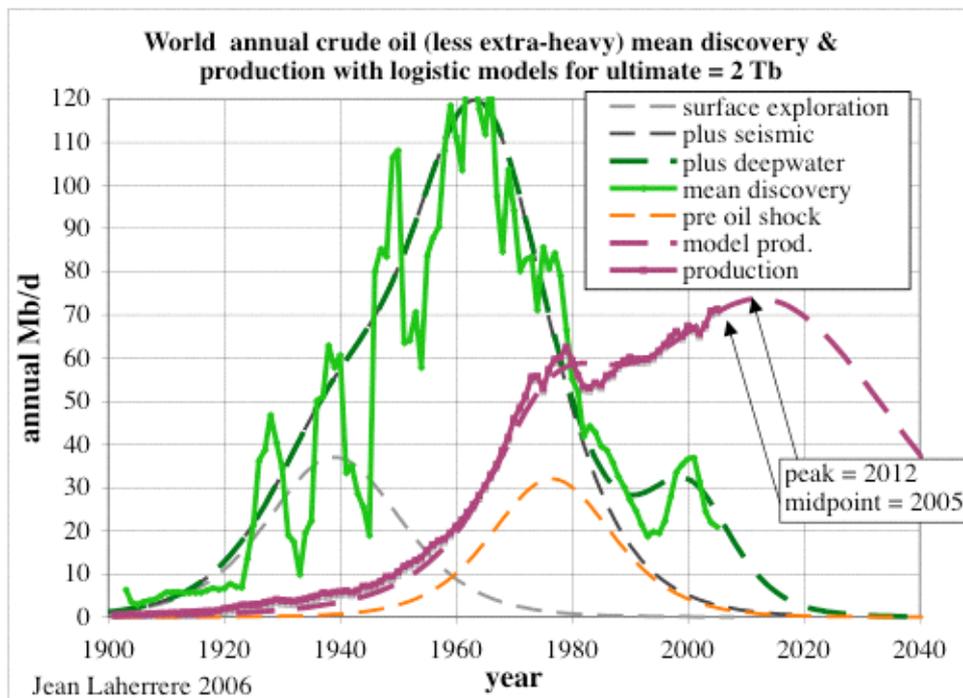
Pour le cumul decouverte et production du monde, il y a plusieurs cycles et le pic ne coincide pas au point milieu

Figure 45: 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.

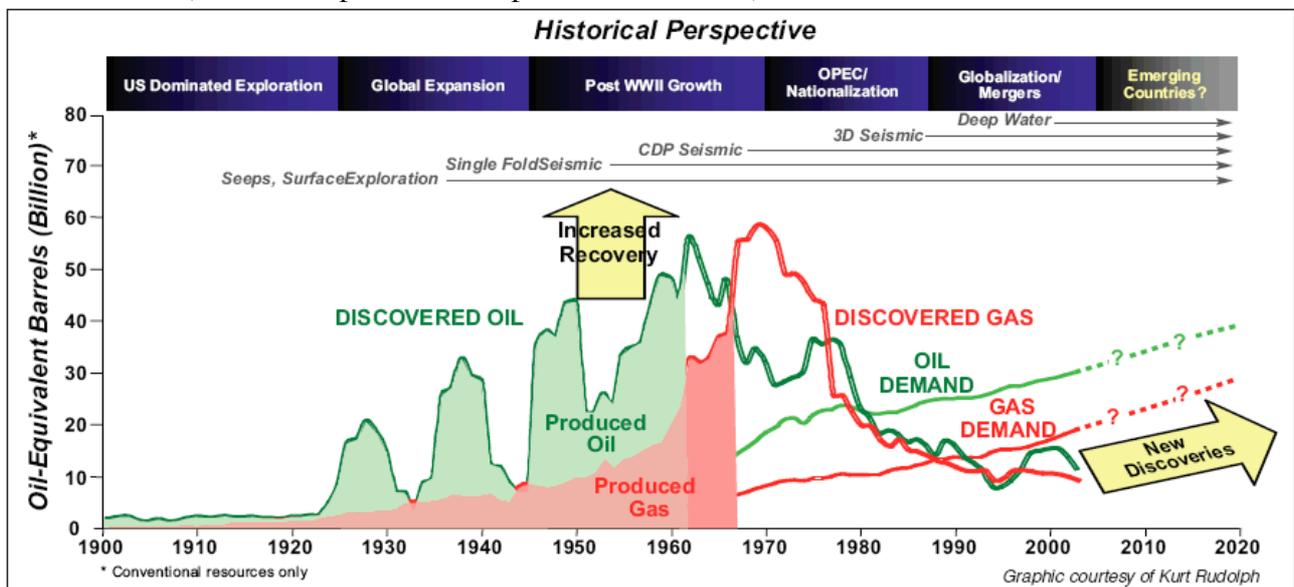
Figure 46: Monde: brut moins extra-lourd: decouvertes et production annuelles avec modeles logistiques pour U = 2000 Gb = 2 T (sans contrainte de la demande ou des investissements)



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) mais pas la production future (appelee demande)!

Figure 47: decouverte et production annuelle mondiale de petrole et de gaz conventionnel d'apres Exxon-Mobil (Kurt Rudolph AAPG Explorer March 2007)



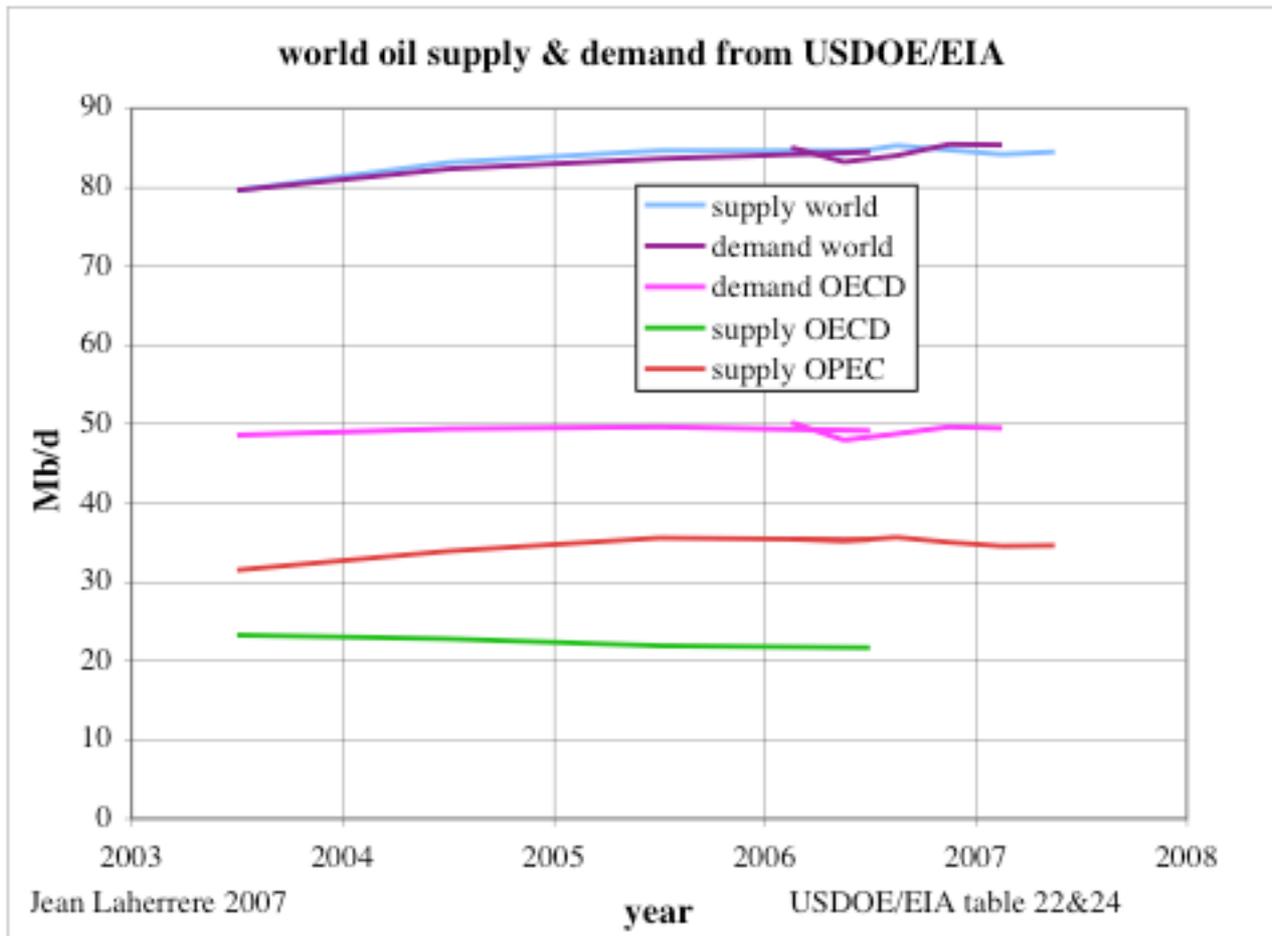
Exxon n'envisage aucun pic avant 2020, mais depuis 1980 la production depasse de loin les decouvertes et les decouvertes futures souhaitees en hausse (?) ne peuvent compenser! L'huile non-conventionnelle demande des delais importants (probleme main d'oeuvre et logistique Athabasca). Le temps est sous-estime = loi de Mc Namara = multiplier par e (2,7) exemple Kashagan en Caspienne.

-Petrole tous liquides

La production mondiale de petrole (tous liquides) est decomposee en -brut moins extra-lourd (Athabasca et Orenoque)

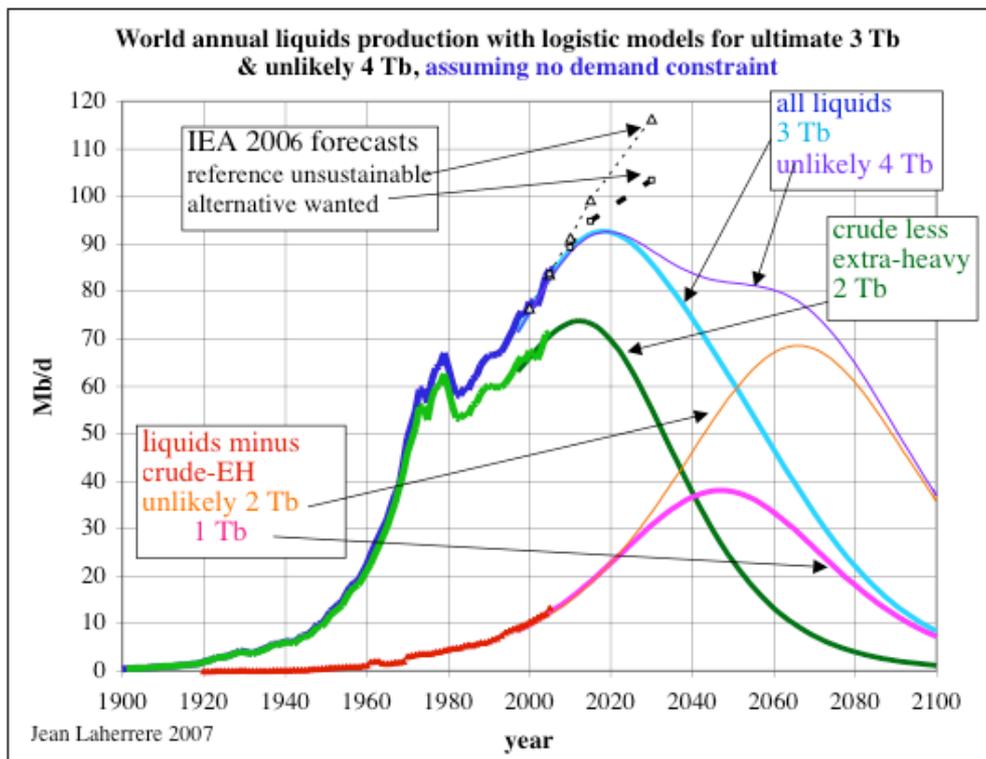
-complement pour arriver a tous liquides a savoir: extra-lourd, liquides des gaz naturels, gains de raffinerie et petroles synthetiques a partir de la biomasse (BTL), du charbon (CTL) et du gaz (GTL)
 La demande et l'offre sont publies par l'AIE et l'USDOE/EIA comprenant tous les liquides y compris les biocarburants

Figure 48: offre et demande des liquides d'apres USDOE/EIA



Ma prevision de l'offre des liquides est base sur la prevision precedente du brut moins extra-lourd avec un ultime de 2 Tb et du complement pour obtenir le total liquides avec un ultime de 1 Tb probable et 2 Tb speculatif. Le pic est prevu (sans contrainte de la demande ou des investissements ou politique) vers 2015.

Figure 49: Production mondiale des **liquides** (sans contrainte) avec ultime de 3 & 4 Tb



Le pétrole difficile (courbe rouge) demande du temps: il est impossible de faire un bébé en 1 mois avec 9 femmes

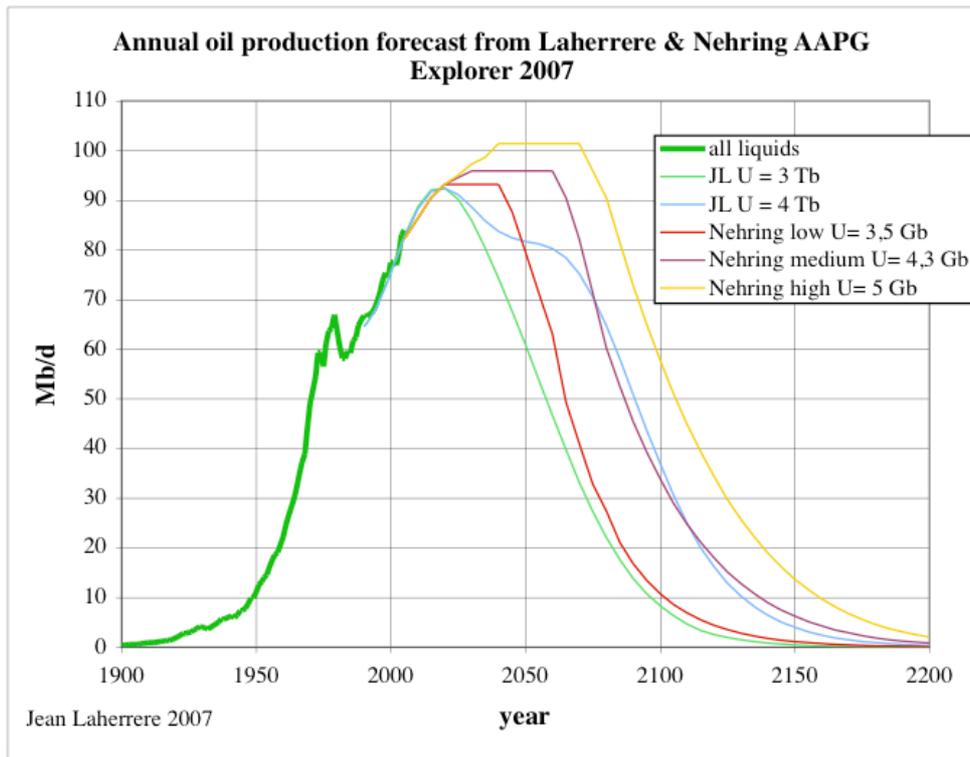
Augmenter l'ultime de 1 Tb ne change pas le pic mais le déclin après le pic

Cette prévision est ce que peut offrir la Nature et suppose qu'il n'y aura pas de contrainte autre que la Nature, ce qui est peu probable. La production peut être contrainte par la politique (guerre civile au Nigeria, nationalisation (Venezuela, Russie, Bolivie), quotas), par les investissements et par la demande (prix élevé ou récession). Depuis plusieurs années j'ai évoqué une récession mondiale déclenchée par la consommation trop élevée américaine avec épargne négative (prévision 2004 de Paul Volcker) et la crise actuelle (subprimes et Northern Rock en UK) fait craindre cette récession mondiale. Devant ces contraintes je parlais de plateau en toile ondule (bumpy plateau) avec des prix chaotiques.

Les prévisions de l'AIE 2006 sont reportées avec le scénario AIE référence (Business As Usual) et 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

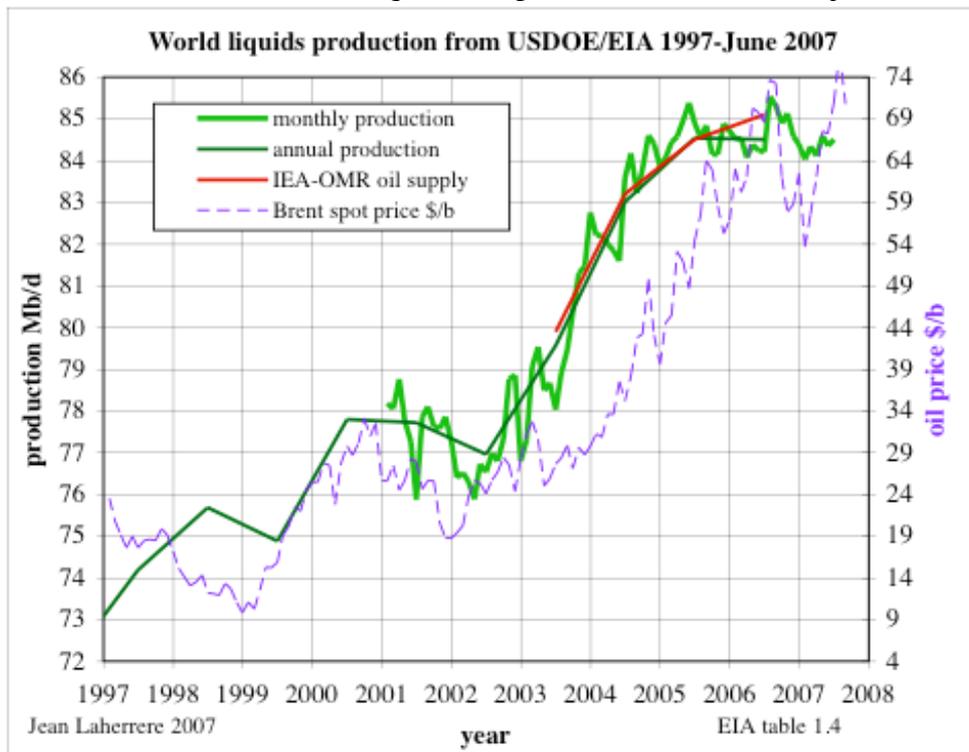
Les prévisions de la conférence Nov 2006 Hedberg AAPG (American Association of Petroleum Geologists) par Nehring ont une fourchette d'ultimes de 3,5 à 5 Gb. Mais le niveau de production ne dépasse guère 100 Mb/d contre 116 Mb/d en 2030 pour l'AIE référence ainsi que l'USDOE. Total a aussi évoqué un maximum de production autour de 100 Mb/d

Figure 50: Production mondiale des **liquides**: mes prévisions comparées à celles d'AAPG 2007



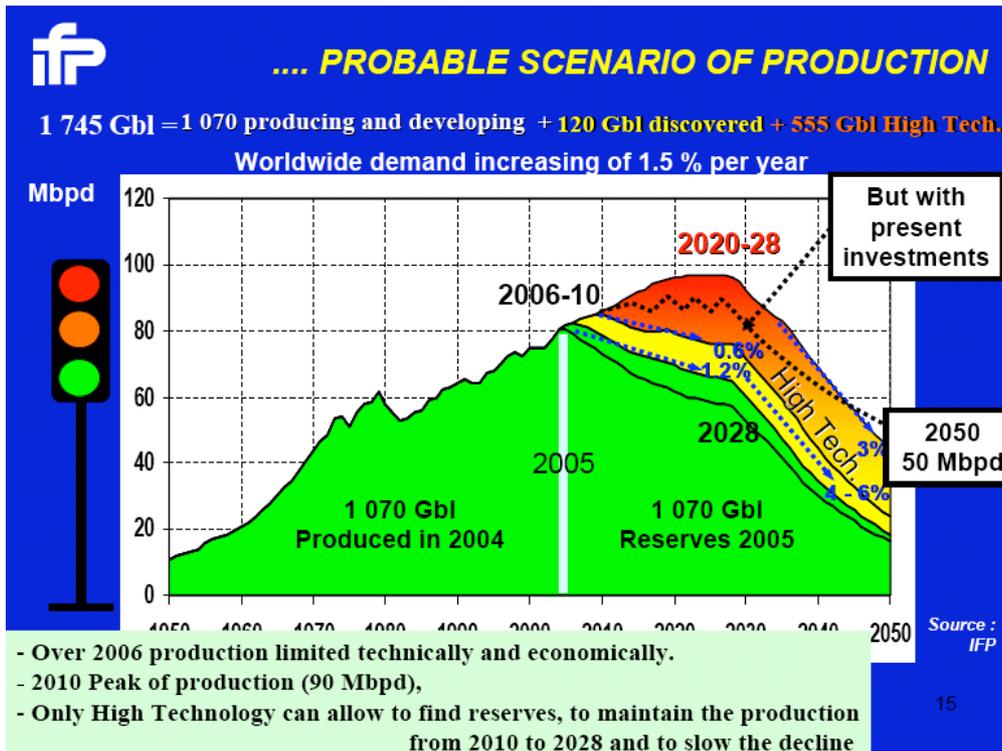
Le ralentissement de la production depuis 20 mois laisse penser que le plateau ondule peut être en train de se réaliser puisque depuis 2 ans la production de liquides ondule entre 84 et 85 Mb/d! Ou va-t-on? Vers le haut, vers le bas ou encore des ondulations? Nul ne sait!

