

Mairie de Versailles, salle Montgolfier, le 9 novembre 2006

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

## Combustibles fossiles : quel avenir pour quel monde?

Jean Laherrere      jean.laherrere@wanadoo.fr

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

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

### -Principes de la nature et de notre société

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

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*)

### -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  $\approx$  5% MO) se transforme en champs de pétrole si:

**Enfouissement** avec un gradient thermique  $\approx$  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)** différent de **oil peak** = **pic de l'huile**

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

**-Chiffres publics**

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

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

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

<b>Oil Gb</b>	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	<b>178,7924</b>	<b>16,500</b>	<b>12,025</b>		
China	18,25	16,038 12	16,188 5		
<b>Gas Tcf</b>	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 accès aux données réelles, connaissant les limites de la technique, mais peu libres de parler à l'extérieur, sauf quand à 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 réserves à la bourse américaine 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 espérée et maximum; les auteurs choisissent le chiffre unique qui lui convient au gré de sa motivation (paraître riche ou pauvre)

### -Propriété du sous-sol

Le pétrole (le sous-sol) appartient à l'État 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'État 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 a 10 fois plus de producteurs aux US que dans le reste du monde, notamment en Arabie Saoudite où il n'y en a qu'un. Les US ont été surforés 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 géants de pétrole sont produits actuellement par d'autres que leurs découvreurs, suite aux nationalisations (Algérie, Libye, Venezuela, Iran, Irak), mais aussi pour raisons économiques ou politiques (Soudan Unity Chevron, Pérou Camisa Shell, Abu Dhabi Upper Zakum BP).

### -Confusion entre réserves 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!

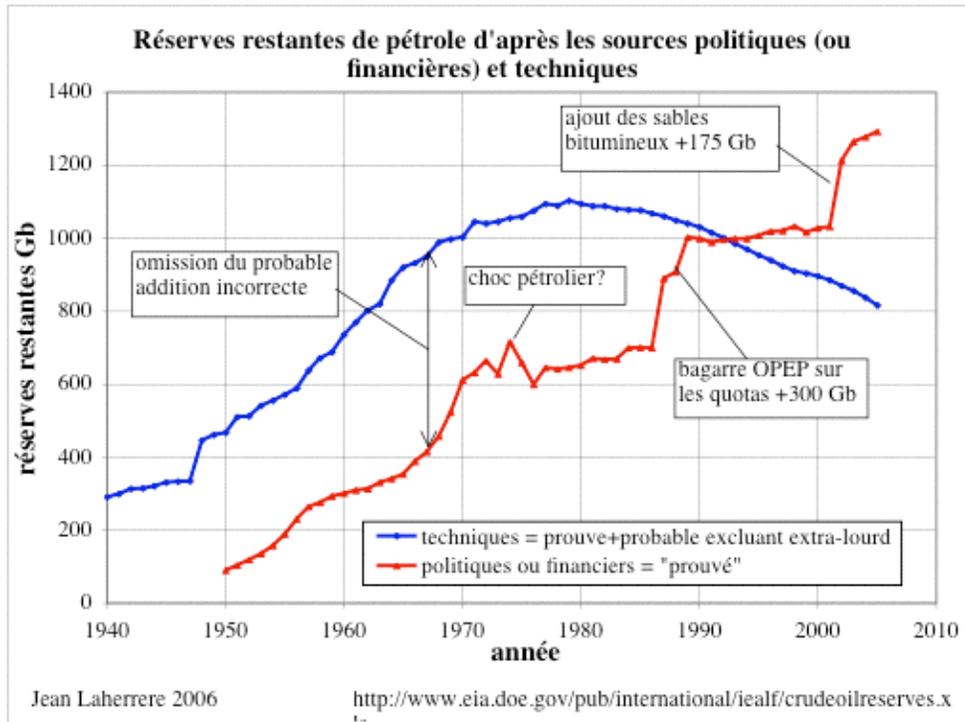
Les compagnies internationales ont plusieurs fichiers de réserves suivant la destination !

**-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**



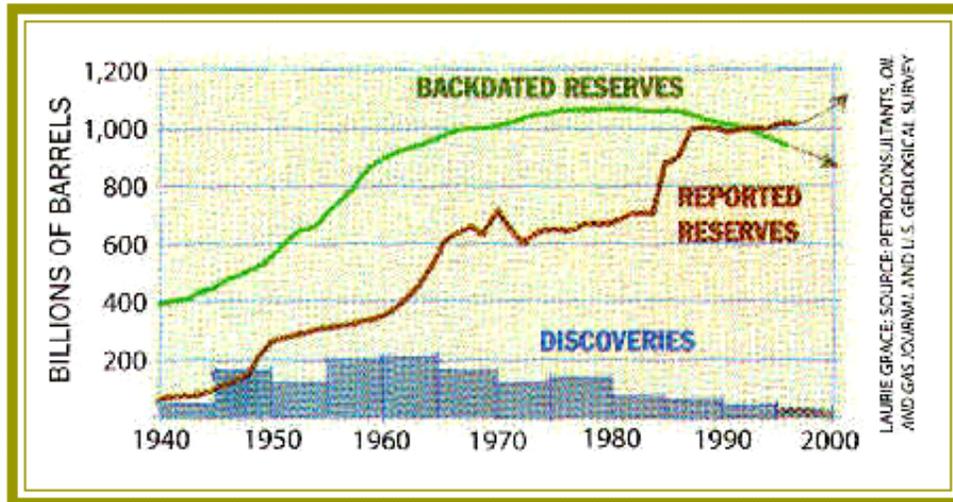
De 1950 à 1979 (choc pétrolier) les réserves politiques dites prouvées étaient en gros la moitié des réserves techniques = valeur espérée (2P), la différence provenant de l'**omission des réserves probables** et de l'**addition incorrecte** des prouvées (la somme des minima n'est pas le minimum de la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

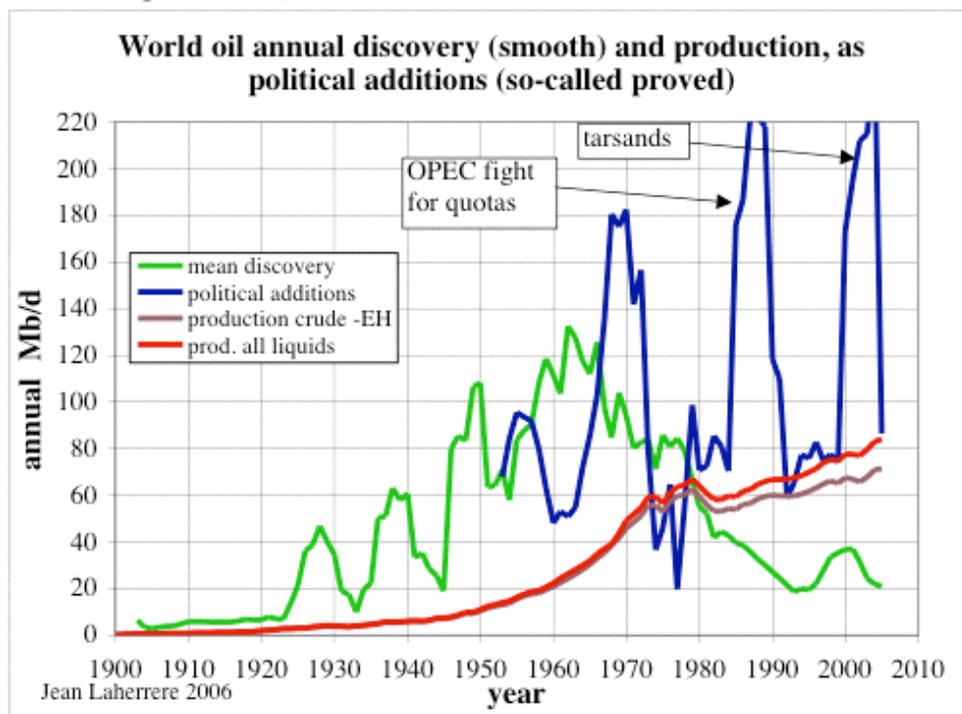
Les réserves dites *prouvées* ne sont d'aucune utilité pour prédire l'avenir, mais les économistes n'ont que ça!

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: **Reserves mondiales conventionnelles de pétrole** d'après les [sources politiques et techniques](#): graphique du *Scientific American* mars 1998

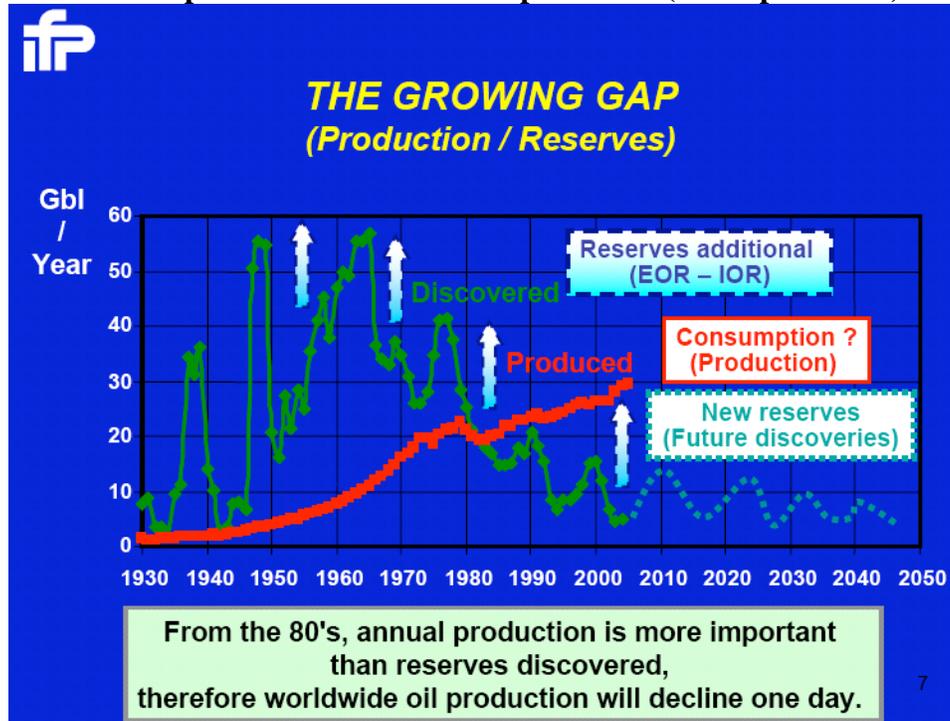


Les économistes qui ont accès uniquement aux données politico-financières ne raisonnent pas faux, ils raisonnent surtout sur des données fausses. Depuis 1980 on découvre beaucoup moins de pétrole que l'on ne produit (actuellement 3 fois moins) alors que les données politiques disent le contraire  
 Figure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



**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)

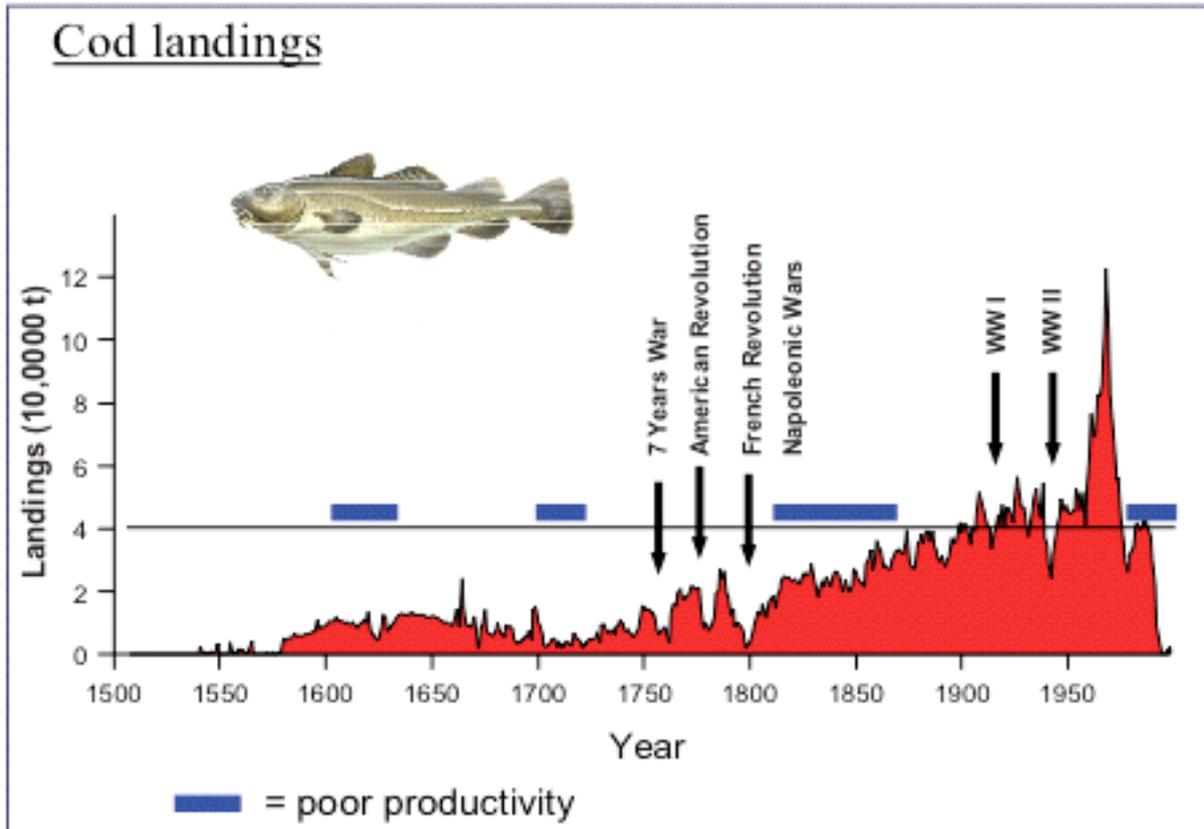


### Difficulté d'estimer les ressources

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).

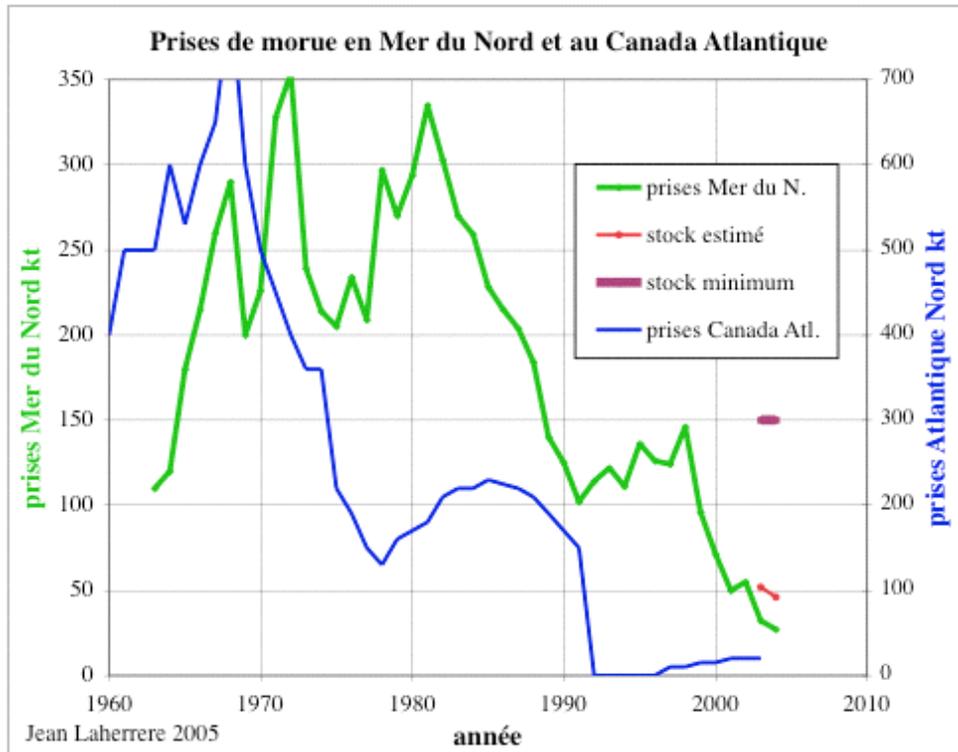
La morue a permis à l'Europe de se nourrir pendant des siècles et de découvrir l'Amérique, les prises de morue ont lentement augmentées (sauf pendant les guerres), mais la technologie est arrivée avec les chalutiers, puis les usines flottantes en 1965, les prises se sont emballées jusqu'en 1968, suivi 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.

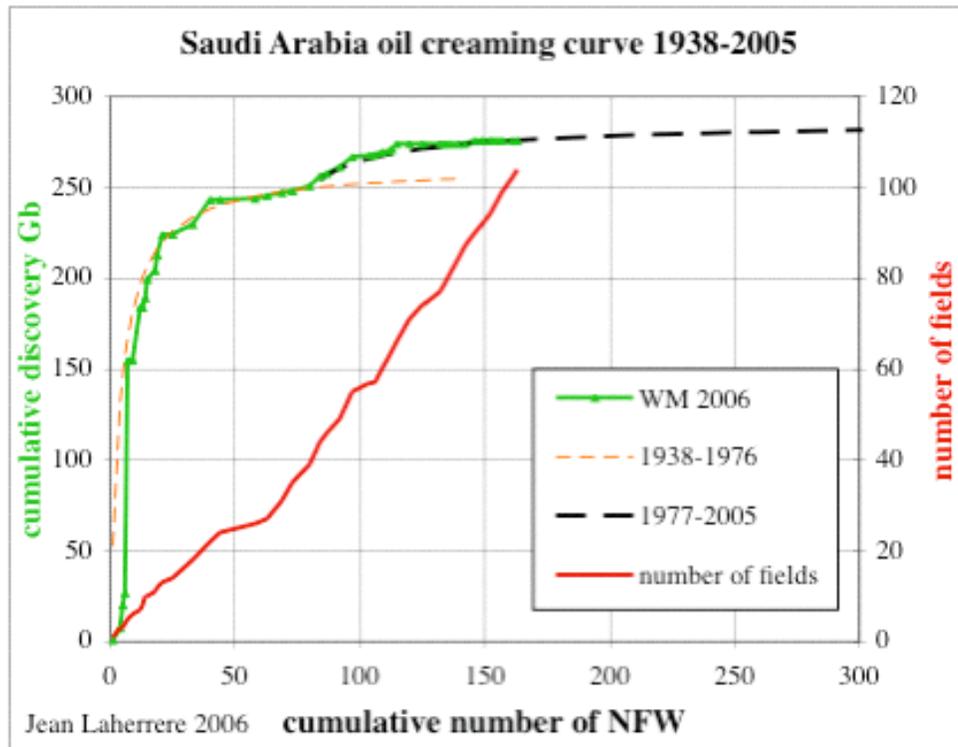
### -Mythes qui ont la vie dure et qui sont contraires aux faits

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% !

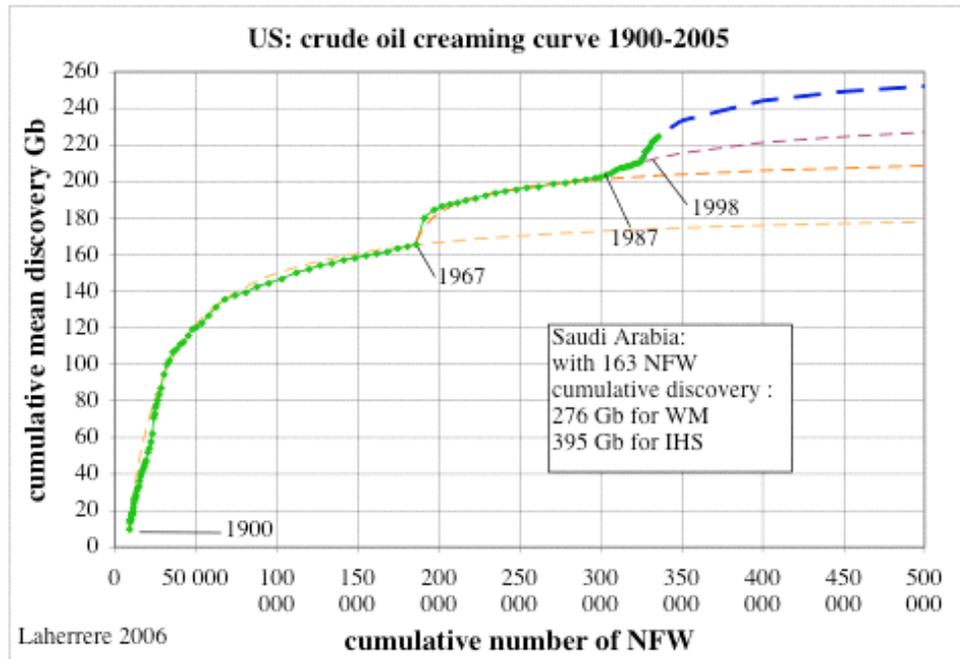
Figure 7: **courbe d'écroulement des découvertes de pétrole en Arabie Saoudite d'après WM** (Wood Mackenzie)



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.

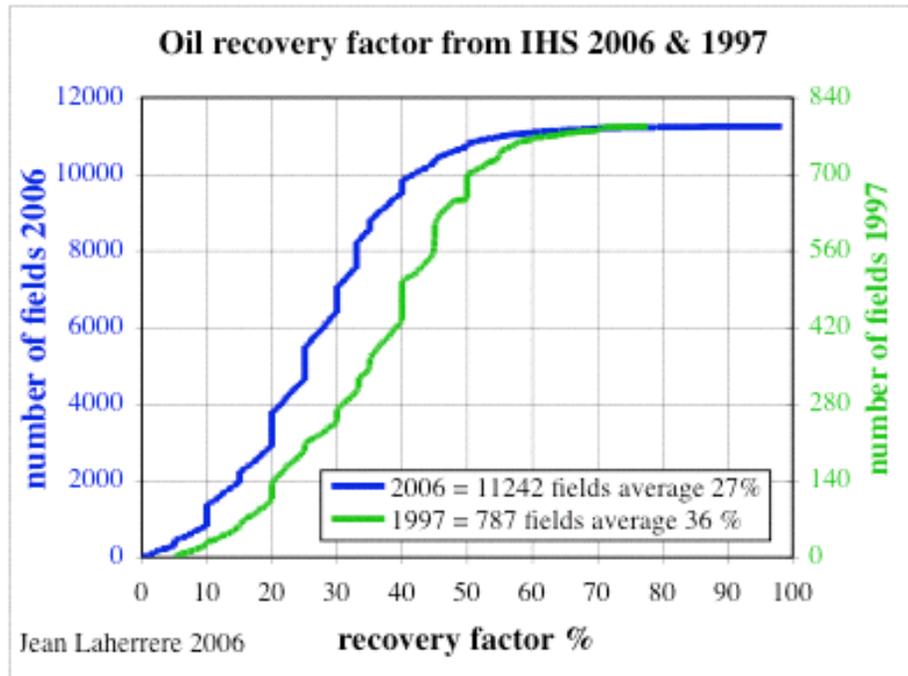
Le taux de recuperation est le pourcentage des reserves initiales par rapport au volume en place.

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 réservoir compact en un réservoir poreux. **La technologie ne peut changer la géologie du réservoir des champs conventionnels ou l'on agit seulement sur la pression par injection d'eau ou de gaz.**

Par contre, pour les pétroles nonconventionnels, ou l'on agit sur les propriétés des fluides, la technologie augmente le taux de récupération, ainsi l'huile extra-lourde de l'Orenoque est exploitée 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 à 25% (et les investissements et coûts opératoires).

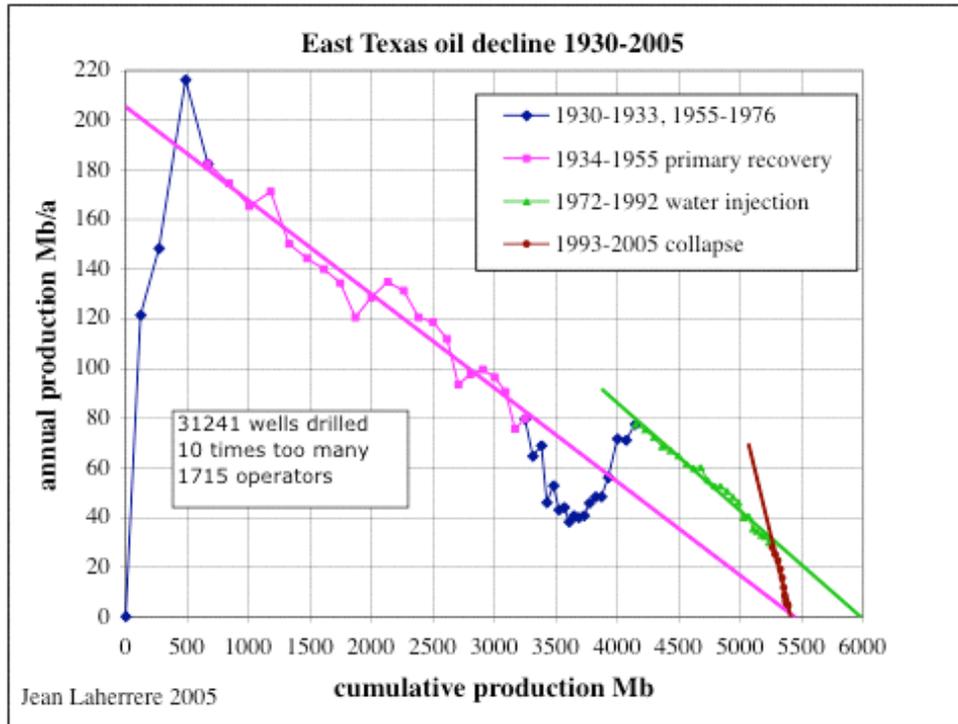
### **-Mythe 3: il y a croissance des réserves grâce à la technologie**

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

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

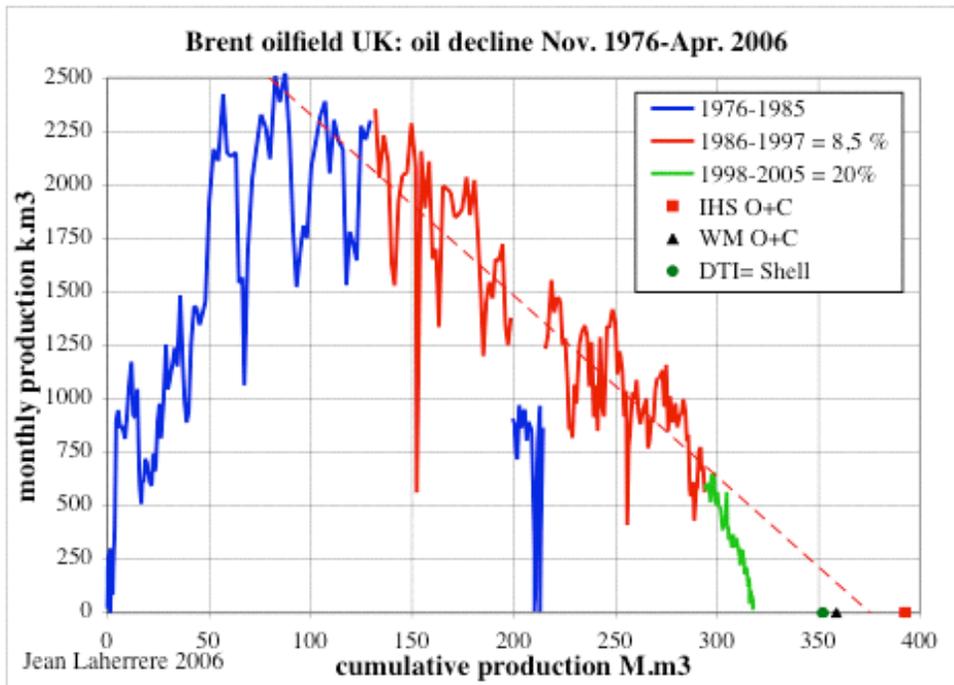
Le plus gros champ des US hors Alaska, East Texas, a vu ses réserves augmenter de 5,4 Gb à 6 Gb avec l'apport de l'injection d'eau de 1972 à 1992 avec plus de 30 000 puits forés (10 fois plus que nécessaire par suite du grand nombre d'opérateurs > 1700), il y avait donc véritablement croissance, mais depuis 1992 il a eu doublement du déclin, passant de 5 à 10 %/a. Le champ est pratiquement épuisé et l'ultime est revenu à 5,4 Gb. L'augmentation des réserves a été provisoire. La technologie permet de produire plus vite les champs conventionnels mais pas plus et parfois moins.

