

**Séminaire d'analyse économique du Ministère de l'Équipement, des Transports,
de l'Aménagement du Territoire, du Tourisme et de la Mer**
2 février 2005

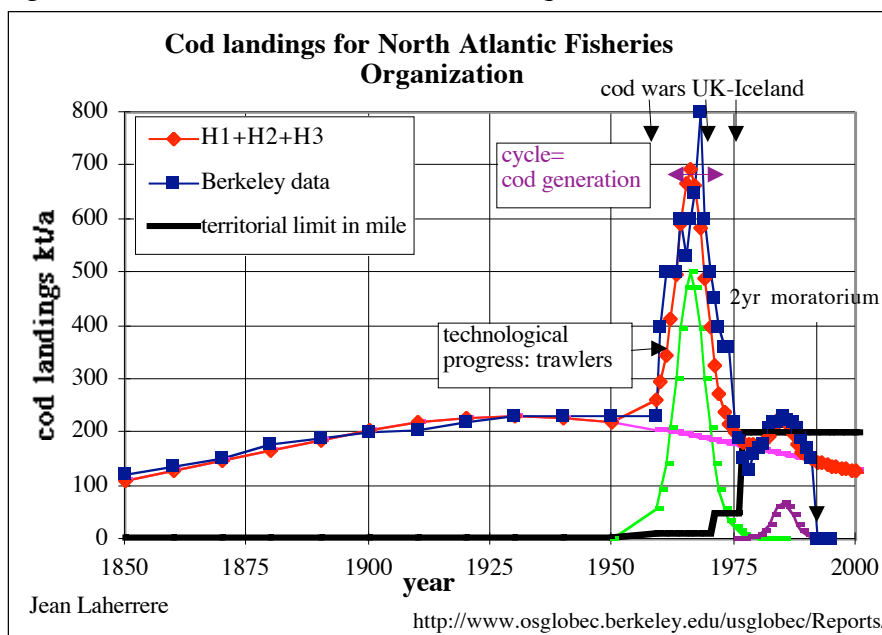
**Prévisions de production des combustibles fossiles
et conséquences sur l'économie et le climat**

Jean Laherrère jean.laherrere@wanadoo.fr
ASPO (Association for the Study of Peak Oil and gas)

Un bon nombre des graphiques suivants sont tirés de mes présentations :
“Present and future energy problems” HEC MBA Jouy-en-Josas seminar on “Sustainable development” 8/9 September 2004 <http://www.hubbertpeak.com/laherrere/HEC-long.pdf>
«Natural gas future supply» IIASA-IEW Paris IEA June 22-24 2004
<http://www.hubbertpeak.com/laherrere/IIASA2004.pdf>
Certains ont été actualisés

-Faits de base

- tout ce qui monte redescend
 - tout ce qui naît, grandit, culmine, décline et meurt
 - une croissance constante n'a pas d'avenir dans un monde fini
 - un graphique vaut mille mots
 - il est facile de modéliser un événement naturel avec une série de cycles symétriques (en particulier courbe d'Hubbert = dérivée de la fonction logistique), mais de longueur différente
- Figure 1: Prises de morue en Nord Atlantique

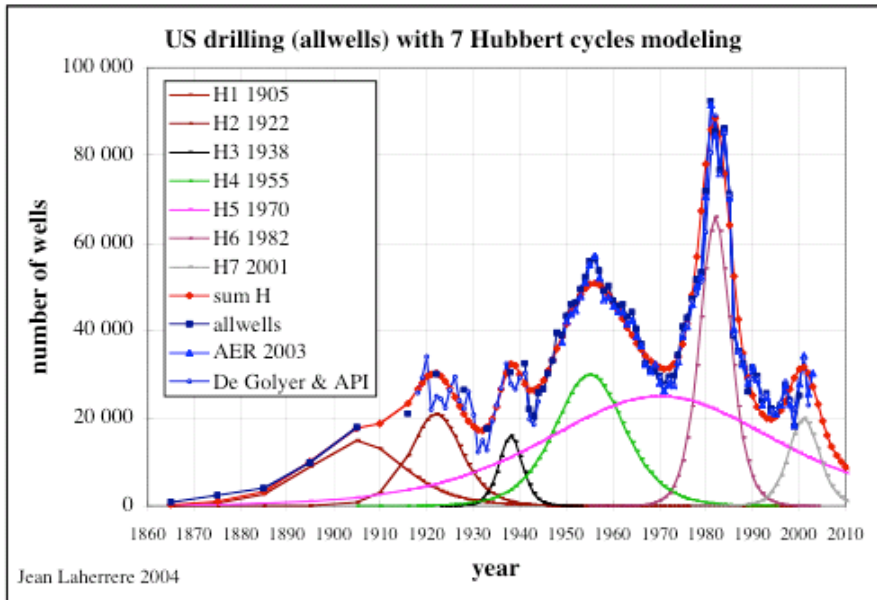


La technologie et une mauvaise estimation des ressources, ainsi que la pression politique, ont tué la morue au Canada.

Mais la leçon est complètement oubliée et l'on répète les mêmes erreurs pour la pêche en Europe

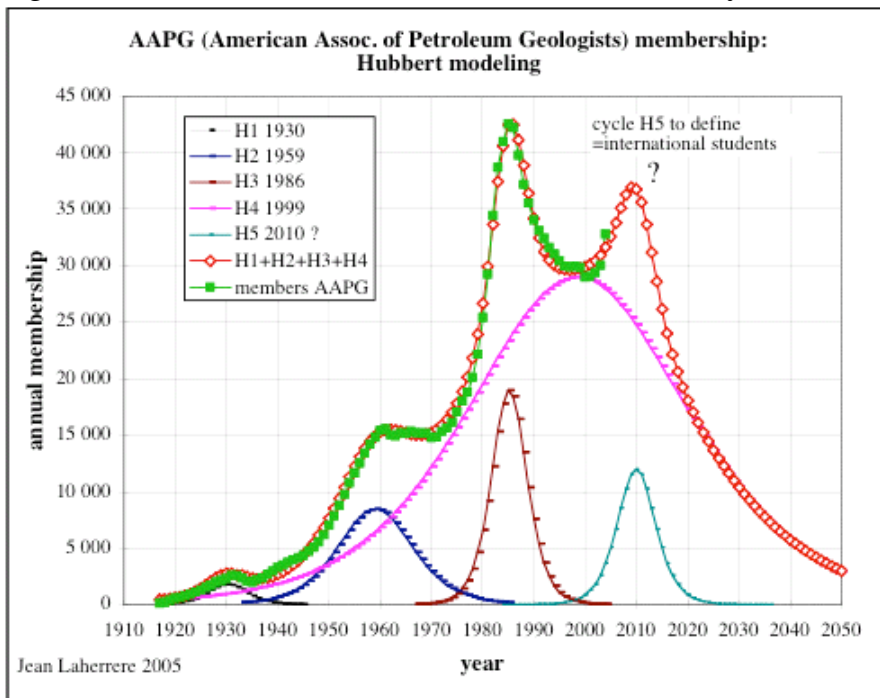
Le nombre total de forages aux US se modélise bien avec 7 cycles

Figure 2: Nombre de forages aux US modélisé avec 7 cycles



Le nombre de membres à l'AAPG (American Association of Petroleum Geologists) se modélise bien avec 5 cycles, dont une de longueur très inégale, donnant des pentes dissymétriques, le dernier, encore mal défini, est l'arrivée d'étudiants internationaux.

Figure 3: Nombre de membres AAPG modélisé avec 5 cycles



-Définitions

- les mots tels que: **énergie, pétrole, réserves, ressources, conventionnel, raisonnable, durable ou soutenable**, sont mal définis afin de permettre toutes les ambiguïtés
- la production de pétrole peut être soit 60 Mb/d (regular oil de Campbell), soit 70 Mb/d (brut), soit 80 Mb/d (liquides), ou peut être en Mt/a
- les réserves peuvent être courantes ou ramenées à la date de découverte (backdated), prouvées (US) ou prouvées plus probables (reste du monde)
- les réserves (la plupart du temps sans indication de date, ce qui est une erreur) peut représenter les découvertes totales (réserves initiales) ou les réserves restantes (découvertes totales moins production cumulée)

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

Une mesure dépend du temps (doit être précisé), du produit (doit être défini), de l'endroit (la quantité varie (pertes) le long de la chaîne, du puits à la pompe pour le pétrole), de l'unité (volume ou poids et la densité doit être précisée pour passer de l'un à l'autre).

-Données : faits ou interprétation politique

Dans la lettre du Conseil français de l'énergie de décembre 2004, Anne Lauvergeon, présidente de ce conseil depuis 2005, écrit des vérités sur Kyoto et ajoute

« nous devons faire preuve de rationalité. Nous devons étudier les faits. Pour établir les faits, le GIEC et l'AIE ont réalisé un travail de fonds faisant autorité »

Mais le GIEC (Groupement Intergouvernemental sur l'Etude du Climat ou International Panel on Climate Change = IPCC) et l'AIE (Agence Internationale de l'Energie ou International Energy Agency = IEA = club des consommateurs) sont dominés par des scientifiques académiques ou des politiques peu au courant des faits industriels. Les données avant 1990 y sont quasiment ignorées et surtout leurs prévisions jusqu'en 2030 sont irréalistes, ignorant les réalités industrielles qui sont malheureusement confidentielles pour la plupart.

Le contrechoc pétrolier de fin 1998 à 10 \$/b est dû d'après Simmons (1999) aux «missing barrels» de l'AIE qui a surestimé l'offre et sous-estimé la demande.

Publier des données est un acte politique et dépend de l'image que l'auteur veut donner. Paraître pauvre devant le percepteur (taxes) ou riche devant le banquier (emprunt) ou l'actionnaire (cours de la bourse), confidentiel devant le concurrent, social devant les medias.

Le pétrole (le sous-sol) appartient à l'Etat dans tous les pays du monde, sauf aux US à terre où il appartient aux propriétaires du sol et c'est pour cela que l'on ne doit pas extrapoler ce qui s'est passé aux US au reste du monde, de plus les règles (Securities and Exchange Commission = SEC) de déclaration des réserves prouvées aux US sont différentes du reste du monde qui déclare les prouvées plus probables. De même la classification des réserves russes fait qu'elles sont grossièrement exagérées comme l'a déclaré Khalimov en 1993 alors qu'il avait présenté cette classification en 1979 comme la meilleure au monde.

Les données de réserves par champ sont confidentielles dans la plupart des pays, soit 80%, surtout le Moyen-Orient, ex-URSS mais aussi la France, mais pas la Grande-Bretagne, la Norvège et le fédéral américain. Les réserves de pétrole sont un secret d'Etat depuis 3 ans en Russie (il l'était en ex-URSS) punissable de 7 ans de prison (Khodorkovski a commis ce «crime», mais il sera puni pour fraude fiscale!).

Comme les pays de l'OPEP trichent sur le montant de leur production car ils ne respectent pas les quotas, les données de production fournies par les pays sont peu fiables et, pour savoir la quantité de pétrole transportée sur mer, les opérateurs pétroliers ne font pas confiance aux déclarations officielles et achètent les estimations d'une compagnie d'espionnage Petrologistics à Genève (qui a des espions dans chaque port rapportant constamment le volume transporté en mer).

De même les estimations de production dans le Golfe du Mexique par USDoI MMS sont reconnues par USDoE/EIA être très sous-estimées (les opérateurs ne sont pas tous obligés de reporter leurs productions et elles sont interprétées)

De plus, les productions de pétrole fournies à l'armée américaine ne sont pas comptées dans le total mondial.

On ne peut faire des prévisions correctes que si les données sont elles-mêmes correctes et si elles sont disponibles facilement. Les données sont souvent biaisées, mais de plus, très souvent difficiles d'accès. La Grande-Bretagne et la Norvège sont un modèle pour obtenir les données nationales; mais pas la France. L'USDoE est sur le web la meilleure source de données mondiales par pays.

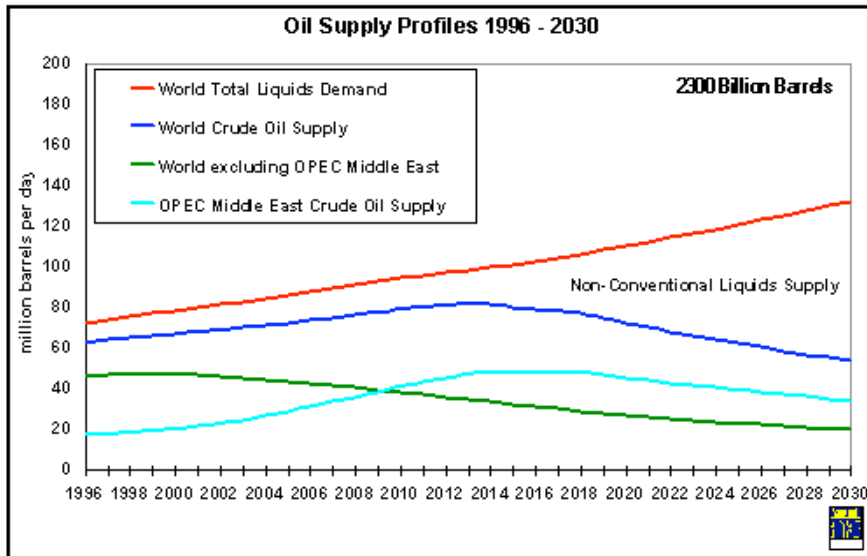
On ne pourra espérer avoir des données valables sur le Moyen-Orient, qui concentre la majorité des réserves conventionnelles restantes, que lorsque les capacités excédentaires de production auront définitivement disparu ainsi que les quotas.

-Orientation politique ou personnelle ?

Le même organisme (AIE) peut présenter ses prévisions de façon différente suivant que le directeur en charge de l'analyse est motivé par la technique ou la politique. Les trois graphiques suivants (World Energy Outlook = WEO) ont été conçus par trois directeurs différentiels et envoient trois messages différents.

Le premier graphique, préparé par JM Bourdairé Directeur AIE du long-term analysis (IEA paper for the G8 Energy Ministers' Meeting in Moscow 31 March 1998), montre que le pétrole conventionnel présentera un pic et la demande prévue toujours croissante pour satisfaire les désirs des gouvernements ne sera obtenue dans le texte que par un *pétrole non conventionnel non spécifié*, c'est à dire irréaliste

Figure 4: Prévision de production de pétrole par AIE en 1998

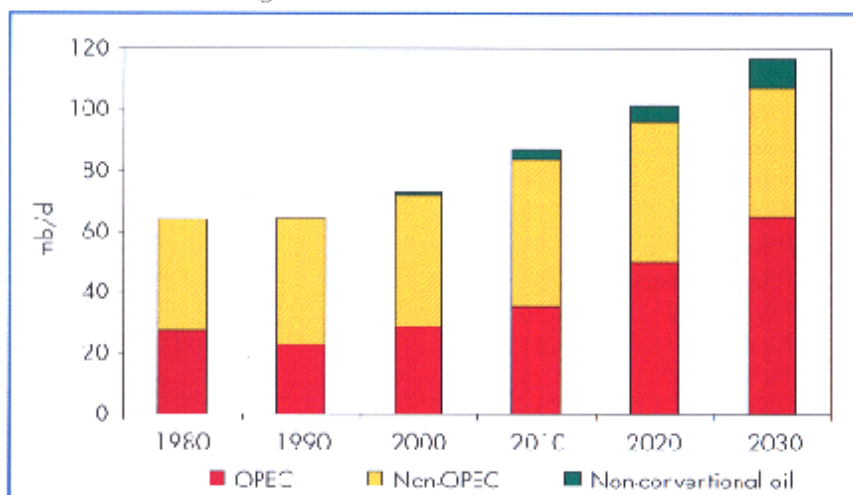


Il y a un problème.

Après le départ de Jean-Marie Bourdairé, le WEO 2002 avec Olivier Appert est tout différent: il n'y a plus de pic du conventionnel et le non conventionnel est très secondaire

Figure 5: Prévision de production de pétrole par AIE en 2002

Figure 3.3: World Oil Production

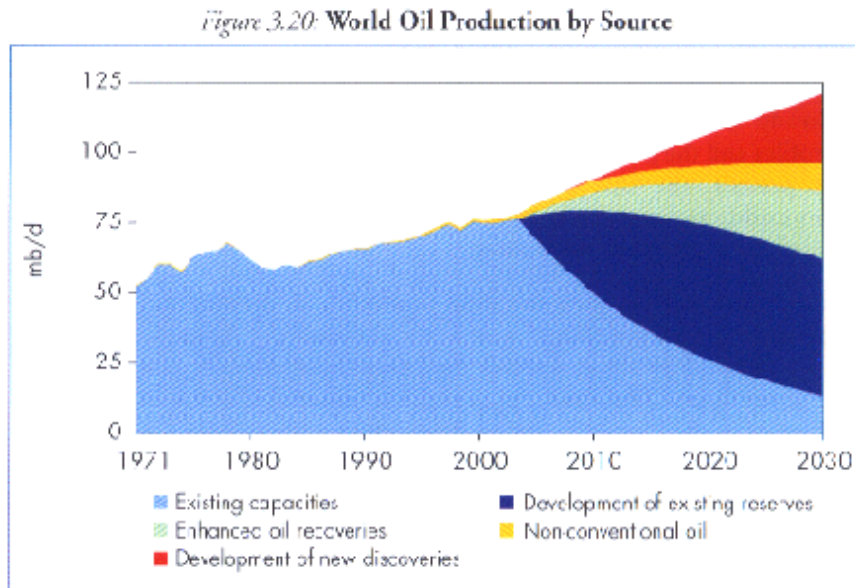


Il n'y a pas de problème.

Le dernier WEO 2004 avec Fatih Birol est plus nuancé, montrant bien la déplétion des champs actuels en production, les découvertes futures sont mises au-dessus du non conventionnel,

laissant une ambiguïté avec un pic possible du conventionnel. On ne voit pas pourquoi l'EOR (enhanced oil recovery) ne démarre qu'après 2005, étant insignifiant avant. Le développement des réserves existantes (c'est à dire non développées) avec 50 Mb/d en 2030 (18 Gb/a) nécessitent 200 Gb de réserves existantes non développées, ce qui est beaucoup plus que ne l'annonce IHS (90% des découvertes sont développées)

Figure 6: Prévision de production de pétrole par AIE en 2004



Il peut y avoir problème.

-Mots politiquement incorrects

Dans notre société de consommation où tous les dirigeants sont jugés sur la croissance (qui est le père Noël qui doit tout résoudre dans le futur ou la drogue dont on ne peut plus se passer car elle permet de rembourser ses dettes à moindre frais) et notamment en France où le «Toujours plus» est le but de tous sans penser à ce qui restera à leurs petits-enfants, les mots tels que **pic**, **déclin**, **pas de croissance**, **incertitude**, **catastrophe prévisible**, **non-emploi volontaire** (INSEE Laroque & Salanié 2000), sont politiquement incorrects. Le **déclinisme** est banni, alors que tout homme, qui est obligé à 45 ans de porter des lunettes, constate que le déclin est là et que le Viagra est très utilisé. Tous les hommes sont mortels ainsi que les civilisations.

-Réserves: L'incertitude est présentée comme une certitude

Les réserves sont incertaines, car la connaissance géologique et physique est très incomplète, sans compter les incertitudes techniques et économiques, mais la plupart des définitions, comme les règles de la SEC, parlent de "**certitude raisonnable**" d'existence des réserves (comme la FDA «Food & Drug Administration» pour l'approbation d'un nouveau produit) et refusent l'approche probabiliste à cause de l'aversion au risque des banquiers et des actionnaires. Il est à remarquer que les scénarios du rapport GIEC 2001 refusent aussi l'approche probabilité.

Les réserves sont publiées comme prouvé (**minimum?**) aux EU et comme prouvé + probable 2P (**valeur moyenne ou espérée**) dans le reste du monde

Beaucoup d'acteurs dans le domaine pétrolier (et ailleurs) sont réfractaires à l'approche probabiliste des réserves, car l'estimation est basée sur une interprétation subjective des volumes en place à partir des données de géologie, géophysique et physique (porosité, épaisseur, saturation des réservoirs et pression et température des fluides) à partir de quelques points (diagraphies des puits) ainsi que la forme structurale à partir des données de surface et géophysique (essentiellement sismique). L'estimation varie suivant les géologues et les ingénieurs réservoir. Les données de production permettent au cours de l'extraction d'améliorer l'estimation des réserves (mais pas du volume en place s'il n'y a pas de nouveaux puits ou de

nouvelle sismique). L'approche probabiliste nécessite d'estimer une fourchette de trois chiffres, à savoir le minimum (probabilité 95 ou 90 %), la valeur moyenne (probabilité \approx 40%) ou la valeur la plus probable (mode probabilité \approx 65%) ou la valeur médiane (probabilité =50%) et la valeur maximale (probabilité 5 ou 10 %).

La pratique des probabilités est difficile et même des experts confondent valeur médiane, valeur espérée et valeur la plus probable. Beaucoup de techniciens préfèrent l'approche déterministe ou une seule valeur est donnée, pratique qui convient aussi à ceux qui ont horreur de l'incertitude. La SEC a des règles datant de plus de 25 qui sont périmées et contraires à la pratique du reste du monde, mais les Américains adorent faire différemment des autres, ainsi ils refusent la carte à puce et le système métrique (ils ont perdu la sonde Mars Climate Orbiter en 1999 car la Nasa a envoyé les instructions en newtons (SI) alors que le constructeur Lockheed l'avait construite en livres).

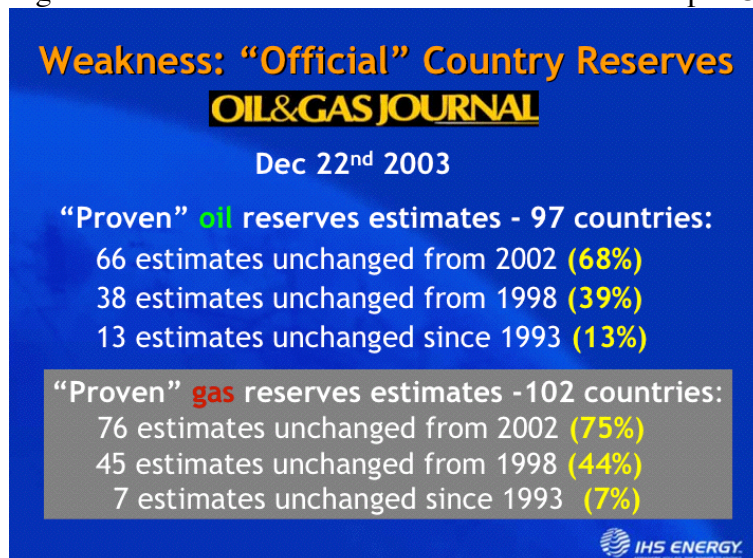
L'estimation des réserves se fait tous les ans pour les réserves restantes en fin d'année, il faut donc rassembler les activités de l'année et généralement les résultats sont obtenus en mars ou avril de l'année suivante. Mais les politiques veulent une valeur plus tôt et une enquête mondiale est faite à l'automne auprès des gouvernements pour obtenir leurs estimations pour la fin de l'année, ce qui ne peut être qu'une réponse politique. Le résultat de cette enquête est publié par Oil & Gas Journal (OGJ) dans leur numéro de la dernière semaine de décembre (20 décembre pour 2004).

De plus depuis 2 ans, OGJ, qui ne reportait que les réserves dites conventionnelles, a ajouté les réserves des sables bitumineux (dit Athabasca) du Canada soit 175 Gb, alors que BP, qui jusqu'alors suivait OGJ, n'a ajouté que 15 Gb pour l'Athabasca.

Cette enquête montre l'incohérence des données officielles avec absence de changement des réserves surtout pour les membres de l'OPEP car les quotas sont fonction des réserves. Comme les membres de l'OPEP se disputent pour augmenter les quotas, ils préfèrent tous ne rien changer.

Toute non-réponse est interprétée comme non-changement des réserves et comme si les découvertes et révisions de l'année avaient compensé exactement la production de l'année. Ainsi en 1999 les valeurs de la France n'ont pas changé. Pour fin 2003 la compagnie qui vend les données techniques pétrolières IHS (Stark & Chew 2004) a montré le peu de vraisemblance de ces données par leur manque de variation :

Figure 7: Estimation officielle des réserves restantes par OGJ



A fin 2004 (OGJ 20 dec. 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 mais officielles sont les seules publiées et sont utilisées par les économistes comme représentant la vérité.

USDOE/EIA Nov. 2004 donne les réserves prouvées mondiales à fin 2003:

end 2003	oil Gb	gas Tcf
BP Stat. Review	1 146,387 085	6 253,636 984
Oil & Gas journal OGJ	1 265,025 583	6 078,592
World Oil WO	1 050,691 3	6 805,829 8
Cedigaz		6 349,498 545

La différence entre les sources est grande (>20%) et la précision des valeurs extravagante. Donner plus de 2 chiffres significatifs pour des données pétrolières montre l'incompétence des auteurs ! Plus personne ne cherche à estimer la précision (calcul d'erreur) des mesures, car tout le monde triche sur les données, en le justifiant pour de bons motifs!.

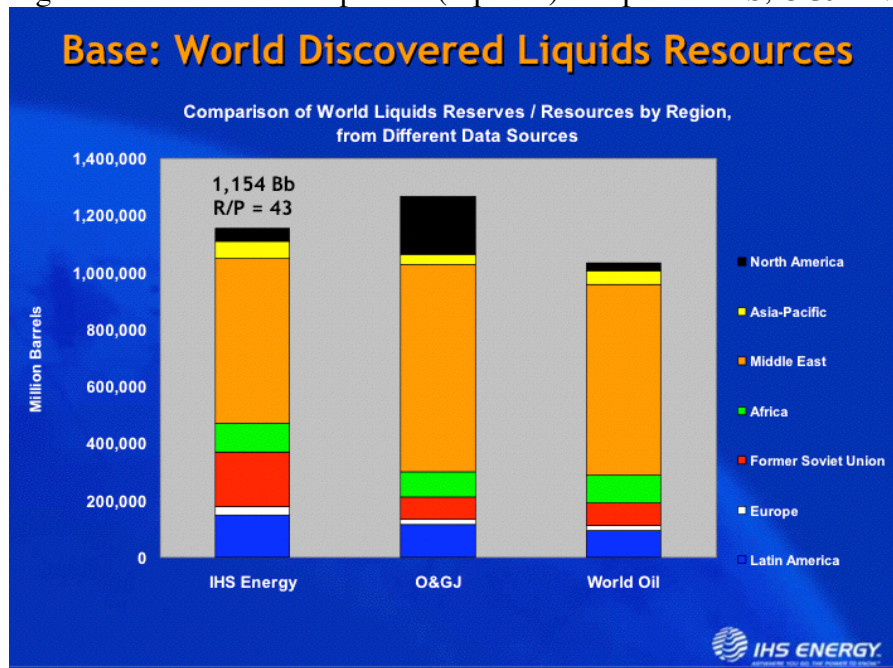
BP Statistical Review est une bonne source de données, mais ils sont obligés de publier les données officielles sous peine de s'attirer la foudre des gouvernements s'ils donnent des valeurs plus véridiques (c'est arrivé une fois et la leçon est maintenant bien retenue!)

L'addition des réserves prouvées des pays ne donne pas la valeur correcte des réserves prouvées du monde, elle la sous-estime car il faut effectuer une simulation de Monte Carlo (d'où avoir les distributions de probabilité) pour l'obtenir. Mais tout le monde accepte cette monstruosité, car un consensus est accepté comme représentant la vérité.!

Seule la somme des réserves «moyennes» des pays représente la valeur «moyenne» (ou valeur espérée) du monde.

IHS (Stark & Chew 2004) montre la différence entre les découvertes entre plusieurs sources, sans mentionner que leurs réserves sont prouvées +probables alors que les autres sont seulement prouvées.

