

Club de Nice 17-19 Novembre 2005:

## **La transition énergétique: quel modèle pour l'Europe**

### **Les perspectives pétrolières et gazières dans le monde et l'Europe**

Jean Laherrere ASPO (Association for the study of peak oil and gas)

#### **Introduction**

Publier des données est un acte politique, car il dépend de l'image que l'auteur veut donner: riche devant l'actionnaire ou pauvre devant le fisc. L'auteur joue d'abord sur la fourchette d'incertitude pour choisir la valeur qui lui convient pour les réserves, ensuite sur l'ambiguïté des définitions des termes.

Toutes les données publiées par les Etats sont politiques. Les données techniques sont confidentielles, sauf pour quelques pays comme le Royaume-Uni: rapports du DTI (Department of Trade and Industry) et la Norvège: rapports du NPD (Norwegian Petroleum Directorate) et les Etats-Unis sur le domaine fédéral: rapports du MMS (Mineral Management Services) sur le Golfe du Mexique. Des compagnies d'espionnage industriel (IHS et Wood Mackenzie) rassemblent les données techniques, mais l'achat de ces données représente des sommes considérables et les organismes officiels ne les ont pas et doivent se contenter des données politiques. De plus, utiliser d'autres données que celles qui sont officielles des pays peut attirer des réprobations véhémentes de ces pays. Ceci s'est produit avec BP avec son "Statistical Review of world energy" dans les années 80 avec les Emirats Arabes Unis et aucun organisme ou compagnie ne veut s'attirer les foudres des pays producteurs.

On parle du débat entre optimistes (surtout économistes) et pessimistes (surtout géologues à la retraite), on devrait plutôt parler du débat entre ceux qui ont les données techniques et ceux qui n'ont que les données politiques. On peut parler aussi de ceux qui "crient au loup" (déplétion des ressources) et ceux qui "croient au Père Noël" (technologie et croissance éternelles).

Tony Blair disait en 2000 (Davos janvier) que l'information était plus importante que le pétrole: *Twenty years on from the oil shock of the 1970s, most economists would agree that oil is no longer the most important commodity in the world economy. Now, that commodity is information.*

Dans Les Echos du 7 juin 2005 M. Quiret écrivait: "*La technologie promet un siècle de pétrole*" **La pénurie d'hydrocarbures n'est pas pour demain.** *C'est en tout cas la thèse de l'Institut français du pétrole (IFP) qui a présenté, il y a quelques jours sa vision optimiste des réserves de carburants fossiles.*

Mais le Premier Ministre Dominique de Villepin déclarait le 16 août 2005:

*Premièrement, le pétrole est une ressource épuisable, qui va se faire de plus en plus rare; les réserves connues aujourd'hui sont équivalentes aux besoins de consommation tel qu'estimés d'ici 2030. Mais la raréfaction progressive des ressources face à une demande croissante se fera sentir bien avant cette date*

Sa conférence de presse du 1<sup>er</sup> septembre 2005 est ainsi relatée: *Pour M. de Villepin, il est en effet temps de "voir la réalité en face": "Nous sommes entrés dans l'ère de l'après pétrole"* d'après Les Echos du 2 septembre 2005.

Dans son World Energy Outlook 2004 (octobre) l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) annonçait que les ressources énergétiques de la Terre sont plus qu'adéquates pour satisfaire la demande jusqu'en 2030 (à 120 Mb/d) et au-delà, ajoutant cependant qu'il n'était pas certain du coût de l'extraction et de la distribution aux consommateurs. Mais en avril 2005 l'AIE publiait un

rapport “*Saving oil in a hurry*” recommandant des plans de rationnement d’essence. Le récent WEO 2005 vient pour 2030 de diminuer légèrement les prévisions de 120 à 115 Mb/d pour le scénario de référence et d’augmenter le scénario alternatif (investissements différés en 2005 contre prix élevés en 2004) de 105 à 110 Mb/d

Il y a donc des avis officiels très contradictoires. Cela provient d’abord des termes mal définies, de l’incertitude et de la manipulation des données et enfin de la motivation des auteurs.

Tout gouvernement et toute compagnie est jugé sur son taux de croissance (PIB ou valeur de l’action). Dans une société de consommation où consommer est devenu une vertu et économiser un vice, la croissance est le remède (ou le Père Noël) pour tout problème présent et futur (chômage, retraite, sécurité sociale). Il n’est donc pas question de parler d’arrêt de la croissance et encore moins de déclin. Le déclin est donc un terme politiquement incorrect.

### **Définitions ambiguës**

-les mots tels que: énergie, équivalence, pétrole, réserves, ressources, conventionnel, lourd, léger, raisonnable, durable, soutenable, dangereux sont mal ou pas définis afin de permettre toutes les ambiguïtés

Aux US dans le domaine de la [finance](#):

-[ressources](#) = immédiatement disponible en espèces, comme le compte courant, l’épargne,

-[réserves](#) = immobilier, voitures et autres propriété qui ne peuvent être réalisées immédiatement.

Les réserves d’or dans les banques sont le garant de leurs prêts et sont supposées de pas être « consommées »

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.

Cependant les réserves de pétrole stratégiques (SPR aux US) sont censés n’être produit qu’en cas extrême de conflit et d’absence d’importation

La confusion est donc grande entre ces termes mal définis, expliquant en partie les incompréhensions entre optimistes et pessimistes.

Mais il y a consensus pour ne pas avoir de consensus sur les définitions.

### **Unités hétérogènes et conversion difficiles. Equivalence**

La production et les réserves (production future cumulée) sont données soit en volume ou en tonne, souvent sans préciser la densité, ce qui rend les conversions difficiles. Il est ironique de voir la plupart des données pétrolières en baril, alors que le baril américain (159 litres) n’est pas une unité légale aux EU. Les organismes fédéraux (qui sont censés depuis 1993 utiliser le SI) sont obligés après «barrel» d’ajouter: (*42 gallons US*). Le baril liquide légal au Texas est de 31,5 gallons. Le refus de l’industrie américaine d’adopter le SI (système international d’unités adopté par tous les pays, sauf le Liberia et le Bangladesh) a causé en 1999 la perte (150 M\$) de la sonde Mars Climate Orbiter, car la NASA a envoyé les instructions en SI (les agences fédérales américaines sont obligées d’utiliser le SI depuis 1993) alors que le constructeur Lockheed avait construit la sonde en non-SI (pound).

Les productions des champs au RU sont données par le DTI en mètre cube alors que les réserves sont données en tonne, sans préciser la densité (qui varie au cours du champ).

L'équivalence entre énergies dépend de conventions. Le principal problème est que la chaleur peut être, soit un objectif, soit une nuisance. La cogénération permet d'augmenter les rendements. La France avait des conventions différentes de l'AIE toutes aussi valables (rendement d'une centrale est-elle en moyenne 30% ou 40%? l'AIE prend 33%), mais en 2001 la DGEMP s'est alignée sur les conventions de l'AIE faisant passer le pourcentage du pétrole dans l'énergie finale de la France de 39,8 % à 51,3 % (pourquoi une décimale avec une telle variation = précision?). Ces conventions d'équivalence sont très discutables, mais une fois établies, personne ne veut plus les discuter, alors que le monde change!

## **Incertitude des données**

### **Production**

Les chiffres de production sont manipulés, notamment en provenance des pays de l'OPEP où sévit depuis 1986 la bagarre sur les quotas. Les volumes d'exportation fournis par les pays producteurs sont considérés comme peu fiables et seules les estimations vendues par la compagnie d'espionnage Petrologistics à Genève (observateurs dans chaque port pétrolier) sont valables. Il faut ajouter les problèmes de définition de produit en plus des problèmes de conversion de tonnage en volume et l'on peut alors constater les écarts considérables pour les chiffres de production en 2004 suivant les sources.

Production de pétrole 2004 Mb/d

monde	DGEMP	USDOE	AIE	BP Review
brut	68,5	72,5	80,7	?
liquides de gaz	10	7,4	OPEC 4,3	inclus
synthétiques	?	1,2	?	CTL exclus
gains raffinage	3,3	1,9	NOPEC 1,8	exclus
total	81,8	83	83,1	80,26

Les condensats qui se condensent en tête de puits sont souvent groupés avec le brut, notamment aux EU, mais pas pour l'OPEP car ils sont hors quotas. Les liquides (propane, butane) de gaz naturel (surtout non associé) sont extraits dans les usines de traitement de gaz et dépendent de la richesse du gaz en liquides et de la valorisation des liquides par rapport au prix du gaz.

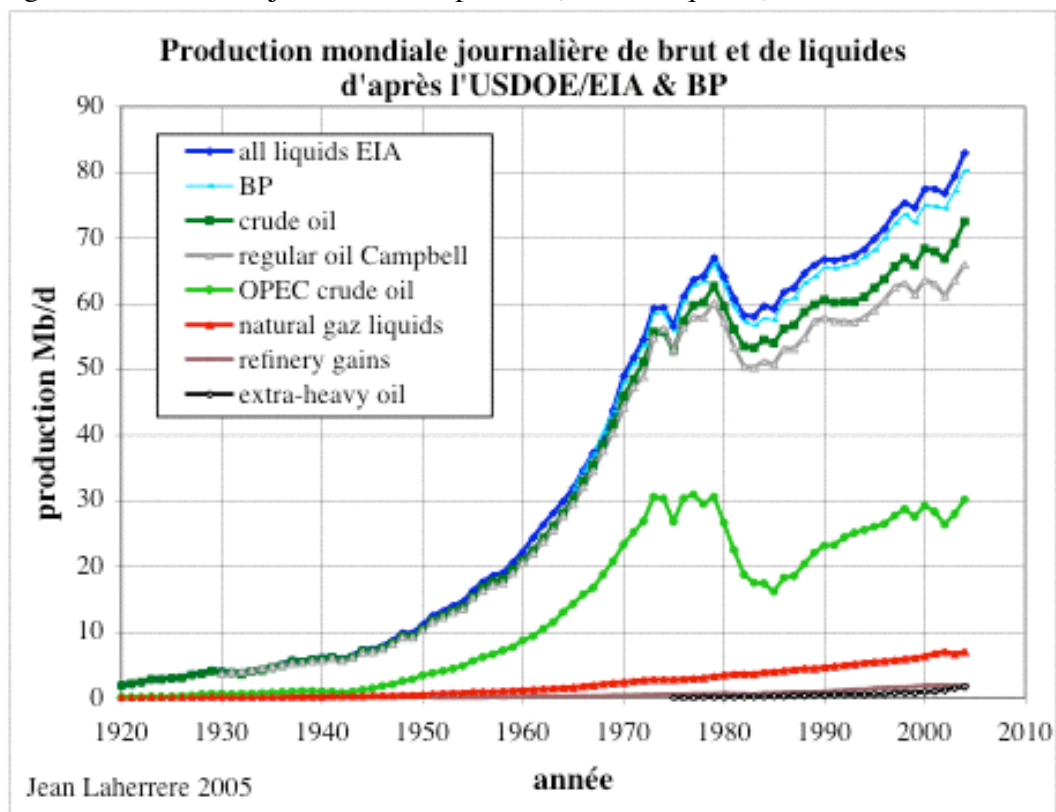
Le gain de raffinage (bilan des raffineries entre l'entrée et la sortie) est important en volume (peu en poids) car le lourd est transformé en léger (pour obtenir davantage d'essence) par craquage catalytique et hydrogénation (hydrogène venant du gaz naturel). Il représente d'après USDOE 1,9 Mb/d (plus que l'extra-lourd de l'Athabasca 1 Mb/d et de l'Orénoque 0,6 Mb/d), mais 3,3 Mb/d d'après la DGEMP (*Industrie pétrolière en 2004*) soit une différence de 75%. Plus de la moitié du gain de raffinage vient des Etats-Unis où il est classé comme offre domestique même si le brut est importé.

Les liquides de gaz (NGL) qui comprennent les condensats sont répertoriés différemment selon les pays. Ainsi le RU donne seulement la production des liquides groupés en tonne (comme le pétrole) alors que la Norvège donne la production séparée condensat en mètre cube et les liquides de gaz en tonne (1 t NGL= 1,9 m3), et le pétrole en mètre cube.

Ainsi le champ de Statfjord, qui se situe en mer du Nord sur la frontière, a été unitisé avec un pourcentage Norvège 85,47% et RU 14,53 %, soit un rapport de 5,9. Cependant les productions déclarées par la Norvège et le RU montre le rapport qui, varie de 1979 à 2004 entre 4,5 et 11 avec une moyenne de 6,5! Ainsi les informations des deux seuls pays au monde qui jouent la transparence des données (production et réserves) ne semblent pas complètement fiables.

Ainsi, la production de pétrole peut représenter différents produits et en 2004 varie entre 66 Mb/d = *regular oil* (pétrole conventionnel) selon Campbell, 73 Mb/d = *brut* et 83 Mb/d = *liquides*.

Figure 1: Production journalière de pétrole (brut ou liquides)



### Réserves

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!

### L'incertitude est présentée comme une certitude

Les réserves sont incertaines, mais la plupart des définitions, comme les règles de la SEC (Securities and Exchange Commission), parlent de "*certitude raisonnable*" pour l'existence des réserves dites prouvées (supposées être le minimum) et refusent l'approche probabiliste à cause de l'aversion au risque des banquiers et des actionnaires. *Raisnable* en terme de probabilité peut varier de 51% à 99%. Il est ironique de trouver la même ambiguïté utilisée par la FDA (Food & Drug Administration) de "*certitude raisonnable*" pour ne pas causer de mal à la santé, lors de l'approbation d'un nouveau produit. Les derniers rapports annuels de l'USDOE montrent que les révisions négatives des réserves prouvées américaines sont aussi importantes que les révisions positives, montrant que la probabilité de l'estimation actuelle est proche de 50%, alors que les

régles SPE/WPC (Society of Petroleum Engineers/World Petroleum Congress) demandent pour le prouvé une probabilité d'au moins 90%.

Alors que le Canada admet depuis 2001 la publication des réserves probables, la SEC a des règles datant de plus de 25 ans qui sont périmées et contraires à la pratique du reste du monde. La SEC oblige les compagnies à ne pas publier ni les projets non signés ni les réserves probables, de façon à obtenir des valeurs minimum qui dans le futur feront l'objet de croissance pour satisfaire banquiers et actionnaires. Les réserves prouvées des champs sont additionnées pour obtenir la valeur dite prouvée du pays, alors que cette addition n'est pas correcte (il faut faire une simulation dite de Monte-Carlo tenant compte des probabilités) car elle sous-estime le total, conduisant à une croissance supplémentaire. Seules les valeurs espérées des champs peuvent être additionnées pour obtenir la valeur espérée du pays. Ces règles SEC devraient être changées, mais l'industrie américaine n'aime pas s'aligner sur le reste du monde (exemple système métrique ou carte de crédit avec puce).

En ex-URSS, les réserves sont grossièrement exagérées en raison d'une classification spéciale définie en 1979 qui prend la récupération théorique maximale, tout à l'opposé des règles américaines. Les Russes ont demandé aux Nations Unies de sortir de nouvelles définitions mondiales des réserves pour les hydrocarbures, le charbon et l'uranium, mais les NU ont sorti un très mauvais compromis («*United Nations framework classification for energy and mineral resources*» du 26 avril 2004) qui, voulant satisfaire tous les pays, a conservé les termes du passé sous un habillage moderne. Ils ont massacré l'approche probabiliste (la moyenne, le plus probable et la médiane sont tous considérés être la meilleure estimation). Leur proposition est en réalité ignorée par tous, comme la précédente de 1997. J'ai été membre de la force de travail sur les réserves SPE/WPC 1997 et la précédente classification NU 1997 n'était pas prise en considération. Dans le reste du monde hors US et ex-URSS, les réserves sont **prouvées plus probables 2P** suivant les règles SPE/WPC et sont proches de la valeur espérée qui, statistiquement, ne devra pas croître. Individuellement un champ pourra voir ses réserves augmenter ou diminuer mais dans l'ensemble le total des champs ne changera guère.

Dans les pays OPEP du Moyen-Orient, les réserves officielles dites «prouvées» déterminent les quotas. Elles ont augmenté de 300 Gb de 1985 à 1990, alors que les vraies découvertes n'ont été que de 10 Gb, en raison de la bagarre sur les quotas entre les membres de l'OPEP en face du contre-choc de 1985. Ces pays trichent aussi sur le montant de leur production, car ils ne respectent pas les quotas.

Des compagnies d'espionnage vendent très cher les données mondiales réelles: Petrologistics pour la quantité de pétrole transportée sur mer; IHS (ex Petroconsultants) ou Wood Mackenzie (WM) pour les réserves et production des champs du monde hors USA.

Une enquête mondiale pour obtenir les réserves restantes par pays à la fin de l'année (en fait le premier janvier de l'année suivante) auprès des gouvernements est publiée par Oil & Gas Journal (OGJ) avant la fin de l'année, c'est-à-dire avant que toute étude technique ne soit faite. Elle montre l'incohérence des données officielles, avec l'absence fréquente de changement des réserves surtout pour les membres de l'OPEP. Fin 2004, 83 pays sur 105 n'ont pas changé leurs chiffres de réserves de pétrole par rapport à fin 2003, comme si leur production annuelle était exactement égale aux réserves ajoutées dans l'année. C'est une farce! Mais ces données politiques sont officielles et les seules publiées, donc utilisées par les économistes. Les chiffres des réserves prouvées mondiales à fin 2004 sont ridiculement précis alors même qu'ils divergent parfois fortement. **Donner plus de 2 chiffres significatifs pour des données pétrolières montre l'incompétence des auteurs, puisque**

**le 2<sup>e</sup> chiffre est différent, les suivants sont donc inutiles!** On doit toujours adapter le nombre de chiffres significatifs à la précision des mesures.

