

IMPACTS environnement IUP Genie de l'environnement Campus de Jussieu Paris le 5 fevrier 2007
Quelles energies pour les transports ? 1ere conference

Ou en est-on avec le petrole?
Etats des lieux sur les reserves de petrole
Impact de la politique et de la finance

Jean Laherrere jean.laherrere@wanadoo.fr

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

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

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

-Principes de la nature et de notre societe

Tout ce qui naît, croît, atteint un pic, decline et meurt. Tout est cycle, un cycle disparaît pour etre remplace 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 planete.

Mais dans notre societe de consommation, la croissance est le pere Noel de demain et les dirigeants sont juges sur la croissance (PIB ou actions).

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

Un graphique base sur des faits vaut *mille mots* et toute declaration sans donnees est a verifier.

-Production petroliere

-Problemes de vocabulaire et de definition

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

petrole = huile minerale naturelle

mais SPE/WPC 2006 guidelines:

petroleum =mixture of hydrocarbons in the gaseous, liquid or solid phase

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

oil = huile souvent confondu avec petrole

pour 2005 la production d'huile suivant les auteurs va de 67 Mb/d pour le regular oil de Campbell, 71

Mb/d pour le brut (petrole hors extra-lourd), a 84 Mb/d pour tous liquides (*oil demand = huile*)

incluant liquides de gaz naturel, petroles extra-lourds, huiles synthetiques, biocarburants, liquides de charbon et gains de raffinerie (en volume)

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

Pic = point haut ou point le plus haut?

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

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

-Chiffres publies

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 technique sur laquelle a ete decide le developpment du champ. Il s'agit de proteger les banquiers ou les actionnaires contre la banqueroute de la compagnie petroliere si la valeur reelle est au minimum.

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

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

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

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

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

Oil Gb	OGJ	BP	WO	(WO Sept,2006)	
World	1 292,935 5	1 201,331 538 509 4	1 119, 615 3	1 119, 058 3	
Russia	60,000	74,436 476 05	74,4		
Norway	7,705	9,691 349	8,033		
Canada	178,7924	16,500	12,025		
China	18,25	16,038 12	16,188 5		
Gas Tcf	OGJ	BP	WO	WO Sept,2006	Cedigaz
World	6 124,016	6 359,172	6 226,554 6	6 215,219 6	6 380,625
Russia	1 680,000	1 688,046	1 688,748 9		1 688,763 3
Norway	84,26	84,896 5	83,272 1		109,759 02
Canada	56,577	55,950 5	53,700		55,974 275
China	53,325	82,955	55,606 1		82,990 25

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

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

-Il y a 3 mondes:

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

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

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

-Approche de l'incertitude: déterministe ou probabiliste?

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

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

On ne peut comparer le nombre de puits aux US avec celui du reste du monde car il y 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 découvert par Chevron, Pérou Camisea découvert par Shell, Abu Dhabi Upper Zakum découvert par 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!

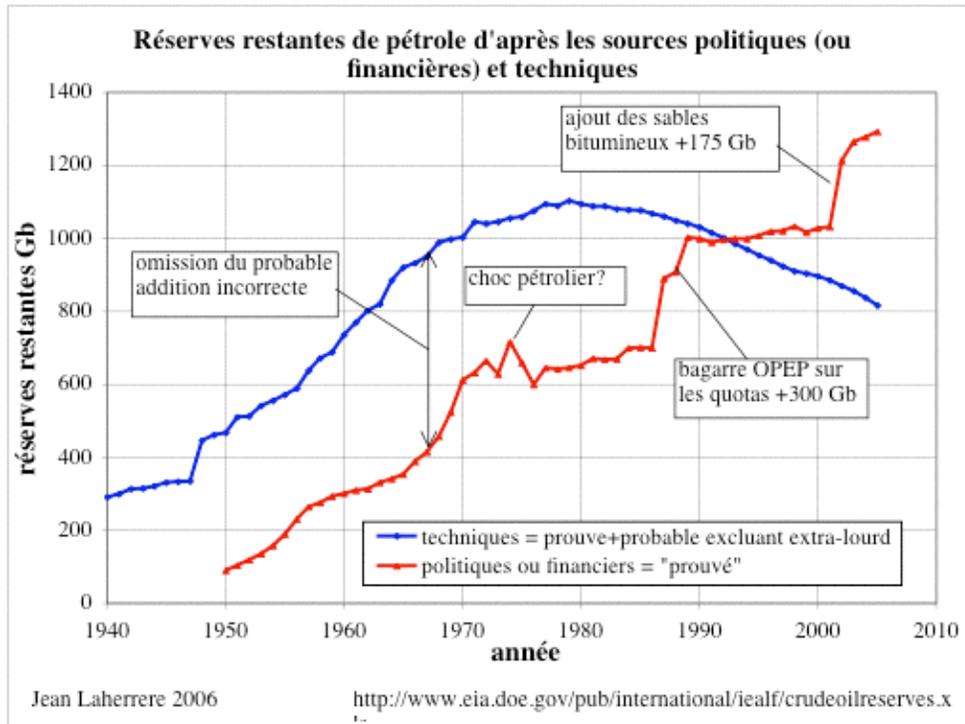
Les compagnies internationales ont plusieurs fichiers de réserves suivant la destination !

-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 a 1979 (choc petrolier) les reserves politiques dites prouvees etaient en gros la moitie des reserves techniques = valeur esperee (2P), la difference provenant de l'**omission des reserves probables** et de l'**addition incorrecte** des prouvees. La somme des minima n'est pas le minimum de la somme, car il est improbable que tous les valeurs seront au minimum. Mais toutes les reserves dites prouvees sont une aggregation incorrecte des reserves des champs ou des pays. Les nouvelles regles de reserves de la SPE (draft 2006) montre enfin l'ecart considerable entre une addition arithmetique et une aggregation correcte (grace a une simulation de Monte Carlo), seule les moyennes (mean) peuvent etre ajoutes.

Figure 2: **différence entre une aggregation probabiliste et une addition arithmetique d'apres SPE reserves guidelines 2007**

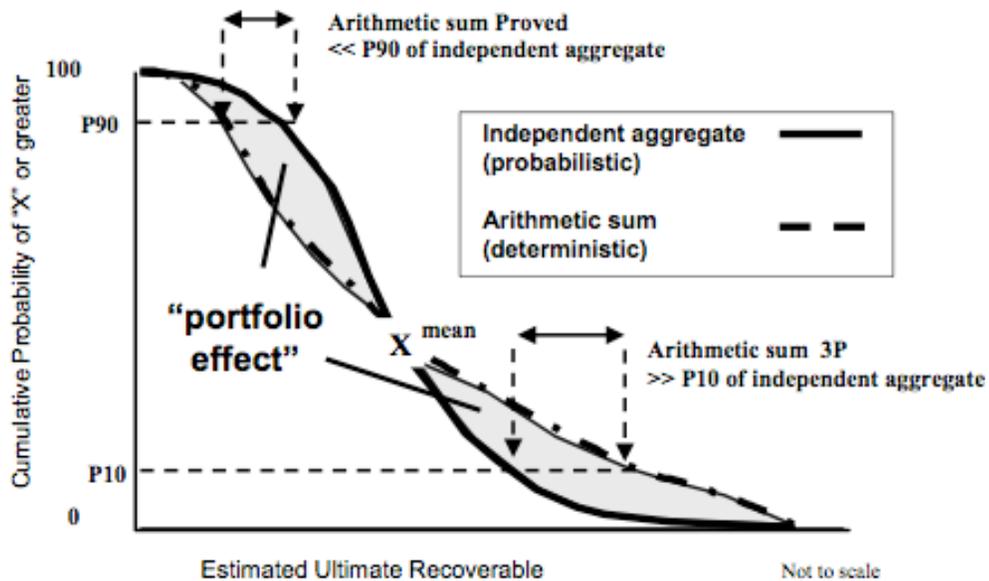
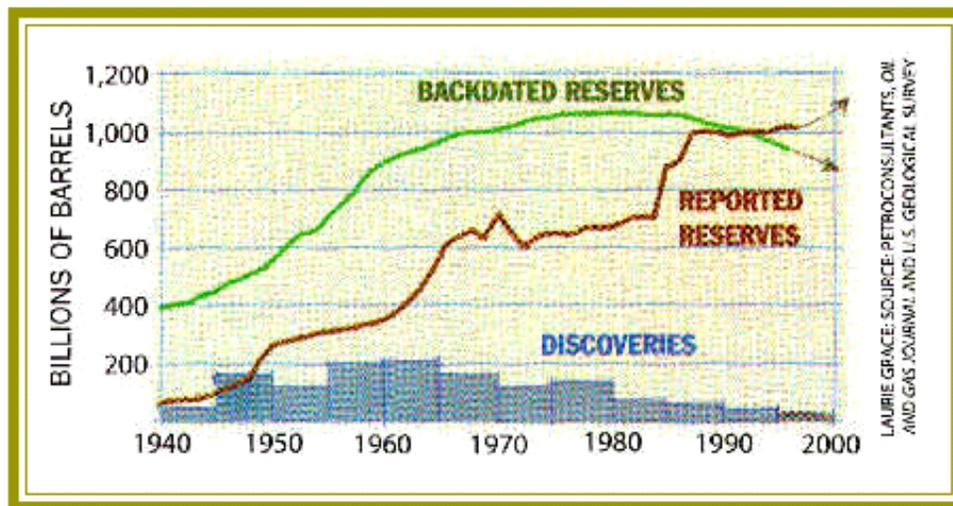


Figure 3-2: Deterministic versus Probabilistic Aggregation

De 1985 a 1990 les membres de l'OPEP (qui se bagarrent sur les quotas bases sur les reserves) ont augmente de 300 Gb leurs reserves alors que les decouvertes sur la periode ont ete de 10 Gb
 Les reserves de l'OPEP ne sont pas *certifiees* comme celles des compagnies internationales et representent plus de 80%! Kowait a ete le premier en 1986 d'augmenter ses reserves de 50% et est le premier pays maintenant (PIW) soupconne d'avoir ses reserves reelles moitie du chiffre officiel! Le Parlement du Kowait a demande un audit des reserves du pays.
 Les reserves dites *prouvees* ne sont d'aucune utilite pour predire l'avenir, mais les economistes n'ont que ca!

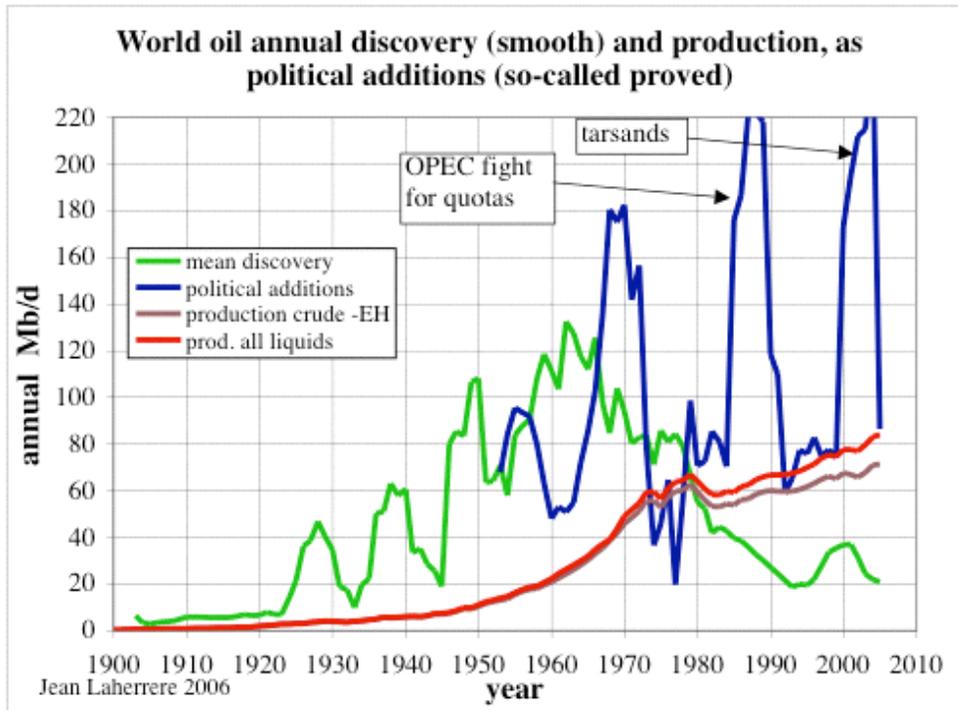
Dans la revue Pour la science de mai 1998 "La fin du petrole bon marche" qui est la traduction de la revue Scientific American "*The end of cheap oil*" Colin Campbell et moi avons sorti le graphique suivant qui prevoit la situation actuelle, baisse des reserves techniques, augmentation des reserves politiques,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

Figure 3: **Reserves mondiales conventionnelles de petrole** d'apres les [sources politiques et techniques](#): graphique du Scientific American mars 1998



Les economistes qui ont acces uniquement aux donnees politico-financieres ne raisonnent pas faux, ils raisonnent surtout sur des donnees fausses. Depuis 1980 on decouvre beaucoup moins de petrole que l'on ne produit (actuellement 3 fois moins) alors que les donnees politiques disent le contraire

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



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).

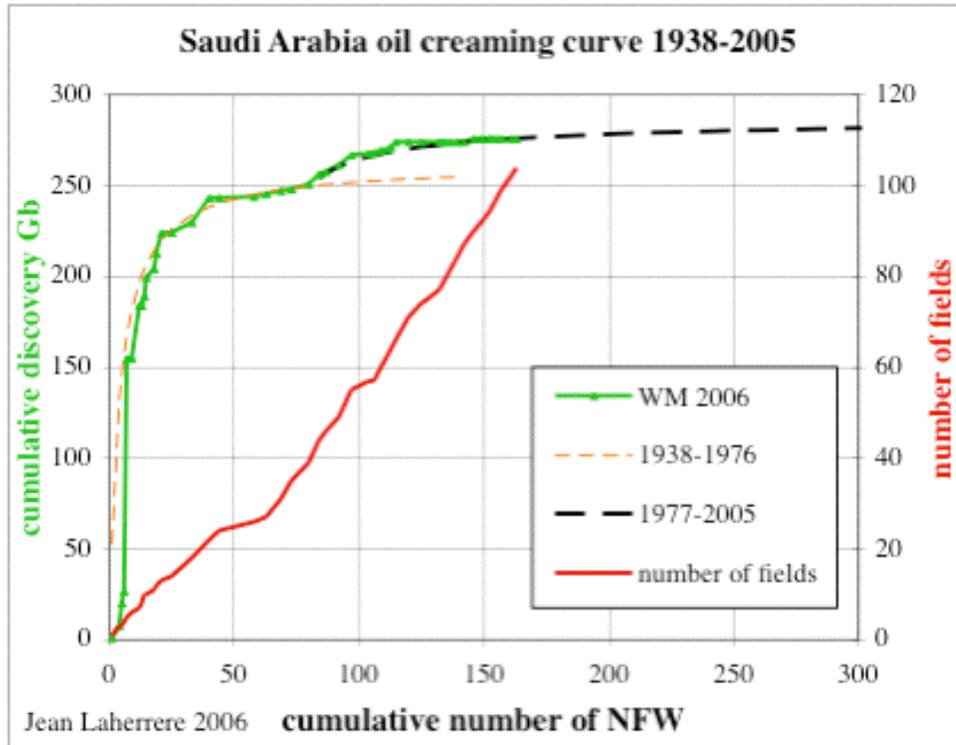
-Mythes qui ont la vie dure et qui sont contraires aux faits

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 explore

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% en volume et 10% en nombre alors que les 20 derniers NFW ont découvert 1% en volume et 15% en nombre!

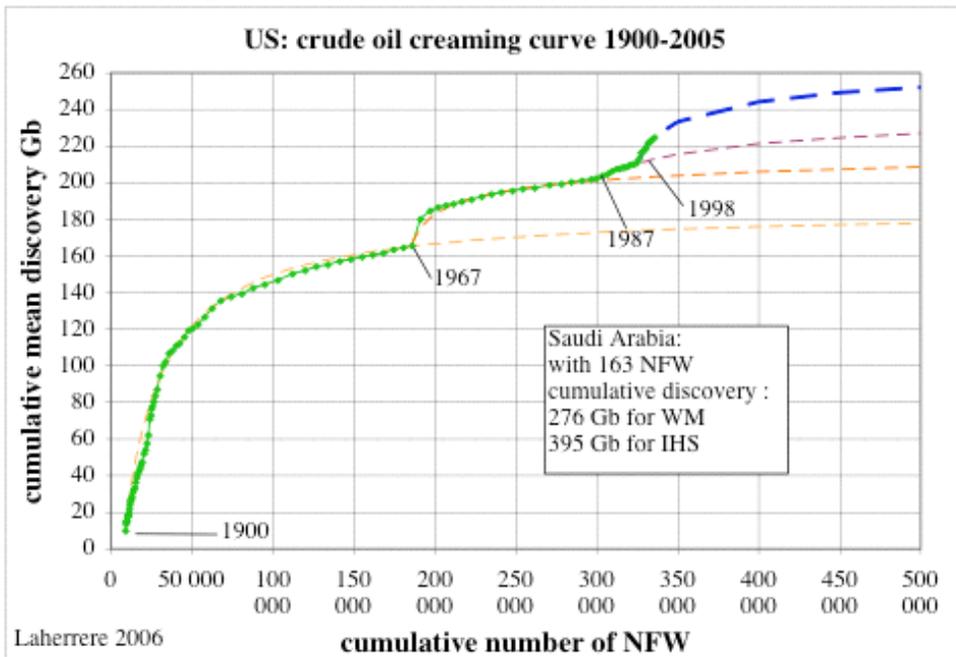
Figure 5: **courbe d'écumage des découvertes de pétrole en Arabie Saoudite d'après WM** (Wood Mackenzie)



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

Les découvertes 2P en Arabie Saoudite sont 276 Gb pour WM (et 395 Gb pour IHS qui s'aligne sur les données politiques) avec seulement 163 puits d'explo et 104 champs, alors que les US n'ont découvert 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 maturité de l'exploration, à savoir ce qui reste à découvrir. La courbe d'ecremage des US montre plusieurs cycles (le dernier étant 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 6: courbe d'ecremage des découvertes de pétrole 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

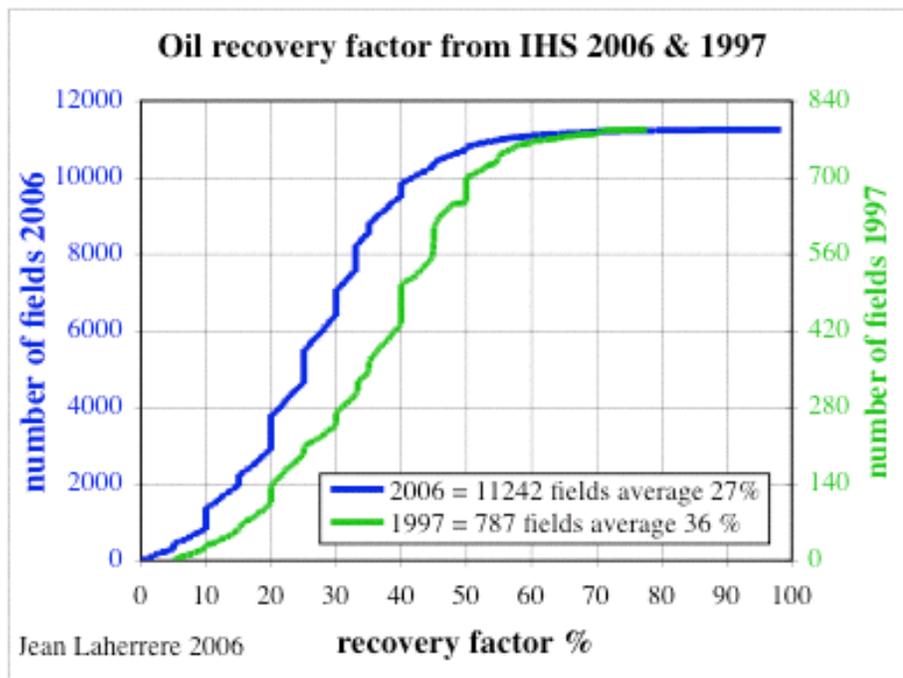
Claude Allegre a ecrit en 1996 dans Le Point cette enormite: "Aujourd'hui, on extrait en moyenne 20 % ou 30 % du pétrole. Avec l'imagerie sismique, on peut espérer, demain, extraire 80 % à 90 % d'un gisement" Il confondait taux de recuperation et taux de succes.

