

Texte de base dont une petite partie sera montree durant l'expose (sans ponctuation pour ne pas etre massacre par certains logiciels)

Tout a un pic

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

Paul Valery: *Tout ce qui est simple est faux, mais tout ce qui ne l'est pas est inutilisable*

Principes de la nature et de la societe

Tout ce qui naît, croît, atteint un pic, décline et meurt. Toute formation dans l'Univers a disparu ou disparaîtra un jour (sauf les protons): civilisation, homme, Terre, Soleil,

L'Univers n'est pas infini et notre planète non plus.

Une croissance continue est impossible dans un monde fini.

Dans la société de consommation, la croissance est considérée comme essentielle. La croissance doit résoudre tous les problèmes futurs et les dirigeants sont jugés sur la croissance.

Mais nous avons atteint les limites de la planète

Le déclin est un terme politiquement incorrect.

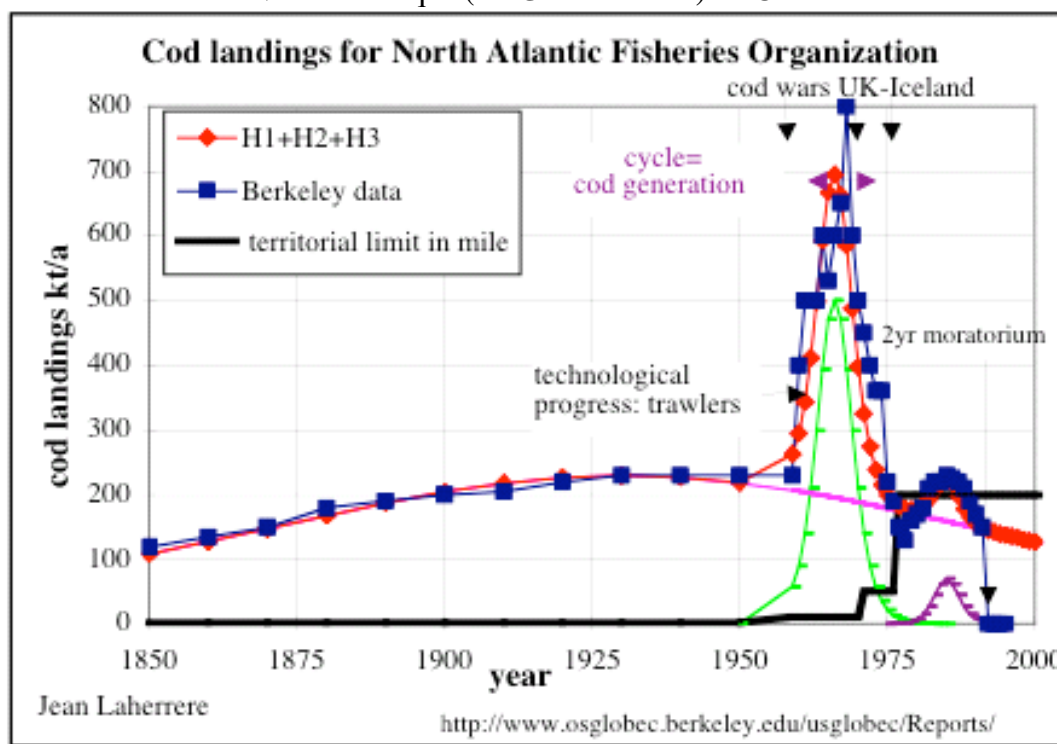
Pour contrer le déclin, de nombreux mythes sont proposés

Tout est cycle

Je n'ai pas trouvé de phénomène naturel que je n'ai pas réussi à modéliser avec des cycles symétriques

La morue a permis à l'Europe de vivre pendant des siècles et de découvrir l'Amérique

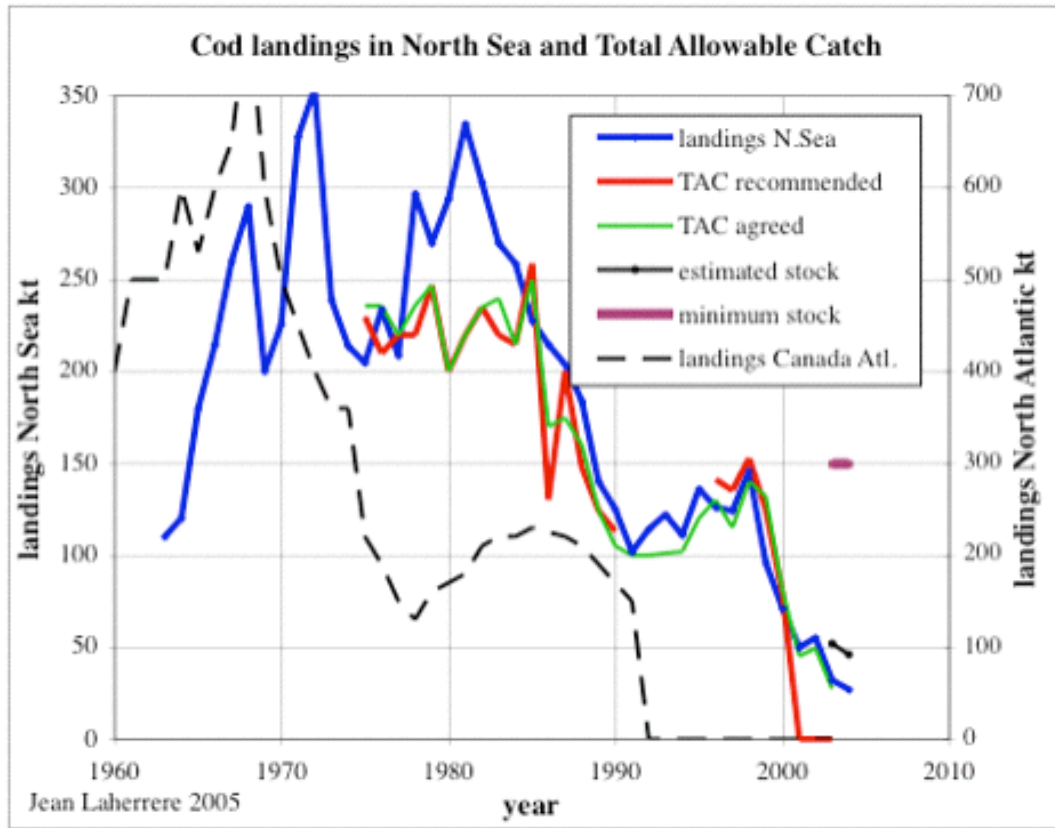
Figure 1: Prises des morues en Nord Atlantique (les Grands Bancs) au Canada



Après 10 ans d'arrêt provisoire, la morue a été déclarée disparue de l'Atlantique Nord.

La morue de la Mer du Nord suit le même chemin avec un retard de 15 ans

Figure 2: Prises de morue en Mer du Nord et comparaison avec le Canada



L'expérience malheureuse du Canada n'a servi à rien

Production pétrolière

-Problèmes de vocabulaire et de définition

huile = substance grasse d'origine végétale, animale ou minérale

pétrole = huile minérale naturelle

oil est souvent traduit par pétrole, ce qui est faux, il faut dire huile

oil est publiée pour 2005 avec une production allant de 71 Mb/d pour le brut à 84 Mb/d pour tous

liquides correspondant à l'**oil demand** qui inclut tout ce qui brûle, à savoir les biocarburants (biomass to liquid = BTL) venant de la betterave, canne à sucre ou maïs, les liquides en provenance du charbon (coal to liquid = CTL), plus les gains de raffinerie (en volume)

Pic = point le plus haut ou point haut relatif? Production mondiale tous liquides = 18 pics (points hauts relatifs) depuis 1857

Peak oil = huile qui a un pic (Google 4 000 000) ou **oil peak = pic de l'huile** (200 000)?

Pourquoi une telle différence? Réponse = ASPO

Modèle d'Hubbert = un seul pic qui correspond au point milieu de l'ultime

En réalité la;plupart des pays montrent plusieurs pics de production.

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

Pic ou plateau ondule?

-Chiffres publiés

Les productions OPEP sont limitées par les quotas qui sont basées sur les réserves dites prouvées. Tous les membres de l'OPEP trichent et sur les réserves et sur les productions. Pour avoir les quantités transportées par les tankers il faut faire appel à une compagnie d'espionnage = Petrologistics à Genève.

Pour avoir les chiffres de reserves, il faut les acheter (tres cher) a des compagnies d'espionnage (IHS, Wood Mackenzie).

Energie, petrole, conventionnel, nonconventionnel, lourd, raisonable, durable, dangereux ne sont quasiment pas definis par les auteurs, car l'ambiguite est recherchee.

Publier une donnee est un acte politique et depend de l'image que l'auteur veut donner (riche devant l'actionnaire ou pauvre devant le percepteur)

Il y a un consensus pour ne pas avoir de consensus sur les definitions: l'ambiguite est recherchee

Publier une donnee avec plus de 2 chiffres significatifs dans le domaine de l'energie montre que **l'auteur est incompetent** car inconscient de l'imprecision des donnees

Il y a 3 mondes:

-**economistes** ayant acces qu'aux donnees financieres ou politiques, croyant que l'argent et la technique peuvent tout faire, n'ecoutant pas les techniciens

-**patrons et politiciens** qui sont juges sur la croissance dans la societe de consommation

-**techniciens** ayant acces aux donnees reelles connaissant les limites de la technique mais peu libres de parler a l'exterieur, sauf quand a la retraite

-Reserves

Les **reserves par champ sont confidentielles dans tous les pays sauf au Royaume-Uni, Norvege** et le domaine federal des US. En Russie, la divulgation des reserves de petrole est punie de 7 ans de prison!

Les reserves representent la production que l'on espere recuperer dans le futur

Les ressources representent les quantites qui existent dans le sous-sol.

Les reserves ne sont donc qu'une faible part des ressources!

Il ne faut pas confondre reserves et ressources comme le font beaucoup.

Il y a plusieurs systemes de definition de reserves:

-**US** toute compagnie presente a la Bourse Americaine (donc Total) est oblige (regles perimees de la SEC 1978) de publier seulement les reserves **prouvees = 1P**, supposees etre le minimum

-**OPEP** où les quotas dependent des reserves **prouvees**: on veut garder les quotas, donc on ne change pas les reserves ou on les augmente

-classification de l'ex **URSS** avec le taux theorique maximum de recuperation = **prouve + probable + possible = 3P** ≈ maximum

-**Reste du monde** = regles SPE/WPC 1997 = **prouve + probable = 2P** ≈ valeur esperee

-Aversion au risque et au changement

-l'industrie petroliere est dominee par les pratiques americaines (baril sans definition legale) et regles perimees pour les reserves prouvees

-l'industrie americaine refuse d'adopter le systeme metrique (perte de la sonde mars Climate Orbiter en 1999) et les banques americaines refusent l'incertitude (certitude raisonnable) et l'approche probabiliste qui est necessaire dans un monde incertain.

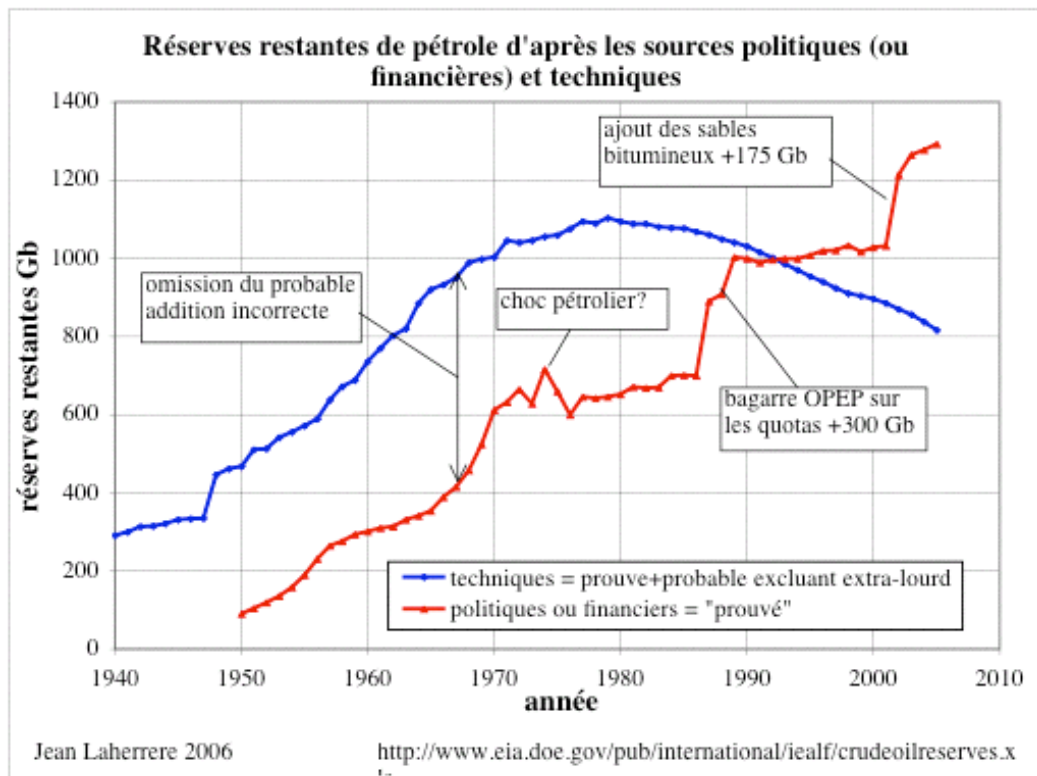
-Reserves techniques ou financieres/politiques

Reserves restantes de petrole = decouvertes cumulees moins production cumulee

Reserves techniques = ma compilation de plusieurs sources (IHS + WM) pour les rendre plus homogenes et plus proches de la realite (>25 000 champs)

Reserves politiques (et financieres) = publication USDOE (≈ OGJ, WO, BP Review, OPEC, API)

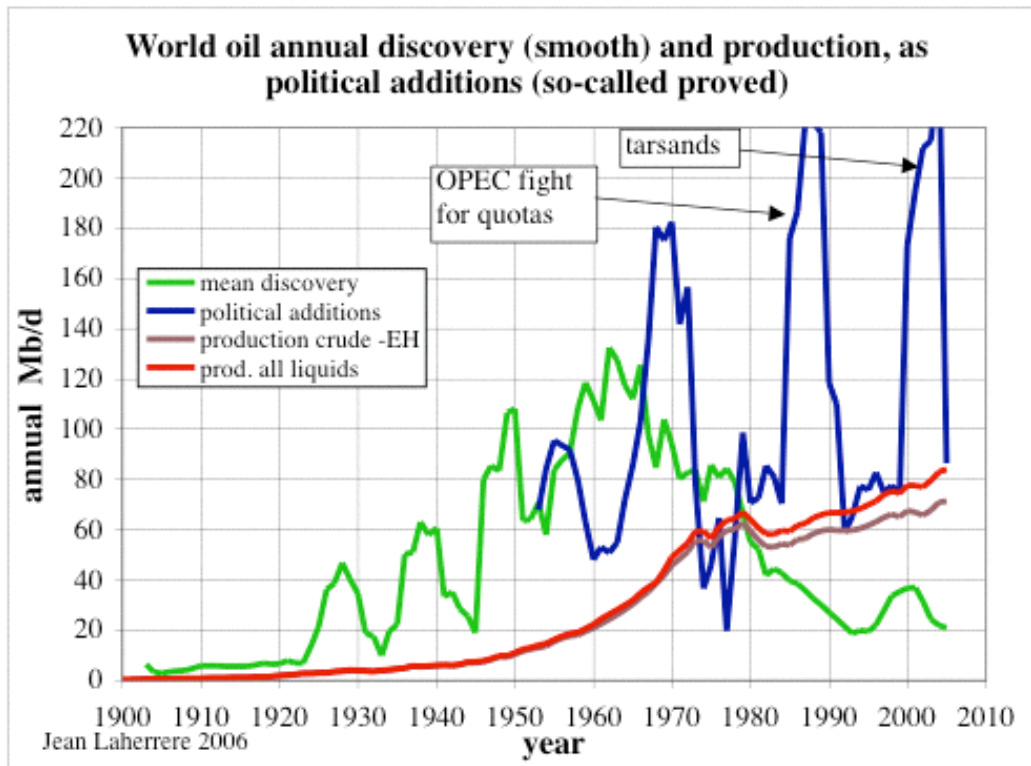
Figure 3: Reserves mondiales conventionnelles de petrole d'apres les **sources politiques et techniques**



De 1950 à 1979 (choc pétrolier) les réserves dites prouvées sont en gros la moitié de la valeur espérée (2P), la différence provenant de l'**omission des réserves probables** et de l'**addition incorrecte** des prouvées (la somme des minima n'est pas le minimum de la somme). De 1985 à 1990 les membres de l'OPEP (qui se bagarrent sur les quotas basés sur les réserves) augmentent de 300 Gb leurs réserves alors que les découvertes sur la période sont de 10 Gb. Ces réserves dites prouvées ne sont d'aucune utilité pour prédire l'avenir

Les économistes qui ont accès uniquement aux données politiques/financières ne raisonnent pas faux mais sur des données fausses. Depuis 1980 on découvre beaucoup moins de pétrole que l'on ne produit (actuellement 3 fois moins) alors que les données politiques disent le contraire

Figure 4: Brut moins extra-lourd mondial: production annuelle, découverte moyenne et additions politiques (soi-disant prouvé)



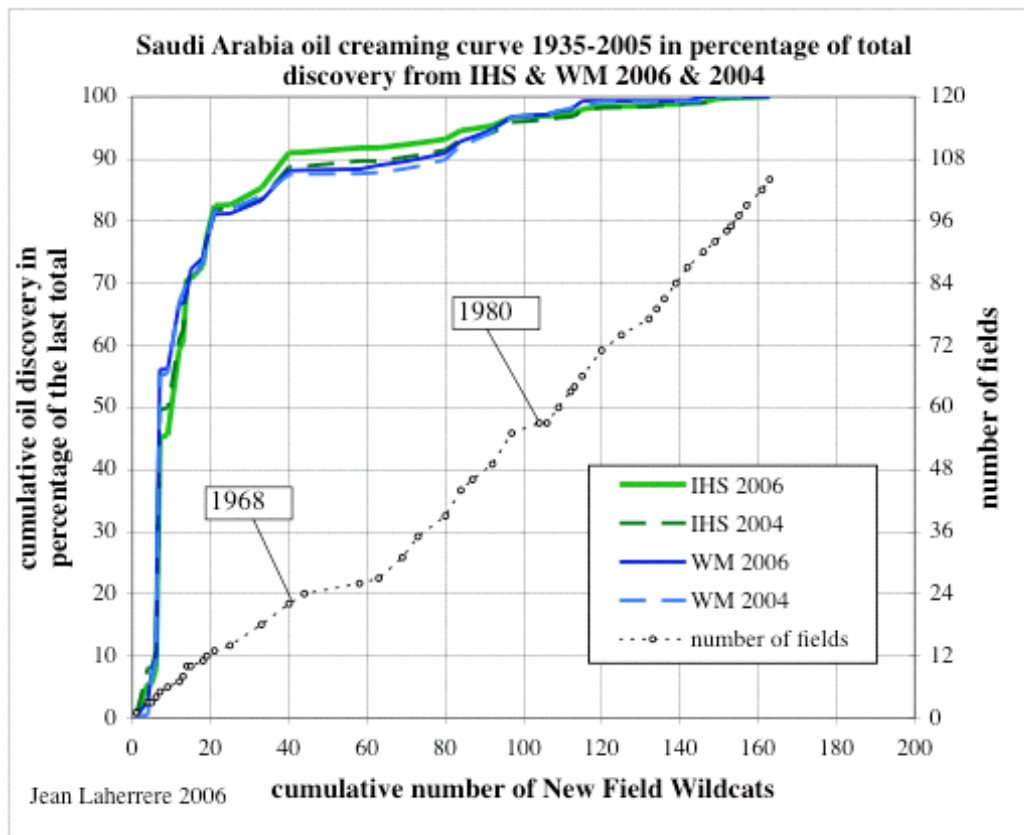
Toute étude ou, prévision qui utilise les réserves prouvées doit être rejetée comme sans valeur suivant le principe GIGO: **Garbage In, Garbage Out**.

Pour empêcher de parler de déclin tous les moyens sont bons et les mythes abondent

Mythe 1: Le Moyen-Orient peu exploré: il n'en est rien

L'Arabie Saoudite a découvert 90% de son pétrole de 1935 à 1968 en forant 40 puits d'exploration (New field Wildcats NFW) découvrant 20 champs, les 10% restant l'ont été ensuite de 1968 à 2005 avec 120 NFW découvrant 80 champs. C'est la loi des rendements décroissants pour les volumes, mais pas le nombre de champs. La courbe d'écremage (découvertes cumulées en fonction du nombre cumulé de NFW) le montre bien. On découvre toujours beaucoup de champs mais ils sont de plus en plus petits.

Figure 5: **courbe d'écremage des découvertes de pétrole en Arabie Saoudite**



L'Arabie Saoudite n'est pas sous explorée, ainsi que tout le Moyen-Orient, certaines régions à faible potentiel sont moins forées.

Mythe 2: le taux de récupération des champs de pétrole est en moyenne de 35%, en Mer du Nord on récupère 50%, on peut donc augmenter les réserves de moitié

Le taux de récupération est le pourcentage des réserves initiales par rapport au volume en place. Mais le volume en place est connu simplement grâce aux puits (épaisseur, porosité, saturation) et à la sismique (structure donnant la surface). Mais les puits sont ponctuels et la sismique imprécise, le volume en place est donc incertain. Les réserves sont aussi incertaines mais grâce à la production et aux mesures de pression son estimation s'améliore avec la production et elles sont parfaitement connues quand la production du champ s'arrête, alors que le volume en place est toujours incertain. Ainsi le PDG de Statoil a déclaré dans le magazine World Oil de Décembre 2005 que le volume en place de Statfjord (le plus gros de la mer du Nord) était de 8 Gb, alors qu'en décembre 2004 il annonçait 6 Gb. Ce chiffre rond en dit long sur la précision de l'estimation et sa variation encore plus. En fait le taux de récupération dépend essentiellement de la géologie du réservoir et varie de 3% pour un réservoir compact fracture à 85% pour un réservoir très poreux et perméable. Il n'est indiqué que pour donner un ordre de grandeur dans les rapports officiels, car les études de développement se font par des modèles qui simulent directement la production d'un champ, la production cumulée à la fin représentant les réserves sans faire appel au volume en place, ni au taux de récupération. Les taux sont estimés souvent par des chiffres ronds 30, 40, 50 ou 33,33%. La moyenne des taux est bien de l'ordre de 35% si on fait cette moyenne en nombre de champs mais la moyenne en volume est de 50%. La technologie ne peut pas transformer un réservoir compact en un réservoir poreux. **La technologie ne peut changer la géologie du réservoir des champs conventionnels ou l'on agit seulement sur la pression par injection d'eau ou de gaz.** Par contre pour les pétroles non conventionnels ou l'on agit sur les fluides, la technologie augmente le taux de récupération, ainsi l'huile extra-lourde de

l'Orenoque est exploitée par Suncor 1 en production froide et le taux est de 8%, mais en utilisant de la vapeur avec Suncor II le taux doit monter à 25% (et les investissements et coûts opératoires).

Mythe 3: il y a croissance des réserves grâce à la technologie

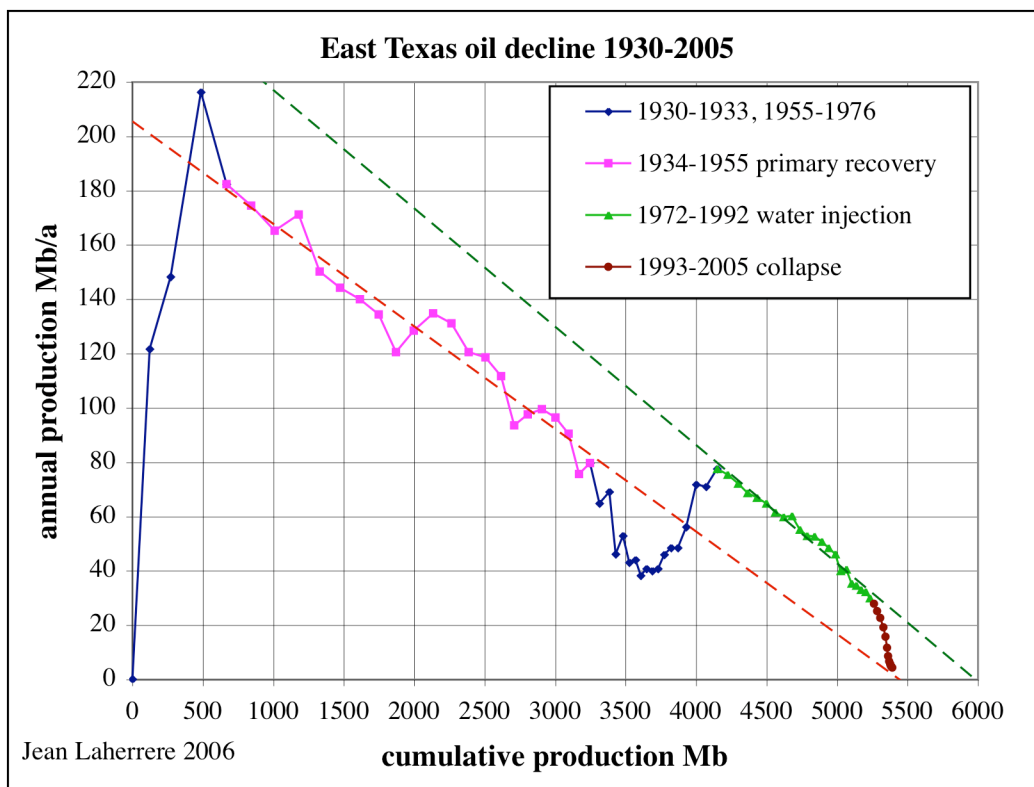
Il y a croissance des réserves prouvées qui sont politiques et sous-estimées, il n'y a pas de croissance globale des réserves dites 2P: prouvées + probable, car les réserves dites espérées ne doivent pas croître statistiquement: les estimations des champs peuvent varier en plus ou en moins mais la somme doit rester constante, sinon l'estimateur doit corriger sa façon de calculer.

