

Orthez le 26 septembre 2006

Texte de base dont une petite partie sera montrée durant l'exposé (sans ponctuation pour ne pas être massacré par certains logiciels)

Pétrole et Gaz : quel avenir pour quel monde?

Jean Laherrere jean.laherrere@wanadoo.fr

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

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

-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.

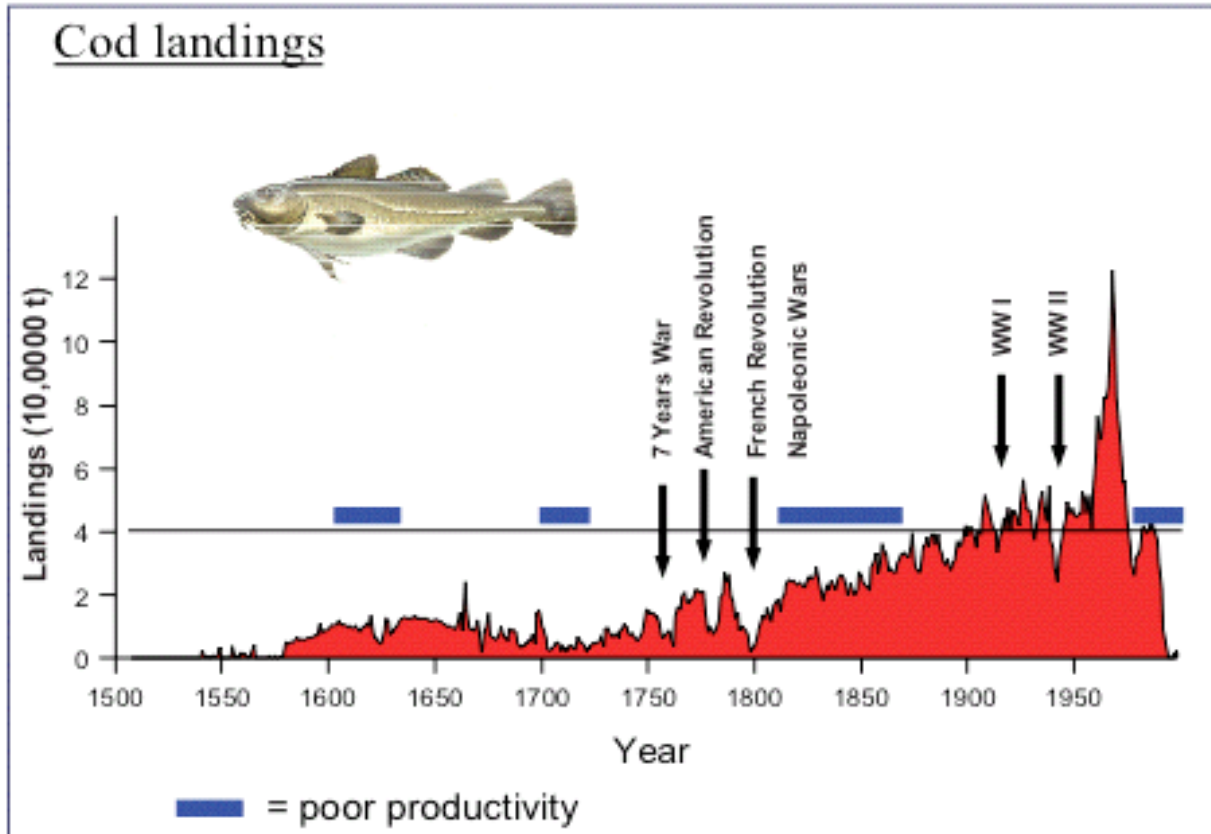
Une croissance continue est impossible dans un monde fini. Nous avons atteint les limites de la planète.

Mais dans notre société de consommation la croissance est jugée indispensable et le mot déclin un terme politiquement incorrect

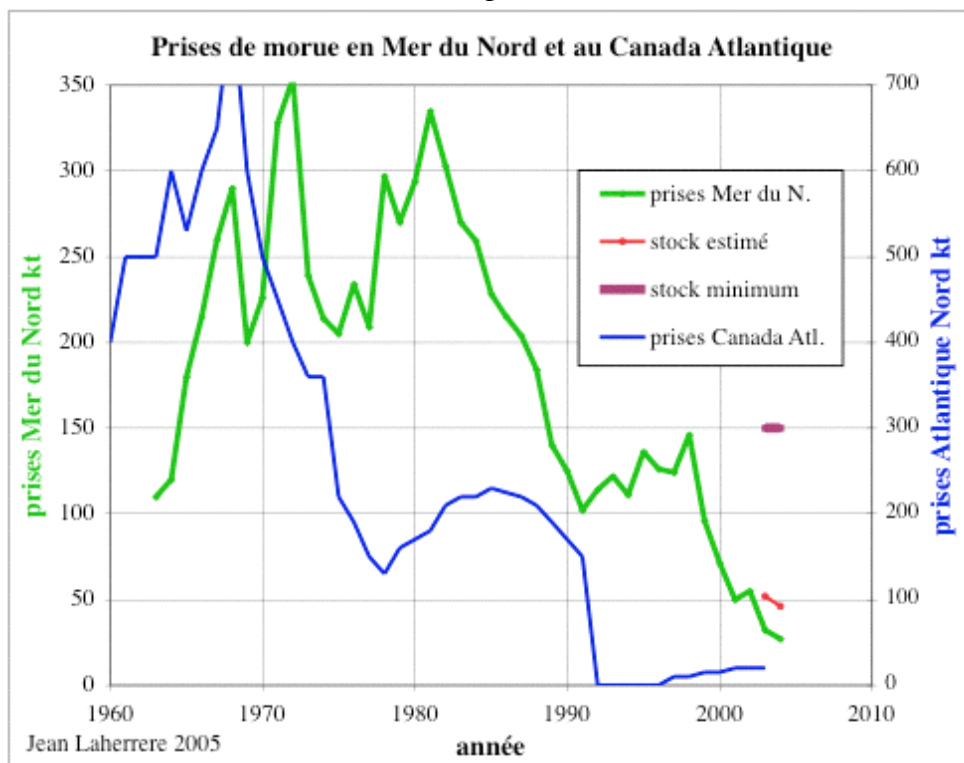
-Tout est cycle

Je n'ai pas trouvé de phénomène naturel que je n'ai pas réussi à modéliser avec des cycles symétriques. La maladie de la vache folle en Angleterre est un bel exemple de cycle symétrique. La morue a permis à l'Europe de vivre pendant des siècles et de découvrir l'Amérique, les prises de morue ont lentement augmenté (sauf pendant les guerres), mais la technologie est arrivée avec les chalutiers et les usines flottantes en 1965 les prises se sont emballées jusqu'en 1968, suivi d'un effondrement aussi spectaculaire en 1975, institution de quotas et reprise avec pic mineur en 1985 et effondrement de nouveau arrêté provisoire en 1992 avec 40 000 pêcheurs payés à ne rien faire. Après 10 ans d'arrêt provisoire, la morue a été en 2002 déclarée disparue de l'Atlantique Nord.

Figure 1: Prises des morues en Nord Atlantique (les Grands Bancs) au Canada 1500-2000 (George Rose 2003)



La morue de la Mer du Nord suit le meme chemin avec un retard de 15 ans
Figure 2: Prises de morue en Mer du Nord et comparaison avec le Canada 1960-2004



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

Les pecheurs, qui ne respectent pas les quotas ou qui les font augmenter, sont en train de tuer la peche en mer. L'aquaculture ne semble pas pouvoir la remplacer

-Production petroliere

-Problemes de vocabulaire et de definition

huile = liqueur grasse inflammable d'origine vegetale, animale ou minerale

petrole = huile minerale naturelle

hydrocarbures = seulement C + H; malgre origine *eau + charbon*

oil = **huile** souvent confondu avec petrole

pour 2005 la production d'huile suivant les auteurs va de 67 Mb/d pour le regular oil de Campbell, 71 Mb/d pour le brut (petrole hors extra-lourd), a 84 Mb/d pour tous liquides (*oil demand = huile*) incluant liquides de gaz naturel, petroles extra-lourds, huiles synthetiques, biocarburants, liquides de charbon et gains de raffinerie (en volume)

Depletion = epuisement, reduction du volume d'un champ du fait de sa production qui commence des le debut, a ne pas confondre avec **declin** de la production apres le pic

Pic = point haut ou point le plus haut?

Peak oil = **huile qui a un pic (ASPO)** different de **oil peak** = **pic de l'huile**

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

-Chiffres publics

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

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

Tous les membres de l'OPEP trichent et sur les reserves et sur les productions. Il faut faire appel a des compagnies d'espionnages = Petrologistics, IHS, Wood Mackenzie et autres, pour avoir des chiffres plus vrais (?), .

Publier une donnee avec plus de 2 chiffres significatifs dans le domaine de l'energie montre que **l'auteur est incompetent**, car les donnees varient de plus ou moins 20%

Il ne faut pas confondre nombre de chiffres significatifs et precision.

Le public et les patrons n'aiment pas l'incertitude, preferant un chiffre discutable a une fourchette, reportant l'incertitude du resultat sur l'incertitude de la definition du produit!

USDOE/EIA reserves fin 2004 publication 31 mai 2006

	Oil & Gas journal	World Oil	OGJ/WO
Crude oil Gb			
world	1 277,181 992	1 081,813	1,18
France	0,146 49	0,160 1	0,91
Russie	60	67,137 9	0,89
Natural gas Tcf			
world	6 043,677	6 997,767 4	0,86
France	0,451	0,377 5	1,19
Russie	1 680	2 361,053 2	0,71
End of 2005	OGJ	BP	OGJ/BP
Oil Gb			
World	1 292,549 534	1200,708 502 619	1,08
Russia	60,000	74,436 476 05	0,81

Norway	7,705	9,672 727 8	0,80
Canada	178,7924	16,5	10,8
China	18,25	16,038 12	1,14
Gas Tcf			
World	6 112,144	6 348,068 437 8	0,96
Russia	1 680.000	1 688,046	0,99
Norway	84,26	84,896 5	0,99
Canada	56,577	55,950 5	1,01
China	53,325	82,955	0,64

-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 qu'une faible partie des ressources.

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

Il ne faut pas confondre reserves initiales et reserves restantes pour une certaine annee (souvent non mentionnee).

L'estimation des reserves s'exprime par une fourchette de 3 valeurs: **minimum; valeur esperee; maximum**

Il y a **plusieurs systemes de definition de reserves** qui ne veulent qu'une valeur:

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

-**OPEP** où les quotas dependent des reserves dites **prouvees**, elles sont donc politiques

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

-**Reste du monde** = regles SPE/WPC 1997 = **prouvee + probable = 2P ≈ valeur esperee ou moyenne** sur laquelle est decide le developpement du champ. La Canada a lache les US en 2002!

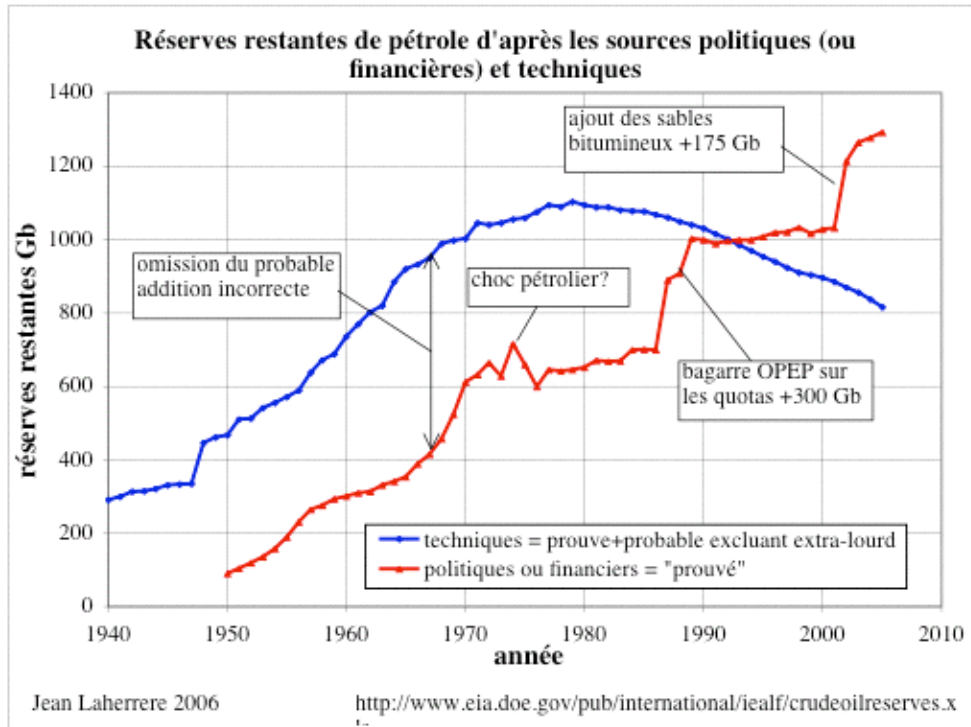
Les compagnies internationales ont plusieurs fichiers de reserves suivant la destination !

-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 proche 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**

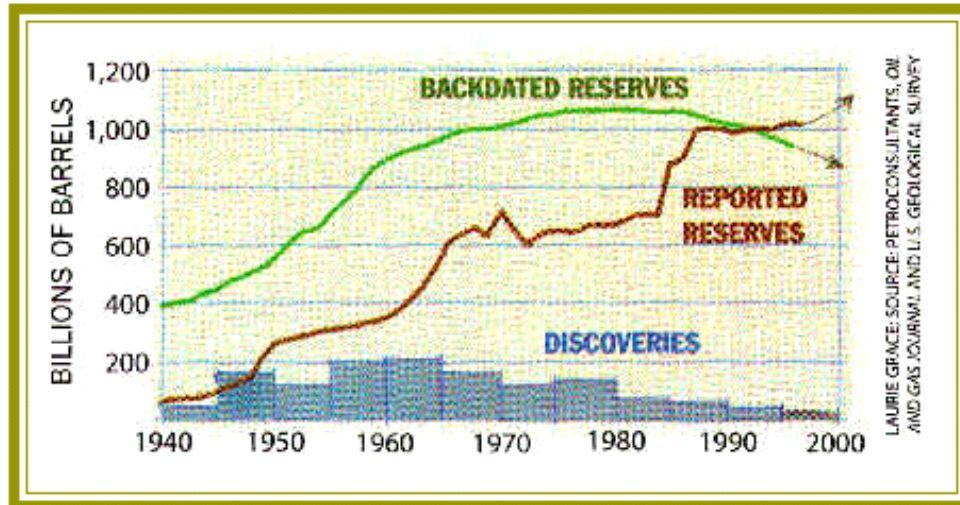


De 1950 à 1979 (choc pétrolier) les réserves dites prouvées sont en gros la moitié de la valeur espérée (2P), la différence provenant de l'**omission des réserves probables** et de l'**addition incorrecte** des prouvées (la somme des minima n'est pas le minimum de la somme). De 1985 à 1990 les membres 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

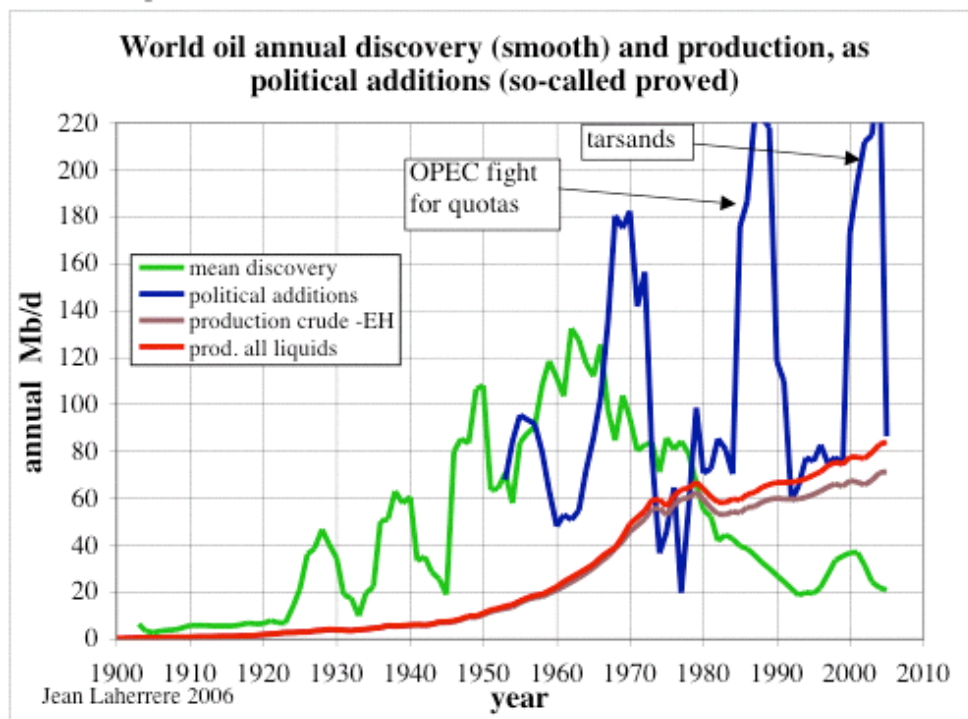
Les réserves de l'OPEP ne sont pas *certifiées* comme celles des compagnies internationales et représentent plus de 80%! Koweït a été le premier en 1986 d'augmenter ses réserves de 50% et est le premier pays maintenant (PIW) soupçonné d'avoir ses réserves réelles moitié du chiffre officiel! Les réserves dites *prouvées* ne sont d'aucune utilité pour prédire l'avenir, mais les économistes n'ont que ça!

Dans la revue *Pour la science* de mai 1998 Colin Campbell et moi "La fin du pétrole bon marché" qui est la traduction de la revue *Scientific American* "*The end of cheap oil*" avons sorti le graphique suivant qui prévoyait la situation actuelle, baisse des réserves techniques, augmentation des réserves politiques, mais le changement de définition (sables bitumineux) n'est apparu qu'en 2004 [pour les réserves politiques](#)

Figure 4: Réserves mondiales conventionnelles de pétrole d'après les **sources politiques et techniques**: graphique de 1998 *Scientific American*



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 5: 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.**

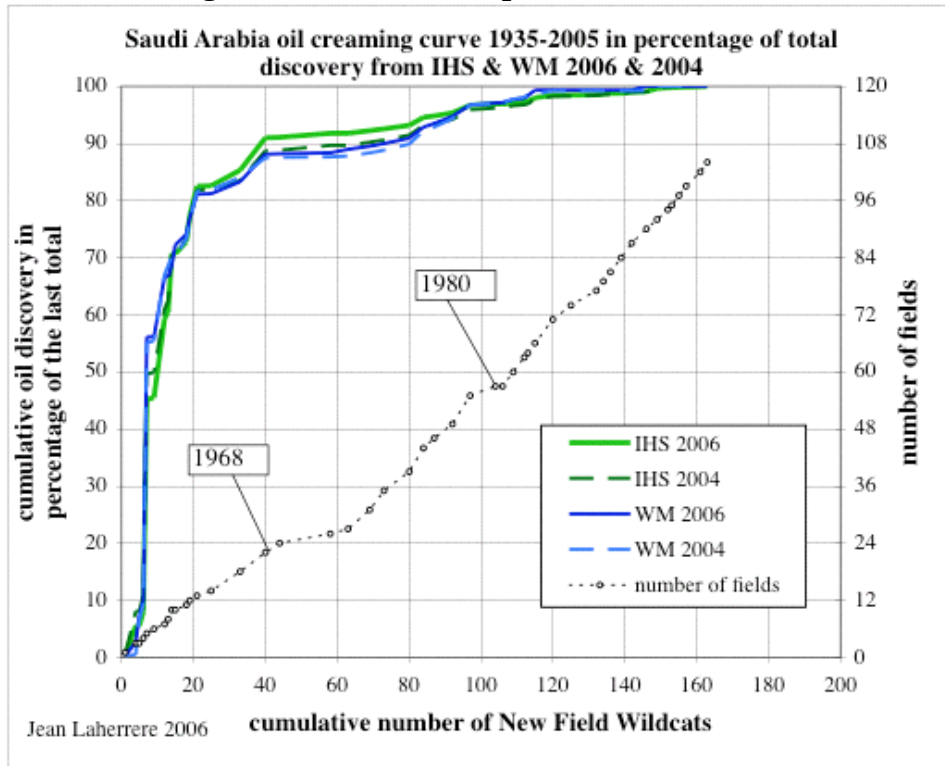
-Mythes à dénoncer

Pour empêcher de parler de déclin, tous les moyens sont bons, et les mythes abondent, mais ils sont faux

-Mythe 1: Le Moyen-Orient peu exploré

L'Arabie Saoudite a decouvert 90% de son petrole de 1935 a 1968 en forant 40 puits d'exploration (New Field Wildcats NFW) decouvrant 20 champs, les 10% restant l'ont ete ensuite de 1968 a 2005 avec 120 NFW decouvrant 80 champs. .

Figure 6: **courbe d'ecremage des decouvertes de petrole en Arabie Saoudite**



L'Arabie Saoudite n'est pas sous exploree, ainsi que tout le Moyen-Orient, certaines regions a faible potentiel sont moins forees.

-Mythe 2: le taux de recuperation des champs de petrole est en moyenne de 35%, en Mer du Nord on recupere 50%, on peut donc augmenter les reserves de moitie

Le taux de recuperation est le pourcentage des reserves initiales par rapport au volume en place. Mais le volume en place est connu simplement grace aux puits (epaisseur, porosite, saturation) et a la sismique (structure donnant la surface). Mais les puits sont ponctuels et la sismique imprecise, le volume en place est donc incertain. Les reserves sont aussi incertaines mais grace a la production et aux mesures de pression son estimation s'ameliore avec la production et elles sont parfaitement connues quand la production du champ s'arrete, alors que le volume en place est toujours incertain. Ainsi le PDG de Statoil a declare dans le magazine World Oil de Decembre 2005 que le volume en place de Statfjord (le plus gros de la mer du Nord) etait de 8 Gb, alors qu'en decembre 2004 il annoncait 6 Gb. Ce chiffre rond en dit long sur la precision de l'estimation et sa variation encore plus. En fait le taux de recuperation depend essentiellement de la geologie du reservoir et varie de 3% pour un reservoir compact fracture a 85 % pour un reservoir tres poreux et permeable. Il n'est indique que pour donner un ordre de grandeur dans les rapports officiels, car les etudes de developpement se font par des modeles qui simulent directement la production d'un champ, la production cumulee a la fin representant les reserves sans faire appel au volume en place, ni au taux de recuperation. Les taux sont estimes 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 reservoir compact en un

reservoir poreux. **La technologie ne peut changer la geologie du reservoir des champs conventionnels ou l'on agit seulement sur la pression par injection d'eau ou de gaz.**

Par contre pour les petroles nonconventionnels ou l'on agit sur les fluides, la technologie augmente le taux de recuperation, ainsi l'huile extra-lourde de l'Orenoque est exploitee par Sincor 1 en production froide et le taux est de 8%, mais en utilisant de la vapeur avec Sincor II le taux doit monter a 25% (et les investissements et couts operatoires).

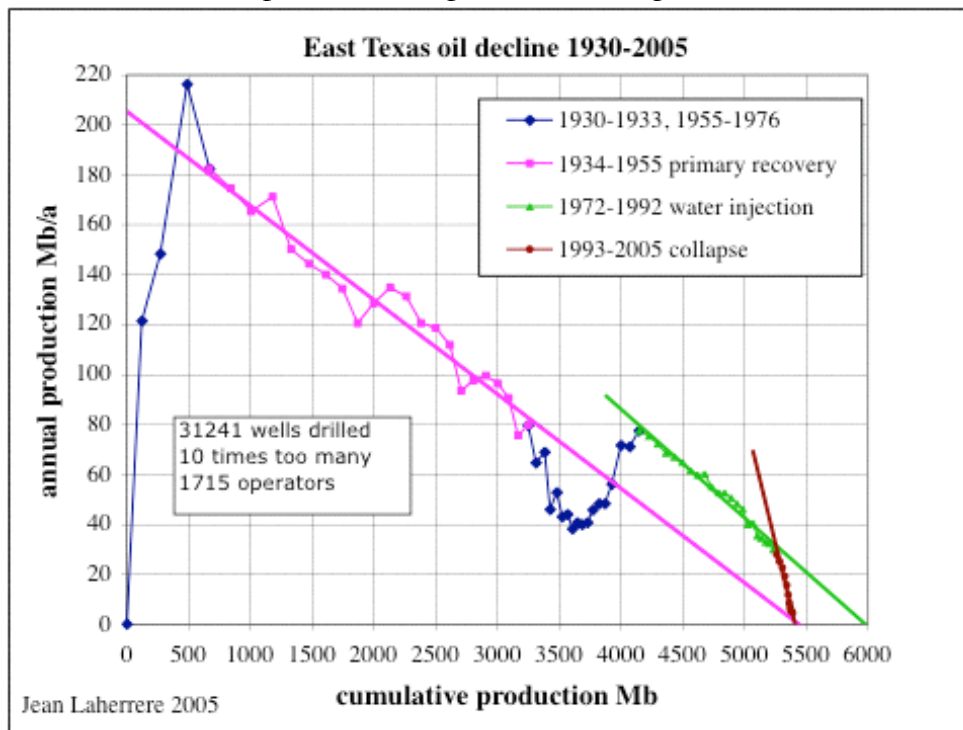
-Mythe 3: il y a croissance des reserves grace a la technologie

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

Une croissance veritable des reserves par la technologie doit se voir sur la courbe de declin de la production annuelle en fonction de la production cumulee

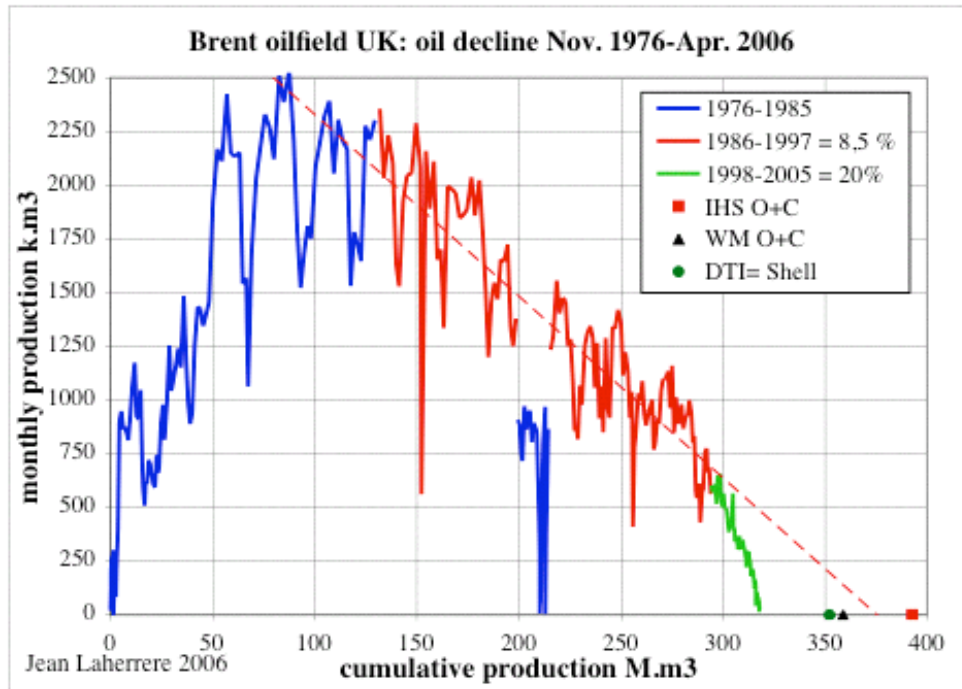
Le plus gros champ des US hors Alaska, East Texas, a vu ses reserves augmenter de 5,4 Gb a 6 Gb avec l'apport de l'injection d'eau de 1972 a 1992 avec plus de 30 000 puits fores (10 fois plus que necessaire), il y avait donc veritablement croissance, mais depuis 1992 il a eu effondrement du declin passant de 5 a 10 %/a, le champ est pratiquement epuise et l'ultime est revenu a 5,4 Gb. L'augmentation des reserves a ete provisoire. La technologie permet de produire plus vite les champs conventionnels mais pas plus et parfois moins.

Figure 7: courbe de declin de la production de petrole du champ East Texas 1930-2005



L'un des plus gros champs anglais Brent (brut de reference en mer du Nord = marqueur) a vu aussi sa production s'effondrer en 1998 (comme East Texas) passant d'un declin de plus de 8%/a de 1986 a 1997 a pres de 20%/a de 1998 a 2005. Il est pratiquement epuise n'etant plus qu'un champ de gaz (il va falloir changer de brut de reference!)

Figure 8: courbe de declin de la production de petrole du champ de Brent RU 1976-2005

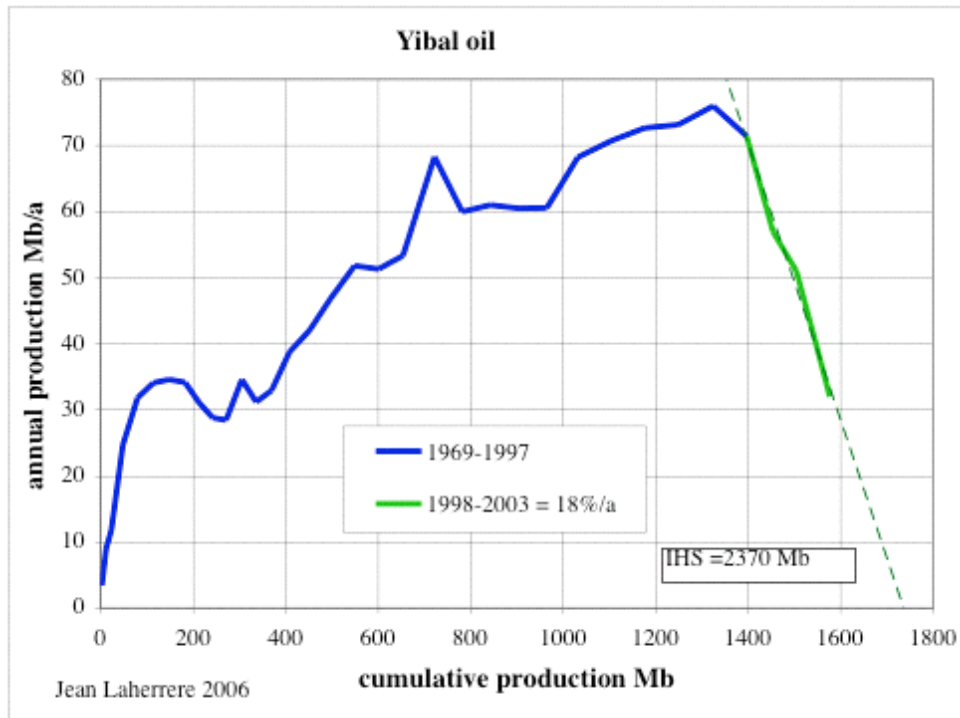


Autrefois les compagnies internationales faisaient du long-terme, mais depuis qu'elles sont possedees en majorite par les fonds de pension americaine, elles ne font que du court-terme et le but est le profit immediat.

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 qui n'est pas dans l'OPEP) opere par Shell a ete pousse a fond grace aux puits horizontaux pour produire plus vite mais le declin est tres rapide et l'ultime moindre (1750 Mb) qu'espere (2370 Mb)

Figure 9: courbe de declin de la production de petrole du champ d'Yibal Oman 1969-2003



Mauvaise pratique de production trop pousse = declin fort (18%) et diminution des reserves calculees

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. Les cas de revision positive sont tous dus a des conditions geologiques exceptionnelles: Ekofisk mer du Nord: reservoir de craie qui s'est effondre lors de la production amenant une subsidence du fond dela mer de plus de 8 m; Eugene Island 330 Golfe du Mexique communication du reservoir avec la source mere grace a une faille majeure.

En resume la croissance des reserves a existe aux US a cause de regles perimees (SEC 1978) basees sur les techniques des annees 1960, mais elle n'existe plus puisque actuellement les revisions des reserves prouvees publiees par l'USDOE sont autant positives que negatives. La croissance des reserves americaines est donc due a une mauvaise pratique, a savoir des regles obsoletes.