Les réserves restantes mondiales sont reportées à partir des données politiques par:

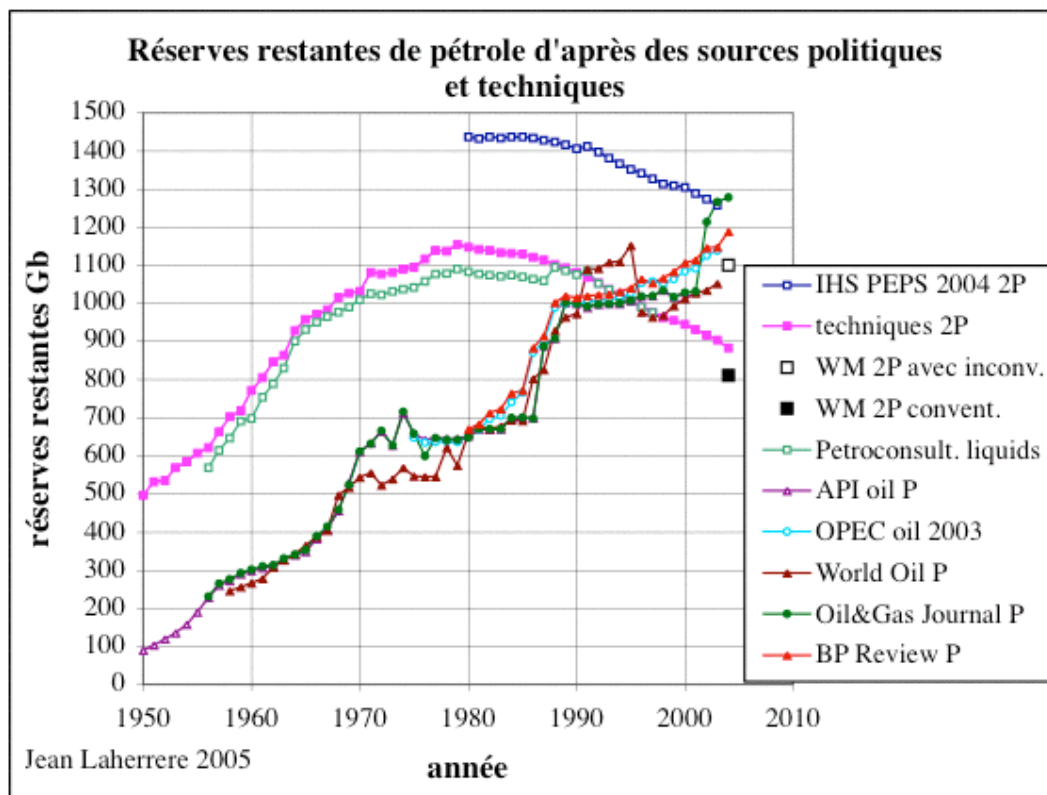
<b>fin 2004</b>	<b>pétrole Gb</b>	<b>gaz Tcf</b>
BP Statistical Review	1 188,555 694 069 4	6 337,364 557 3
Oil & Gas Journal OGI	1 277,701 992	6 040,208
World Oil WO	1 082,333 0	6 994,298 4
Cedigaz		6 358,575

Les données techniques par champ sont confidentielles et ne sont disponibles que par des compagnies d'espionnage industriel. Heureusement, j'y ai accès pour toutes les données par champ hors USA (>25 000 champs) et pour les champs majeurs aux USA, mais elles sont hétérogènes entre USA, Canada, ex-URSS et le reste du monde pour les raisons méthodologiques expliquées ci avant. Je corrige ces données actuelles pour les ramener à la valeur moyenne (espérée) à la date de découverte (backdating), en tenant compte des sources différentes. C'est ainsi que j'arrive à 2000 Gb de réserves ultimes pour le pétrole brut excluant l'extra-lourd. Ce sont les données techniques qui, analysées en termes de réserves restantes, ont culminé en 1980! Les réserves d'extra-lourd ont peu change depuis 1970 (Salvador 2005)

Les réserves politiques sont les réserves prouvées courantes où les révisions des découvertes passées sont reportées à l'année de révision, donnant une idée fausse du passé, car elles montrent une croissance continue depuis plus de 50 ans.

L'objectif des réserves prouvées est de fournir de la croissance, chère aux dirigeants. Nous sommes appelés pessimistes par les économistes en utilisant ces données techniques qu'ils n'ont pas. Pour Claire Booth Luce: *The difference between an optimist and a pessimist is that the pessimist is usually better informed.*

Figure 2: Réserves restantes mondiales de pétrole conventionnel d'après des sources politiques et techniques



### Prévisions des medias utilisant le nombre d'années des réserves restantes en fonction de la production actuelle (R/P)

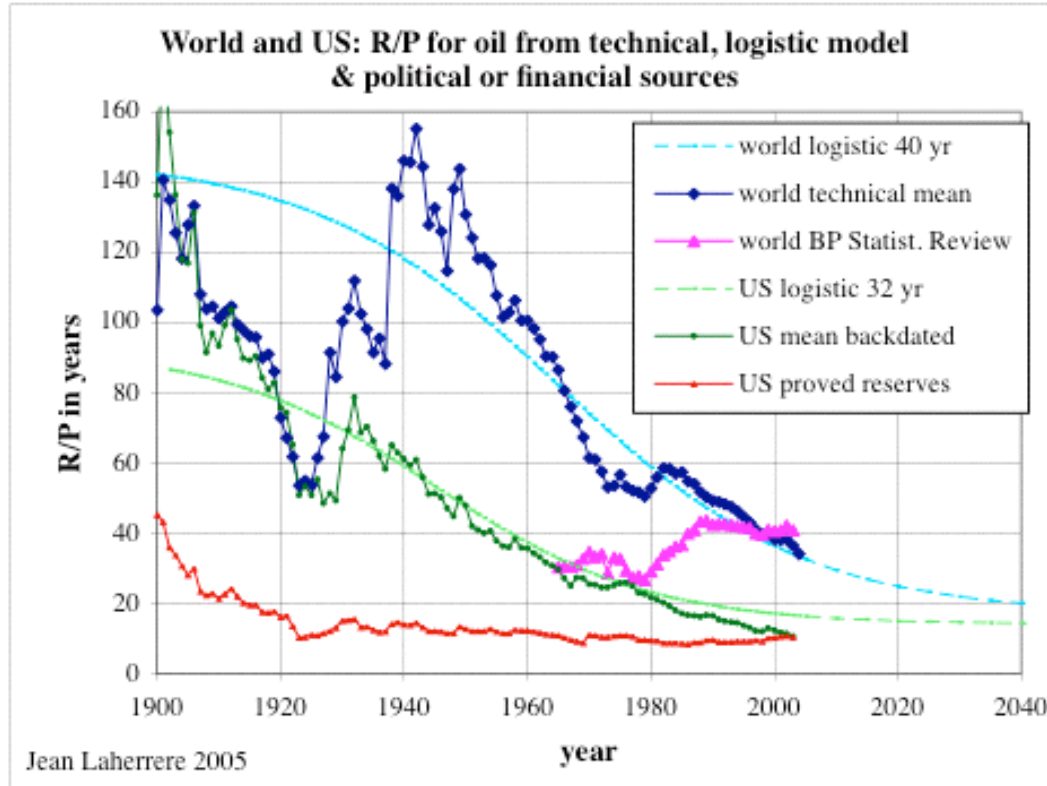
L'un des paramètres les plus utilisés par les médias est le nombre d'années de réserves restantes en production actuelle. Il est ainsi publié qu'il reste 40 ans pour le pétrole mondial, suggérant que la production actuelle peut être maintenue à ce niveau pendant 40 ans. Les économistes estiment donc que "Tout va très bien Madame la marquise" puisque qu'il y a encore pour 40 ans de production de pétrole.

Mais en même temps les organismes officiels admettent que la demande va croître sur les 30 prochaines années ce qui implique, ipso facto, la croissance de la production. En outre, les lois physiques ne peuvent permettre de garder une production constante pendant 40 ans, puis qu'elle s'écroule à zéro la 41e année. La production d'un puits décline très vite après une montée à la pression initiale, en fonction de la chute de pression. La production d'un champ monte jusqu'à un plateau en fonction du nombre de puits et de la contrainte de débit, puis chute plus ou moins suivant les injections d'eau et de gaz. La production d'un pays monte et décline en fonction du potentiel des champs, du nombre de champs développés, des investissements et des contraintes politiques. Les réserves prouvées américaines donnent un R/P d'environ 10 ans depuis 80 ans, montrant bien que ce ratio n'a aucun sens en prévision, même si les réserves sont souvent estimées (même par l'USGS) en prenant la règle pratique (*rule of thumb*) de multiplier par 10 la production annuelle! Si on prend, non pas les données politiques ou financières, mais les données techniques pour le monde, le R/P était de 140 ans en 1900, il est descendu à 50 ans en 1925, pour remonter à 150 ans en 1945 et être actuellement à 35 ans. Si la production cumulée suit une courbe logistique identique à celle des découvertes cumulées mais décalée de 40 ans (voir figure 10) le R/P de ce modèle tend vers 17 ans (en fait le cinquième de la demi largeur du cycle de la logistique). Pour les EU, le R/P

technique était de 160 ans en 1900 pour décliner lentement (sauf en 1930) à 10 ans (les réserves offshore profond sont peut-être sous-évaluées), mais il restera à ce niveau jusqu'à épuisement total, car le modèle logistique tend vers une asymptote à 15 ans! En fait les producteurs américains avaient découvert il y a très longtemps que le R/P tendaient vers un chiffre constant jusqu'à épuisement!

R/P est donc un très mauvais paramètre pour prévoir le futur, mais il est utilisé par tous!

Figure 3: R/P (monde et EU) en années pour le pétrole d'après les sources financières ou politiques et les sources techniques avec modèle logistique

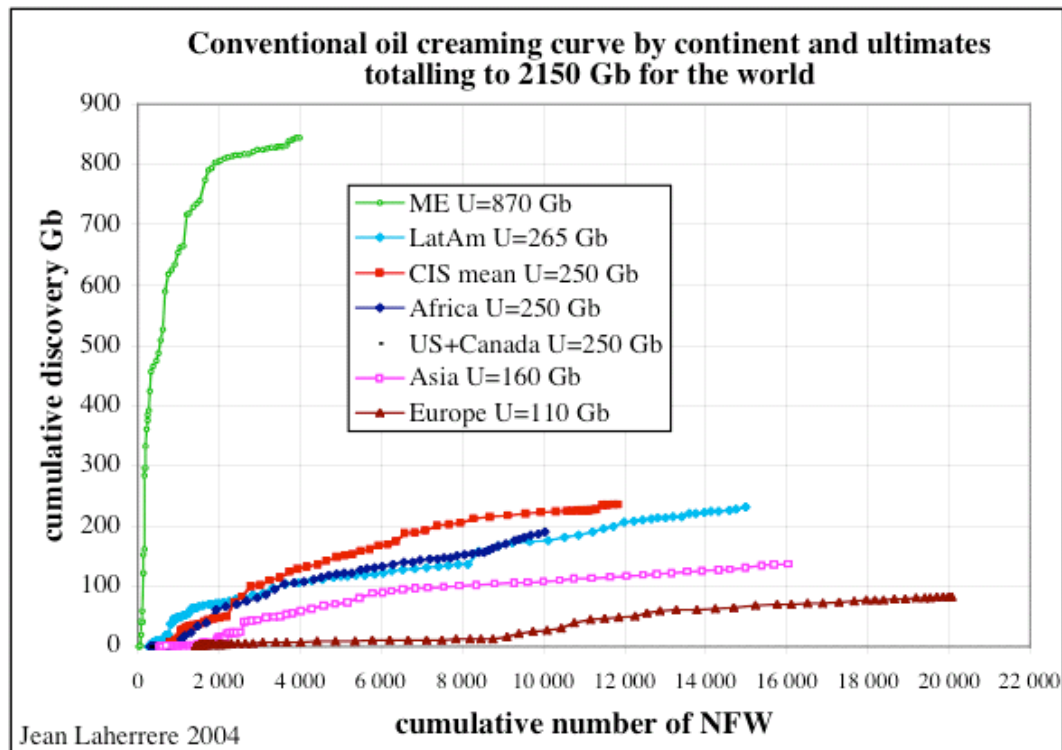


### Estimation des réserves ultimes

La courbe d'écrémage représente les découvertes techniques cumulées en fonction du nombre cumulé de puits d'exploration pure (New Field Wildcat= NFW). Cette courbe est toujours facilement modélisée avec plusieurs hyperboles et l'extrapolation de la dernière hyperbole permet d'avoir la valeur ultime s'il n'y a pas de nouveau cycle. Cette forme d'hyperbole correspond à la loi bien connue du rendement décroissant de l'exploration minière.

Figure 4: Courbe d'écrémage du pétrole conventionnel par continent et ultimes

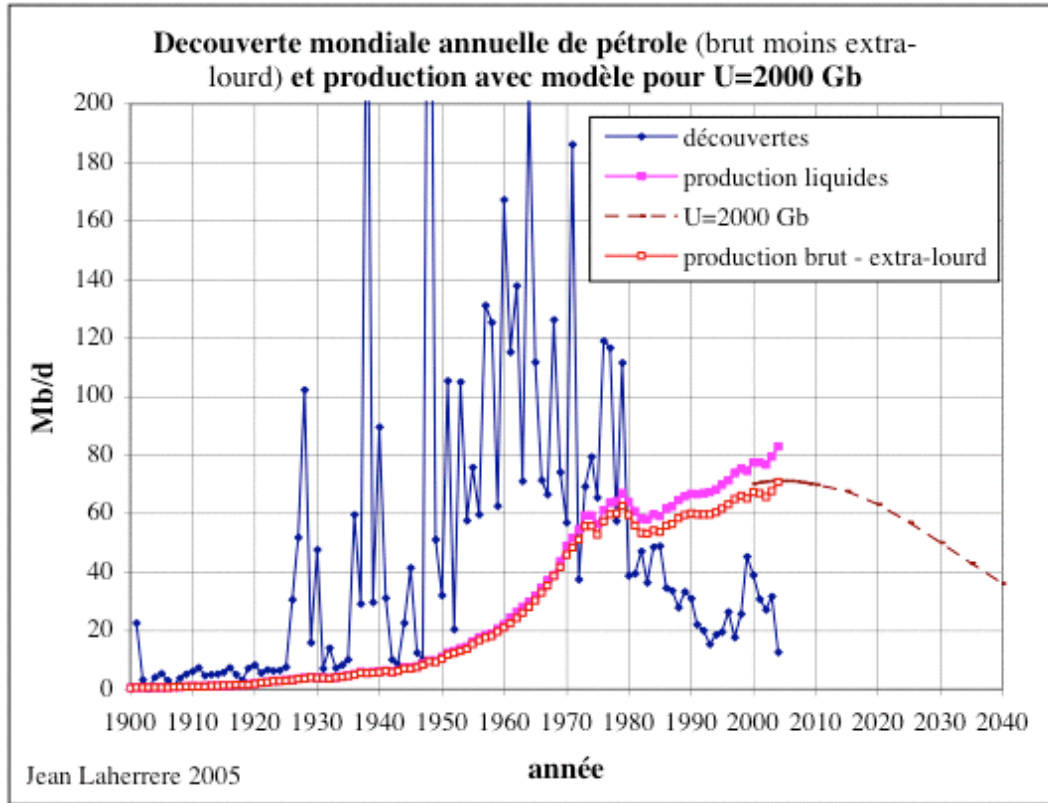




L'asymptote du modèle hyperbolique donne les réserves ultimes. En fait, on choisit la valeur correspondant à un cumul de puits d'exploration double de l'actuel. Ces estimations sont faites à partir des données IHS, mais les données WM conduisent à des estimations plus basses comme l'indique la figure 2. La valeur ultime mondiale des réserves de pétrole brut (excluant seulement le pétrole extra-lourd) est estimée à 2000 Gb. Ce chiffre rond indique bien l'incertitude de cette estimation.

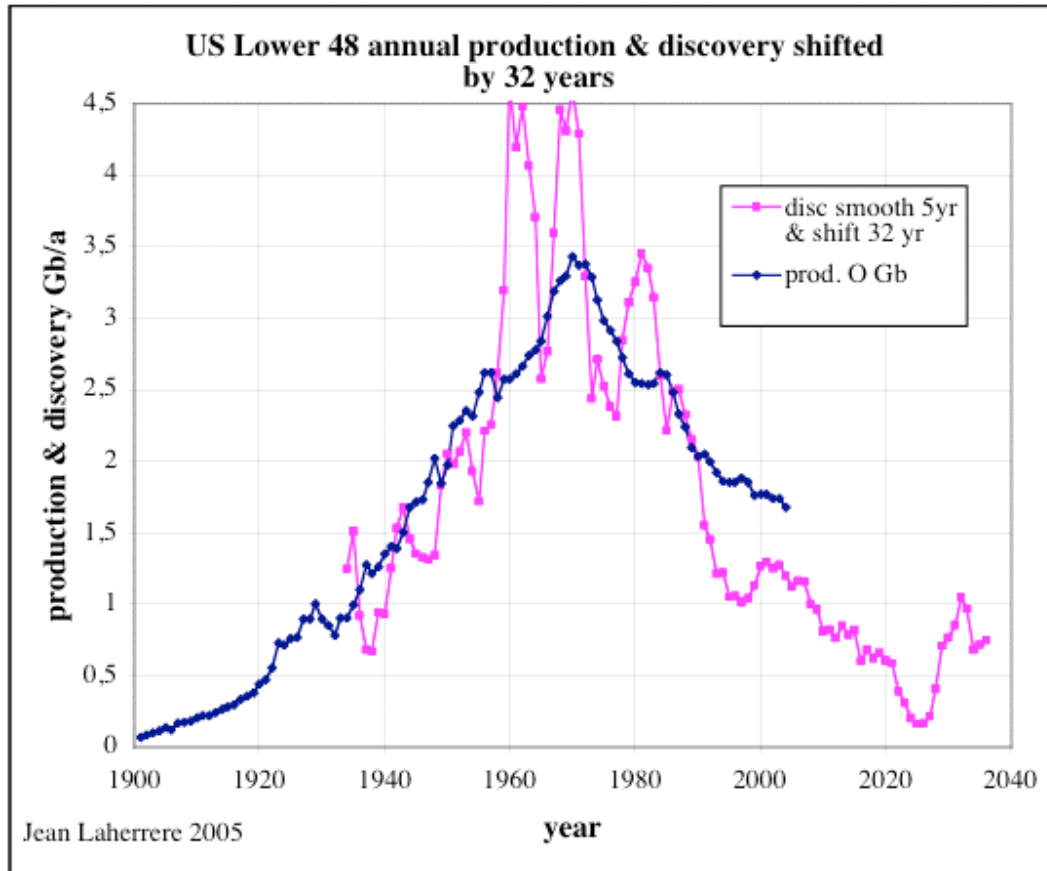
### Découverte et production annuelles

Les découvertes annuelles sont comparées aux productions annuelles après un certain décalage. Figure 5: Découverte et production annuelle mondiales de pétrole conventionnel avec modèle (courbe d'Hubbert) pour un ultime de 2000 Gb (surface sous la courbe)

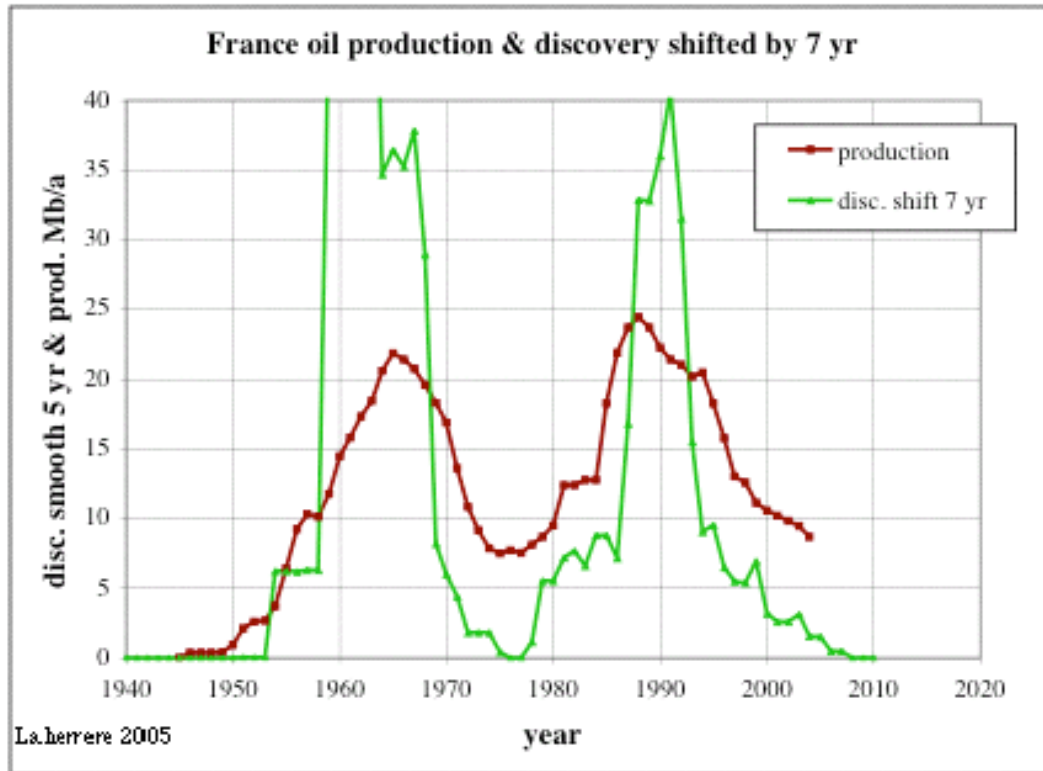


Depuis 1980, la production annuelle de pétrole est environ le double des découvertes. Les réserves restantes de pétrole conventionnel diminuent donc depuis 1980. Le pétrole extra-lourd est essentiellement les sables bitumineux du Canada (Athabasca connus depuis 250 ans et dont le premier pilote date de 1930) et les huiles extra-lourdes (aussi lourdes, mais moins visqueuses car plus chaudes) du Venezuela (Orénoque) découvertes depuis 1936.