Une croissance véritable des réserves par la technologie doit se voir sur la courbe de déclin de la production annuelle en fonction de la production cumulée

Le plus gros champ des US hors Alaska East Texas a vu ses réserves augmenter de 5,4 Gb à 6 Gb avec l'apport de l'injection d'eau de 1972 à 1992 avec plus de 30 000 puits forés (10 fois plus que nécessaire), il y avait donc véritablement croissance, mais depuis 1992 il a eu effondrement du déclin passant de 5 à 10 %/a, le champ est pratiquement épuisé et l'ultime est revenu à 5,4 Gb.

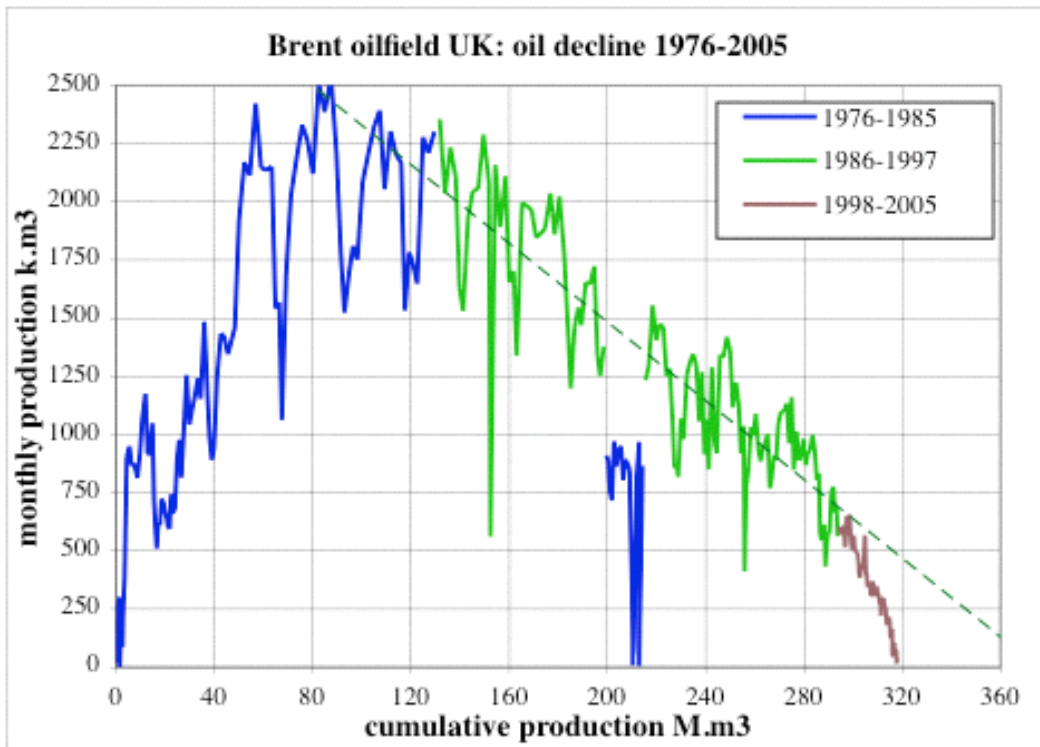
L'augmentation des réserves a été provisoire. La technologie permet de produire plus vite les champs conventionnels mais pas plus et parfois moins.

Figure 7: courbe de déclin de la production de pétrole du champ East Texas 1930-2005



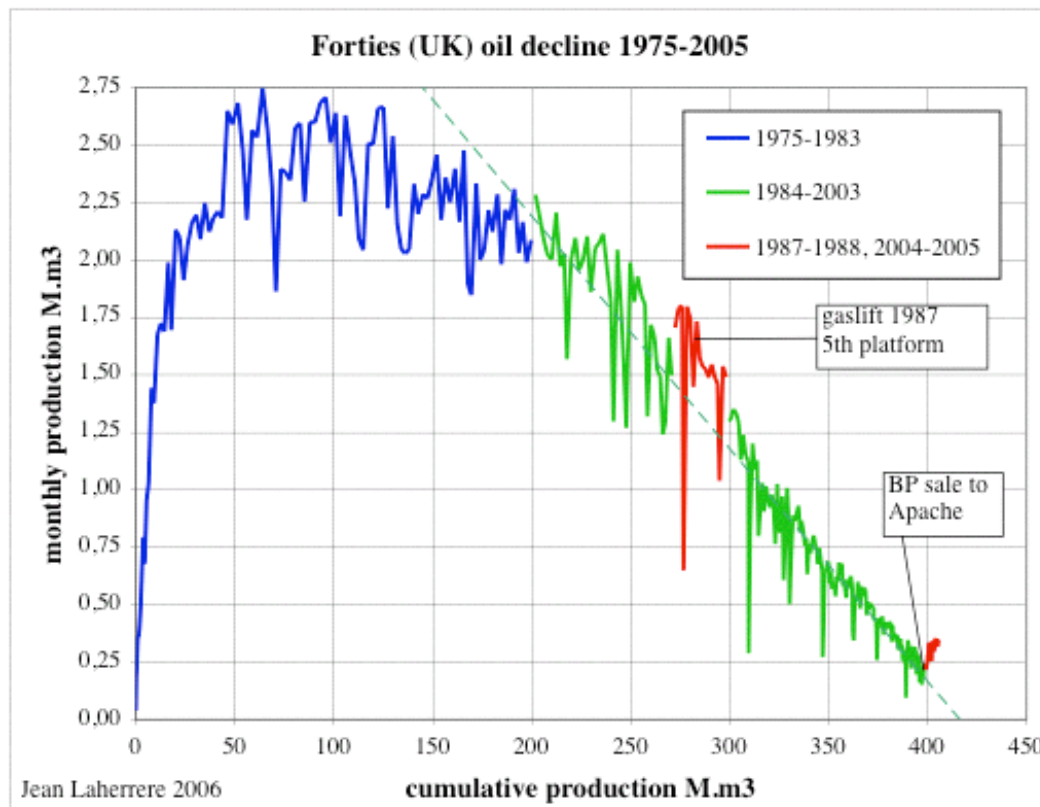
L'un des plus gros champs anglais Brent (brut de référence en mer du Nord = marqueur) a vu aussi sa production s'effondrer en 1998 (comme East Texas). Il est pratiquement épuisé n'étant plus qu'un champ de gaz (il va falloir changer de brut de référence!)

Figure 8: courbe de déclin de la production de pétrole du champ de Brent RU 1976-2005



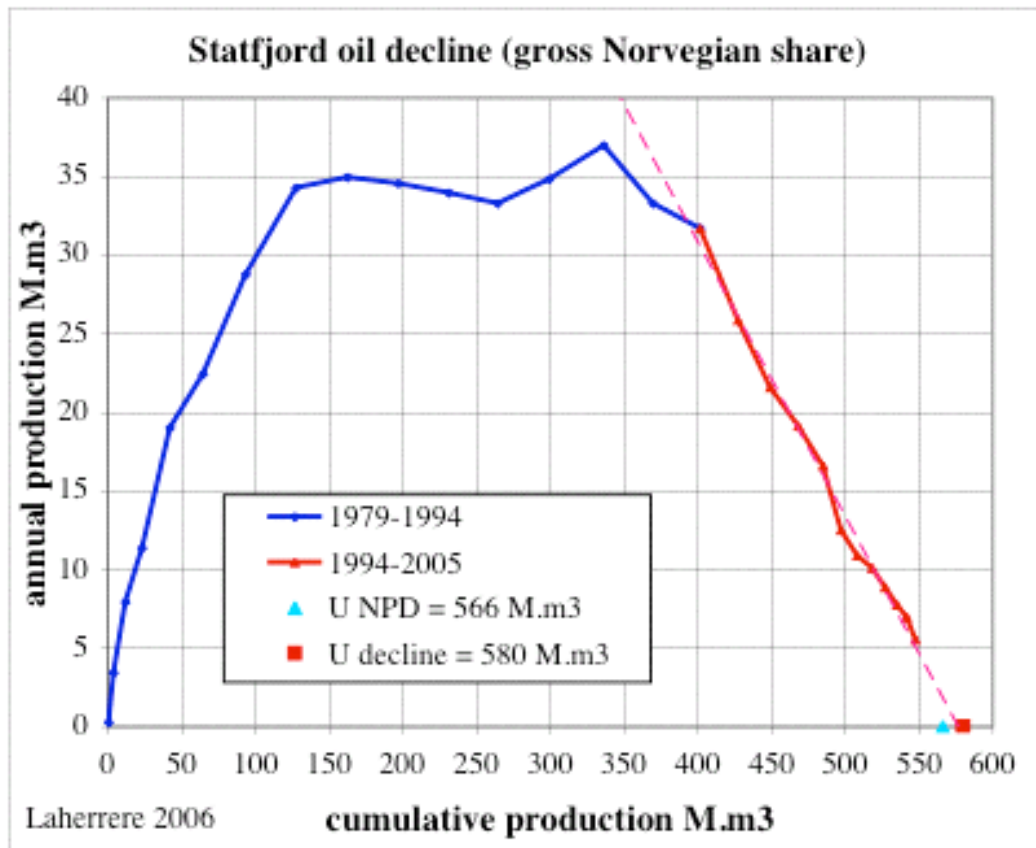
Le plus grand champ anglais Forties est l'exemple d'un declin lineaire depuis 1984 avec augmentation provisoire en 1987-1988 avec l'injection de gaz et une 5^e plateforme. En 2004 BP a vendu Forties a l'independant americain Apache pour investir ailleurs (mer profonde et Russie). Apache a beaucoup fore et augmente la production (4% du pic!), mais l'ultime ne sera guere change

Figure 9: courbe de declin de la production de petrole du champ de Forties RU 1975-2005



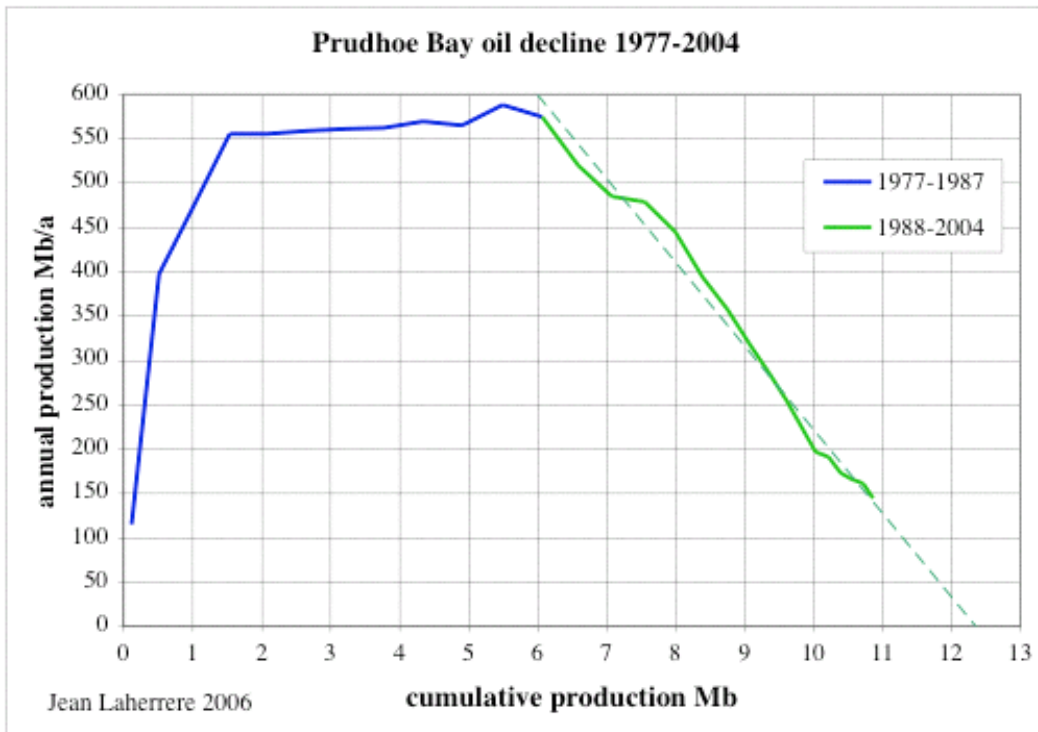
Le plus gros champ de la Mer du Nord Statfjord a aussi un declin normal .

Figure 10: courbe de declin de la production de petrole du champ de Statfjord Norvege 1975-2005



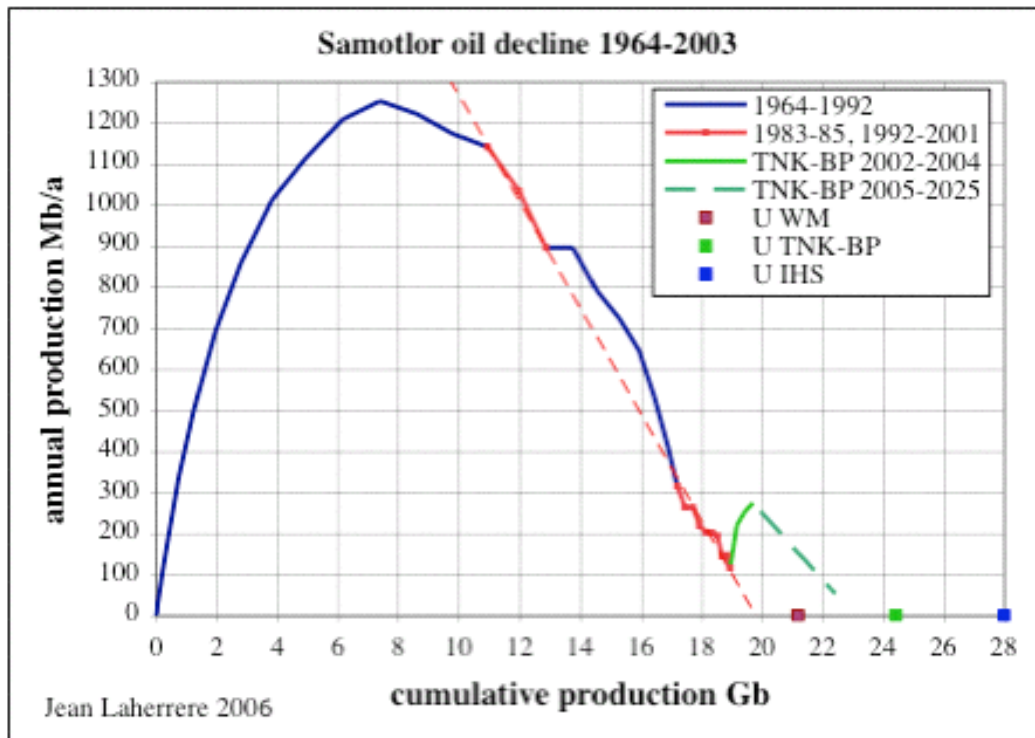
Ainsi que Prudhoe Bay en Alaska avec un ultime de 12,5 Gb alors que l'estimation initiale etait de 15 Gb pour les geologues et 9,6 Gb pour les ingenieurs de production

Figure 11: courbe de declin de la production de petrole du champ de Prudhoe Bay Alaska 1977-2004



TNK-BP a repris le plus grand champ russe de Samotlor avec en 2003 une production cumulee de 19 Gb avec 16 700 puits. BP depuis a augmente la production grace a la fracturation, mais leur ultime est de 24 Gb contre 28 Gb pour IHS et 21 Gb pour WM

Figure 12: courbe de declin de la production de petrole du champ de Samotlor Russie 1964-2004



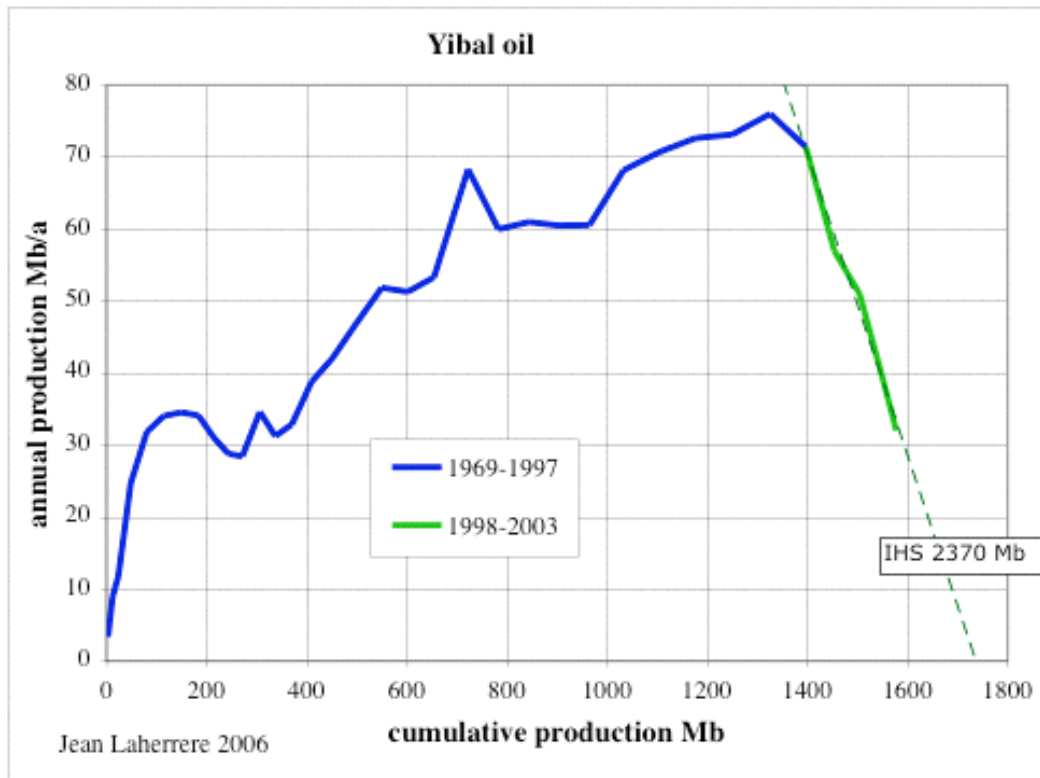
On ne voit pas sur ces grands champs aucune amelioration notable due a une nouvelle technologie. Il y a amelioration avec de nouveaux investissements, mais est ce durable?

Autrefois les compagnies internationales faisaient du long-terme, mais depuis qu'elles sont possedees en majorite par les fonds de pension americaine, elles ne font que du court-terme et le but est le profit immediat.

Les puits horizontaux (avec plusieurs branches) permettent de produire plus vite, d'ou profit immediat, mais souvent au detriment de la recuperation finale.

Yibal (le plus gros champ Oman) opere par Shell a ete pousse a fond (Oman n'est pas dans l'OPEP) grace aux puits horizontaux (technologie qui existe depuis plus de 30 ans) pour produite plus vite mais le declin est tres rapide et l'ultime moindre (1750 Mb) qu'espere (2370 Mb)

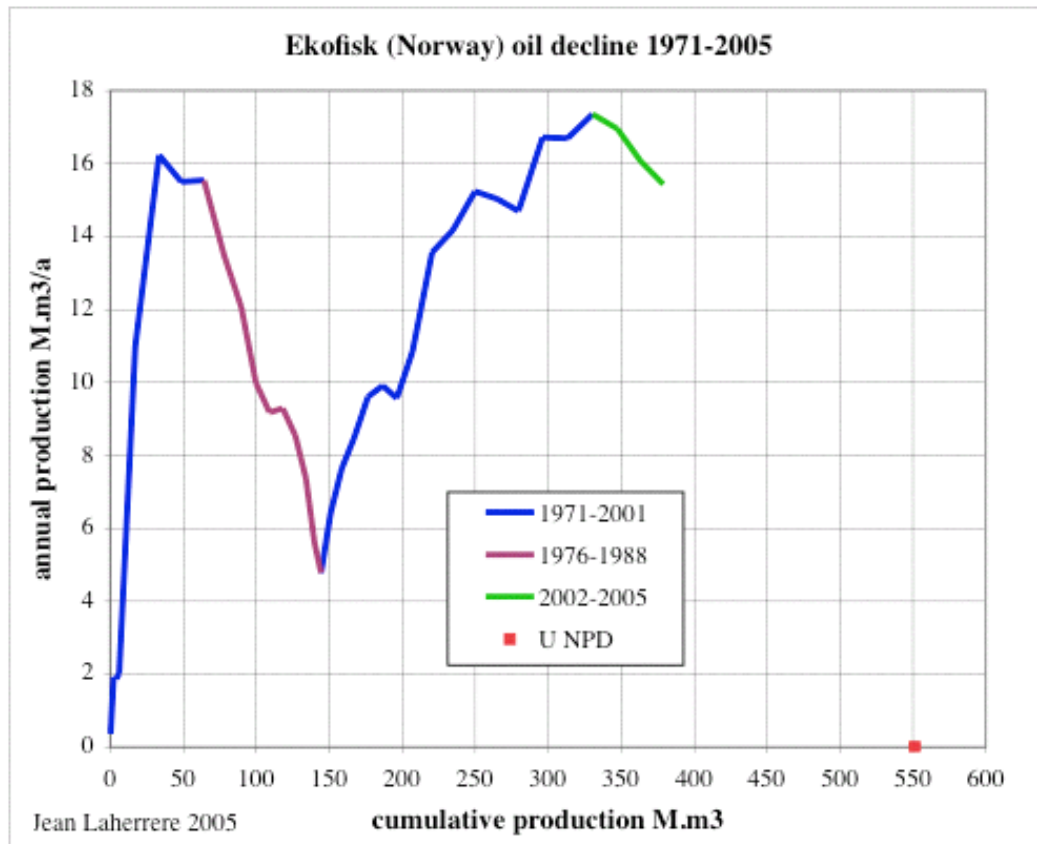
Figure 13: courbe de declin de la production de petrole du champ d'Yibal Oman 1969-2003



Il y a de nombreux exemples de revision negative des reserves surtout a la fin de la production quand la production s'effondre, alors qu'il y a peu d'exemples de revision positive qui se voit sur le changement du declin du champ.

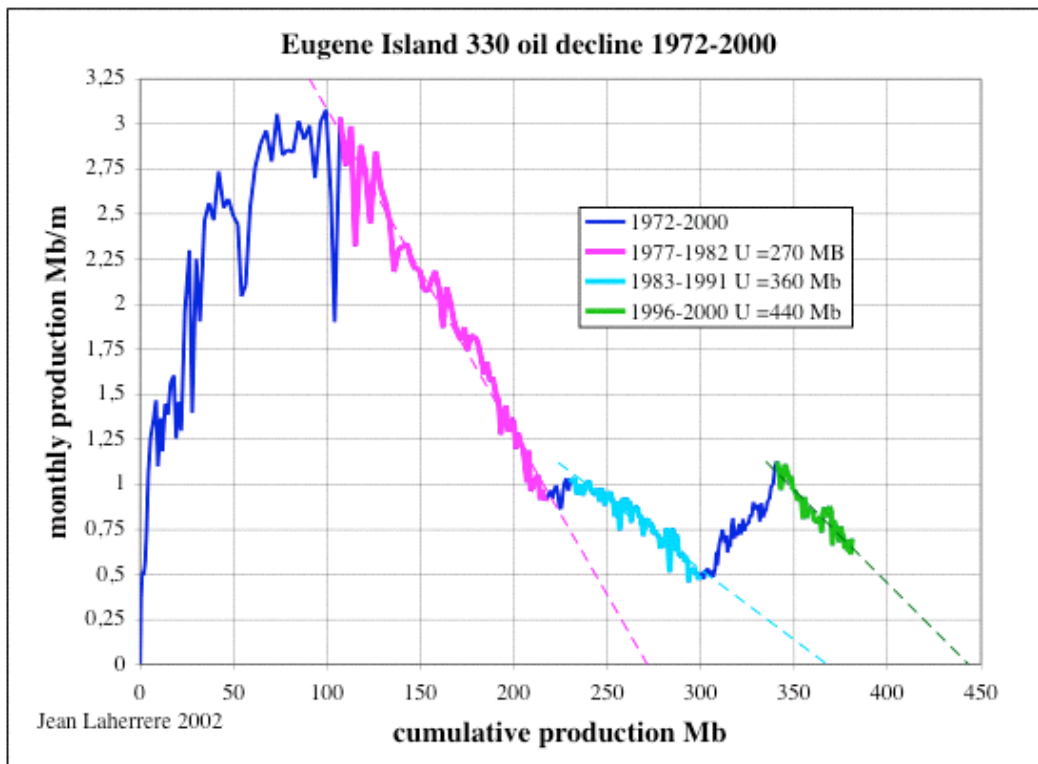
Le plus bel exemple de revision positive incontestable est le champ d'Ekofisk en Norvege, mais c'est un champ exceptionnel car son reservoir de craie s'est effondre quand la pression a baisse de moitie et le fond de la mer est descendu de 8,5 metre (subsidence actuelle 0,1 m/a). Il a fallu rehausser les plateformes, mais grace a cette compaction la recuperation a plus que doubler. Ce cas de reservoir est unique en mer du Nord, c'est le seul champ qui a vu une subsidence du fond de la mer!

