

Peak Oil Luxembourg asbl, Luxembourg le 6 decembre 2006

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

Hydrocarbures : quel avenir pour quel monde?

Jean Laherrere jean.laherrere@wanadoo.fr

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

Paul Valery: *Tout ce qui est simple est faux, mais tout ce qui ne l'est pas est inutilisable
Le temps du monde fini commence 1931.*

-Principes de la nature et de notre société

Tout ce qui naît, croît, atteint un pic, décline et meurt. Tout est cycle, un cycle disparaît pour être remplacé par un nouveau cycle.

Tout ce qui monte doit redescendre un jour, mais ce qui redescend peut remonter !

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 le père Noël de demain et les dirigeants sont jugés sur la croissance (PIB ou actions).

Le mot déclin un terme politiquement incorrect, car contraire au vœu pieux de la croissance (dit *business as usual*)

Un dessin vaut mille mots et toute déclaration sans données est à vérifier.

-Quelques rappels sur les hydrocarbures

Historique

Les feux éternels (gaz naturel) ont été l'objet de culte à Kirkouk il y a 6 000 ans. Les Chinois ont exploité du sel, il y a 3 000 ans en découvrant du gaz (forage au bambou à 200 m) qu'ils ont utilisé pour faire sécher la saumure.

Le **bitume** est signalé dans la Bible (Mer Morte). Il a été utilisé dès l'Antiquité pour l'étanchéité des bateaux, comme mortier pour les maisons et les feux grégeois. Les premiers puits d'huile à la main ont été forés à Bakou en 1594 (35 m).

Les **sables bitumineux** (ou asphaltiques) ont été exploités à Pechelbronn dès 1735, forage à la tarière en 1835 à 35 m.

Les **schistes bitumineux** (ou bitumeux, ni schistes, ni bitume!) ont été exploités comme combustibles vers 1750 en Chine et en 1837 en **France à Autun** et en 1850 en Ecosse.

Le **premier forage moderne (à câble)** a eu lieu en **1848 à Bakou**, en 1854 en Pologne, en 1858 au Canada et enfin en 1859 (23 m fore sur une rivière appelée Oil Creek) aux Etats-Unis (pour les Américains c'est le premier!). Le premier forage rotary date de 1902 et est encore le système utilisé.

Génération du pétrole

-production annuelle MO (matière organique)= 23 Gt océans 0,7 Gt terre

La grande majorité de la MO est oxydée avant sédimentation.

-MO fossile dans les sédiments = <1% MO produite cumulée sur 500 Ma

-ressources de combustibles fossiles concentrés = 1% MO fossile

-réserves ultimes pétrole conventionnel = 0,3 % ressources

La MO préservée dans les sédiments (roche mère ≈ 5% MO) se transforme en champs de pétrole si:

Enfouissement avec un gradient thermique ≈ 30°C/km

Génération de pétrole (fenêtre à huile 1 km-4 km),
 Expulsion du pétrole de la roche mère
 Migration mélangée à eau vers le réservoir (sable, calcaire, récif)
 Piégeage (majorité anticlinal) avec couverture (argile, marne, sel)
 Préservation du champ, mais possibilité de dégradation par les bactéries et les eaux de surface donnant des **sables bitumineux** (fin de cycle).

Schistes bitumineux = roches mères immatures (début de cycle), nécessitant une pyrolyse vers 600°C pour obtenir du pétrole, classés dans les charbons (lignite). Ceux ne sont ni des schistes, ni du bitume!.

Caractéristiques des hydrocarbures (HC)

Les HC sont contenus (avec de l'eau) dans les pores des roches dites **réservoirs** et peuvent être produits si la roche est **poreuse** et **perméable** (pores connectés). Les paramètres essentiels du réservoir sont la porosité, la perméabilité et la saturation en eau. Un champ de pétrole est habituellement une superposition de gaz, surmontant l'huile, surmontant l'aquifère. Le **pétrole** est caractérisé par sa densité, sa viscosité et sa teneur en soufre, mais en fait chaque brut a une composition différente.

Récupération

Une partie du pétrole dans les pores du réservoir d'un champ n'est pas déplaçable (problèmes de capillarité) et le taux de récupération par rapport au volume en place varie suivant les qualités du réservoir (configuration des pores) pour le pétrole de 3% (réservoir compact mais fracturé) à 85% (grande porosité et perméabilité = récif ou sable).

La moyenne du taux de récupération des champs modernes est autour de **30-50% pour le pétrole**, alors qu'elle est de **70 à 80% pour le gaz**.

La **récupération primaire** du pétrole se fait, dans des puits producteurs espacés, par expansion de l'huile et du gaz et par poussée de l'aquifère sous-jacent.

La **récupération secondaire** se fait en injectant dans des puits injecteurs de l'eau (plus bas) ou du gaz (plus haut). Elle est mise en place dès le début de la production en offshore.

La **récupération tertiaire** se fait par modification des caractères physiques de l'huile ou de l'eau (injection vapeur, solvant, ...). Elle ne représente que de l'ordre de 2% de la production actuelle.

Le pétrole est dit **conventionnel ou non**, avec des définitions diverses. Pour certains, c'est le pétrole difficile et cher. Pour d'autres c'est un état physique particulier du pétrole sans considération économique ou technique, quand le gisement n'a pas de contact défini HC-eau.

J. Dukes (Univ Massachusetts) a estimé en 2003 que la consommation annuelle de combustibles fossiles correspond à 400 fois la production primaire végétale et animale de la planète.

-Production pétrolière

-Problèmes de vocabulaire et de définition

huile = liqueur grasse inflammable d'origine végétale, animale ou minérale

pétrole = huile minérale naturelle

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

oil = **huile** souvent confondu avec pétrole

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** (pétrole hors extra-lourd), a **84 Mb/d pour tous liquides (oil demand = huile)** incluant liquides de gaz naturel, pétroles extra-lourds, huiles synthétiques, biocarburants, liquides de charbon et gains de raffinerie (en volume)

Depletion = épuisement, réduction du volume d'un champ du fait de sa production qui commence dès le début, a ne pas confondre avec **declin** de la production après 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 publiques

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.

Tout le monde ment (parfois par omission) ou triche plus ou moins:

-les membres de l'OPEP, ne respectant pas les quotas, sur les reserves et sur les productions, car les quotas sont bases sur les reserves.

-les compagnies pour maintenir leur action (et leurs dirigeants leur stock options): Enron, Worldcom, Xerox,

-les gouvernements sur les chiffres du PIB, chômage, inflation, dette, immigration, population et croissance future

Les regles de la bourse americaine (SEC) imposent seulement de publier le chiffre minimum des reserves et non la valeur sur laquelle a ete decide le developpment du champ.

Il faut faire appel a des compagnies d'espionnages = Petrologistics, IHS, Wood Mackenzie et autres, pour avoir les chiffres techniques. Cela coute tres cher!

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 **proved reserves** as **end of 2005** posted 5 Oct. 2006

Oil Gb	OGJ	BP	WO	(WO Sept,2006)
World	1 292,935 5	1 201,331 538 509 4	1 119,615 3	1 119,058 3
Russia	60,000	74,436 476 05	74,4	
Norway	7,705	9,691 349	8,033	
Canada	178,7924	16,500	12,025	
China	18,25	16,038 12	16,188 5	
Gas Tcf	OGJ	BP	WO	WO Sept,2006 Cedigaz
World	6 124,016	6 359,172	6 226,554 6	6 215,219 6 6 380,625
Russia	1 680,000	1 688,046	1 688,748 9	1 688,763 3
Norway	84,26	84,896 5	83,272 1	109,759 02
Canada	56,577	55,950 5	53,700	55,974 275
China	53,325	82,955	55,606 1	82,99025

Ces estimations avec plus 10 chiffres significatifs sont ridicules, surtout qu'il est incorrect d'ajouter les reserves dites prouvees puisqu'elles sont supposees etre des minimum! Il faudrait faire un calcul probabiliste par simulation (Monte Carlo).

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

-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

-Approche de l'incertitude: déterministe ou probabiliste?

L'approche probabiliste est refusée par de nombreux acteurs de l'industrie pétrolière au profit de l'approche dite déterministe, car la plupart (notamment les Texans) ne savent pas manipuler les probabilités. Chaque champ est un cas particulier et les probabilités sont subjectives. Une bonne estimation dépend de l'expérience de l'auteur et de sa motivation à s'améliorer en pratiquant le post-mortem de ses estimations passées dès qu'il a les résultats.

Les banquiers et les politiques n'aiment pas l'incertitude et ne parlent que de certitude raisonnable (pour les reserves a la bourse americaine et pour l'autorisation (de la FDA) de la vente d'un nouveau produit aux US).

Au lieu de publier une large fourchette sur des estimations incertaines avec trois chiffres: minimum; valeur esperee et maximum; les auteurs choisissent le chiffre unique qui lui convient au gre de sa motivation (paraître riche ou pauvre)

-Propriété du sous-sol

Le pétrole (le sous-sol) appartient à l'Etat dans tous les pays du monde, sauf aux US où il appartient aux propriétaires du sol (particuliers ou état) et où il y a plus de 20 000 producteurs. Les données de réserves par champs sont confidentielles dans la plupart des pays, surtout le Moyen-Orient, l'ex-URSS, la France, mais pas la Grande-Bretagne, la Norvège et le fédéral américain qui donnent le détail actualisé par champs. Les réserves de pétrole par champ sont de nouveau un secret d'Etat depuis 2000 en Russie et divulguer les réserves est punissable de 7 ans de prison. Khodorkovsky aurait pu être mis en prison uniquement pour ce délit de divulgation des chiffres de réserves de Yukos!

On ne peut comparer le nombre de puits aux US avec celui du reste du monde car il y 10 fois plus de producteurs aux US que dans le reste du monde, notamment en Arabie Saoudite ou il n'y en a qu'un. Les US ont été surfores et le champ d'East Texas (figure 4) en est le plus bel exemple avec un puits pour 4 acres alors qu'un puits pour 40 acres aurait produit autant. Le spacing normal pour ce type de champ est un puits pour 160 acres.

Une bonne partie des champs geants de petrole sont produits actuellement par d'autres que leurs decouvreurs, suite aux nationalisations (Algerie, Libye, Venezuela, Iran, Irak), mais aussi pour raisons economiques ou politiques (Soudan Unity Chevron, Perou Camisea Shell, Abu Dhabi Upper Zakum BP).

-Confusion entre reserves et ressources

Aux US dans le domaine de la **finance**:

- ressources** = immédiatement disponible en espèces, comme le compte courant, l'épargne,
- réserves** = immobilier, voitures et autres propriétés qui ne peuvent être réalisés immédiatement.

Au contraire pour le **pétrole**:

- réserves** = production future avec les techniques et l'économie actuelles
- ressources** = soit le volume contenu dans le sous-sol, soit le volume que l'on pourrait produire sans contrainte technique et économique des champs connus ou à découvrir.

La confusion est donc grande entre ces 2 termes, expliquant en partie les incompréhensions entre optimistes et pessimistes. L'autre partie est la source des données (politiques ou techniques). Il y a encore des ressources de charbon en France puisqu'il y a des projets d'exploitation en surface qui sont refusés par les autorités locales; Puisque les Français ne veulent plus de production locale de charbon, les réserves de charbon sont nulles.

-Réserves et découvertes

Les champs de pétrole et de gaz découverts font l'objet d'estimation de leurs réserves et cette estimation varie avec le temps et la maturité de la production.

Les réserves représentent la production que l'on espère récupérer dans le futur

Les ressources représentent les quantités qui existent dans le sous-sol.

Les réserves ne sont qu'une faible partie des ressources.

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

Il ne faut pas confondre réserves initiales et réserves restantes pour une certaine année (souvent non mentionnée).

L'estimation des réserves s'exprime par une fourchette de 3 valeurs: **minimum**; **valeur espérée**; **maximum**, mais souvent une seule est publiée.

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

Il y a **plusieurs systèmes de définition de réserves** qui ne veulent qu'une valeur:

-**US** toute compagnie présente à la Bourse Américaine (donc Total) est obligée (règles primées de la SEC 1978) de publier seulement les réserves **prouvées = 1P**, supposées être le **minimum** pour protéger le banquier d'une banqueroute

-**OPEP** où les quotas dépendent des réserves dites **prouvées** (pour faire vrai!), elles sont donc politiques

-**ex URSS** = classification avec le taux théorique maximum de récupération = **prouvé + probable + possible = 3P ≈ maximum**

-**Reste du monde** = règles SPE/WPC 1997 = **prouvé + probable = 2P ≈ valeur espérée ou moyenne** sur laquelle est décidé le développement du champ. La Canada a lâché les US en 2002!

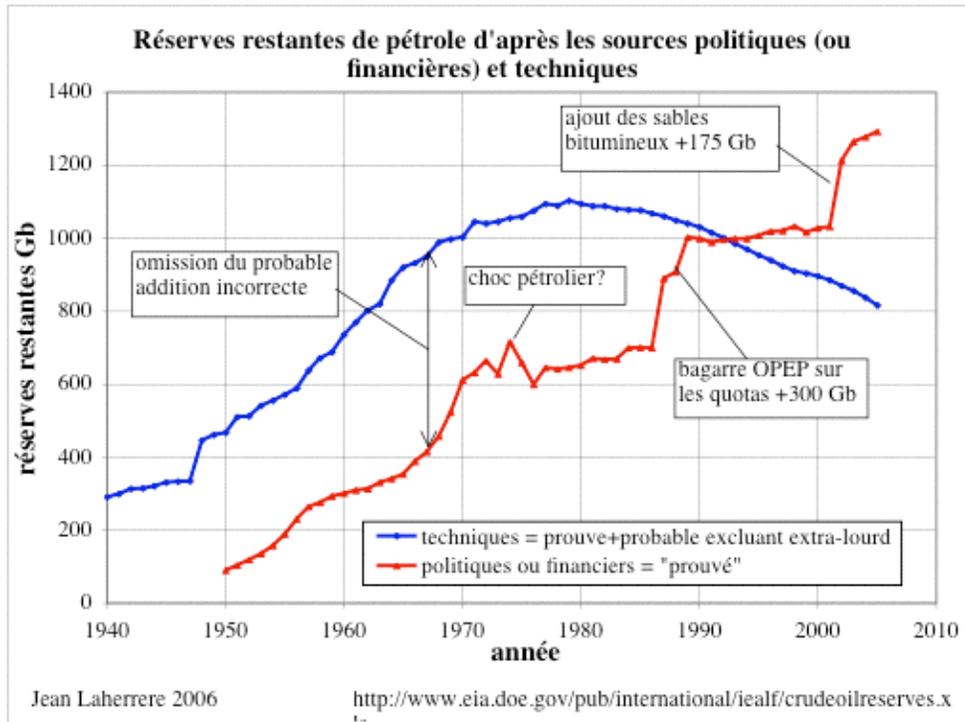
Les compagnies internationales ont plusieurs fichiers de réserves suivant la destination !

-Réserves restantes de pétrole = découvertes cumulées moins production cumulée

Réserves techniques = ma compilation de plusieurs sources (IHS + WM) pour les rendre plus homogènes et plus proches de la réalité (>25 000 champs)

Réserves politiques (et financières) = publication USDoE (≈ OGJ, WO, BP Review, OPEC, API)

Figure 1: **Réserves mondiales conventionnelles de pétrole d'après les sources politiques et techniques**



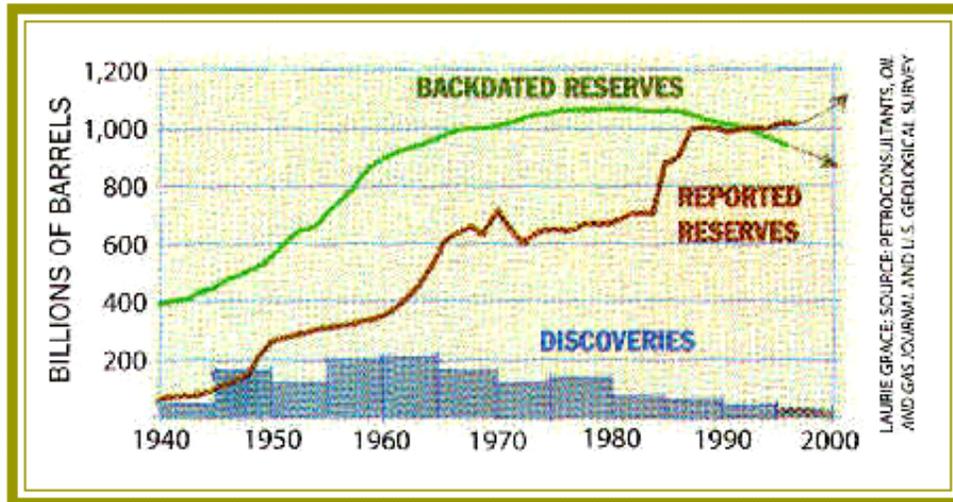
De 1950 à 1979 (choc pétrolier) les réserves politiques dites prouvées étaient en gros la moitié des réserves techniques = valeur espérée (2P), la différence provenant de l'**omission des réserves probables** et de l'**addition incorrecte** des prouvées (la somme des minima n'est pas le minimum de la somme, car il est improbable que tous les valeurs seront au minimum). De 1985 à 1990 les membres de l'OPEP (qui se bagarrent sur les quotas basés sur les réserves) ont augmenté de 300 Gb leurs réserves alors que les découvertes sur la période ont été 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! Le Parlement du Koweït a demandé un audit des réserves du pays.

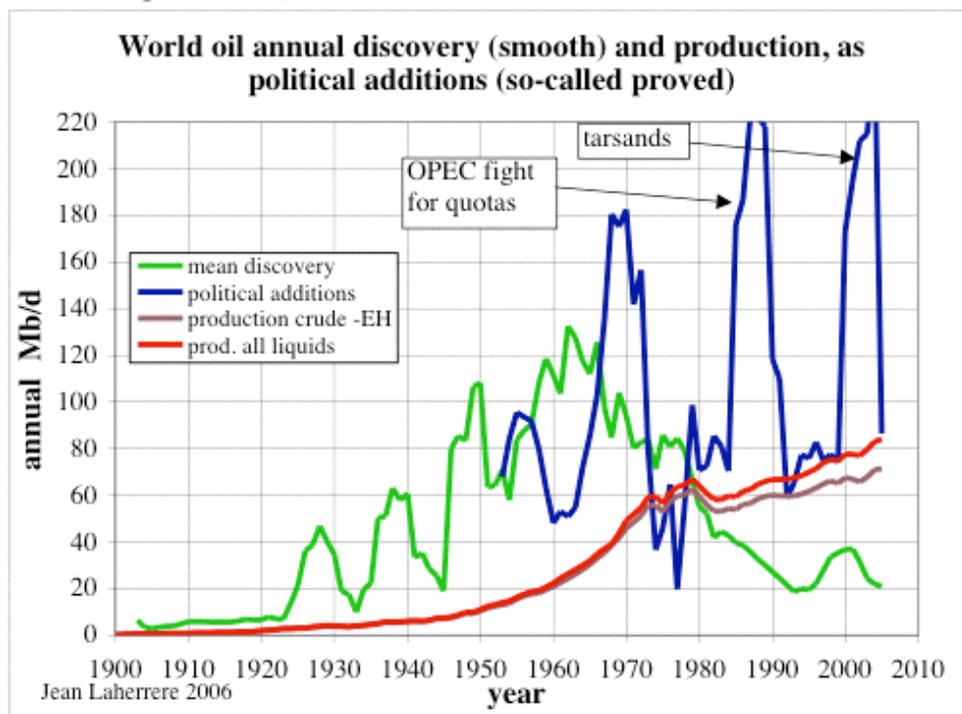
Les réserves dites *prouvées* ne sont d'aucune utilité pour prédire l'avenir, mais les économistes n'ont que ça!

Dans la revue Pour la science de mai 1998 "La fin du pétrole bon marché" qui est la traduction de la revue Scientific American "*The end of cheap oil*" Colin Campbell et moi 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 2: **Réserves mondiales conventionnelles de pétrole** d'après les **sources politiques et techniques**: graphique du Scientific American mars 1998

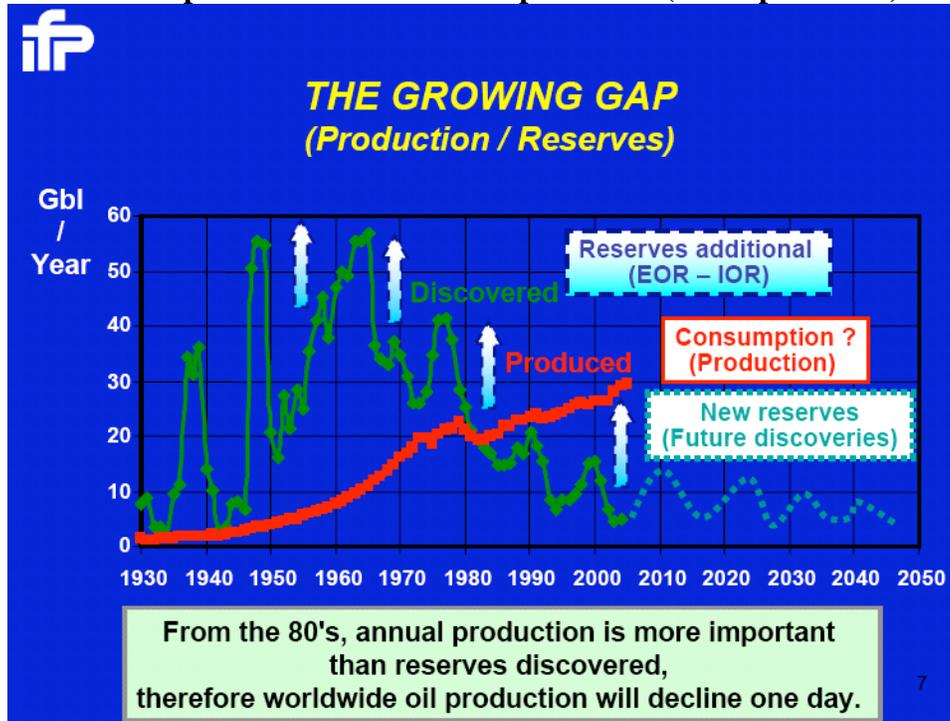


Les économistes qui ont accès uniquement aux données politico-financières ne raisonnent pas faux, ils raisonnent surtout sur des données fausses. Depuis 1980 on découvre beaucoup moins de pétrole que l'on ne produit (actuellement 3 fois moins) alors que les données politiques disent le contraire
 Figure 3: **Brut moins extra-lourd mondial: production annuelle, découverte moyenne et additions politiques (soi-disant prouvé)**



Toute étude ou prévision qui utilise les réserves prouvées (courbe bleue du graphique précédent) **doit être rejetée comme sans valeur, car contraire à la réalité** (courbe verte). IFP rejette les réserves dites prouvées et travaille sur les réserves prouvées plus probables donnant un graphique où la production est supérieure aux découvertes depuis 1980, ce qui fait que les réserves restantes décroissent depuis cette date. La Commission Européenne (M.Poireau Workshop 6-7 sept 2006) a bien reconnu ce fait, déniait les augmentations depuis 1980 des réserves dites prouvées.

Figure 4: decouvertes et production mondiale d'après l'IFP (Champlon 2006)

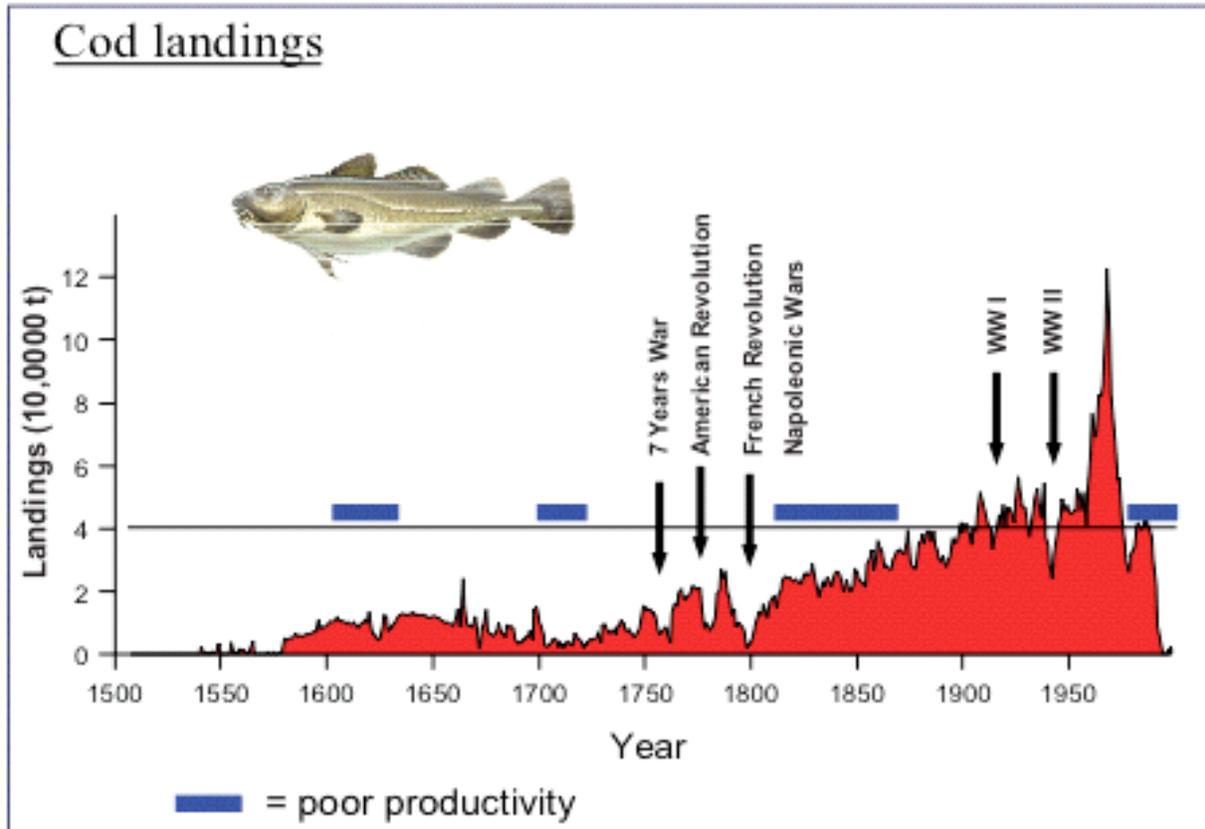


Difficulté d'estimer les ressources

Les ressources sont ce qui existe dans la nature. Leur estimation est difficile et incertaine, devant être exprimée par une fourchette (minimum, le plus probable, maximum).

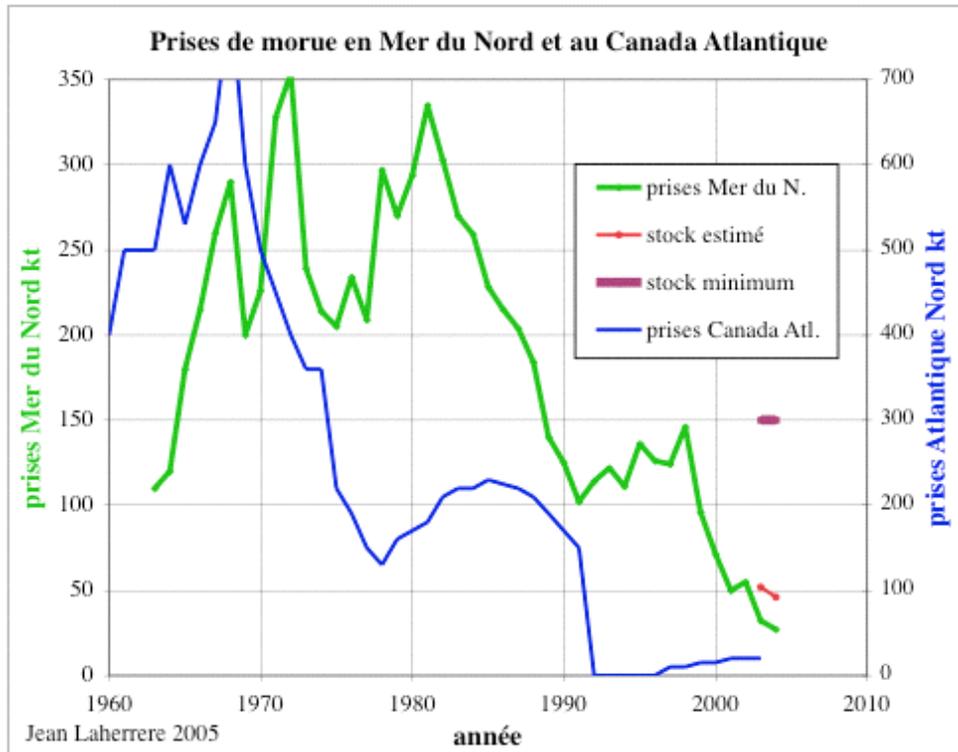
La morue a permis à l'Europe de se nourrir pendant des siècles et de découvrir l'Amérique, les prises de morue ont lentement augmentées (sauf pendant les guerres), mais la technologie est arrivée avec les chalutiers, puis les usines flottantes en 1965, les prises se sont emballées jusqu'en 1968, suivi d'un effondrement aussi spectaculaire et en 1975, institution de **quotas basés sur l'estimation des ressources**. Les biologistes ont donné une fourchette large des ressources de morue au Canada, mais les quotas ont été basés sur la valeur maximale et au lieu de pêcher 20% des ressources pour préserver l'espèce, les prises ont été de 60% et il y a eu effondrement. De nouveau arrêt provisoire en 1992 pour 2 ans 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 5: **Prises des morues en Nord Atlantique (les Grands Bancs) au Canada 1500-2000 (G. Rose 2003)**



La morue de la Mer du Nord suit le meme chemin avec un retard de 15 ans. Les ressources minimum pour la survie de l'espece sont estimees a 300 kt alors que les ressources reelles sont du tiers, la peche devrait etre interdite, mais elle ne l'est pas pour des raisons politiques!

Figure 6: **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 pêcheurs, qui ne respectent pas les quotas ou qui les font augmenter, sont en train de tuer la pêche en mer. L'aquaculture ne semble pas pouvoir la remplacer puisque la nourriture est du poisson moins noble.

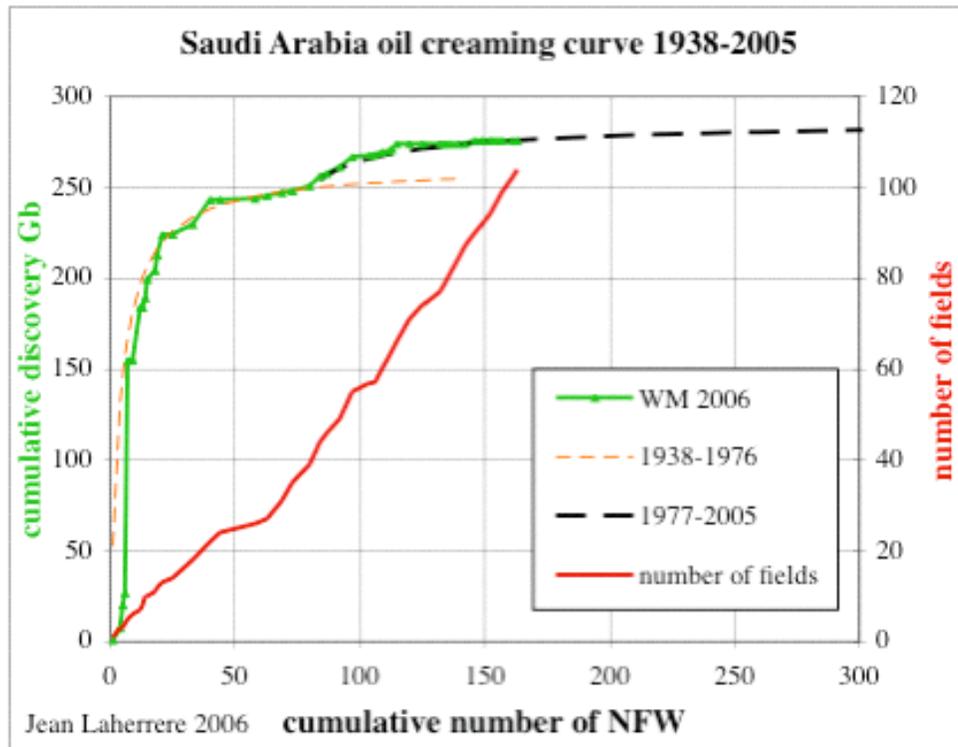
-Mythes qui ont la vie dure et qui sont contraires aux faits

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 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. Les 20 premiers NFW ont découvert 80% et les 20 derniers NFW 1% !