Figure 8: Découvertes de pétrole (liquides) comparées IHS, OGJ et WO



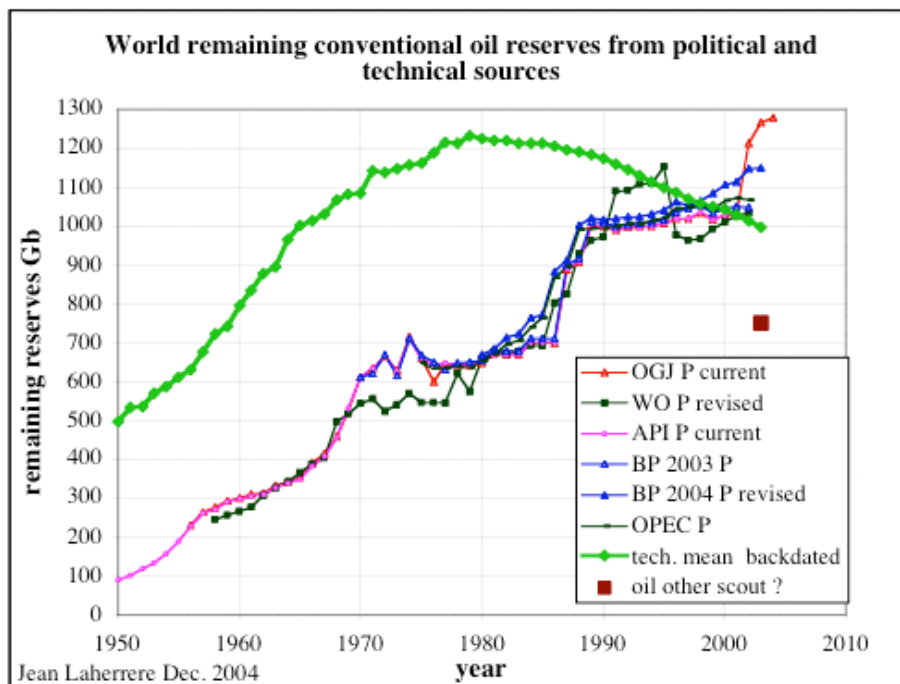
Les données techniques par champ sont confidentielles et ne sont disponibles que dans des compagnies d'espionnage industriel (dit scouting). La compagnie Petroconsultants fondée par un géologue (H. Wassals), qui avait le monopole hors US et Canada depuis plusieurs décennies, a Genève a été rachetée par IHS basée à Denver. IHS Energy inclut toutes les découvertes quelque-elles soient. Il y a d'autres compagnies localement, dont la compagnie anglaise Wood Mackenzie (WM) qui fait des estimations plus commerciales et qui couvre maintenant quasiment le monde entier comme IHS, sans toutefois fournir l'historique des découvertes. L'achat en

abonnement de ces données qui changent constamment coûte très cher. Les organismes officiels comme USDOE, AIE ne les achètent pas. L'USGS (Geological Survey) a sorti une étude en 2000 qui se base sur les données périmées (donc moins chères et incomplètes) à fin 1995. Cette étude a été considérée comme la vérité par l'AIE et l'IFP malgré les critiques (Laherrere 2000) J'ai accès à toutes les données par champ (20 000 hors US et Canada, 30 000 pools au Canada) mais elles sont hétérogènes allant du prouvé (US avec 40 000 champs mais les données techniques existent par an) au prouvé plus probable 2P (reste du monde hors ex-URSS) au prouvé plus probable plus possible 3P pour l'ex-URSS. Je corrige ces données pour les ramener toutes près de la valeur moyenne (espérée) à la date de découverte (backdating), c'est ce que j'appelle les données techniques. Les réserves politiques sont les réserves prouvées courantes où les révisions des découvertes passées sont reportées à l'année de révision, ce qui donne une idée fautive du passé. L'objectif des réserves prouvées est de fournir de la croissance chère aux dirigeants et quand il y a des grosses découvertes, on les sous-estime pour compenser les futures maigres découvertes. Au contraire l'objectif des réserves moyennes (espérées) est de ne pas avoir statistiquement de croissance globale (les croissances positives des champs sont compensées par les croissances négatives)

La comparaison des réserves restantes techniques avec les réserves courantes politiques explique le désaccord entre les économistes (les optimistes) qui n'ont que les données politiques qui croissent depuis plus de 50 ans et les géologues (les pessimistes) qui ont accès aux données techniques qui décroissent depuis plus de 20 ans.

Claire Booth Luce: *The difference between an optimist and a pessimist is that the pessimist is usually better informed.*

Figure 9: Réserves restantes mondiales de pétrole conventionnel d'après des sources politiques et techniques

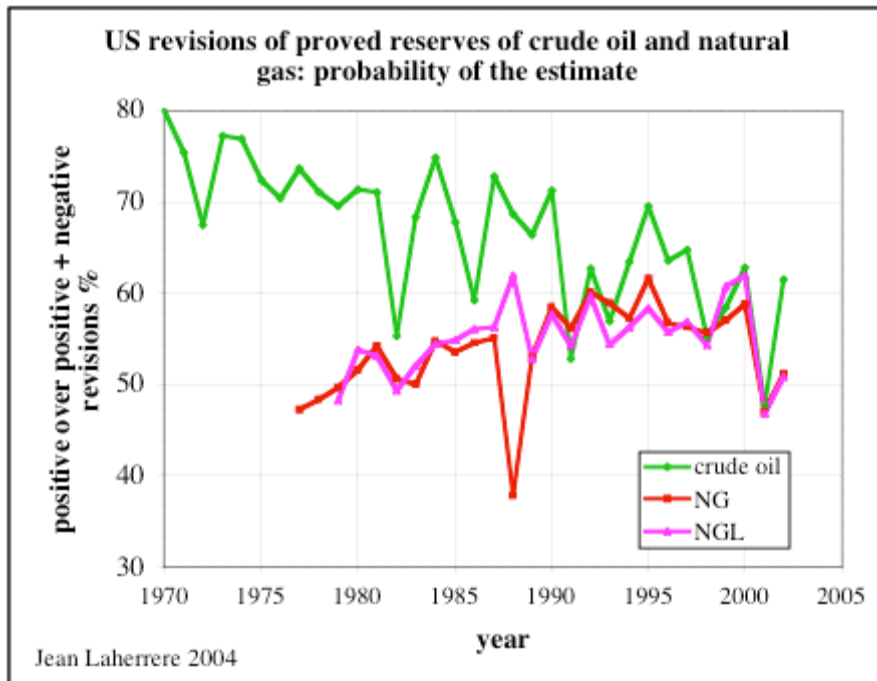


Les réserves restantes de pétrole ont culminé en 1980! Les chiffres IHS pour 2003 sont bien supérieurs de plus de 200 Gb (trois fois la mer du Nord) aux chiffres WM

-Réserves et probabilité

La SEC refuse l'approche probabiliste, mais il est très facile de calculer la probabilité des réserves US prouvées en divisant les révisions annuelles positives des précédentes estimations par la somme révisions positives plus révisions négatives. Quand les révisions négatives sont supérieures aux révisions positives comme en 2001, cela vaut dire que la probabilité est inférieure à 50%

Figure 10: Révisions des réserves prouvées aux US donnant la probabilité de l'estimation



La probabilité actuelle des réserves prouvées est d'environ 50% et tend vers la valeur moyenne ($\approx 40\%$), très loin de la définition SPE/WPC qui est de 90 %, elle est maintenant en ligne avec le reste du monde qui utilise prouvée plus probable

Les réserves dites prouvées + probables fournies par les compagnies d'espionnage sont supposées représenter la probabilité médiane de 50%, mais ces chiffres sont obtenus (par des moyens non connus) auprès des techniciens qui, suivant les cas, travaillent, soit sur la valeur la plus probable (mode) c'est à dire le pic de la distribution (probabilité d'environ 65%), soit sur la valeur moyenne ou valeur espérée qui correspond à la surface sous la courbe de distribution (probabilité d'environ 40%). Les valeurs moyennes ont l'avantage de pouvoir être ajoutées (les valeurs les plus probables ont l'avantage de pouvoir être multipliées) et de ne pas changer statistiquement avec le temps si elles sont correctement estimées. Une approche probabiliste nécessite de fournir au moins 3 valeurs qui sont le minimum (P90 ou 95%), la valeur la plus probable ou la valeur moyenne et la valeur maximale (P10 ou 5%)

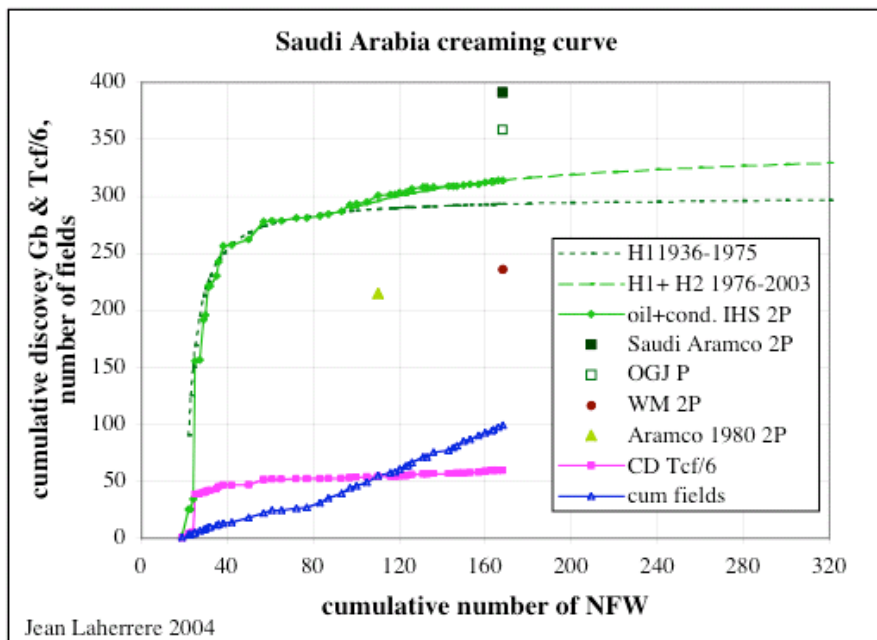
Tous les calculs économiques estiment la valeur nette à partir des chiffres espérés de réserves.

-Estimation des réserves ultimes

La courbe d'écrémage représente les découvertes cumulées («backdated mean») 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 de rendement décroissant de l'exploration minière.

Ainsi pour l'Arabie Saoudite la courbe d'écrémage, à partir des données techniques IHS, a 2 cycles donnant un ultime de 330 Gb pour un total découvert de 310 Gb, mais les autres sources donnent une fourchette de 230 Gb (WM) à 390 Gb (Aramco)

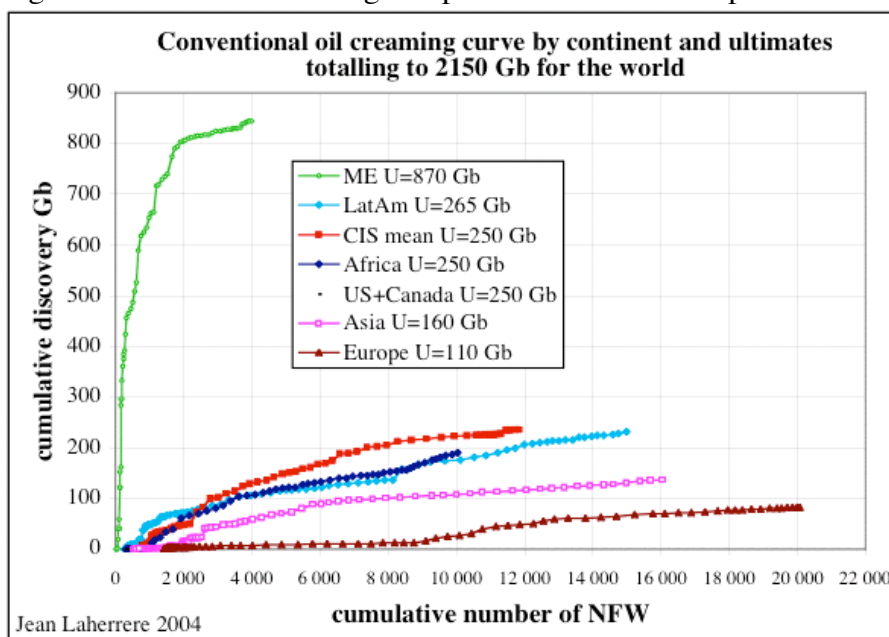
Figure 11: courbe d'écrémage en Arabie Saoudite



Large fourchette d'incertitude pour le volume des découverte entre 230 et 390 Gb

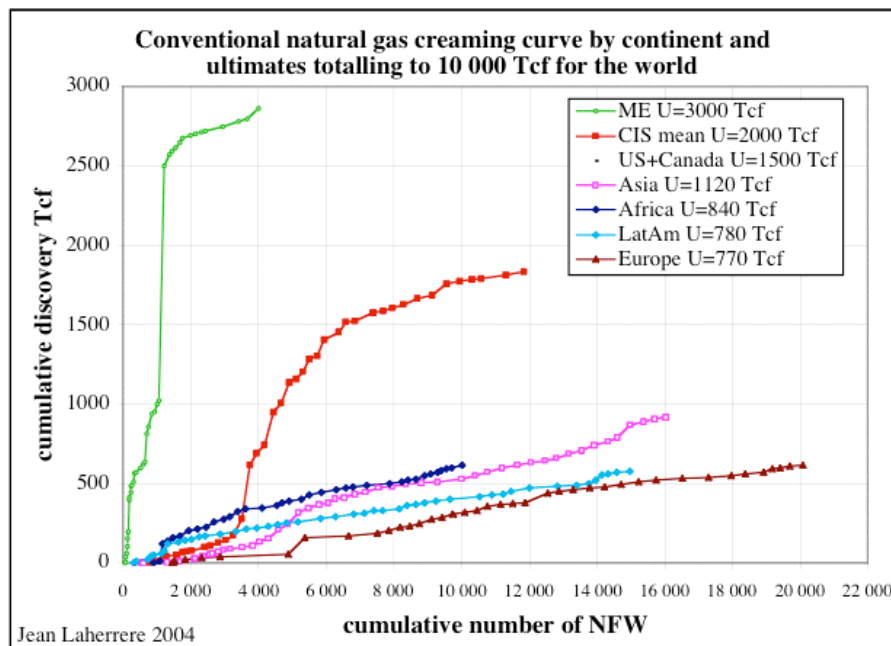
Les courbes d'écrémage par continents montre la grande dispersion des distributions avec le Moyen-Orient ayant découvert 850 Gb avec 4000 NFW alors que l'Europe n'a découvert que 100 Gb avec 20 000 NFW (et les US 200 Gb avec plus de 300 000 NFW). L'Afrique, et l'Amérique latine sont superposables alors que l'ex-URSS est un peu au-dessus et l'Asie en dessous. Le total mondial des ultimes est de 2150 Gb

Figure 12: Courbe d'écrémage du pétrole conventionnel par continent et ultimes



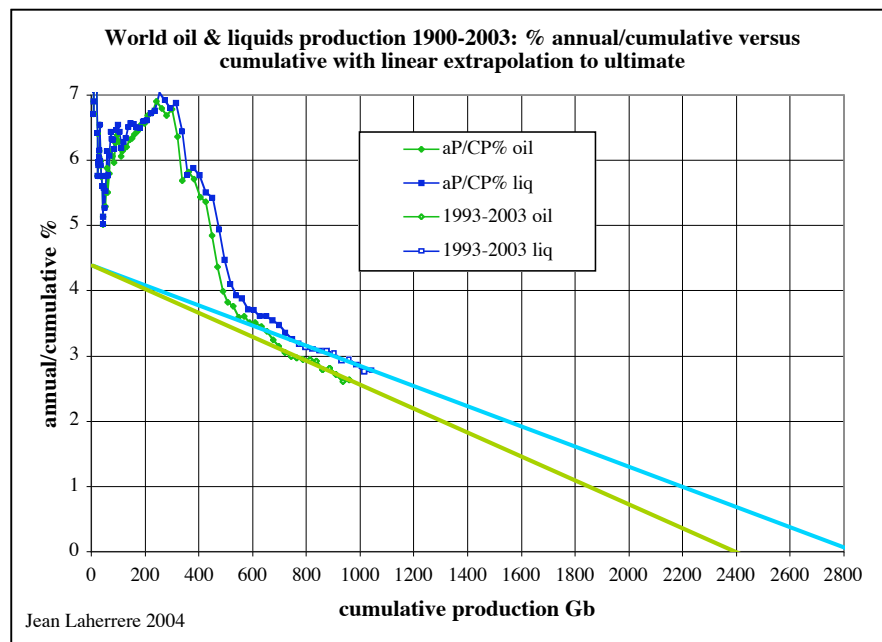
Pour le gaz, le Moyen-Orient est encore l'exception alors que l'ex-URSS se situe entre le Moyen-Orient et les autres continents. Le total mondial des ultimes est de 10 000 Tcf.

Figure 13: Courbe d'écrémage du gaz conventionnel par continent



On peut extrapoler les productions passées pour obtenir l'ultime en extrapolant le pourcentage annuel/cumulé en fonction du cumulé. Ce graphique pour la production mondiale montre que la courbe est complexe et difficile à extrapoler. Toutefois une extrapolation linéaire des 10 dernières années donne un ultime de 2400 Gb pour le pétrole et 2800 Gb pour les liquides. Mais cette estimation est très approchée.

Figure 14: Production mondiale de liquides : % annuel/cumulé vs cumulé



Une étude complète faite par quatre géologues pétroliers à la retraite (Perrodon, Demaison, Campbell et moi-même) avec toute l'expérience nécessaire et les données mondiales, travaillant sur les principaux systèmes pétroliers, a fait l'objet de quatre rapports de 1994 à 1998 qui donne les résultats suivants pour l'inventaire des réserves ultimes de pétrole et de gaz

	mini	mean	maxi
Conventional oil	1700	1800	2200
Conventional gas liquids	200	250	400
Non-conventional liquids	300	700	1500

Ultimates liquids Gb	2300	2750	4000
Conventional gas	8500	10000	13000
Non-conventional gas	1000	2500	8000
Ultimates gas Tcf	10000	12500	20000

Les réserves mondiales (conventionnelles) ultimes calculées par l'USGS sont les suivantes

Année étude	1984	1987	1991	1994	2000
pétrole Gb	1719	1744	2171	2273	3021
liq gaz Gb				192	377
gaz Tcf		9282	10512	11567	15401

Il y a un saut entre 1994 et 2000 avec changement du responsable! Mais l'étude USGS 2000 n'est pas fiable Laherrere 2000 " Is USGS 2000 assessment reliable ? ".

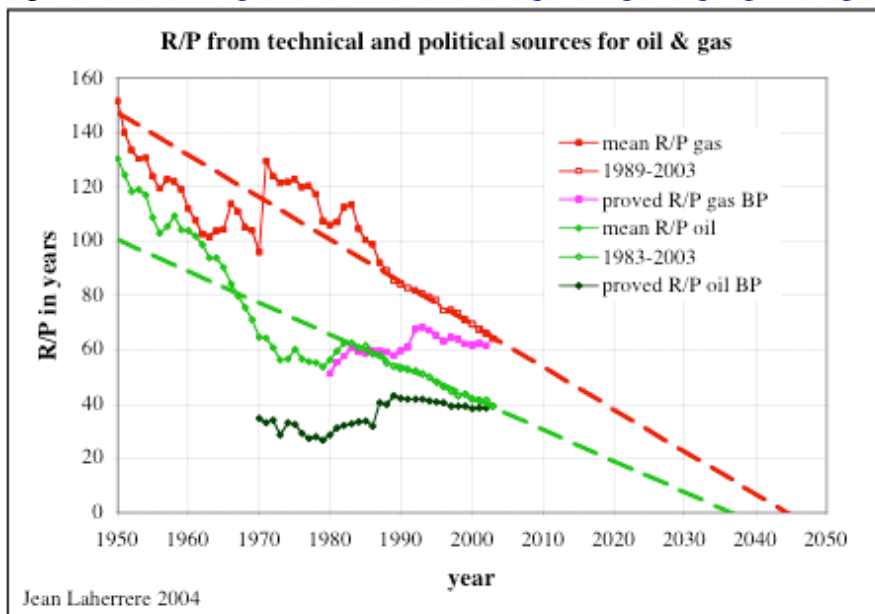
Harper (BP) estime un ultime à 2400 Gb.

-Prévision de production pétrolière

Les économistes estiment que «tout va très bien Madame la marquise» puisque qu'il y a encore pour 40 ans de production. Ce chiffre est le rapport R/P c'est à dire les réserves restantes divisées par la production annuelle actuelle, mais ils semblent ignorer que, d'une part eux-mêmes disent que la production augmentera de 50% en 2030, et d'autre part que la production ne peut rester constante pendant 40 ans et se réduire à zéro l'année suivante. De plus ce R/P utilise les réserves prouvées qui sont politiques. Le R/P des US oscille autour de 10 ans depuis 80 ans, montrant bien que ce ratio ne veut rien dire en matière de prévision, c'est plus une règle du pouce très conservatrice pour calculer des réserves qui plaisent aux banquiers.

Le R/P à partir des données techniques montre que, pour le pétrole, il décroît depuis 1950 de 130 ans à 40 ans. Pour le gaz, il a décré de 150 ans à 60 ans.

Figure 15: R-P d'après les sources techniques et politique pour le pétrole et le gaz mondial

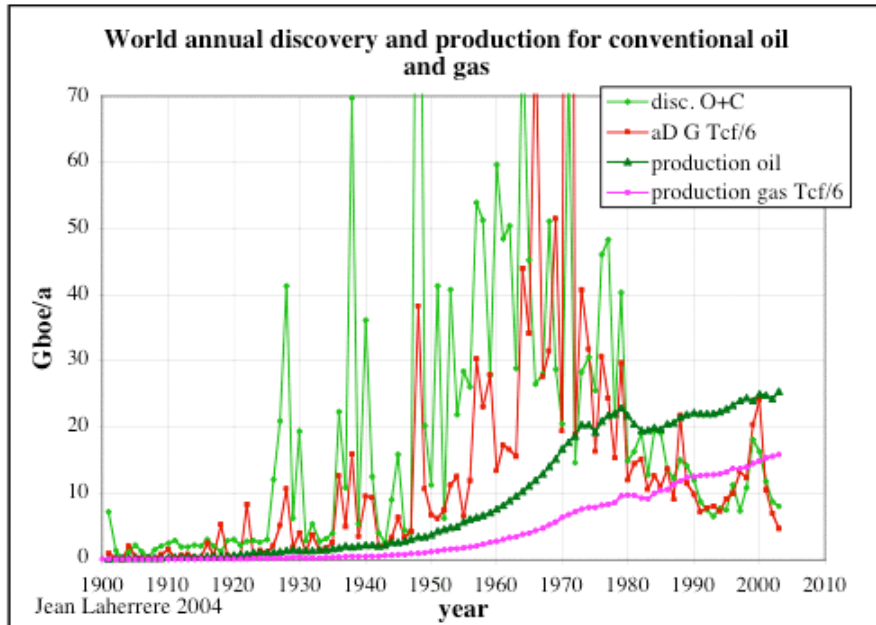


Une extrapolation linéaire (ou Business As Usual = BAU) du R/P des 20 dernières années donne donc de réserves nulles en 2035 pour le pétrole et 2045 pour le gaz ? La encore cette extrapolation n'est pas très fiable, mais meilleure que le ratio actuel, car il permet à la production de changer.

Les données techniques par champ est la seule source fiable pour estimer les productions futures. Pour produire, il faut d'abord avoir découvert. La courbe de découverte annuelle mondiale à

partir d'un fichier homogène (backdated mean) montre un pic dans les années 60 pour le pétrole et 1970 pour le gaz. Depuis 1980 il y a déclin des découvertes avec un petit pic en 2000 pour l'offshore profond et la Caspienne peu profonde.

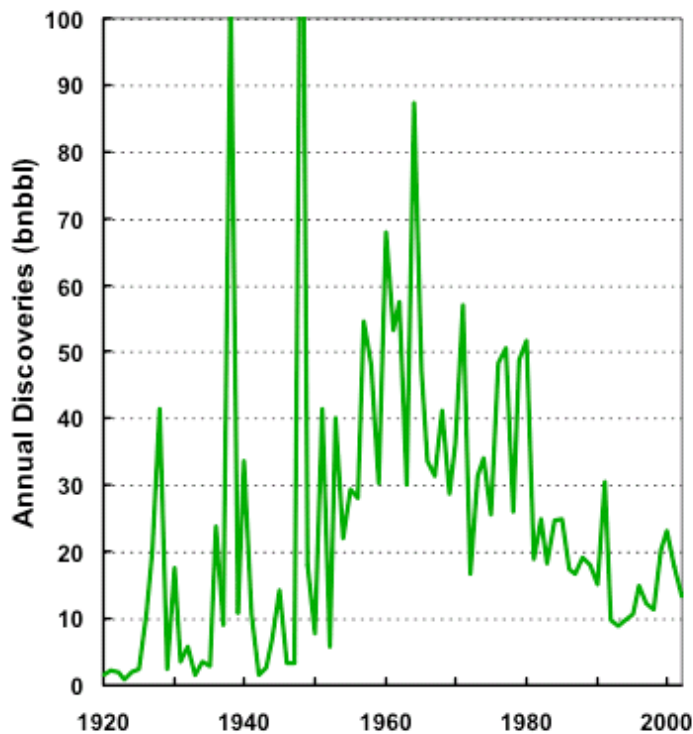
Figure 16: Découverte et production annuelle de pétrole et de gaz conventionnel mondial



Depuis 1980, la production annuelle de pétrole est environ double des découvertes et pour le gaz à peu près égale

Ce graphique des découvertes annuelles est identique à celui publié par Exxon (Longwell 2002), ainsi que celui par BP (Harper 2003) car il est basé sur les données techniques (réserves moyennes ramenées à la date de découverte), mais il est très différent de celui basé sur les données politiques (BP Review)

Figure 17: Découverte et production mondiale de pétrole d'après Harper BP

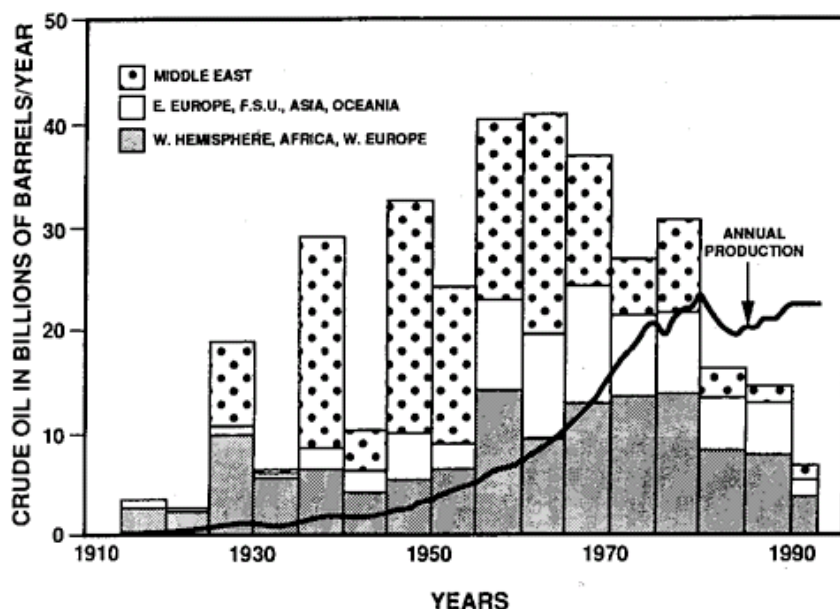


Similaire aussi est celui de l'USGS en 1994 (Masters WPC 1994) bien que groupant les découvertes par période de 5 ans,

Figure 18: Découverte et production mondiale de pétrole d'après l'USGS 1994

World Petroleum Assessment and Analysis

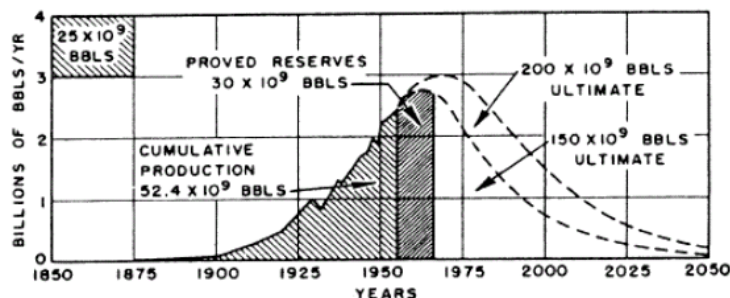
by Charles D. Masters, Emil D. Attanasi, David H. Root



Les réserves représentent les quantités qui seront produites dans le futur et la production future reproduit, quand il n'y a pas de contrainte de la demande, la courbe de découverte avec un certain délai. Mais il faut pour cela estimer les réserves ultimes, c'est à dire les réserves déjà découvertes et les réserves à découvrir. On reproche à la méthode d'Hubbert d'estimer faussement les réserves ultimes, c'est le contraire, tracer une courbe d'Hubbert nécessite d'avoir les réserves ultimes.

King Hubbert (géophysicien de Shell et de l'USGS) a prévu en 1956 le pic de pétrole aux EU en 1970. Hubbert a tracé sa courbe (symétrique) à la main sans donner d'équation en comptant les carreaux pour que la surface sous la courbe soit égale à deux ultimes, le premier estimé par lui à 150 Gb et le deuxième par une enquête de Wallace Pratt à 200 Gb (valeur la plus haute).

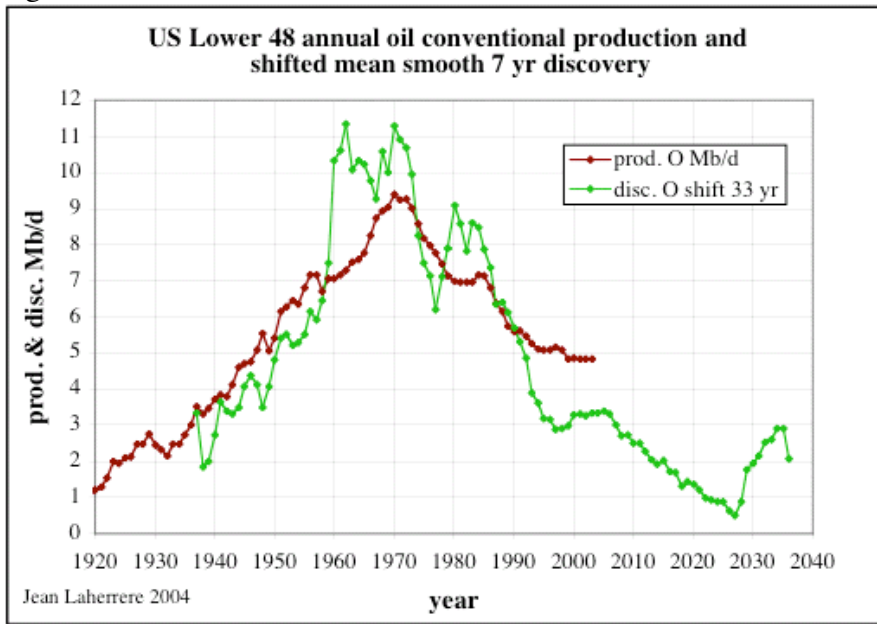
Figure 19: Prévision d'Hubbert en 1956



Sa prévision de 1970 s'est avérée juste car l'ultime des US (Lower 48) est proche de 200 Gb (la valeur haute de l'enquête), mais sa prédiction de pic en 1965 à partir de son ultime (sous-estimé) était fautive et heureusement a été oubliée.