Figure 51: production mondiale de tous liquides d'après USDOE/EIA 1997-juin.2007



L'IFP qui a longtemps résisté au peak oil, présente maintenant (le premier ministre avait parlé d'entrer dans l'ère de l'après pétrole) un plateau à moins de 100 Mb/d pouvant durer plus ou moins longtemps.

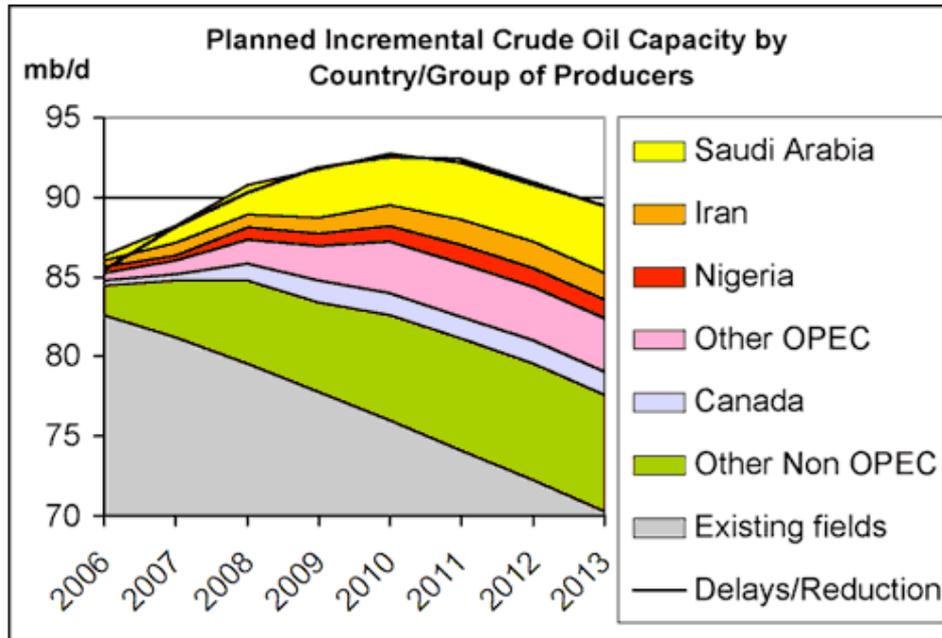
Figure 52: production mondiale de pétrole d'après l'IFP pic 2010 sauf si High Tech



-Previsions d'après les projets petroliers en cours

C.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 53: prevision Skrebowski d'après les megaprojets avril 2006

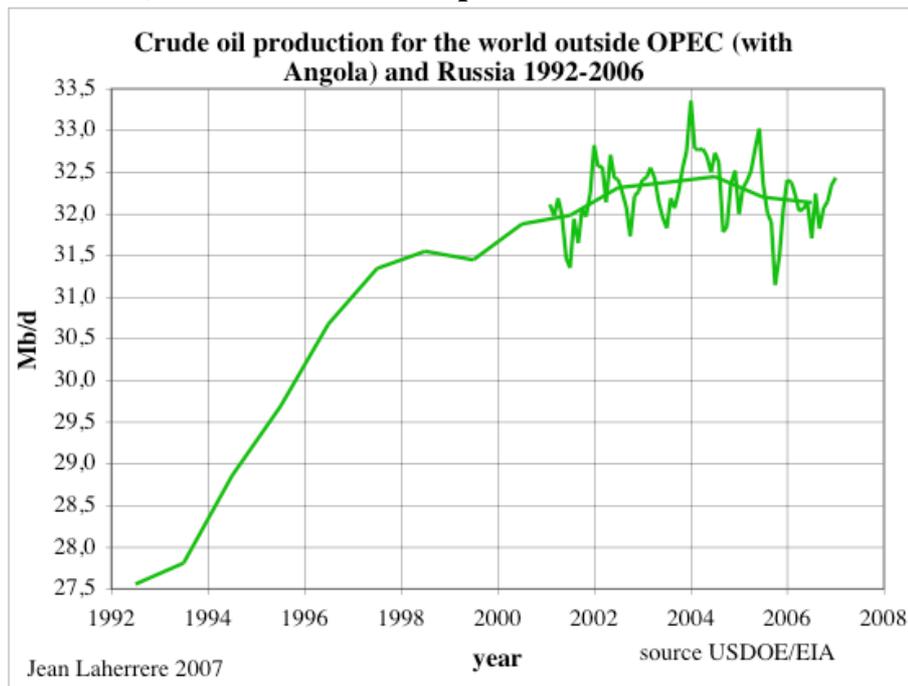


Cette prevision du pic est independante des estimations des reserves ultimes et est donc plus fiable.

-pic du brut

Certains s'attachent a suivre le pic du brut; mais le consommateur a la pompe ne se soucie pas de savoir d'ou vient le carburant. Il faut satisfaire la demande et s'atteindre a prévoir l'offre tous liquides, y compris les biocarburants qui deborent beaucoup des competences des geologues! Le brut hors OPEC a 12 et hors Russie montre un pic en 2004

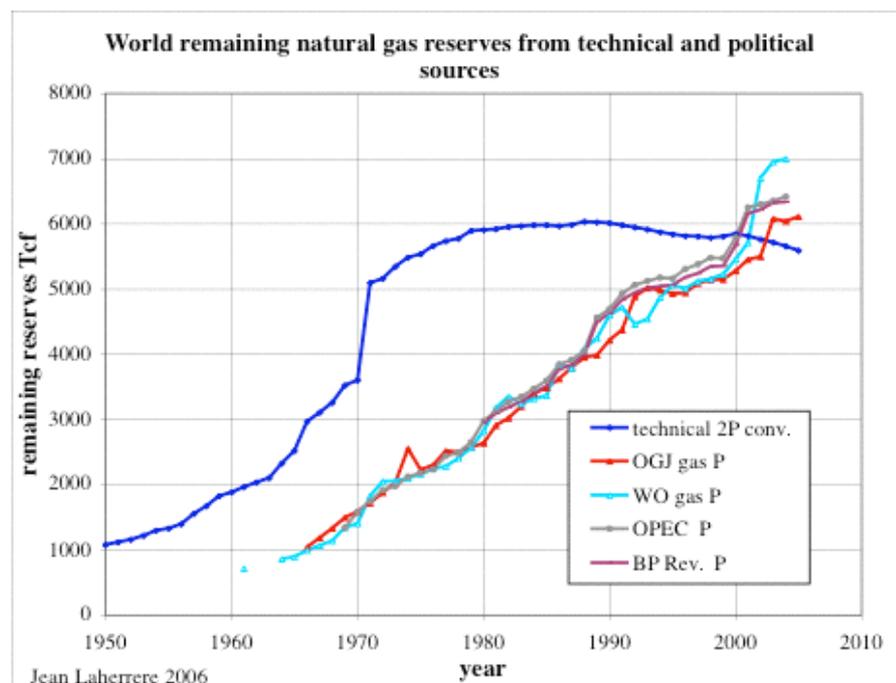
Figure 54: Non-OPEC, Non-Russia crude oil production 1992-2006



-Gaz

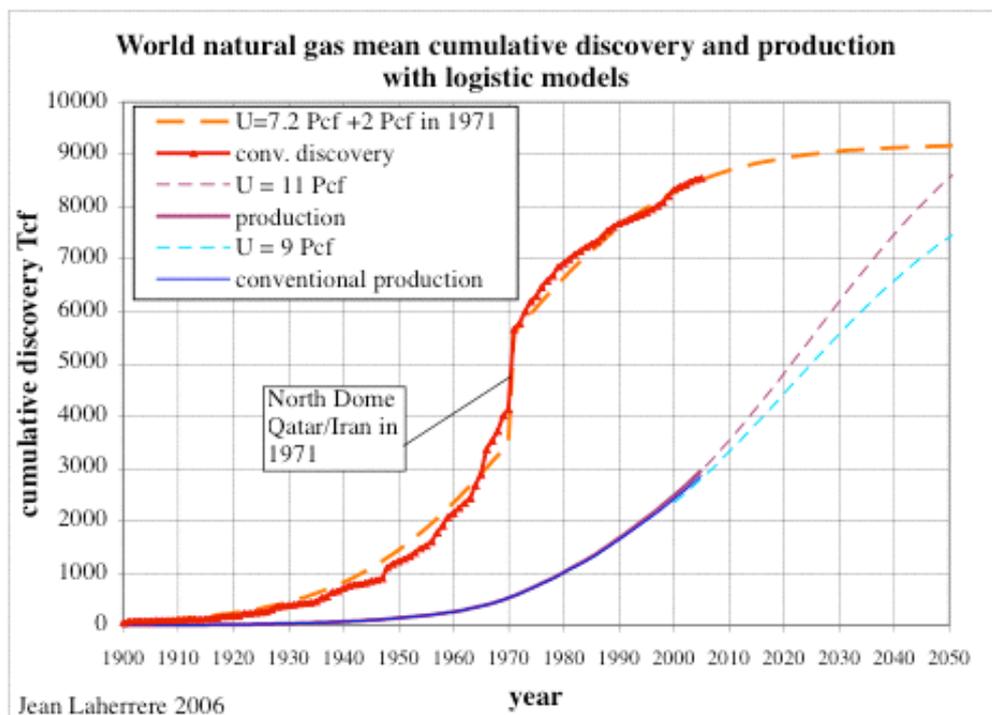
Comme pour le petrole les reserves restantes de gaz naturel décroissent depuis 1990 pour les donnees techniques, mais augmentent depuis 1960 pour les donnees politiques dites prouvees.

Figure 55: reserves mondiales restantes de gaz d'apres les sources



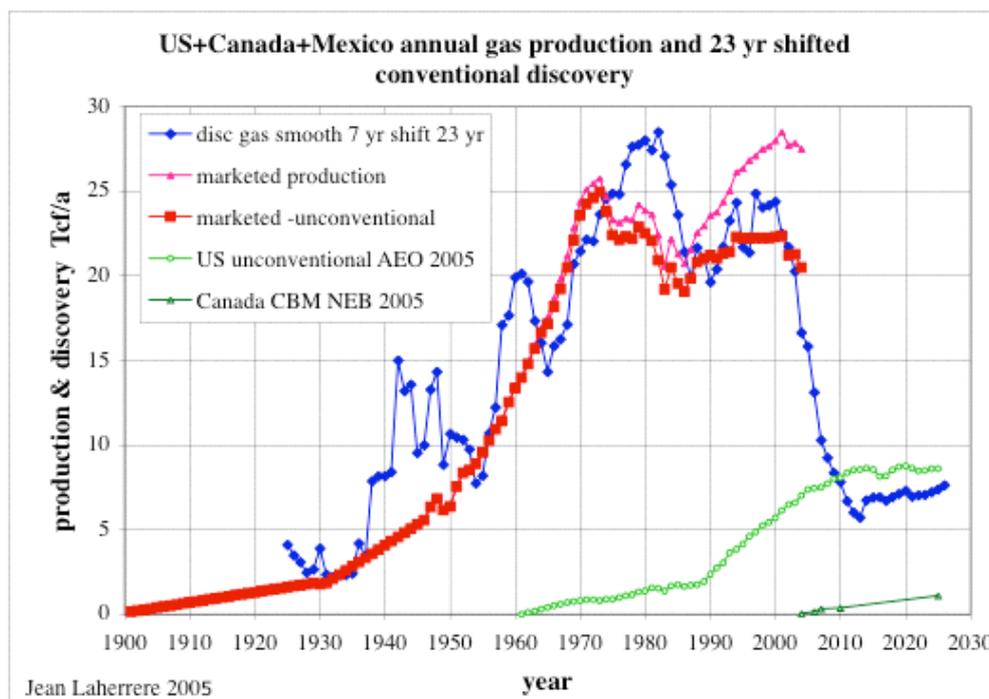
Les decouvertes conventionnelles cumulees sont facilement modelisees avec une courbe logistique avec un saut apporte par le supergeant de North Dome (Qatar et Iran) qui represente 10-15% de l'Ultime mondial, alors que Ghawar ne fait que 7%.

Figure 56: Decouvertes mondiales cumulees de gaz et production avec modeles logistiques



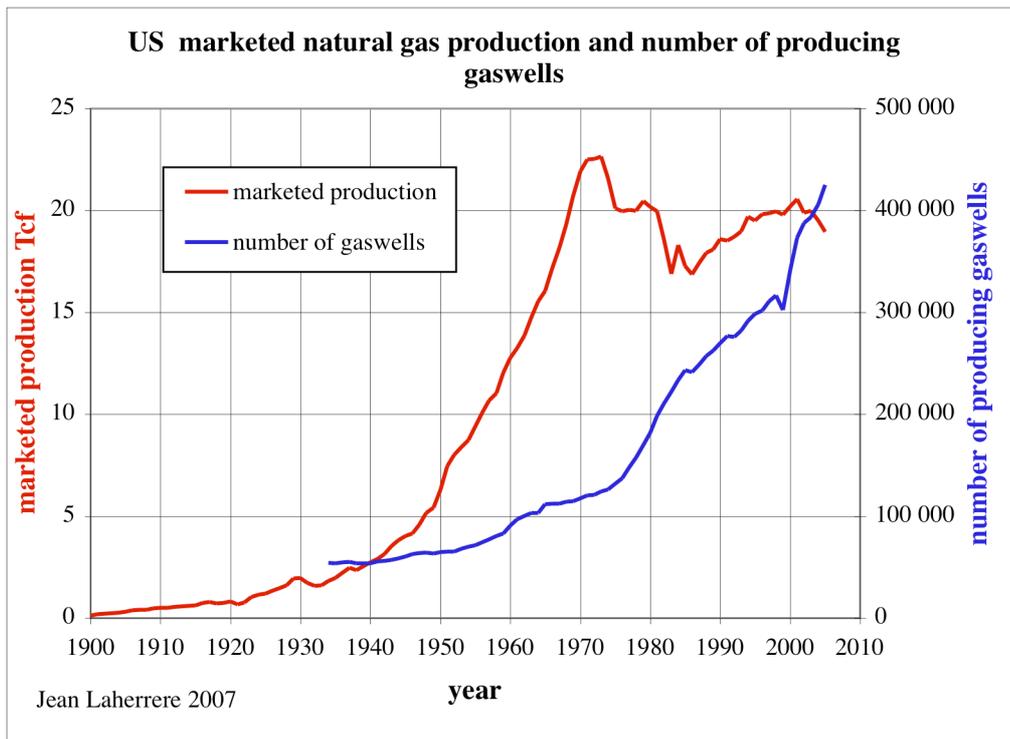
Comme le gaz coute 10 fois plus cher a transporter que le petrole il y a 4 marches de gaz: Amerique du Nord, Europe et Asie Pacifique, et Amerique du Sud.

La penurie du gaz va se produire en Amerique du Nord plus tot que celle du petrole
Figure 57: US + Canada + Mexico: production de gaz conventionnel et decouverte decalée de 23 ans: 1900-2030



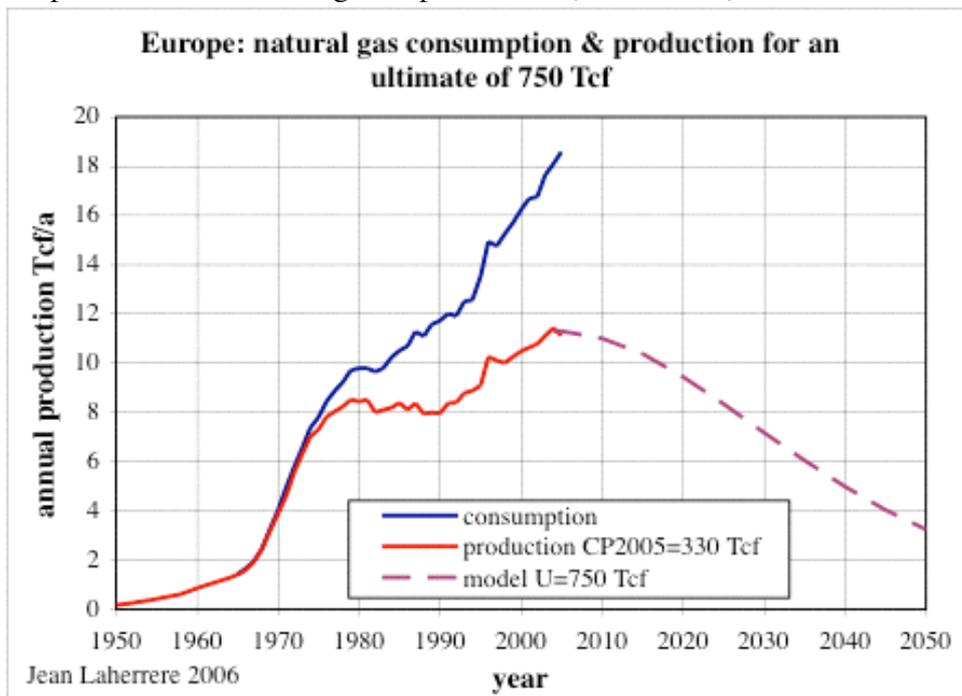
La production americaine est en declin malgre une forte augmentation du nombre de puits producteurs (surtout CBM= coalbed methane) depuis 2000

Figure 58: production de gaz US et nombre de puits de gaz producteurs



La production de gaz en Europe plafonne et sa consommation s'envole car on pense qu'il n'y a aucun problème d'approvisionnement avec la Russie à côté

Figure 59: Europe: consommation de gaz & production (U= 750 Tcf) 1930-2050

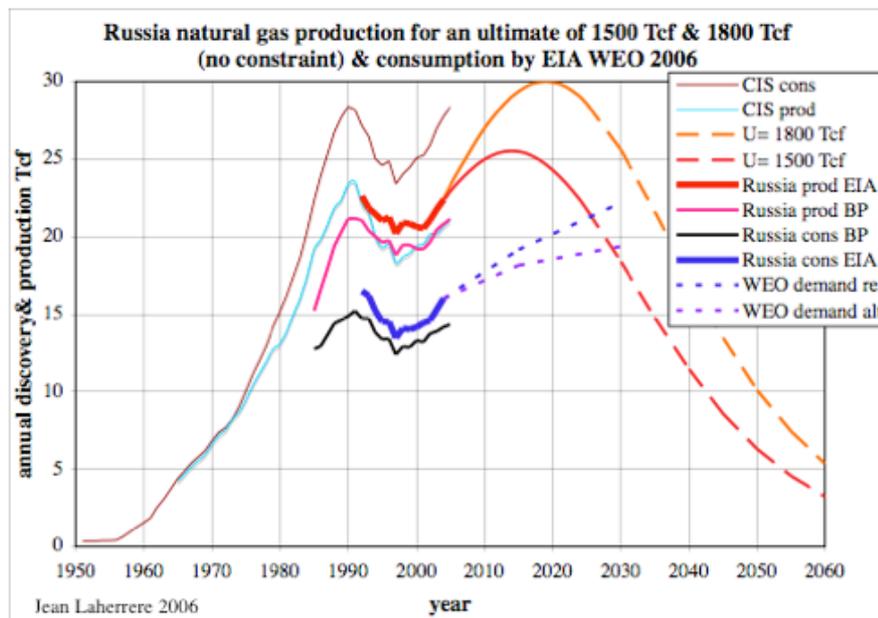


Mais l'Europe compte trop sur le gaz russe, qui est surestimé (voir figure 10).