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

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

-Presentations "optimistes" ou "modifiées" sur l'apport de la technologie

Les souhaits sont presentees comme le scenario le plus probable et les previsions les plus probables comme le scenario 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" pretendait que la production de la Mer du Nord serait retardee de 10 ans

Figure 10: Scenarios en 1998 de production en Mer du Nord IFP

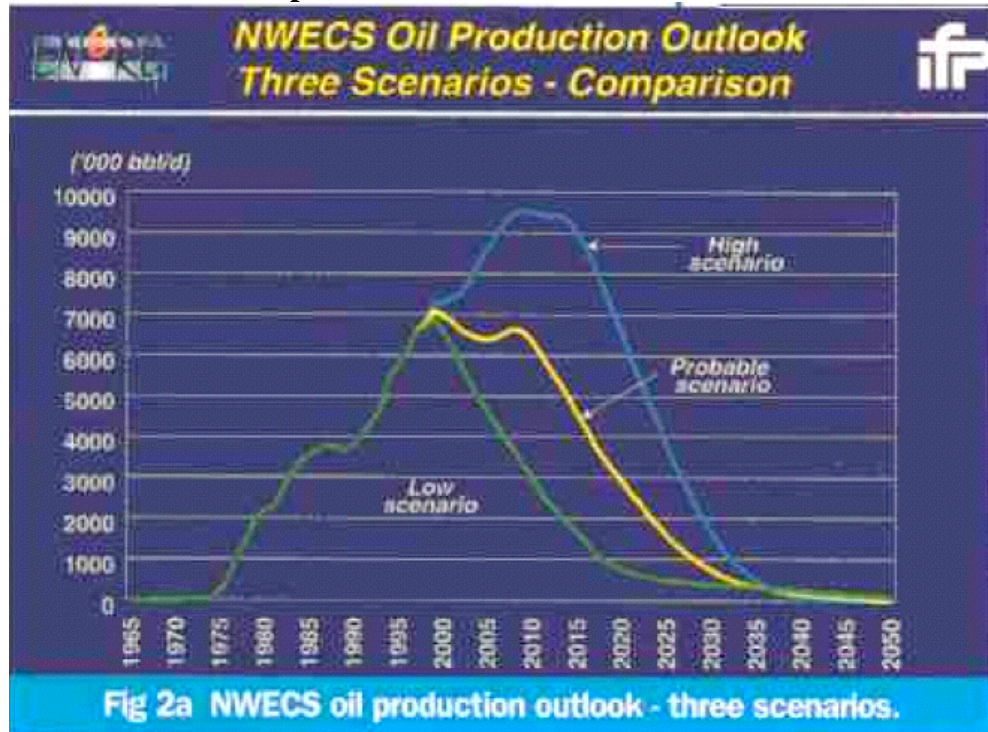
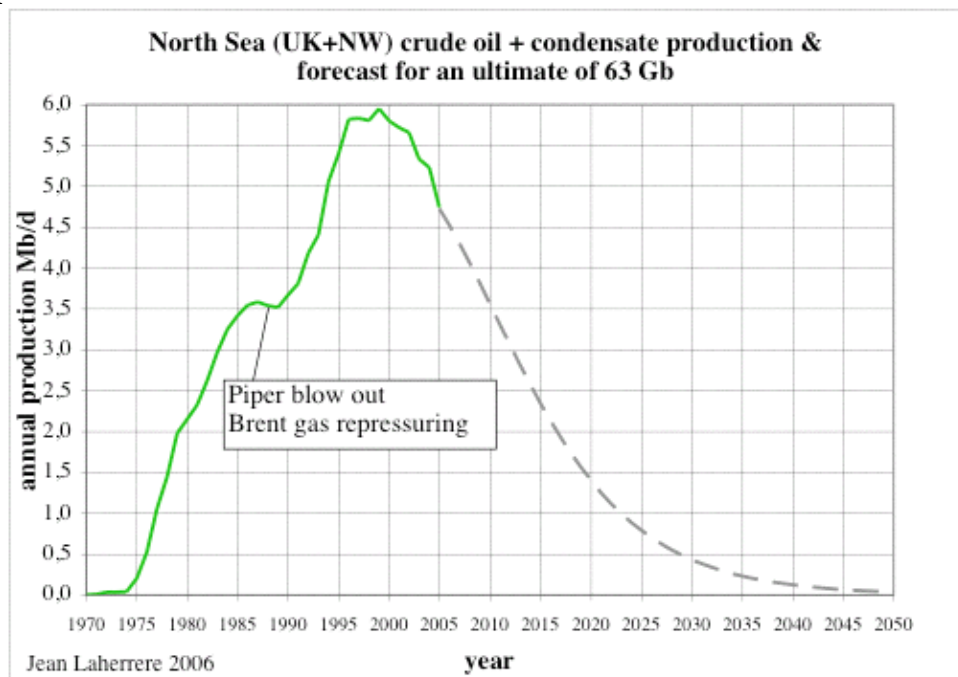


Figure 11: production en Mer du Nord fin 2005



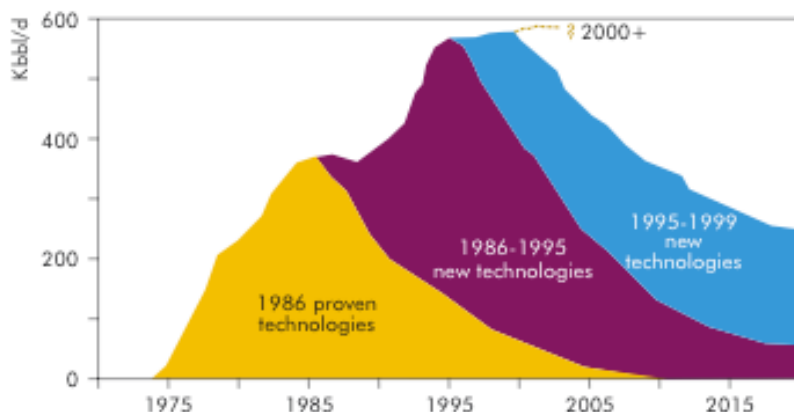
Le scenario dit probable en 1998 s'est revele etre du reve et la realite en 2006 est le scenario dit bas

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!

L'AIE justifie l'apport de la technologie en reproduisant en mai 2005 un vieux graphique de l'European Network for Research in Geo-Energy repris par Shell en 2002

Figure 12: **AIE mai 2005: Impact de la technologie** sur la production en Mer du Nord document 1999 avec echelle **fausse** (pic 0,6 Mb/d)

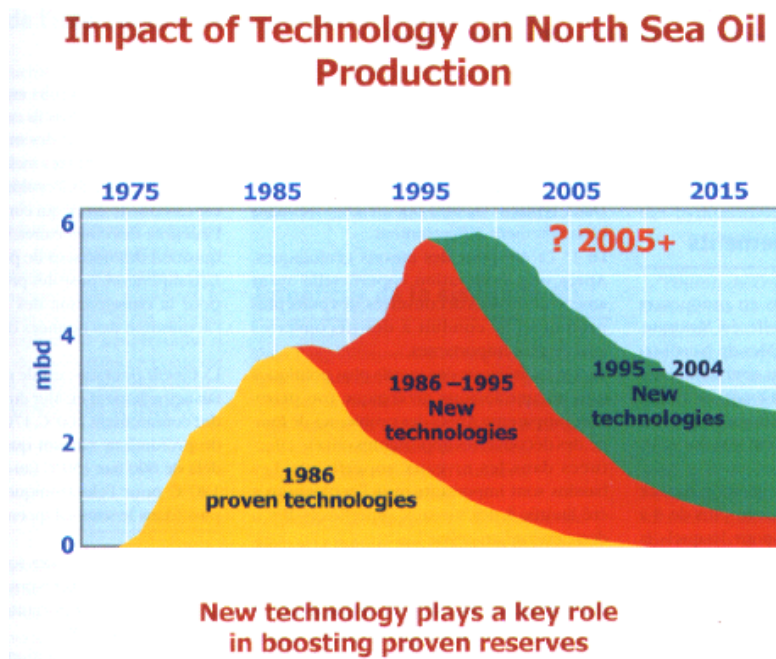
Figure 1.20 • Impact of technology on production from the North Sea, in thousand barrels per day



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

En octobre 2005, L'AIE represente ce meme graphique mais avec des chiffres "modifies"

Figure 13: **AIE oct 2005: Impact de la technologie** sur la production en Mer du Nord avec echelle correcte et chiffres *modifies* 2004 au lieu de 1999, 2005+ au lieu de 2000+



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

La justification par l'AIE en 2005 de l'impact de la technologie est basée sur un graphique de 1999 trafiqué! S'ils ne trouvent pas mieux, c'est que les justifications de l'apport de la technologie ne sont pas évidentes! C'est du « Tout va très bien Madame la Marquise ! » la technologie est le père Noël

-Mythe 4: les réserves sont de 40 ans (R/P) pour le pétrole, 60 ans pour le gaz, 250 ans pour le charbon:

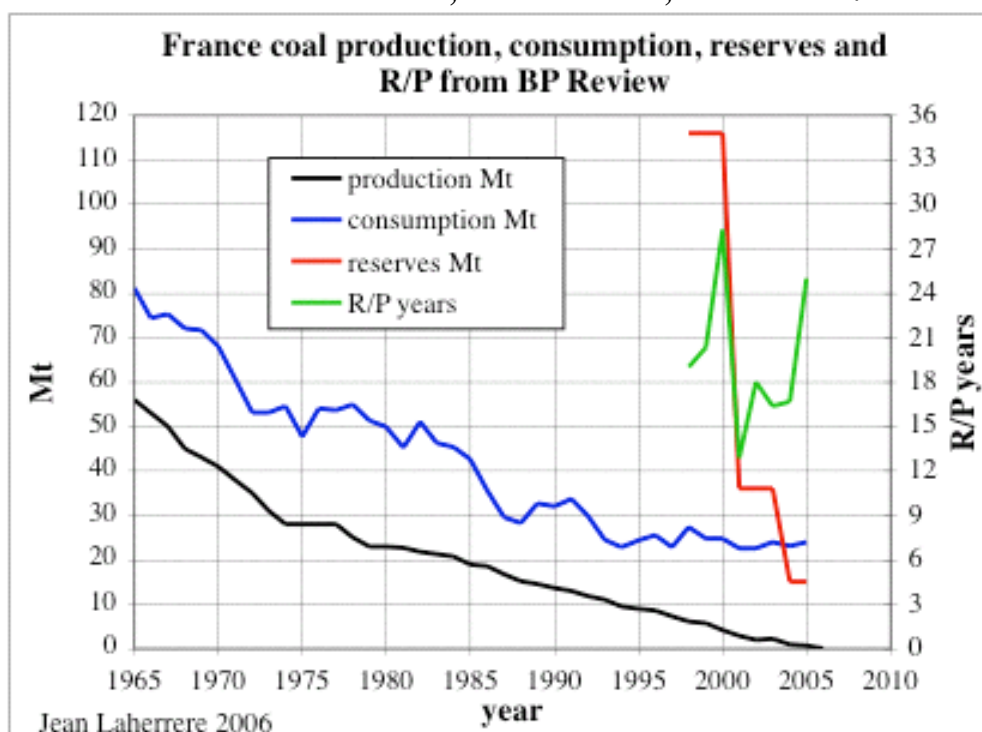
de nouveau « Tout va très bien Madame la Marquise », mais la réalité n'est pas aussi brillante !

En France les réserves de charbon et le R/P sont d'après 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

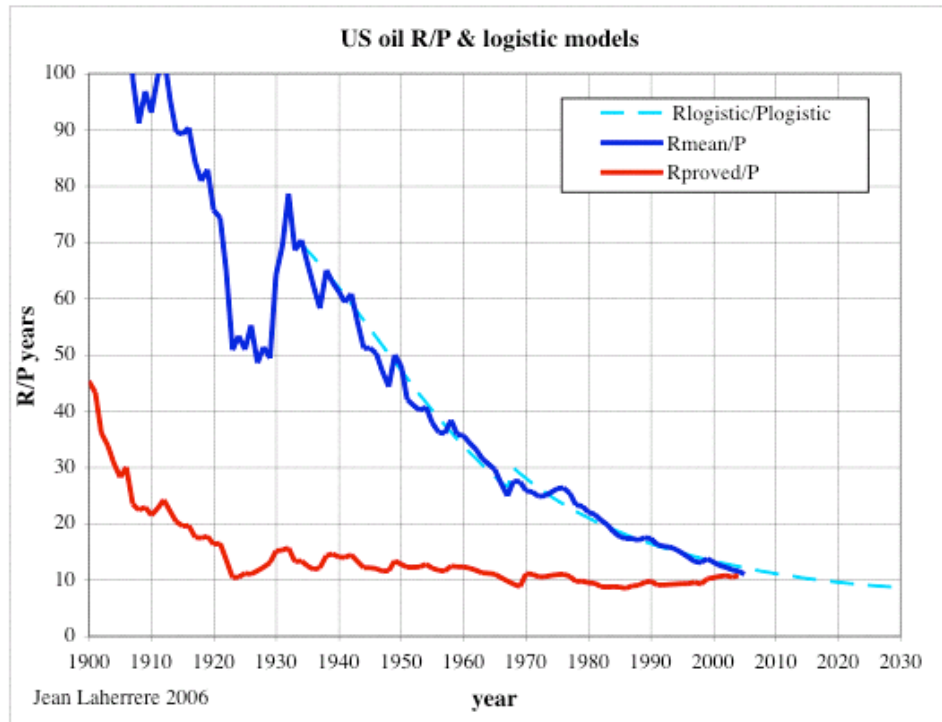
Il y a actuellement des ressources de charbon en France mais plus de mines, donc plus de réserves (ce que l'on espère produire)! Des Écossais veulent produire en surface du charbon dans l'Aveyron, ils ont les autorisations mais les locaux s'y opposent et tout est bloqué. Les Français ne veulent plus produire de charbon!

Figure 14: **Production de charbon en France, consommation, réserves et R/P**



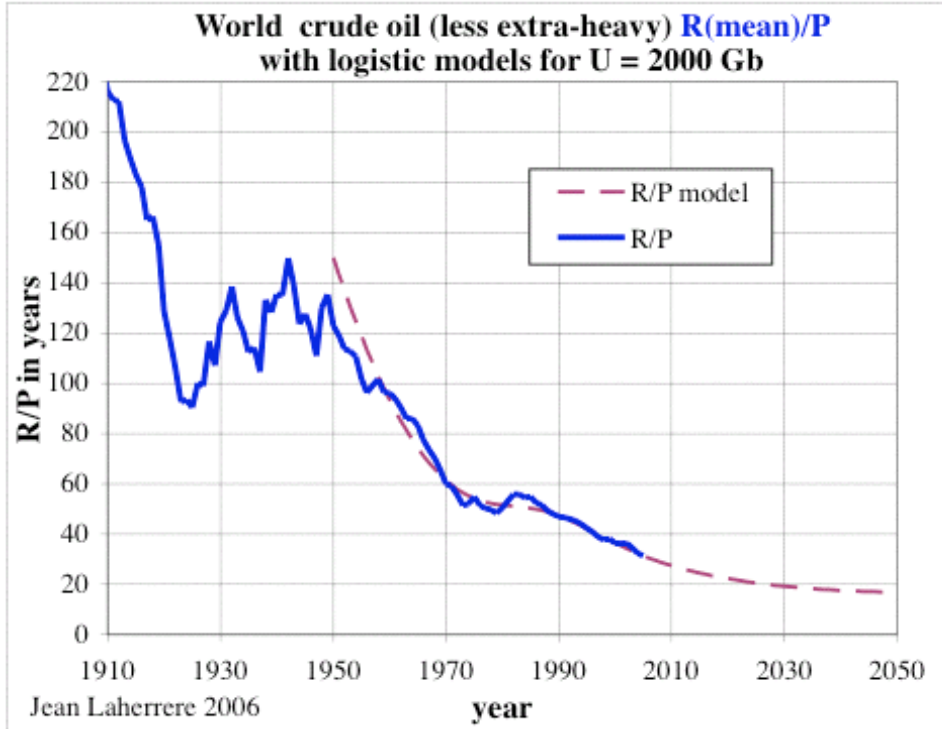
Aux US le R/P des réserves dites prouvées de pétrole est d'environ **10 ans depuis 80 ans**, le R/P ne veut rien dire pour prédire le futur, il est surtout utilisé pour calculer les réserves!

Figure 15: R/P pour le pétrole aux US d'après les réserves prouvées et les réserves moyennes avec modèles logistiques 1900-2030



Pour le monde le R/P (brut moins extra-lourd) décroît de 140 ans en 1950 à 35 ans (perdant 100 ans en 50 ans!) tendant vers une asymptote à 20 ans

Figure 16: R/P mondial brut moins extra-lourd avec modèles logistiques 1910-2030



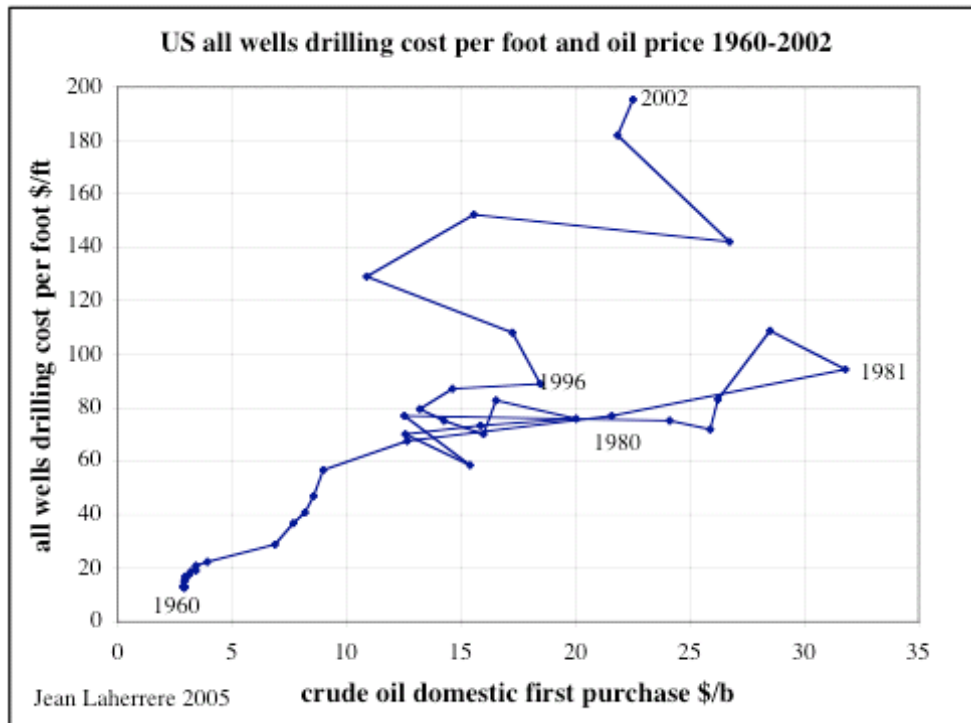
R/P est un très mauvais indicateur, mais il est utilisé par tous.

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

-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 17: cout du forage aux US en fonction du prix du brut



Les couts de forage sont en train d'exploser, la journee d'un appareil de forage en offshore profond est passe a 500 000 \$/d (il faut ajouter les hommes et le consommable) et le puits a plus de 100 M\$. Les couts de developpement ont doubles pour Kashagan avec 30 G\$ (pour 1 Mb/d ?) et Sakhaline II avec 20 G\$.

-Mythe 6: l'augmentation du taux de succes amene plus de decouvertes

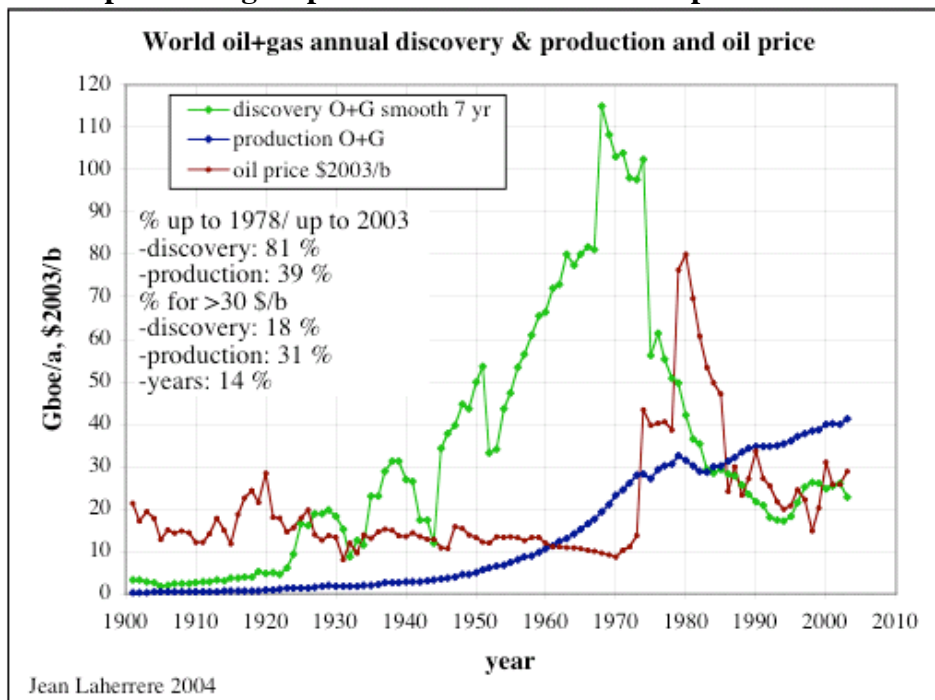
Le graphique 6 en Arabie Saoudite montre aussi que le **mythe de l'augmentation du taux de succes grace aux nouvelles technologies qui va amener plus de reserves** est errone, car la taille des decouvertes diminue considerablement plus. De 1935 a 1968 40 NFW ont decouvert 22 champs (taux de succes de 55%) representant 90% des decouvertes actuelles, alors que les 40 derniers NFW de 1992 a 2005 ont decouvert 32 champs (taux de succes de 80%) representant seulement 2% des decouvertes actuelles.

On a meme l'effet contraire, car les explorateurs juges au taux de succes ne veulent plus prendre trop de risque et preferent forer un petit prospect sur qu'un grand prospect peu sur.

-Mythe 7: les decouvertes augmentent quand le prix augmente

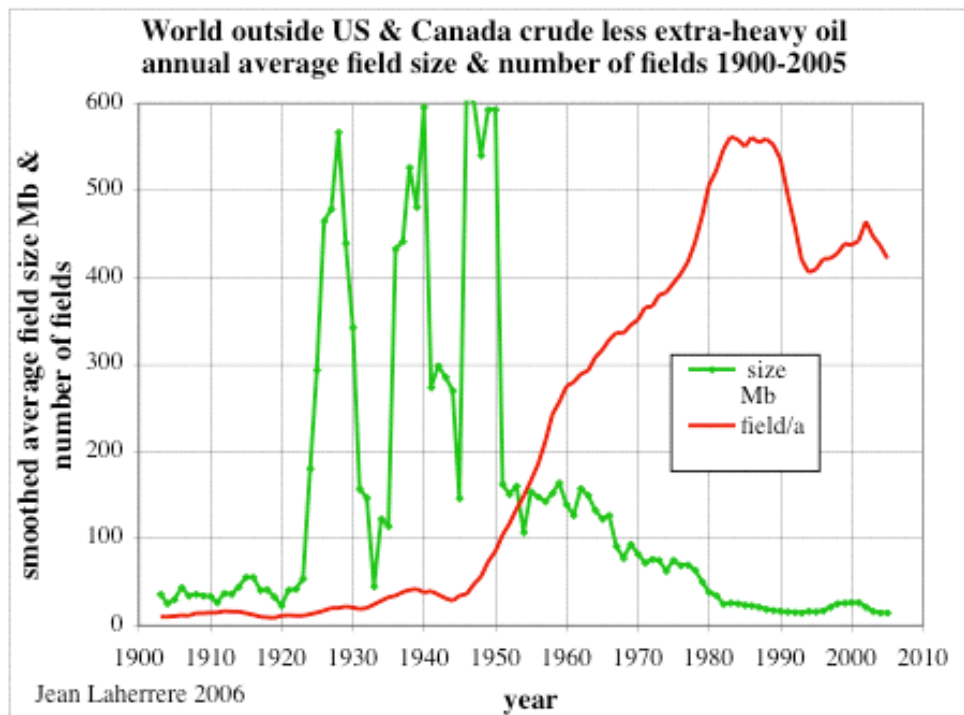
Les decouvertes de petrole et de gaz ont culmine en autour de 1965 alors que le; prix du petrole etait bas et elles sont chutes avec lecs chocs petroliers car on a alors fore tous les projets mediocres qui avaient ete rejetes dans le passe. Par contre la production a chute par baisse car les consommateurs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

Figure 18: Monde: petrole et gaz: production & decouverte et prix du brut



Le volume des decouvertes s'ecroule des le choc petrolier de 1973 mais la taille moyenne des decouvertes de petrole s'est ecroule en 1950, car tous les principaux geants ont ete decouverts avant (a part North Dome Qatar/Iran en 1971). Pour le monde hors US et Canada la taille moyenne etait 1000 Mbep de 1925 a 1950, de 500 Mbep (geants) de 1950 a 19780 et depuis 1980 inferieure a 100 Mbep.

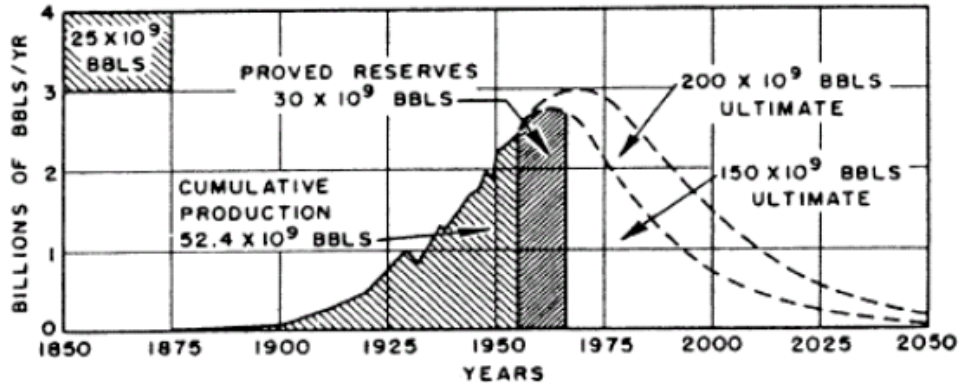
Figure 19: Monde hors US + Canada: taille moyenne des champs de brut et nombre de champs 1900-2005



-Prevision de production future

King Hubbert geophysicien de Shell et USGS a predit en 1956 que la production de petrole 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 enquete Delphi)

Figure 20: **previson de King Hubbert en 1956 de la production petroliere des US (hors Alaska)**

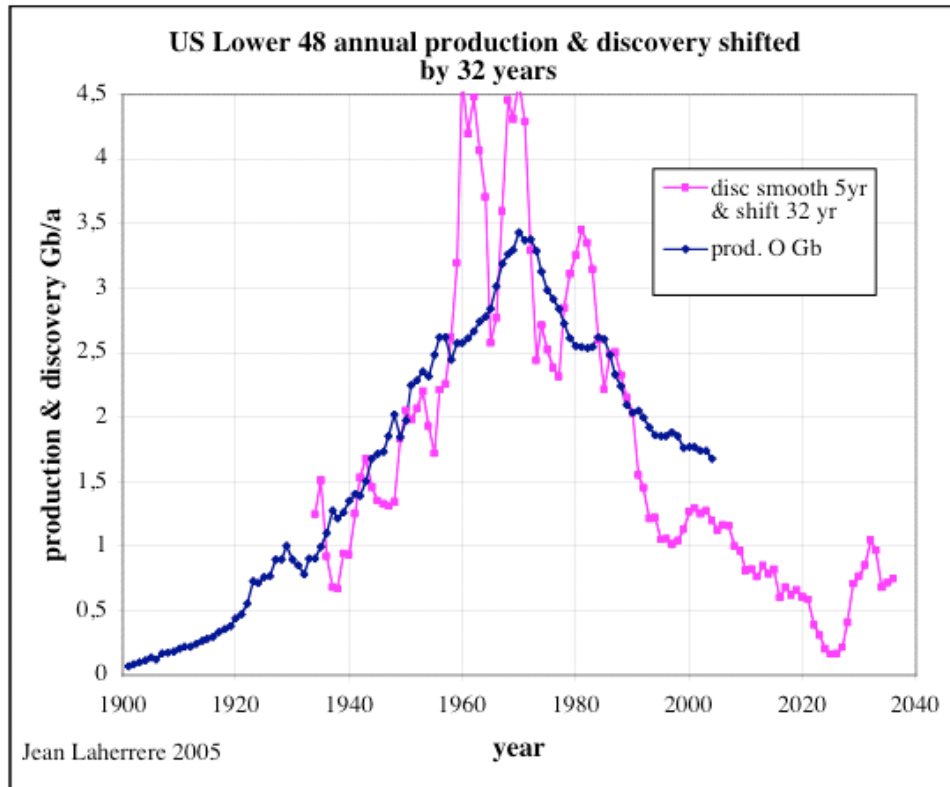


La production a bien eu son pic en 1970 et la courbe de production suit bien la courbe des decouvertes (moyennes ramenees a la date de decouverte) avec 32 ans de retard.

Hubbert a bien predit la date du pic des US hors Alaska car il a fait confiance a l'estimation de l'ultime de 200 Gb qui est le resultat d'une enquete aupres de tous les experts par le meilleur explorateur du moment Wallace Pratt, tres eloigne du total des decouvertes prouvees qui etait de 80 Gb.

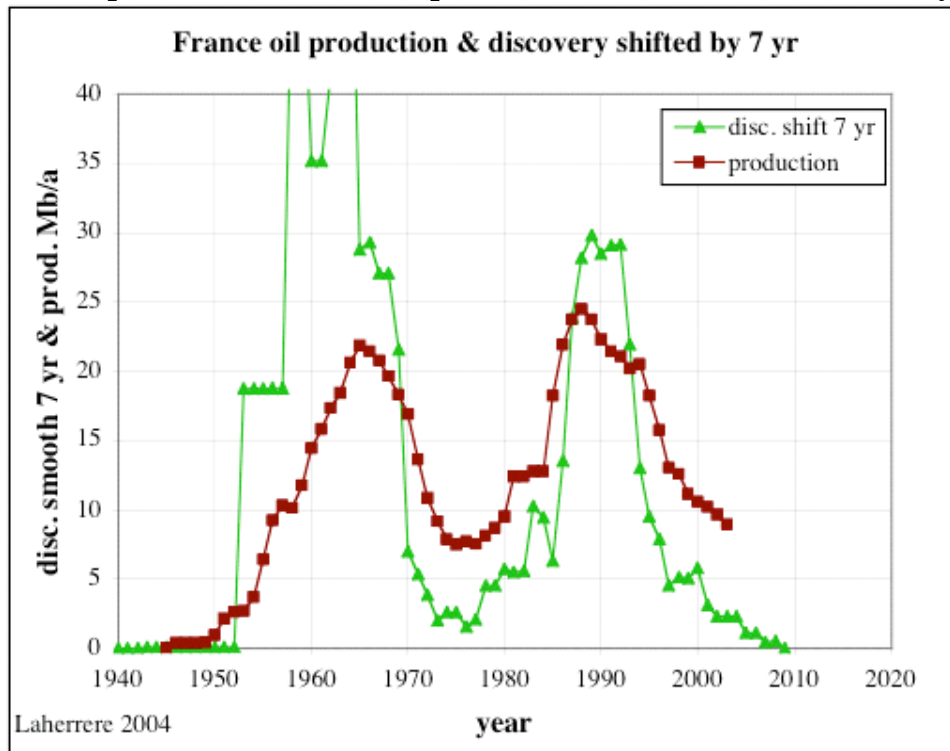
La symetrie de la courbe peut s'expliquer par la loi des grands nombres car il y a de nombreux bassins petroliers, plus de 40 000 champs et plus de 22 000 producteurs, qui agissent en ordre disperse, sauf quand il y a proration 1960 ou prix eleve 1980

Figure 21: **US hors Alaska: production annuelle de petrole et decouverte *moyenne* decalee de 32 ans 1900-2040**



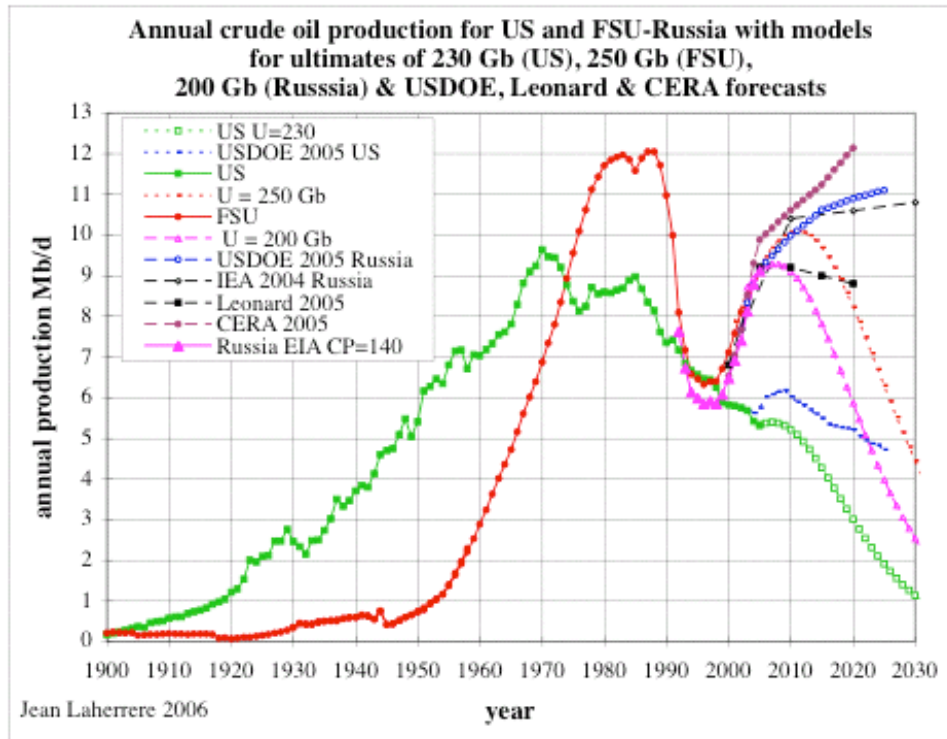
Mais dans les autres pays avec un nombre restreint de bassins et de compagnies, les courbes de decouverte et de production montrent plusieurs cycles, notamment la France, mais les cycles sont, en gros, symetriques (?)