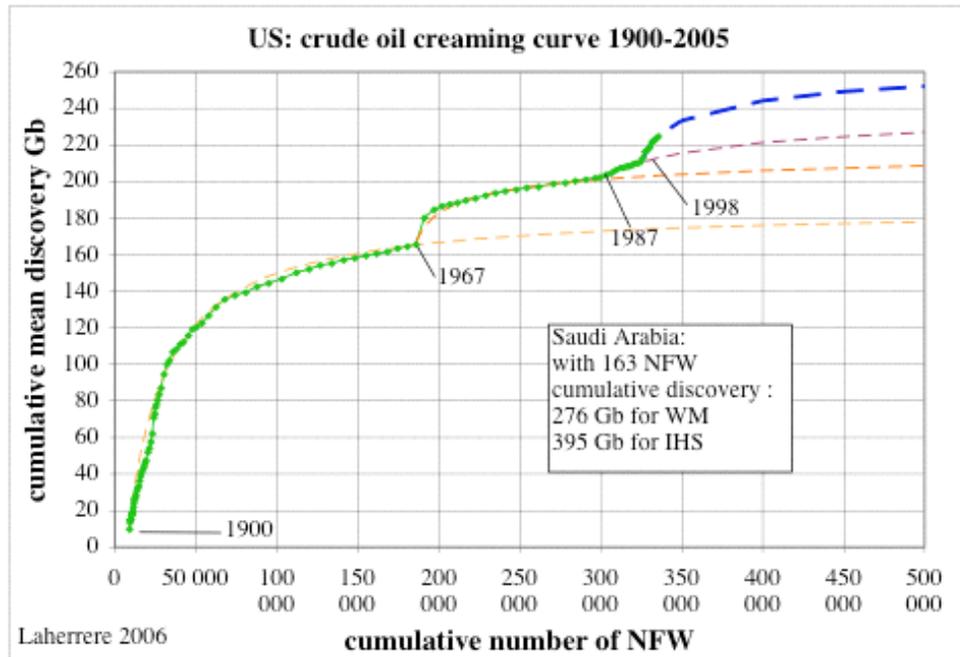
Figure 7: **courbe d'écroulement des découvertes de pétrole en Arabie Saoudite d'après WM** (Wood Mackenzie)



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

Les decouvertes 2P en Arabie Saoudite sont 276 Gb pour WM (et 395 Gb pour IHS qui s'aligne sur les donnees politiques) avec seulement 163 puits d'explo et 104 champs, alors que les US n'ont decouvert que 225 Gb avec 335 000 puits d'explo et plus de 30 000 champs! Ce n'est pas le nombre de NFW qui importe mais la maturite de l'exploration, a savoir ce qui reste a decouvrir. La courbe d'ecremage des US montre plusieurs cycles (le dernier etant l'offshore profond), mais la courbe est proche de l'ultime, montrant que dans les 2 pays l'exploration est mature, mais elle l'est plus en Arabie

Figure 8: **courbe d'ecremage des decouvertes de petrole aux US**



-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

Claude Allegre a ecrit en 1996 dans Le Point cette enormite: "Aujourd'hui, on extrait en moyenne 20 % ou 30 % du pétrole. Avec l'imagerie sismique, on peut espérer, demain, extraire 80 % à 90 % d'un gisement" Il confondait taux de recuperation et taux de succes.

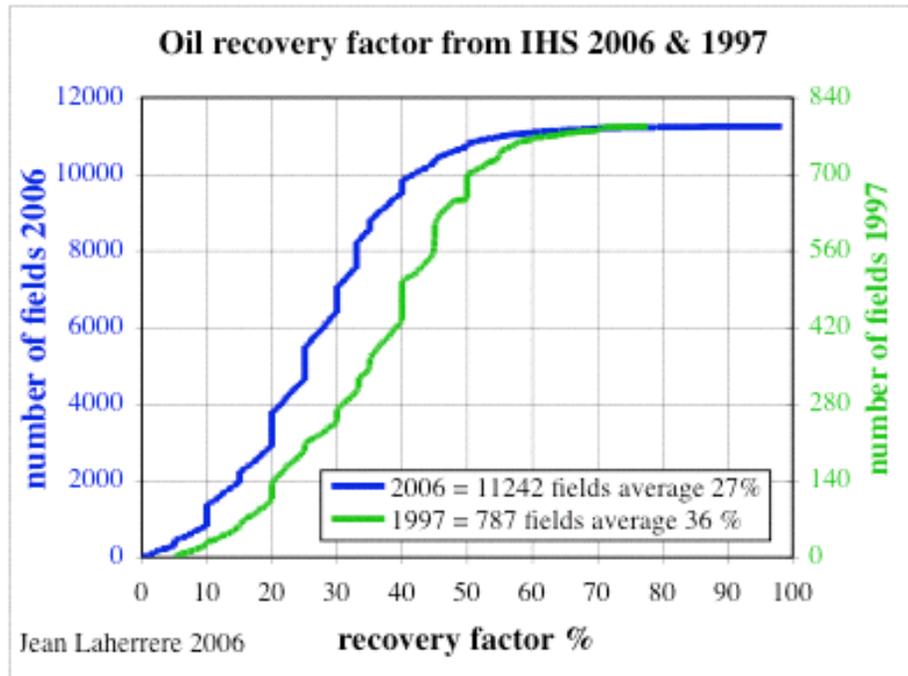
Le taux de recuperation est le pourcentage des reserves initiales par rapport au volume en place.

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 (comportant des millions de cellules) qui simulent directement la production d'un champ, et la production cumulee a la fin du champ representant les reserves, sans faire appel au volume en place, ni au taux de recuperation.

Les taux sont donnes souvent par des chiffres ronds 30, 40, 50 ou 33,33 %, montrant bien que c'est "au pif".

La moyenne en 2006 de pres de 12 000 champs (monde hors US) est de 27%, en 1997 la moyenne de seulement 800 champs etait de 36%, on ne peut pas dire que la moyenne a augmente, ni diminuer car le nombre de champs est tres different.

Figure 9: **monde hors US: nombre de champs en fonction du taux de recuperation de l'huile en 2006 et 1997**



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 proprietes des 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 devrait monter a 25% (et les investissements et couts operatoires).

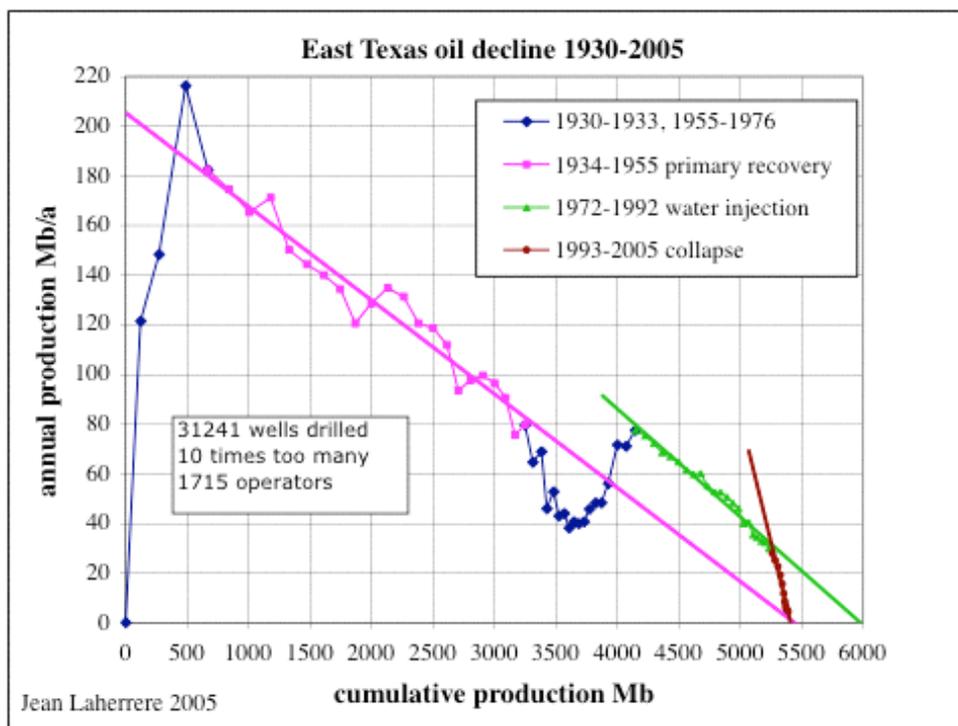
-Mythe 3: il y a croissance des reserves grace a la technologie

Il y a croissance des reserves prouvees qui sont politiques et sous-estimees, mais 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

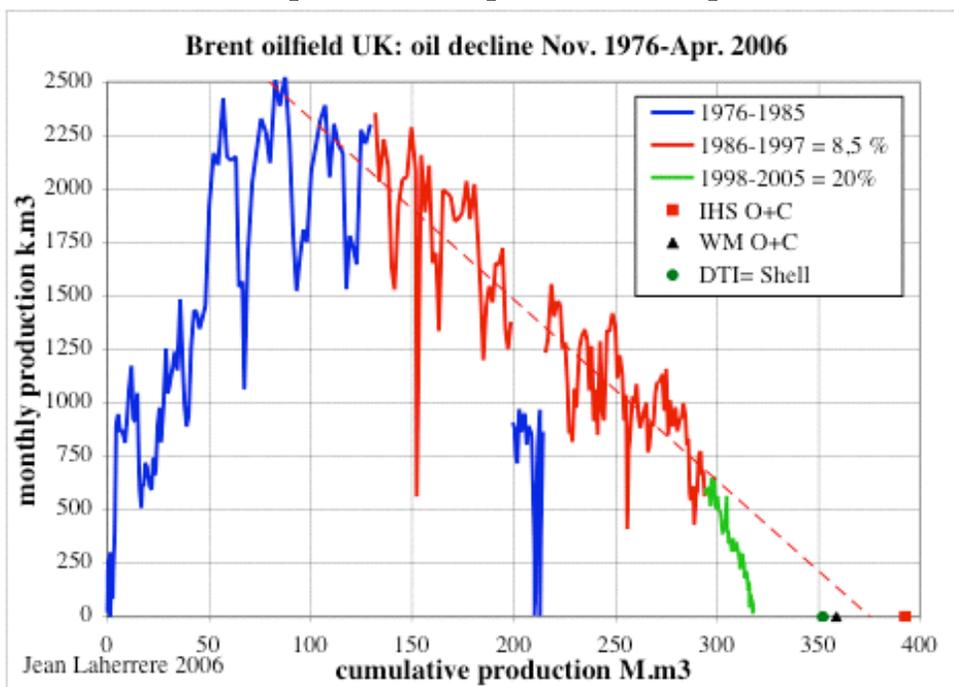
Le plus gros champ des US hors Alaska, East Texas, a vu ses reserves augmenter de 5,4 Gb a 6 Gb avec l'apport de l'injection d'eau de 1972 a 1992 avec plus de 30 000 puits fores (10 fois plus que necessaire par suite du grand nombre d'operateurs > 1700), il y avait donc veritablement croissance, mais depuis 1992 il a eu doublement 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 10: **courbe de declin de la production de petrole 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) passant d'un déclin de plus de 8%/a de 1986 à 1997 à près de 20%/a de 1998 à 2005. Il est pratiquement épuisé n'étant plus qu'un champ de gaz (il va falloir changer de brut de référence!)

Figure 11: courbe de déclin de la production de pétrole du champ de Brent RU 1976-2005

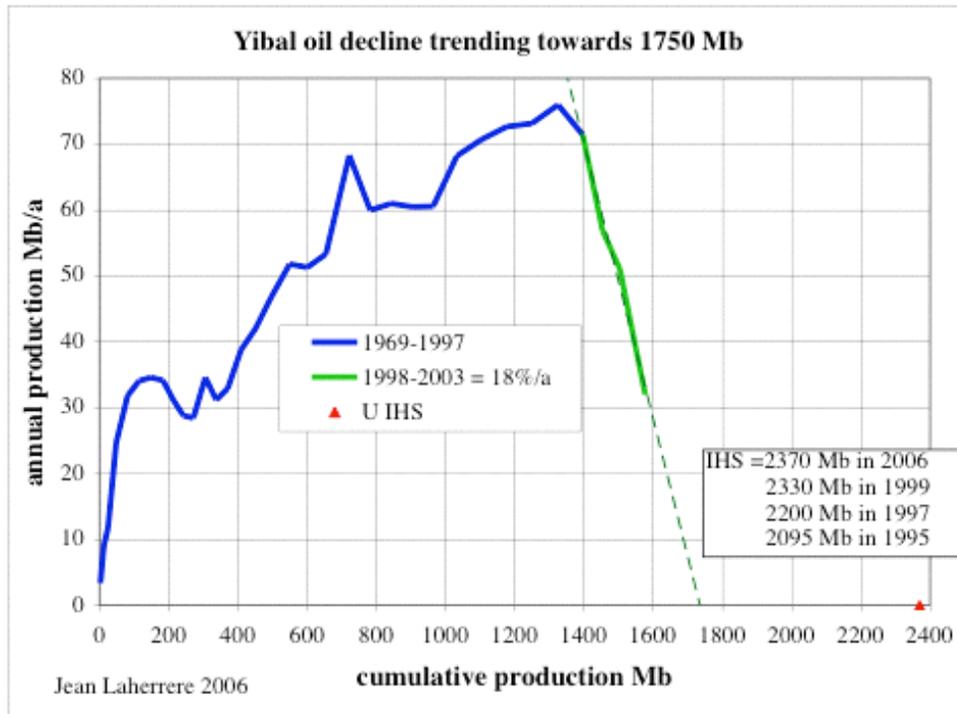


Autrefois les compagnies internationales faisaient du long-terme, mais depuis qu'elles sont possedees en majorite par les fonds de pension americains, elles ne font que du court-terme et le but est le profit immediat.

Les puits horizontaux (avec plusieurs branches) permettent de produire plus vite, d'où profit immediat, mais souvent au detrimet 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 12: courbe de declin de la production de petrole du champ d'Yibal Oman 1969-2003



Mauvaise pratique de production trop poussee = 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 publies 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 réserves 2P, car la valeur espérée doit statistiquement rester la même. 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 des réserves techniques sera nulle. Elle sera même vraisemblablement négative.

-Presentations “optimistes” ou “modifiées” sur l’apport de la technologie

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 13: **Scenarios en 1998 de production en Mer du Nord IFP**

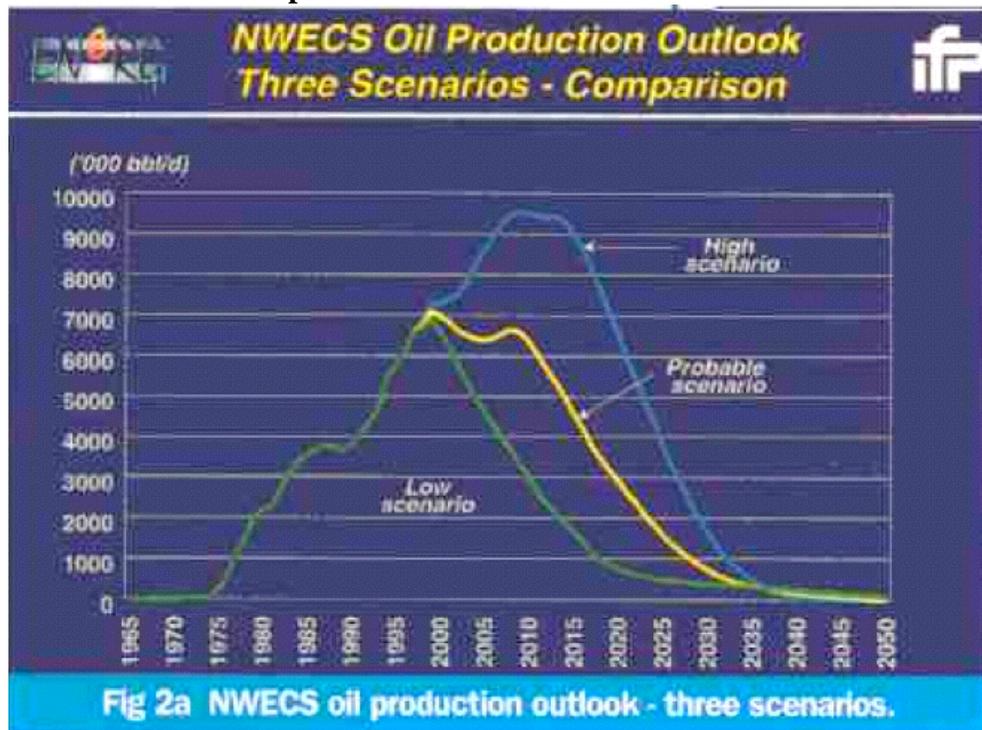
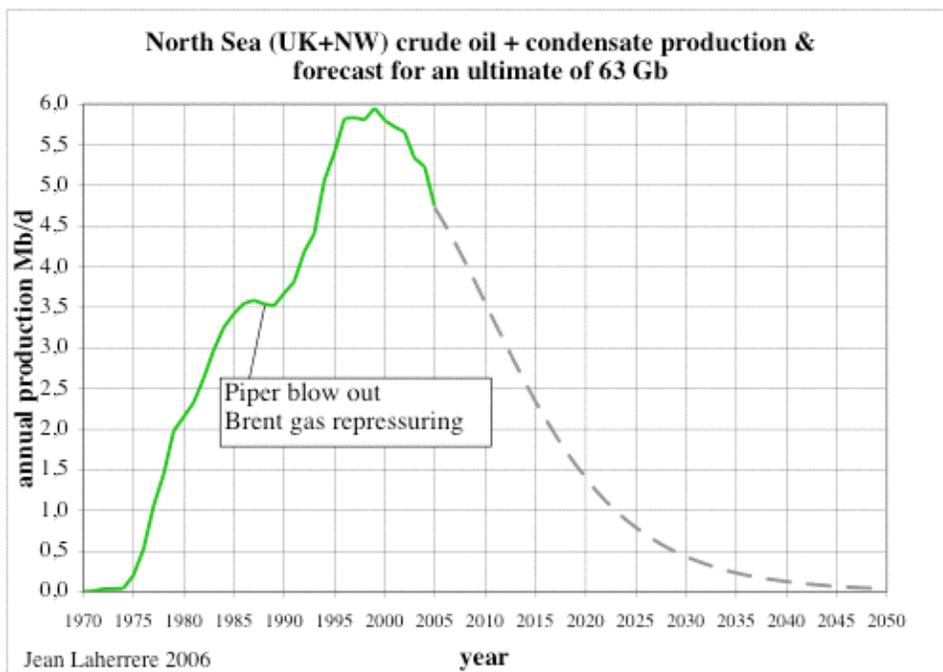


Figure 14: **production en Mer du Nord fin 2005**



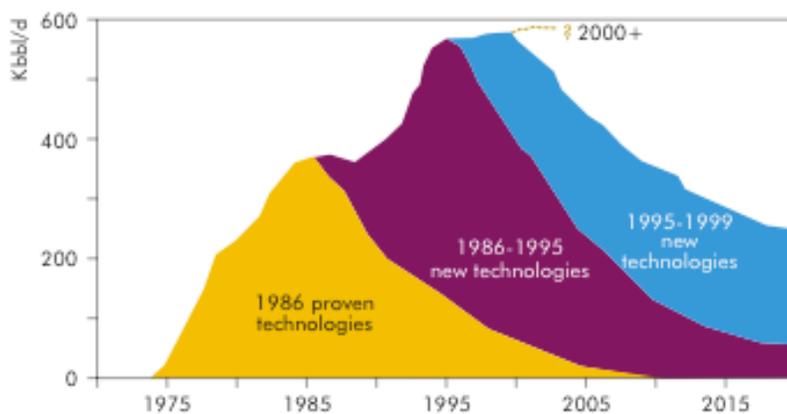
Le scenario dit probable en 1998 s'est revele etre du reve et la realite en 2006 est le scenario dit bas

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!

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 15: **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

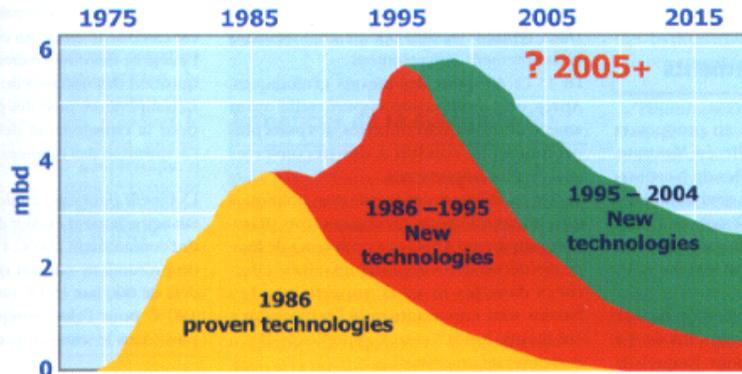


Source: European Network for Research in Geo-Energy - ENeRG - courtesy of Shell.

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

Figure 16: **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+

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 notamment 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:

Les chiffres à partir des réserves prouvées de BP Review sont pétrole 41 ans, gaz 65 ans, charbon 155 ans.

Ce chiffre ne tient pas compte de l'augmentation future de la production vantée par les auteurs de ces publications, de plus la production de pétrole ne peut rester constante pendant 40 ans et s'écrouler à zéro la 41^e année!

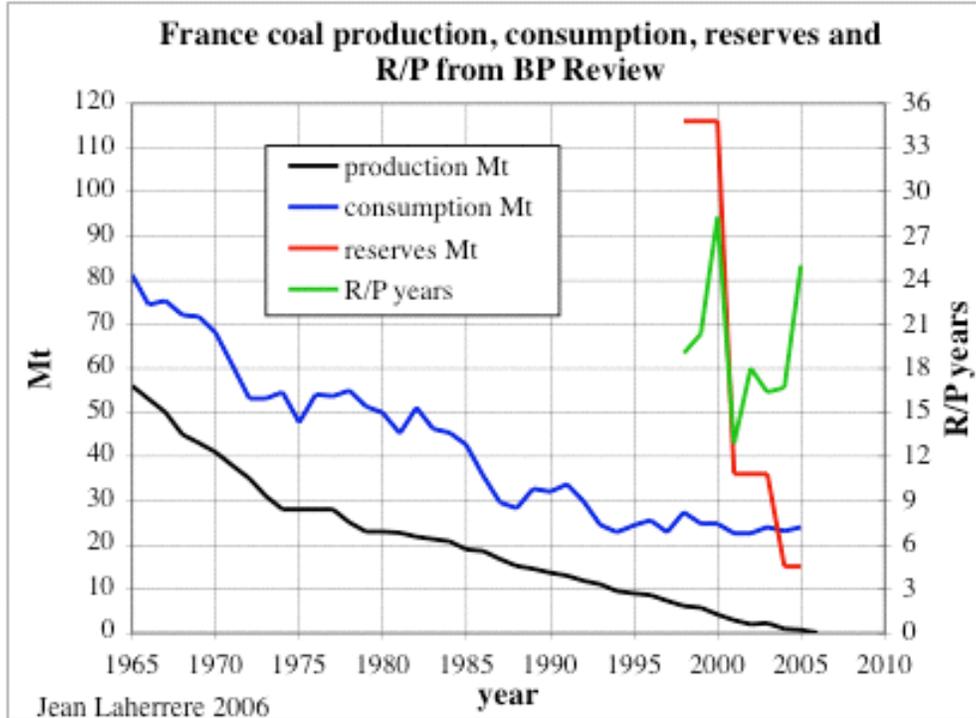
De nouveau «Tout va très bien Madame la Marquise », mais la réalité n'est pas aussi brillante!

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

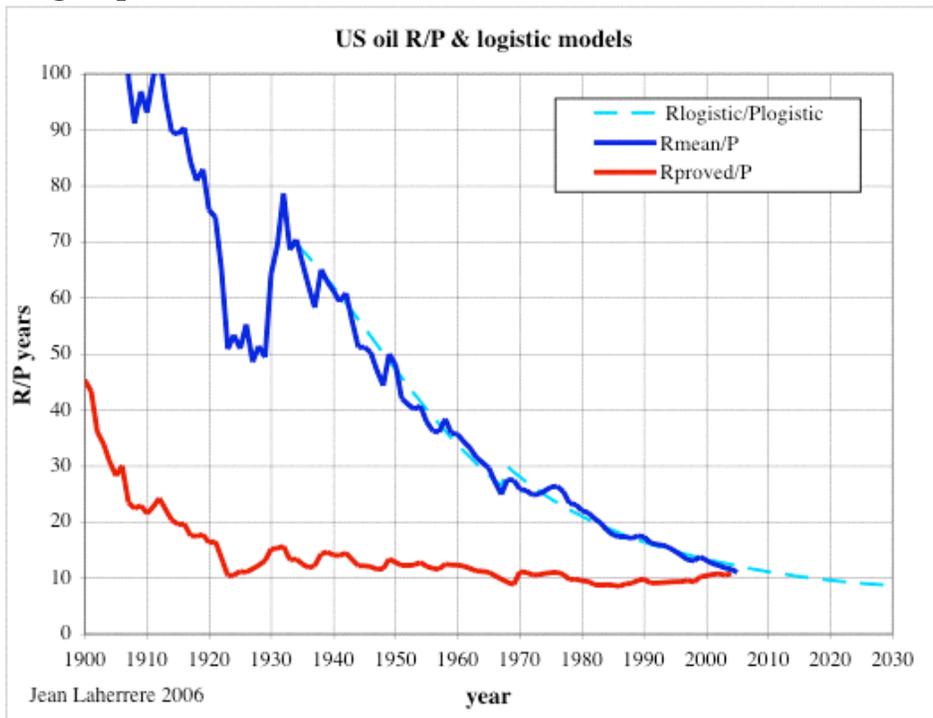
	Reserves Mt	R/P ans
2000	116	32
2001	36	15
2002	36	17
2003	36	16
2004	15	17
2005	15	25

Il y a actuellement des ressources de charbon en France mais plus de mines en production, 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 17: **Production de charbon en France, consommation, reserves et R/P**

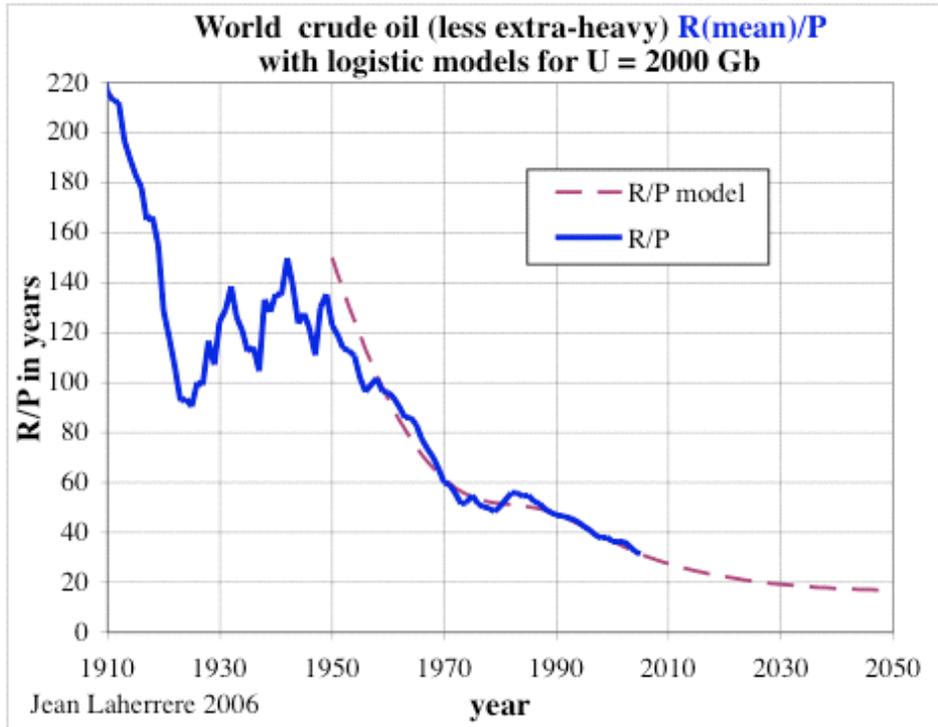


Aux US le R/P des reserves dites prouvees de petrole est d'environ **10 ans depuis 80 ans**, le R/P ne veut rien dire pour predire le futur, il est surtout utilise pour calculer les reserves pour les banquiers!
 Figure 18: **R/P pour le petrole aux US d'apres les reserves prouvees et les reserves moyennes avec modeles logistiques 1900-2030**



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

Figure 19: **R/P mondial brut moins extra-lourd avec modèles logistiques 1910-2030**



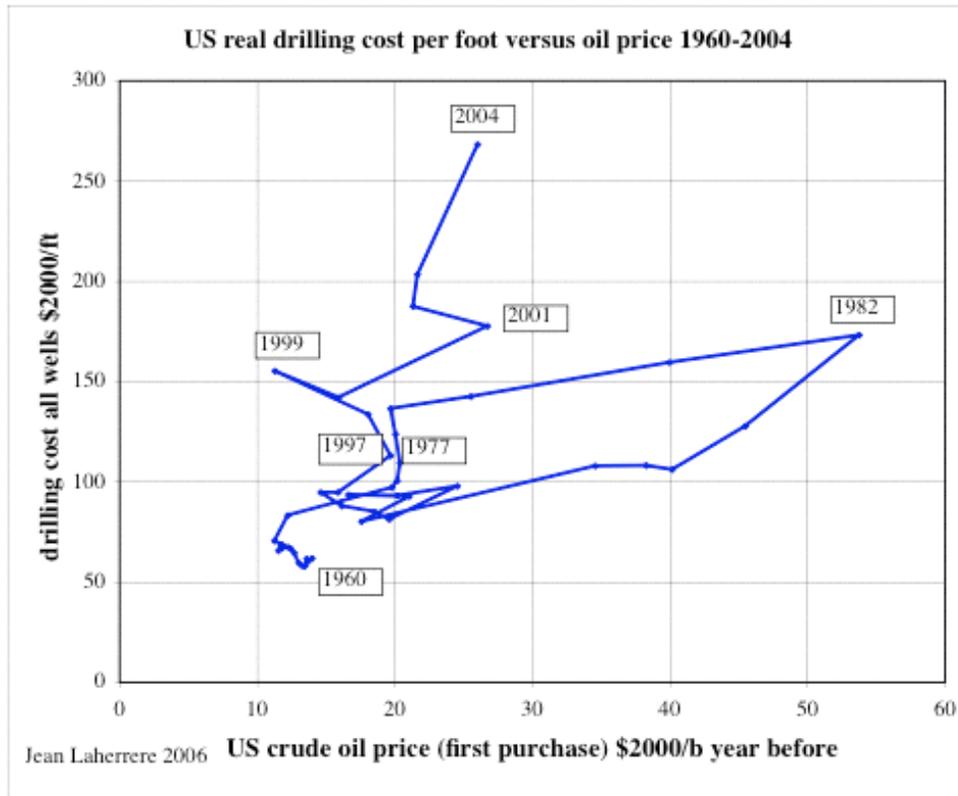
R/P est un très mauvais indicateur, mais il est utilisé par tous.

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

-Mythe 5: les coûts diminuent avec la technologie

En réalité les coûts de forage varient avec le prix du brut. Aux US le coût du pied fore a varié de 1960 à 1997 avec le prix du brut suivant une loi grossièrement linéaire (en avant et en arrière) et le coût en 1977 est équivalent à celui de 1997 ainsi que le prix du brut. Les progrès techniques ont permis d'aller forer plus profond et dans des zones plus difficiles. Depuis 1997 le coût du pied fore a augmenté fortement à cause des forages en mer profonde

Figure 20: **coût du forage aux US 1960-2004 en fonction du prix du brut en \$2000**



Les coûts de forage sont en train d'exploser, la journée d'un appareil de forage en offshore profond est passé à 500 000 \$/d (il faut ajouter les consommables) et le puits a plus de 100 M\$.

Les coûts de développement ont doublés pour Kashagan avec 30 G\$ (pour 1 Mb/d ?) et Sakhaline II avec 20 G\$.