De plus Gazprom n'a pas les moyens pour financer le développement des réserves de la péninsule d'Yamal. Le champ de Bovanenok découvert en 1978 est plus gros que Shtokman découvert en 1988 à 600 km offshore (300 m eau). Le gazoduc d'Yamal a été planifié depuis des décennies mais rien n'a été fait. Gazprom a été incapable en janvier 2006 de fournir le gaz nécessaire alors qu'il faisait très froid et la coupure du gazoduc d'Ukraine, présentée comme une manœuvre politique, a été en fait l'incapacité de Gazprom de fournir aussi bien les Russes que le reste de l'Europe (Milov 2006). Le gaz est gaspillé en Russie car il n'y avait pas de compteurs de gaz à Moscou et le chauffage est

compris dans le prix du loyer! A partir de l'estimation de l'ultime de gaz a 1500 -1800 Tcf, sans compter les contraintes financieres la production de gaz de la Russie doit commencer a decliner vers 2015 mais la consommation interne peut reduire a zero les exportations de gaz en 2020-2030, detruisant tous les espoirs europeen et chinois. Pour le moment la Russie parvient a exporter grace aux reserves du Turkmenistan!

Figure 60: production russe de gaz pour un ultime 1500-1800 Tcf (sans contrainte) et consommation par EIA



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.

-Charbon

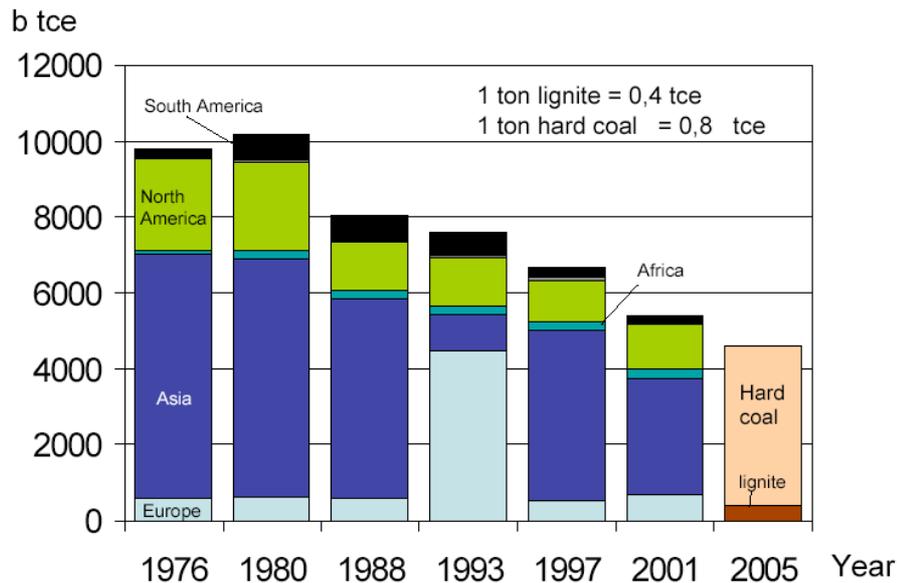
Il est plus difficile d'obtenir des estimations fiables des reserves de charbon parce qu'il n'y a pas de compagnie d'espionnage vendant les donnees techniques et qu'il faut se contenter des donnees officielles. Il n'y a que le BGR (Bureau de Geoscience en Allemagne) qui fait une etude periodique et supposee homogene des reserves et ressources fossiles mondiales. Mais il y a souvent confusion entre ressources et reserves. Quelle est la profondeur limitee par l'EROI? Le BGR prend 1500 m et exclus l'offshore. Contrairement au petrole et au gaz les estimations ne peuvent etre confrontees au declin des pressions. L'evolution des estimations montre une diminution certaine des ressources de 1997 a 2005.

BGR	reserves			resources		
	1997	2001	2005	1997	2001	2005
Gtoe	340	421	437	3503	2474	2489
hard coal	50	47	49	760	291	242
soft brown coal	389	467	487	4262	2765	2731

En fait le declin a debute des 1980 comme le montre l'etude Zittel et al 2007 Energy Watch Group 2007 (« Coal : resources and future production » EWG-series n°1/2007 March) ou les ressources en Europe ont un pic erratique en 1993 (bleu pale) et les ressources mondiales divise par 2!

Figure 61: historique des ressources mondiales de charbon d'apres Zittel et al 2007

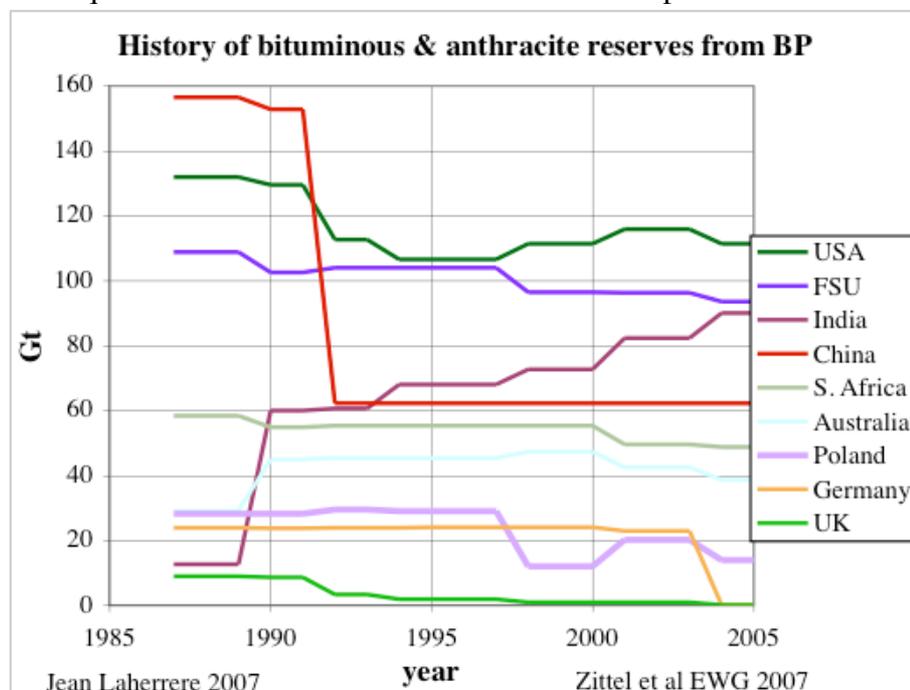
History of Assessment of world coal resources



Source: BGR, 1995/1998/2002/2006
Analysis: LBST 2006

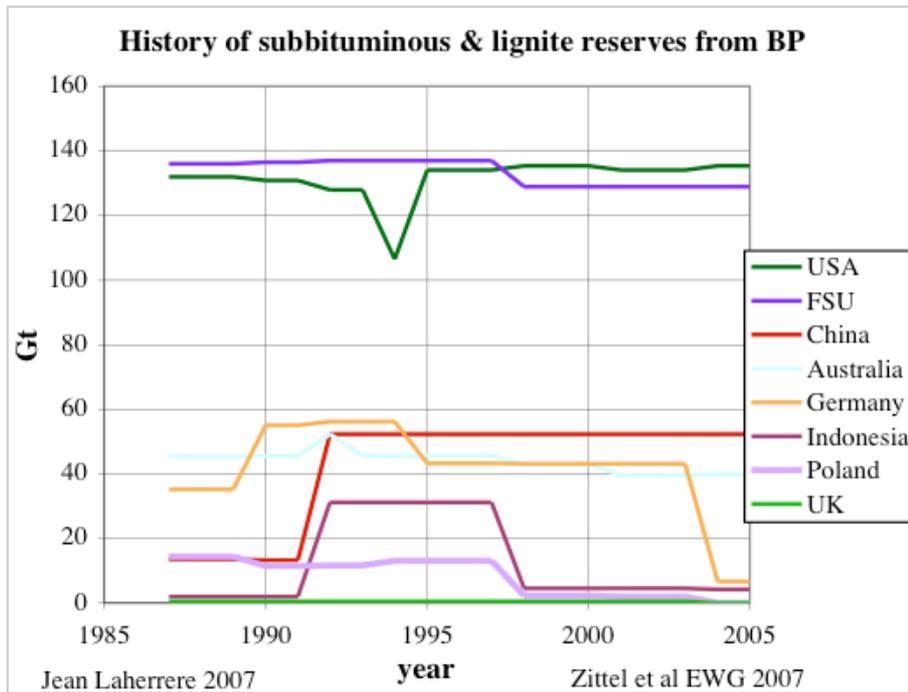
BP Statistical Review publie les estimations du CME (WEC) ou les reserves allemandes prouvees de hard coal declarees a 23 Gt in 2003 sont tombees a 0,183 Gt en 2004 et 0,161 Gt en 2005, sans aucune explication. Les reserves restantes des principaux producteurs montrent des revisions severes pour le hard coal de Chine et d'Allemagne avec seulement augmentation pour l'Inde

Figure 62: Historique des reserves bituminous & anthracite d'apres BP



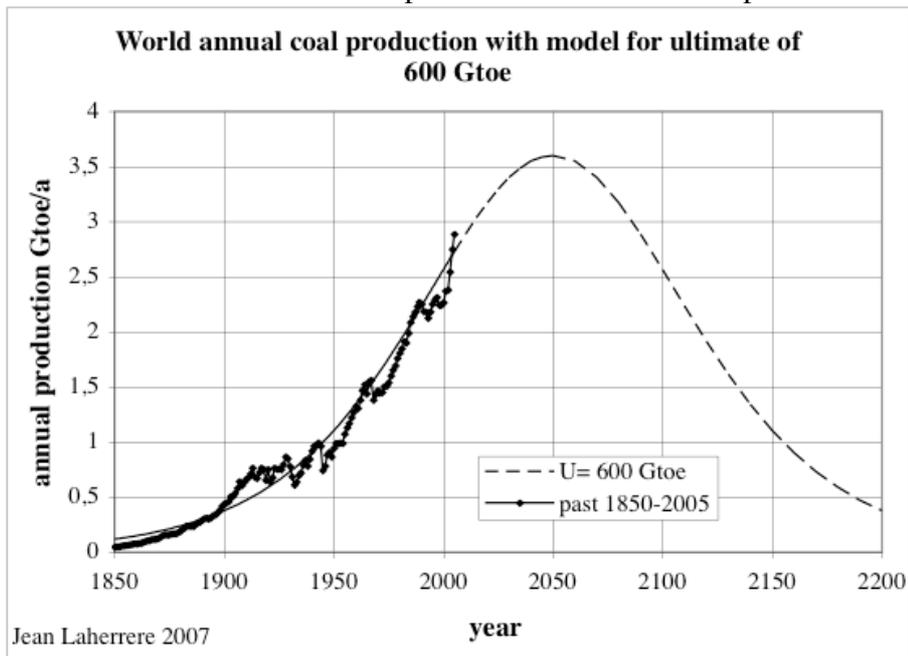
Par contre pour le brown coal la Chine a augmente!

Figure 63: Historique des reserves sub-bituminous & lignite d'apres BP

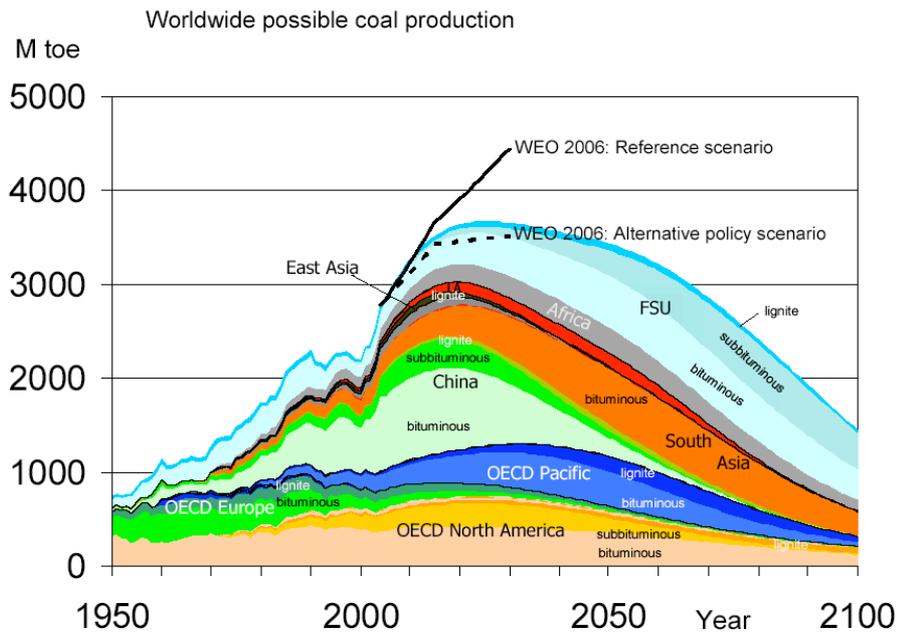


De telles variations montrent bien le peu de fiabilité de ces estimations!

Estimant l'ultime mondial à 600 Gtep je prévois un pic du charbon vers 2050 à 3,6 Gtep/a
Figure 64: production annuelle de charbon pour un ultime de 600 Gtep 1850-2200



Zittel prévoit un pic du charbon vers 2030 à 3,6 Gtep/a, proche de l'alternative IEA/WEO 2006 mais plus tôt que mon pic mais avec un déclin plus rapide
Figure 65: production mondiale de charbon d'après Zittel 1950-2100



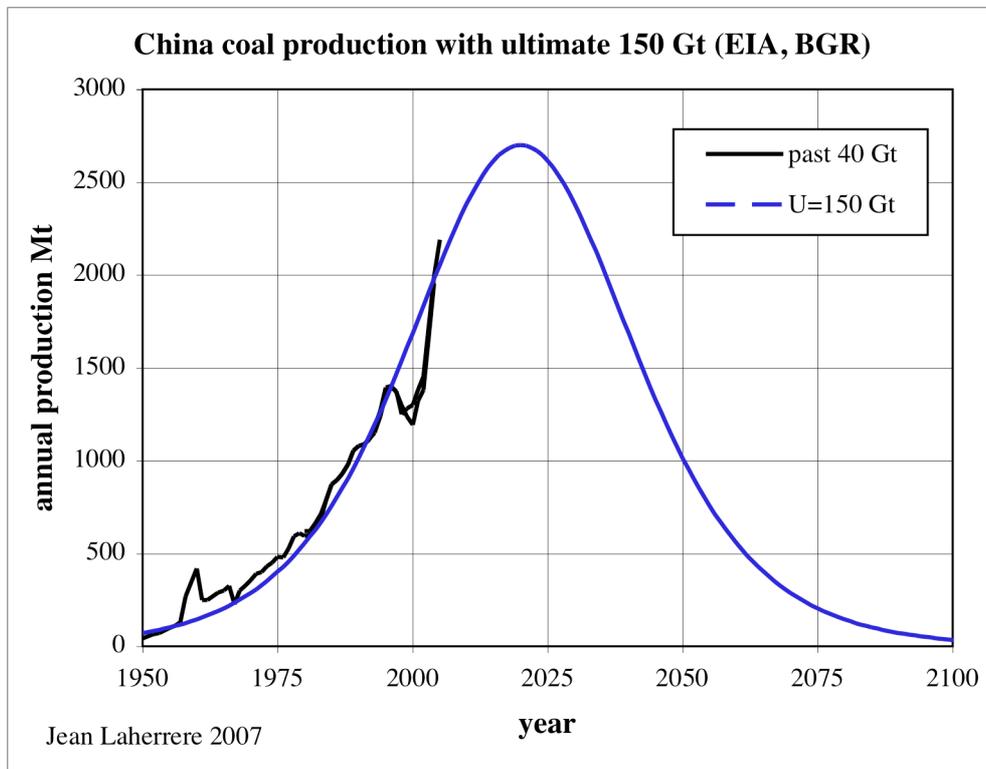
Les reserves de l'Allemagne ont ete reduites fortement en 2004.

BP Statistical Review mets pour la France 15 Mt de reserves avec 30 ans de R/P, mais comme la France ne produit plus de charbon depuis 2004 et les Français refusent les projets presentes, il n'y a plus de reserves mais seulement des ressources.

La Chine (Pang Xiongqi VP China University of Petroleum) vient de reconnaitre (ASPO Cork 17 sept 2007) que la production de charbon a des problemes, commençant a importer du charbon et renonçant au projet de liquefaction du charbon (CTL)

La production de charbon chinois peut atteindre un pic des 2015 si l'ultime est de 150 Gtp (estimation EIA, BGR)

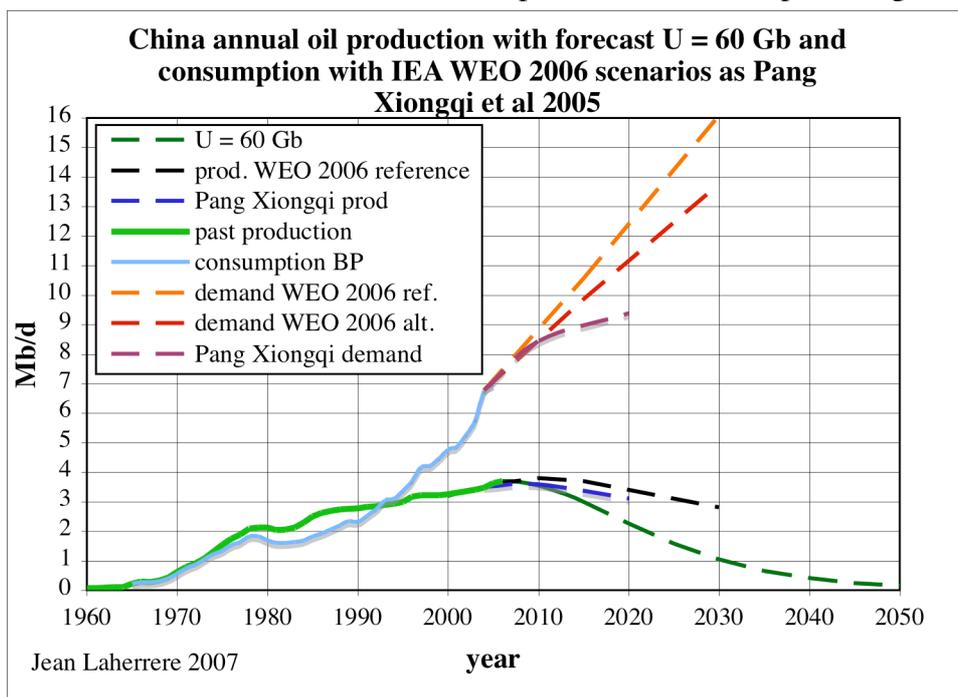
Figure 66: production de charbon en Chine pour un ultime de 150 Gtp 1950-2100



Pang Xionqi a ASPO 2005 avait annonce alors le pic de la production de petrole de Chine, en accord d'ailleurs avec mes previsions et celles de l'AIE pour la date, mais pas pour le volume futur.

Le probleme est que la consommation chinoise de petrole, qui est actuellement 2 fois la production, sera environ 5 fois la production en 2020.

Figure 67: production et consommation annuelle de petrole en Chine d'apres Pang Xiongqi 2005



La Chine a donc un gros probleme immediat d'importation immediat de petrole et de charbon, pour le gaz ce sera vers 2020.

-Combustibles fossiles

L'inventaire des ressources en energie n'est fait regulierement que par un seul organisme d'une facon homogene (BGR). Les autres sont des compilations heterogenes. Cet inventaire se compose d'une estimation en reserves et en ressources. Si une partie des ressources peuvent se transformer en reserves , ce ne sera qu'une faible partie.

D'apres le BGR, les pays les plus dotes sont en premier les US suivi de la Russie , puis la Chine, l'Inde et l'Australie, ceci a cause du charbon.