Figure 22: **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 23: **Production des US, ex-URSS et Russie et diverses previsions 1900-2030**



-Estimation de l'ultime

Hubbert avait raison pour le pic petrole US en 1970, car son deuxieme ultime a 200 Gb (enquete Delphi) etait proche de la realite pour les US hors Alaska.

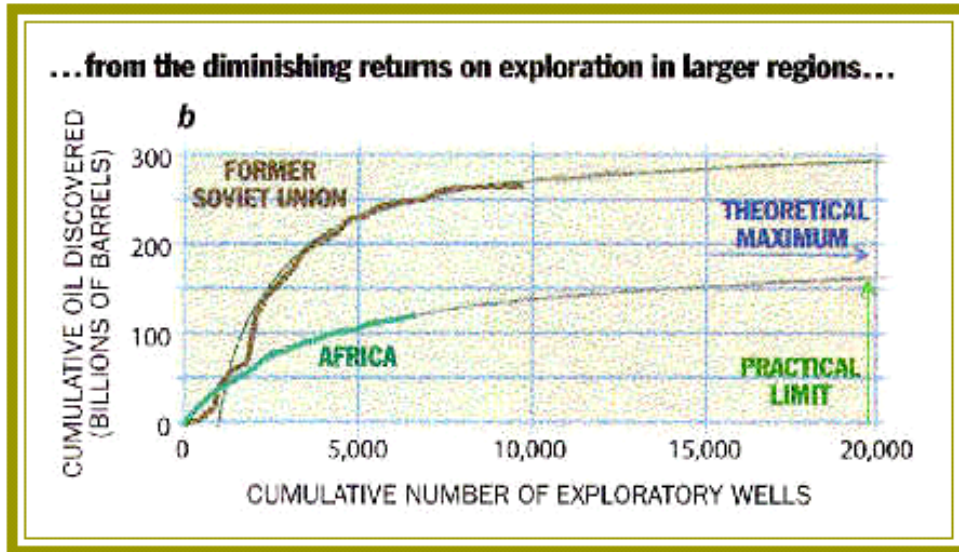
On peut obtenir l'ultime en extrapolant la courbe de croissance de la production annuelle (ou des decouvertes) en fonction de la production cumulee. Si la courbe est lineaire cela veut dire qu'elle est proche de la derive de la courbe logistique (dite courbe en S enonce par Verlhust pour les courbes de population). En fait le trace est souvent compose de plusieurs elements lineaires.

L'extrapolation du dernier segment donne un ordre de grandeur de l'ultime. Mais la production passee ne tient pas compte des decouvertes non developpees et des decouvertes a venir.

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).

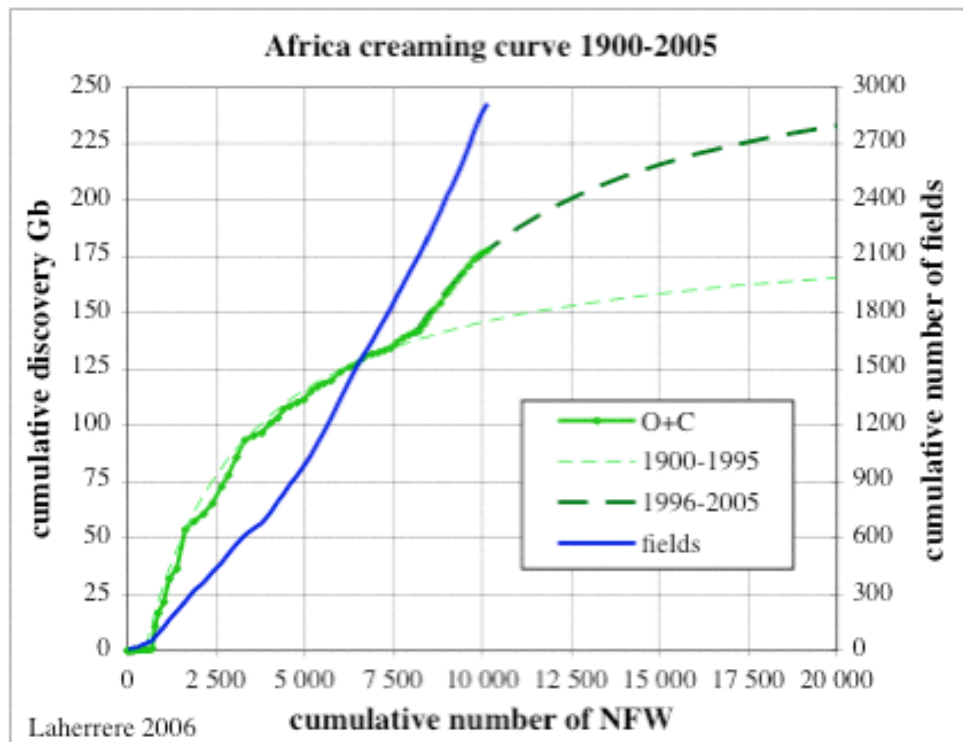
La courbe d'ecremage de l'Afrique n'avait qu'un cycle quand je l'ai trace il y a plus de 10 ans :

Figure 24: **Afrique: courbe d'ecremage** du petrole: Scientific American 1998



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.

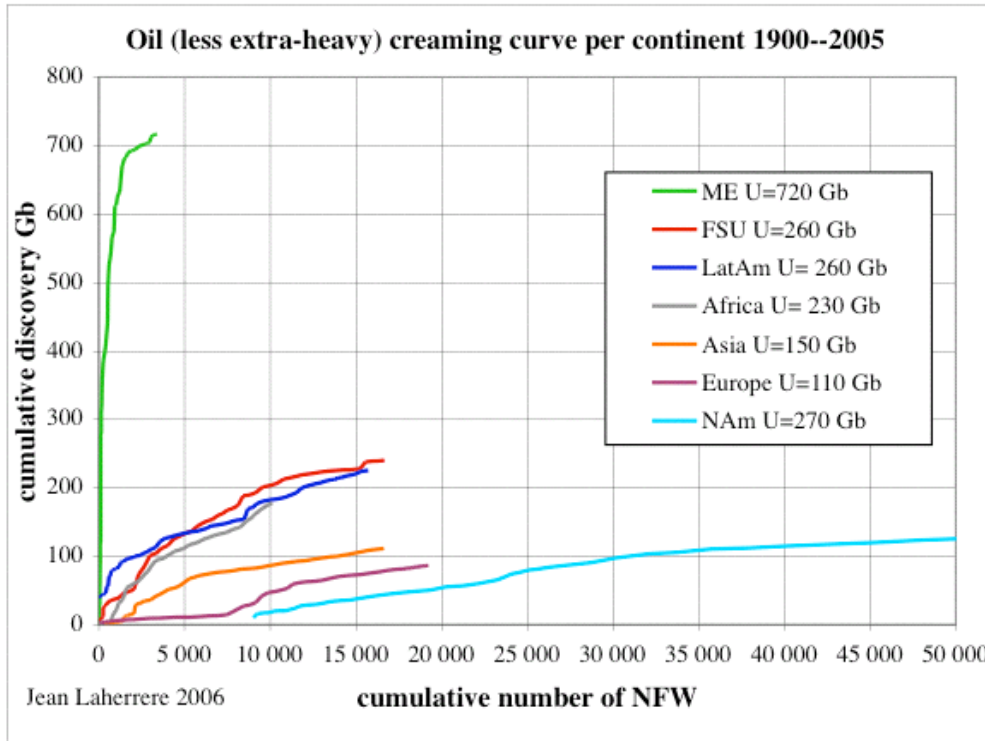
Figure 25: **Afrique: courbe d'ecremage** du pétrole 1900-2005 facilement modélisée avec 2 hyperboles



La courbe d'ecremage par continent montre l'inégalité de la distribution dans la Nature. Le Moyen Orient a découvert 850 Gb avec 4 000 NFW alors que l'Europe n'a découvert que 80 Gb avec près de 20 000 NFW (10 fois moins avec 5 fois plus de puits, soit 50 fois moins par puits).

Le monde est de par nature inegalitaire a la ligne d'arrivee! 99% de la matiere du systeme solaire est du plasma: etre solide est tres inegalitaire! Nous avons tous ete concus avec 300 millions au depart et un seul spermatozoide a l'arrivee!

Figure 26: Courbe d'ecremage du petrole conventionnel par continent



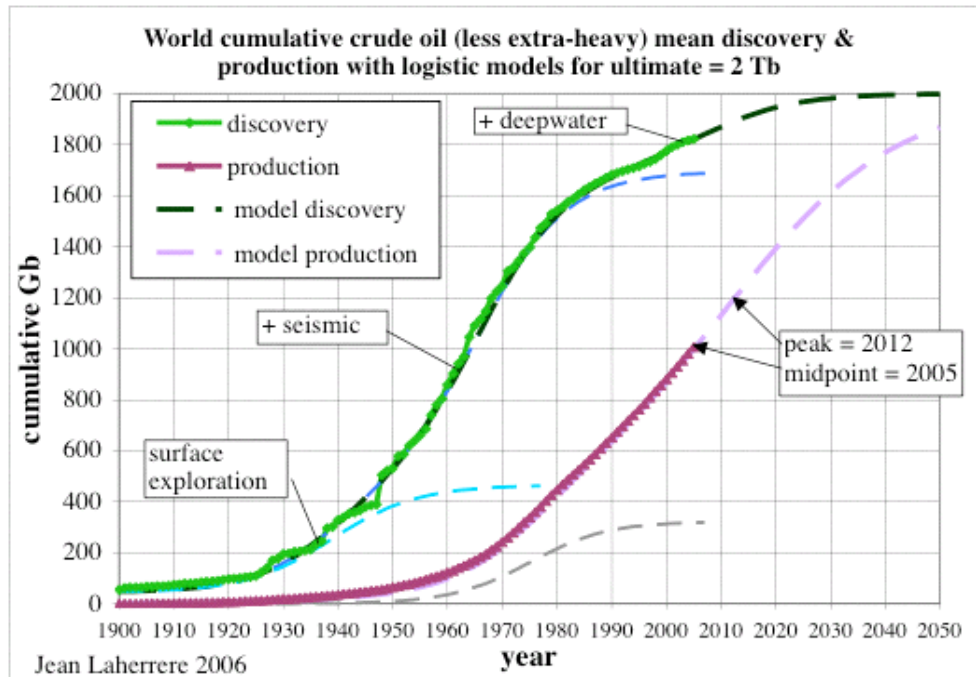
Mes nouvelles donnees a fin 2005 me conduisent a prendre un ultime de 2000 Gb pour le brut moins extra-lourd, abandonnant l'appellation conventionnel qui est ambiguë (mon ultime en 2005 etait de 2150 Gb).

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 traçant 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).

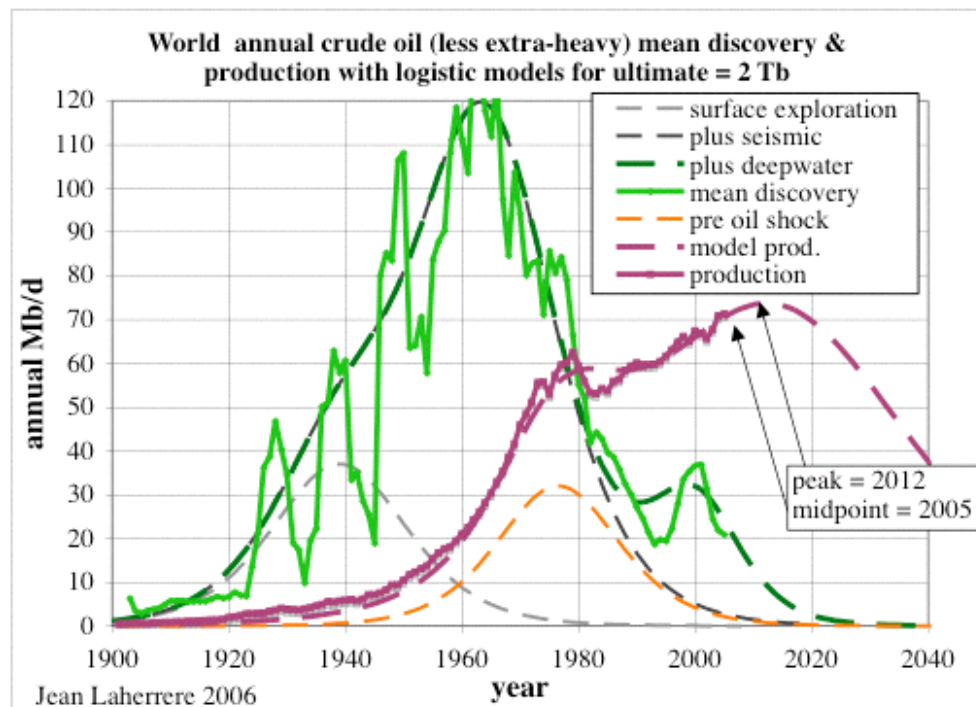
Figure 27: **Monde: brut moins extra-lourd**: decouvertes moyennes **cumulees** et production cumulee avec modeles logistiques (courbe en S) pour $U = 2000 \text{ Gb} = 2 \text{ Tb}$



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

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

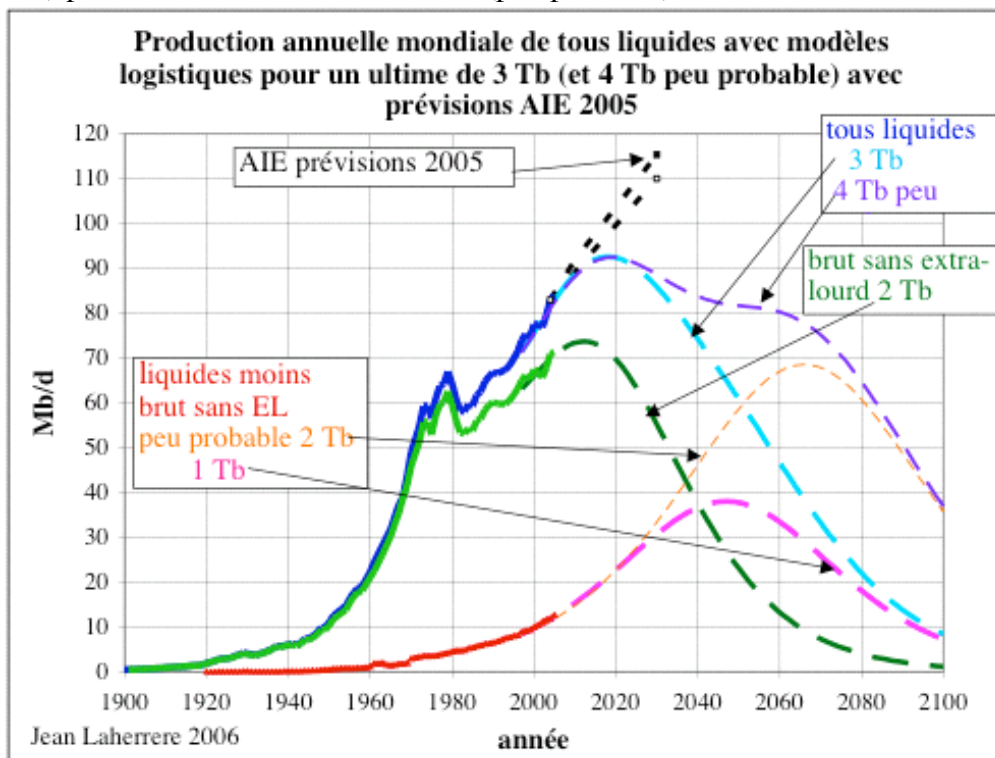
L'ultime tous liquides est estimée à 3000 Gb = 3 Tb étant la somme de

-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 et des investissements). 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 29: **production** mondiale de tous liquides 1900-2100 (sans contrainte de la demande et des investissements) pour les ultimes de 3 Tb & 4 Tb (peu probable)



L'huile chère (rouge) ne change pas le pic mais la pente du déclin

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

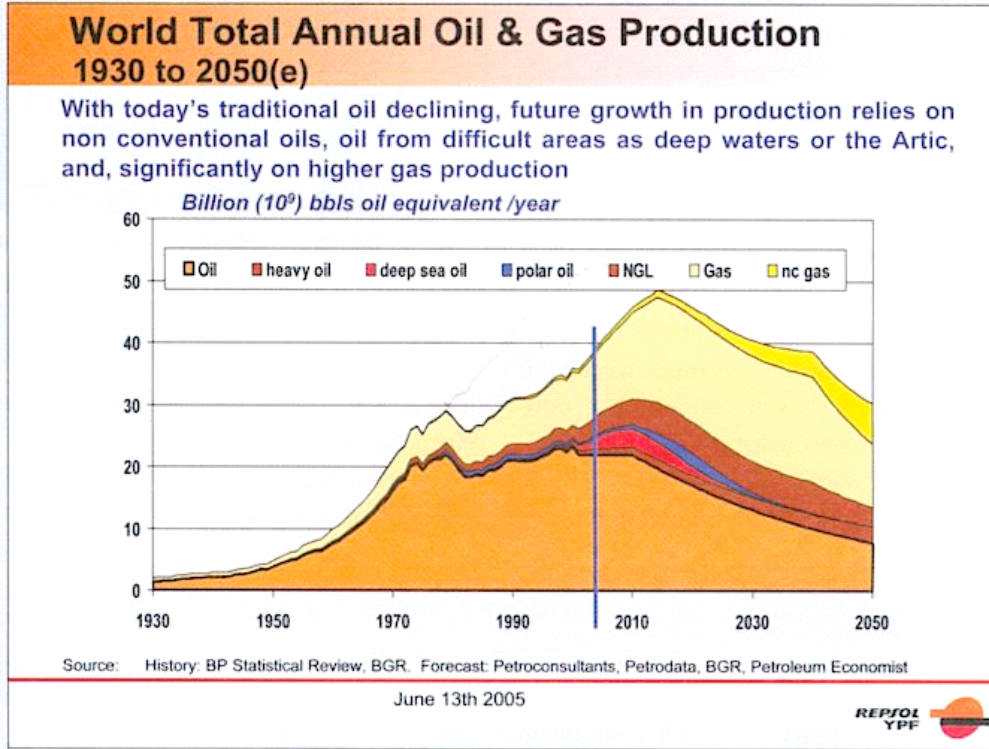
F. Harper (BP exploration) a prédit (Nov. 2004) un pic de l'huile entre 2010-2020 pour un ultime de 2,4 Tb.

Al-Husseini (VP Aramco E&P à la retraite) juge les prévisions de l'AIE trop élevées, aussi bien pour le MO, mais aussi Russie et le reste de Non-OPEC.

-Autres previsions de production mondiale de petrole

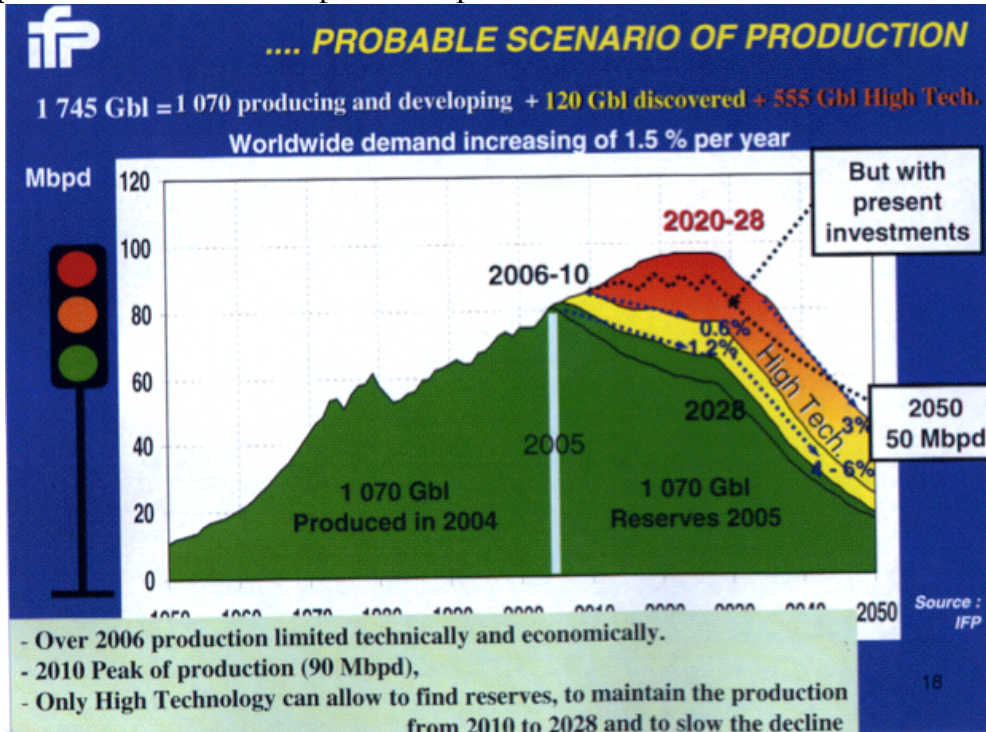
La compagnie espagnole Repsol prévoit un pic de petrole entre 2010 et 2015

Figure 30: **production** mondiale de petrole et de gaz par Repsol



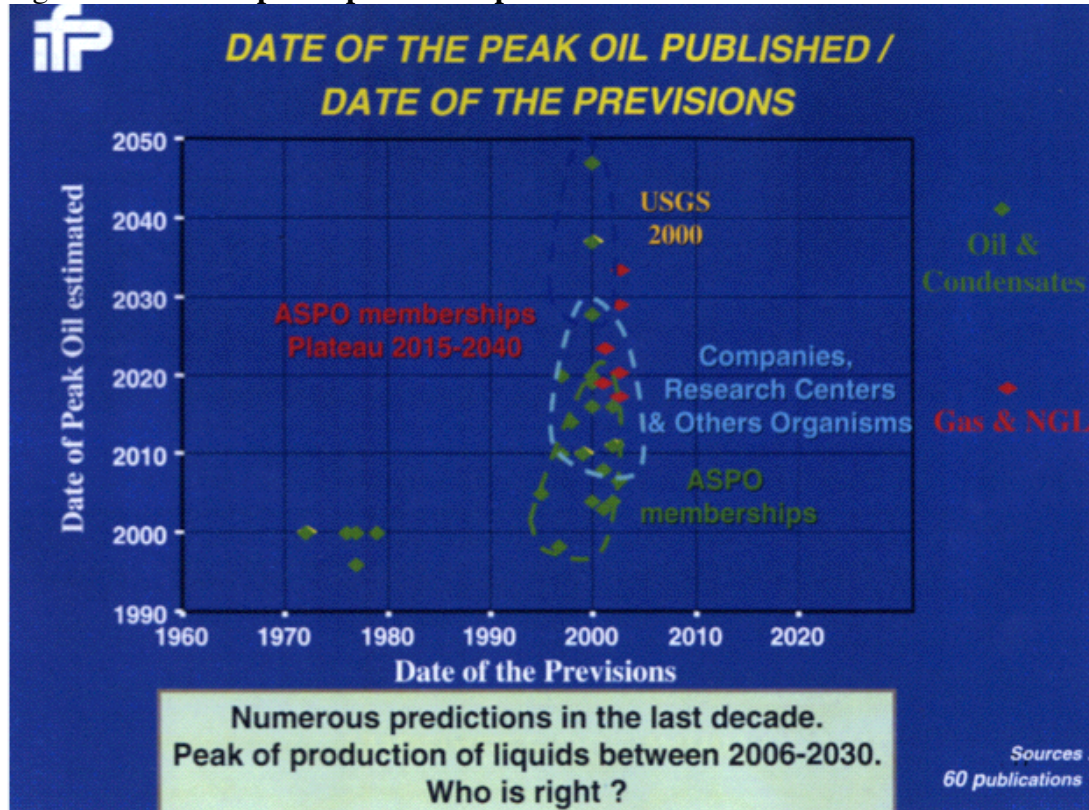
L'IFP (Champlon 2006) prévoit un pic de petrole en 2006-2010 sauf si une haute technologie maintient la production de 2010 a 2028 , mais le declin est superieur a celui des previsions precedentes..

Figure 31: **production** mondiale de petrole d'apres l'IFP



L'IFP a rassemble les dates de pic et montre que les previsions par les membres d'ASPO (ellipse en vert) recouvrent un bonne part des previsions des compagnies et centres de recherche (ellipse en bleu clair). Les previsions de l'USGS (Geological Survey 2000) sont considerees hors normes!

Figure 32: **date du pic de petrole d'apres l'IFP**



-Schistes bitumineux (oil shales) ou bitumeux

Encore un terme mensonger, ce ne sont ni des schistes (souvent roches metamorphiques) ni du bitume, mais des marnes contenant du kerogene (matiere organique qui est la roche mere) immature. Ils sont d'ailleurs classes dans les lignites et sont utilises dans les centrales thermique ou les cimenteries comme le sont les charbons. L'Estonie a la plus forte production mais pour etre dans l'EU doit la fermer par trop polluante. On peut effectuer la pyrolyse de ces roches en les chauffant a plus de 500 °C. La premiere production de schistes bitumineux (Laherrere 2005 Oil shale review) a eu lieu en France avec les schistes d'Autun en 1837; exploitation qui a ete ferme en 1957. Toutes les pilotes de production d'huile a partir des schistes venant de mines de surface ont ete un echec pratiquement partout dans le monde (sauf au Bresil) et recemment en Australie. Il existe un pilote in situ par Shell aux US qui chauffe electriquement pendant plusieurs annees des puits tres rapproches pour produire en tout 10 b/d, tout en congelant les roches autour pour empecher l'eau de venir. Shell doit decider en 2012 de la construction d'un pilote commercial. Les schistes bitumineux se trouvent surtout aux US avec un volume annonce de 2 Tb. Le bilan energetique d'un tel procede doit etre negatif quelque soit le prix du brut. Il est vraisemblable que les schistes resteront (comme les hydrates oceaniques) des ressources et jamais des reserves. Les schistes bitumineux sont tres souvent confondus par certains soi-disants experts avec les sables bitumineux, les schistes sont du petrole non encore genere alors que les sables sont du petrole degrade.

-Iran

La declaration (Guardian 27 aout 2006) de M. Saeidi (VP de l'organisation atomique iranienne) que l'Iran n'avait que 25 a 30 ans de petrole signifie que, contrairement aux declarations de la compagnie nationale du petrole NIOC (rapport OPEC 2004 et BP Review 2006) ou les reserves restantes sont de 132 Gb avec un R/P de 93 ans, elles sont 3 fois moins.

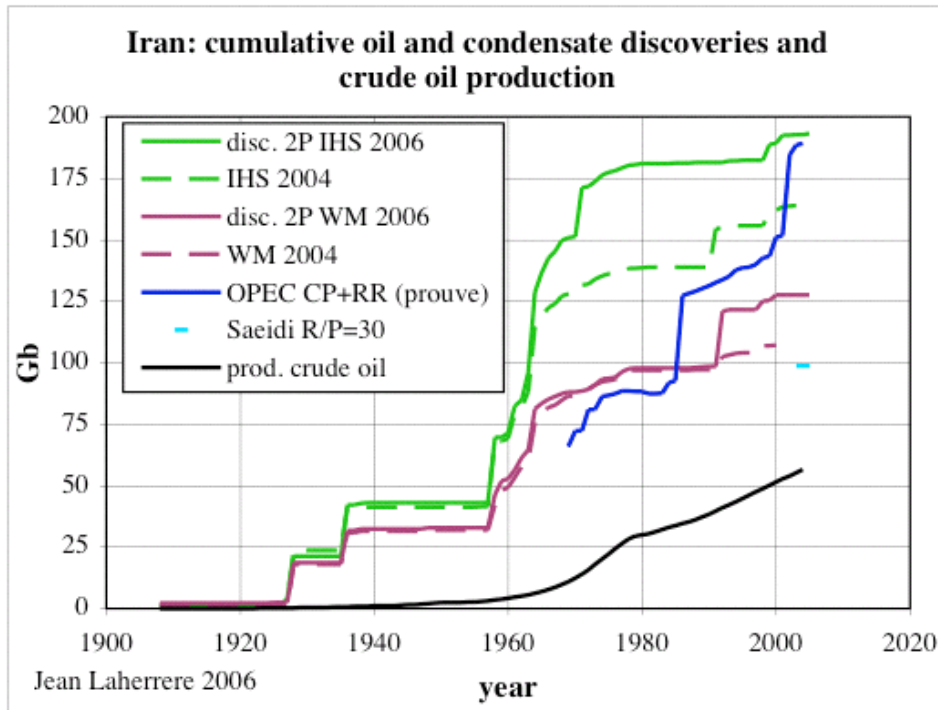
Ali Bakhtiari (ASPO et ancien de la NIOC) avait deja en 2004 declare que les chiffres officiels de 130 Gb etaient exageres et la realite proche de 40 Gb (suivant les estimations de M. A. Saidi, geologue et ancien directeur de la NIOC).

En 2005 l'Iran a produit 4 Mb/d soit 1,45 Gb/a et la production cumulee est de 58 Gb. Un R/P entre 25 et 30 ans signifie des reserves restantes de 40 Gb, soit un total decouvert de 100 Gb

Les compagnies qui vendent les donnees techniques ne veulent plus se mettre a dos les compagnies nationales qui sont devenus leurs clients et IHS et WM (Wood Mackenzie) ont fortement augmente leurs chiffres qui sont les reserves prouvees et probables pour se caler sur les reserves dites prouvees publiees par les compagnies nationales.

Les decouvertes cumulees de petrole (huile et condensat) sont a fin 2005 proches de 190 Gb pour IHS 2P et la NIOC 1P alors qu'en 2004 le total pour IHS etait de 165 Gb. WM donne 125 Gb en 2006, contre 105 en 2004. La declaration de Saeidi doit etre interpretee comme un total decouvert de 100 Gb.