Figure 6: Production EU hors Alaska et découverte *moyenne* décalée de 32 ans

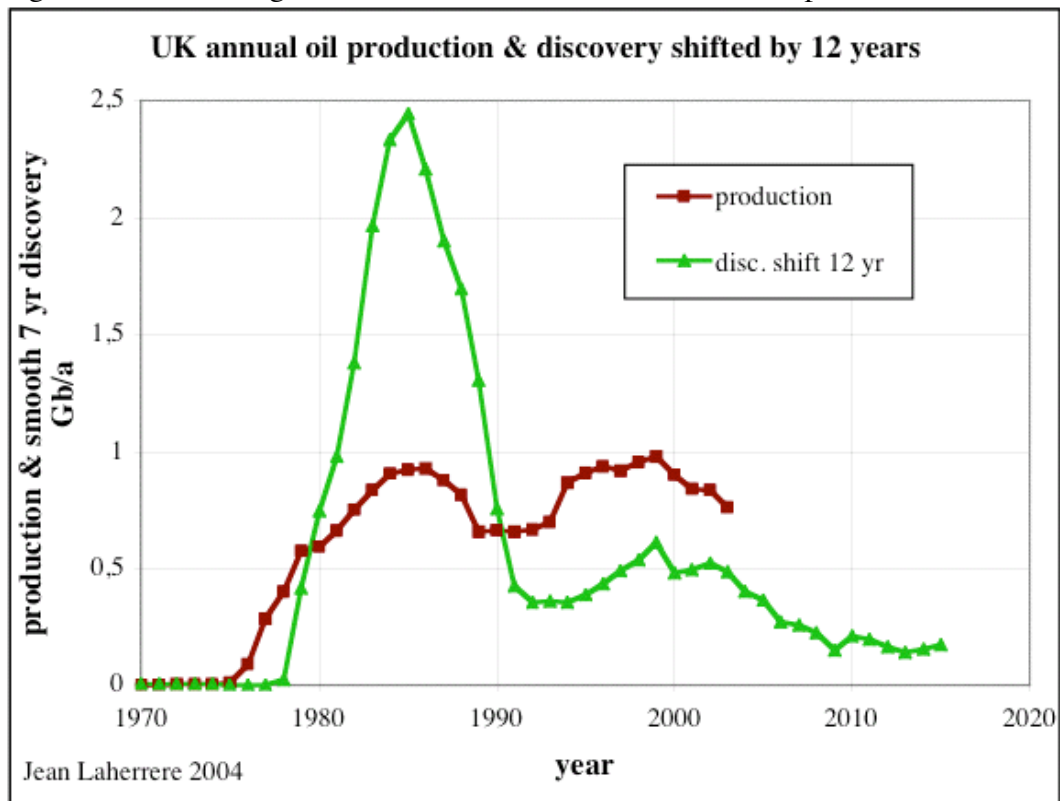


Pour les EU hors Alaska il n'y a qu'un cycle (très grand nombre de producteurs = mouvement brownien!), mais en France il y a deux cycles de découverte et deux cycles de production.  
 Figure 7: Production de pétrole en France et découverte décalée de 7 ans (en fait 10 ans pour le 1<sup>er</sup> cycle et 5 ans pour le 2<sup>e</sup>)



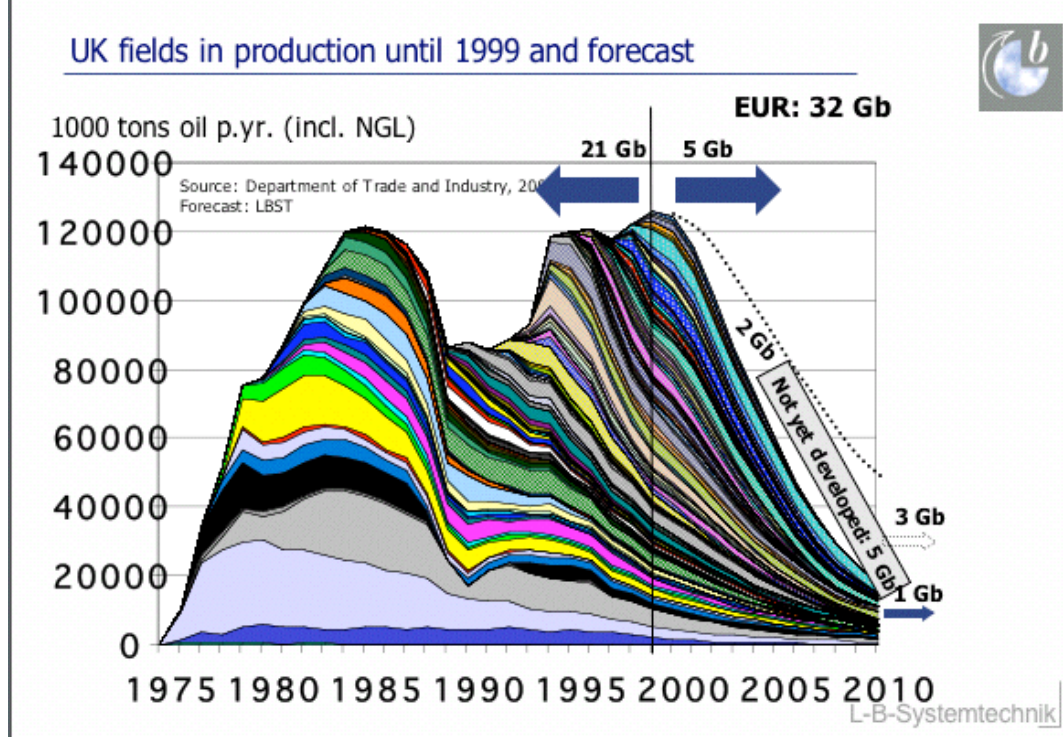
Il en est de même en Angleterre.

Figure 8: RU: décalage de 12 ans entre découverte annuelle et production



Le graphique de W. Zittel & J. Schlinder 2003 montre que le creux de 1990 est dû au manque de nouveaux développements importants et au creux de Brent et Piper (problèmes techniques et explosion)

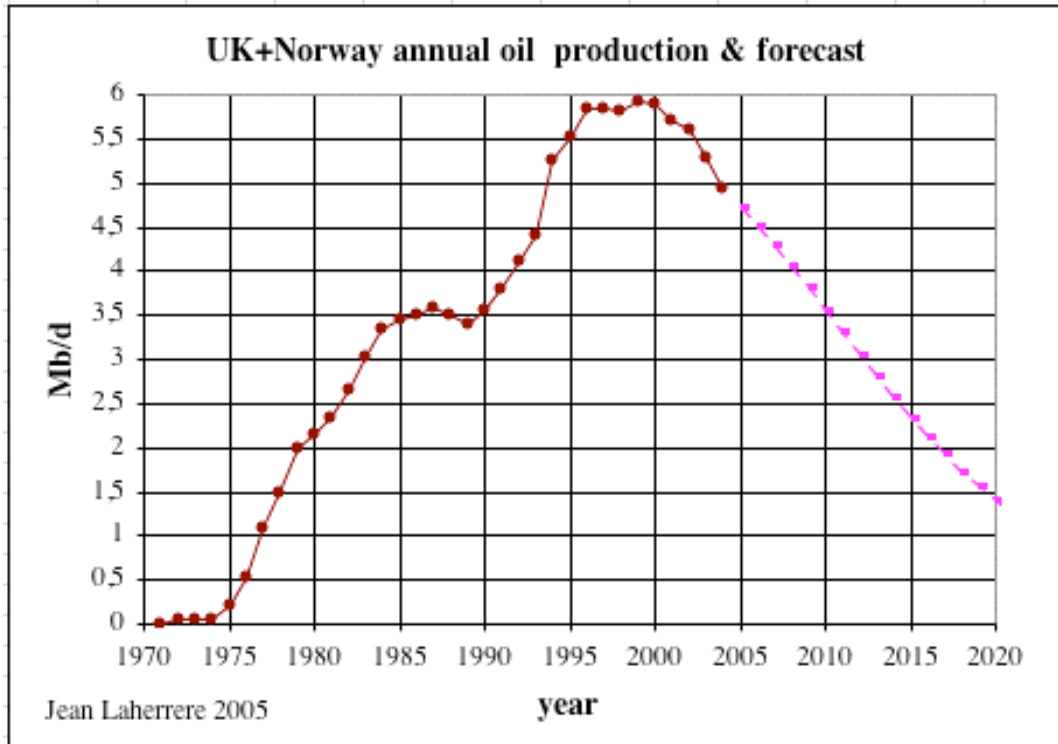
Figure 9: RU: production de pétrole avec le détail par champ



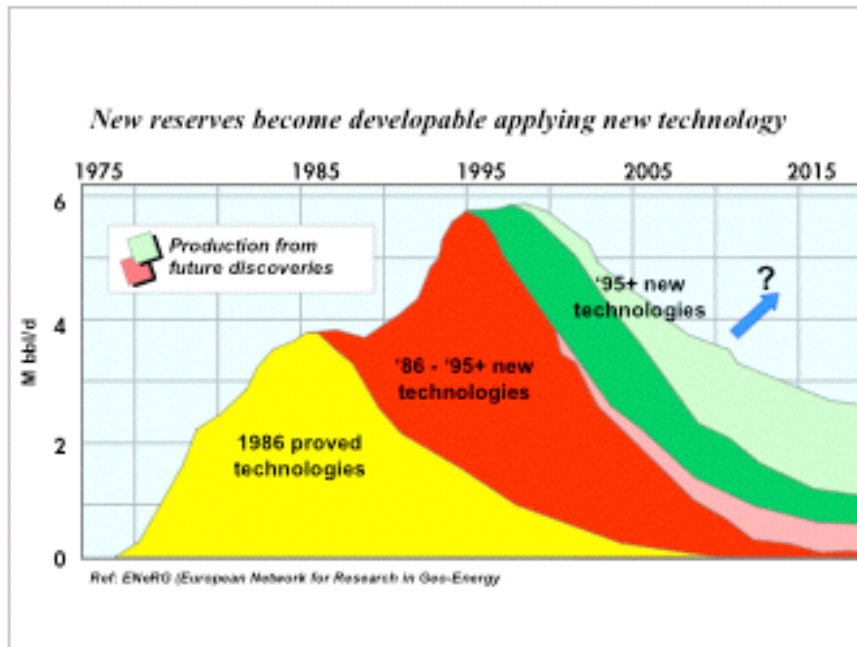
**Mer du Nord = Royaume-Uni et Norvège**

La production des 2 pays montre un pic en 2000 à 6 Mb/d et un déclin certain depuis.

Fig 10: RU et Norvège: production annuelle de pétrole avec ma prévision



Mais Shell a publié en 2002 un graphique venant de EnerG (European Network for Research in Geo-Energy) association qui regroupe 30 groupes de recherche européennes sur le pétrole et le gaz. Mais ce graphique non daté (fin 1999 ou 1998 ?) ne distingue pas les faits des prévisions !  
 Fig 11: Mer du Nord :production annuelle et nouvelles technologies d'après Brinded Shell 2003

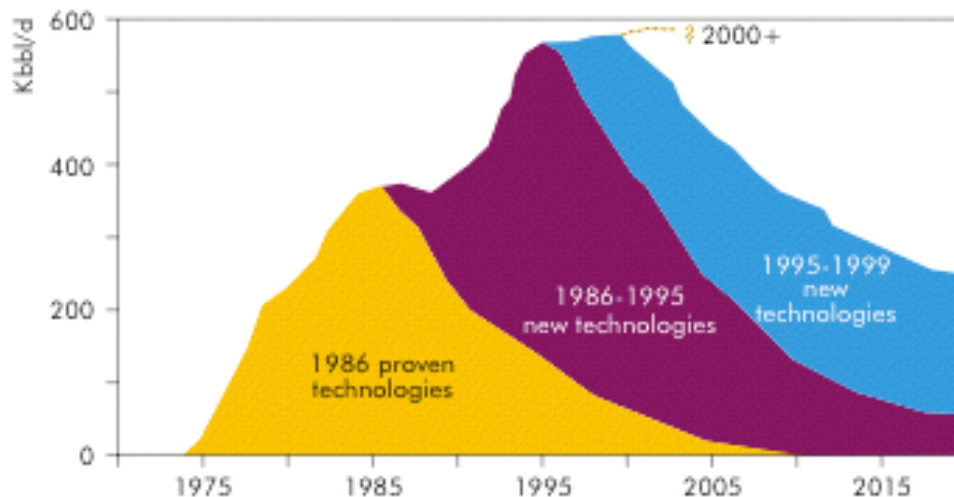


**Figure 5: Maximising recovery**

Ce graphique a été repris en 2005 par l'AIE sans l'actualiser et en se trompant sur l'échelle production (divisé par 10). Pourtant tout pétrolier sait que la mer du Nord a plafonné à 6 Mb/d et non 0,6 Mb/d !

Fig 12: **AIE 2005** sur impact technologie en Mer du Nord

**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 - ENEERG - courtesy of Shell.

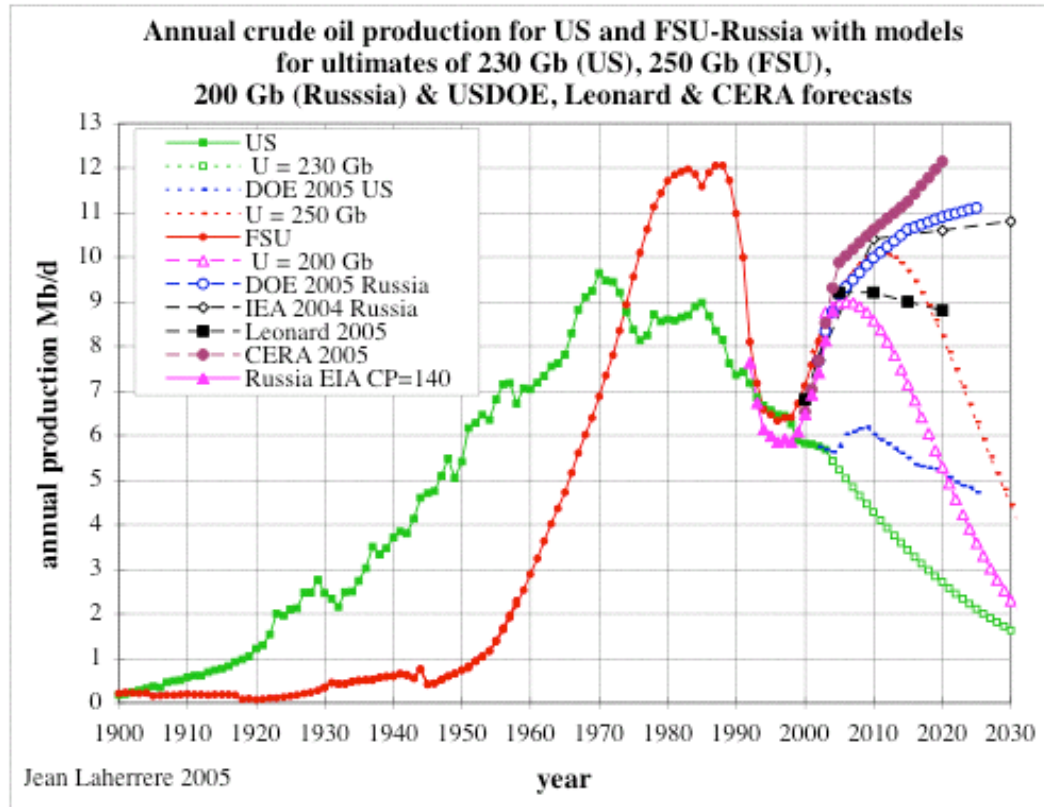
Les déclarations de l'AIE sur l'impact de la technologie à partir de graphiques anciens, discutables et mal recopiés sont donc peu crédibles!

## Russie

Il faut se raccorder aux données de l'ex-URSS pour remonter à 1950, il y a eu un premier pic en 1988 et un 2<sup>e</sup> inférieur qui va avoir lieu sous peu. Il est intéressant de comparer aussi avec les US. Les prévisions de CERA (Cambridge Energy Research Associates) sont très optimistes, sans pic avant 2020! plus que l'USDOE.

Ma prévision pour la Russie avec un ultime de 200 Gb est un pic imminent autour de 9 Mb/d, proche de celui de Ray Leonard ex VP E&P Yukos (ASPO 2005).