Figure 14: courbe de declin de la production de petrole du champ d'Ekofisk Norvege 1971-2005



Autre exemple d'amélioration évidente sur le déclin est le champ d'Eugene Island 330 dans le Golfe du Mexique. Ce champ a vu le déclin remonter quand, suite à la baisse de pression, le réservoir a dû se recharger en pétrole grâce à l'une des plus grandes failles du Golfe qui a mis en communication le réservoir avec la roche-mère (ce qui prend d'habitude quelques milliers ou millions d'années). Cette croissance des réserves (très largement surestimée) a fait l'objet d'un article en 1998 dans Wall Street Journal où l'on prétendait que cette croissance venait d'un pétrole en provenance du manteau de la terre (théorie dépassée du pétrole abiogénique) et que le pétrole devenait renouvelable, expliquant l'augmentation massive de 300 Gb au Moyen Orient!

Figure 15: courbe de déclin de la production de pétrole du champ d'Eugene Island 330 Golfe du Mexique 1972-2000



En resumé la croissance des réserves a existé aux US a cause de règles périmées (SEC 1978) basées sur les techniques des années 1960, mais elle n'existe plus puisque actuellement les révisions des réserves prouvées publiées par l'USDOE sont autant positives que négatives. La croissance des réserves américaines est donc due a une mauvaise pratique, a savoir des règles obsolètes.

L'étude USGS (US Geological Survey) 2000 sur des données a fin 1995 a voulu appliquer au reste du monde qui publie des réserves 2P la courbe de croissance des réserves 1P des vieux champs a terre. C'est non scientifique, c'est comme comparer la température de Paris a celle de New York sans se préoccuper que l'une est en Celsius et l'autre en Fahrenheit !

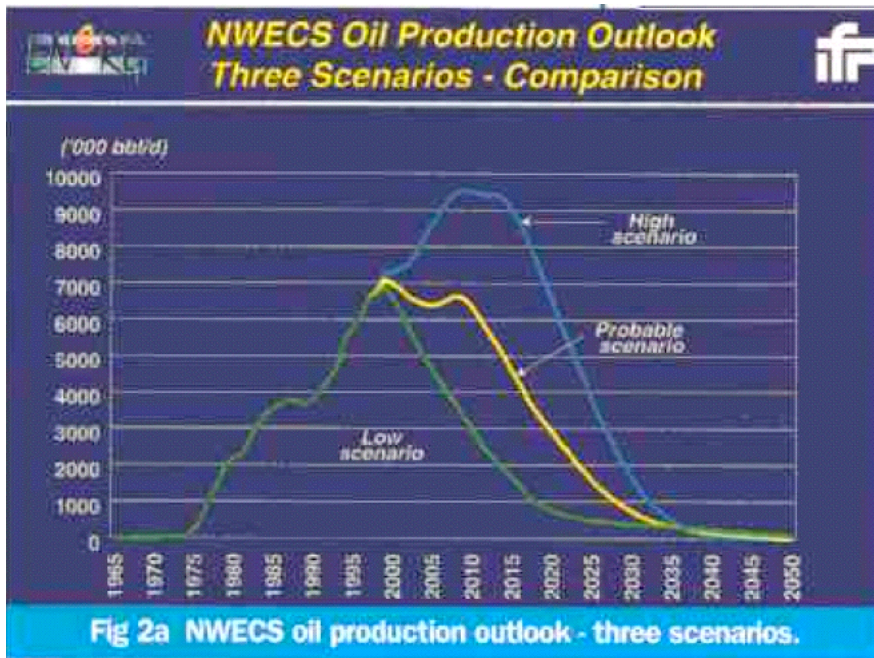
Il n'y a pas de croissance globale des réserves 2P, il y a de nombreux champs où les réserves diminuent en fin de production et il y a quelques exceptions où les réserves augmentent. On peut donc estimer que la croissance globale sera nulle. Elle sera même vraisemblablement négative.

Presentations "optimistes"

Les souhaits sont présentés comme le scénario le plus probable et les prévisions les plus probables comme le scénario minimum

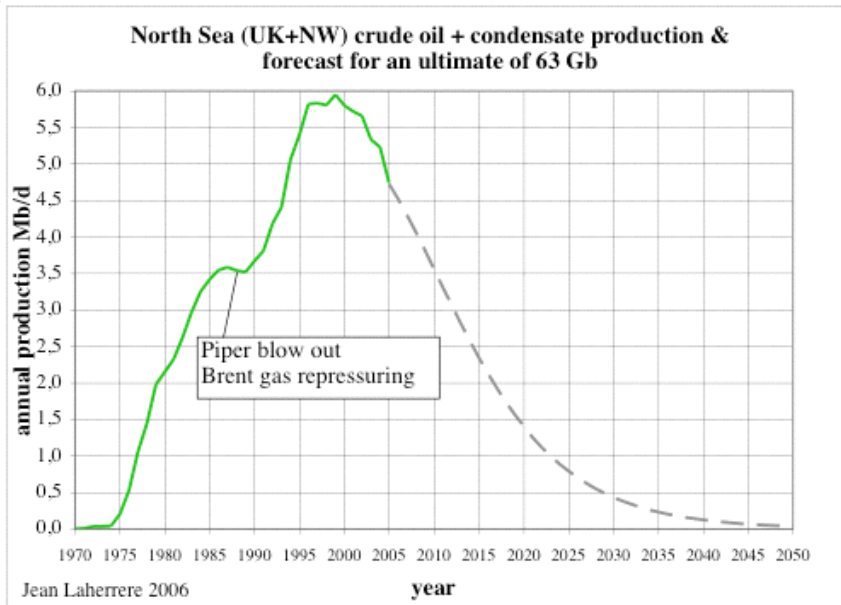
European Network for Research in Geo-Energy regroupe les centres de recherche en Europe. ENERG newsletter Feb 1998 "North Sea oil and gas production outlook- a major challenge" prétendait que la production de la Mer du Nord serait retardée de 10 ans

Figure 16: **Scénarios de production en Mer du Nord IFP 1998**



La production a culmine en 1999 a 6 Mb/d et a fin 2005 suit exactement le scenario dit bas a 4,7 Mb/d alors que le scenario probable prevoyait 6,3 Mb/d (+ 35%)

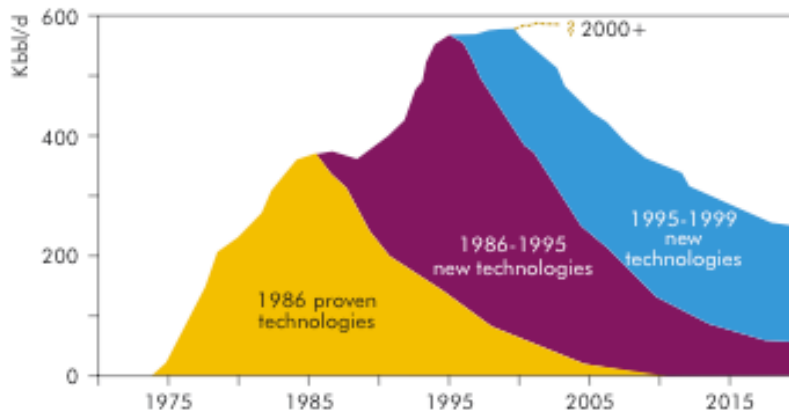
Figure 17: **production Mer du Nord a fin 2005**



La croissance des reserves due a la technologie est justifiee surtout par des references exterieures. Exxon-Mobil 2006 cite USGS 2000 (etude a fin 1995 vieille de 10 ans!); Shell en 2002 cite ENeRG (1999); IFP en 2005 cite Wood Mac; IEA en 2005 cite Shell 2002!

Figure 18: **Impact de la technologie sur la production en Mer du Nord 1975-2020 d'apres l'AIE Mai 2005 source ENeRG et Shell**

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



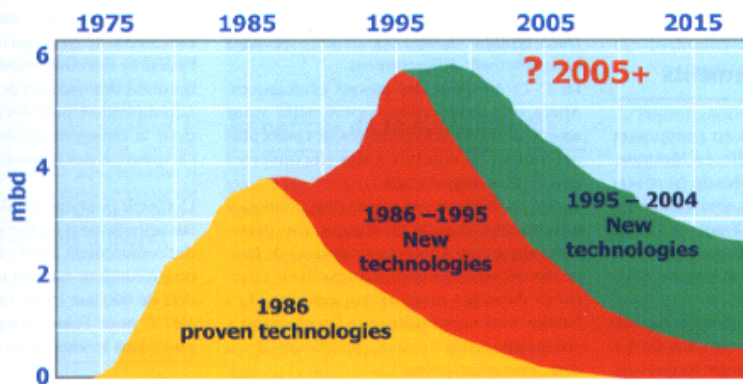
Source: European Network for Research in Geo-Energy - ENeRG - courtesy of Shell.

L'échelle de production est fautive 0,6 Mb/d au lieu de 6 Mb/d Le 2000+ (écrit en 1999) n'a rien amené et le graphique est montré en 2005!

En Octobre 2005 aux Journées annuelles du pétrole AFTP l'AIE (Pochettino) présente ce même graphique ENeRG-Shell avec des changements; l'échelle est bonne, mais les chiffres sont modifiés 2004 a remplacé 1999 et 2005? 2000?: c'est de la manipulation et de la publicité mensongère Ou plutôt que rien n'a changé de 1999 à 2004, d'où la technologie n'apporte rien

Figure 19: **Impact de la technologie sur la production en Mer du Nord 1975-2020 d'après l'AIE Octobre 2005** sans référence

Impact of Technology on North Sea Oil Production



New technology plays a key role in boosting proven reserves

Le creux de production de 1988 n'est pas dû à une ancienne technologie qui est remplacée par une technologie plus performante, mais surtout par l'explosion de la plateforme Piper (160 morts) et l'arrêt de Brent pour transformation en champ de gaz

IFP 31 mai 2005 cite Wood Mackenzie pour dire que la production de Magnus (Mer du Nord) va augmenter en 2005 grace a l'injection de gaz miscible (EOR) demarre en 2003. Mais on ne voit aucune augmentation sur la courbe de production DTI de mai 2006

Figure 20: Prevision jusqu'en 2017 de l' IFP pour la production de Magnus Mer du Nord avec injection de gaz miscible avec augmentation en 2005, et production DTI jusqu'en fin 2005

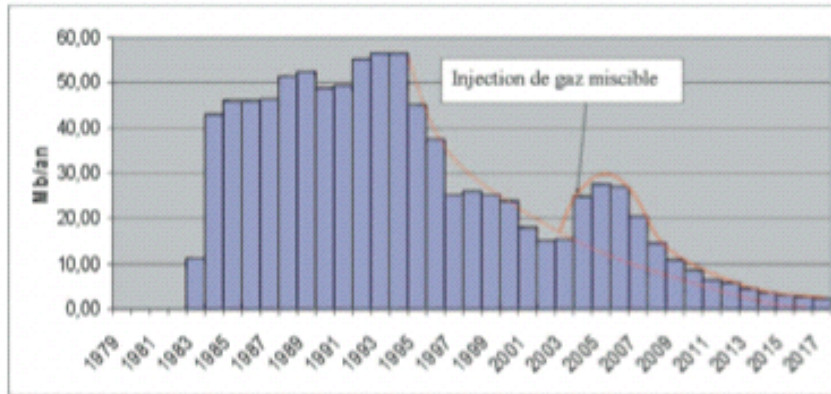


EOR : un exemple

- Magnus en mer du Nord (UK)

Augmentation de 15 % des réserves

Augmentation de 5 % du coût moyen par baril

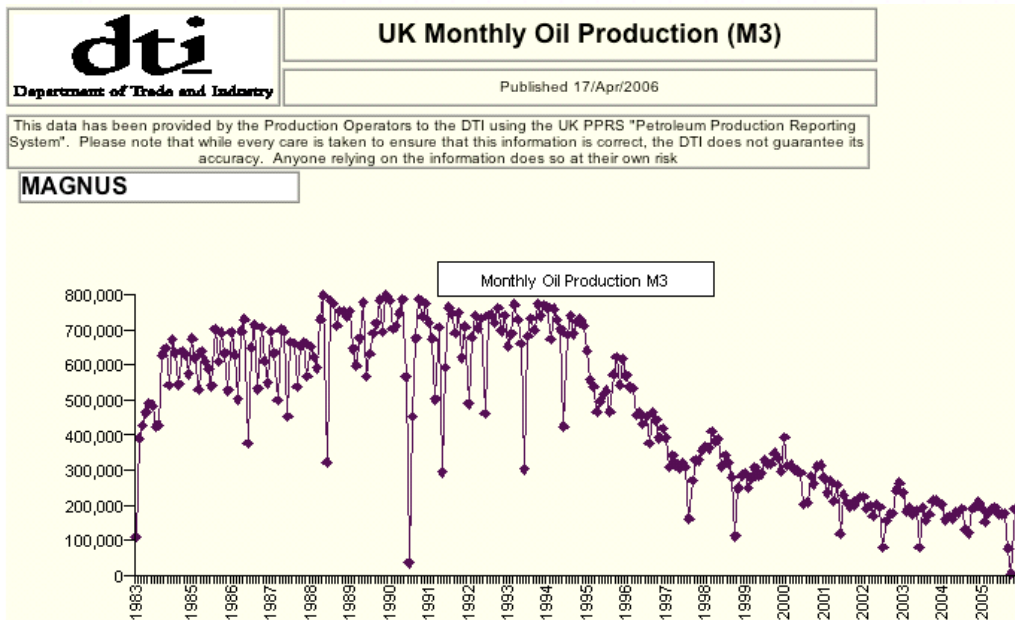


Conférence de presse mai 2005

Source : D'après WoodMackenzie

26

© IFP-2005



Mythe 4: les reserves sont de 40 ans pour le petrole, 60 ans pour le gaz, 250 ans pour le charbon:

Tout va tres bien Madame la Marquise

Le R/P est un tres mauvais indicateur

En France les reserves de charbon et le R/P sont d'apres BP Review

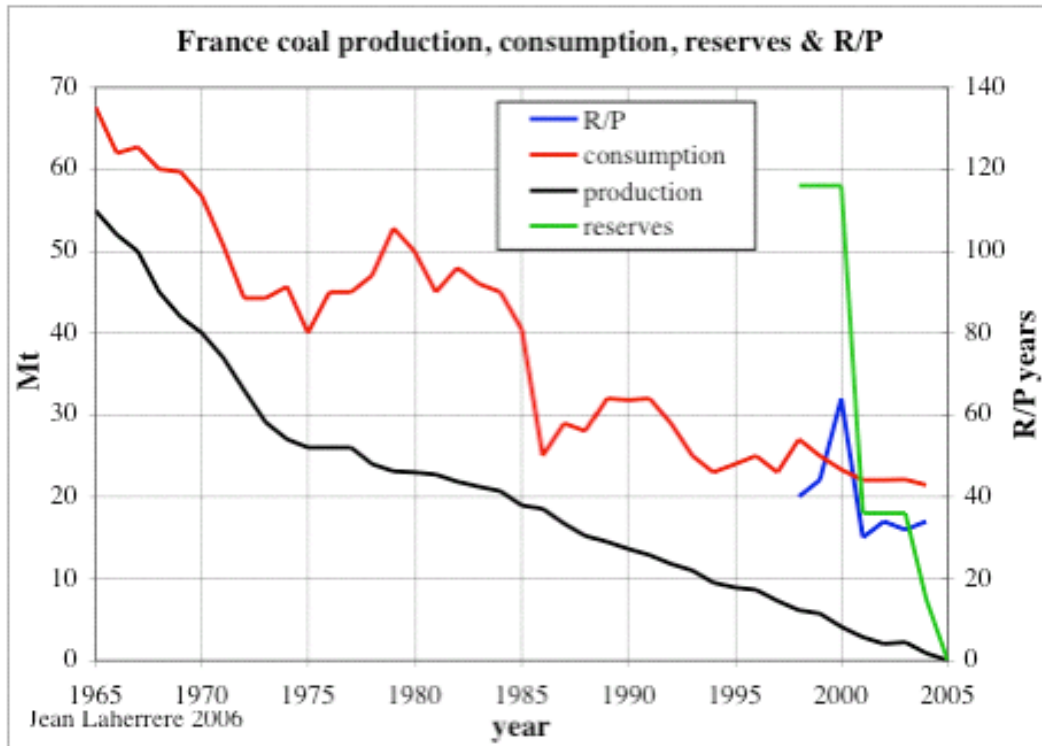
Reserves Mt

R/P ans

2000	116	32
2001	36	15
2002	36	17
2003	36	16
2004	15	17
2005	0	0

Il y a actuellement des ressources de charbon en France mais plus de mines, donc plus de reserves (ce que l'on espere produire)! Des Ecossais veulent produire par mine de surface du charbon dans l'Aveyron, ils ont les autorisations mais les locaux s'y opposent et tout est bloque. Les Francais ne veulent plus produire de charbon!

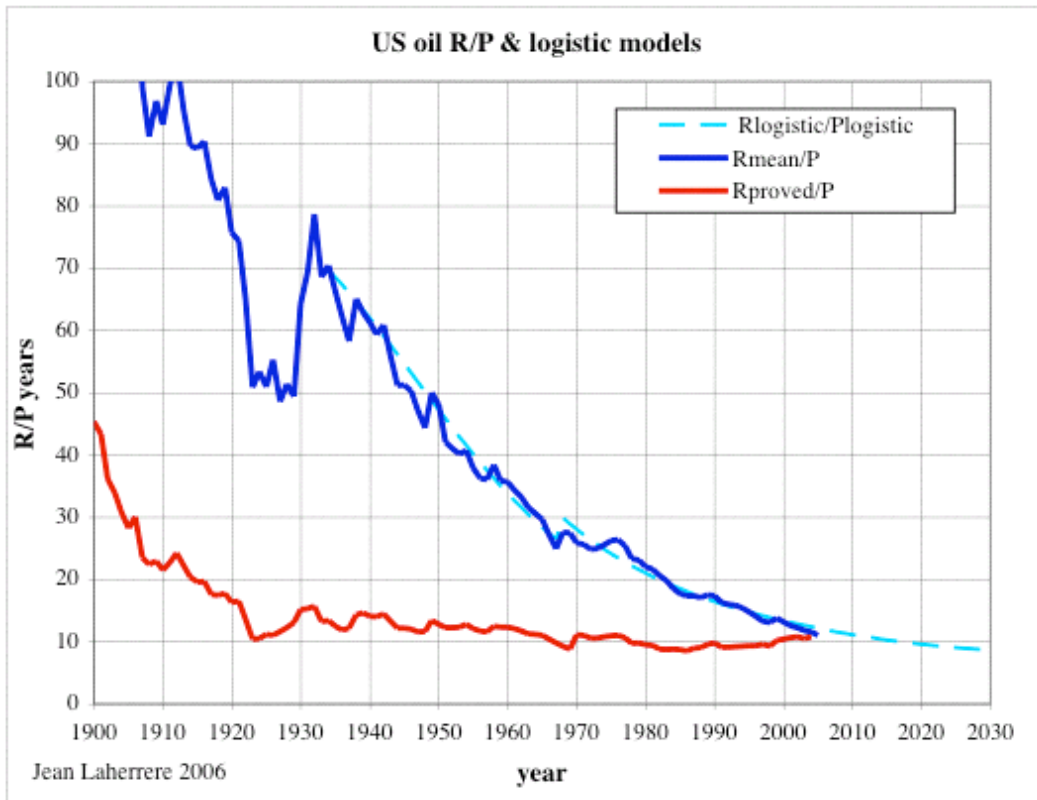
Figure 21: **Production de charbon en France, consommation, reserves et R/P**



Aux US le R/P des reserves dites prouvees de petrole est d'environ 10 ans depuis 80 ans, le R/P ne veut rien dire pour predire le futur, il est surtout utilise pour calculer les reserves!

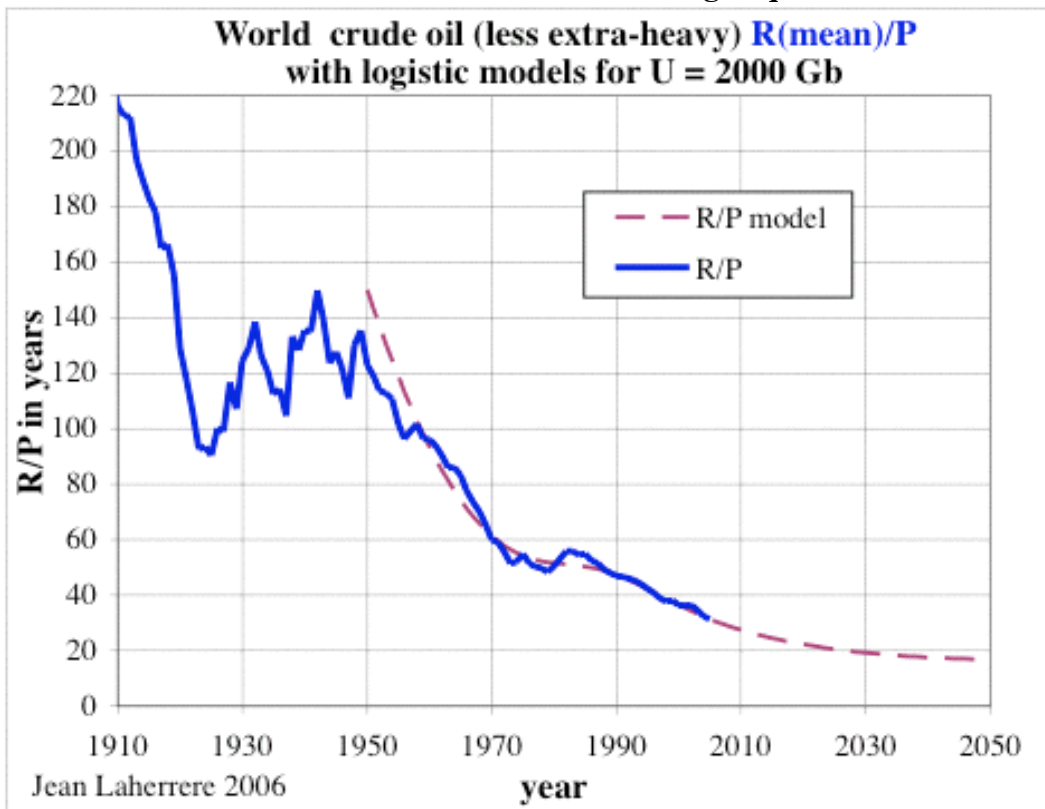
Le R/P des reserves US moyennes de petrole ramenees a la date de decouverte decroit de 80 ans en 1930 et decroit pour tendre vers 10 ans

Figure 22: **R/P pour le petrole aux US d'apres les reserves prouvees et les reserves moyennes avec modeles logistiques 1900-2030**



Pour le monde le R/P (brut moins extra-lourd) décroît de 140 ans en 1950 à 35 ans tendant vers une asymptote à 20 ans

Figure 23: **R/P mondial brut moins extra-lourd avec modèles logistiques 1910-2030**



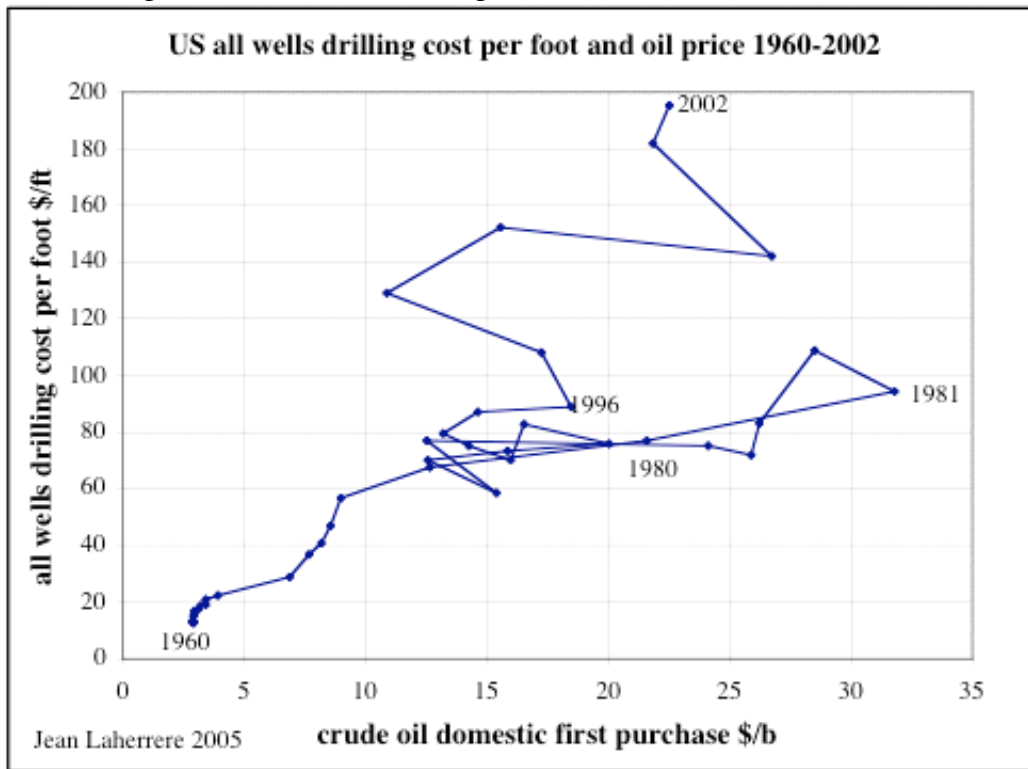
R/P est un tres mauvais indicateur, mais utilise par tous.