-Mythe 6: l'augmentation du taux de succès amène plus de découvertes

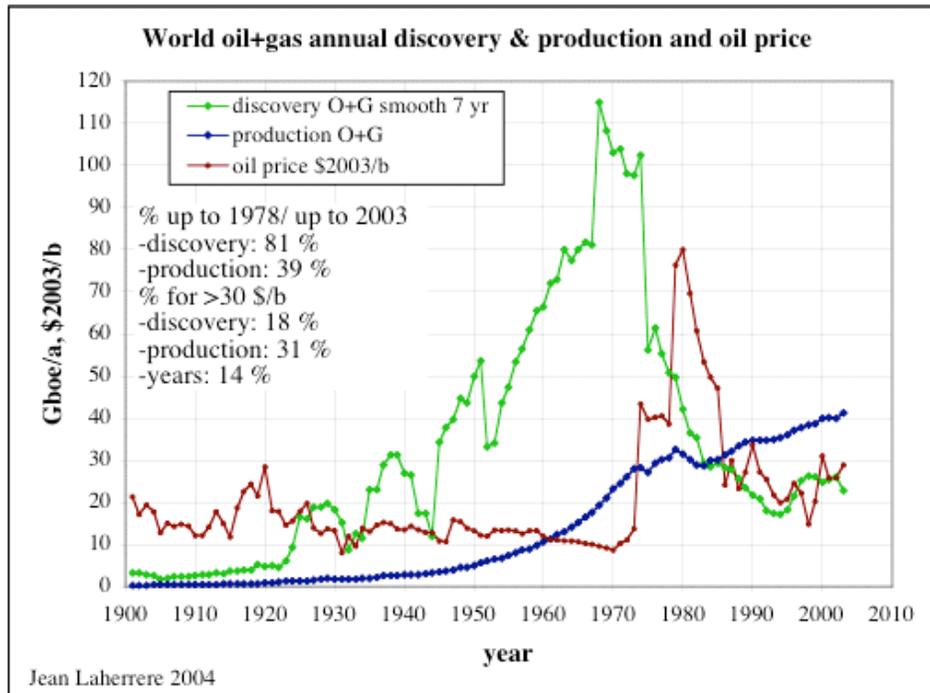
Le graphique 6 en Arabie Saoudite montre aussi que le **mythe de l'augmentation du taux de succès grâce aux nouvelles technologies qui va amener plus de réserves** est erroné, car la taille des découvertes diminue considérablement plus. De 1935 à 1968 40 NFW ont découvert 22 champs (taux de succès de 55%) représentant 90% des découvertes actuelles, alors que les 40 derniers NFW de 1992 à 2005 ont découvert 32 champs (taux de succès de 80%) représentant seulement 2% des découvertes actuelles.

On a même l'effet contraire, car les explorateurs jugés au taux de succès ne veulent plus prendre trop de risque et préfèrent forer un petit prospect sur qu'un grand prospect peu sûr.

-Mythe 7: les découvertes augmentent quand le prix augmente

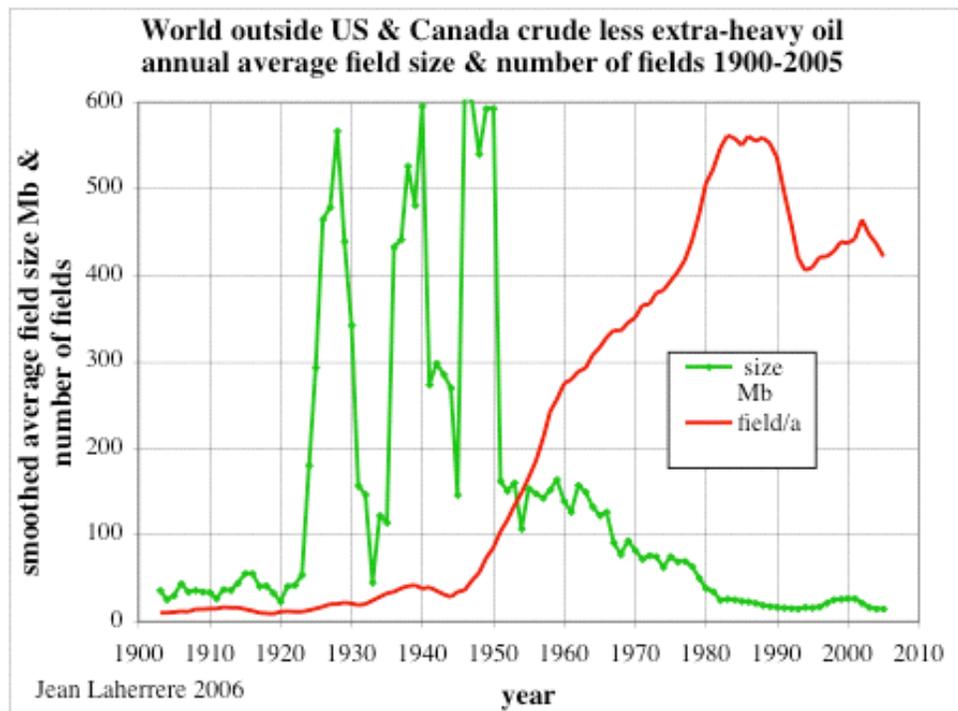
Les découvertes de pétrole et de gaz ont culminé en 1965 alors que le prix du pétrole était bas et elles sont chutées avec les chocs pétroliers car on a alors foré tous les projets médiocres qui avaient été rejetés dans le passé. Par contre la production a chuté par baisse car les consommateurs étaient convaincus en 1980 que les prix allaient tripler, ils ont donc économisé l'énergie.

Figure 21: Monde: pétrole et gaz: production & découverte 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.

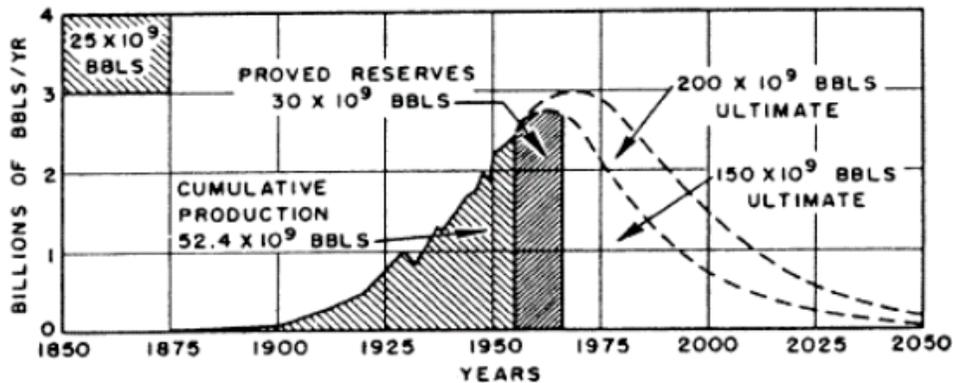
Figure 22: **Monde hors US + Canada: taille moyenne des champs de brut et nombre de champs 1900-2005**



-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 23: **prevision de King Hubbert en 1956 de la production petroliere des US (hors Alaska)**

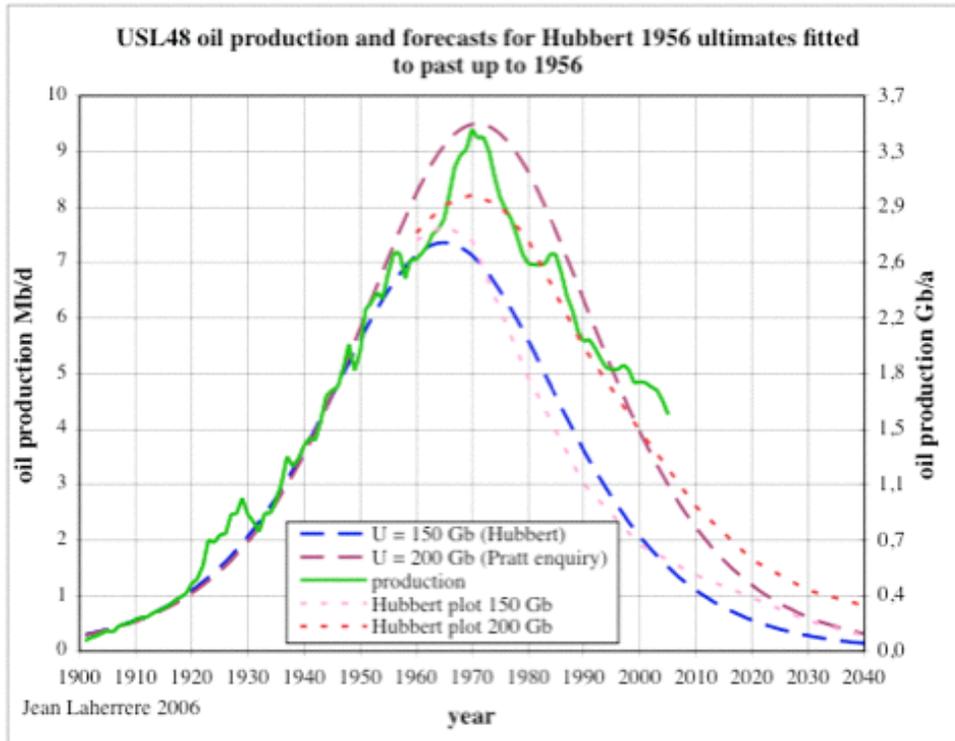


La production a bien eu son pic en 1970 et la courbe de production suit bien la courbe des decouvertes (moyennes ramenees a la date de decouverte) avec 32 ans de retard.

Hubbert a bien predit la date du pic des US hors Alaska (qui n'a joint les US qu'en 1959) 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.

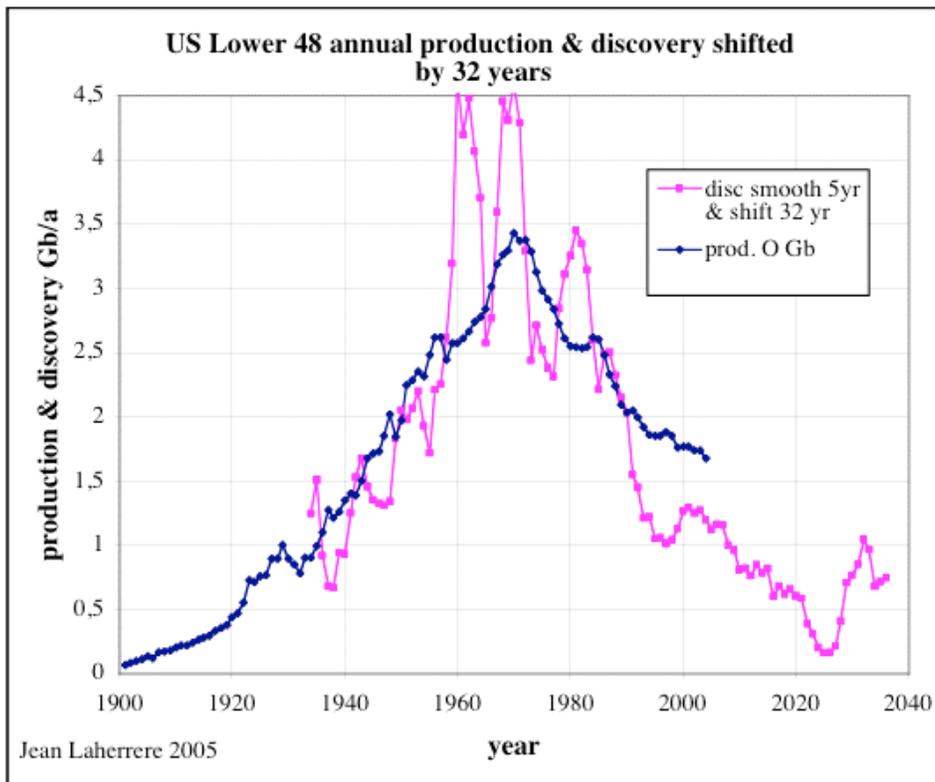
La courbe d'Hubbert 1956 est dessinee a la main et ce n'est que plus tard qu'il a choisi une equation (derive de la fonction logisitique qui donne un trace different

Figure 24: **production US hors Alaska 1900-2005 avec prevision en 1956 par Hubbert et derives logistiques pour ultimes de 150 et 200 Gb**



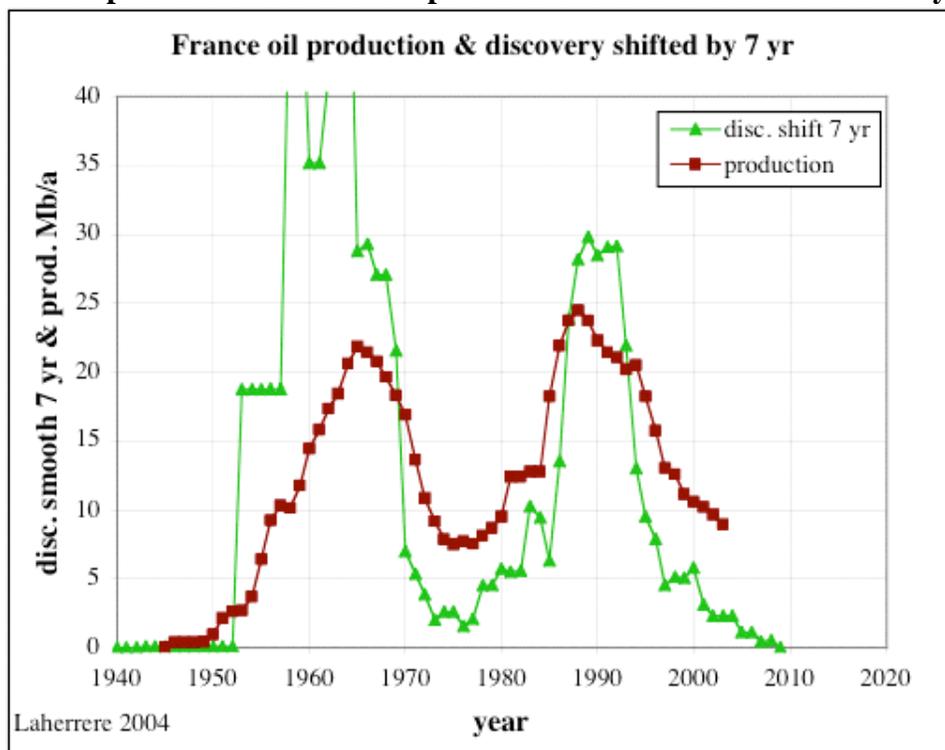
La symetrie de la courbe actuelle peut s'expliquer par la loi des grands nombres car il y a de nombreux bassins petroliers, plus de 40 000 champs et plus de 22 000 producteurs, qui agissent en ordre disperse, sauf quand il y a proration 1960 ou prix eleve 1980

Figure 25: US hors Alaska: production annuelle de petrole et decouverte *moyenne* decalee de 32 ans 1900-2040



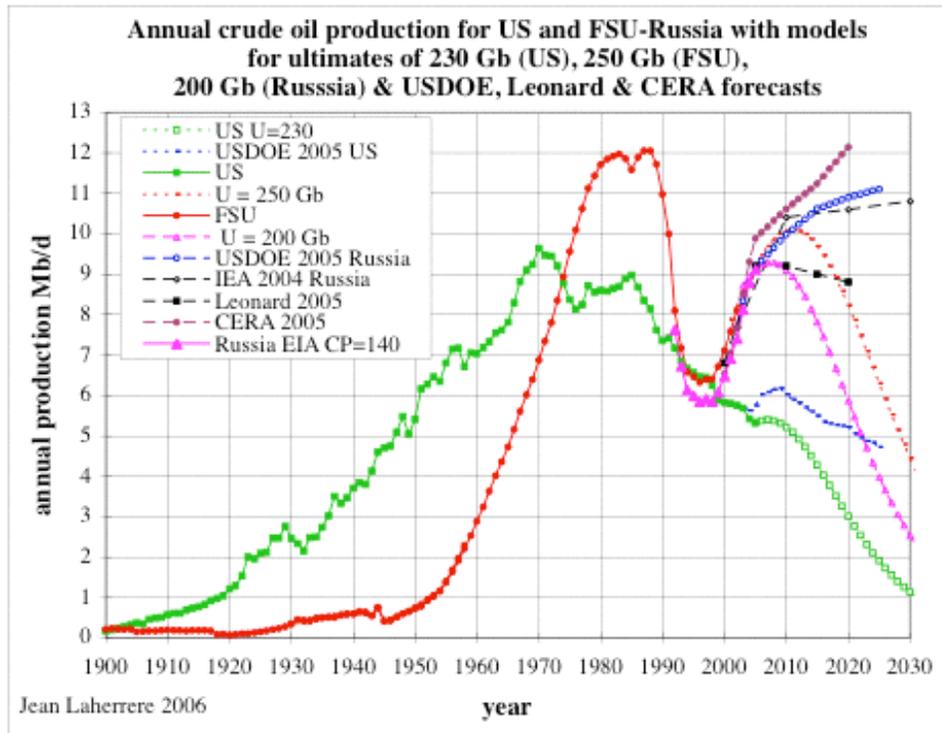
Mais dans les autres pays avec un nombre restreint de bassins et de compagnies, les courbes de decouverte et de production montrent plusieurs cycles, notamment la France, mais les cycles sont, en gros, symetriques (?)

Figure 26: **France: production annuelle de petrole et decouverte decallee avec 2 cycles**



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

Figure 27: **Production des US, ex-URSS et Russie et diverses previsions 1900-2030**



Les Russes viennent d'annoncer que la production d'octobre était inférieure à celle d'août et qu'il y a de nombreux incidents sur les oléoducs qui ont plus de 30 ans (comme celui d'Alaska qui fuit)

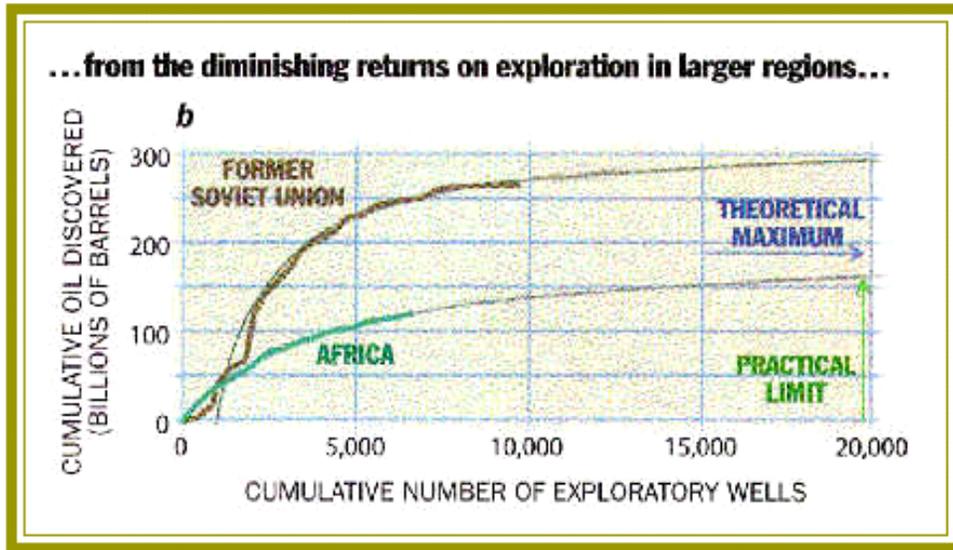
-Estimation de l'ultime

Hubbert avait raison pour le pic pétrole US en 1970, car son deuxième ultime à 200 Gb (enquête Delphi) 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.

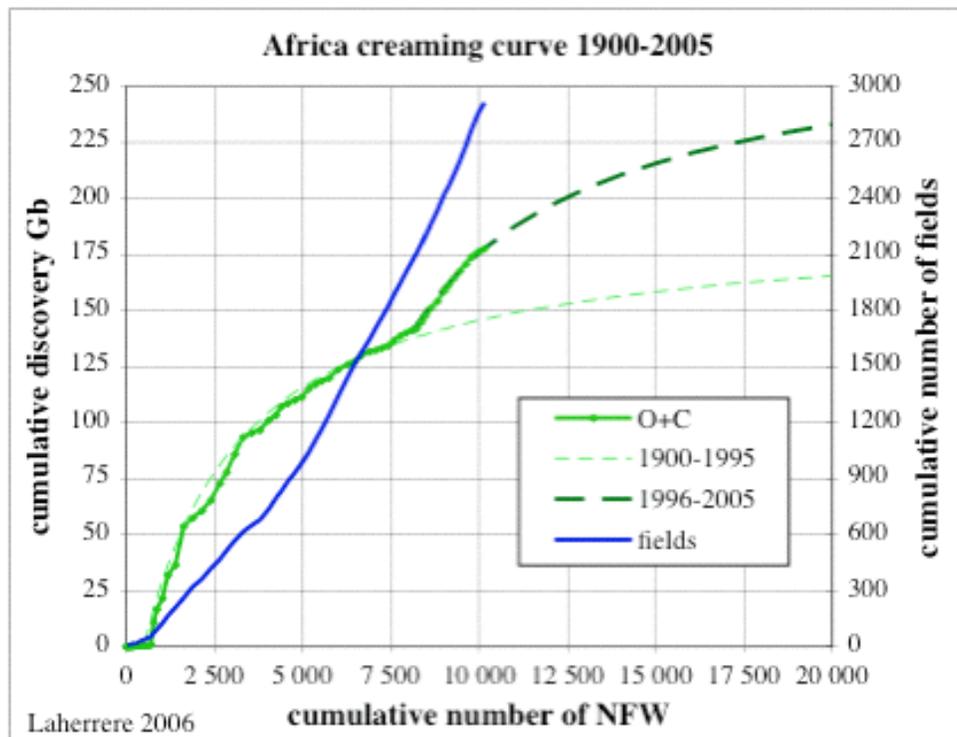
Il est préférable d'estimer les ultimes à partir des courbes d'écremage, à savoir la courbe des découvertes cumulées en fonction du nombre cumulé de puits d'exploration pure (New Field Wildcat NFW).

La courbe d'écremage de l'Afrique n'avait qu'un cycle quand je l'ai tracé il y a plus de 10 ans :
Figure 28: **Afrique: courbe d'écremage** du pétrole: 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.

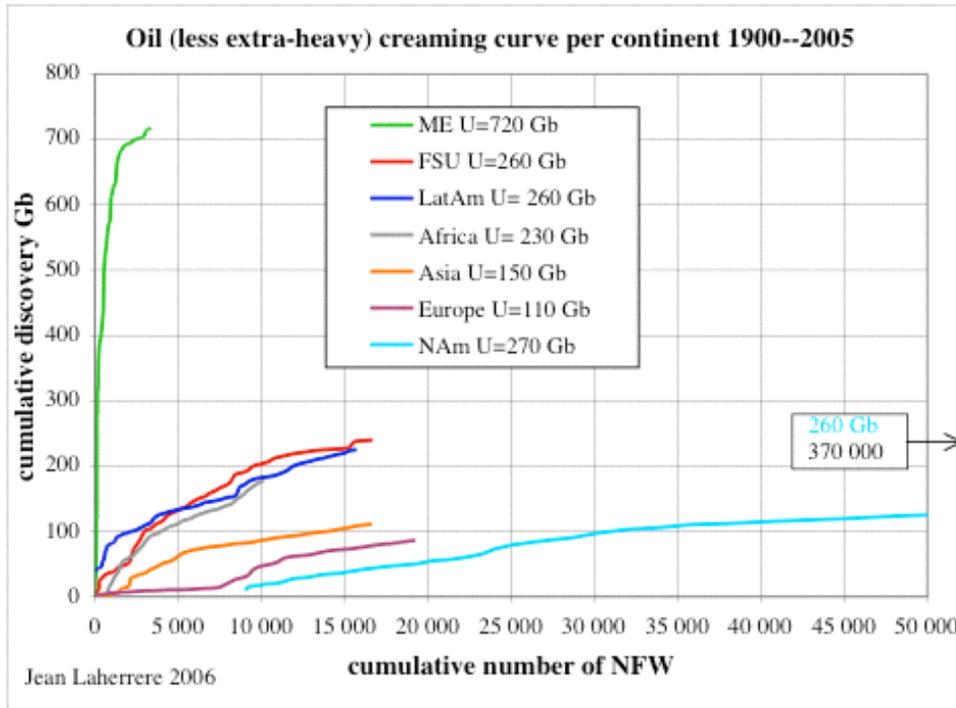
Figure 29: **Afrique: courbe d'ecremage** du pétrole 1900-2005 facilement modélisée avec 2 hyperboles



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 30: **Courbe d'ecremage du petrole conventionnel par continent**



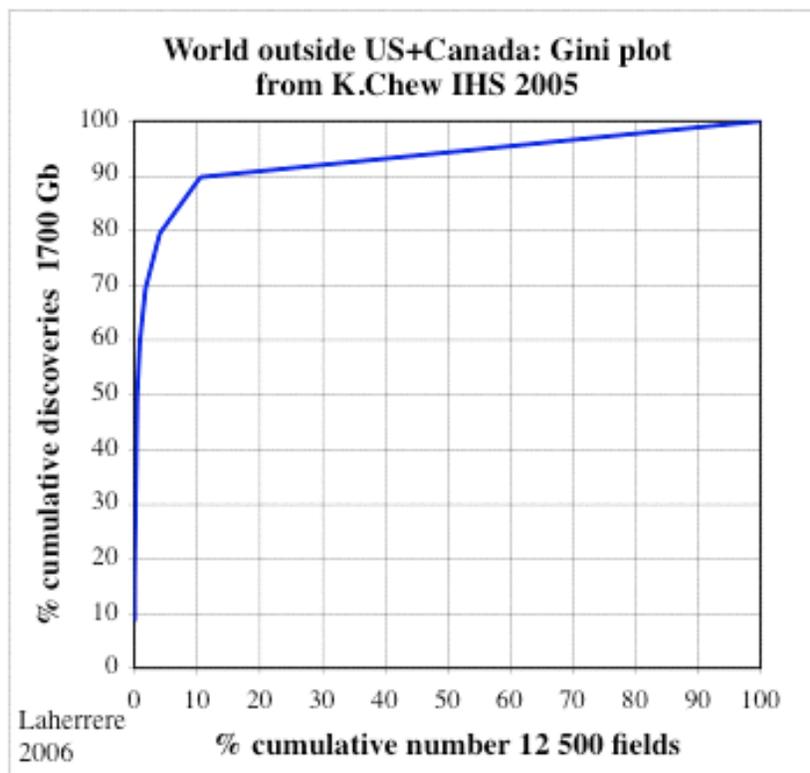
Mes nouvelles donnees a fin 2005 me conduisent a prendre un ultime de 2000 Gb pour le brut moins extra-lourd, abandonnant l'appellation conventionnel qui est ambiguë (mon ultime en 2005 etait de 2150 Gb).

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

-Distribution des champs: 80-5 ou 90-10

L'inegalite regne dans la Nature. Nous avons tous ete crees par un spermatozoide qui est arrive premier d'une masse de plus de 200 millions. Etre solide dans le systeme solaire est rare puisque plus de 99% de la masse est du plasma. L'economiste suisse Pareto avait enonce il y a 100 ans que la distribution de la richesse suivait une distribution 80-20: 80% de la richesse est posee par 20% de la population. Ce principe (ou loi) de Pareto se retrouve dans de nombreux domaines et correspond a une distribution fractale lineaire (ou loi de puissance), bien qu'une fractale parabolique corresponde mieux a la nature courbe de la plupart des distributions de la nature. Le 80-20 se retrouve dans les subventions des agriculteurs ou les depenses de sante. La meilleur representation est le graphique de Gini. Le pourcentage des volumes decouverts cumulees en fonction du pourcentage du nombre de champs cumule permet de definir un indice d'inegalite. Ce graphique pour le monde hors US et Canada d'apres les donnees IHS (Chew 2005 12 500 champs et 1700 Gb) montre que **80% des decouvertes sont concentrees dans seulement 5 % des champs (et 90% dans 10%)**. Pour le monde c'est pire etant donne le tres grand nombre de champs americains de tres petite taille!

Figure 31: **graphique de Gini de distribution des champs de petrole dans le monde hors US+Canada d'apres IHS 2005**

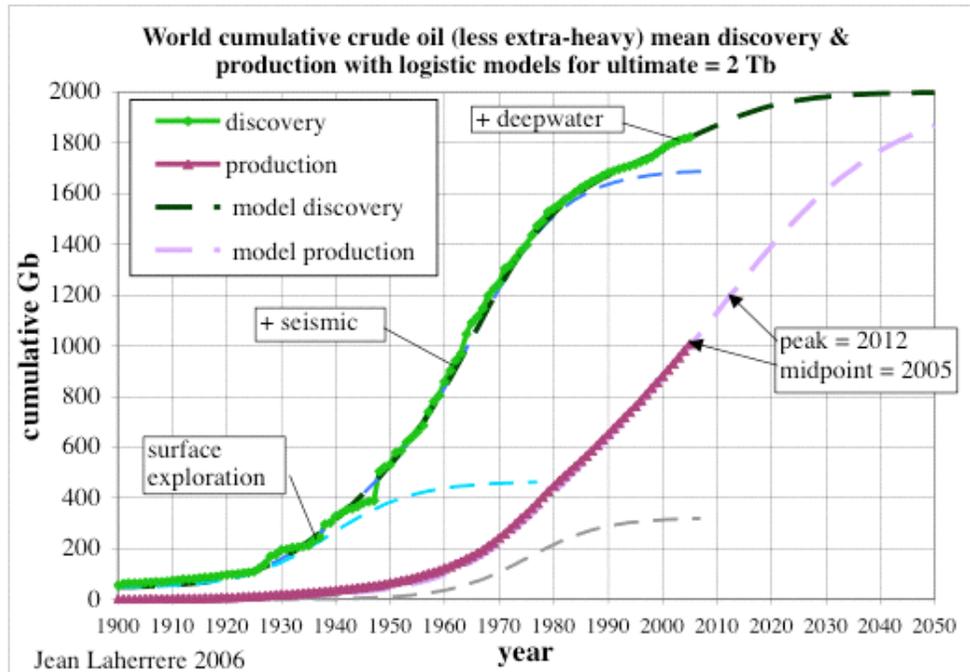


La distribution des champs de petrole est essentiellement inegalitaire!

-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 représenter l'offre. Mais evidemment s'il y a contrainte par la demande ou les investissements ou politiques, 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 32: **Monde: brut moins extra-lourd**: decouvertes moyennes **cumulees** et production cumulee avec modeles logistiques (courbe en S) pour $U = 2000 \text{ Gb} = 2 \text{ Tb}$

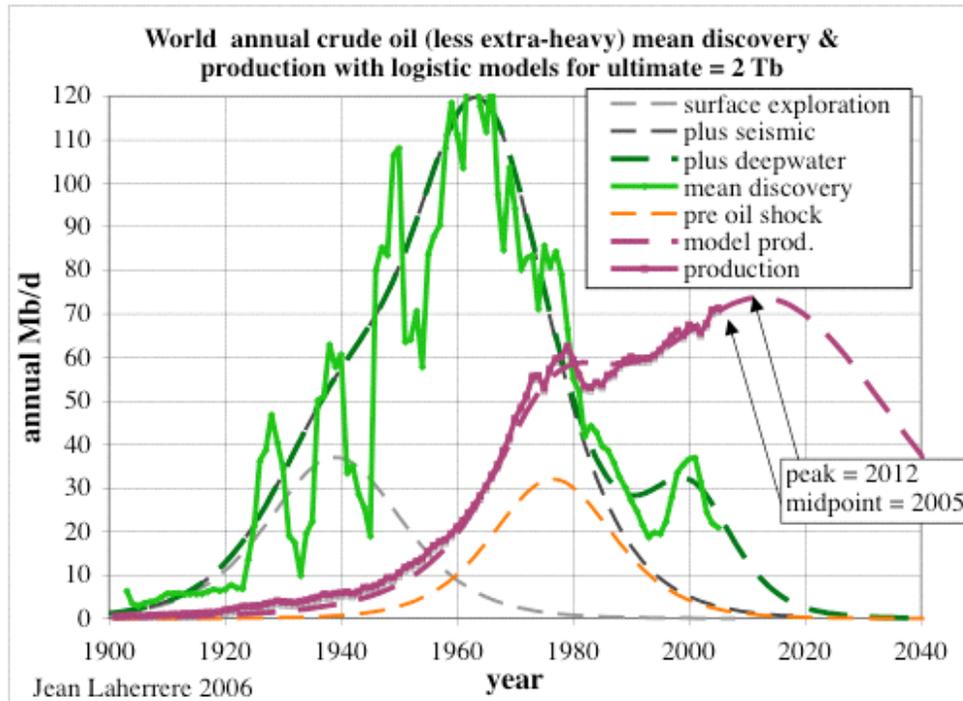


Les decouvertes cumulees depassent 1800 Gb laissant moins de 200 Gb a decouvrir, ce qui est moindre que la precision de l'ultime pris avec un seul chiffre significatif pour bien montrer son imprecision.