Figure 10: **courbe de déclin de la production de pétrole du champ East Texas 1930-2005**



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

Figure 11: **courbe de declin de la production de petrole du champ de Brent RU 1976-2005**

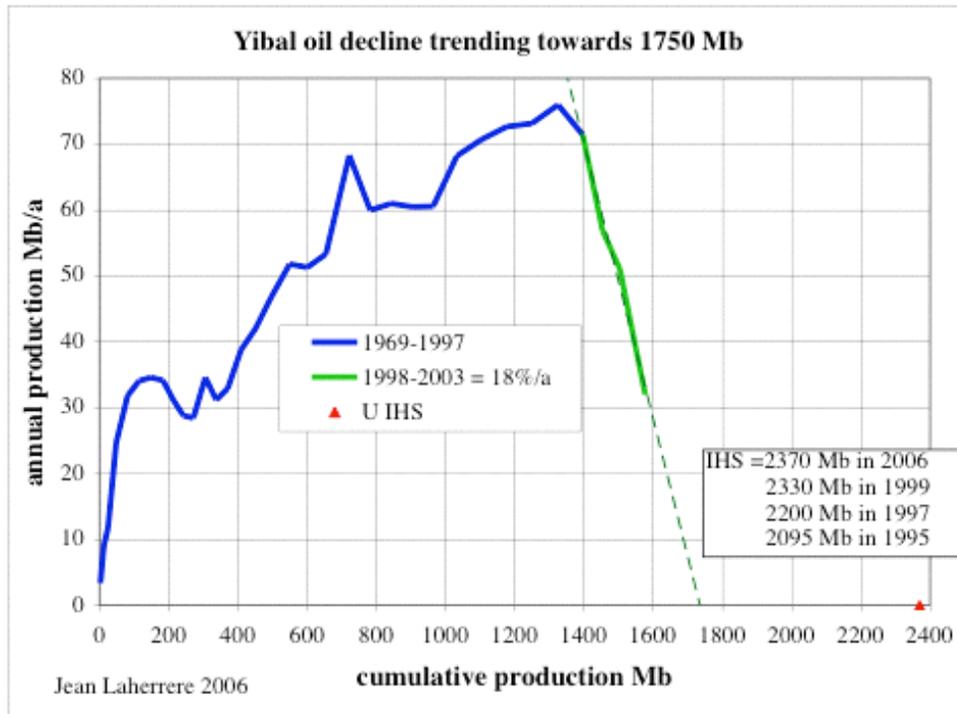


Autrefois les compagnies internationales faisaient du long-terme, mais depuis qu'elles sont possedees en majorite par les fonds de pension americains, elles ne font que du court-terme et le but est le profit immediat.

Les puits horizontaux (avec plusieurs branches) permettent de produire plus vite, d'où profit immediat, mais souvent au detrimement 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 de la mer de plus de 8 m; Eugene Island 330 Golfe du Mexique communication du reservoir avec la source mere grace a une faille majeure.

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

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

Il n'y a pas de croissance globale des 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**

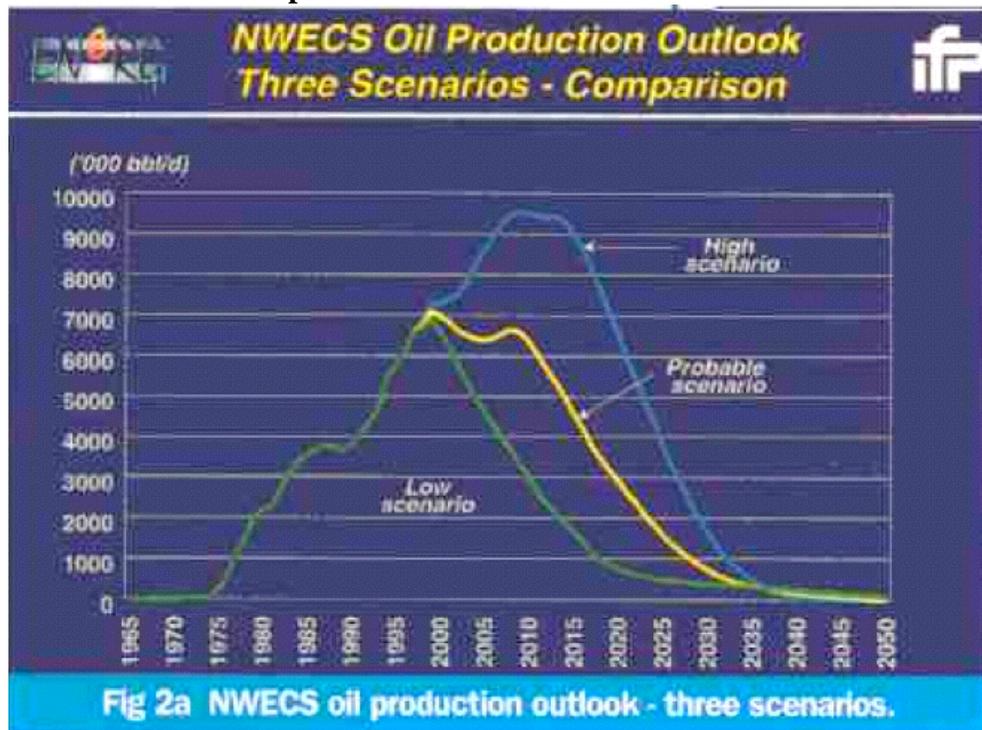
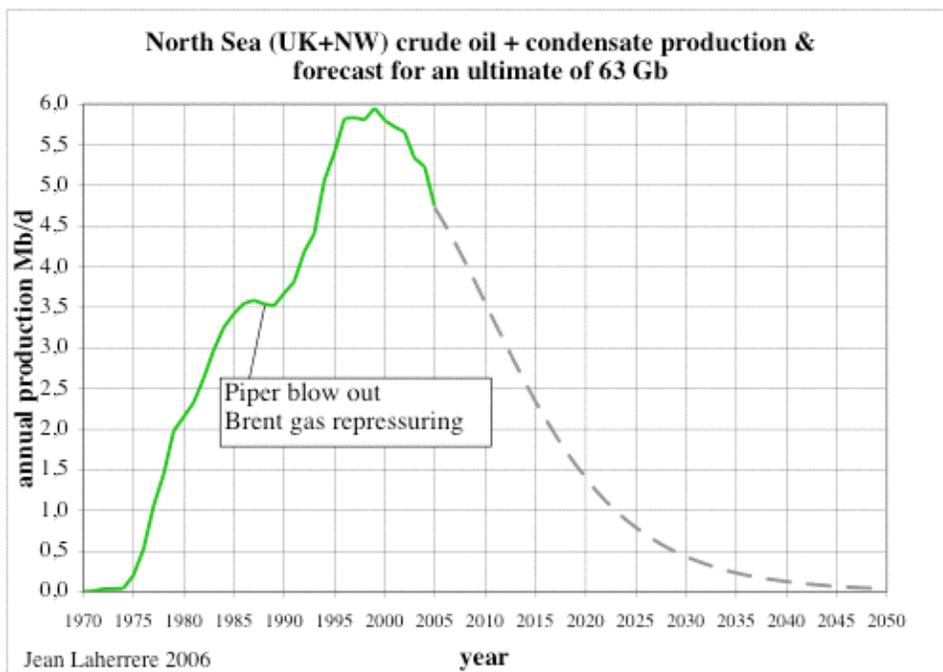


Figure 14: **production en Mer du Nord fin 2005**



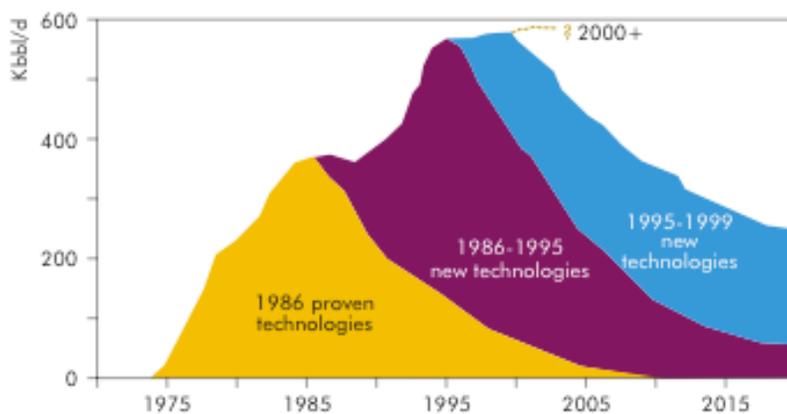
Le scenario dit probable en 1998 s'est revele etre du reve et la realite en 2006 est le scenario dit bas

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**

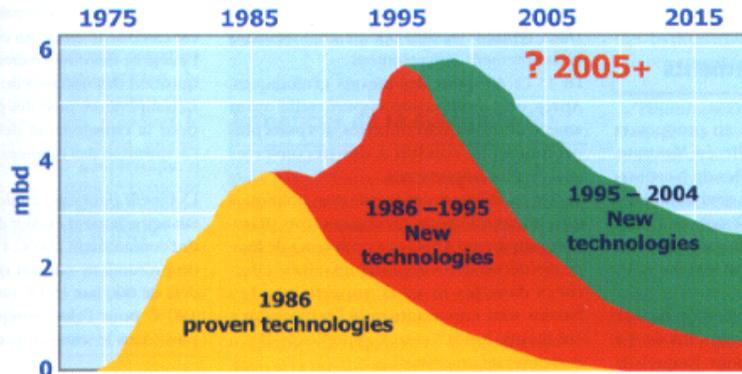


Source: European Network for Research in Geo-Energy - ENeRG - courtesy of Shell.

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<sup>e</sup> année!

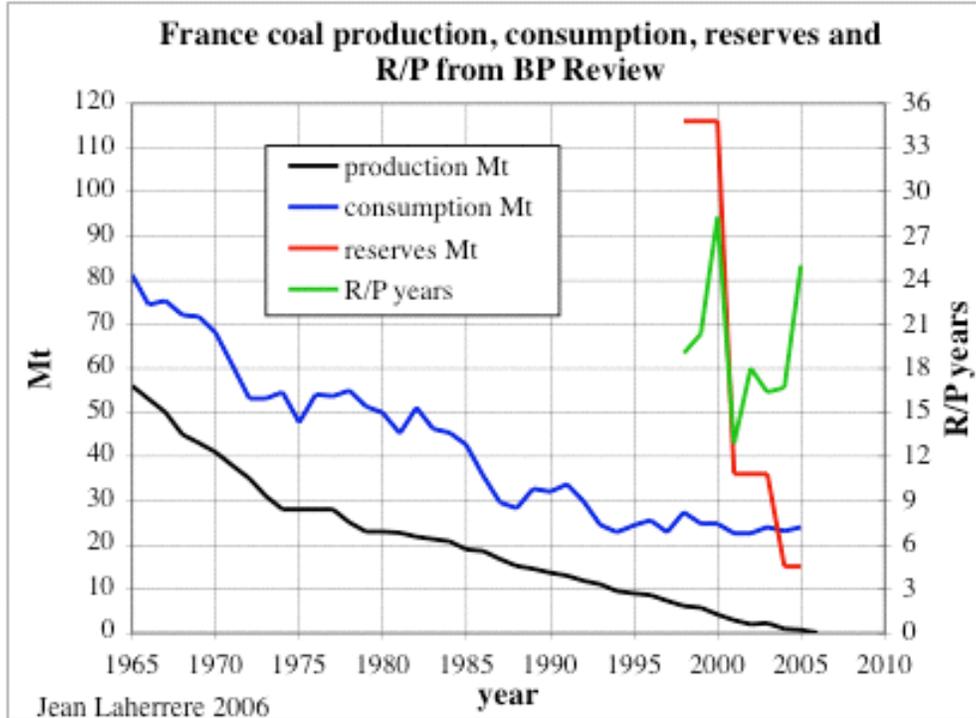
De nouveau «Tout va très bien Madame la Marquise », mais la réalité n'est pas aussi brillante!

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

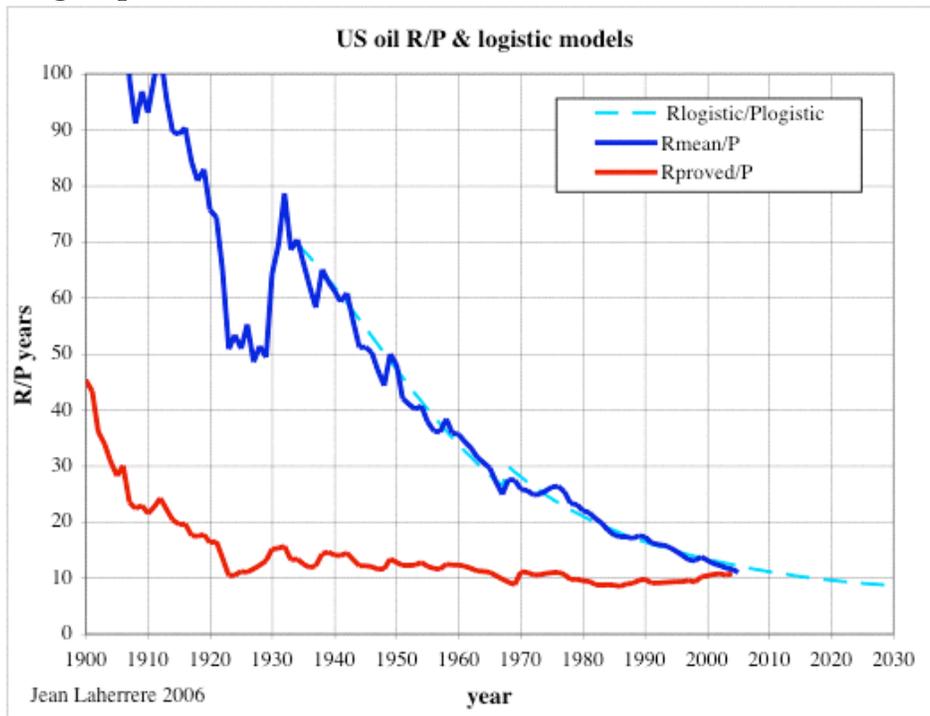
	Reserves Mt	R/P ans
2000	116	32
2001	36	15
2002	36	17
2003	36	16
2004	15	17
2005	15	25

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**

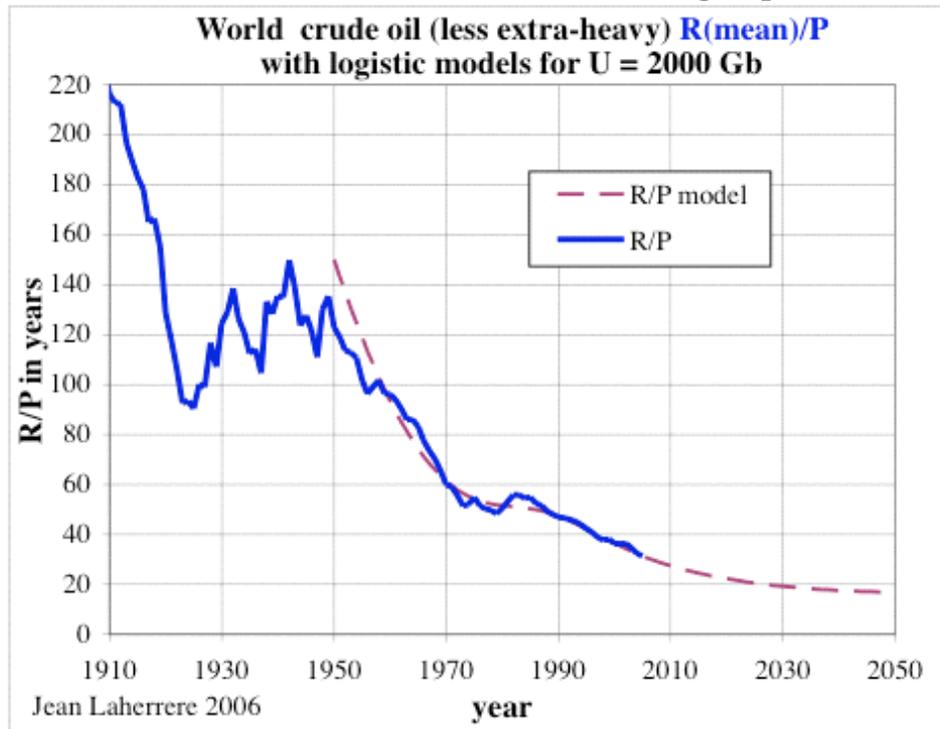


Aux US le R/P des reserves dites prouvees de petrole est d'environ **10 ans depuis 80 ans**, le R/P ne veut rien dire pour predire le futur, il est surtout utilise pour calculer les reserves pour les banquiers!  
 Figure 18: **R/P pour le petrole aux US d'apres les reserves prouvees et les reserves moyennes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



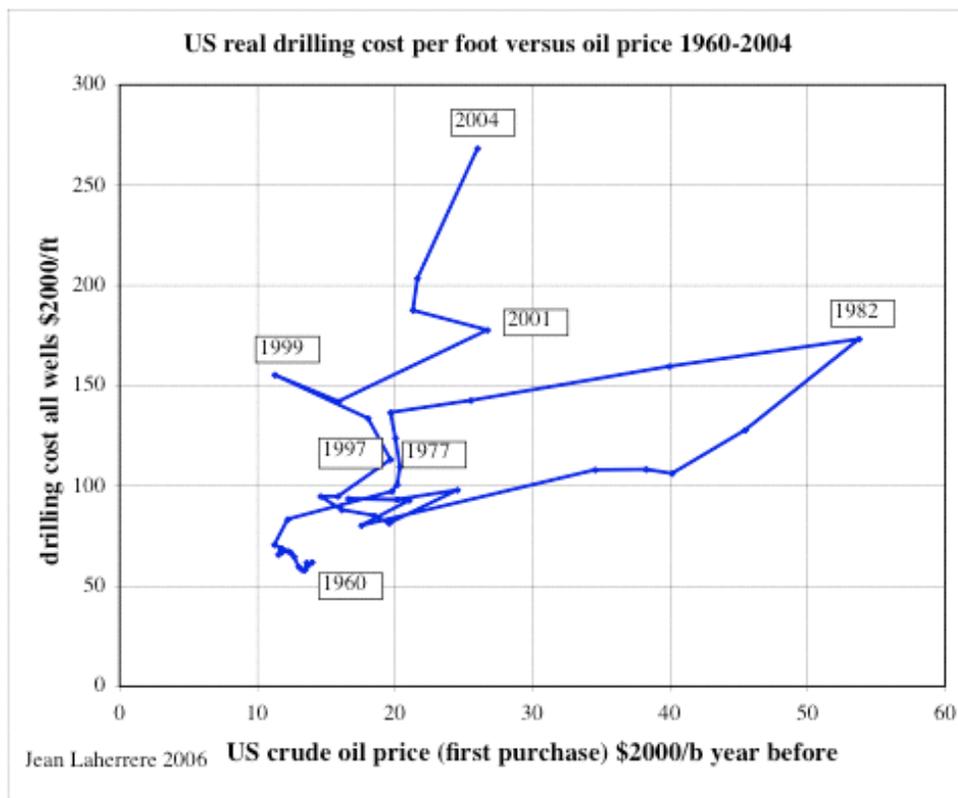
**R/P est un très mauvais indicateur, mais il est utilisé par tous.**

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

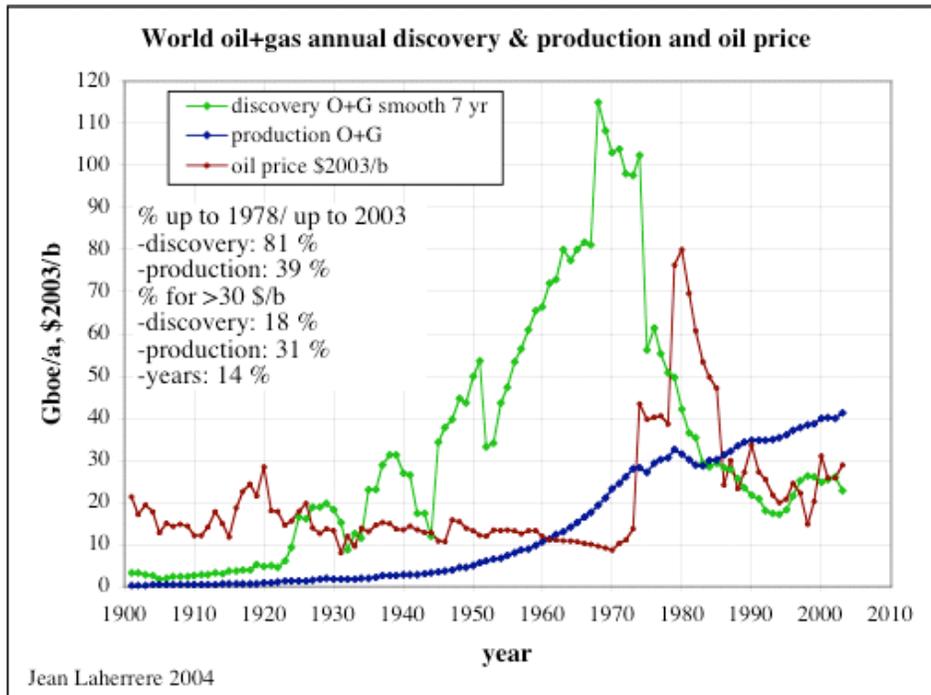
Le graphique 6 en Arabie Saoudite montre aussi que le **mythe de l'augmentation du taux de succès grâce aux nouvelles technologies qui va amener plus de réserves** est erroné, car la taille des découvertes diminue considérablement plus. De 1935 à 1968 40 NFW ont découvert 22 champs (taux de succès de 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

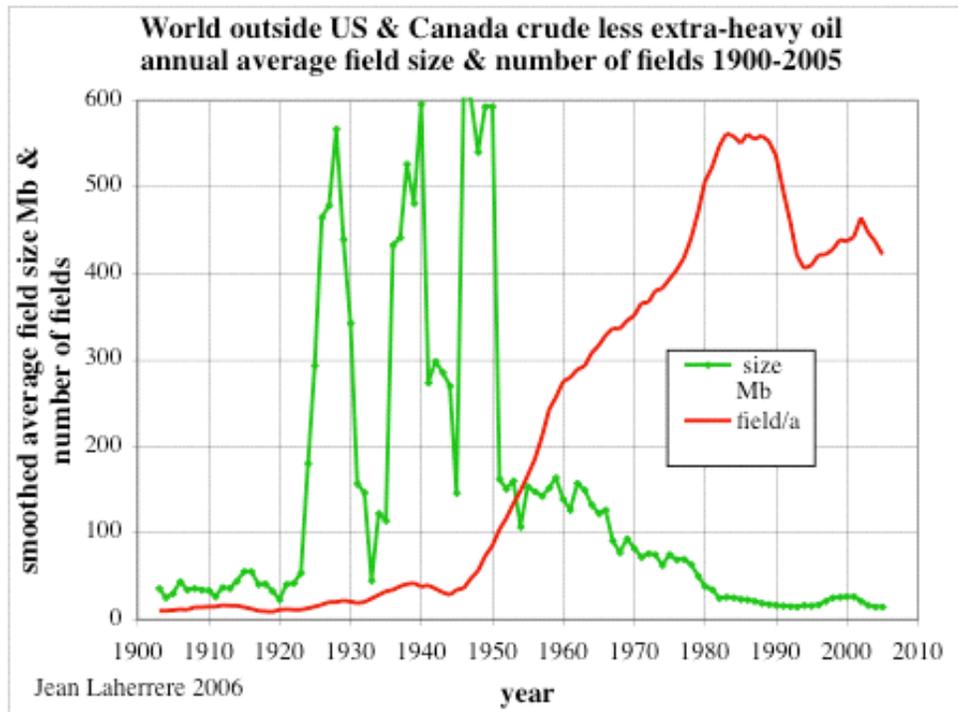
Les découvertes de pétrole et de gaz ont culminé en 1965 alors que le prix du pétrole était bas et elles ont chuté avec les chocs pétroliers car on a alors foré tous les projets médiocres qui avaient été rejetés dans le passé. Par contre la production a chuté par baisse car les consommateurs étaient 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.

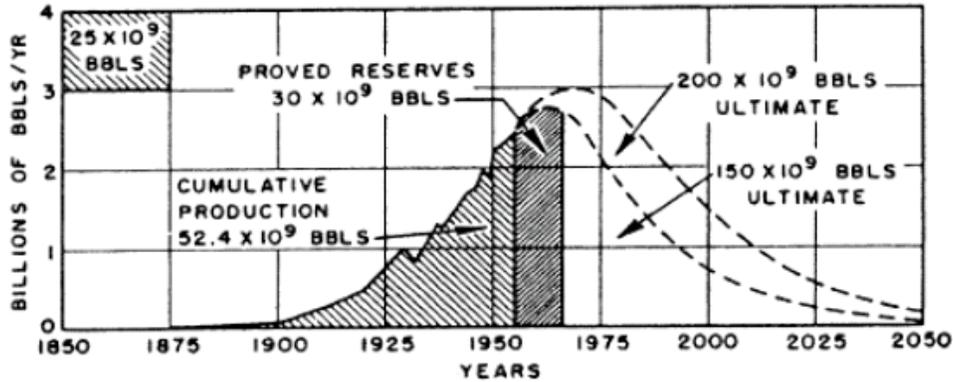
Figure 22: **Monde hors US + Canada: taille moyenne des champs de brut et nombre de champs 1900-2005**



### -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)

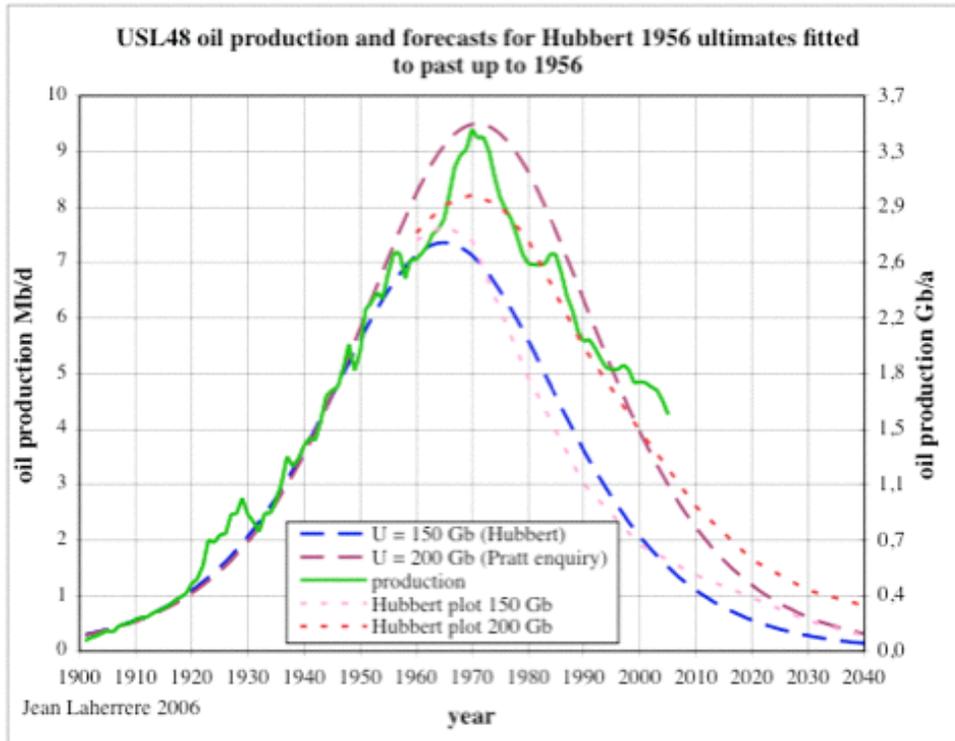


La production a bien eu son pic en 1970 et la courbe de production suit bien la courbe des decouvertes (moyennes ramenees a la date de decouverte) avec 32 ans de retard.

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.