C'est simple donc c'est faux comme le dit Paul Valery

Mythe 5: les couts diminuent avec la technologie

En realite les couts de forage varient avec le prix du brut. Aux US le cout du pied fore a varie de 1960 a 1996 avec le prix du brut suivant une loi grossierement lineaire (en avant et en arriere). Les progres techniques ont permis d'aller forer plus profond et dans des zones plus difficiles. Depuis 1996 le cout par pied a augmente fortement a cause des forages en mer profonde

Figure 24: cout du forage aux US en fonction du prix du brut



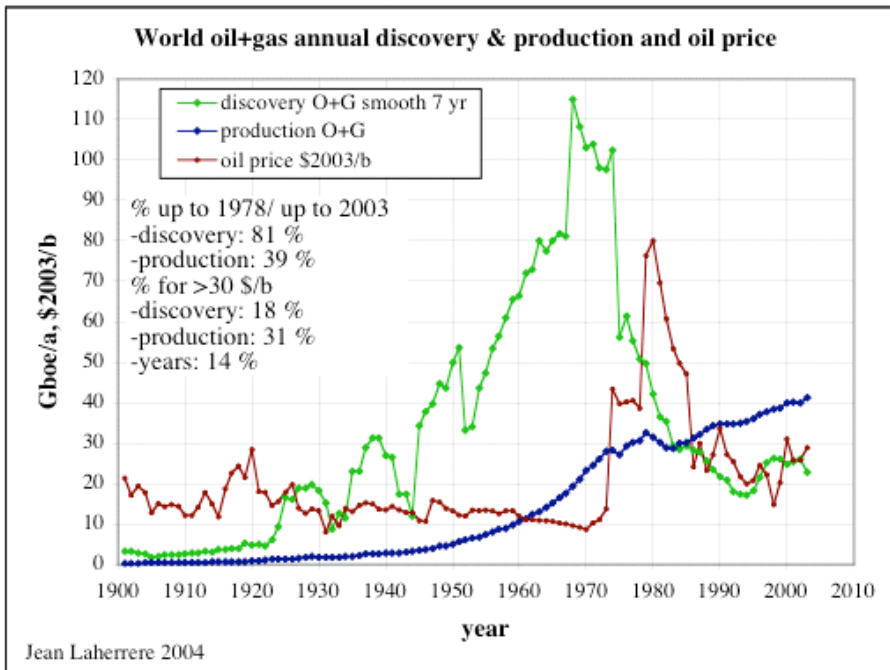
Les couts de forage sont en train d'exploser, la journee de forage en offshore profond est passe a 0,5 M\$/d.

Les couts de developpement ont doubles pour Kashagan avec 30 G\$ (pour 1 Mb/d) et Sakhaline II avec 20 G\$.

Mythe 6: les decouvertes augmentent quand le prix augmente

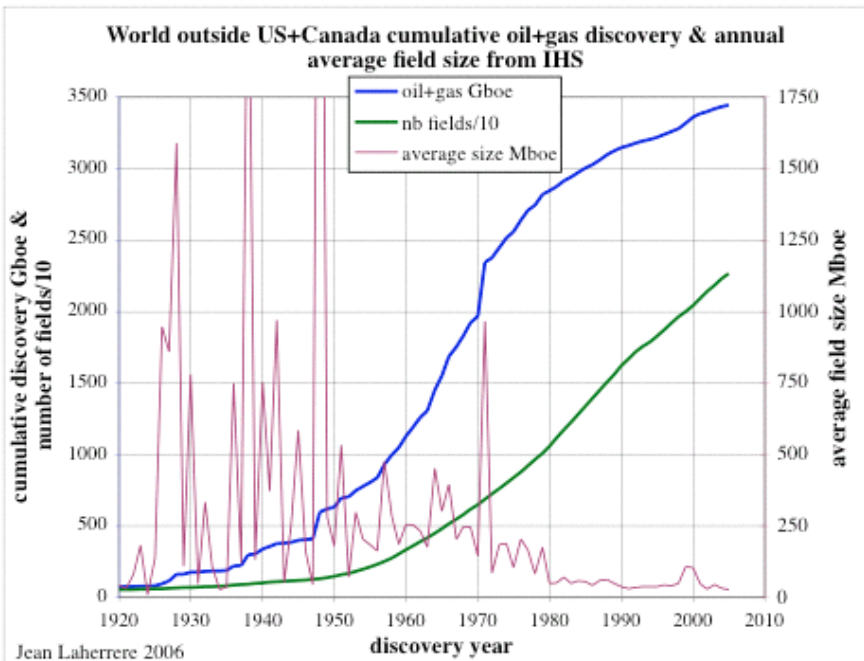
Les decouvertes de petrole et de gaz ont culmine en autour de 1965 alors que le; prix du petrole etait bas et elles sont chutes avec lecs chocs petroleirs car on a alors fore tous les projets mediocres qui avaient ete rejetes dans le passe. Par contre la production a chute car la demande a baisse car les consommateurs etaient convaincus en 1980 que les prix allaient tripler, ils ont donc economise l'energie.

Figure 25: Monde: petrole et gaz: production & decouverte et prix du brut



La taille moyenne des champs a culminé avant 1950 car tous les principaux géants ont été découverts avant (à part North Dome Qatar/Iran en 1971). Pour le monde hors US et Canada la taille moyenne était 1000 Mboep de 1925 à 1950, de 500 Mboep (géants) de 1950 à 1978 et depuis 1980 inférieure à 100 Mboep.

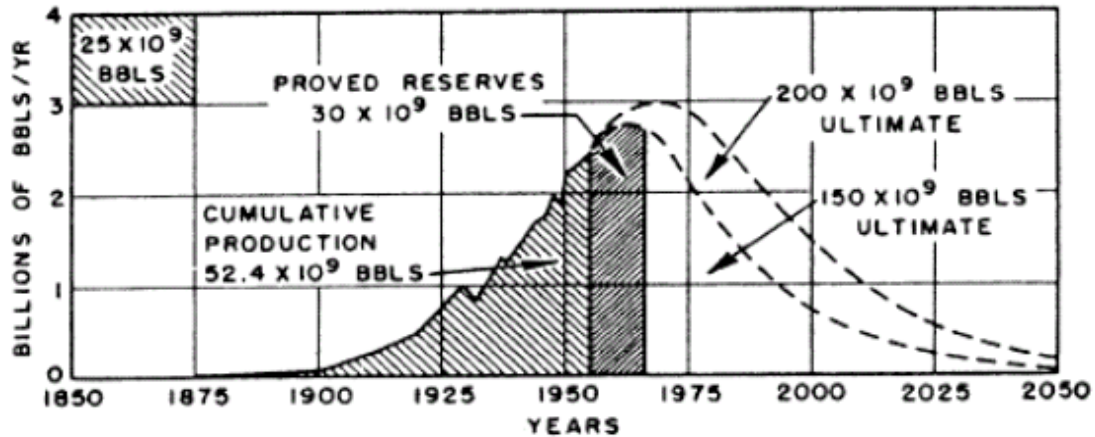
Figure 26: Monde hors US + Canada: découverte cumulée pétrole+gaz, nombre de champs et taille moyenne des champs d'après IHS



Prevision de production future

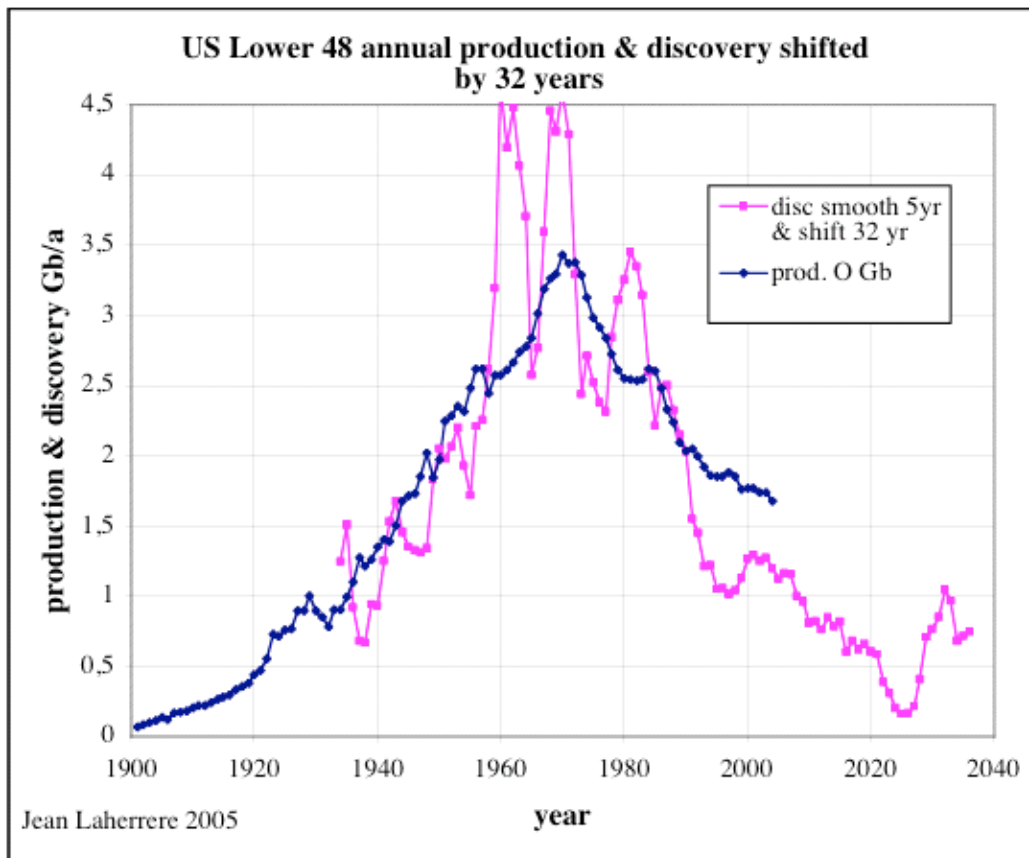
King Hubbert géophysicien de Shell et USGS a prédit en 1956 que la production de pétrole des US (hors Alaska qui a rejoint en 1959) aurait son pic en 1965 (ultime 150 Gb = son estimation) ou en 1970 (ultime 200 Gb = maximum d'une enquête Delphi)

Figure 27: prevision de King Hubbert en 1956 de la production petroliere des US (hors Alaska) avec 2 ultimes de 150 Gb (pic = 1965) et 200 Gb (pic = 1970)



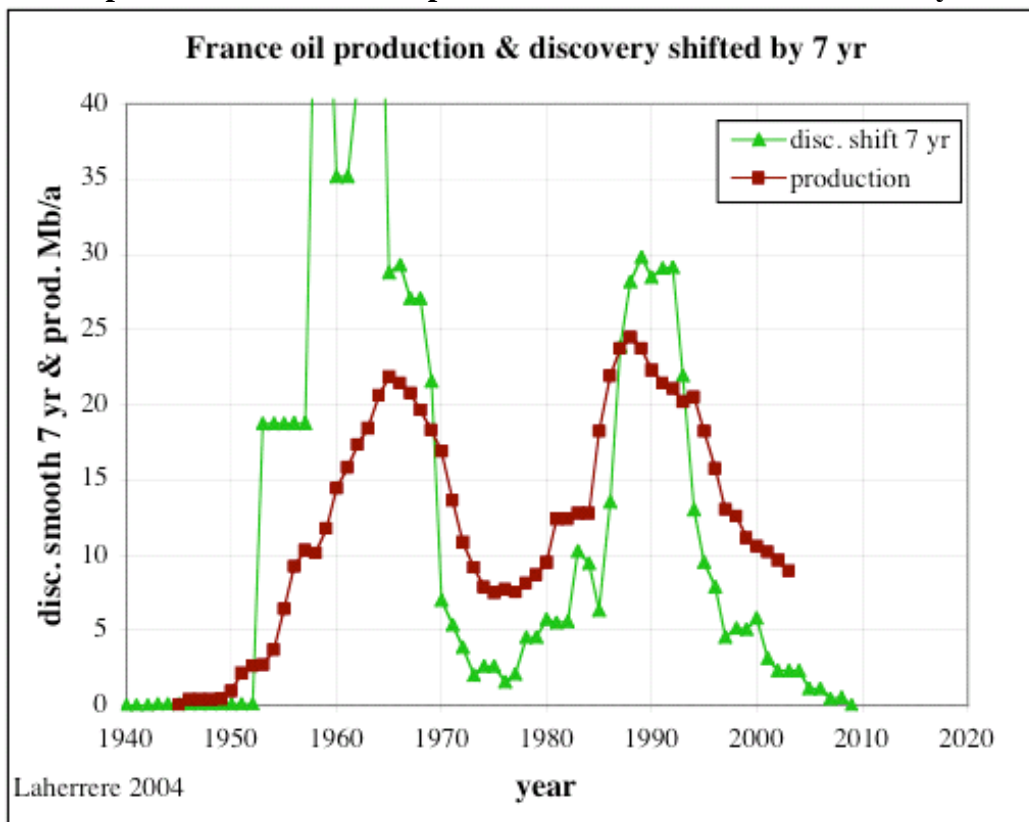
La production a bien eu son pic en 1970 et la courbe de production suit bien la courbe des decouvertes (moyennes ramenees a la date de decouverte) avec 32 ans de retard. La symetrie de la courbe peut s'expliquer par la loi des grands nombres car il y a de nombreux bassins petroliers et plus de 22 000 producteurs, qui agissent en ordre disperse, sauf quand il y a proration 1960 ou prix eleve 1980

Figure 28: US hors Alaska: production annuelle de petrole et decouverte moyenne decalée de 32 ans 1900-2040



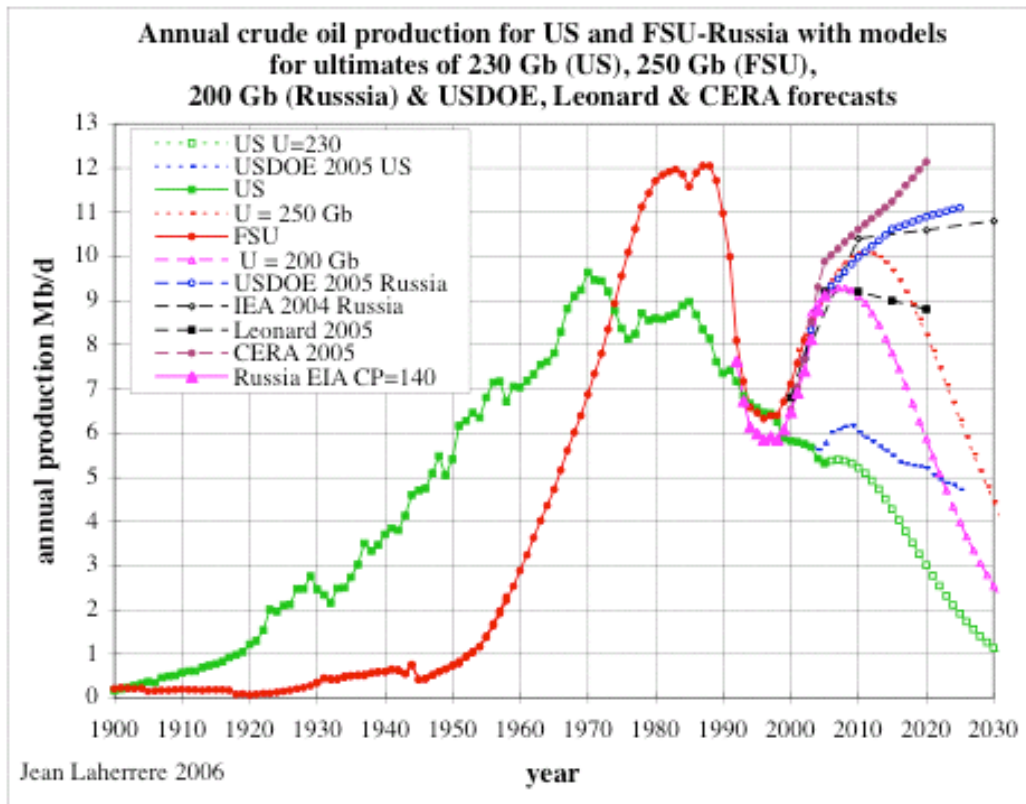
Mais dans les autres pays avec un nombre restreint de bassins et de compagnies, les courbes de decouverte et de production montrent plusieurs cycles, notamment la France, mais les cycles sont, en gros, symetriques (?)

Figure 29: France: production annuelle de petrole et decouverte decalée avec 2 cycles



La Russie a eu un pic en 1988 et va avoir un pic mineur tres prochainement, bien que les previsions officielles sont evidemment tres optimistes

Figure 30: Production des US, ex-URSS et Russie et diverses previsions 1900-2030



-Estimation de l'ultime

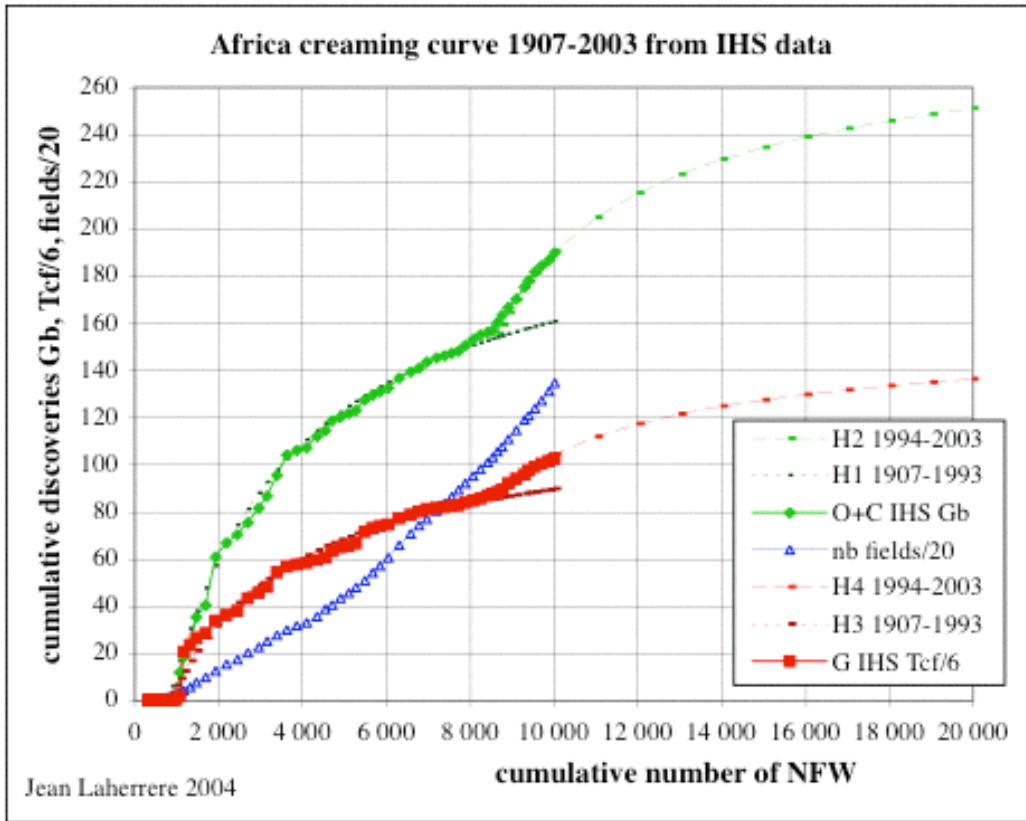
Hubbert avait raison pour le pic pétrole US en 1970, car son deuxième ultime à 200 Gb était proche de la réalité pour les US hors Alaska.

On peut obtenir l'ultime en extrapolant la courbe de croissance de la production annuelle (ou des découvertes) en fonction de la production cumulée. Si la courbe est linéaire cela veut dire qu'elle est proche de la dérivée de la courbe logistique (dite courbe en S énoncée par Verlhust pour les courbes de population). En fait le tracé est souvent composé de plusieurs éléments linéaires. L'extrapolation du dernier segment donne un ordre de grandeur de l'ultime. Mais la production passée ne tient pas compte des découvertes non développées et des découvertes à venir.

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

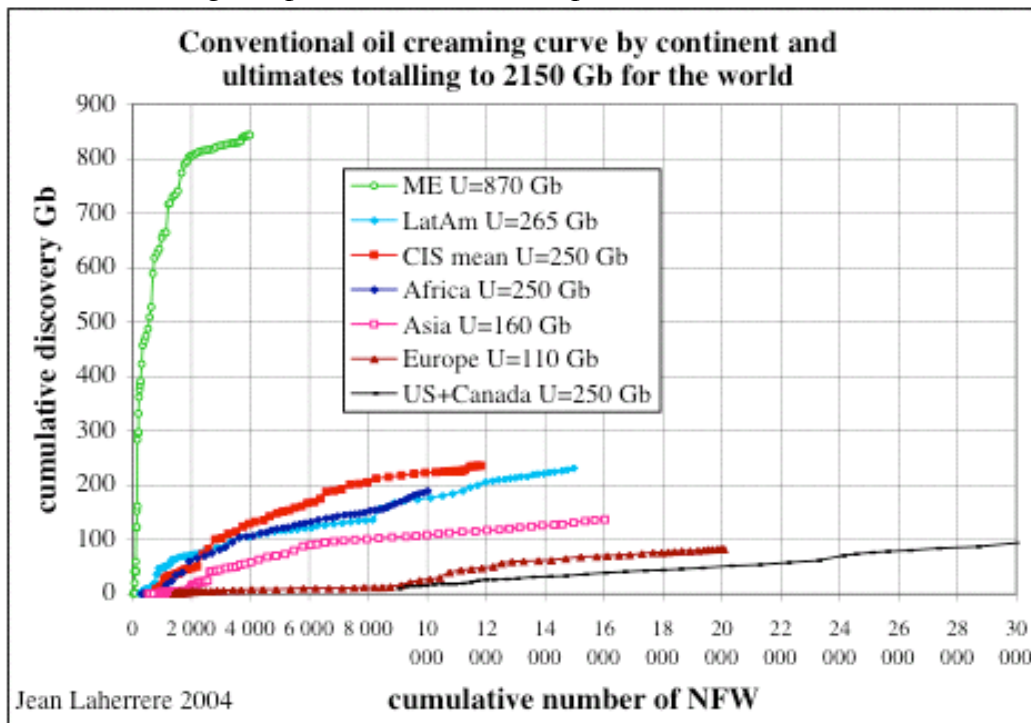
La courbe d'écremage de l'Afrique n'avait qu'un cycle quand je l'ai tracé il y a plus de 10 ans et maintenant il y a un deuxième cycle (mer profonde et Sahara), cycle qui ne se voit pas sur le nombre de champs découverts. Tout l'art du géologue est de prévoir un nouveau cycle. Au Moyen Orient il ne peut y avoir de nouveau cycle mer profonde puisqu'il n'y en a pas.

Figure 31: **Afrique: courbe d'écremage** du pétrole 1907-2003 facilement modélisée avec 2 hyperboles



La courbe d'ecremage par continent montre l'inegalite de la distribution dans la Nature. Le Moyen Orient a decouvert 850 Gb avec 4 000 NFW alors que l'Europe n'a decouvert que 80 Gb avec 20 000 NFW (10 fois moins avec 5 fois plus de puits, soit 50 fois plus par puits). Le monde est de par nature inegalitaire! 99% de la matiere du systeme solaire est du plasma: etre solide est tres inegalitaire!