L'estimation du rapport USGS 2000 de 700 Gb restant a decouvrir base sur des hypotheses grossieres a ete delaisse par les compagnies qui ne s sont pas precipites dans East Greenland qui ete en tete avec 47 Gb a decouvrir. Un rapport WM vient d'estimer que l'Arctic incluant la partie russe avait beaucoup moins de petrole (65 Gb) a decouvrir qu'espere.

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 33: **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

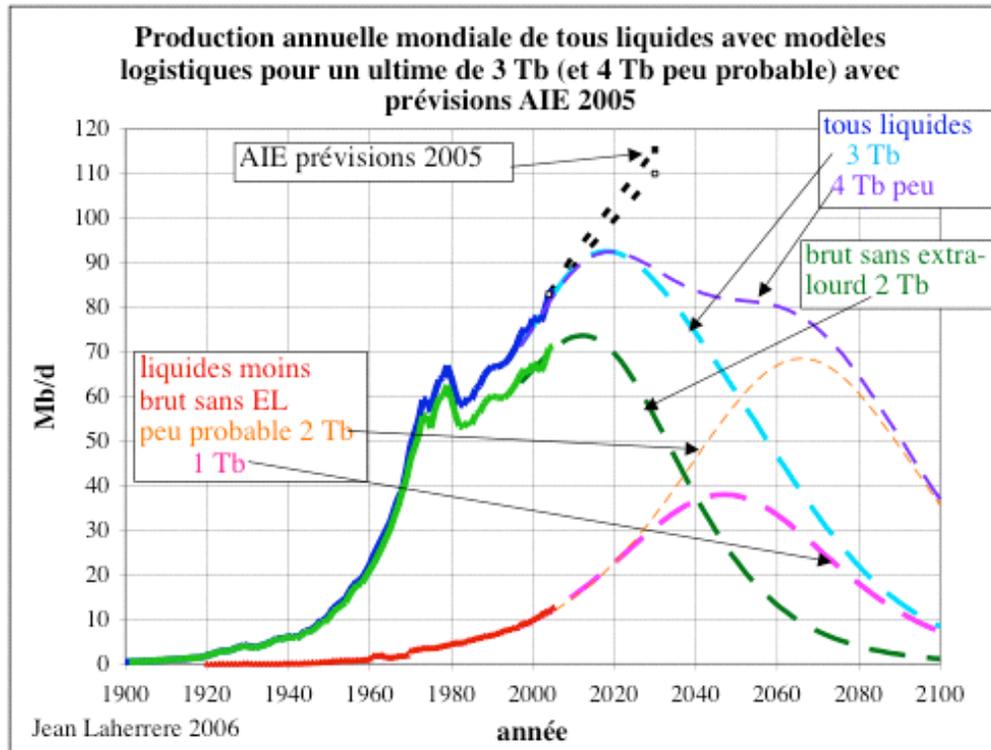
L'ultime tous liquides est estimée à 3000 Gb = 3 Tb étant la somme de

- 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 34: **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

-Plateau ondule plutôt que pic à cause des contraintes

Le pic du graphique précédent est ce que peut offrir l'offre sans tenir compte des nombreuses contraintes qui sont

-demande car on ne peut pas produire durablement plus que la demande qui ralentit avec les prix élevés

-économie; si on fait confiance à la prévision 2004 de Paul Volcker qu'il y a 75 % chances d'une crise économique dans les 5 ans à venir, la demande devrait baisser sous peu. La bulle immobilière américaine qui a permis l'augmentation de la consommation est en train d'éclater. À long terme les déficits colossaux des US et des Européens ne seront résorbés que par l'inflation importante d'une dépression. Il faudra donc bien qu'elle vienne!

-investissements, car les nouveaux projets ont vu leur coût doubler (Sakhaline, Kashagan, Athabasca) à la suite de l'augmentation du brut et des matières premières, il y a aussi le principe de MacNamara où les coûts et les délais initiaux sont multipliés par 3 (car on affiche au départ les estimations minimum), de plus les prévisions officielles du prix du brut sont pour une baisse dans quelques années (voir graphique 65) pour être en 2030 à 50 \$2004/b pour l'USDOE et à 65 \$2005/b pour l'AIE 2006

-manque de main d'œuvre qualifiée aussi bien pour le forage que pour le développement: sables bitumineux de l'Athabasca, Total a reconnu que ses projets y ont trois ans de retard

-erreurs humaines ou de direction: dans les gros projets les erreurs coûtent très cher en argent et en temps et les exemples sont nombreux: explosion sonde NASA 1999 Mars Climate Orbiter à cause des unités, explosion Ariane 5 logiciels incompatibles, retard Airbus 380 (6 G€) logiciels de câblage incompatibles, détérioration de la plateforme BP Thunder Horse ballasts non fermés (2 ans de retard)

-politique: de nombreux contrats sont dénoncés par les nouveaux gouvernements (Venezuela, Bolivie, Tchad, Russie) rendant les investisseurs frileux,

-social: greves, vol de brut, rancon: Nigeria

-terrorisme: de nombreux troubles qui ne s'ameliorent pas: Iraq,

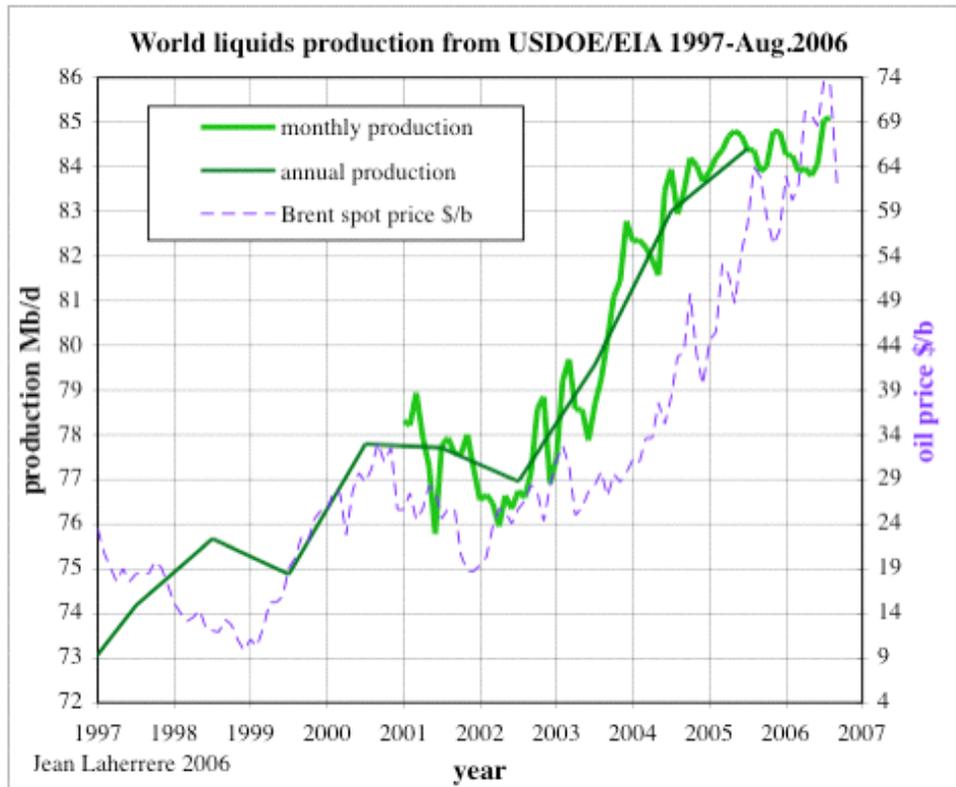
-climatique: les cyclones Katrina et Rita en 2005 et rien en 2006!

-corrosion des oleoducs (et gazoducs) qui ont plus de 30 ans: Russie, Alaska

Il y aura probablement, non un pic, mais un **plateau en toile ondule** commençant plus tot avec des prix chaotiques. Le ralentissement de la production et la recente chute brutale de 25% des prix du brut laisse penser que le plateau est en train de commencer!

La production tous liquides plafonne depuis 2005 a moins de 85 Mb/d.

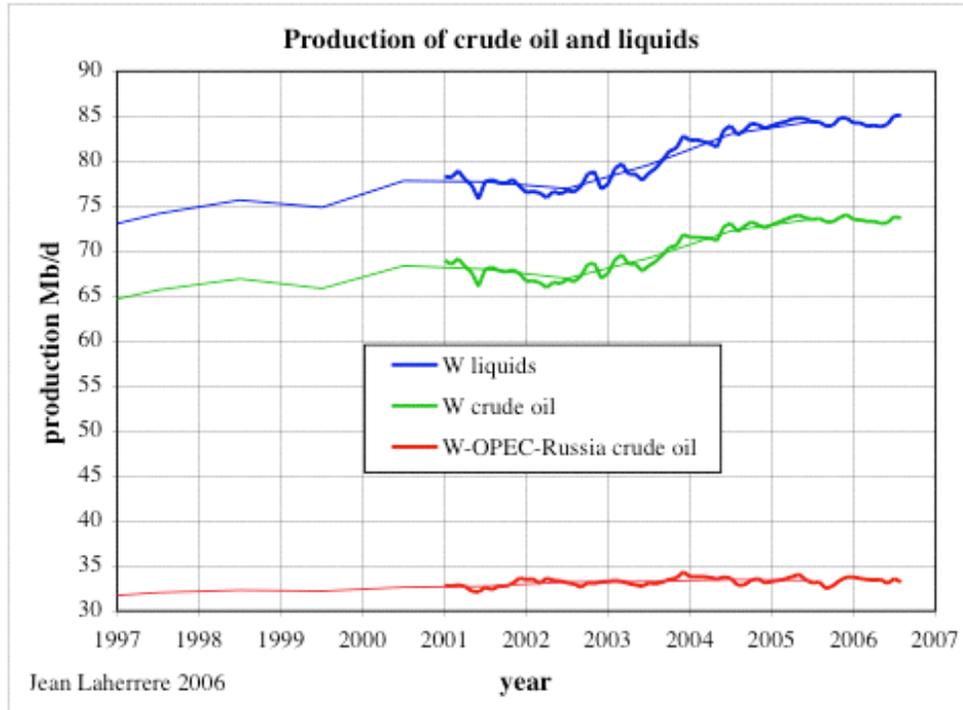
Figure 35: **production** mondiale de tous liquides d'apres USDOE/EIA 1997-aout 2006



La correlation production et prix du brut de 1998 a 2006 est interessante, la production baisse apres la baisse du prix, montrant bien que l'OPEP a bien fonctionne ou que le resultat est independent de son action!

Si la production de liquides plafonnent depuis le debut de 2005, la production mondiale hors OPEP et hors Russie plafonne depuis 2002 a 33 Mb/d avec un pic en decembre 2003 a 34,3 Mb/d

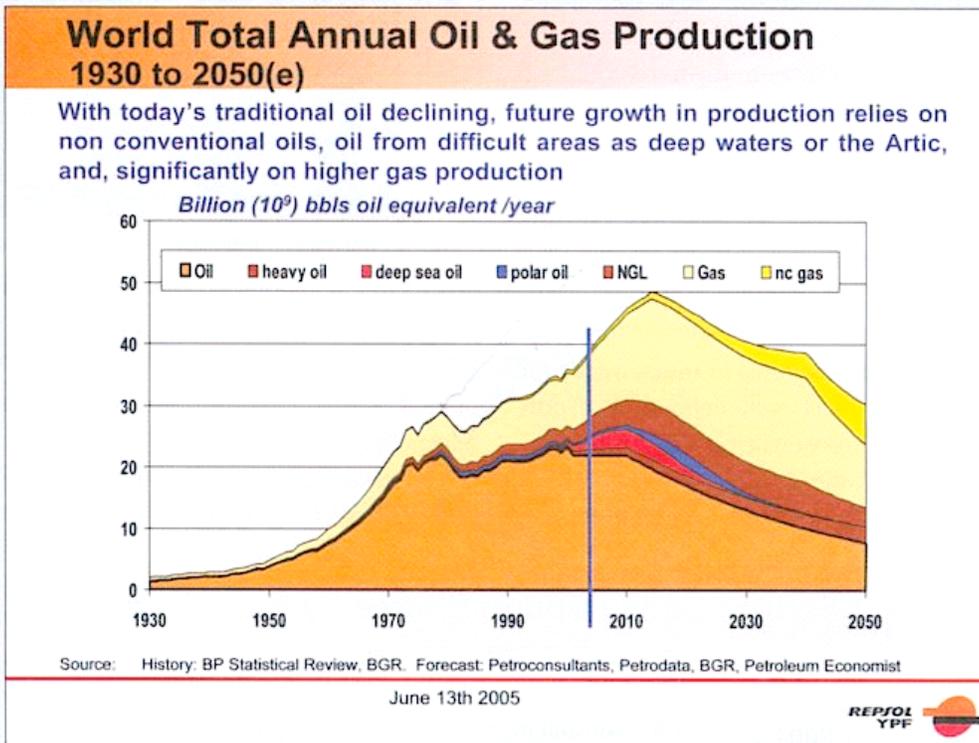
Figure 36: **production de liquides et de brut 1997-aout 2006**



**-Autres previsions de production mondiale de petrole
-previsions d'apres les reserves**

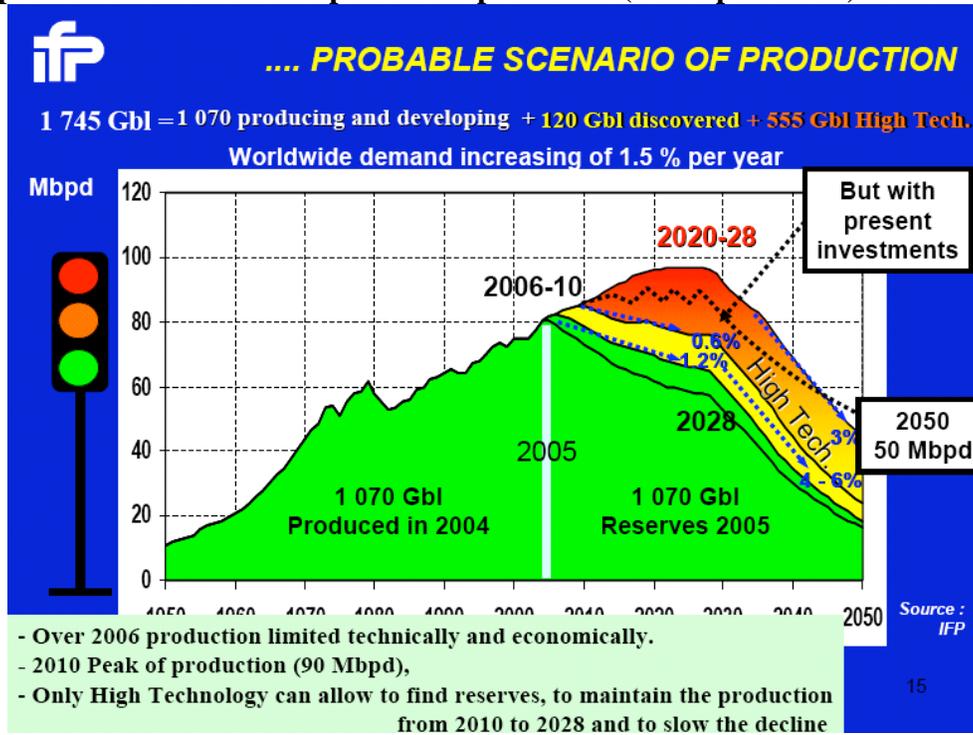
La compagnie espagnole Repsol prévoit un pic de petrole entre 2010 et 2015

Figure 37: **production** mondiale de petrole et de gaz par Repsol



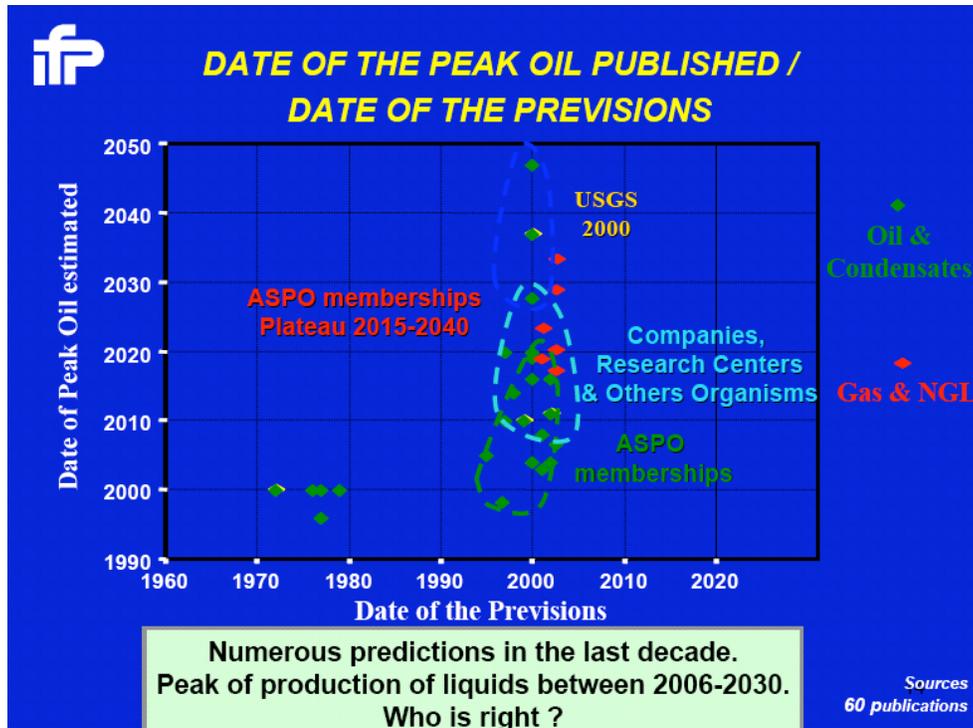
L'IFP (Champlon 2006) prévoit un pic de pétrole en 2006-2010 sauf si une haute technologie maintient la production de 2010 à 2028, mais le déclin est supérieur à celui des prévisions précédentes..

Figure 38: **production mondiale de pétrole d'après l'IFP (Champlon 2006)**



L'IFP a rassemblé les dates de pic et montre que les prévisions par les membres d'ASPO (ellipse en vert) recouvrent une bonne part des prévisions des compagnies et centres de recherche (ellipse en bleu clair). Le barycentre de ces 2 ellipses se situe vers 2015 qui correspond à mon pic, mais j'ajoute que ceci suppose qu'il n'y a pas de contrainte de la demande ou des investissements ou politiques. La réalité sera un plateau ondulé qui commencera plus tôt.

Figure 39: **date du pic de pétrole d'après l'IFP (Champlon 2006)**

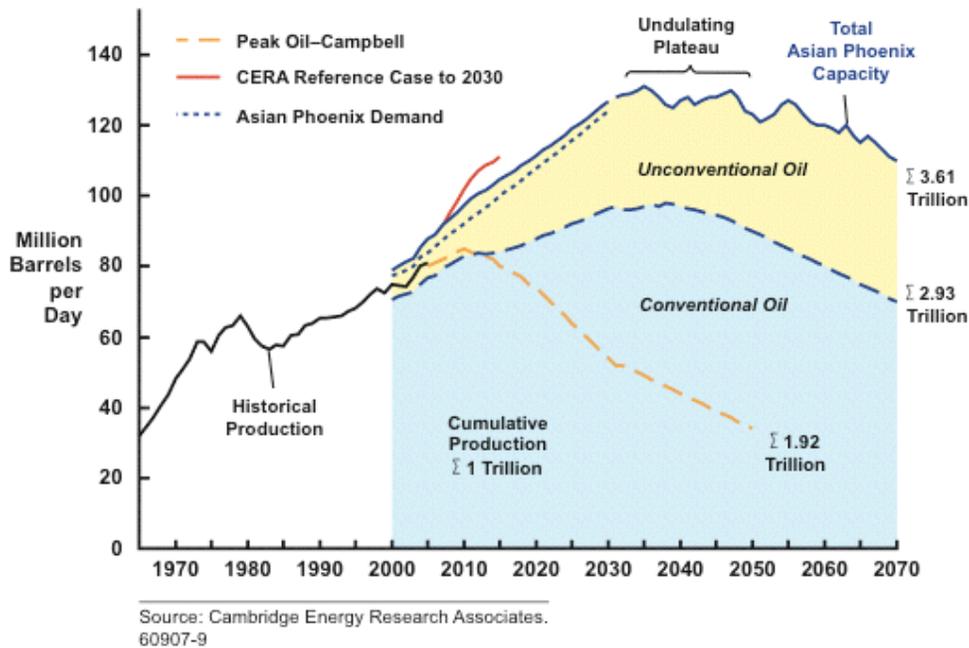


Les previsions de l'USGS (Geological Survey 2000) sont considerees hors normes!

Le dernier rapport CERA (nov.2006) nie la theorie du peak oil, ce qui revient a dire que les ressources sont infinies puisqu'il ne peut pas avoir de pic, mais il donne la production des US avec son pic de 1970 et un declin qui decline vers le zero, ainsi qu'une courbe de production mondiale presentant un plateau ondule vers 2040 a 130 Mb/d avec un ultime de 4 821 Gb (quelle precision!) dont 704 (et non 700) Gb pour les schistes bitumineux (voir plus loin)! Cette estimation est basee sur celles de l'USGS 2000 qui sont a fin 1995, plus de dix ans d'age et reconnue par les vrais explorateurs comme peu realistes. CERA met les liquides de gaz dans le conventionnel mais semble les oublier dans son tableau des ressources. La prevision de CERA s'arrete en 2070 a 70 Mb/d pour le conventionnel, mais d'apres les chiffres cumulees a 2070 de 2,93 Tb il ne resterait guere plus rien au dela et la production devrait s'ecrouler a zero en quelques annees ce qui est impensable.

Figure 40: **production mondiale de petrole d'apres CERA (Jackson nov. 2006)**

Figure 2
Undulating Plateau versus Peak Oil



CERA attaque les prévisions d'ASPO-Campbell comme étant une théorie erronée avec son ultime de 2,4 Gb, mais sa courbe est similaire avec un ultime double. CERA, qui nie la théorie du peak oil, présente donc une courbe avec peak oil qu'il appelle plateau ondule! Cela ressemble à une plaisanterie de jouer sur les mots pour descendre des travaux basés sur plus des études récentes et non sur des études périmées? CERA fait de la politique et non de la science.!

L'AIE WEO 2006 prévoit une production de 116 Mb/d en 2030 dans son scénario de référence Business as usual qui devient maintenant le scénario à éviter, semblant préférer le scénario alternatif à 103 Mb/d.

De Margerie et Mandil ont dit que les 115 Mb/d prédits ne seront pas atteints.

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 2005 trop élevées, aussi bien pour le MO, mais aussi Russie et le reste de Non-OPEC.

-prévisions d'après les projets pétroliers en cours

C. Skrebowski, éditeur du Petroleum Review, magazine de l'Energy Institute à Londres, a recensé tous les projets pétroliers importants qui seront ajoutés à la production actuelle pour la décennie à venir. Ces mégaprojets sont bien connus, faisant l'objet d'appel d'offre sur les capacités maximum et la date de démarrage (souvent optimiste). Skrebowski suppose très justement que les dates vont glisser (Total annonce 3 ans de retard sur ses projets de sables bitumineux et BP 2 ans pour sa plateforme profonde Thunder Horse (1 G\$)). CERA qui a fait la même étude ne prévoit aucun glissement ainsi qu'un faible déclin des productions actuelles et obtient des valeurs beaucoup plus optimiste. Skrebowski après plusieurs révisions, estime que **le pic se produira en 2010-2011 à 92-94 Mb/d**. Ce résultat en dehors des estimations des ultimes est beaucoup plus fiable que les

estimations a partir des reserves, s'il se situe dans la periode des megaprojets, ce qui est le cas, puisque toutes les productions de 2010 soient etre des projets annoncees a ce jour.

-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.

-Messages differents de l'AIE 1998; 2000; 2002: pour les previsions de petrole a 2030

Le changement a l'AIE du directeur des analyses a long-terme aboutit a des messages tres differents:

Figure 41: AIE 1998: previsions Jean-Marie Bourdair: **il est impossible de satisfaire la demande**

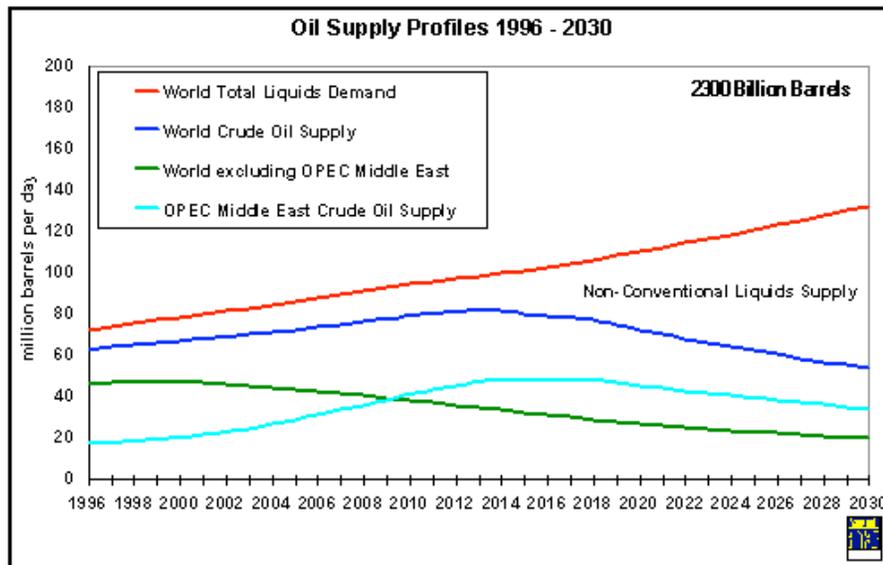


Figure 42: AIE 2002: previsions Olivier Appert: **il n'y a pas de probleme pour satisfaire la demande**

Figure 3.3: World Oil Production

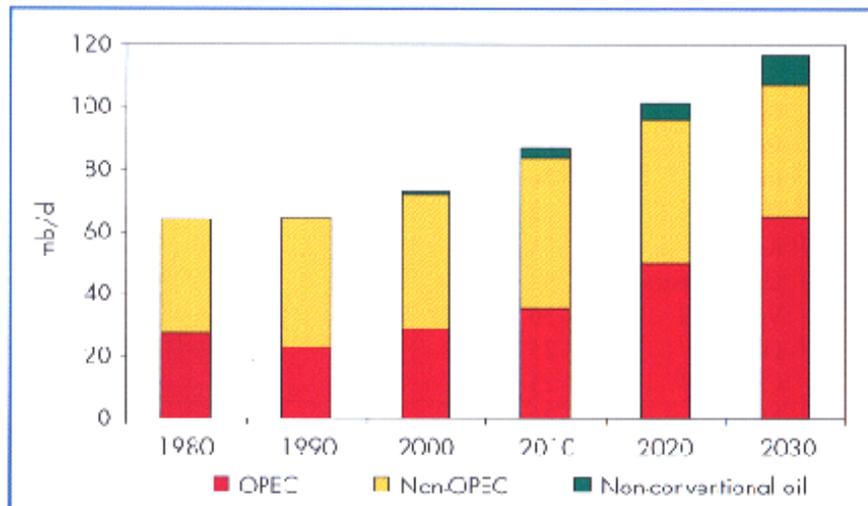
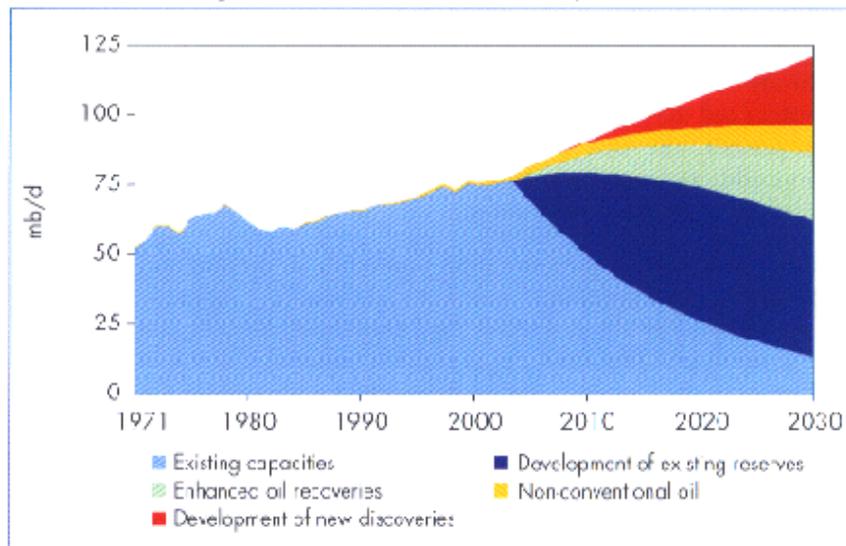


Figure 43: AIE 2004: previsions Fatih Birol: beaucoup de conditions pour satisfaire la demande

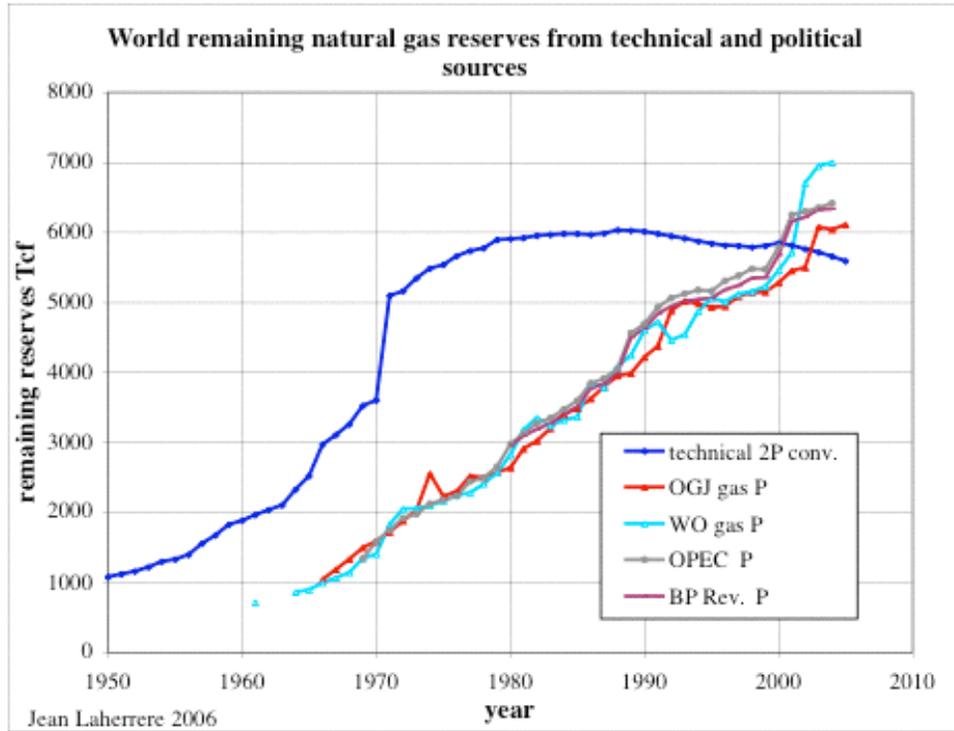
Figure 3.20: World Oil Production by Source



-Gaz

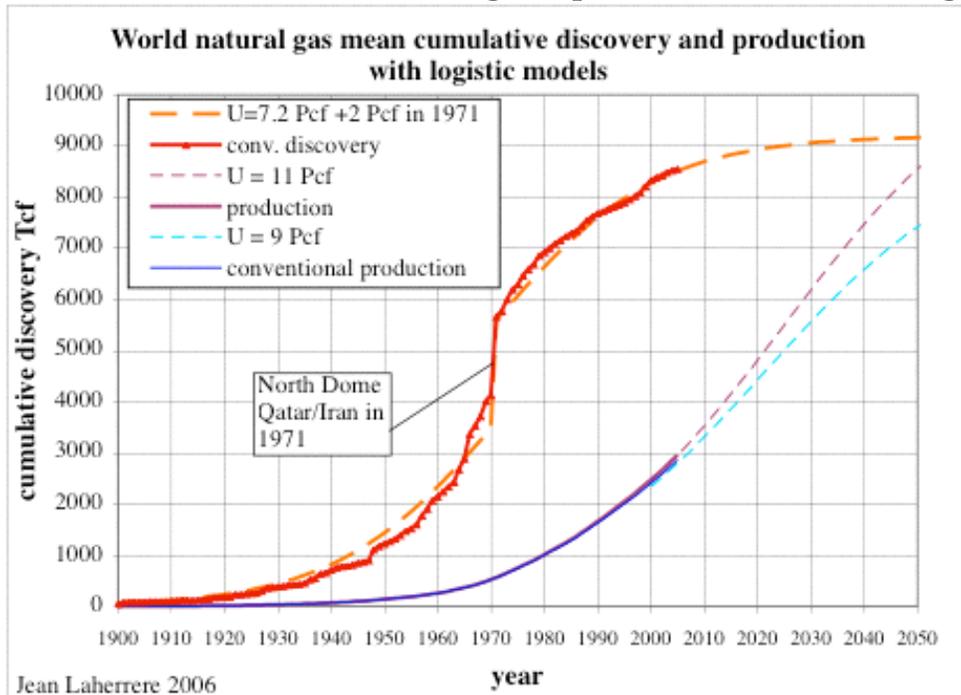
Les reserves restantes de gaz publiees comme prouvees (?) par les compagnies nationales montre la meme divergence avec les reserves techniques que pour le petrole. Le probleme est que les bases de donnees techniques sont plus ecartees que pour le petrole car WM ne prend en compte que les donnees commerciales, 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 44: reserves restantes mondiales de gaz suivant differentes sources



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

Figure 45: **Decouvertes mondiales cumulees de gaz et production avec modeles logistiques**

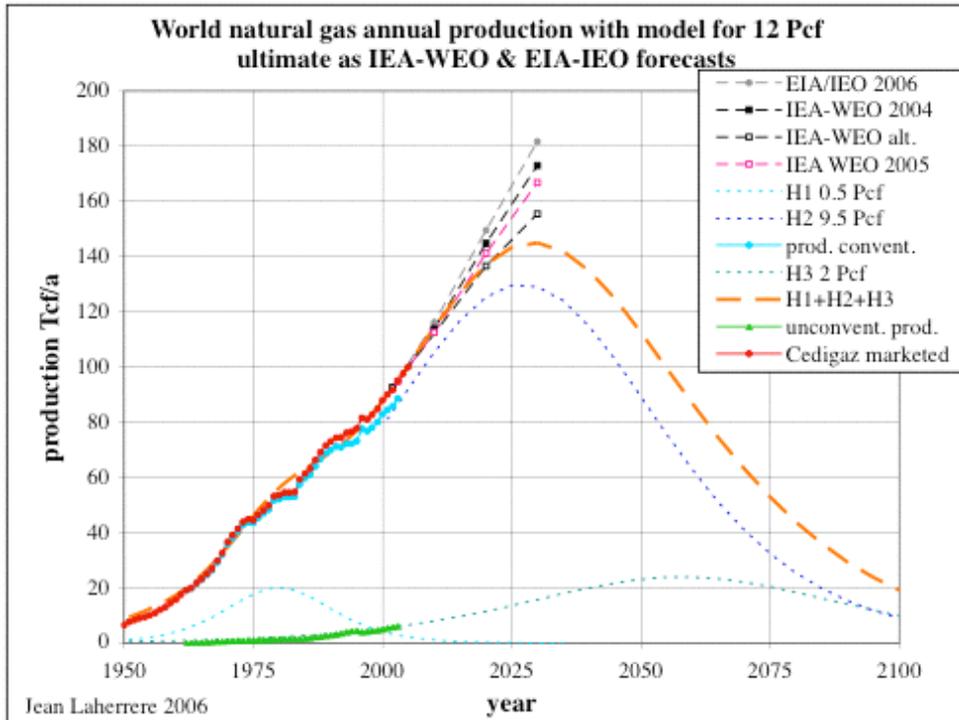


L'ultime pour le gaz avait ete estime il y a 10 ans (Laherrere, Perrodon, Campbell 1996) a 10 000 Tcf (10 Pcf) pour le conventionnel et a 12 Pcf en incluant le non-conventionnel (CBM, reservoirs

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 sequestration du CO₂), l'ultime pourrait être augmentée, mais cela ne changerait pas le pic, seulement le déclin (comme pour le pétrole).