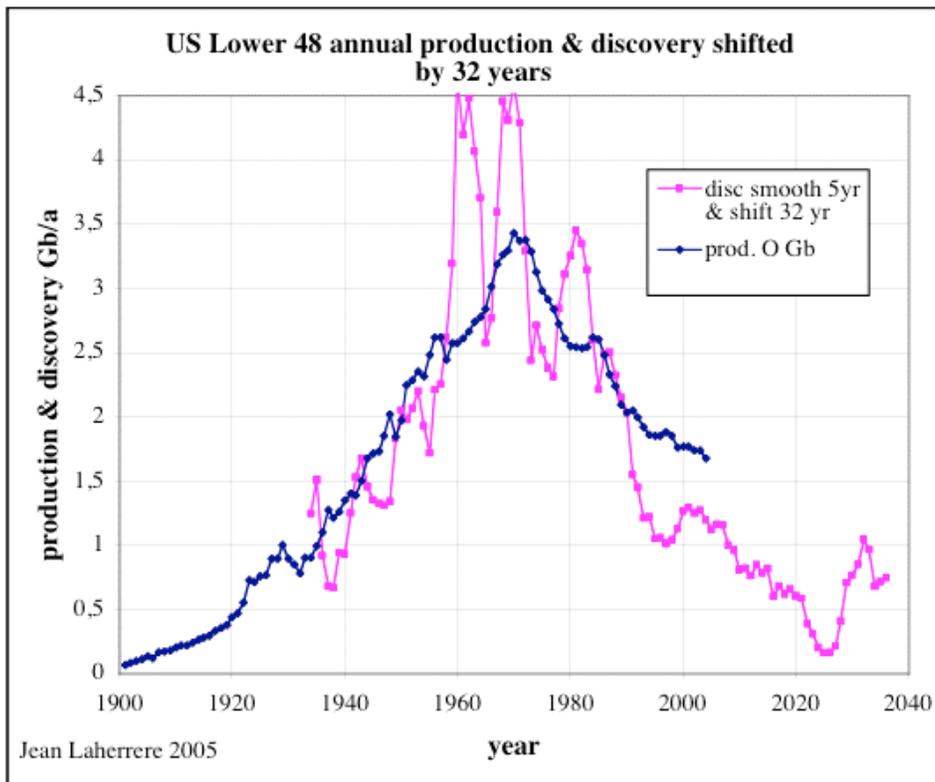
La courbe d'Hubbert 1956 est dessinee a la main et ce n'est que plus tard qu'il a choisi une equation (derive de la fonction logisitique qui donne un trace different

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



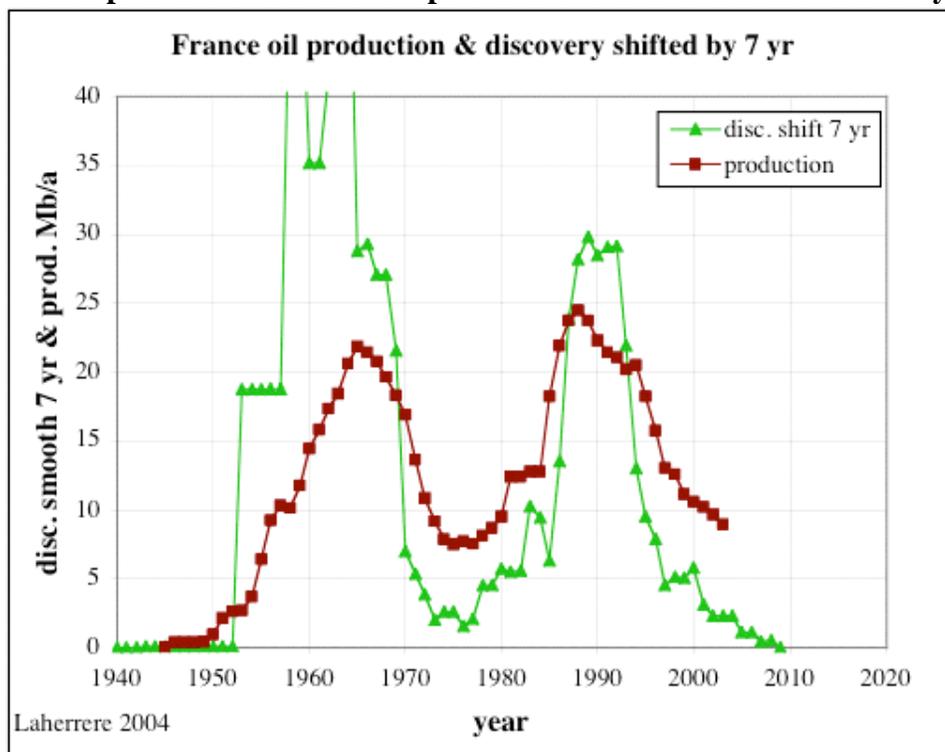
La symetrie de la courbe actuelle peut s'expliquer par la loi des grands nombres car il y a de nombreux bassins petroliers, plus de 40 000 champs et plus de 22 000 producteurs, qui agissent en ordre disperse, sauf quand il y a proration 1960 ou prix eleve 1980

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



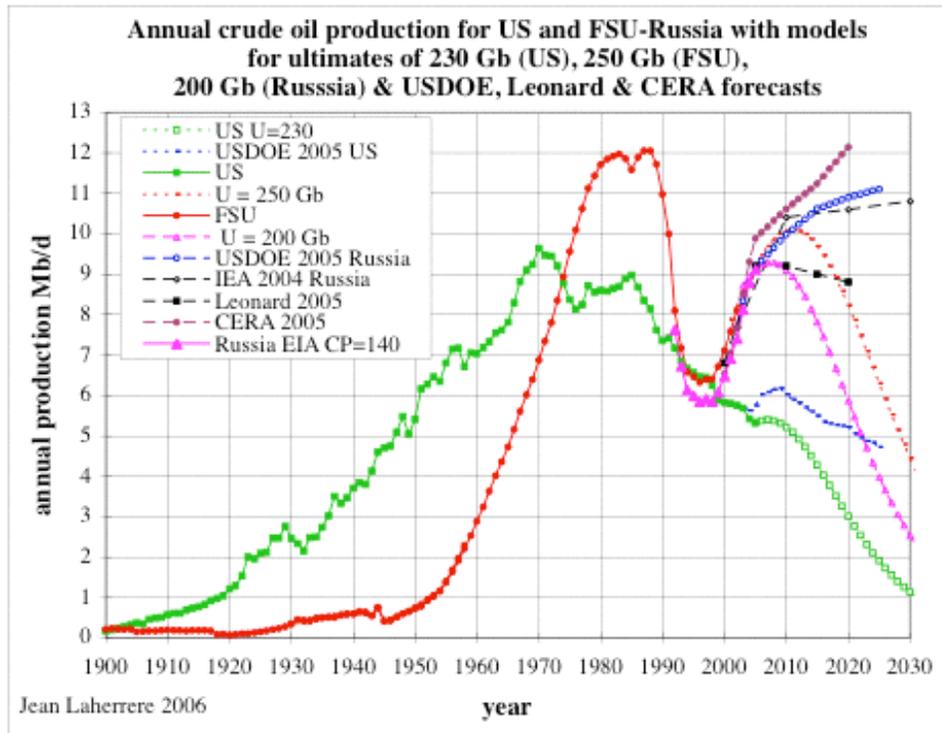
Mais dans les autres pays avec un nombre restreint de bassins et de compagnies, les courbes de decouverte et de production montrent plusieurs cycles, notamment la France, mais les cycles sont, en gros, symetriques (?)

Figure 26: **France: production annuelle de petrole et decouverte decalee 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

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)

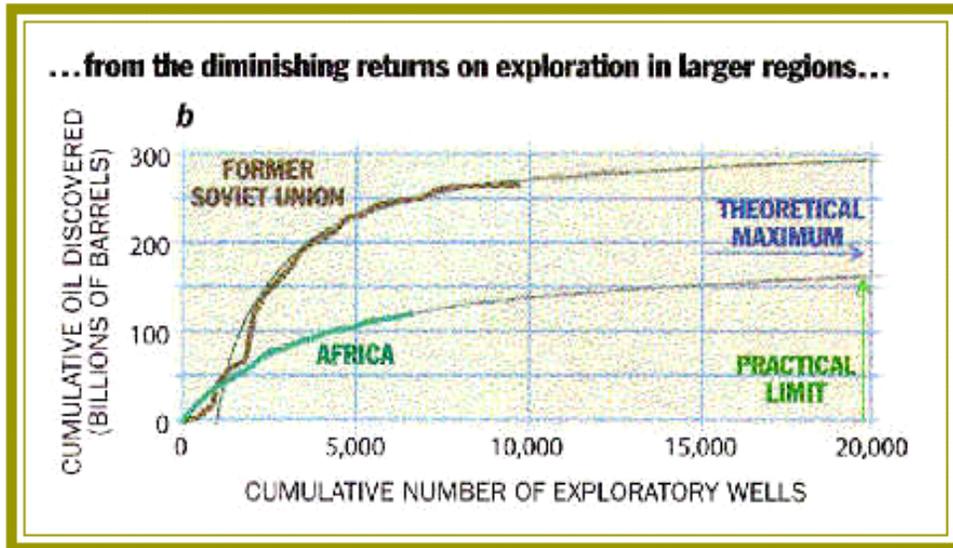
### -Estimation de l'ultime

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.

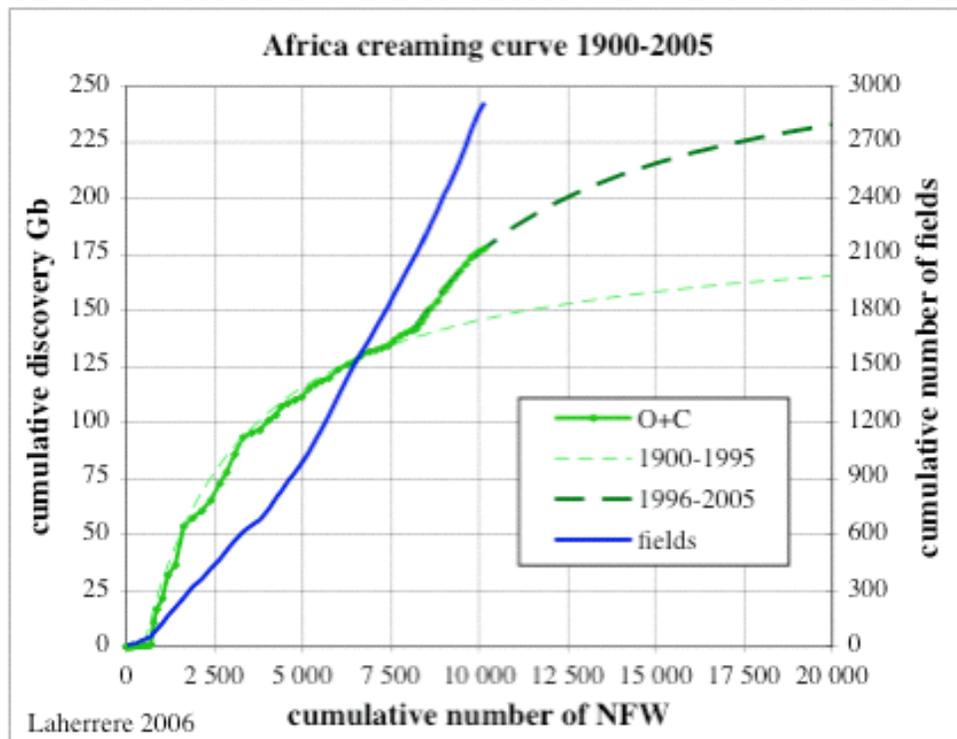
Il est préférable d'estimer les ultimes à partir des courbes d'écremage, à savoir la courbe des découvertes cumulées en fonction du nombre cumulé de puits d'exploration pure (New Field Wildcat NFW).

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.

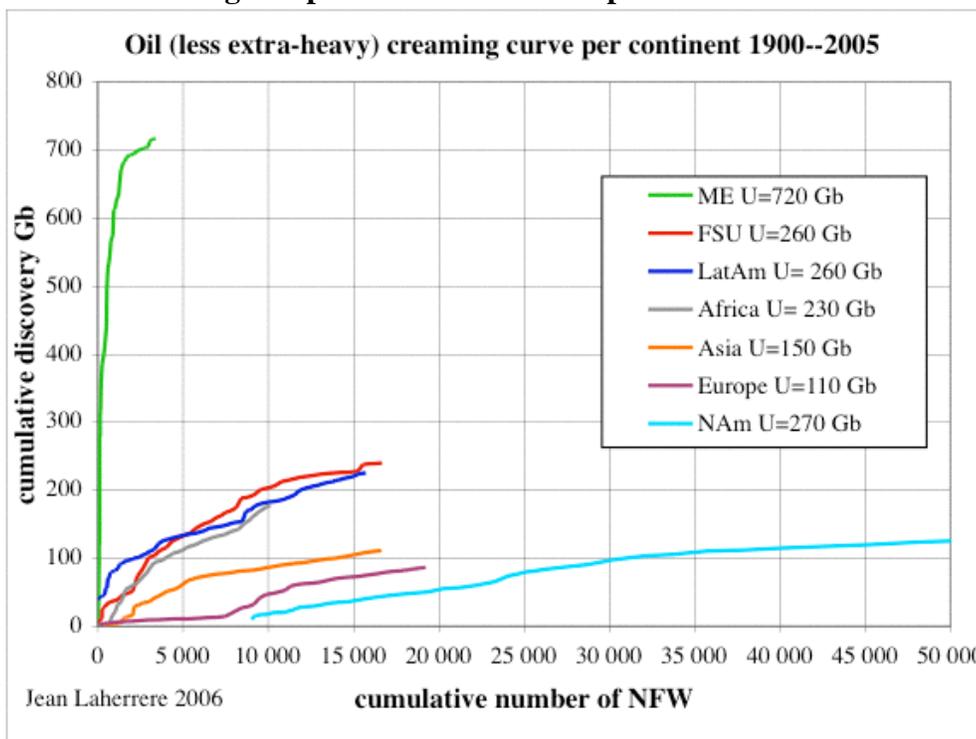
Figure 29: **Afrique: courbe d'ecremage** du pétrole 1900-2005 facilement modélisée avec 2 hyperboles



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).

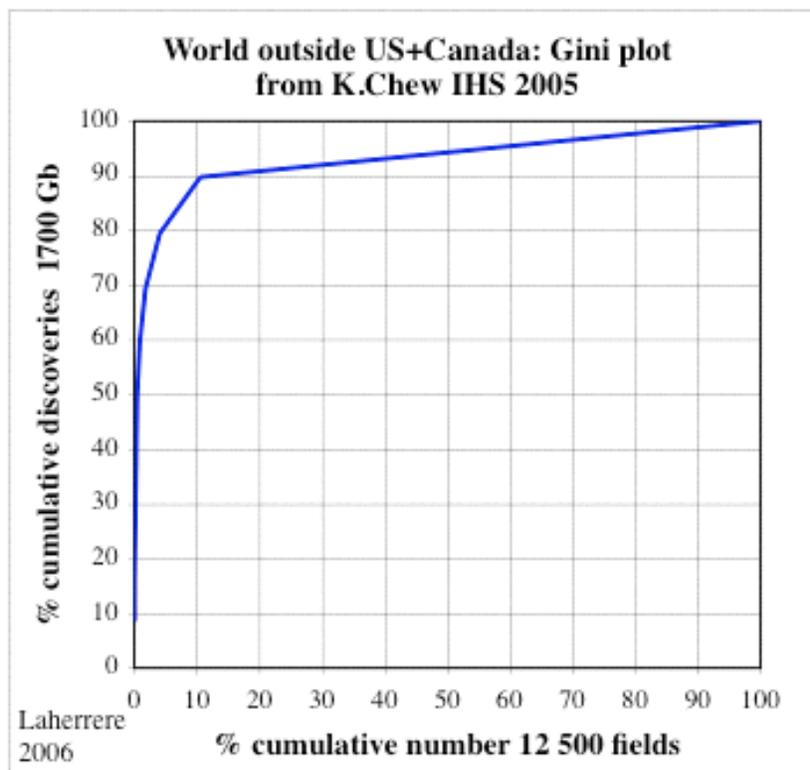
Les courbes d'ecremage sont rarement utilisees car peu ont les donnees detaillees et completes par pays des puits d'exploration.

#### **-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 posee par 20% de la population. Ce principe (ou loi) de Pareto se retrouve dans de nombreux domaines et correspond a une distribution fractale mineaire (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) montre que 80% des decouvertes sont concentrees dans seulement 5 % des champs (et 90% dans 10%).

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

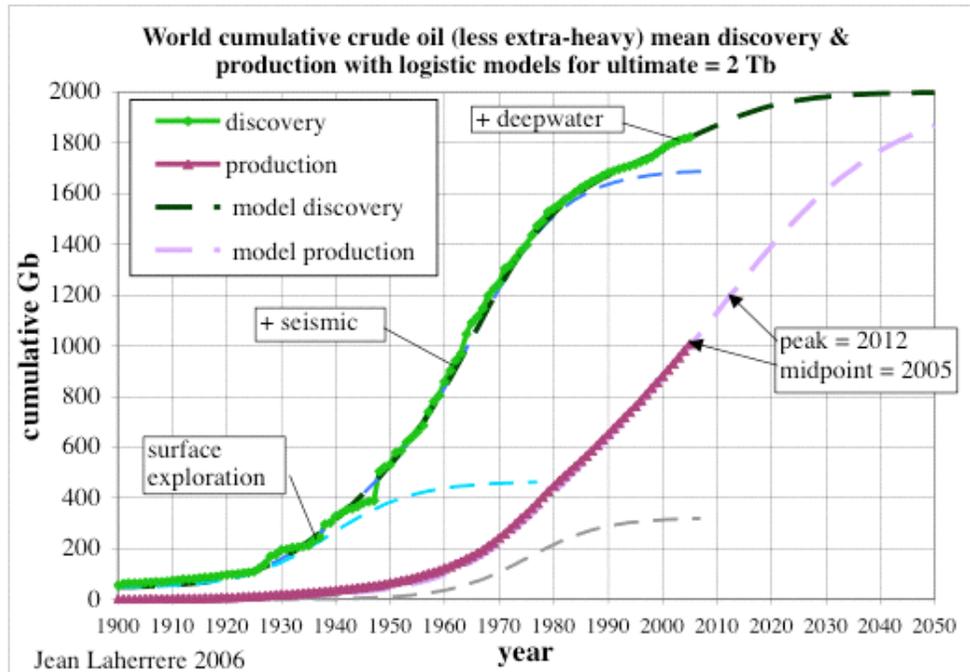


La distribution des champs de petrole est essentiellement inegalitaire!

#### **-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 toile 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  $U = 2000 \text{ Gb} = 2 \text{ Tb}$

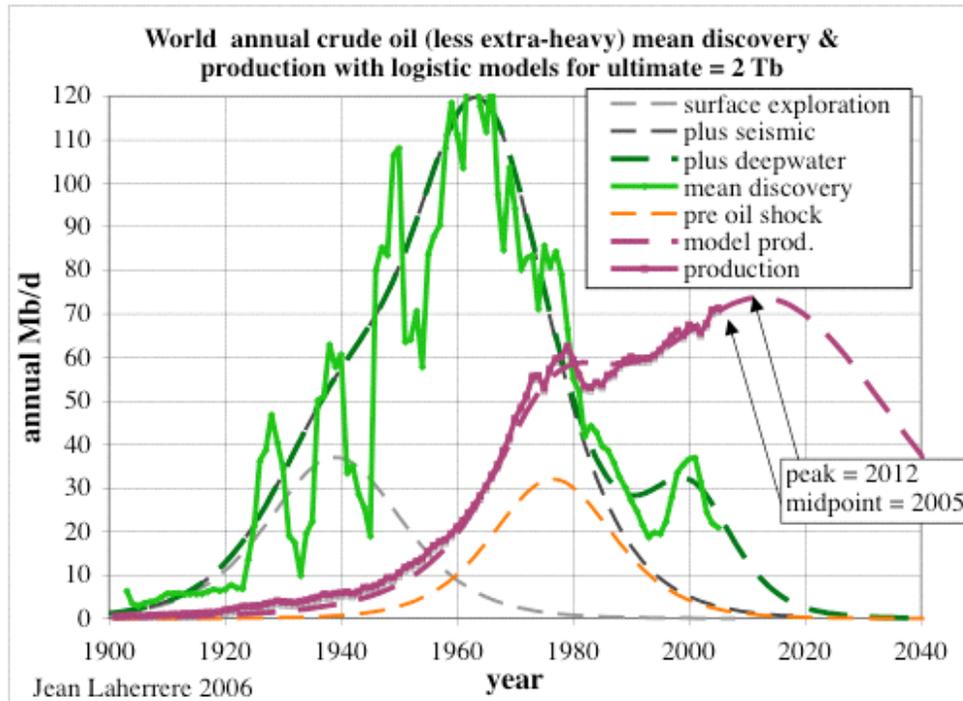


Les decouvertes cumulees depassent 1800 Gb laissant moins de 200 Gb a decouvrir, ce qui est moindre que la precision de l'ultime pris avec un seul chiffre significatif pour bien montrer son imprecision.

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

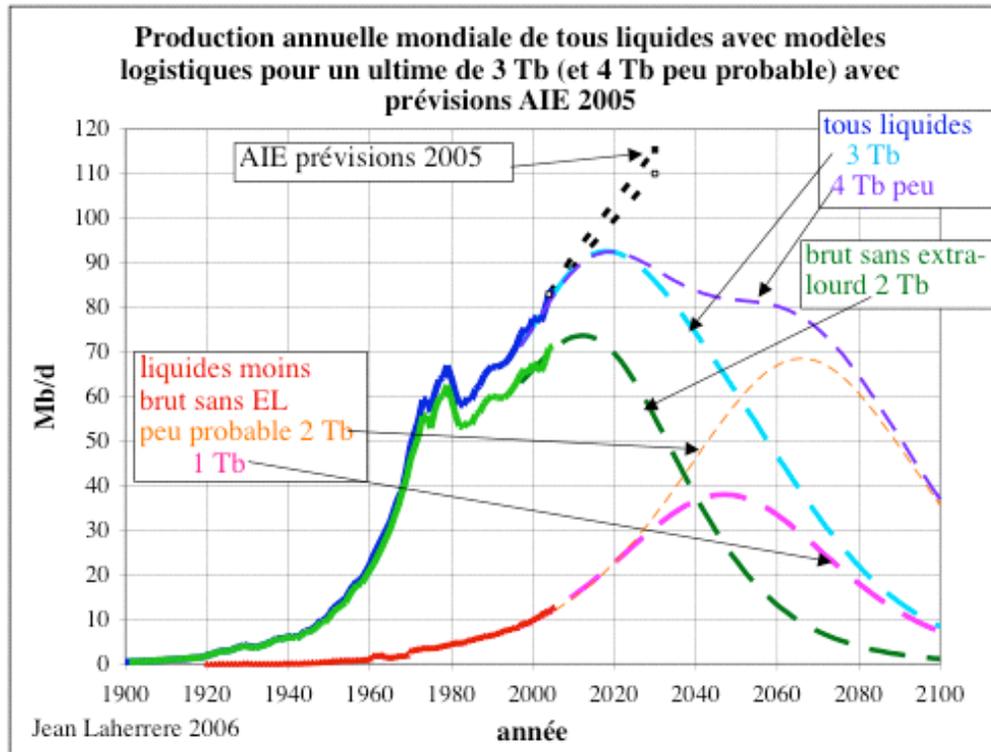
L'ultime tous liquides est estimée à 3000 Gb = 3 Tb étant la somme de

- 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, seule 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 fermes (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,

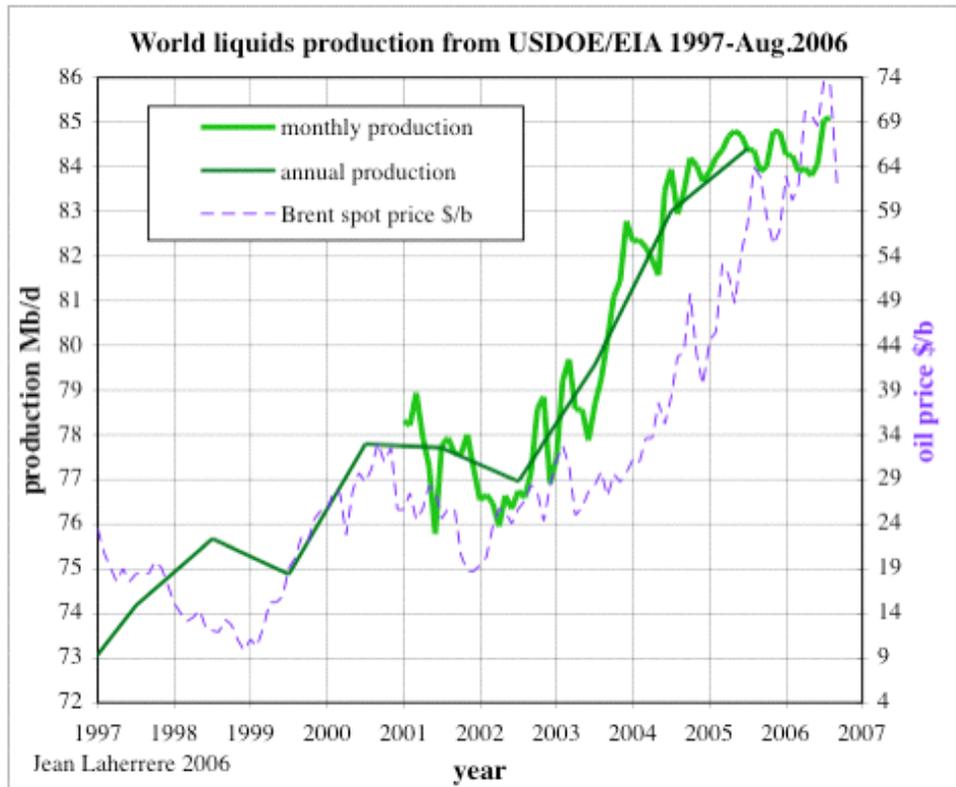
-climatique: les cyclones Katrina et Rita en 2005 et rien en 2006!

-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.

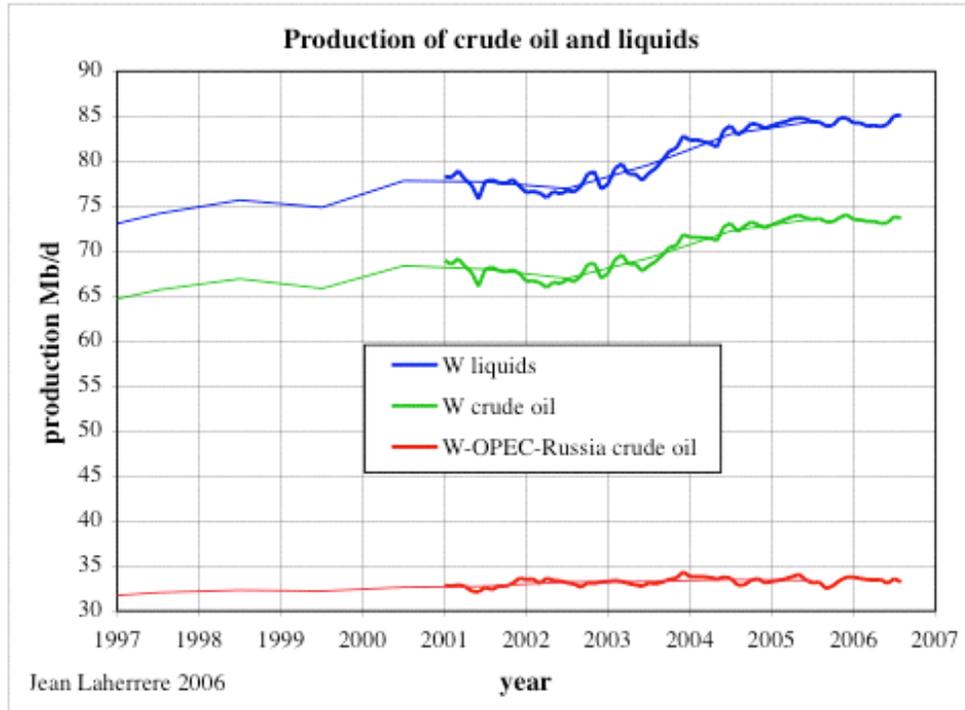
Figure 35: **production mondiale de tous liquides d'apres USDOE/EIA 1997-aout 2006**



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!