Les valeurs «backdated mean» sont très difficiles à obtenir aux US, mais un rapport de 1990 (USDOE/EIA 90-534) permet de l'obtenir avant 1990 en ajoutant les découvertes prouvées des rapports annuels qui sont grossies avec une courbe de croissance venant de MMS

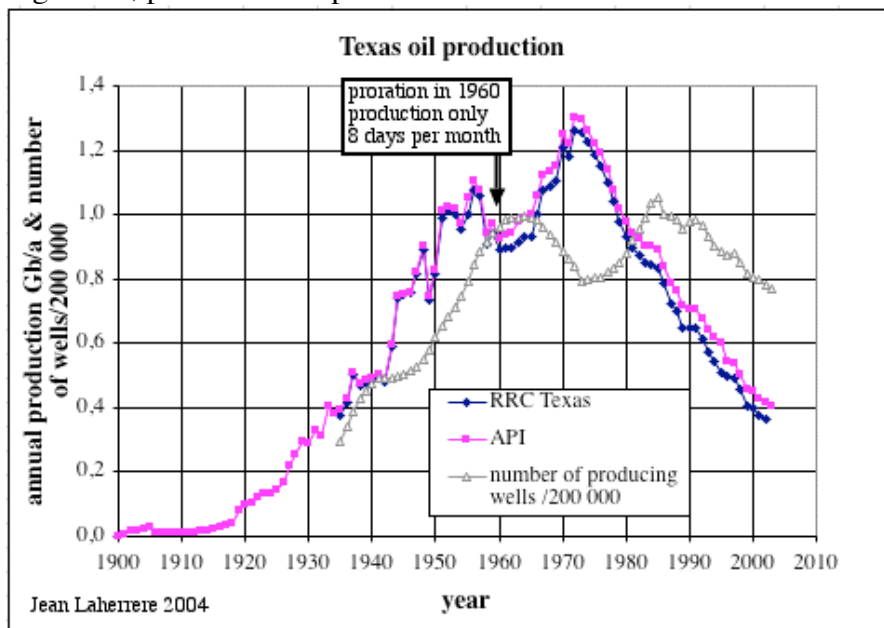
Figure 20: Production US 48 états et découverte «backdated mean» décalée de 33 ans



La courbe de production imite la courbe de découverte

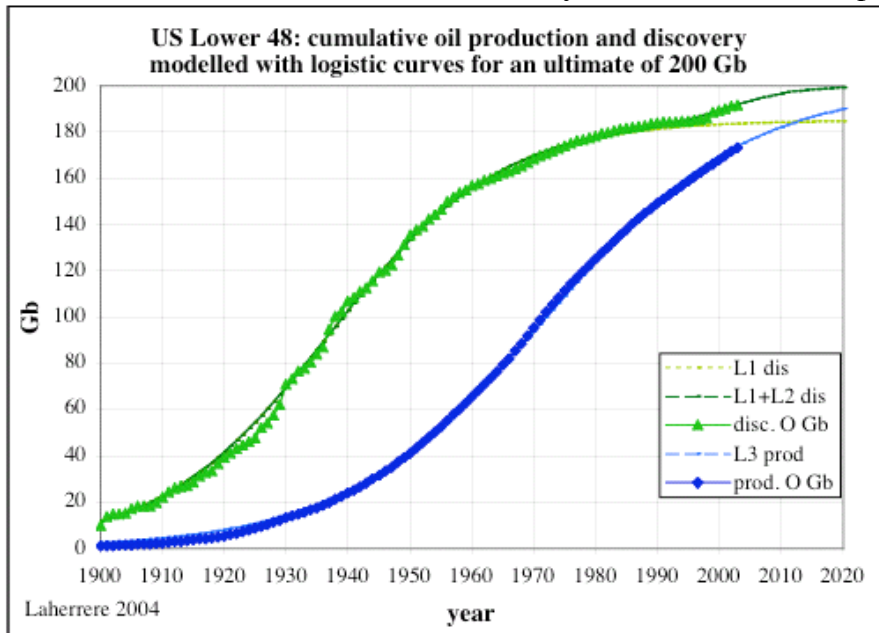
La courbe de production américaine est symétrique car il y a un grand nombre de producteurs (>20 000 producteurs) qui agissent en ordre dispersé, et leur addition suit la loi du hasard (courbe normale ou de Gauss qui régit la «loi des grands nombres») d’après le théorème de central limite. Mais la courbe normale est très proche de la dérivée de la courbe logistique (Laherrere 1999). On retrouve la symétrie dans la courbe de production du Texas où le large nombre de puits producteurs (> 200 000 en 1985) conduit à un comportement brownien, sauf quand il y a une prorogation (creux de 1960 car les producteurs ne pouvaient produire que 8 jours par mois de 1960 à 1962). Les décisions politiques de prorogation (de 1960 à 1962) où les coûts élevés (1980) détruisent le côté aléatoire de la production, car tous les producteurs agissent de concert et non plus indépendamment. On voit donc que la contrainte de la demande perturbe la courbe d’Hubbert dans le détail et dans la date du pic, mais la pente de la montée est similaire à la descente. Au pic après 1970 le nombre de puits de production a été augmenté fortement (avec le prix du brut) sans empêcher le déclin, après le contrechoc de 1985 le nombre de puits a décliné.

Figure 21; production de pétrole au Texas



Les courbes cumulées de production pour les US hors Alaska sont bien modélisées par une courbe logistique avec le même ultime de 200 Gb, alors que la courbe de découverte peut être modélisée avec deux courbes logistiques, la seconde étant mineure et concerne l'offshore profond.

Figure 22: US hors Alaska : production cumulée modélisée par une courbe logistique pour un ultime de 200 Gb et découverte avec deux cycles (2eme= offshore profond)

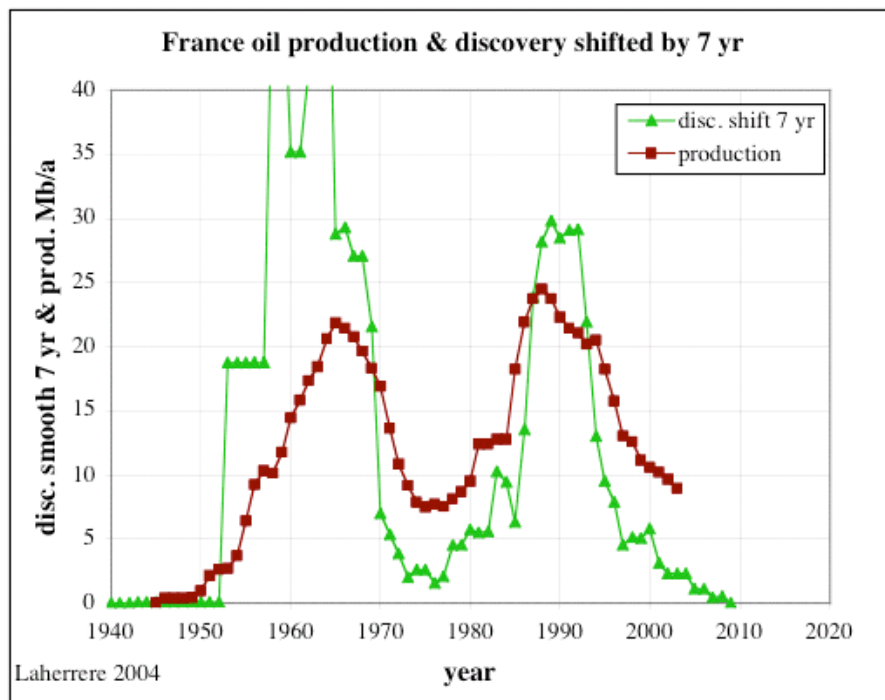


Il reste très peu à découvrir aux US et ce peu est en offshore profond. Le gouvernement Bush tient à forer l'ANWR (Alaska refuge), alors que les compagnies pétrolières ne semblent pas du tout y tenir, surtout celles qui y ont fore en 1985 le puits Kic, puits toujours confidentiel par dérogation anormale (pourquoi ?). Je suis prêt à parier 1000 euros que, si on fore, on ne trouvera aucun géant, mais des gisements ridicules comme Badami, champ le plus proche qui, estimé par BP à 120 Mb, a été abandonné après avoir seulement produit 4 Mb (coût >100 000 \$/b/d!)

Un seul cycle n'est constaté que pour les pays avec un grand nombre de champs et d'acteurs, mais pour la plupart des pays il y a plusieurs cycles de découverte et de production. Hubbert avait évoqué la possibilité de plusieurs pics (plusieurs cycles d'exploration), mais il n'avait pas proposé d'exemple à part la production de l'Illinois. En fait les US ont 3 cycles dont deux mineurs: l'Alaska et l'offshore profond.

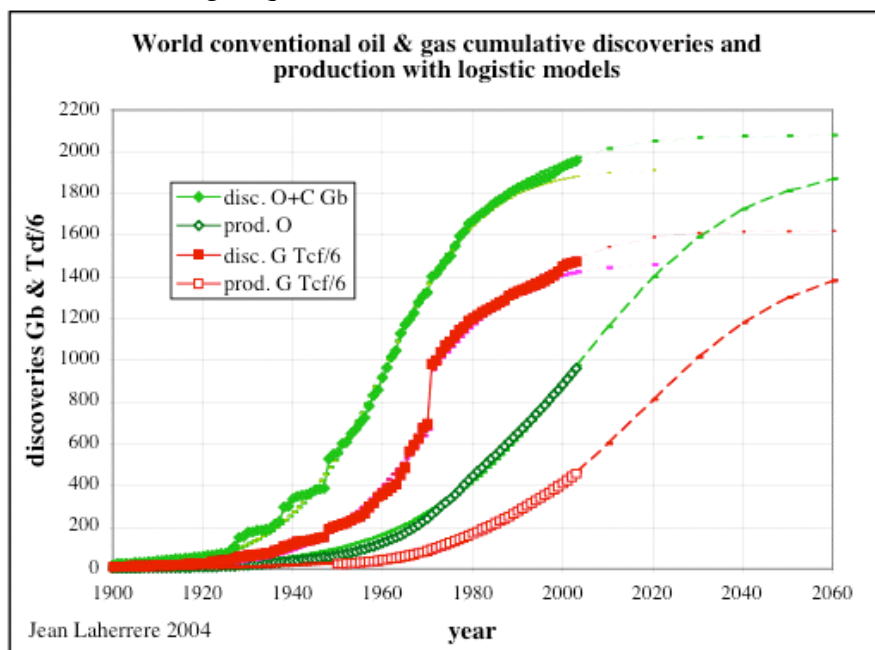
La France présente 2 cycles de découverte et 2 cycles de production décalées en moyenne de 7 ans, mais en fait le décalage est de 10 ans pour le 1er cycle et 5 ans pour le 2e cycle.

Figure 23: Production de pétrole en France et découverte décalée de 7 ans



Le monde avec plus de 50 000 champs conventionnels découverts montre une courbe de découverte cumulée proche d'une courbe logistique (en fait une principale plus une mineure) avec un ultime de 2100 Gb pour le pétrole et 1700 Gboe (10 000 Tcf) pour le gaz. Les courbes de production cumulée suivent aussi une courbe logistique ayant le même ultime.

Figure 24: Découvertes et productions cumulées mondiales de pétrole et de gaz conventionnel avec modèles logistiques

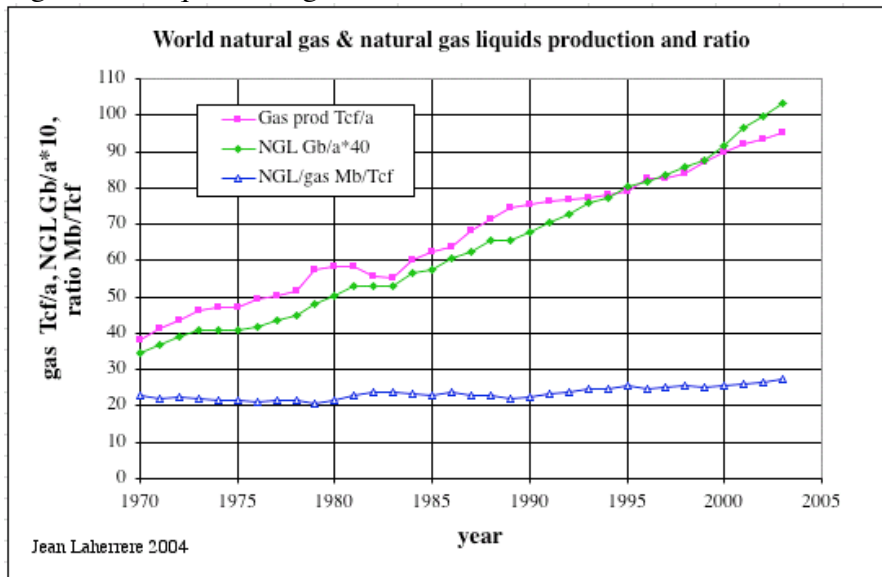


On s'aperçoit que ce qui reste à découvrir représente moins de 10% de l'ultime, c'est-à-dire moins que l'imprécision de ce qui a été déjà découvert.

Mais le pétrole conventionnel ne représente qu'une grosse partie de la demande de liquides. Les liquides regroupent: pétrole brut + condensat + liquide de gaz naturel + pétrole synthétique (sables bitumineux, extra-lourds, biomasse, gaz, charbon) + gain de raffinerie (craquage + hydrogénation (H à partir du gaz naturel)).

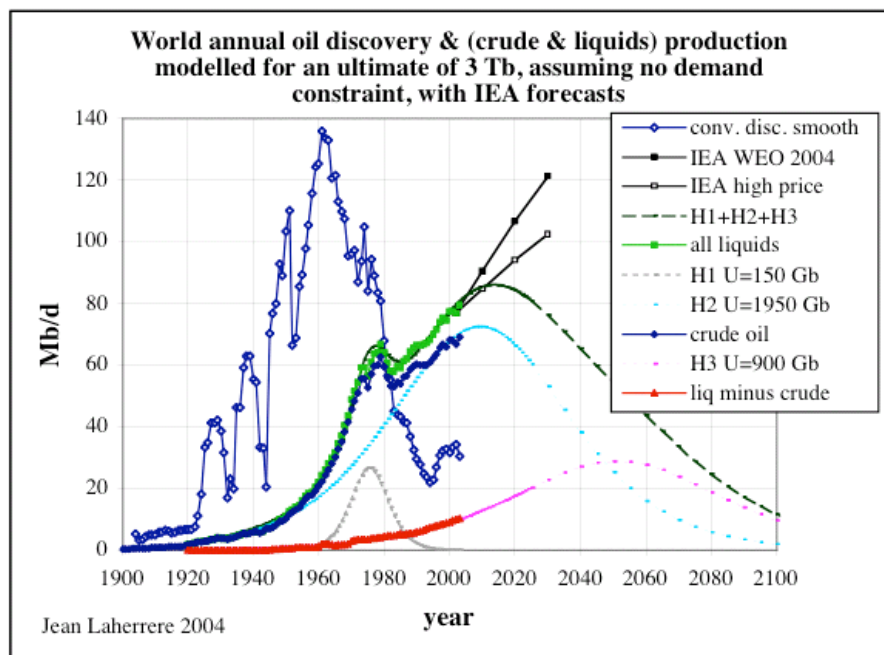
Les liquides de gaz regroupent les condensats (qui se condensent en tête de puits et qui sont souvent comptés avec le brut) et les liquides extraits dans les usines de traitement du gaz naturel. La production mondiale des liquides de gaz suit en gros la production de gaz, avec une moyenne de 25 Mb par Tcf

Figure 25: Liquides de gaz naturel



La prévision de la production de liquides peut se faire en décomposant en 2 courbes, la production de pétrole brut (données USDOE) avec 2 cycles pour un ultime de 2100 Gb et la production du reste avec un ultime de 900 Gb avec donc un ultime de 3000 Gb ou 3 Tb. La prévision suit donc une courbe dite d'Hubbert (dérivé de la logistique) qui donne une courbe simple mais la réalité sera différente car la demande peut amener des contraintes. La réalité sera différente, mais sa courbe présentera une surface équivalente, à savoir l'ultime s'il est correct. Les prévisions de l'AIE (IEA WEO 2004) sont très supérieures puisqu'à 120 Mb/d en 2030, alors que la prévision à partir des données techniques prévoit un pic à 90 Mb/d. La prévision de Campbell (site ASPO) est moindre puisque son ultime est de 2,4 Gb contre 3 Tb pour ma prévision.

Figure 26: Découverte de pétrole et prévision de production mondiale de liquides (sans contrainte de la demande) pour un ultime de 3 Tb (Campbell ASPO utilise un ultime de 2,4 Tb) avec AIE 2004



Le pic que peut offrir l'offre sera vers 2015 s'il n'y a pas de contrainte de la demande, sinon (chute de la demande devant des 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 (club des consommateurs) sont faites pour satisfaire les objectifs politiques des pays qui ont pour but la croissance.

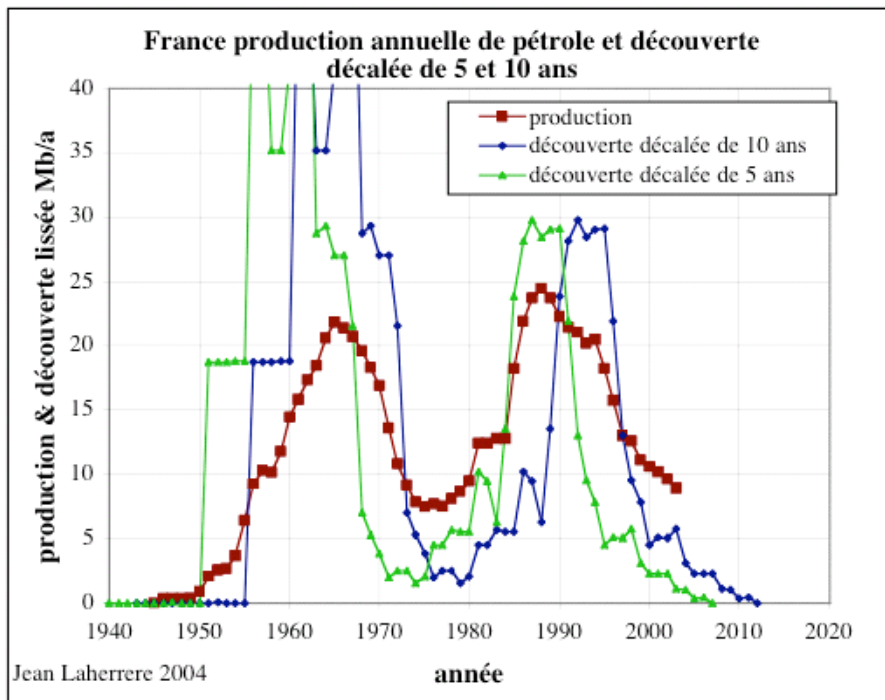
PFC Energy dans une présentation au CSIS (Center for Strategic & International Study) à Washington le 8 septembre 2004 prévoit un pic vers 2014 à 100 Mb/d pour une demande augmentant de 2,4 %/a et vers 2018 à 105 Mb/d pour une demande augmentant de 1,8 %/a.

-Délai entre découverte et production

Le décalage entre découverte et production peut être analysé de plusieurs façons, soit en estimant le décalage global entre les courbes annuelles de production et de découverte qui donne la meilleure corrélation, soit en corrélant les courbes cumulées, soit en analysant les délais individuels par champ entre découverte et première production.

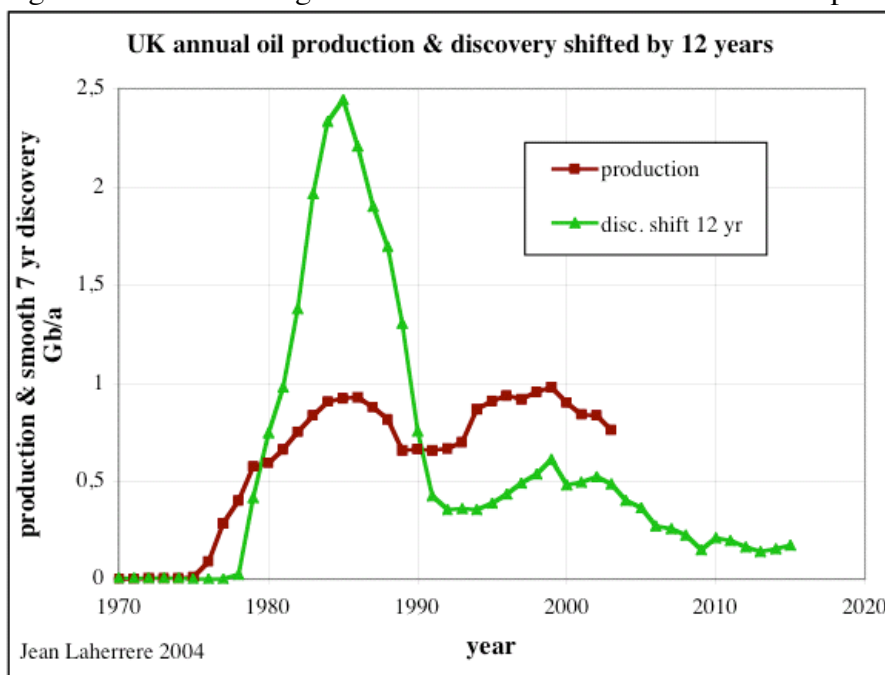
Le décalage entre découverte annuelle et production annuelle se fait surtout sur les pics. Dans le cas de la France, le décalage est de 10 ans pour le premier pic et de 5 ans pour le second pic, montrant que le décalage varie avec le temps et la pénurie du pays consommateur.

Figure 27: France décalage de 5 à 10 ans entre découverte annuelle et production



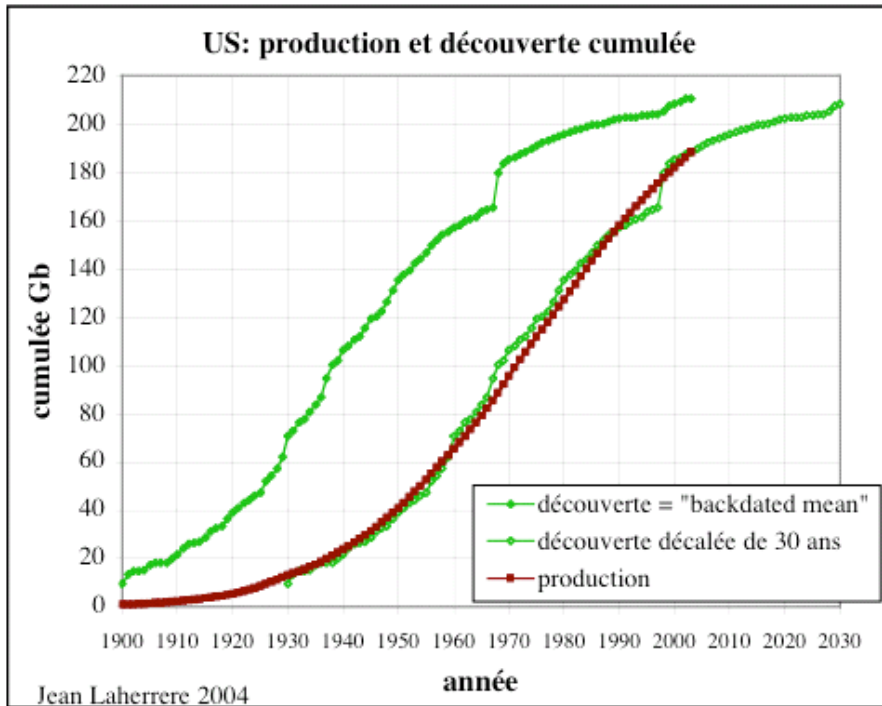
Pour la Grande-Bretagne, le décalage est le même pour les 2 pics, mais l'amplitude du premier pic de production est moindre que celui de découverte signifiant que la production a été plus lente que pour le 2eme.

Figure 28: UK : décalage de 12 ans entre découverte annuelle et production



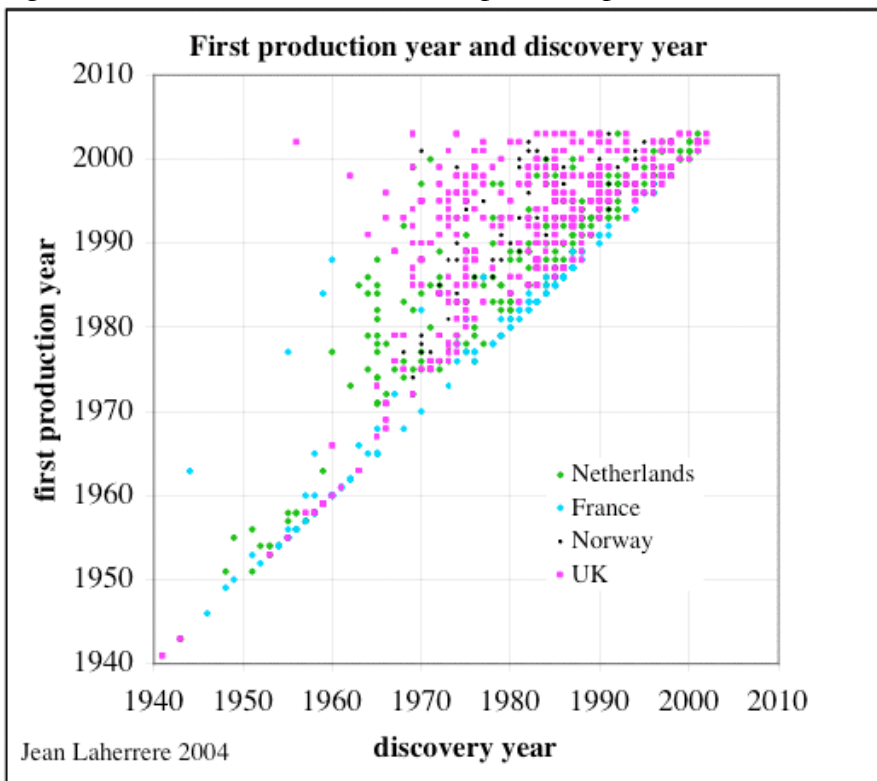
Le décalage entre découverte cumulée et production cumulée se fait surtout sur les dernières années et le décalage peut être plus grand que pour la production annuelle. Pour les US, le décalage est de 30 ans

Figure 29: US: décalage de 30 ans entre découverte cumulée et production



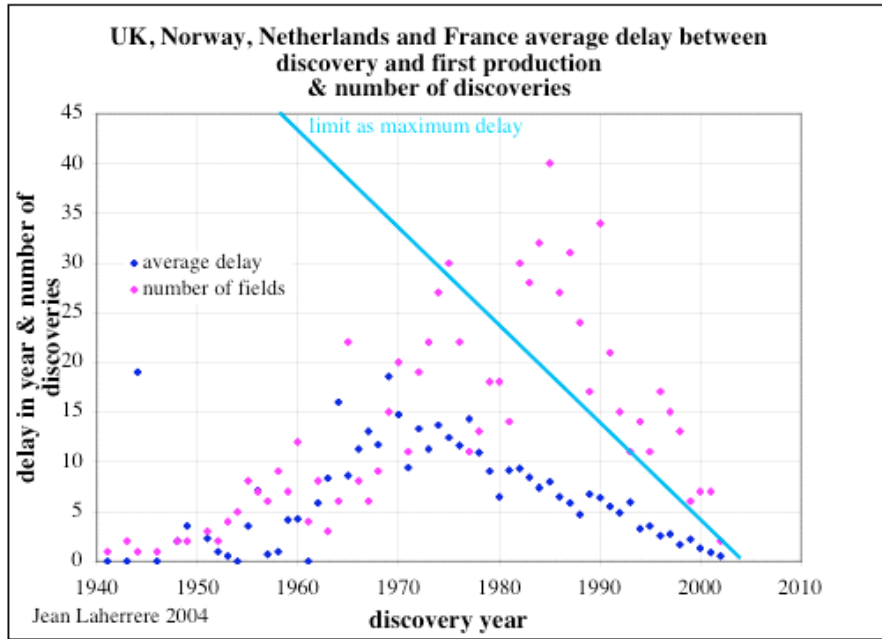
Le délai individuel par champ entre découverte et première production est difficile à mettre en graphique car les points ne concernent que les champs développés et négligent les champs découverts non-développés. Les points pour les champs en France, UK, Norvège et Hollande montrent que pour la France les champs sont très vite développés car surtout à terre, alors qu'en Norvège ils s'étalent sur toute la période.

Figure 30: Délais entre découverte et première production en UK, Norvège, Hollande et France



La moyenne des délais semble donc décroître avec le temps mais c'est un artefact car en fait elle est proche de la bissectile de l'angle de distribution des champs. Il faut tenir compte des champs non-développés et tant qu'il en restera, on ne peut juger de la moyenne. Sur le graphique suivant le nombre des champs découverts est reporté et il diminue depuis le pic des années 80.