Figure 13: prévisions de production annuelle de pétrole aux US, ex-URSS et Russie pour des ultimes de 230 Gb, 250 Gb et 200 Gb ainsi que celles de USDOE, Leonard (Yukos) et CERA

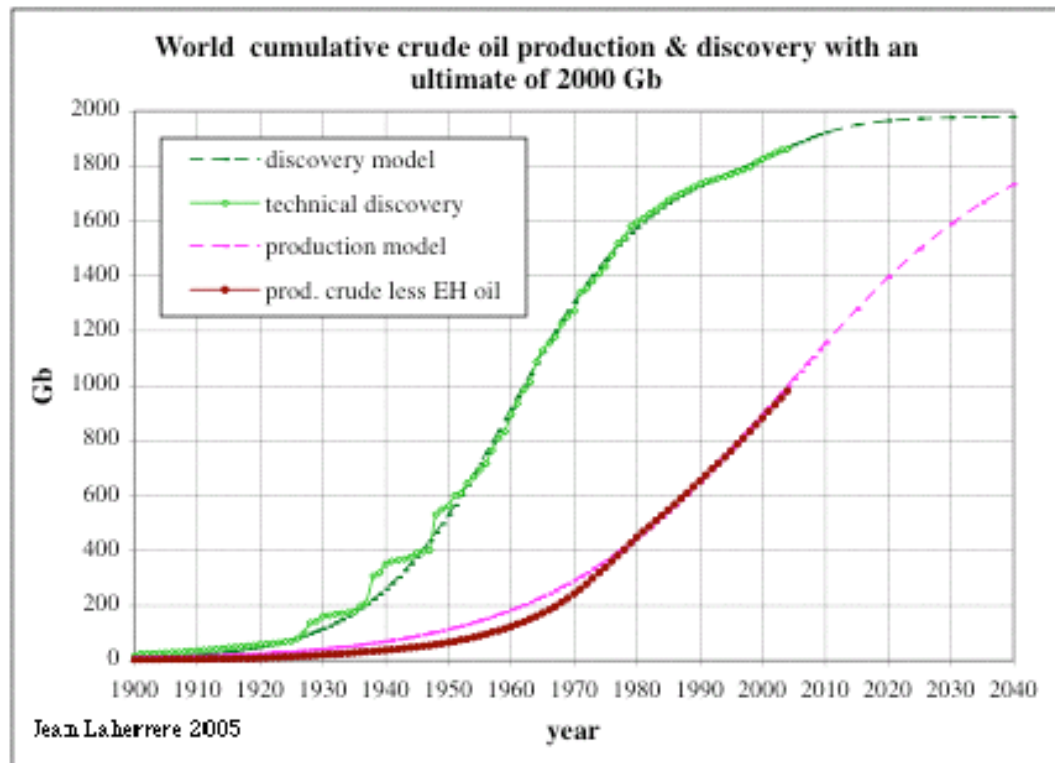


## Découvertes et productions cumulées

Les quantités cumulées sont plus faciles à modéliser, notamment avec des courbes dites en S ou logistiques (croissance rapide suivie d'une décroissance rapide et stabilisation à une valeur asymptotique).

Figure 14: découverte et production mondiale cumulé de pétrole (brut moins extra-lourd)

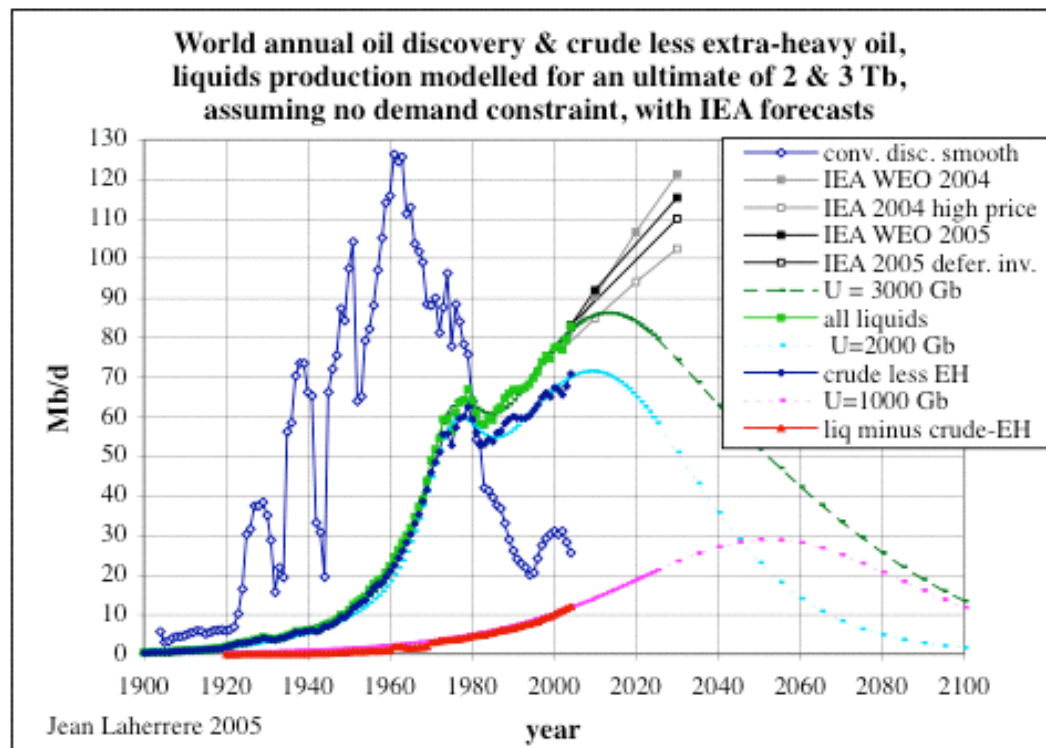




### Prévisions pour la production de liquides

On s'aperçoit que ce qui reste à découvrir représente moins de 150 Gb, c'est-à-dire moins que l'imprécision de ce qui a été déjà découvert. Mais le pétrole conventionnel n'est qu'une grosse partie de la demande de liquides. Il y a en outre les condensats, les liquides de gaz naturel, le pétrole synthétique (sables bitumineux, pétroles extra-lourds, biomasse, gaz, charbon), et les gains en volumes des raffineries. Après plus de 10 ans de travail, ma dernière estimation des réserves ultimes peut être résumée par ces chiffres simples et arrondis pour montrer l'incertitude: 2000 Gb pour le brut hors extra-lourd, 500 Gb pour l'extra lourd, 250 Gb pour les liquides de gaz et 250 Gb pour le pétrole synthétique (à partir de matière organique, charbon, gaz ou biomasse, c'est à dire le soleil, eau et CO2) et les gains de raffinerie.

Figure 15: Découverte de pétrole et prévision de production mondiale de liquides (sans contrainte de demande) pour un ultime de 3 Tb (Campbell ASPO utilise un ultime de 2,4 Tb) avec prévisions AIE 2004 (25 \$2004/b et 35 \$/b en 2030) et AIE 2005 (39 \$2004/b et 52 \$/b en 2030)



Colin Campbell dans son ASPO Newsletter d'octobre prédit un pic des liquides pour 2010 pour un ultime de 2,4 Tb mais, dans ses «autres» liquides, il ne met que les liquides de gaz, excluant les pétroles synthétiques et les gains de raffinerie (d'où ses chiffres de 80 Mb/d en 2004 et 74 Mb/d en 2000). Son modèle ne correspond pas au chiffre de la demande publié par l'USDOE (source publique la plus complète) qui comprend tous les liquides (83 Mb/d en 2004).

Le pic que peut offrir l'offre se situe dans la prochaine décennie s'il n'y a pas de contrainte de la demande. **S'il y a chute de la demande (prix élevés ou dépression économique) il y aura un plateau en tôle ondulée (oscillation chaotique des prix et de la demande).** Les prévisions de l'AIE sont différentes car elles n'ont pour but que de satisfaire les objectifs politiques des pays qui ont pour but la croissance. Les prévisions AIE (WEO) ont peu varié de 2004 à 2005 pour le volume en 2030 (115 au lieu de 120 Mb/d) alors que nous prévoyons 80 Mb/d et les prix 2030 sont passés en \$2004/b de 25 à 39 pour la référence et de 35 à 52!

### Prévisions DGEMP pour la France et le monde

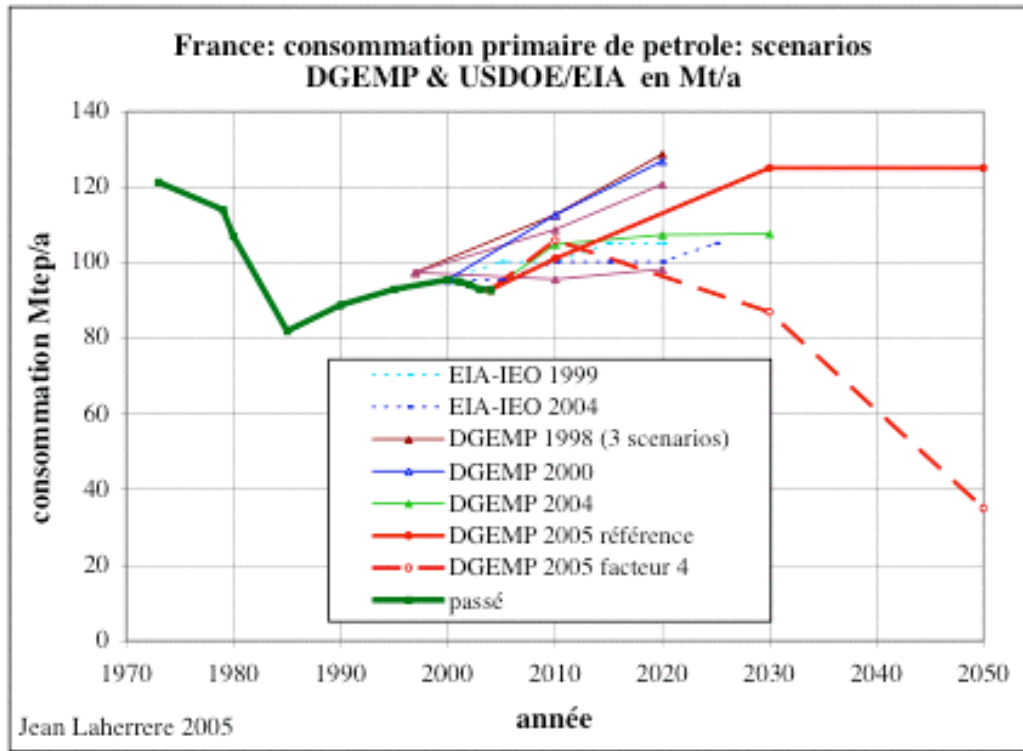
La DGEMP (Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières) a publié en 2005 deux scénarios dans son étude pour une perspective énergétique concernant la France 01-02-2005 (Enerdata & LEPII pour Observatoire de l'énergie DGEMP).

Le scénario dit de *référence* a des hypothèses très optimistes: prix de 30 \$/b de 2005 à 2030, réserves basées sur l'étude USGS, sur une croissance de 2,5%/a de 2002 à 2030, un pic de population française en 2040 mais dès 2020 pour la population active (alors que la dernière prévision de l'INSEE donne un pic de la population active pour 2006!)

Le 2<sup>e</sup> scénario appelé *facteur 4* a pour but de diviser les émissions de GES par 4. Les scénarios DGEMP de 1998 à 2005 pour la consommation de pétrole sont comparés dans ce graphique à celles

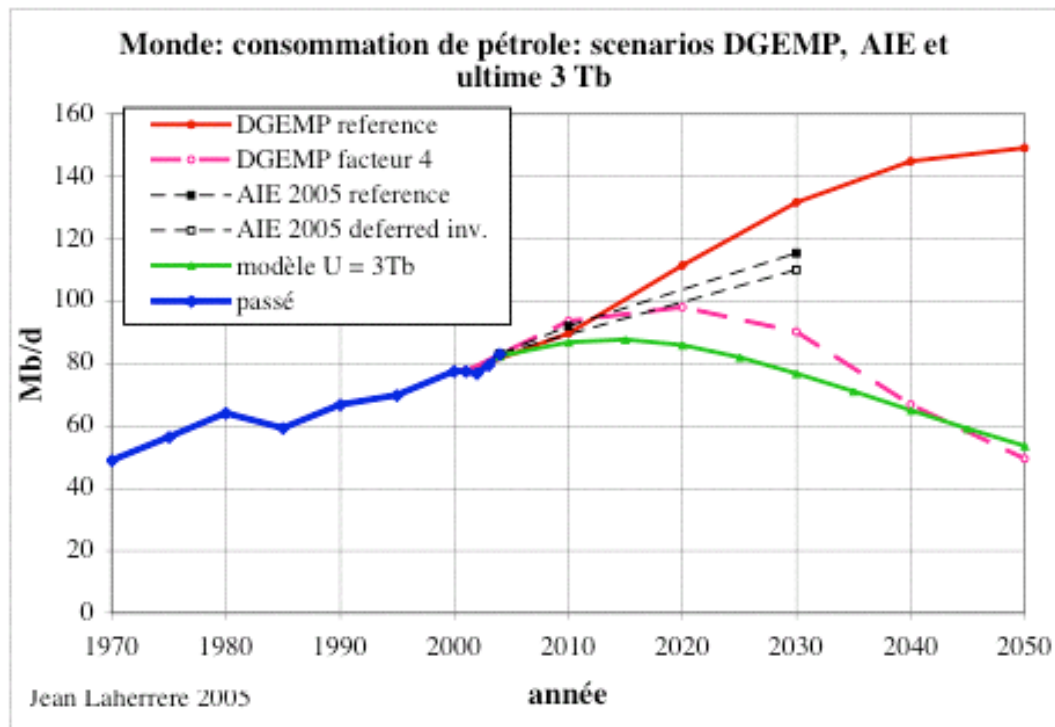
de l'USDOE/EIA 1999 et 2004. Le scénario DGEMP 2005 référence est au-dessus des autres, comme les hypothèses le laissent supposer.

Figure 16: Consommation primaire de pétrole en France avec scénarios DGEMP & USDOE



La prévision DGEMP 2005 pour le pétrole mondial est bien supérieure à toutes les autres pour le scénario *référence* et le scénario *facteur 4* ressemble à ma prévision pour 2050, mais semble trop optimiste pour 2010 à 95 Mb/d (90 Mb/d au mieux pour moi).

Figure 17: Consommation mondiale de pétrole d'après DGEMP, AIE, et prévisions de réserves ultimes de 3 Tb



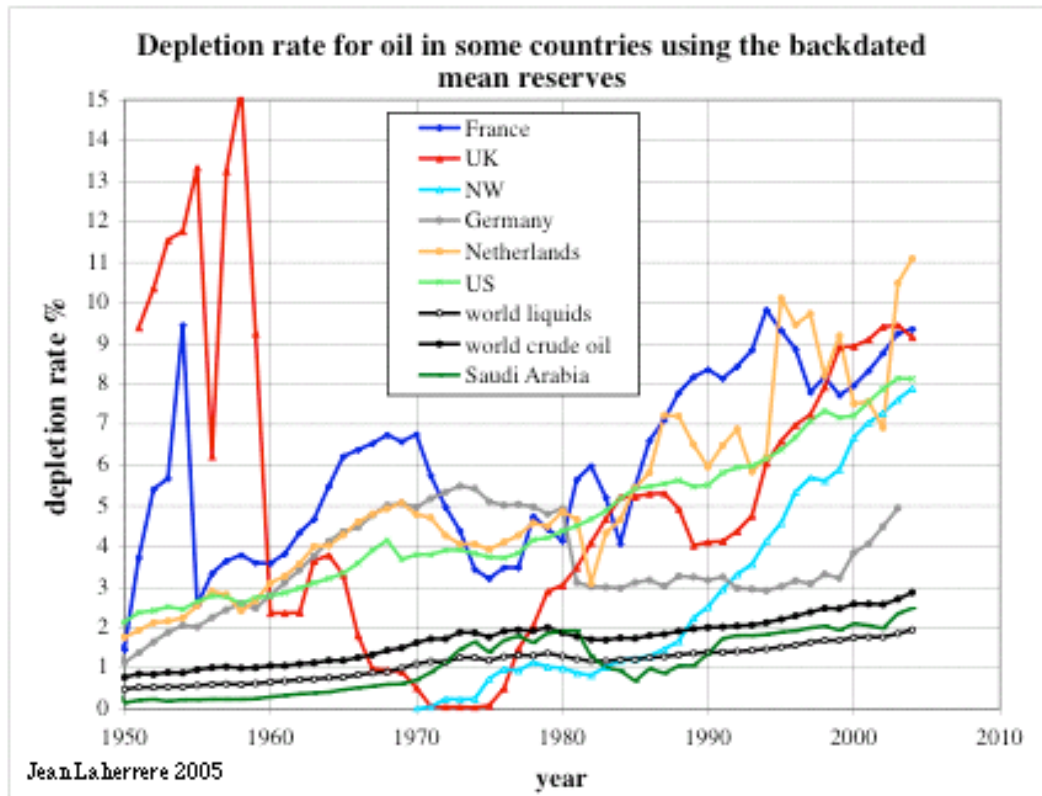
### Protocole de Rimini

Colin Campbell a proposé, il y a quelques années, un protocole appelé maintenant de Rimini qui demande aux pays de ne pas dépasser le taux de déplétion actuel (production annuelle divisée par les réserves restantes). Ce protocole suppose que la transparence régnera sur les données de réserves et de production, ce qui n'est pas le cas actuellement sauf en Angleterre et Norvège.

Mais ce taux de déplétion augmente (Norvège de 2 à 8 % de 1989 à 2004) et semble tendre vers une valeur autour de 10%.

On peut craindre que la bagarre, qui a eu lieu depuis 1985 entre les membres de l'OPEP sur les quotas et les réserves, ne se reproduise sur les taux de déplétion. On verra donc les pays tricher sur les réserves et les productions!