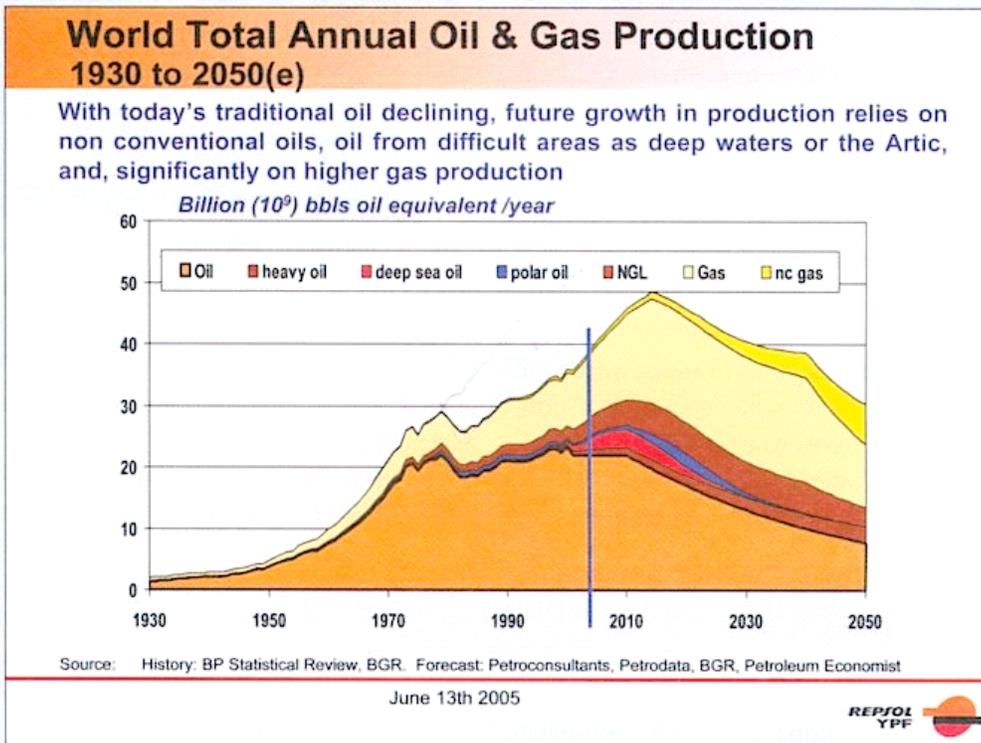
Si la production de liquides plafonnent depuis le debut de 2005, la production mondiale hors OPEP et hors Russie plafonne depuis 2002 a 33 Mb/d avec un pic en decembre 2003 a 34,3 Mb/d

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



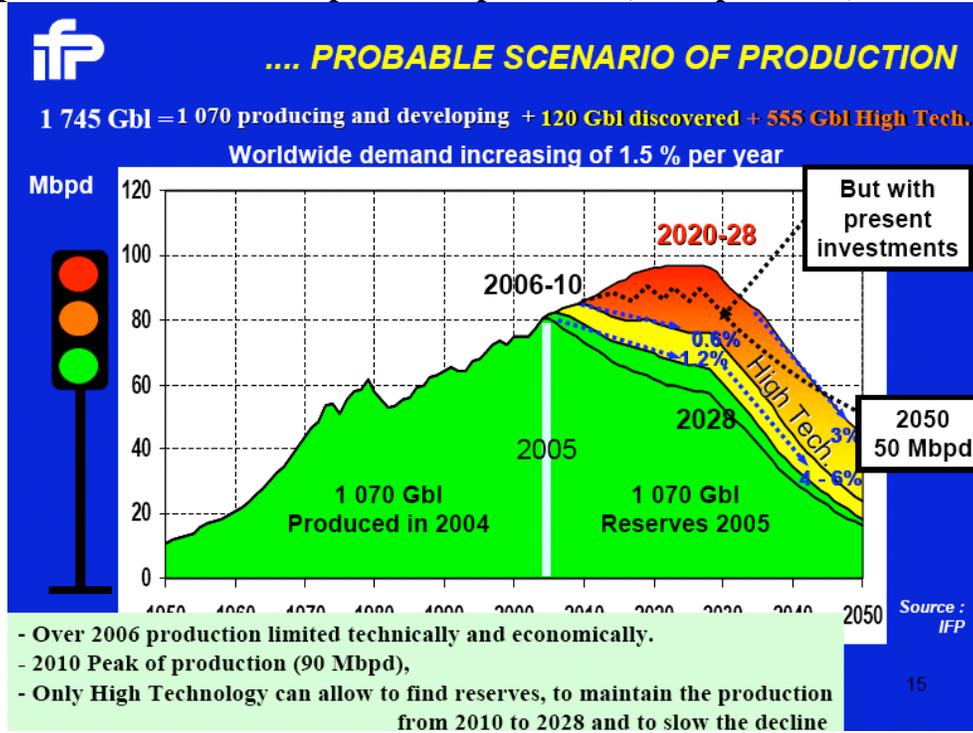
**-Autres previsions de production mondiale de petrole  
-previsions d'apres les reserves**

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..

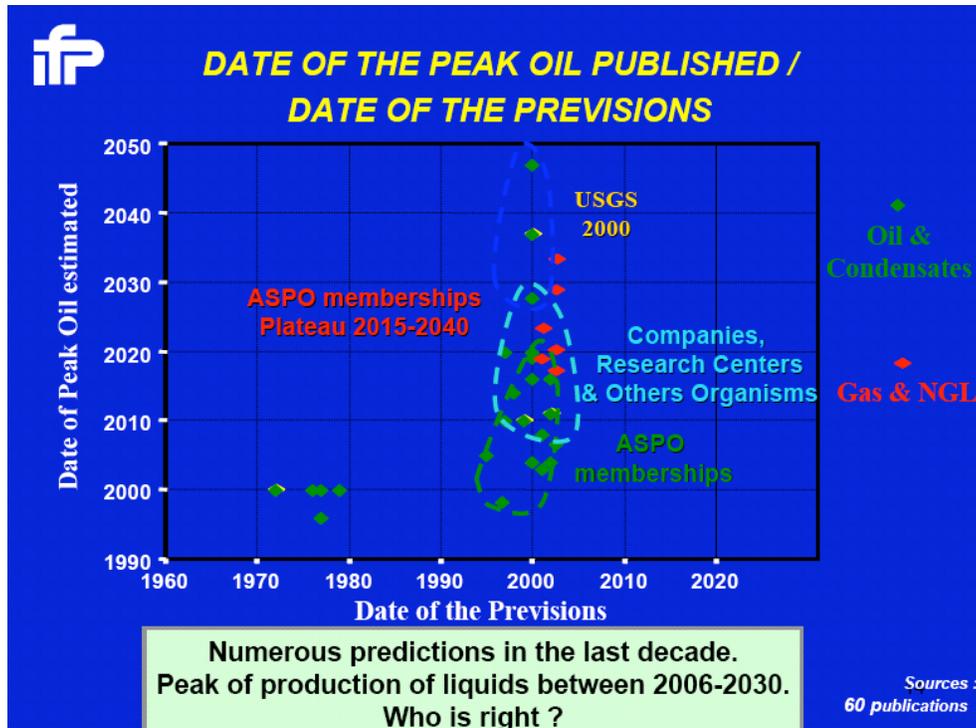
Figure 38: **production mondiale de pétrole d'après l'IFP (Champlon 2006)**



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 ondule qui commencera plus tôt.

Les prévisions de l'USGS (Geological Survey 2000) sont considérées hors normes!

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



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

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

#### -previsions d'apres les projets petroliers en cours

C. Skrebowski, editeur du Petroleum Review, magazine de l'Energy Institute a Londres, a recense tous les projets petroliers importants qui seront ajoutes a la production actuelle pour la decennie a venir. Ces megaprojets sont bien connus, faisant l'objet d'appel d'offre sur les capacites maximum et la date de demarrage (souvent optimiste). Skrebowski suppose tres 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 meme etude ne prevoit aucun glissement ainsi qu'un faible declin des productions actuelles et obtient des valeurs beaucoup plus optimiste. Skrebowski apres plusieurs revisions, estime que **le pic se produira en 2010-2011 a 92-94 Mb/d**. Ce resultat 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 40: AIE 1998: previsions Jean-Marie Bourdair: **il est impossible de satisfaire la demande**

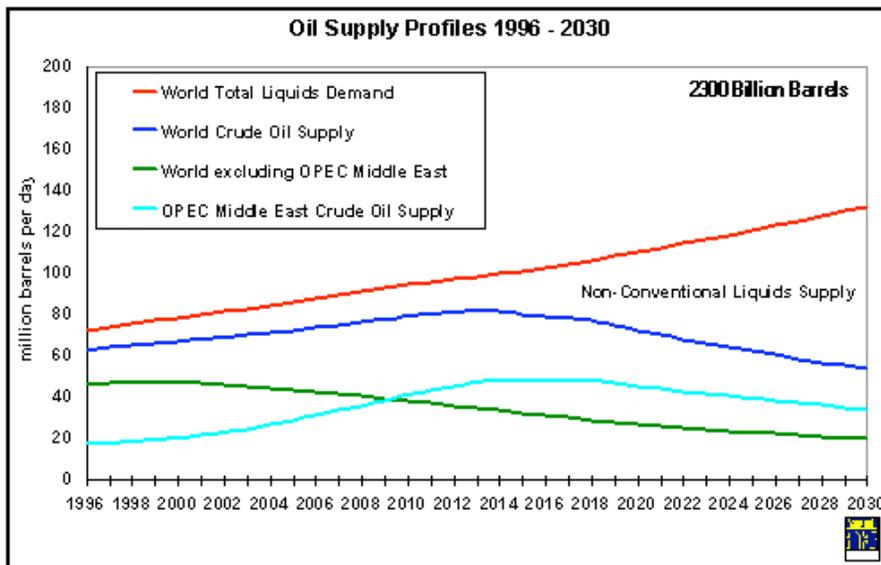


Figure 41: AIE 2002: previsions Olivier Appert: **il n'y a pas de probleme pour satisfaire la demande**

Figure 3.3: World Oil Production

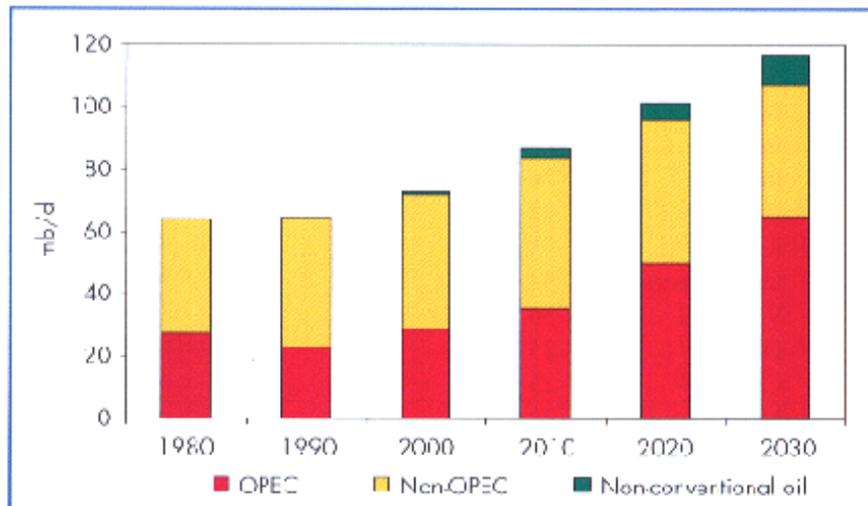
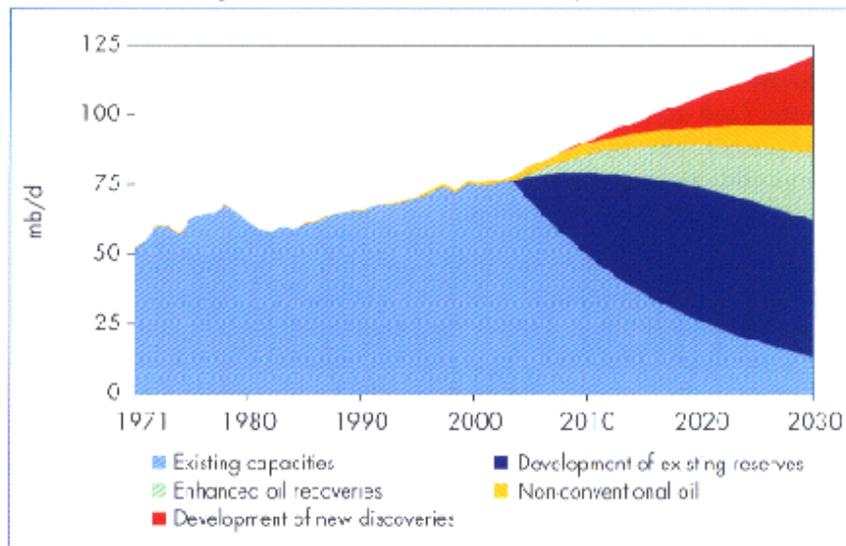


Figure 42: AIE 2004: previsions Fatih Birol: beaucoup de conditions pour satisfaire la demande

Figure 3.20: World Oil Production by Source



### -Iran

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

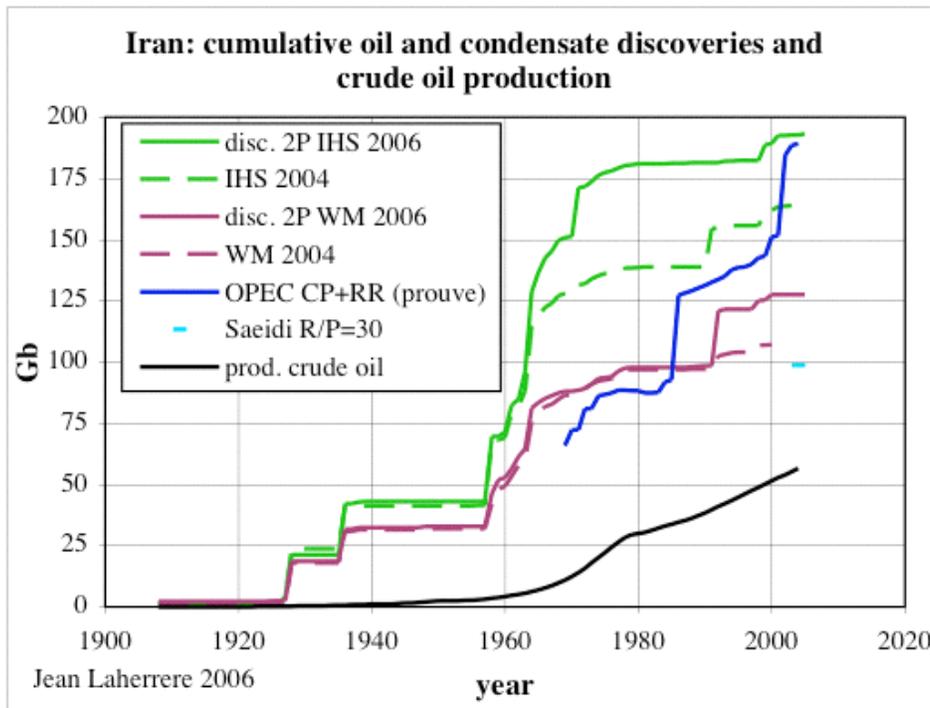
Ali Bakhtiari (ASPO et ancien de la NIOC) avait deja en 2004 declare que les chiffres officiels de 130 Gb etaient exageres et la realite proche de 40 Gb (suivant les estimations de M. A. Saidi, geologue et ancien directeur de la NIOC).

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

Les compagnies qui vendent les données techniques ne veulent plus se mettre à dos des compagnies nationales qui sont devenues leurs clients et IHS et WM ont fortement augmenté leurs chiffres qui sont les réserves prouvées et probables pour se caler sur les réserves dites prouvées publiées par les compagnies nationales.

Les découvertes cumulées de pétrole (huile et condensat) sont à fin 2005 proches de 190 Gb pour IHS 2P et la NIOC 1P alors qu'en 2004 le total pour IHS était de 165 Gb. WM donne 125 Gb en 2006, contre 105 en 2004. La déclaration de Saeidi doit être interprétée comme un total découvert de 100 Gb.

Figure 43: **Iran: découverte et production cumulées de pétrole** d'après plusieurs sources 1908-2005



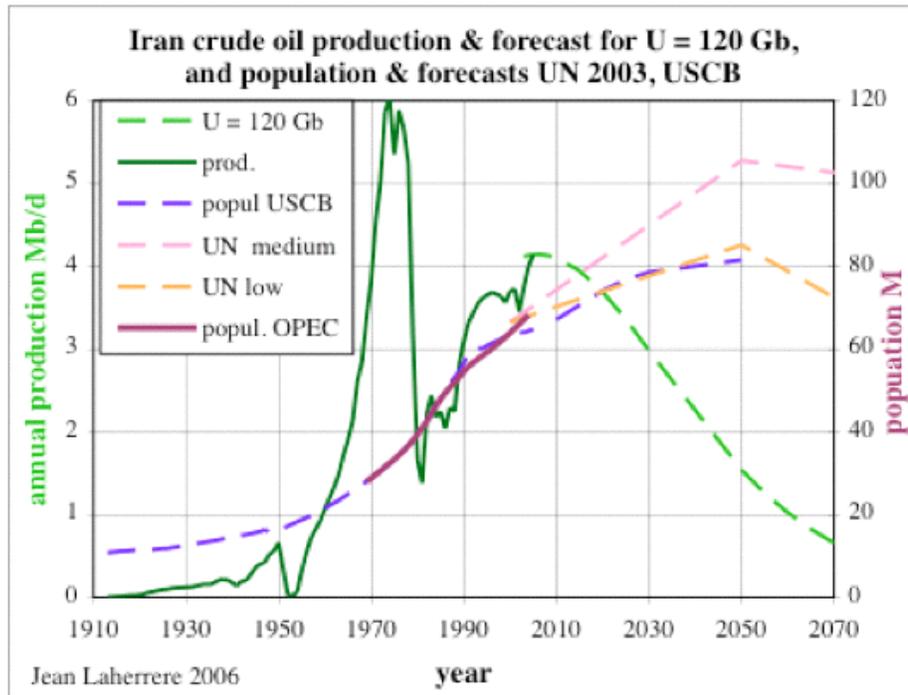
L'année dernière à ASPO Lisbonne j'avais tracé une prévision de pétrole avec un ultime de 120 Gb (mon interprétation) avec aussi un ultime de 200 Gb (chiffre NIOC). J'avais alors déclaré que l'Iran avait un besoin immédiat d'énergie et donc de nucléaire civil.

Saeidi confirme que 120 Gb est l'ultime probable et j'ai comparé la production future de pétrole à la population future (prévision UN 23003 et USCB (census bureau)). Les prévisions médium UN se sont toujours avérées trop optimistes et la réalité doit être entre le médium et le low (qui coïncide avec la prévision USCB)

L'ultime de 120 Gb conduit à dire que le pic est imminent, bien sûr la NIOC peut pousser la production au détriment du futur, mais cela ne poussera le pic pas loin. La grande découverte d'Azadegan faite en 1999 (6 Gb pour IHS, 3,5 Gb pour WM et 26 Gb (en place?) dans les médias mais pour une production seulement de 260 000 b/d) n'est toujours pas développée les Japonais pourtant prêts à tout n'ont toujours pas commencé (il y aurait encore des mines laissées de la guerre avec l'Irak), bien qu'ayant signé en 2004 ! De même la découverte de Yadaran (Koushk + Hosseinieh) en 2002 est annoncée devoir être développée par les Chinois avec des réserves (?) de 30 Gb (3 Gb pour IHS et 1,7 Gb pour WM). Il faut dire que le contrat de « service » iranien est très mauvais et les compagnies rechignent à l'accepter. Les compagnies américaines ont l'interdiction d'y aller !

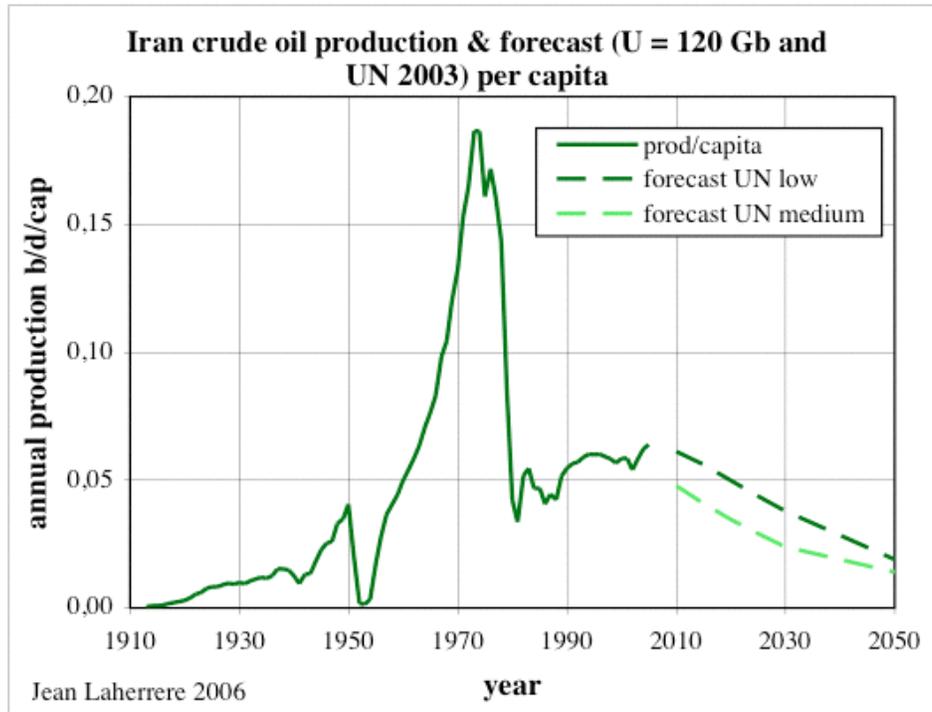
On voit donc l'augmentation de la population de 1950 a 2005 est compatible avec celle du petrole mais en 2010 la production va baisser et la population continuer a augmenter.

Figure 44: **Iran: prevision de production annuelle** pour un ultime de 120 Gb et de population 1910-2070



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

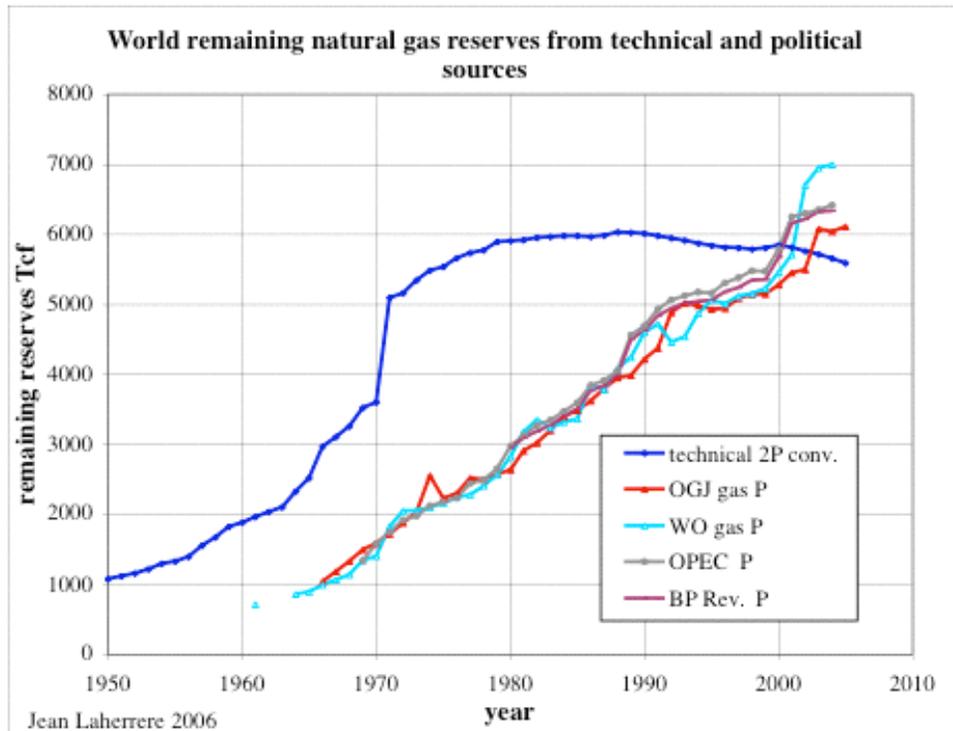
Figure 45: **Iran: production de petrole par habitant** 1910-2050



### -Gaz

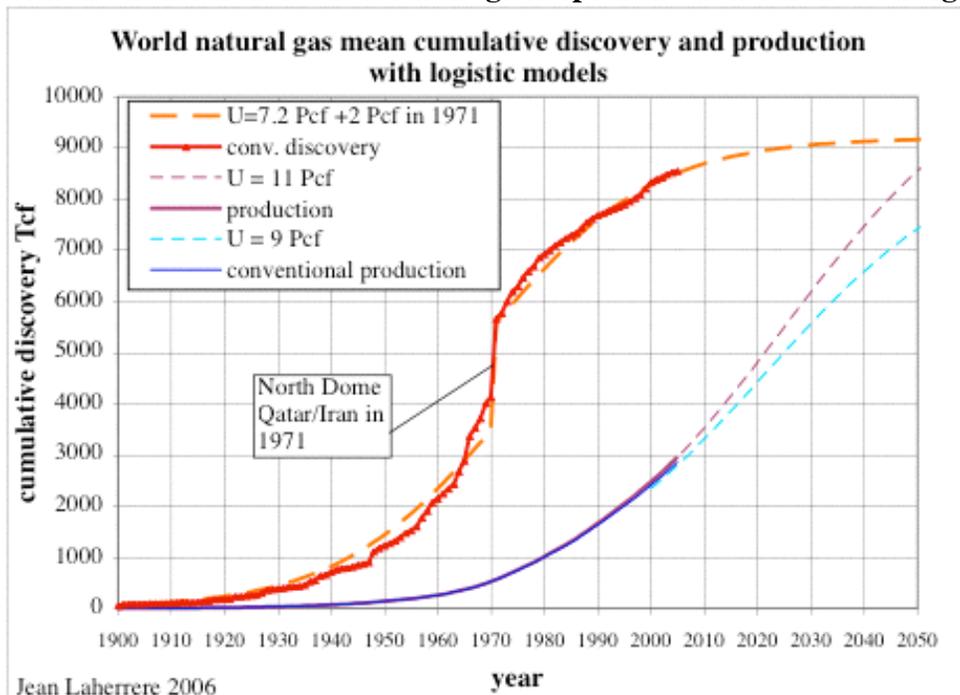
Les reserves restantes de gaz publiees comme prouvees (?) par les compagnies nationales montre la meme divergence avec les reserves techniques que pour le petrole. Le probleme est que les bases de donnees techniques sont plus ecartees que pour le petrole car WM ne prend en compte que les donnees commerciales,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

Figure 46: **reserves restantes mondiales de gaz suivant differentes sources**



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

Figure 47: **Decouvertes mondiales cumulees de gaz et production avec modeles logistiques**

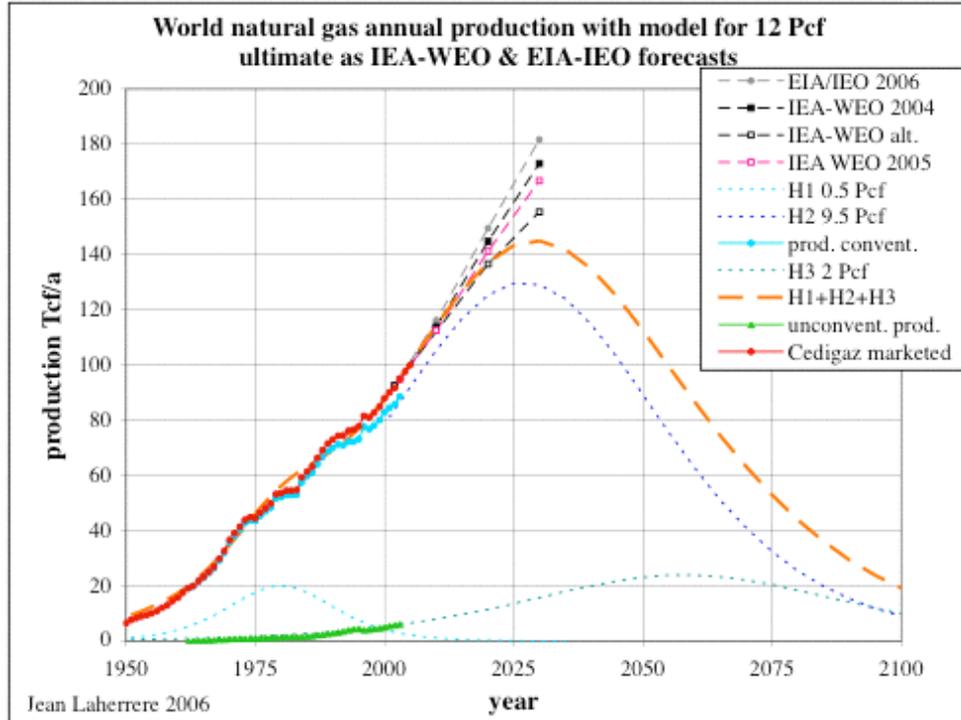


L'ultime pour le gaz avait ete estime il y a 10 ans (Laherrere, Perrodon, Campbell 1996) a 10 000 Tcf (10 Pcf) pour le conventionnel et a 12 Pcf en incluant le non-conventionnel (CBM, reservoirs

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 sequestratuion du CO<sub>2</sub>), l'ultime pourrait être augmenté, mais cela ne changerait pas le pic, seulement le déclin (comme pour le pétrole).