Figure 33: Iran: decouverte et production cumulees de petrole d'apres plusieurs sources 1908-2005



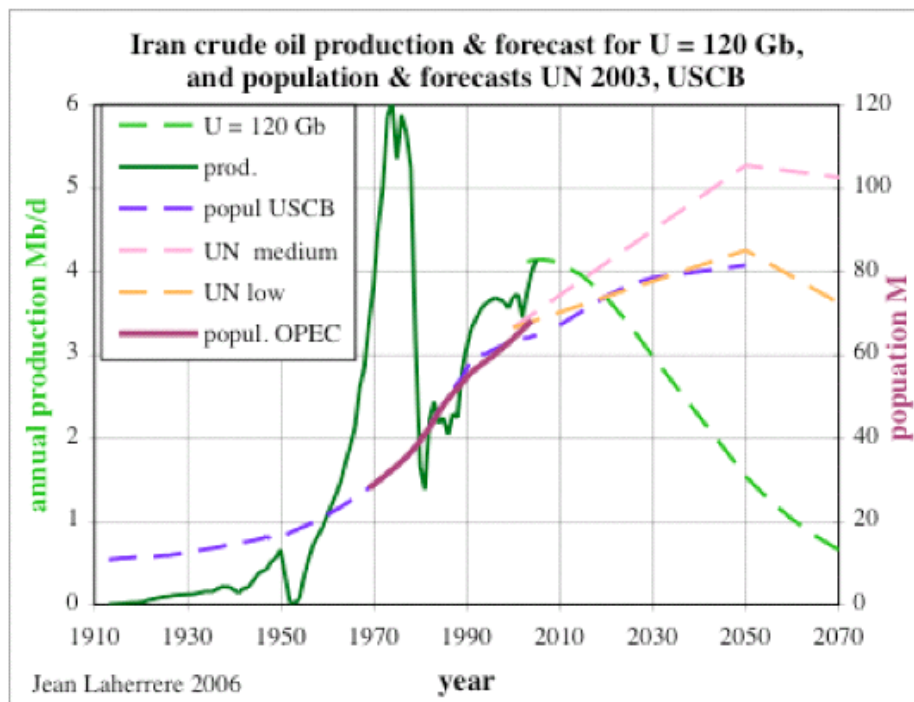
L'annee derniere a ASPO Lisbonne j'avais trace une prevision de petrole avec un ultime de 120 Gb (mon interpretation) avec aussi un ultime de 200 Gb (chiffre NIOC). J'avais alors declare que l'Iran avait un besoin immediat d'energie et donc de nucleaire civil.

Saeidi confirme que 120 Gb est l'ultime probable et j'ai compare la production future de petrole a la population future (prevision UN 23003 et USCB (census bureau)). Les previsions medium UN se sont toujours averees trop optimistes et la realite doit etre entre le medium et le low (qui coincide avec la prevision USCB)

L'ultime de 120 Gb conduit a dire que le pic est imminent, bien sur la NIOC peut pousser la production au detriment du futur, mais cela ne poussera le pic pas loin. La grande decouverte d'Azadegan faite en 1999 (6 Gb pour IHS, 3,5 Gb pour WM et 26 Gb (en place?) dans les medias mais pour une production seulement de 260 000 b/d) n'est toujours pas developpe les Japonais pourtant prêts a tout n'ont toujours pas commence (il y aurait encore des mines laisseees de la guerre avec l'Irak), bien qu'ayant signe en 2004 ! De meme la decouverte de Yadaravan (Koushk + Hosseinieh) en 2002 est annoncee devoir etre developpee par les Chinois avec des reserves (?) de 30 Gb (3 Gb pour IHS et 1,7 Gb pour WM). Il faut dire que le contrat de « service » iranien est tres mauvais et les compagnies rechignent a l'accepter. Les compagnies americaines ont l'interdiction d'y aller !

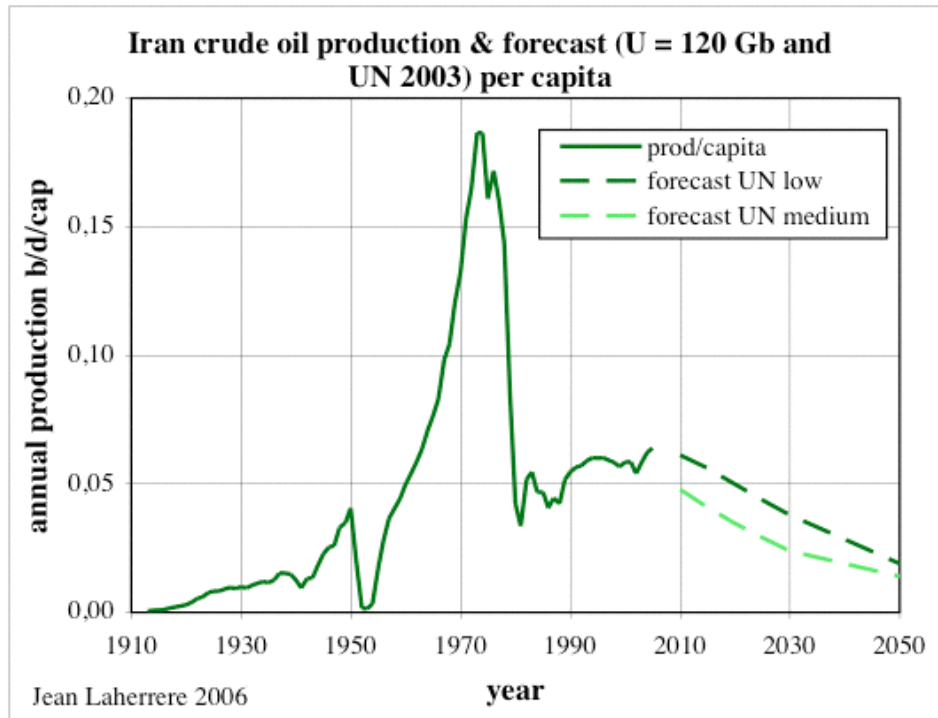
On voit donc l'augmentation de la population de 1950 a 2005 est compatible avec celle du petrole mais en 2010 la production va baisser et la population continuer a augmenter.

Figure 34: Iran: prevision de production annuelle pour un ultime de 120 Gb et de population 1910-2070



Le graphique de la production de petrole par habitant montre que le probleme est immediat (surtout ave la prevision medium UN) et que mettre en place des centrales nucleaires maintenant semble deja trop tard. Heureusement que l'Iran a du gaz pour remplacer le petrole pour un temps

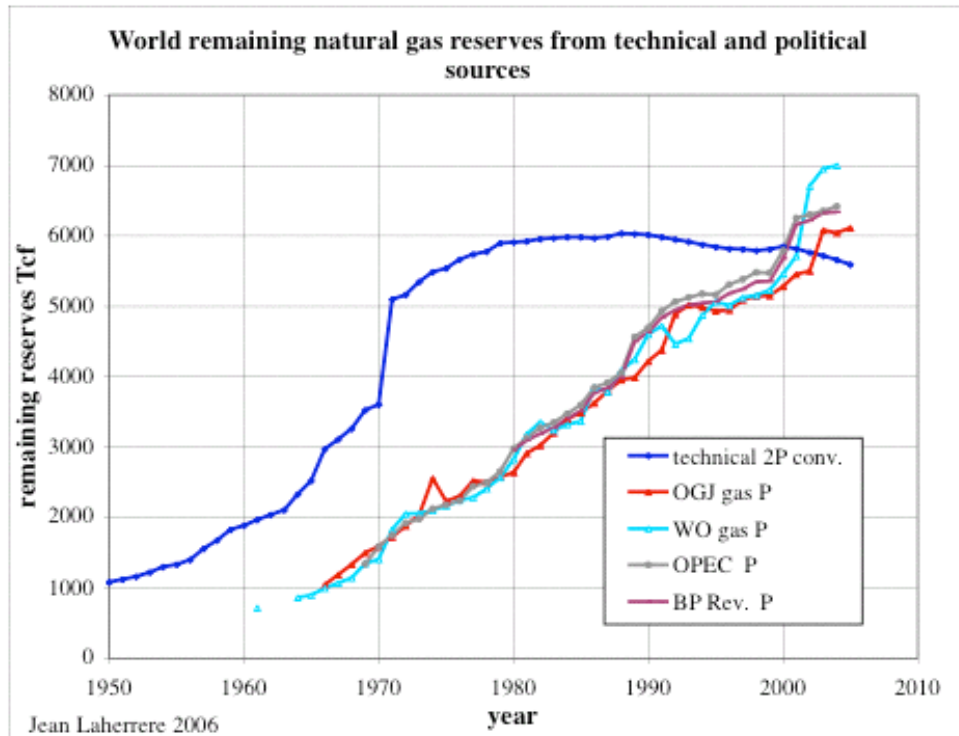
Figure 35: Iran production de petrole par habitant 1910-2050



-Gaz

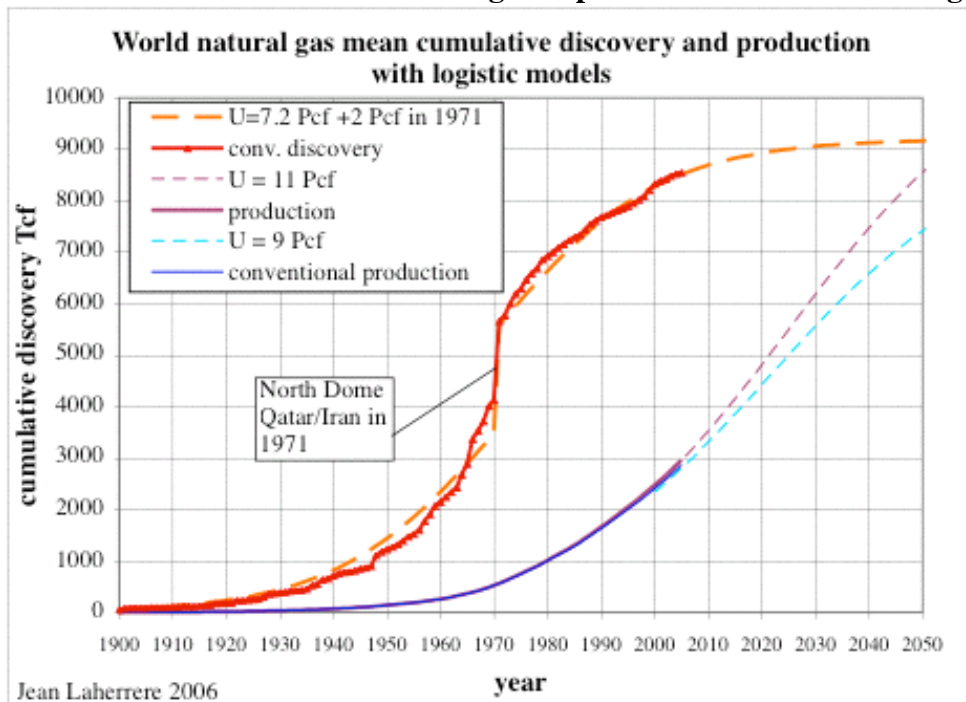
Les reserves restantes de gaz publiees comme prouvees (?) par les compagnies nationales montre la meme divergence avec les reserves techniques que pour le petrole. Le probleme est que les bases de donnees techniques sont plus ecartees que pour le petrole car WM ne prend en compte que les donnees commerciales, alors qu'IHS prend toute decouverte geologique, incluant beaucoup de ce qui est appele "stranded gas". Les donnees techniques plafonnent depuis 1980 et commencent a decliner legerement depuis 1990

Figure 36: reserves restantes mondiales de gaz suivant differentes sources



Les découvertes cumulées mondiales sont modélisées avec une courbe logisitique mais le plus grand champ (North Dome découvert en 1971 avec North Field au Qatar et South pars en iran (fore en 1991) représente pres de 15% de l'ultime (Ghawar ne représente que 6% de l'ultime petrole) etr perturbe le modele, aussi il est pris en dehors du modele.

Figure 37: **Decouvertes mondiales cumulees de gaz et production avec modeles logisitiques**

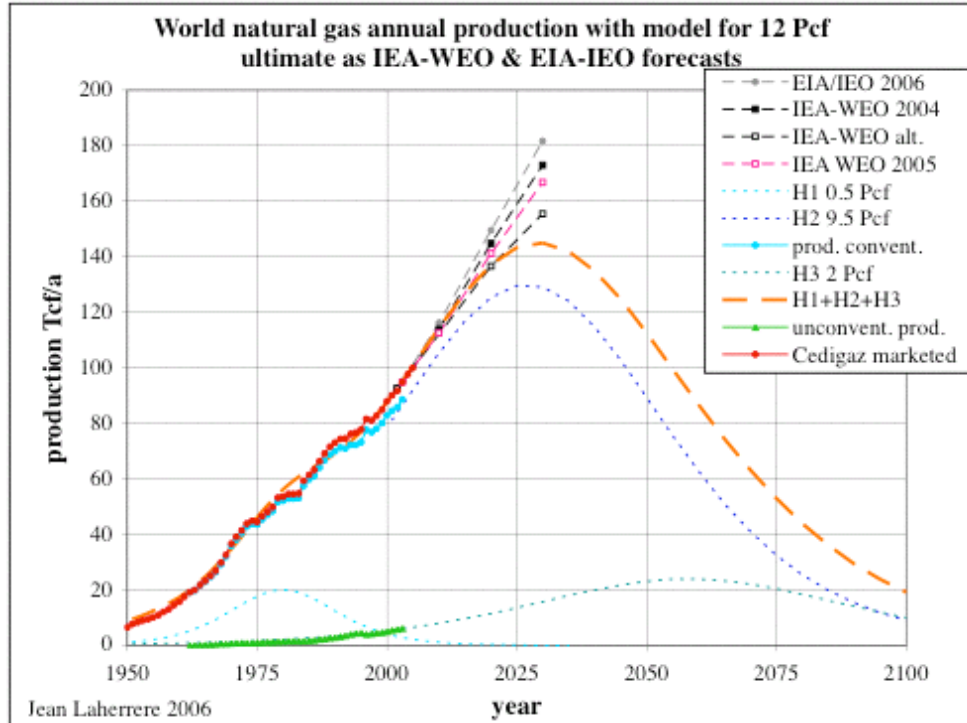


L'ultime pour le gaz avait ete estime il y a 10 ans (Laherrere, Perrodon, Campbell 1996) a 10 000 Tcf (10 Pcf) pour le conventionnel et a 12 Pcf en incluant le non-conventionnel (CBM, reservoirs

compacts et gas shale). Nous gardons ces valeurs arrondies qui sont confirmées sans pouvoir être mieux détaillées, toutefois si la gazeification du charbon devient commercial in situ (problème de sequestratuion du CO₂), l'ultime pourrait être augmenté, mais cela ne changerait pas le pic, seulement le déclin (comme pour le pétrole).

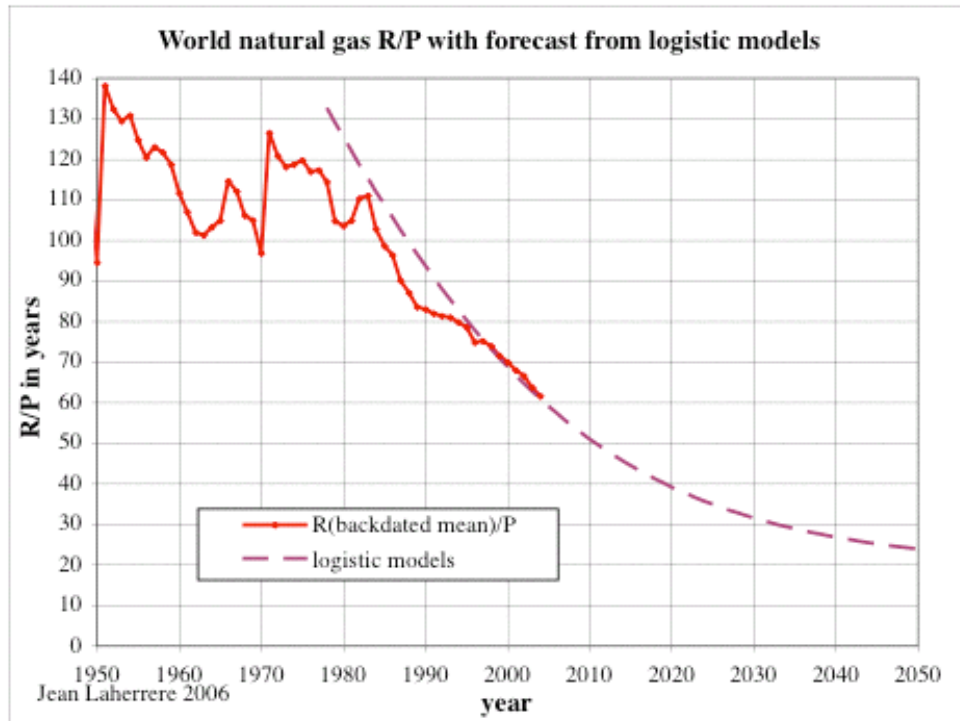
La production mondiale de gaz culminera vers 2030 à 140 Tcf/a alors que l'USDOE/EIA 2006 prévoit pour 2030 182 Tcf/a (toujours croissant), mais l'AIE 2005 a déçu la valeur en 2030 à 165 Tcf/a.

Figure 38: **Decouverte annuelle de gaz mondial et production 1950-2100**



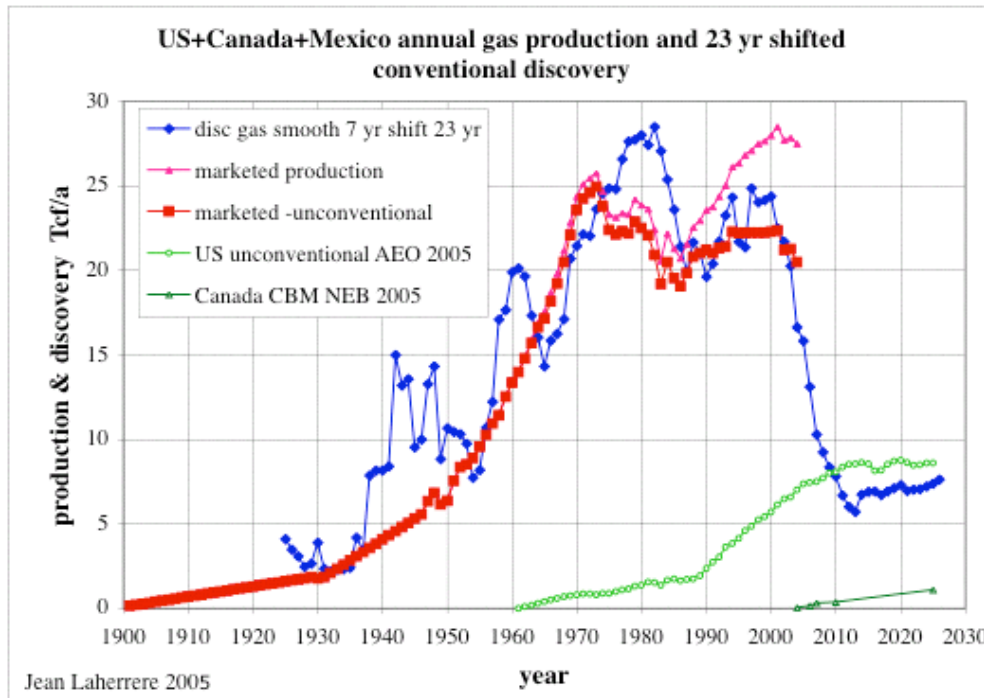
Le $R(\text{backdated mean})/P$ a déchu de 140 ans en 1950 à 60 ans en 2005 et tend vers une asymptote de 20 ans (comme pour le pétrole)

Figure 39: R/P du gaz mondial avec prévisions de modèles logistiques 1950-2050



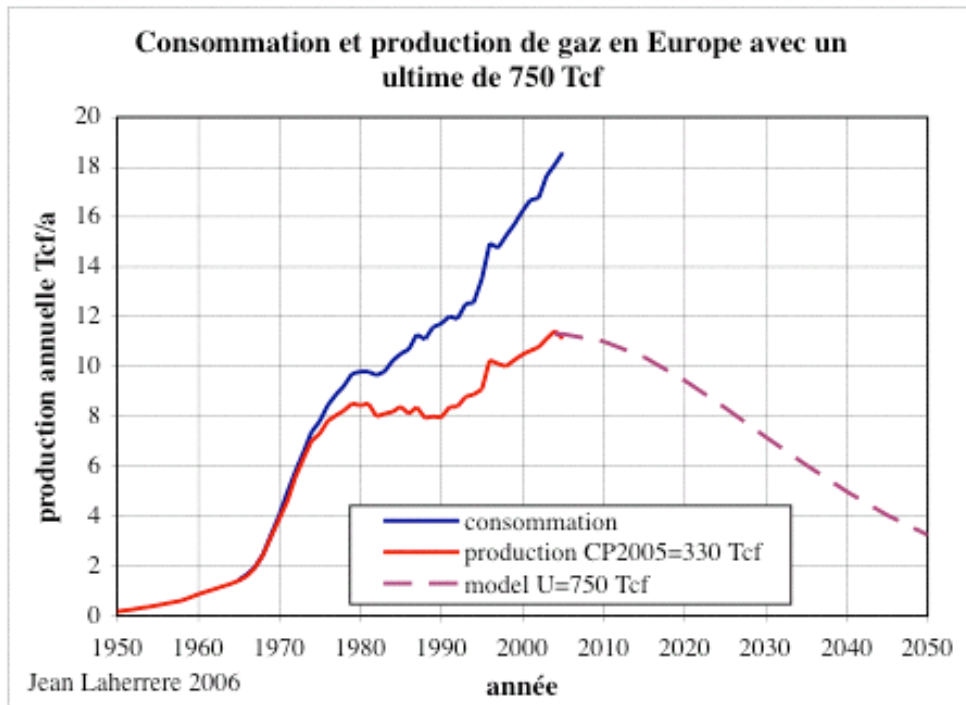
Pour le gaz, le pic mondial se situe en 2030, rendant les projets de remplacer le pétrole par le GTL (très cher) hypothétiques. Mais comme le gaz coûte 10 fois plus cher à transporter que le pétrole il y avait 3 marchés de gaz: Amérique du Nord, Europe et Asie Pacifique, maintenant 4 avec l'Amérique du Sud. La pénurie de 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 conventionnel en Amérique du Nord va décliner brutalement si on compare la courbe de production avec celle des découvertes décalée de 23 ans.

Figure 40: US + Canada + Mexico: production de gaz conventionnel et découverte décalée de 23 ans: 1900-2030



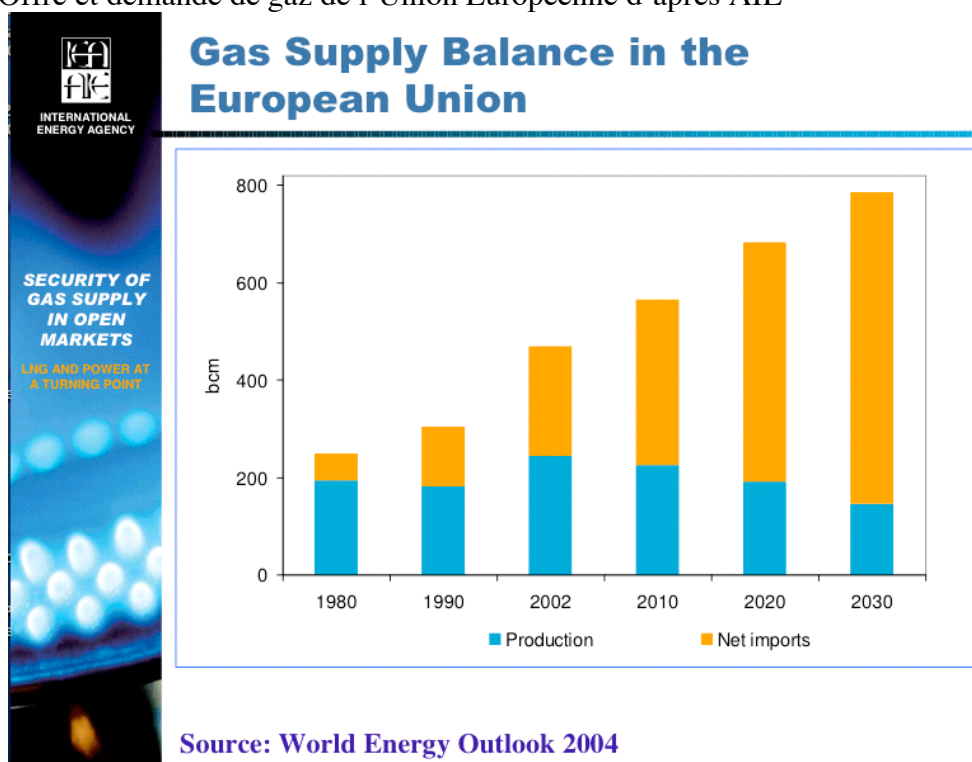
La production de gaz en Europe est au pic et l'Europe compte trop sur le gaz russe qui est surevalue sans compter les problèmes d'investissements de Gazprom et les projets de Poutine qui veut prendre en 2008 la direction de Gazprom, ce qui explique les manoeuvres de Gazprom pour s'associer avec Sonatrach pour créer un OGEF. L'Europe va souffrir très vite de pénurie de gaz et de prix élevés. L'Europe consomme 8 Tcf par an de plus qu'elle ne produit.

Figure 41: Europe: consommation et production annuelle de gaz pour un ultime de 750Tcf: 1930-2050



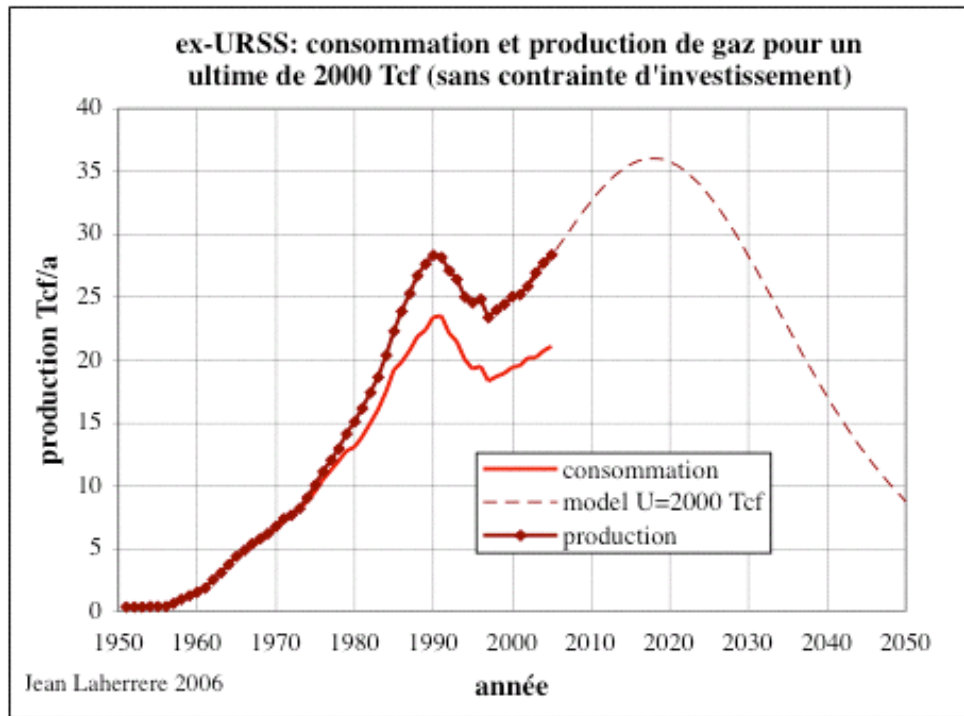
La production de gaz de l'Europe est en train de culminer d'après l'AIE et sa demande est supposée être satisfaite par les importations notamment russes et algériennes qui devraient augmenter de maintenant à 2020 de 300 G.m³ ou 10 Tcf. Mais la Norvège veut exporter du gaz vers les US

Figure 42: Offre et demande de gaz de l'Union Européenne d'après AIE



Mais l'Europe compte trop sur le gaz russe, qui est surestime (classification russe prend la récupération théorique maximum).

Figure 43: ex-URSS: consommation et production annuelle de gaz avec un ultime de 200 Tcf et sans contrainte d'investissement 1950-2030



La production russe va culminer dans quelques années (s'il n'y a pas de contrainte d'investissements mais Gazprom est la vache à lait de la Russie et n'investit pas assez), augmentant seulement en 2020 de 7 Tcf (l'Europe a besoin de plus de 10 Tcf en plus) et ne pourra pas satisfaire les besoins de l'Europe et de l'Asie en 2020 et ensuite ce sera la débâcle!. De plus Poutine vient (Financial Time 10 sept. 2006) de déclarer que leurs exportations vers l'Asie vont augmenter pour atteindre 30% pour le pétrole et le gaz. Mais le gaz était gaspillé, considéré comme inépuisable, Moscou est chauffée au gaz sans compteur car le chauffage est compris dans la location. Les grands gisements (>100 Tcf = 15 fois Lacq) d'Yamal (Bovanenkovo 1971) et en mer de Barentz (Shtokman 1988) ne sont pas encore développés et Shtokman est prévu alimenter les US.. Gazprom commence des alliances avec Sonatrach pour contrôler les prix sur l'Europe, cherchant le maximum à court terme.