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 placve 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 Staffjord (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 7: monde hors US: nombre de champs en fonction du taux de recuperation de l'huile en 2006 et 1997



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

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

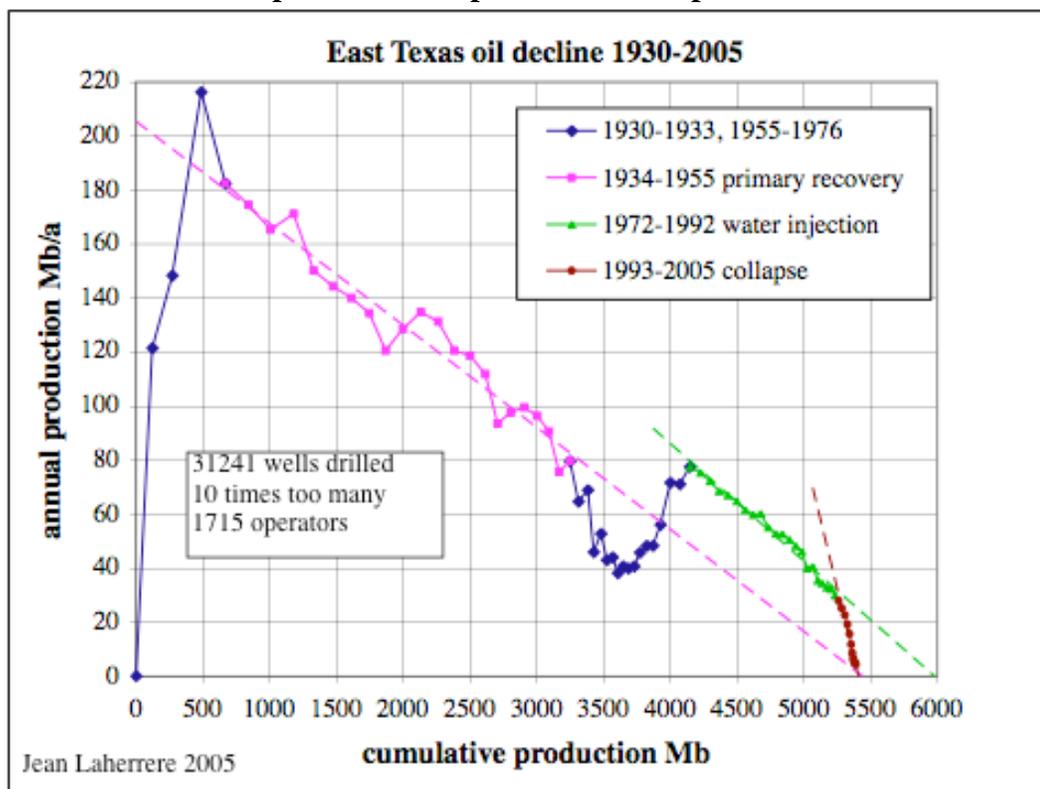
-Mythe 3: il y a croissance des reserves grace a la technologie

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

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

Le plus gros champ des US hors Alaska, East Texas, a vu ses reserves augmenter de 5,4 Gb a 6 Gb avec l'apport de l'injection d'eau de 1972 a 1992 avec plus de 30 000 puits fores (10 fois plus que necessaire par suite du grand nombre d'operateurs > 1700), il y avait donc veritablement croissance, mais depuis 1992 il a eu doublement du declin, passant de 5 a 10 %/a. Le champ est pratiquement epuise et l'ultime est revenu a 5,4 Gb. L'augmentation des reserves a ete provisoire et s'est transformee en diminution. La technologie permet de produire plus vite les champs conventionnels mais pas plus et parfois moins.

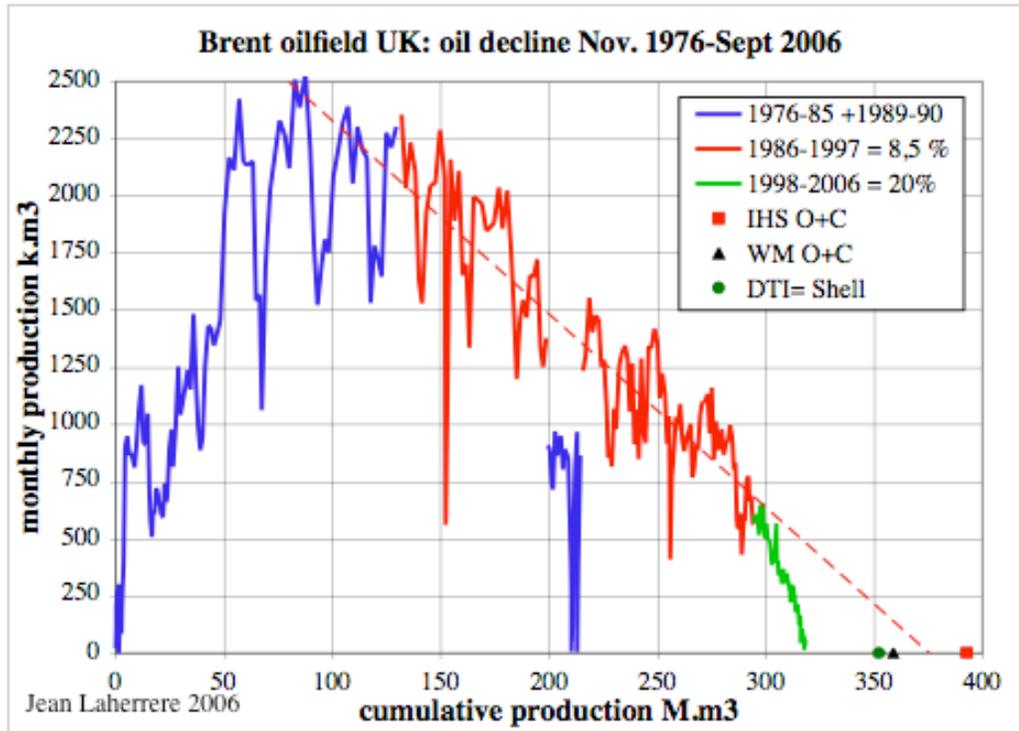
Figure 8: **courbe de declin de la production de petrole du champ East Texas 1930-2005**



L'un des plus gros champs anglais Brent (brut de reference en mer du Nord = marqueur) a vu aussi sa production s'effondrer en 1998 (comme East Texas) passant d'un declin de plus de 8%/a de 1986 a

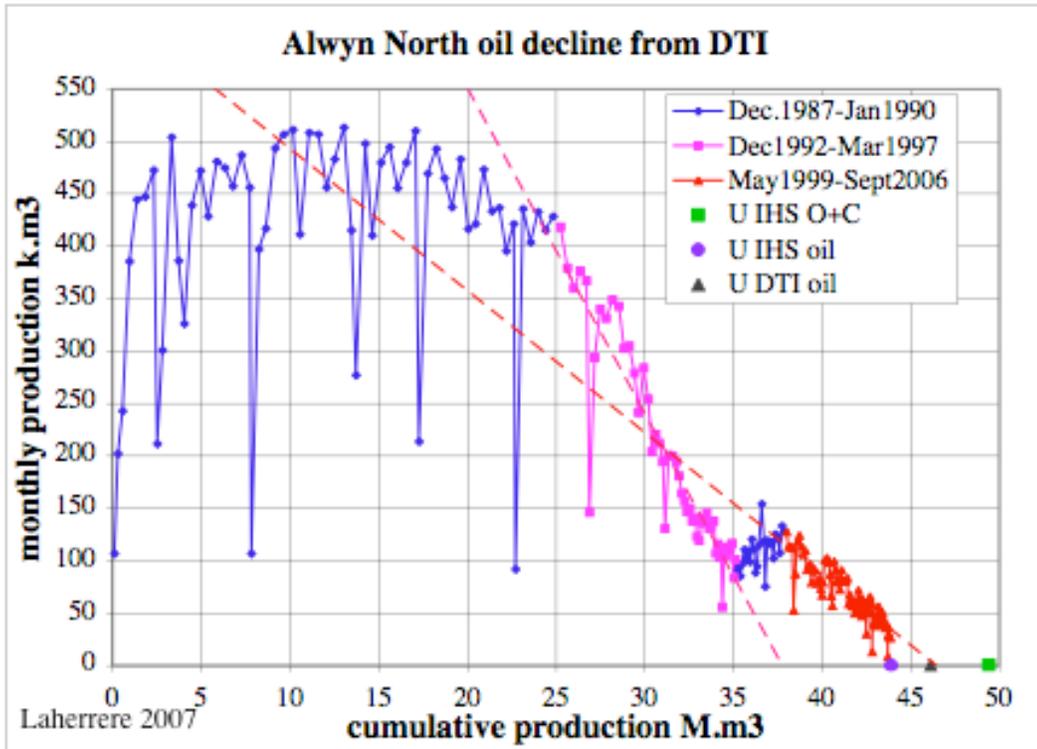
1997 a pres de 20%/a de 1998 a 2005. Il est pratiquement epuise n'étant plus qu'un champ de gaz (il va falloir changer de brut de reference!)

Figure 9: courbe de declin de la production de petrole du champ de Brent RU 1976-2006



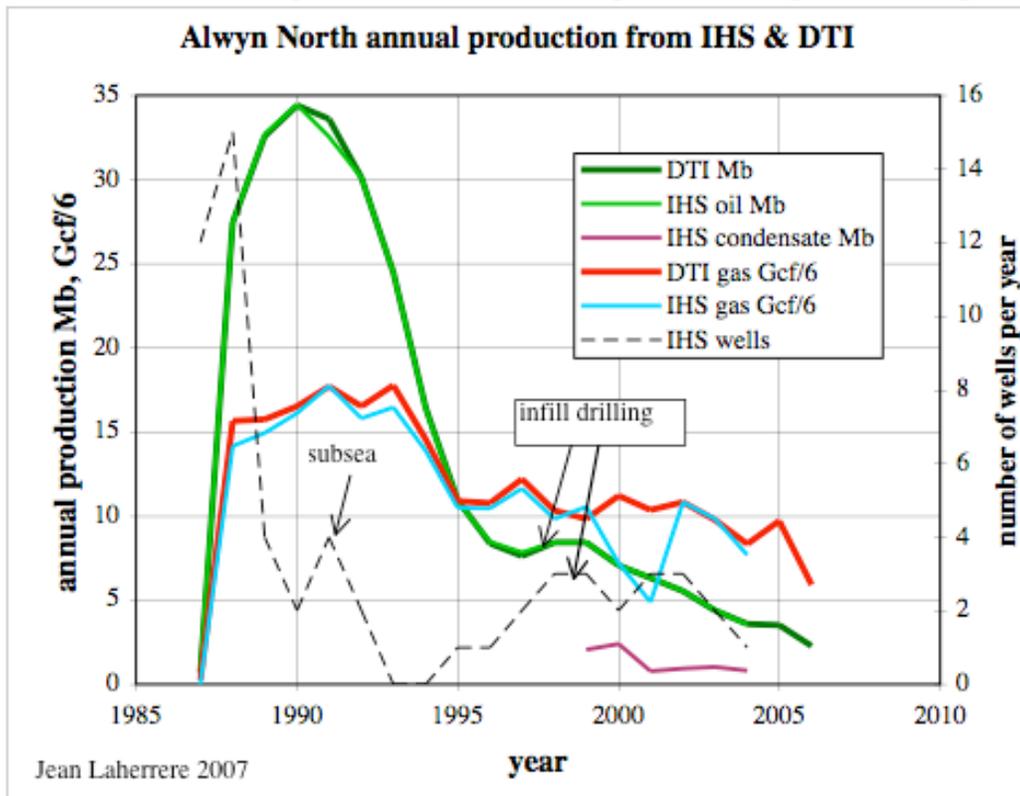
Alwyn North, also in North Sea, is presented as an example of reserve growth due to technology. The monthly production versus cumulative production displays a sharp decline from 1992 to 1997, then an increase until 1999 and a less steep decline up to now.

Figure 10: courbe de declin de la production mensuelle de petrole du champ d'Alwyn North 1976-2006



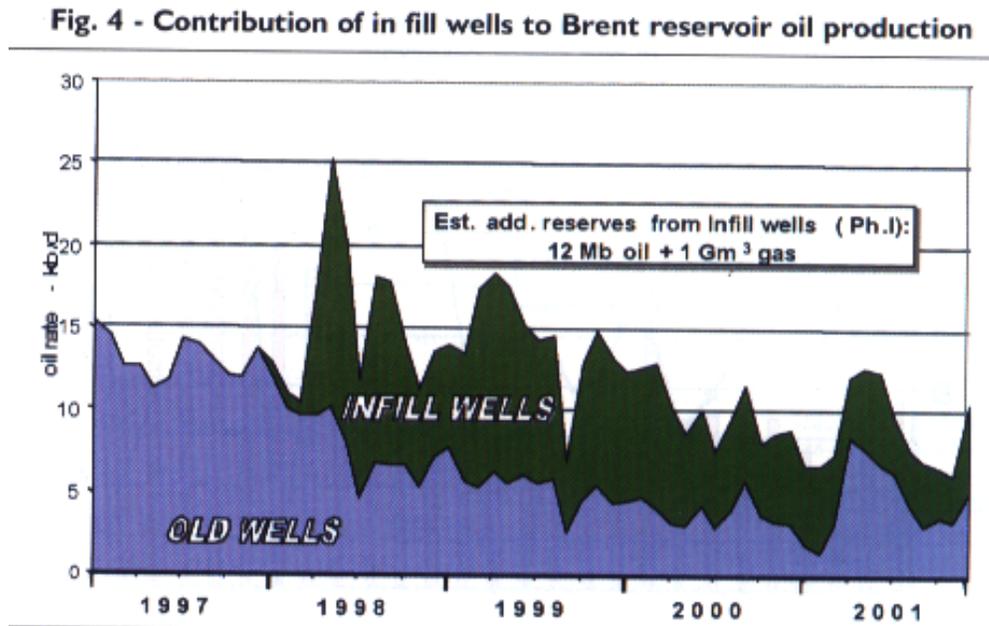
Mais l'augmentation de production en 1997 est due principalement a une augmentation du nombre annuel de puits fores sur le champ. Les donnees IHS different de celles du DTI, dues sans doute a des erreurs de conversion. De plus IHS declare du condensat pour certaines annees alors qu'il semble deja inclus dans « oil ».

Figure 11: courbe de declin de la production annuelle de petrole et de gaz du champ d'Alwyn



Y.Grosjean et al dans une presentation au CMP 2002 a Rio « New reserves in old field: do not underestimate the geologic risk » *Petrole et Techniques* dec 2002 n°441 p41-58 expose la complexite de ce champ qui a ete minimise et qui a necessite des infill wells comme le montre son graphique. Il a fallu aussi une injection de gaz miscible (considere comme du non-conventionnel)

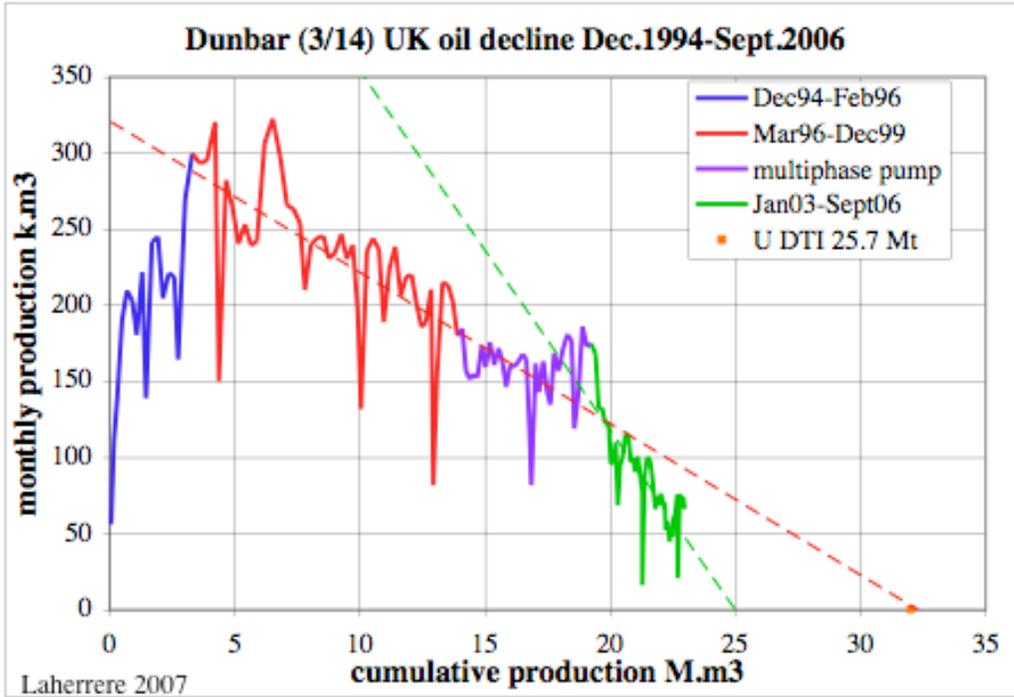
Figure 12: **production d'Alwyn d'apres Grosjean: contribution des infill wells 1997-2001**



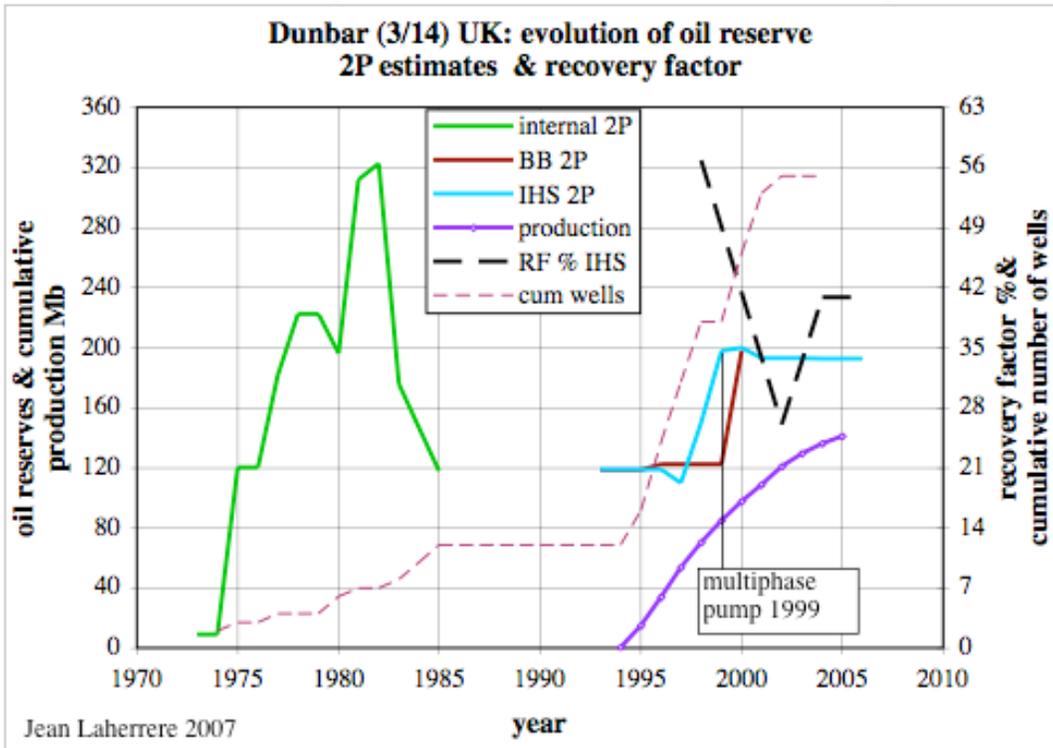
Il y a donc augmentation de la production, car l'infrastructure du developpement initial etait trop optimiste et la complexite du reservoir a necessite des puits supplementaires, il est exagere de mettre cela sur un apport de la technologie. Ce qui est appele apport de nouvelles techniques est en fait souvent seulement la correction de pratiques trop optimistes ou trop economiques.

Le champ voisin Dunbar avec le meme operateur montre au contraire que le declin a ete lent puis stabilise lorsqu'une production ameliore EOR a ete mise place en 1999 avec des pompes multiphase Poseidon, mais en 2003 le declin est devenu beaucoup plus rapide, diminuant les reserves

Figure 13: **declin de la production de petrole de Dunbar (3/14) 1994-2006**



Le champ de Dunbar, qui a été découvert en 1973 sous le nom 3/14, a été estimé bas au début puis augmentant avec le forage de puits d'appréciation à 320 Mb pour redescendre à 120 Mb de 1985 à 1998, la production demarrant en 1994, pour regimber à 200 Mb avec l'installation des pompes multiphasiques. Mais le champ a aussi vu son volume en place varier d'une façon chaotique et le taux de récupération passer de 57 à 26 puis 41 %, montrant bien le caractère aléatoire du taux de récupération.
Figure 14: évolution des réserves de pétrole de Dunbar et de son taux de récupération 1974-2005



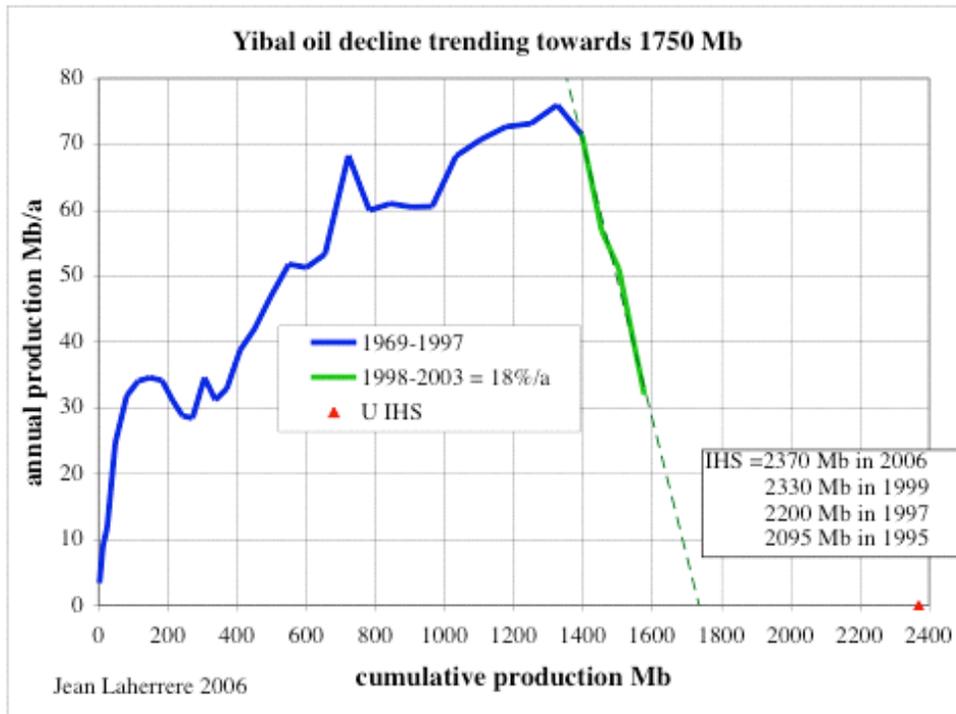
a

Autrefois les compagnies internationales faisaient du long-terme, mais depuis qu'elles sont possédées en majorité par les fonds de pension américains, elles ne font que du court-terme et le but est le profit immédiat.

Les puits horizontaux (avec plusieurs branches) permettent de produire plus vite, d'où profit immédiat, mais souvent au détriment de la récupération finale.