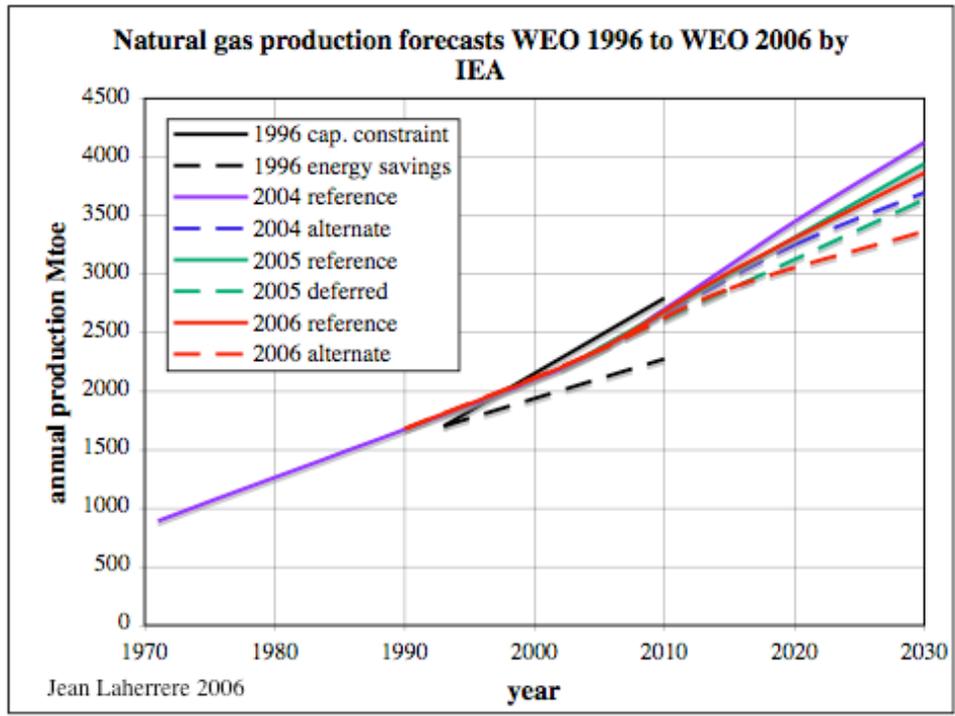
La production mondiale de gaz culminera vers 2030 à 140 Tcf/a alors que l'USDOE/EIA 2006 prévoit pour 2030 182 Tcf/a (toujours croissant), mais l'AIE 2005 a décliné la valeur en 2030 à 165 Tcf/a.

Figure 46: **Decouverte annuelle de gaz mondial et production 1950-2100**



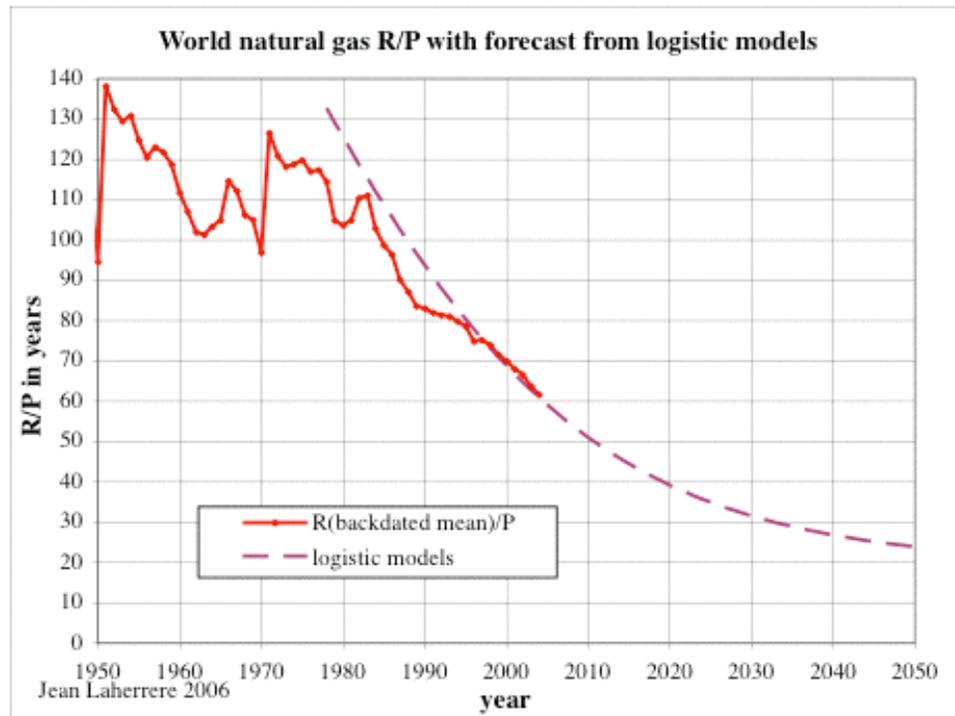
Le nouveau rapport de l'AIE WEO 2006 prévoit 162 Tcf/a en 2030 pour le cas référence et seulement 141 Tcf/a (notre prévision) dans le cas **préférédit alternatif** (recours aux renouvelables et économie). Les prévisions ne sont plus linéaires car la croissance annuelle du cas alternatif est de 2,3 %/a pour 2004-2015 et seulement 1,1 %/a pour 2015-2030, suggérant l'approche d'un pic. L'évolution des scénarios de l'AIE depuis 1996 montre une baisse notable des prévisions, se rapprochant enfin des nôtres.

Figure 47: **Prévisions de production annuelle de gaz par l'AIE depuis 1996**



Le $R(\text{valeur esperée})/P$ a decru de 140 ans en 1950 a 60 ans en 2005 et tend vers une asymptote de 20 ans (comme pour le petrole)

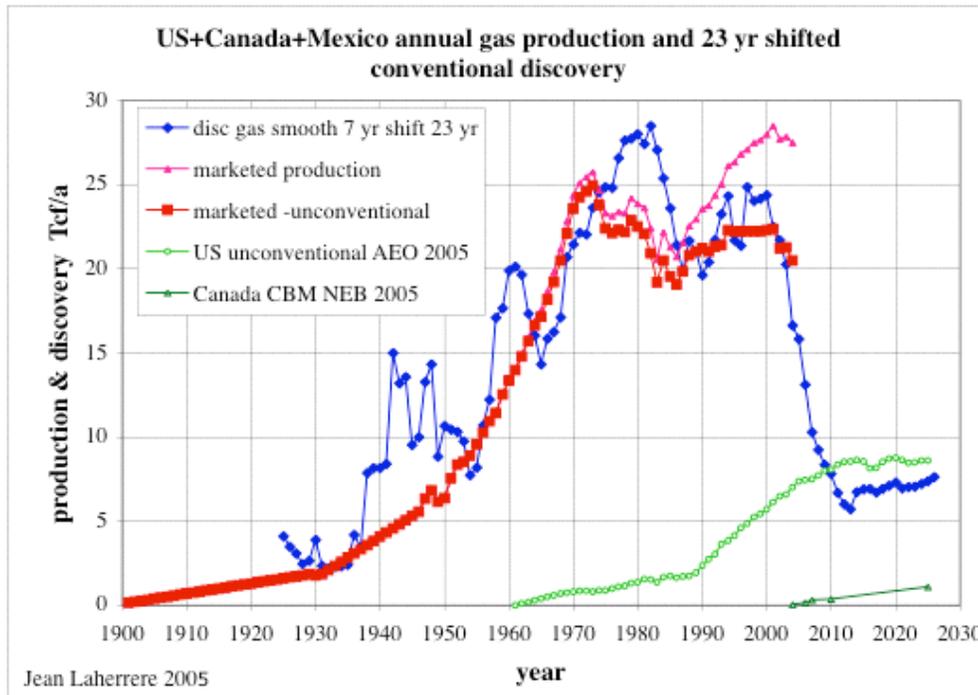
Figure 48: R/P du gaz mondial avec previsions de modeles logistiques 1950-2050



Pour le gaz, le pic mondial se situe en 2030, rendant les projets de remplacer le petrole par le GTL (tres cher) hypothetiques. Mais comme le gaz coute 10 fois plus cher a transporter que le petrole il y

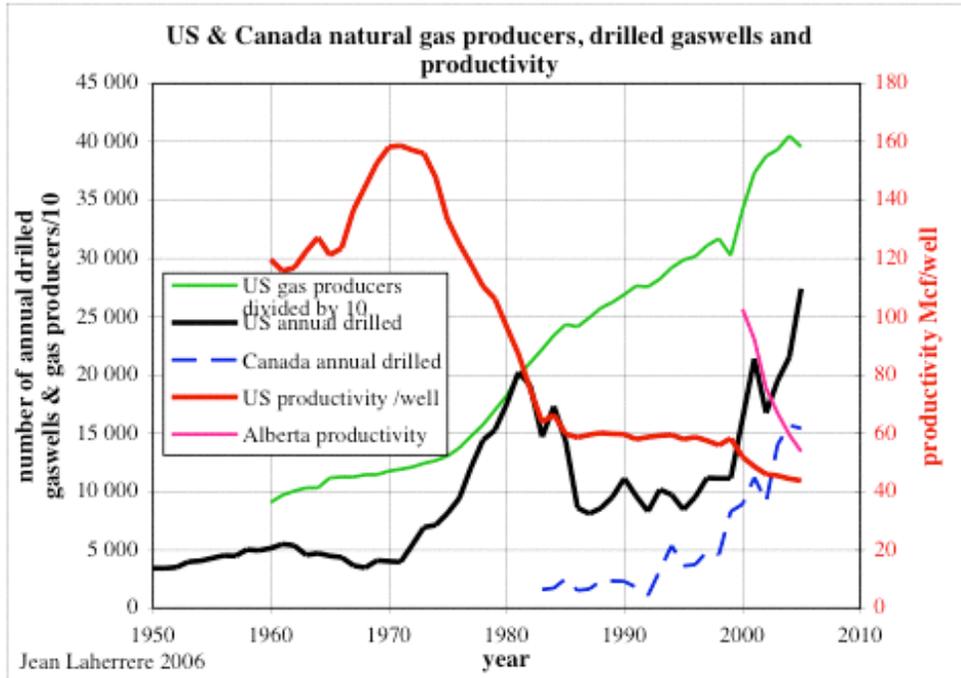
avait 3 marches de gaz: Amerique du Nord, Europe et Asie Pacifique, maintenant 4 avec l'Amerique du Sud. La penurie du gaz va se produire en Amerique du Nord plus tot que celle du petrole et les projets de terminaux de gaz liquefie fleurissent. La production du gaz conventionnel en Amerique du Nord va decliner brutalement si on compare la courbe de production avec celle des decouvertes decalee de 23 ans.

Figure 49: US + Canada + Mexico: production de gaz conventionnel et decouverte decalee de 23 ans: 1900-2030



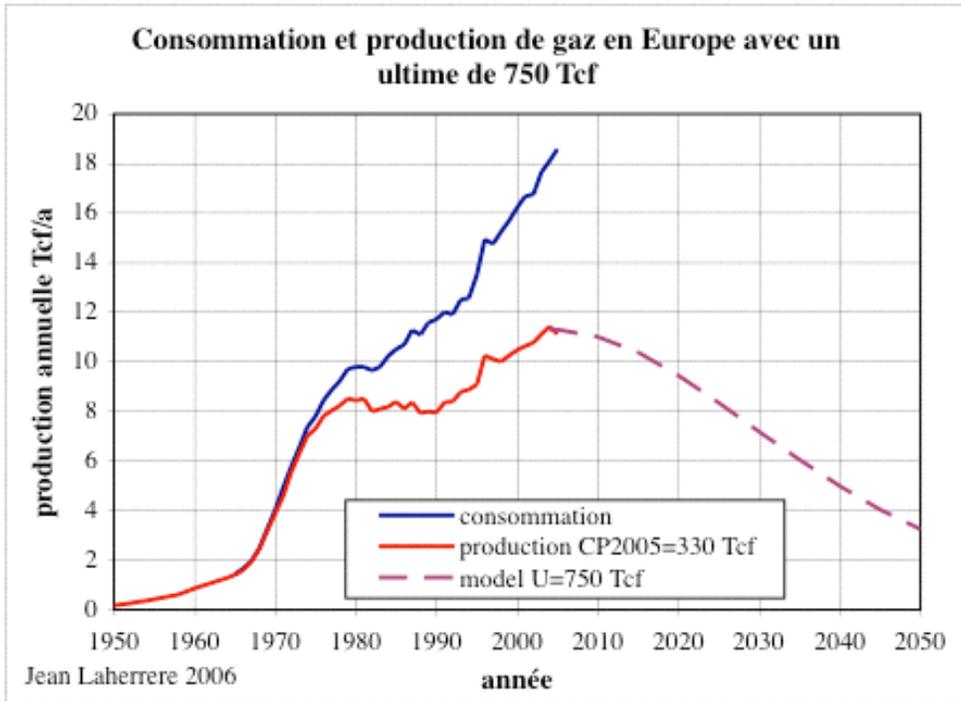
Les US sont obliges de multiplier les forages pour compenser le declin de la production par puits qui s'accelere divise par 3 depuis 1970 aux US et par 2 au Canada depuis 2000

Figure 50: US & Canada: nombre de puits producteurs de gaz, de puits fores par an et productivite par puits 1950-2005



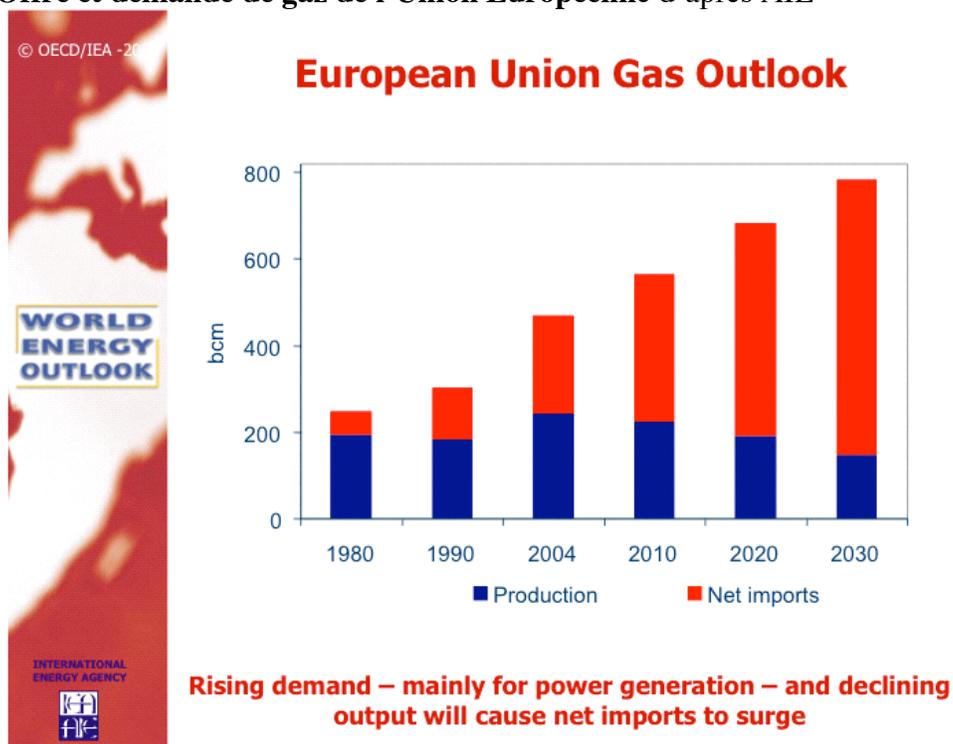
La production de gaz en Europe est au pic et l'Europe compte trop sur le gaz russe qui est surevalue sans compter les problemes d'investissements de Gazprom et les projets de Poutine qui veut prendre en 2008 la direction de Gazprom, ce qui explique les manoeuvres de Gazprom pour s'associer avec Sonatrach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

Figure 51: Europe: consommation et production annuelle de gaz pour un ultime de 750Tcf: 1930-2050



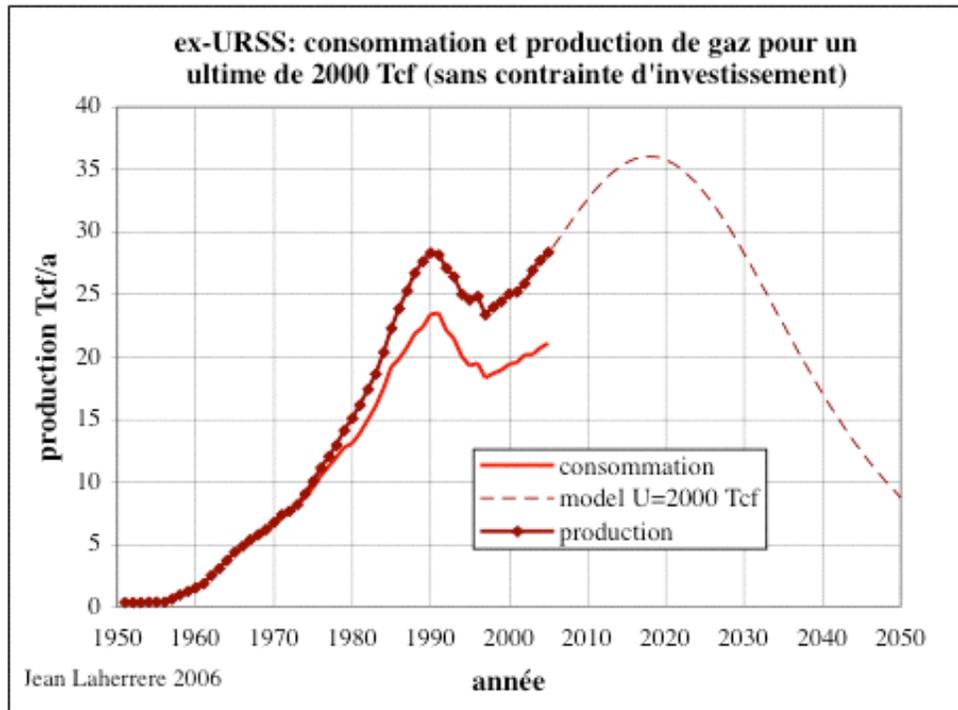
La production de gaz de l'Europe est en train de culminer d'après l'AIE et sa demande est supposée être satisfaite par les importations notamment russes et algériennes qui devraient augmenter de maintenant à 2020 de 300 G.m³ ou 10 Tcf. Mais la Norvège veut exporter du gaz vers les US

Figure 52: **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 53: **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 pour alimenter les US.. Gazprom commence des alliances avec Sonatrach pour contrôler les prix sur l'Europe, cherchant le maximum à court terme. Kiriyenko, ancien premier ministre et patron de l'agence nucléaire russe, vient de déclarer qu'il faut accélérer le nucléaire car la Russie aura épuisé ses réserves de charbon et de gaz naturel dans 50 ans.

Il y a encore dans le monde du gaz qui est torche 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! Comme d'ailleurs la disparition de bateaux et d'avions dans le mystère du Triangle des Bermudes a été attribuée à l'éruption de méthane à partir des hydrates!

-Charbon

Au cours des temps géologiques, moins de 1 % de la matière organique (biomasse) a été enfouie dans le sol, ou a sédimenté au fond des lacs et des océans. Elle s'est ensuite transformée en kérogène, puis en combustibles fossiles : pétrole, gaz naturel ou charbon.

Les réserves de charbon sont estimées d'une façon hétérogène par les pays et il est difficile d'avoir une évaluation mondiale. En effet la qualité des charbons est très variable suivant sa "cuisson" allant de la tourbe (<50% de carbone et 12 GJ/t) à l'antracite (93-97 % de carbone et 34 GJ/t). Il faut donc convertir les volumes et tonnages en énergie équivalente (souvent la tonne équivalente pétrole). Il n'y a pas de consensus sur les définitions et les méthodes d'estimation. Les définitions des NU sont ambiguës et non suivies. De plus il n'y a pas d'organisme d'espionnage qui rassemble les données en essayant de les rendre homogènes. Le CME publie les réserves par pays sans faire le bilan global. Il y a confusion suivant les motivations entre réserve et ressources: voir graphique 17 sur la production et réserves de charbon en France.

Le BGR ne prend en réserves que le charbon à moins de 1500 mètres de profondeur à terre, considérant que le charbon profond et en mer a un bilan énergétique négatif, ce n'est pas une question de prix, mais d'énergie investie en comparaison avec l'énergie récupérée.

Le charbon est très polluant, ayant dans ses fumées de nombreux produits toxiques dont de l'uranium et il est dit qu'un Américain reçoit plus de radiations près d'une centrale à charbon que près d'une centrale nucléaire (McBride et al 1978). Il y a depuis des décennies en Chine des mines de charbon en feu qui brûlent 120 Mt/a émettant 2 à 3 % du CO₂ mondial! En Australie la "Burning Mountain" est du charbon qui brûle depuis plus de 5000 ans.

Plus loin les prévisions de production de charbon, en prenant les estimations de réserves du Bureau de Géosciences en Allemagne BGR, est pour un pic (sans contrainte autre que l'offre) vers 2050.

-Inventaire des Ressources en énergie d'après les BGR= Bureau de Géosciences en Allemagne

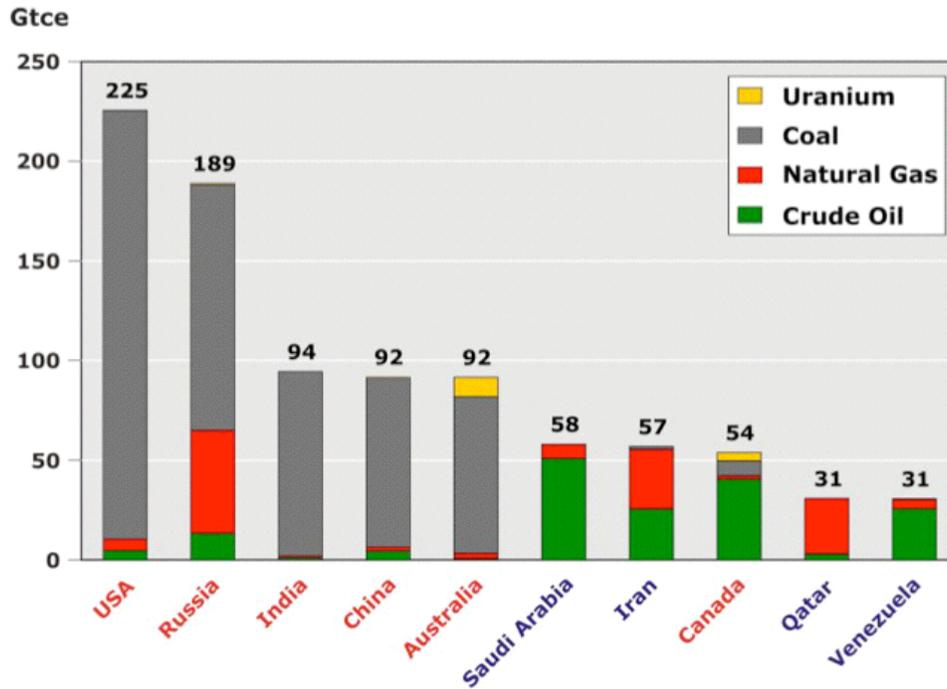
Le Bureau de Géosciences en Allemagne BGR est le seul organisme qui fasse régulièrement un inventaire complet et homogène des ressources de la planète. Le Conseil Mondial de l'Énergie ne fait que rassembler les estimations nationales qui sont très hétérogènes, mais ne fait pas le total mondial

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

Le classement des 10 premiers pays en combustibles fossiles est donné dans le graphique suivant. On voit l'importance du charbon pour les 5 premiers pays les plus riches en combustibles fossiles, car l'Arabie Saoudite est un petit sixième après l'Australie!

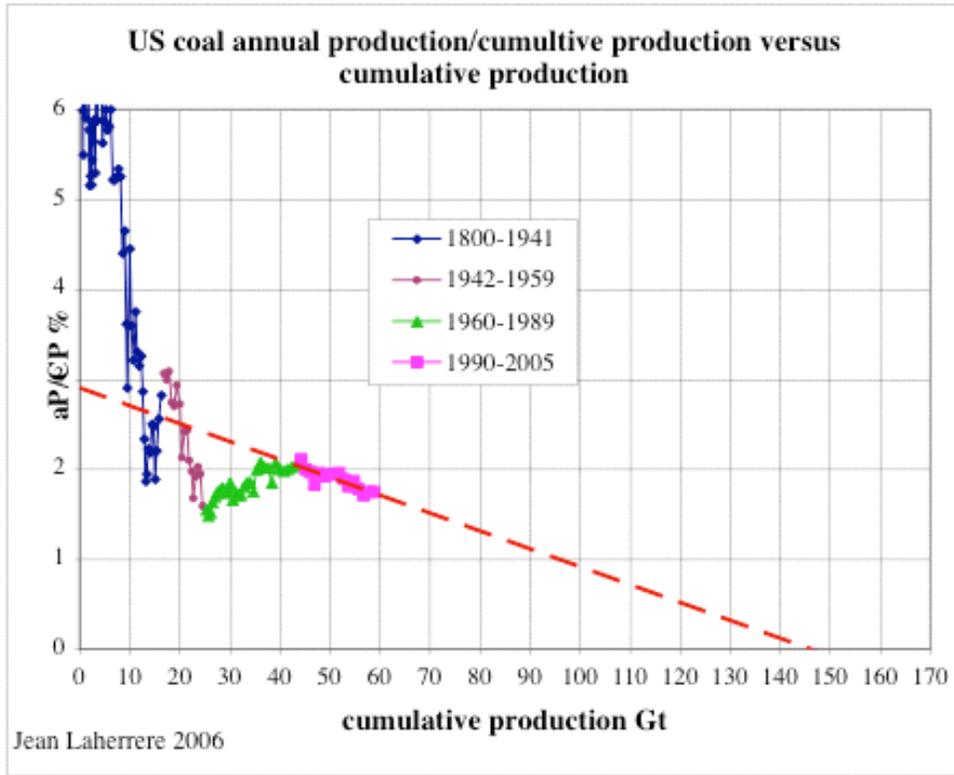
Figure 54: **BGR: Reserves restantes de combustibles fossiles en 2004 pour les pays les plus dotés en Gtec**



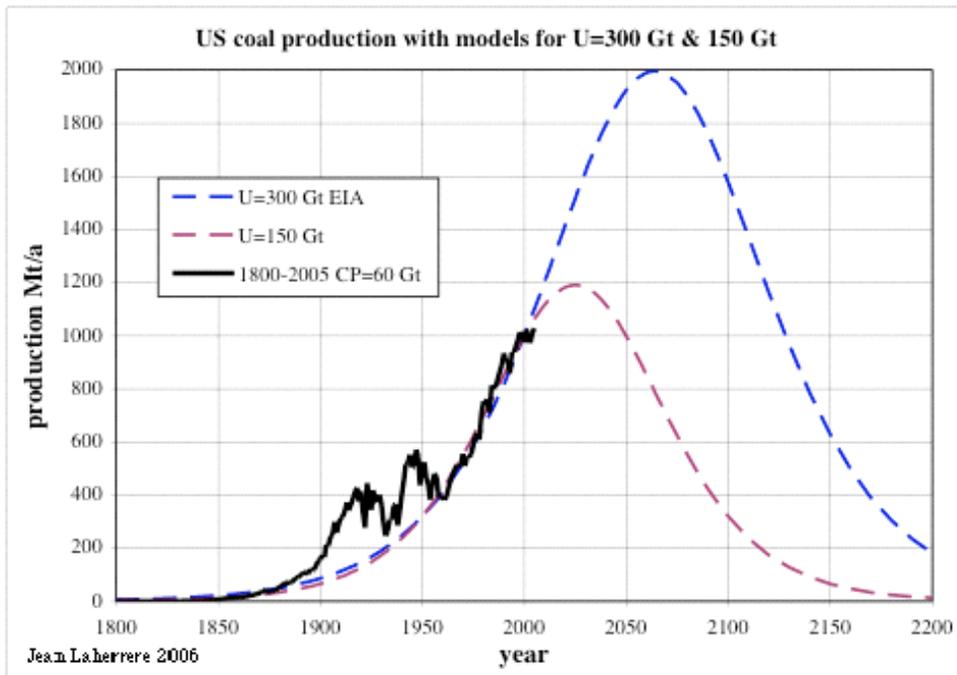
Les US sont le Moyen-Orient du charbon! Mais Gregson Vaux (2003) estimait que les réserves US de charbon sont de 33 ans (utilisant un modèle trop simple et triplant les productions en 33 ans = 4%/a!) contre 250 ans pour les estimations officielles (240 ans pour BP Review).

En prenant l'estimation de réserves de l'USDOE de 245 Gt (280 Gt BGR) plus la production cumulée de 58 Gt on obtient un ultime de 300 Gt, mais le pourcentage de la production annuelle sur production cumulée montre une extrapolation depuis 1990 en fonction de la production cumulée qui tend vers un ultime possible à 150 Gt. Cette estimation est très imprécise car la courbe décroît depuis 1942 puis croît en 1960 et décroît depuis 1990.