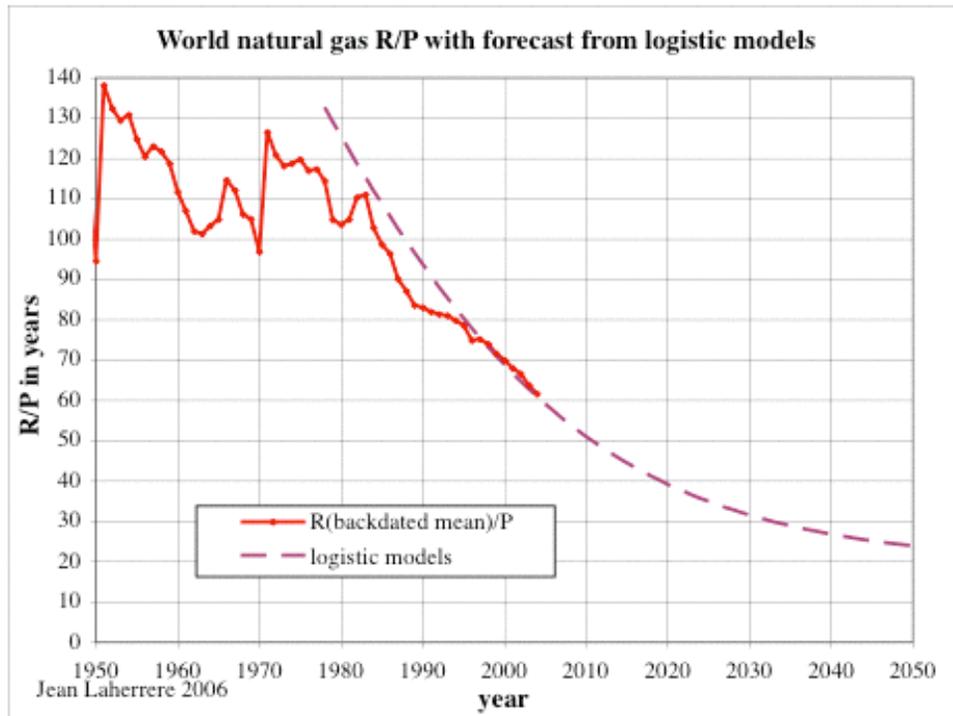
La production mondiale de gaz culminera vers 2030 à 140 Tcf/a alors que l'USDOE/EIA 2006 prévoit pour 2030 182 Tcf/a (toujours croissant), mais l'AIE 2005 a déçu la valeur en 2030 à 165 Tcf/a.

Figure 48: **Decouverte annuelle de gaz mondial et production 1950-2100**



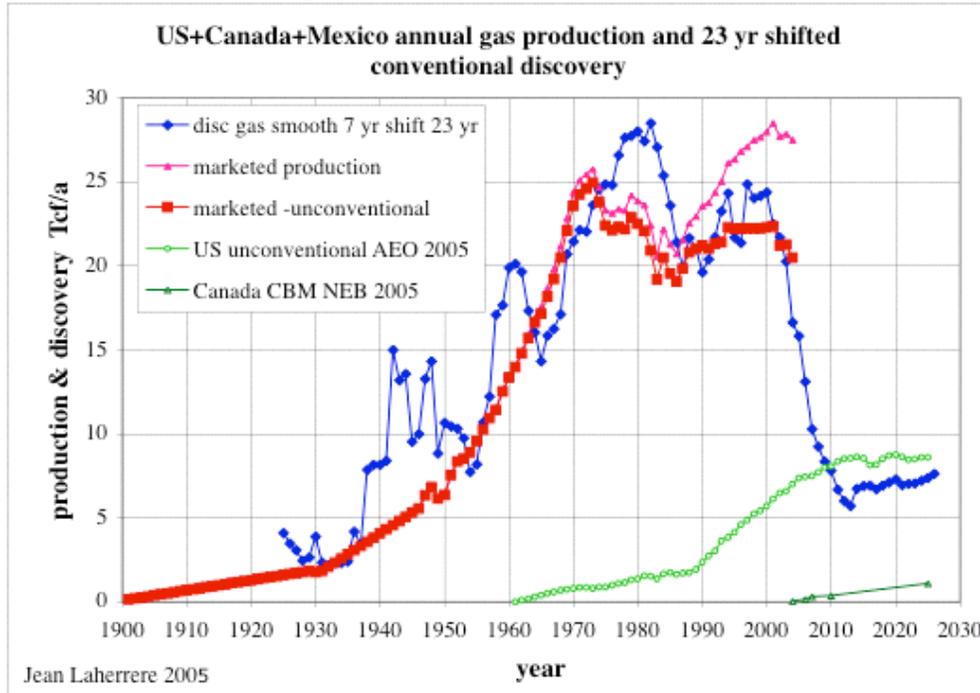
Le R(valeur espérée)/P a déçu de 140 ans en 1950 à 60 ans en 2005 et tend vers une asymptote de 20 ans (comme pour le pétrole)

Figure 49: **R/P du gaz mondial avec prévisions de modèles logistiques 1950-2050**



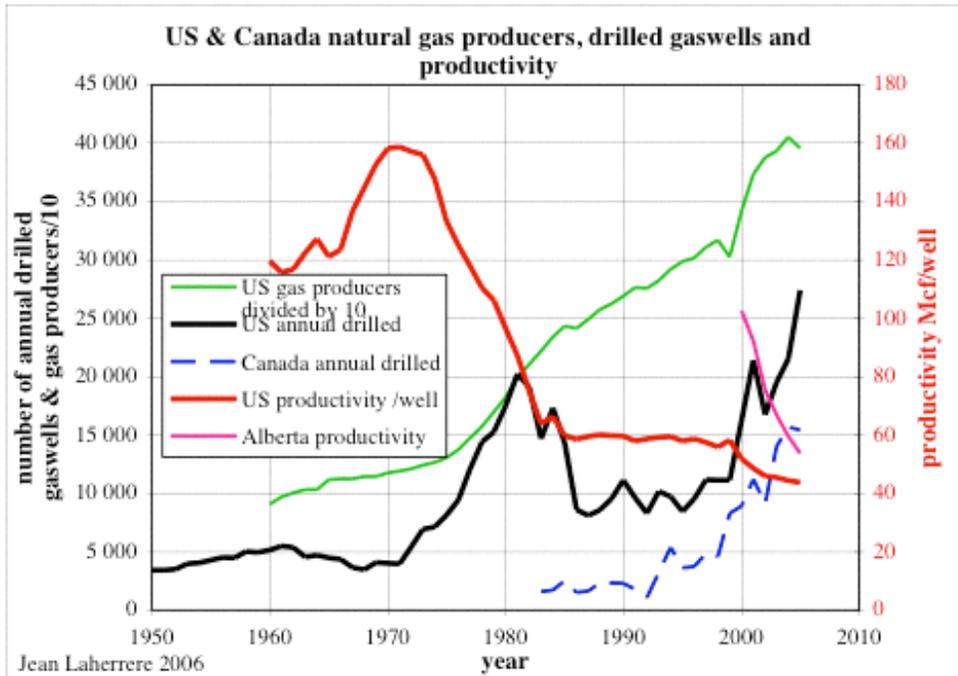
Pour le gaz, le pic mondial se situe en 2030, rendant les projets de remplacer le pétrole par le GTL (très cher) hypothétiques. Mais comme le gaz coûte 10 fois plus cher à transporter que le pétrole il y avait 3 marchés de gaz: Amérique du Nord, Europe et Asie Pacifique, maintenant 4 avec l'Amérique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

**Figure 50: US + Canada + Mexico: production de gaz conventionnel et découverte décalée 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

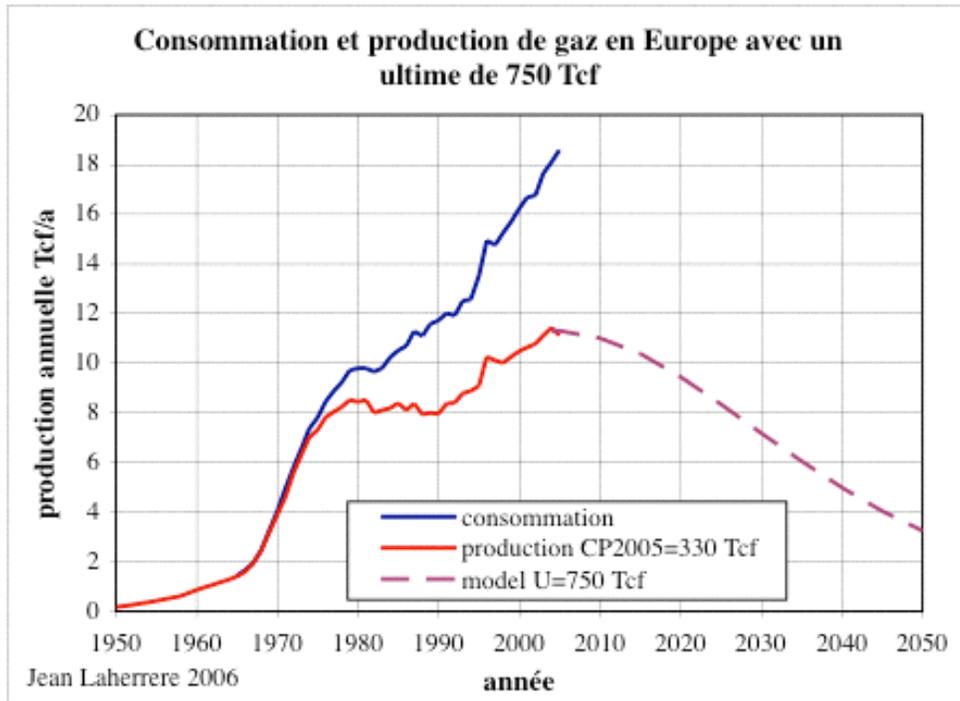
Figure 51: US & Canada: nombre de puits producteurs de gaz, de puits fores par an et productivite par puits 1950-2005



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

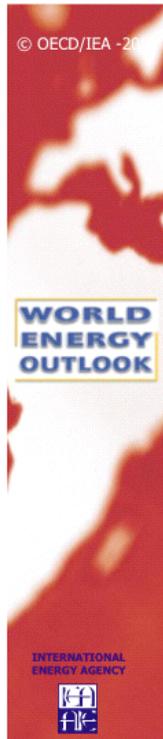
s'associer avec Sonatrach pour créer un OGEF. L'Europe va souffrir très vite de pénurie de gaz et de prix élevés. L'Europe consomme 8 Tcf par an de plus qu'elle ne produit.

Figure 52: **Europe: consommation et production annuelle de gaz pour un ultime de 750Tcf: 1930-2050**

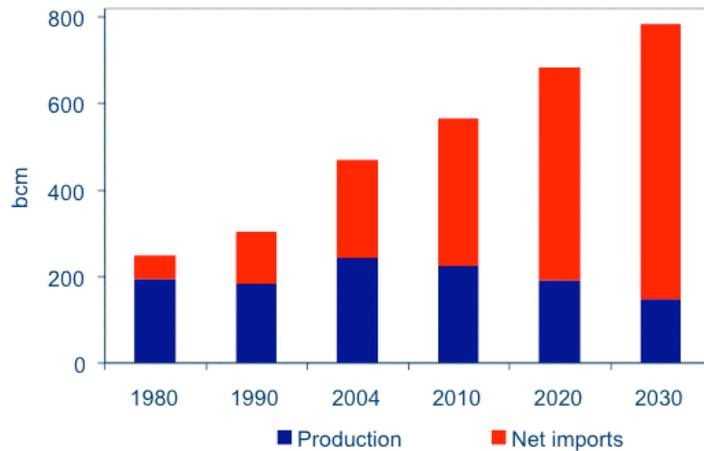


La production de gaz de l'Europe est en train de culminer d'après l'AIE et sa demande est supposée être satisfaite par les importations notamment russes et algériennes qui devraient augmenter de maintenant à 2020 de 300 G.m<sup>3</sup> ou 10 Tcf. Mais la Norvège veut exporter du gaz vers les US

Figure 53: **Offre et demande de gaz de l'Union Européenne d'après AIE**



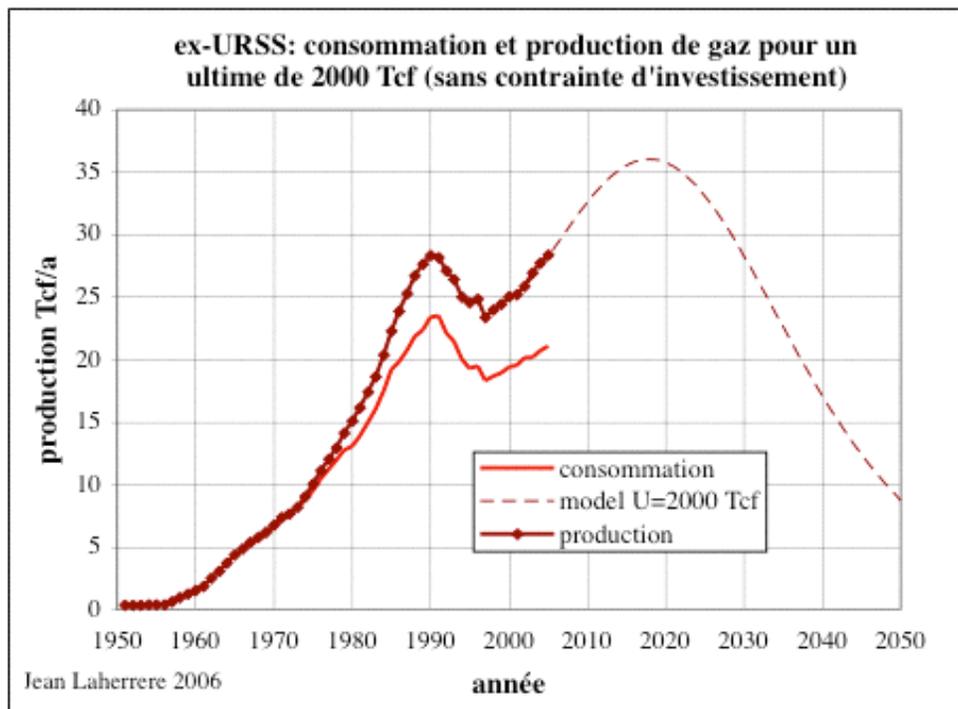
## European Union Gas Outlook



**Rising demand – mainly for power generation – and declining output will cause net imports to surge**

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

Figure 54: **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 debacle!. 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 chauffé au gaz sans compteur car le chauffage est compris dans la location. Les grands gisements (>100 Tcf = 15 fois Lacq) d'Yamal (Bovanenkovo 1971) et en mer de Barentz (Shtokman 1988) ne sont pas encore développés et Shtokman est prévu alimenter les US.. Gazprom commence des alliances avec Sonatrach pour contrôler les prix sur l'Europe, cherchant le maximum à court terme. 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 CO<sub>2</sub> 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 energie d'apres les BGR= Bureau de Geosciences en Allemagne

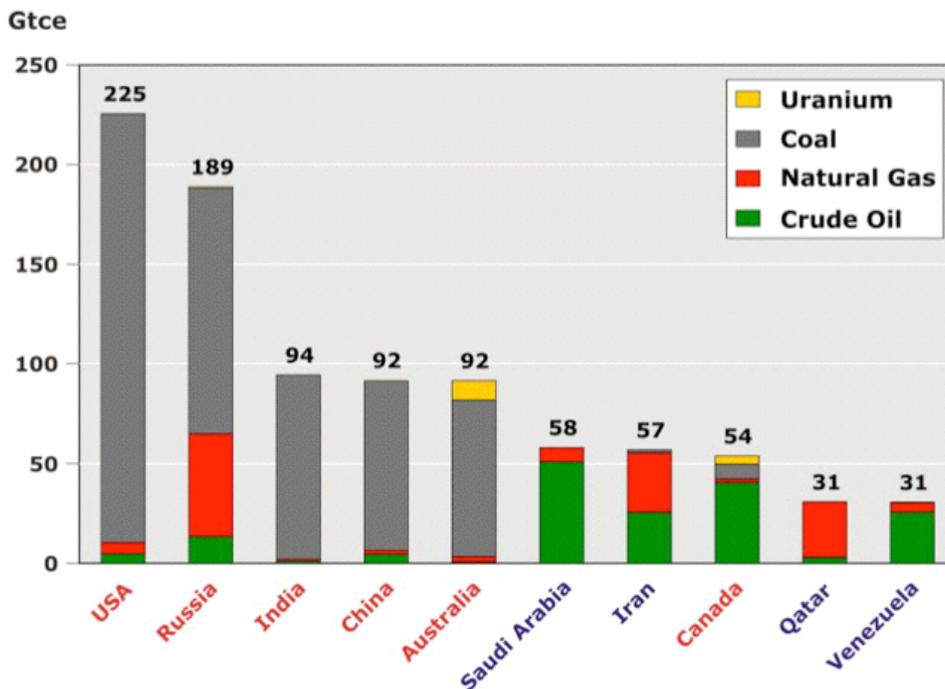
Le Bureau de Geosciences en Allemagne BGR est le seul organisme qui fasse regulierement un inventaire complet et homogene des ressources de la planete. Le Conseil Mondial de l'Energie ne fait que rassembler les estimations nationales qui sont tres heterogenes, mais ne fait pas le total mondial

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

BGR- Germany	reserves			resources		
estimate year Gtoe	1997	2001	2004	1997	2001	2004
conventional oil	151	152	160	76	84	82
non-conventional oil	134	66	66	574	250	250
conventional natural gas	116	122	134	172	165	157
non-conventional gas	2	2	2	2458	1538	1538
hard coal	341	423	450	3519	2486	2299
soft brown coal	50	47	47	763	292	213
uranium	24	15	17	179	174	174
thorium	22	22	22	23	23	23

Le classement des 10 premiers pays en combustibles fossiles est donne 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 sixieme apres l'Australie!

Figure 55: BGR: Reserves restantes de combustibles fossiles en 2004 pour les pays les plus dotes en Gtce

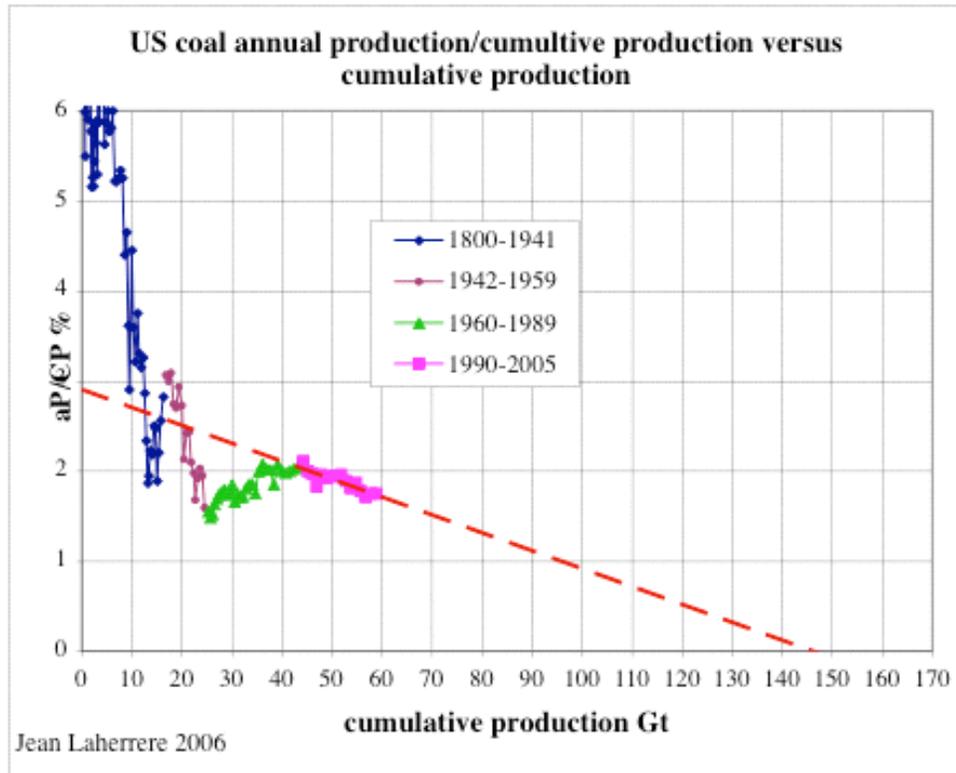


Les US sont le Moyen-Orient du charbon! Mais Gregson Vaux (2003) estimait que les reserves US de charbon sont de 33 ans (utilisant un modele trop simple et triplant les productions en 33 ans = 4%/a!) contre 250 ans pour les estimations officielles (240 ans pour BP Review).

En prenant l'estimation de reserves de l'USDOE de 245 Gt (280 Gt BGR) plus la production cumulee de 58 Gt on obtient un ultime de 300 Gt, mais le pourcentage de la production annuelle sur production cumulee montre une extrapolation depuis 1990 en fonction de la production cumulee

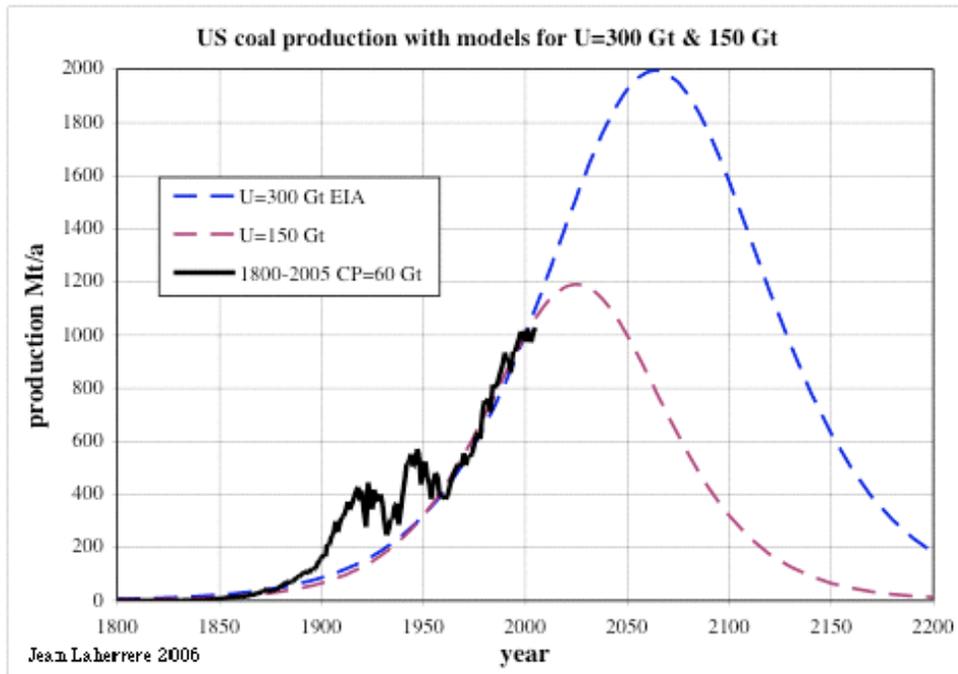
qui tend vers un ultime possible a 150 Gt. Cette estimation est tres imprecise car la courbe decroit depuis 1942 puis croit en 1960 et decroit depuis 1990.

Figure 56: **charbon US: pourcentage production annuelle sur production cumulee versus production cumulee 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 57: **charbon US: production 1800-2200 pour ultimes de 150 Gt et 300 Gt**

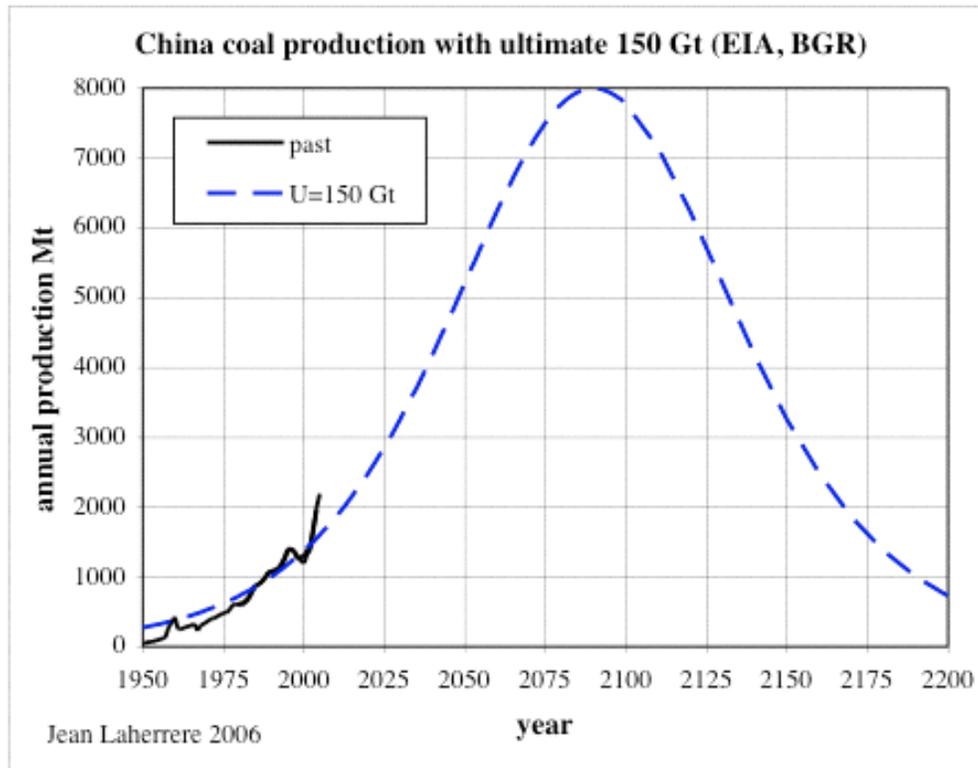


La production de charbon devrait donc culminer entre 2025 et 2065 s'il n'y a pas de contraintes en dehors des réserves. Les US prévoient de construire 150 centrales à charbon 100 GW 140 G\$) en addition des 1500 existantes (50% vieilles de >35 ans) qui fournissent la moitié de l'électricité du pays (nucléaire 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 58: charbon en Chine: production 1960-2140 pour ultime de 150 Gt**

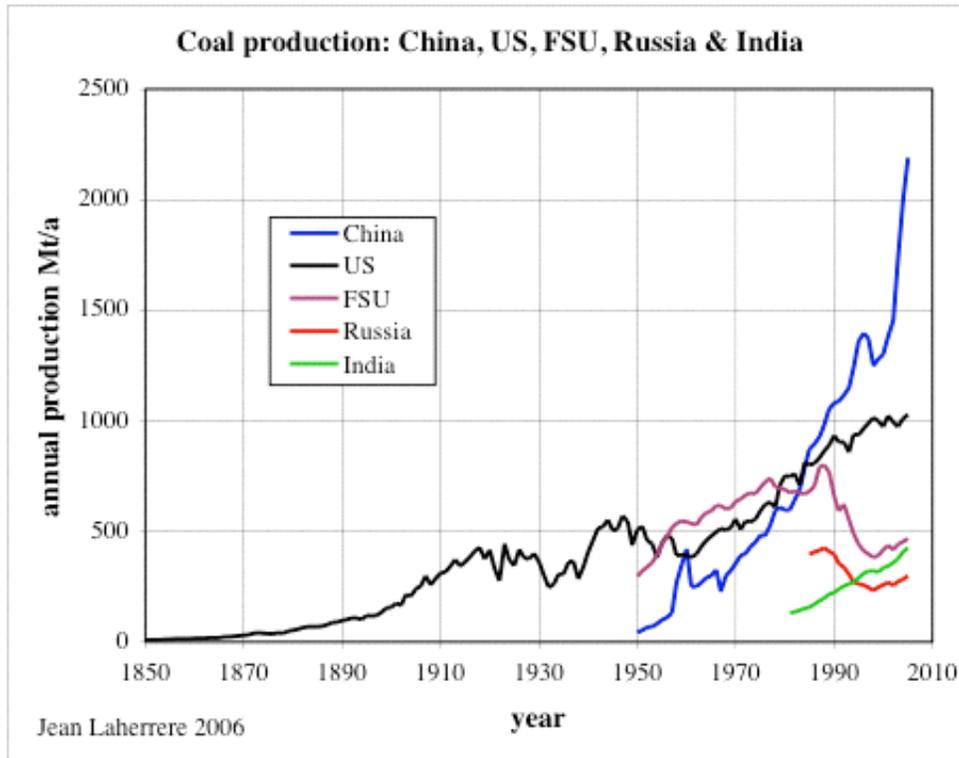


La Chine ajouterait une centrale a charbon par semaine (?). Mais la production aura du mal a suivre. En 1990 une bonne partie des mines locales ont ete fermees car tres dangereuses. Le nombre de tues dans les mines est de l'ordre de 6000 morts par an depuis longtemps. En plus la Chine est en train de construire des usines pour CTL (coal to liquid) pour satisfaire ses besoins en huile. En 2004 les centrales elctriques au charbon ont manque de combustible a cause des liaisons ferroviaires insuffisantes, ce qui a cause l'augmentation massive de consommation de petrole car les usines se sont equipes de groupes electrogenes pour pouvoir produire les produits chinois vendus dans le monde entier. La Chine a besoin de son charbon mais n'a pas reussi a mettre en place les equipements necessaires pour une production satisfaisant ses besoins futurs.

Dans l'inventaire BGR, les Russes arrivent en second (>500 ans de charbon pour BP Review) mais Kiriyenko (ex-premier ministre et patron agence nucleaire russe) vient de declarer que leurs reserves de charbon et de gaz seraient epuisees 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 59: 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'U235 qui ne fait que 0,7% du mineral est fissible, le reste soit l'U238 (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'electricite nucleaire sont trop incertaines pour de nombreuses raisons. De plus il y a de gros problemes dans la conversion en unite d'energie equivalente (le joule ou la tep= 42 MJ), suivant les rendements des autres energies. [La France a change ses conventions en 2001](#) pour s'aligner sur l'AIE faisant passer la part du nucleaire en energie primaire de 31 % a 39 % (voir NB figure 63) et

celle de l'hydraulique, eolien 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 %!