Figure 68: BGR Reserves restantes de combustibles fossiles en 2005 pour les pays les plus dotes en Gtec (tonne equivalent charbon)

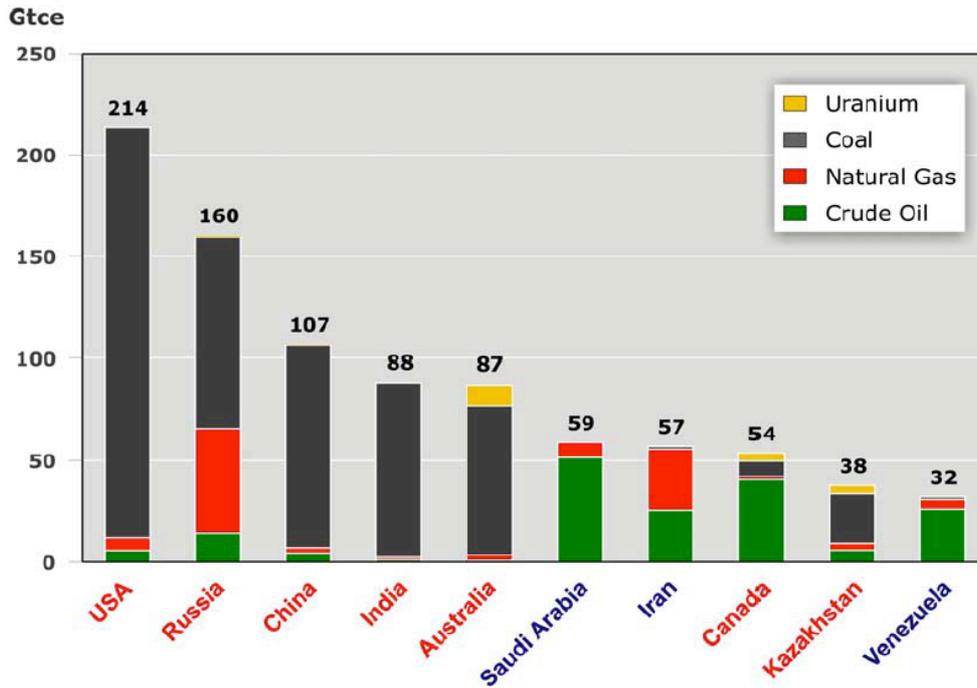
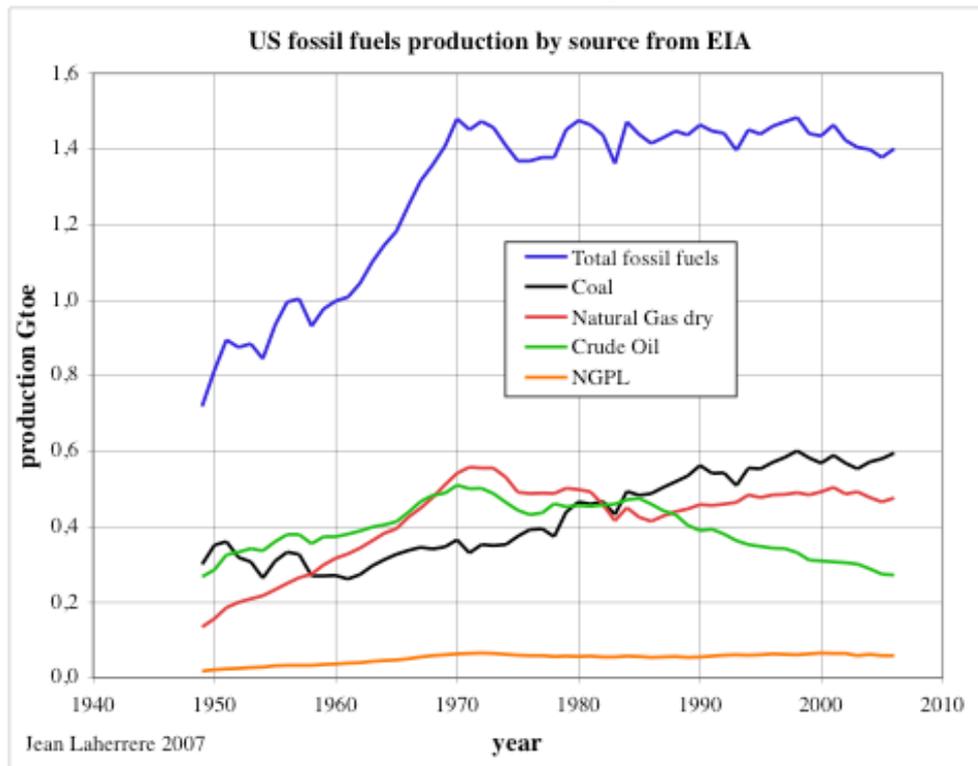


Fig. 7: Top ten countries with regard to reserves of non-renewable fuels in 2005 (OPEC countries are given in blue)

Les US sont supposés le Moyen-Orient du charbon! Mais l'Académie des Sciences US vient de réduire les réserves US de charbon de 250 à 100 ans ! la production de combustibles fossiles aux US plafonne depuis 1970 malgré ses besoins car le charbon peine à remplacer le déclin du pétrole et récemment le déclin du gaz.

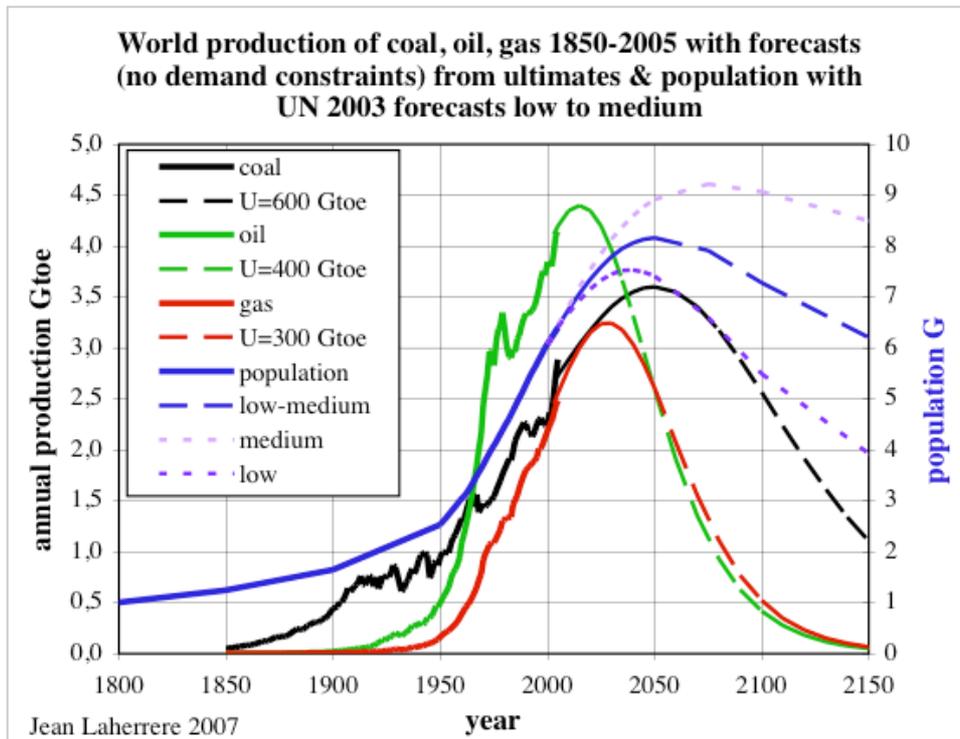
Figure 69: production de combustibles fossiles aux US d'après USDOE/EIA 1949-2006



-previsions de production des combustibles fossiles

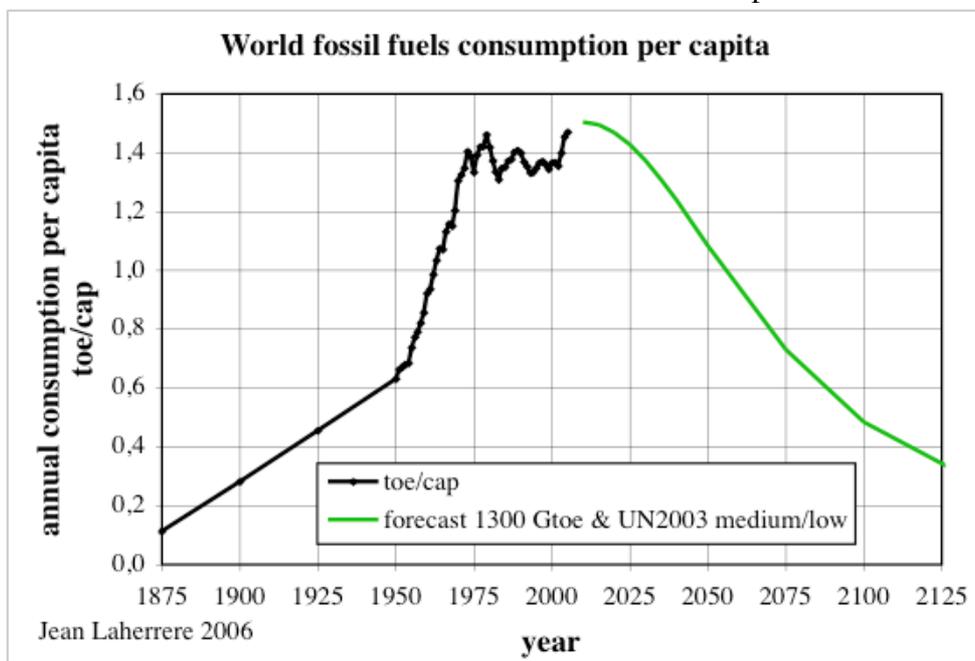
A partir des ultimes charbon 600 Gtep, petrole 400 Gtep et gaz 300 Gtep on peut (avec l'hypothese de non contrainte de la demande) prevoir un pic pour chacun avec aussi le pic de la population mondiale (NU 2003 low to medium)

Figure 70: production mondiale annuelle de **petrole, gaz et charbon** et population 1800-2150



Pic du petrole vers 2015, du gaz vers 2025, du charbon vers 2050 comme la population. Il est facile alors de prevoir la consommation mondiale par habitant.

Figure 71: consommation mondiale annuelle de combustibles fossiles par habitant 1875-2125



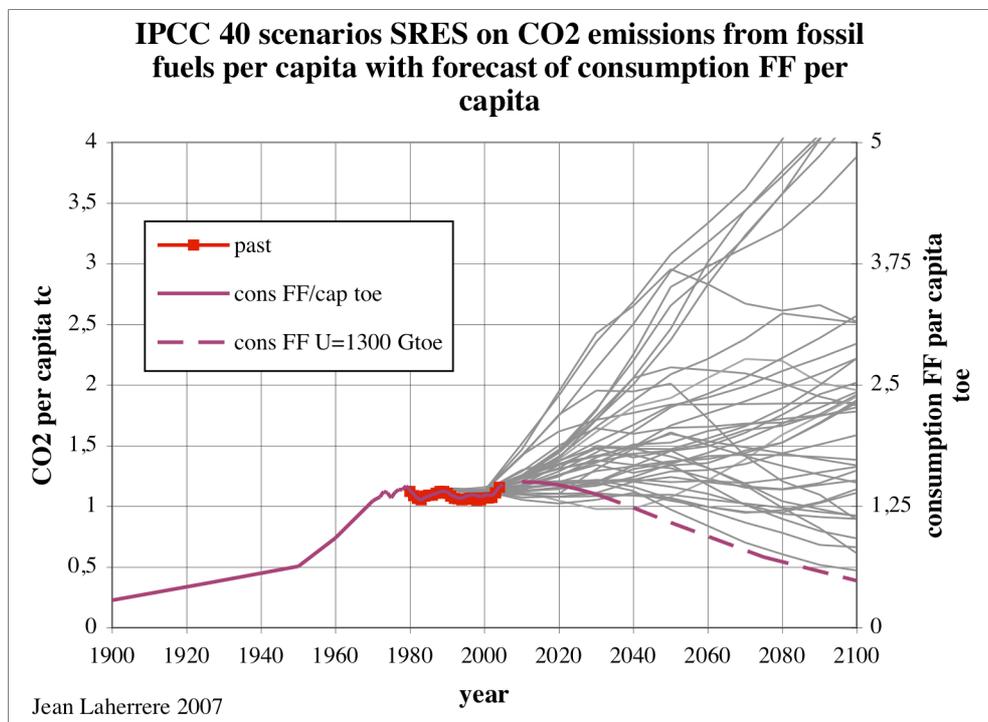
Il y aura un plateau de 1975 a 2025 a 1,4 tep par habitant, mais ensuite declin de 1,4 %/a.

Les scenarios GIEC d'emission par habitant de CO2 des combustibles fossiles sont tres superieurs aux previsions a partir des donnees techniques.

J'avais prédit en 2006 que le rapport GIEC 2007 qui utilise les mêmes scénarios énergétiques irréalistes de 2001 allait donc donner les mêmes résultats, puisqu'un modèle ne peut transformer de mauvaises hypothèses en résultats valables!

GIGO = garbage in, garbage out

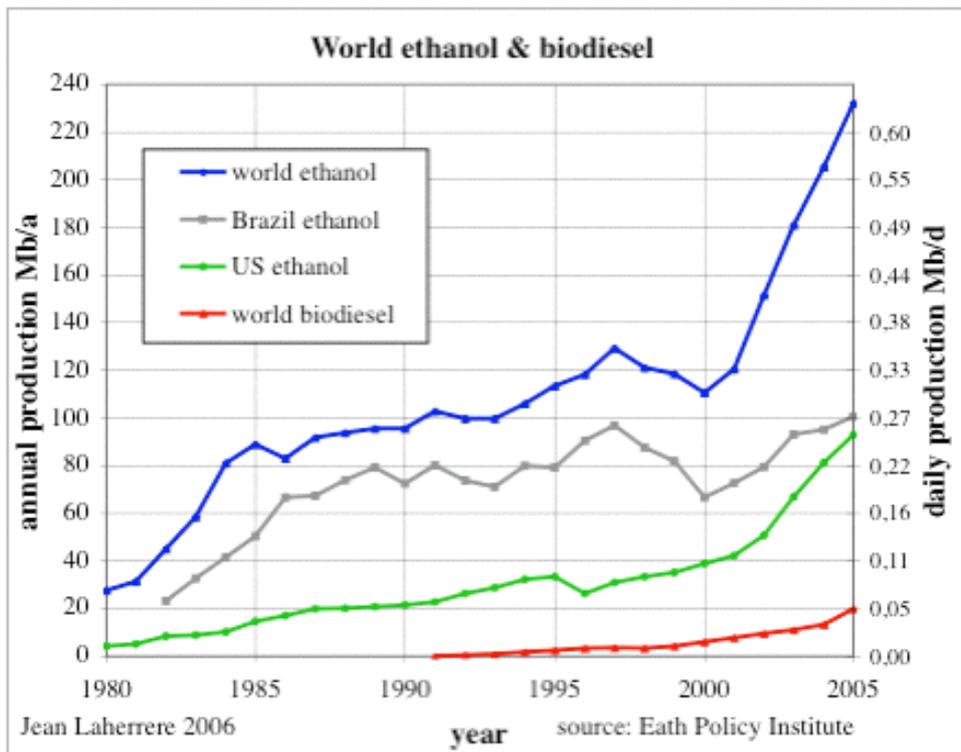
Figure 72: scénarios du GIEC emissions CO2 par habitant des combustibles fossiles avec prevision consommation U=1300 Gtep



-Production mondiale de biocarburants

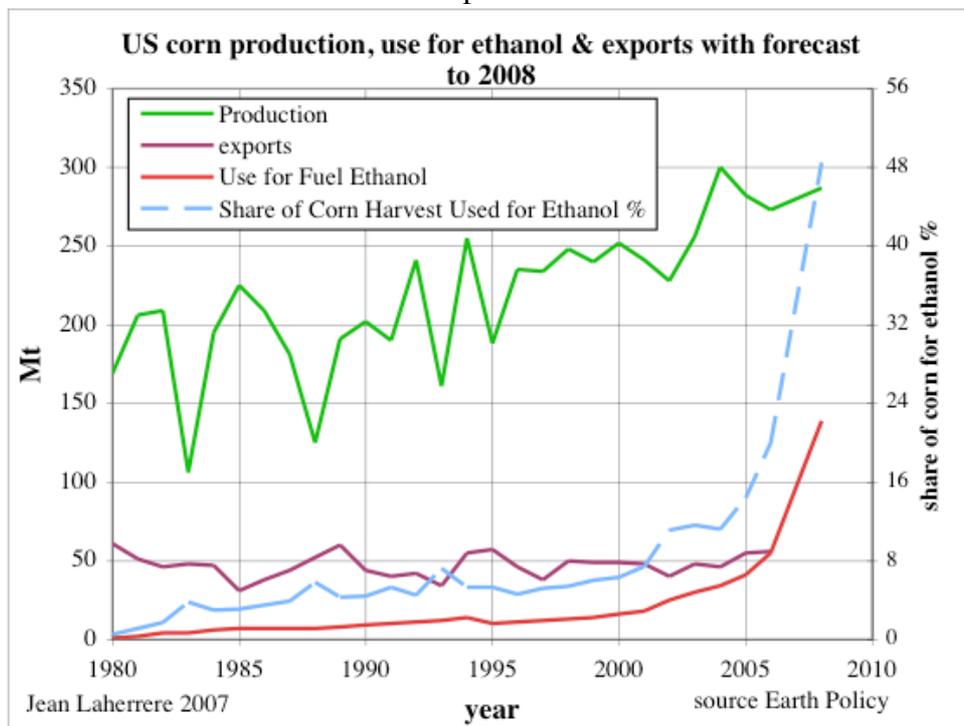
Mais la production mondiale de petrole tous liquides comprend les biocarburants qui viennent de decoller mais ne representant en 2005 0,7 Mb/d, soit moins de 1%. Le biodiesel fait moins d'un dixieme du bioethanol!

Figure 73: Production mondiale de biocarburants 1980-2005



Il y a eu une ruée américaine vers l'or vert à savoir le maïs pour faire du bioéthanol qui a fait doubler le prix du maïs et celui de la tortilla au Mexique. De nombreux projets de distilleries ont été démarrés mais la fièvre semble déjà tombée, suite au problème de transport, nombreux projets sont arrêtés !

Figure 74: production US de maïs et utilisation pour le bioéthanol 1980-2008



L'EROI de l'éthanol à partir du maïs US est débattu depuis plus de 10 ans entre les universitaires Pimentel and Patzek qui prétendent 0,7 pour 1 et l'USDA qui prétend 1,3 pour 1 (utilisation ou non des résidus). Même débat pour l'éthanol français (La Recherche Mai 2007 les biocarburants ne sont

pas si verts) entre ADEME et Commission Europeenne (JCR). Il est consternant que ce debat ne puisse etre tranche une fois pour toute!

L'OCDE vient de sortir un document « Biofuels : is the cure worse than the disease ? »

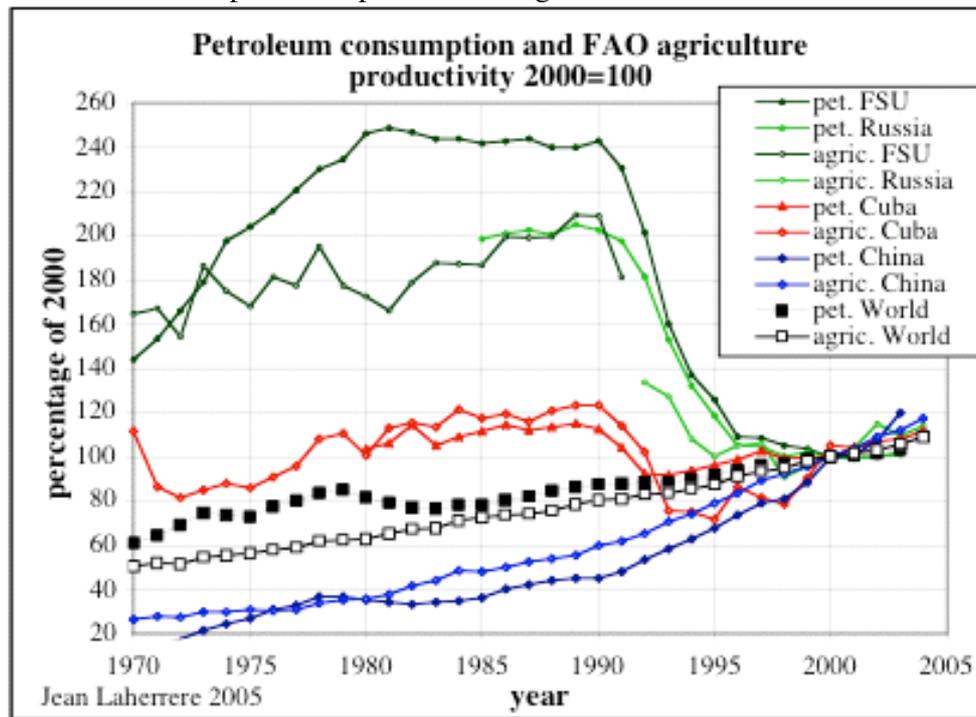
R.Doornbosch & R.Steenblik 11 sept 2007

Les raffineries francaises sortent trop d'essence et doivent l'exporter (et importer du diesel de Russie!), il nous faut du biodiesel et non du bioethanol!