Figure 55: **charbon US: pourcentage production annuelle sur production cumulée versus production cumulée 1800-2005**



La production de charbon americaine depuis 1800 a 2005 (1 Gt en 2005) est donc modelisee avec les deux ultimes 150 Gt et 300 Gt, donnant un pic en 2025 a 1,2 Gt/a et en 2065 a 2 Gt/a .
 Figure 56: **charbon US: production 1800-2200 pour ultimes de 150 Gt et 300 Gt**

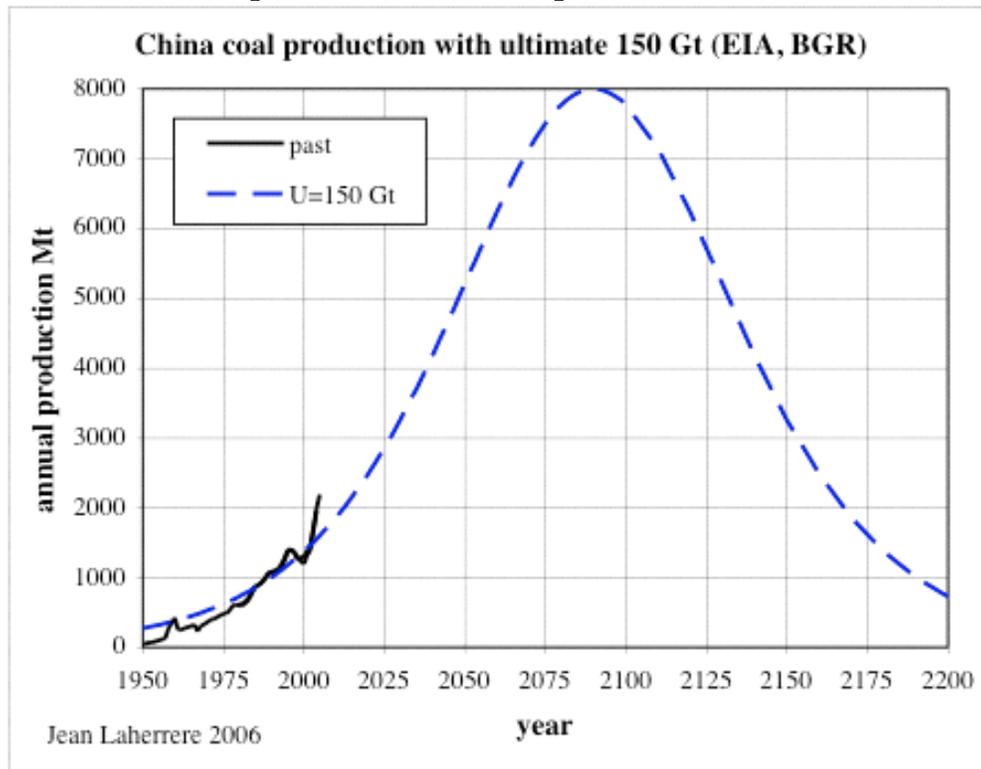


La production de charbon devrait donc culminer entre 2025 et 2065 s'il n'y a pas de contraintes en dehors des réserves. Les US prévoient de construire 150 centrales à charbon (100 GW 140 G\$) en addition des 1500 existantes (50% vieilles de >35 ans) qui fournissent la moitié de l'électricité du pays (nucléaire 20%, gaz 18%, hydraulique 7%). Mais les mines de charbon ont du mal à s'étendre car les conditions deviennent plus difficiles et les pressions augmentent pour réduire le CO₂ aux US.

La Chine a des réserves estimées à 115 Gt par BGR et EIA avec une production cumulée jusqu'en 2005 à 39 Gt, soit un ultime de 150 Gt environ.

La production devrait atteindre un pic de 5 Gt/a (2 Gt/a en 2005) en 2060 s'il n'y a pas de contraintes autres que l'offre, ce qui est improbable. Le pic sera un plateau ondulé

Figure 57: **charbon en Chine: production 1960-2140 pour ultime de 150 Gt**

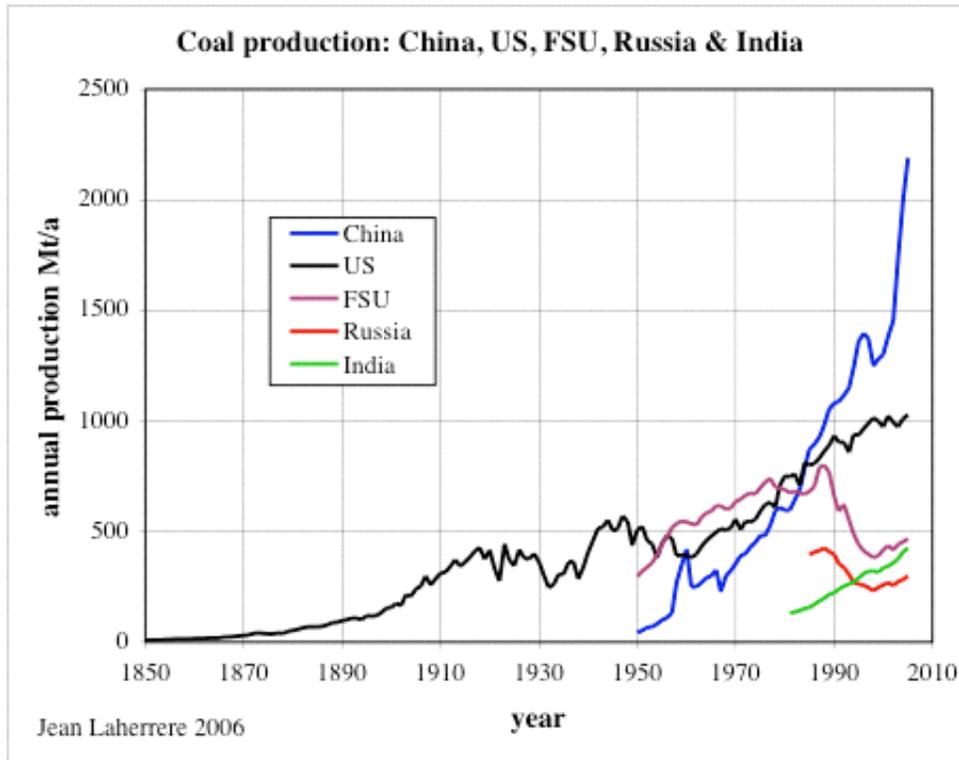


La Chine ajouterait une centrale à charbon par semaine (?). Mais la production aura du mal à suivre. En 1990 une bonne partie des mines locales ont été fermées car très dangereuses. Le nombre de tués dans les mines est de l'ordre de 6000 morts par an depuis longtemps. En plus la Chine est en train de construire des usines pour CTL (coal to liquid) pour satisfaire ses besoins en huile. En 2004 les centrales électriques au charbon ont manqué de combustible à cause des liaisons ferroviaires insuffisantes, ce qui a causé l'augmentation massive de consommation de pétrole car les usines se sont équipées de groupes électrogènes pour pouvoir produire les produits chinois vendus dans le monde entier. La Chine a besoin de son charbon mais n'a pas réussi à mettre en place les équipements nécessaires pour une production satisfaisant ses besoins futurs.

Dans l'inventaire BGR, les Russes arrivent en second (>500 ans de charbon pour BP Review) mais Kiriienko (ex-premier ministre et patron agence nucléaire russe) vient de déclarer que leurs réserves de charbon et de gaz seraient épuisées dans 50 ans!

La comparaison des productions passees pour Chine, US, FSU et Russie montre que les croissances sont fort differentes. Les previsions doivent se contenter de l'estimation incertaine des reserves et ressources et donc sont peu fiables.

Figure 58: **production de charbon en Chine, US, ex-URSS, Russie et Inde**



Pour terminer cette inventaire sur le 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? L'Arabie Saoudite consomme 25 Mb/d d'eau provenant d'usines de dessalement et c'est pour cela qu'ils ont ouvert l'exploration du gaz a Shell et Total (le potentiel a decouvrir de petrole est faible). On comprend pourquoi on lit maintenant que l'Arabie Saoudite veut des centrales nucleaires.

-Uranium et thorium

L'uranium est le combustible des usines nucleaires et seul l' U^{235} qui ne fait que 0,7% du mineral est fissible, le reste soit l' U^{238} (une tres faible partie dite fertile est transformee en plutonium) est considere comme un dechet. Le thorium est plus abondant que l'uranium mais non fissible n'est pas encore utilise dans les reacteurs actuels. Il faut faire appel a une nouvelle generation de reacteurs pour avoir acces a ses reserves. Alors les reserves sont multiplies par un facteur 60. Il y a des reserves abondantes d'uranium dans les phosphates mais les problemes d'environnement sont immenses et aussi un volume gigantesque d'uranium dissous dans l'eau de mer (ainsi que d'or). Les Japonais ont reussi a concentrer une livre d'uranium en draguant la mer avec des filtres speciaux mais ce n'est qu'une experience scientifique.

L'uranium a ete forme il y a 6 Ga avant la formation de la Terre et se trouve dans de nombreuses roches eruptives, metamorphiques ou sedimentaires. C'est donc un combustible fossile mais il est souvent exclus du terme combustibles fossiles qui recouvrent alors seulement le charbon, petrole et gaz. Ce que nous avons fait dans nos previsions qui suivent car les previsions de production

d'électricité nucléaire sont trop incertaines pour de nombreuses raisons. De plus il y a de gros problèmes dans la conversion en unité d'énergie équivalente (le joule ou la tep= 42 MJ), suivant les rendements des autres énergies. [La France a changé ses conventions en 2001](#) pour s'aligner sur l'AIE faisant passer la part du nucléaire en énergie primaire de 31 % à 39 % (voir NB figure 63) et celle de l'hydraulique, éolien et photovoltaïque de 2,5% à 6,9 %! Le rendement d'une centrale nucléaire est prise à 33% alors que Total prend 40% et le CME 38,6 %!

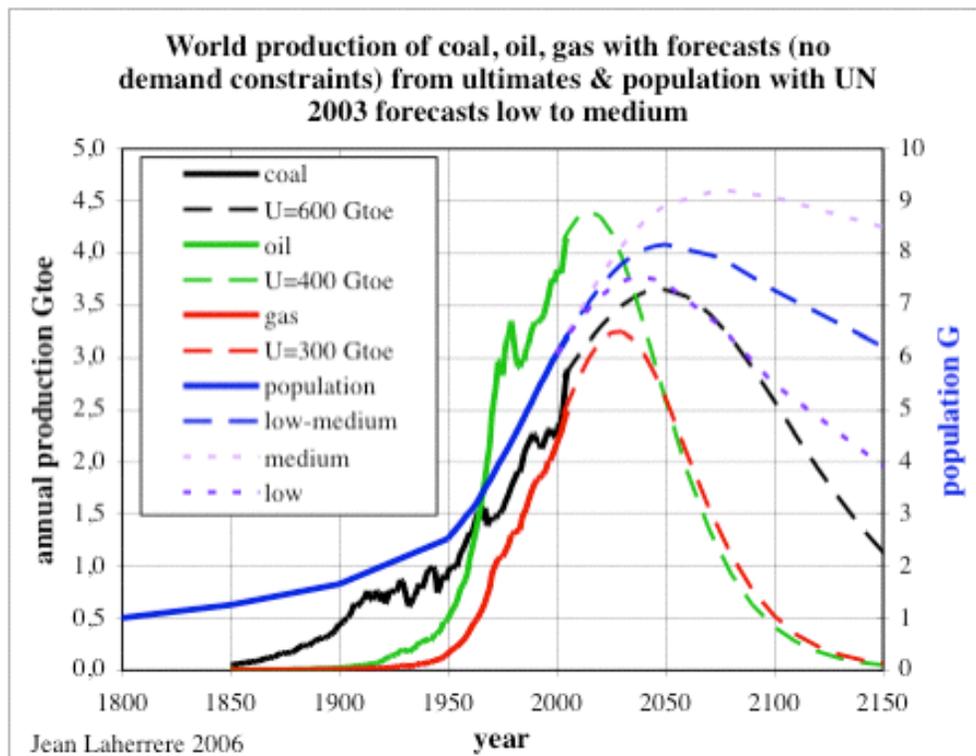
Les réserves dites prouvées d'uranium sont de l'ordre de 4 Mt mais les réserves espérées seraient de 15 Mt (le coût du combustible ne représente que 15% du coût total et l'uranium cher est assez abondant), ce qui permet seulement d'alimenter les réacteurs actuels jusqu'en 2035 (Rogeaux Club de Nice 2005) sans pénurie d'énergie si la demande augmente de 1.5%/a. Il faut donc très vite rendre les réacteurs de la 4e génération opérationnels pour avant 2035.

-Prévisions des combustibles fossiles: charbon, pétrole, gaz

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

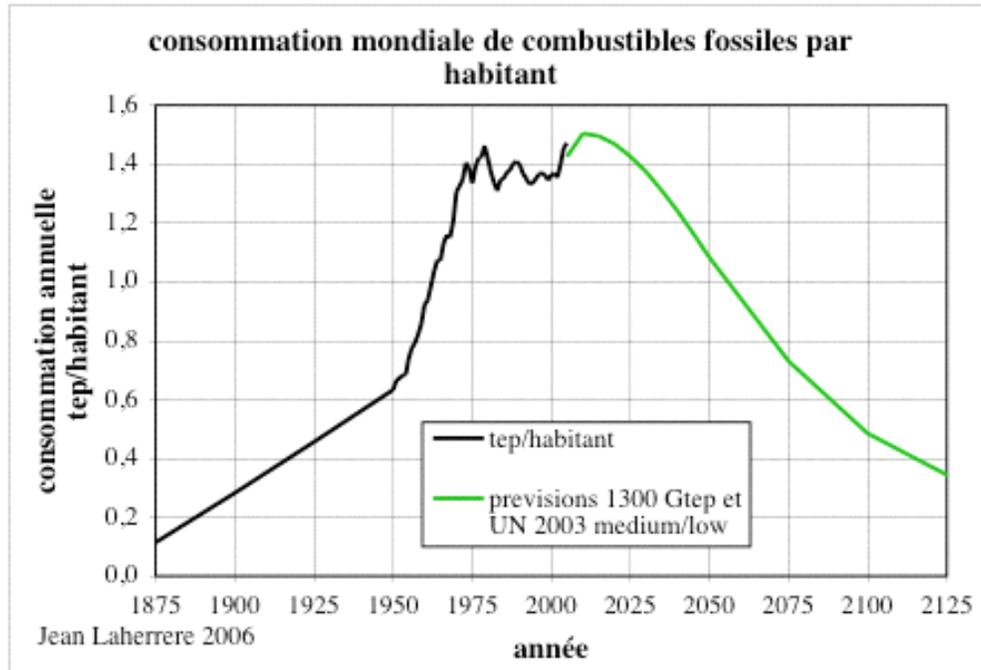
Figure 59: **Production mondiale annuelle de charbon, pétrole et gaz & population 1800-2150**



La production mondiale (=consommation) de combustibles fossiles(charbon, pétrole et gaz) par habitant (hypothèse NU medium/low) montre que la consommation sera de 1,4 tep/hab de 1975 à 2025 ensuite chute en 2050 à 1 tep et en 2100 à 0,5 tep. Il faudra donc dès 2025 des énergies

renouvelables et du nucléaire en quantité importante, les investissements doivent se préparer des maintenant

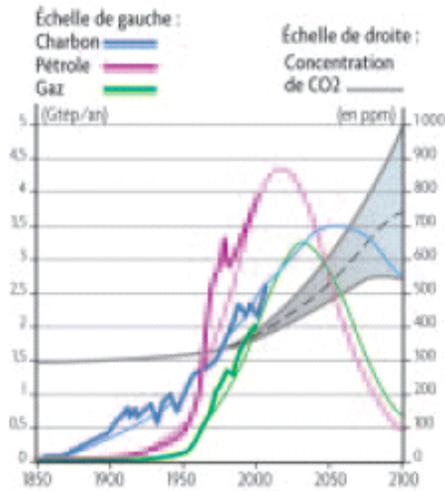
Figure 60: **consommation mondiale annuelle de combustibles fossiles par habitant**



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.

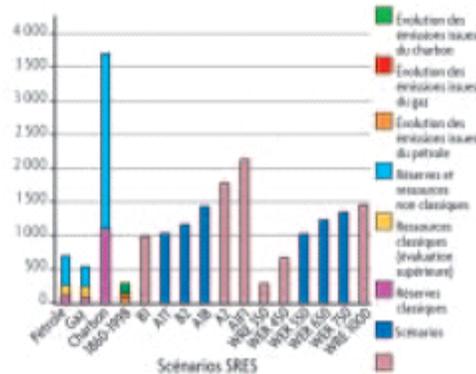
Figure 61: **Graphique Mocilnikar 2006 avec courbes Varet et hypotheses du GIEC**

Pétrole, gaz naturel & charbon
& pic de pétrole en fonction
des émissions de CO₂



Source : Jacques Varet, La Géothermie.
Orléans : BRGM (coll. Enjeu des géosciences), 2004

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.

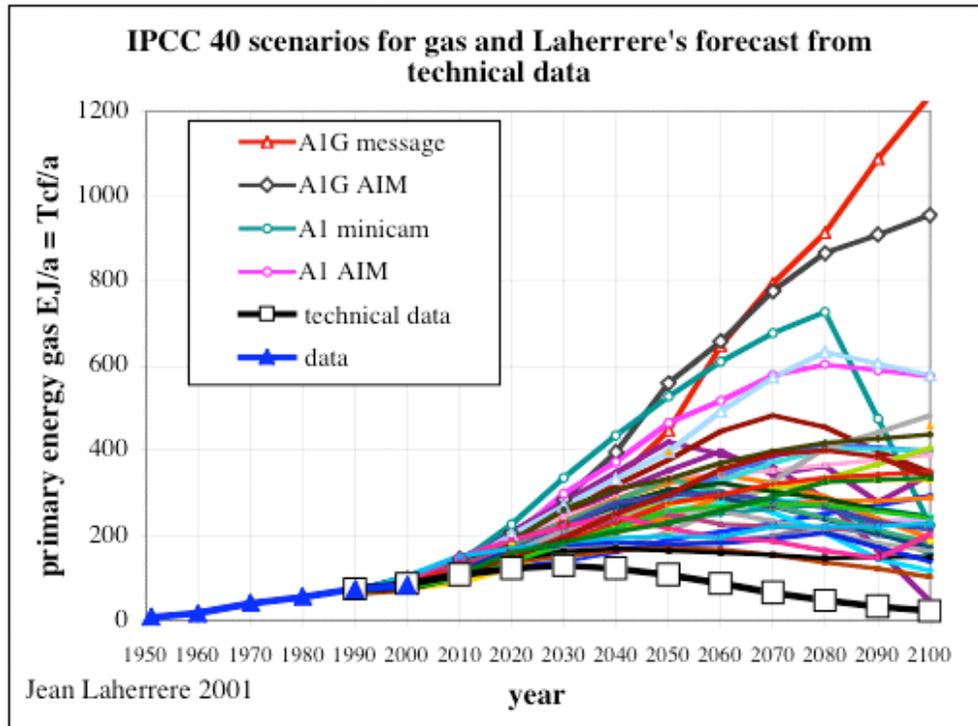


.Source : IPCC

Le graphique Varet (qui reproduit mon graphique prévisions des combustibles fossiles 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 réserves et ressources (maximum qui est hautement improbable 5%?) du graphique GIEC totalisent 1300 Gtc pour les réserves conventionnelles, 300 Gtc pour les ressources conventionnelles et 3400 Gtc pour les réserves et ressources non conventionnelles, 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 réserves fossiles qui va permettre la stabilisation des concentrations de CO₂ semble en contradiction avec le graphique de Varet.

Les 40 scénarios (SRES conçus par IIASA) du GIEC sont irréalistes comparés aux données techniques, ce que j'ai montré au workshop de IIASA en 2001

Figure 62: IIASA scénarios (rapport GIEC2001) de la consommation de gaz comparés aux données techniques



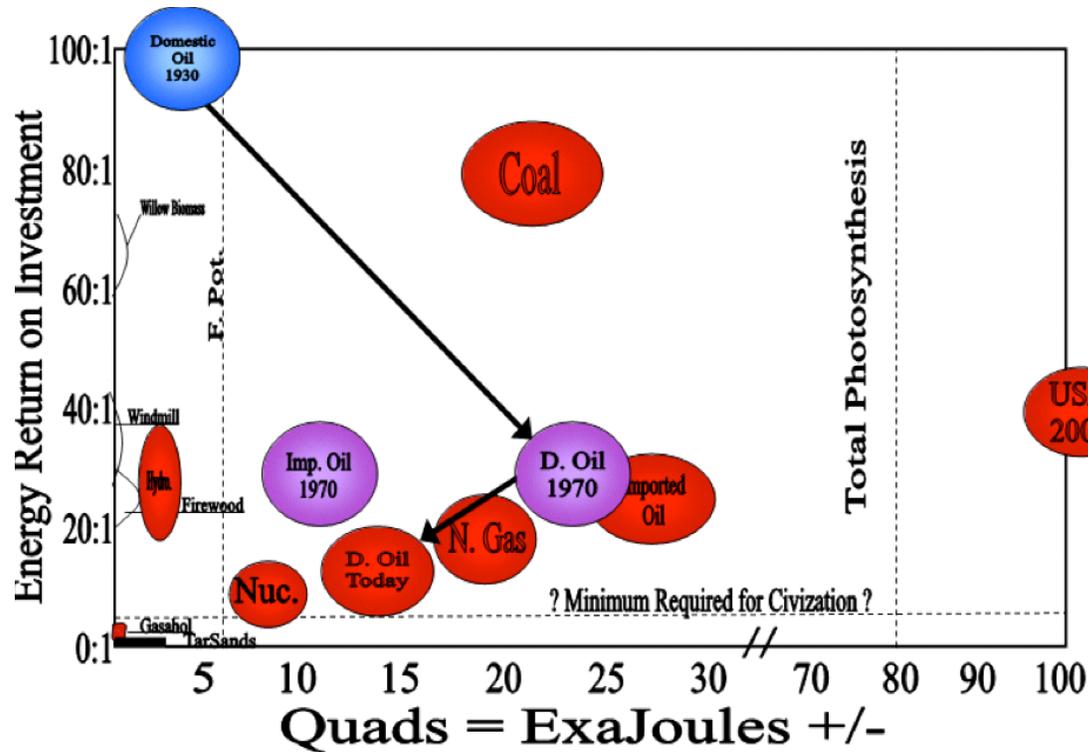
Le prochain rapport GIEC 2007 utilise les memes scenarios energetiques irrealistes de 2001 et va donc donner les memes resultats, puisqu'un modele ne peut transformer de mauvaises hypotheses en resultats valables! **GIGO = garbage in, garbage out.** Le rapport de Stern qui vient de sortir en Angleterre ne mentionne meme pas ses scenarios! De plus Stern reprend une declaration du GIEC qui dit que le rechauffement global depuis 50 ans (en ajoutant au moins) est du en majorite a l'activite humaine, mais le rechauffement global n'est que depuis 30 ans, car de 1945 a 1975 il y a eu refroidissement!

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



Les sables bitumineux sont estimés avoir un rapport inférieur à 1, ce qui semble douteux, car la production a été sans subvention depuis 40 ans!

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 énergétiques et gaz à effet de serre des filières 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.

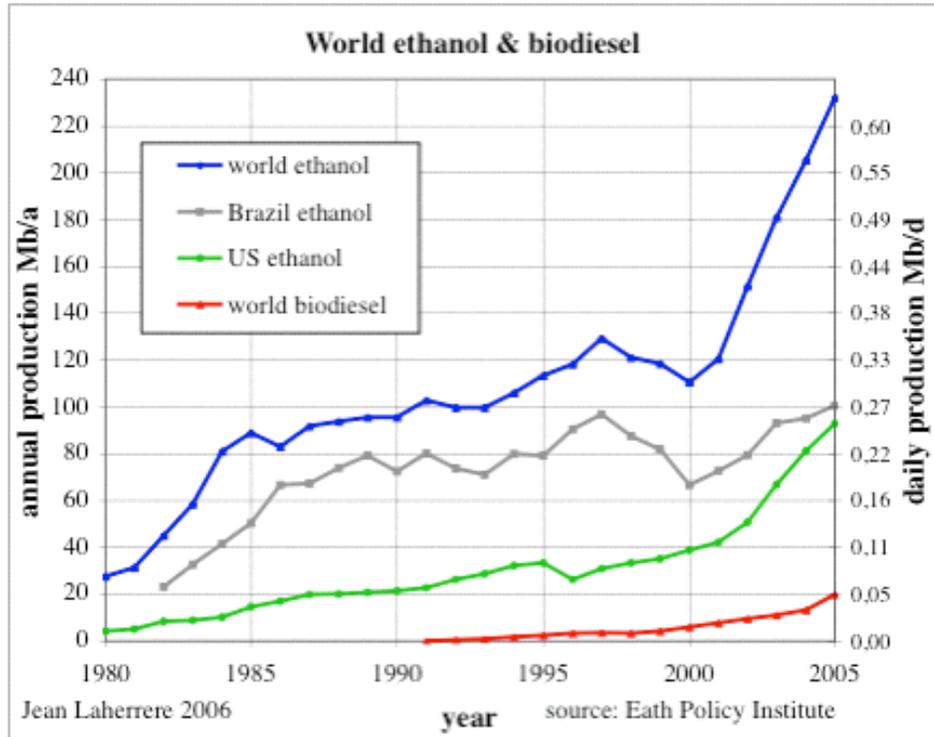
- Le rendement énergétique des filières **ETBE de blé et betterave** est voisin de 1 contre un rendement de la filière **MTBE** de 0,76.

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

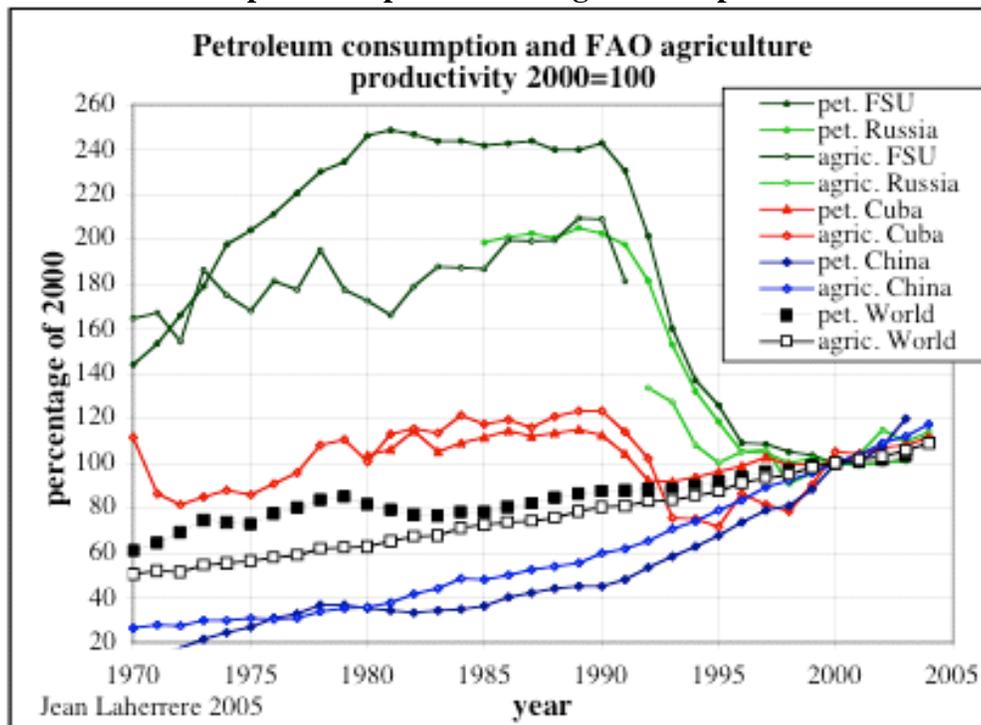
Cette étude est très incomplète et ne couvre qu'un domaine restreint. Elle arrive à des résultats aberrants, disant que l'essence et gazole ont un bilan négatif alors que le biocarburant a un bilan positif, cela vient à dire que les pétroliers devraient être en faillite et que les biocarburants n'ont 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 64: **Production mondiale de biocarburants 1980-2005**

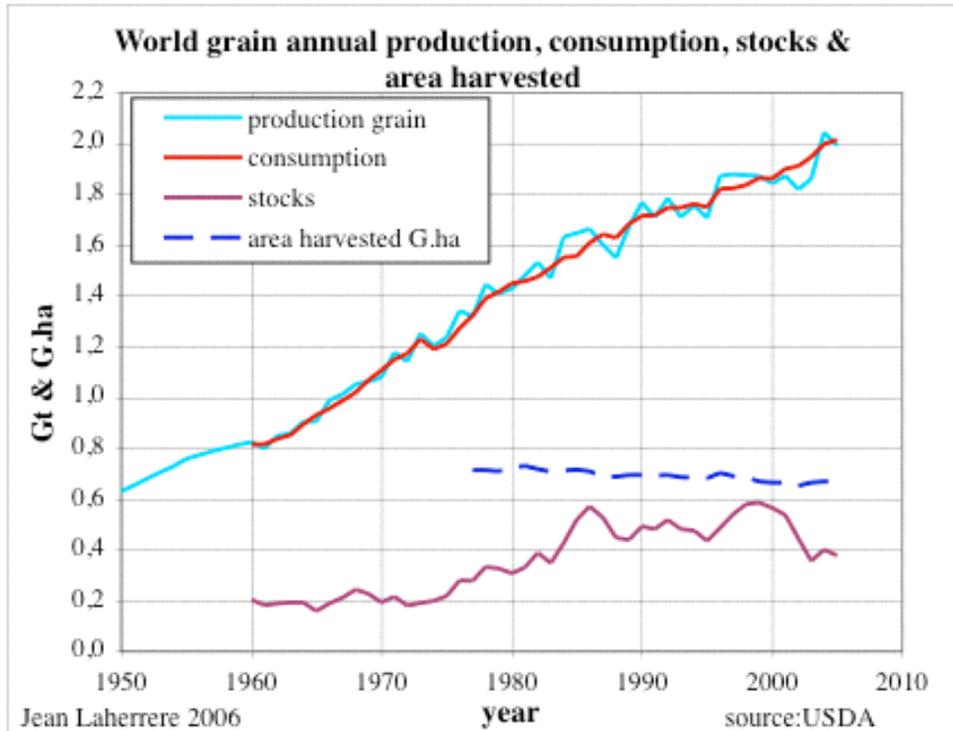
La productivité de l'agriculture varie avec la consommation de pétrole (tracteurs, engrais et pesticide). L'agriculture transforme le pétrole en nourriture!

Figure 65: **Consommation de pétrole et productivité agricole d'après FAO 1970-2004**

Quand le prix du pétrole augmente, il faut augmenter le prix des produits agricoles, c'est aux consommateurs de payer et non aux contribuables.

Depuis 1985 la production mondiale de grain croît moins 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 66: **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!