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 et ils sont maintenant complètement délaissés. 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! Les

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

Le changement à l'AIE du directeur des analyses à long-terme aboutit à des messages très différents:

Figure 44: prévisions 1998 Jean-Marie Bourdairé: il y a problème impossible pour satisfaire la demande

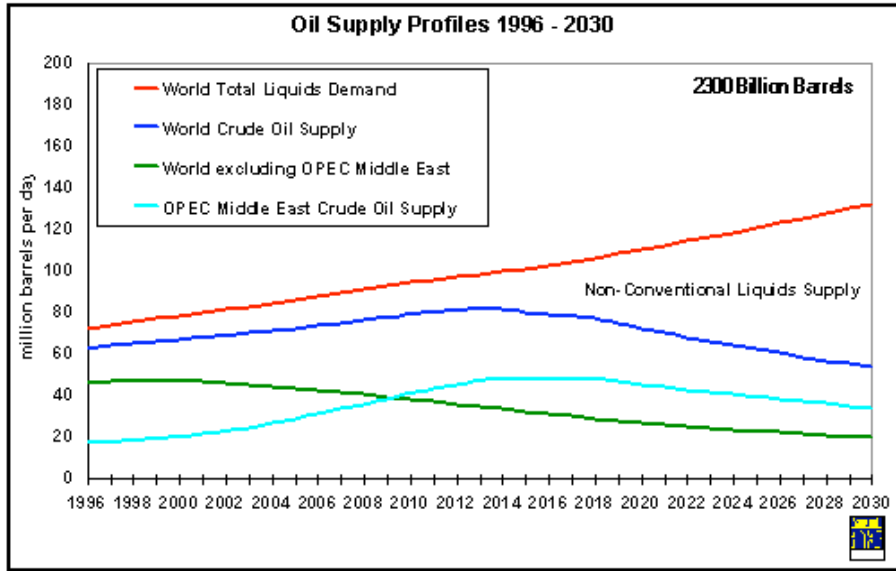


Figure 45: previsions 2002 Olivier Appert: il n’y a pas de probleme pour satisfaire la demande

Figure 3.3: World Oil Production

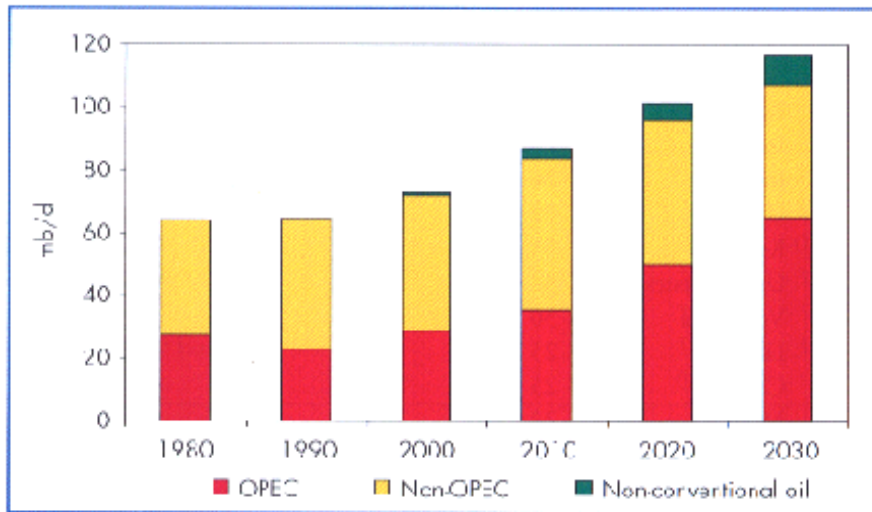
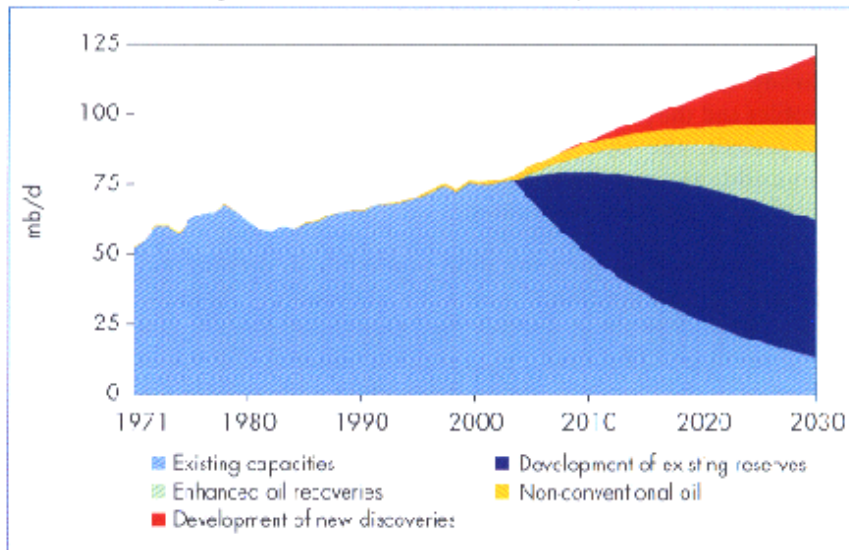


Figure 46: previsions 2004 Fatih Birol: beaucoup de conditions pour satisfaire la demande

Figure 3.20: World Oil Production by Source



-Inventaire des Ressources en energie d'apres les BGR= Bureau de Geosciences en Allemagne

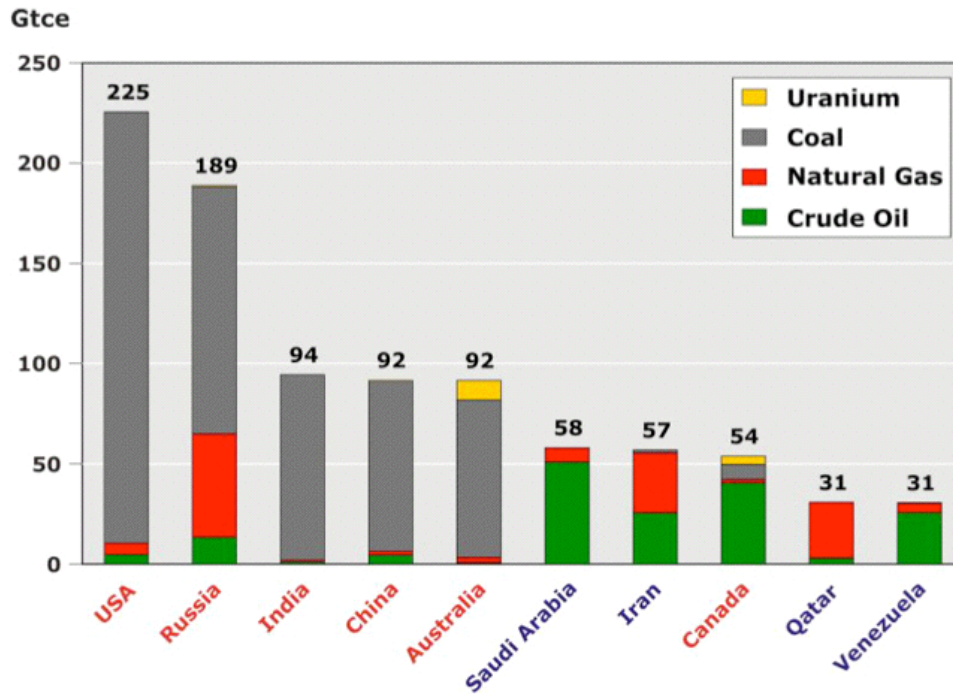
Le Bureau de Geosciences en Allemagne BGR est le seul organisme qui fasse regulierement un inventaire complet et homogene des ressources de la planete. Le Conseil Mondial de l'Energie ne fait que rassembler les estimations nationales qui sont tres heterogenes, mais ne fait pas le total mondial

Reserves restantes & ressources a l'annee d'estimation en Gtep d'apres le BGR

BGR- Germany	reserves			resources		
estimate year Gtoe	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, car l'Arabie Saoudite est un petit sixieme apres l'Australie!

Figure 47: BGR: Reserves restantes de combustibles fossiles en 2004 pour les pays les plus dotes en Gtec



Les US sont le Moyen-Orient du charbon!

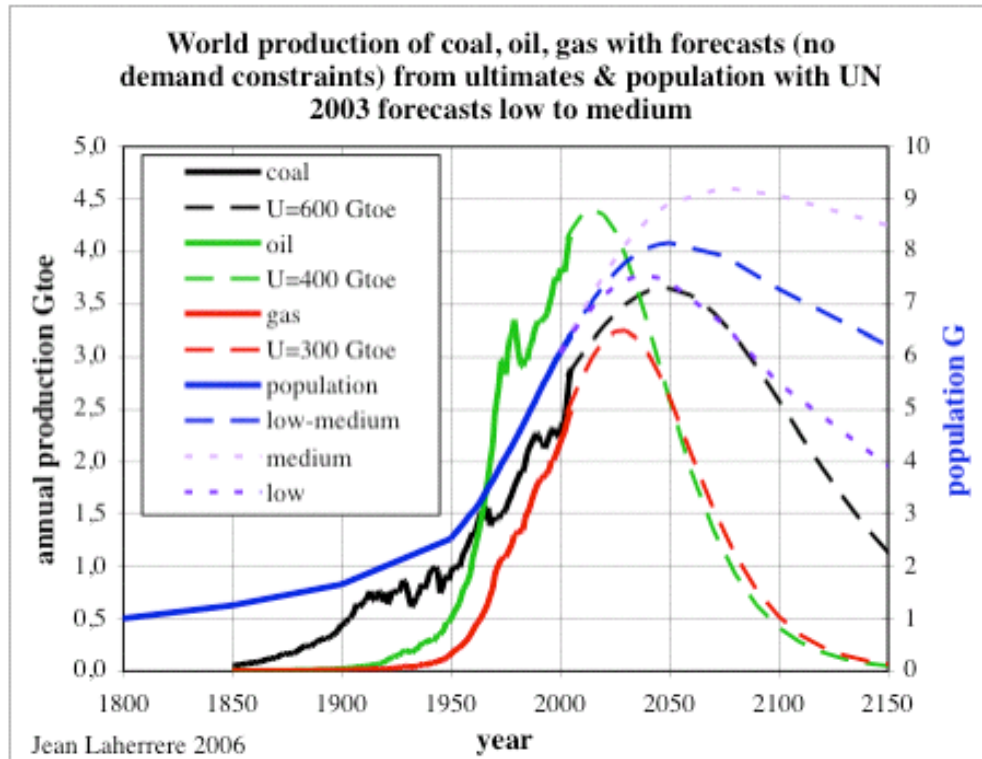
Que va faire l'Arabie Saoudite quand la production de petrole declinera fortement avec une population croissante, sans ressources de charbon ni de nucleaire?

-Previsions des combustibles fossiles

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

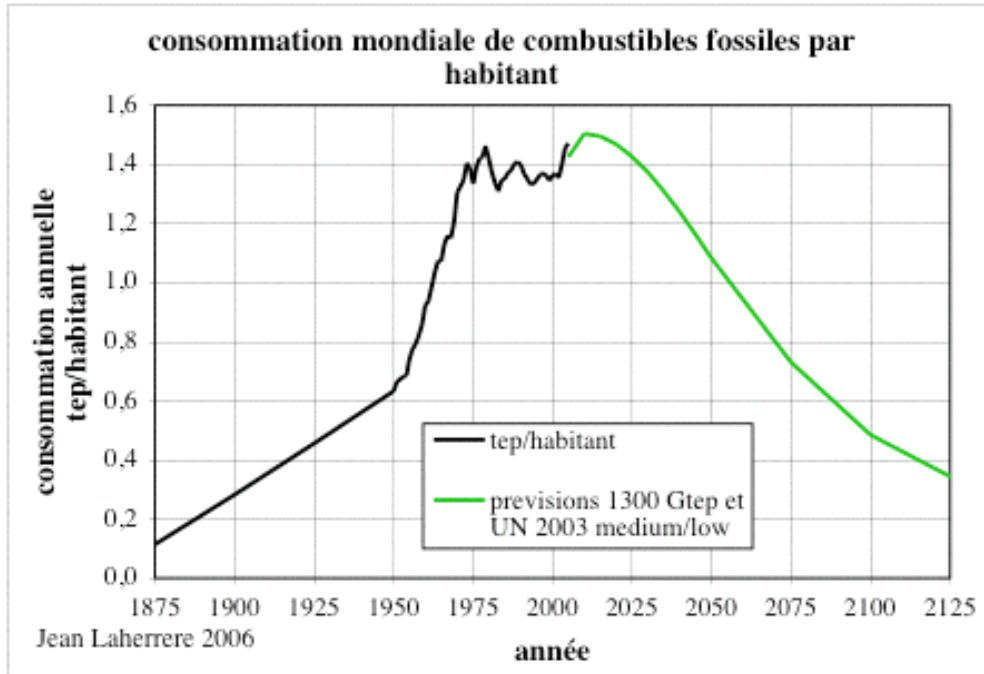
-huile	400 Gtep	2015
-gaz	300 Gtep	2030
-charbon	600 Gtep	2050

Figure 48: **Production mondiale annuelle de charbon, petrole et gaz & population 1800-2200**



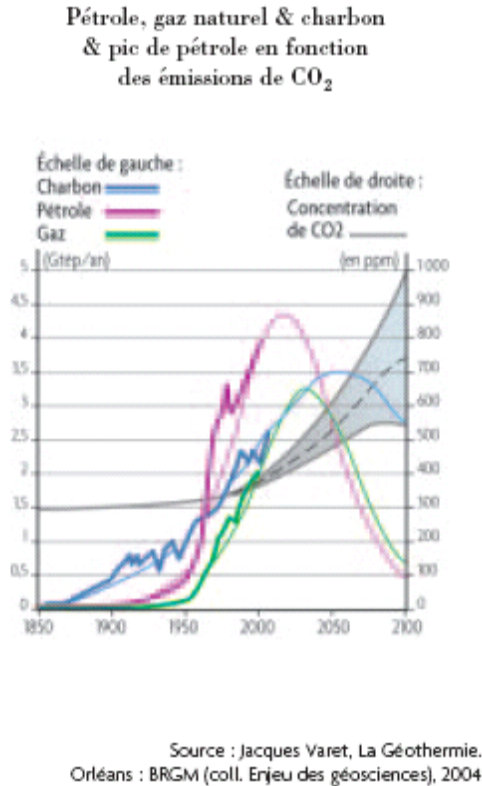
La production mondiale (=consommation) de combustibles fossiles(charbon, petrole et gaz) par habitant (hypothese NU medium/low) montre que la consommation sera de 1,4 tep/hab de 1975 a 2025 ensuite chute en 2050 a 1 tep et en 2100 a 0,5 tep. Il faudra donc des 2025 des energies renouvelables et du nucleaire en quantite importante, les investissements doivent se preparer des maintenant

Figure 49: **consommation mondiale annuelle de combustibles fossiles par habitant**

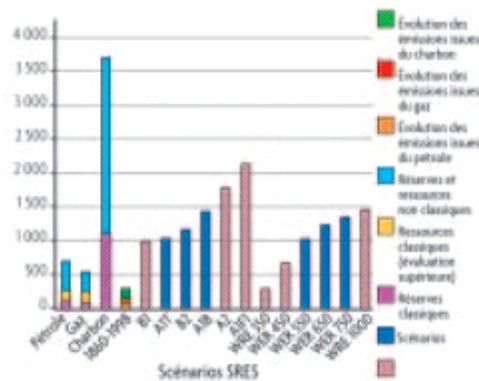


A-T. Mocilnikar (delegue interministeriel au developpement durable) «**Charbon propre mythe ou realite ?** » 2006, a mis cote a cote un graphique de Varet (BRGM-Futurible 2005) inspire de mon graphique precedent et un graphique du GIEC.

Figure 50: Graphique Mocilnikar 2006 avec courbes Varet et hypotheses du GIEC



Carbone dans les réserves et ressources de pétrole, de gaz et de charbon par rapport aux émissions historiques de carbone des combustibles fossiles (1860-1998), et aux émissions de carbone cumulées d'une série de scénarios SRES et de scénarios de stabilisation TAR jusqu'en 2100.



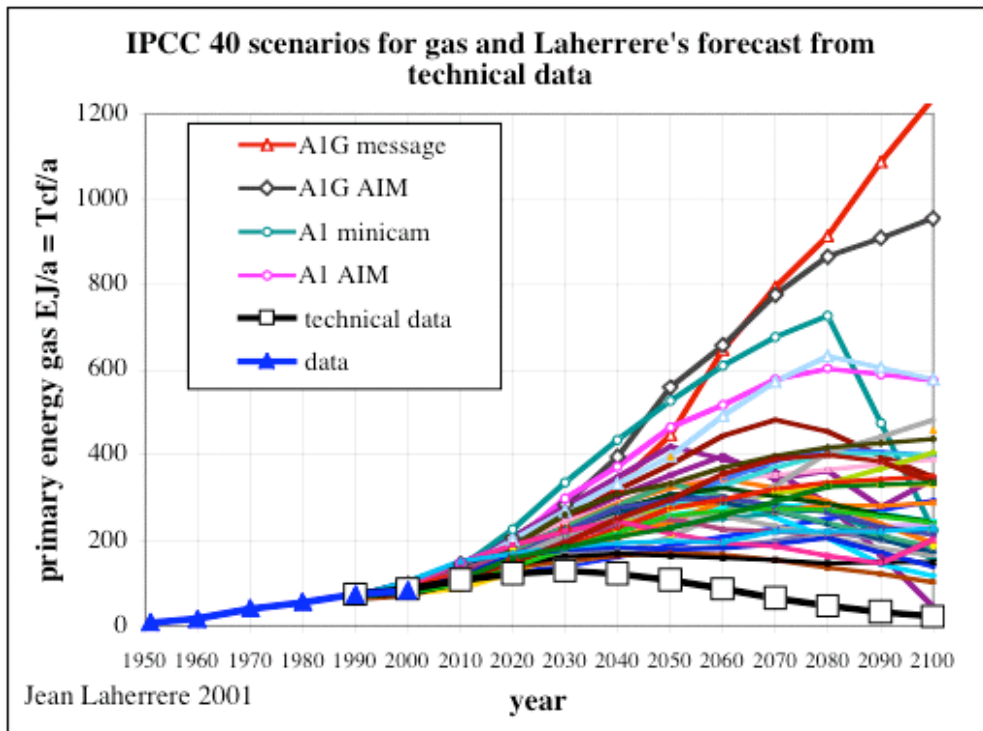
.Source : IPCC

Le graphique Varet (qui reproduit mon graphique previsions des combustibles fossiles en ajoutant les previsions du CO₂ du GIEC) qui a un ultime de 1300 Gtep pour les combustibles fossiles avec

une production cumule a 2004 de 325 Gtep soit un ultime restant de 975 Gep ou 1500 Gtc. Les reserves et ressources (maximum qui est hautement improbable 5%?) du graphique GIEC totalisent 1300 Gtc pour les reserves conventionnelles, 300 Gtc pour les ressources conventionnelles et 3400 Gtc pour les reserves et ressources non conventionnels, soit un total de 5000 Gtc, soit plus de 3 fois ce que montre le graphique de Varet! Dire (mars 2006) que ce n'est pas la limite des reserves fossiles qui va permettre la stabilisation des concentrations de CO2 semble en contradiction avec le graphique de Varet.

Les 40 scenarios (SRES concus par IIASA)) du GIEC sont irrealistes compares aux donnees techniques, ce que j'ai montre au workshop de IIASA en 2001

Figure 51: IIASA scenarios (rapport GIEC2001) de la consommation de gaz compares aux donnees techniques



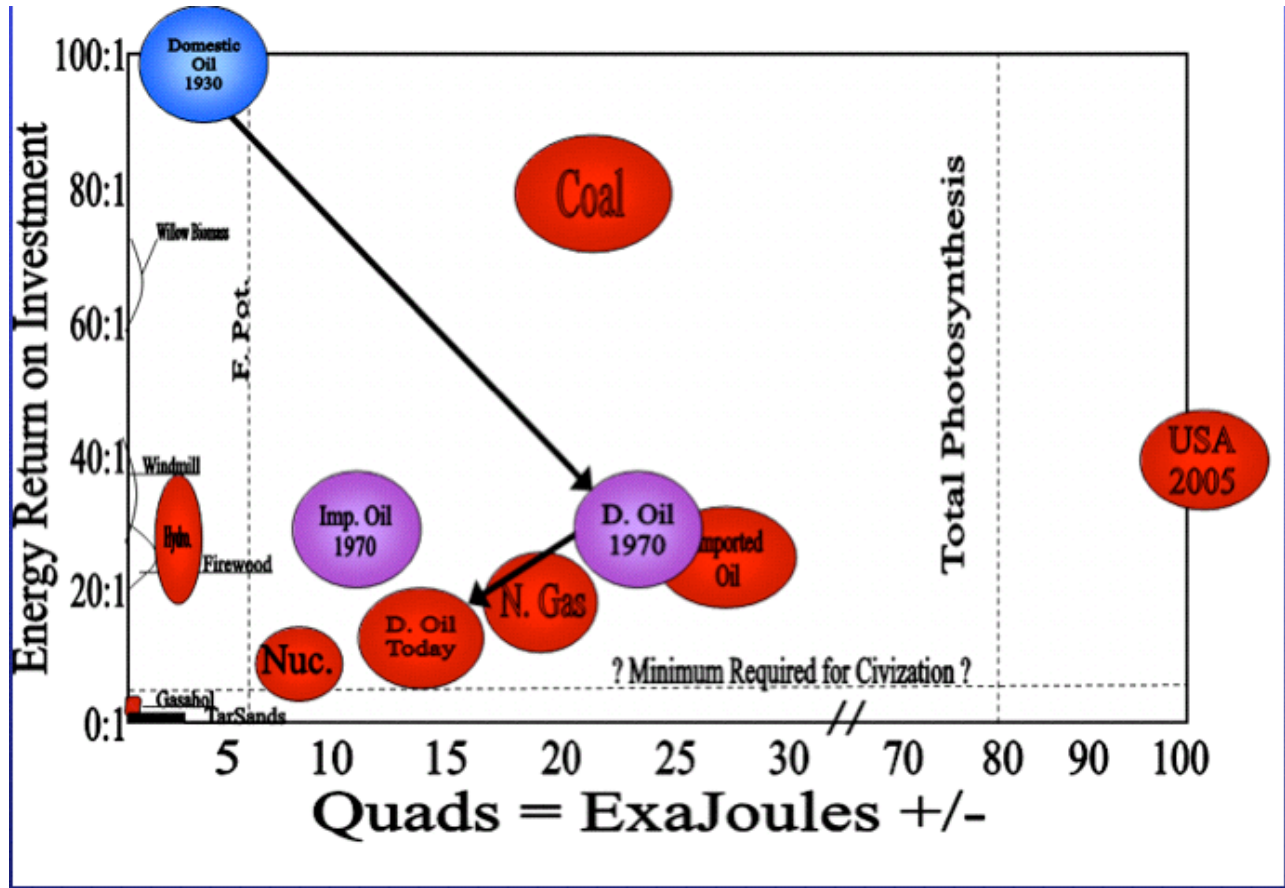
Le prochain rapport GIEC 2007 utilise les memes scenarios energetiques irrealistes de 2001 et va donc donner les memes resultats, puisqu'un modele ne peut transformer de mauvaises hypotheses en resultats valables! **GIGO = garbage in, garbage out**

Il est malheureux de voir le GIEC ignorer les realites industrielles et les declarations des geologues qui etudient les effets des changements climatiques sur des centaines de millions d'annees = lithologie des affleurements!

-Rendement energetique = rapport de l'energie recuperee sur l'energie investie (EROI)

Il est important que le bilan energetique complet d'une production soit positif a savoir qu'il ne faut pas investir plus d'energie que l'on recupere ou que le rapport soit superieur a 1. Mais ce calcul est tres difficile (combien d'energie est depensee pour construire un ordinateur ou un bulldozer?) et peu l'ont fait scientifiquement (Odum, Cleveland, Hall). Les chiffres sont anciens, pour le petrole US le rapport etait de 100/1 au pic des decouvertes en 1930 et de 15/1 pour les annees 1990.

Figure 52: Bilan energetique d'apres C.Hall ASPO 2006 (voir site ASPO Italy)



Pour l'éthanol à partir du maïs aux US les universitaires Pimentel et Patzek estiment un rapport de 0,7/1 alors que l'USDA un rapport 1,3/1.

Le rapport *Bilans energetiques et gaz a effet de serre des filieres de production de biocarburants en France ADEME/DIREM sept 2002 Ecobilan/PricewaterhouseCoopers*

La teneur moyenne globale PCI des biocarburants dans les carburants a été, pour la même année, de 0,83 %.

D'un point de vue énergétique,

- Le rendement énergétique défini comme le rapport entre l'énergie restituée sur l'énergie non renouvelable mobilisée) pour les filières de production d' **éthanol de blé et betterave** est de 2 à comparer avec le rendement pour la filière **essence de 0,87**.

- Le rendement énergétique des filières **ETBE de blé et betterave** est voisin de 1 contre un rendement de la filière **MTBE** de 0,76.

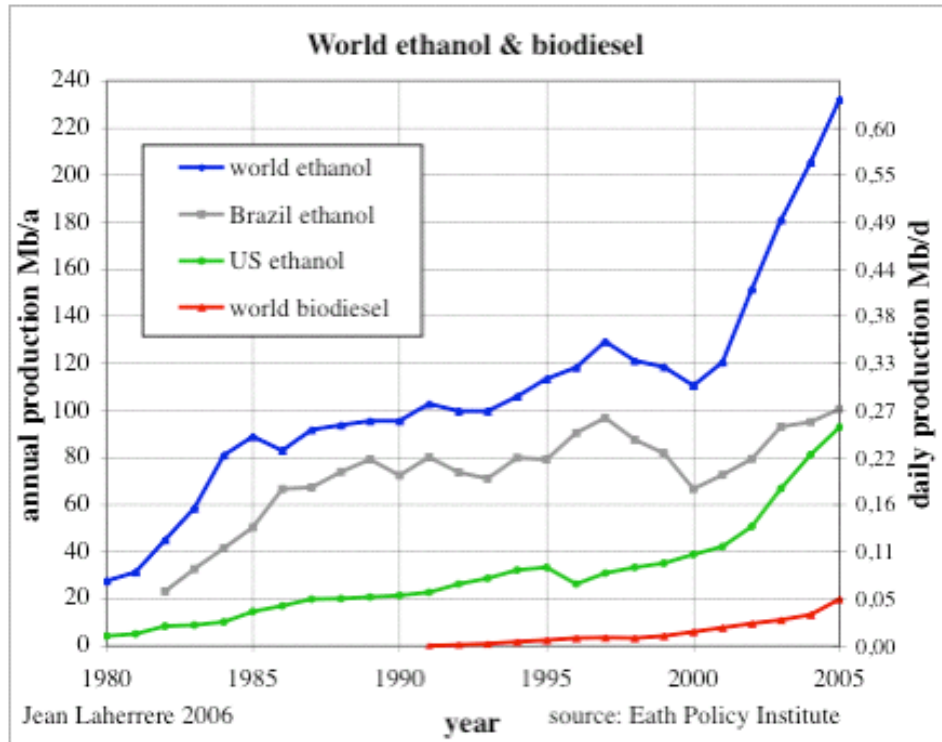
- Enfin, la filière **EMHV** présente un fort rendement énergétique proche de 3, à comparer avec le rendement du **gazole de 0,9**.

Cette étude est très incomplète et ne couvre qu'un domaine restreint. Elle arrive à des résultats aberrants, disant que l'essence et gazole ont un bilan négatif alors que le biocarburant a un bilan positif, cela vient à dire que les pétroliers devraient être en faillite et que les biocarburants n'ont pas besoin de détaxations et de subventions! C'est le monde à l'envers. Le bilan doit être fait du puits à la roue (well to wheel)

-Production mondiale de biocarburants

Les biocarburants qui sont comptés dans la production tous liquides (oil demand) ne font que 0,7 Mb/d en 2005, soit moins de 1%. Le biodiesel fait moins d'un dixième du bioéthanol!

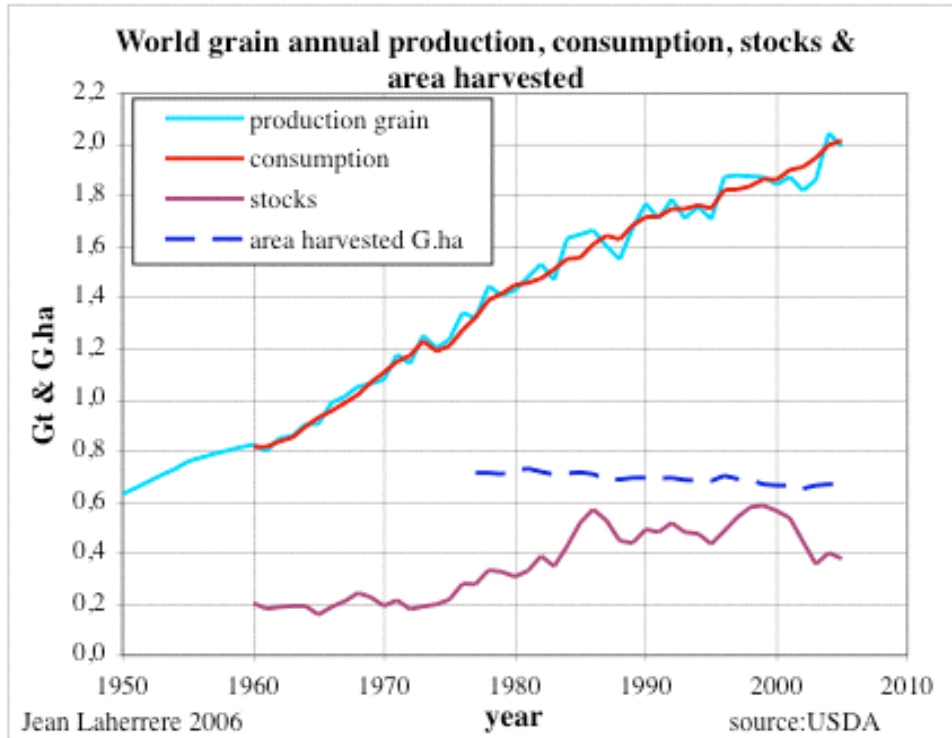
Figure 53: Production mondiale de biocarburants 1980-2005



Th. Breton 22 mai 2006: *Mon objectif est simple: je veux que d'ici la fin de la décennie, le marché offre des voitures qui puissent rouler indifféremment avec du pétrole ou avec un biocarburant presque pur. Mais plus encore que le consommateur, c'est la France que nous devons préparer à l'après pétrole.*

La productivité de l'agriculture varie avec la consommation de pétrole (tracteurs, engrais et pesticide). L'agriculture transforme le pétrole en nourriture! Depuis 1985 la production mondiale de grain croît moins que la consommation et la population, la surface des céréales 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 54: **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!

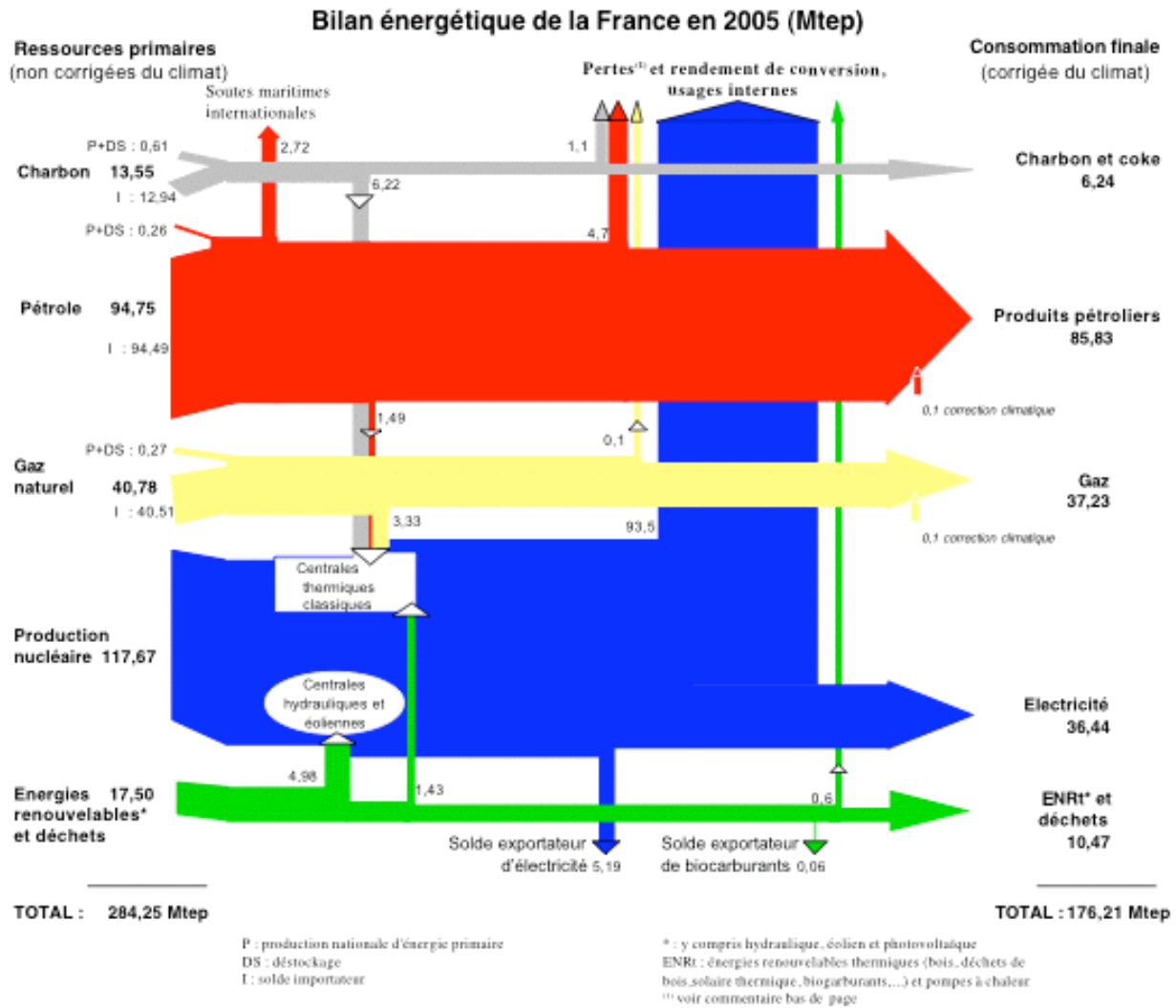
-Energie primaire

Le flux energetique en France montre pour 2005 que de l'energie primaire (284 Mtep) se reduit en passant a l'energie finale (176 Mtep) les pertes (fleches vers le haut) sont tres importantes par suite des rendements de conversion. Les equivalences energetiques (la chaleur est un but mais aussi une nuisance) pour ramener au bilan energetique depend des conventions pour l'electricite. Un MWh peut varier de 0,086 tep (centrale thermique) a 0,86 tep (geothermie) en passant pas 0,2606 tep (nucleaire)!