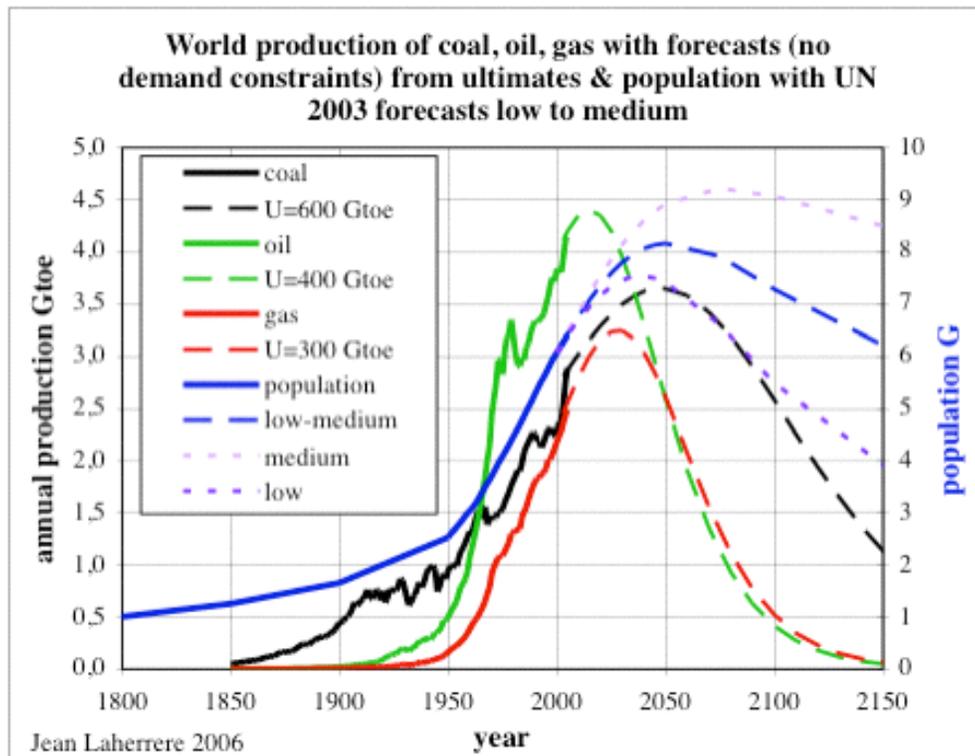
Les réserves dites prouvées d'uranium sont de l'ordre de 4 Mt mais les réserves espérées seraient de 15 Mt (le coût du combustible ne représente que 15% du coût total et l'uranium cher est assez abondant), ce qui permet seulement d'alimenter les réacteurs actuels jusqu'en 2035 (Rogeaux Club de Nice 2005) 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

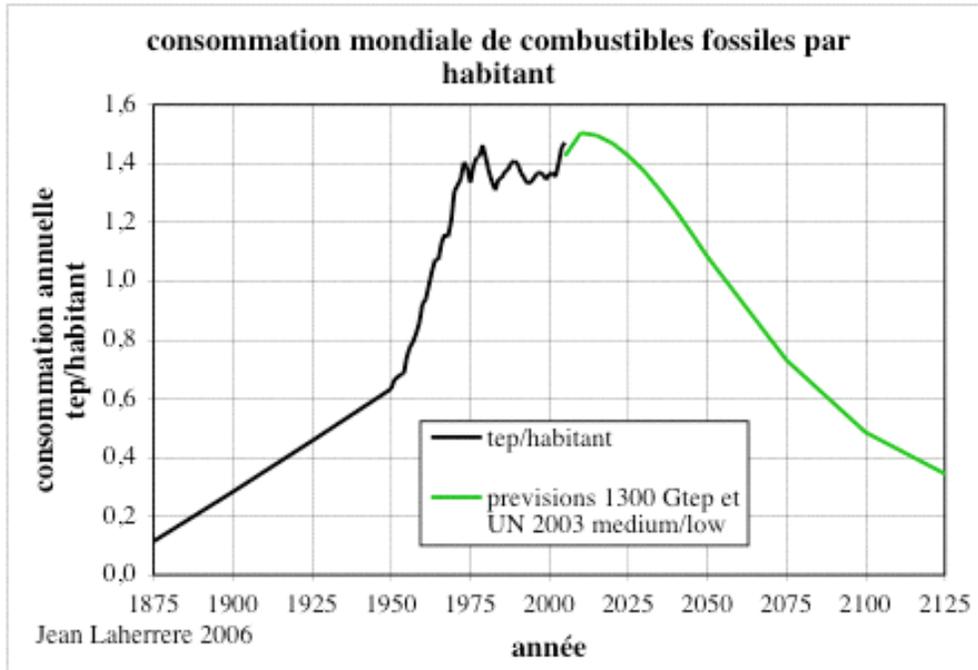
-huile	400 Gtep	2015
-gaz	300 Gtep	2030
-charbon	600 Gtep	2050

Figure 60: **Production mondiale annuelle de charbon, pétrole et gaz & population 1800-2200**



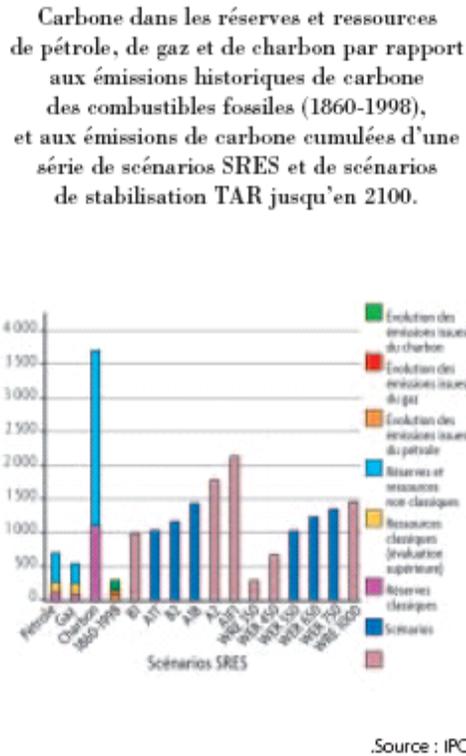
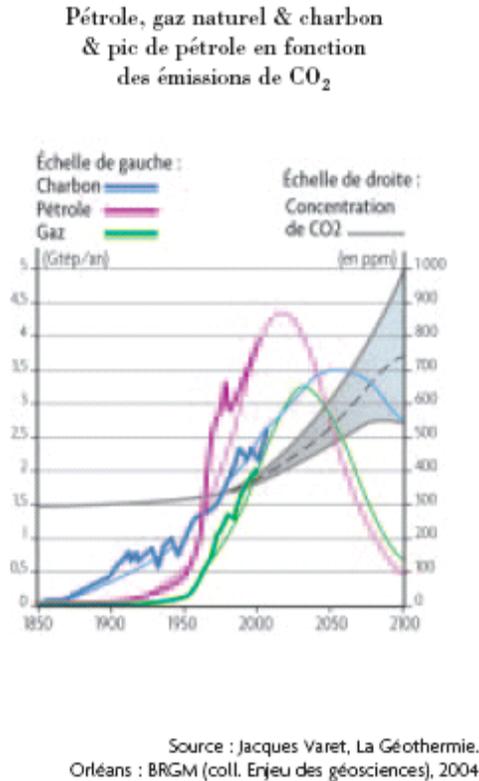
La production mondiale (=consommation) de combustibles fossiles(charbon, pétrole et gaz) par habitant (hypothèse NU medium/low) montre que la consommation sera de 1,4 tep/hab de 1975 à 2025 ensuite chute en 2050 à 1 tep et en 2100 à 0,5 tep. Il faudra donc des énergies renouvelables et du nucléaire en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

Figure 61: **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 62: **Graphique Mocilnikar 2006 avec courbes Varet et hypotheses du GIEC**

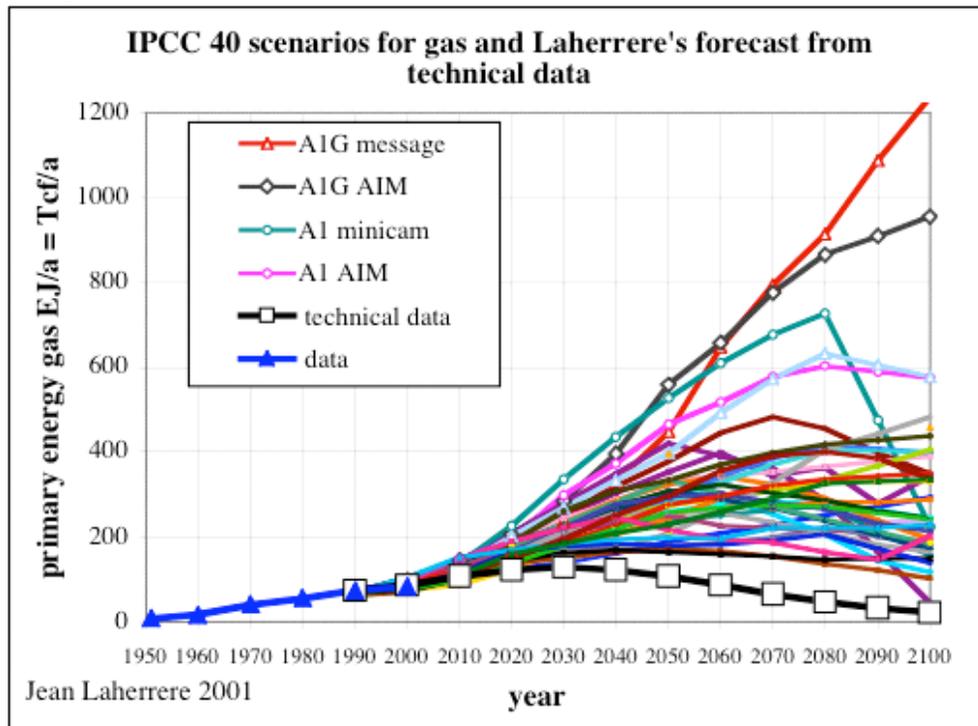


Le graphique Varet (qui reproduit mon graphique previsions des combustibles fossiles qui a un ultime de 1300 Gtep pour les combustibles fossiles avec une production cumule a 2004 de 325 Gtep

soit un ultime restant de 975 Gep ou 1500 Gtc. Les reserves et ressources (maximum qui est hautement improbable 5%?) du graphique GIEC totalisent 1300 Gtc pour les reserves conventionnelles, 300 Gtc pour les ressources conventionnelles et 3400 Gtc pour les reserves et ressources non 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 reserves fossiles qui va permettre la stabilisation des concentrations de CO2 semble en contradiction avec le graphique de Varet.

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

Figure 63: **IIASA scenarios (rapport GIEC2001) de la consommation de gaz compares aux donnees techniques**



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

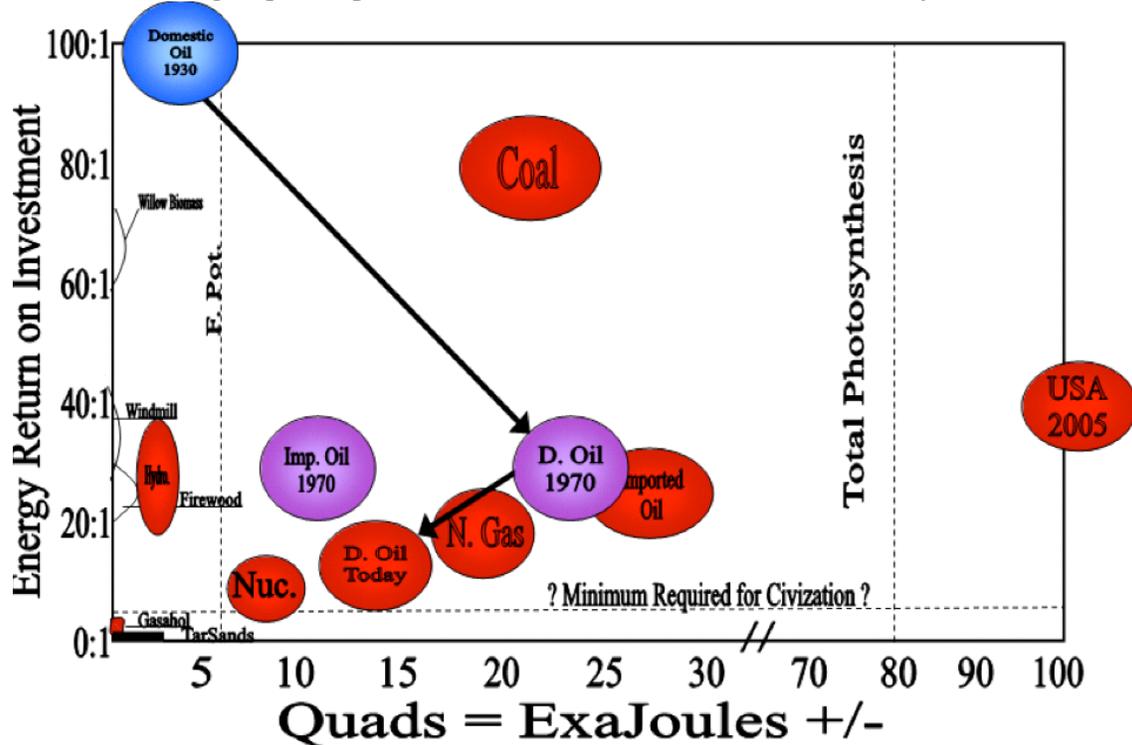
Il est malheureux de voir le GIEC ignorer les realites industrielles et les declarations des geologues qui etudient les effets des changements climatiques sur des centaines de millions d'annees = lithologie des affleurements!

#### **-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 pétrole US le rapport était de 100/1 au pic des découvertes en 1930 et de 15/1 pour les années 1990.

Figure 64: Bilan énergétique d'après 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.

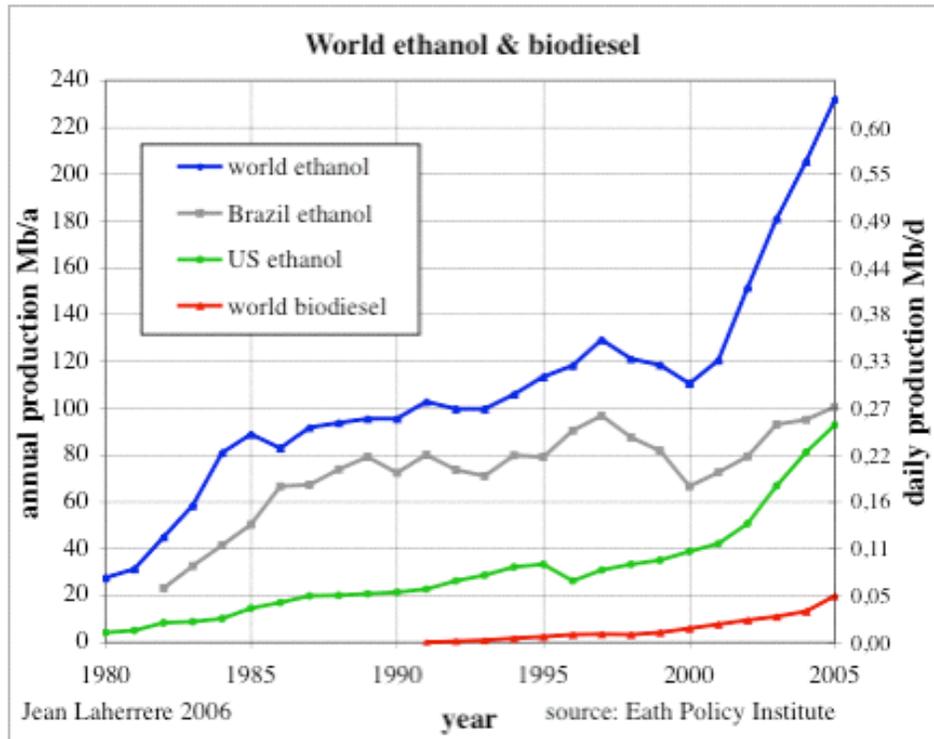
- Enfin, la filière **EMHV** présente un fort rendement énergétique proche de 3, à comparer avec le rendement du **gazole** de 0,9.

Cette étude est très incomplète et ne couvre qu'un domaine restreint. Elle arrive à des résultats aberrants, disant que l'essence et le 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 bioethanol!

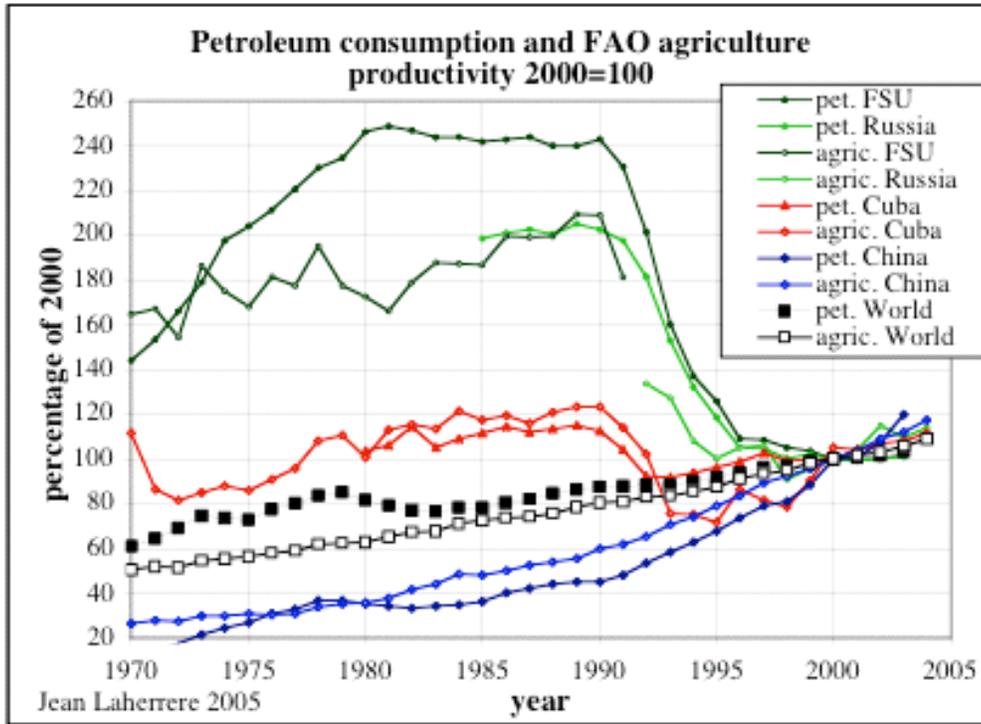
Figure 65: **Production mondiale de biocarburants 1980-2005**



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

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

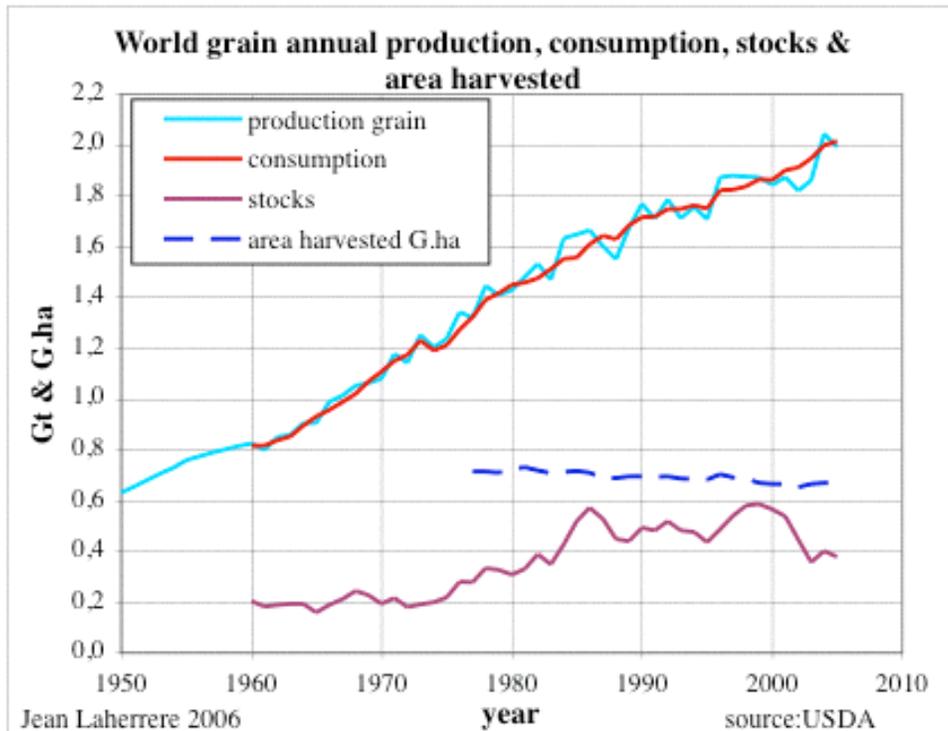
Figure 66: **Consommation de pétrole et productivité agricole d'après FAO 1970-2004**



**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 croit 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 67: production mondiale de grain, consommation et stocks 1950-2005**



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

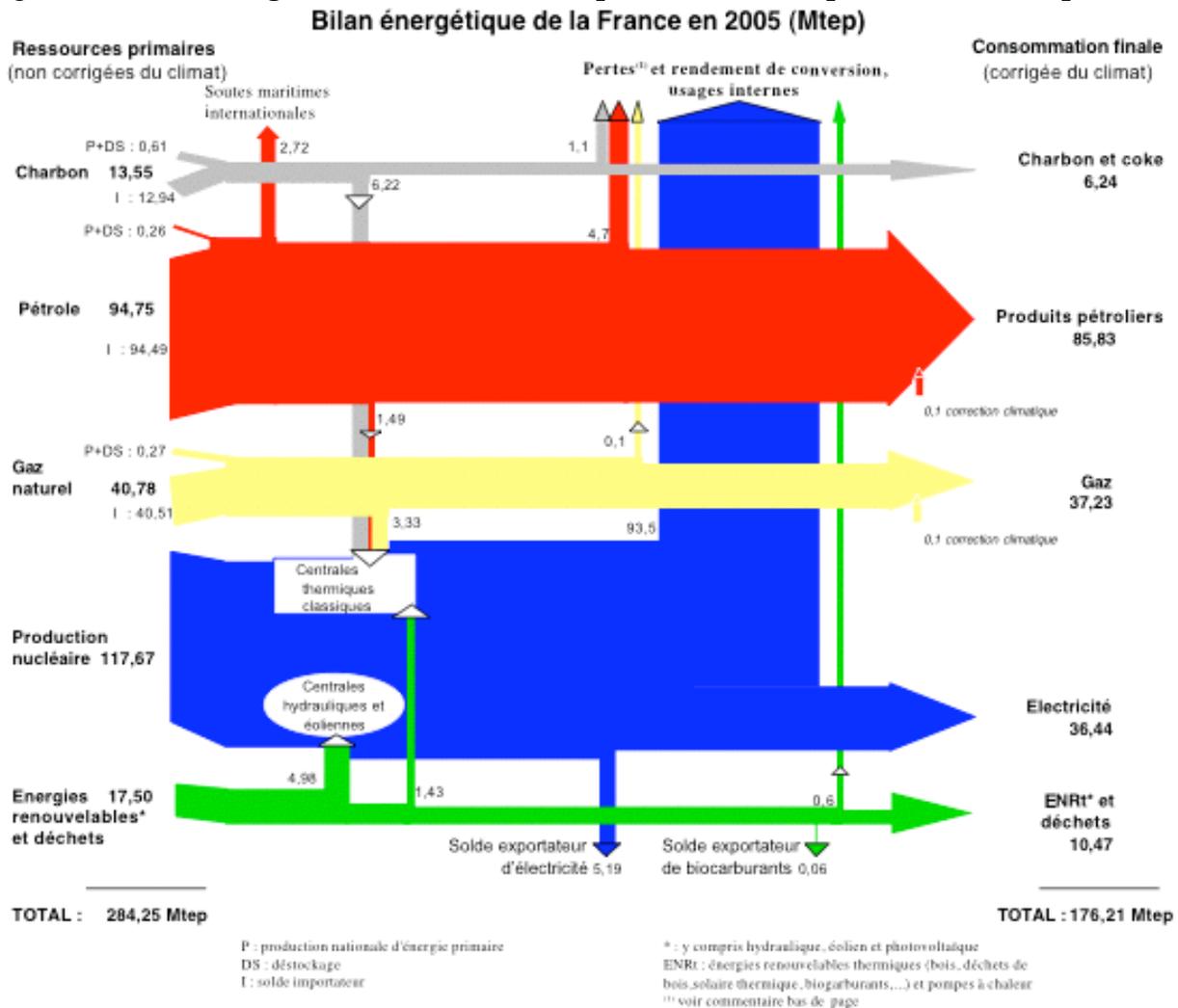
### -Energie primaire

Le flux énergétique en France montre pour 2005 que de l'énergie primaire (284 Mtep) se réduit en passant à l'énergie finale (176 Mtep) les pertes (flèches vers le haut) sont très importantes par suite des rendements de conversion. Les équivalences énergétiques (la chaleur est un but mais aussi une nuisance) pour ramener au bilan énergétique dépend des conventions pour l'électricité. Un MWh peut varier de 0,086 tep (centrale thermique) à 0,86 tep (géothermie) en passant par 0,2606 tep (nucléaire)!

En 2001 l'Observatoire de l'Énergie a changé ses conventions pour se ramener aux conventions de l'AIE et le pourcentage du pétrole en énergie finale est passé de 39,8 % à 51,3 % (notez le nombre de chiffres significatifs!) et le renouvelable de 4,6 % à 6,1 %

Le flux d'énergie entre énergie primaire et énergie finale montre que les pertes (flèches vers le haut) sont importantes)

Figure 68: flux d'énergie en France en 2005 de primaire 284 Mtep à finale 176 Mtep



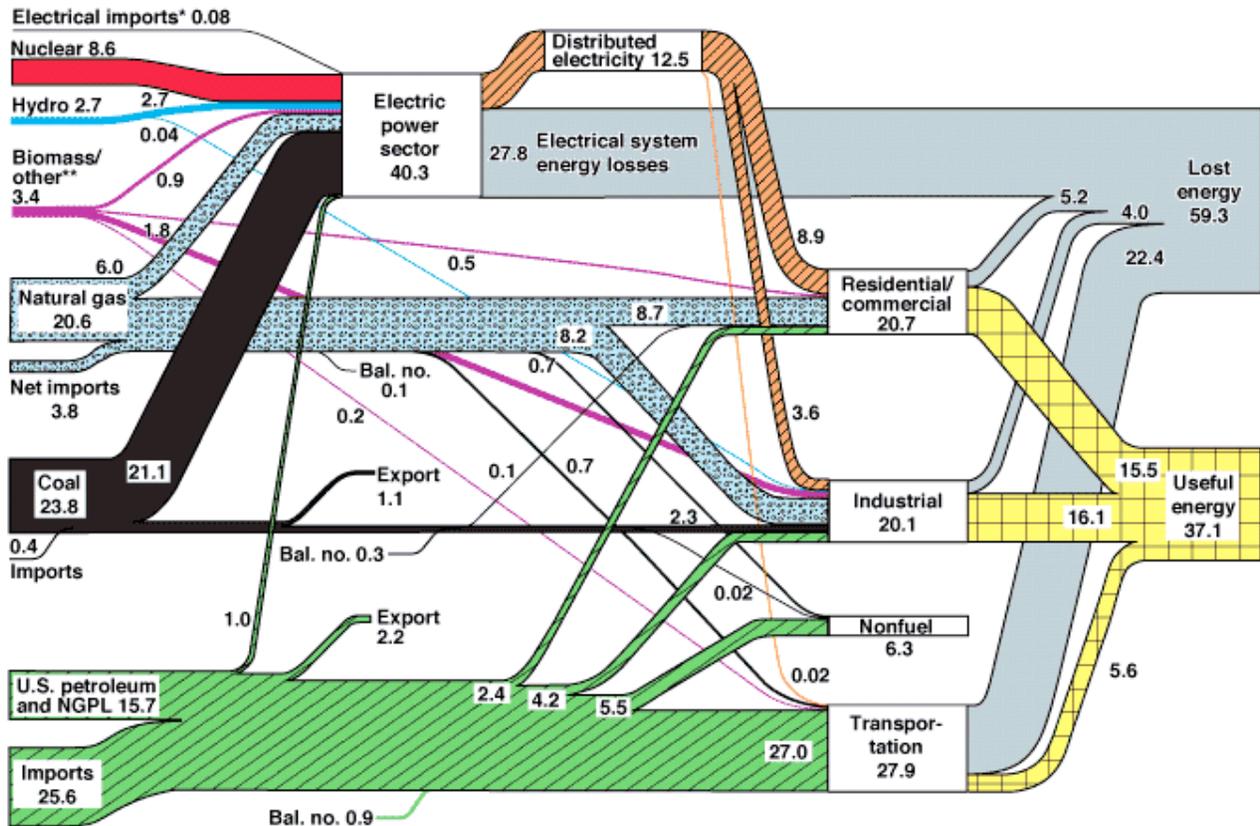
il est écrit: Pertes 1: "l'importance des pertes dans le domaine de l'énergie tient largement au mode de calcul adopté depuis 2002 par l'Observatoire de l'Énergie: l'électricité d'origine nucléaire est comptabilisée, au niveau de la production, en termes de chaleur, dont les deux tiers sont perdus lors 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 69: 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



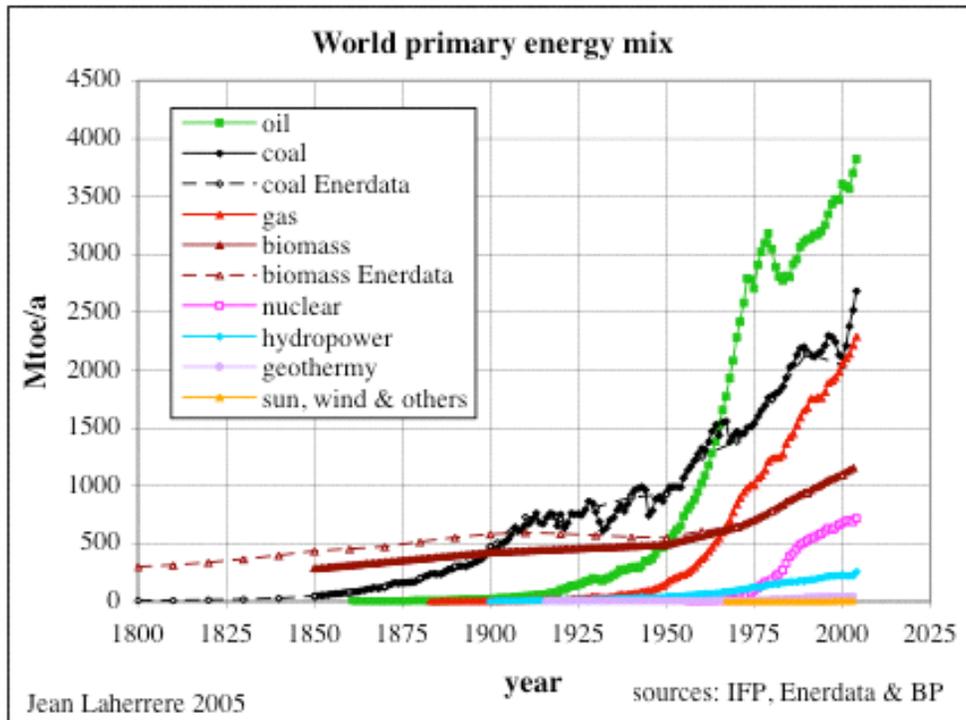
Source: Production and end-use data from Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2002*.  
\*Net fossil-fuel electrical imports.  
\*\*Biomass/other includes wood, waste, alcohol, geothermal, solar, and wind.