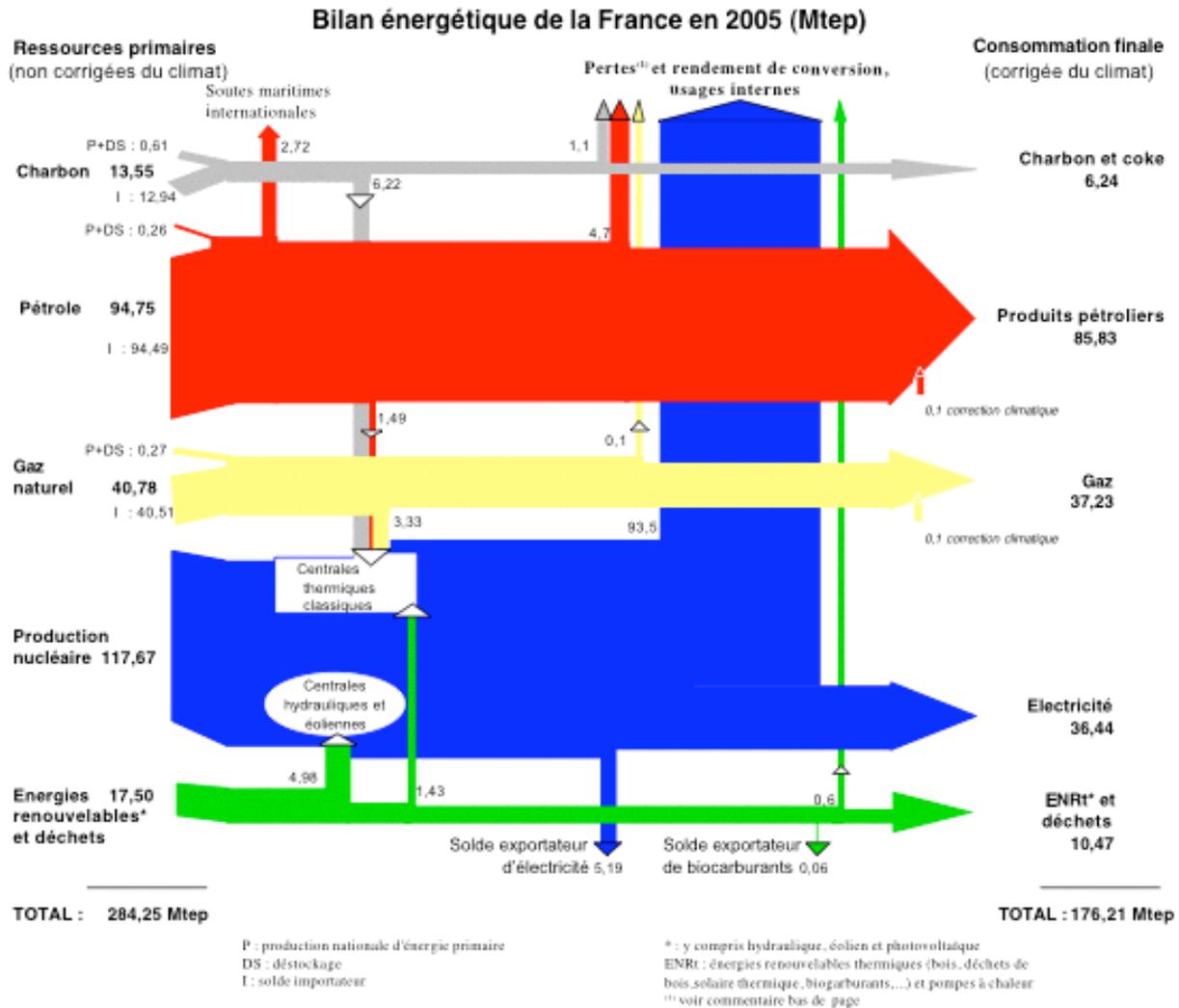
-Energie primaire

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 par 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 67: **flux d'energie en France en 2005 de primaire 284 Mtep a finale 176 Mtep**

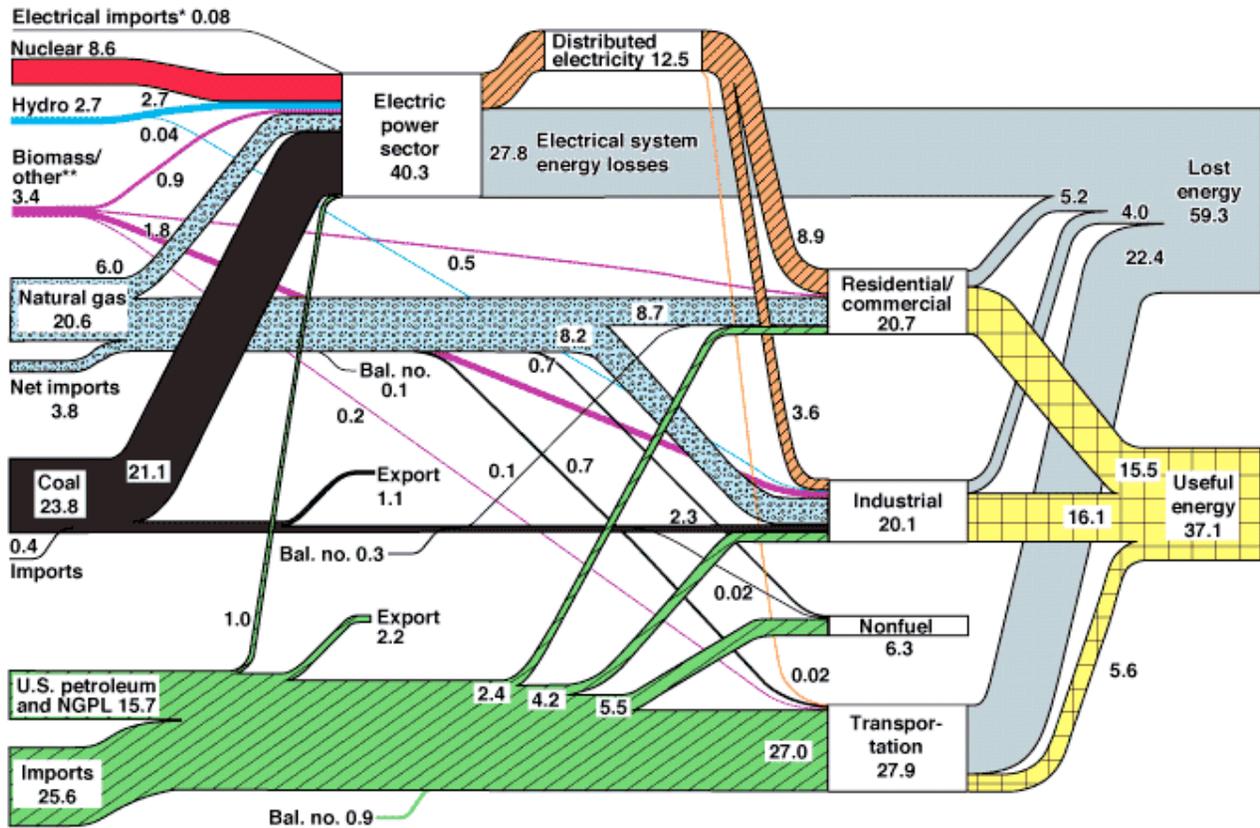


il est écrit: Pertes 1: “l’importance des pertes dans le domaine de l’énergie tient largement au mode de calcul adopté depuis 2002 par l’Observatoire de l’Energie: l’électricité d’origine nucléaire est comptabilisée, au niveau de la production, en termes de chaleur, dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique”

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 68: 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*.

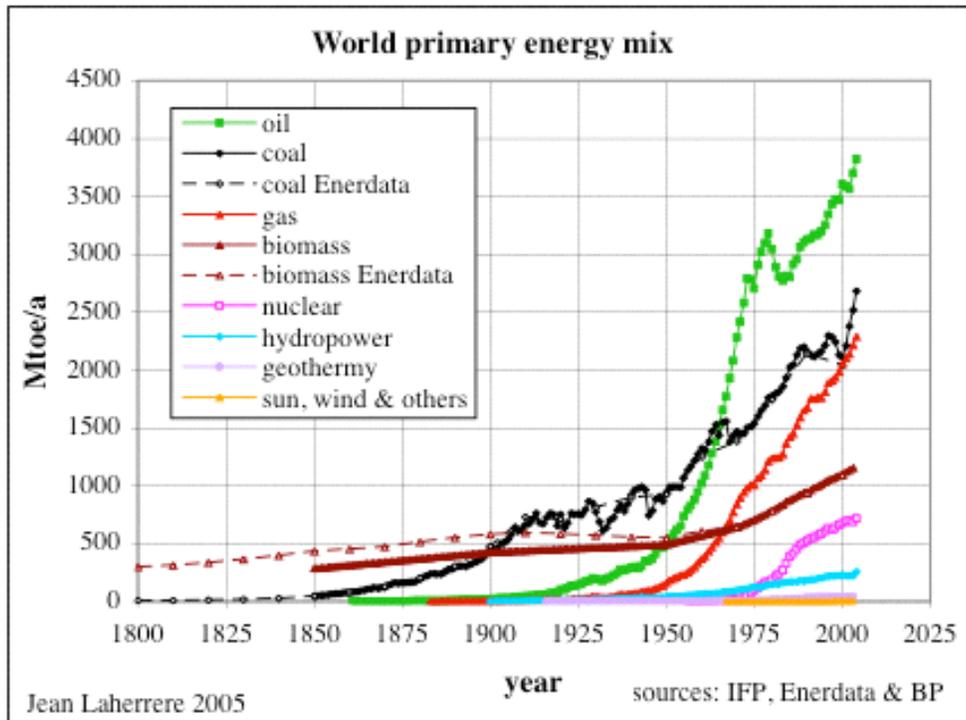
*Net fossil-fuel electrical imports.

**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. Le graphique suivant indique qu'à part la biomasse le monde n'avait pas d'autre énergie avant 1850, mais un Grec de l'antiquité possédait en moyenne cinq esclaves, alors qu'un ménage moderne avec un compteur électrique de 6 kW possède l'équivalent énergétique de 36 esclaves. On comptabilise l'énergie de la voiture pour se déplacer avec un moteur qui est exprimé en cheval-vapeur, mais si on y va à pied ou à cheval (son travail par heure est proche de 1 kWh), rien n'est comptabilisé: mais la nourriture est de aussi de l'énergie!

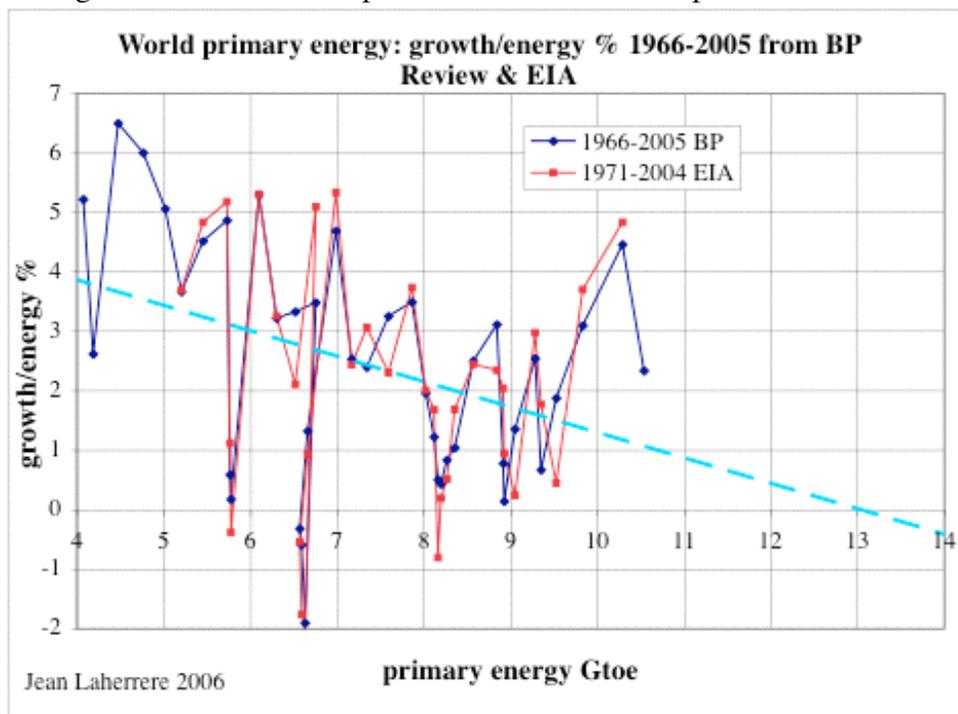
Figure 69: [Énergie primaire mondiale 1850-2004](#)



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

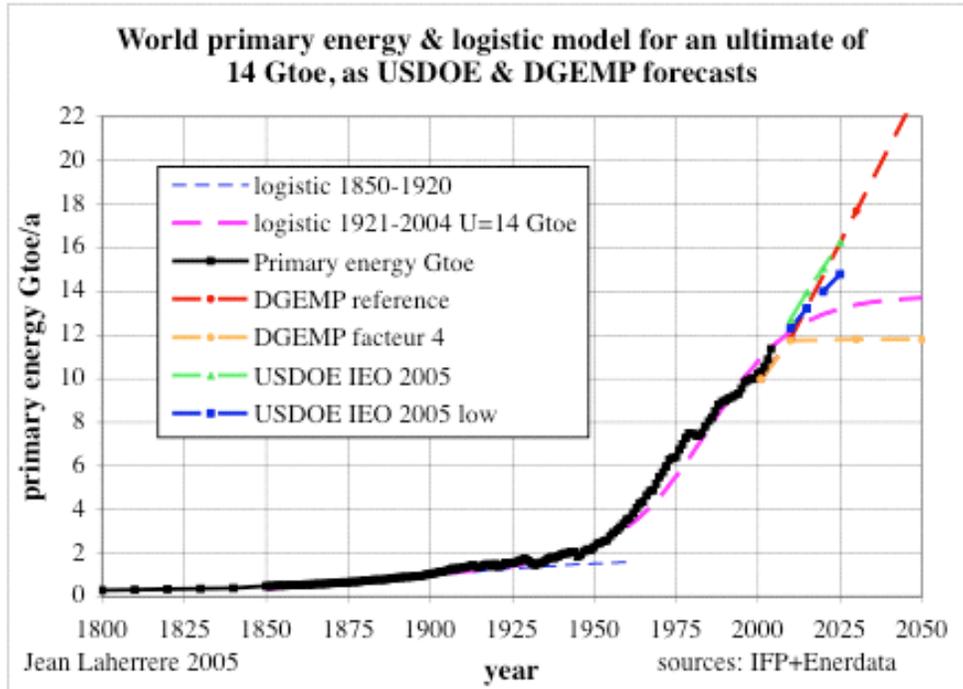
L'énergie primaire mondiale tend vers une asymptote à 14 Gtep d'après l'extrapolation de 1950 à 2002; les années 2003-2004 seront-elles exceptionnelles?

Figure 70: **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

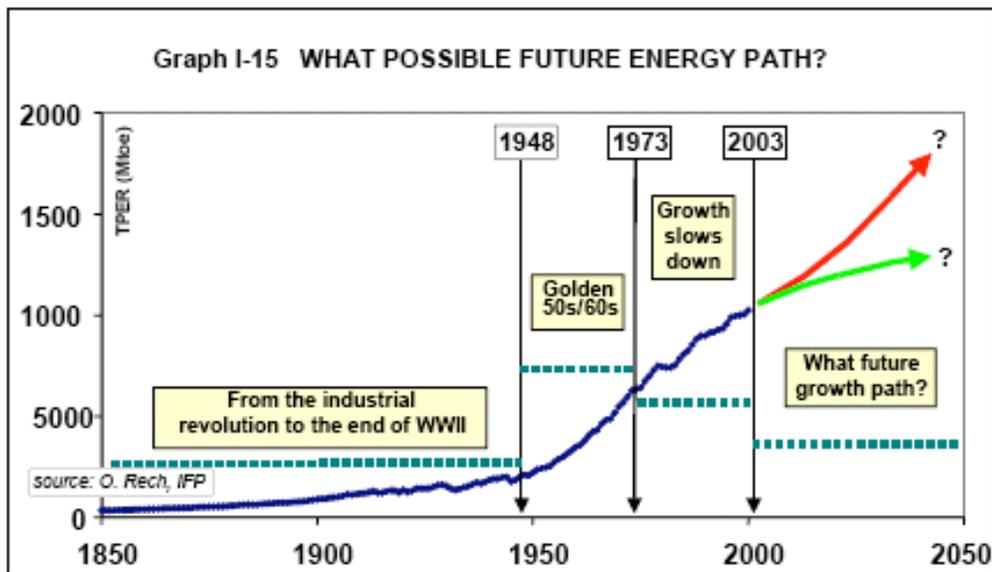
Figure 71: **Energie primaire mondiale: previsions d'un modele logistique, USDoE & DGEMP**



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

Le rapport 2003 du Conseil Mondial de l'Energie montrait les 2 possibilites en insistant sur le fait que la concavite a change de puis le choc petrolier

Figure 72: **Energie primaire mondiale: previsions du Conseil Mondial de l'Energie 2003**



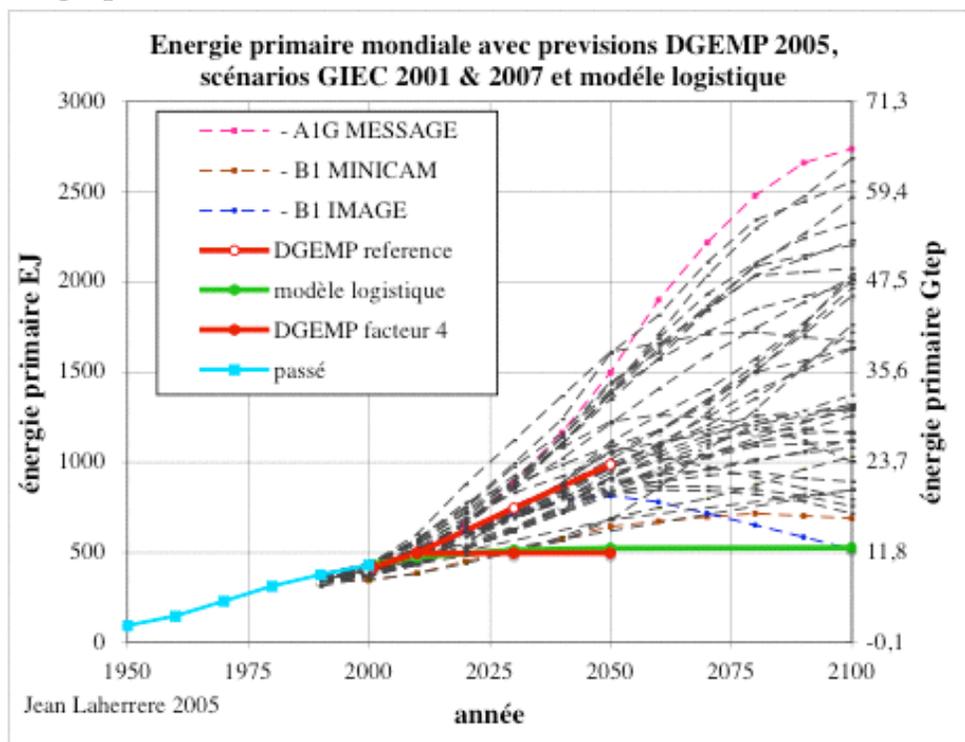
(echelle en Mtep ajouter un zero a 1000 et au dela)

Il est évident que pour satisfaire les besoins de l'humanité qui dans sa majorité manque d'énergie alors qu'une minorité la gaspille, il vaudra faire appel à toutes les énergies sans aucun a priori idéologique. Toutes les énergies sont dangereuses, notamment le gaz.

Mais il faut se méfier des grandes déclarations et des vœux pieux. L'hydrogène a un lourd passé (premier moteur à combustion interne en 1805) et n'est qu'un vecteur comme l'électricité. L'hydrogène est handicapé par sa difficulté à être stocké pour le transport (comme l'électricité). L'éolien et le PV ne peuvent guère dépasser 20% de la fourniture d'électricité, sinon ils ont besoin de centrales de complément (thermiques). Les biocarburants sont limités par la production agricole qui plafonne et qui dépend des hydrocarbures. **Il faut donc en premier lieu s'attaquer aux économies d'énergie.** L'obésité est un fléau plus grand que la famine et 25% de la nourriture est jetée en France (50% aux US). Pour cela il faudra un jour changer de mode de vie. Vivre localement et avoir d'autres buts que les vacances en Thaïlande.

Le rapport GIEC (groupe intergouvernemental sur l'étude du climat) 2001 est basé sur 40 scénarios énergétiques (SRES) qui sont des vœux pieux conçus par IIASA qui ignore le passé et les réalités industrielles. Les scénarios d'énergie primaire du GIEC sont comparés avec les scénarios DGEMP et les prévisions techniques

Figure 73: **Energie primaire mondiale: 40 scénarios du GIEC 2001 & 2007 avec DGEMP**

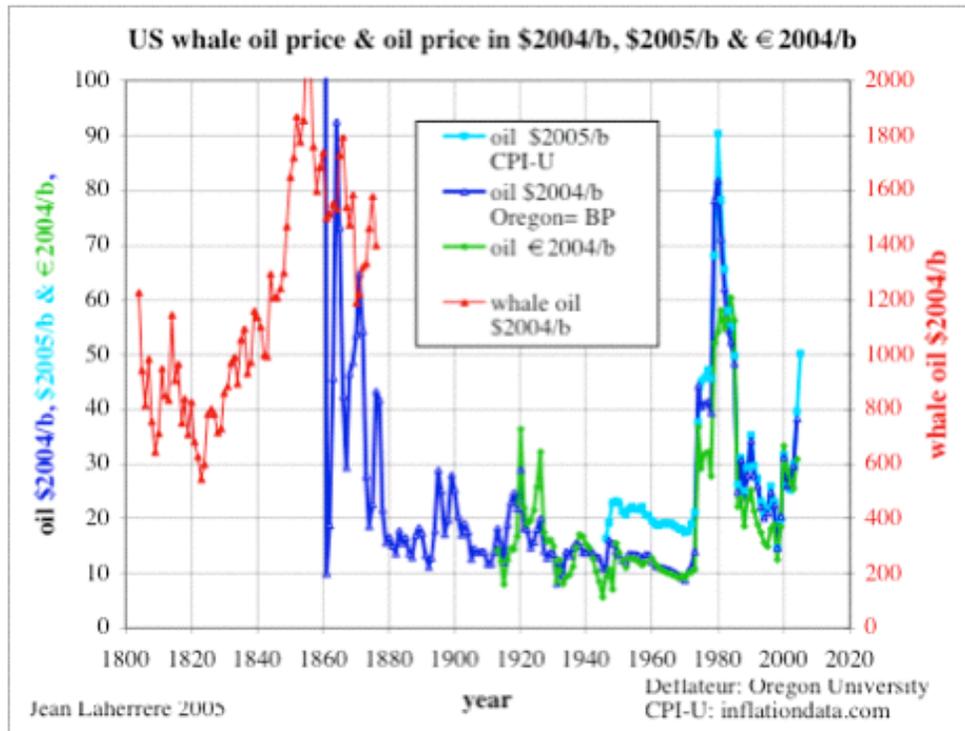


Prévoir en 2100 une énergie primaire 6 fois celle de 2005 semble bien utopique en face des ressources et des réticences sur le nucléaire. Mais ces scénarios primés de 1998 ont été conservés pour le rapport GIEC de 2007, qui sera comme le précédent **GIGO = garbage in, garbage out!**

-Prix

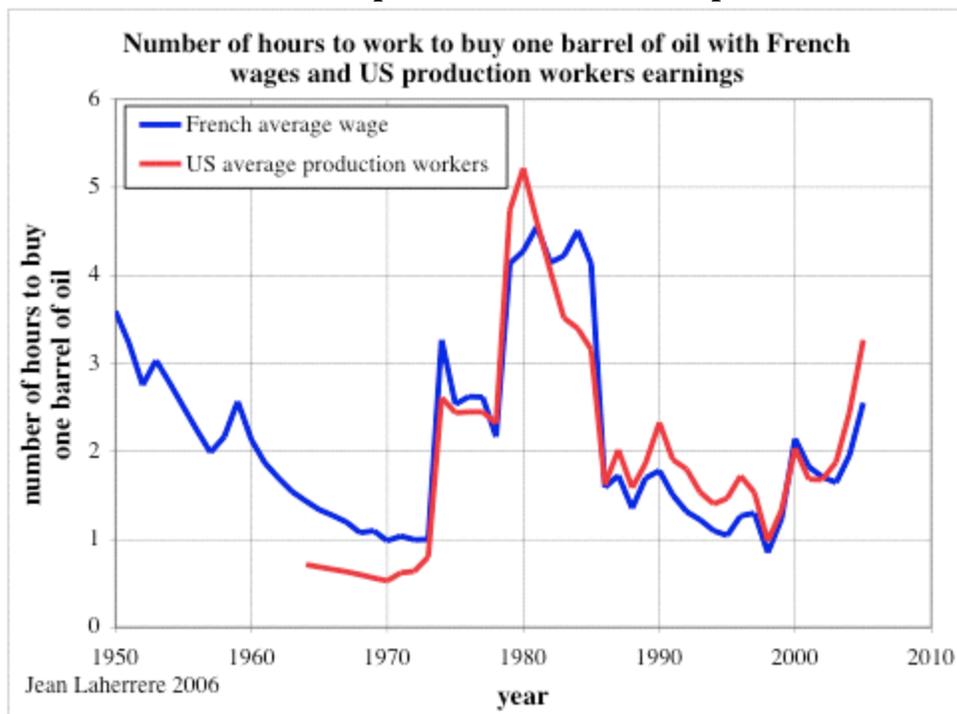
Le prix de l'huile de baleine en dollar d'aujourd'hui était de 2000 \$/b en 1845, le prix du brut à 100 \$/b en 1860, 10 \$/b en 1970, 90 \$/b en 1980

Figure 74: **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 (sans taxe) 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 travaille moins de 1600 heures

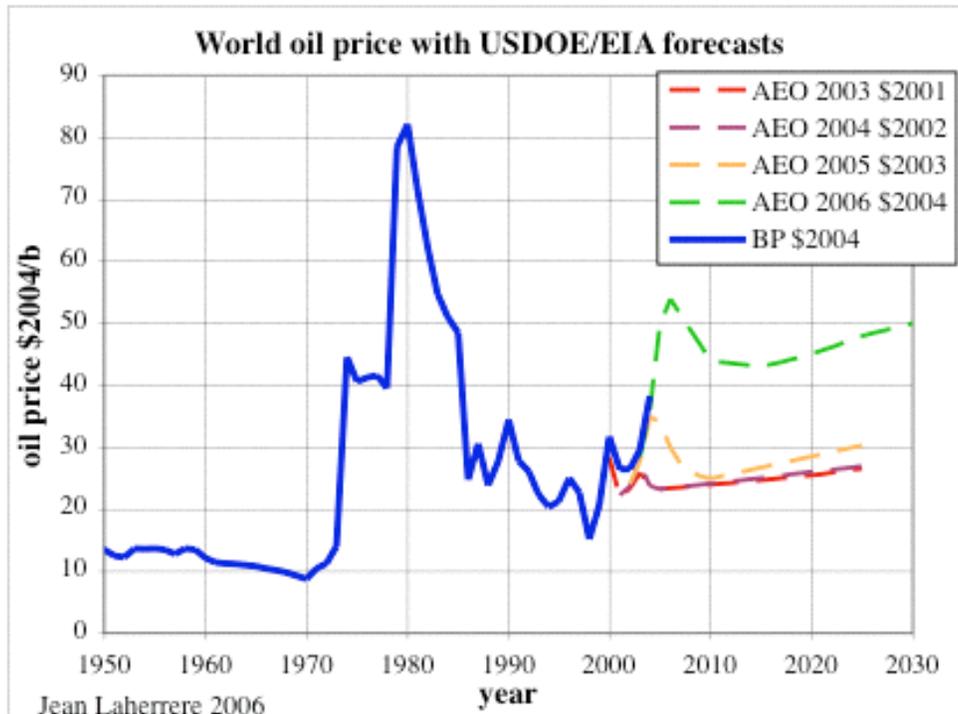
Figure 75: **Nombre d'heures de travail pour acheter un baril de petrole 1950-2005**



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'influencer les prix n'ayant plus vraiment de capacite excedentaire. Mais ils peuvent reduire en esperant que la reduction en volume sera plus que compense par l'augmentation du prix. Ils viennent de decider de reduire leur production sans trop faire baisser les prix mais cela prend du temps car chacun attend que le voisin reduise le premier.

Figure 76: **previsions long-terme USDOE AEO 2003-2006**



Les previsions officielles supposent que l'OPEC augmentera ses productions et que les prix baisseront, c'est admettre que l'OPEC ferait la stupidite de trop produire (donc d'investir) pour satisfaire l'Occident a leur desavantage: ils ne sont pas si betes! La principale preoccupation de l'OPEC (surtout l'Arabie Saoudite) etait que l'augmentation du prix ne tue pas l'economie americaine ou ils avaient passe leurs argent. Ils ont abandonne leur cible de 25 \$/b seulement apres avoir vu que 50 \$/b ne freinait pas l'economie americaine. Leur cible est maintenant 60 \$/b. Seule un depression mondiale les feront changer. Les previsions AIE et USDOE pour le prix du brut ne sont envisables que s'il y a une crise economique majeure.

La societe de consommation a vraiment atteint les limites de la planete !

-Solutions?

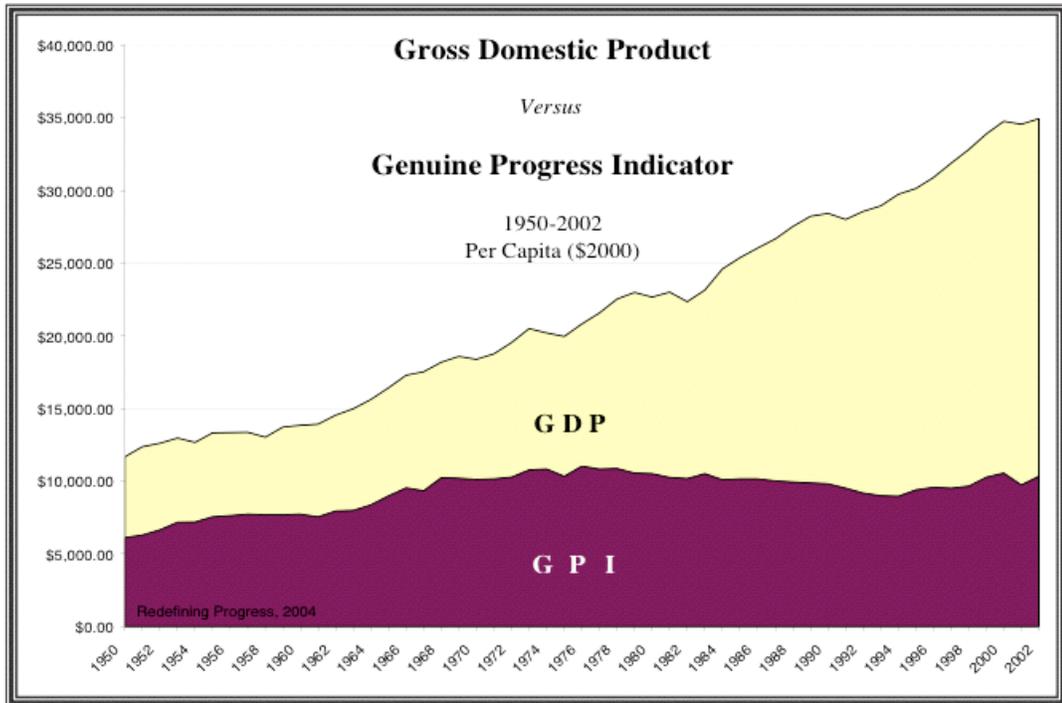
-PIB (consommation) et bonheur

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.

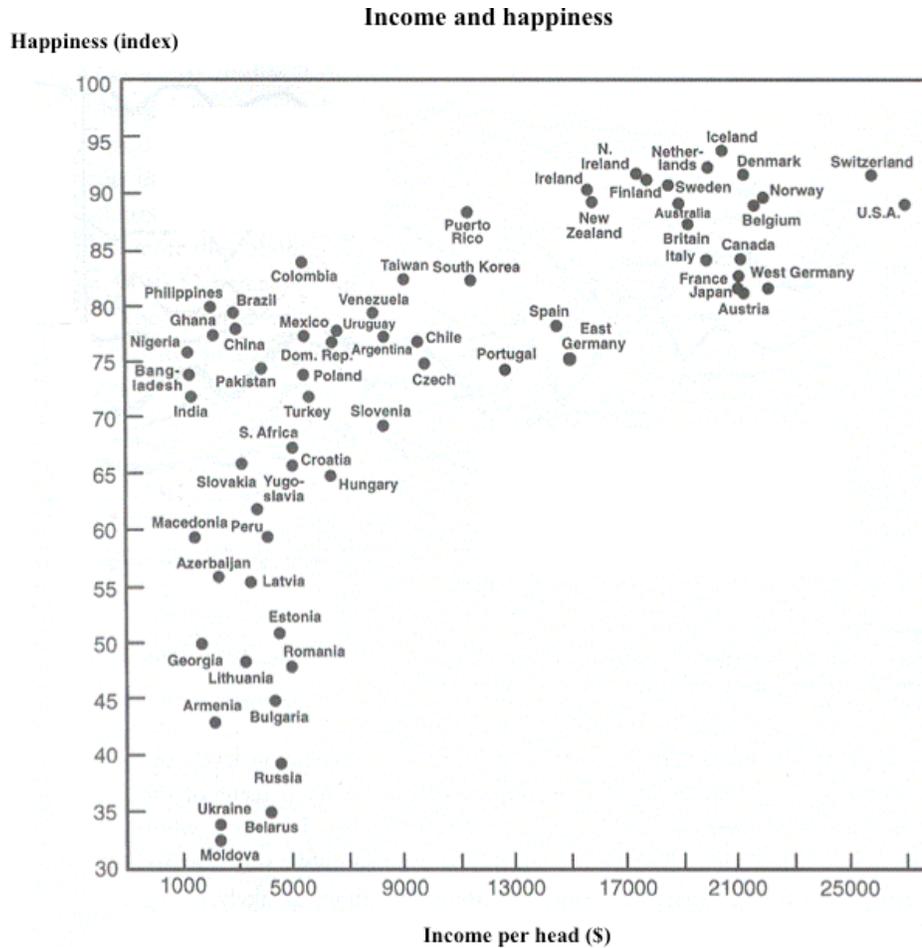
L'intensite energetique en tep/\$ PIB a peu de valeur car le PIB est manipule (facteur hedonique).