L'agriculture transforme le petrole en nourriture! On veut faire le contraire!

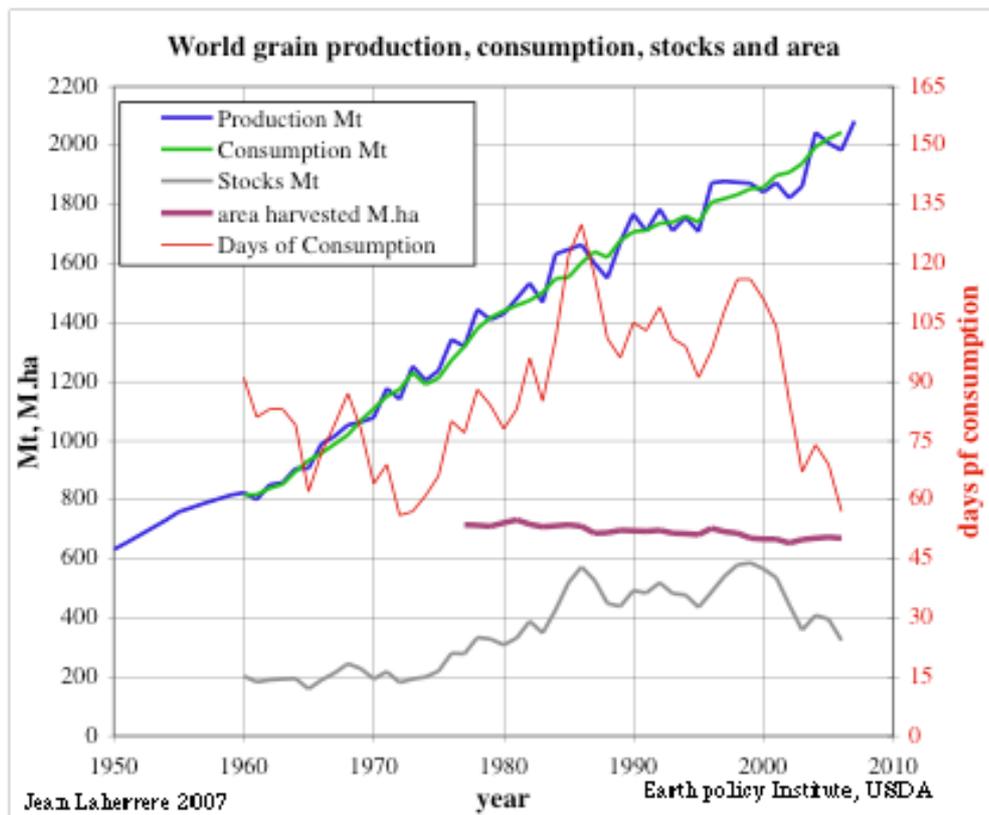
En 1960 BP a Lavera transformait le petrole en proteines, sans succes. Aujourd'hui la nourriture est transformee en ethanol et biodiesel ou brulee. Mais la revolution verte de l'agriculture a consiste a convertir le petrole et le gaz (engrais, pesticide, irrigation) en nourriture, comme le montre la correlation productivite agricole et consommation de petrole, notamment en Russie et Cuba.

Figure 75: consommation de petrole et productivite agricole 1970-2004



Le stock mondial de cereales s'ecroule, passant de 120 jours en 1999 a 60 jours en 2006!

Figure 76: production mondiale de cereales, consommation, surface, stocks et jours de consommation



Seul la transformation de la cellulose (par des enzymes a decouvrir) en biocarburants peut ameliorer la donne. Mais il n'y a pas encore de production commerciale d'ethanol cellulosique !

L'agriculture ne peut, dans le futur, nourrir le monde et remplir les reservoirs des voitures!

-Energie primaire

L'énergie se conserve, mais se degrade (entropie), l'énergie la plus degradee est la chaleur. Le probleme est que la chaleur est a la fois une nuisance (radiateur des voitures) mais aussi un objectif (se chauffer). Autrefois il y avait une unite de chaleur la calorie mais elle a disparu etant remplace par l'unite de travail, d'énergie et de chaleur qui est le Joule. Le watt est un joule par seconde et utiliser le kWh en France est escamoter le Joule pour faire plaisir a EDF

L'énergie primaire est l'addition des différentes énergies mesurées avec la même unité, qui est soit le Joule ou la tonne équivalent pétrole. L'électricité pose problème pour la définition des équivalences car il faut faire une hypothèse sur les rendements, qui sont variables suivant les pays. Ces hypothèses discutables ne sont plus discutées une fois qu'un consensus est trouvé, malgré que les rendements s'améliorent. La majorité des pays utilise les conventions de l'AIE (nucléaire équivalence à une centrale de rendement 33 %, géothermie à 10%). La France est passé en 2001 d'un système cohérent à celui de l'AIE qui n'est pas meilleur, mais plus utilisé et l'énergie primaire a été modifiée de 257 Mtep à 269 Mtep où le pétrole est passé de 31% à 39% et l'hydraulique, éolien, photovoltaïque de 6,9 à 2,5 %. L'énergie finale est passée de 232 Mtep à 175 Mtep avec le pétrole de 40% à 51 % et le renouvelable thermique de 4,6 à 6,1 %. Ce changement considérable a été jugé par la presse comme une manipulation politique, c'est plutôt un abandon des scientifiques devant un problème complexe. On s'accroche aux consensus dépassés, le rendement des centrales est maintenant 40% = convention Total)!

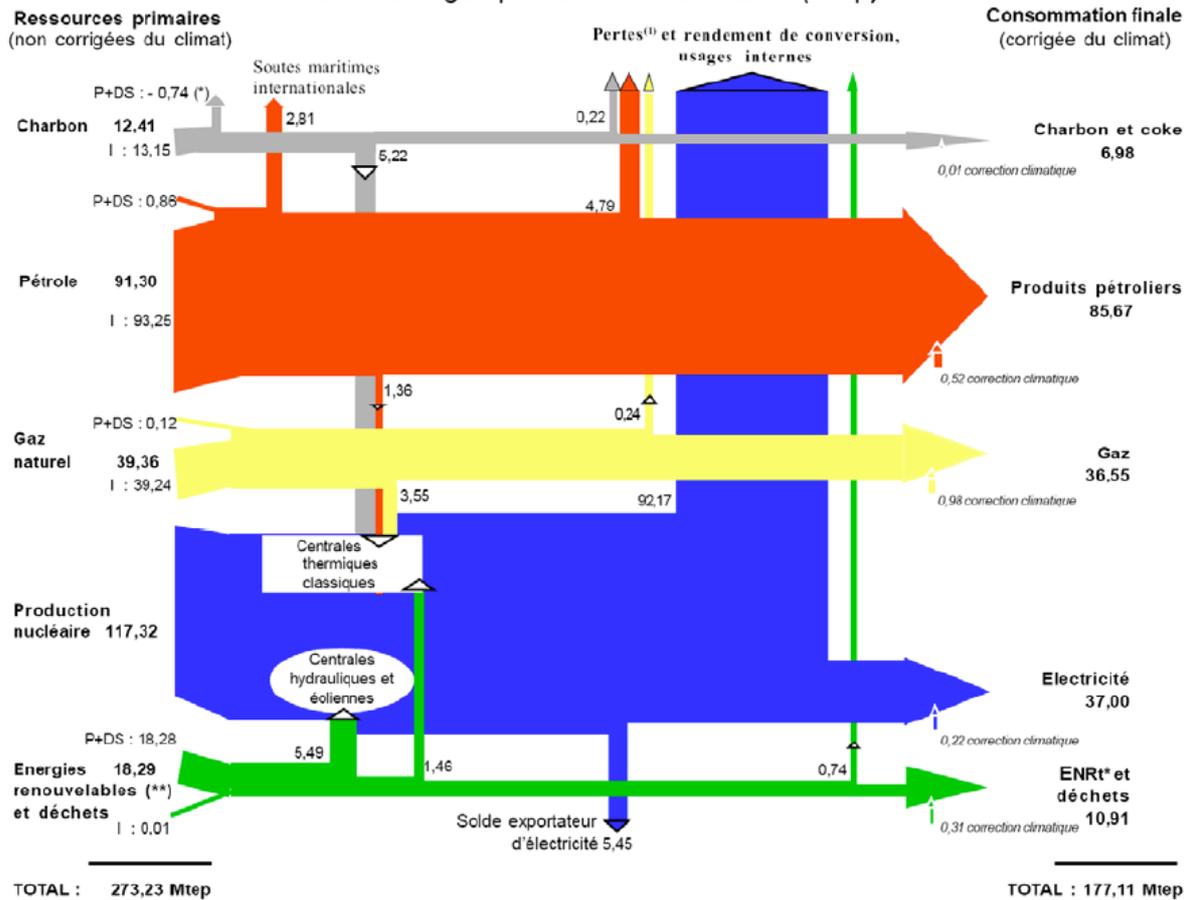
Il ne faut pas confondre l'énergie primaire et l'énergie finale

-Flux

Pour la France 2006, le bilan energetique donne 273 Mtep en primaire (284 en 2005) et 177 Mtep en finale (176 Mtep en 2005). On voit la part importante (vers le haut) qui est perdu

Figure 77: flux d'énergie en France en 2006

Bilan énergétique de la France en 2006 (Mtep)

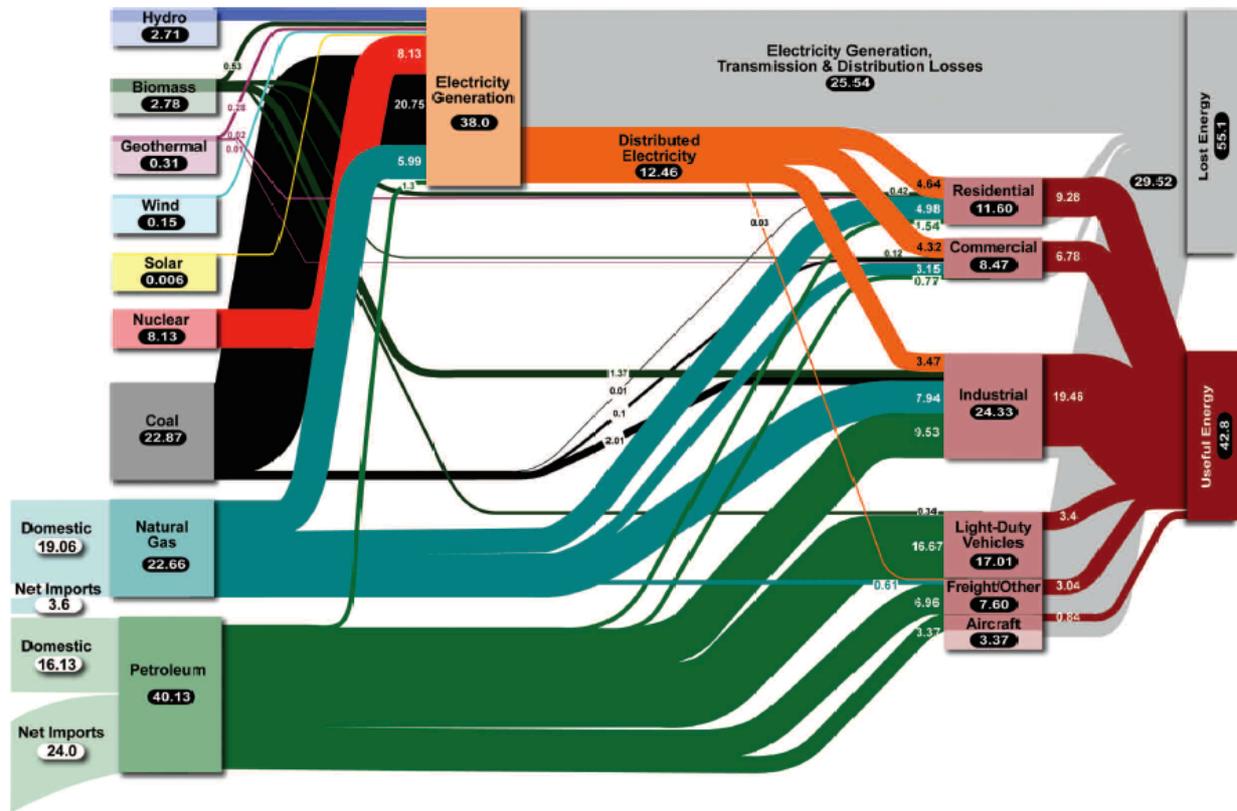


Les pertes et les rendements (35%) peuvent être améliorés et de plus on peut consommer moins! L'énergie se conserve en se dégradant en chaleur. Avec la cogénération on peut mieux utiliser la chaleur (chauffage et production d'électricité).

Pour les US : 54% de l'énergie est perdue! (mais 61% en 2002)

Figure 78: Flux d'énergie aux US en 2002

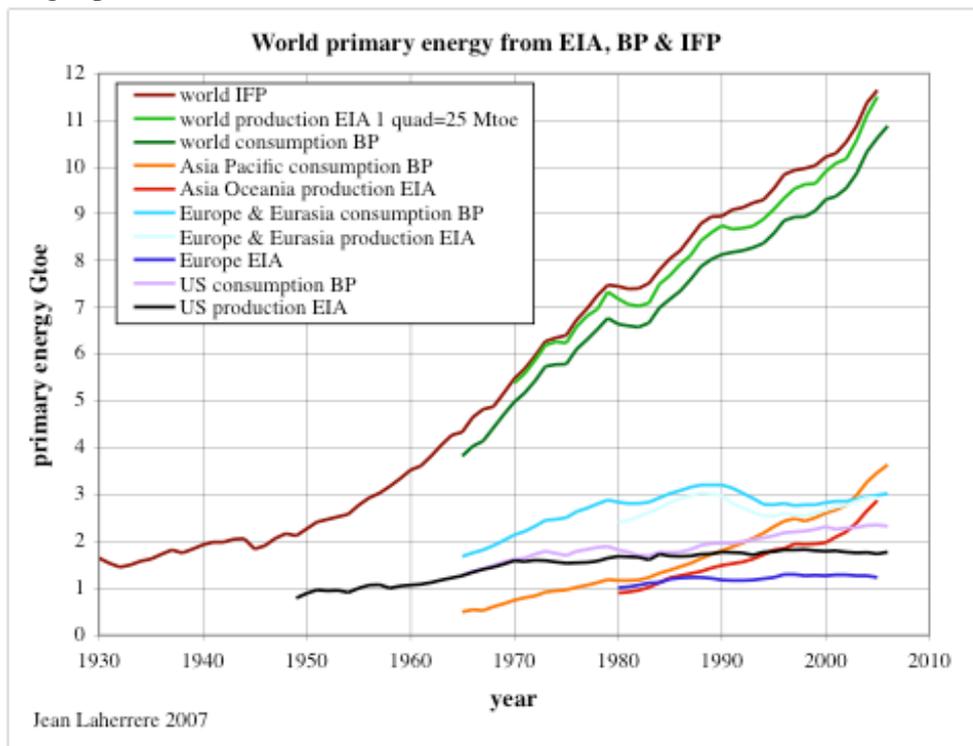
Figure I-1. U.S. Energy Flow Trends in 2005 (units in quadrillion Btus)



Pour le transport US, il y a en pétrole 18 quads (quad=1,05 EJ) à l'entrée et seulement 7 quads à la sortie (39%)

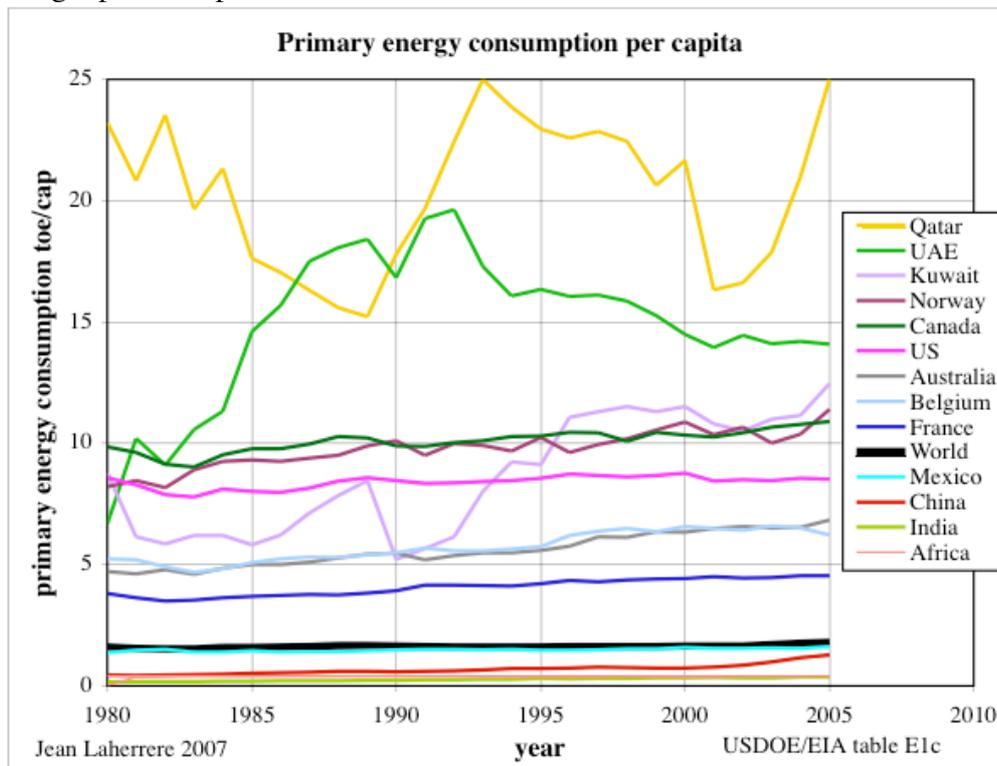
L'historique de l'énergie primaire varie suivant les sources, car les équivalences sont différentes et les énergies non commerciales sont souvent exclues

Figure 79: énergie primaire mondiale suivant EIA, BP et IFP



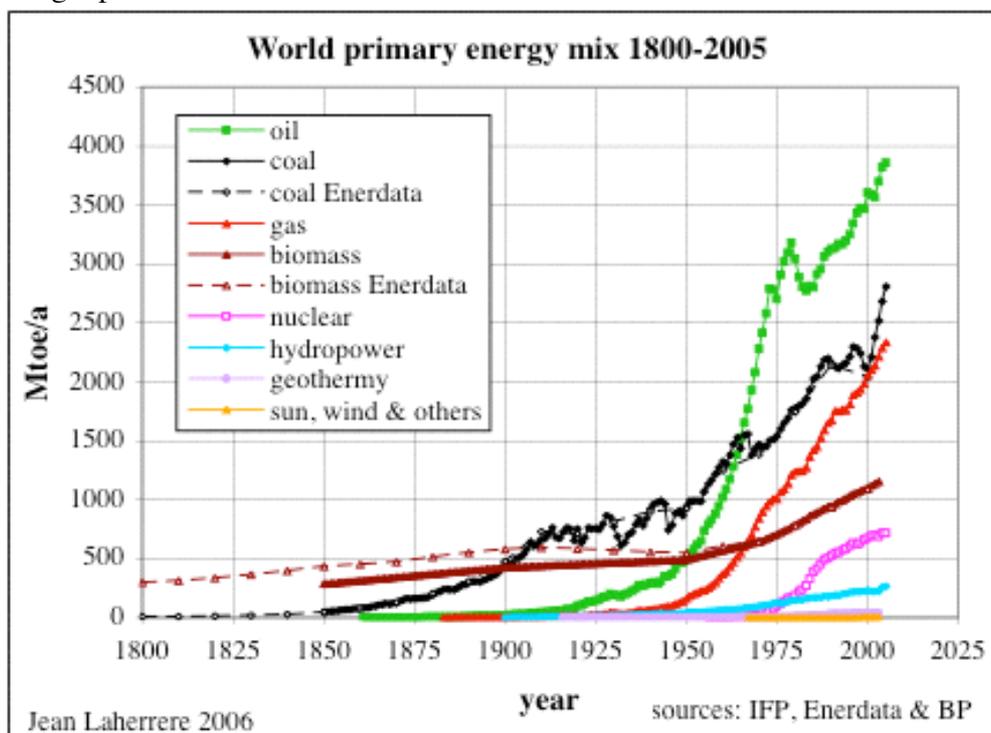
L'énergie primaire consommée par habitant varie énormément en 2005 avec 25 tep au Qatar, 11 Norvège, Canada, 8 US, 4 France, 0,4 Inde et 0,016 Afghanistan, avec une moyenne mondiale de 1,8 tep

Figure 80: Energie primaire par habitant 1980-2005



L'énergie primaire mondiale est dominée par le pétrole, puis le charbon, le gaz, la biomasse, le nucléaire, l'hydraulique et très bas géothermie, vent et soleil.