En 2001 l'Observatoire de l'Energie a change ses conventions pour se ramener aux conventions de l'AIE et le pourcentage du petrole en energie finale est passe de 39,8 % a 51,3 % (notez le nombre de chiffres significatifs!) et le renouvelable de 4,6 % a 6,1 %

Le flux; d'energie entre energie primaire et energie finale montre que les pertes (fleches vers le haut sont importantes)

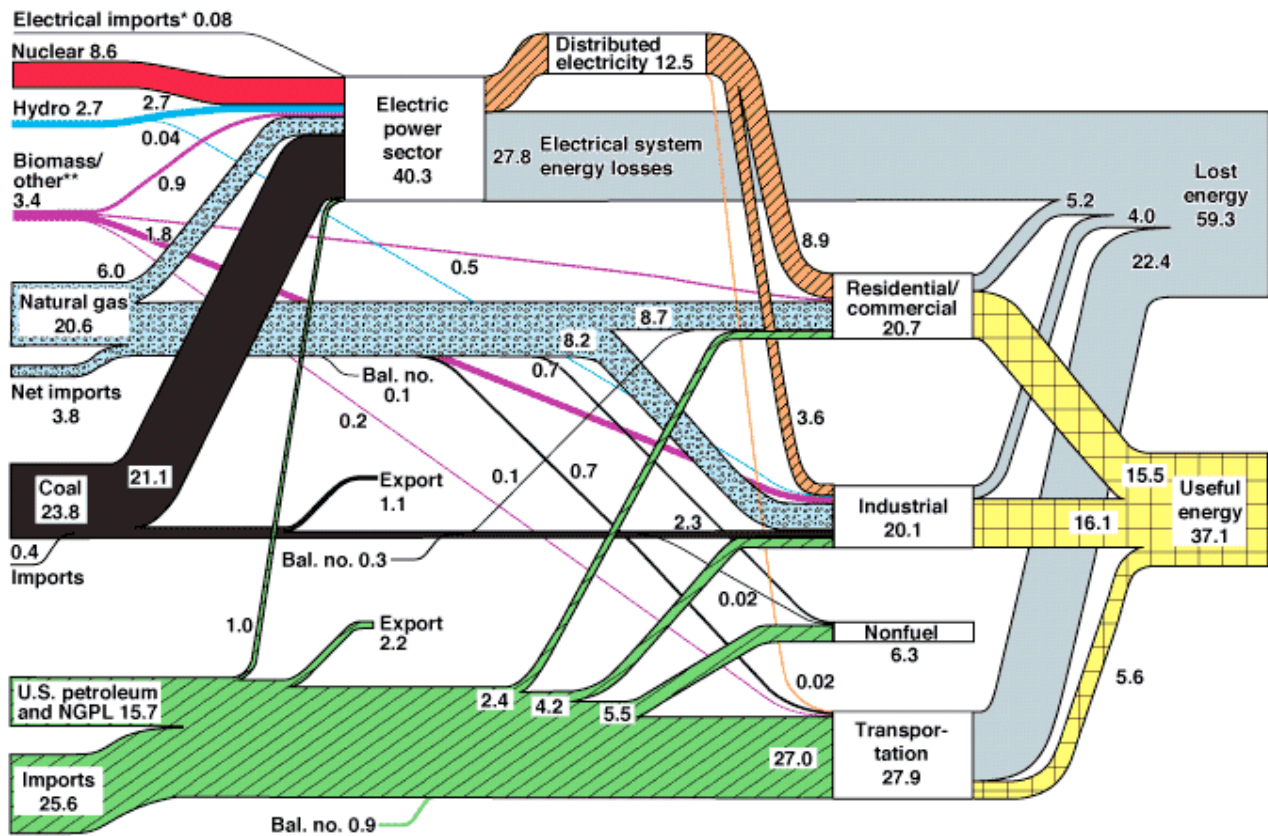
Figure 55: **flux d'energie en France en 2005 de primaire 284 Mtep a finale 176 Mtep**



Pour les US les pertes sont encore plus grandes notamment pour le pétrole dans le transport avec 27,9 à l'entrée et seulement 5,6 utilise)

Figure 56: 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*.

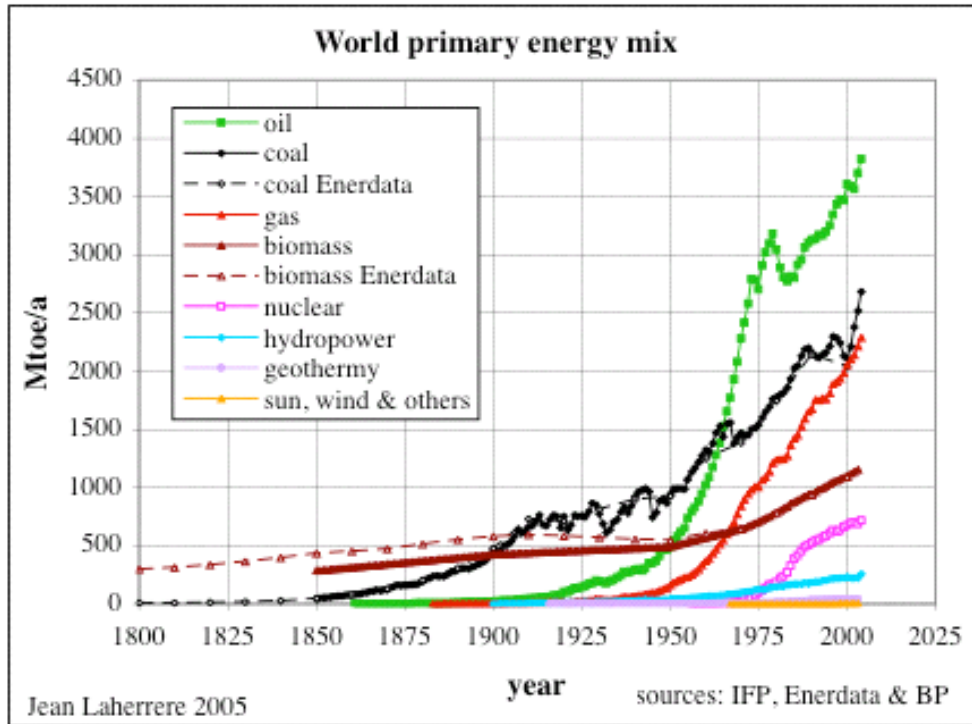
*Net fossil-fuel electrical imports.

**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

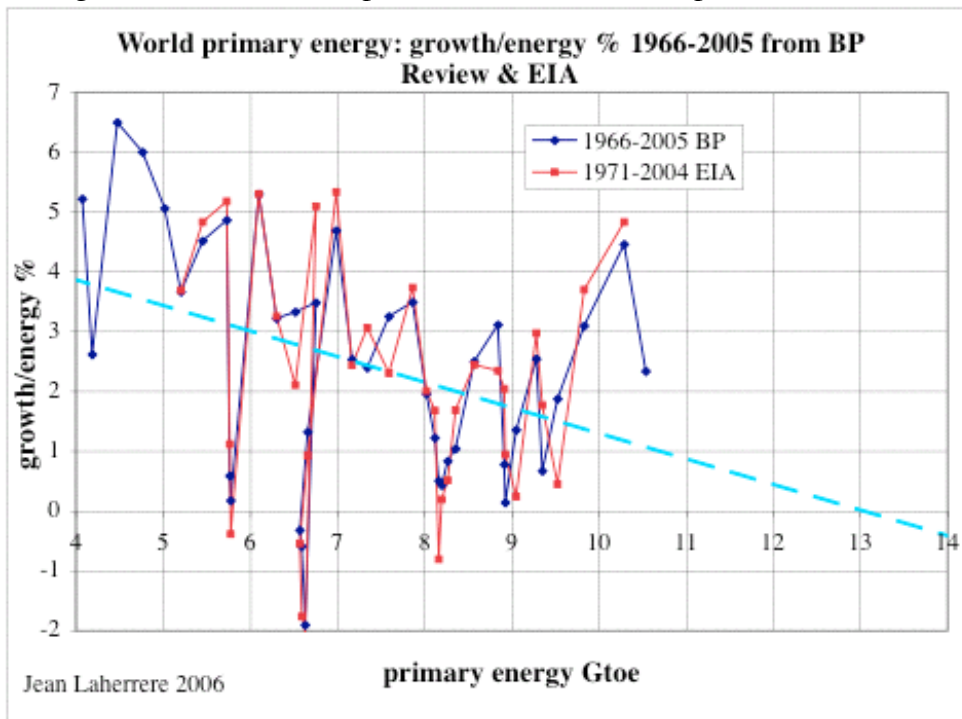
Figure 57: [Energie primaire mondiale 1850-2004](#)



Le charbon dans les dernières années croît plus vite que l'huile ou le gaz

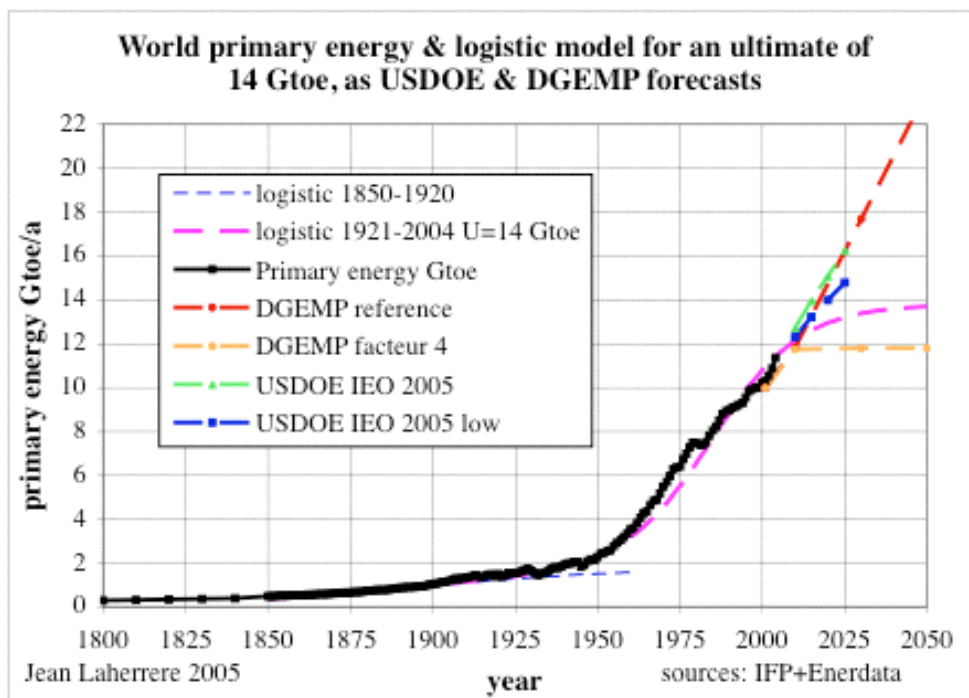
L'énergie primaire mondiale tend vers une asymptote à 14 Gtep d'après l'extrapolation de 1950 à 2002; les années 2003-2004 seront-elles exceptionnelles?

Figure 58: **Energie primaire mondiale 1966-2005**: extrapolation linéaire de la croissance en fonction de l'énergie donnant un ultime possible d'environ 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

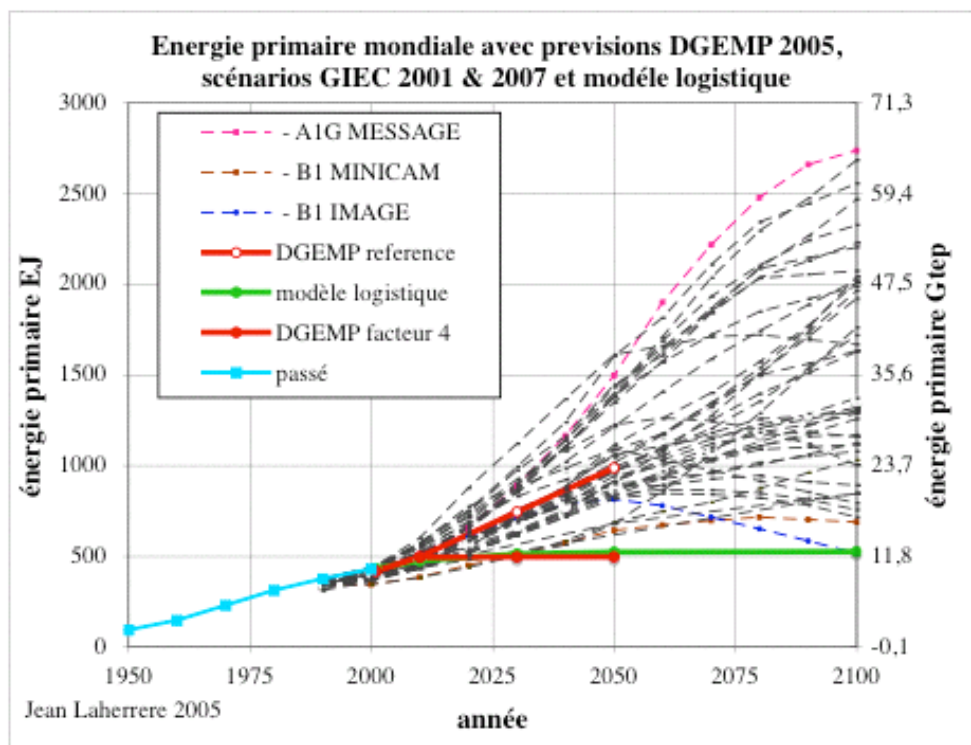
Figure 59: **Energie primaire mondiale: previsions d'un modele logistique, USDoE & DGEMP**



Le scenario DGEMP facteur 4, qui semble utopique, pourrait bien etre impose par la Nature

Le rapport GIEC (groupeement intergouvernemental sur l'etude du climat) 2001 est base sur 40 scenarios energetiques (SRES) qui sont des vœux pieux concus par IIASA qui ignore le passe et les realites industrielles. Les scenarios d'energie primaire du GIEC sont compares avec les scenarios DGEMP et les previsions techniques

Figure 60: **Energie primaire mondiale: 40 scenarios du GIEC 2001 & 2007 avec DGEMP**

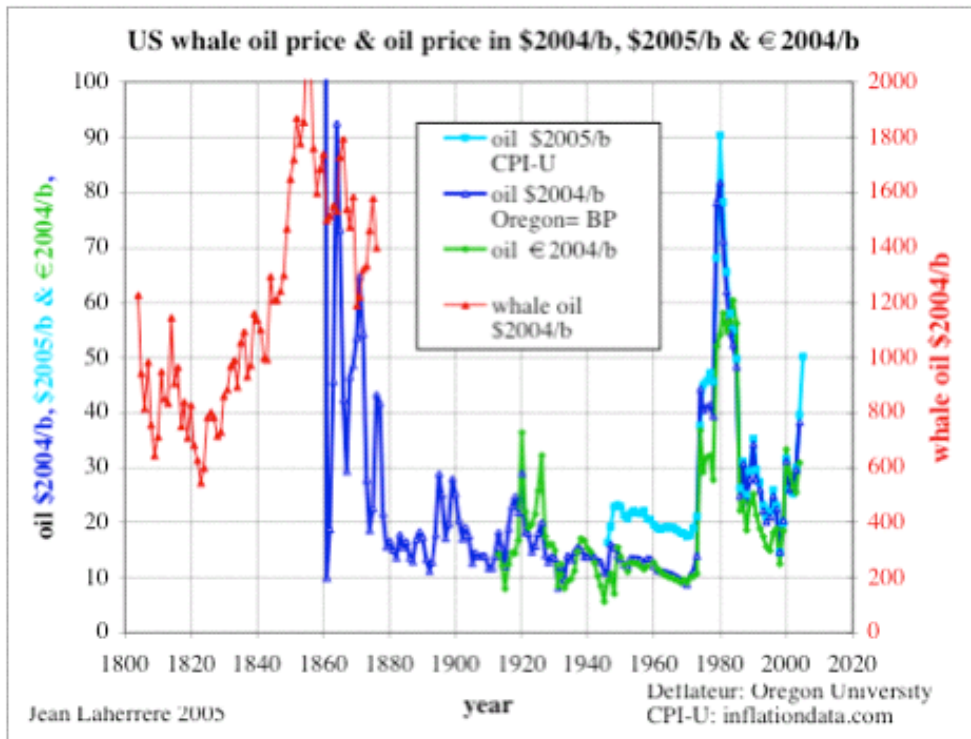


Prevoir en 2100 une energie primaire 6 fois celle de 2005 semble bien utopique en face des ressources et des reticences sur le nucleaire.

-Prix

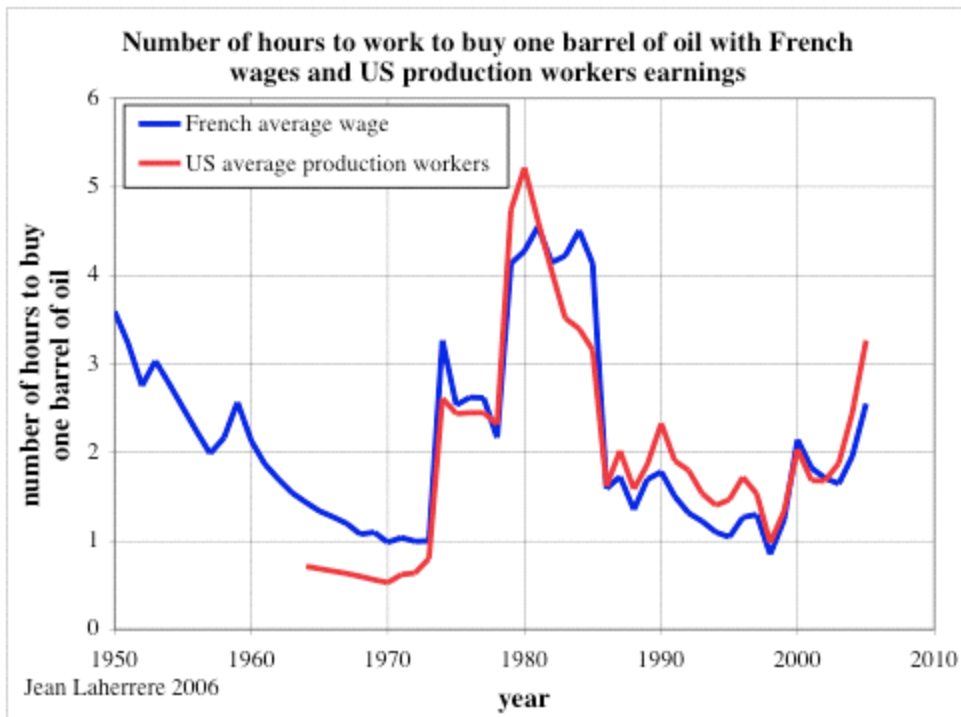
Le prix de l'huile de baleine en dollar d'aujourd'hui etait de 2000 \$/b en 1845, le prix du brut a 100 \$/b en 1860, 10 \$/b en 1970, 90 \$/b en 1980

Figure 61: 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 Français ne travaille que moins de 1600 heures

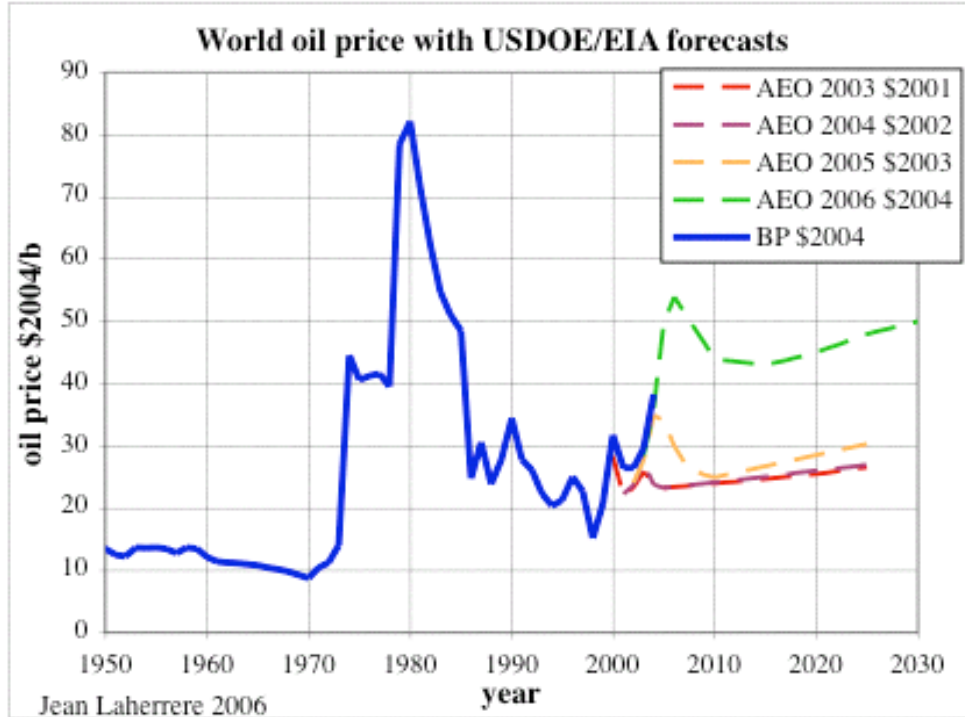
Figure 62: **Nombre d'heures de travail pour acheter un baril de petrole 1950-2005**



Toutes les previsions du prix de brut de l'USDOE ont ete fausses depuis 1980. Les previsions 2003, 2004, 2005 etaient a moins de 30\$/b en 2025, celle de 2006 est de 50 \$/b en 2030!

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'influer les prix n'ayant plus de capacite excedentaire. Jusqu'a quand ?

Figure 63: **previsions long-terme USDOE AEO 2003-2006**



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

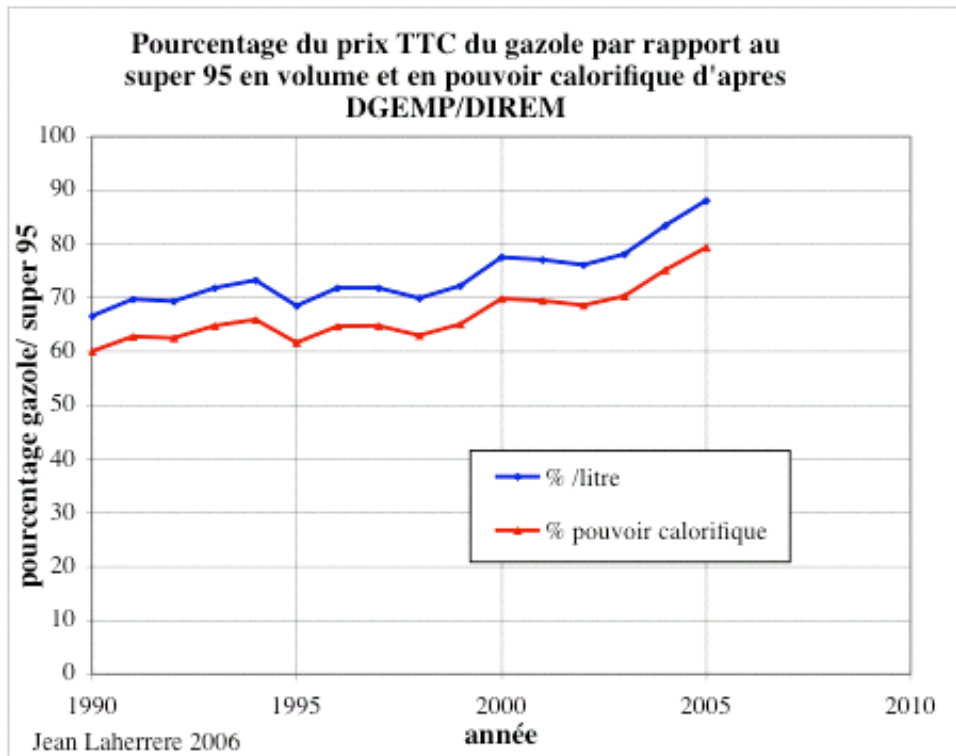
Le gazole est plus de 10% plus calorifique que l'Euro-super

	Pouvoir calorifique MJ/l	defiscalisation €/l
Euro-super	32,4	
Ethanol	21,3	0,33
ETBE	26,9	0,33
MTBE	26,3	
EMHV	33	0,25
Gazole	36	

Les enjeux des biocarburants en France. DGEMP- DIREM/DIDEME.

Le gazole est vendu au litre 10% moins cher que l'essence, alors qu'il devrait etre vendu 20% plus cher pour egaler le pouvoir calorifique obtenu dans les raffineries francaises qui sont obliges d'exporter a bas prix l'essence excedentaire et d'importer du gazole.

Figure 64: **Pourcentage du prix du gazole par rapport au super 95 en volume et pouvoir calorifique**



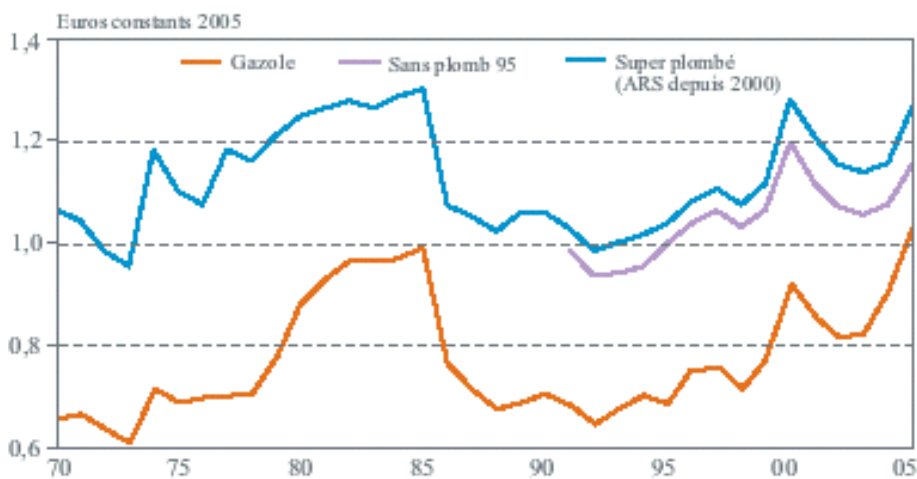
Mais on vient de loin, en 1990 le gazole était 40% moins cher, les routiers ayant un grand pouvoir de nuisance pour empêcher que l'égalité des taxes règne !

Ce n'est pas le cas en Suisse où le gazole est vendu plus cher que l'essence ! On peut espérer que l'égalité sera réalisée avant 2010

Le prix de l'essence en euro 2005 est aujourd'hui inférieur au prix de 1985, mais celui du gazole est équivalent. Le bulletin *Reperes* de l'**Observatoire de l'Énergie** (DGEMP) donne de très nombreux graphiques qui sont très instructifs.

Figure 65: Prix du litre des carburants à la pompe 1970-2005 en €2005 DGEMP

Prix au litre des carburants à la pompe

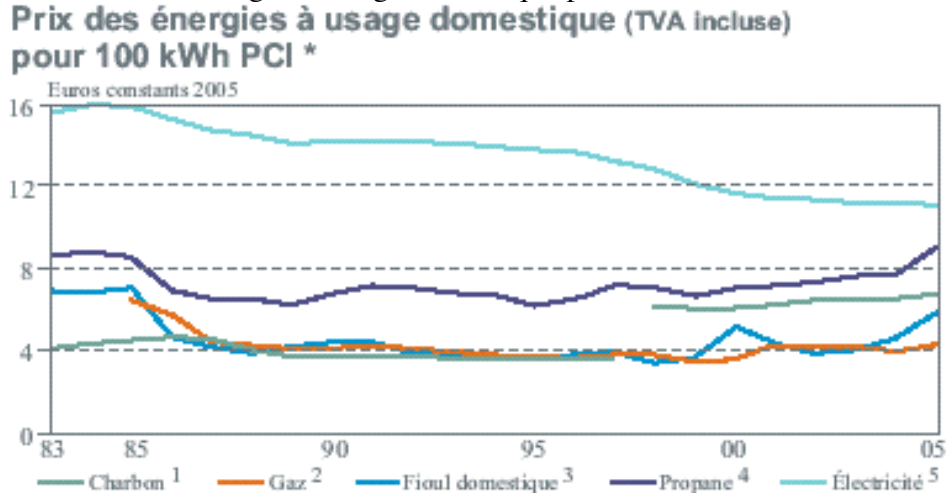


Sources : Observatoire de l'Énergie, DIREM.

-prix de l'énergie en France

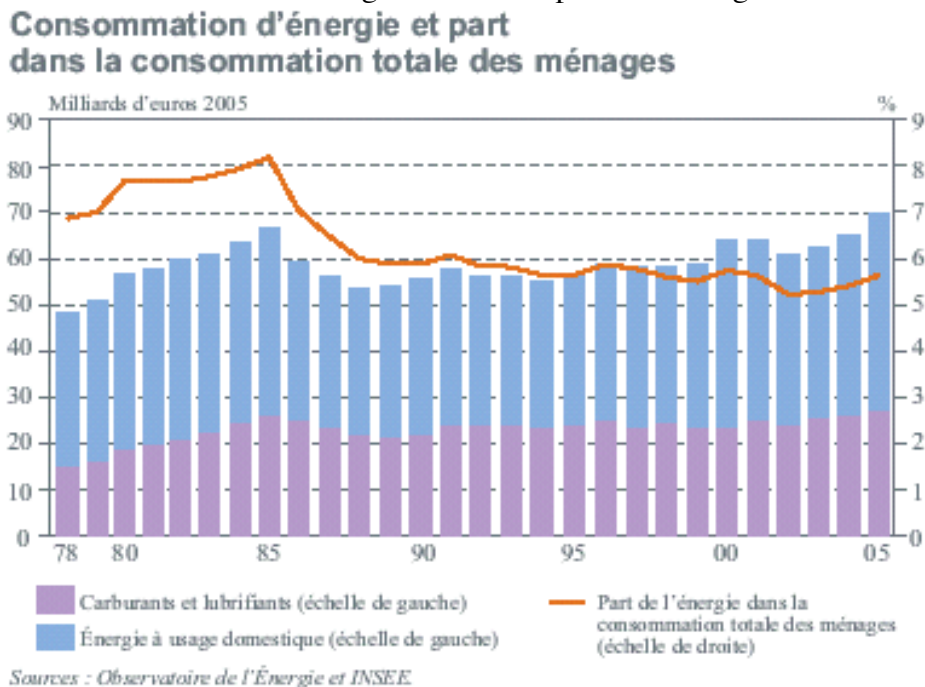
Le prix de l'énergie en France a usage domestique montre qu'en 2005 l'électricité (bleu pâle) est à 11 (€/100 kWh), le charbon à 7, le fioul à 6 et le gaz à 4, mais l'électricité baisse en euro constant alors que les autres énergies augmentent

Figure 66: France: Prix des énergies à usage domestique pour 100 kWh DGEMP



Le pourcentage de l'énergie dans la consommation des ménages ne représente que moins de 6% en 2005 alors qu'il était de 8% en 1985

Figure 67: France: Consommation d'énergie en euros et part des ménages en % DGEMP

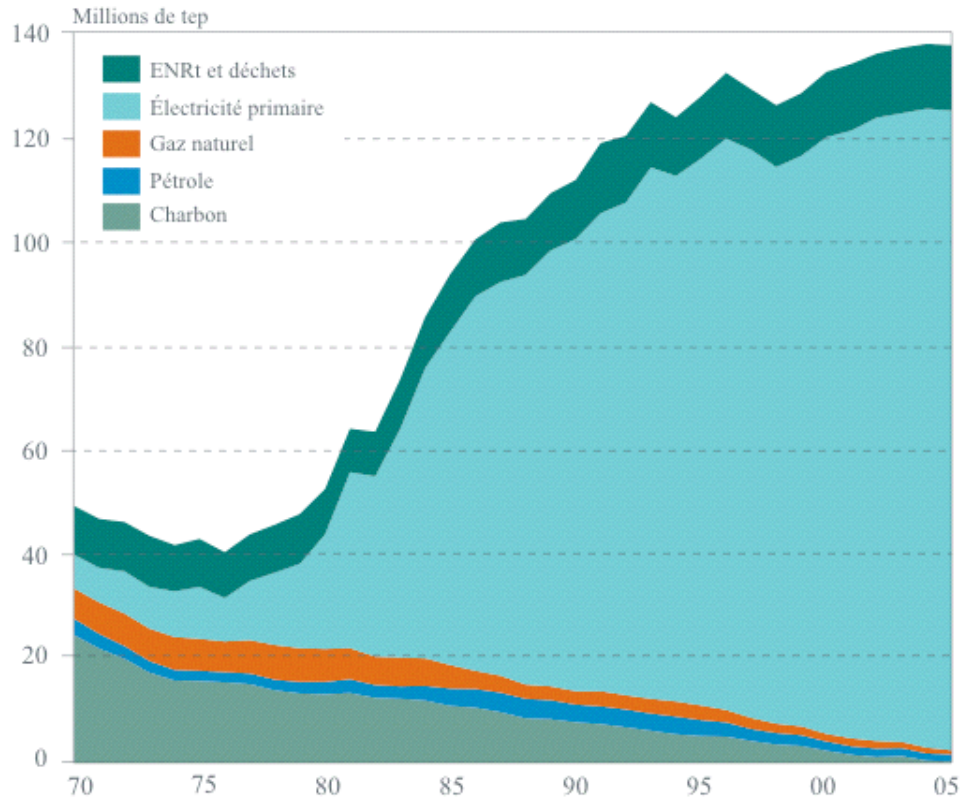


-production d'énergie en France

La production d'énergie primaire a fortement augmenté depuis le choc pétrolier grâce à l'électricité

Figure 68: France: production d'énergie primaire par énergie DGEMP

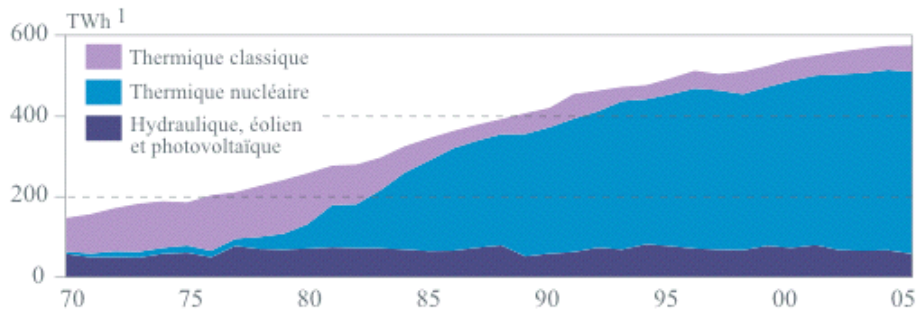
Production d'énergie primaire par énergie



Cette électricité est principalement d'origine nucléaire

Figure 69: France: production d'électricité *DGEMP*

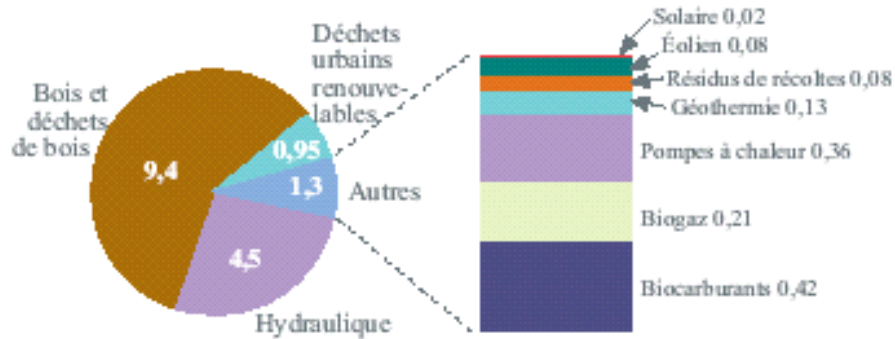
Production brute d'électricité



Les énergies renouvelables en 2005 ne représentent que 12,5 Mtep sur une consommation d'énergie primaire de 276,5 Mtep soit 4,5 % et la production de ces énergies est surtout constituée du bois qui représente deux fois plus que l'hydraulique, le solaire et l'éolien étant insignifiants !