Figure 32: Courbe d'ecremage du petrole conventionnel par continent



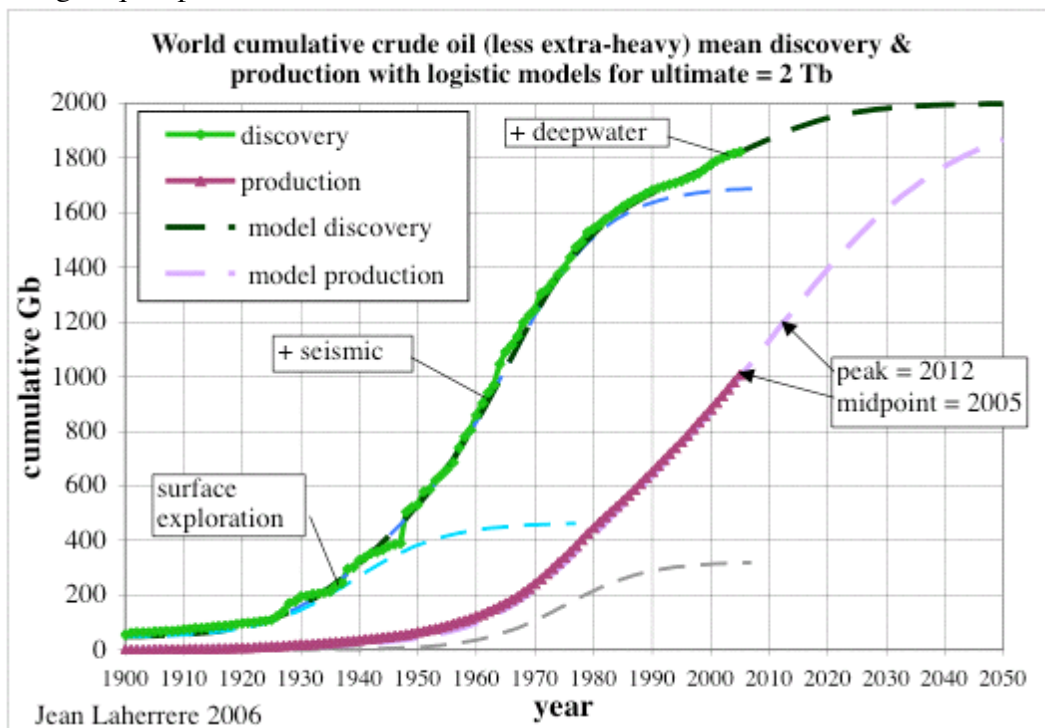
Ce graphique est de 2004 avec un ultime de 2150 Mb pour le conventionnel, mes nouvelles donnees a fin 2005 me conduisent a prendre un ultime de 2000 gb pour le brut moins extra-lourd, abandonnant l'appellation conventionnel qui est ambiguë.

Les courbes d'ecremage sont rarement utilisees car peu ont les donnees detaillees et completes par pays des puits d'exploration.

Modelisation de la production future

La production est modelisee en tracant plusieurs courbes qui representent jusqu'a la fin de la production l'ultime le plus proches, qui sont le plus proches du passe et qui se raccordent a l'annee 2005 en valeur et en pente. Ceci donne une idee de ce que peut represente l'offre. Mais evidemment s'il y a contrainte par la demande (situation probable si on fait confiance a la prevision 2004 de Paul Volcker qu'il y a 75 % chances d'une crise economique dans les 5 ans a venir), le pic va se transformer en **plateau en tole ondulee**. Pour le brut mondial moins l'extra-lourd (Athabasca et Orenoque) 3 cycles de decouvertes (exploration de surface jusqu'en 1930, puis sismique, enfin mer profonde) et 2 cycles de production (pre-choc et apres-choc).

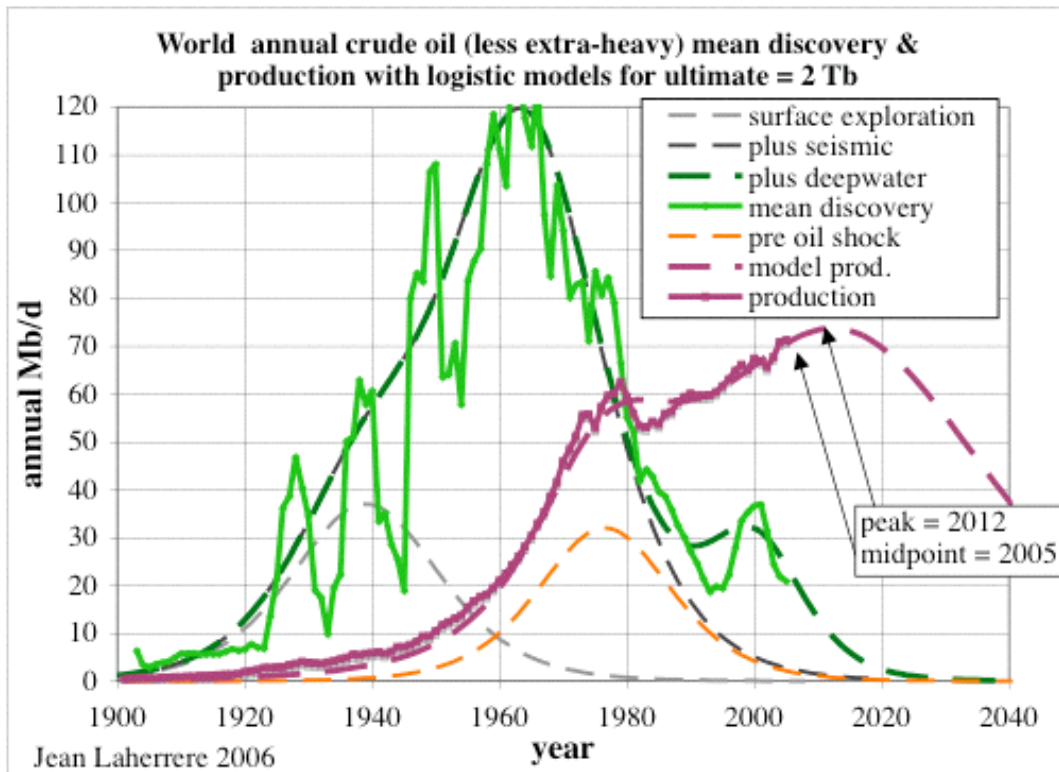
Figure 33: **Monde: brut moins extra-lourd**: decouvertes moyennes cumulees et production cumulee avec modeles logistiques pour $U = 2000 \text{ Gb} = 2 \text{ Tb}$



Les decouvertes cumulees dépassent 1800 Gb laissant moins de 200 Gb a decouvrir, ce qui est moindre que la precision de l'ultime pris avec un seul chiffre significatif pour bien montrer son imprecision.

Les memes valeurs en annuel montrent bien le pic de decouvertes dans les annees 1960, le pic de production vers 2012. Comme il y a plusieurs cycles le pic de production ne coincide pas avec le point milieu qui est en 2005

Figure 34: **Monde: brut moins extra-lourd**: decouvertes et production annuelles avec modeles logistiques pour $U = 2000 \text{ Gb} = 2 \text{ T}$



Mais la demande d'huile est publiée pour tous les liquides et les prévisions d'offre doivent être estimées pour la satisfaire et comprendre tous les liquides même les biocarburants BTL et les liquides de charbon

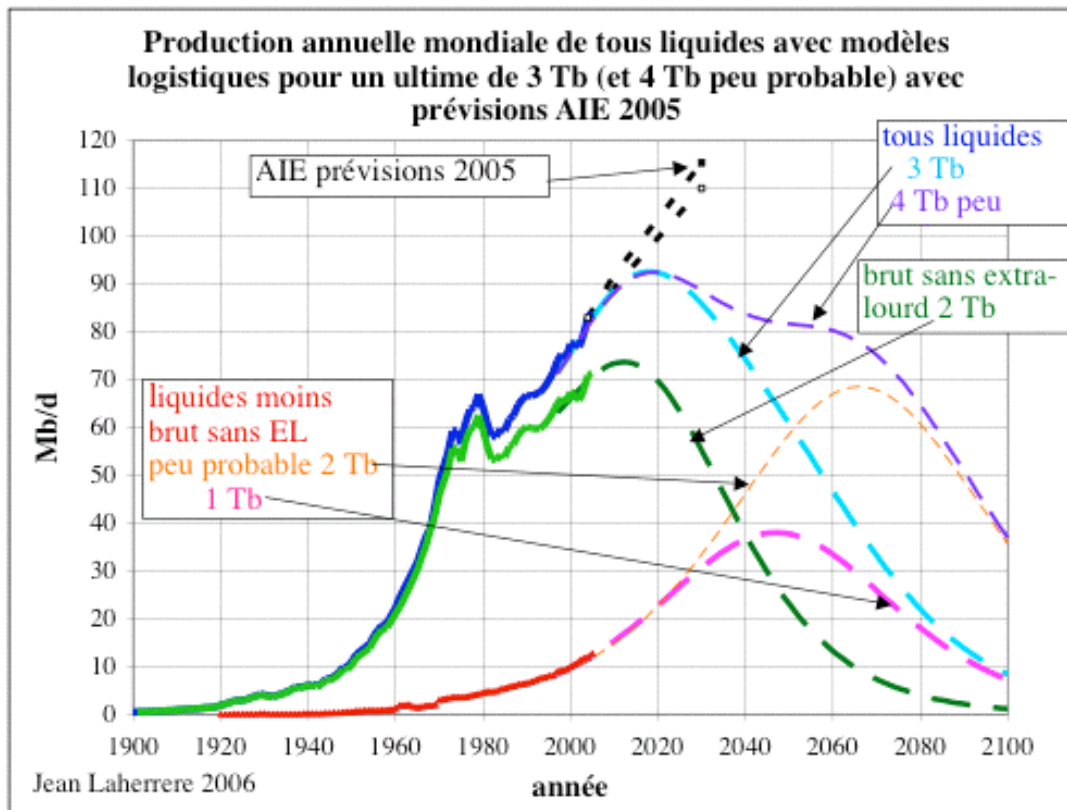
L'ultime tous liquides est estimée à 3000 Gb = 3 Tb étant la somme de

- brut moins extra-lourd 2000 Gb
- extra-lourd 500 Gb
- liquides de gaz naturel et GTL 250 Gb
- pétrole synthétique (BTL, CTL) et gains de raffinerie 250 Gb

Le brut moins extra-lourd (pétrole facile) est déjà modélisé dans le graphique précédent avec 2 Tb et le complément (pétrole difficile) pour arriver à tous liquides est modélisé avec une courbe d'Hubbert pour un ultime de 1 Tb avec un pic vers 2050, donnant un pic global vers 2015 à un peu plus de 90 Mb/d (théorique sans contrainte possible de la demande). En doublant le volume du pétrole difficile à 2 Tb, mais en l'ajustant pour avoir la même pente en 2005, son pic est vers 2075 et le pic global n'est pas changé seul la pente est moins forte. La production en 2050 est de 60 Mb/d pour U= 3 Tb et 80 Mb/d pour U= 4 Tb.

Le pétrole non conventionnel ne changera pas la date du pic, seulement la pente du déclin.

Figure 35: **production** mondiale de tous liquides 1900-2100 (sans contrainte de la demande et investissement) pour les ultimes de 3 Tb & 4 Tb (peu probable)



Ce pic est ce que peut offrir l'offre sans contrainte de la demande, probablement il y aura non un pic mais un **plateau en tole ondule** avec des prix chaotiques.

-Messages différents de l'AIE 1998; 2000; 2002: pour les prévisions a 2030

Le changement à l'AIE de seulement le directeur des analyses a long-terme aboutit à des messages très différents:

Figure 36: prévisions 1998 Jean-Marie Bourdair: il y a problème impossible pour satisfaire la demande

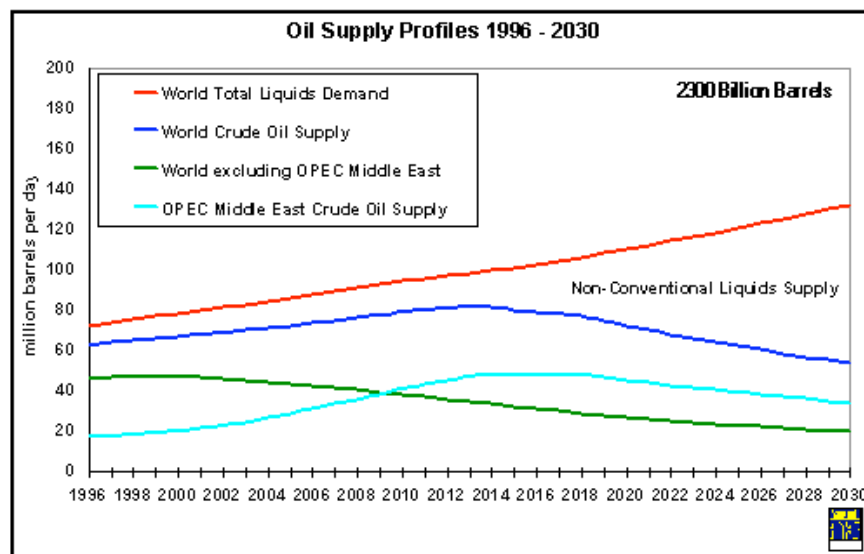


Figure 37: prévisions 2002 Olivier Appert: il n'y a pas de problème pour satisfaire la demande

Figure 3.3: World Oil Production

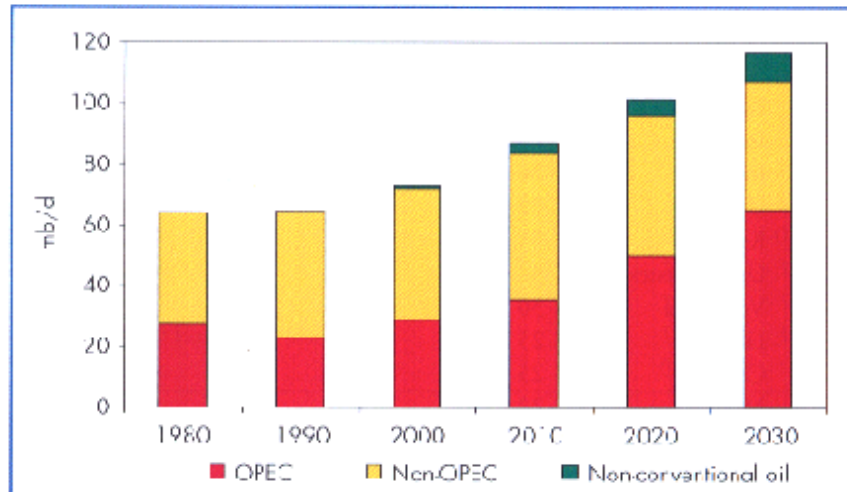
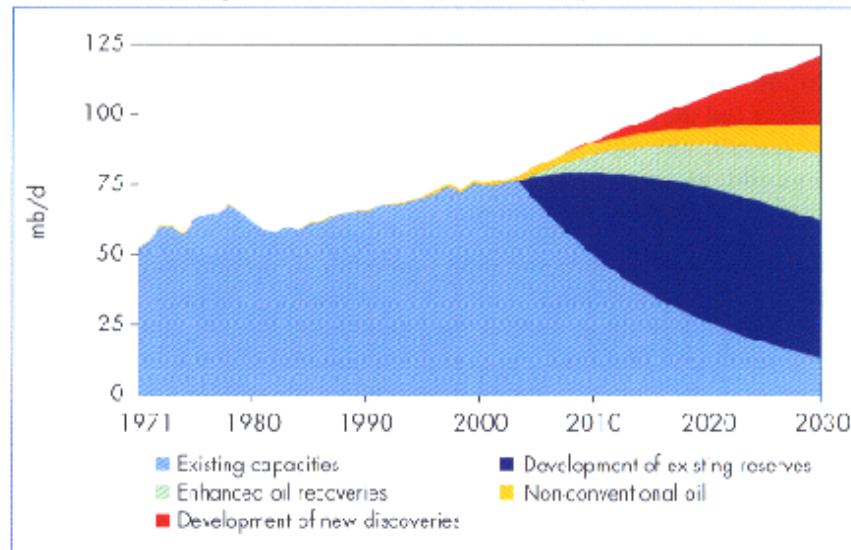


Figure 38: previsions 2004 Fatih Birol: beaucoup de conditions pour satisfaire la demande

Figure 3.20: World Oil Production by Source



L'AIE en 2005 a prédit (WEO) que la production grimperait à 115 Mb/d en 2030, mais a sorti aussi un rapport « Saving oil in a hurry » proposant des plans de rationnement des carburants !

-Inventaire des Ressources en energie

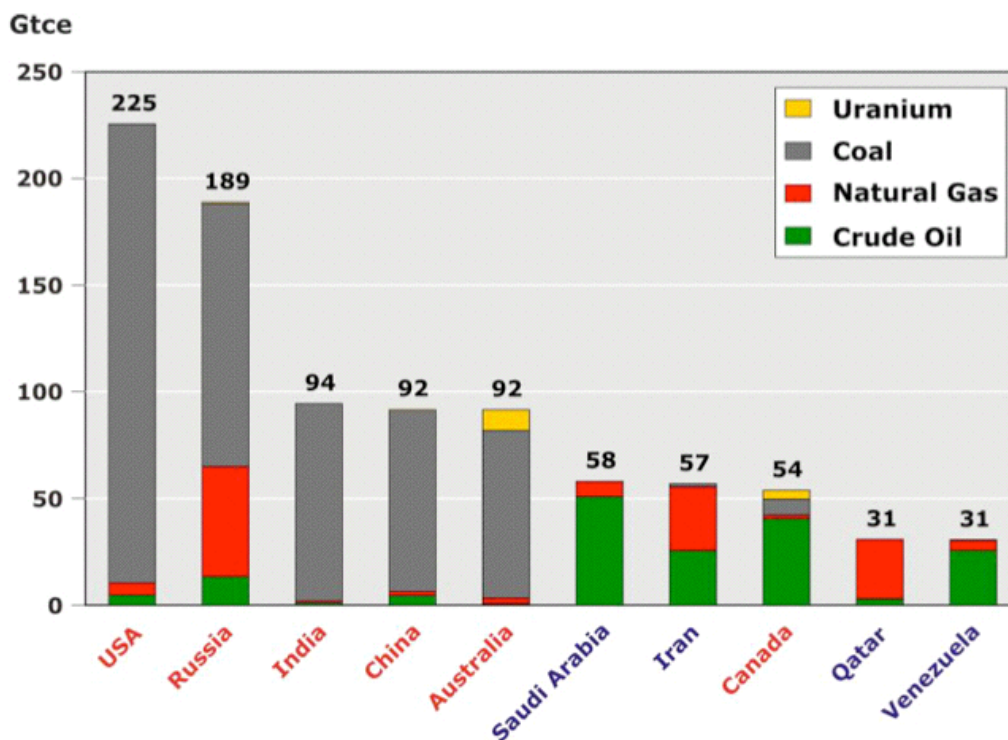
Le Bureau de Geosciences en Allemagne BGR est le seul organisme qui fasse régulièrement un inventaire complet et homogène des ressources de la planète. Le Conseil Mondial de l'Énergie ne fait que rassembler les estimations nationales qui sont très hétérogènes et ne fait pas le total mondial

Reserves restantes & ressources à l'année d'estimation en Gtep d'après le BGR

BGR- Germany estimate year Gtoe	reserves			resources		
	1997	2001	2004	1997	2001	2004
conventional oil	151	152	160	76	84	82
non-conventional oil	134	66	66	574	250	250
conventional natural gas	116	122	134	172	165	157
non-conventional gas	2	2	2	2458	1538	1538

hard coal	341	423	450	3519	2486	2299
soft brown coal	50	47	47	763	292	213
uranium	24	15	17	179	174	174
thorium	22	22	22	23	23	23

On voit l'importance du charbon pour les 5 premiers pays les plus riches en combustibles fossiles
 Figure 39: BGR: [Reserves restantes de combustibles fossiles en 2004 pour les pays les plus dotés en Gtec](#)



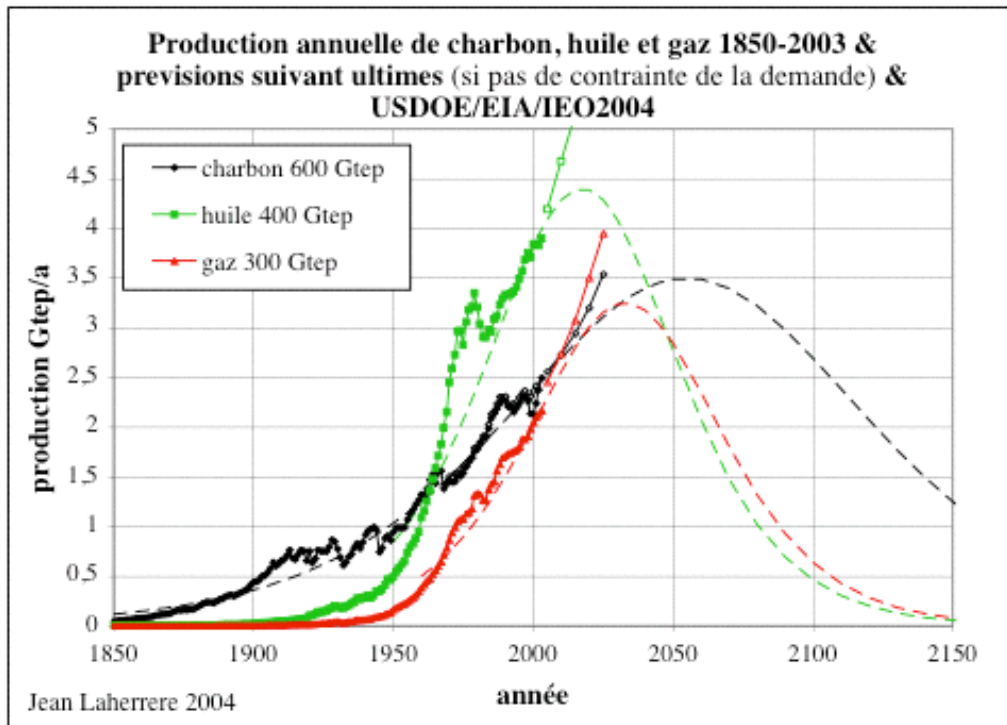
Les US sont le Moyen-Orient du charbon!

-Previsions des combustibles fossiles

La production de combustibles fossiles peut être modélisée (sauf contrainte de la demande) avec les ultimes suivants, donnant les pics de production

- huile 400 Gtep 2015
- gaz 300 Gtep 2030
- charbon 600 Gtep 2050

Figure 40: **Production mondiale annuelle de charbon, pétrole et gaz 1850-2150**



-Charbon

Malgré les affirmations qu'il y a pour 250 ans de charbon, mélangeant les réserves et les ressources (il faut considérer non pas si une production de charbon est économique mais si l'énergie récupérée n'est pas inférieure à toute l'énergie investie pour produire ce charbon, ce qui est le cas pour les charbons profonds (sauf si gazéification), le pic du charbon se situe vers 2050.

-Schistes bitumineux (oil shales) ou bitumeux

Encore un terme mensonger, ce ne sont ni des schistes (roches métamorphiques) ni du bitume, mais des marnes contenant du kérogène (matière organique qui est la roche mère) immature. Ils sont d'ailleurs classés dans les lignites et sont utilisés dans les centrales thermiques ou les cimenteries comme le sont les charbons. L'Estonie a la plus forte production mais pour être dans l'UE doit la fermer par trop polluante. On peut effectuer la pyrolyse de ces roches en les chauffant à plus de 500 °C. La première production de schistes bitumineux (Laherrere 2005 Oil shale review) a eu lieu en France avec les schistes d'Autun en 1837; exploitation qui a été fermée en 1957. Toutes les pilotes de production d'huile à partir des schistes venant de mines de surface ont été un échec partout dans le monde et récemment en Australie. Il existe seulement un pilote in situ par Shell aux US en chauffant électriquement pendant plusieurs années des puits très rapprochés qui produisent 10 b/d, tout en congelant les roches autour pour empêcher l'eau de venir. Shell doit décider en 2012 de la construction d'un pilote commercial. Les schistes bitumineux se trouvent surtout aux US avec un volume annoncé de 2 Tb. Le bilan énergétique d'un tel procédé doit être négatif quel que soit le prix du brut. Il est vraisemblable que les schistes resteront (comme les hydrates océaniques) des ressources et jamais des réserves. Les schistes bitumineux sont très souvent confondus par certains soi-disants experts avec les sables bitumineux, les schistes sont du pétrole non généré alors que les sables sont du pétrole dégradé.

-Gaz

Pour le gaz le pic global se situe en 2030 rendant les projets de remplacer le pétrole par le GTL (très cher) hypothétiques. Mais comme le gaz coûte 10 fois plus cher à transporter que le pétrole il y avait trois marchés de gaz: Amérique du Nord, Europe et Asie Pacifique, plus un 4^e en formation: Amérique du Sud. La pénurie du gaz va se produire en Amérique du Nord plus tôt que celle du pétrole et les projets de terminaux de gaz liquéfié fleurissent. La production de gaz en Europe est au pic et l'Europe

compte trop sur le gaz russe qui est surevalue sans compter les problèmes d'investissements de Gazprom et les projets de Poutine qui veut prendre en 2008 la direction de Gazprom, ce qui explique les manœuvres de Gazprom pour s'associer avec Sonatrach pour créer un OGEP. L'Europe va souffrir très vite de pénurie de gaz et de prix élevés.