Figure 81: Energie primaire mondiale 1850-2005

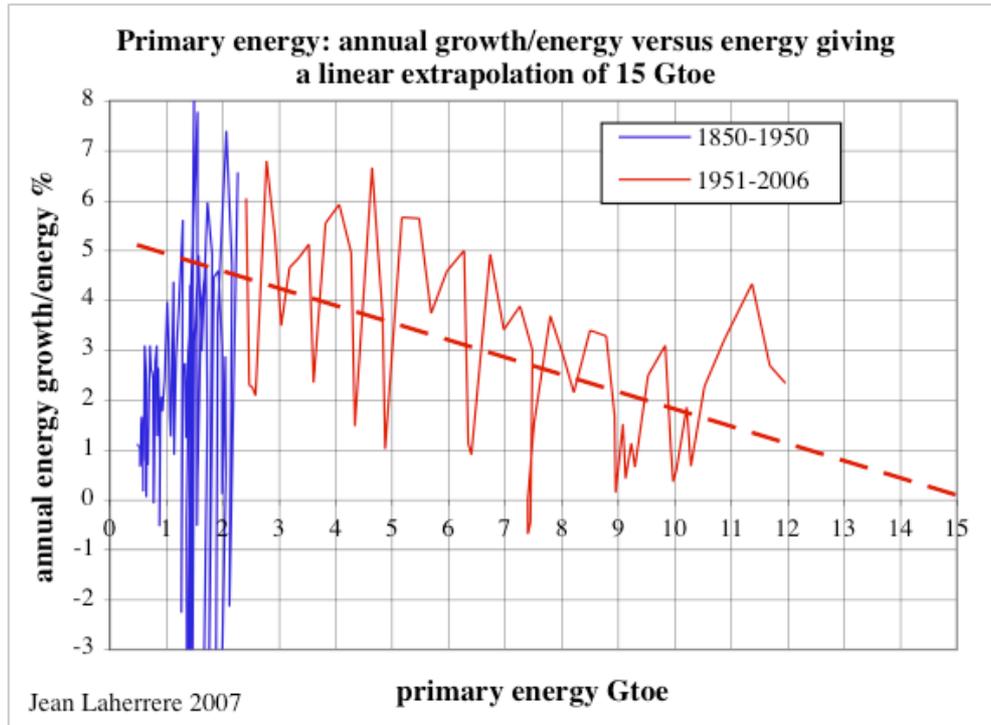


L'énergie non-commerciale n'est pas comptée, ni l'énergie musculaire (humains et animaux).

Le solaire et l'éolien sont négligeables et il faudra beaucoup de temps et d'argent pour être significatifs! Étant intermittents, ils ne peuvent dépasser $\approx 20\%$, car nécessitant des centrales thermiques de substitution, tant que le stockage performant et bon marché ne sera pas découvert

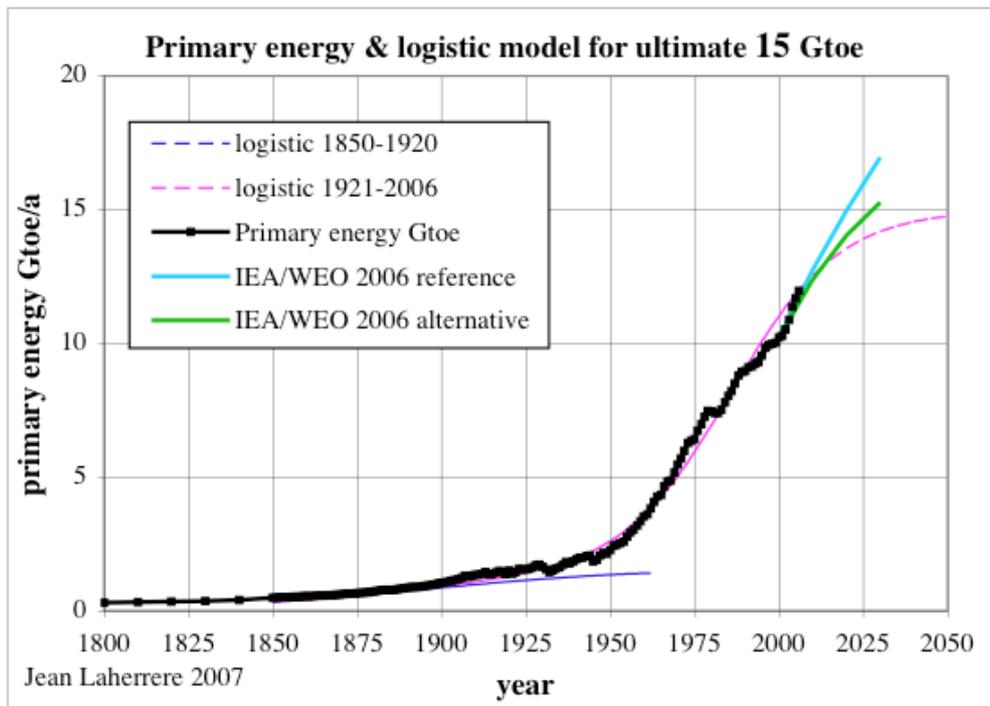
L'extrapolation linéaire de la croissance de l'énergie primaire depuis 50 ans tend vers **une asymptote de 15 Gtep**. Bien sûr, les dernières années ont été anormales avec la Chine mais la Chine commence à avoir des problèmes d'énergie avec le charbon!

Figure 82: croissance mondiale énergie primaire en fonction de l'énergie et extrapolation

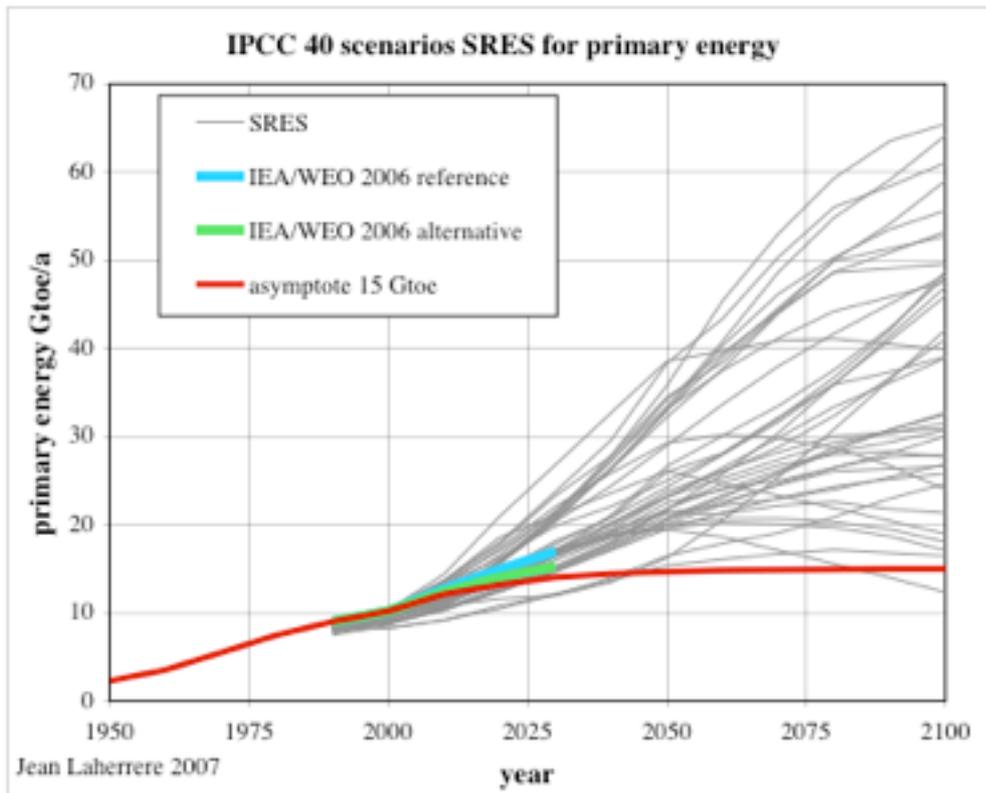


On peut modéliser l'énergie qui montre une concavité vers le haut jusqu'aux chocs pétroliers et vers le bas ensuite, avec une courbe logistique allant vers 15 Gtep (limites des ressources et de la population), alors que les prévisions officielles (business as usual) ne connaissent pas de pic, mais une croissance constante

Figure 83: **Énergie primaire mondiale** avec prévisions AIE 2006 et asymptote 15 Gtep **1800-2100**



Les 40 scénarios énergie primaire du GIEC (SRES) sont irréalistes.
 Figure 84: scénarios GIEC d'énergie primaire 1990-2100



Les scénarios 1998 SRES pris par le GIEC (qui sont du brain storming et non des prévisions) conduisent à des résultats très médiatisés (rapport 2001 et 2007 et peut-être 2012?), bien qu'irréalistes (ma présentation IIASA 2001).

Le scénario AIE 2006 référence (BAU = bleu clair) est décrit en 2007 par Mandil (Patron AIE) comme **irréaliste, insoutenable, inaccessible!** Le scénario alternative (vert) n'est pas loin du mien (rouge) et du facteur 4

A.Zichichi (prof en retraite), president World Federation of Scientists, conference climat Vatican 27 avril 2007, juge que les modeles GIEC etaient incoherents et invalides, concluant que l'activite humaine n'etait sans doute pas a blamer!

-Gore et GIEC prix Nobel de la paix

Le Juge Burton de la Haute Cour de justice de Londres de decide le 11 octobre 2007 que son Film "La verite qui derange" comportait 9 erreurs scientifiques et a exige qu'elles soient indiquees avant projection du film aux eleves anglais. Cela n'a pas empeche Gore d'obtenir le Nobel!

Decisions du juge:

-1-montee de la mer de 6 metres futur proche

si le Groenland fond, cela prendra des millenaires

GIEC AR4 =18-59 cm en 2100

-2-bas atolls du pacifique ont ete evacues

aucune evidence d'evacuation

-3-arret du Gulf Stream

arret tres peu probable d'apres le GIEC,

-4-correlation exacte entre CO2 et temperature

les 2 graphiques ne montre pas cette revendication

-5-disparition des neiges du Kilimandjaro due au rechauffement climatique

il n'est pas etabli que la recession des neiges est principalement due au changement climatique anthropique

-6-l'assechement du lac Tchad est un exemple capital du resultat catastrophique du rechauffement global

due a d'autres facteurs

-7-Katrina due au rechauffement global

evidence insuffisante

-8-ours polaires noyes apres avoir nage 60 miles sans trouve de glace

seuls 4 ours noyes apres une tempete

-9-blanchissement des recifs due au rechauffement global

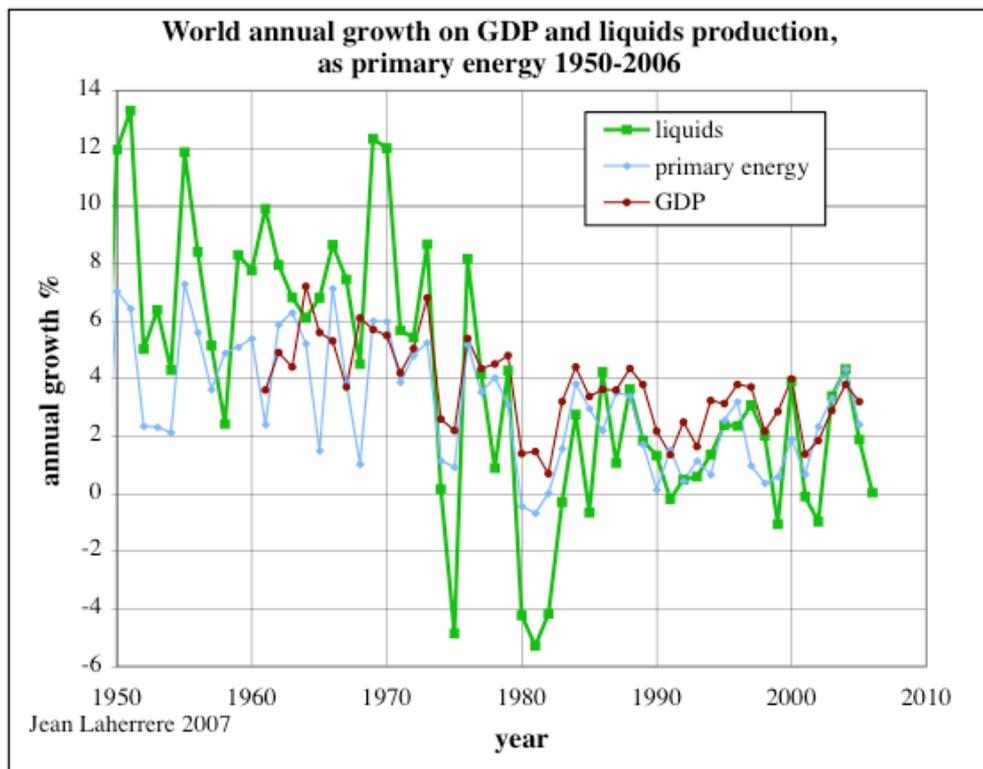
difficile de faire la part de la sur-peche et de la pollution

Le film est politique et non scientifique !

-PIB et energie primaire

La croissance du PIB (en marron) evolue en parallele avec celle du petrole tous liquides (en vert) et l'energie primaire (en bleu). Que va devenir le PIB apres le "peak oil"?

Figure 85: **croissance annuelle PIB, production liquides & energie primaire 1950-2006**



Le cout de l'énergie sur les 40 dernieres annees a ete de l'ordre de 5% du PIB mondial (<6% pour un menage en France en 2005) alors que les experts (Kummel, Ayres) estiment que la contribution de l'énergie dans le PIB est de 50% (capital 35%, travail 15%).

[Le prix de l'énergie est tres sous-évalue!](#) C'est pour cela que l'énergie est gaspillée, notamment la nourriture (50% US; 33% UK, 25% France).

-Mauvais indicateurs

Les indicateurs officiels utilisés par tous sont tres mauvais comme reserves prouvees, taux de recuperation, R/P, PIB. Ces indicateurs plaisent car utilisant des mots qui semblent simples, mais les definitions ne le sont pas.

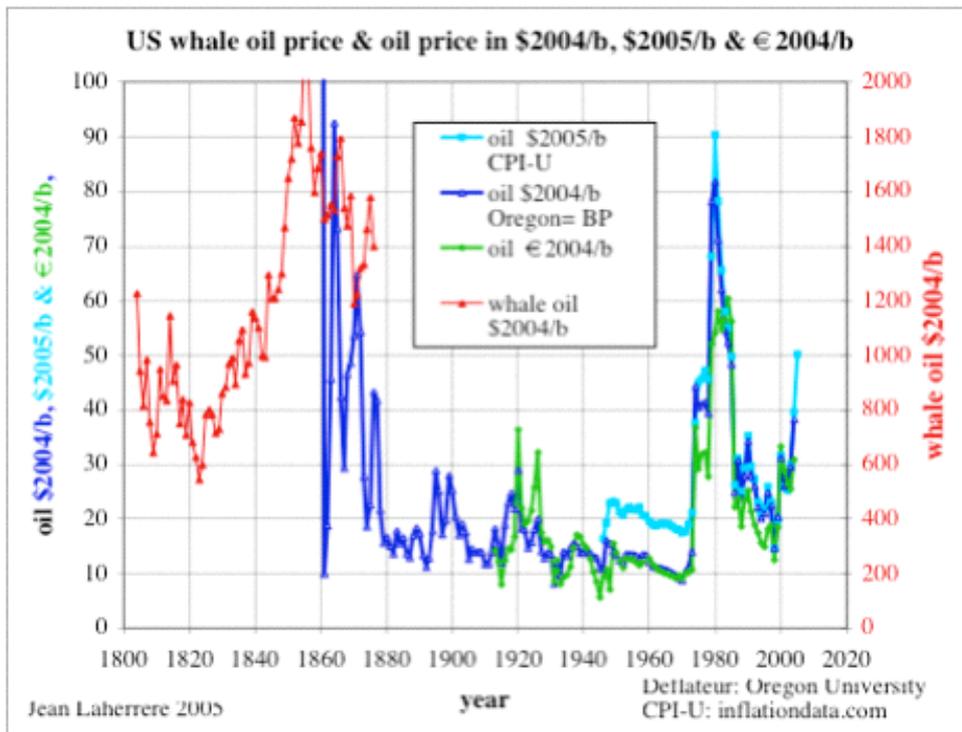
Le PIB ne represente pas la richesse d'un pays mais ses depenses, plus il y a des guerres, des catastrophes, du sida, plus le PIB augmente. Le PIB ne corrèle pas du tout avec le bien etre des pays. Malheureusement il y a de nombreux indicateurs de bonheur mais ils varient et ne sont pas bien connus.

La France est droguée au loto et reve d'être "*plus riche que riche*": c'est du *toujours plus* qui ne peut que conduire qu'à l'insatisfaction. Les politiciens français ne jurent que par la croissance, oubliant que le monde est fini et que la population française plafonne et vieillit !

-Prix de l'énergie

L'énergie était plus chère dans le passé

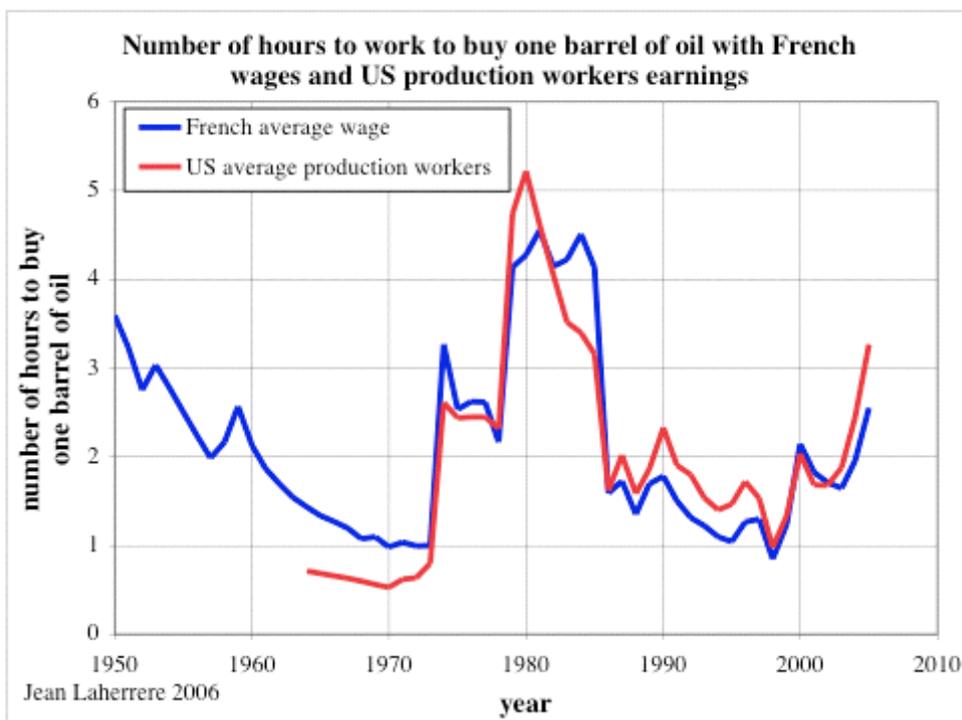
Figure 86: **Prix de l'huile de baleine aux US et prix du pétrole en \$2005**



L'huile de baleine (éclairage) coûtait 2000 \$2005/b en 1850 et le pétrole 90 \$2005/b en 1860 et 1980!