Figure 70: France: production d'énergies renouvelables *DGEMP*

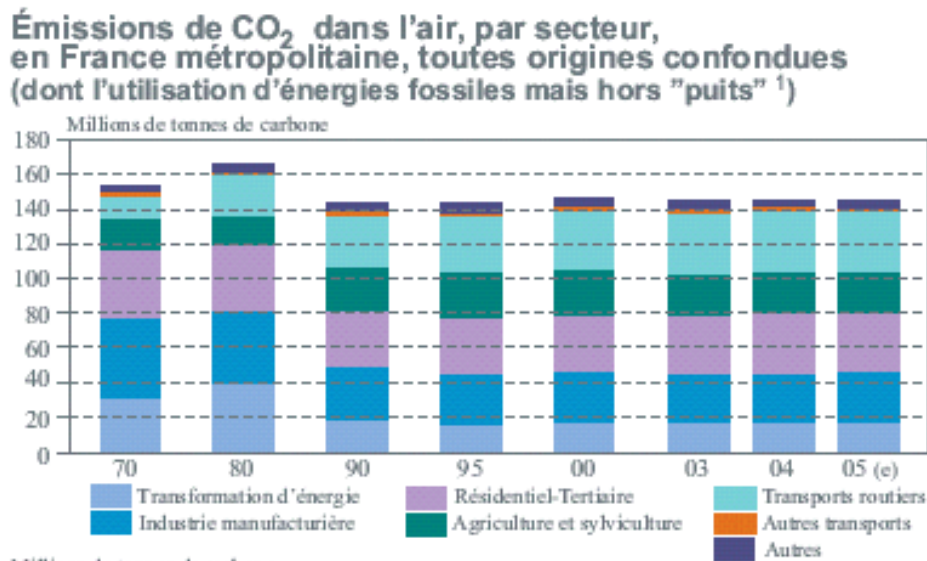
Production d'énergies renouvelables (ENR) par filière en 2005 (Mtep)



-Emissions de CO2 en France : les pollueurs sont subventionnés

Les transports routiers et le résidentiel-tertiaire sont les plus gros émetteurs de CO2.

Figure 71: France: émissions de CO2 DGEMP

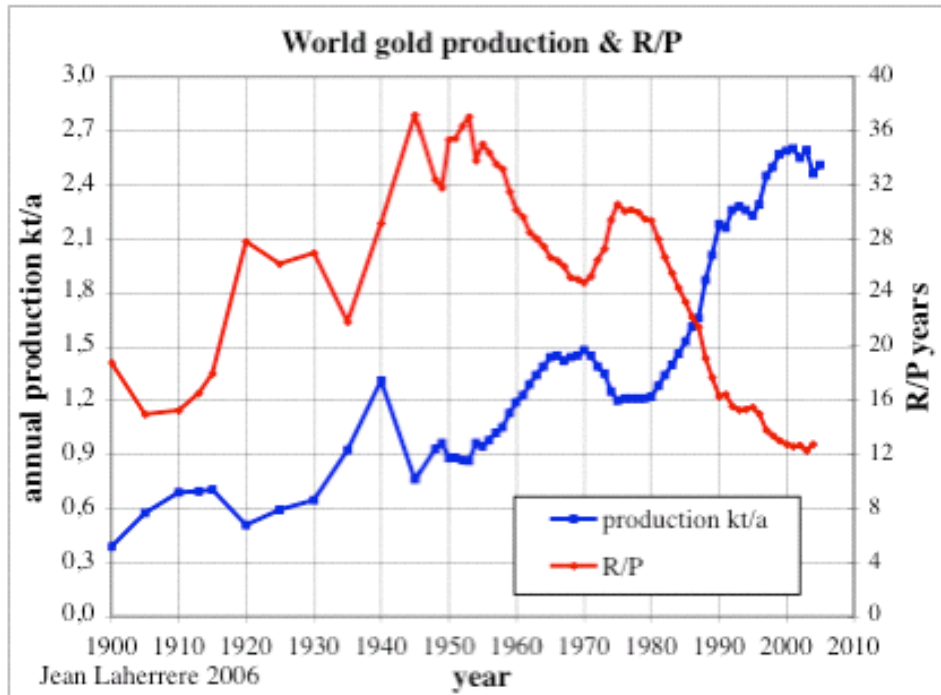


Agriculteurs et transporteurs routiers en 1970 représentaient 20 % des émissions de CO₂, en 2005 ils représentent 40% : ils ont doublé et ils veulent des subventions pour polluer davantage. Les pollueurs ne sont pas les payeurs ! L'industrie est passée de 30% à 19 %. Le résidentiel-tertiaire de 24 % à 23 %. L'agriculture intensive n'est pas l'avenir, il faut supprimer le labourage, comme le fait mon voisin agriculteur!

-Pic de production de l'or

L'or est extrait depuis plus de 4000 ans mais il semble que le pic de production (Watson 2006) ait été atteint en 2000, avec une production cumulée pas loin de la moitié de l'ultime (estimation USGS d'un ultime de 240 000 t avec déjà produit 150 000 t). La production décline alors que le prix de l'or est le plus haut depuis 20 ans!

Figure 72: production mondiale d'or 1900-2005



La société de consommation a vraiment atteint les limites de la planète !

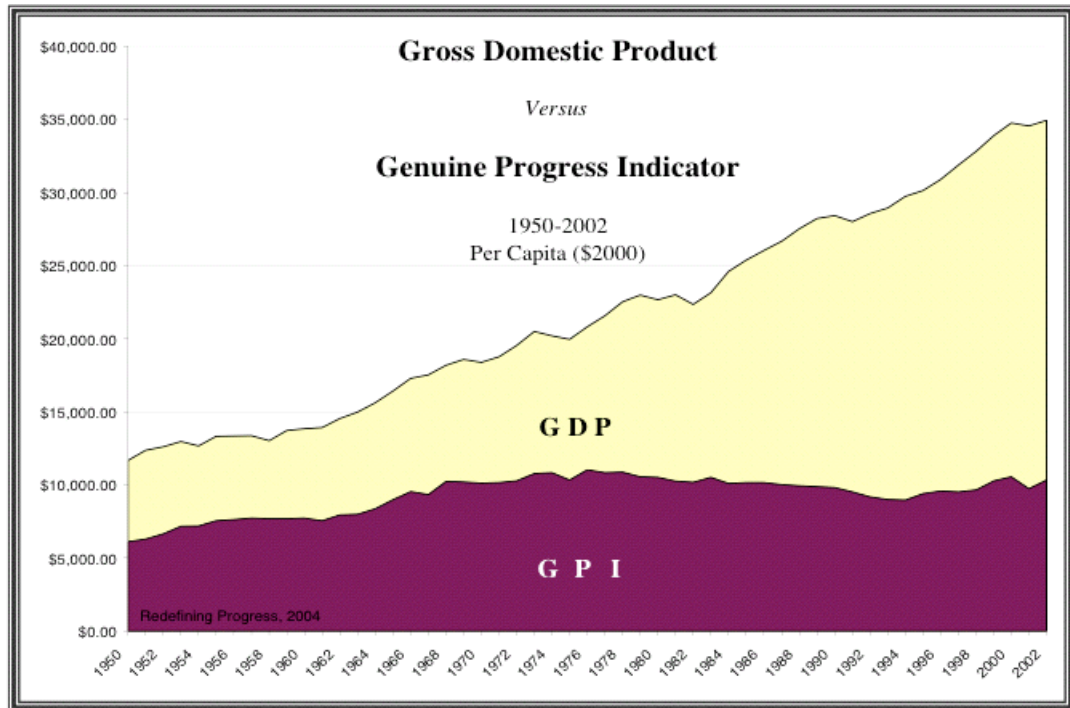
-Solutions?

-PIB (consommation) et bonheur

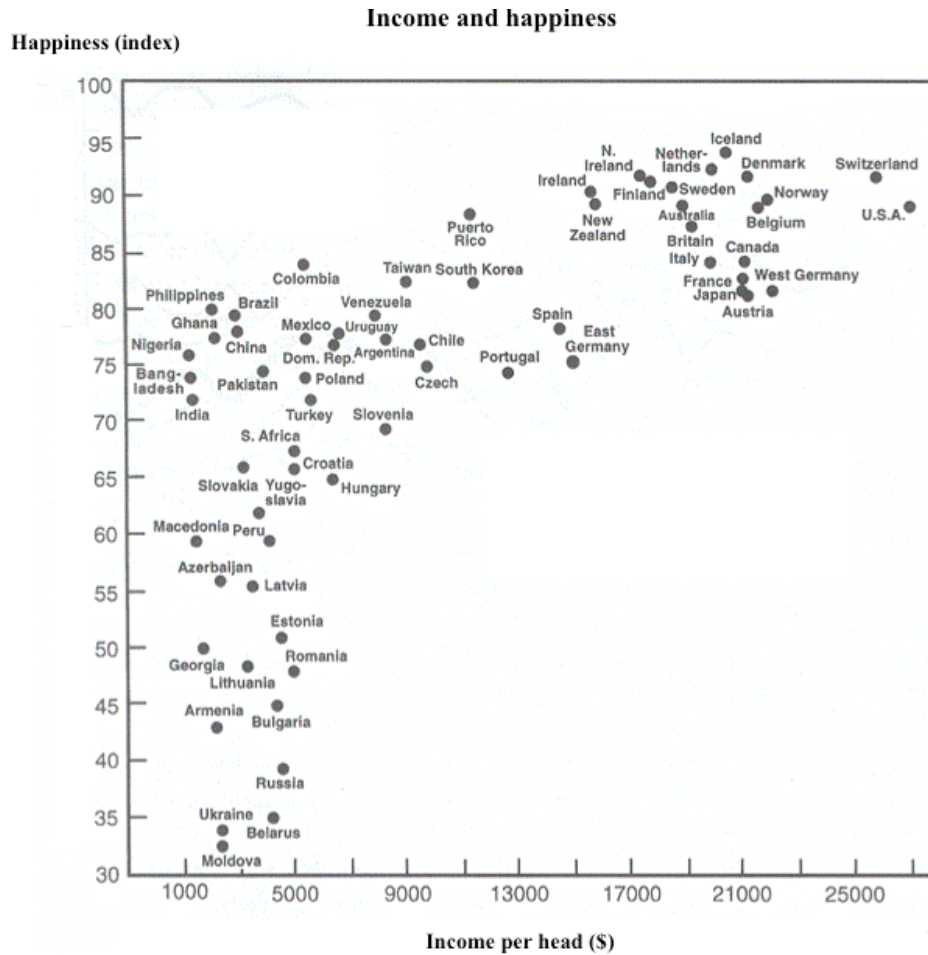
Le PIB représente les dépenses manipulées (facteur hedonique) et non la richesse d'un pays. Plus il y a de catastrophes, de sida, d'accidents, de guerres, plus le PIB augmente.

L'intensité énergétique en tep/\$ PIB a peu de valeur car le PIB est manipulé (facteur hedonique). Il y a de nombreux indicateurs de bonheur ou de progrès. Aux US l'*indicateur authentique de progrès* (GPI) a eu son pic en 1977

Figure 73: US: PIB et Genuine Progress Indicator d'après Redefining Progress 1960-2002



La corrélation entre PIB et bonheur ne se voit pas sur le graphique suivant
Figure 74: **revenu et bonheur** d'après Inglehart & Klingermann 2000

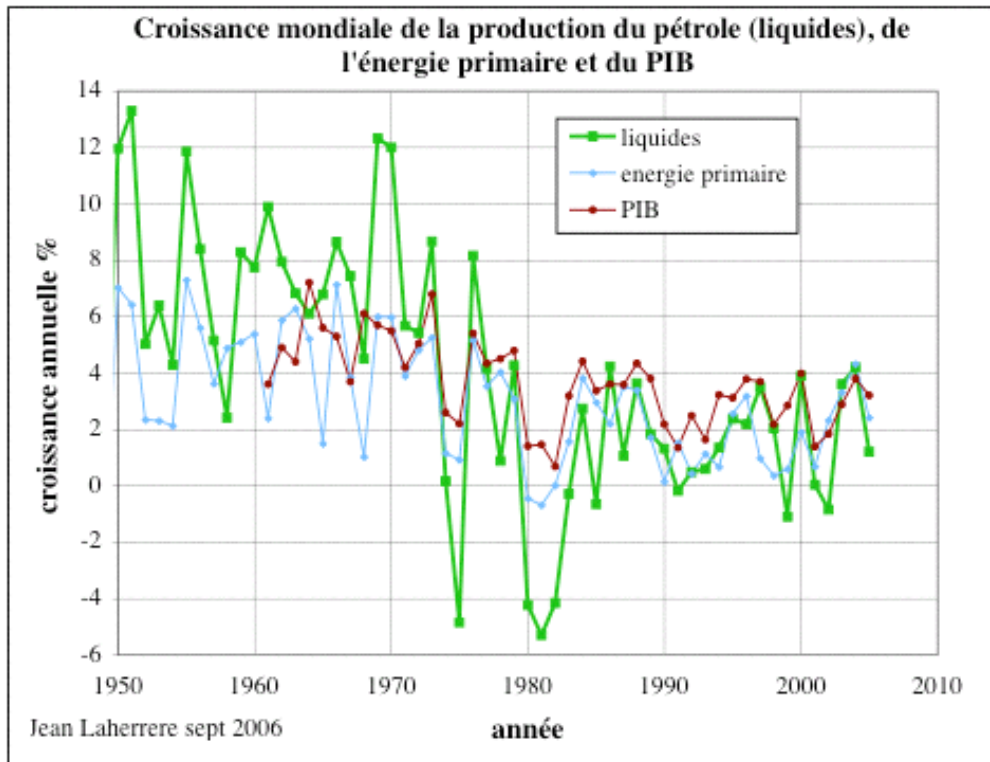


Source: Inglehart and Klingemann (2000), Figure 7.2 and Table 7.1. Latest year (all in 1990s).

-Economie d'énergie

La croissance du PIB (depenses et non richesses d'un pays) correle assez bien avec la croissance de la production de petrole et d'énergie primaire. Que va faire le PIB apres le pic du petrole?

Figure 75: monde: croissance de la production de petrole, de l'énergie primaire et du PIB



Le **cout de l'énergie** sur les 40 dernières années a été 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 sous-évaluée.**

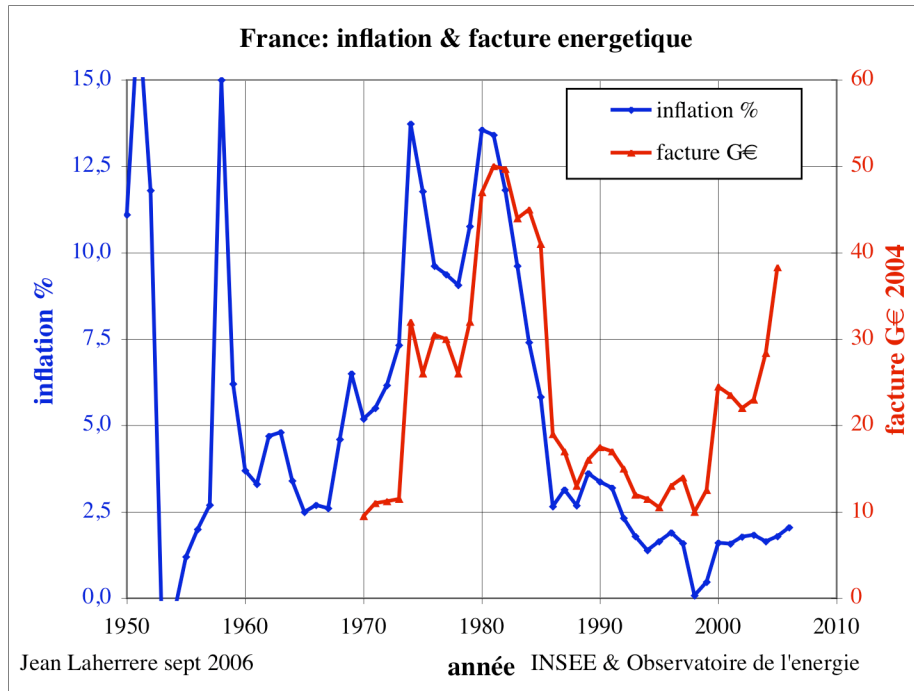
Le pétrole hors taxe est moins cher que l'eau minérale!

La facture énergétique de la France est de 38 G€ pour 2005 soit 2,3% du PIB (5% en 1981), de l'ordre des dépenses de téléphone + Internet des Français et de l'intérêt seul de la dette publique. On peut se passer de téléphone mais pas d'énergie!

Aux US l'inflation dite de base est hors énergie et alimentation comme si le consommateur américain pouvait vivre sans énergie et nourriture!

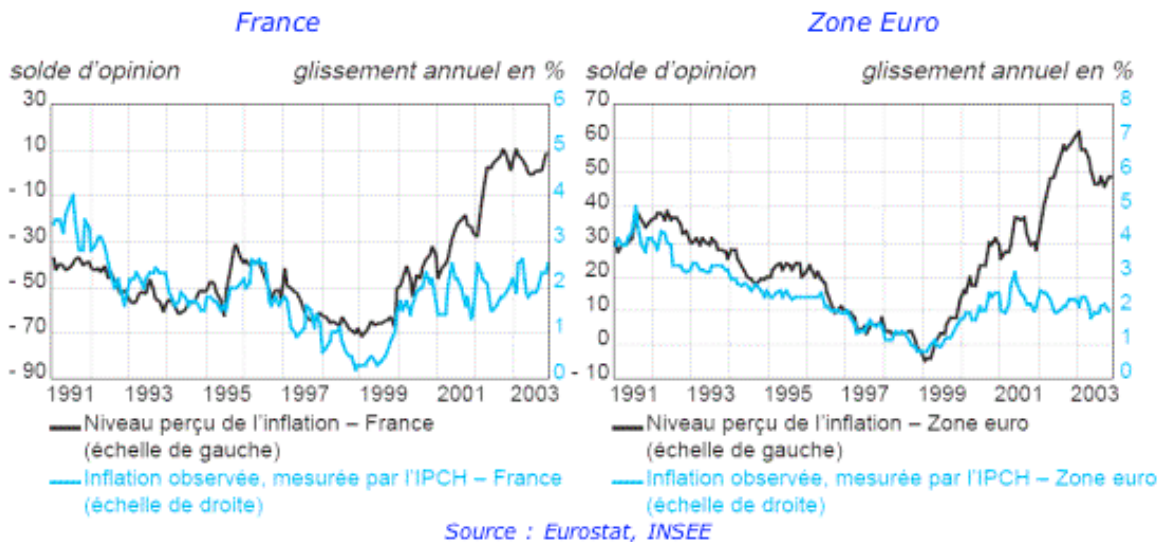
En France l'inflation suit le prix de la facture énergétique jusqu'en 1999.

Figure 76: **France**: inflation et facture énergétique



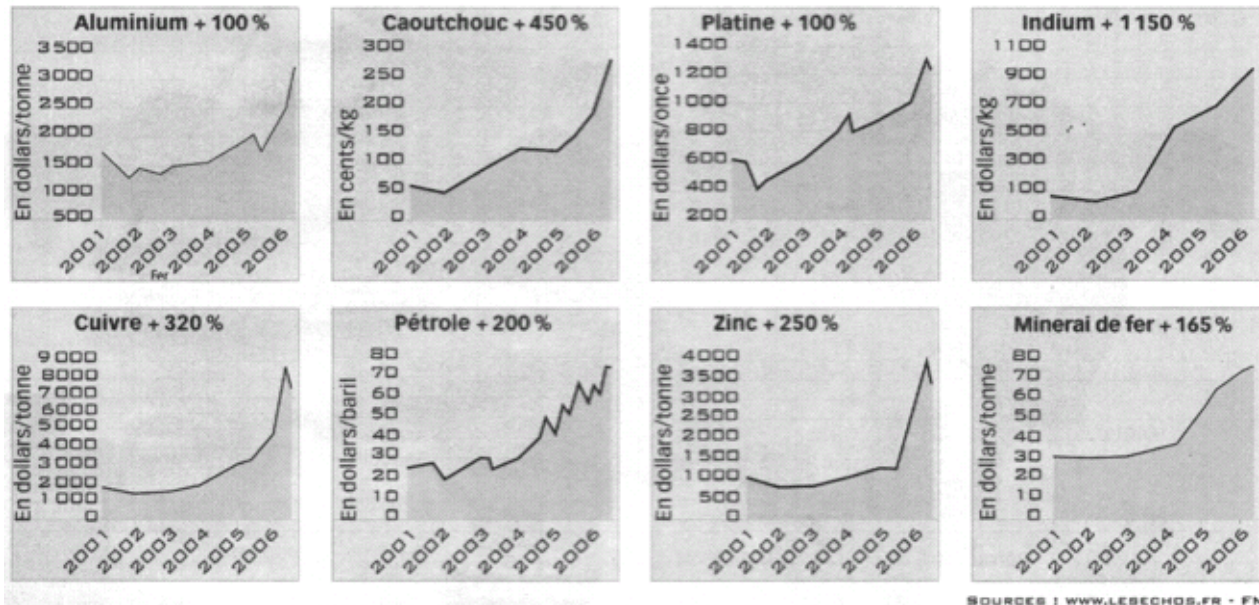
Mais depuis 2000 l'inflation tarde a suivre la facture energetique. Il s'avere que l'inflation officielle est en retard sur l'inflation perçue par le consommateur depuis 2000. L'inflation *reelle* suivrait donc mieux la facture energetique qui est pазsse de 10 a 40 G€ en 6 ans. L'augmentation de l'inflation est attribuee au passage de l'euro alors qu'elle est due a l'augmentation du petrole depuis le creux de 1999.

Figure 77: France et Zone Euro: inflation declaree et inflation perçue (site inflation.free.fr)



En faut l'augmentation des prix n'est pas due qu'a l'augmentation du petrole mais aussi des autres matieres premieres. Le caoutchouc a augmente de +450% depuis 2001, le cuivre de +320 % !

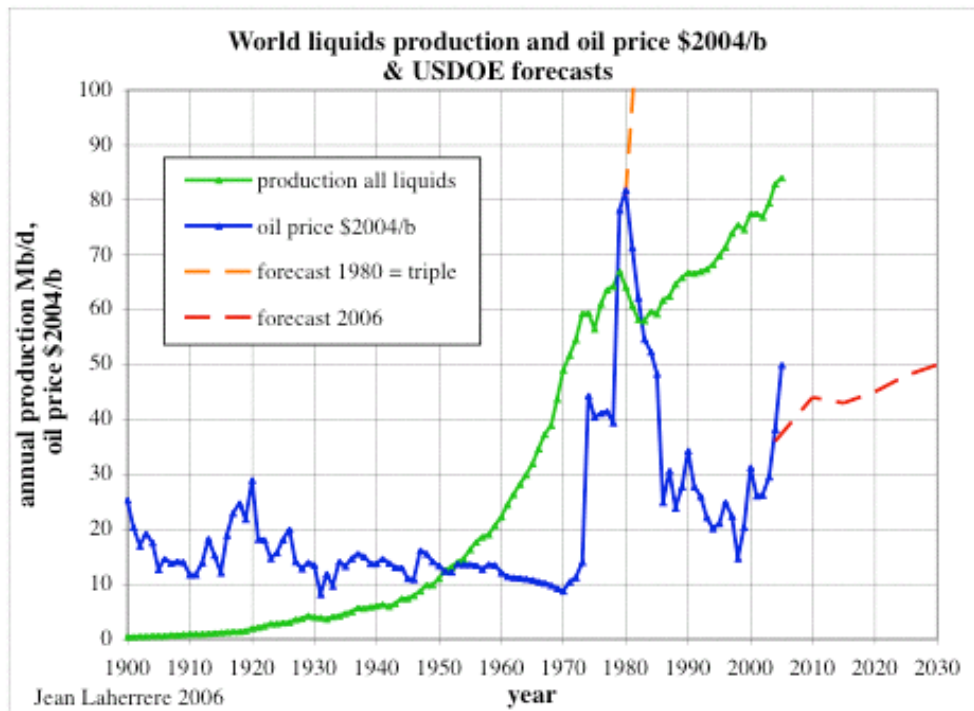
Figure 78: Monde: augmentation du prix des matieres premieres 2001-2006 (*Science et Vie sept.2006*)



-Baisse de la demande devant les prix ou la perception de prix futurs

L'analyse du passé montre que la demande de pétrole a flechi en 1980, non pas parce que les prix étaient hauts mais parce que tout le monde sans exception était convaincu que les prix allaient tripler dans la décennie. La demande a baissé grâce aux économies d'énergie (voiture compacte aux US, énergie nucléaire en France), mais les prévisions ont été complètement balayées après le contrechoc de 1986, il y a eu le creux de 1999 avec 10 \$/b par suite d'une mauvaise interprétation des missing barrels de l'AIE. Les prévisions de l'USDOE 2006 sont de 50 \$2004/b en 2030, pourquoi alors faire des économies, si le prix va baisser à long-terme?

Figure 79: Production mondiale de liquides et prix du brut en \$2004/b



Bien sur, le prix eleve va faire baisser la croissance de la consommation. Mais le consommateur ne fera vraiment des economies importantes que quand il decidera que le mode de vie doit etre change. Pour cela il faudra, soit des pannes repetees d'electricite ou des rationsnements de petrole et de gaz, soit que le consommateur sera convaincu comme en 1980 que le prix de l'energie va doubler ou tripler, ce qui le ramenerait a son prix veritable.

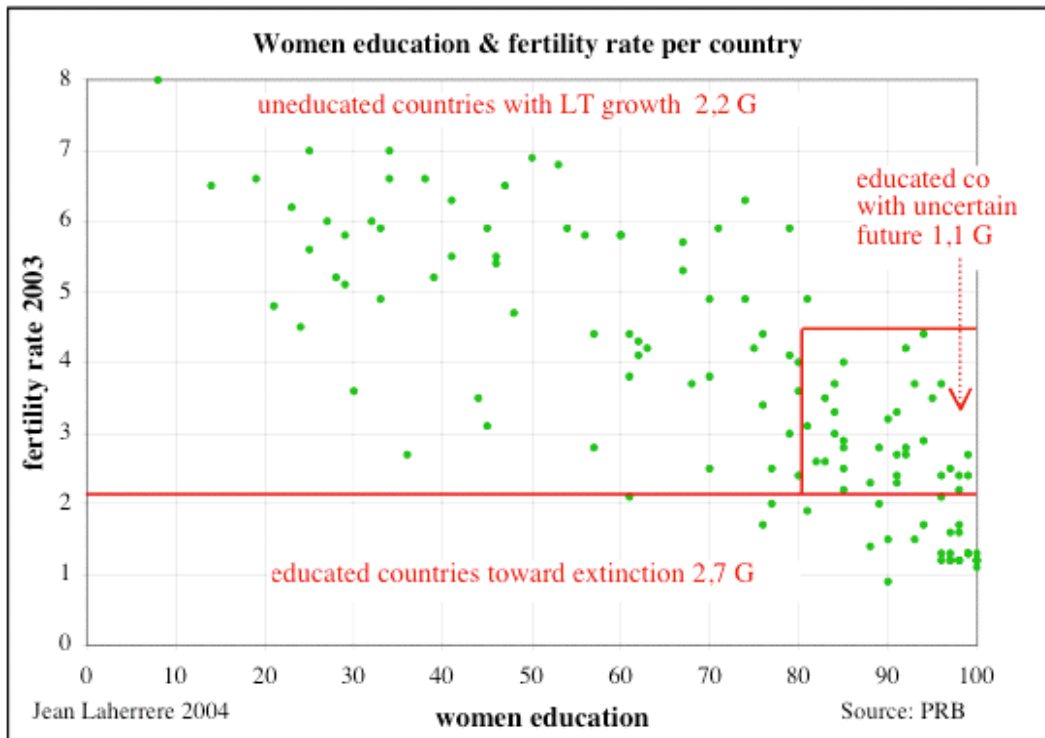
Il faut donc un choc ou une information quasi-unanime qu'il va y avoir penurie de l'offre du petrole et du gaz, ce qui n'est pas le cas, puisque que les dirigeants nient le declin.

Une crise economique qui ferait baisser le demande peut fausser le message de la limitation des ressources, et conduirait a un situation chaotique et un plateau ondule de production d'huile ou chacun (pessimiste et optimiste) chanterait victoire pour etre dementi peu apres.

-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.