Figure 31: Moyenne des délais entre découverte et première production en UK, Norvège, Hollande et France



Les valeurs varient entre les différentes estimations Pour le pétrole, le délai en années entre découverte et première production et les décalages pour la meilleure corrélation entre découverte annuelle et production annuelle ainsi qu'entre découverte cumulée et production cumulée montrent des variations selon les pays

	Délai entre découverte et première production	Décalage déc. cum et prod. cumulée	Décalage déc. ann. et prod. ann.
France	0-15	17	7
Hollande	0-25	20	10
UK	0-30	17	12
Canada	?	20	20
Norway	3-30	22	22
US L48	?	30	32

Le seul résultat évident est que les pays avec beaucoup de réserves offre un décalage plus important que les pays avec peu de réserves (Hollande et France)

Un autre point intéressant est le pourcentage de découvertes non-développées, important en nombre, mais faible en volume.

	producing & abandoned	appraisal & developing	discovery	all discoveries
nombre				
	% number of fields			number
UK	53	21	27	675
NL	57	7	35	412
NW	30	18	52	241
Fr	82	0	18	160
All				1488
volume				
	% oil + condensate			volume Gb
UK	90	8	3	32
NW	87	7	6	31
NL	94	0	6	1

Fr	100	0	0	1
All				65
	% gas			volume Tcf
NL	93	2	5	162
NW	63	24	13	153
UK	85	9	6	117
Fr	100	0	0	12
All				444

-Gaz naturel

Le pétrole offre un seul marché global mondial, car le coût du transport est faible d'un point du globe à un autre (1 à 2 \$/b), alors que le gaz (étant en volume beaucoup moins énergétique) est de 5 à 10 fois plus cher à transporter. Une bonne partie du gaz découvert est non-développé (stranded gas) ou brûlé à la torche (actuel 5%) quand extrait avec du pétrole et 3% perdu. Il y a 3 marchés du gaz: Amérique du Nord, Europe et Asie Pacifique. Seulement 25% de la production participe au marché international et est transporté à 80% par pipeline et 20 % sous forme liquéfiée, mais le liquéfié fait l'objet d'une croissance importante 7%/a, car la pénurie arrive.

Le contenu énergétique en 2002 en Btu/cf varie suivant les zones de production de 800 en Pologne à plus de 1400 en Grèce, la moyenne du gaz liquéfié est de 1075 à 1150. Changer de producteur peut nécessiter le changement des équipements ou le traitement du gaz.

L'équivalence gaz-pétrole varie selon les pays en moyenne dans le monde on prend 1 bep = 6 kcf, aux US on prend 1 bep = 5,6 kcf, pour la transformation gaz to liquid (GTL) on a environ 1 bep pour 10 kcf.

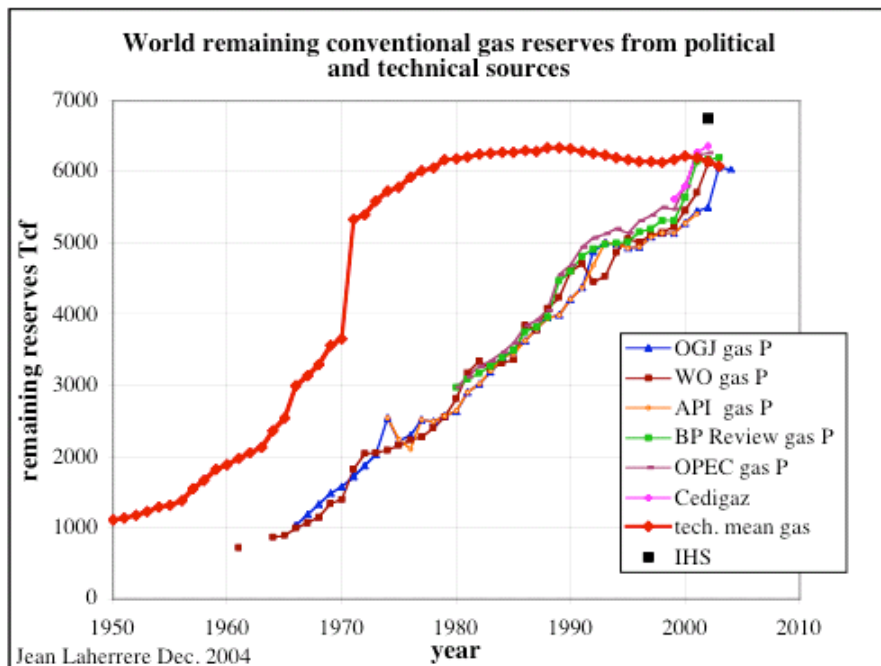
Les compagnies utilisent des taux différents pour établir leur production mondiale 2003 qui est située dans de nombreux pays en bep/kcf :

Exxon Mobil	6,0
ChevronTexaco	6,0
ConocoPhillips	6,0
Royal Dutch/Shell	5,8
BP	5,8
Eni	5,742
Repsol YPF	5,615
Total	5,44

Encore 10% de variation ou d'imprécision!

Les réserves de gaz sont encore plus imprécises et manipulées que les réserves de pétrole avec des résultats aussi contrastées entre sources politiques et techniques.

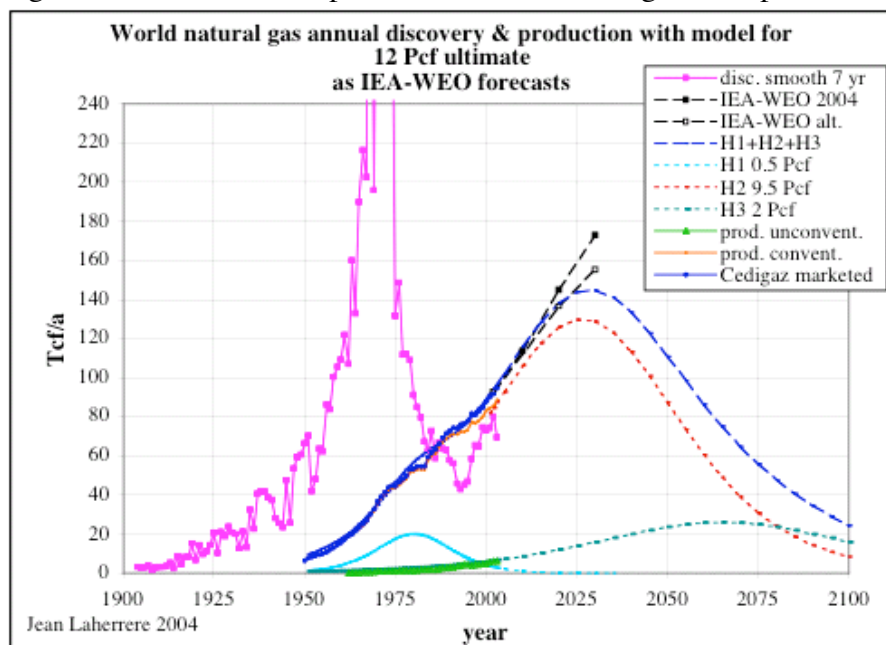
Figure 32: Réserves restantes mondiales de gaz conventionnel d'après [des sources politiques et techniques](#)



Les découvertes annuelles sont perturbées par la découverte en 1971 du champ North Dome étant aux 2/3 au Qatar (North Field) et 1/3 en Iran (South Pars foré en 1991), ce champ fait environ 1500 Tcf soit 15 % des réserves ultimes mondiales conventionnelles, avec aussi environ 60 Gb de condensat, ce champ est en pétrole équivalent environ deux fois le champ de Ghawar (situé à moins de 200 km) qui est le plus grand champ de pétrole (115 Gb et 200 Tcf)

La production de gaz est modélisée en ajoutant deux courbes d'Hubbert pour un ultime du conventionnel à 10 000 Tcf à une courbe pour le non-conventionnel avec un ultime de 2000 Tcf. Ce modèle prévoit un pic à moins de 150 Tcf/a en 2030 alors que l'AIE prévoit pour 2030 173 Tcf/a

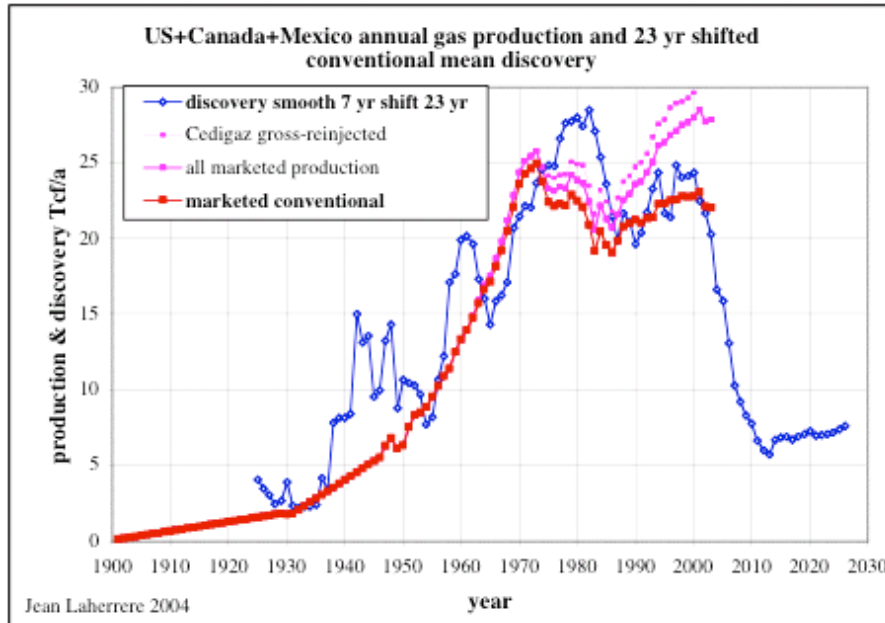
Figure 33: Découverte et production mondiale de gaz avec prévisions AIE 2004



La corrélation entre production et découverte annuelle décalée (figures 17 pour les US, 20 et 24 pour la France, 25 pour UK) montre que ce décalage permet de prévoir la production future en suivant la courbe de découverte. Le même exerce pour le gaz naturel conventionnel en Amérique

du nord (US+Canada +Mexique) donne une bonne corrélation pour un décalage de 23 ans et laisse prévoir une chute spectaculaire de la production dans les années à venir (Simmons 2004 une cascade). Cela explique la ruée sur les projets de terminaux de gaz liquéfié aux US et ailleurs

Figure 34: Production annuelle de gaz conventionnel aux US + Canada + Mexico et découverte décalée de 23 ans

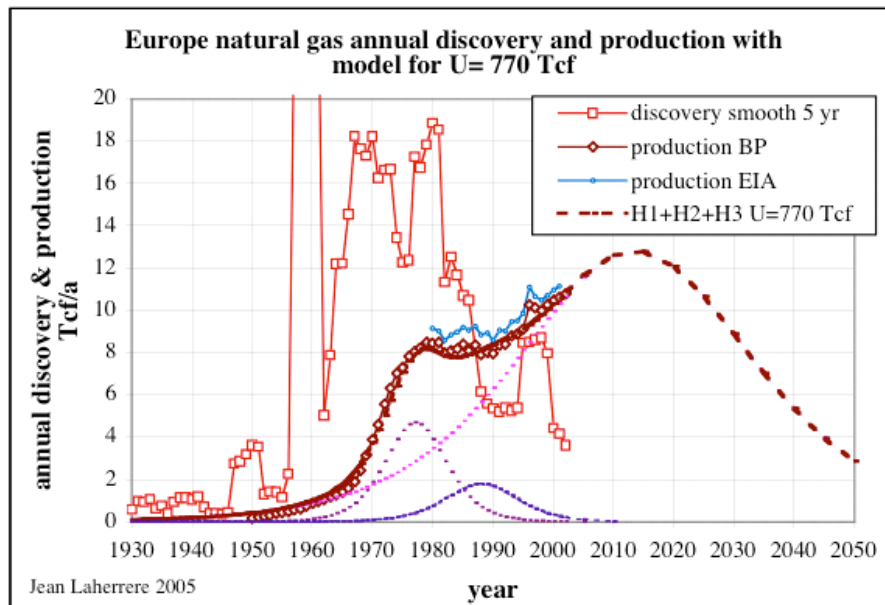


La production de gaz en Amérique du Nord culmine et déclinera brutalement

Le projet hydrogène de Bush (State of the Union address Jan 28, 2003) qui veut libérer son pays de sa dépendance énergétique semble ignorer que l'hydrogène est produit à partir du gaz naturel. L'importation du gaz aux US va devoir monter en flèche !

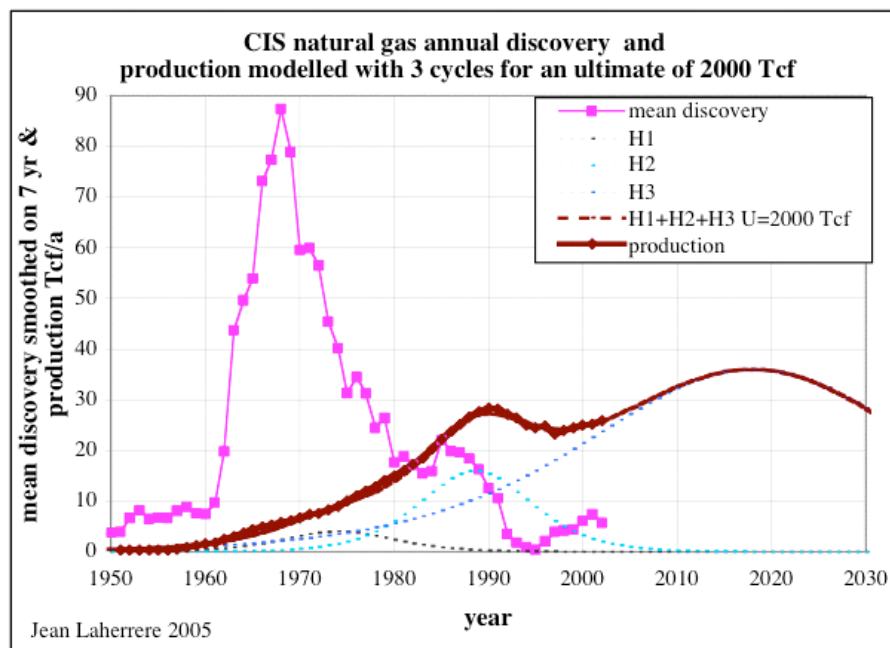
La production de gaz de l'Europe va culminer bientôt

Figure 35: Découverte et production annuelle de gaz en Europe



La production de l'ex-URSS va culminer dans une décennie et ne satisfera pas la demande de l'Europe

Figure 36: Production annuelle de gaz en ex-URSS et découverte décalée de 20 ans



Les réserves de gaz non encore totalement développées (stranded) comme au Nigeria, au Trinidad et surtout au Moyen-Orient vont se développer avec le transport en liquéfié, car les pays consommateurs sont bien loin.

-coût du pétrole et du gaz

Les analystes financiers aiment bien calculer le coût en \$/b pour comparer les compagnies, mais ce coût est très artificiel. De plus, tous les coûts ne sont pas inclus. De plus le coût d'un champ doit être calculé comme la moyenne sur toute la vie du champ qui peut être plus de 100 ans. Le coût dépend beaucoup des règles d'amortissement et du taux d'actualisation, qui sont variables suivant les compagnies. Les rapports annuels des compagnies pétrolières sont difficiles à déchiffrer et ne permettent pas un vrai calcul du coût du pétrole. De plus il est difficile de distinguer ce qui revient au pétrole et au gaz. On cherche du pétrole et l'on trouve parfois du gaz. Les investissements passés en exploration et production sont oubliés et seuls les coûts annuels sont pris en compte en fonction de la production annuelle. Le seul coût qui a une réalité est le point neutre par compagnie, c'est le prix qui rend les projets négatifs. Le point neutre actuel est de 25 \$/b pour Shell (il était 21 \$/b, il y a 2 ans) et de 21 \$/b pour Total (il était de 17 \$/b, il y a peu). Certains parlent d'un coût de 1 \$/b pour le pétrole saoudien. L'Arabie Saoudite est possédée par la famille de Saud qui a pour principale activité la vente du pétrole. Le budget du pays est négatif quand le pétrole est à moins de 20 \$/b. Le coût du pétrole saoudien est donc de 20 \$/b.

Le seul coût qui est vrai est le coût de développement par baril par jour de capacité maximum, car le développement est fait en un an ou deux avec un coût connu (confié à des contracteurs avec appel d'offres) et une capacité maximum connue. Le coût de développement du pétrole est de l'ordre de 1000 \$/b/d à terre classique, de 5000 \$/b/d en mer, de 10 000 \$/b/d en offshore profond, de 30 000 à 40 000 \$/b/d pour les sables bitumineux et les huiles extra-lourdes et de 50 000 \$/b/d pour le GTL (gas-to-liquid où la conversion est de 60% d'ou 1 bep = 10 kcf) et le CTL (coal-to-liquid). Bien sûr la capacité maximale en offshore profond est pour une durée très courte de l'ordre de 1 à 3 ans, quand la capacité maximale du pétrole non conventionnel comme l'Orénoque est pour une durée de l'ordre de plusieurs décennies car les ressources sont très grandes, il suffit de continuer à forer, car les limites du «champ» sont très loin.

Les coûts de développement des sables de l'Athabasca étaient déclarés en baisse, il y a plusieurs années, mais le manque de main-d'oeuvre et l'augmentation du prix du gaz utilisé pour produire la vapeur (600 cf/b à la surface et 1000 cf/b in situ) ont fait déraiser sérieusement les coûts ces

dernières années. L'augmentation de la production va être handicapée par le manque de ce gaz autrefois très bon marché, le projet de gaz du delta de MacKenzie suffirait juste pour les projets futurs. Il faudra sans doute utiliser une partie du pétrole produit et du coke pour produire la vapeur et il y a même un projet d'usine nucléaire pour ça.

Il faut rappeler que le coût final est, dans les projets nouveaux, très loin du coût initialement prévu. Mac Namara (patron de la Nasa et ministre) a formulé sa loi qui est que le rapport entre le projet initial et la réalité est un rapport de «Pi (3,14)» pour le coût et de «e (2,7)» pour le temps. En fait cela s'explique en probabilité par le rapport entre la valeur minimum et la valeur espérée quand la fourchette est large. La valeur minimum est toujours proposée pour ne pas tuer le projet. Cela s'est vérifié comme les projets nouveaux comme le Centre Pompidou, l'opéra de Sydney, le champ de Frigg, le pipeline d'Alaska (Prudhoe Bay, décidé avant le pic pétrolier, aurait été une catastrophe économique sans le choc pétrolier!).

Les économistes ne parlent que du coût et du prix, mais il faut regarder l'énergie investie par rapport à l'énergie produite (EROEI= energy return on energy invested). Le bilan énergétique est souvent négligé, notamment car il est très difficile à évaluer, mais on sait qu'il y a une autre limite qui est énergétique et non monétaire.

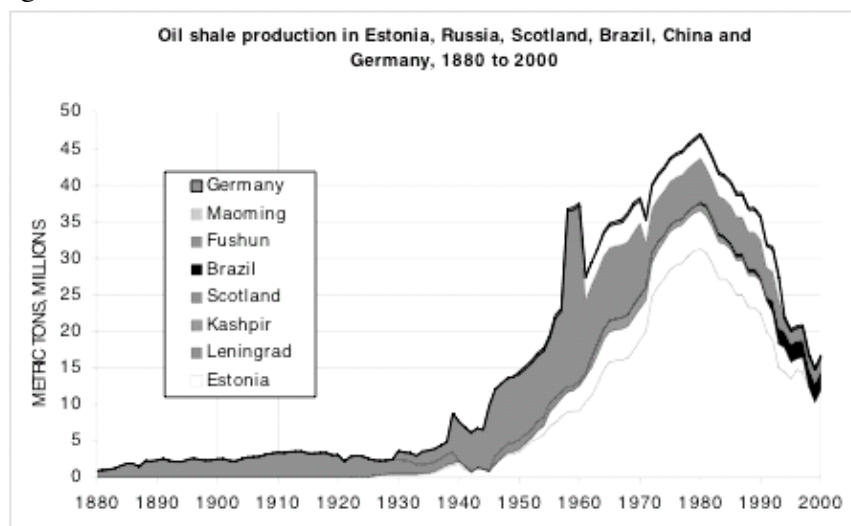
-Schistes bitumineux

Les «schistes bitumineux» (oil shales) (appelés aussi bitumeux JO 18/01/1973) qui ne sont ni des schistes, ni du bitume, mais du kérogène (roche-mère du pétrole) pour la plupart immature (avant le début du cycle du pétrole), ne sont pas à être classés dans les hydrocarbures, mais dans les charbons. Il ne faut pas confondre les schistes bitumineux (marnes +kérogène immature) avec les sables bitumineux qui sont un mélange de sables et de bitume (pétrole dégradé extra-lourd et visqueux), représentant la fin du cycle du pétrole avant disparition.

La production des schistes a un long passé, démarrage en France en 1837 (mines des schistes d'Autin (peu riches avec 100 l/t) qui a fermé en 1957 après avoir produit seulement un million de tonnes); Ecosse 1850-1963 Australie 1865-1952, 1998-2004; Brésil 1881-1900, 1941-1957, 1972-; Estonie 1921-; Suède 1921-1965; Suisse 1921-1935; Espagne 1922-1966; Chine Mandchourie 1929-; Afrique du Sud 1935-1960.

La production de schistes s'est développée à la deuxième guerre mondiale pour connaître un pic en 1980 à 50 Mt/a suivi d'un déclin symétrique au début.

Figure 37: Production mondiale de schistes bitumineux



source: Illustration #21 from paper: Origin and resources of some world oil shale deposits, by John R. Dyni, U.S. Geological Survey, Denver, CO, USA, presented at the Estonian Oil Shale Symposium, Tallinn, Nov. 18-20, 2002.

La production cumulée des schistes doit être de l'ordre de 1,5 Gt représentant environ 1,5 Gb de pétrole équivalant, alors que la production cumulée de liquides est de 1000 Gb. La majorité a été

produite en Estonie pour être brûlée dans des centrales (bien que ses schistes sont fort riches 200 l/t).

Après le premier choc pétrolier de 1973, il y a eu de nombreuses études. Le GERB (Groupe d'études des roches bitumineuses) a fait un inventaire en France dans le milieu des années 70 en effectuant des sondages à Fécocourt (près de Nancy). De nombreux pilotes ont été construits aux US (surtout ex-situ sur les schistes du Green River (150 l/t)) pour extraire des schistes des mines et les chauffer après les avoir concassé finement. Des milliards de dollars ont été dépensés pour produire un peu d'huile et pour s'apercevoir que les problèmes écologiques (le résidu est de la poussière très fine de volume double et incontrôlable et il faut beaucoup d'eau) étaient primordiaux. La chute du prix a aussi aidé au naufrage.

En fait, le bilan énergétique, qui n'est jamais calculé, est négatif. Avant le choc pétrolier quand le pétrole était à 3 \$/b, on disait qu'il fallait 6 \$/b (Burger Mai 1973 4,35-5,3 \$/b, Le Monde 10/12/74) pour produire les oil shales, quand le pétrole était à 30 \$/b, on a dit, il faut 60 \$/b, toujours le double !. Walter Youngquist (1997) estime que les *«oil shales are the fuel of tomorrow for ever»*, dans le rapport WEC 2001 il les qualifie d'*«elusive energy»*. Comme le coiffeur qui affiche «demain on rase gratis» le consommateur ne verra jamais couler abondamment de pétrole des schistes bitumineux

Cependant l'USDOE 2004 (Rapport USDOE March 2004 Strategic Significance of America's Oil Shale Resource) affirme que les ressources sont considérables (comme pour les hydrates océaniques) il y aurait dans le monde des ressources de 2600 Gb dont 2000 Gb aux US dont 750 Gb qui pourraient être récupérables.

Mais les échecs des années 70s aux US viennent d'être répétés en Australie. La compagnie australienne SPP (Southern Pacific Petroleum) avait pris (avec CPM) des permis au Queensland sur les Rundle shales. SPP avait le 11 juillet 1979 déposé une demande de permis en France sur Fecocourt. En 1980 il signait un accord avec Exxon (Business Week Aug. 25, 1980 p74T-E) pour dépenser 200 M\$ en espérant produire d'abord 15 000 b/d en 1985, puis 200 000 b/d dans les années 1990. Mais l'accord a sombré avec le contrechoc de 1985. mais il a été repris en 1998 par la société canadienne Suncor qui exploite les sables bitumineux d'Athabasca. Suncor a investi (200 M\$) dans une usine de traitement des schistes (appelés cette fois les Stuart shales) ou les réserves étaient estimées à 2,6 Gb avec 17 Gb pour le pays) sur son modèle canadien, mais ou la température est de >500°C au lieu de 100°C. Mais la phase 1 de 4000 b/d. n'a pas été atteinte avec moins de 3000 b/d. La phase II était prévue à 15 000 b/d et la phase III à 65 000 b/d. Suncor s'est retiré en 2001 en passant pour perte son investissement. Pendant 2 ans, les partenaires australiens, qui n'avaient plus que de se préoccuper des coûts opératoires, n'ont pu empêcher la fermeture de l'usine en 2004.

Les US, qui veulent montrer qu'ils agissent, continuent à parler des oil shales, mais seul Shell a un projet ICP qui semble très science-fiction de production in situ en chauffant électriquement des puits pour produire en contenant le pétrole en congelant autour. Mais c'est toujours sur le papier! Demain on rase gratis! Shell va conseiller les Chinois.

Les schistes bitumineux ont donc un très long passé bien décevant.

-Hydrates océaniques

Durant le premier choc pétrolier, les hydrocarbures non conventionnels ont été recherchés et dans les années 70 et des volumes considérables de méthane étaient estimées exister dissous dans les aquifères à haute pression (35000 Tcf en Russie, 5000 Tcf dans le Golfe du Mexique (Bonham 1978). Des pilotes aux US ont malheureusement montré l'aspect non économique et polluant et l'on ne parle plus des aquifères, car ils ont été remplacés par un nouveau mythe.

Sur son site Schlumberger publie un Livre Blanc sur le gaz non conventionnel où il est écrit page 8: *<<Rough estimates of hydrates resources exceed 60 million Tcf or almost 5000 times the conventional gas resources<<* L'USGS estime 336 000 Tcf d'hydrates aux US.

Les hydrates de méthane se forme lorsque la température est basse et la pression élevée. On les a trouvés d'abord dans les pipelines et ils sont une nuisance très importante nécessitant l'utilisation

soit de raclours soit de solvants (méthanol). Ils ont été découverts par les Russes en 1964 dans le permafrost (champ de Messoyakah en Sibérie), puis dans les sédiments océaniques en 1977 quand le fond de la mer est supérieur à 600-1000 m où les conditions de pression et de température correspondent à la zone de stabilité des hydrates de méthane. Tous les forages proposés par des universités au groupe international de forages océaniques JOIDES-OPD étaient examinés avant l'arrivée du bateau de forage Le Résolution ancien bateau de BP en 1984 par un groupe de pétroliers (Safety Panel dont j'ai été membre) pour s'assurer qu'il n'y avait pas de risque de pollution en forant dans des hydrates. Puis Il y a eu des campagnes pour carotter les hydrates. De tous ces forages (il y en a eu des milliers) seulement 3 ont trouvé des hydrates massifs de plus de 15 cm. Mais le dernier au site 997 du leg 164 sur le Blake Plateau au large de la Caroline a récupéré 15 cm, mais un autre puits fore à 15 m de distance n'a rien retrouvé. Les hydrates océaniques sont très dispersés et très hétérogènes en épaisseur et étendue. La plupart des hydrates récupérés sont des cristaux ou des filons millimétriques. Dans les zones où des hydrates ont été récupérés (Blake Plateau et Hydrate Ridge leg 204 Cascadia au large de l'Oregon) la concentration des hydrates est faible de l'ordre de 5%. Ensuite on a découvert une réflexion sismique appelée le BSR (bottom simulating reflection) qui suit à quelque 600 ms (millisecondes) le fond de la mer et qui traversait certaines réflexions des sédiments: le BSR a été interprété comme provenant de la base des hydrates, mais comme on a constaté un BSR sans trouver d'hydrates et des hydrates sans BSR, le BSR est interprété maintenant comme venant, non des hydrates, mais de la présence de gaz libre (il suffit de 5% de gaz pour créer un changement de vitesse important) sous la zone de stabilité des hydrates. Toutes les cartes indiquant la présence d'hydrates à partir du BSR sont erronées.

Il y a eu des articles délirants sur les hydrates expliquant la disparition de bateaux et d'avions dans le Triangle des Bermudes par les hydrates. D'après la Llyod, il n'y a pas de disparitions anormales.

Comme la zone de stabilité des hydrates couvrent une étendue très grande de l'ordre de 50 M.km² et une épaisseur de plusieurs centaines de mètres, certains ont rêvé de ressources gigantesques (700 000 Tcf) et les ressources d'hydrates ont été supposées représenter plus du double des réserves des combustibles fossiles, sans se préoccuper que les sédiments océaniques où sont ces hydrates ne représentent que quelques millions d'années, alors que les ressources à terre et en offshore classique couvrent plus de 700 millions d'années.