Il y a encore du gaz qui est torché car trop loin des centres de consommation, et il y a beaucoup de gaz non conventionnel avec les CBM (coalbed methane) ou gaz de charbon, mais surtout du gaz dans les réservoirs compacts (gas shales) qui sont produits aux US. Par contre il y a des volumes très importants de gaz dissous dans les aquifères à géopression, mais les essais de production ont montré trop de problèmes. Certains parlent des hydrates de méthane océaniques représentant plus que tous les combustibles fossiles, mais les estimations ont été divisées par 100 et les hydrates sont trop dispersés pour avoir une production commerciale. Encore un mythe

Energie primaire

Le flux énergétique en France montre pour 2005 que de l'énergie primaire (284 Mtep) se réduit en passant à l'énergie finale (176 Mtep) les pertes (flèches vers le haut) sont très importantes par suite des rendements de conversion. Les équivalences énergétiques (la chaleur est un bien mais aussi une nuisance) pour ramener au bilan énergétique dépend des conventions pour l'électricité. Un MWh peut varier de 0,086 tep (centrale thermique) à 0,86 tep (géothermie) en passant par 0,2606 tep (nucléaire)! En 2001 l'Observatoire de l'Énergie a changé ses conventions pour se ramener aux conventions de l'AIE et le pourcentage du pétrole en énergie finale est passé de 39,8 % à 51,3 % (notez le nombre de chiffres significatifs!) et le renouvelable de 4,6 % à 6,1 %

Figure 41: flux d'énergie en France en 2005 de primaire 284 Mtep à finale 176 Mtep

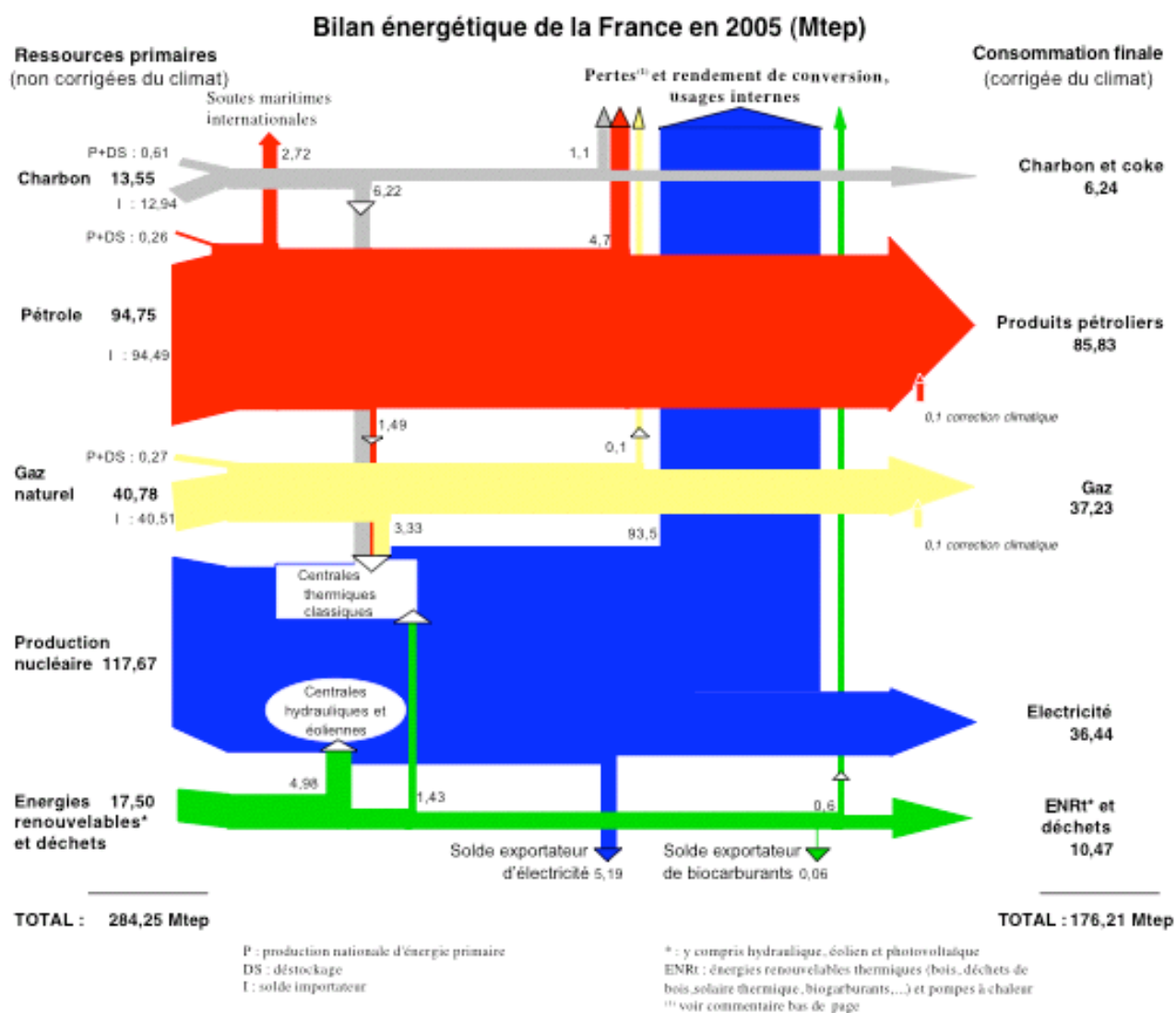
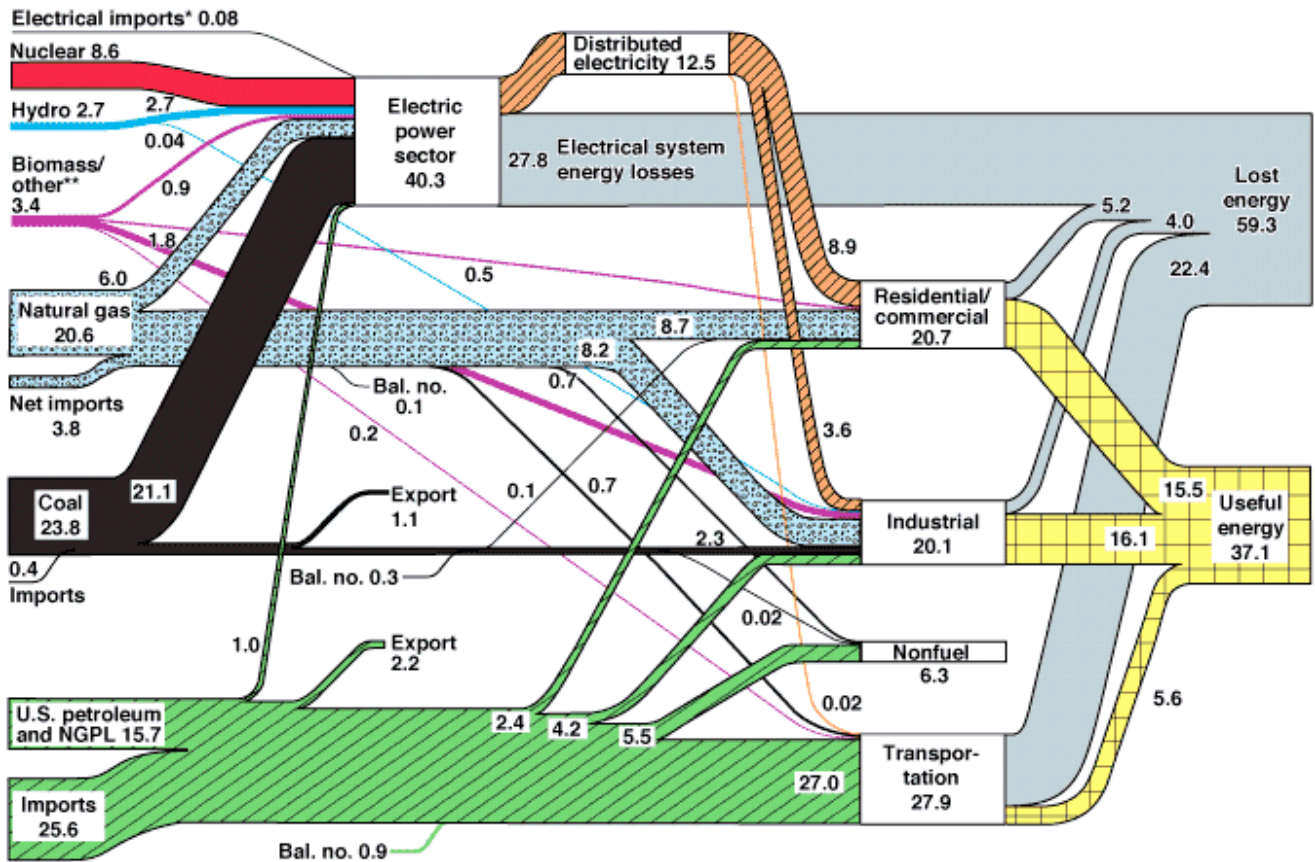


Figure 42: Flux d'énergie aux US en 2002: **61% de l'énergie est perdu!**

U.S. Energy Flow Trends – 2002

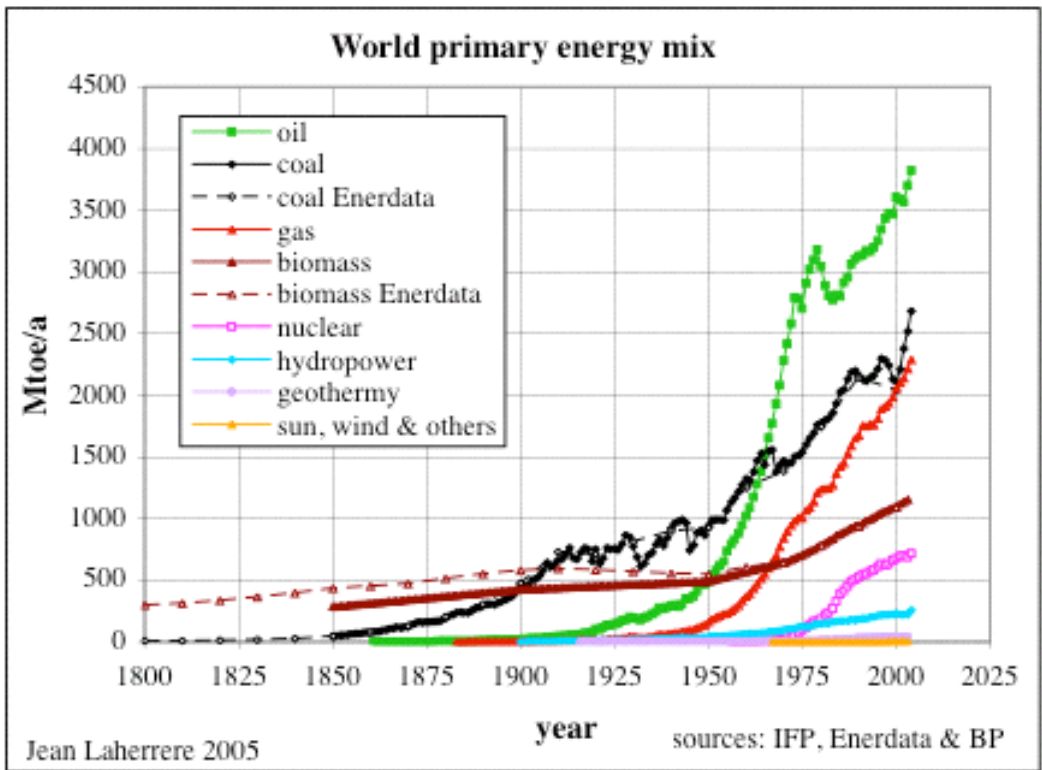
Net Primary Resource Consumption ~103 Exajoules



Source: Production and end-use data from Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2002*.
 *Net fossil-fuel electrical imports.
 **Biomass/other includes wood, waste, alcohol, geothermal, solar, and wind.

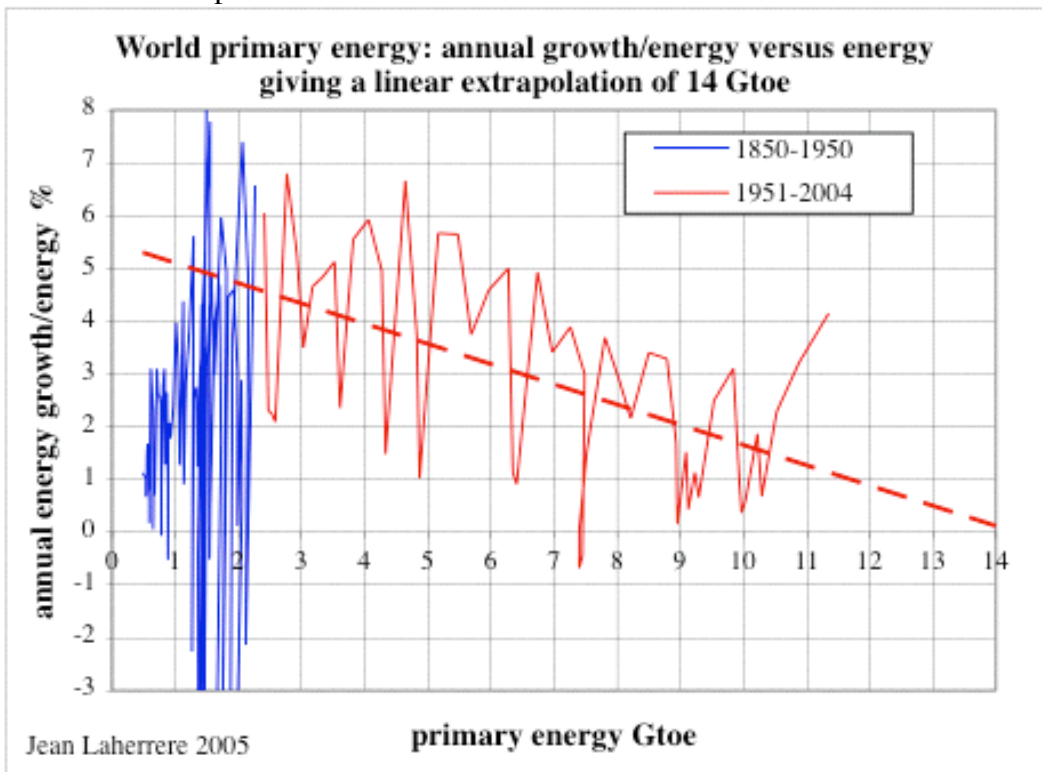
June 2004
 Lawrence Livermore
 National Laboratory
<http://eed.llnl.gov/flow>

L'énergie primaire mondiale a un historique difficile à obtenir car peu de sources et contradictoires avant 1950. L'énergie non-commerciale est rarement comptée or elle est majoritaire dans certains pays
 Figure 43: [Energie primaire mondiale 1850-2004](#)



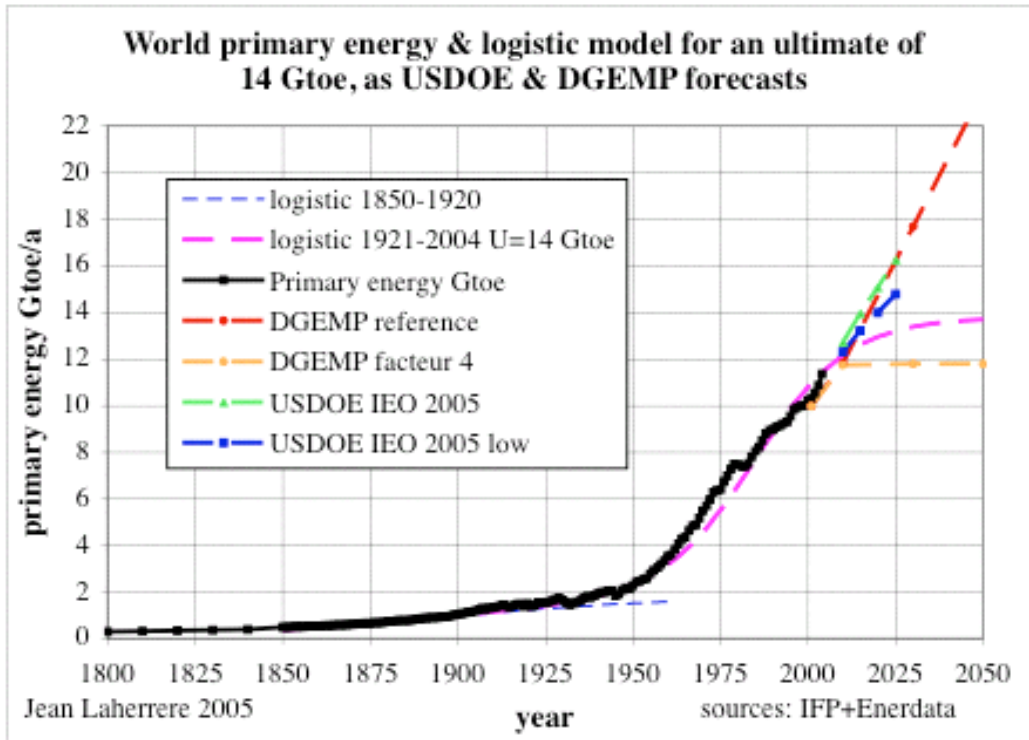
L'énergie primaire mondiale tend vers une asymptote à 14 Gtep d'après l'extrapolation de 1950 à 2002; les années 2003-2004 seront-elles exceptionnelles?

Figure 44: Energie primaire mondiale: extrapolation de la croissance en fonction de l'énergie donnant un ultime possible de 14 Gtep



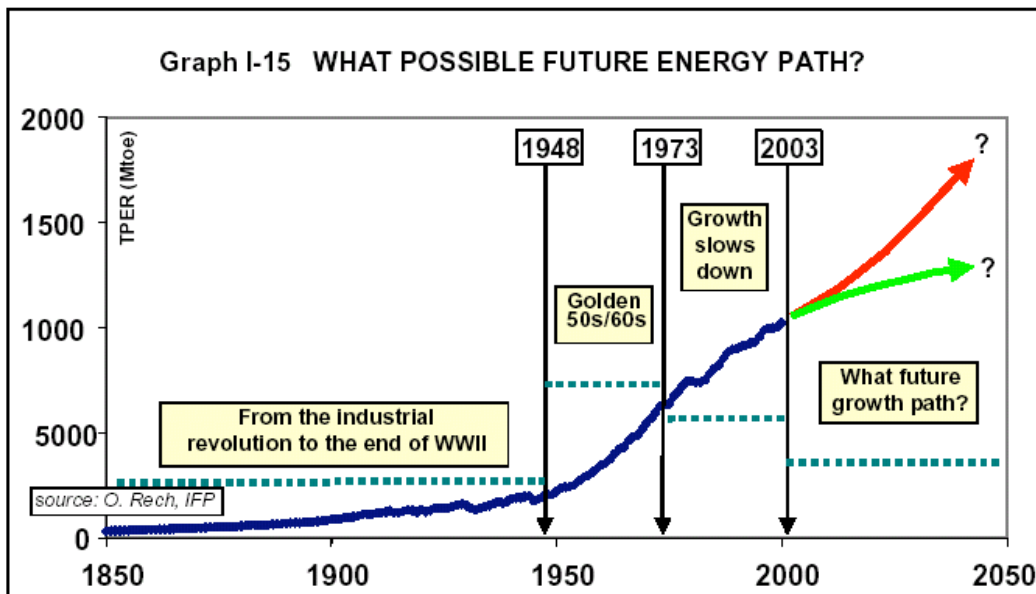
Le modele tendant vers une asymptote a 14 Gtep se situe entre les 2 scenarios DGEMP reference et facteur 4. En definitive le scenario facteur 4 qui semble utopique a certains nous sera peut-etre impose par la Nature

Figure 45: Energie primaire mondiale: previsions d'un modele logistique et USDoE et DGEMP



Ce graphique du Conseil Mondial de l'Energie 2003 montre bien les 2 tendances l'une etant concave et l'autre convexe en vert plus en ligne avec les 30 dernieres annees (erreur sur l'echelle au dessus de 5000 il faut lire 10 000 et non 1000)

Figure 46: Energie primaire mondiale: previsions du CME 2003



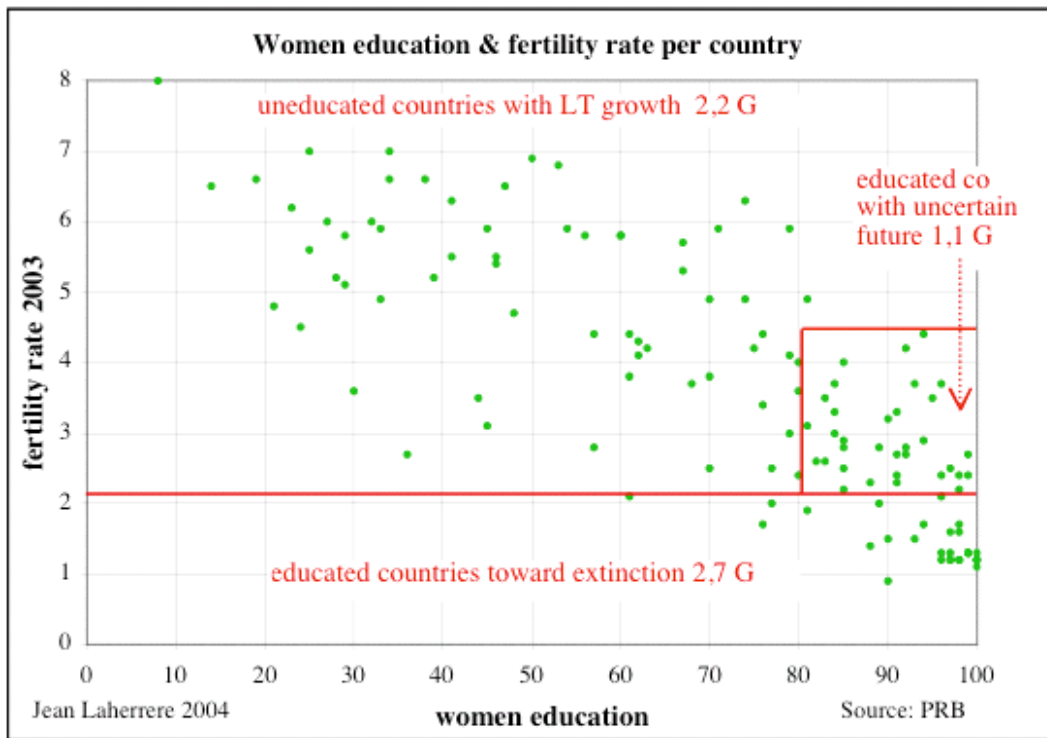
-Energie sombre ou energie noire (dark energy)

Depuis 1931 la matiere observable de l'univers n'expliquait pas le comportement des galaxies qu'a 5% et on cherchait la matiere sombre (ou noire) (95%) sans l'avoir trouve (est ce les neutrinos?). Depuis 1998 le comportement des supernovas suggere que la matiere observable represente 3%, la matiere sombre 27% et l'energie sombre 70%. On ne sait ce qu'est la matiere sombre ni l'energie sombre, montrant que la connaissance de l'Univers est bien faible. Il y a incompatibilite entre la mecanique quantique et la relativite generale. Le modele standard des particules est cense tout expliquer, sauf que l'on sait que les particules se comportent aussi comme des ondes. Le CERN va mettre en service en 2007 le LHC pour trouver le boson de Higgs necessaire pour expliquer que les particules ont une masse. Je doute fort qu'on le trouve. La science est dans une impasse.
 Plus je sais, plus je sais que je ne sais pas

-Prevision sur la population

Toute prevision sur la population est basee sur le taux de fecondite. Ce taux en 2003 montre une relation evidente avec le taux d'education des femmes (pourcentage de filles de 15 ans a l'ecole) Pres de la moitie de la population mondiale a un taux de fecondite inferieur a 2,1 enfant par femme (taux de remplacement) se trouvant dans les pays eduques. Un milliard se trouve dans des pays eduques un peu en dessus du taux de remplacement et deux milliards sont tres au dessus du taux de remplacement etant nettemet peu eduques. On peut donc predire que les pays ou les femmes sont eduques vont vers l'extinction.