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 77: **US: PIB et Genuine Progress Indicator d'apres Redefining Progress 1960-2002**



La corrélation entre PIB et bonheur ne se voit pas sur le graphique suivant
Figure 78: **revenu et bonheur** d'après Inglehart & Klingermann 2000

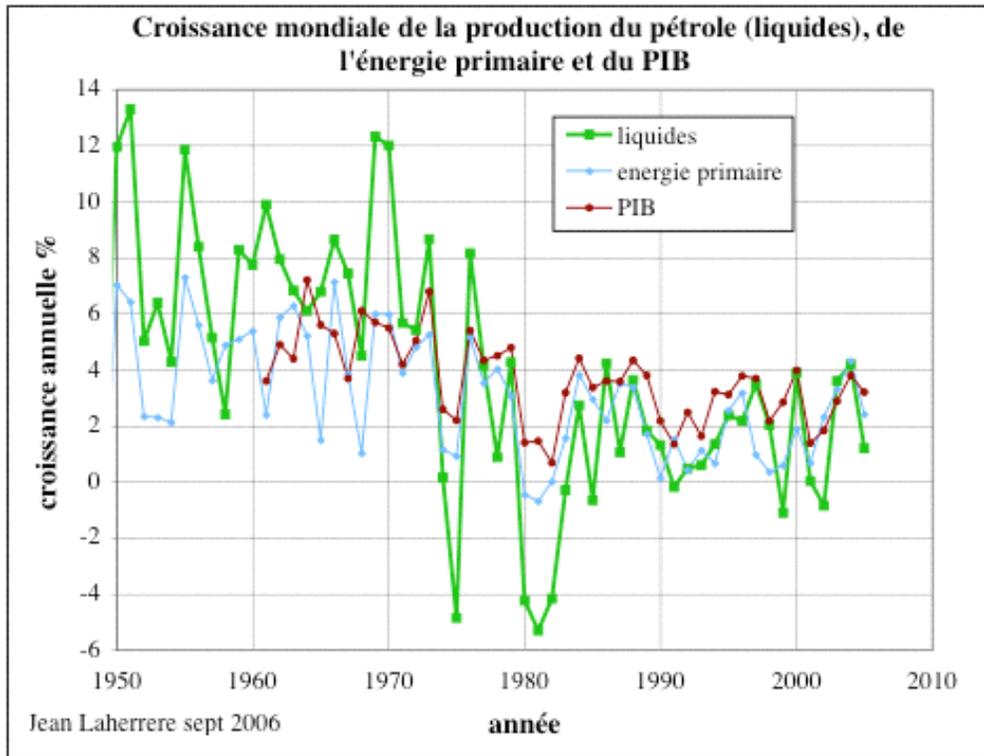


Source: Inglehart and Klingemann (2000), Figure 7.2 and Table 7.1. Latest year (all in 1990s).

-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 79: monde: croissance de la production de petrole, de l'énergie primaire et du PIB



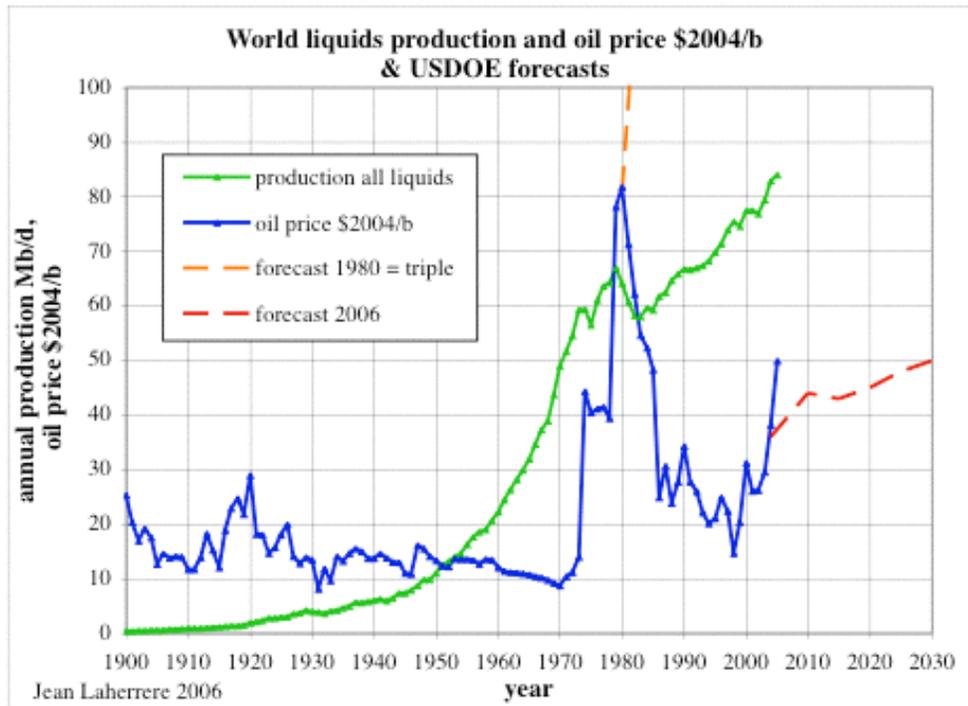
Le **coût de l'énergie** sur les 40 dernières années a été de l'ordre de **5% du PIB** mondial (<6% d'un ménage en France en 2005) alors que les experts (Kummel, Ayres) estiment que la **contribution de l'énergie** dans le PIB est de **50%**

L'énergie est largement sous-évaluée.

Le pétrole hors taxe est moins cher que l'eau minérale! Si on ne peut augmenter le prix de l'énergie **il faut augmenter les taxes sur l'énergie et diminuer la TVA sur les autres produits!** Mais cela ne peut se faire qu'au niveau européen, c'est à dire quasi impossible.

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

L'analyse du passé montre que la demande mondiale de pétrole a fléchi 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 aujourd'hui à 60 \$/b, si le prix va baisser à long-terme?
Figure 80: **Production = consommation 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. Ce ne sont pas les protocoles ou les decrets qui vont le decider. Des prix chaotiques comme actuellement est le pire scenario.

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.

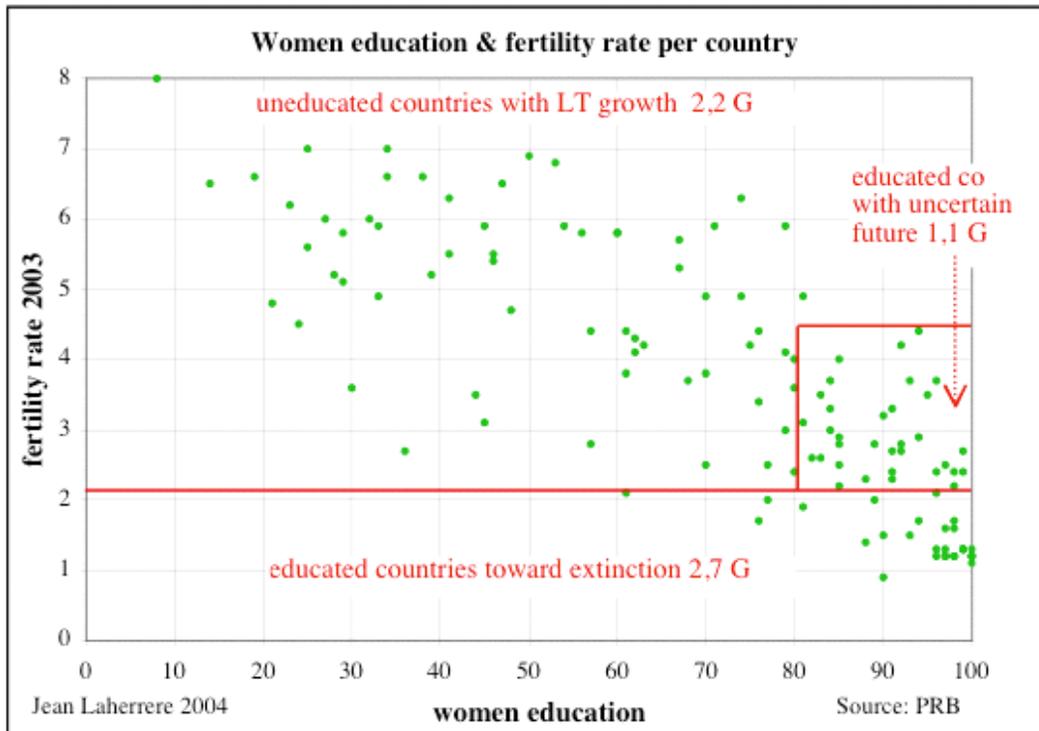
Une crise economique qui ferait baisser le demande peut fausser le message de la limitation des ressources, et conduirait a un situation chaotique et un plateau ondule de production d'huile ou chacun (pessimiste et optimiste) chanterait victoire pour etre dementi peu apres.

-Prevision sur la population

L'energie doit etre etudiee en terme de consommation par habitant et il faut donc inclure les etudes 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.

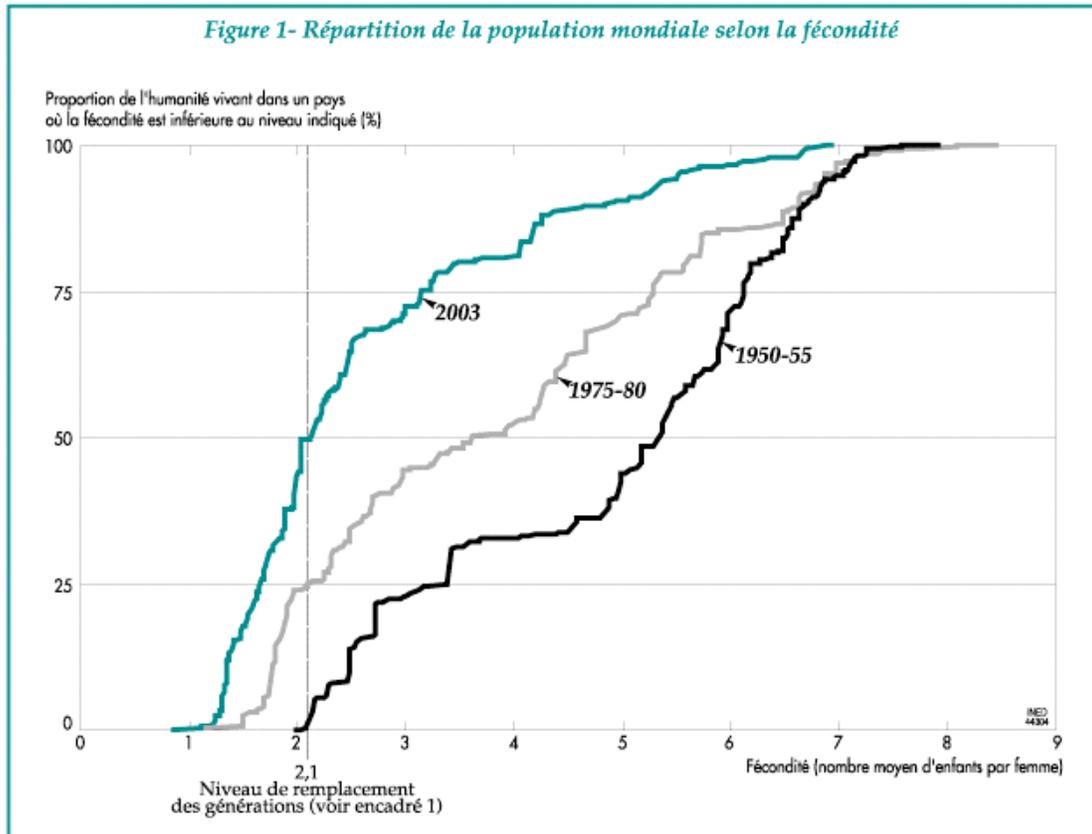
Figure 81: **relation entre taux de fecondite et education des femmes** en 2003



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

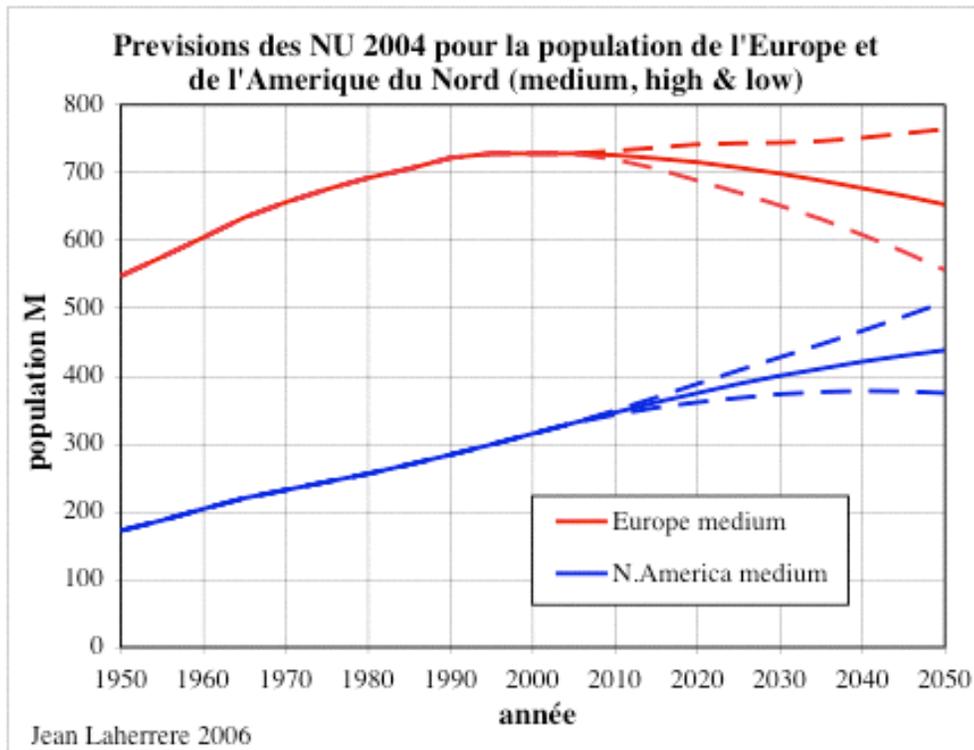
Le graphique de l'INED 2004 (P&S 405) montre l'évolution très rapide du pourcentage de la population mondiale en fonction du taux de fécondité. La moitié du monde en 2000 est sous le taux de remplacement, alors qu'il n'y en avait que 25% en 1975 et presque zero (exception Luxembourg, Autriche, Estonie et Lettonie) en 1950!

Figure 82: **Evolution 1950-1975-2003 du pourcentage de la population mondiale (axe Y) en fonction du taux de fécondité (axe X) d'après l'INED**



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 83: **Population Europe & Amérique du Nord d'après les NU 2004**



Il est difficile de comparer les politiques de l'Europe et de l'Amerique du Nord avec des futurs demographiques aussi divergents.

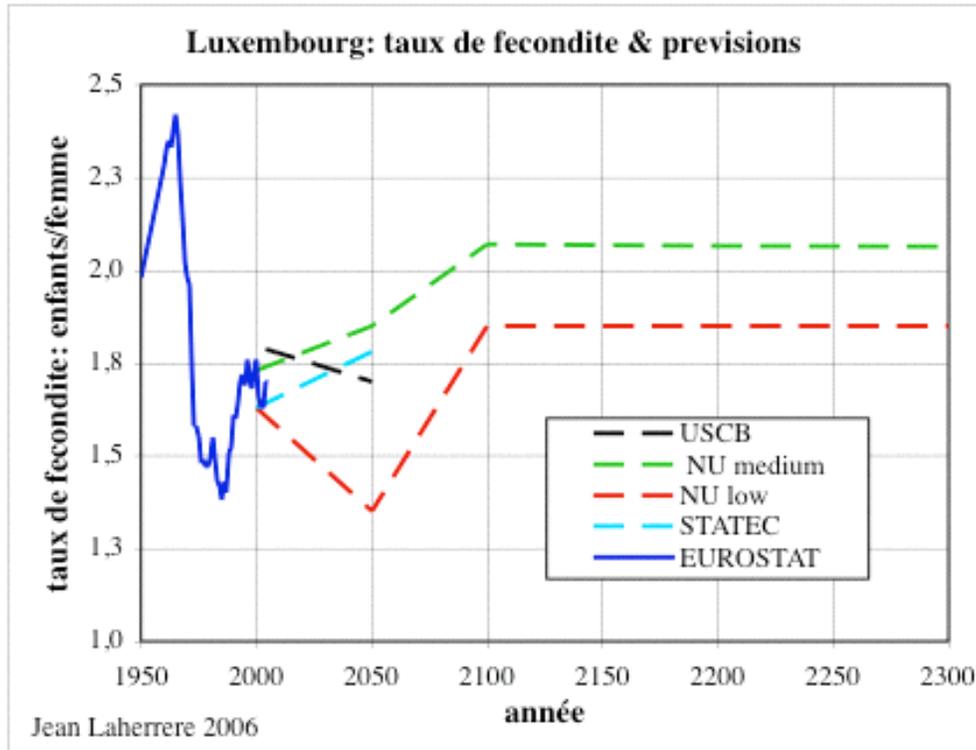
Ou veut-on aller et pou peut-on aller?

Les problemes demographiques sont aussi preoccupants que les problemes de ressources !

-Luxembourg

Les previsions de population commencent avec celles de la fecondite et le Luxembourg a un passe chaotique sur ce sujet etant en 1950 sous le seuil de remplacement pour le depasser en 1960 et pour y replonger en 1970 pour atteindre le creux de 1,38 en 1985 remontant actuellement autour de 1,7.

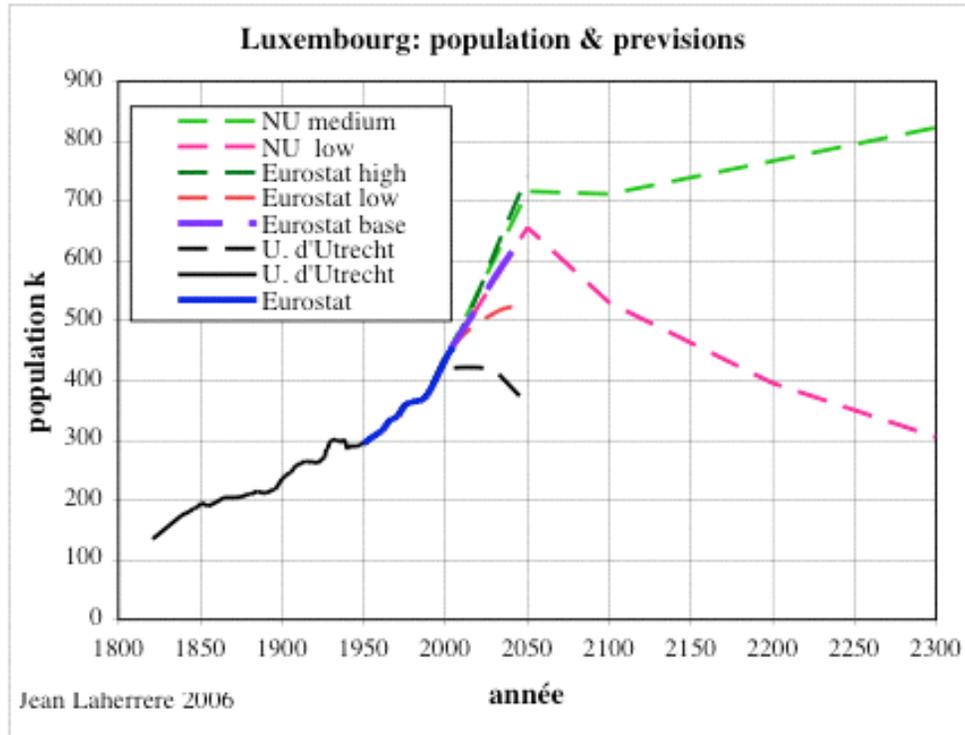
Figure 84: Luxembourg: taux de fecondite et previsions 1950-2300



Les previsions des NU sont des souhaits politiques egalitaires ou tous les pays doivent se stabiliser autour d'une meme valeur soit 2,15 en hypothese medium soit 1,85 en hypothese basse. Toutes les previsions medium des NU dans le passe ont ete trop optimistes, nous ne mettons pas donc l'hypothese haute irrealiste. L'hypothese basse baisse jusqu'en 2050 pour remonter brutalement (?) jusqu'en 2100 pour rester constante ensuite. Les previsions USCIB sont pour une baisse mais partant d'une valeur trop haute en 2005, alors que les previsions Eurostat sont en hausse. La synthese semble devoir dire que la valeur en 2050 sera du meme ordre que maintenant.

La population du Luxembourg est tres sensible a l'immigration. Les previsions des NU montre une brisure avec un trend jusqu'en 2050 et un autre apres de 2050 a 2300, qui montre bien l'incoherence de ces scenarios qui sont des souhaits. Les previsions de l'U E (Eurostat) jusqu'en 2050 sont similaires a celles des NU jusqu'en 2050, sauf que le scenario de base est le *low* des NU et le *high* est le *medium* des NU confirmant mon opinion que les NU sont trop optimistes faisant surtout de la politique. Les previsions de l'Universite d'Utrecht qui me semblent serieuses sont beaucoup plus pessimistes, ayant sans doute une vue plus restrictive de l'immigration.

Figure 85: Luxembourg: population 1800-2300

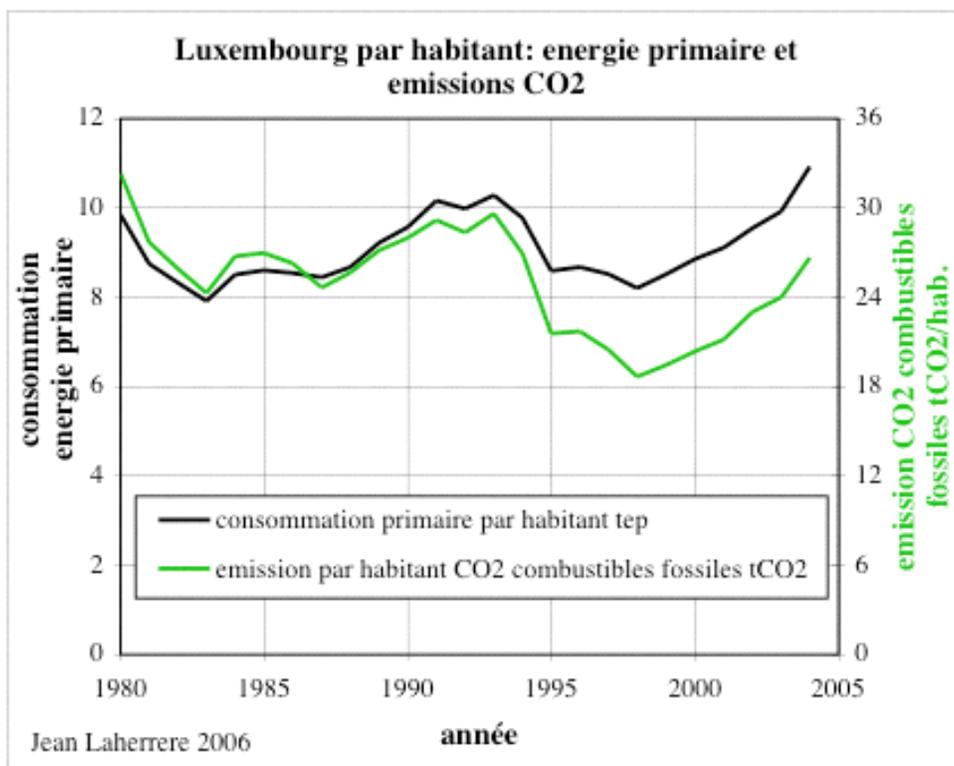


La prevision de base d'Eurostat a 650 000 en 2050 me semble trop une extrapolation lineaire du passe recent pour etre fiable.

Le Grand Duche a donc un passe ondule en matiere de population mais aussi en matiere de consommation. La consommation d'energie primaire par habitant ondule de 1850 a 2004.

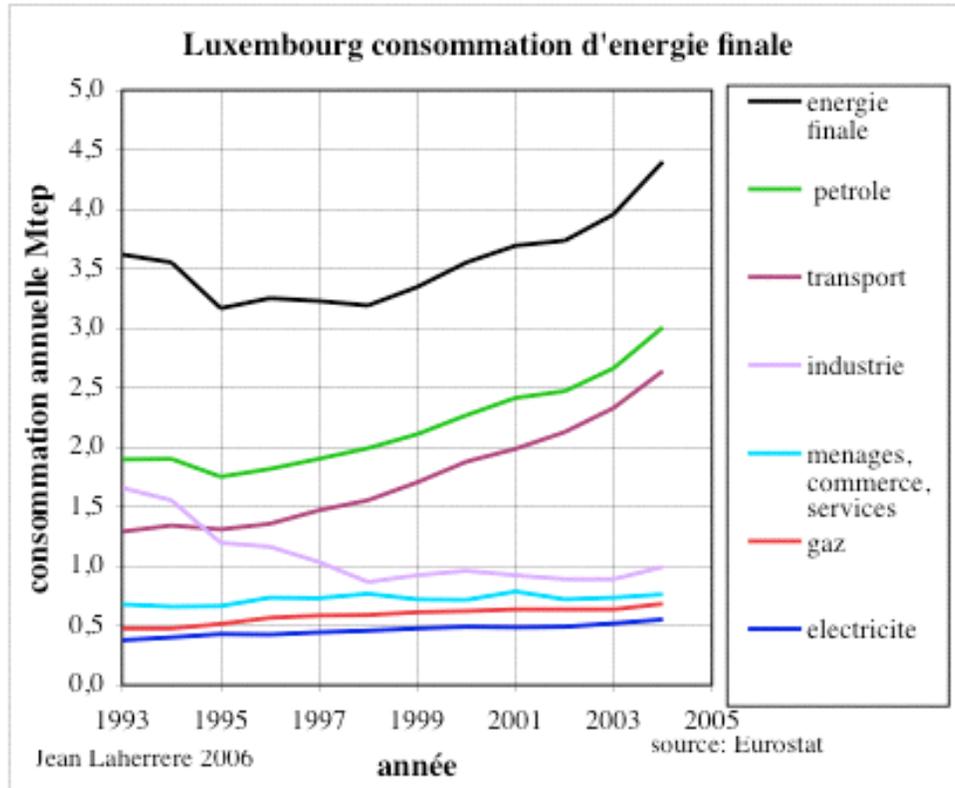
L'emission de CO2 par habitant suit l'energie primaire mais le ratio emissions sur consommation a diminue jusqu'en 1997 pour reaugmenter legerement ensuite

Figure 86: Luxembourg par habitant: energie primaire & emissions de CO2



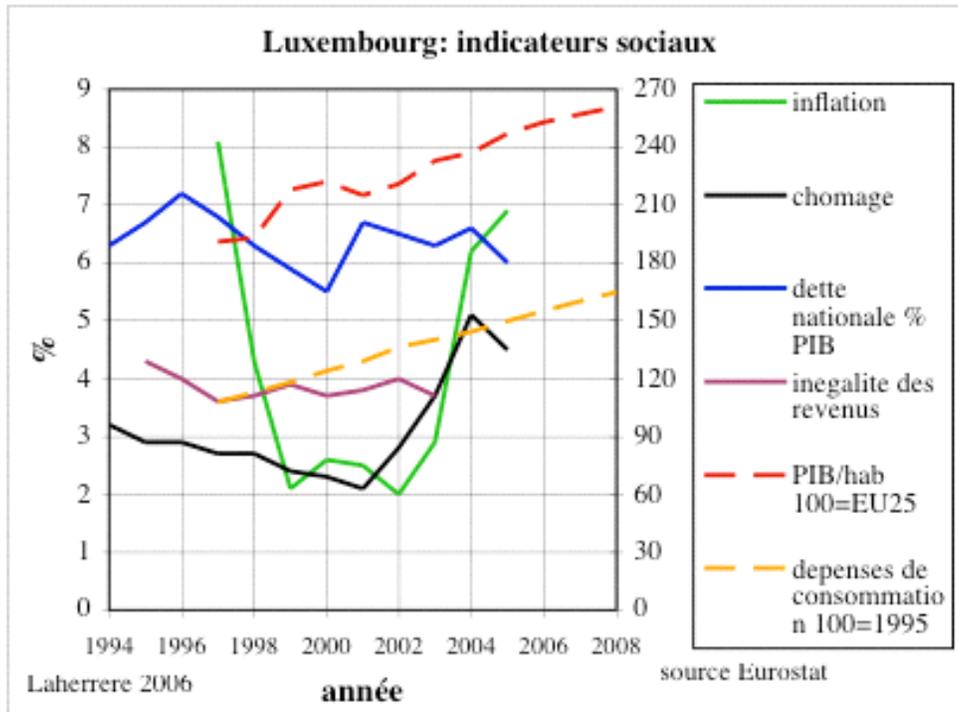
La consommation d'énergie finale montre un creux de 1995 à 1998, une diminution de l'industrie, une stabilité des ménages et services mais une augmentation inquiétante du transport qui se traduit par celle du pétrole. Le Grand Duché va dans la mauvaise direction! Le transport ne peut continuer à augmenter avec la perspective du pic du pétrole et la limitation des substituts, notamment les biocarburants !

Figure 87: Luxembourg: consommation d'énergie finale 1993-2004



Les indicateurs sociaux: chômage, inflation montrent un creux de 198 à 2002 mais une remontée inquiétante depuis, liée sans doute avec la remontée du prix de l'énergie. Le PIB augmente bien et est très supérieure à la moyenne de l'UE mais la consommation augmente aussi. Mais la société de consommation, basée sur la croissance, ne peut continuer dans une Europe qui voit sa population baisser sauf immigration sauvage.

Figure 88: Luxembourg: indicateurs sociaux 1998-2008



Le Grand Duche a des forces et des faiblesses mais il doit savoir dans quelle direction aller en se basant surtout sur les scenarios energetiques, d'où l'importance de la mission d'information d'ASPO Luxembourg

-Conclusions

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

Les reserves publiees petrolieres sont politiques ou financieres, tres loin de la realite. Les donnees techniques sont confidentielles.

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

Beaucoup de pays trichent sur les donnees, car publier des donnees est un acte politique et depend de l'image que l'auteur veut donner. Les termes ne sont pas definis de facon a faciliter l'ambiguite. Les previsions officielles ne sont pas des previsions, mais des scenarios de souhaits pour satisfaire la croissance, qui est le moteur de la societe de consommation. Ces previsions ne tiennent pas compte des realites industrielles, physiques et geologiques.

Dans la societe de consommation ou la croissance est le gage du bonheur et de la reussite des politiciens et des patrons, le mot declin est un terme politiquement incorrect.

La croissance continue est impossible dans un monde fini.

Le court-terme est privilegie au detriment du long terme. notamment avec les nouveaux actionnaires (fonds de pension),

Il y a de nombreux mythes entretenus pour eloigner le declin ineluctable, qui sont tous erronees: Il ne faut pas confondre reserves et ressources, ce que font la plupart des economistes.

Les economistes n'ont acces qu'aux donnees politiques raisonnent donc sur des chiffres faux et pensent que l'argent et la technologie peuvent resoudre tous les problemes.

La technologie ne peut changer la geologie des ressources. La technologie permet de produire moins cher et plus vite le petrole bon marche.

La production de petrole est poussee au maximum grace a la technologie (forages multidrain) pour satisfaire le court terme au detriment du long terme.

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) serait vers 2010-2020, mais 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 arriverait 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 en totalite 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.

Les indicateurs (PIB, inflation, reserves prouvees, R/P) sont manipules et en plus masquent le futur.

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

Le consommateur americain consomme deux fois plus d'energie que le consommateur europeen pour un niveau de vie comparable car l'energie est plus taxee en Europe. Les taxes ont donc du bon!

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.

Il faut changer de mode de vie avant que la Nature ne nous l'impose.

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 (allez a documents)