Figure 18: Taux de déplétion de quelques pays en utilisant les réserves «backdated mean»

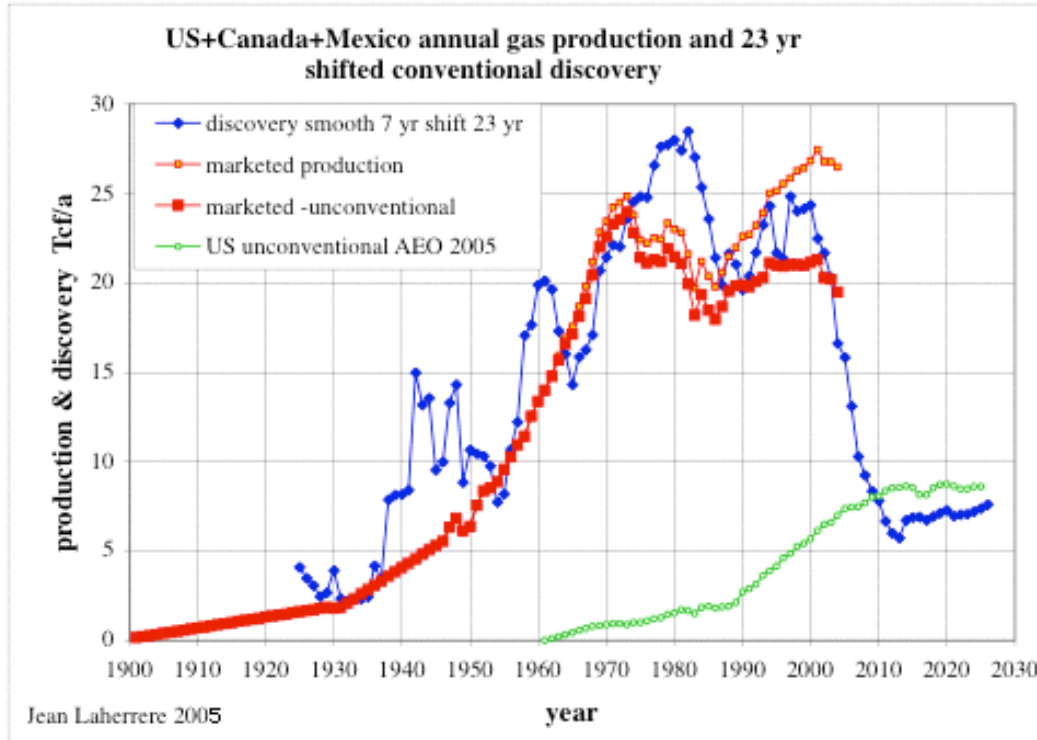


## Gaz

Le transport du gaz coûte de 5 à 10 fois plus cher que celui du pétrole. S'il n'y a qu'un seul marché mondial du pétrole, il y a trois marchés du gaz (Amérique du Nord, Europe et Asie Pacifique). L'Amérique du Nord consomme la production locale avec très peu pour le moment de gaz liquéfié, mais avec de plus en plus de gaz non-conventionnel aux US. La comparaison entre la production de gaz conventionnel et les découvertes conventionnelles décalées de 23 ans suggère une chute spectaculaire de la production, chute juste amorcée. Mais les prévisions de l'USDOE sur le gaz non conventionnel montre un plateau dès 2010 laissant peu d'espoir au déclin global. Seul le recours au gaz liquéfié permettra de satisfaire la demande qui a diminué aussi avec le doublement des prix.

### Marche Amérique du Nord

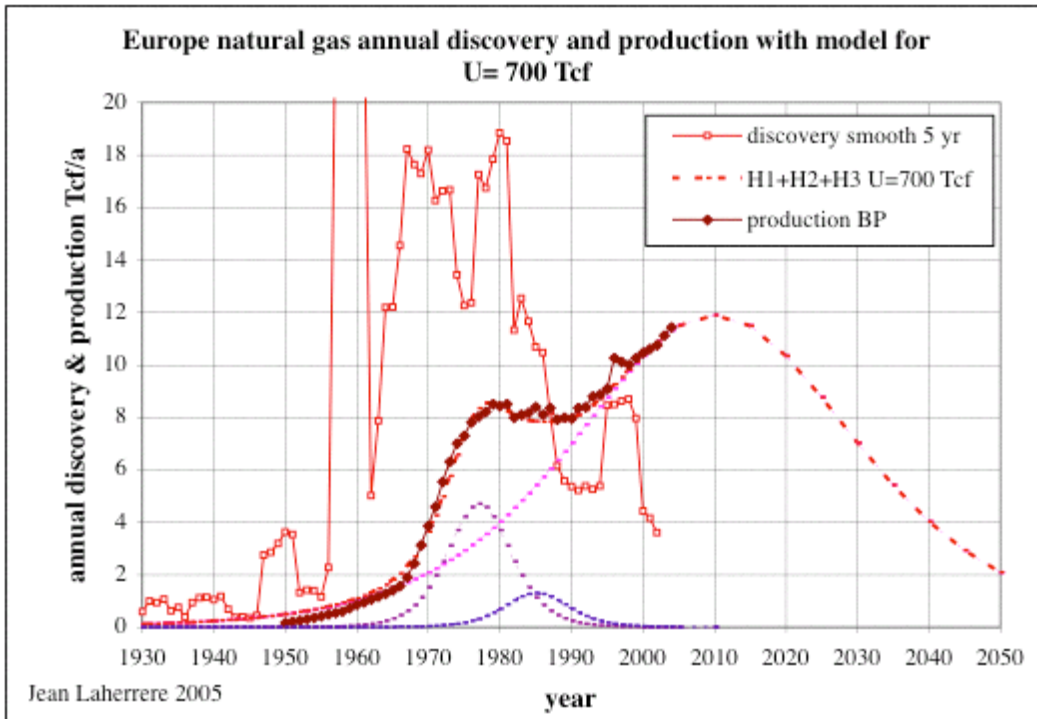
Figure 19: US+Canada+Mexique: production annuelle de gaz conventionnel comparée aux découvertes annuelles décalées de 23 ans



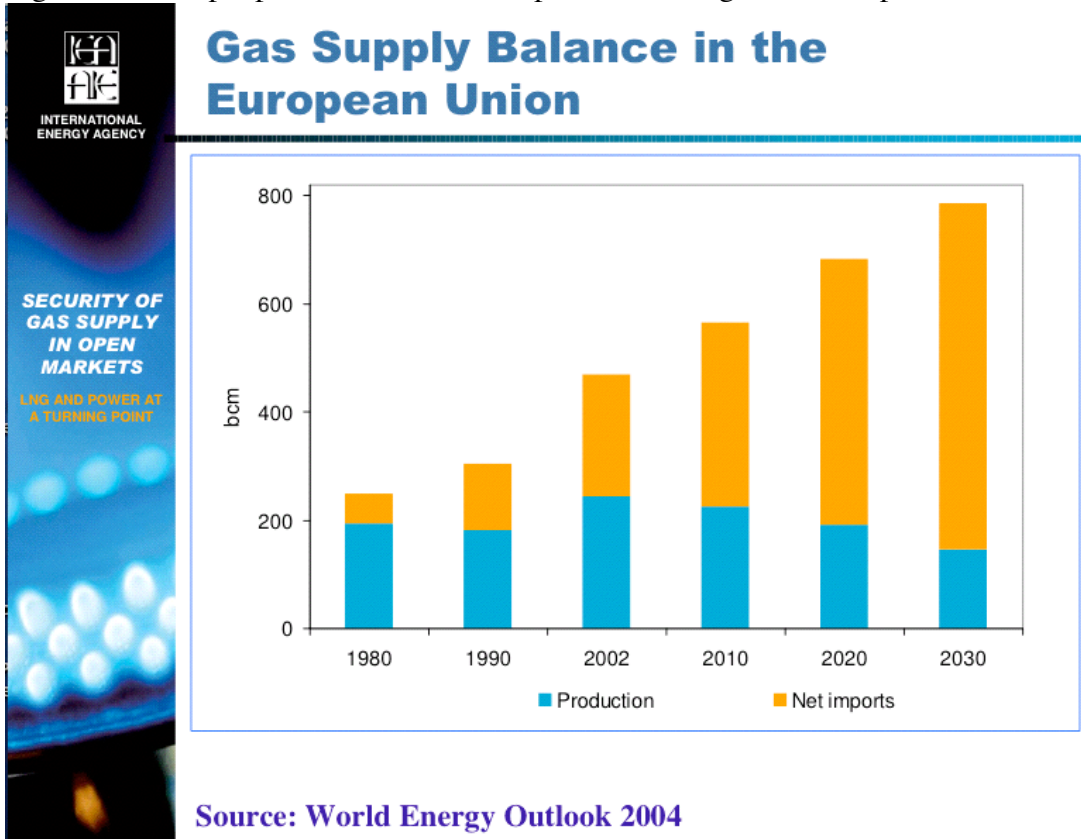
### Marché gaz Europe

La courbe d'écrémage donne un ultime de 700 Tcf qui suggère que l'Europe est très proche du pic de production.

Figure 20: Europe: production annuelle de gaz avec modèle pour un ultime de 700 Tcf



La production de gaz d'Europe déclinera dès 2010 comme le prévoit aussi l'AIE (Cornot 2004), mais d'où viendront les importations en 2030? Des gazoducs de l'ex-URSS et du gaz liquéfié?  
 Figure 21: Europe: prévisions AIE sur la production de gaz et les importations

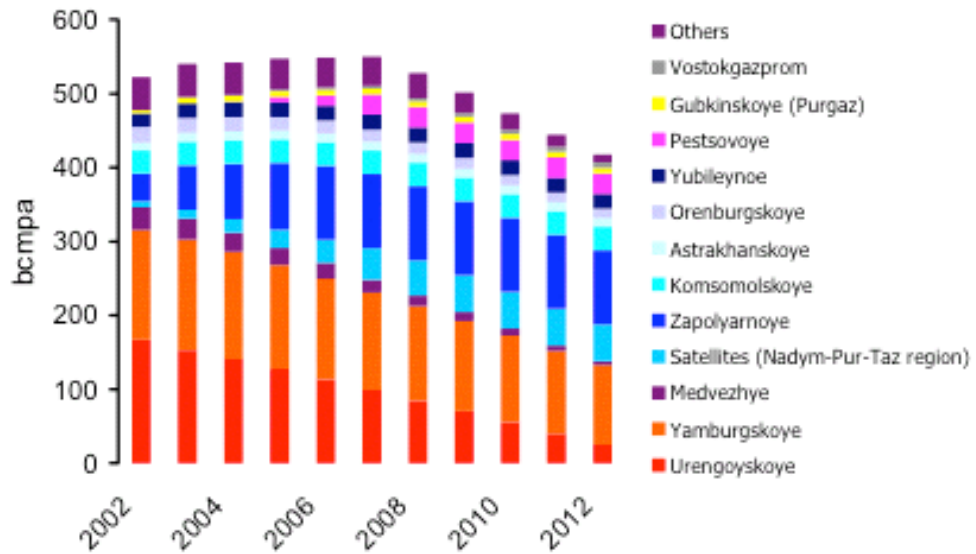


L'Europe compte trop sur les réserves de gaz russe. Khalimov (vice ministre du pétrole) a présenté la classification Russe en 1979, mais en 1993 il l'a qualifié de *grossièrement exagérée*; car les réserves sont calculées avec le rendement théorique maximum, elles représentent donc les réserves 3P (prouvé+probable+possible) et il faut les corriger de 30% pour obtenir les valeurs espérées (2P). Cedigaz (Chabrelié 2005) a déclaré que les réserves Gazprom déclarées à 28 T.m<sup>3</sup> ont été certifiées à seulement 18 T.m<sup>3</sup> par De Golyer.

Milov (2005) montre le déclin des grands champs de gaz. Urengoy, Yamburg et Medvezhye qui représentaient 87% de la production russe en 2002 (Goskomstat 2003)

Figure 22: Russie: déclin du gaz des champs de Gazprom (Milov 2005)

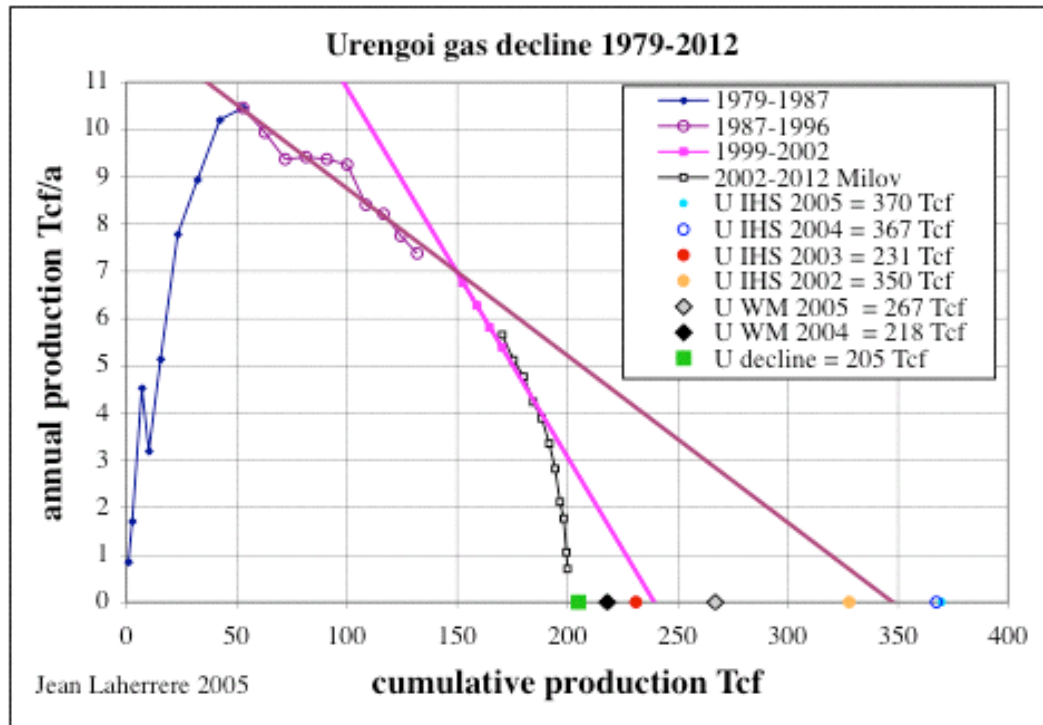
## Decline of production on the existing Gazprom gas fields



Source: Institute of Energy Policy

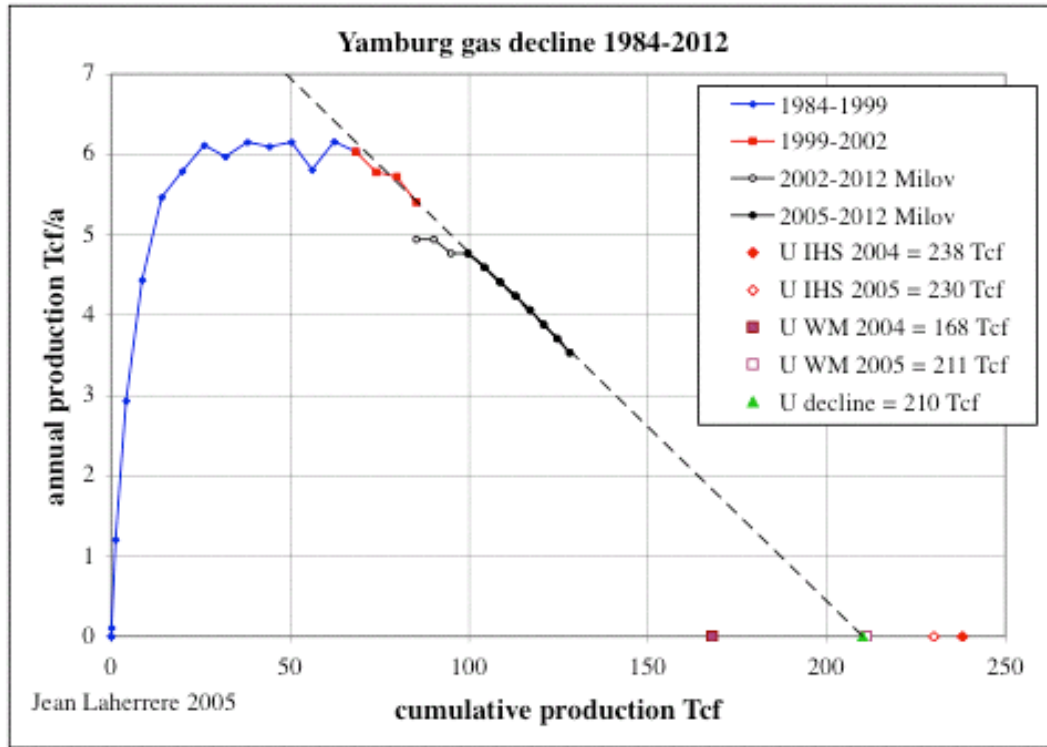
Le plus gros champ de gaz russe Urengoy a été pendant longtemps considéré (et encore maintenant par certains !) comme le plus grand champ du monde avec 350 Tcf (mais North Dome = North Field au Qatar plus South Pars en Iran est de l'ordre de 1500 Tcf). Mais le déclin prévu jusqu'en 2012 ramène ce chiffre à 205 Tcf alors que les estimations d'IHS sont chaotiques entre 230 et 370 Tcf et WM est passé de 218 à 267 Tcf. .