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 aussi de l'énergie!

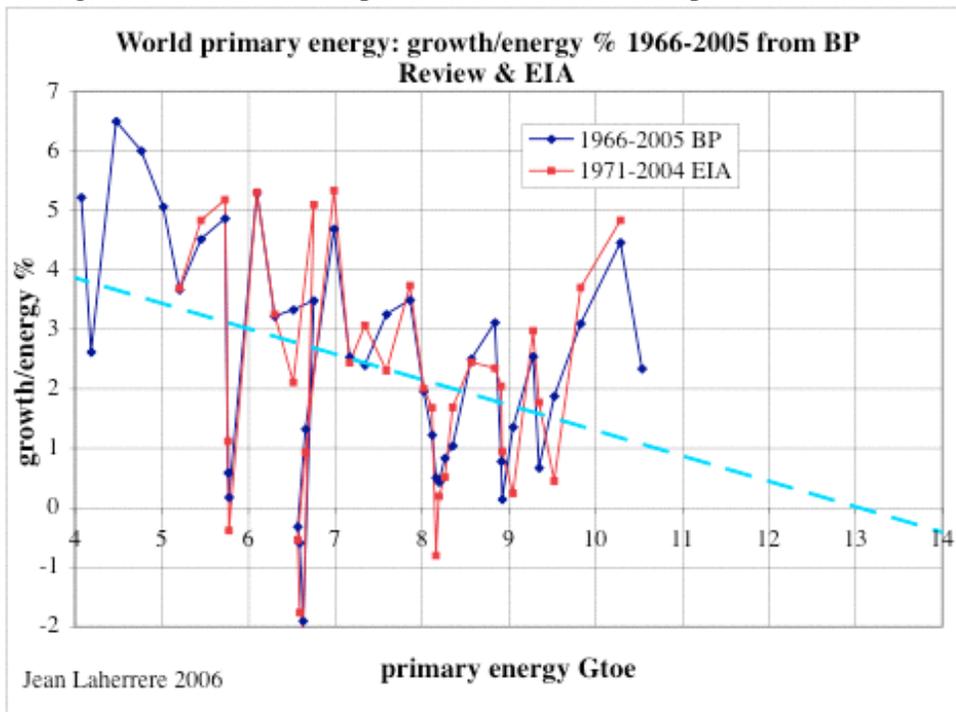
Figure 70: **Energie primaire mondiale 1850-2004**



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

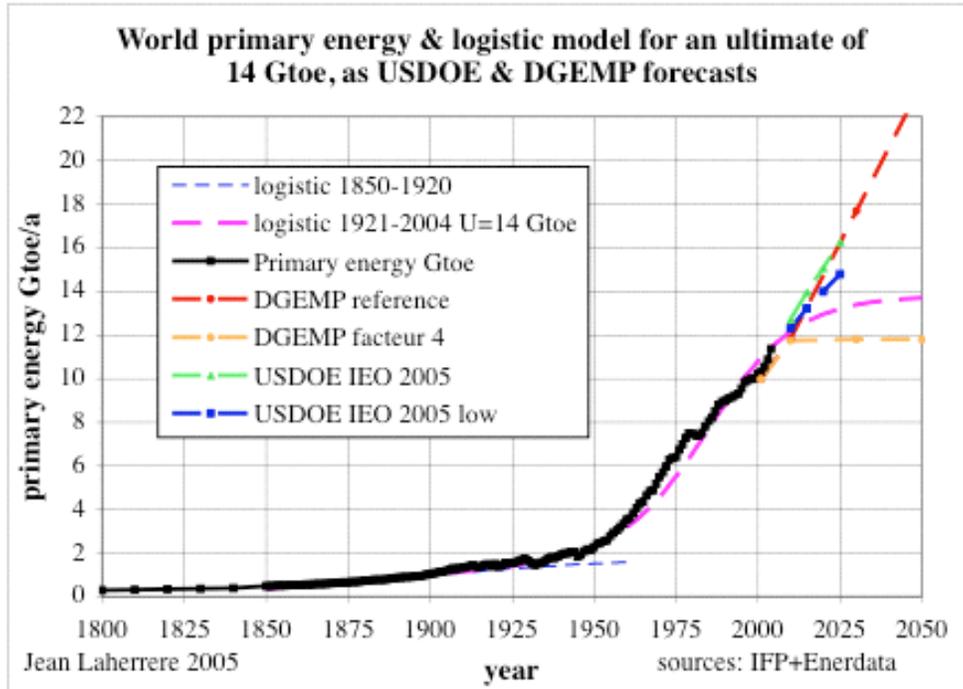
L'énergie primaire mondiale tend vers une asymptote à 14 Gtep d'après l'extrapolation de 1950 à 2002; les années 2003-2004 seront-elles exceptionnelles?

Figure 71: **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

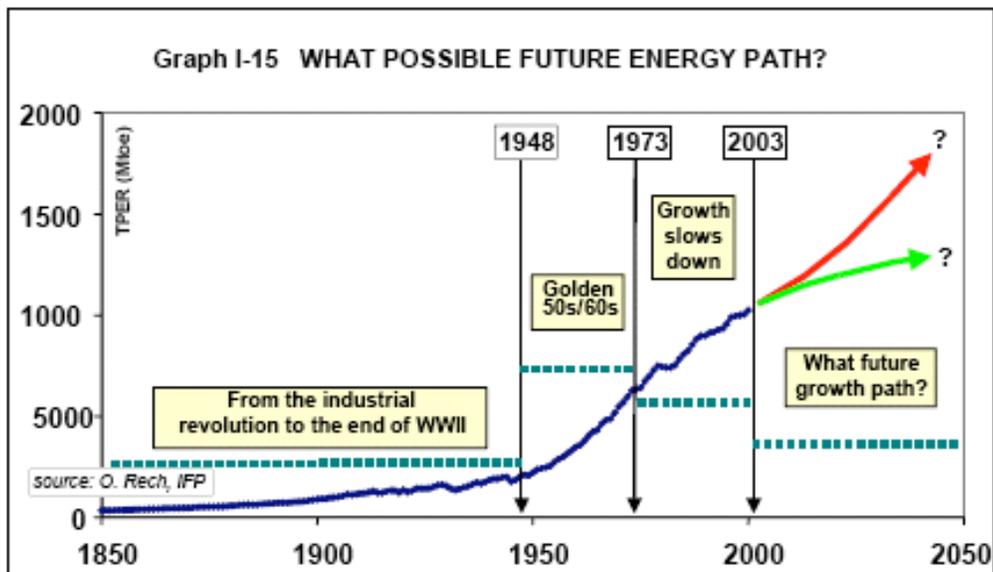
Figure 72: **Energie primaire mondiale: previsions d'un modele logistique, USDOE & DGEMP**



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

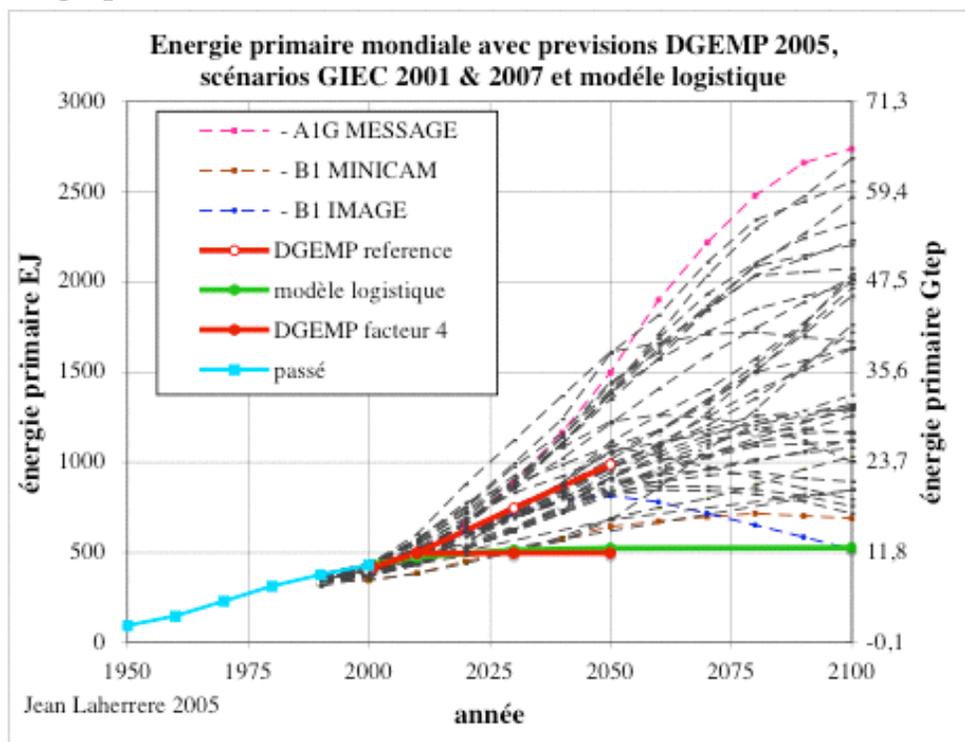


Il est évident que pour satisfaire les besoins de l'humanité qui dans sa majorité manque d'énergie alors qu'une minorité la gaspille, il vaudra faire appel à toutes les énergies sans aucun a priori idéologique. Toutes les énergies sont dangereuses, notamment le gaz.

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% en 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 74: **Energie primaire mondiale: 40 scénarios du GIEC 2001 & 2007 avec DGEMP**

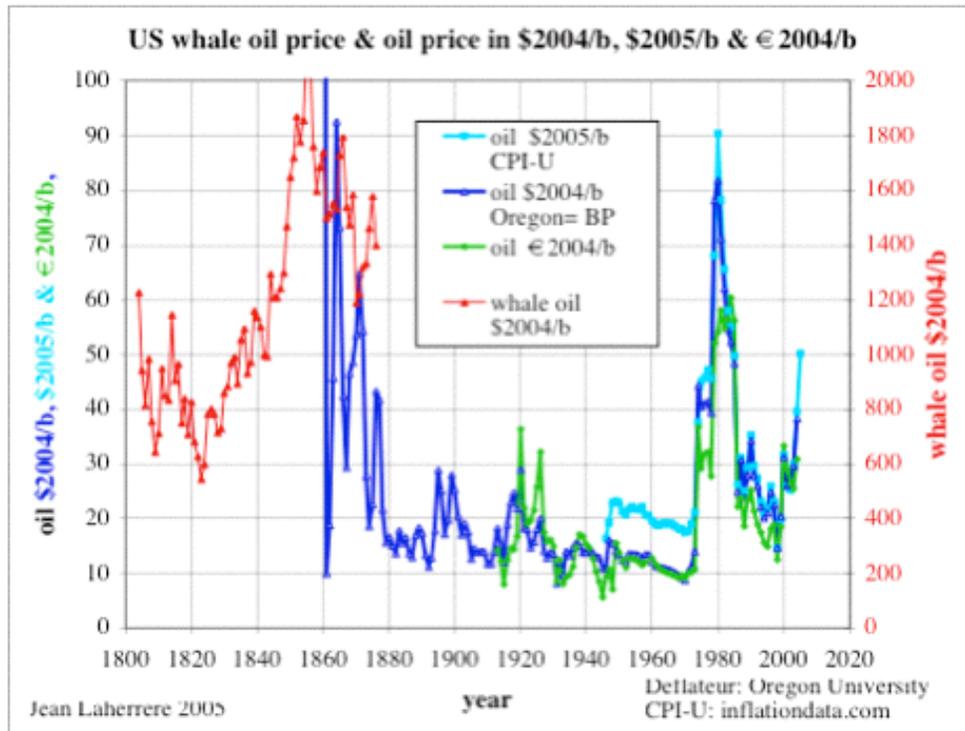


Prévoir en 2100 une énergie primaire 6 fois celle de 2005 semble bien utopique en face des ressources et des réticences sur le nucléaire.

### -Prix

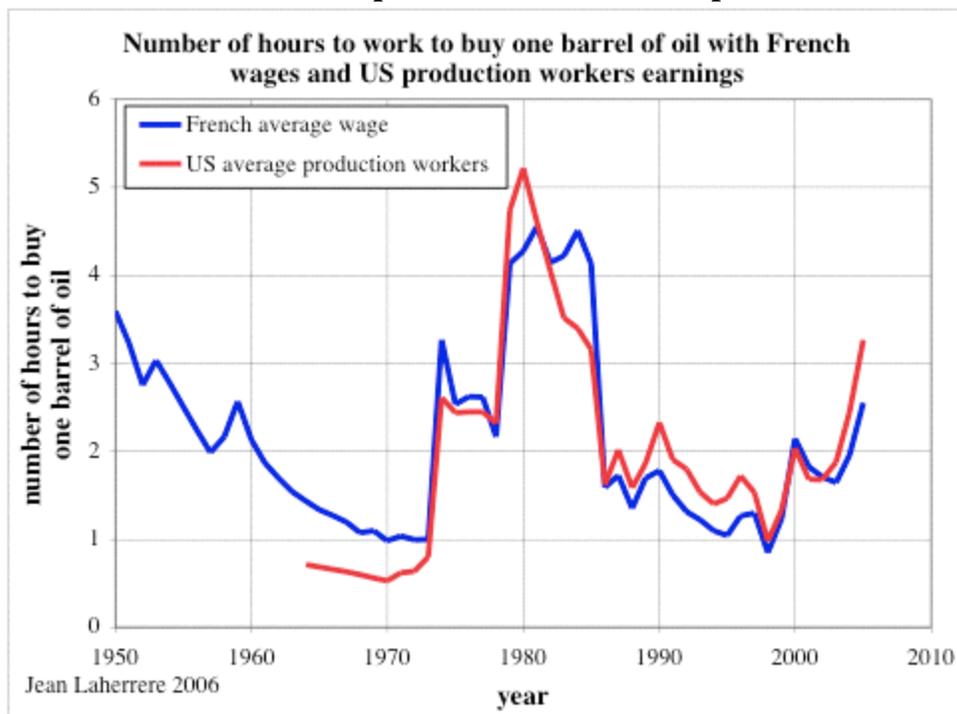
Le prix de l'huile de baleine en dollar d'aujourd'hui était de 2000 \$/b en 1845, le prix du brut à 100 \$/b en 1860, 10 \$/b en 1970, 90 \$/b en 1980

Figure 75: **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

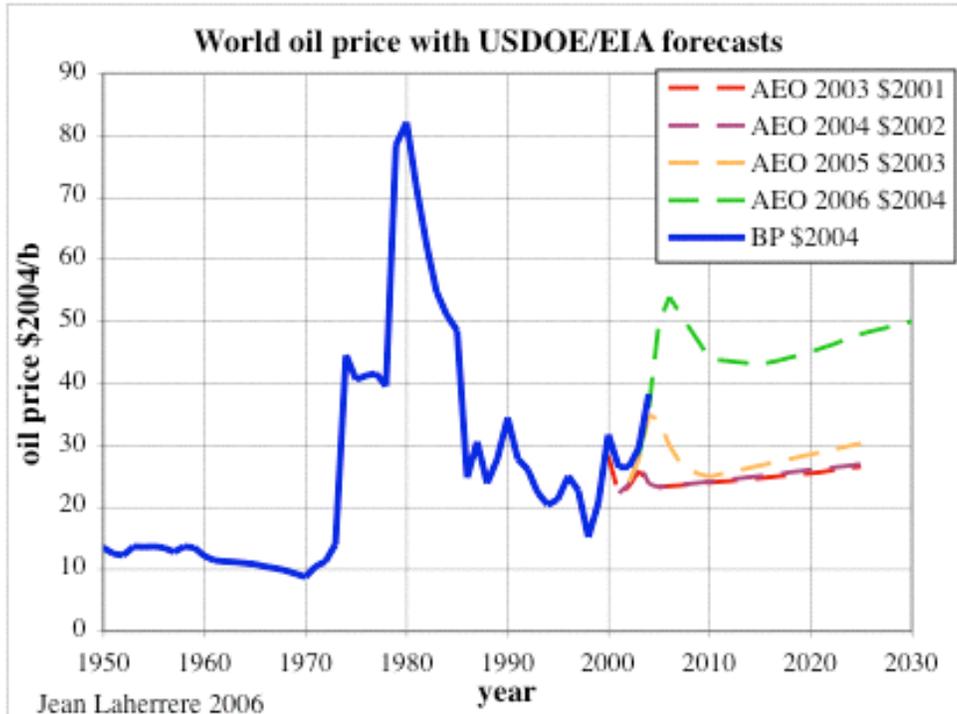
Figure 76: **Nombre d'heures de travail pour acheter un baril de petrole 1950-2005**



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 77: **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.

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

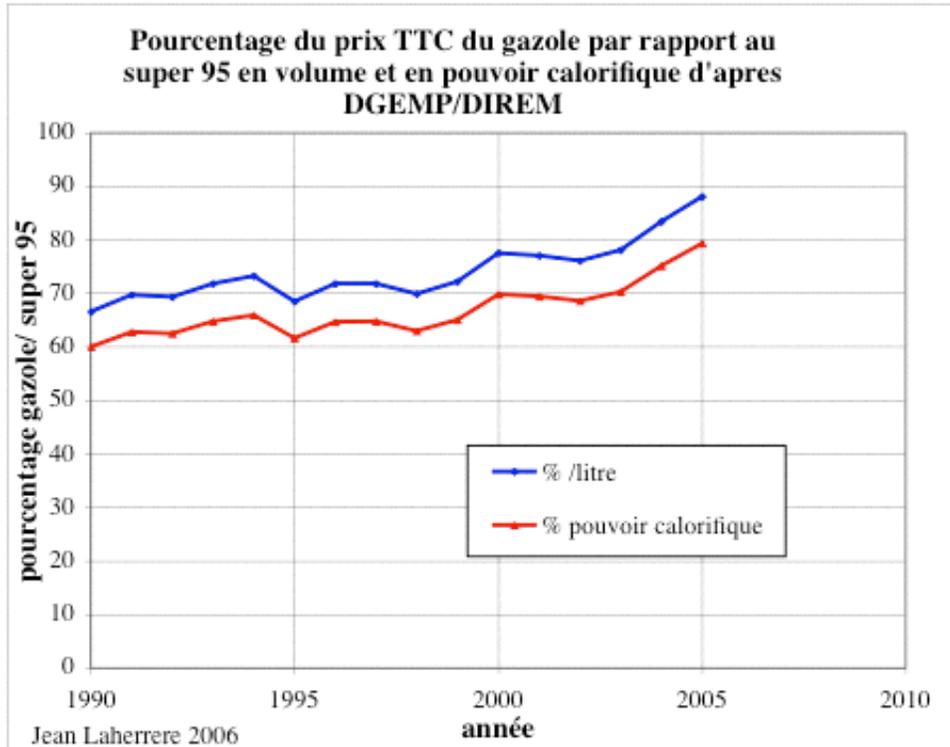
Le gazole est plus de 10% plus calorifique que l'Euro-super

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

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

Le gazole est vendu au litre 10% moins cher que l'essence, alors qu'il devrait être vendu 20% plus cher pour égaler le pouvoir calorifique obtenu dans les raffineries françaises qui sont obligées d'exporter à bas prix l'essence excédentaire et d'importer du gazole.

Figure 78: **Pourcentage du prix du gazole par rapport au super 95 en volume et pouvoir calorifique**



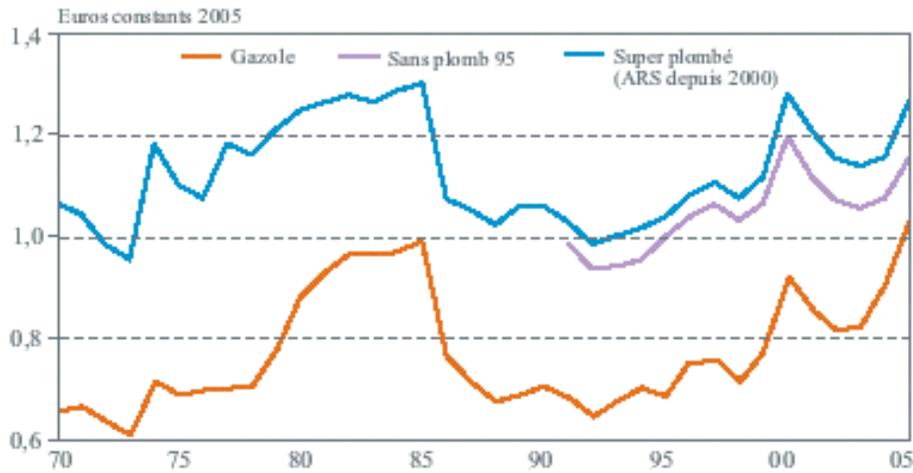
Mais on vient de loin, en 1990 le gazole était 40% moins cher, les routiers ayant un grand pouvoir de nuisance pour empêcher que l'égalité des taxes règne !

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

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

Figure 79: **Prix du litre des carburants à la pompe 1970-2005 en €2005 DGEMP**

### Prix au litre des carburants à la pompe



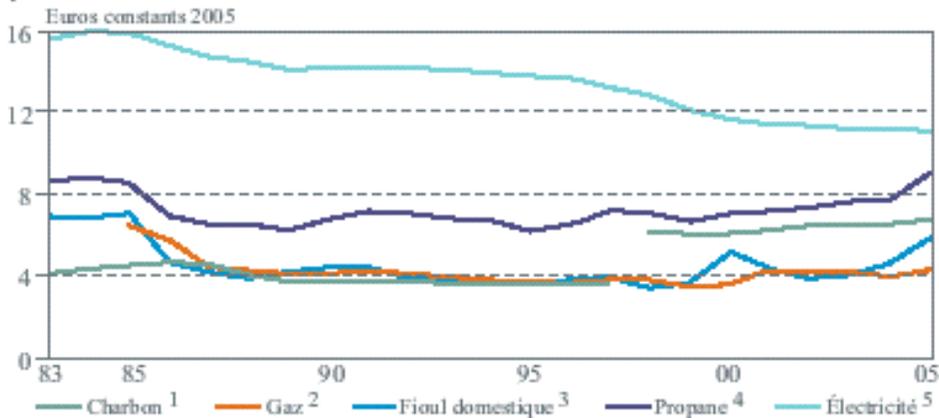
Sources : Observatoire de l'Énergie, DIREM.

### -prix de l'énergie en France

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

Figure 80: **France: Prix des énergies à usage domestique** pour 100 kWh *DGEMP*

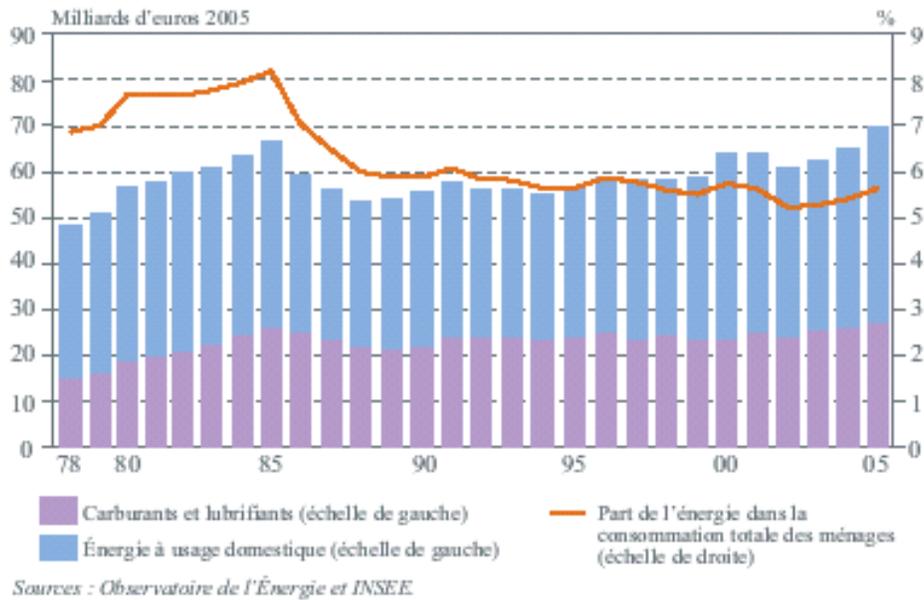
### Prix des énergies à usage domestique (TVA incluse) pour 100 kWh PCI \*



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

Figure 81: **France: Consommation d'énergie en euros et part des ménages en %** *DGEMP*

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

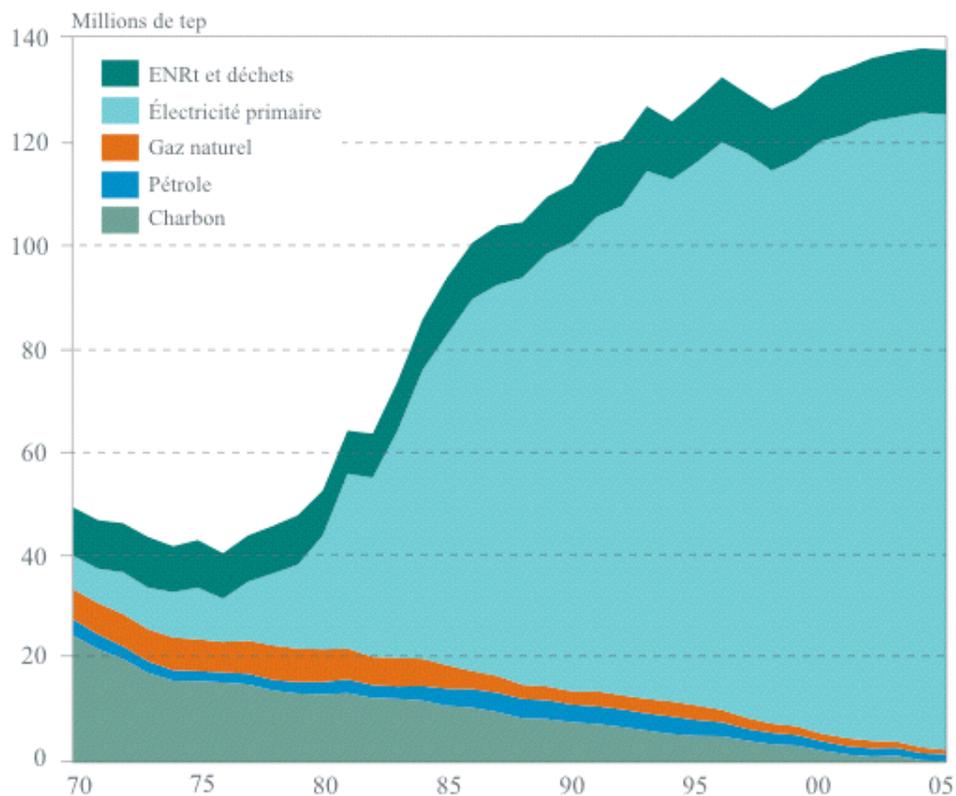


### -production d'énergie en France

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

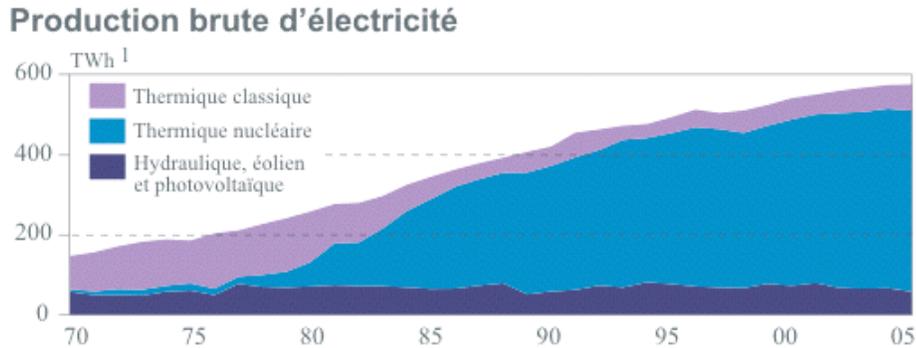
Figure 82: France: production d'énergie primaire par énergie DGEMP

### Production d'énergie primaire par énergie



Cette electricite est principalement d'origine nucleaire

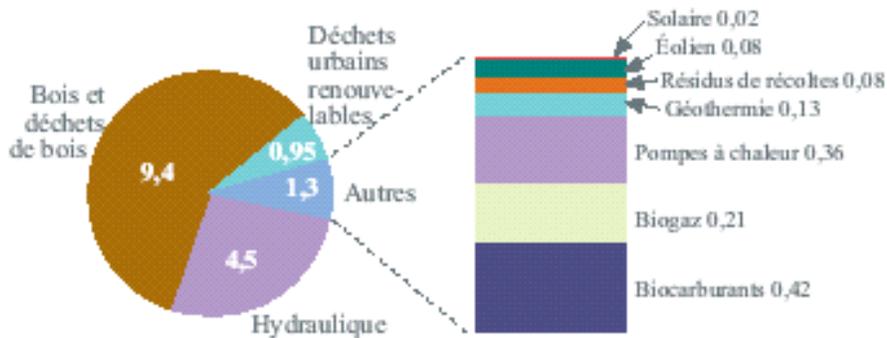
Figure 83: **France: production d'électricité DGEMP**



Les energies renouvelables en 2005 ne representent que 12.5 Mtep sur une consommation d'energie primaire de 276,5 Mtep soit 4,5 %.et la production de ces energies est surtout constitue du bois qui represente deux fois plus que l'hydraulique, le solaire et l'eolien etant insignifiants !