Yibal (le plus gros champ Oman qui n'est pas dans l'OPEP) opéré par Shell a été poussé à fond grâce aux puits horizontaux pour produire plus vite mais le déclin est très rapide et l'ultime moindre (1750 Mb) qu'on espère (2370 Mb)

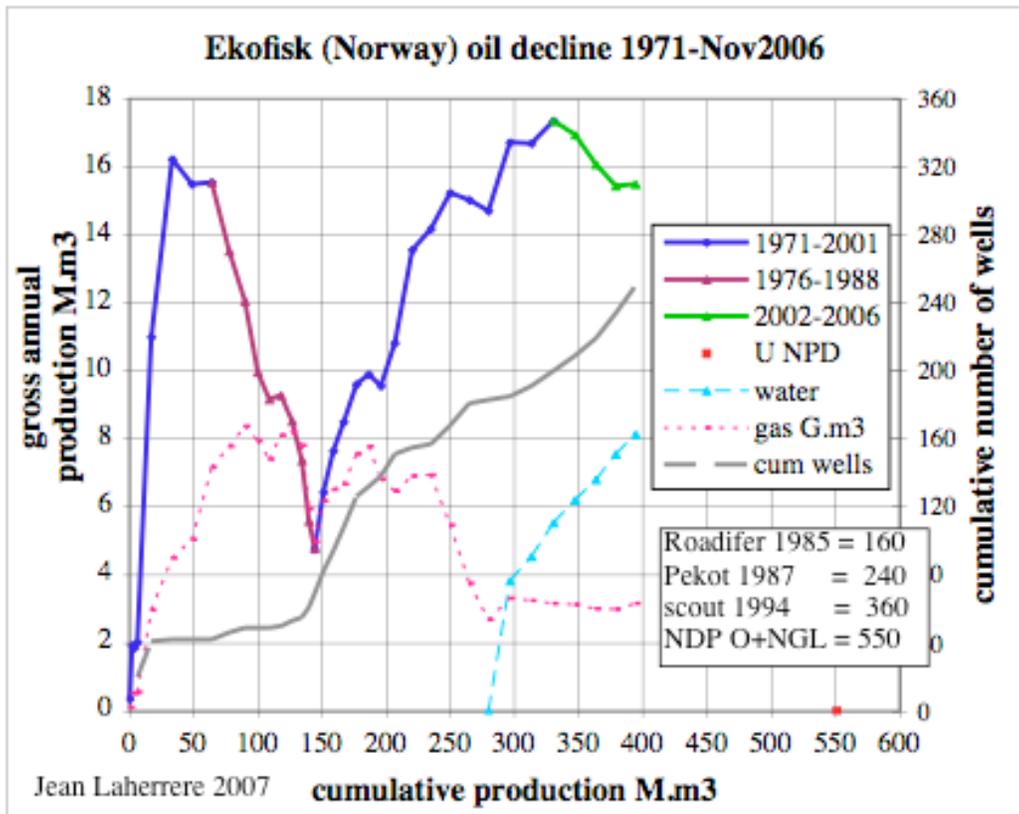
Figure 15: courbe de déclin de la production de pétrole du champ d'Yibal Oman 1969-2003



Yibal montre une mauvaise pratique de production trop poussée avec un déclin fort (18%) et une diminution des réserves calculées !

Il y a de nombreux exemples de révision négative des réserves surtout à la fin de la production quand la production s'effondre, alors qu'il y a peu d'exemples de révision positive qui se voit sur le changement du déclin du champ. Les cas de révision positive sont tous dus à des conditions géologiques exceptionnelles: Ekofisk mer du Nord: le réservoir de craie s'est effondré lors de la production amenant une subsidence du fond de la mer de plus de 8 m et un triplement des réserves grâce aussi à une augmentation du nombre de puits de production et d'injection d'eau. Depuis 2000 la production d'eau a beaucoup augmenté.

Figure 16: courbe de déclin de la production de pétrole du champ Ekofisk (Norvège)



Eugene Island 330 Golfe du Mexique est aussi une augmentation exceptionnelle des reserves due a la communication du reservoir avec la source mere grace a une faille majeure.

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

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

Il faut distinguer les champs conventionnels ou la technologie n'apportera pas grand chose car la production est facile et les techniques dites modernes (3D, puits horitontaux) existent depuis plus de 30 ans et les champs non conven tionnels ou la production est difficile demanant des investissements considerables et des technologies plus performantes,

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

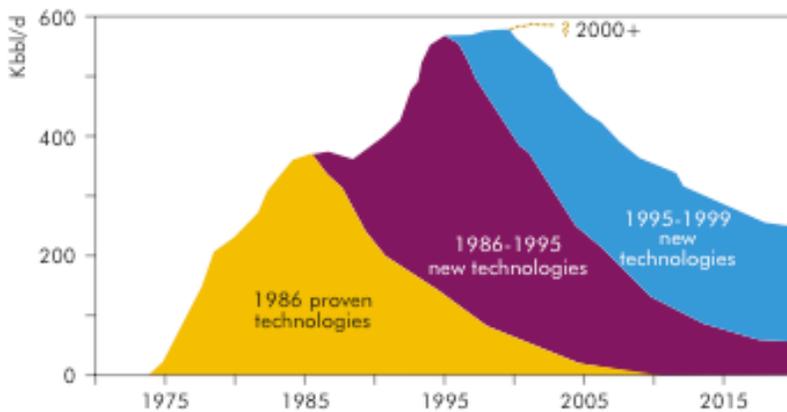
-Presentations "optimistes" ou "modifiées" sur l'apport de la technologie

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

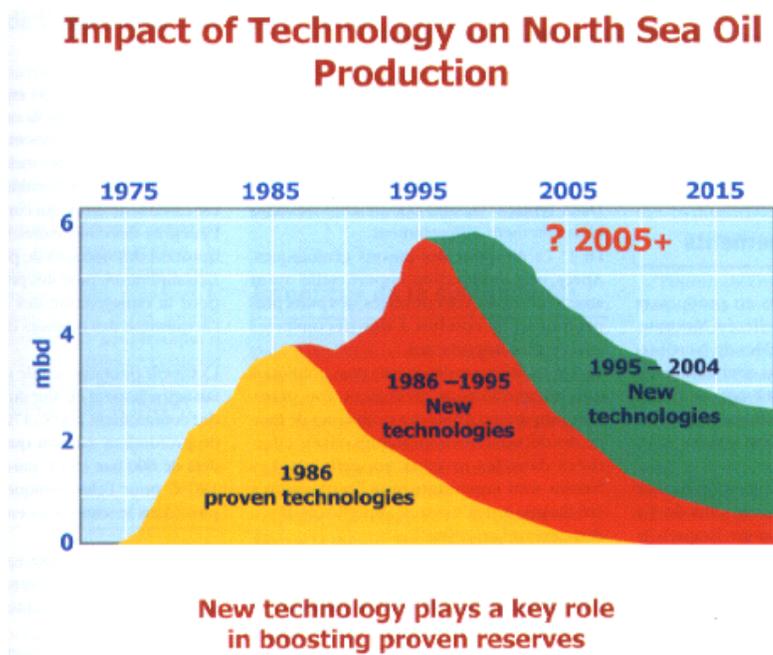
Figure 1.20 • Impact of technology on production from the North Sea, in thousand barrels per day



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 18: **AIE oct 2005** (Petrole et techniques jan06): **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 2000+



Le creux de production de 1988 n'est pas du a 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 reserves sont de 40 ans (R/P) pour le petrole, 60 ans pour le gaz, 250 ans pour le charbon:

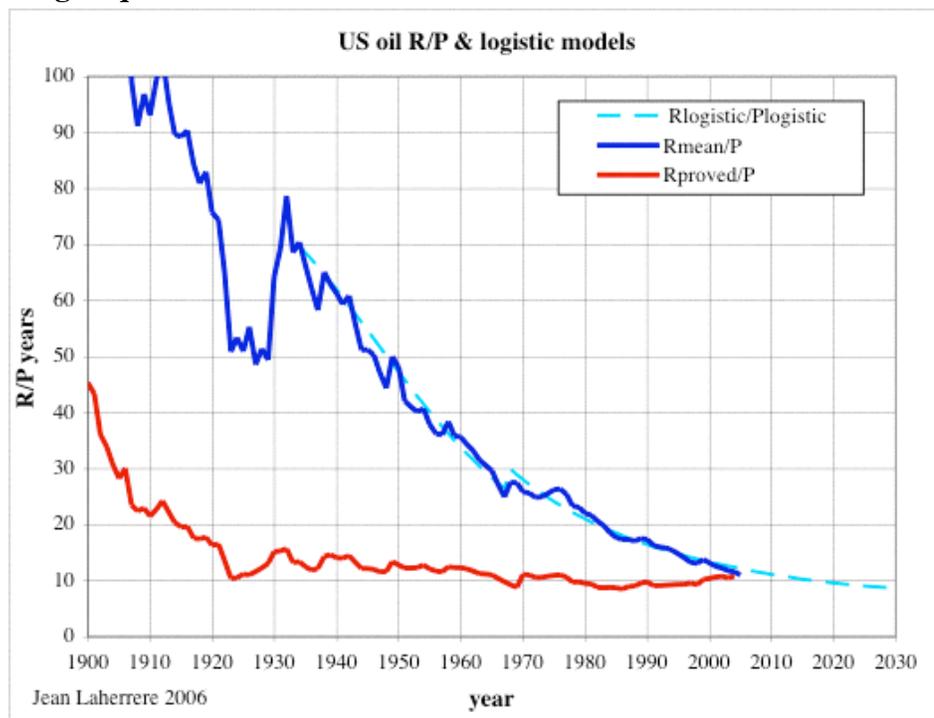
Les chiffres a partir des reserves prouvees de BP Review sont petrole 41 ans, gaz 65 ans, charbon 155 ans.

Ce chiffre ne tient pas compte de l'augmentation future de la production vantee par les auteurs de ces publications, de plus la production de petrole ne peut rester constante pendant 40 ans et s'ecrouler a zero la 41^e annee !

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

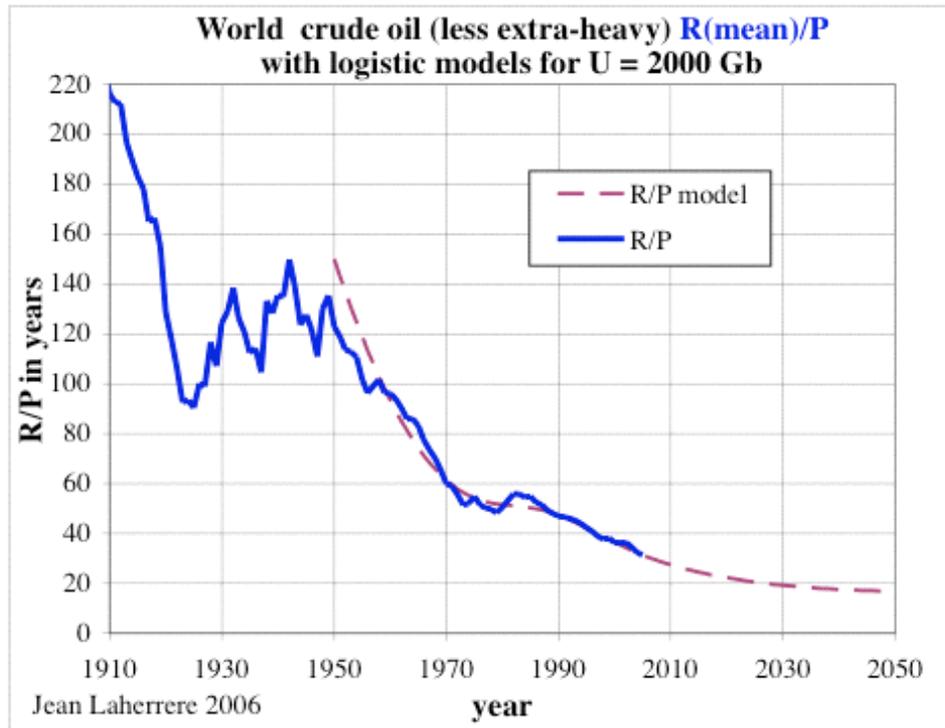
Aux US le R/P des reserves dites prouvees de petrole est d'environ **10 ans depuis 80 ans**, le R/P ne veut rien dire pour predire le futur, il est surtout utilise pour calculer les reserves pour les banquiers!

Figure 19: R/P pour le petrole aux US pour les reserves prouvees et pour les reserves moyennes avec modeles logistiques1900-2030



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

Figure 20: R/P mondial brut moins extra-lourd avec modeles logistiques1910-2030



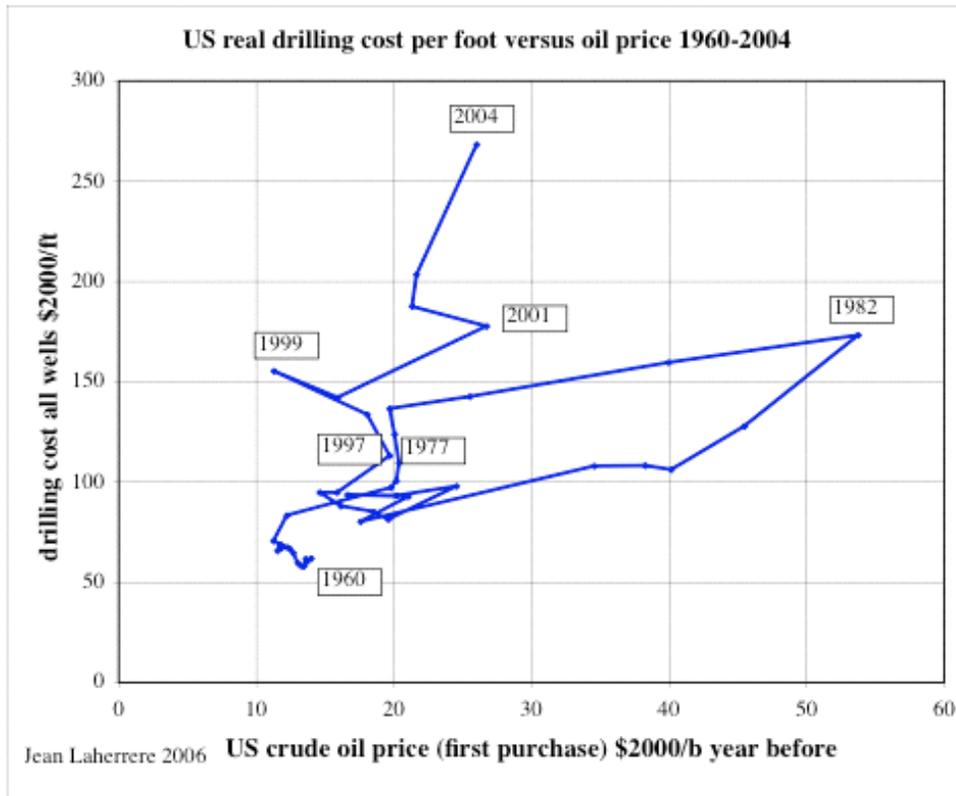
R/P est un tres mauvais indicateur, mais il est utilise par tous.

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

-Mythe 5: les couts diminuent avec la technologie

En realite les couts de forage varient avec le prix du brut. Aux US le cout du pied fore a varie de 1960 a 1997 avec le prix du brut suivant une loi grossiement lineaire (en avant et en arriere) et le cout en 1977 est equivalent a celui de 1997 ainsi que le prix du brut. Les progres techniques ont permis d'aller forer plus profond et dans des zones plus difficiles. Depuis 1997 le cout du pied fore a augmente fortement a cause des forages en mer profonde

Figure 21: **cout du forage aux US 1960-2004 en fonction du prix du brut en \$2000**



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

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

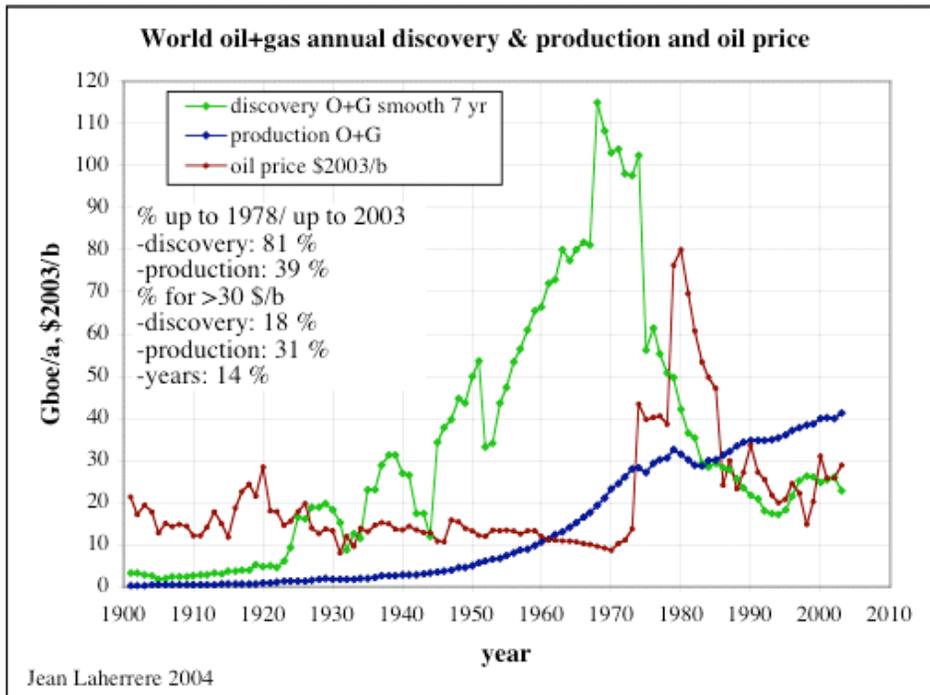
Le graphique 6 en Arabie Saoudite montre aussi que le **mythe de l'augmentation du taux de succes grace aux nouvelles technologies qui va amener plus de reserves** est errone, car la taille des decouvertes diminue considerablement plus. De 1935 a 1968 40 NFW ont decouvert 22 champs (taux de succes de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

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

-Mythe 7: les decouvertes augmentent quand le prix augmente

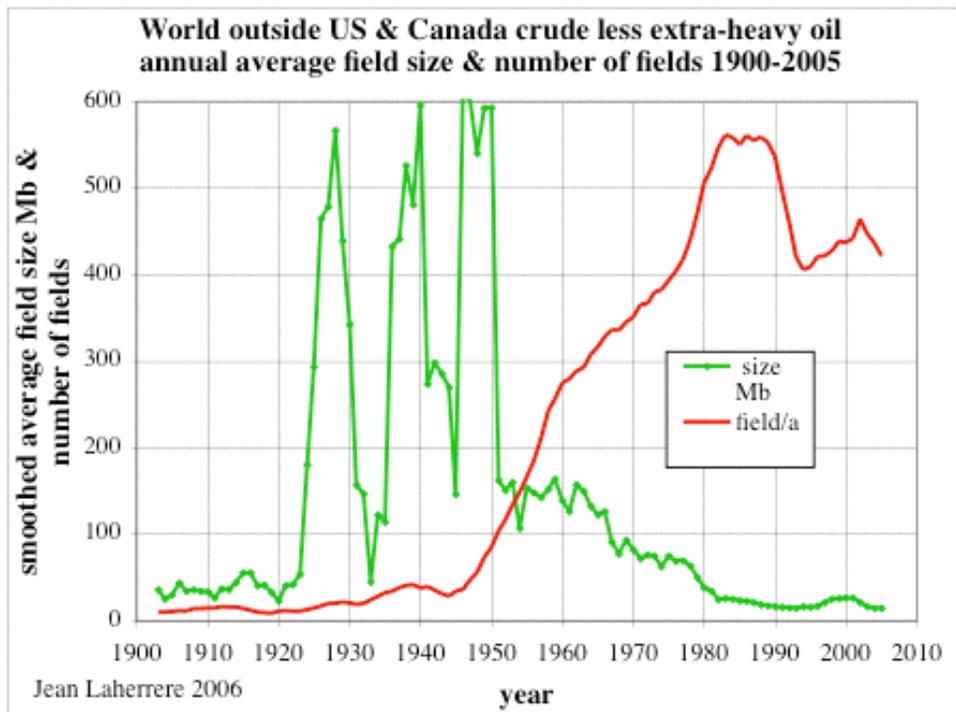
Les decouvertes de petrole et de gaz ont culmine en autour de 1965 alors que le prix du petrole etait bas et elles sont chutees avec les chocs petroliers car on a alors fore tous les projets mediocres qui avaient ete rejetes dans le passe. Par contre la production a chute par baisse car les consommateurs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

Figure 22: **Monde: petrole et gaz: production & decouverte et prix du brut**



Le volume des decouvertes s'écroule 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.

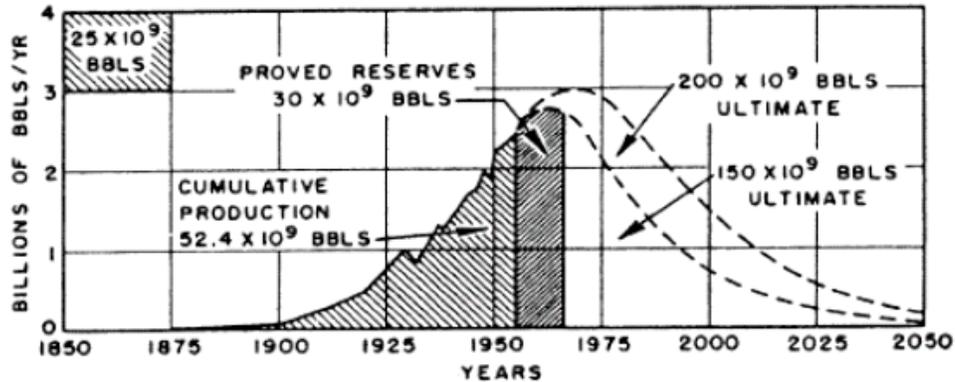
Figure 23: Monde hors US + Canada: taille moyenne des champs de brut et nombre de champs 1900-2005



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

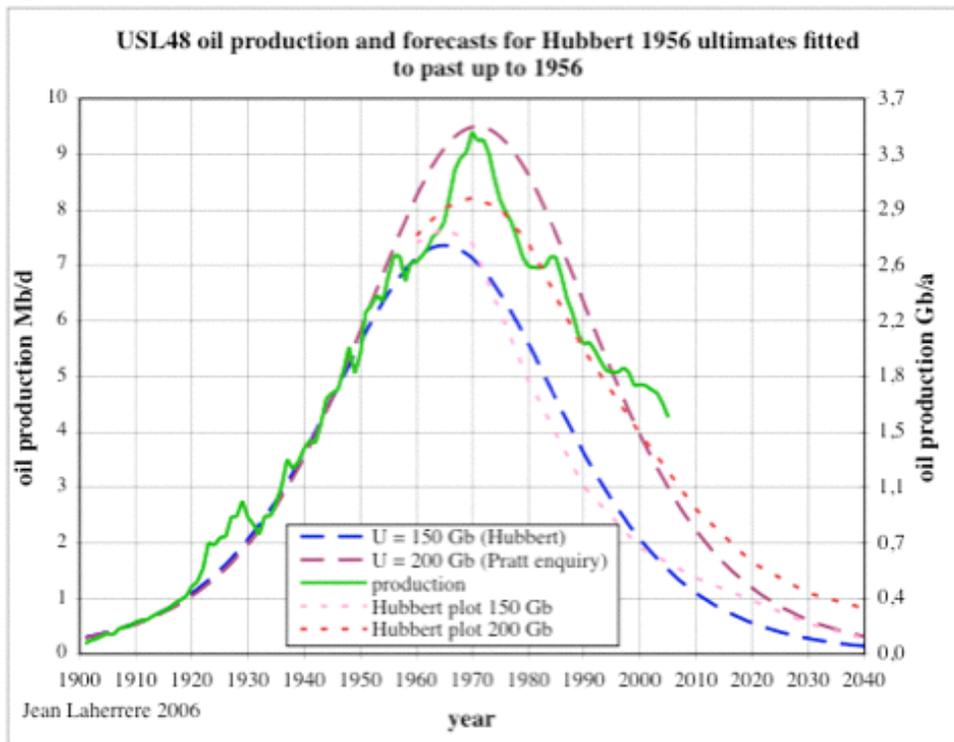


La production a bien eu son pic en 1970 et la courbe de production suit bien la courbe des decouvertes (moyennes ramenees a la date de decouverte) avec 32 ans de retard.