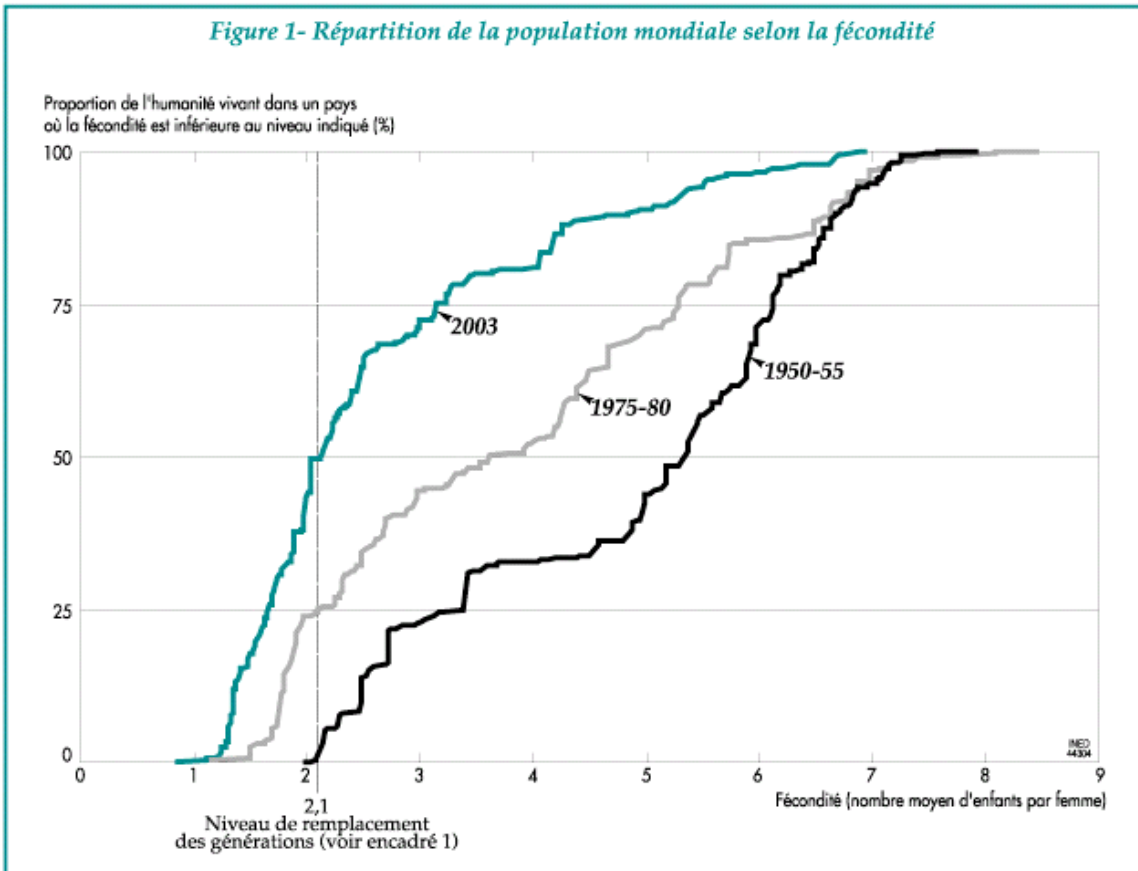
Figure 46: **relation entre taux de fecondite et education des femmes** en 2003



Il y a deux mondes: -pays < 2 enfant/femme allant vers l'extinction
 -pays > 5 enfant/femme avec une croissance a long-terme

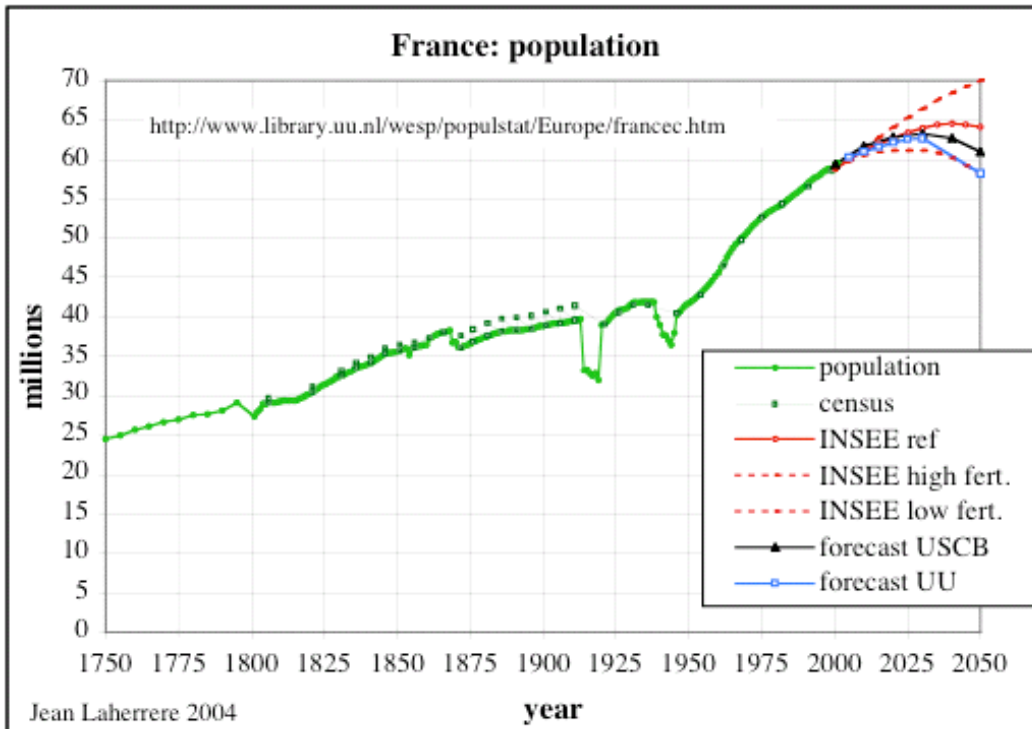
Le graphique de l'INED 2004 (P&S 405) montre l'evolution tres rapide du pourcentage de la population mondiale en fonction du taux de fecondite. Zero en 1950, un quart en 1975, la moitie en 2000 est sous le taux de remplacement!

Figure 47: **Evolution 1950-1975-2003 du pourcentage de la population mondiale (axe Y) en fonction du taux de fecondite (axe X)** d'apres l'INED



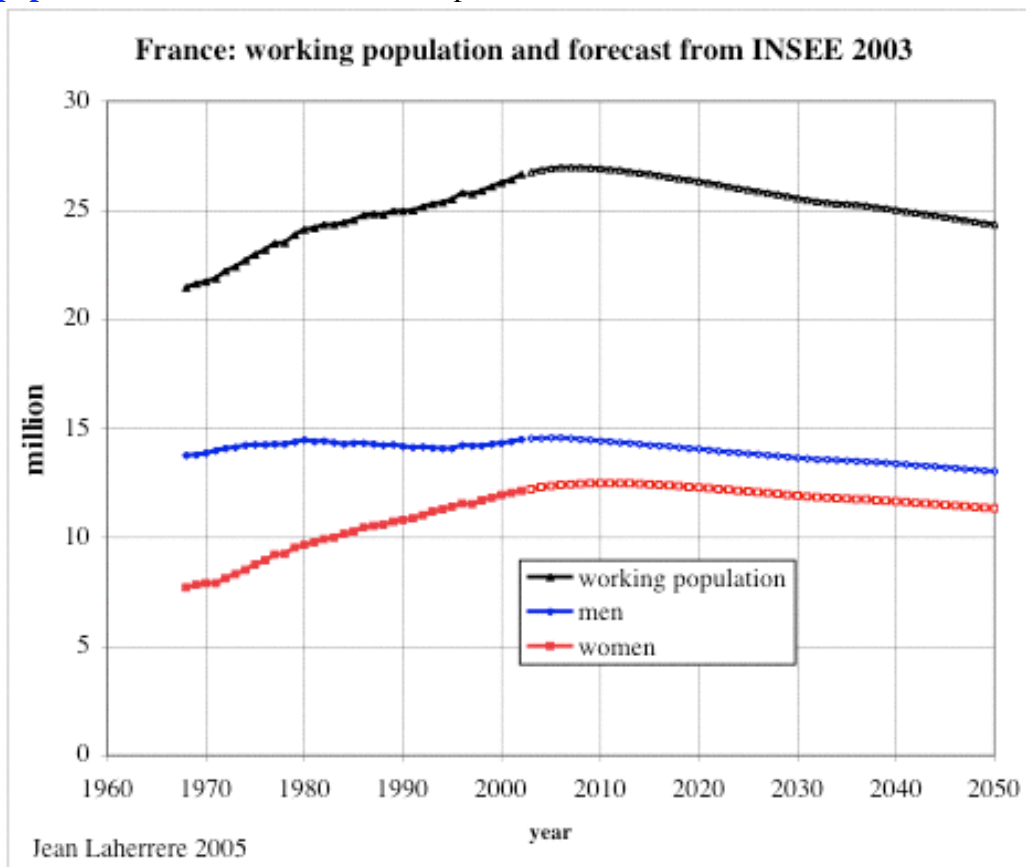
La population en France doit culminer en 2025 (sauf immigration sauvage)

Figure 48: **population de la France**



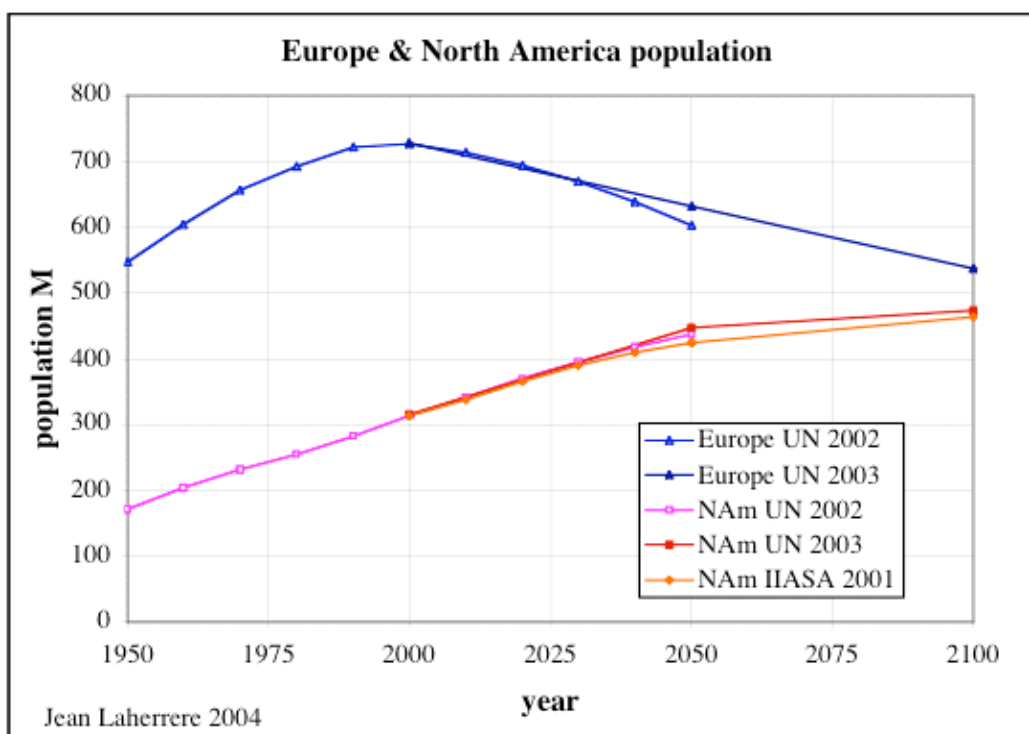
La population active en France doit culminer en 2006 d'après l'INSEE 2003. Comment peut-on prévoir une croissance de plus de 2%/a avec une population active qui décroît?

Figure 48: **population active** de la **France** d'après INSEE 2003



Dans les 50 prochaines années l'Europe va perdre 100 millions d'habitants et l'Amérique du Nord va gagner 100 millions ; ce sont deux mondes à futur opposé

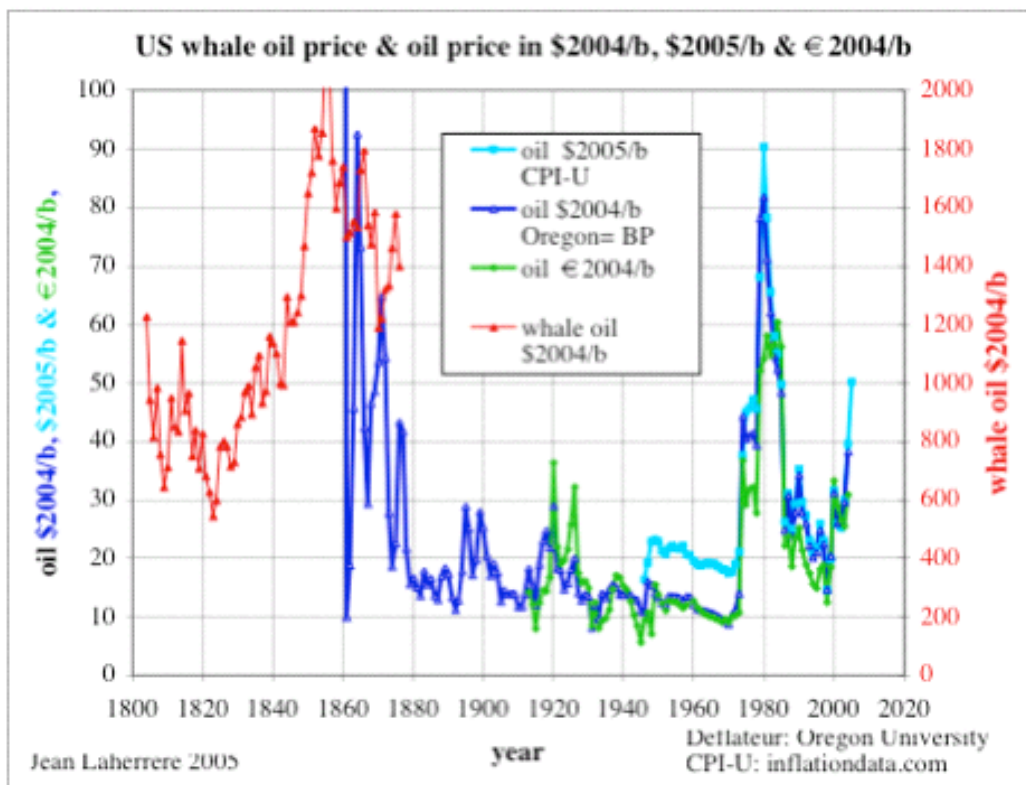
Figure 49: **Population Europe & Amérique du Nord** d'après les NU 2003



-Prix

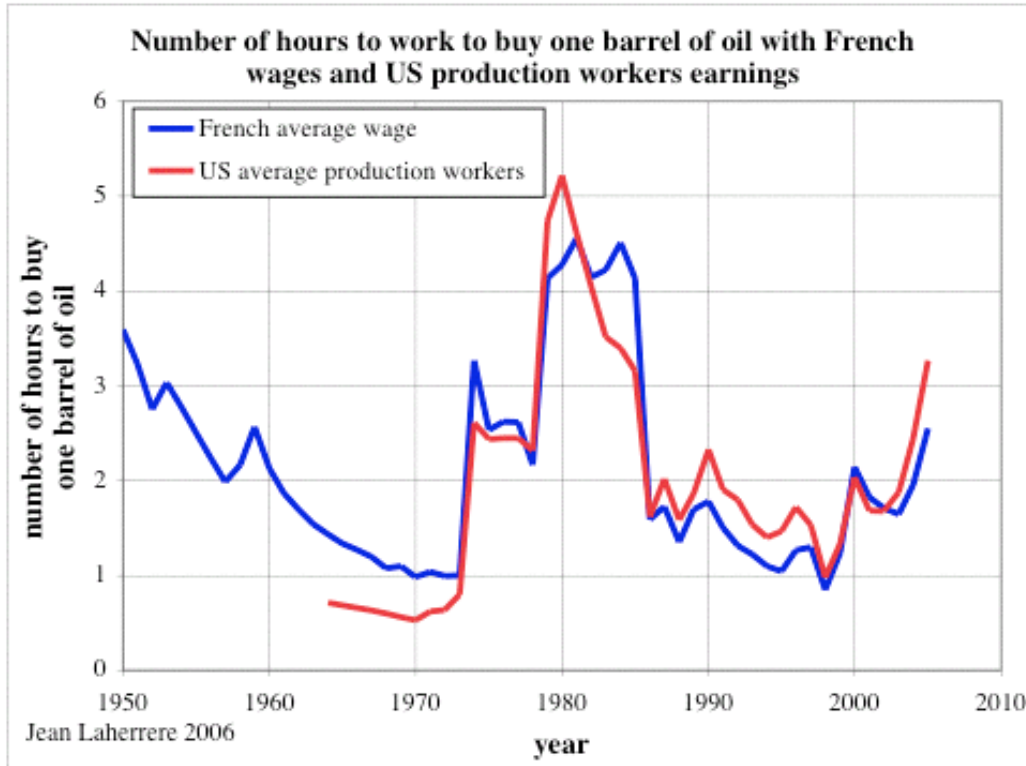
Le prix de l'huile de baleine en dollar d'aujourd'hui etait de 2000 \$/b en 1845, le prix du brut a 100 \$/b en 1860, 10 \$/b en 1970, 90 \$/b en 1980

Figure 50: prix de l'huile de baleine et du brut en dollar et euro 2004 **1860-2004**



Il est preferable de comparer le nombre d'heures qu'il faut travailler pour acheter un baril de petrole en France et aux US. Il est surprenant de voir que c'est tres comparable entre Francais et Americains, mais l'Americain peut s'acheter plus de barils car il travaille 2000 heures alors que le Francais ne travaille que 1600 heures

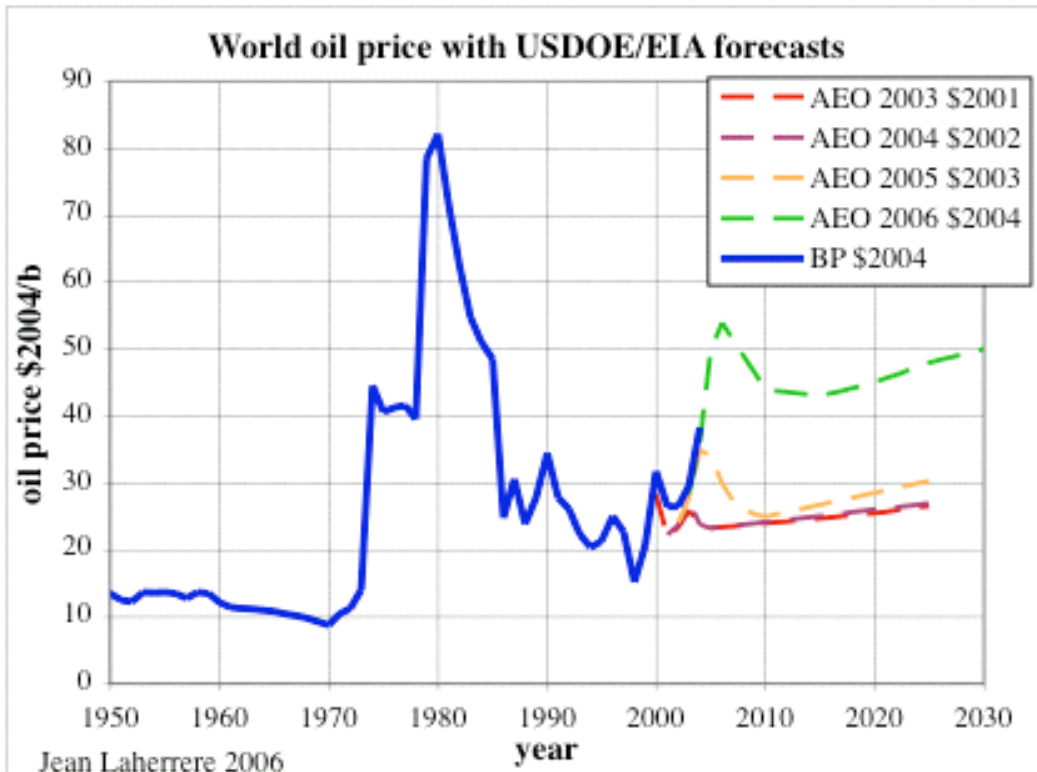
Figure 51: **Nombre d'heures de travail pour acheter un baril de petrole 1950-2005**



Toutes les previsions du prix de brut de l'USDOE ont ete fausses depuis 1980. Les previsions 2003, 2004, 2005 etait a moins de 30\$/b en 2025 celle de 2006 est de 50 \$/b en2030!

Le grand changement est que la nouvelle cible de l'OPEP est passe de 25 \$/b a 50 \$/b, mais l'OPEP a perdu son pouvoir d'influencer les prix n'ayant plus de capacite excedentaire. Jusqu'a quand ?

Figure 52: **previsions long-terme USDOE AEO 2003-2006**



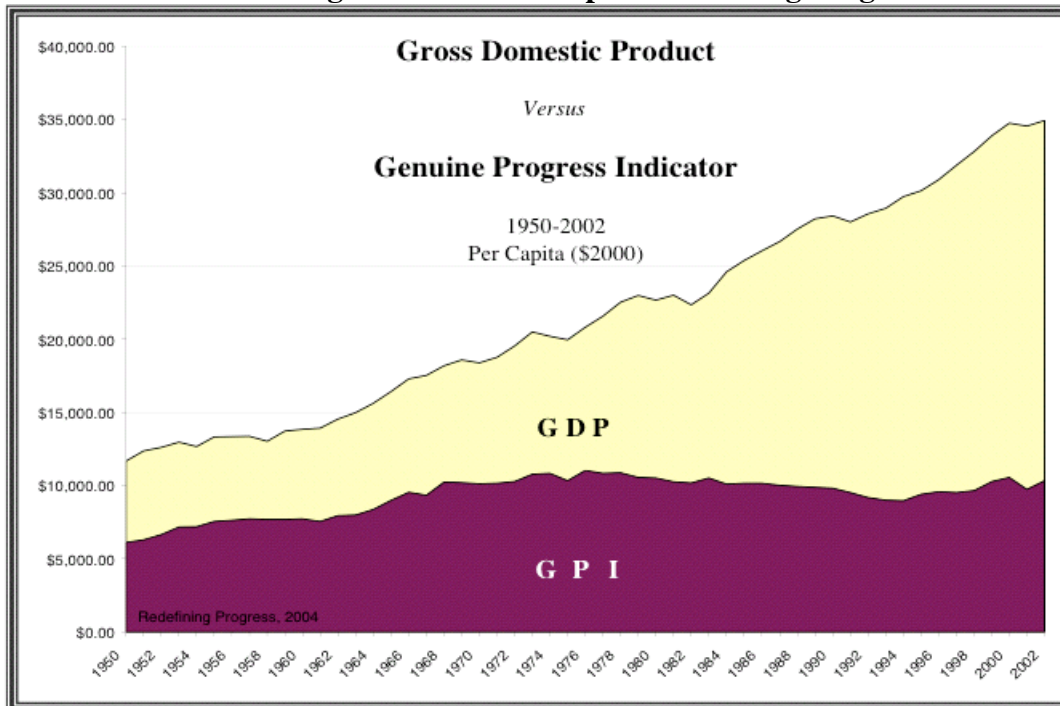
-PIB et bonheur

Le PIB represente les depenses manipulees (facteur hedonique) et non la richesse d'un pays. Plus il y a de catastrophes, de sida, d'accidents, de guerres, plus le PIB augmente.

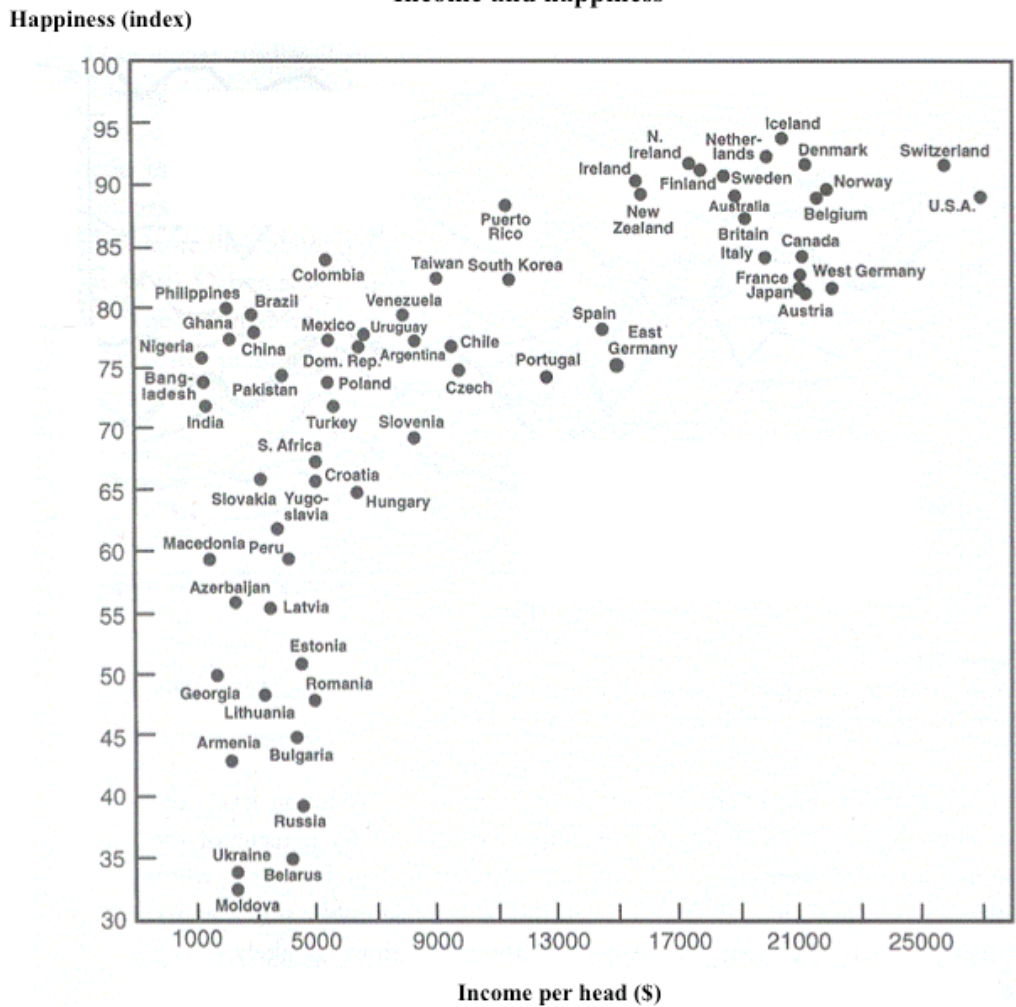
L'intensite energetique en tep/\$ PIB a peu de valeur car le PIB est manipule.