Figure 23: Russie: déclin de gaz de Urengoy

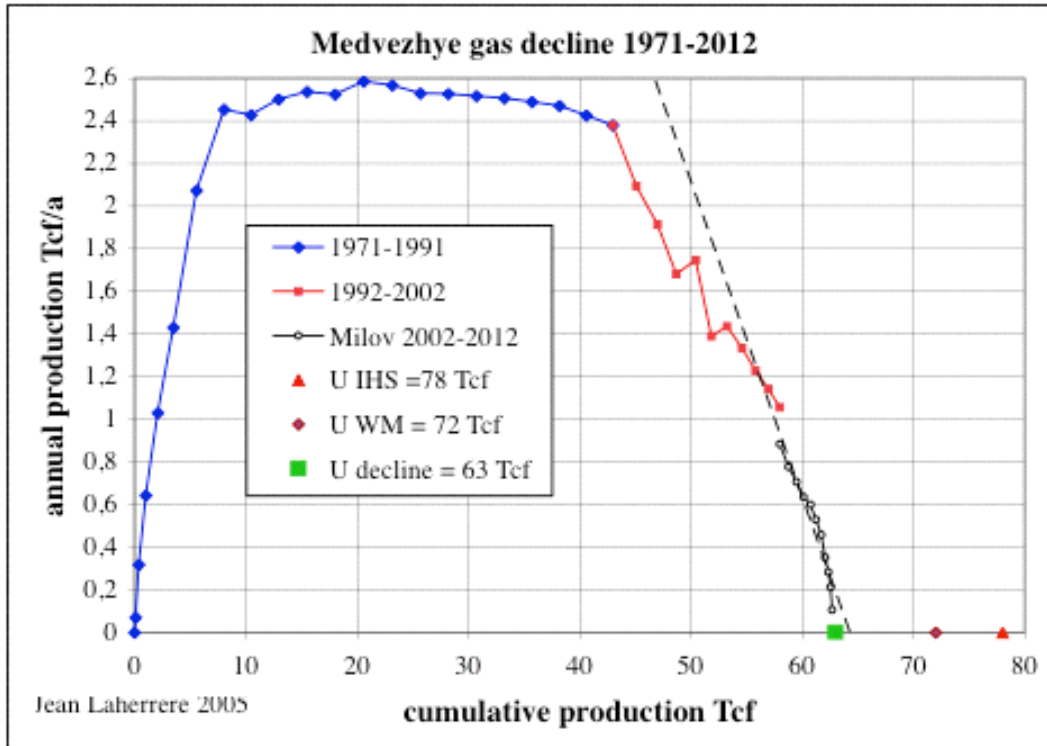




Yamburg est estimé à 238 Tcf par IHS et 211 Tcf par WM, le déclin suggère 210 Tcf  
 Figure 24: Russie: déclin de gaz de Yamburg

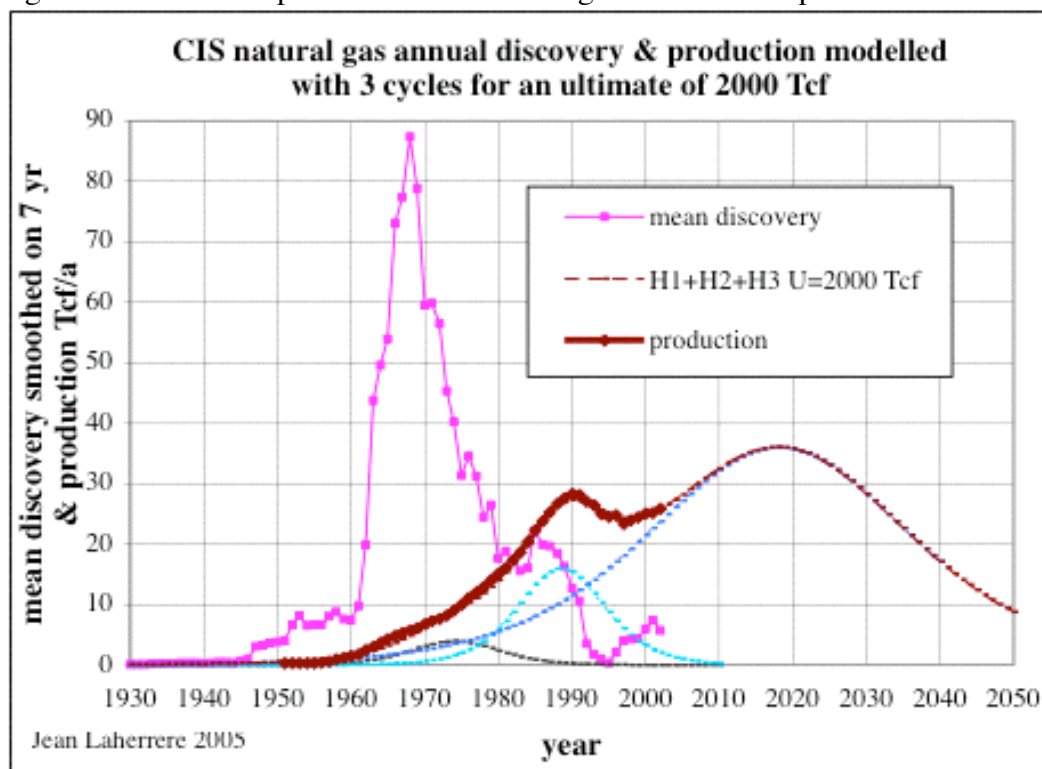


Medvezhye a un déclin prévu qui donne 63 Tcf alors qu'IHS estime 78 Tcf et WM 72 Tcf.  
 Figure 25: Russie: déclin de gaz de Medvezhye



La courbe d'écrémage pour l'ex-URSS après une correction à des valeurs 2P suggère un ultime de 2000 Tcf et un pic vers 2015-2020 à 37 Tcf/a. L'Europe (fig 17) aura besoin d'importer 500 G.m<sup>3</sup> pour 2020, contre 200 Tcf pour 2002, soit une augmentation de 300 G.m<sup>3</sup> ou 10 Tcf/a; ce qui représente tout juste l'augmentation de production de l'ex-URSS qui compte augmenter sa production domestique et exporter vers l'Asie. Ce sera donc difficile en 2020 et impossible après.

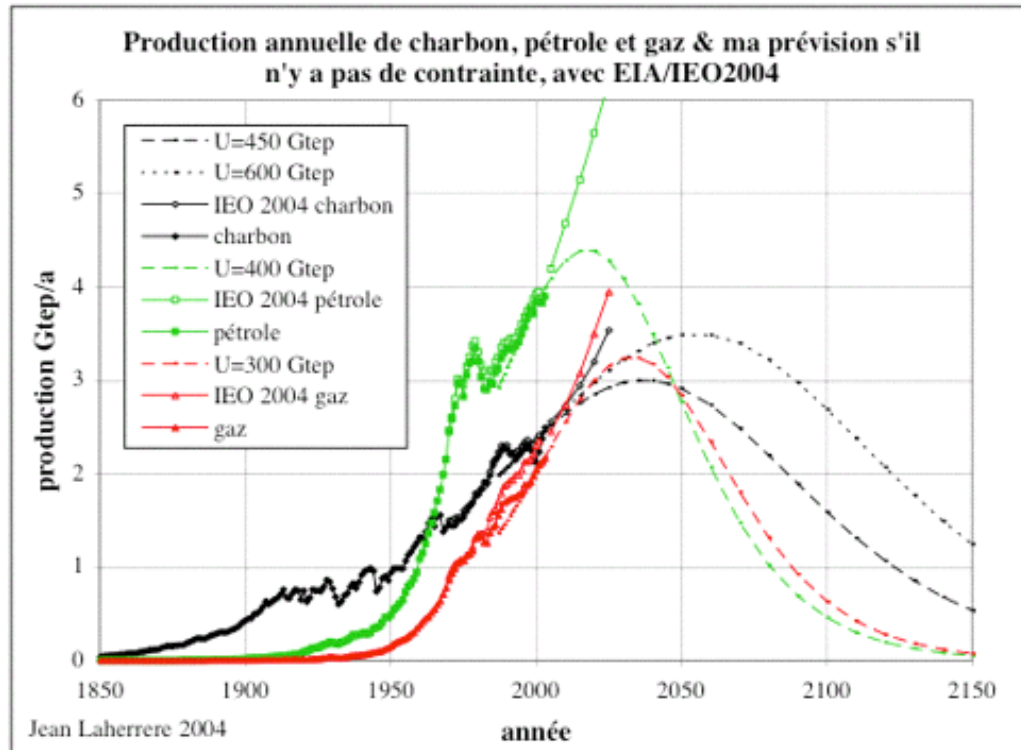
Figure 26: ex-URSS: production annuelle de gaz avec modèle pour un ultime de 2000 Tcf



### Prévisions pour l'ensemble des combustibles fossiles

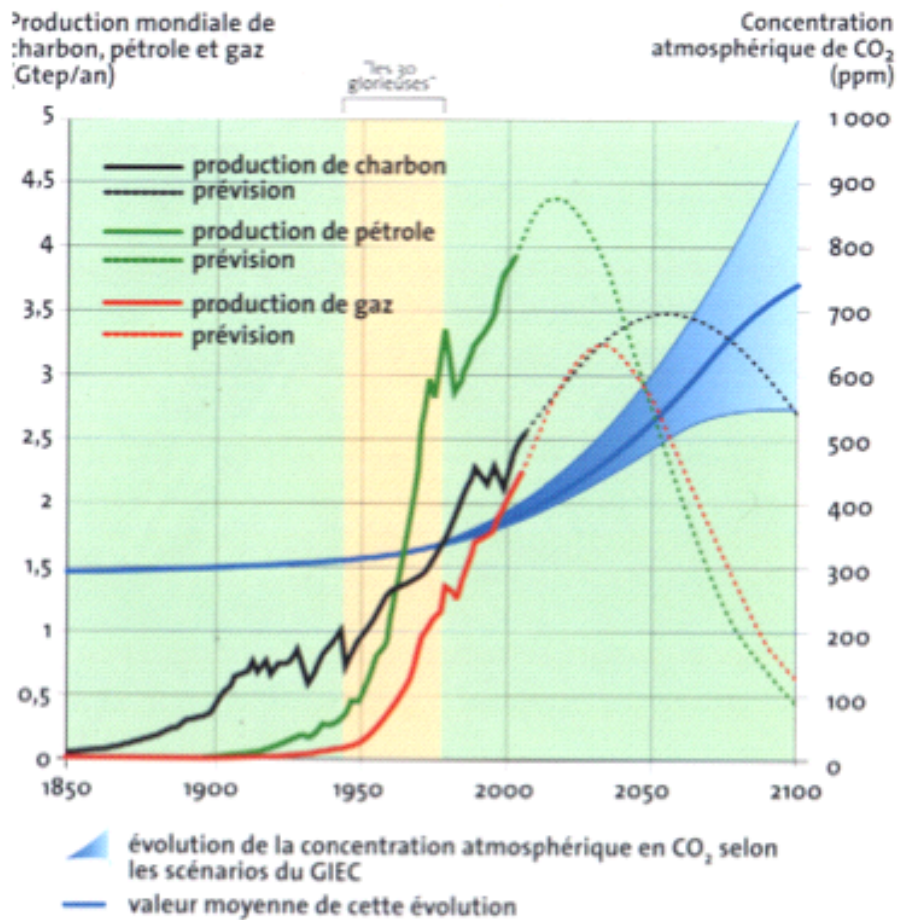
Les prévisions officielles (énergie, population) sont **des cibles politiques**, sans se préoccuper des réalités. L'estimation, d'après les données techniques, d'ultimes pour les combustibles fossiles est de 400 Gtep (3 Tb) pour le pétrole, 300 Gtep pour le gaz et entre 450 et 600 Gtep pour le charbon. A moins que la demande ne crée un choc anticipé, le pétrole déclinera après 2010, le gaz après 2030 et le charbon après 2050.

Figure 27: Production mondiale annuelle de charbon, pétrole et gaz 1850-2150



Mes prévisions des pics: pétrole 2015, gaz 2030 charbon 2050, sont confirmées par un graphique de J.Varet dans un document IFP-BRGM-ADEME 2005 «La capture et le stockage géologique du CO2»

Figure 28: Production mondiale annuelle de charbon, pétrole et gaz 1850-2100, document IFP-BRGM-ADEME montrant la courbe du CO2 d'après les scénarios du GIEC (sur des bases énergétiques très différentes et irréalistes: voir figure 39)

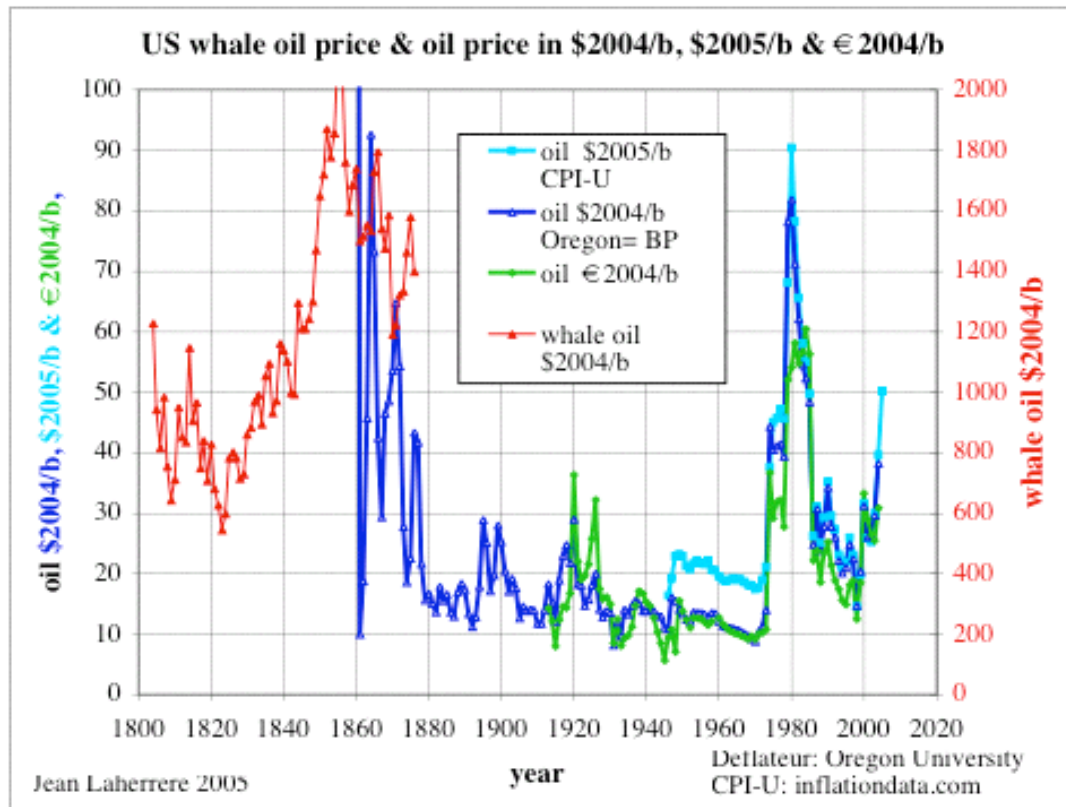


### Prix du brut

Il est intéressant de comparer le prix de l'huile de baleine aux EU avec celui du pétrole en dollar et euro d'aujourd'hui. Son prix a culminé en 1855 à 2000 \$/b (valeur 2004). En 1875 ce prix était 30 fois plus élevé que celui du pétrole.

On peut noter que le déclenchement de l'exploration et production pétrolière à un stade industriel est bien corrélé à la raréfaction des baleines qui a entraîné la montée du prix de leur huile. Les investisseurs qui ont financé le « Colonel » Drake en 1859 étaient donc fortement motivés économiquement. Ensuite par le double jeu de la baisse de la demande en raison des prix élevés et l'augmentation de la substitution, le prix de l'huile de baleine a décliné.

Figure 29: Prix l'huile de baleine et du pétrole en \$ et € d'aujourd'hui 1800-2004

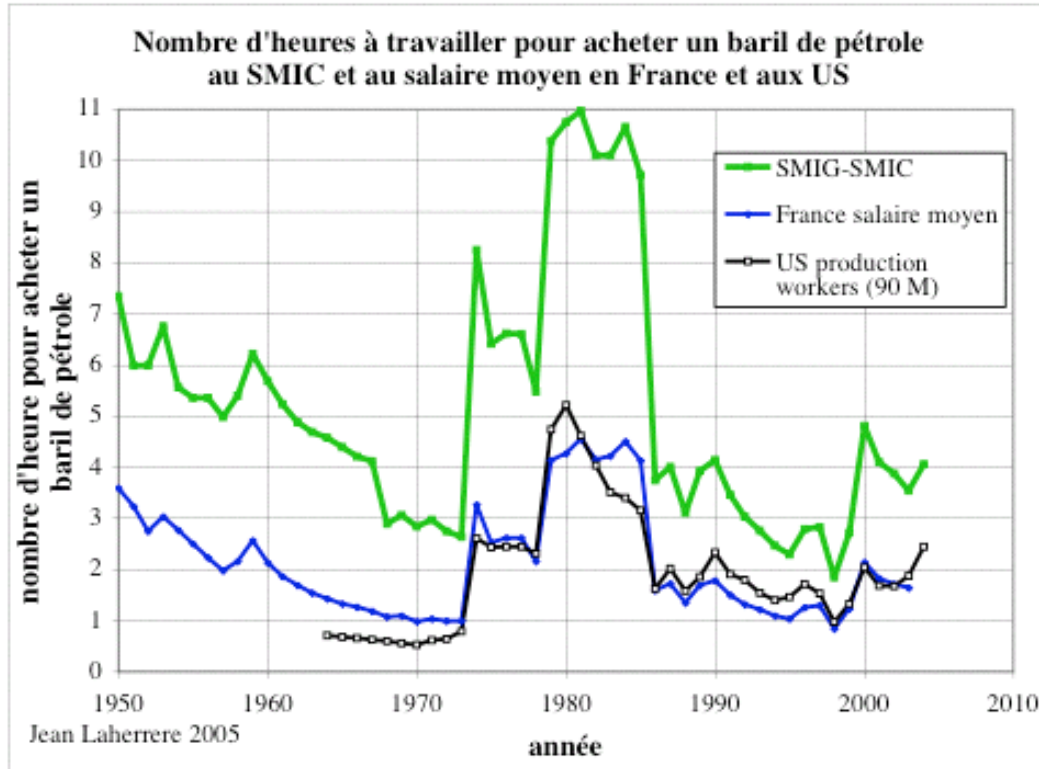


Le prix du pétrole varie suivant sa qualité, car chaque brut d'un champ est différent. Parmi les bruts les plus souvent cotés il y a le panier OPEP, l'Arabian light, le Dubai, le Brent, le WTI (West Texas Intermediate). Il est amusant de voir que ces trois derniers bruts vont bientôt disparaître avec la fin prochaine des champs!

Le prix du pétrole a varié avec les grandes découvertes et les grands événements politiques. En prenant en compte l'inflation, il arrive tout juste aux sommets atteints au début de son histoire ou en 1980! En fait, même s'il semble élevé aujourd'hui, c'est peu de chose par rapport à 1980 exprimé en heures de travail. En France, pour acheter un baril de brut, il fallait travailler au SMIC 7 heures en 1950, 3 heures en 1973, 11 heures en 1980, 2 heures en 1998 et que 4 heures en 2004 (40 \$/b) soit 2,5 fois moins qu'en 1980! Au salaire moyen horaire, il ne faut pas plus travailler en France qu'aux US mais les Français travaillent 1600 heures contre 2000 pour les Américains!

Le prix du baril doit être de 100\$/b pour travailler autant qu'en 1980

Figure 30: Nombre d'heures de travail pour acheter un baril de pétrole au SMIC ou au salaire moyen France et US

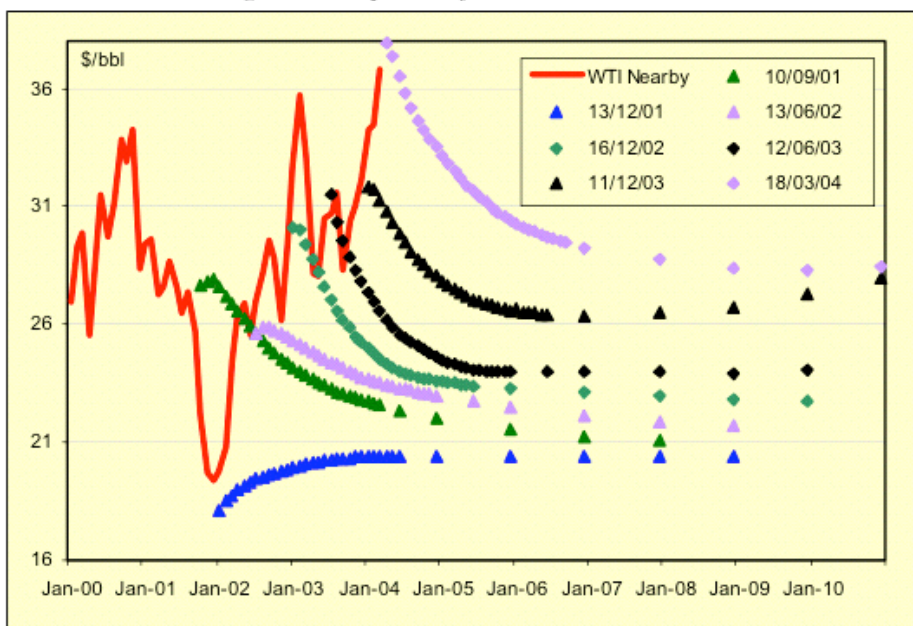


Je me refuse à faire des prévisions sur les prix car le comportement des consommateurs et des acheteurs est trop irrationnel.