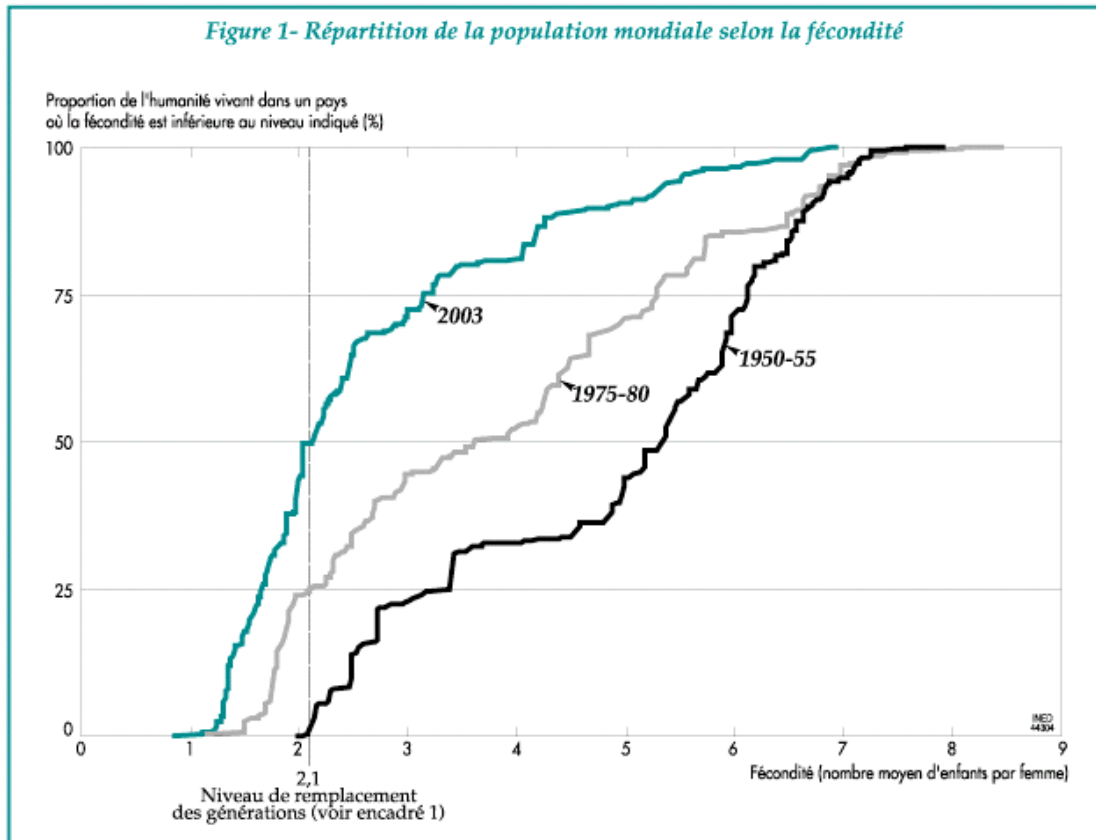
Figure 80: **relation entre taux de fecondite et education des femmes** en 2003



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

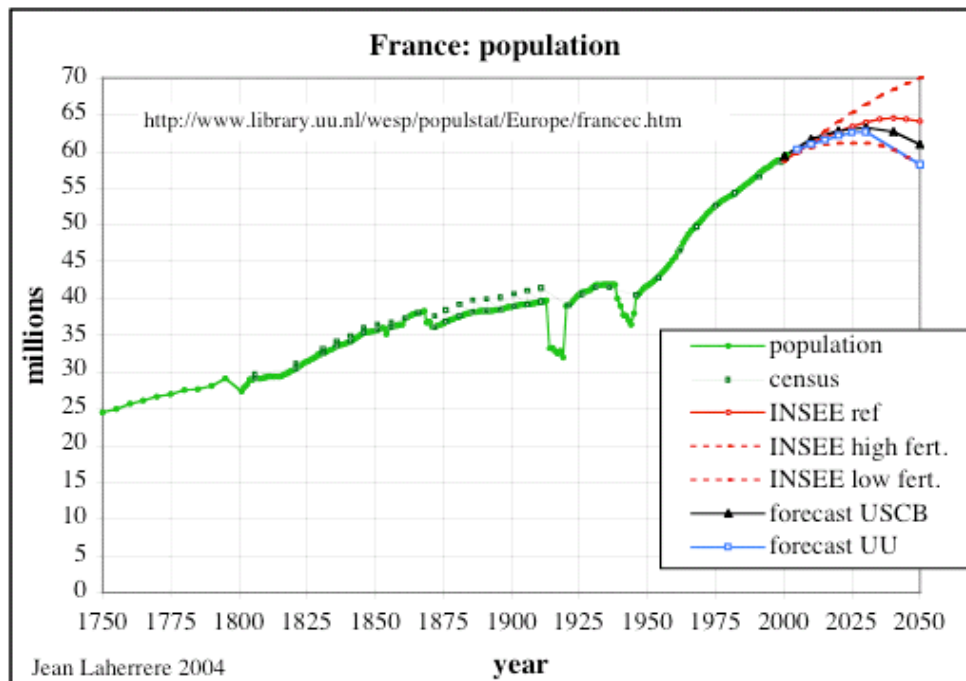
Le graphique de l'INED 2004 (P&S 405) montre l'evolution tres rapide du pourcentage de la population mondiale en fonction du taux de fecondite. Zero en 1950, un quart en 1975, la moitie en 2000 est sous le taux de remplacement!

Figure 81: Evolution 1950-1975-2003 du pourcentage de la population mondiale (axe Y) en fonction du taux de fécondité (axe X) d'après l'INED



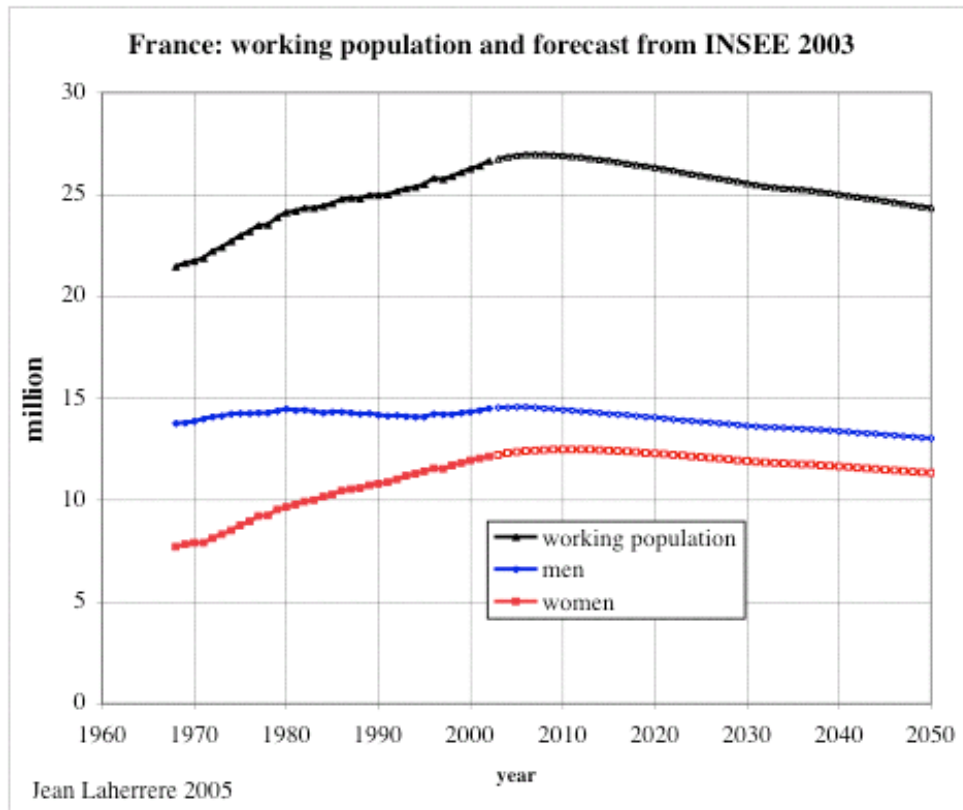
La population en France doit culminer en 2025 (sauf immigration sauvage)

Figure 82: **population de la France**



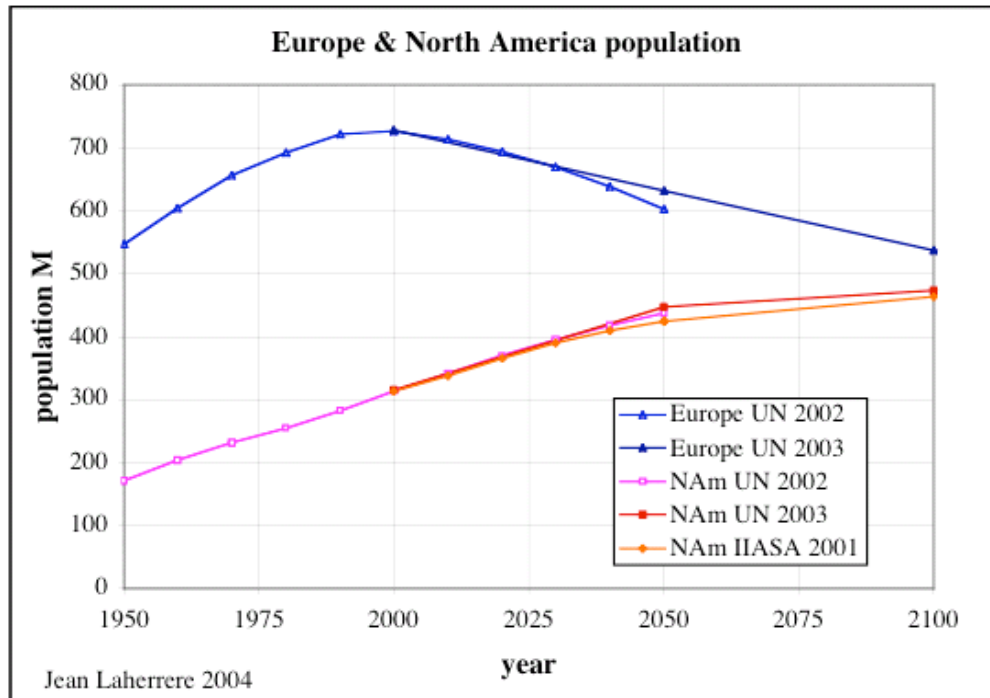
La population active en France doit culminer en 2006 d'après l'INSEE 2003. Comment peut-on prévoir une croissance de plus de 2%/a avec une population active qui décroît?

Figure 83: **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 84: **Population Europe & Amérique du Nord** d'après les NU 2003

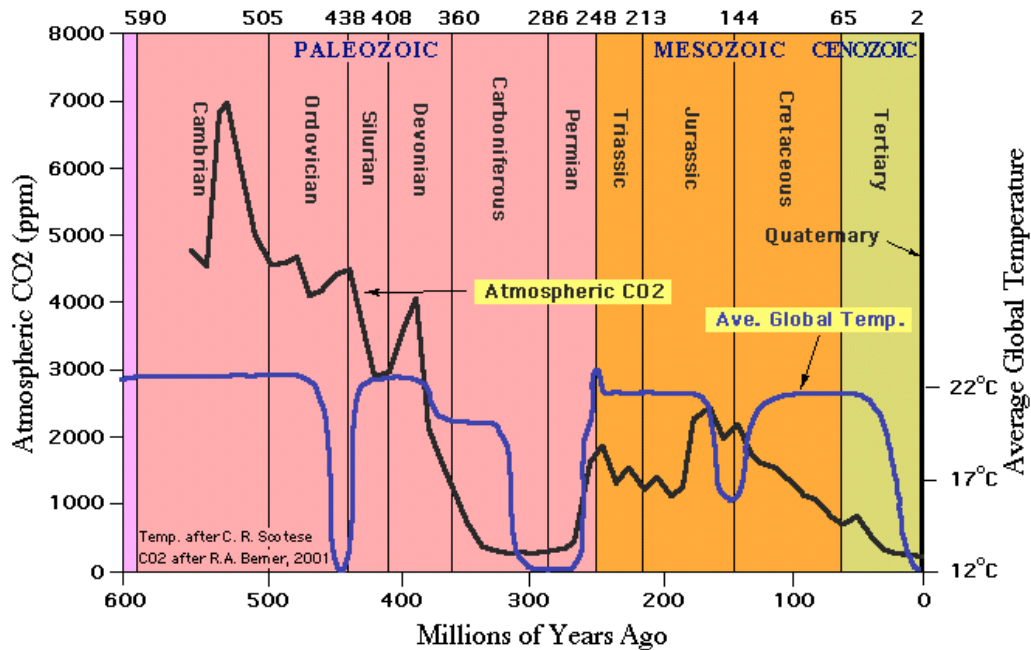


-Rechauffement climatique

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 superieurs 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 85: **temperature de la Terre pour les derniers 600 Ma** d'apres Gerhard 2004

Global Temperature and Atmospheric CO₂ over Geologic Time

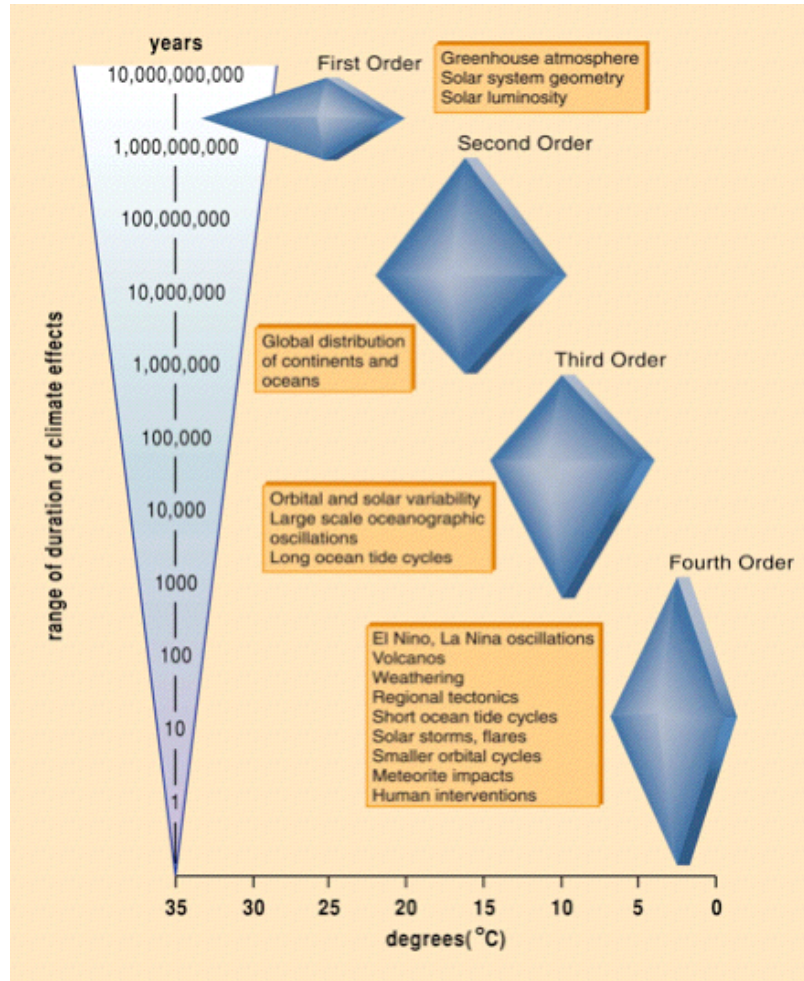


Late Carboniferous to Early Permian time (315 mya -- 270 mya) is the only time period in the last 600 million years when **both** atmospheric CO₂ and **temperatures** were as low as they are today (Quaternary Period).

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.

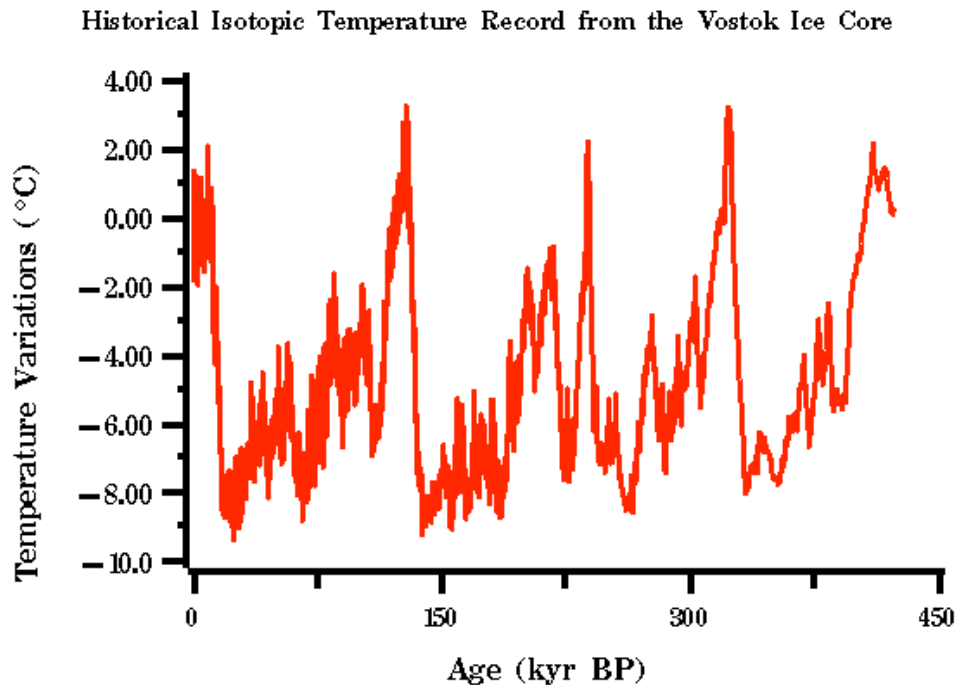
Gerhard (2006 www.kansasenergy.org) estime que les activités humaines ne sont que du 4^e ordre dans le changement climatique

Figure 86: ordres des causes des variations de température Gerhard 2006



Milankovitch avait vu en 1924 que le climat changes 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 montre que la temperature et le CO₂ varient ensemble et que c'est la temperature qui mene la danse, le CO₂ suit avec un retard de 800 ans (\approx cycle des oceans). Quand la temperature augmente; les oceans absorbent moins le CO₂, qui augmente donc avec retard.

Figure 87: **temperatures d'apres les glaces de Vostok depuis 420 000 ans**

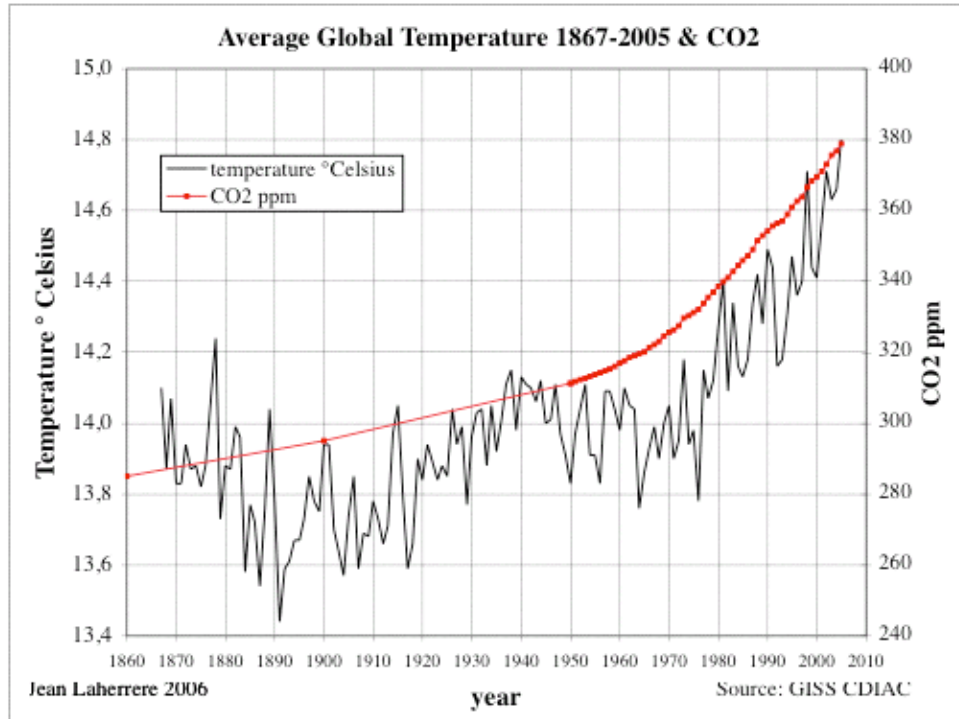


Source: Petit et al.

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 épidémies et guerres.

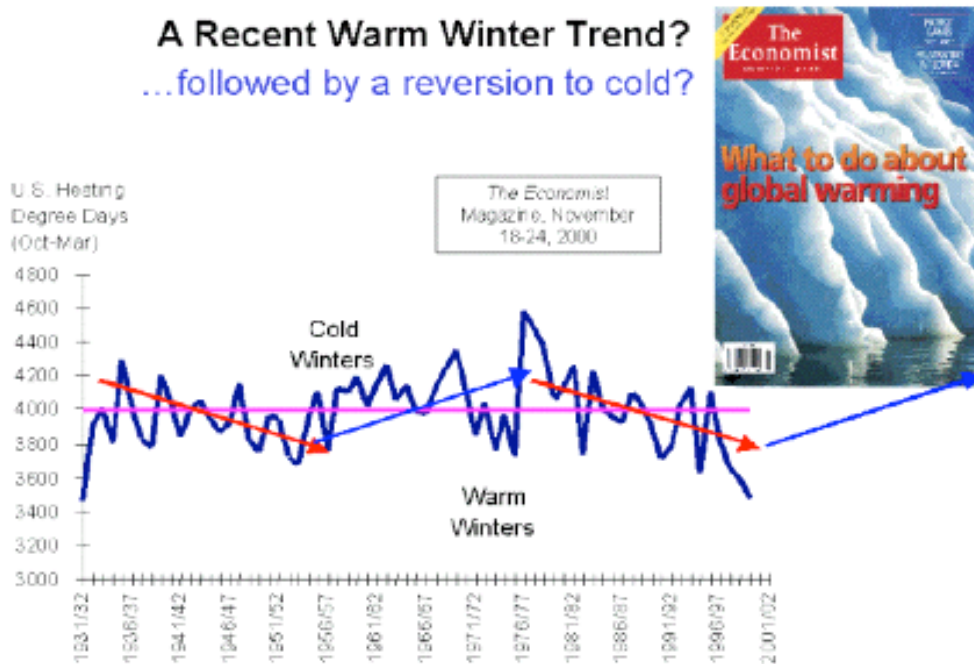
Mais en 1975 on parlait de refroidissement global car les températures ont baissé de 1945 à 1975, alors que le CO_2 augmentait. Il y a mille ans a eu lieu la **Période Chaude Médiévale** (construction des cathédrales et Groenland vert), aussi chaude ou plus que maintenant. Le rapport GIEC nie cette période médiévale avec son graphique en croche de hockey (à partir des cernes des arbres), de façon à faire du catastrophisme climatique. Cela amène des budgets de recherche!

Figure 88: **temperature & CO_2 1867-2005**



Les données des mesures aux US du nombre de jour ou il faut climatiser (cooling days) ou chauffer (heating days) montrent des cycles depuis 1930

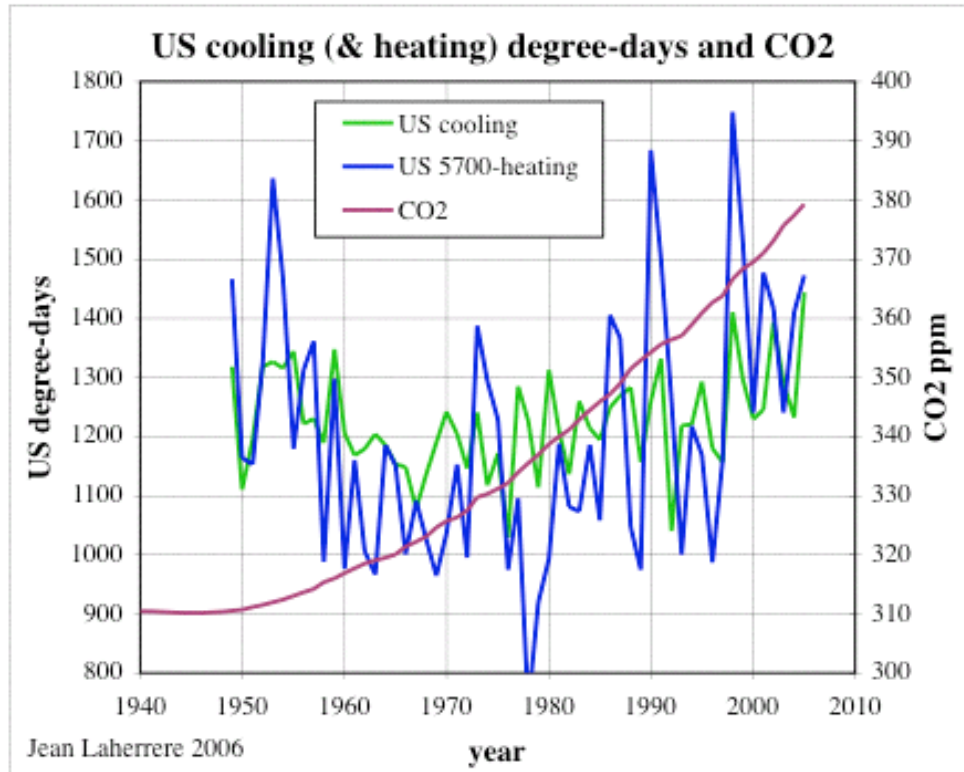
Figure 89: US nombre de jours de chauffage et prévisions 1932-2002 Deutsche Bank 2002



Source: NCDC, Deutsche Banc Alex. Brown

Les jours ou il faut refroidir (ou le contraire des jours ou il faut chauffer) ne corrélat pas avec l'augmentation de CO2 sur la période 1949-2005

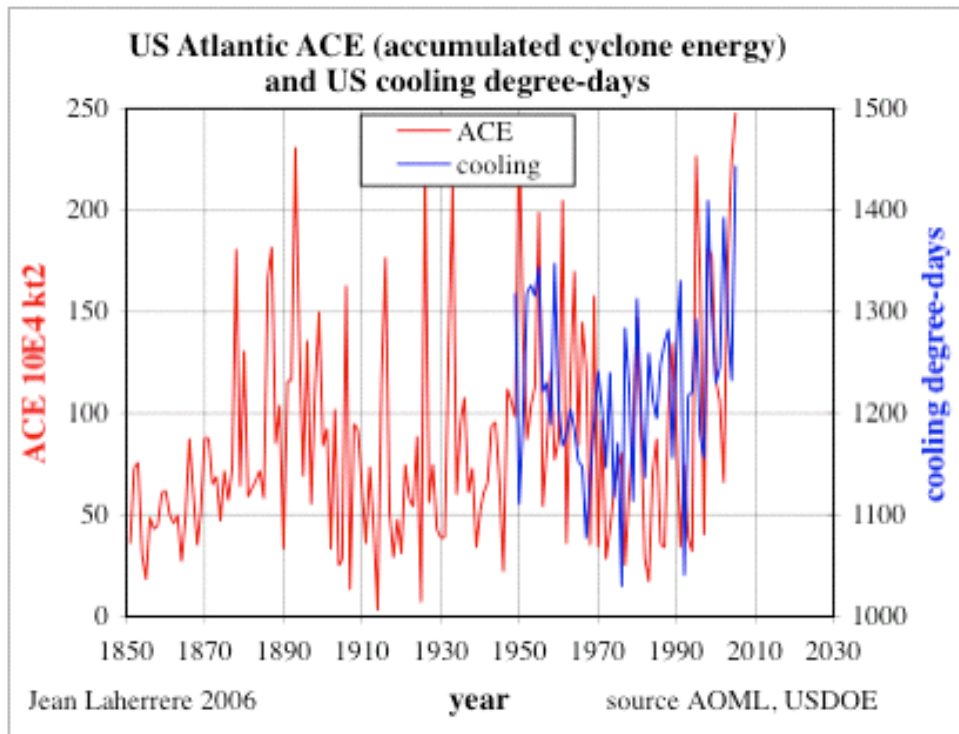
Figure 90: US nombre de jours de climatisation (& chauffage) et taux de CO2 1949-2005



De meme l'activite des tempetes dans l'Atlantique mesuree (vitesse du vent et duree) par un index ACE = energie accumulee des cyclones (1850-2005) corréle bien avec les jours ou il faut refroidir aux US.

L'energie des tempetes est cyclique aux US et le pic actuel est semblable a celui de 1890.

Figure 91: US: energie accumulee des cyclones atlantiques et nombre de jours de climatisation



Les medias parlent du cyclone Katrina (1600 morts) comme la preuve d'une augmentation recente, mais en terme de mortalite dans l'Atlantique ce cyclone n'arrive qu'en 28 e position !

Les cyclones les plus devastateurs dans l'Atlantique ont ete :

Annee	nom	nombre de morts
1780		22 000
1998	Mitch	11 000 -18 000
1900	Galveston	6 000 - 12 000
1974	Fifi	8 000 – 10 000
1930		2 000 - 8 000

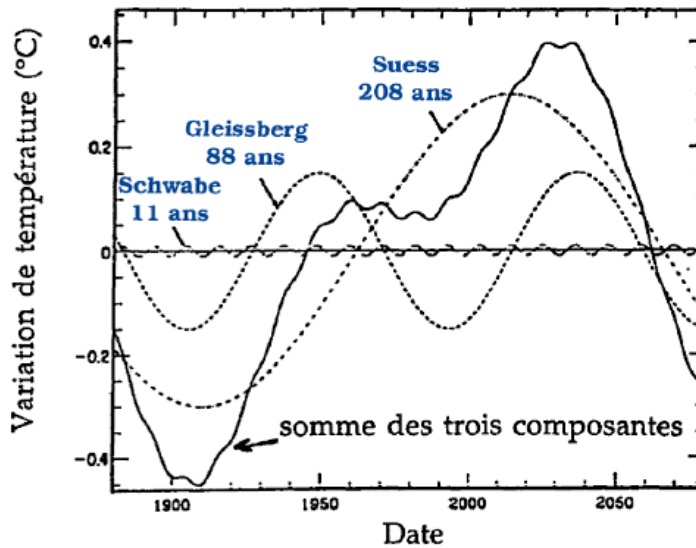
Les donnees montrent que le phenomene cyclone est cyclique.

Le rechauffement actuel n'est pas que la montee du CO2 mais aussi l'activite solaire. Le Petit Age Glaciaire a coincide avec les taches solaires = minimum de Mander.

L'activite solaire a plusieurs cycles et la modelisation (Nesme-Ribes E., Thuillier G. 2000 "Histoire solaire et climatique" editions Belin-Pour la science) montre que le creux solaire explique le creux de temperature de 1940-1970. Depuis 1980 l'effet du soleil serait une augmentation de la temperature qui durerait jusqu'en 2030, suivie d'une diminution importante ($\Delta = 0,6^{\circ}\text{C}$) ensuite.

Figure 92: Effet du soleil sur le climat d'apres Nesme-Ribes & Thuillier 2000 : Histoire solaire et climatique

Climate and Solar Cycles Possible Effect



Damon & Jirikovic (1992)

On ne peut pas plus stabiliser le climat que d'empêcher les plaques tectoniques de bouger et de provoquer des tremblements de terre. Tout bouge, tout évolue. Nous allons vers une nouvelle glaciation!

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. Les nuages bas refroidissent et les nuages hauts réchauffent. Qui peut prévoir les nuages (bas et haut) du futur?

-Conclusions

Tout ce qui monte redescendra un jour. Ce qui descend peut remonter un jour.

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

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

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 termes ne sont pas définis de façon à faciliter l'ambiguïté. Les prévisions officielles ne sont pas des prévisions, mais 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, physiques et géologiques.

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

La croissance continue est impossible dans un monde fini.

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

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.

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 decouvertes de petrole ont eu leur pic en 1930 et la production en 1970. Dans le monde les decouvertes ont eu leur pic en 1960 et la production (brut moins extra-lourd) dans les annees a venir.

1 Tb (terabaril = mille milliards de barils) d'huile facile a ete produit, il en reste encore 1 Tb, plus 1 Tb d'huile difficile.

Le pic de l'huile (tous liquides) sera vers 2010-2020, etant plutot un **plateau ondulé** avec des prix chaotiques si crise economique, qui est probable. Si on double les reserves de petrole difficile, cela ne changera pas le pic, mais la pente du declin.

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

L'inventaire des reserves de charbon est peu fiable (probleme d'energie nette) et a faire serieusement. Le pic arrivera vers 2050.

Le pic de production des combustibles fossiles arrivera vers 2030. Il est temps de prevoir les alternatives. Le nucleaire ne pourra remedier au declin des combustibles fossiles qu'avec les surgenerateurs qui arriveraient qu'en 2040! La generation IV ne doit pas tarder.

L'agriculture a atteint ses limites et ne pourra pas dans le futur nourrir les hommes et remplir les reservoirs des voitures. Le solaire et le vent sont intermittents et ne peuvent pretendre remplacer les combustibles fossiles.

L'extrapolation de l'energie primaire depuis le choc petrolier conduit a un ralentissement de la croissance allant vers une asymptote a 14 Gtep, alors que les previsions de la DGEMP sont de 23 Gtep pour 2050 (10 Gtep actuellement).

Ce ralentissement n'est absolument pas envisage dans les scenarios energetiques qui sont la base des conclusion du GIEC 2001 sur le changement climatique. Ces memes scenarios irrealistes sont encore utilises pour le rapport 2007 qui arrivera donc aux memes conclusions erronees.

L'energie est sousvaluee, ne faisant que 5% du PIB, tout en contribuant a 50% dans ce PIB.

Des prix plus eleves (realistes!) de l'energie est la seule solution pour faire des economies et pousser les energies renouvelables.

La meilleure solution est d'economiser l'energie, pour ne pas laisser a nos petits enfants que des dettes et une terre epuisee et polluee.

Saint-Exupery: **“Nous n’heritons pas de la Terre de nos ancetres, nous l’empruntons a nos enfants”**

Davantage de graphiques et de papiers sont sur le site www.oilcrisis.com/laherrere, ainsi que www.aspofrance.org