Il y a de nombreux indicateurs de bonheur ou de progres. Aux US l'indicateur authentique de progres (GPI) a eu son pic en 1977

Figure 53: US: PIB et Genuine Progress Indicator d'apres Redefining Progress 1960-2002



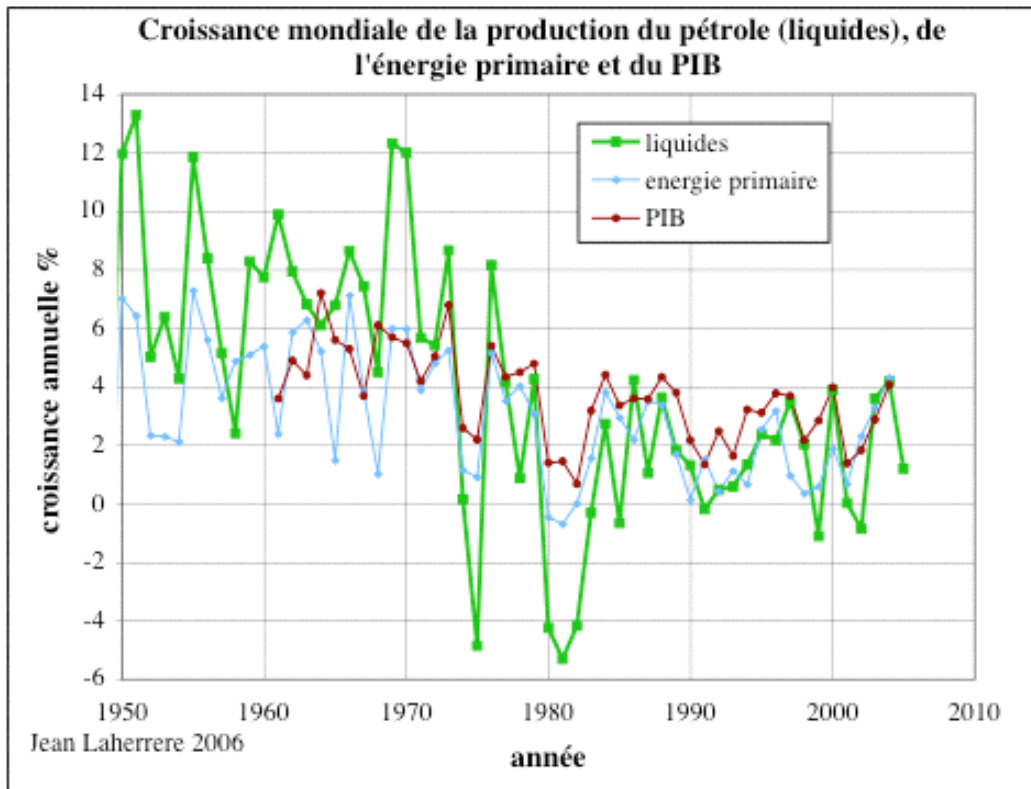
La corrélation entre PIB et bonheur ne se voit pas sur ce graphique
 Figure 54: **revenu (?) et bonheur** d'après Inglehart & Klingermann 2000



Source: Inglehart and Klingermann (2000), Figure 7.2 and Table 7.1. Latest year (all in 1990s).

Par contre la croissance du PIB se corréle assez bien avec la croissance de la production de pétrole et d'énergie primaire. Que va faire le PIB après le pic ?

Figure 54: **monde: croissance de la production de pétrole, de l'énergie primaire et du PIB**

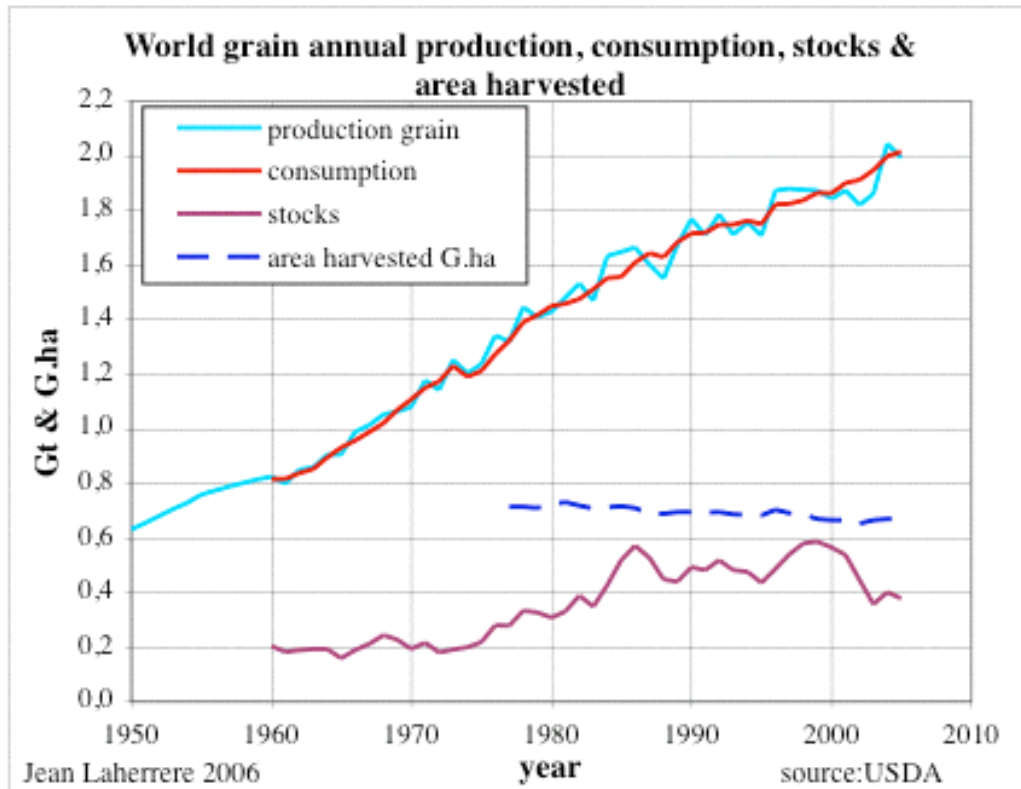


Le **cout de l'énergie** sur les 40 dernieres annees a ete de l'ordre de **5% du PIB** mondial alors que les experts (Kummel, Ayres) estiment que la **contribution de l'énergie** dans le PIB est de **50%**. **L'énergie est largement sousvaluee.**

-Agriculture

La productivite de l'agriculture varie avec la consommation de petrole (tracteurs, engrais et pesticide). L'agriculture transforme le petrole en nourriture! Depuis 1985 la production de grain croit moindre que la consommation et la population, la surface des cereales diminue et les stocks baissent. Canada's National Union of Farmers, les stocks mondiaux de grain sont au niveau le plus bas depuis 30 ans".

Figure 55: **production mondiale de grain, consommation et stocks 1950-2005**



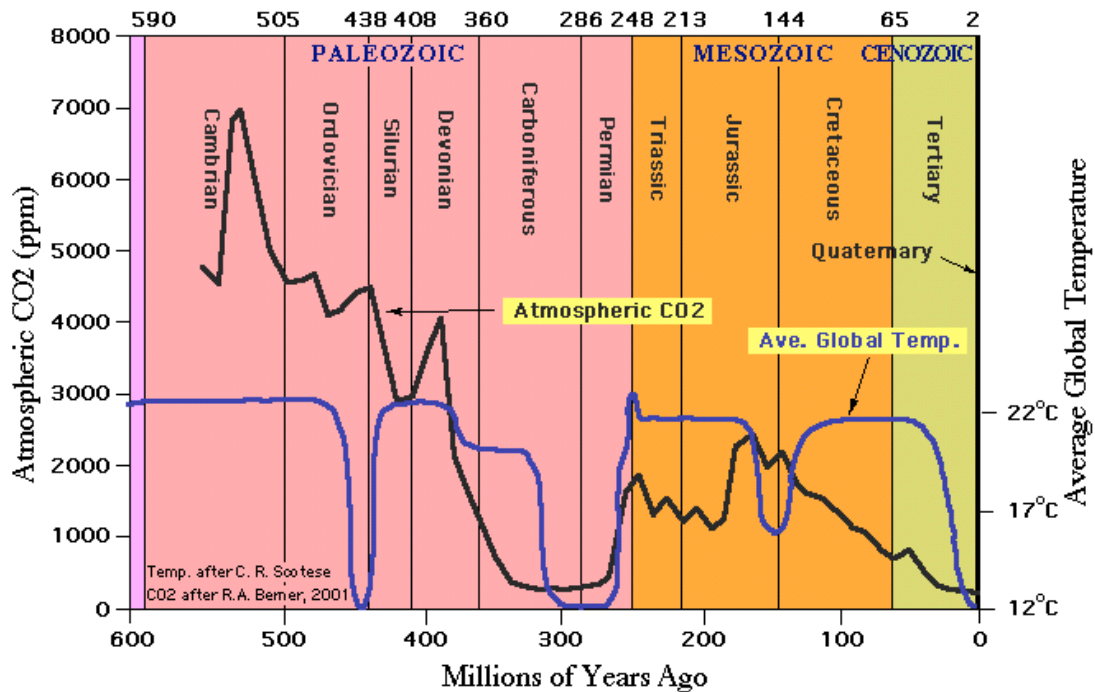
L'agriculture ne peut, dans le futur, nourrir le monde et remplir les reservoirs des voitures!

-Rechauffement climatique

Le climat a toujours change depuis la creation de la terre et les couches geologiques (strates) en sont la preuve. La temperature et le CO2 ont ete la majorite du temps superieures aux valeurs actuelles. Sur les 600 millions d'annees un climat chaud a regne 80% du temps, mais sur le dernier million seulement 30%.

Figure 56: **temperature de la Terre pour les derniers 600 Ma** d'apres Gerhard 2004

Global Temperature and Atmospheric CO₂ over Geologic Time



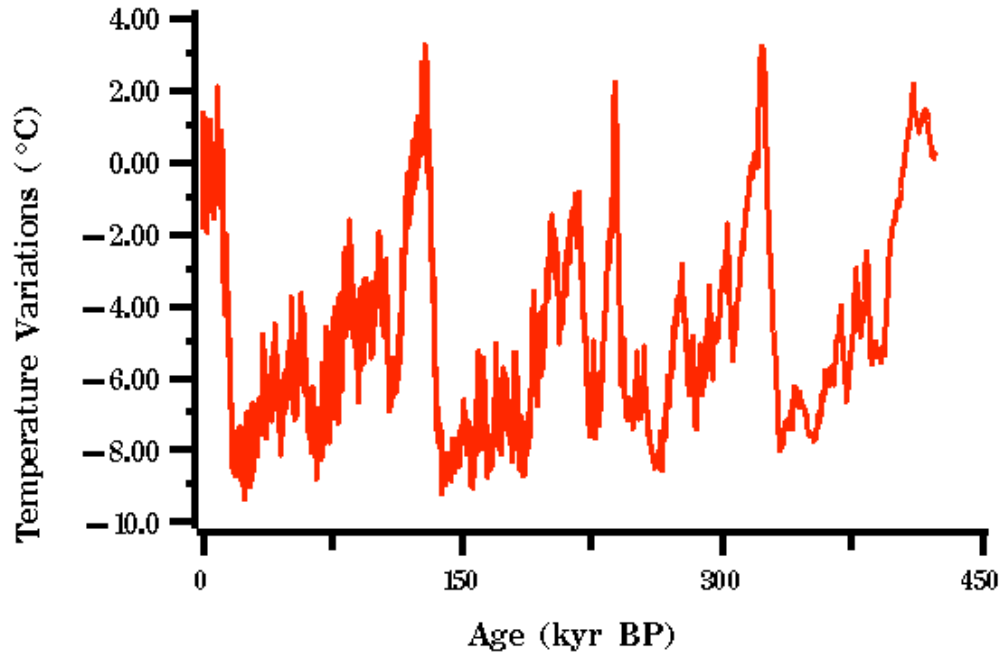
Late Carboniferous to Early Permian time (315 mya -- 270 mya) is the only time period in the last 600 million years when both atmospheric CO₂ and temperatures were as low as they are today (Quaternary Period).

La géologie est plus importante que le CO₂ car il y a glaciation actuellement (et il y a 300 Ma et 450 Ma) quand avec la dérive des continents il y a présence de continents aux pôles ou autour. Au Crétacé il y a 100 Ma, il n'y avait pas de glace aux pôles. Mais les conditions de 300 Ma étaient identiques à l'actuel et la planète a évolué avec augmentation de température et de CO₂ sans que cela puisse être considéré comme catastrophique pour la flore et la faune.

Milankovitch avait vu en 1924 que le climat changeait suivant les cycles astronomiques de la Terre autour du Soleil, qui sont environ 20 000, 40 000 and 100 000 ans. La mesure dans les carottes de Vostok dans l'Antarctique a montré que la température et le CO₂ varient ensemble et que c'est la température qui mène la danse, le CO₂ suit avec un retard de 800 ans (\approx cycle des océans). Quand la température augmente; les océans absorbent moins le CO₂, qui augmente donc avec retard.

Figure 57: températures d'après les glaces de Vostok depuis 420 000 ans

Historical Isotopic Temperature Record from the Vostok Ice Core



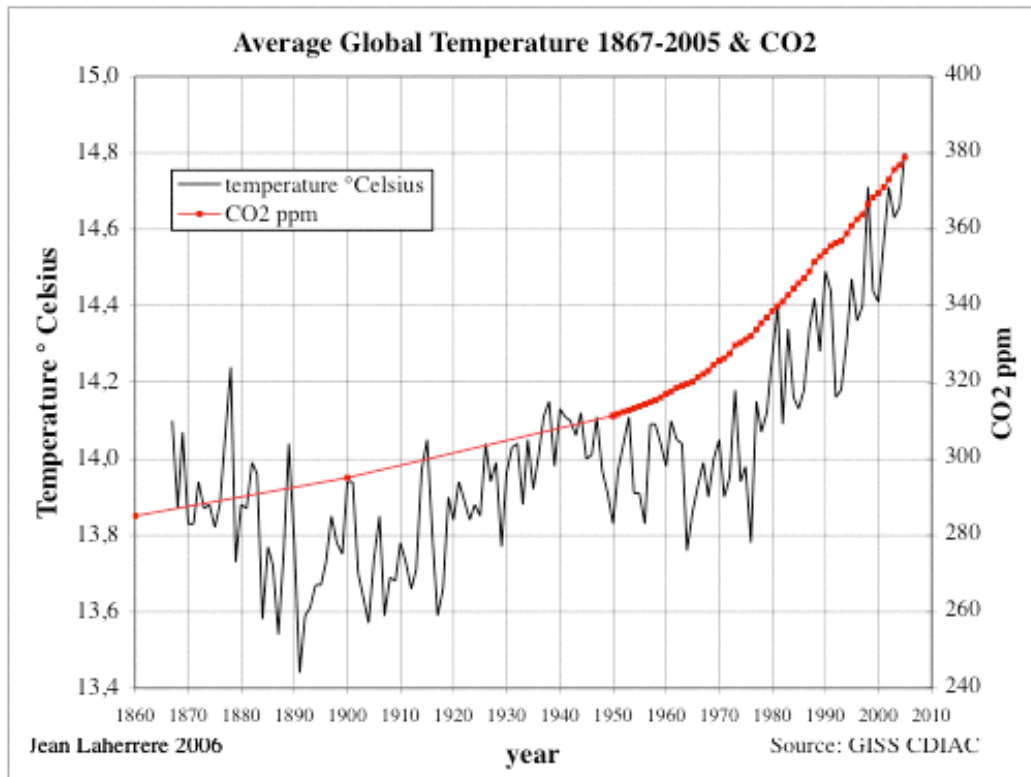
Variation with time of the Vostok isotope temperature record as a difference from the modern surface temperature value of -55.5°C .

Source: Petit et al.

Nous sommes dans un stade de réchauffement global, mais nous sortons d'une période froide qui est le Petit Age Glaciaire 1350-1850 qui a eu epidemies et guerres.

Mais en 1975 on parlait de refroidissement global car les temperatures ont baisse de 1945 a 1975, alors que le CO2 augmentait. Il y a mille ans a eu lieu la periode chaude medievale (construction des cathedrales et Groenland vert), aussi chaude ou plus que maintenant. Le rapport GIEC nie cette periode medievale avec son graphique en crosse de hockey (a partir des cernes des arbres), de facon a faire du catastrophisme climatique. Cela amene des budgets de recherche!

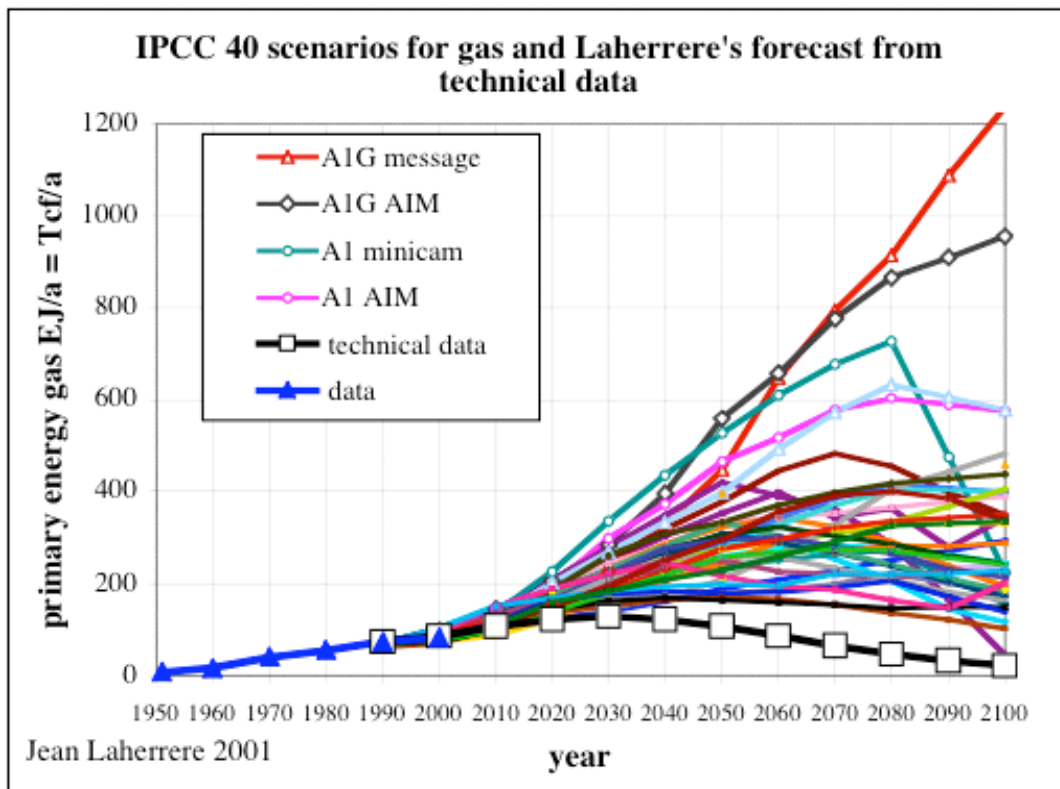
Figure 58: **temperature & CO2 1867-2005**



Il est difficile de faire la part du naturel et de l'humain dans le réchauffement actuel et aucun scientifique ne peut prévoir ce qui va se passer dans 50 ans, car les modèles sont loin d'être au point (le principal gaz effet de serre est la vapeur et non le CO2) et les scénarios énergétiques, base des études et conclusions du GIEC, sont irréalistes.

Le rapport GIEC 2001 est basé sur 40 scénarios énergétiques (SRES) qui sont des vœux pieux conçus par IIASA qui ignore le passé et les réalités industrielles. Pour le gaz on rêve d'âge des hydrates de gaz permettant que la consommation en 2100 sera 10 fois celle d'aujourd'hui! La fourchette des scénarios pour la consommation du gaz est considérable et cependant en dehors des prévisions à partir des données techniques. J'ai présenté en 2001 ce graphique à l'IIASA lors d'un atelier des modélisateurs climatiques et cependant le prochain rapport du GIEC prévu pour 2007 va encore utiliser ces mêmes scénarios irréalistes: GIGO: garbage in, garbage out! Mais les pessimistes climatiques vont dire que les résultats de 2001 sont confirmés par ceux de 2007, évidemment puisque les hypothèses sont les mêmes!

Figure 59: IIASA scénarios (rapport GIEC2001) de la **consommation de gaz** comparés aux données techniques



-Conclusions

Les données publiées pétrolières sont politiques ou financières, très loin de la réalité.

Beaucoup de pays trichent sur les données, car publier des données est un acte politique et dépend de l'image que l'auteur veut donner

Les données techniques sont confidentielles, même Secret d'Etat en Russie. Seuls le Royaume-Uni et la Norvège publient les données techniques qui sont la base des décisions de développements.

Les termes ne sont pas définis de façon à faciliter l'ambiguïté.

Les définitions de réserves aux US sont obsolètes (1978), basées sur des pratiques du Texas de 1950.

Les définitions en Russie surestiment les réserves. L'OPEP dont les quotas sont basés sur les réserves, pratique le statu quo. Le reste du monde essaie de bien faire mais ses réserves sont bien faibles.

Les prévisions officielles n'en sont pas, ceux sont des scénarios de souhaits pour satisfaire la croissance, qui est le carburant de la société de consommation. Ces prévisions ne tiennent pas compte des réalités industrielles et géologiques.

Les principaux indicateurs sont de mauvais paramètres pour étudier le futur: réserves prouvées, R/P, PIB.

Dans la société de consommation où le progrès est le gage du bonheur et de la réussite des politiciens et des patrons, le mot déclin est un terme politiquement incorrect

Il y a de nombreux mythes entretenus pour éloigner le déclin inéluctable, qui sont tous faux:

- le Moyen-orient est peu exploré

- la technologie augmente le taux de récupération des champs conventionnels et diminue le coût

- découvertes et réserves augmentent avec le prix du brut

- il reste 40 ans de pétrole, 60 ans de gaz et 250 ans de charbon

- schistes bitumineux

- hydrates de méthane océaniques

Il ne faut pas confondre réserves et ressources, ce que font la plupart des économistes.

Les économistes n'ont accès qu'aux données politiques raisonnent donc sur des chiffres faux et pensent que l'argent et la technologie peuvent résoudre tous les problèmes. Les experts, qui sont supposés ne pas se tromper, préfèrent publier des chiffres bas et, si les chiffres augmentent, les attribuer à leur actions.

Les géologues à la retraite qui ont les données techniques l'expérience et la liberté de parole peuvent parler de déclin. Les seuls patrons pétroliers qui ont parlé de déclin l'ont fait juste avant de quitter le monde pétrolier (ENI 1998, AMOCO 1999)

Donner plus de 2 chiffres significatifs montre que l'auteur est incompetent.

La Nature est plus importante que ne pensent la plupart des gens qui considèrent que la terre est le centre du système solaire et l'homme le centre du monde. La technologie ne peut changer la géologie des ressources. La technologie permet de produire moins cher et plus vite le pétrole bon marché au détriment du futur.

Aux US, les découvertes de pétrole ont eu leur pic en 1930 et la production en 1970. Dans le monde les découvertes ont eu leur pic en 1960 et la production (brut moins extra-lourd) dans les années à venir. 1 Tb d'huile facile a été produit, il en reste encore 1 Tb, plus 1 Tb d'huile difficile.

Le pic de l'huile (tous liquides) sera vers 2010-2020, étant plutôt un **plateau ondulé** avec des prix chaotiques si crise économique, qui est probable. S'il a plus de pétrole difficile que 1 Tb, cela ne changera pas le pic mais la pente du déclin

Le pic global de production de gaz arrivera après celui de l'huile, mais localement (Amérique du Nord et Europe) la pénurie de gaz se fera sentir bien avant la pénurie d'huile.

L'inventaire des réserves de charbon est peu fiable et à faire sérieusement. Le pic arrivera vers 2050.

[Le pic de production des combustibles fossiles arrivera vers 2030. Il est temps de prévoir les alternatives](#)

L'extrapolation de l'énergie primaire depuis le choc pétrolier conduit à un ralentissement de la croissance allant vers une asymptote à 14 Gtep.

Ce ralentissement n'est absolument pas envisagé dans les scénarios énergétiques qui sont la base des conclusions du GIEC 2001 sur le changement climatique. Ces mêmes scénarios irréalistes sont encore utilisés pour le rapport 2007 qui arrivera donc aux mêmes conclusions erronées.

L'énergie est sous-évaluée, ne faisant que 5% du PIB tout en contribuant à 50% dans ce PIB.

Des prix plus élevés de l'énergie est la seule solution pour faire des économies et pousser les énergies renouvelables.

L'agriculture a atteint ses limites et ne pourra pas dans le futur nourrir les hommes et remplir les réservoirs des voitures.

[Les pays éduqués ont un taux de fécondité très au-dessous du taux de remplacement et vont vers l'extinction.](#)

Saint-Exupéry: **“Nous n'héritons pas de la Terre de nos parents, nous l'empruntons à nos enfants”**

Davantage de graphiques et de papiers sont sur le site www.oilcrisis.com/laherrere