Les meilleurs experts sont russes (Ginsburg, Soloviev, Milkov). Les dernières estimations (Soloviev 1999) ont diminué le chiffre des ressources par cent (Laherrere WPC 2002, Milkov 2004) pour être ramenées au niveau des réserves de gaz restantes classiques. De plus on ne connaît pas de procédé pour les produire (chaleur ou chute de pression ou solvant) et le bilan énergétique doit être catastrophique. Le Japon, avide de trouver des ressources domestiques, a foré en 1999 un puits dans la mer de Nankai par 900 m d'eau suivi de 5 puits autour. On a parlé d'une dizaine de mètres d'hydrates avec une concentration de 80%, mais les données sont confidentielles mais l'USDOE a révélé que les puits n'ont récupéré aucun hydrate dans les carottes, la présence est interprétée à partir du taux de chlorite. Dans un puits pétrolier, seule une carotte ou un test sont la preuve de la présence d'un sédiment ou d'un fluide. Le Japon devant cette absence d'hydrate en mer s'est rabattu en 2000 sur le permafrost en reforant un puits au Canada dans le delta du MacKenzie où avait été découvert, il y a 30 ans des hydrates dans certains réservoirs au-dessus de réservoirs à gaz à Mallik afin d'obtenir des carottes d'hydrates et de faire un test de production en 2002. Un très faible débit a été obtenu après injection d'eau chaude, ce débit serait considéré comme puits sec en exploration classique. De plus les hydrates dans le permafrost ne sont pas comparables aux hydrates océaniques. Le champ de gaz de Mallik existait, il y a plus de 2 millions d'années et n'était pas alors dans le permafrost.

Si beaucoup de pétroliers s'intéressent aux hydrates c'est en tant que nuisance dans les tubages et pipelines, mais très peu s'y intéressent en tant que ressources. Cependant Anardako avec l'USDOE a foré en 2004 un puits Hot Ice n°1 pour trouver des hydrates dans le permafrost d'Alaska au sud de Kuparuk et n'a pas trouvé trace d'hydrates.

Les Indiens (Petrotech 2005) estiment que les réserves d'hydrates dans leur pays sont de 67 000 Tcf! Attendons qu'ils forent !

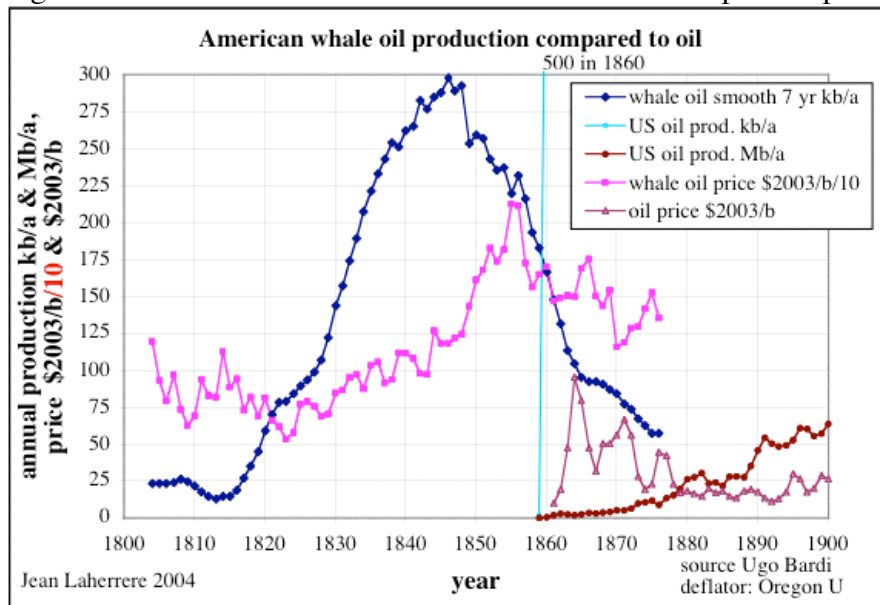
Des études scientifiques ont montré cependant le potentiel d'un transport économique du gaz naturel, non pas sous forme liquéfiée à très basse température, mais sous forme d'hydrate à température proche de 0°C.

Les hydrates de méthane océaniques sont donc trop dispersés (comme les feux follets qui sont du méthane ou les gaz des ruminants, des rizières et des termites) pour pouvoir espérer un jour obtenir une production économique et leurs réserves peuvent donc être considérées comme nulles.

-Prix

Les débuts de la production américaine du pétrole a été précédé par la production d'huile de baleine qui était uniquement utilisée pour l'éclairage. La production d'huile de baleine aux US montre une courbe très proche de la courbe d'Hubbert avec un pic en 1845 avec 300 000 b/an; le prix a alors augmenté et a atteint en 1855 le prix en dollar d'aujourd'hui de 2000 \$/b. Ce pic a décliné dès 1860 avec le début de la production de pétrole qui a été de 500 000 b/an en 1860 pour atteindre 60 Mb/an en 1900

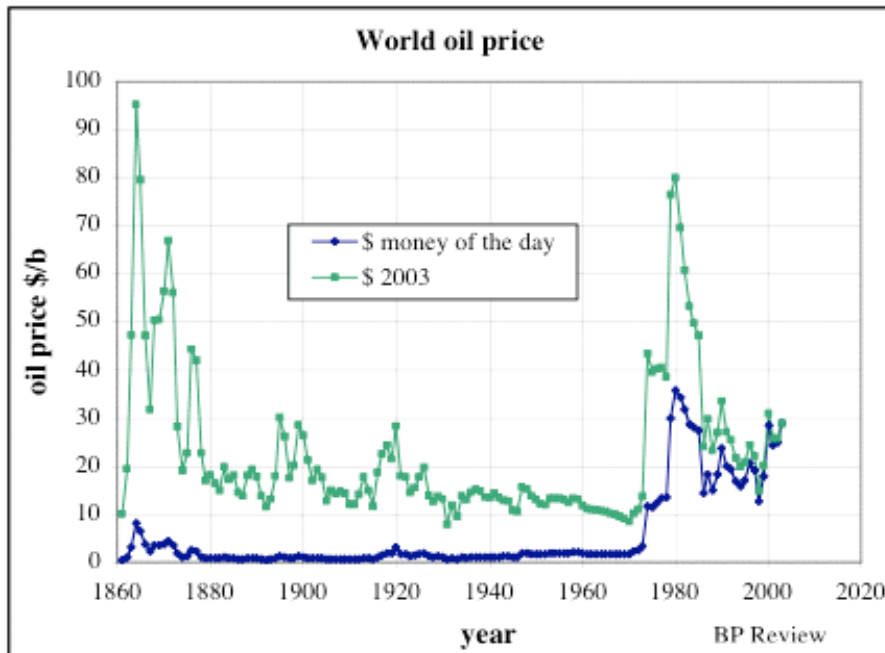
Figure 38: Production de l'huile de baleine aux EU comparé au pétrole 1800-1900



La production d'huile de baleine montre une courbe d'Hubbert et son prix a culminé en 1855 à 2000 \$2003/b et en 1875 était 30 fois plus cher que le pétrole

Le prix du pétrole a varié considérablement avec les grandes découvertes et les grands événements politiques. Il faut regarder la variation en monnaie courante et en monnaie constante (mais il n'y a pas de consensus sur le déflateur)

Figure 39: Prix du pétrole 1860-2003 d'après BP Review

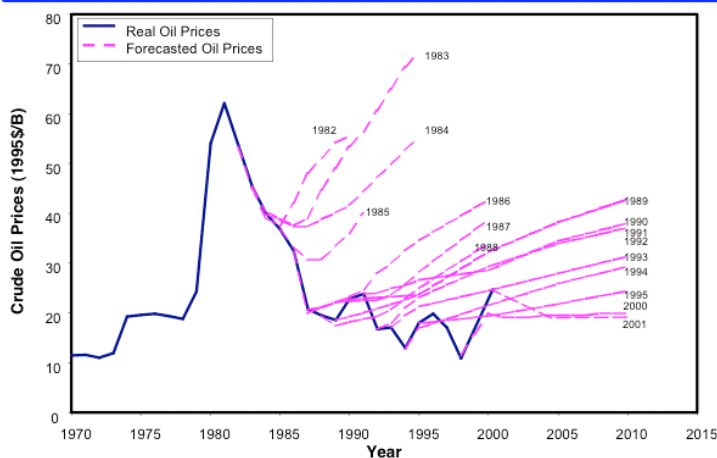


Le prix actuel est la moitié du prix en 1865 ou 1980!

Je me refuse à faire des prévisions sur les prix car ils sont trop irrationnels et tout le monde s'est trompé dans le passé. Les 50 \$/b de 2004 n'ont été prévus par aucun économiste !

Figure 40: Prévisions USDOE du prix du pétrole 1982-2001 comparées à la réalité

Comparison of Actual Oil Prices With EIA Oil Price Forecasts



Source: DOE/EIA
21 JAF02000.PPT

Advanced Resources International

Les prévisions du prix du pétrole sont toujours fausses

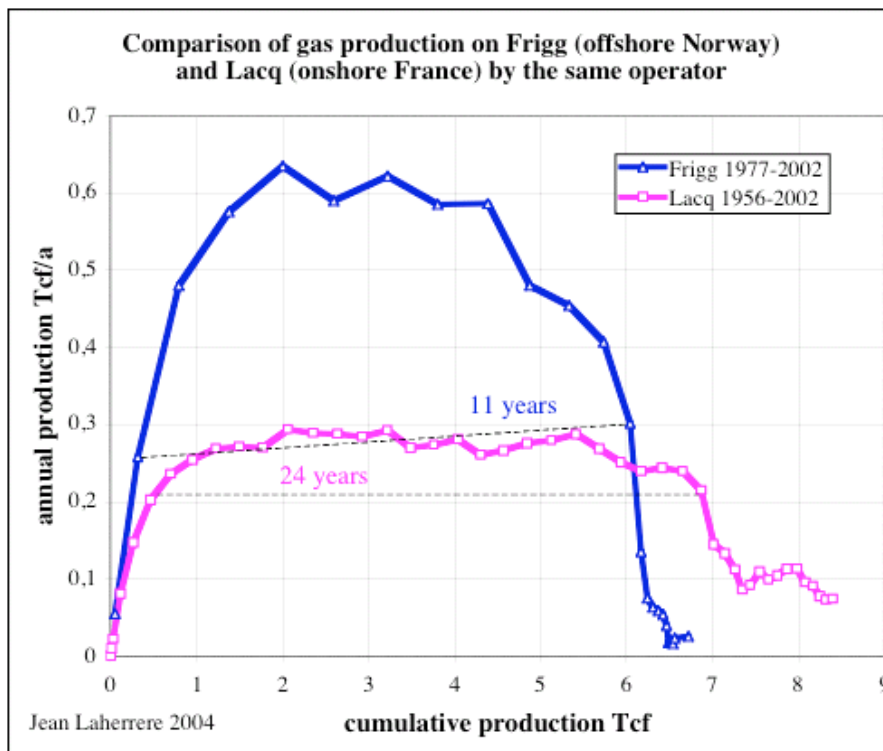
Bauquis 2004 souhaite un nouveau choc pétrolier avec 100 \$/b en 2020 pour permettre aux renouvelables et aux économies d'énergie de résoudre le déficit en énergie qui arrivera en 2050. Ma seule prévision pour l'avenir est une fourchette 20-100 \$/b, mais il semble que le pétrole bon marché est définitivement du passé, sauf si une dépression sévère arrive. Paul Vocker, ancien patron de la Fed, a dit qu'il y a 75% de chances que le monde entre en dépression dans les 5 prochaines années, et la demande chuterait alors considérablement. Tous les grands investissements (offshore profond, Athabasca, Orénoque) seraient alors obligés de continuer à produire même à perte et alimenteraient la chute des prix. Mais une forte hausse des prix peut aussi apporter une baisse de la demande et donc amener à une baisse.

-«Good practice»

Les premières découvertes importantes aux US (Spindletop 1901) ont été produites sans brider les puits, avec une abondance irréaliste de puits à de très courtes distances et elles ont été épuisées très rapidement, car l'eau venait très vite. On a vite compris qu'il fallait produire doucement pour permettre au plan d'eau de monter doucement. Il y a eu des mesures de surface minimum de drainage par puits. Depuis la fin de la deuxième guerre mondiale, les bonnes pratiques étaient suivies par tous (il y avait aussi des lois), car on pensait au long terme, quand on investissait dans un champ, il devait produire pendant plus de 50 ans, mais actuellement la pression des actionnaires (notamment des fonds de pension, surtout américains) qui veulent des rentabilités élevées sinon ils changent d'actions, les dirigeants sont obligés de favoriser le court terme (comptes trimestriels). De plus la volatilité des prix du brut et les échecs sur les prévisions passées obligent aussi à ne pas trop compter sur le long terme. Les techniques actuelles, notamment des puits horizontaux, permettent d'avoir des productions initiales plus élevées et l'on ne les bride plus trop. En revanche les déclin sont beaucoup plus élevés que par le passé. Simmons l'a bien montré pour les puits de gaz au Texas. On voit aussi les différences entre les pratiques à terre où les investissements sont plus faibles et les pratiques en mer où les investissements sont considérables et il faut très vite rembourser les emprunts.

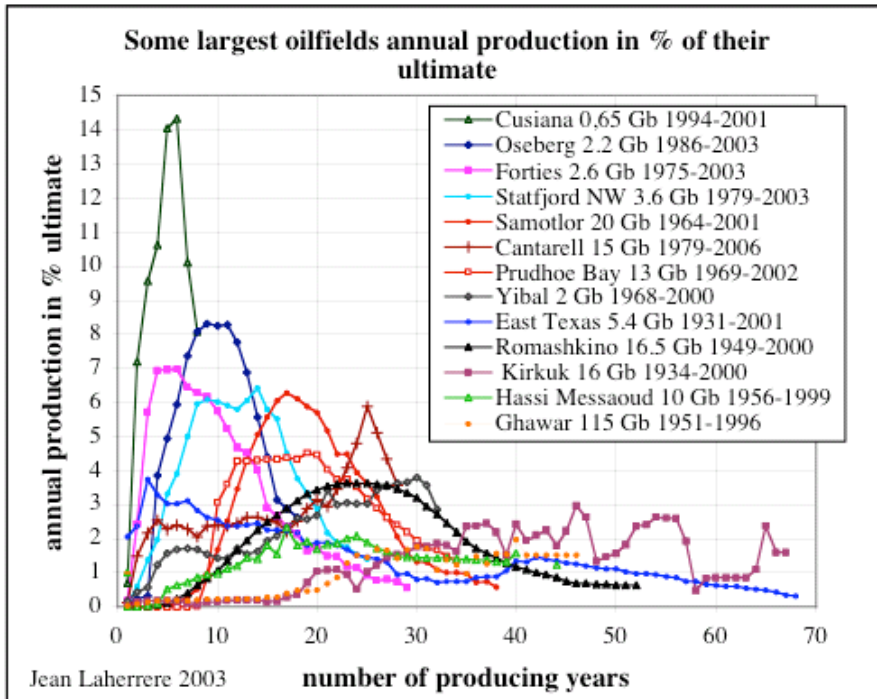
Le champ de gaz de Lacq en France a été produit en 50 ans avec un plateau de 24 ans alors que le champ de Frigg en mer du Nord a été produit par le même opérateur en 25 ans avec un plateau de 11 ans.

Figure 41: Production annuelle de Frigg (mer du Nord) et de Lacq en fonction de la production cumulée



La comparaison des pics de production par champ en pourcentage des réserves ultimes montre que les pics élevés sont en offshore (Oseberg- Forties) ou à terre dans les zones d'insécurité (Colombie avec Cusiana) ou en Arctique (Prudhoe Bay). En moyenne pour les géants du passé, on peut dire que le pic annuel est de l'ordre de 5% des réserves, soit environ 150 000 b/d pour 1 Gb de réserves. En offshore profond, le champ de Girassol en Angola exploité par Total a un pic de 200 000 b/d pour des réserves de 800 Mb.

Figure 42: Production annuelle de plus grands champs en % de leur ultime



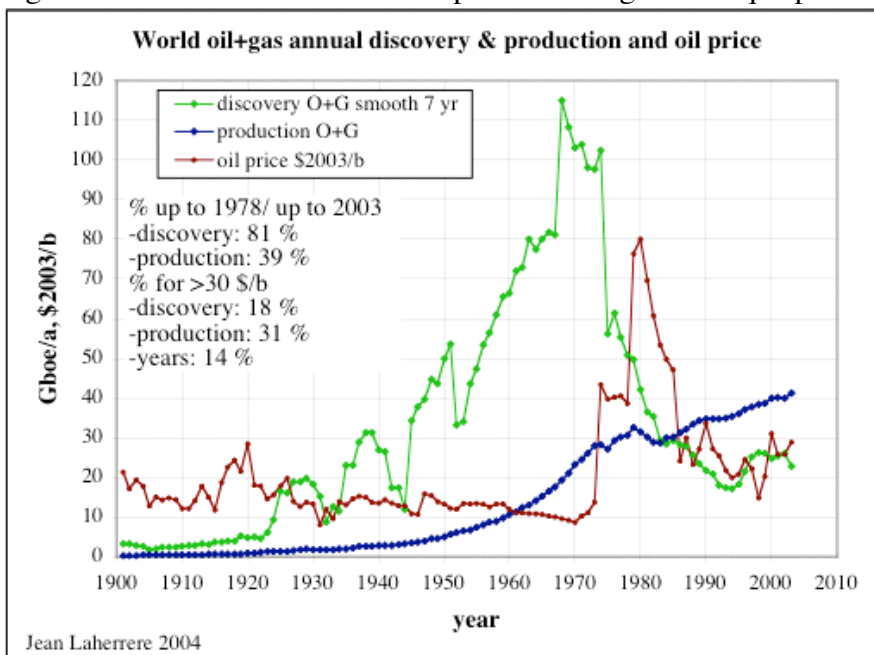
-Croissance des réserves

La croissance des réserves est le principal argument des optimistes et notamment de l'IFP.

Le grand point de dispute entre les optimistes et les pessimistes est que les optimistes (surtout les économistes) ont une foi inébranlable dans la technologie (mais ils n'écoutent pas les techniciens) et estiment que les techniques futures et les prix feront augmenter les réserves. Certains pensent donc que des prix élevés amènent plus de découvertes. On constate le contraire. Les découvertes annuelles de pétrole et de gaz combinés (lissées sur une période de 7 ans) montre bien que 80 % des découvertes ont été faites avant 1979, mais seulement 40 % de la production.

La comparaison découverte et prix du brut montre que les découvertes conventionnelles se sont écroulées alors que le prix du brut s'élançait vers les sommets de 1979, et que le creux du prix en 1999 correspond au pic de découverte de l'offshore profond.

Figure 43: Production mondiale de pétrole et de gaz ainsi que prix du brut



Augmenter le prix du brut n'augmente pas les découvertes classiques, au contraire on va forer les prospects médiocres et les découvertes s'effondrent. Par contre le pétrole non conventionnel qui est cher est très sensible au prix. Le pétrole non conventionnel a été découvert depuis très longtemps car il affleure à la surface (Athabasca est connu depuis 1750, Pechelbronn est exploité depuis 1735 jusqu'en 1964 (3,3 Mt), premier forage en 1813)

Les réserves des champs découverts peuvent augmenter (ou diminuer) avec le temps suivant les auteurs et la définition des réserves. Les géologues qui ont le droit à l'erreur (ils forent en grande exploration près de 90% de puits secs) sont souvent optimistes pour les réserves des champs moyens et moins pour les géants, alors que les ingénieurs de réservoir et les producteurs qui sont classes comme experts qui ne se trompent jamais sont beaucoup plus conservateurs, de plus toute amélioration ultérieure sera déclarée due à leurs bonnes pratiques.

Les réserves sont dites prouvées quand elles correspondent au minimum, car l'objectif est de fournir au cours du temps une croissance aux actionnaires et aux banquiers pour aller à la valeur espérée (dite moyenne). De plus l'addition incorrecte des réserves prouvées par pays pour obtenir les réserves mondiales apporte une sous-estimation supplémentaire, d'où une croissance certaine.

Mais ce n'est pas le cas des réserves prouvées plus probables ou 2P qui sont proches de la valeur espérée (en fait elles sont dites représenter la valeur médiane par les compagnies d'espionnage, mais en fait les techniciens essayent soit de fournir la valeur espérée qui donne aux économistes la valeur économique espérée soit d'estimer la valeur la plus probable).

L'objectif des valeurs espérées est de ne pas fournir statistiquement de variation, les valeurs individuelles peuvent être positives ou négatives, mais le total des variations est proche du zéro avec le temps.

Les graphiques suivants montrent un certain nombre d'exemples de champ de pétrole qui ont connu une croissance négative, nulle et positive. Le problème est de savoir si le total global est nul. Le problème est que les réserves des champs en production varient avec la production mais les réserves des découvertes non développées ne varient guère et ce n'est qu'à la fin de l'abandon de la province pétrolière que l'on saura si ces découvertes doivent être considérées comme nulles. En mer du Nord on y a environ 450 découvertes non-développées (3 Gb).

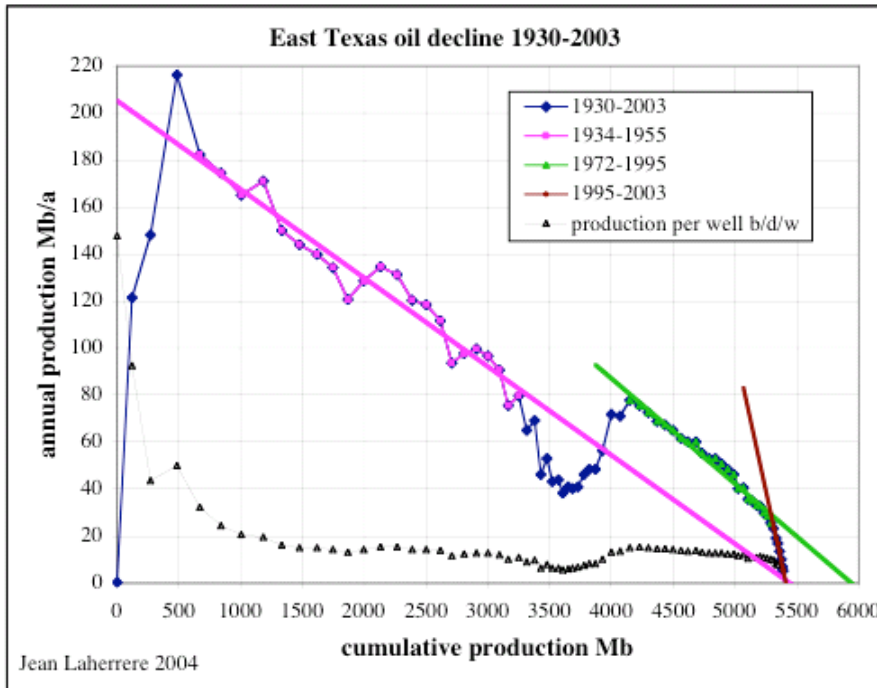
On ne peut prétendre que la technique a augmenté les réserves que si on constate dans le déclin de la production annuelle versus la production cumulée une amélioration du déclin.

Une croissance des réserves qui ne se voit pas sur ce déclin est seulement la preuve que les réserves étaient mal estimées ou sciemment sous estimées.

Les exemples de croissance négative abondent et ceux sont les plus grands champs comme East Texas aux US hors Alaska ou Samotlor en Russie

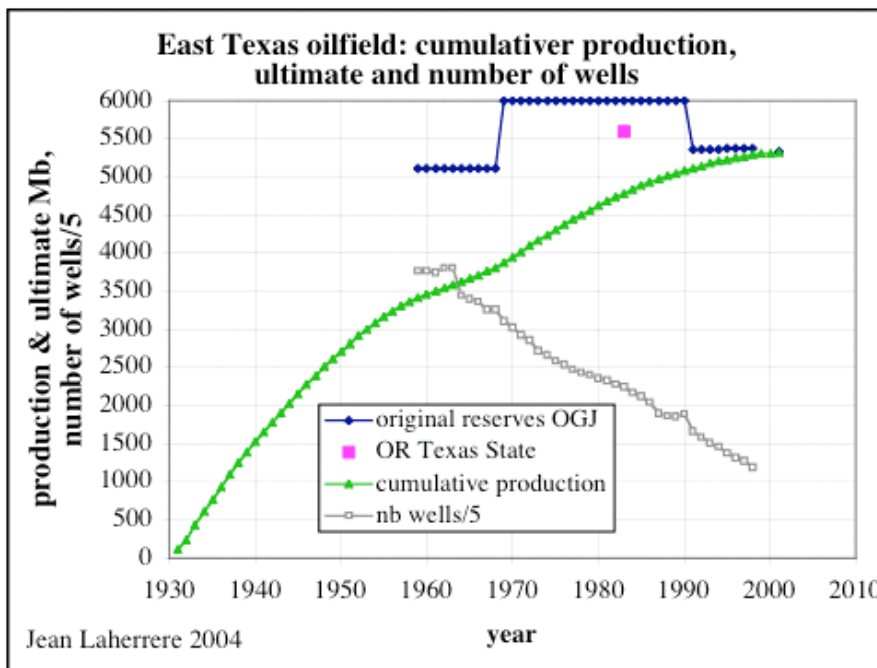
Le déclin d'East Texas de 1934 à 1955 est extrapolé à la même valeur de 5,4 Gb que le déclin de 1995 à 2003 (le champ est quasiment épuisé). L'introduction de l'injection d'eau dans les années 60 a permis d'avoir un déclin qui donnait une valeur ultime de 6 Gb. Mais cette promesse n'a pas été tenue.

Figure 44: déclin du champ d'East Texas



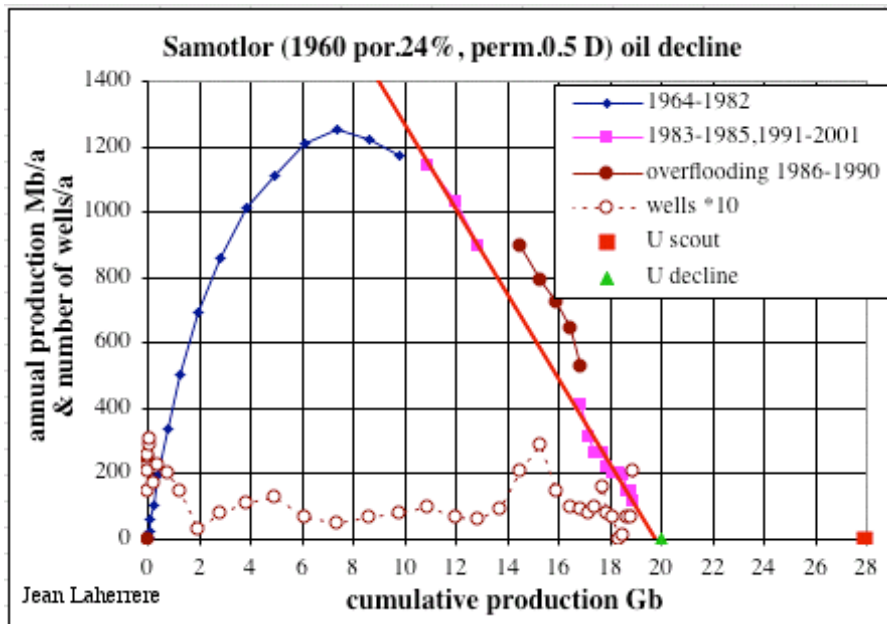
L'évolution des réserves montre que la valeur de 6 Gb a été longtemps espérée, mais que la valeur ultime est bien inférieure.