Figure 84: **France: production d'énergies renouvelables DGEMP**

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

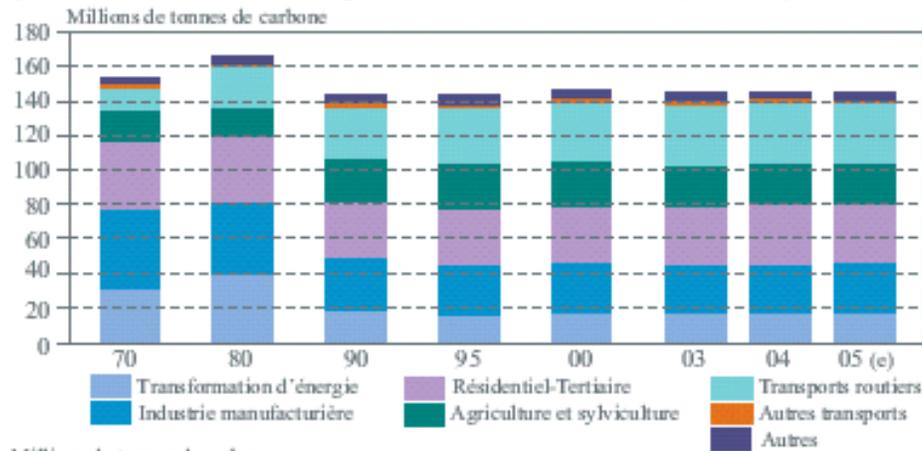


### -Emissions de CO2 en France : les pollueurs sont subventionnés

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

Figure 85: **France: émissions de CO2 DGEMP**

### Émissions de CO<sub>2</sub> dans l'air, par secteur, en France métropolitaine, toutes origines confondues (dont l'utilisation d'énergies fossiles mais hors "puits" <sup>1)</sup>)

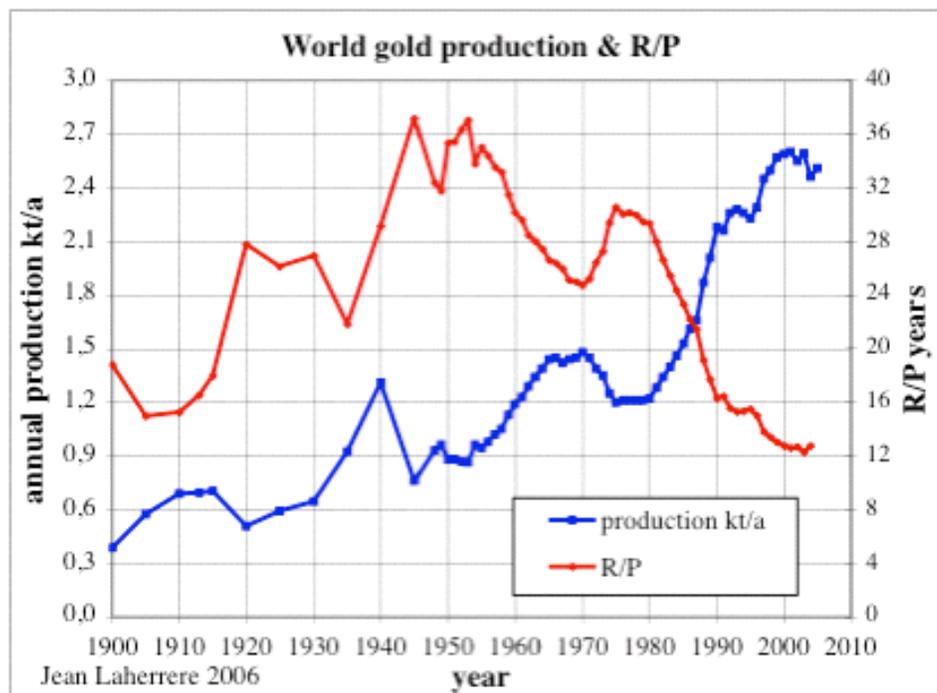


Agriculteurs et transporteurs routiers en 1970 représentaient 20 % des émissions de CO<sub>2</sub>, en 2005 ils représentent 40% : ils ont doublé et ils veulent des subventions pour polluer davantage. Les pollueurs ne sont pas les payeurs ! L'industrie est passée de 30% à 19 %. Le résidentiel-tertiaire de 24 % à 23 %. L'agriculture intensive n'est pas l'avenir, il faut supprimer le labourage qui conduit à un excès d'engrais et d'érosion, comme le fait mon voisin agriculteur!

#### -Pic de production de l'or

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

Figure 86: **production mondiale d'or 1900-2005**



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

### -Solutions?

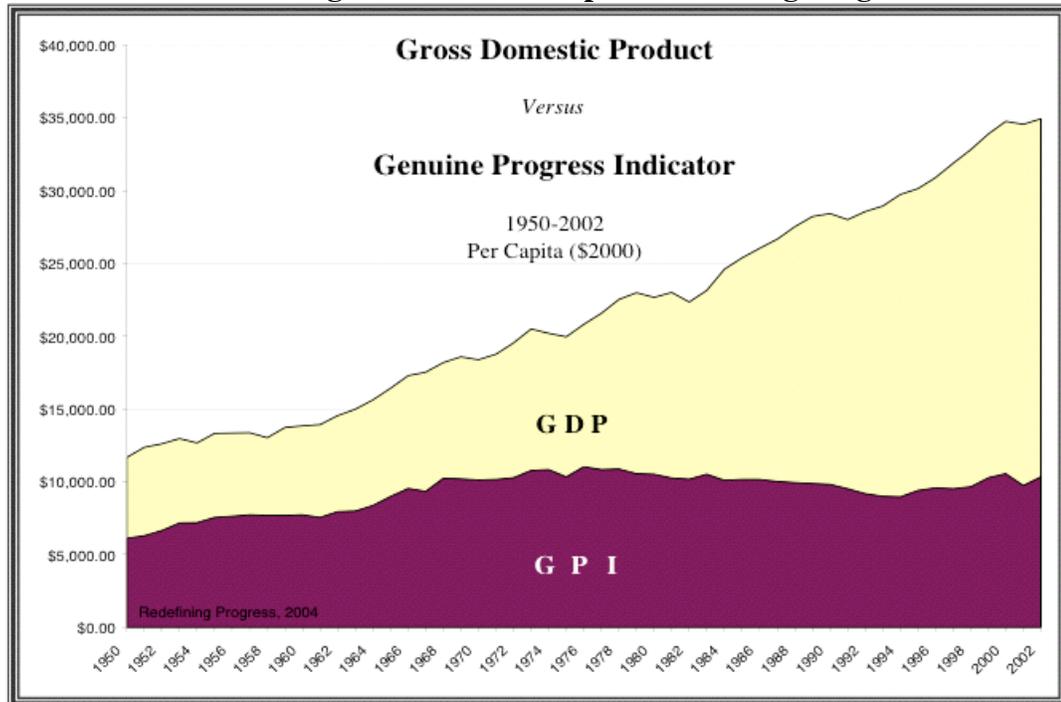
#### -PIB (consommation) et bonheur

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

L'intensité énergétique en tep/\$ PIB a peu de valeur car le PIB est manipulé (facteur hédonique).

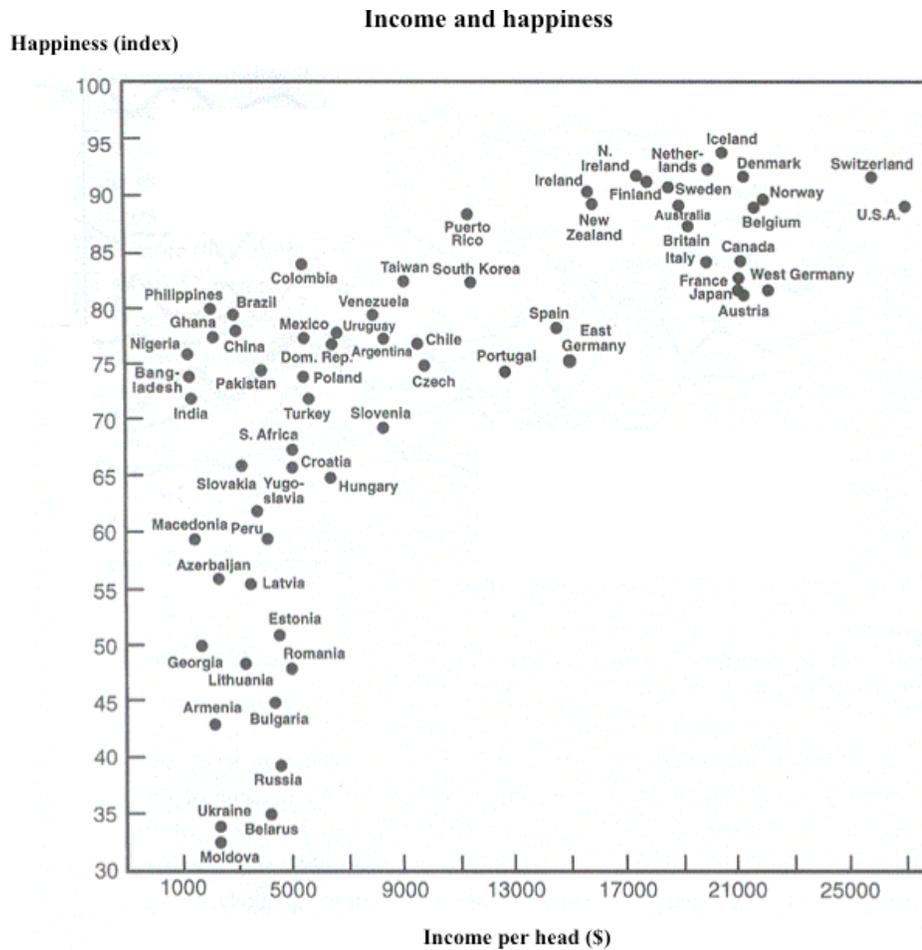
Il y a de nombreux indicateurs de bonheur ou de progrès. Aux US l'*indicateur authentique de progrès* (GPI) a eu son pic en 1977

Figure 87: US: PIB et Genuine Progress Indicator d'après Redefining Progress 1960-2002



La corrélation entre PIB et bonheur ne se voit pas sur le graphique suivant

Figure 88: **revenu et bonheur** d'après Inglehart & Klingermann 2000

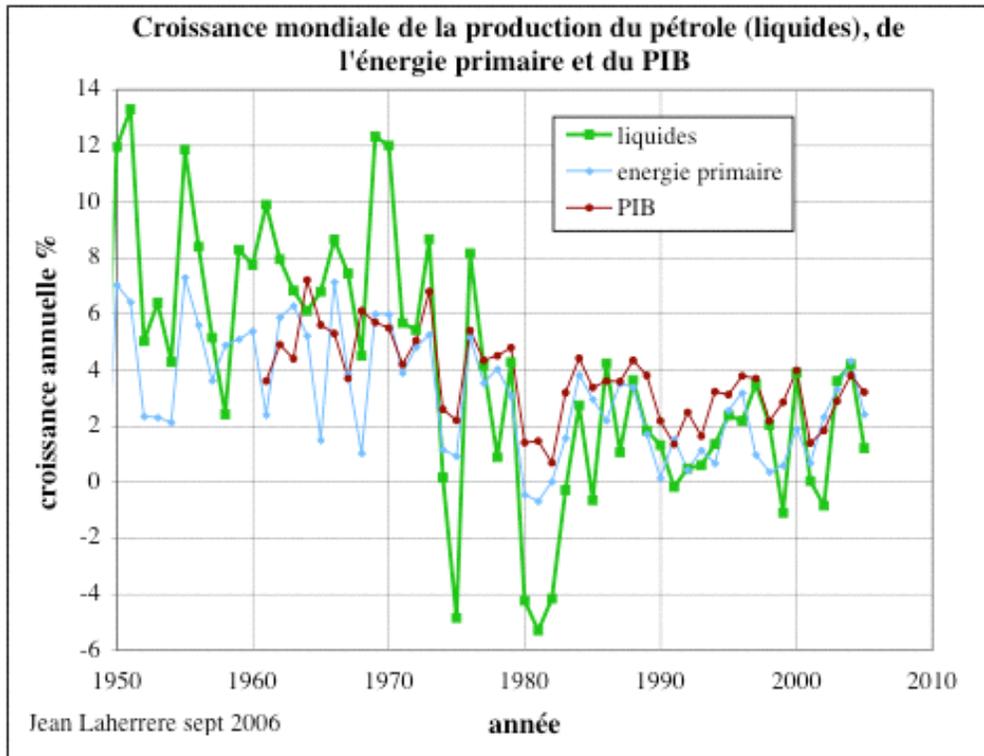


Source: Inglehart and Klingemann (2000), Figure 7.2 and Table 7.1. Latest year (all in 1990s).

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



Le **cout de l'énergie** sur les 40 dernières années a été de l'ordre de **5% du PIB** mondial (<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.

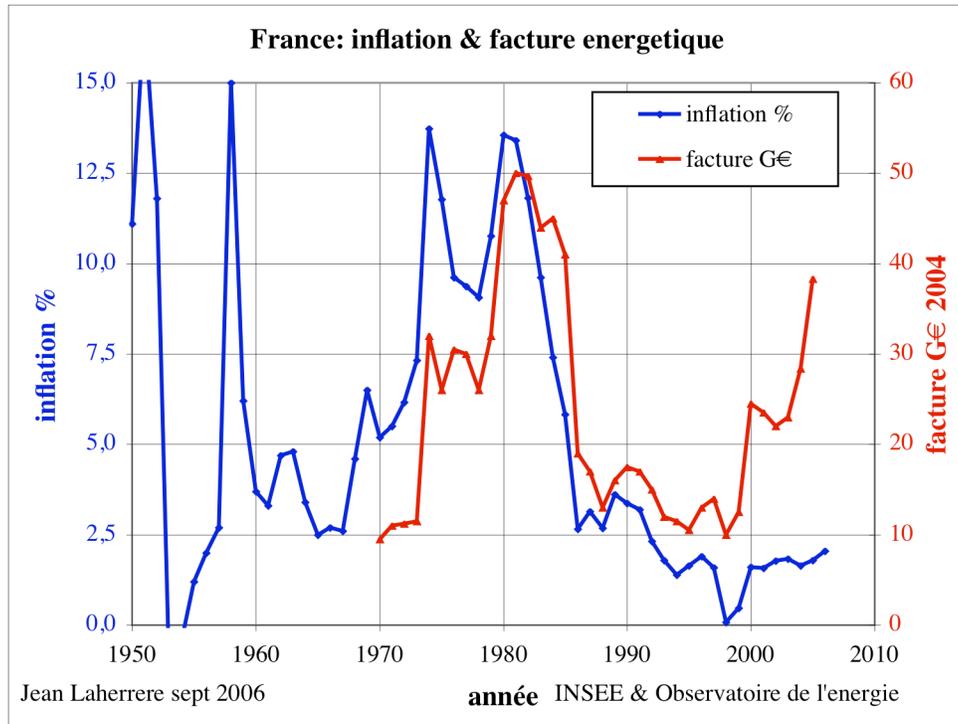
#### **-Facture énergétique en France et inflation**

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

Aux US l'inflation dit de base est hors énergie et alimentation, comme si le consommateur américain pouvait vivre sans énergie et nourriture! Cela semble une plaisanterie, mais c'est accepté par tous!

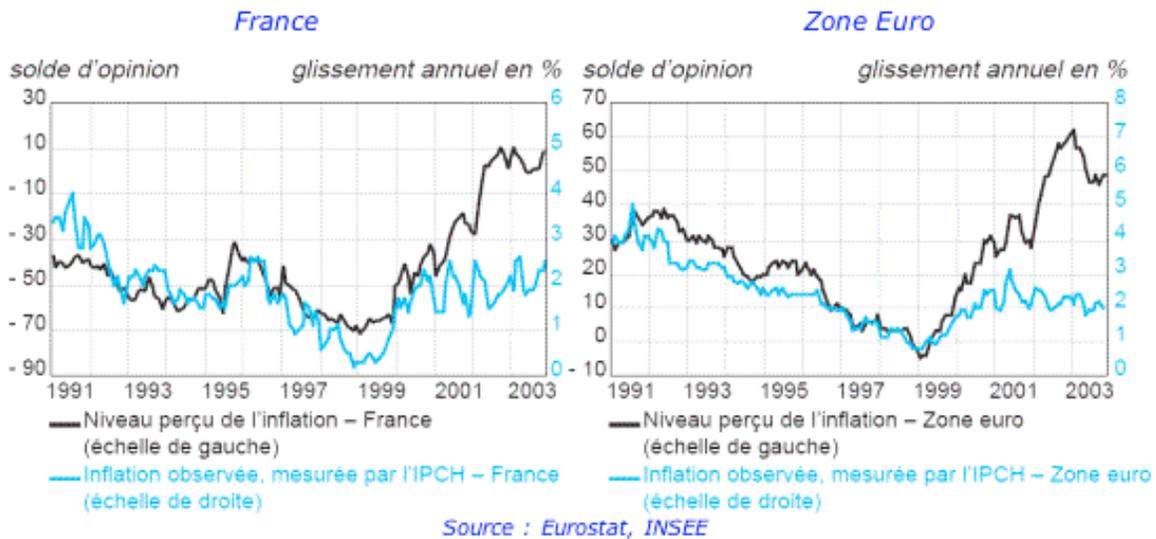
En France l'inflation suit le prix de la facture énergétique jusqu'en 1999.

Figure 90: **France: inflation et facture énergétique**



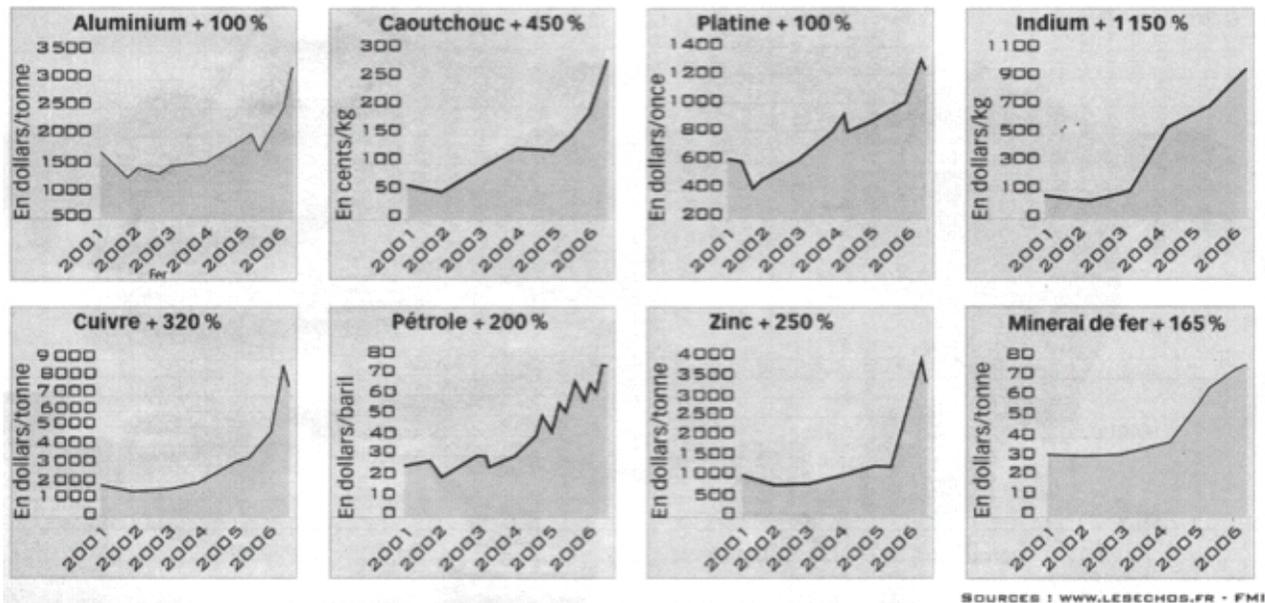
Mais depuis 2000 l'inflation tarde a suivre la facture energetique. Il s'avere que l'inflation officielle est en retard sur l'inflation percue par le consommateur depuis 2000. L'inflation *reelle* suivrait donc mieux la facture energetique qui est pазsse de 10 a 40 G€ en 6 ans. L'augmentation de l'inflation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

Figure 91: **France et Zone Euro: inflation declaree et inflation percue (site inflation.free.fr)**



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

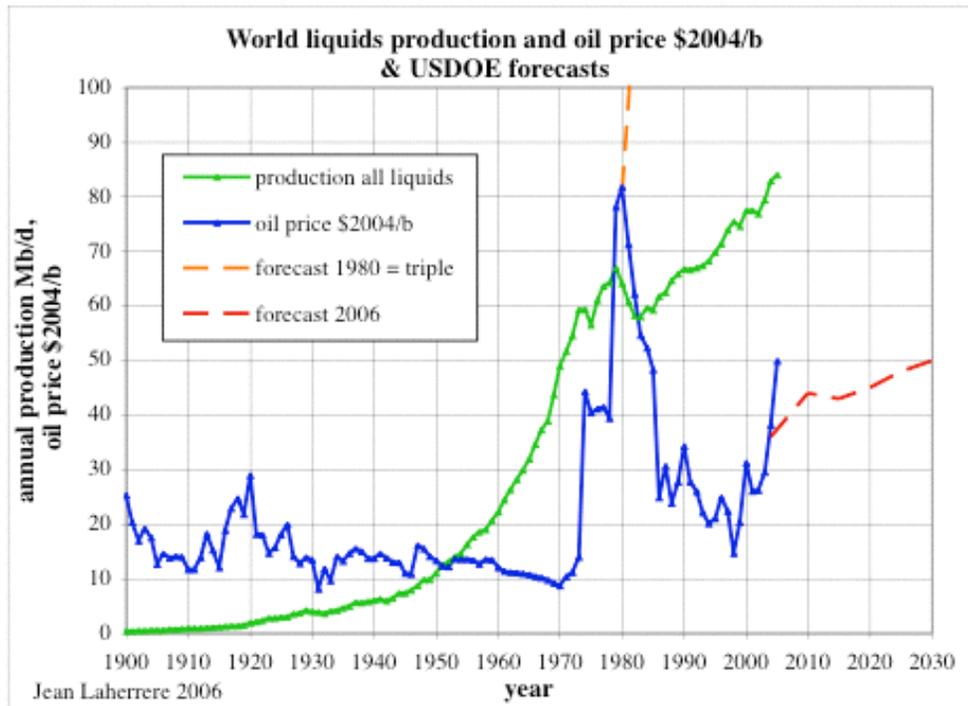
Figure 92: **Monde: augmentation du prix des matieres premieres 2001-2006** (*Science et Vie sept.2006*)



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

L'analyse du passé montre que la demande mondiale de pétrole a flechi en 1980, non pas parce que les prix étaient hauts mais parce que tout le monde sans exception était convaincu que les prix allaient tripler dans la décennie. La demande a baissé grâce aux économies d'énergie (voiture compacte aux US, énergie nucléaire en France), mais les prévisions ont été complètement balayées après le contrechoc de 1986, il y a eu le creux de 1999 avec 10 \$/b par suite d'une mauvaise interprétation des missing barrels de l'AIE. Les prévisions de l'USDOE 2006 sont de 50 \$2004/b en 2030, pourquoi alors faire des économies aujourd'hui à 60 \$/b, si le prix va baisser à long-terme?

Figure 93: **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 rationnements 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.

### -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 éloigner le déclin inéluctable, qui sont tous erronés: Il ne faut pas confondre réserves et ressources, ce que font la plupart des économistes.

Les économistes n'ont accès qu'aux données politiques raisonnent donc sur des chiffres faux et pensent que l'argent et la technologie peuvent résoudre tous les problèmes.

La technologie ne peut changer la géologie des ressources. La technologie permet de produire moins cher et plus vite le pétrole bon marché.

La production de pétrole est poussée au maximum grâce à la technologie (forages multidrain) pour satisfaire le court terme au détriment du long terme.

Aux US, les découvertes de pétrole ont eu leur pic en 1930 et la production en 1970. Dans le monde les découvertes ont eu leur pic en 1960 et la production (brut moins extra-lourd) dans les années à venir.

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

Le pic de l'huile (tous liquides) serait vers 2010-2020, mais plutôt un **plateau ondulé** avec des prix chaotiques si crise économique, qui est probable. Si on double les réserves de pétrole difficile, cela ne changera pas le pic, mais la pente du déclin.

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

L'inventaire des réserves de charbon est peu fiable (problème d'énergie nette) et à faire sérieusement. Le pic arriverait vers 2050.

**Le pic de production des combustibles fossiles arrivera vers 2030. Il est temps de prévoir les alternatives.** Le nucléaire ne pourra remédier au déclin des combustibles fossiles qu'avec les surgénérateurs qui arriveraient qu'en 2040! La génération IV ne doit pas tarder.

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

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

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

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

Les indicateurs (PIB, inflation, réserves prouvées, R/P) sont manipulés et en plus masquent le futur.

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

Le consommateur américain consomme deux fois plus d'énergie que le consommateur européen pour un niveau de vie comparable car l'énergie est plus taxée en Europe. Les taxes ont donc du bon!

La meilleure solution est d'économiser l'énergie, pour ne pas laisser à nos petits enfants que des dettes et une terre épuisée et polluée.

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

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

Davantage de graphiques et de papiers sont sur le site [www.oilcrisis.com/laherrere](http://www.oilcrisis.com/laherrere), ainsi que [www.aspofrance.org](http://www.aspofrance.org) (allez à documents)