Il est préférable de mesurer en heure de travail pour acheter un baril de pétrole.

Figure 87: **nombre d'heures de travail pour acheter un baril de pétrole avec le salaire moyen français et américain 1950-2005.**



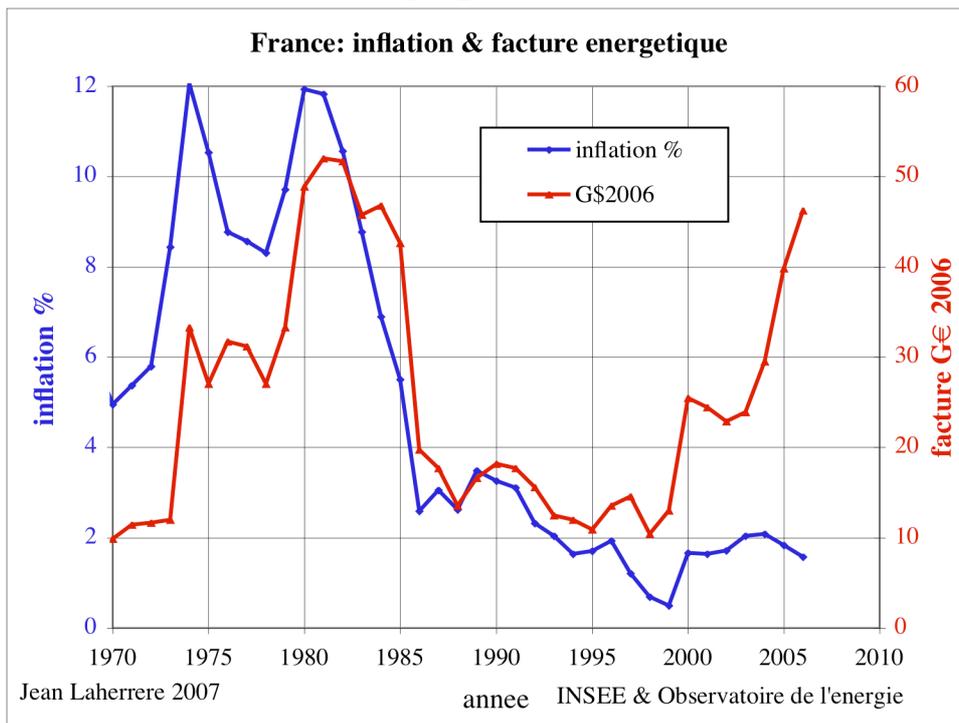
Le nombre d'heures de travail pour acheter un baril de pétrole aujourd'hui est inférieur à celui de 1950 et 1980. Un américain doit travailler aussi longtemps qu'un français, mais il peut s'en payer davantage car il travaille 2000 heures contre 1600 heures.

-Cas de la France

-Facture énergétique et inflation

La facture énergétique de la France est de 46 G€ pour 2006 soit 2,6% du PIB (5% en 1981),

Figure 88: **France:** inflation et facture energetique

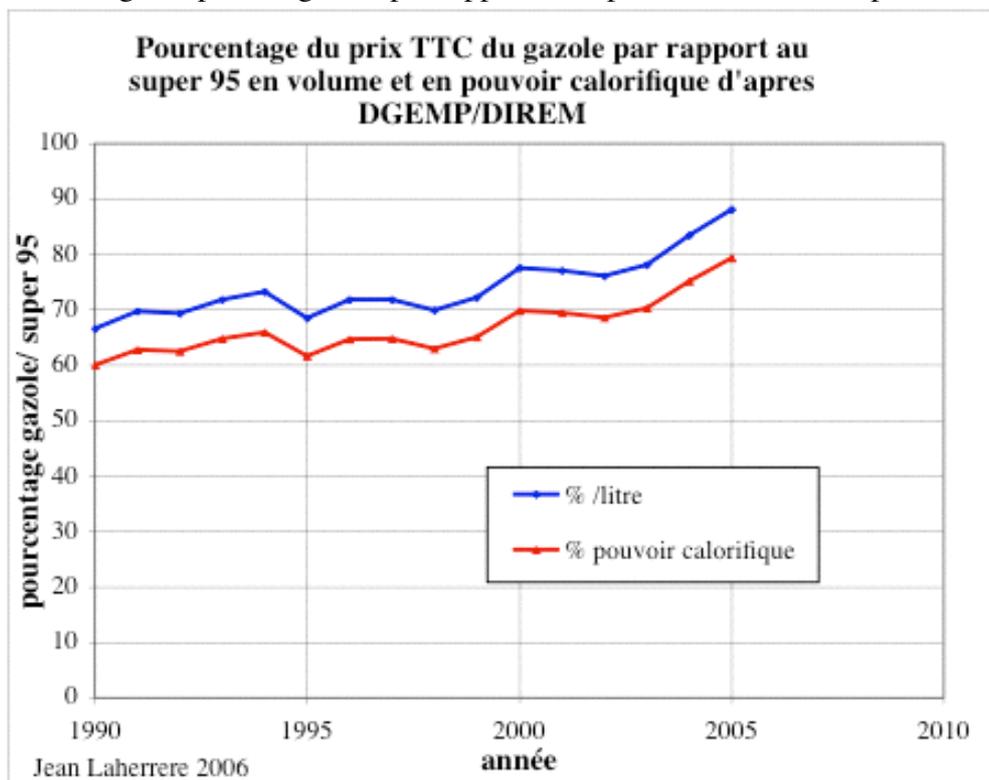


L'inflation officielle ne suit pas la corrélation du passé depuis 2000, car elle est sousestimée par un panier peu représentatif (trop d'électronique et de gadgets chinois). L'opinion accuse l'euro, alors que c'est dû à l'augmentation de l'énergie et des matières premières.

-Prix du gazole (diesel) et de l'essence en France

Un litre de gazole est plus de 10% plus calorifique qu'un litre de super, contribuant à ce qu'une voiture diesel consomme moins (20%).

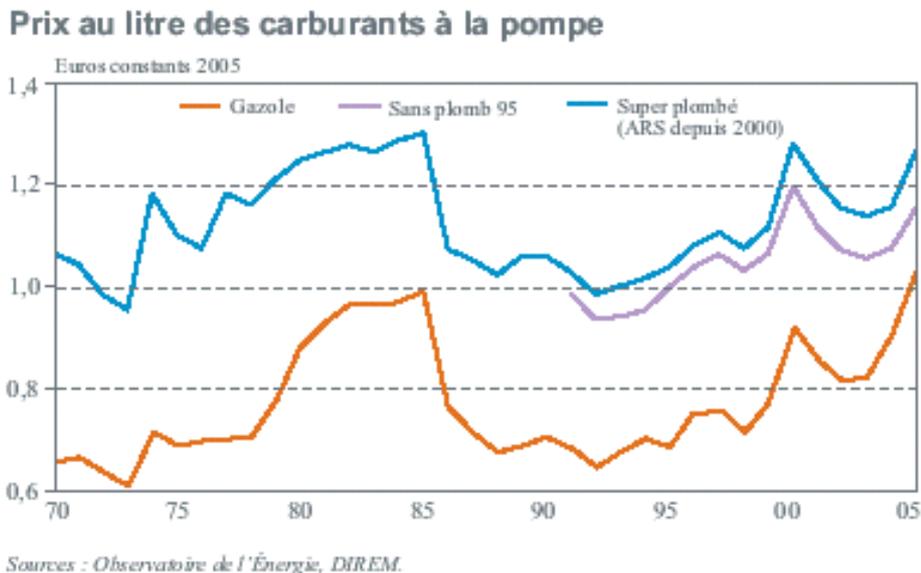
Figure 89: Pourcentage du prix du gazole par rapport au super 95 en volume et pouvoir calorifique



En 1990 le gazole était 40% moins cher, en 2005 il est 20% moins cher en pouvoir calorifique! En Suisse le litre de gazole est vendu plus cher que celui d'essence !

Le super sans plomb de 2005 est moins cher que le super de 1985.

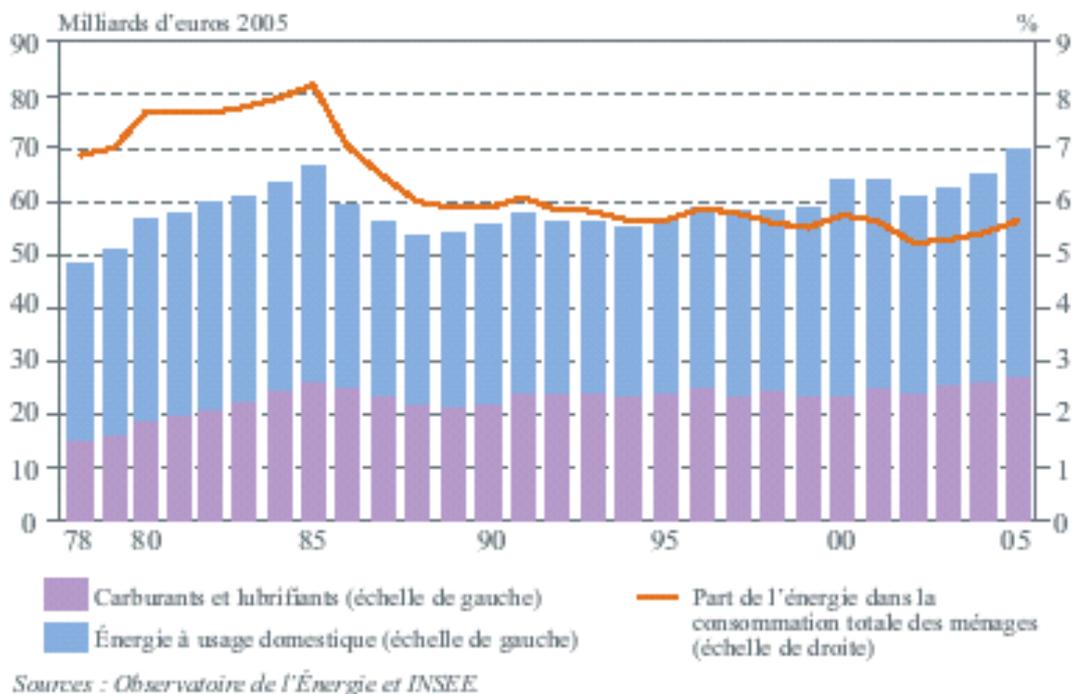
Figure 90: prix des carburants a la pompe 1970-2005



-prix de l'énergie

Figure 91: France: Consommation d'énergie en euros et part des menages en % DGEMP

Consommation d'énergie et part dans la consommation totale des ménages



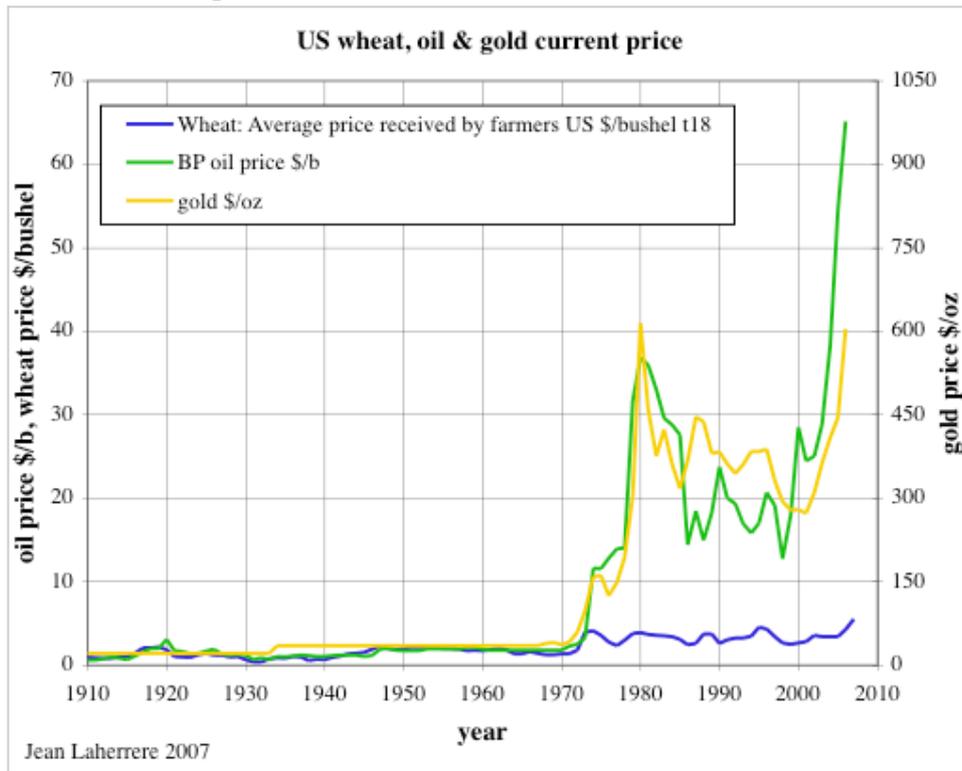
Le pourcentage de l'énergie dans la consommation des menages ne represente que moins de 6% en 2005 alors qu'il etait de 8% en 1985

Aux US les menages dependent moins de 4% a la pompe (6% en 1980) et 8,5 % pour l'alimentation (19% en 1960) et ils se plaignent. L'inflation americaine de base (core inflation) exclut l'énergie et la nourriture!! Les indicateurs officiels sont biaises !

-prix comparés pétrole-céréales

Le prix courant du bushel de blé aux US était du même ordre que le prix du pétrole de 1880 à 1973, depuis le prix du blé a juste doublé alors que le prix du pétrole a été multiplié par plus de 10. Par contre l'or suit le pétrole.

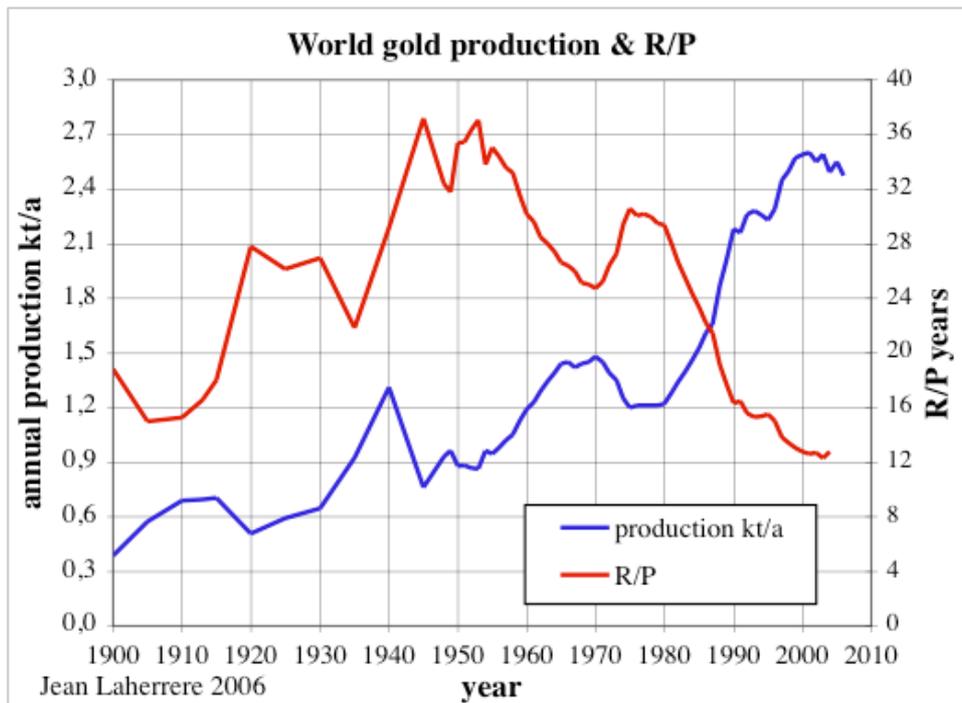
Figure 92: prix courant du pétrole, du blé et de l'or 1910-2007 aux US



Le prix des céréales aux US est donc très sous-évalué par rapport au pétrole. Les subventions ont faussé la donne

Le prix de l'or semble s'envoler car la production a atteint un pic en 2000.

Figure 93: production mondiale d'or et R/P 1900-2006



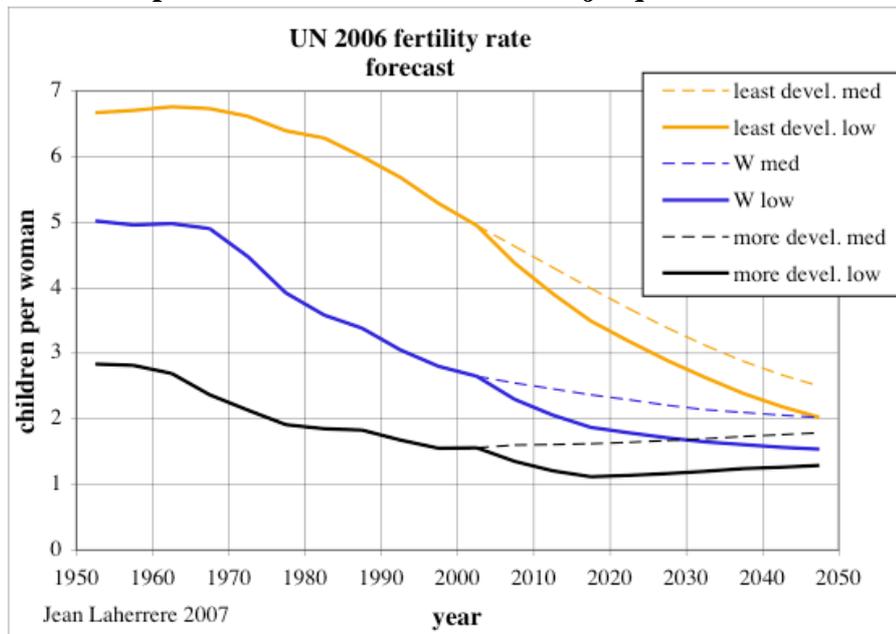
-Population

On ne peut parler de ressources sans mentionner la population qui les consomme

Les previsions de population sont basees sur le taux de fecondite qui est actuellement inegalitaire entre pays developpes et pays les moins developpes, alors que les previsions des NU se basent sur une egalite du taux de fecondite en 2300! Comme toutes les previsions officielles ce sont des vœux pieux et non des estimations realistes.