Figure 45: évolution du champ d'East Texas



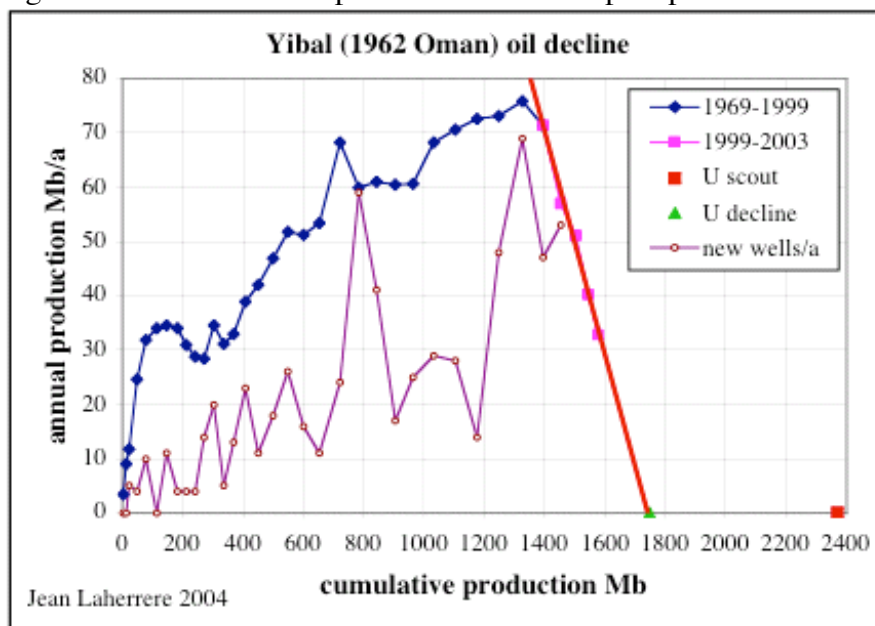
Le plus grand champ de l'ex-URSS Samotlor est indiqué par les Russes avoir des réserves de 28 Gb alors que son déclin indique environ 20 Gb

Figure 46: déclin du champ de Samotlor (Sibérie occidentale)



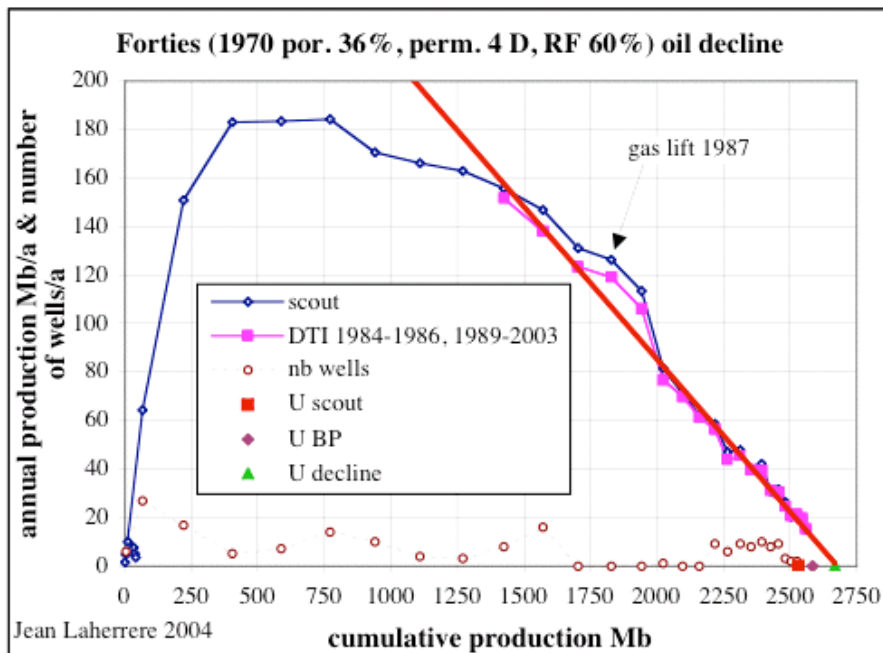
Il y a d'autre exemple de décroissance des réserves, notamment ou l'emploi de techniques modernes (puits horizontaux) permet de produire beaucoup plus vite mais au détriment des réserves, comme Yibal qui est le plus grand champ d'Oman opéré par Shell. Les réserves sont données à environ 2,4 Gb quand le déclin prévoit 1,8 Gb.

Figure 47: déclin du champ d'Yibal en Oman opéré par Shell



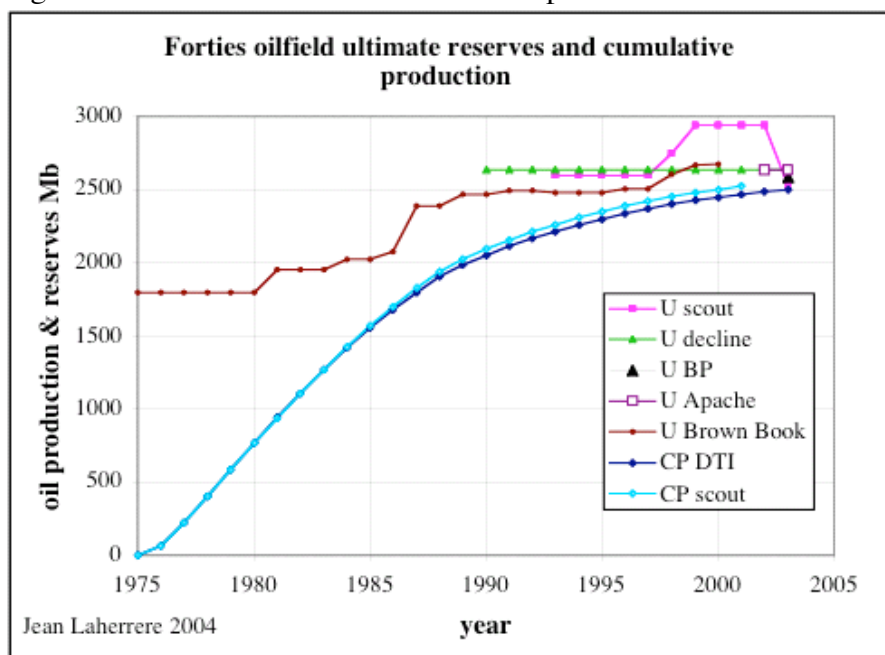
L'un des grands champs de Mer du Nord cote anglaise Forties est un bel exemple de déclin constant, malgré l'introduction de nouvelles techniques. En 1987 l'addition d'une 5eme plateforme et l'injection de gaz a permis pendant 2 ans de produire plus que la courbe de déclin, mais ensuite le déclin a repris sa pente originelle. Les nouvelles techniques permettent de produire plus vite et moins cher mais pas de produire plus. J'ai montré cet exemple en 1998 et 6 ans plus tard le déclin n'a pas changé. BP propriétaire de ce champ l'a vendu à un petit opérateur indépendant américain (Apache) qui va produire moins cher (car il est plus petit et plus efficace), mais pas plus.

Figure 48: déclin du champ de Forties (mer du Nord)



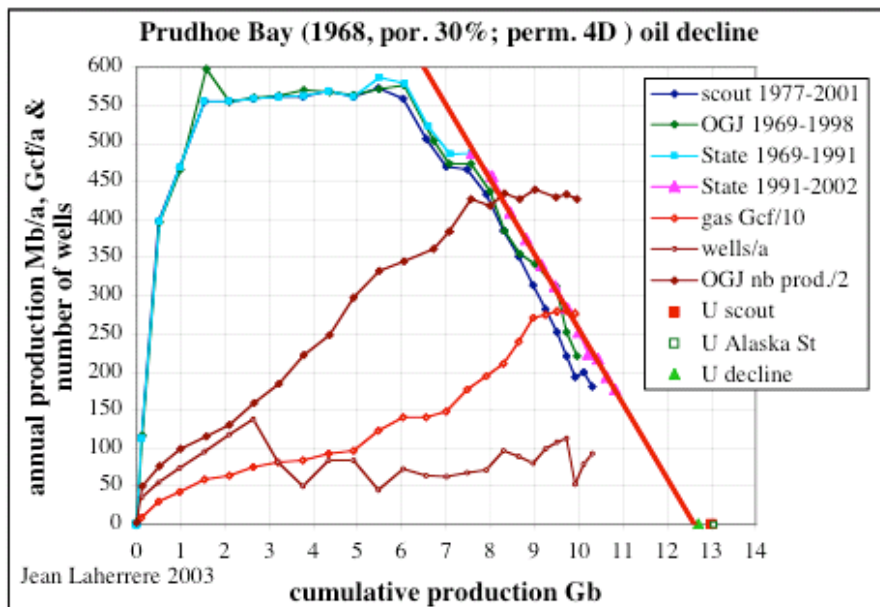
L'évolution des réserves publiées est variable suivant les auteurs (Brown book, IHS) alors que le déclin est constant depuis 1985.

Figure 49: évolution des réserves du champ de Forties

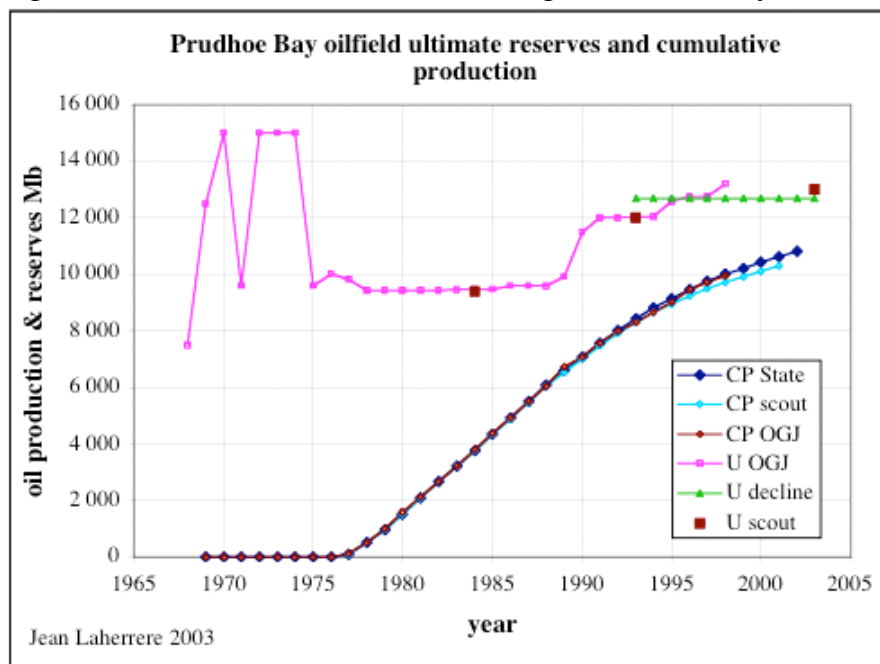


Le plus grand champ des US Prudhoe Bay en Alaska ne montre aucune amélioration du déclin malgré l'utilisation de puits horizontaux

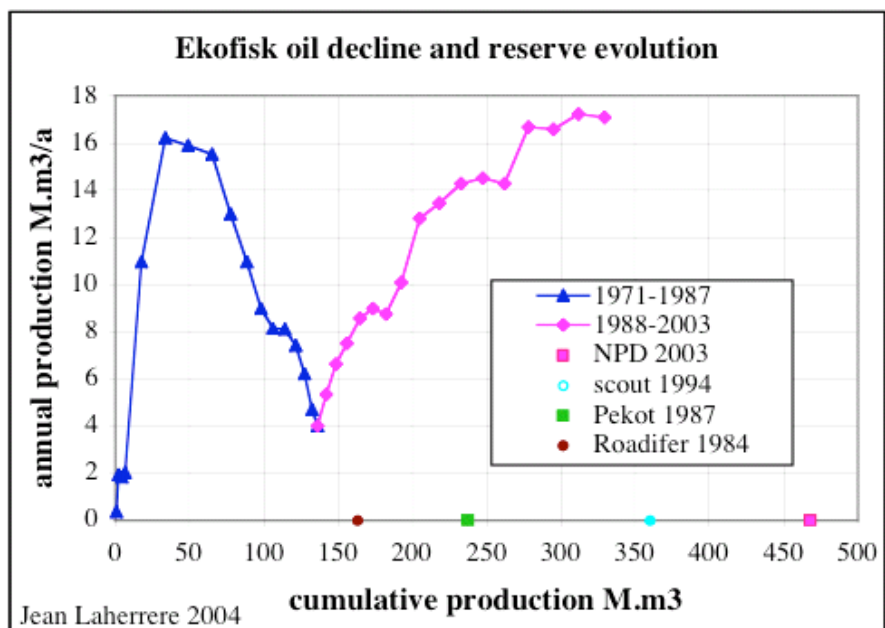
Figure 50: déclin du champ de Prudhoe Bay (Alaska)



L'évolution des réserves publiées a été chaotique au début avec des géologues optimistes à 15 Gb et des ingénieurs conservateurs à 9,6 Gb, la vérité est entre les 2 à 13 Gb
 Figure 51: évolution des réserves du champ de Prudhoe Bay (Alaska)



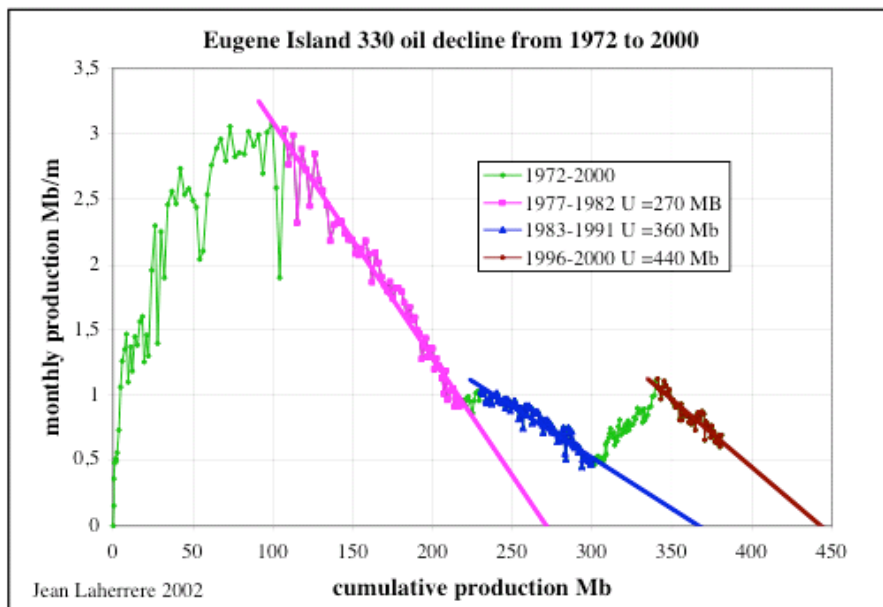
Il y a cependant des exemples de croissance positive importante, mais ces cas sont toujours expliqués par des conditions très exceptionnelles et non-extrapolables à l'ensemble des champs. Le champ d'Ekofisk en mer du Nord qui produit depuis 1971 n'a pas encore atteint son pic, car sa production a chuté très vite, mais elle a remonté plus haut. Le réservoir qui produit est une craie spéciale, qui, sous l'effet de la production, s'est compacté considérablement, causant une subsidence du fond de la mer de plus de 6 mètres, ce qui a nécessité de remonter les plateformes de production avec un investissement considérable. La compaction de la craie a été comme quand on écrase une éponge, elle crache beaucoup plus que si on ne la presse pas. Les estimations de réserves ont donc grimpé de 160 M.m³ à 460 M.m³
 Ce cas ne peut être extrapolé aux autres champs de la mer du Nord car ceux-ci n'ont pas le même réservoir et surtout ne présentent pas de subsidence du fond de la mer.
 Figure 52: déclin du champ d'Ekofisk (Norvège)



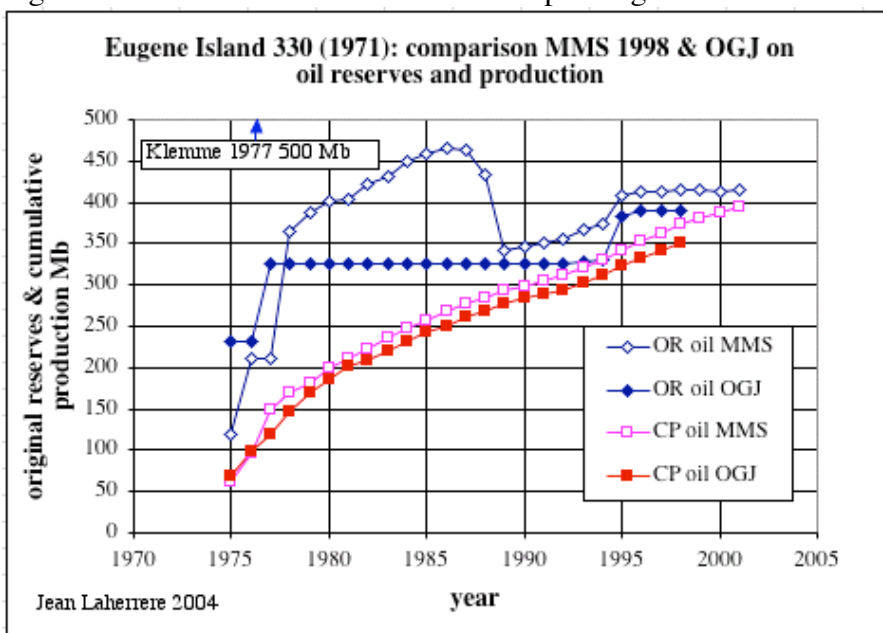
Cooper dans le [Wall Street Journal](#) prétendait en 1999 que le champ de pétrole d'[Eugene Island 330](#) (le troisième en taille en 2001 des champs du Golfe du Mexique) était un exemple de réserves qui se renouvelaient car le pétrole devait venir du manteau (pétrole abiotique défendu par l'astronome Gold qui a foré 2 puits secs en Sue sur ce thème) et que le pétrole pouvait être considéré comme renouvelable. L'augmentation des réserves au Moyen-Orient après 1985 était ainsi expliquée. Eugene Isl 330 est supposé avoir augmenté de 60 à 400 Mb

En fait les données de production dans le Golfe du Mexique sont du domaine fédéral et donc publiques. Les données mensuelles de production de 1972 à 2000 montrent bien que le déclin a eu 3 pentes. La première est le déclin en récupération primaire de 1977 à 1982 avec un ultime de 270 Mb, le deuxième déclin de 1983 à 1991 est dû à des investissements normaux (qui maintenant sont fait dès le démarrage de la production) dans des injections d'eau et plus de puits avec un ultime de 360 Mb et le troisième déclin est anormal sans avoir accès au détail des investissements en production que je n'ai pas. La seule explication est que ce champ qui est situé sur la plus grande faille (Red fault) et la mieux étudiée du Golfe du Mexique (la sismique est étudiée sur le web par plusieurs universités) qui met directement en communication le réservoir et la roche-mère. Après une production important de 1972 a 1991, la pression a fortement baissé dans le réservoir et a dû aspirer, via la faille, le pétrole contenue encore dans la roche mère.

Figure 53: déclin du champ d'Eugene Island 330 (Golfe du Mexique)

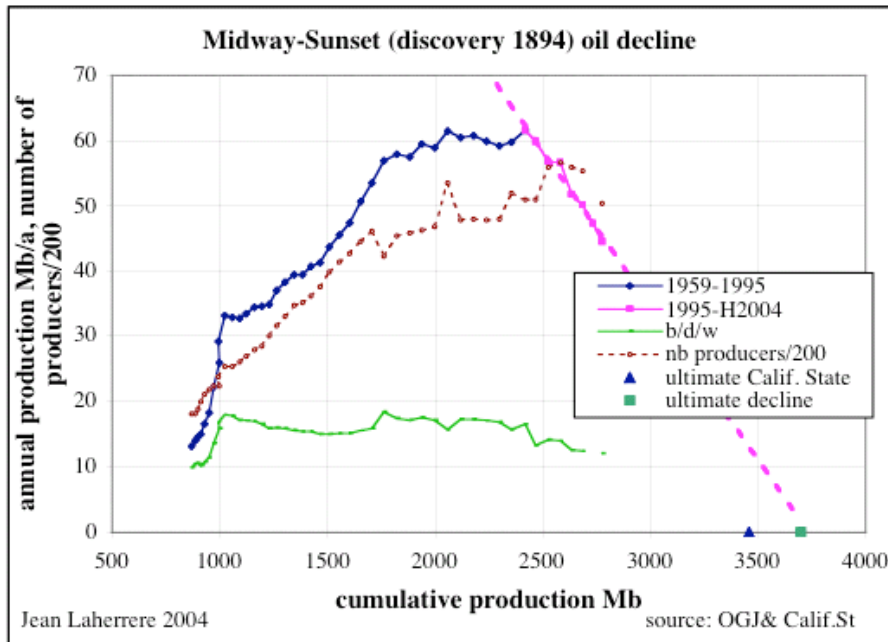


Les affirmations de Cooper sont fausses les réserves ne sont pas passées de 60 à 400 Mb. L'évolution des réserves a été au contraire à la baisse. En 1997 le grand géologue pétrolier Klemme estimait les réserves à 500 Mb. En 1986 OGI publiait une estimation de 460 Mb. La valeur actuelle d'après déclin est de 440 Mb alors que MMS estime à 414 Mb. Il n'y a pas eu de croissance des réserves publiées, mais une baisse. Par contre la courbe de déclin montre une augmentation de 360 à 440 Mb du à la nature exceptionnelle de ce champ à cause de la faille

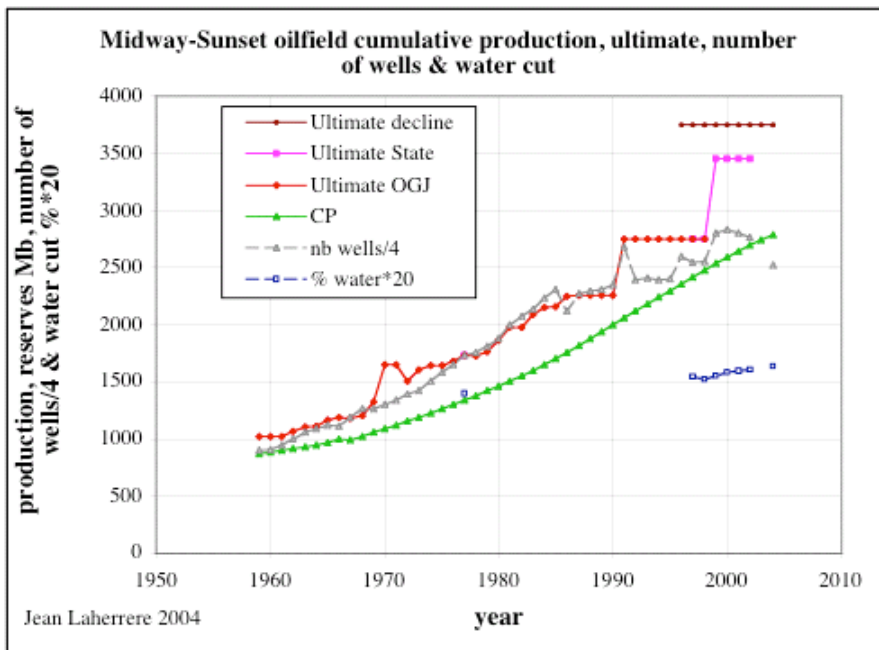


Le champ d'huile lourde (13° API) de Midway-Sunset en Californie découvert en 1894 est cité par l'USGS comme un exemple de croissance des réserves. Mais ce champ est produit avec injection de vapeur, ce n'est pas un champ classique. La production a augmenté avec le nombre de puits producteur et a culminé après 100 ans de production en 1995 à 60 Mb/a avec plus de 10 000 puits producteur. Depuis 1995 le déclin donne un ultime de 3,7 Gb (3,5 Gb pour l'Etat de Californie) et 2,8 Gb ont déjà été produits.

Figure 55: déclin du champ de Midway-Sunset (Californie découvert en 1894) huile lourde (13° API)



L'évolution des réserves ultimes montre qu'elles augmentent avec le nombre de puits. La méthode d'estimation n'a pas été la bonne techniquement, mais peut être bonne politiquement. Figure 56: évolution du champ de Midway-Sunset



La conclusion de tous ces exemples est qu'il y a bien une évolution des réserves par champ avec le temps et cette évolution peut être positive, nulle ou négative. Le problème est qu'il est très difficile de savoir quel est le bilan mondial, car les définitions et les méthodes d'évaluation varient avec les pays (entre le P des US et le 3P de l'ex-URSS). Si les estimations correspondent à la valeur espérée, le total global ne doit être statistiquement changé avec le temps (au déplaisir des banquiers).

L'USGS dans son rapport 2000 (dirigé par Tom Ahlbrandt) estime qu'il est impossible de savoir quel est la croissance des réserves dans le monde et au lieu de ne rien faire ils préfèrent utiliser la courbe de croissance des réserves prouvées US qui utilisent une définition différente du reste du monde. Ils ont pris leur propre courbe de croissance tirée de l'expérience de champs à terre découverts, il y a fort longtemps puisque le pic de découverte est dans les années 1930 et qui donne une croissance de l'ordre de 8 fois la valeur initiale après 50 ans. Ils n'ont pas voulu

utiliser la croissance de USDOJ/MMS basée sur les champs plus récents dans le Golfe du Mexique qui donne une croissance de l'ordre de 4. Mais, [appliquer la courbe de croissance des réserves prouvées US \(calculée sur des champs découverts pour certains il y a 100 ans\) aux réserves prouvées + probables du reste du monde découverts récemment, est comme comparer les températures de New York à celles de Paris sans se préoccuper de vérifier qu'à NY elles sont en Fahrenheit et à Paris en Celsius!](#) L'approche USGS 2000 n'est pas scientifique sur ce sujet. Ainsi en 2000 l'USGS ajoute près de 700 Gb aux réserves ultimes (en fait pour 2025) mondiales sous le titre de croissance des réserves. Il faut remarquer que son prédécesseur C. Masters (étude 1984, 1987, 1991 & 1994) refusait cette croissance en prenant les réserves «inferred» au lieu de «proved».

Malheureusement les agences officielles (USDOE, AIE) qui n'ont pas les données techniques font confiance aux estimations de l'USGS.

-Alternative au pétrole

-Hydrogène

Certains (dont Bush, Rifkin, Yamani) pensent que l'hydrogène va remplacer le pétrole.

Si la pierre taillée a été remplacée par une meilleure alternative à savoir le fer et le bronze (et non par manque de silex), il semble qu'il n'y a pas d'alternative en volume suffisant pour remplacer le pétrole surtout dans les transports. L'hydrogène n'est pas une énergie, mais un vecteur comme l'électricité et doit être fabriqué (actuellement surtout à partir du gaz). L'hydrogène a un passé industriel qui montre sa mauvaise performance dans les transports puisque la première voiture à moteur à combustion interne a fonctionné avec de l'hydrogène en 1805 (Isaac de Rivaz). L'hydrogène est fabriqué en quantité importante (un sixième du gaz naturel en volume) surtout pour les engrais (50%) et les raffineries (alléger les lourds faisant en sorte du GTL gas to liquid). L'hydrogène présente trop de problèmes non résolus de stockage et de transport pour être utilisé directement dans les voitures.

-Biomasse

L'éthanol à partir du maïs a une énergie nette négative (Pimentel, Patzek 2004) ou faible d'après l'USDA. Il ne faut pas espérer trop des biocarburants quand on supprimera les subventions.

Pourtant en 1925 Henri Ford prétendait que le combustible du futur était l'**éthanol** surtout en provenance de la biomasse "*There's enough alcohol in one year's yield of an acre of potatoes to drive the machinery necessary to cultivate the fields for a hundred years*" (Kovarik 1998).

C'était aussi le carburant du futur pour Charles Kettering le patron de General Motors. Mais le pétrole a balayé l'alcool aux US. Le Brésil a poussé l'alcool à base de cannes à sucre avec un succès mitigé.

Nous verrons plus loin que l'agriculture plafonne et ne pourra pas alimenter à la fois les hommes et aussi leurs réservoirs de voitures.

-Pétrole synthétique

La seule alternative du pétrole semble donc être le pétrole synthétique (à partir de la biomasse, du gaz (GTL), du charbon (CTL) et de l'hydrogène des réacteurs nucléaires à haute température que l'on carbonise (Bauquis 1999, 2004), pourquoi pas à partir du CO₂ que l'on veut séquestrer (Schwob 2005). De plus un pétrole synthétique ne demande aucun investissement de distribution.

Le thème de décarbonisation de l'énergie est une mauvaise direction. Notre alimentation est principalement constituée d'hydrates de carbone. La Nature est basée sur le carbone et l'eau.

-Inventaire des ressources

Nous avons vu l'importance des estimations de réserves mondiales ultimes pour le pétrole et le gaz, où les sources sont nombreuses et contradictoires et il est navrant de voir que l'inventaire des ressources mondiales des combustibles fossiles est réduit à un ou deux organismes. Le seul organisme qui estime régulièrement d'une façon homogène et continue est le Bureau de Géosciences en Allemagne (BGR). Le Conseil Mondial de l'Énergie (World Energy Council =

WEC) publie bien des estimations de ressources des pays, mais comme ces estimations sont hétérogènes le total mondial n'est pas donné. Rien n'est fait en France !

Il est fort utile de comparer l'évolution des estimations BGR, car la variation est plus importante que la valeur absolue. L'estimation est donnée pour les réserves ce qui est supposé être produit dans le futur et les ressources qui sont supposés exister mais dont le volume et la production sont incertains.

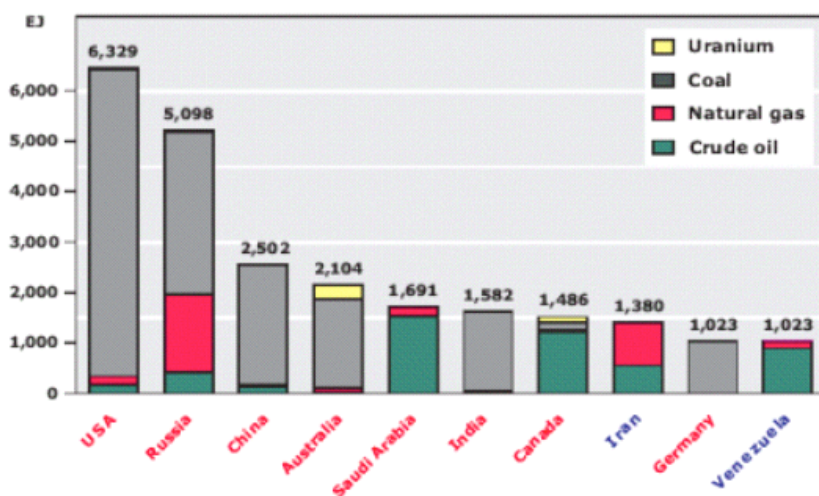
Réserves restantes à l'année d'estimation en Gtep

BGR- Germany estimate year	reserves		resources	
	1997	2001	1997	2001
conventional oil	151	152	76	84
non-conventional oil	134	66	574	250
conventional natural gas	116	122	172	165
non-conventional gas	2	2	2458	1163
hard coal	341	423	3519	2486
soft brown coal	50	47	763	292
uranium	24	15	179	174
thorium	22	22	23	23

Le chiffre de pétrole conventionnel bouge peu, par contre le pétrole non-conventionnel a diminué de moitié. Le charbon a augmenté en réserves, mais bien diminué en ressources.