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.

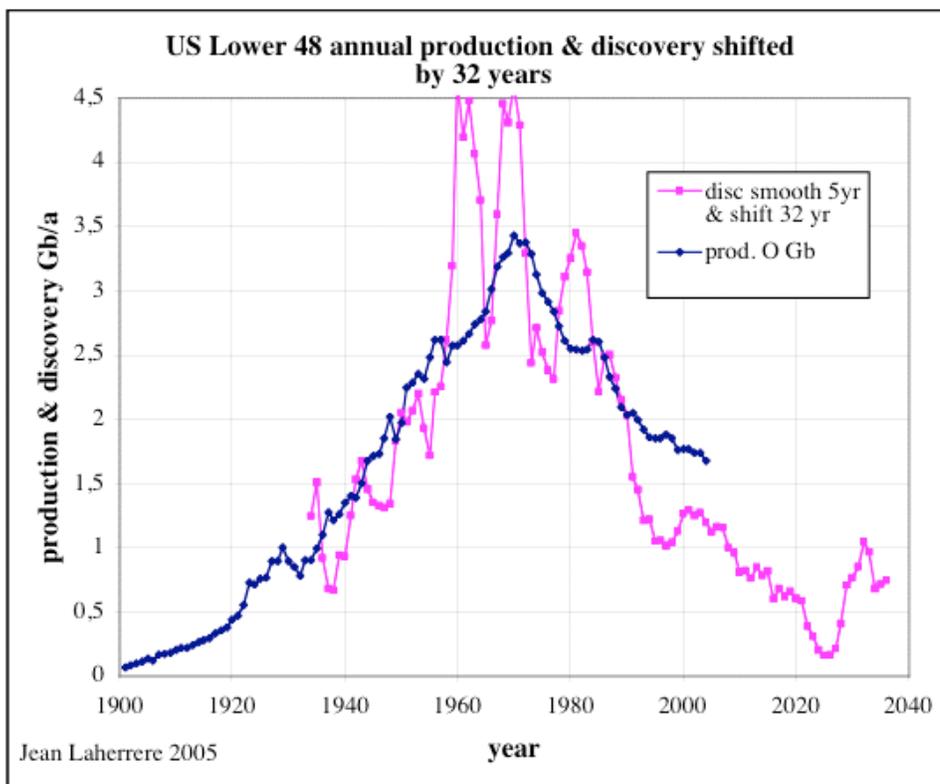
La courbe d'Hubbert 1956 est dessinee a la main et ce n'est que plus tard qu'il a choisi une equation (derive de la fonction logisitique qui donne un trace different

Figure 25: production US hors Alaska 1900-2005 avec prevision en 1956 par Hubbert et derives logistiques pour ultimes de 150 et 200 Gb



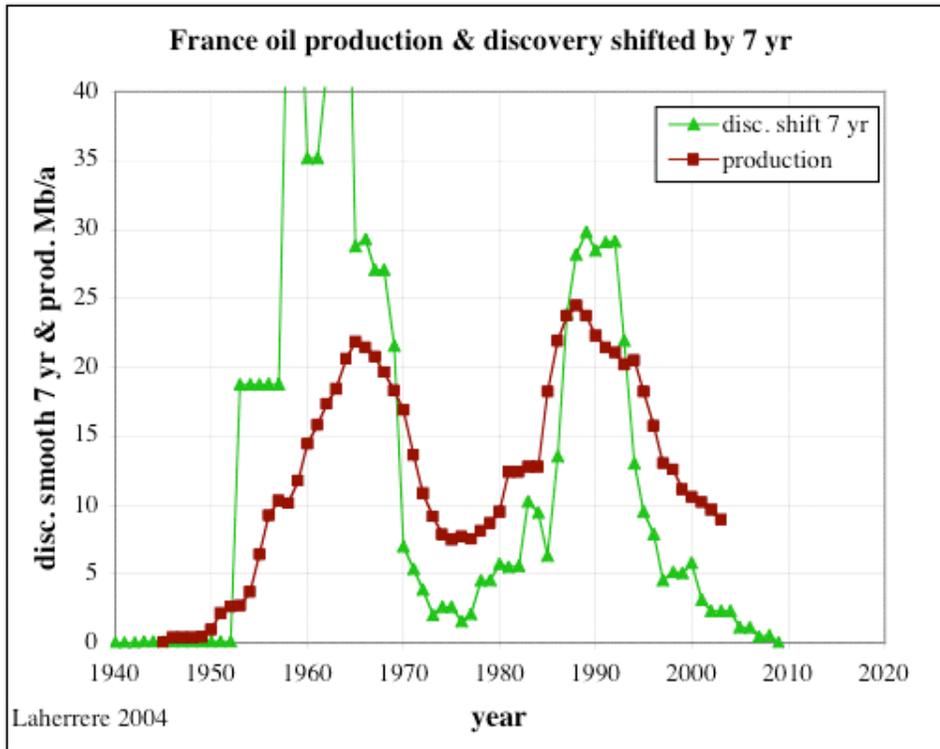
La symetrie de la courbe actuelle peut s'expliquer par la loi des grands nombres car il y a de nombreux bassins petroliers, plus de 40 000 champs et plus de 22 000 producteurs, qui agissent en ordre disperse, sauf quand il y a proration 1960 ou prix eleve 1980

Figure 26: **US hors Alaska: production annuelle de petrole et decouverte *moyenne* decalee de 32 ans 1900-2040**



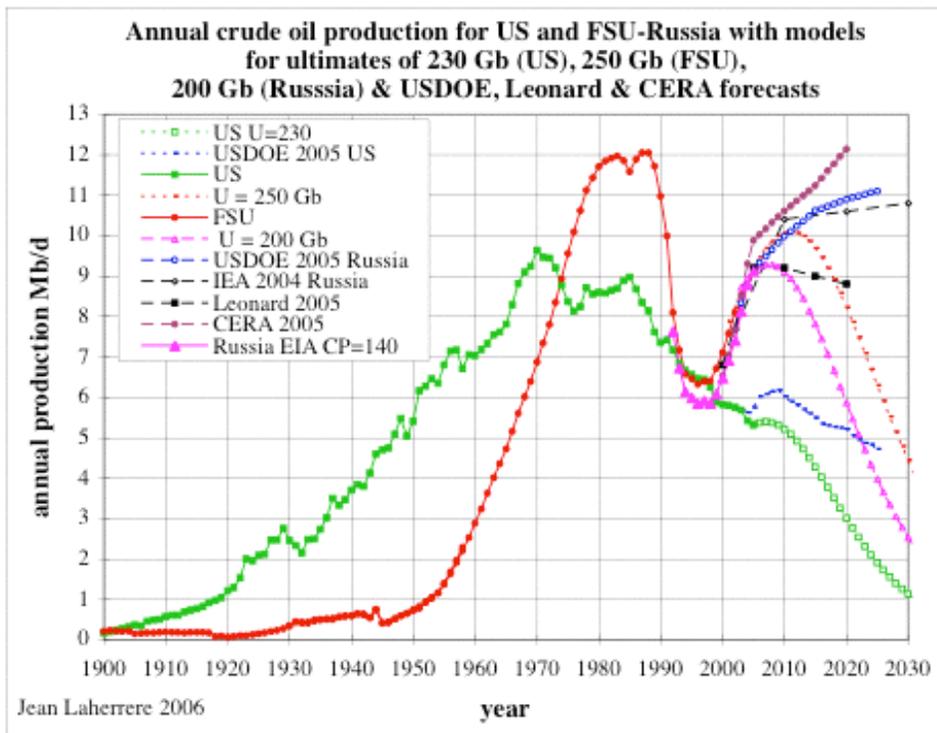
Mais dans les autres pays avec un nombre restreint de bassins et de compagnies, les courbes de decouverte et de production montrent plusieurs cycles, notamment la France, mais les cycles sont, en gros, symetriques (?)

Figure 27: **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 28: **Production des US, ex-URSS et Russie et diverses previsions 1900-2030**



Les Russes viennent d'annoncer que la production d'octobre etait inferieure a celle d'aout et qu'il y a de nombreux incidents sur les oleoducs qui ont plus de 30 ans (comme celui d'Alaska qui fuit)

-Estimation de l'ultime

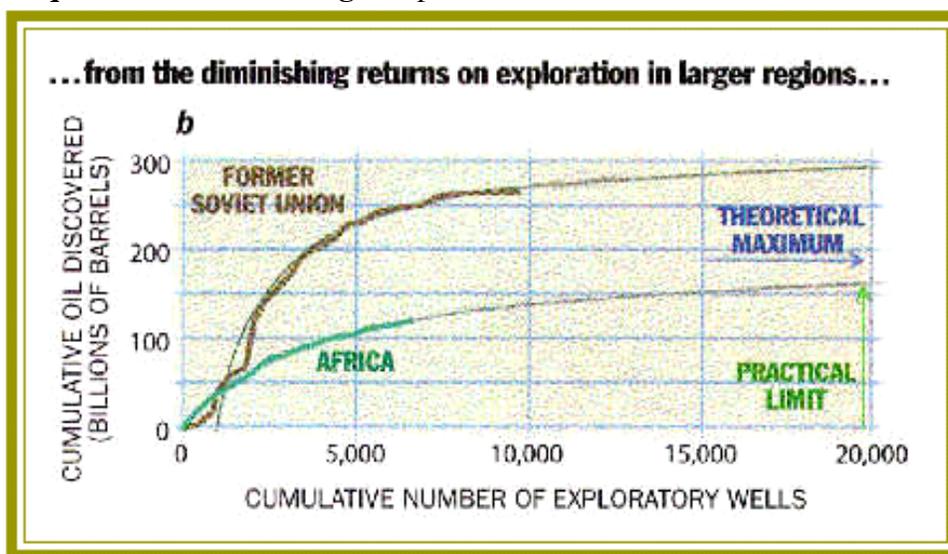
Hubbert avait raison pour le pic pétrole US en 1970, car son deuxième ultime à 200 Gb (enquête Delphi) était proche de la réalité pour les US hors Alaska.

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).

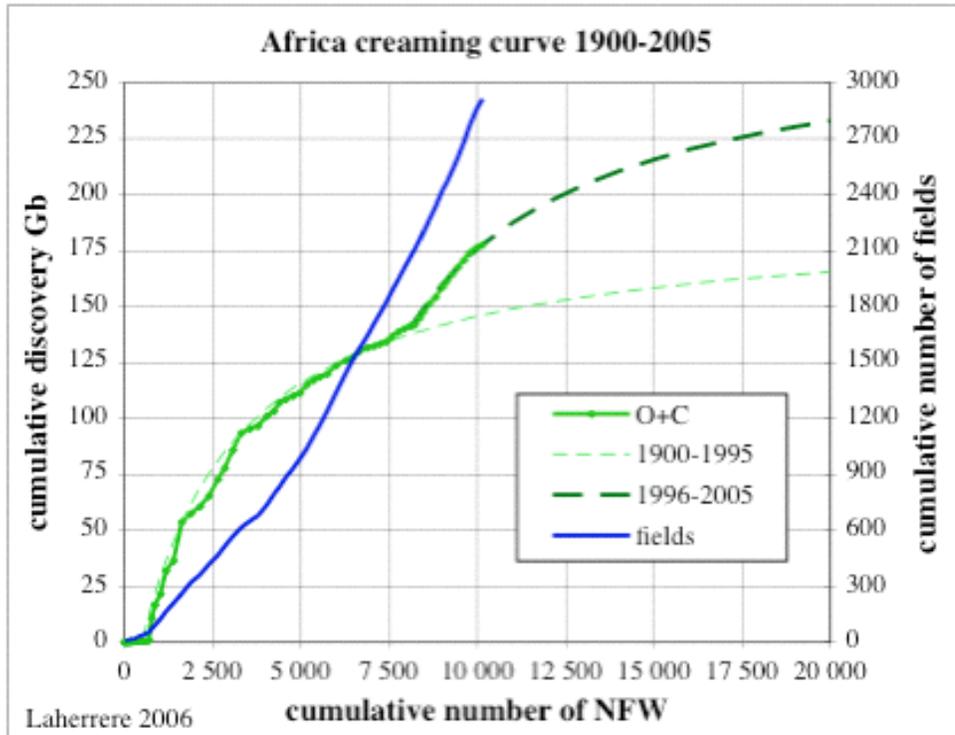
La courbe d'écremage de l'Afrique n'avait qu'un cycle quand je l'ai tracé il y a plus de 10 ans :

Figure 29: **Afrique: courbe d'écremage** du pétrole: Scientific American 1998



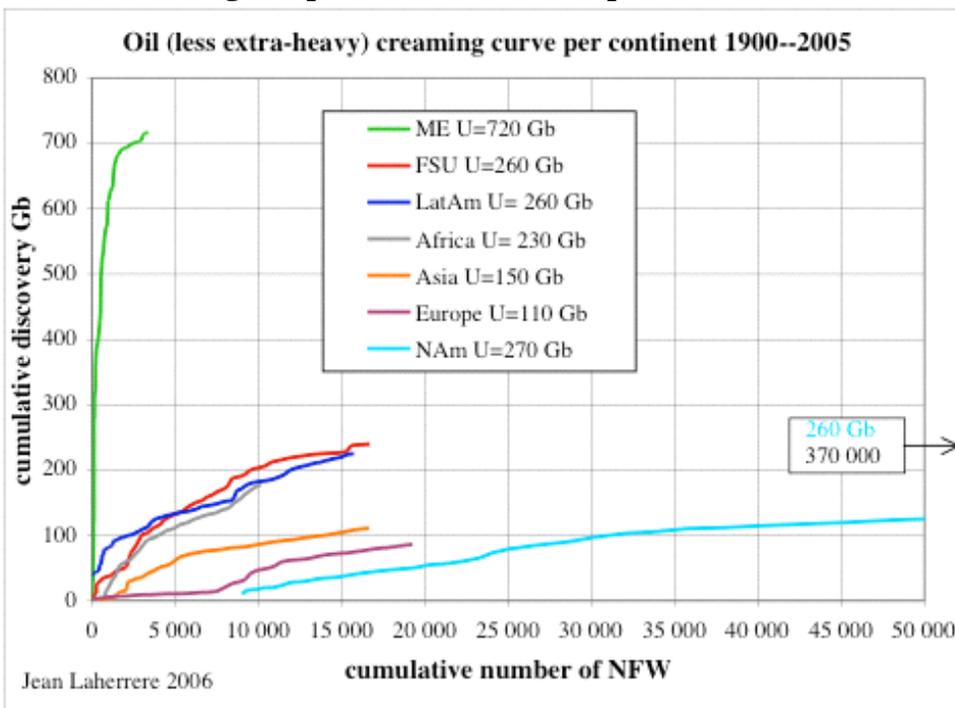
maintenant il y a un deuxième cycle (mer profonde et Sahara), cycle qui ne se voit pas sur le nombre de champs découverts. Tout l'art du géologue est de prévoir un nouveau cycle. Au Moyen Orient il ne peut y avoir de nouveau cycle mer profonde puisqu'il n'y en a pas.

Figure 30: **Afrique: courbe d'écremage** du pétrole 1900-2005 facilement modélisée avec 2 hyperboles



La courbe d'ecremage par continent montre l'inegalite de la distribution dans la Nature. Le Moyen Orient a decouvert 850 Gb avec 4 000 NFW alors que l'Europe n'a decouvert que 80 Gb avec pres 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 31: 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 ambigue (mon ultime en 2005 etait de 2150 Gb).

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

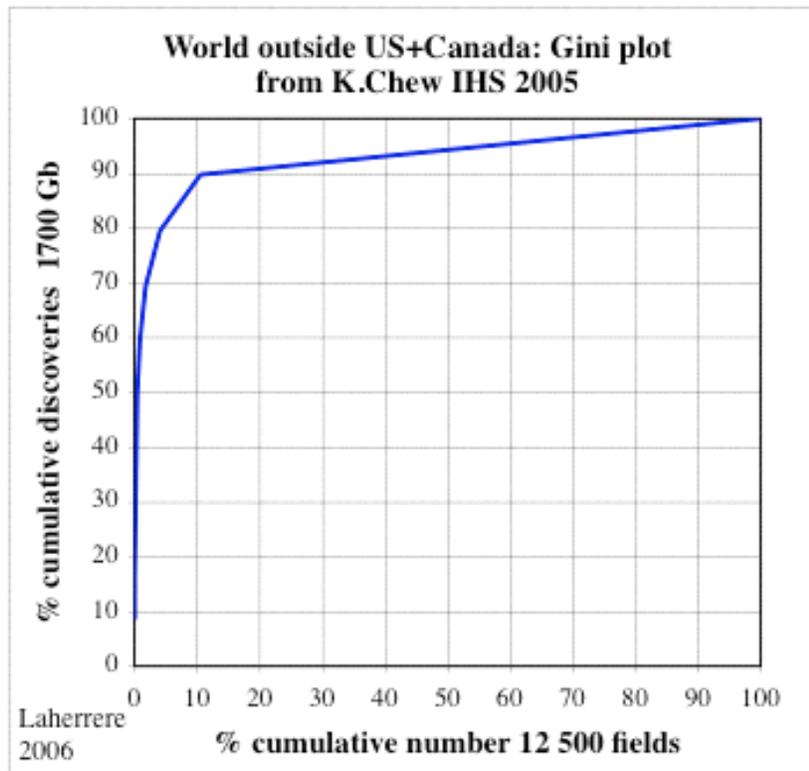
-Distribution des champs: 80-5 ou 90-10

L'inegalite regne dans la Nature. Nous avons tous ete crees par un spermatozoide qui est arrive premier d'une masse de plus de 200 millions. Etre solide dans le systeme solaire est rare puisque plus de 99% de la masse est du plasma. L'economiste suisse Pareto avait enonce il y a 100 ans que la distribution de la richesse suivait une distribution 80-20: 80% de la richesse est posee par 20% de la population. Ce principe (ou loi) de Pareto se retrouve dans de nombreux domaines et correspond a une distribution fractale 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 decouvertes cumulees en fonction du pourcentage du nombre de champs cumule permet de definir un indice d'inegalite.

Ce graphique pour le monde hors US et Canada d'apres les donnees IHS (Chew 2005 12 500 champs et 1700 Gb) montre que **80% des decouvertes sont concentrees dans seulement 5 % des champs (et 90% dans 10%)**. Pour le monde c'est pire etant donne le tres grand nombre de champs americains de tres petite taille!

Figure 32: **graphique de Gini de distribution des champs de petrole dans le monde hors US+Canada d'apres IHS 2005**

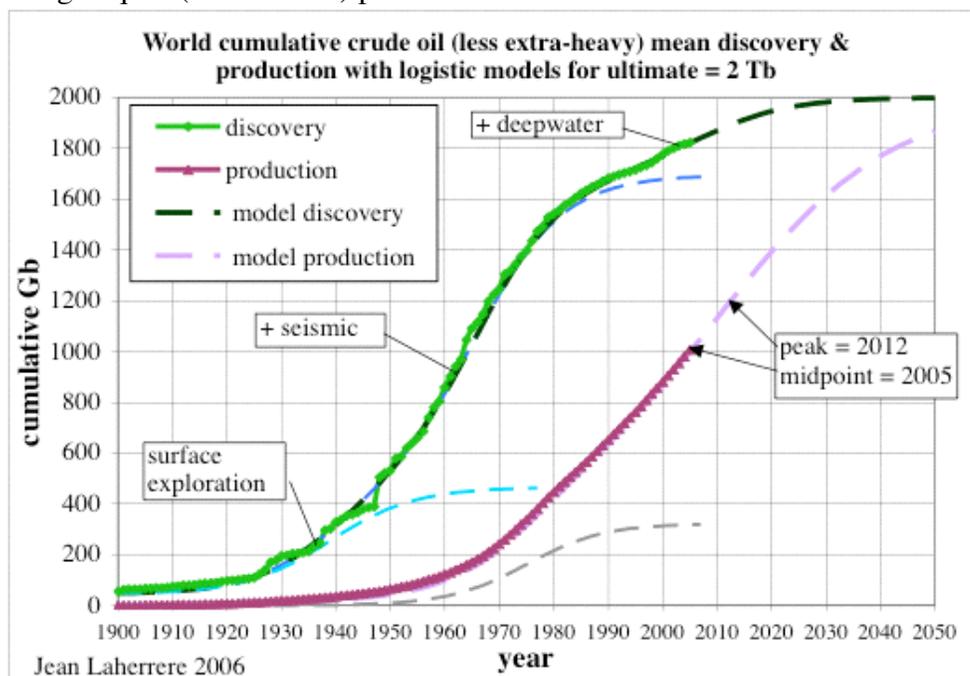


La distribution des champs de petrole est essentiellement inegalitaire!

-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).