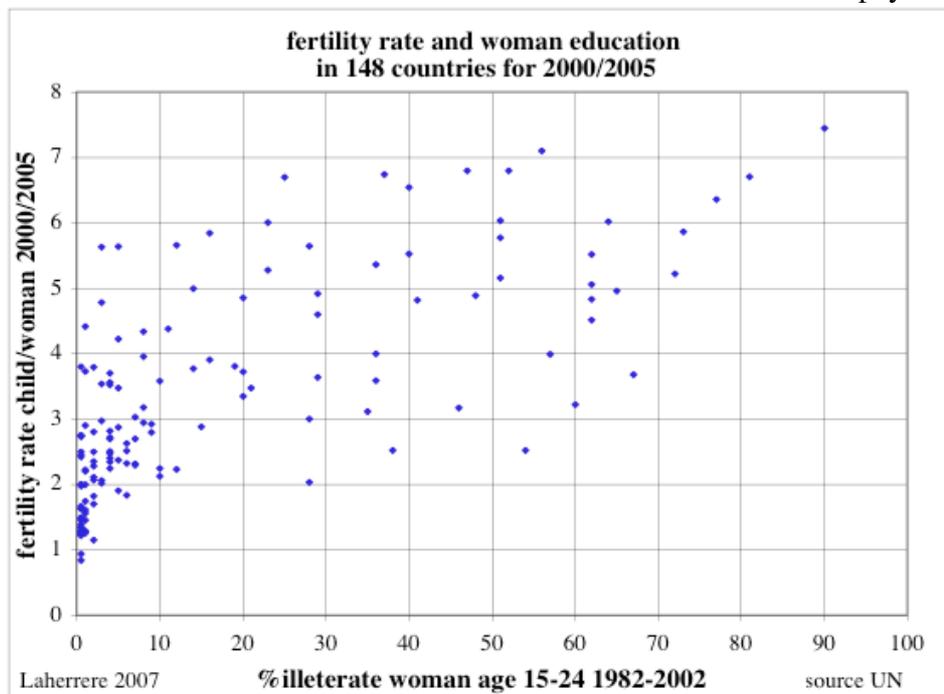
La Nature n'aime pas l'egalite a l'arrivee: ils etaient 200-300 millions au depart mais a l'arrivee seulement un spermatozoide nous a concu!

Figure 94: ONU 2006: previsions du taux de fecondite jusqu'en 2050



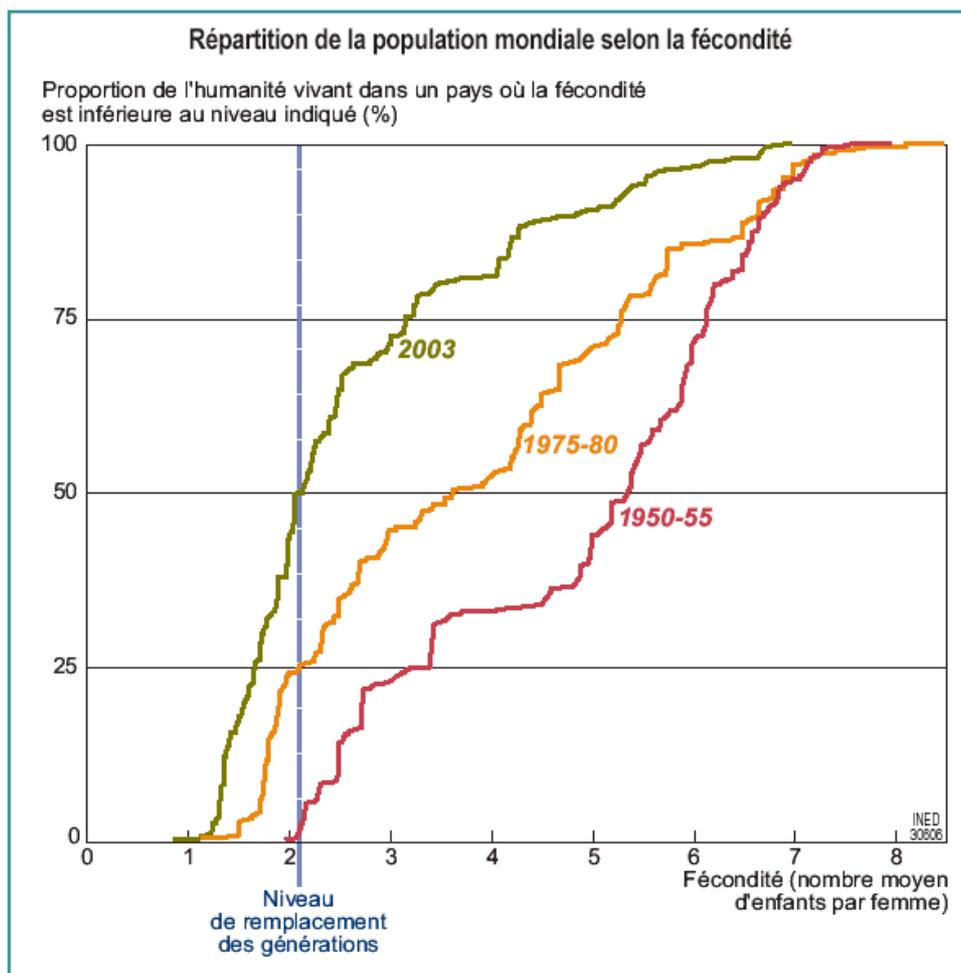
Le taux de fecondite depend surtout de l'education des jeunes femmes.

Figure 95: relation entre taux de fecondite et education des femmes dans 148 pays 2000/2005

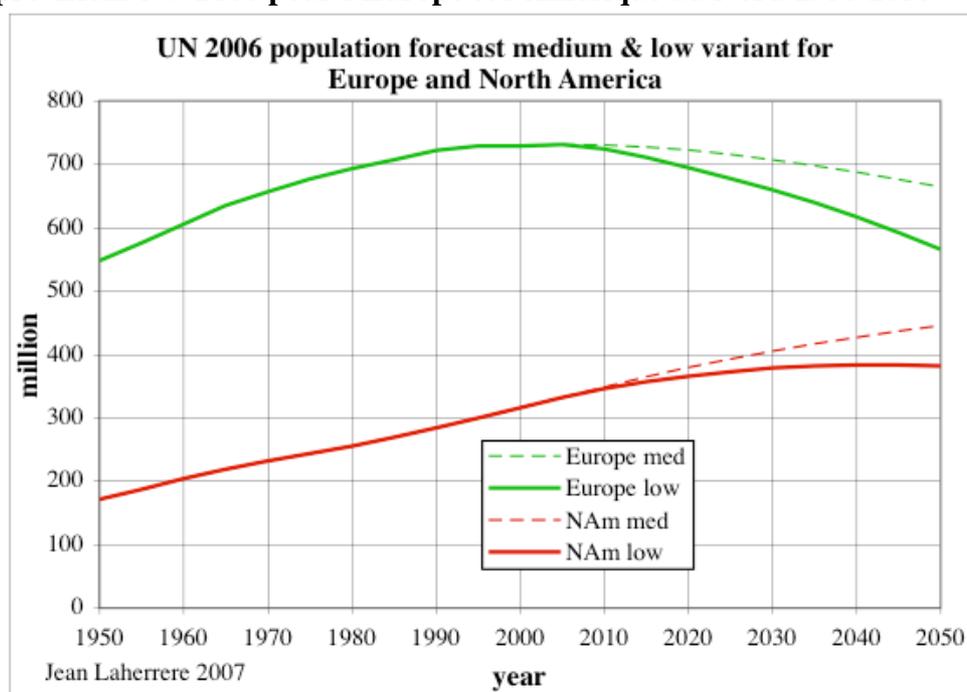


Il y a deux mondes: les pays < 2 enfant/femme allant vers l'extinction et les pays > 5 enfant/femme et dont le taux ne diminue guere. Il y a 50 ans tous les pays etaient >2, maintenant seulement 50%.

Figure 96: Evolution du % de la population mondiale en fonction du taux de fecondite INED dec 2006



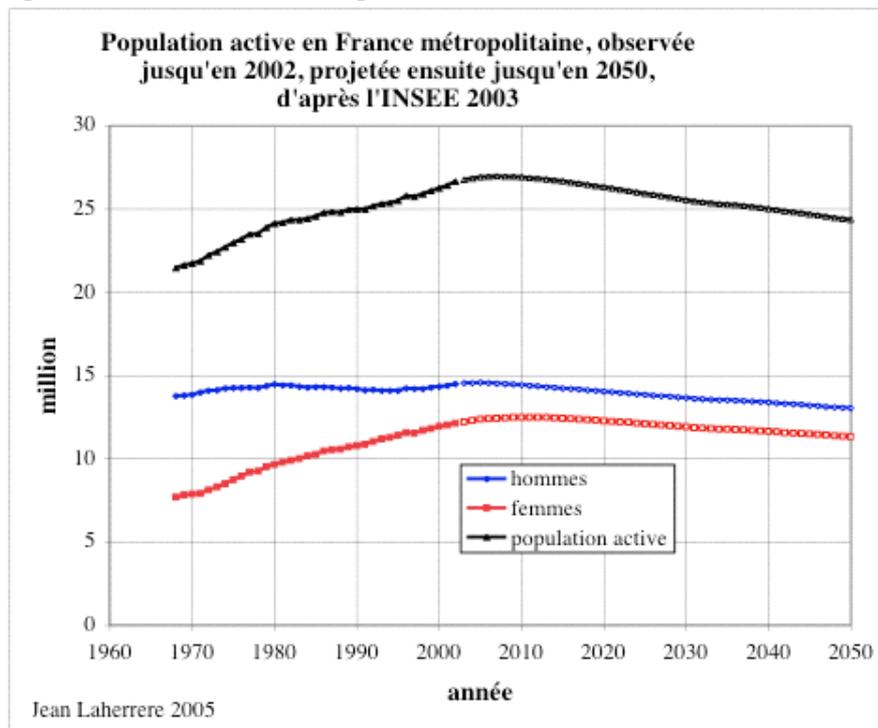
Europe va perdre 100 millions en 2050, mais l’Amérique du Nord va en gagner 100 millions. Ces deux continents ont un futur très différent, de plus leurs ressources sont aussi très différentes!
Figure 97: prévisions NU 2600 pour l’Europe et l’Amérique du Nord 1950-2050



En 2003, INSEE prévoyait que la population active française plafonnerait en 2006 vers 27 M.

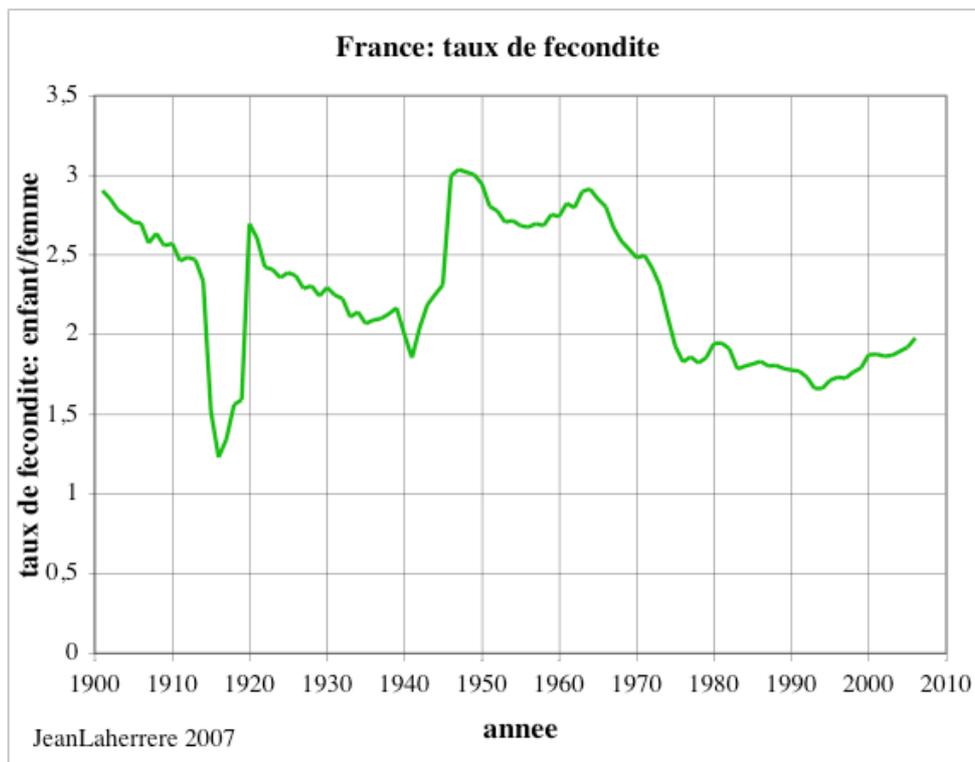
En dec. 2006 INED (P&S 429) indique que les previsions ont change, que le taux de fecondite sera 1,9 et non 1,8 et que l'immigration sera de 100 000 et non 50 000 et ainsi la population francaise sera constante a 70 M. On cherche a eviter le declin! Qu'en sera-t-il?

Figure 98: Population active en France prevision INSEE 2003



Cependant le taux de fecondite en France remonte, il est difficile de faire des previsions, ayant ete plutot imprevisible dans le passe

Figure 99: taux de fecondite en France



-Evolution

La vie sur Terre a évolué constamment, des espèces meurent et d'autres apparaissent. Une espèce a une vie moyenne de quelques millions d'années. Cro Magnon (Homo Sapiens) est apparu il y a 50 000 ans, coexistant avec Neanderthal qui a disparu sans que l'on sache pourquoi.

La terre a toujours changé et les espèces ont dû évoluer pour s'adapter à ces changements. Cro Magnon, chasseur nomade, a résisté aux glaciations en bougeant et en se couvrant de peaux de bêtes. Mais l'homme moderne est sédentaire et est réfractaire au changement. Les civilisations ont disparu, pour multiples raisons donc climatiques, mais surtout par vieillissement.

Gaïa (concept de Lovelock) semble aussi intervenir, réagissant à la prolifération humaine par de nouveaux virus. Dans le chapitre précédent, la diminution du taux de fécondité sous le taux de remplacement est un danger plus important que les ressources, mais c'est du long terme.

L'être humain adulte installé est réfractaire au changement et ce sont les générations nouvelles qui bougent.

Les civilisations dominantes se croient invulnérables et ne veulent pas changer leur mode de vie, jugeant que c'est la meilleure. Les États-Unis utilisent encore des unités périmées (Fahrenheit), refusant le système métrique adopté par tous les pays (sauf US, Liberia et Bangladesh). La sonde Mars Climate Orbiter s'est écrasée en 1998 car la NASA avait envoyé les instructions en Newton alors que Lockheed l'avait construit pour recevoir en pounds! L'inondation de la Nouvelle-Orléans n'aurait pas dû se produire avec Katrina si les digues avaient été proprement entretenues.

L'écroulement du pont de Minneapolis cet été semble contraire à un pays moderne et puissant, mais la situation était connue, rien n'avait été fait. Les US continuent à aggraver leurs dettes avec une épargne négative, empruntant 80-100% de l'épargne mondiale. Il faudra bien changer un jour! La société de consommation n'est pas durable si l'énergie vient à manquer!

-Technologie

Les économistes considèrent que la technologie (étymologie = discours sur la technique) peut tout faire et tout résoudre. Les techniciens sont beaucoup plus réservés.

Il y a un certain nombre de domaines où une percée technologique peut changer beaucoup le problème de l'énergie:

-ITER et la fusion nucléaire

-réacteurs 4^e génération qui multiplie par 50 les réserves d'uranium

-gaseification in situ du charbon

-pyrolyse in situ des schistes bitumineux avec un EROI > 1

-batterie bon marché et légère pour stocker les énergies renouvelables intermittentes

-ethanol cellulosique commercial

Il est évident que toutes ces techniques qui sont étudiées depuis des décennies n'aboutiront pas toutes, mais il suffit d'une pour améliorer le futur des prochaines générations

Conclusions

La Nature est cyclique: tout ce qui naît meurt, tout ce qui monte redescend un jour

Une croissance constante est impossible dans un monde limité: nous atteignons les limites de la planète.

Dans notre société de consommation la croissance est le Père Noël pour résoudre les problèmes du futur et le critère de jugement des dirigeants.

Toute publication de chiffres est politique et dépend de l'image que son auteur veut donner

L'ambiguïté des définitions est recherchée pour donner l'image désirée.

Il ne faut pas confondre réserves (ce qui sera produit) et ressources (ce qui est dans le sol).

Tous les scénarios officiels sont des vœux de croissance constante ou d'égalité (fécondité pour population).

Tous les estimations initiales de projets frontiere sont presentees au minimum et doivent etre multiplies par 3 en temps et delais (loi de Mc Namara) pour avoir la realite. Le facteur temps est toujours sous-estime.

Le petrole est irremplacable pour les transports et son seul substitut est le petrole synthetique. Le cout de l'energie est tres sous-evalue par rapport a sa contribution. Il faut l'augmenter pour pouvoir faire des economies (l'Americain depense 2 fois plus d'energie que l'Europeen car il paie peu de taxes).

Le pic du petrole sera vers 2015 (pic ondule avant si contraintes), du gaz 2025 et du charbon 2050. On aura besoin de toutes les energies, mais les renouvelables ne pourront remplacer en volume les energies fossiles, et le probleme de l'intermittence et du stockage n'est toujours pas resolu.

Le nucleaire actuel est limite a quelques decennies par les ressources en U235 (0,7 % des reserves) et il faut aller vers les reacteurs de IVe generation pour augmenter considerablement les ressources.

La meilleure solution est d'economiser les energies (dont la nourriture) en changeant de mode de vie.

Sinon nous ne laisserons a nos petits enfants que dettes et une planete polluee sans ressources .

Plus je sais, plus je sais que je ne sais pas, et les autres non plus.

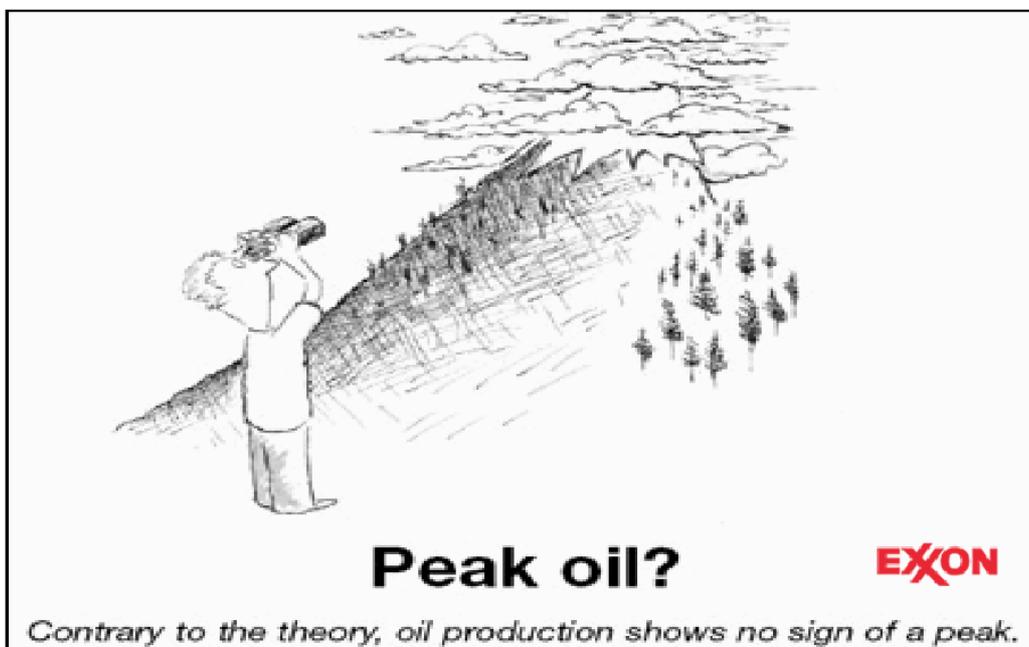
Le temps du monde fini commence 1931 Paul Valery

Si vous voulez en savoir, plus allez voir www.oilcrisis.com/laherrere ou www.aspofrance.org

NB ce texte est sans accent car certains logiciels transforment les accents en signes incomprehensibles. Malheureusement je n'ai pu alors utiliser la correction automatique et des fautes ont du rester. Je m'en excuse

Pour finir en images

View from the Oil Majors: ExxonMobil



How Many Countries Are Past Peak?



Poland	Myanmar	Spain	Georgia	Syria	UK
Austria	Ghana	Cameroon	Russia	Czech Republic	Oman
Germany	Tunisia	Greece	Tajikistan	Slovakia	South Africa
Bulgaria	Chile	Hungary	Ukraine	Gabon	Denmark
USA	Croatia	Benin	France	India	Norway
Bahrain	Bosnia	Netherlands	Senegal	Italy	Bangladesh
Israel/Palestine	Serbia	Taiwan	Turkey	New Zealand	China
Romania	Morocco	Congo Kinshasa	Japan	Argentina	Yemen
Iran	Peru	Jordan	Egypt	Barbados	Australia
Trinidad & Tobago	Albania	Belarus	Papua New Guinea	Uzbekistan	Guatemala
Kyrgystan	Colombia	Surinam	Mexico		

Source: Dr. Michael R. Smith, EnergyFiles