Les prévisions du prix du pétrole sont toujours fausses.

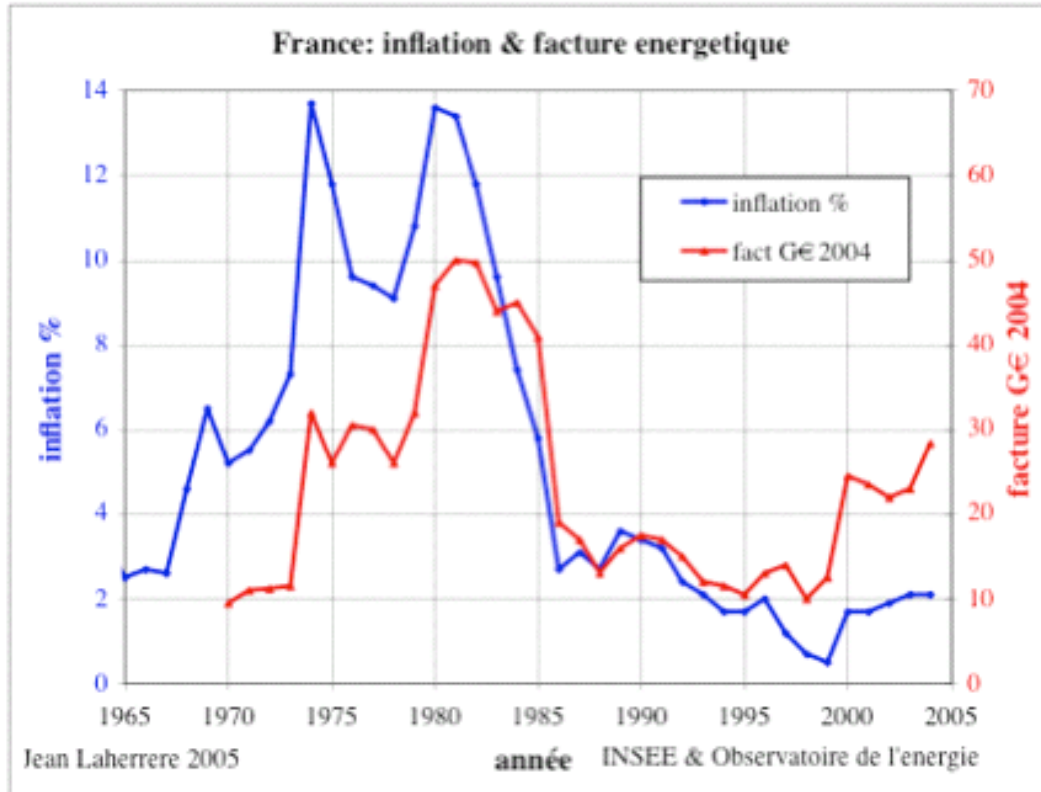
Figure 31: Prévisions du prix du pétrole 2000-2004 comparées à la réalité d'après CGES

Figure 1: Oil prices & forward curves 2000-04



Personne en 2000 n'a prédit les 50 \$/b atteint en octobre 2004 et les 70 \$/b atteint en août 2005. USDOE et AIE en 2004 prédisent 25 \$/b pour 2030! Bauquis (2004) souhaite un nouveau choc pétrolier avec 100 \$/b en 2020 pour permettre aux renouvelables et aux économies d'énergie de résoudre le déficit en énergie qui arrivera en 2050. Le grand changement est que l'OPEP dominée par l'Arabie Saoudite, qui avait stabilisé les prix après le contre-choc de 1985 avec son mécanisme autour de 25 \$/b, vient de s'apercevoir qu'un prix de 50\$/b ne fait pas baisser la demande, contrairement à ce qu'elle craignait, et 50 \$/b est la nouvelle cible. Mais l'AIE (WEO 2005) prévoit en 2030 un prix de 39 \$2004/b (67 \$/b courant). Matt Simmons a parié 5000 \$ avec un journaliste du NYT que le prix serait de 200 \$/b en 2010! Mais Lee Raymond patron d'Exxon-Mobil prévoit un prix probable de 35 \$/b en 2015 (WSJ 9 Nov. 2005)

On trouve une assez bonne corrélation entre la facture énergétique et l'inflation en France  
 Figure 32: France : corrélation entre facture énergétique et inflation



Il faut donc s'attendre à une augmentation de l'inflation

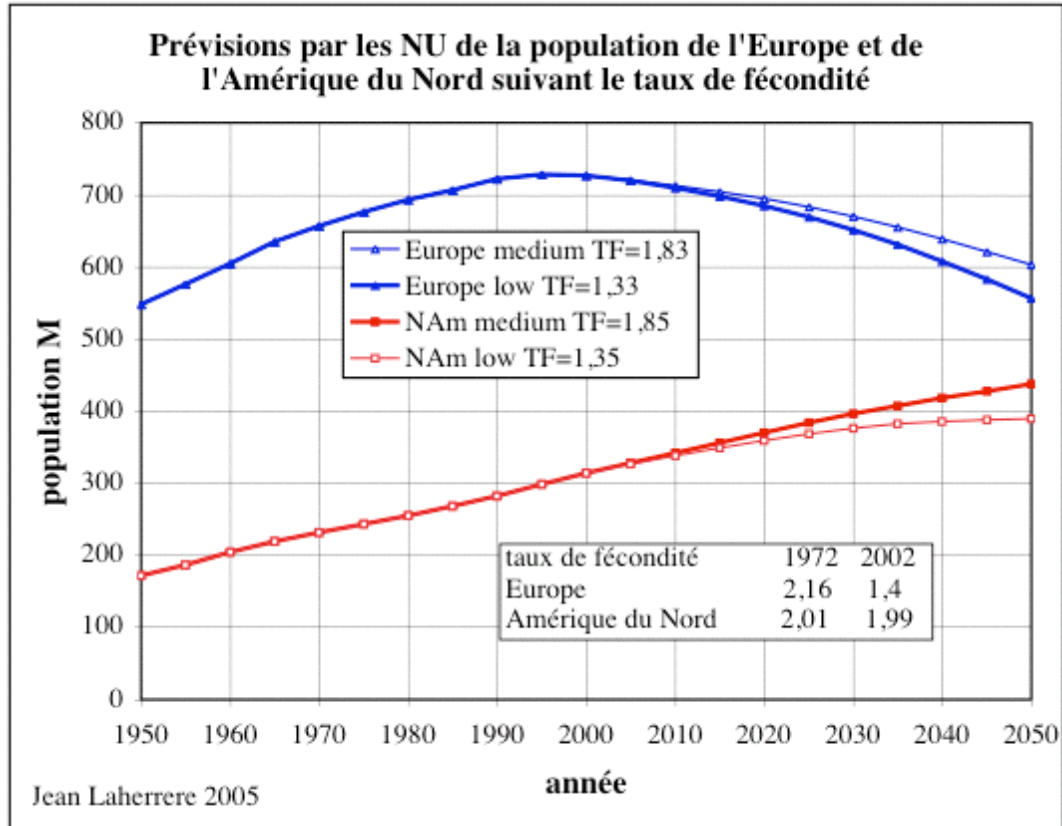
### Population

Il faut ramener la consommation globale d'énergie à celle par habitant.

L'Europe va perdre 100 millions d'habitants à l'horizon 2050 car son taux de fécondité est passé de 1950 à 2000 de 2,2 à 1,4, alors que l'Amérique du Nord va en gagner 100 million car son taux de fécondité n'a pratiquement pas bougé: il y a deux mondes avec deux futurs!

Figure 33: Prévisions UN 2004 de la population en Europe et Amérique du Nord 1950-2050



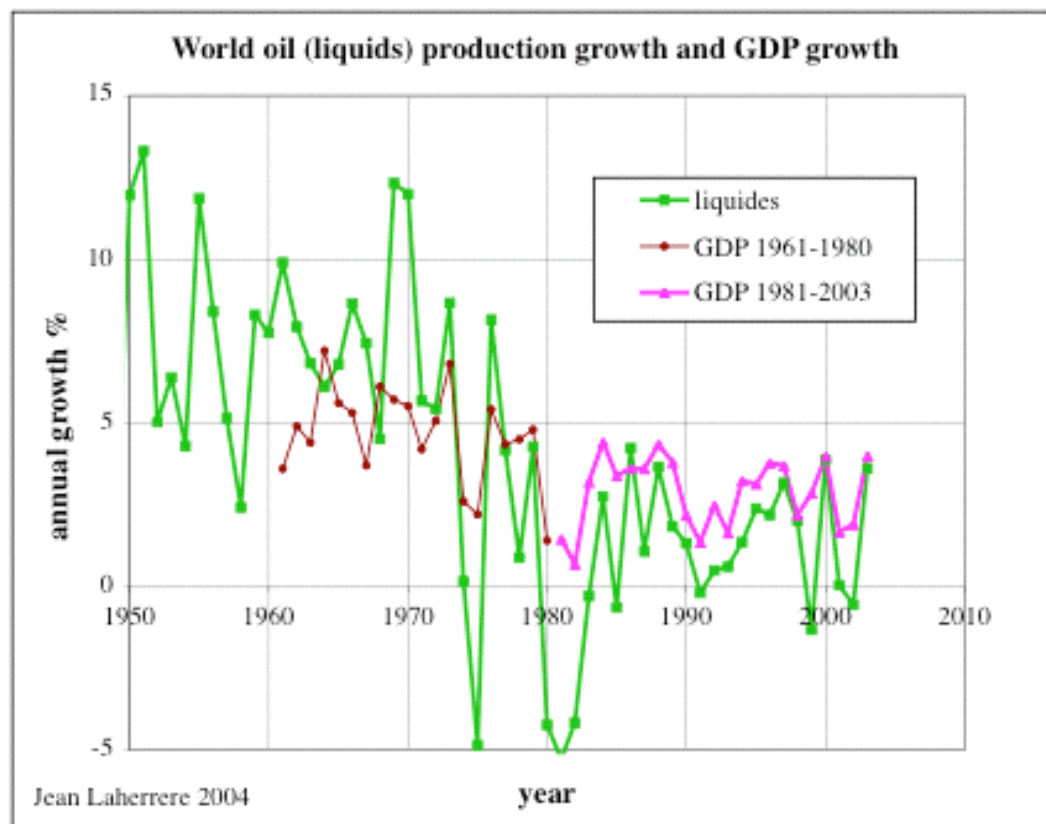


La population mondiale va culminer vers 2050 autour de 8 milliards

### **Intensité énergétique, coût de l'énergie, PIB et consommation de pétrole**

Le PIB, qui est pris à tort comme référence de la prospérité d'un pays, alors qu'il ne représente que ses dépenses, varie pour le monde depuis 50 ans comme la production du pétrole, puisque sa croissance suit une courbe similaire. En raison de la décroissance progressive du dynamisme économique mondial à laquelle s'ajoute le pic démographique mondial probable vers 2050, il faut s'attendre à un pic du PIB un peu après 2050.

Figure 34: croissance mondiale 1950-2003 du PIB et de la demande en liquides:



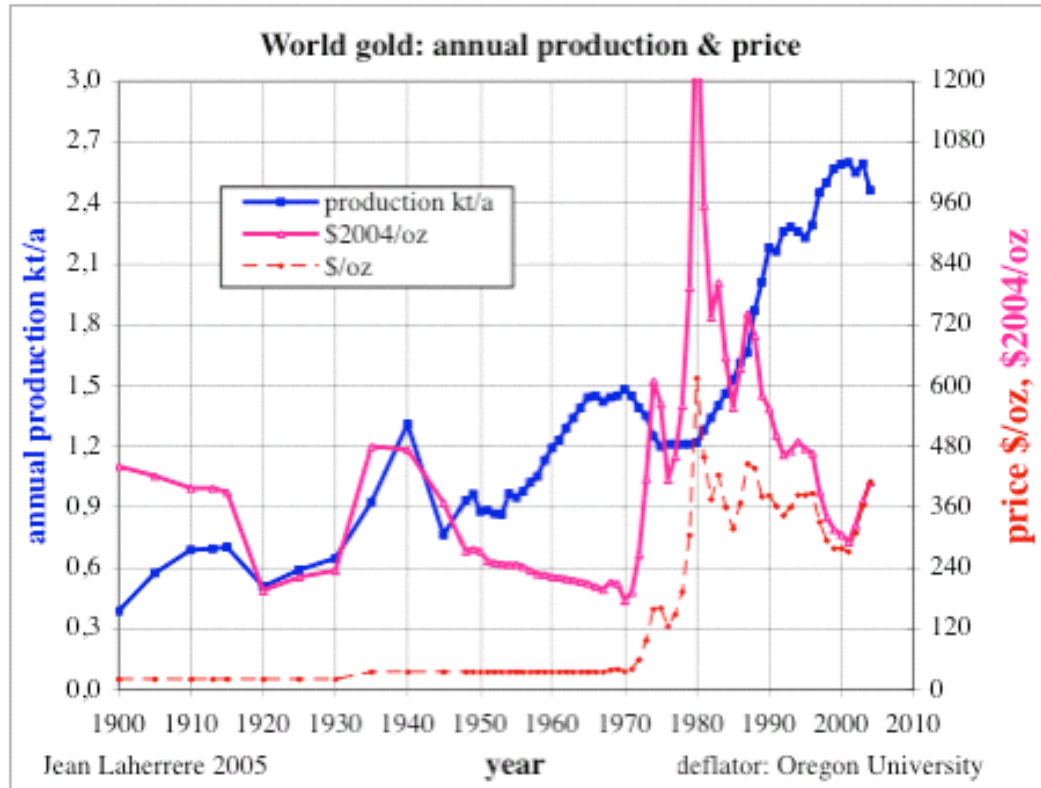
L'intensité énergétique, qui est le rapport de la consommation de pétrole par le PIB, est polluée par la manipulation du PIB (facteur hédoniste aux Etats-Unis, statistiques fausses en Chine) et doit être regardée avec circonspection!

Depuis 40 ans **le coût de l'énergie dans le PIB mondial est de l'ordre de 5%, alors que sa contribution dans la productivité des facteurs représente 50%** (autres contributeurs: «capital» 35% et «travail» 15%). Il faut désormais nous résoudre à payer l'énergie à son juste coût, à savoir le prix des énergies non fossiles.

### **Or: pic de production?**

Le pétrole est souvent appelé l'or noir et il y a une corrélation entre le prix de l'or et du pétrole. Il semble que la production d'or dans le monde a atteint un pic, mais ce n'est pas le premier. Il peut être causé comme en 1970 par l'augmentation du prix! Au contraire du pic de 1940!

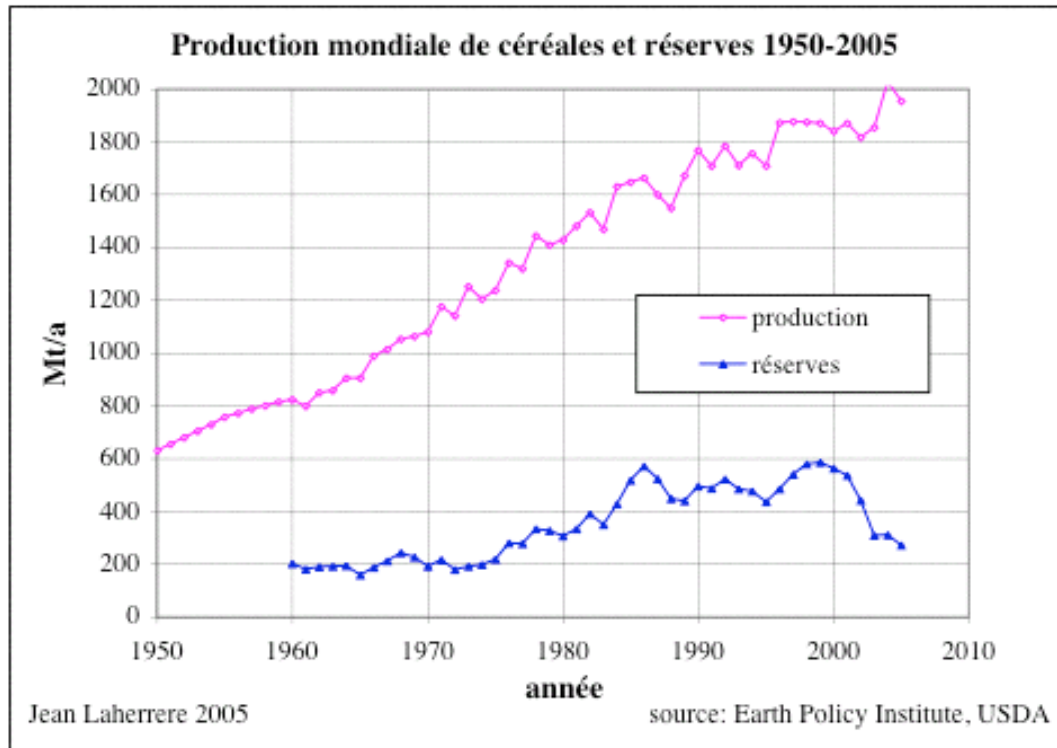
Figure 35: Or mondial: Production annuelle et prix



### Hydrocarbures et agriculture

L'agriculture est devenue une façon de transformer les hydrocarbures en nourriture, car les engrais, les pesticides et l'irrigation consomment du pétrole et du gaz. Or la production mondiale de céréales semble plafonner depuis 1996 (limite des surfaces cultivables, de la productivité et de l'irrigation) et les réserves baissent nettement depuis 2000.