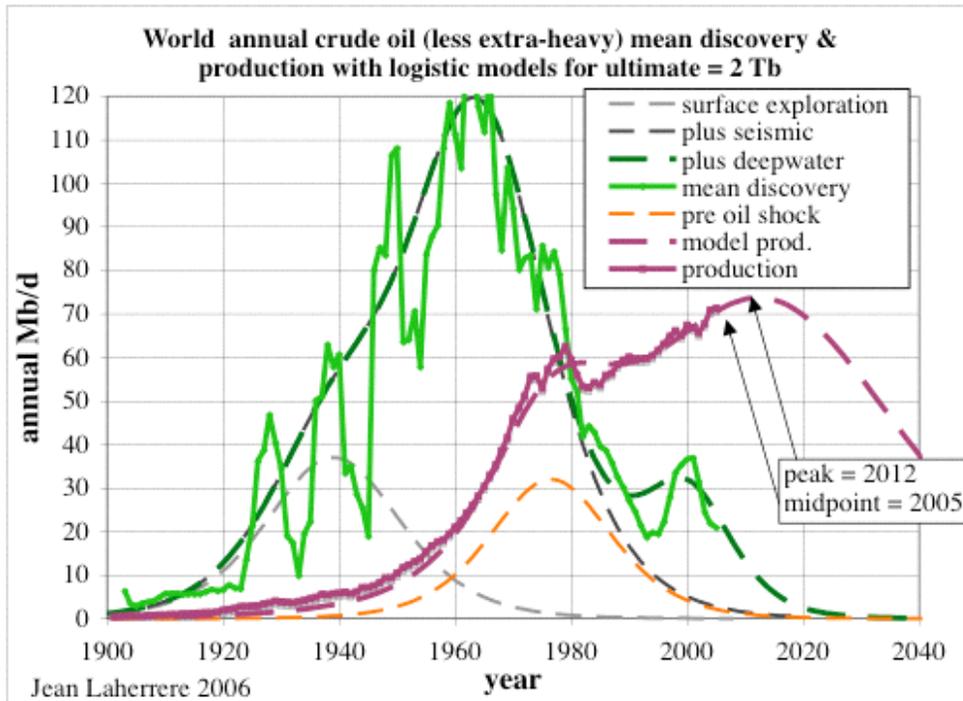
Figure 33: **Monde: brut moins extra-lourd**: decouvertes moyennes **cumulees** et production cumulee avec modeles logistiques (courbe en S) pour $U = 2000 \text{ Gb} = 2 \text{ Tb}$



Les decouvertes cumulees dépassent 1800 Gb laissant moins de 200 Gb a decouvrir, ce qui est moindre que la precision de l'ultime pris avec un seul chiffre significatif pour bien montrer son imprecision. 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 34: **Monde: brut moins extra-lourd**: decouvertes et production **annuelles** avec modeles logistiques pour $U = 2000 \text{ Gb} = 2 \text{ T}$ (sans contrainte de la demande ou des investissements)



Avec plusieurs cycles, le pic du brut serait en 2012 alors que le point milieu est 2005!

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

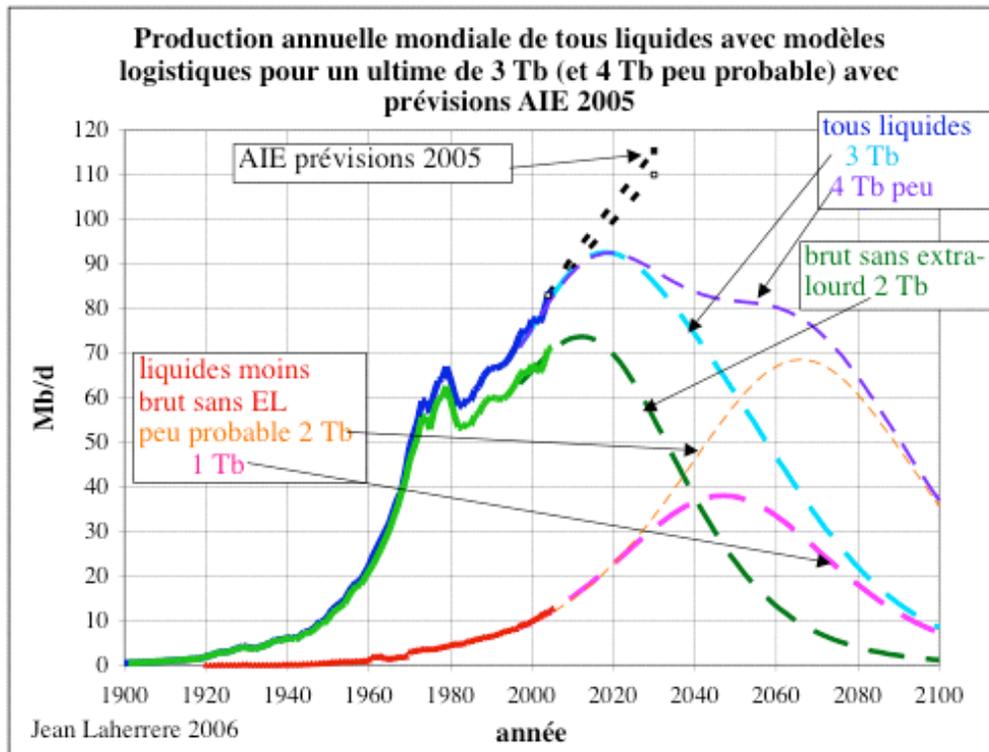
L'ultime tous liquides est estimée à 3000 Gb = 3 Tb étant la somme de

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

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

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

Figure 35: **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)



Doubler l'ultime de l'huile chère (rouge) ne change pas le pic mais la pente du déclin.

Le problème de l'huile chère n'est pas la taille des réserves mais la taille du robinet.

On ne peut faire un bébé en un mois avec 9 femmes!

-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 leurs coûts 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 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 (souvent grossières) 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,

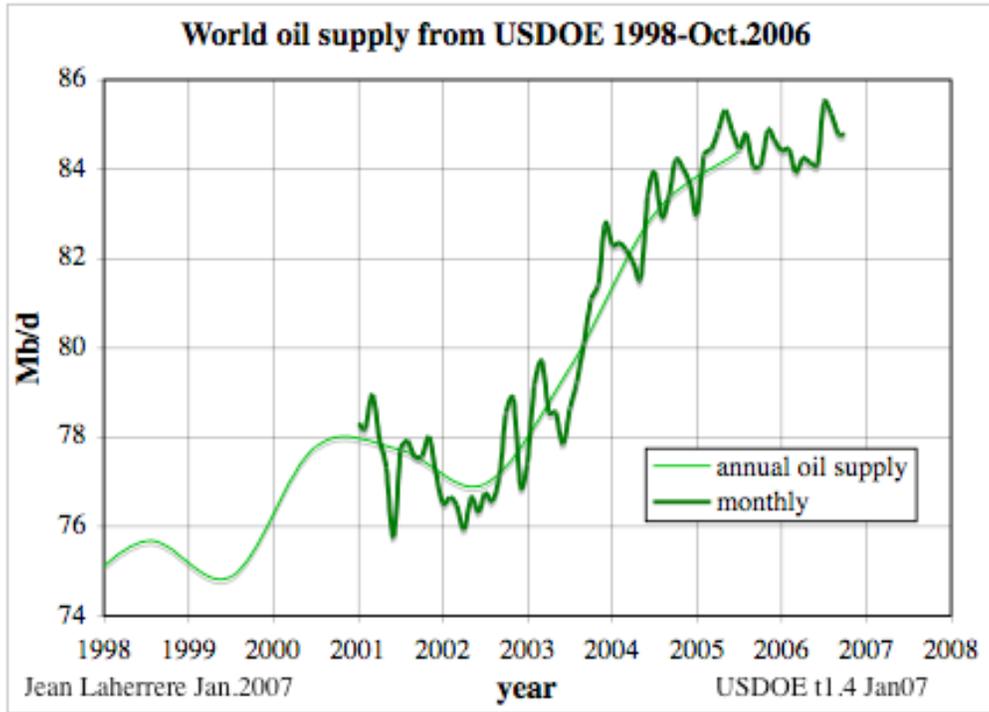
-social: grèves, vol de brut, rançon: Nigeria

- terrorisme: de nombreux troubles qui ne s'améliorent 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 tôt avec des prix chaotiques. Le ralentissement de la production et la récente 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 36: **production** mondiale de tous liquides d'après USDOE/EIA 1997-aout 2006



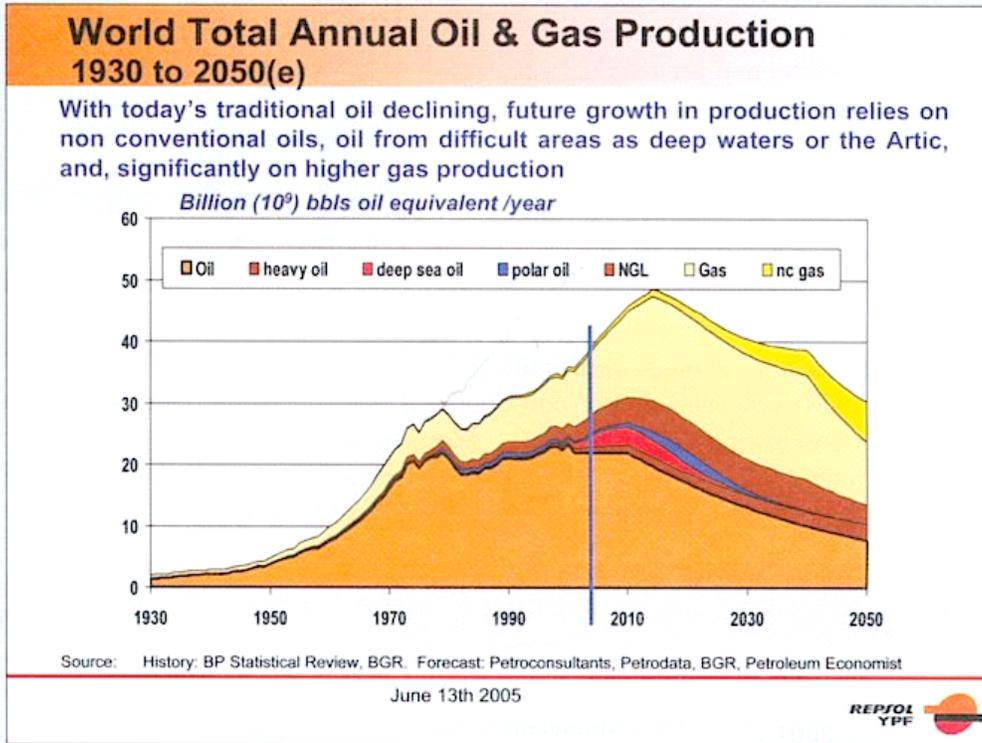
Sommes-nous entre dans le plateau ondule? Nul ne ne peut le dire il faut attendre encore quelques années pour en être sûr.

-Autres prévisions de production mondiale de pétrole

-prévisions d'après les réserves

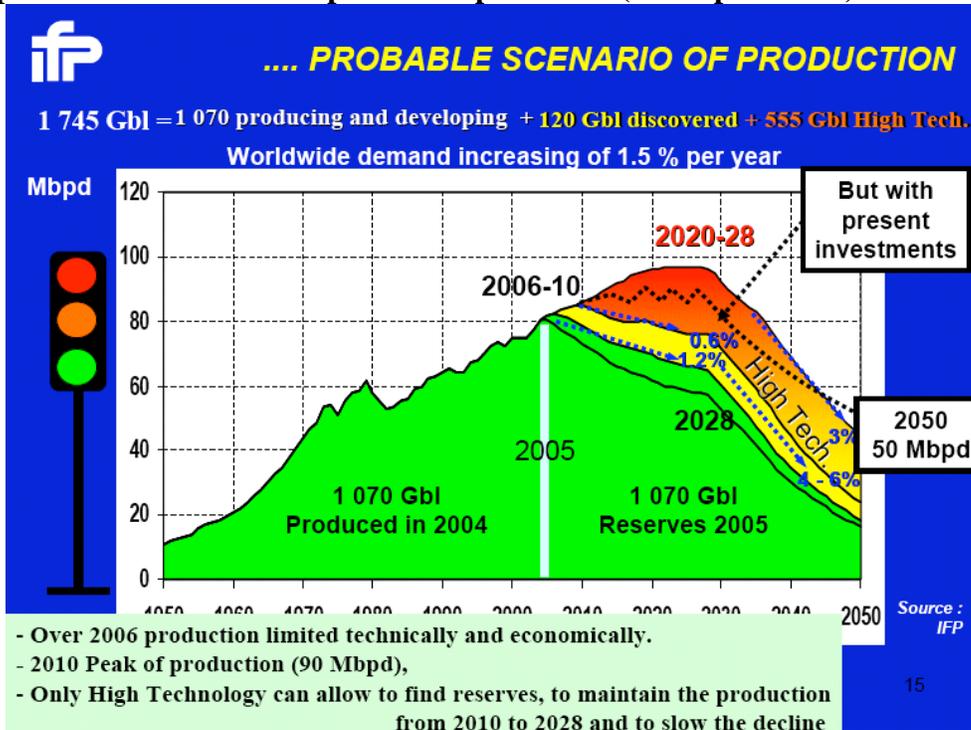
La compagnie espagnole Repsol prévoit un pic de pétrole entre 2010 et 2015

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



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

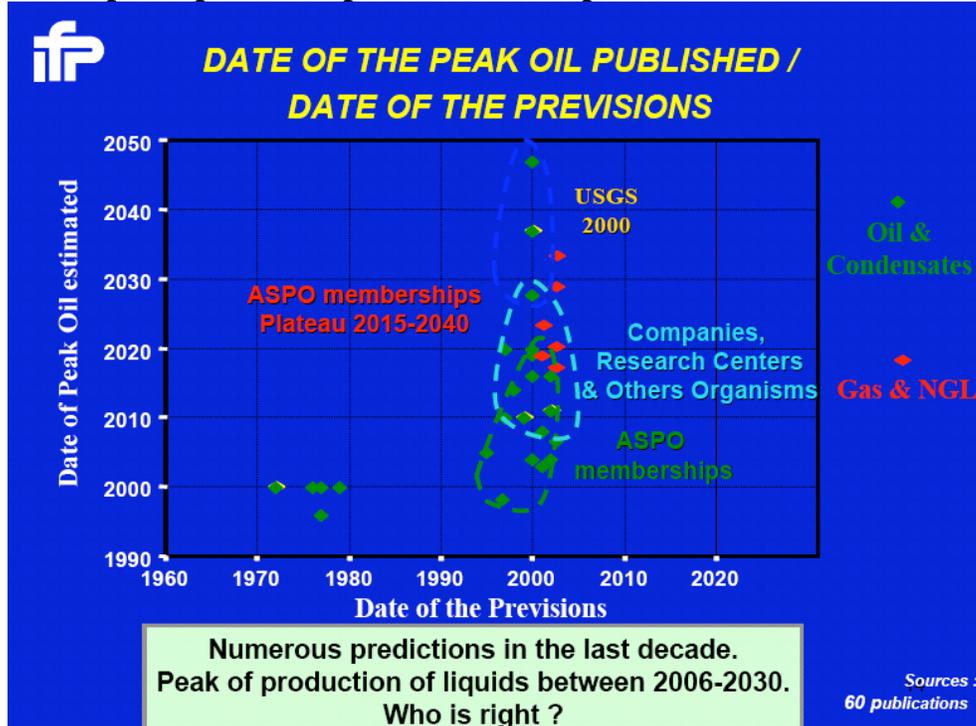
Figure 38: **production mondiale de petrole d'après l'IFP (Champlon 2006)**



L'IFP a rassemble les dates de pic et montre que les previsions par les membres d'ASPO (ellipse en vert) recouvrent un bonne part des previsions des compagnies et centres de recherche (ellipse en bleu clair). Le barycentre de ces 2 ellipses se situe vers 2015 qui correspond a 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 realite sera un plateau ondule qui demarrera plus tot.

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



Les previsions de l'USGS (Geological Survey 2000) sont considerees hors normes avec 2040!

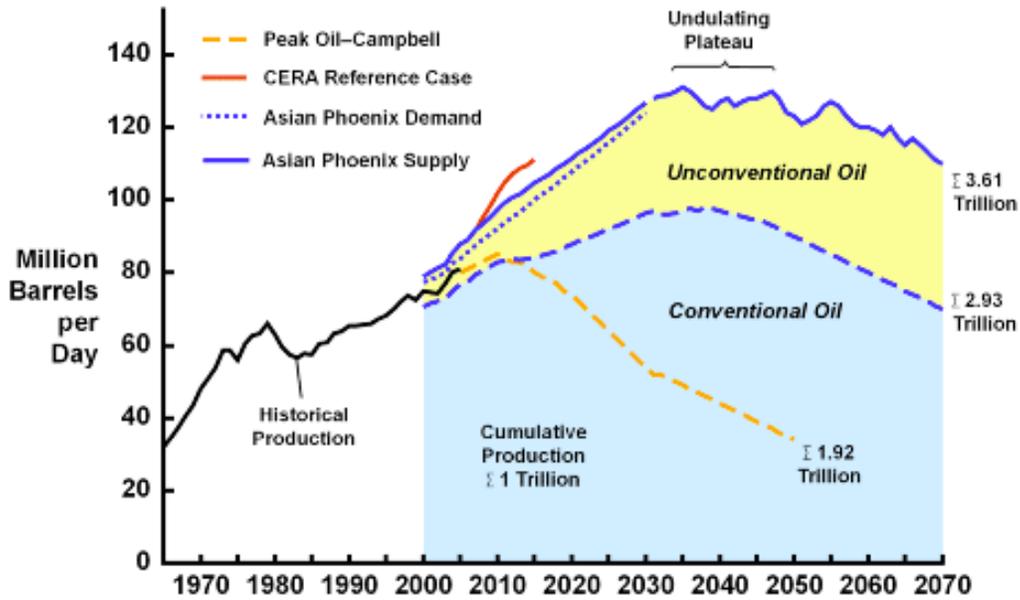
Le dernier rapport CERA (nov.2006) nie d'abord la theorie du peak oil, ce qui revient a dire que les ressources sont infinies puisqu'il ne peut pas avoir de pic, mais il donne la production des US avec son pic de 1970 et un declin qui decline vers le zero, ainsi qu'une courbe de production mondiale presentant un plateau ondule vers 2040 a 130 Mb/d avec un ultime de 4 821 Gb (quelle precision!) dont 704 (et non 700) Gb pour les schistes bitumineux (voir plus loin)!

CERA attaque les previsions d'ASPO-Campbell comme etant une theorie erronnee avec son ultime de 2,4 Gb, mais sa courbe est similaire avec un ultime double. CERA, qui nie la theorie du peak oil, presente donc une courbe avec peak oil qu'il appelle plateau ondule! Cela ressemble a une plaisanterie de jouer sur les mots pour descendre des travaux basees sur plus de donnees? CERA fait de la politique et non de la science.! Nous avons parle de plateau en tole ondule (bumpy plateau) bien avant CERA!

Figure 40: **prevision CERA nov.2006: plateau ondule en 2040**

Figure 1

Undulating Plateau versus Peak Oil



Source: Cambridge Energy Research Associates, 60907-9

Cette prevision est basee sur les estimations de l'USGS 2000 qui sont a fin 1995, plus de dix ans d'age et reconnue par les vrais explorateurs comme peu realistes. De plus dans le texte dans l'ultimed a 4,8 Tb, il semble que les liquides de gaz sont inclus dans le nonconventional alors que le tableau ne les indique pas.

Figure 41: ultimes utilises par CERA = USGS 2000 (a fin 1995)

Global Resources, Conventional and Unconventional, CERA Projection

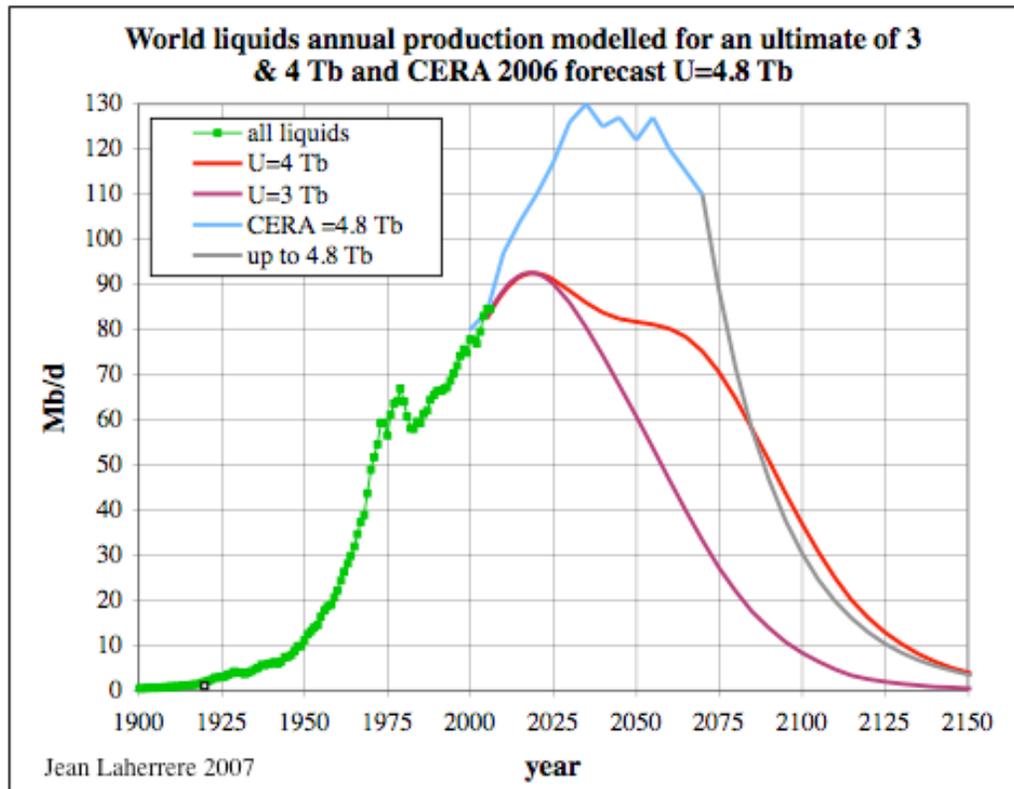
(billions of barrels)

	Cumulative Production	OPEC Middle East	Other Conventional	Deepwater	Arctic	Enhanced Oil Recovery	Extra Heavy	Oil Shale Extract	Exploration Potential	Totals
Rest of the World	813	662	378	50	110	510	277	200	660	3,660
United States	234	—	19	8	5	76	—	500	83	925
Canada	31	—	7	3	3	6	167	4	15	236
Total	1,078	662	404	61	118	592	444	704	758	4,821

Source: United States Geological Service, World Petroleum Assessment 2000, Cambridge Energy Research Associates, National Energy Board Canada.