BGR publie le graphique très percutant par pays qui montre que les US et la Russie sont très privilégiés grâce au charbon.

Figure 57: Réserves restantes de combustibles fossiles par habitant en 2001 pour les 10 pays les plus riches



Ramenés en tep par habitant de réserves de combustibles fossiles, on obtient le classement entre ces 10 pays, ainsi que le nombre d'années par rapport à la consommation de 2003

pays	popul M	CF Gtep	CF tep/hab	cons. Mtep	an de consommation.
Australia	20	50	2505	116	432
Saudi Arabia	25	40	1610	122	330
Canada	32	35	1106	291	122
Venezuela	26	24	937	64	381
Russie	144	121	843	671	181
US	294	151	513	2298	66
Iran	67	33	490	129	255
Germany	83	24	293	332	73

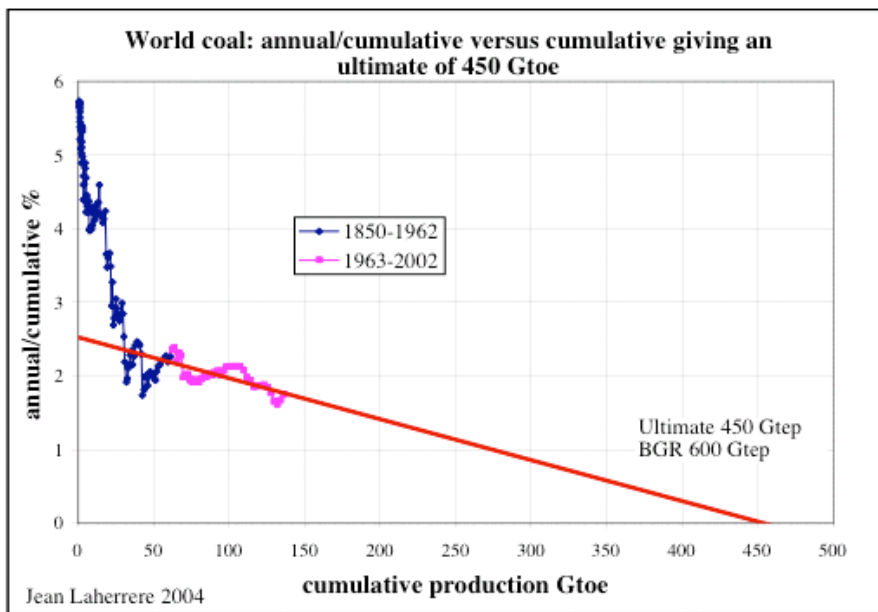
China	1300	60	46	1178	51
India	1087	38	35	345	109

-Combustibles fossiles

L'inventaire des ressources de charbon est mal connu, étant donné que les ressources sont considérables, on ne les a pas répertoriées en détail et les réserves commerciales sont incertaines géologiquement, techniquement et économiquement. De plus elles doivent être, comme pour le pétrole, les chiffres globaux publiés par les gouvernements c'est-à-dire politiques et il n'existe pas pour le charbon les données techniques des gisements du monde par manque de compagnie d'espionnage comme Petroconsultants.

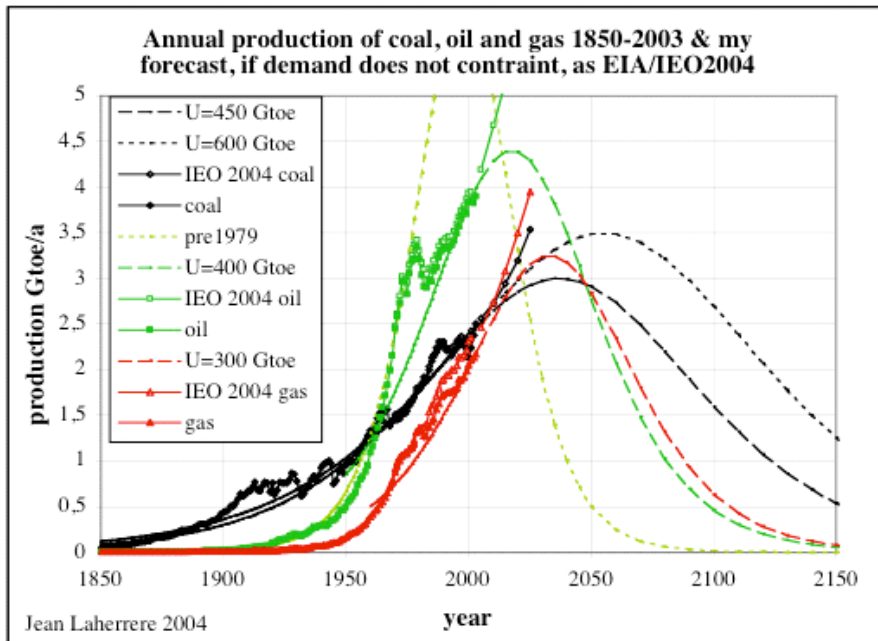
L'extrapolation de la production passée en annuel/cumulé donne un tracé ondulant dont l'extrapolation linéaire de 40 dernières années donne un ultime de 450 Gtep; qui est inférieur au chiffre du BGR en réserves seules qui est de 600 Gtep (140 Gtep déjà produit). On est loin des chiffres publiés de 250 ans de R/P pour le charbon ($P= 2,5 \text{ Gtep/a}$)

Figure 58: Production mondiale de charbon: annuel/cumulé versus cumulé, extrapolé vers un ultime de 450 Gtep



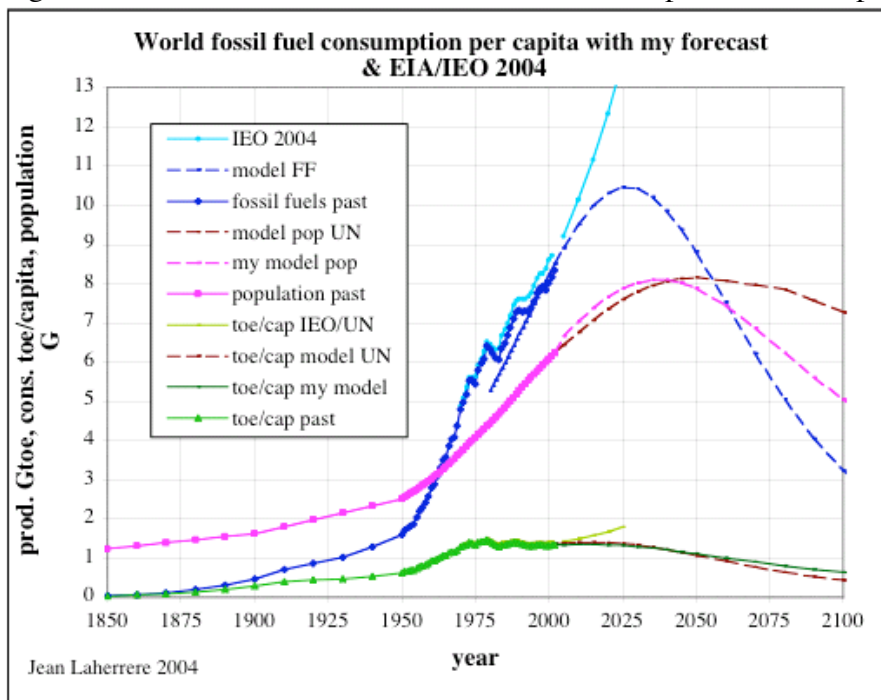
A partir des ultimes de pétrole (400 Gt), de gaz (300 Gtep) et de charbon (450 et 600 Gtep) la production future des combustibles fossiles peut être modélisée avec les courbes d'Hubbert qui correspondent à cet ultime ainsi qu'à la valeur de 2003 et sa pente. On obtient ainsi un pic (si la demande n'apporte pas des contraintes = dépression ou prix élevé) en 2015 pour le pétrole, 2030 pour le gaz et 2040 ou 2050 pour le charbon

Figure 59: Production mondiale de charbon, pétrole et gaz avec modèles d'Hubbert (sans contrainte de la demande) et prévisions USDOE



Il est facile d'obtenir la production mondiale par habitant. On voit que la production par habitant de combustibles fossiles a été constante sur les 25 dernières années à 1,3 tep/hab et que la prévision le restera sur les 25 prochaines années. Il n'y a donc pas de baisse par habitant mais les pays gros consommateur devront baisser leur niveau en économisant (le potentiel d'économie est grand) pour permettre aux pays pauvres de pouvoir voir augmenter leur consommation.

Figure 60: Consommation de combustibles fossiles par habitant et prévisions



-Energie primaire

-quelques chiffres d'énergie en Mtep

	date	énergie Mtep
volcan Tambora	1815	20 000
volcan Krakatoa	1883	24
volcan St Helene	1980	20

bombe Hiroshima	1945	0,003
production mondiale pétrole	2003	3 700
énergie primaire mondiale	2003	10 000

-la production énergétique n'inclut la plupart du temps que les énergies commerciales, alors que de nombreux pays dépendent beaucoup des énergies non-commerciales (difficiles à quantifier): bois, bouse de vache comme combustible et des animaux de trait pour le transport et l'agriculture. Les sociétés préhistoriques sont estimées avoir utilisé 0,3 tep par individu à comparer au 0,5 tep/hab pour l'Inde et 1,7 tep/hab pour le monde actuel.

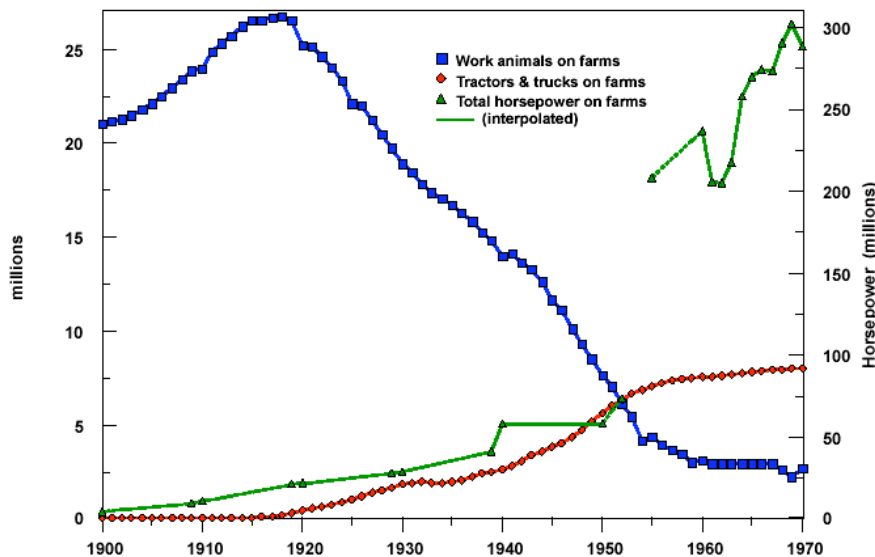
-la plupart des villes européennes ont été construites seulement avec le muscle des hommes et des animaux de trait, ainsi que les moulins à eau (500 0000 en Europe en 1800) et à vent

-l'alimentation devrait être incluse dans les totaux énergétiques car elle est loin d'être négligeable du total de l'énergie primaire (5%). Aux US, 13 unités de combustibles fossiles sont dépensés pour obtenir une unité d'énergie de nourriture (Pimentel et al 2003) et 50% de la nourriture est estimé être jeté, avec aussi 30% d'obèses.

Les animaux aux US avant la guerre de 14 étaient de 27 millions pour décliner à 3 millions en 1960 en étant remplacés par 8 millions de tracteurs (Ayres et al 2002)

Figure 61: Mécanisation agricole aux US, substitution des animaux par les machines

Figure 4: Farm mechanization
Substitution of machinery for animals



-Problème d'équivalence énergétique

Chaque énergie est convertie dans la même unité (Joule (PJ ou EJ) ou tonne équivalente pétrole = 42 GJ) et l'équivalence pour l'électricité nécessite une hypothèse sur le rendement de la production. Le problème est que la chaleur (qui est mesurée aussi en Joule, puisque la calorie n'existe plus en théorie) est, soit un but, soit une nuisance à éliminer. L'énergie d'une centrale à la sortie, donnée en kWh (soit des joules puisque la définition d'un watt est un joule par seconde), qui a un rendement de 33%, nécessite donc à l'entrée 3 fois plus de joules équivalent du pétrole. L'équivalence prise pour référence est celle de l'AIE, mais les hypothèses de rendement à savoir 33% pour nucléaire, 10% pour géothermie sont très discutables, le rendement de beaucoup de centrales est meilleur que 33%, Total prend 40% dans ses équivalences. Mais ces hypothèses discutables ne sont pas discutées car le consensus est si difficile à obtenir qu'il est préférable de ne pas discuter.

Ainsi avant 2000 la France avait ses propres critères, mais en 2001 l'Observatoire de l'Energie s'est aligné sur les conventions de l'AIE. Le changement a été spectaculaire, principalement pour l'énergie finale où le total a diminué de 232 Mtep à 175 Mtep et où le pourcentage du pétrole est passe de 40 % à 51%.

La presse a parlé de manipulation alors que c'est simplement une homogénéisation de conventions discutables

Consommation d'énergie primaire en 2001 (corrigée du climat)

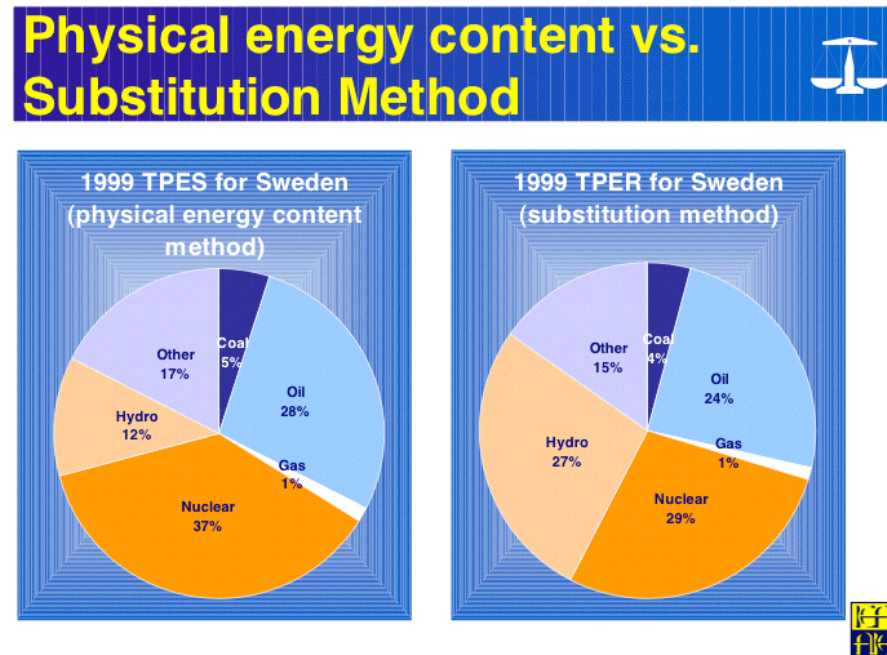
	Nouvelle méthode		Ancienne méthode	
	Mtep	%	Mtep	%
Charbon	11,9	4,4	11,9	4,6
Pétrole	96,5	35,9	99,0	38,5
Gaz	37,2	13,8	37,2	14,5
Nucléaire	104,4	38,8	79,1	30,8
Hydraulique, éolien, photo volt.	6,8	2,5	17,7	6,9
Autres énergies renouvelables	12,2	4,5	12,1	4,7
Total	269,0	100	257,1	100

Consommation d'énergie finale en 2001 (corrigée du climat)

	Nouvelle méthode		Ancienne méthode	
	Mtep	%	Mtep	%
Charbon	6,8	3,9	6,8	2,9
Pétrole	89,9	51,3	92,4	39,8
Gaz	33,4	19,0	33,3	14,4
Electricité	34,4	19,6	88,9	38,3
Energies renouvelables thermiques	10,7	6,1	10,7	4,6
Total	175,1	100	232,1	100
dont non énergétique	16,6	9,5	16,7	7,2

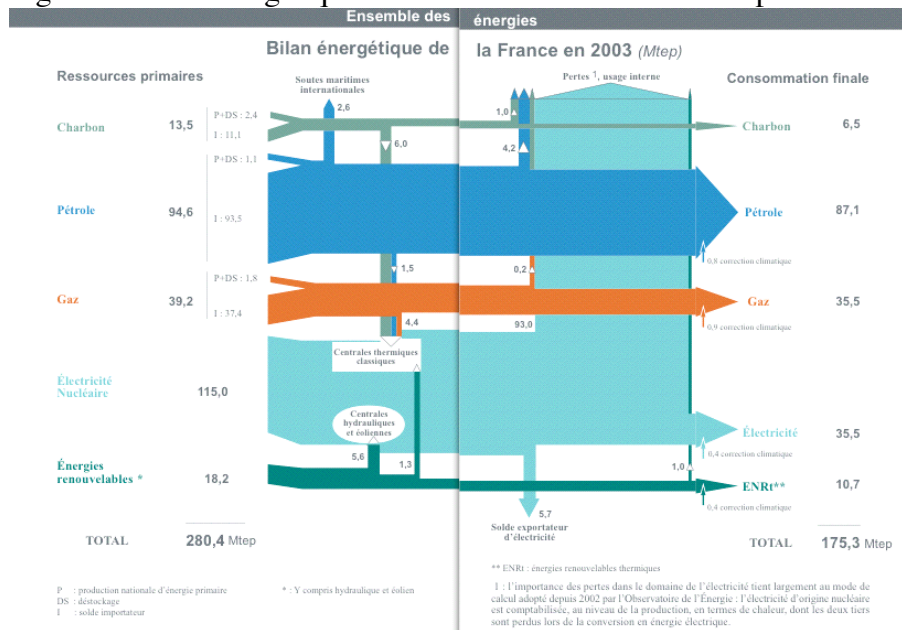
malgré des différences considérables de plus de 50% on continue à mettre des décimales!

Treaton (2001) a comparé pour la Suède la méthode de substitution (énergie nécessaire dans une centrale thermique) et la méthode du contenu énergétique (énergie primaire de chaque source, nucléaire 33%, géothermie 10%, solaire, éolien 100 %)). La différence est aussi importante Figure 62: Pourcentage d'énergie primaire en Suède suivant le modèle de contenu d'énergie physique et modèle de substitution



Il y a une perte importante entre l'entrée (production primaire) et la sortie (énergie finale) comme le montre le graphique pour l'énergie en France et l'électricité aux US

La DGEMP indique bien dans cette perte de 280 Mtep à 175 Mtep l'importance des conventions
 Figure 63: flux énergétique en France en 2003 de 280 Mtep à 175 Mtep

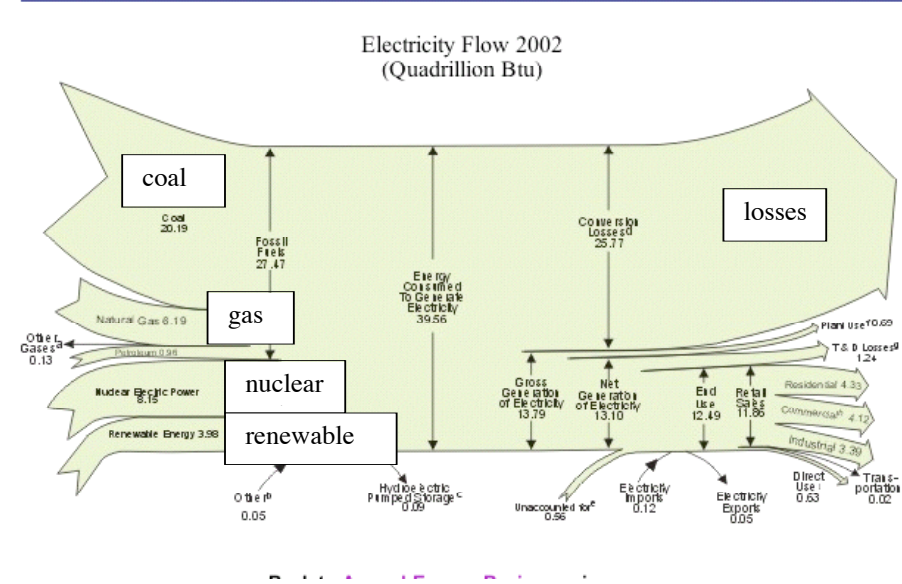


il est écrit: *Pertes †*: "l'importance des pertes dans le domaine de l'énergie tient largement au mode de calcul adopté depuis 2002 par l'Observatoire de l'Énergie: l'électricité d'origine nucléaire est comptabilisée, au niveau de la production, en termes de chaleur, dont les deux tiers sont perdus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

Le flux de l'électricité aux US montre que les pertes représentent 65 % (comme en France)
 Figure 64: Flux de l'électricité aux US en 2002

US Electricity flow 2002

Annual Energy Review 2002
 Posted: October 24, 2003
 Next Update: October 2004



-1850-2003

Il y a peu de sources donnant l'historique de l'énergie primaire. Celle d'Enerdata remonte jusqu'à 1800, alors que l'IFP démarre à 1850 et celle de BP Review est la plus facile d'accès pour les années récentes. Il faut remarquer que de 1850 à 1950 la biomasse IFP est bien inférieure à la biomasse Enerdata en 1850 sans savoir pourquoi et que seule la biomasse est

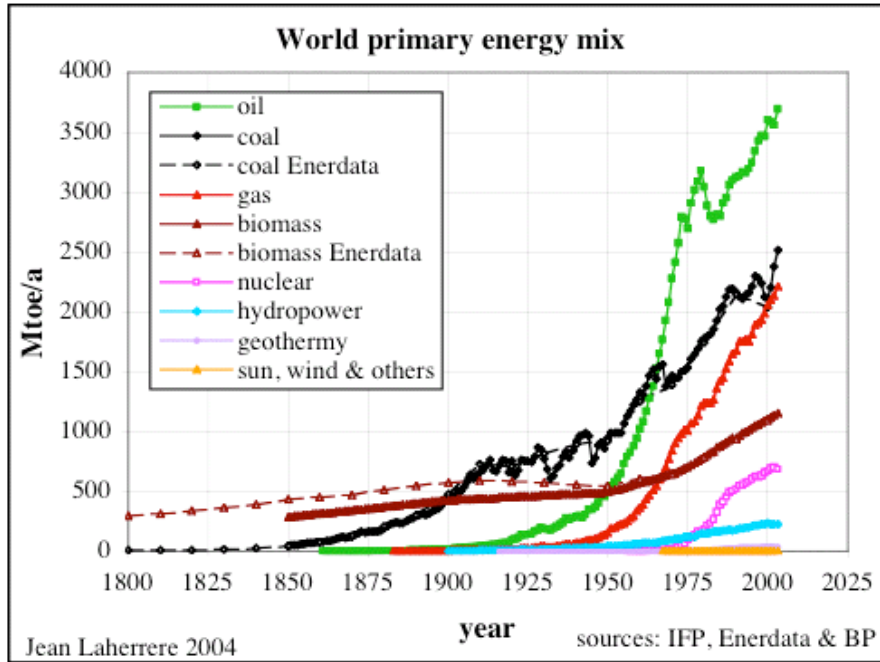
indiquée, omettant l'énergie humaine, animale et les moulins. Après 1945, décollage du pétrole, du gaz mais aussi du charbon, le nucléaire décolle en 1975 ainsi que la biomasse, l'hydraulique a une montée très faible, **le soleil et l'éolien sont négligeables avec 0,1 % du total.**

Pour 2000 le total de l'énergie primaire varie suivant les sources en Mtep/a

USDOE	10 030
IFP	9 828
BP Review	9 096
Enerdata	9 006

La variation est de 10% (équivalence?, non commercial?) et les pourcentages d'énergie particulière en fonction de l'énergie mondiale sont donc douteux tant que le chiffre exact du monde n'est pas donné.

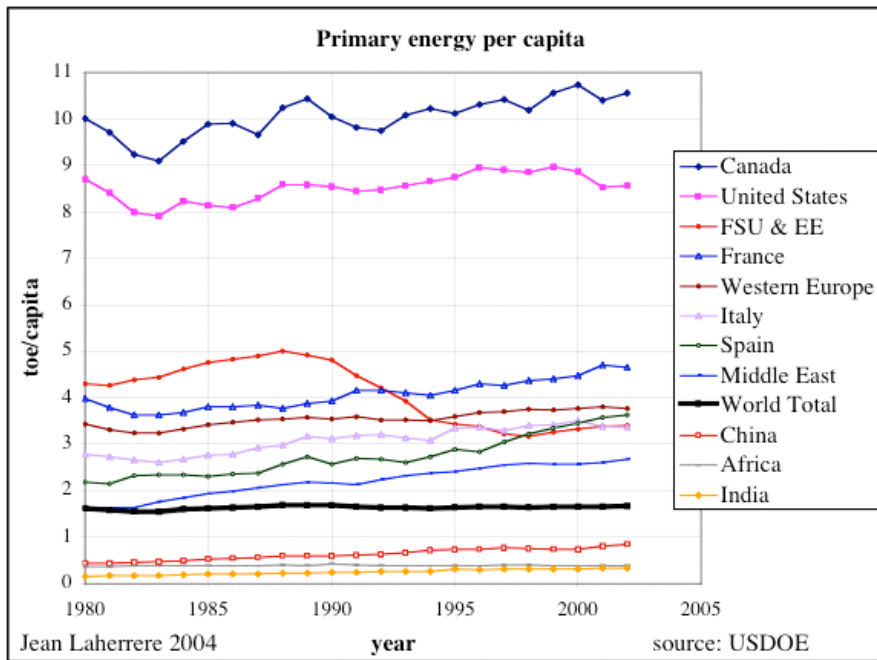
Figure 65: Evolution de l'énergie primaire dans le monde de 1800 à 2003



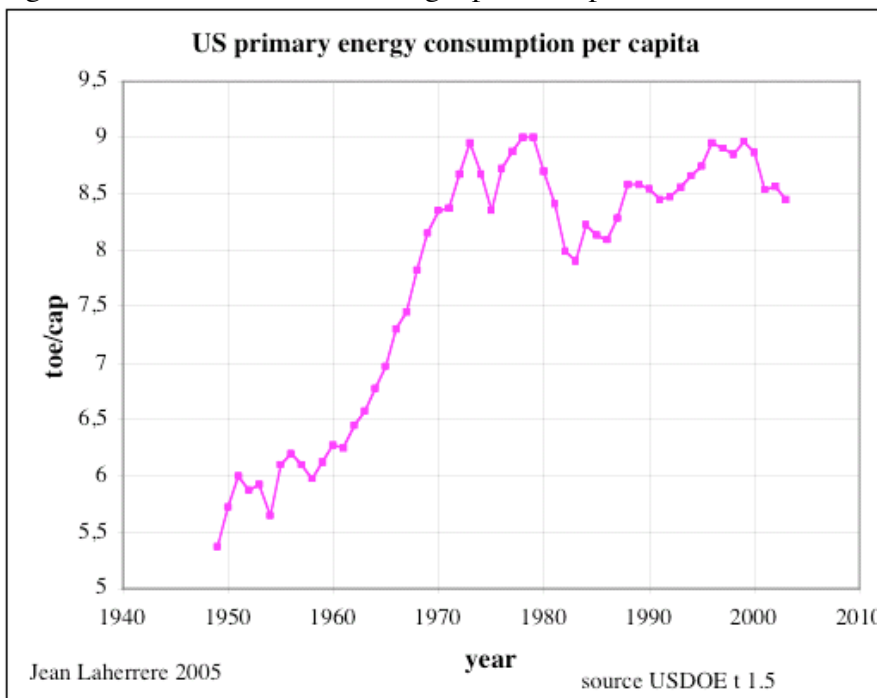
L'énergie primaire par habitant varie peu de 1980 à 2002 sauf pour l'ex-URSS

La moyenne mondiale est de 1,7 tep/hab avec une fourchette de plus de 10 au Canada, 8,5 aux US, 4,5 en France, 0,8 en Chine, 0,4 en Afrique et 0,35 en Inde.