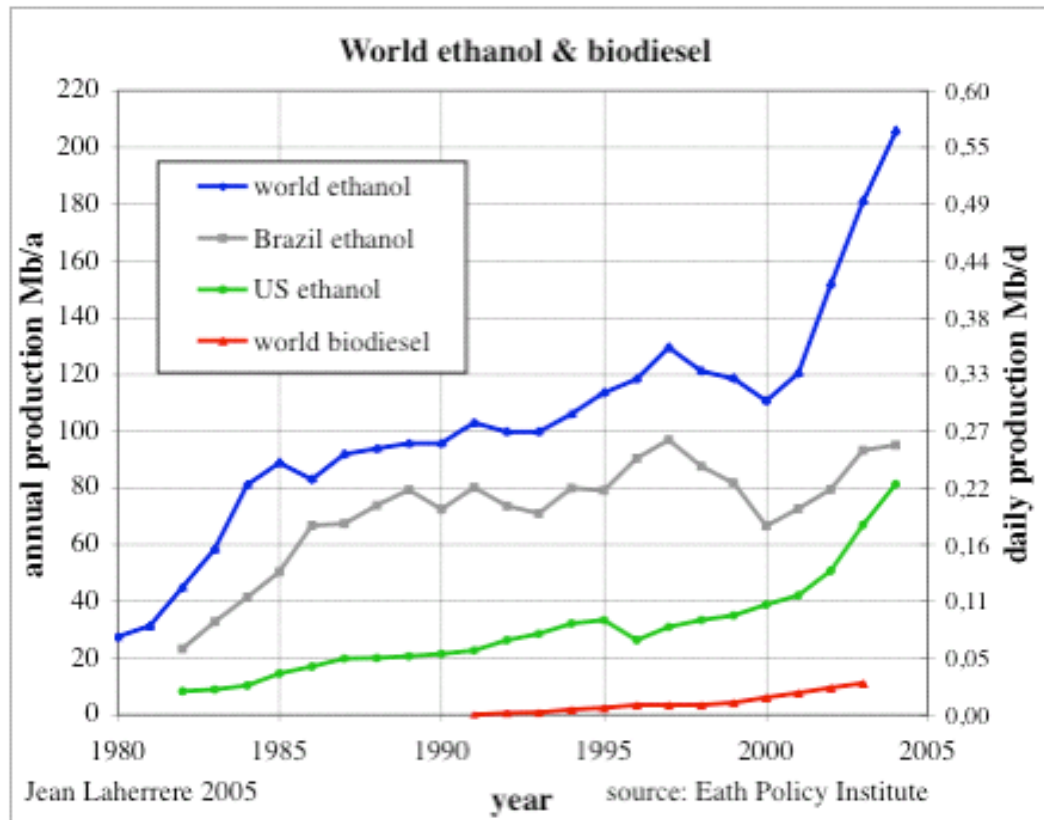
Figure 36: production mondiale de céréales et stocks



Il semble donc évident que l'agriculture ne pourra pas dans le futur nourrir le monde et remplir les réservoirs des voitures en biocarburant

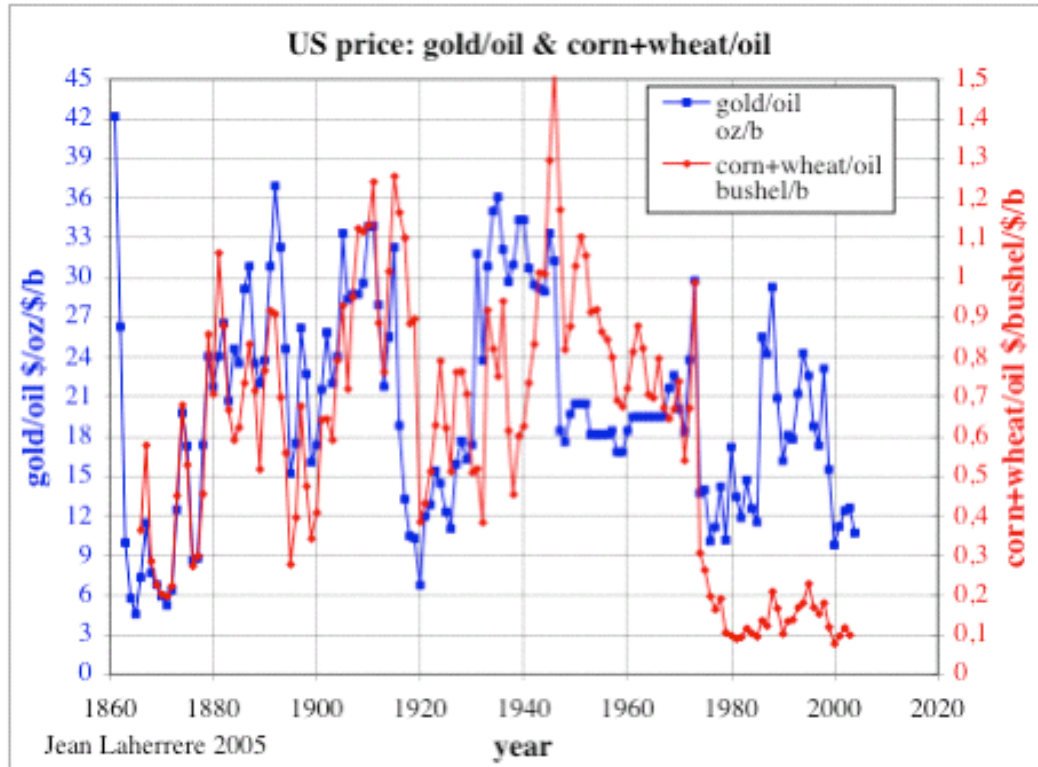
Le volume mondial de biocarburants atteint près de 0,6 Mb/d en 2004, mais est moins de 1% de la production de pétrole tous liquides à 83 Mb/d

Figure 37: production mondiale de biocarburants



Depuis 1860 le prix du blé et du maïs (\$/bushel) qui variait entre 0,4 et 1,2 fois(1 à 3) le prix du baril a brutalement décroché lors du choc pétrolier de 1973 et n'est plus depuis 1980 que 0,15 fois le prix du baril, alors que le prix de l'or (\$/oz) a varié aussi dans un rapport de 1 à 3 (10 et 30 fois) par rapport au prix du baril.

Figure 38: Rapports du prix du blé et maïs aux US et du prix du pétrole, du prix de l'or et du prix du pétrole



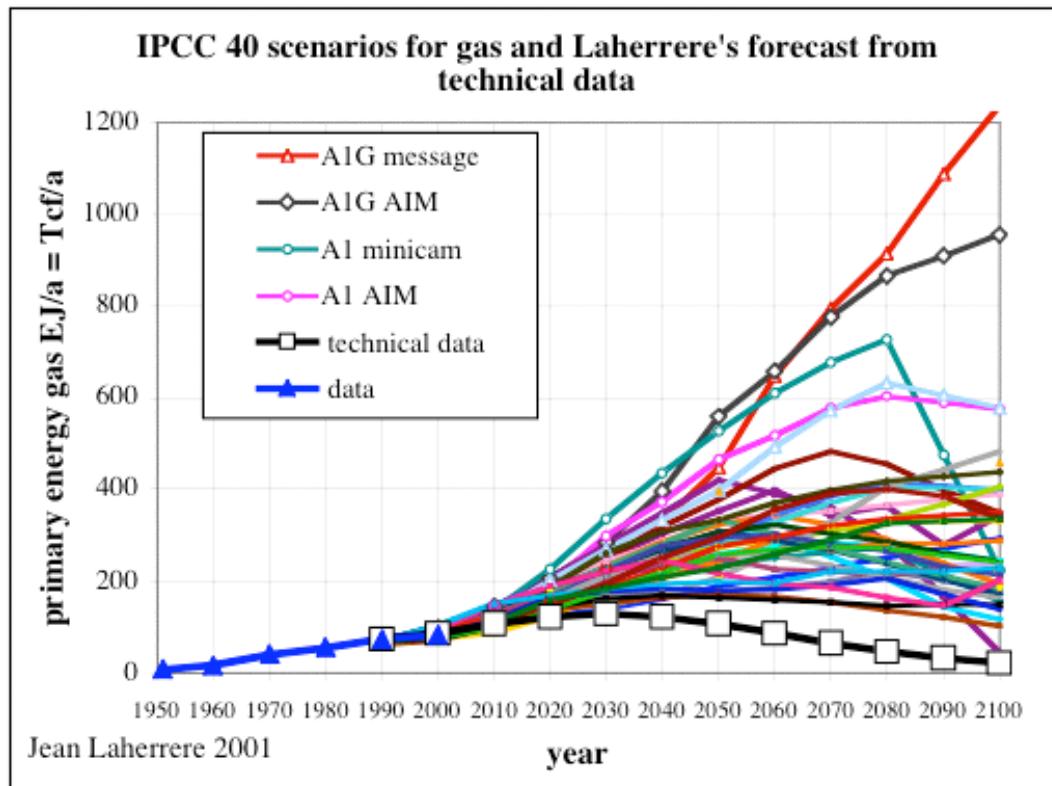
Le prix des céréales est sous évalué par rapport à celui du pétrole! Les subventions faussent le jeu!

### Scénarios énergétiques du GIEC

Les 40 scénarios énergétiques (rédigés par IIASA) utilisés par le rapport GIEC 2001 (TAR) sur le changement climatique sont académiques et irréalistes quand on compare leurs hypothèses aux données techniques. Les conclusions sont donc aussi discutables que les hypothèses! Le plus consternant est que le rapport 2007 (AR4) va utiliser les mêmes scénarios! A qui donc profite ce «catastrophisme»? Aux scientifiques désireux de conserver leurs budgets?

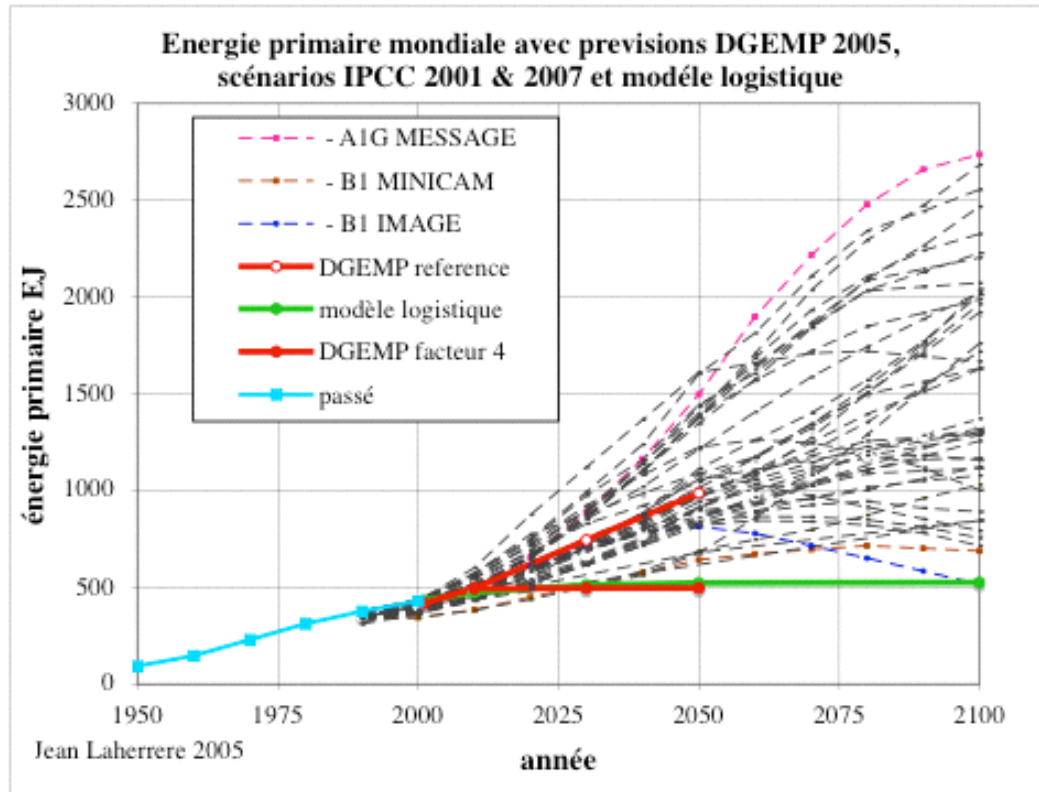
Mais personne dans les sphères officielles (ou dans les “peer reviews” car il n’y a manifestement pas de “peer” en matière de prévisions pétrolières, gazières, ou charbonnières dans ces revues) n’a jamais osé critiquer ces scénarios énergétiques et ceux qui oseraient seraient aussitôt exclus ! Le résultat en 2007 sera donc sans aucune valeur, car comme disent les Américains “*garbage in, garbage out!*” (GIGO). Par exemple, la fourchette des scénarios SRES pour le gaz semble couvrir tous les futurs vraisemblablement possibles, alors que pourtant, malheureusement, les prévisions techniques sont en dehors de cette fourchette, comme c’est aussi le cas pour le pétrole et le charbon. Le graphique suivant a été présenté à l’atelier international sur l’énergie de l’IIASA en 2001 avec beaucoup d’autres, mais ils ont été “oubliés”!

Figure 39: scénarios IIASA du rapport GIEC (IPCC) pour la consommation de gaz comparés à la prévision à partir des données techniques



Même les estimations les plus optimistes (Salvador 2005) des ultimes pour le gaz satisferaient à peine au scénario le plus bas  
 IIASA croit que les ressources de gaz n'ont pas de limite (production multipliée par plus de 10 en 2100) grâce aux hydrates de méthane. C'est du rêve, car les experts (Soloviev, Milkov) reconnaissent maintenant que la production de ces hydrates hétérogènes et dispersés est très improbable!

Les scénarios pour l'énergie primaire montrent une fourchette supérieure à la prévision DGEMP *facteur 4* qui est très proche de mon modèle logistique, bien calibré par le passé de 1900 à 2000. La prévision DGEMP *référence* est par contre au milieu des scénarios SRES.  
 Figure 40: scénarios IIASA du rapport GIEC (IPCC) pour l'énergie primaire comparés aux prévisions DGEMP



## Conclusions

Tout ce qui monte doit descendre.

Une croissance constante est impossible dans un monde fini.

Il n'y a pas de consensus sur les définitions.

Publier des données est un acte politique et dépend de l'image que l'on veut présenter.

Les données sont très douteuses ou absentes, notamment pour l'OPEP qui détient 80% des réserves.

Les données publiques sont politiques et divergentes avec les données techniques qui sont confidentielles.

Les réserves techniques sont incertaines vue la complexité géologique et confidentielles vue la compétition.

L'augmentation des prix du pétrole n'augmentera pas les réserves conventionnelles ou les découvertes.

Mythe des schistes bitumineux et des hydrates, c'est le bilan énergétique qui importe et non le prix.

La technologie ne peut changer la géologie des réservoirs.

La production imite la découverte avec un certain retard (5 à 50 ans), mais est contrainte par la demande.

Les découvertes de pétrole des Etats-Unis ont culminé dans les années 30 et la production a culminé en 1970.

Les découvertes mondiales de pétrole ont culminé dans les années 60 et la production culminera la prochaine décennie ou plus tôt si la demande chute (dépression ou prix élevé).

Les prévisions sur la demande d'énergie ne reflètent que le désir politique d'une croissance constante.



Une bonne prévision de la demande ne peut pas ignorer les contraintes sur l'offre.  
 Le pic du pétrole peut être un plateau ondulé si l'économie mondiale entre en crise, ce qui est probable.  
 La production mondiale de gaz culminera après celle de pétrole, mais la pénurie locale de gaz a déjà commencé en Amérique du Nord et en Europe, avant la pénurie de pétrole.  
 Les combustibles fossiles culmineront vers 2030.  
 Aucune source d'énergie ne doit être éliminée. On aura besoin de toutes les diverses formes (Wingert 2005).  
 Les scénarios de consommations de combustibles fossiles du 3e rapport GIEC 2001 sont irréalistes, leurs conclusions excessives, et le 4e rapport de 2007 a décidé de garder les mêmes. C'est consternant!  
 Il n'y a pas d'alternative aux liquides pour le transport sauf le pétrole synthétique.  
 L'agriculture a atteint ses limites: elle ne pourra pas nourrir plus d'habitants et fournir suffisamment de biocarburants.  
 Le coût de l'énergie ne représente que 5% du PIB alors que sa contribution à la productivité globale des facteurs représente ~ 50%. Des prix plus élevés sont donc possibles et supportables.  
 Des prix plus élevés rendront compétitives les énergies non fossiles.  
 Toutes les subventions, quelles qu'elles soient, sont source de distorsion et devraient être supprimées.  
 Un changement de comportement des consommateurs est nécessaire pour économiser l'énergie et satisfaire les besoins futurs en énergie. Il ne le fera que par nécessité si le prix de l'énergie augmente. Il faut donc taxer l'énergie proportionnellement à son prix au nom de l'externalité «sécurité d'approvisionnement»!  
 La croissance de la consommation ne peut continuer indéfiniment dans un monde fini où la population va culminer. Le "Toujours plus" des Français doit être abandonné, car la population active plafonne en 2006.  
 Il faut que cela aille vite car ce que nous ne faisons pas nous-mêmes, la Nature nous l'imposera et ce sera beaucoup plus douloureux et au seul des avantages des pays producteurs (alors que les taxes, elles au moins, restent dans le pays consommateur et peuvent être recyclées).  
 Autrement dit, baisser les taxes quand le prix augmente est la plus mauvaise solution.  
 Seul un prix élevé de l'énergie (aligné sur son vrai coût et incluant les risques extérieurs associés) peut amener les changements nécessaires pour inciter le consommateur à économiser et ne plus chercher à toujours consommer plus, se posant la question de ce qu'il va laisser à ses petits-enfants.  
 Saint Exupéry a écrit: "nous n'héritons pas la terre de nos parents, nous l'empruntons à nos enfants".

### **Références:**

- AIE «Resources to Reserves -- Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future» 130 pages, ISBN 2-64-10947-1 (2005)
- Bauquis P-R, 2004 "Quelles énergies pour les transports au XXIe siècle?" Les cahiers de l'économie n°55, Oct. série Analyses et Synthèses Ecole du pétrole et des moteurs, IFP
- Brinded M. 2003 «Gas: the bridge to a sustainable future» 12th European gas conference Oslo 15-16 May
- Hubbert M.K 1956 "Nuclear energy and fossil fuels" Am. Petrol. Inst. Drilling & Production Practice, Proc. Spring Meeting San Antonio Texas p7-25.

- Laherrère J.H. 2001 "Estimates of Oil Reserves " IIASA International Energy Workshop June 19-21 2001 Laxenburg <http://www.iiasa.ac.at/Research/ECS/IEW2001/pdffiles/Papers/Laherrere-long.pdf>
- Laherrère J.H. 2005 "Prévisions de production des combustibles fossiles et conséquences sur l'économie et le climat" Séminaire METATM, 02/02/2005, Paris  
[www.hubbartpeak.com/laherrere/METATM.pdf](http://www.hubbartpeak.com/laherrere/METATM.pdf)
- Milov V. 2005 "Russian energy sector and it's international implication" Tokyo March 30
- Salvador A. 2005 "Energy: a historical perspective and 21<sup>st</sup> century forecast" AAPG Studies in geology #54
- Wingert JL 2005 "La vie après le pétrole - De la pénurie aux énergies nouvelles" préface J. Laherrère Editions Autrement
- Zittel W. & J. Schlinder «The imminent Peak of oil production » Berlin 7 Nov. 2003