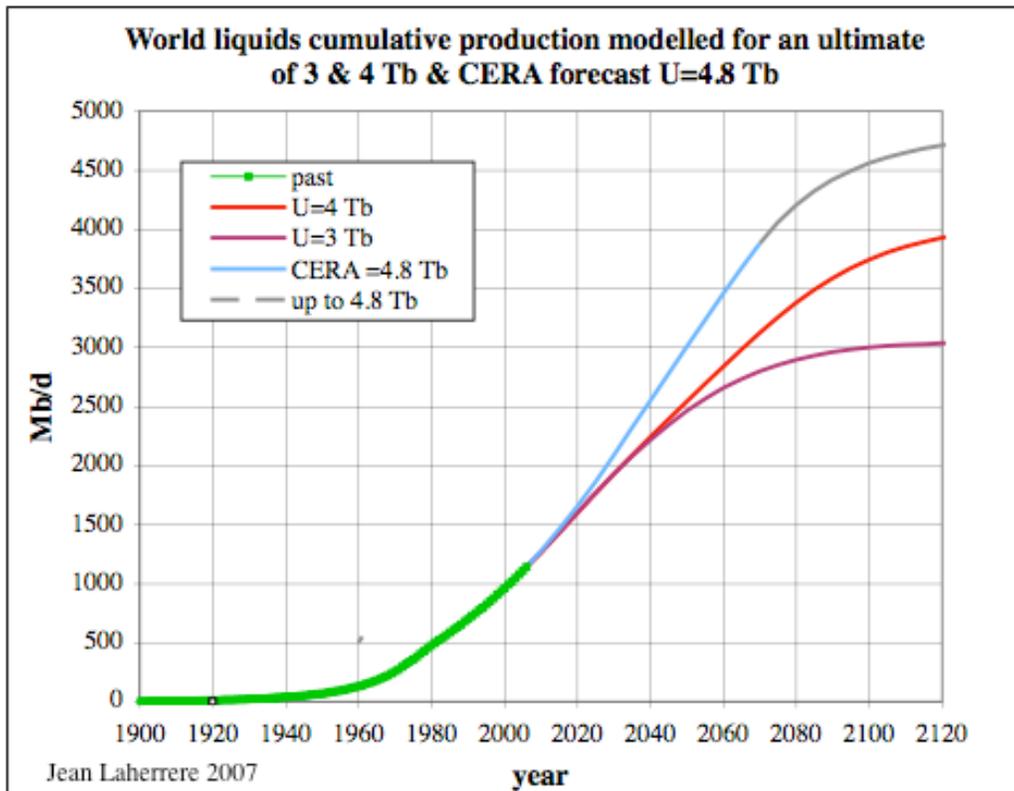
La prevision CERA a U=4,8 Tb avec un plateau ondule en 2040 a 130 Mb/d est compare a la notre pour 3 et 4 Tb (figure 34) qui donne (hypothese de non contrainte de la demande) un pic en 2015 a 92 Mb/d; CERA s'arrete en 2070 (cumul 3,6 Tb, mais nous avons trouve 3,8 Tb) et prolonger au dela pour arriver a 4,8 Tb.

Figure 42: prevision de la production annuelle de liquides pour les ultimes 3 & 4 Tb ainsi que CERA 4,8 Tb



Laa production cumulee de liquides

Figure 43: **prevision de la production cumulee de liquides pour les ultimes 3 & 4 Tb ainsi que CERA 4,8 Tb**



La courbe CERA montre une accélération de la production qui semble bien optimiste alors que nous constatons les difficultés des compagnies à l'augmenter.

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

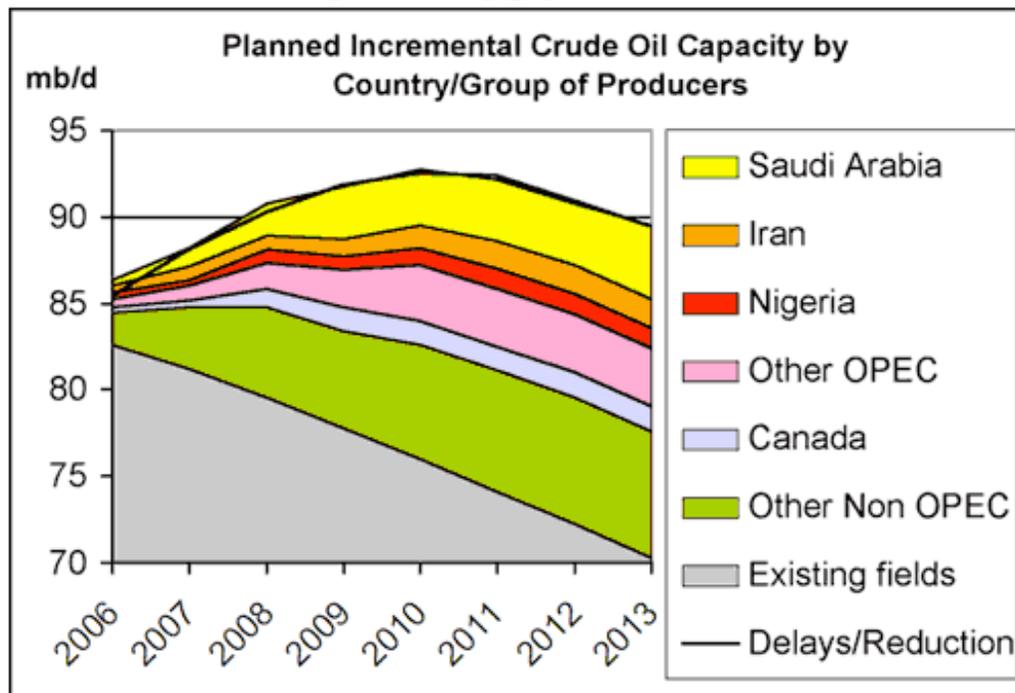
F. Harper (BP exploration) a prédit (Nov. 2004) un pic de l'huile entre 2010-2020 pour un ultime de 2,4 Tb.

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

-prévisions d'après les projets pétroliers en cours

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

Figure 44: **prévision Skrebowski d'après les mégaprojets** avril 2006



<http://www.durangobill.com/Rollover.html>

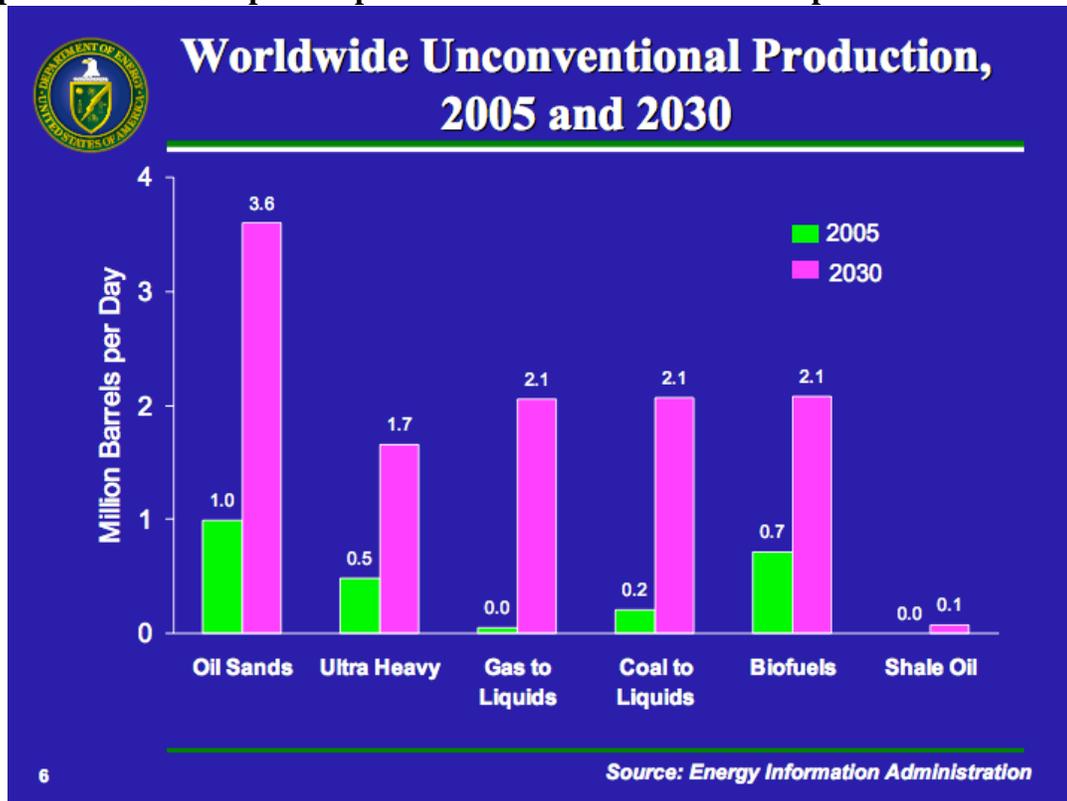
-Schistes bitumineux (oil shales) ou bitumeux

Encore un terme mensonger, ce ne sont ni des schistes (souvent roches métamorphiques) ni du bitume, mais des marnes contenant du kérogène (matière organique qui est la roche mère) immature. Ils sont d'ailleurs classés dans les lignites et sont utilisés dans les centrales thermiques ou les cimenteries comme le sont les charbons. L'Estonie a la plus forte production mais pour être dans l'EU doit la

fermer par trop polluante. On peut effectuer la pyrolyse de ces roches en les chauffant à plus de 500 °C. La première production de schistes bitumineux (Laherrere 2005 Oil shale review) a eu lieu en France avec les schistes d'Autun en 1837; exploitation qui a été fermée en 1957. Toutes les pilotes de production d'huile à partir des schistes venant de mines de surface ont été un échec pratiquement partout dans le monde (sauf au Brésil) et récemment en Australie. Il existe un pilote in situ par Shell aux US qui chauffe électriquement pendant plusieurs années des puits très rapprochés pour produire en tout 10 b/d, tout en congelant les roches autour pour empêcher l'eau de venir. Shell doit décider en 2012 de la construction d'un pilote commercial. Les schistes bitumineux se trouvent surtout aux US avec un volume annoncé de 2 Tb. Le bilan énergétique d'un tel procédé doit être négatif quelque soit le prix du brut. Il est vraisemblable que les schistes resteront (comme les hydrates océaniques) des ressources et jamais des réserves. Les schistes bitumineux sont très souvent confondus par certains soi-disants experts avec les sables bitumineux, les schistes sont du pétrole non encore généré alors que les sables sont du pétrole dégradé.

USDOE dans ses prévisions sur le non-conventionnel en 2030 mentionne la production des schistes bitumineux pour mémoire, alors que des permis pour pilote viennent d'être attribués!

Figure 45: **prevision USDOE pour la production de non-conventionnel pour 2030**



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

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

Figure 46: AIE 1998: prévisions Jean-Marie Bourdair: **il est impossible de satisfaire la demande**

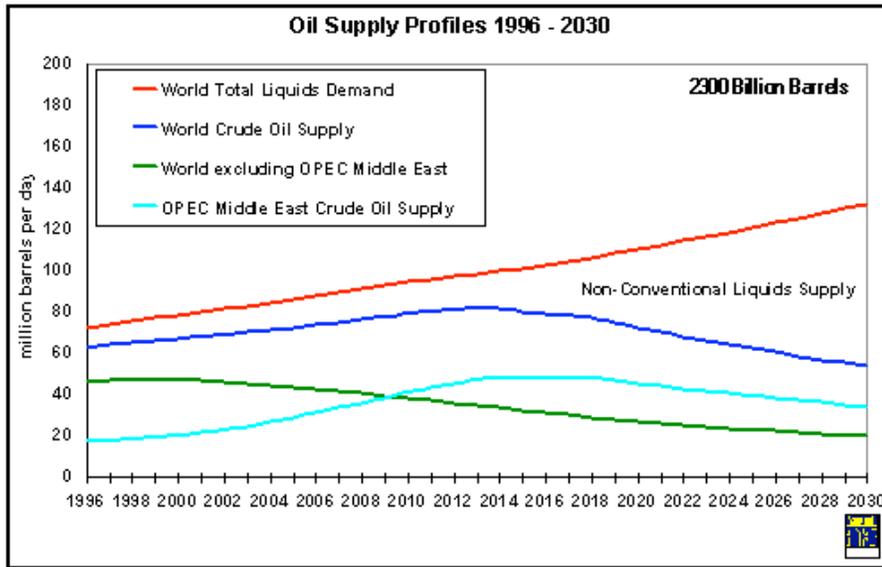


Figure 47: AIE 2002: previsions Olivier Appert: il n’y a pas de probleme pour satisfaire la demande

Figure 3.3: World Oil Production

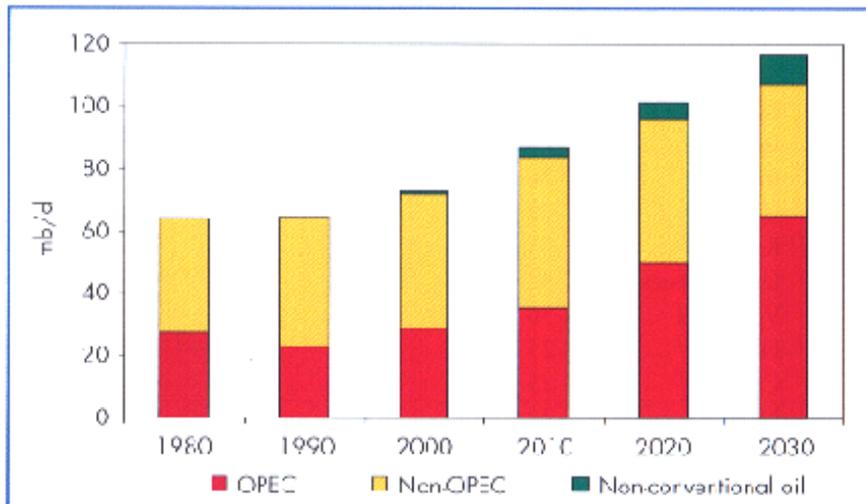
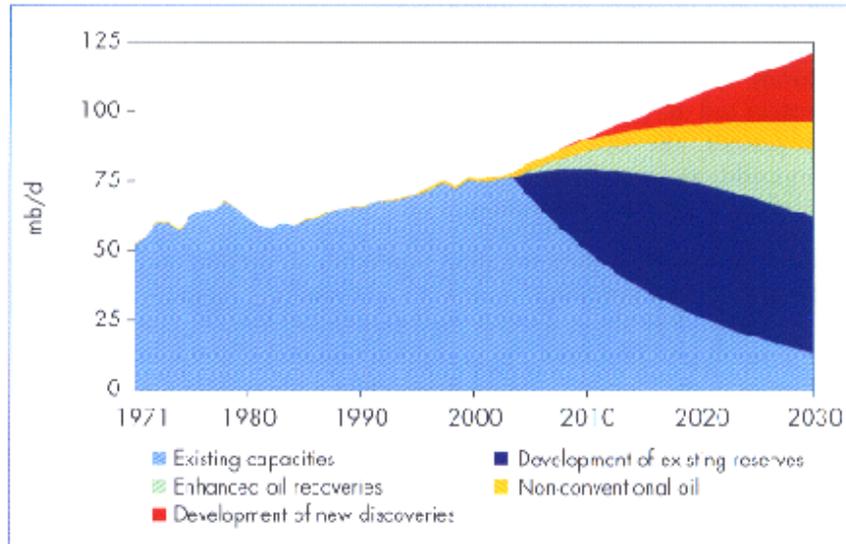


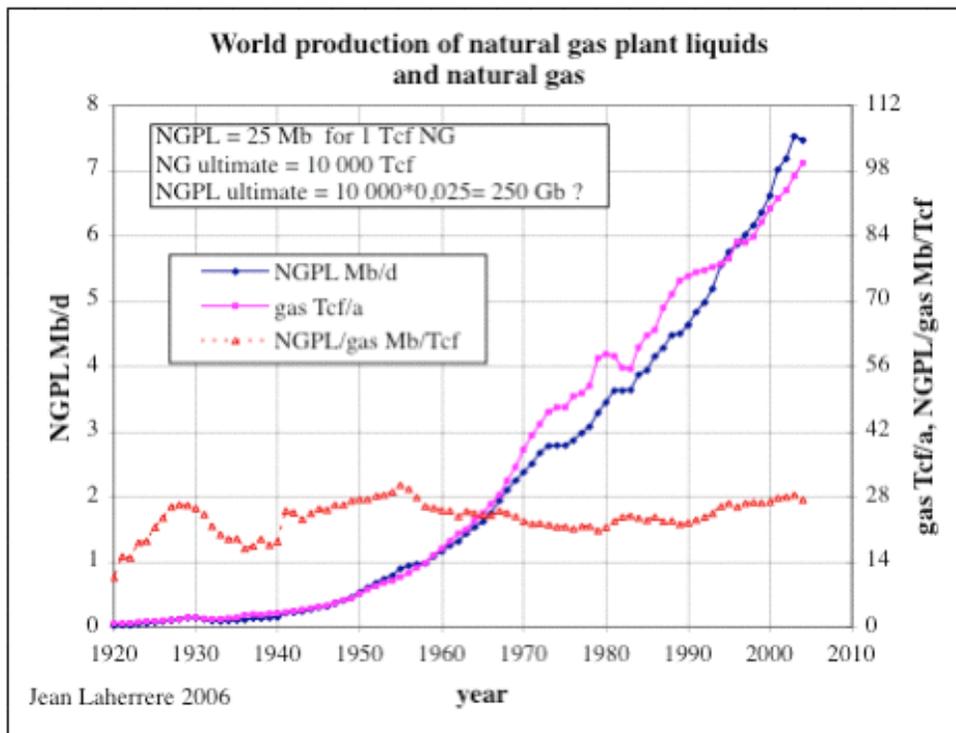
Figure 48: AIE 2004: previsions Fatih Birol: beaucoup de conditions pour satisfaire la demande

Figure 3.20: World Oil Production by Source



-Gaz

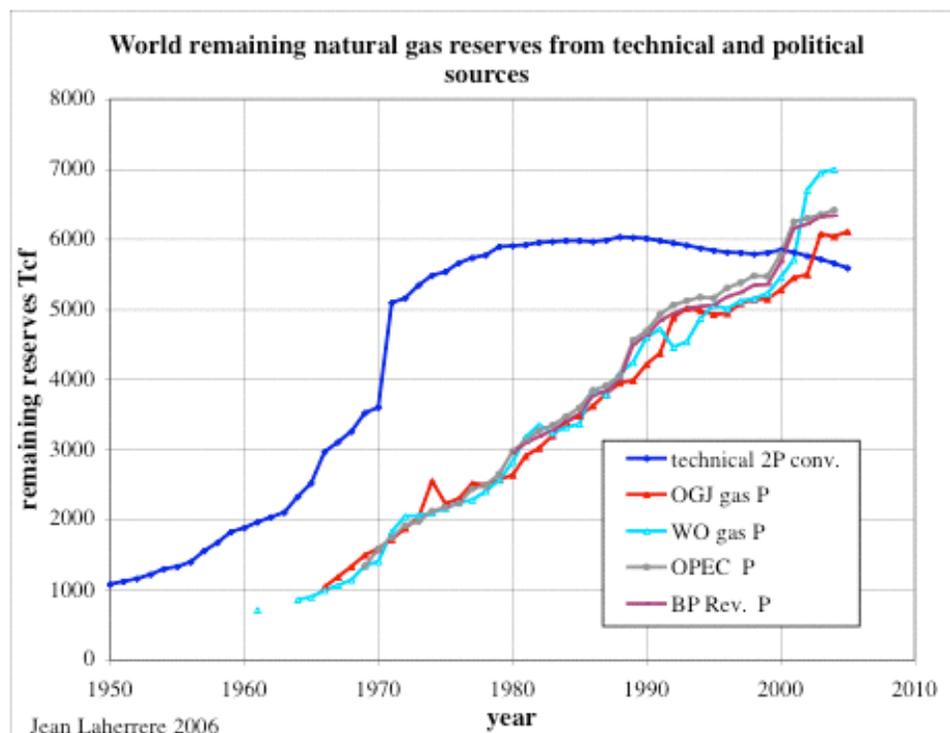
Le gaz peut être un substitut du pétrole, de plus les liquides de gaz naturel (associé ou non à des gisements de pétrole) représentent 7 Mb/d soit 10% du brut mondial. Il y a une bonne corrélation entre la production des liquides de gaz (NGPL) et la production du gaz avec une moyenne de 25 Mb par Tcf Figure 49: **production mondiale de liquides de gaz et de gaz 1920-2005**



En outre le gaz peut être transformé en liquides (gas to liquids = GTL) par des procédés onéreux mais qui commencent à faire l'objet d'installations importantes là où le gaz est très abondant (Qatar).

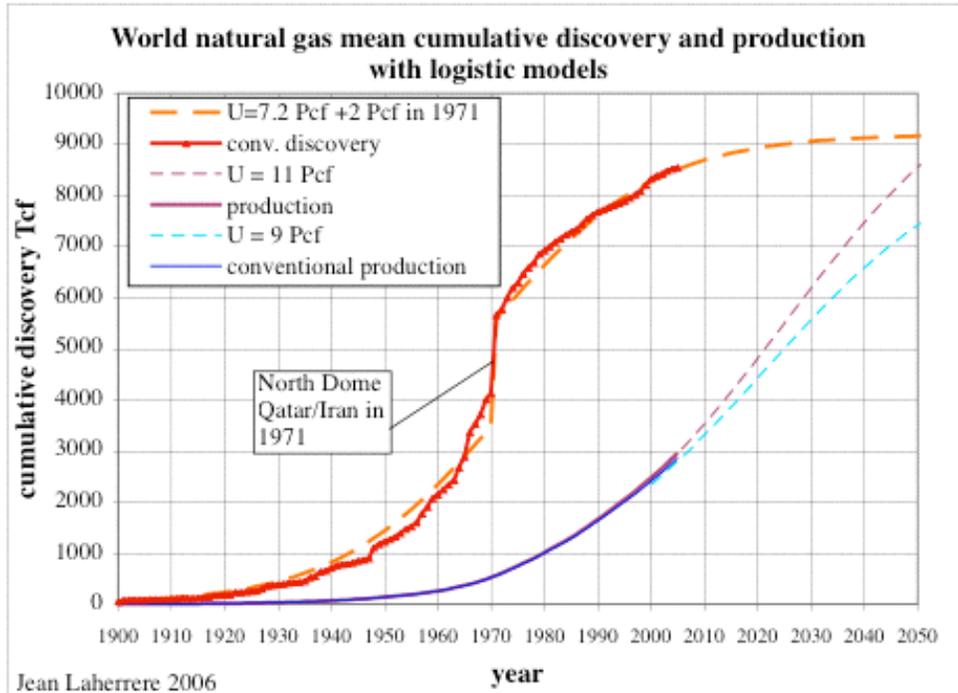
Les reserves restantes de gaz publiees comme prouvees (?) par les compagnies nationales montre la meme divergence avec les reserves techniques que pour le petrole. Le probleme est que les bases de donnees techniques sont plus ecartees que pour le petrole car WM ne prend en compte que les donnees commerciales, 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 50: **reserves restantes mondiales de gaz suivant differentes sources**



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

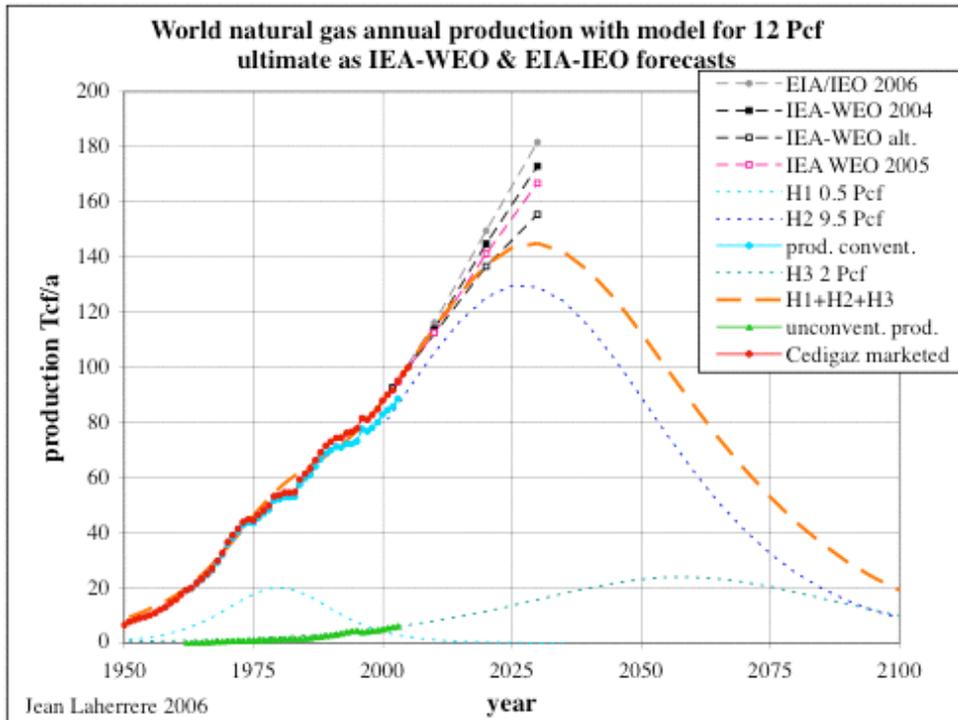
Figure 51: **Decouvertes mondiales cumulees de gaz et production avec modeles logistiques**



L'ultime pour le gaz avait été estimé il y a 10 ans (Laherrere, Perrodon, Campbell 1996) à 10 000 Tcf (10 Pcf) pour le conventionnel et à 12 Pcf en incluant le non-conventionnel (CBM, réservoirs compacts et gaz shale). Nous gardons ces valeurs arrondies qui sont confirmées sans pouvoir être mieux détaillées, toutefois si la gazéification du charbon devient commerciale in situ (problème de séquestration du CO₂), l'ultime pourrait être augmenté, mais cela ne changerait pas le pic, seulement le déclin (comme pour le pétrole).

La production mondiale de gaz culminera vers 2030 à 140 Tcf/a alors que l'USDOE/EIA 2006 prévoit pour 2030 182 Tcf/a (toujours croissant), mais l'AIE 2005 a réduit la valeur en 2030 à 165 Tcf/a pour le cas référence et 153 Tcf/a pour le cas des investissements différés.

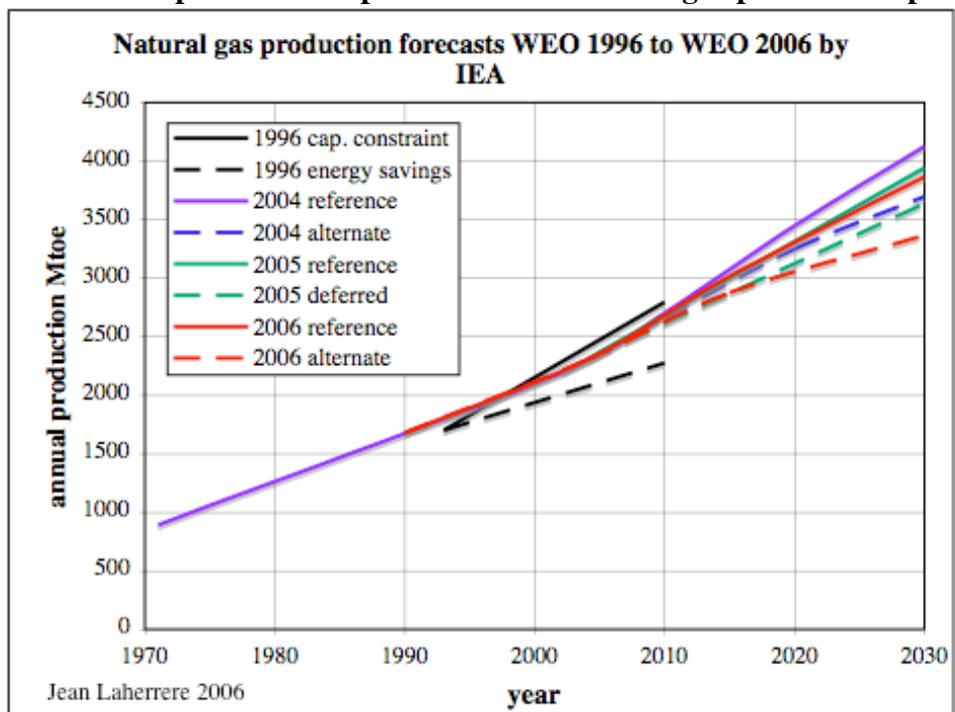
Figure 52: **Decouverte annuelle de gaz mondial et production 1950-2100**



Le nouveau rapport de l'AIE WEO 2006 prévoit 162 Tcf/a en 2030 pour le cas reference considere maintenant comme le scenario *Business as usual* **a ne pas suivre** et seulement 141 Tcf/a (notre prevision) dans le cas **preferé dit alternatif** (recours aux renouvelables et economie). Les previsions ne sont plus lineaires car la croissance annuelle du cas alternatif est de 2,3 %/a pour 2004-2015 et seulement 1,1 %/a pour 2015-2030, suggerant l'approche d'un pic.

L'evolution des scenarios de l'AIE depuis 1996 montre une baisse notable des previsions, se rapprochant enfin des notes.

Figure 53: evolution des previsions de production annuelle de gaz par l'AIE depuis 1996



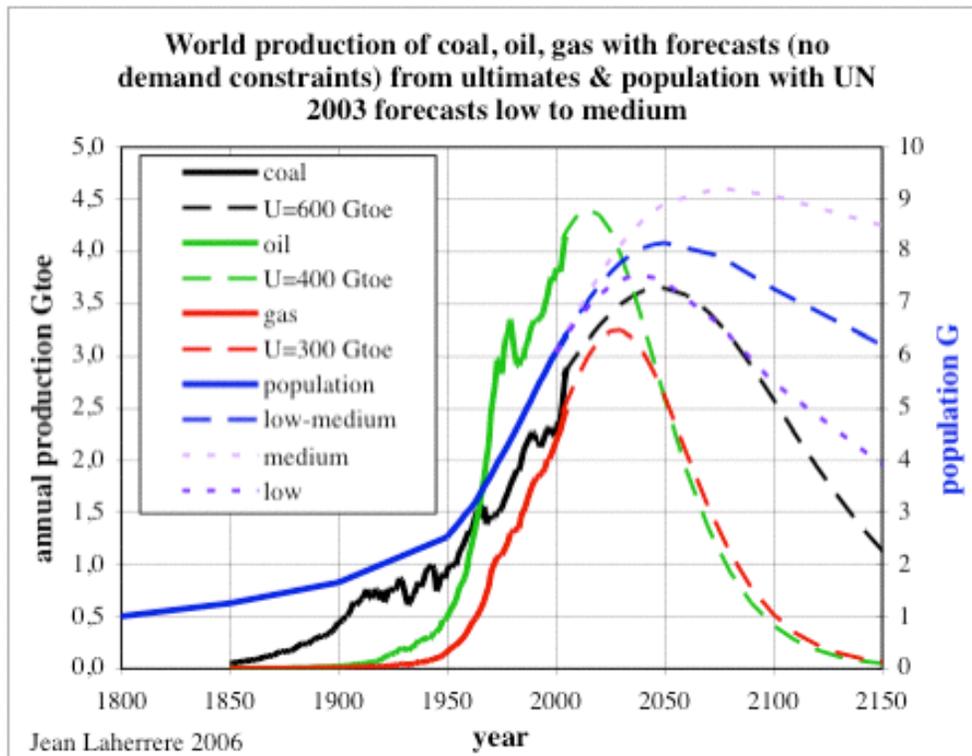
-Previsions des combustibles fossiles: charbon, petrole, gaz

Le charbon peut fournir du petrole synthétique, comme le procede Fisher-Tropsch de 1928 qui a permis aux nazis d'alimenter leurs camions et avions pendant la guerre et aux sud-africains de pallier a l'embargo du petrole.

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

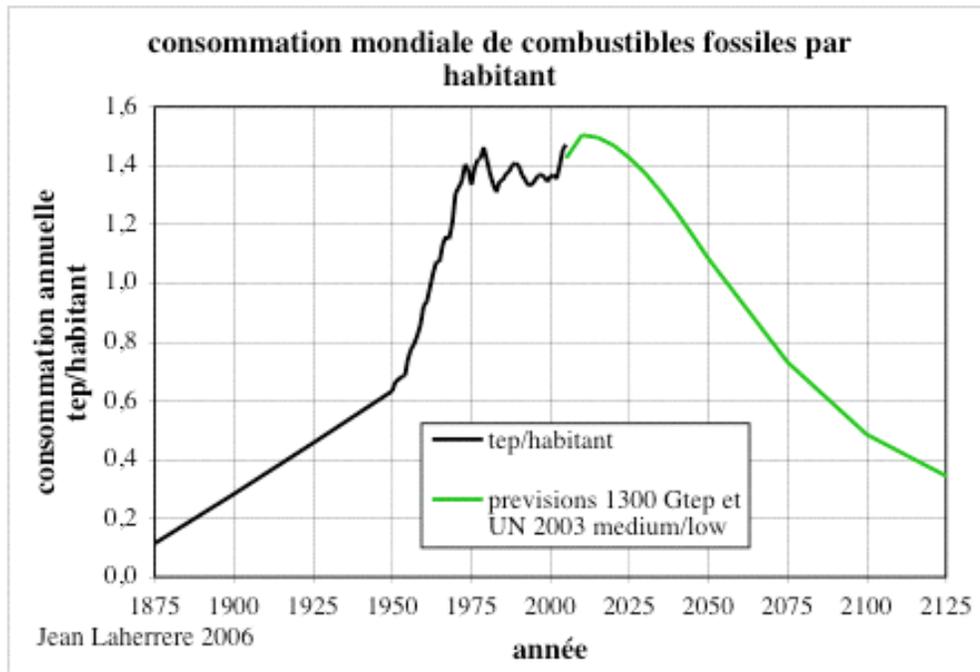
-huile	400 Gtep	2015
-gaz	300 Gtep	2030
-charbon	600 Gtep	2050

Figure 54: **Production mondiale annuelle de charbon, petrole et gaz & population 1800-2200**



La production mondiale (=consommation) de combustibles fossiles(charbon, petrole et gaz) par habitant (hypothese NU medium/low) montre que la consommation sera d'environ 1,4 tep/hab de 1975 a 2025, ensuite chutera en 2050 a 1 tep et en 2100 a 0,5 tep. Il faudra donc des 2025 des energies renouvelables et du nucleaire en quantite importante, les investissements doivent se preparer des maintenant : Mais le nucleaire actuel n'utilisant que l'U235 soit 0,7% du mineral ne suffira plus a la croissance energetique prevue des 2035 (Rogeaux 2005) : il faudra donc que les surgenerateurs soient operationels a cette date pour utiliser l'U238 et le thorium.

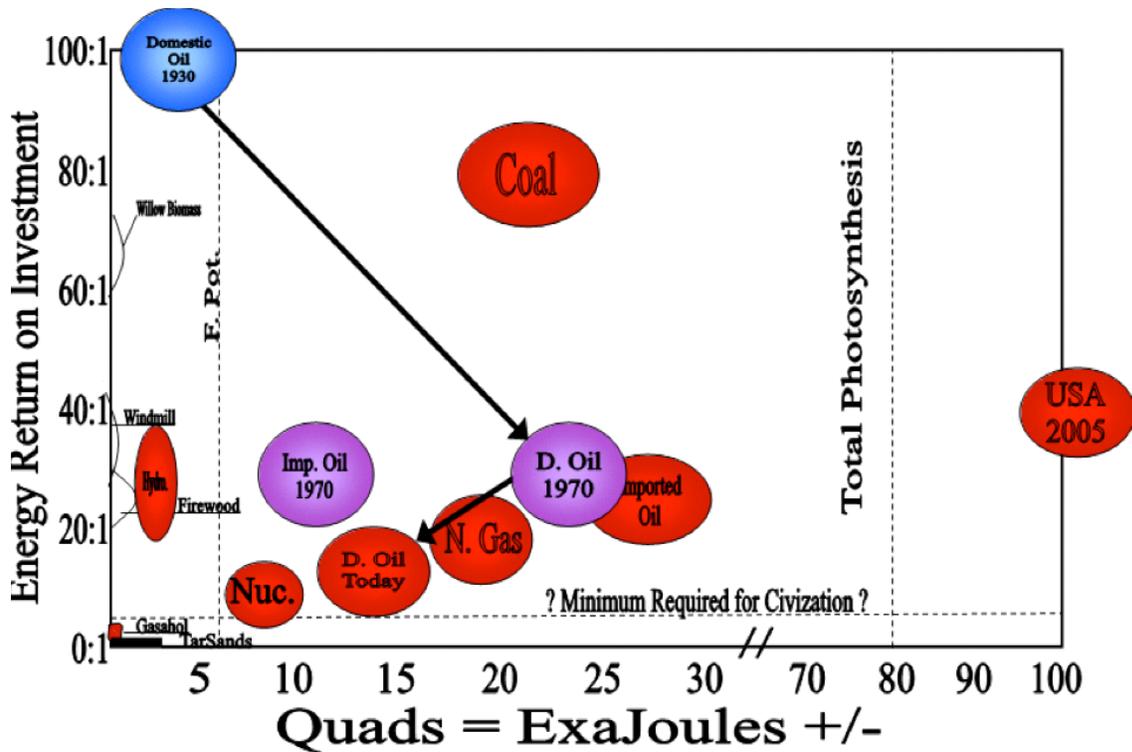
Figure 55: **consommation mondiale annuelle de combustibles fossiles par habitant**



-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 EROI (energie retournee sur energie investie) soit superieur a 1. Mais ce calcul est tres difficile (combien d'energie est depensee pour construire un ordinateur ou un bulldozer?) et peu l'ont fait scientifiquement (Odum, Cleveland, Hall). Les chiffres sont anciens, pour le petrole US le rapport etait de 100/1 au pic des decouvertes en 1930 et de 15/1 pour les annees 1990.

Figure 55: Bilan energetique d'apres C.Hall ASPO 2006 (voir site ASPO Italy)



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

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

Le rapport *Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France* ADEME/DIREM sept 2002 Ecobilan/PricewaterhouseCoopers

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

D'un point de vue énergétique,

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

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

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

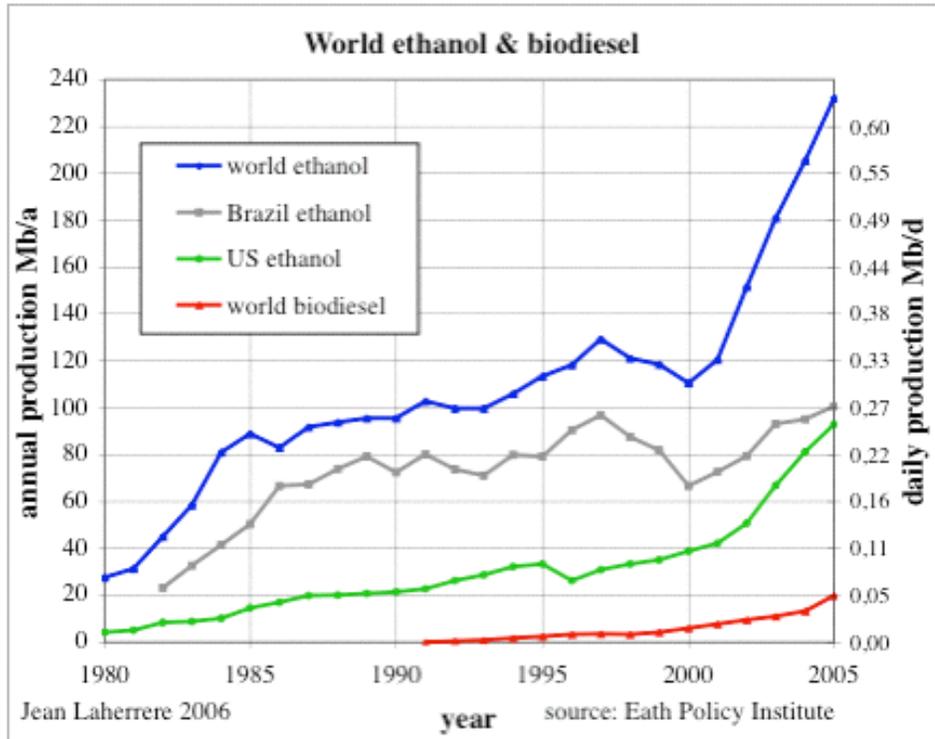
Cette étude est très incomplète et ne couvre qu'un domaine restreint. Elle arrive à des résultats aberrants, disant que l'essence et gazole ont un bilan négatif alors que le biocarburant a un bilan positif, cela vient à dire que les pétroliers devraient être en faillite et que les biocarburants n'ont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

Par contre l'éthanol au Brésil à partir de la canne à sucre a un EROI de 9 pour la canne chimique et de 12 pour la canne organique (Milton Maciel <http://www.biofuelsnow.com>) qui n'y a pas besoin d'engrais (la canne fixe l'azote de l'air et les résidus sont restitués au sol), de pesticide ou d'irrigation.

-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 dixieme du bioethanol!

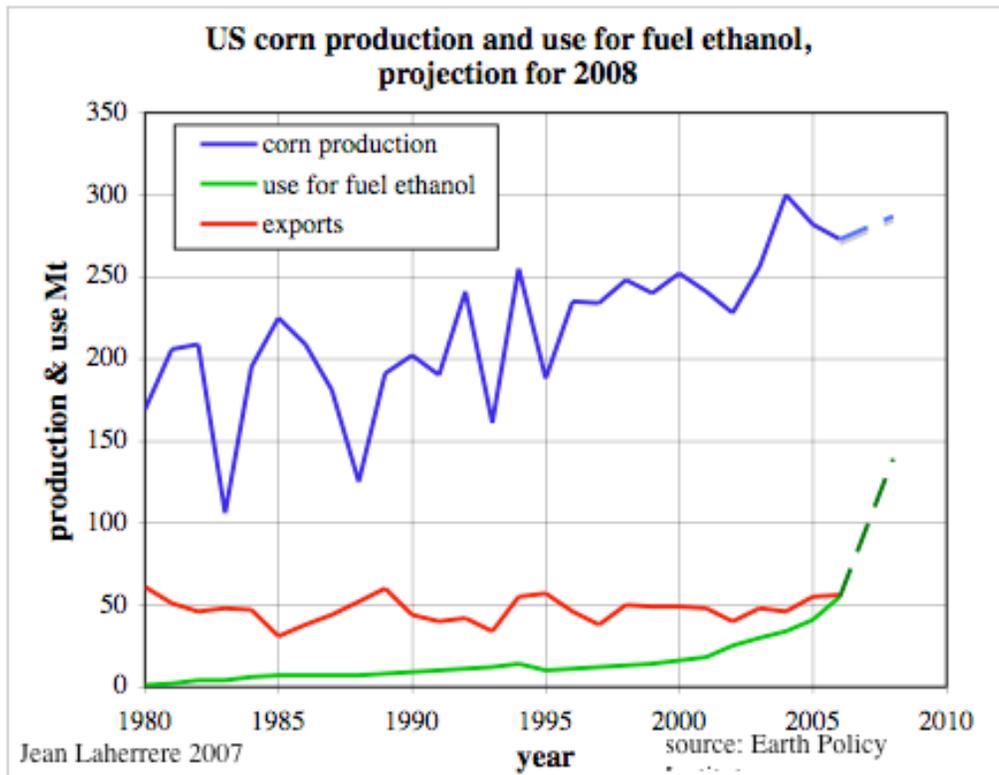
Figure 57: **Production mondiale de biocarburants 1980-2005**



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.* Mais les voitures françaises roulent surtout au diesel, ce n'est donc pas de l'éthanol qu'il faut, mais du biodiesel!

Le président Bush veut multiplier par 10 la production d'éthanol qui est surtout à partir du maïs, grâce aux subventions. Il y a une ruée aux US pour l'éthanol mais puisque Earth Policy Institute (Lester Brown) prévoit plus que doubler en 2008 avec la construction d'une soixantaine de distilleries avec une capacité de 135 Mb pour s'ajouter à la centaine de distilleries actuelles d'une capacité de 130 Mb avec une expansion prévue de 20 Mb. Tout cela semble excessif pour un éthanol qui a un rendement énergétique déplorable.

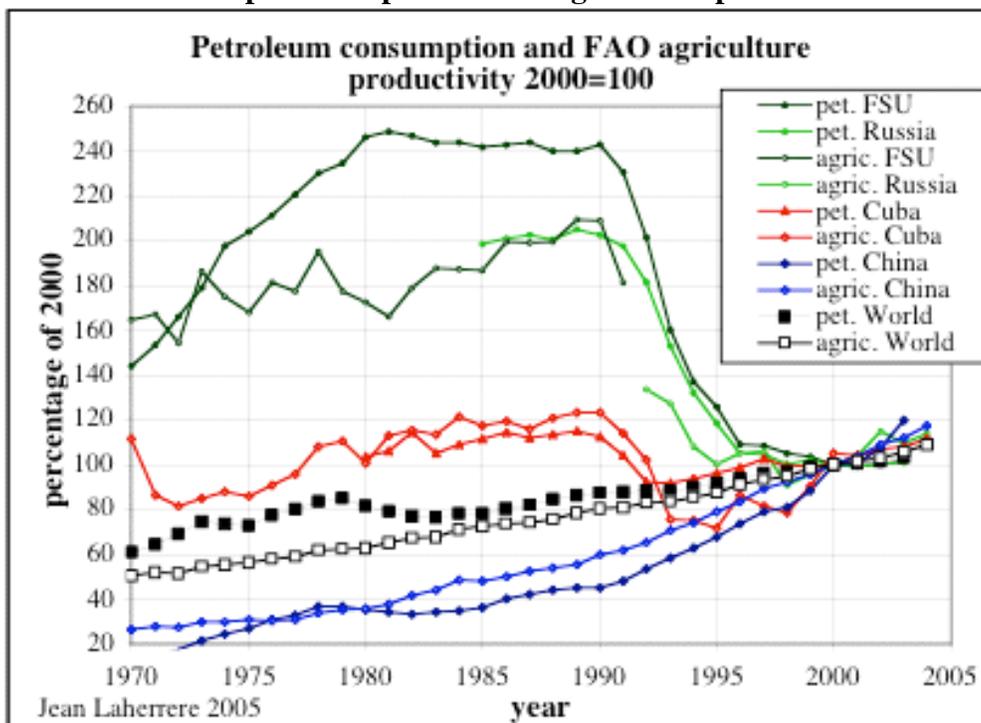
Figure 58: **Production US d'éthanol maïs 1980-2008**



Remplacer aux US l'essence par du E85 necessiterait, avec les rendements actuels du maïs (400 gallon/acre/an), environ 300 Macre soit 4 fois la surface plantée (75 Macre) actuellement en maïs (Maciel ASPO US 2006).

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

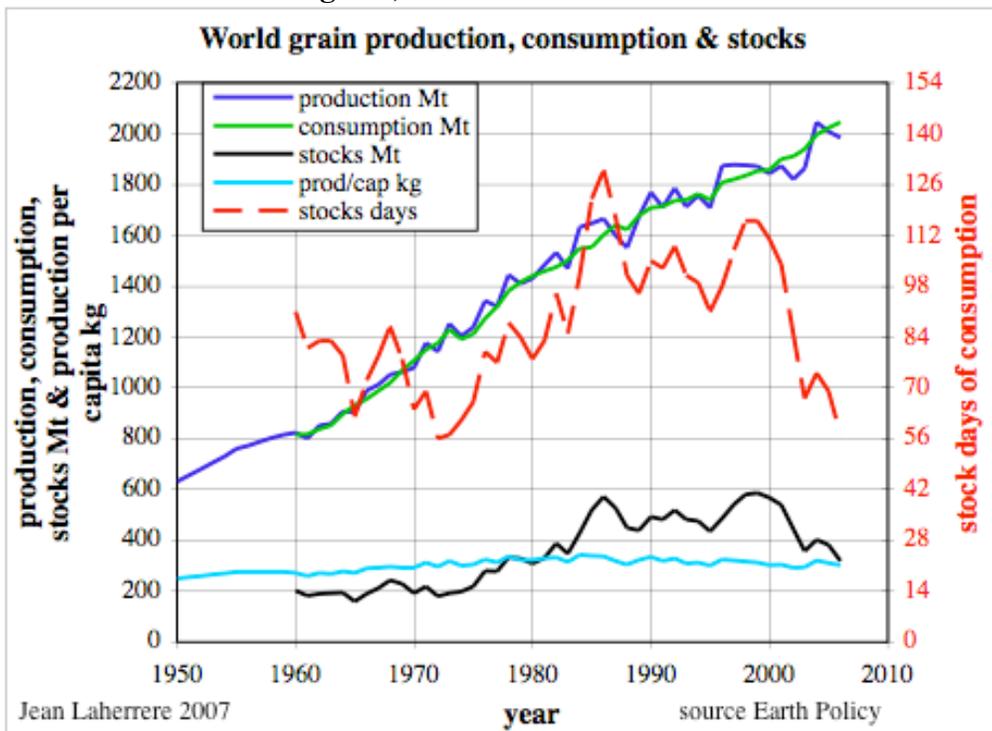
Figure 59: **Consommation de pétrole et productivité agricole d'après FAO 1970-2004**



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

Depuis 1985 la production mondiale de grain croît moins que la consommation et la population, la surface des céréales diminue et les stocks baissent, passant de 111 jours à 57 jours de 2000 à 2006!

Figure 60: **production mondiale de grain, consommation et stocks 1950-2006**

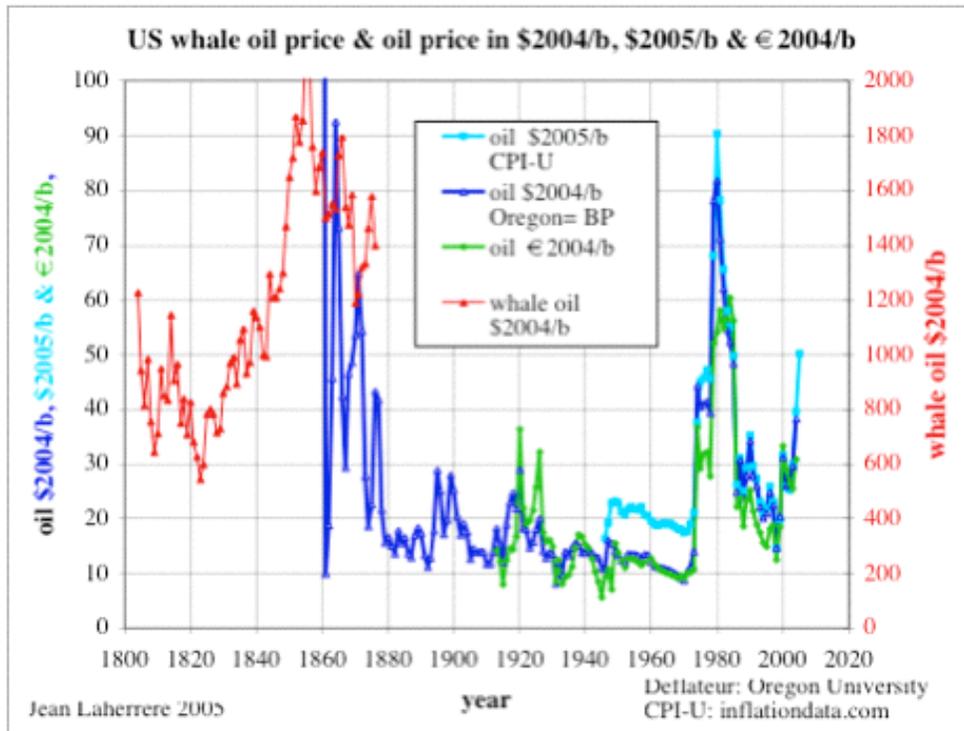


L'agriculture ne peut, dans le futur, nourrir le monde et remplir les réservoirs des voitures!

-Prix

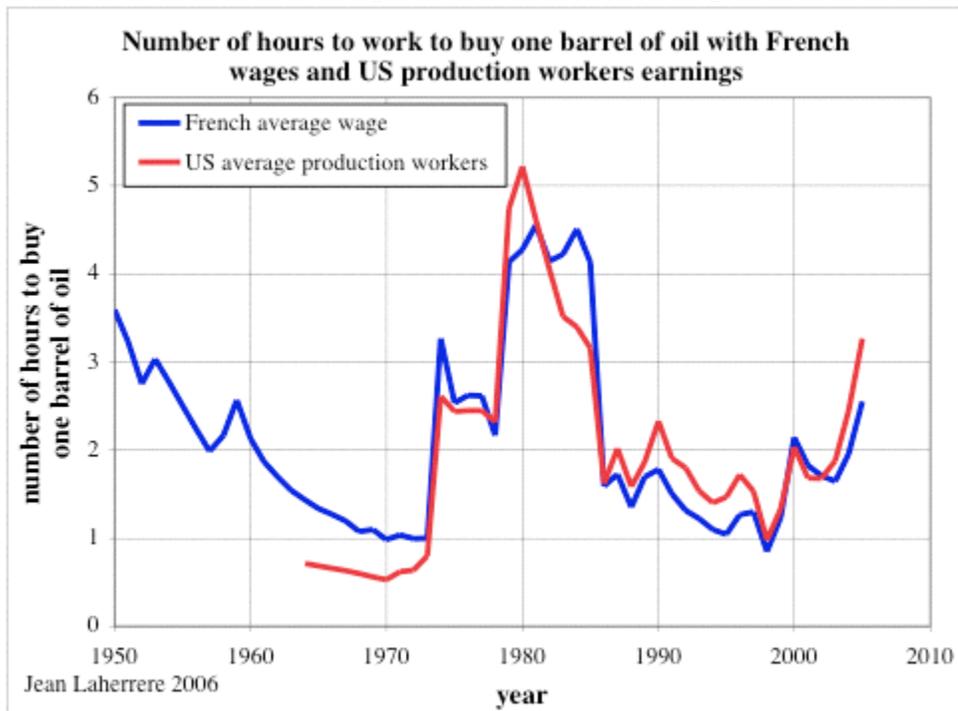
Le prix de l'huile de baleine en dollar d'aujourd'hui était de 2000 \$/b en 1845, le prix du brut a 100 \$/b en 1860, 10 \$/b en 1970, 90 \$/b en 1980

Figure 61: **prix de l'huile de baleine et du brut en dollar et euro 2004 1860-2004**



Il est préférable de comparer le nombre d'heures qu'il faut travailler pour acheter un baril de pétrole (sans taxe) en France et aux US. Il est surprenant de voir que c'est très comparable entre Français et Américains, mais l'Américain peut s'acheter plus de barils car il travaille 2000 heures alors que le Français travaille moins de 1600 heures

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



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

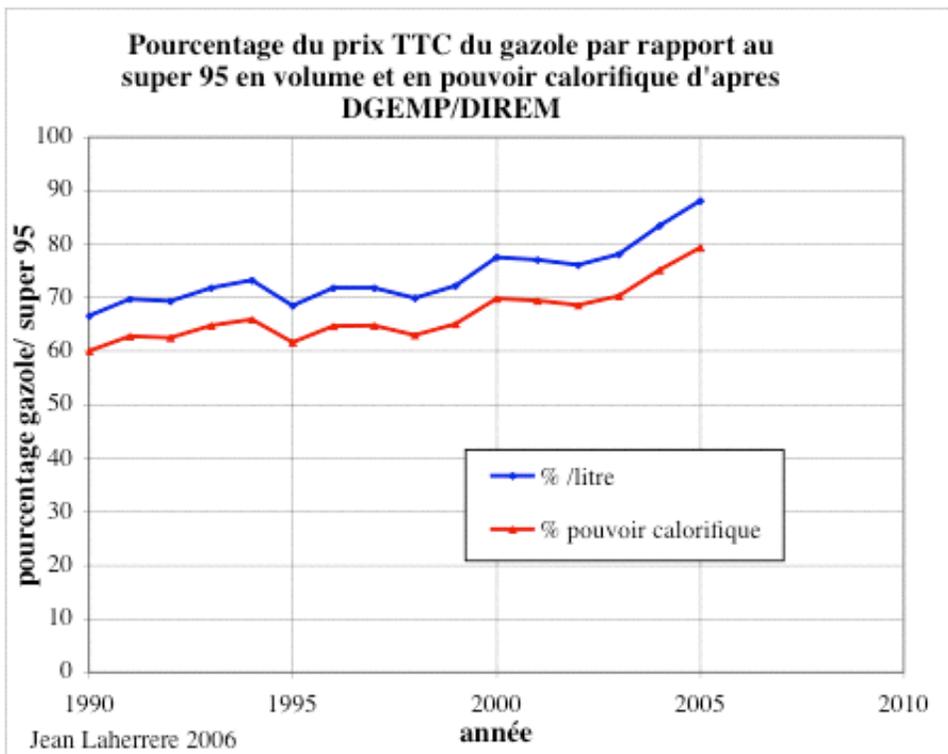
Le gazole est plus de 10% plus calorifique que l'Euro-super

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



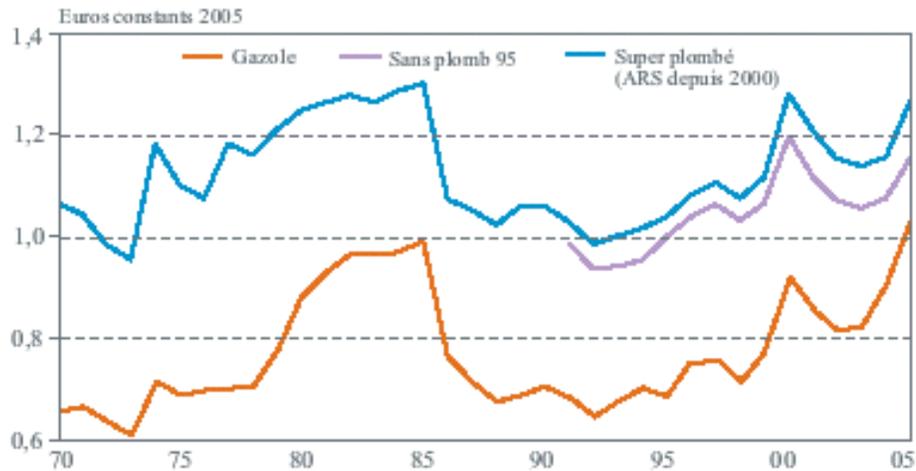
Mais on vient de loin, en 1990 le gazole était 40% moins cher, les routiers ayant un grand pouvoir de nuisance pour empêcher que l'égalité des taxes règne !

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'Energie** (DGEMP) donne de très nombreux graphiques qui sont très instructifs.

Figure 64: Prix du litre des carburants à la pompe 1970-2005 en €2005 DGEMP

Prix au litre des carburants à la pompe



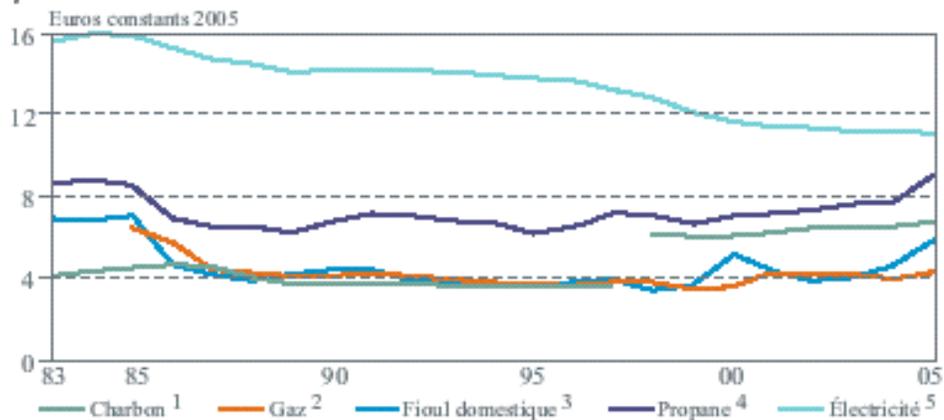
Sources : Observatoire de l'Énergie, DIREM.

-prix de l'énergie

Le prix de l'énergie en France à usage domestique montre qu'en 2005 l'électricité (bleu pale) 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 65: France: Prix des énergies à usage domestique pour 100 kWh DGEMP

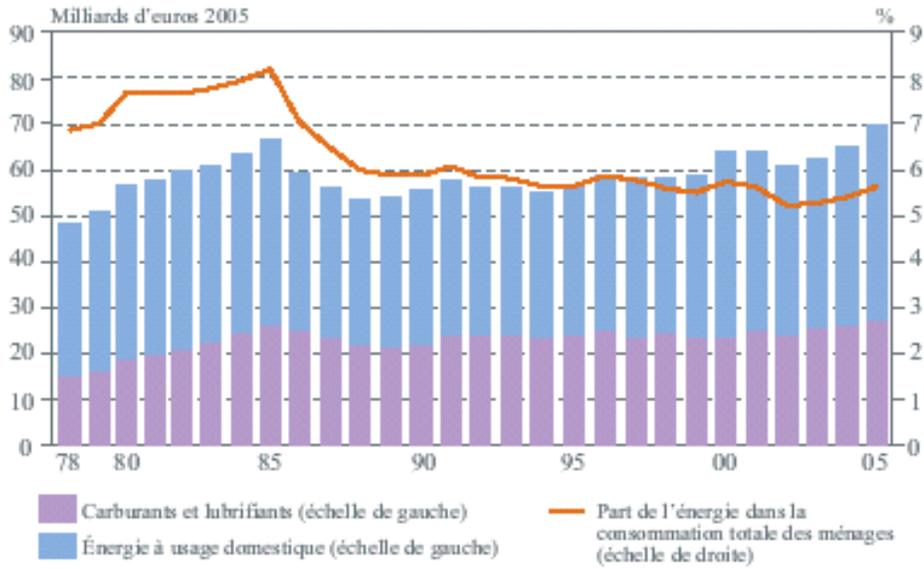
Prix des énergies à usage domestique (TVA incluse) pour 100 kWh PCI *



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

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

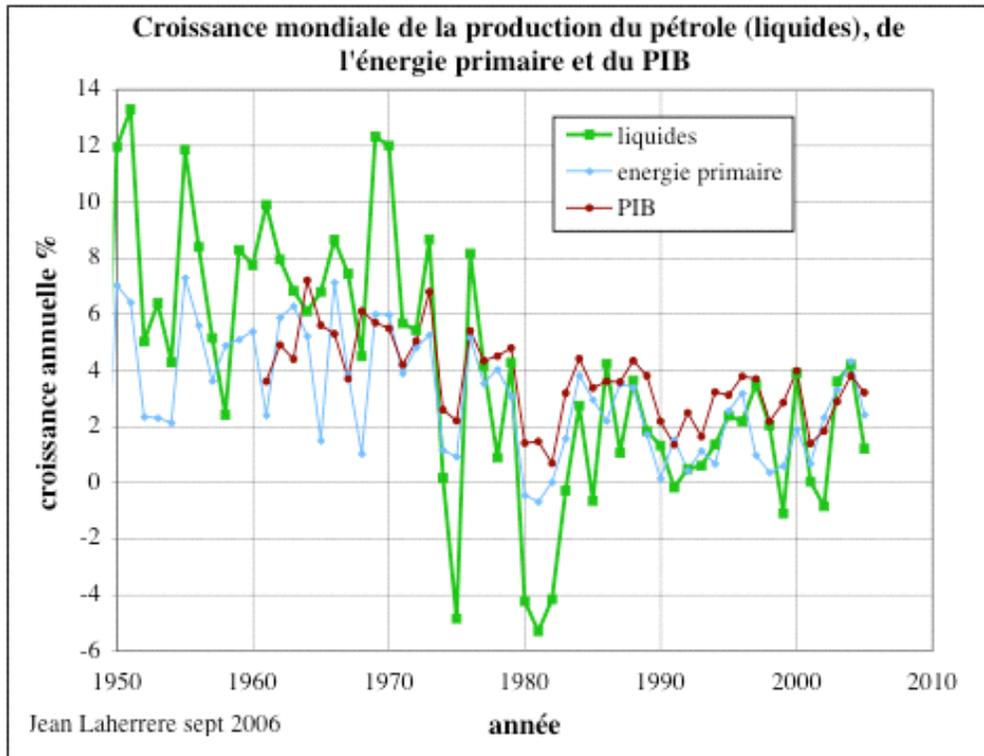


Sources : Observatoire de l'Énergie et INSEE.

-Economie d'énergie

La croissance du PIB (depenses et non richesses d'un pays) corréle 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 67: monde: croissance de la production de petrole, de l'énergie primaire et du PIB 1950-2005



Le **cout de l'énergie** sur les 40 dernières années a été de l'ordre de **5% du PIB** mondial (<60 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.

-Conclusions

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

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

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

Il y a 2 mondes: les US non métriques (sauf le fédéral), avec des réserves soi-disant prouvées, ou le sous-sol appartient au propriétaire du sol, et le reste du monde, métrique avec des réserves prouvées plus probables (espérées) et où le sous-sol appartient à l'état.

Beaucoup de pays trichent sur les données, car publier des données est un acte politique et dépend de l'image que l'auteur veut donner. Les termes ne sont pas définis de façon à faciliter l'ambiguïté.

Les prévisions officielles ne sont pas des prévisions, mais des scénarios de souhaits pour satisfaire la croissance, qui est le moteur de la société de consommation. Ces prévisions ne tiennent pas compte des réalités industrielles, physiques et géologiques.

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

La croissance continue est impossible dans un monde fini.

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

Il y a de nombreux mythes entretenus pour dissimuler 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. Mais la technologie permet de transformer certaines ressources non-conventionnelles en réserves.

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 (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.

Ce n'est donc pas la fin du pétrole mais bientôt le début du déclin du pétrole.

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 sur-générateurs 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.

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, ainsi que www.aspofrance.org (aller à documents)