Figure 66: Energie primaire par personne



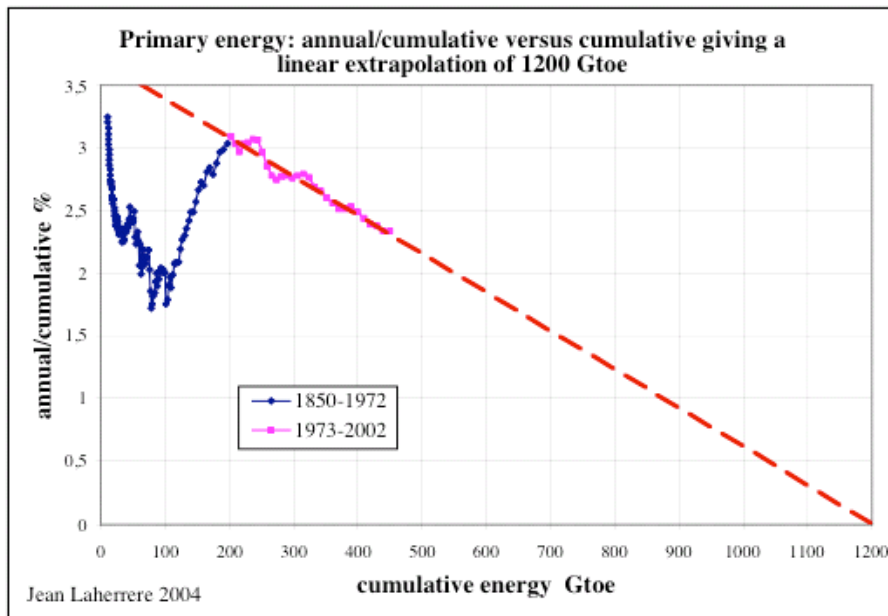
L'historique plus complet pour les US est fort intéressant car il montre la montée de 5,5 tep/hab. en 1950 à 9 tep/hab en 1973, puis la descente à partir de 1979 pour aller à moins de 8 en 1983, la remontée vers le nouveau pic à 9 en 1999 et la nouvelle descente depuis qui semble être durable. [Les Américains semblent donc commencer à économiser l'énergie](#), mais le chemin est long pour redescendre vers les valeurs de 1950 à 5,5 tep/hab plus en ligne avec les niveaux européens. Figure 67; Consommation d'énergie primaire par habitant aux US



-futur

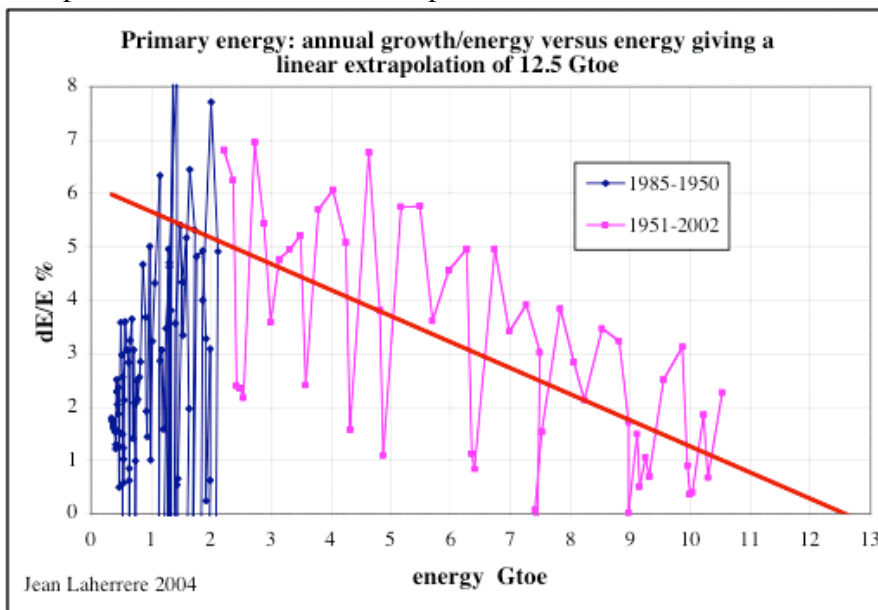
Le graphique annuel/cumulé fonction du cumulé donne une extrapolation linéaire de 1973 à 2002 qui tend vers une énergie cumulée de 1200 Gtep, indiquant que l'énergie peut être modélisée avec une courbe d'Hubbert qui a pour ultime 1200 Gt

Figure 68: Energie primaire mondiale: annuel/cumulée contre cumulée donnant une extrapolation linéaire de 1200 Gtep

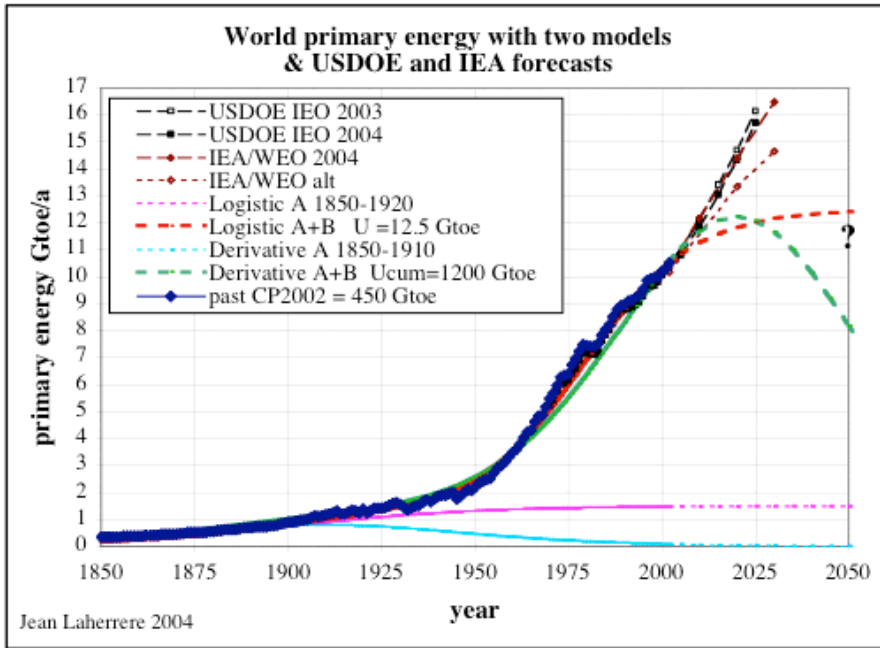


Le graphique croissance énergie fonction énergie montre un déclin plus chaotique, mais dont la courbe de tendance linéaire depuis 1950 donne une croissance nulle pour 12,5 Gtep, indiquant que l'énergie primaire peut être modélisé par une courbe logistique ayant pour asymptote 12,5 Gtep.

Figure 69: Energie primaire mondiale: croissance annuelle contre énergie annuelle donnant une extrapolation linéaire de 12,5 Gtep

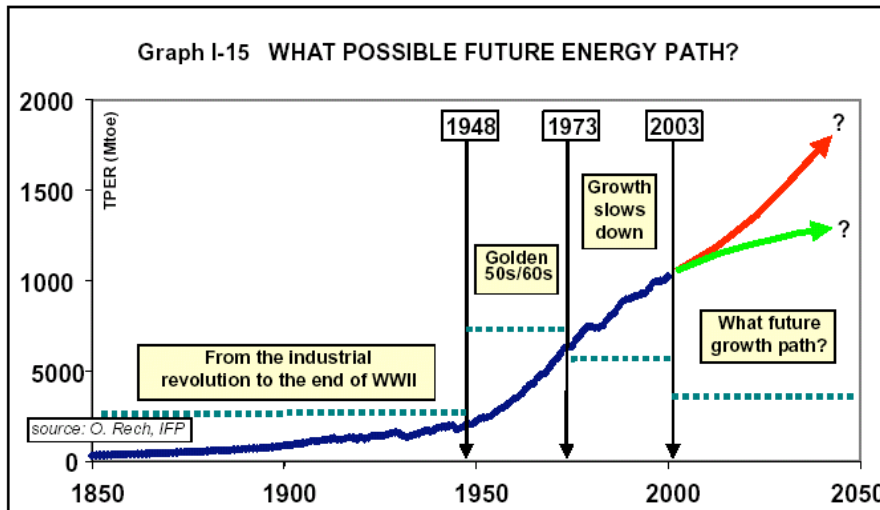


Les 2 graphiques précédents conduisent à des modèles d'Hubbert et logistique et la réalité doit être entre les 2, mais loin des prévisions USDOE et de l'AIE de croissance sans fin
 Figure 70: Energie primaire mondiale avec 2 modèles et prévisions USDOE & AIE



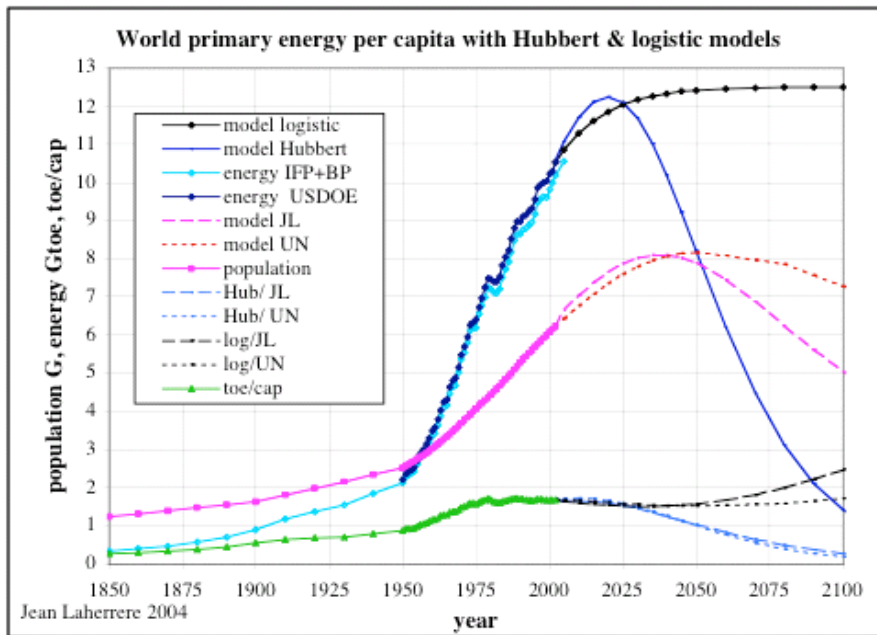
Le rapport du CME (WEC) dec 2003 suggère 2 possibilités : soit un très net ralentissement (en vert !) de la croissance de l'énergie primaire en ligne avec notre modèle de logistique soit une accélération (en rouge !) plus en ligne avec l'AIE.

Figure 71:Prévision CME d'énergie primaire mondiale pour 2050



La consommation d'énergie primaire par habitant d'après nos modèles montre que le plafonnement depuis 1975 peut se poursuivre jusqu'en 2025. Si les consommateurs les plus prodigieux comme les US diminuent leur niveau en économisant (le potentiel d'économie est très grand avec leurs SUVs) comme ils ont commencé depuis 1999 les consommateurs les plus pauvres comme les Indiens pourront espérer augmenter, la moyenne restant constante

Figure 72 Consommation mondiale d'énergie primaire par habitant



-PIB

Le PIB est manipulé avec plusieurs déflateurs, notamment le **facteur hédonique** qui ajoute des centaines de G\$ au PIB des US

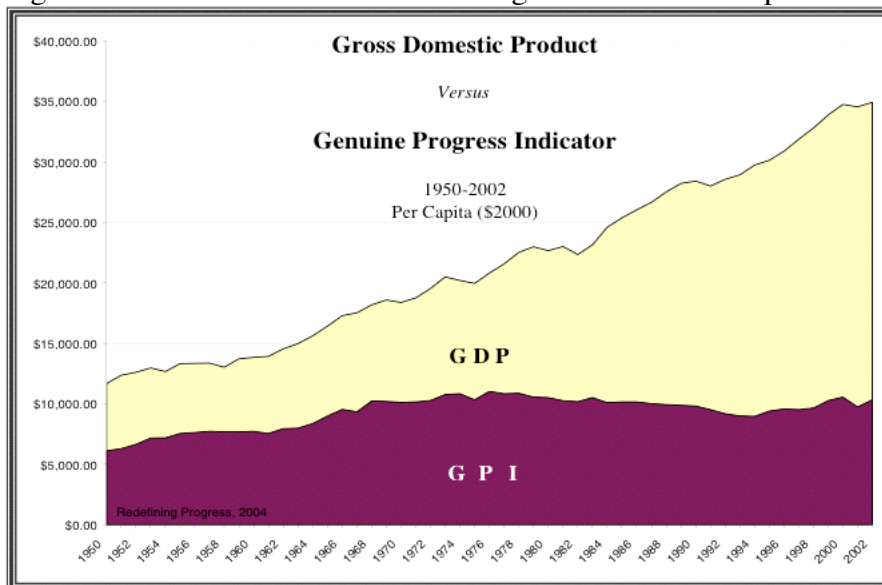
Le PIB représente les dépenses, mais pas la richesse d'un pays. Plus il y a des catastrophes, ces accidents, de la drogue, des guerres, plus le PIB augmente.

Une enquête (World Values survey) auprès de 65 pays (New Scientist Oct.2003) indique que **les pays les plus heureux sont : Nigeria**, Mexique et Venezuela et **les moins heureux : Russie**, Arménie et Roumanie et déclare que les biens matériels sont un réducteur de bonheur.

Il y a d'autres indicateurs que le PIB prenant en compte un grand nombre de paramètres, notamment écologiques comme le nombre de nids en UK.

L'organisme «Redefining progress» a son propre indicateur GPI et pour les US la différence avec le PIB est frappante avec un pic du GPI en 1977. Il ressemble au graphique de réserves restantes de pétrole d'après sources politiques et sources techniques (figure 19)

Figure 73: PIB aux US et "Genuine Progress Indicator" d'après "Redefining Progress"



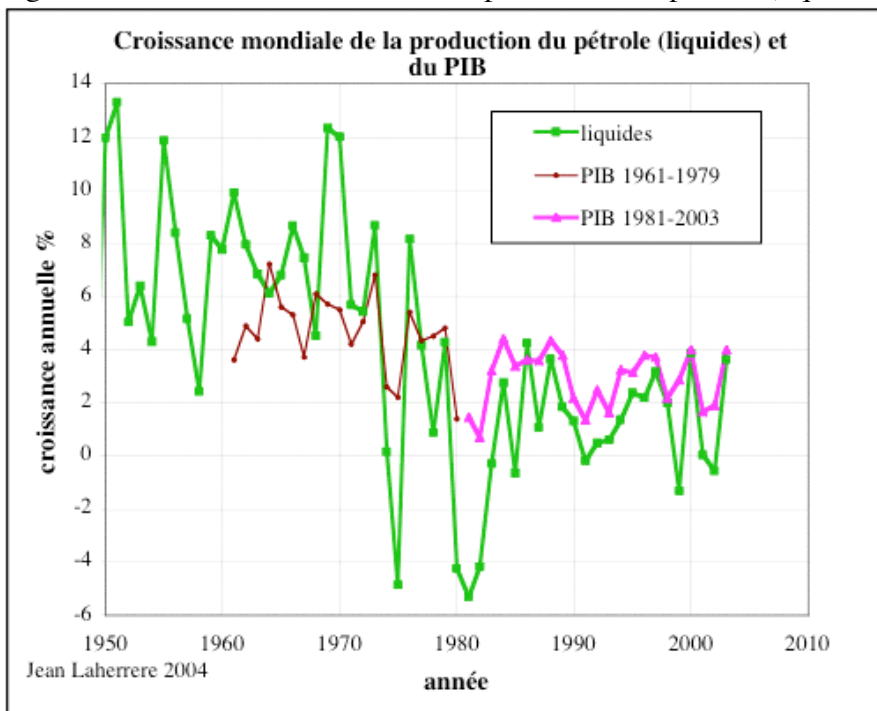
-Croissance du PIB et croissance de la production de pétrole

Le taux de croissance du PIB mondial est très lié au taux de croissance de la consommation du pétrole. De 1950 au choc pétrolier de 1979 le pétrole croissait plus que le PIB, mais depuis 1979 le PIB croît plus que le pétrole

Les experts (Kummel & Linderberger (1998) sur la période 1960-1992 et Ayres sur l'actuel) estiment que, pour les 40 dernières années, la contribution de l'énergie dans le PIB est supérieure à 50%, alors que son coût est de l'ordre de 5%. Ce ratio de l'ordre de 10 entre contribution et coût indique bien que l'énergie est considérée comme une commodité bon marché (comme l'eau) que l'on peut consommer sans modération.

Le consommateur américain utilise plus de 8 tep/a, soit 2 fois plus que le consommateur européen pour un niveau de vie équivalent, soit 5 fois plus que la moyenne mondiale et soit 25 fois plus que le consommateur indien. Le consommateur européen utilise moins d'énergie qui est plus chère, car les taxes sont beaucoup plus importantes, notamment pour le pétrole. Mais les taxes sont nécessaires pour l'entretien des routes, la police, les pompiers et les secours aux blessés. Il est normal que ce soit le consommateur qui paye et non le contribuable. Il est ahurissant devant l'augmentation du prix du pétrole en France de voir les professionnels concernés se tourner vers l'Etat-Providence au lieu de se tourner vers leurs clients qui sont les consommateurs des produits qui ont nécessité cette énergie. Il est consternant de voir le gouvernement accepter de point de vue, qui n'incitera pas à des économies d'énergie. Le pétrole est considéré comme cher, alors qu'il est deux fois moins cher (en monnaie d'aujourd'hui) qu'en 1980 ou en 1860.

Figure 74: Croissance mondiale de la production de pétrole (liquides) 1950-2003 et PIB

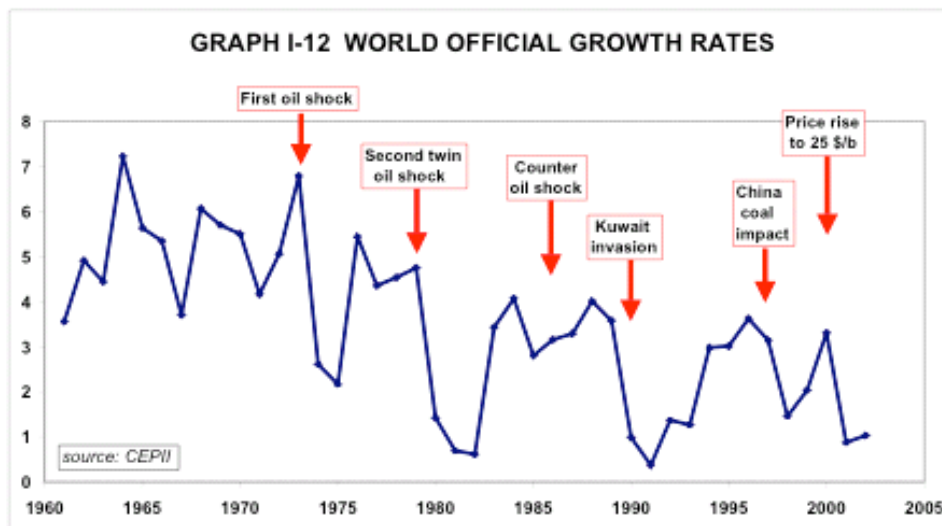


De 1981 à 2003 la croissance moyenne du PIB est de 2,9%/a alors que la croissance de la demande de liquides n'a été que de 1%/a

Que deviendra le PIB quand le pétrole aura dépassé son pic ?

Le rapport WEC 2003 «Drivers of the energy scene» donne des explications aux baisses du PIB qui sont surtout lié au pétrole

Figure 75: croissance économique mondiale «officielle»



-Intensité énergétique et importance de l'énergie dans le PIB

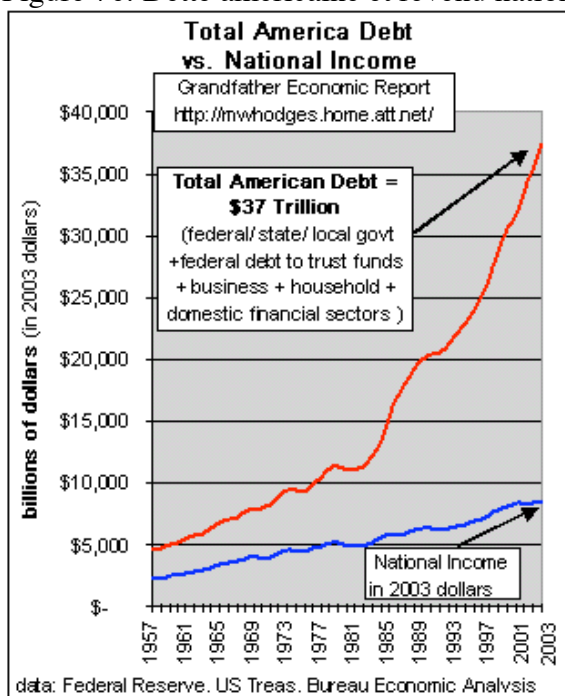
L'intensité énergétique est la consommation d'énergie par dollar du PIB. Elle est très utilisée par les économistes qui n'ont pas d'autre critère, mais c'est un mauvais indicateur, car le PIB est biaisé comme aux US avec le facteur hédonique, en Russie des années 90 où une part importante de l'économie était faite par échange en nature, en Chine où les chiffres sont très discutables. Une des façons les plus faciles de voir la densité d'utilisation de l'énergie est de regarder une photo satellite de nuit où l'éclairage est fonction de la richesse (Laherrere 2004 Quimper). De plus dans le chapitre précédant nous avons vu que l'énergie est sous-estimée d'un facteur 10 dans le PIB, l'intensité énergétique est donc un critère à ignorer.

-Economie des États-Unis: est-elle durable?

D'après Grandfather Economic Report:

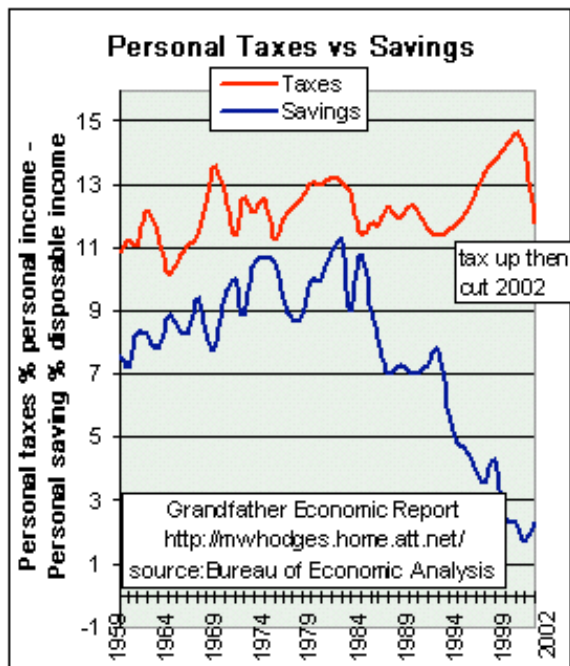
La dette totale des US est bien supérieure au revenu national

Figure 76: Dette américaine et revenu national



Quand se produira le pic?

Figure 77: Epargne américaine et taxation

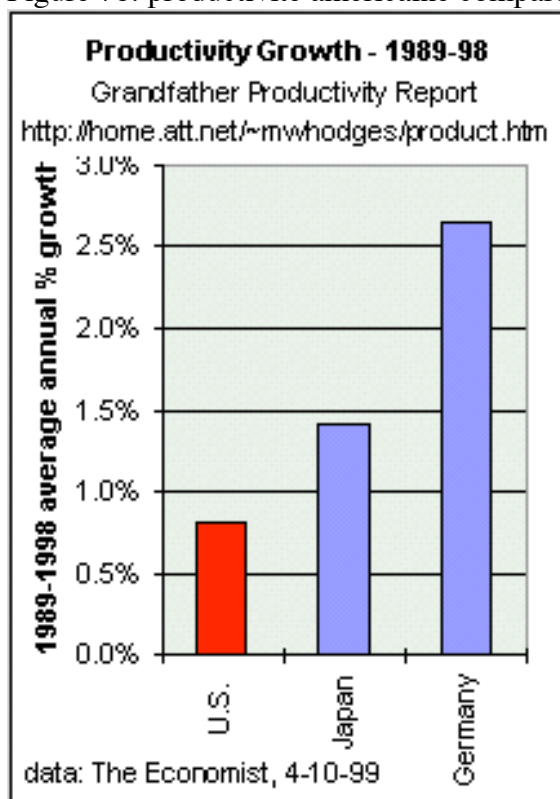


Les US empruntent 80% de l'épargne mondiale pour satisfaire leur consommation sans retenue.

Que font-ils faire quand ils seront à 100 % ?

La productivité américaine est inférieure à l'allemande et à la japonaise

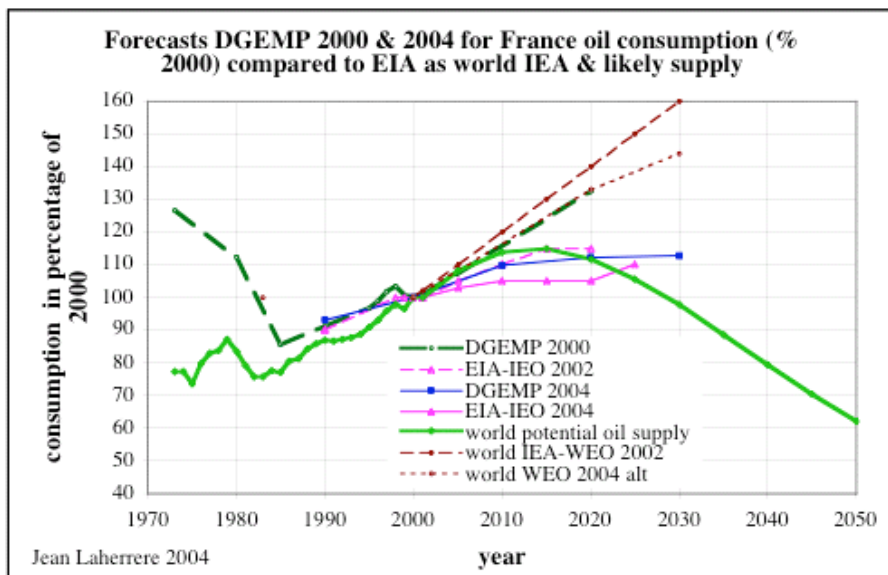
Figure 78: productivité américaine comparée à l'allemande et la japonaise



-Consommation énergétique en France

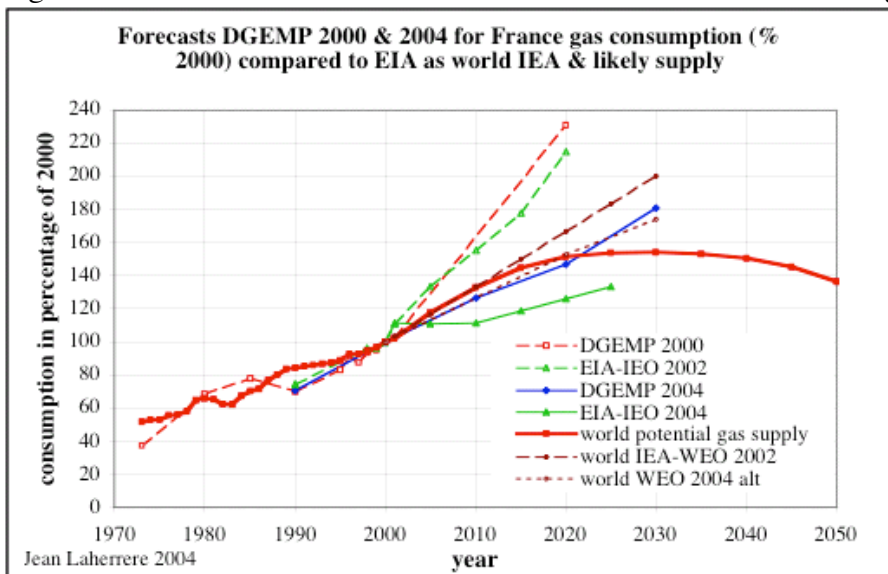
La prévision de DGEMP pour la consommation française de pétrole était en 2000 basée sur les estimations mondiales de l'AIE, mais loin des nôtres, mais en 2004 leur estimation est en forte baisse, probablement à la suite de la baisse de l'USDOE pour la France. La prévision mondiale AIE WEO 2002 et 2004 alternative (prix haut) sont nettement plus hautes, par contre la prévision USDOE/EIA 2004 pour la France est nettement plus basse.

Figure 79: Prévisions DGEMP 2000 & 2004 de la consommation de pétrole en France en % de 2000 avec celles USDOE et mondiale celles AIE



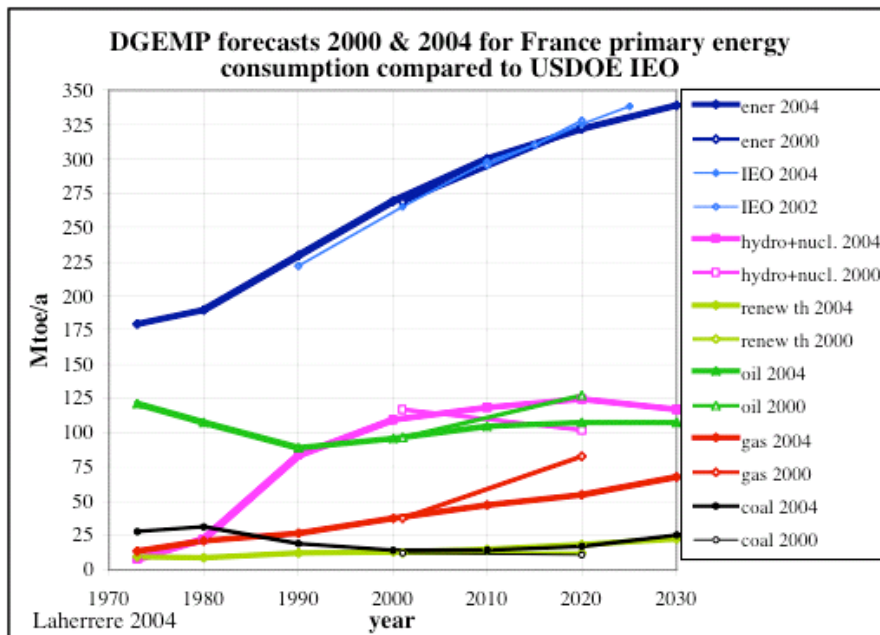
La prévision DGEMP pour le gaz était très élevée en 2000, proche de USDOE 2002, mais elle a réduit fortement en 2004, mais moins que USDOE 2004 qui est nettement plus basse. La prévision mondiale AIE WEO 2004 alternative (prix haut) est presque identique a DGEMP 2004..

Figure 80: Prévisions DGEMP 2000 & 2004 de la consommation de gaz en France en % de 2000

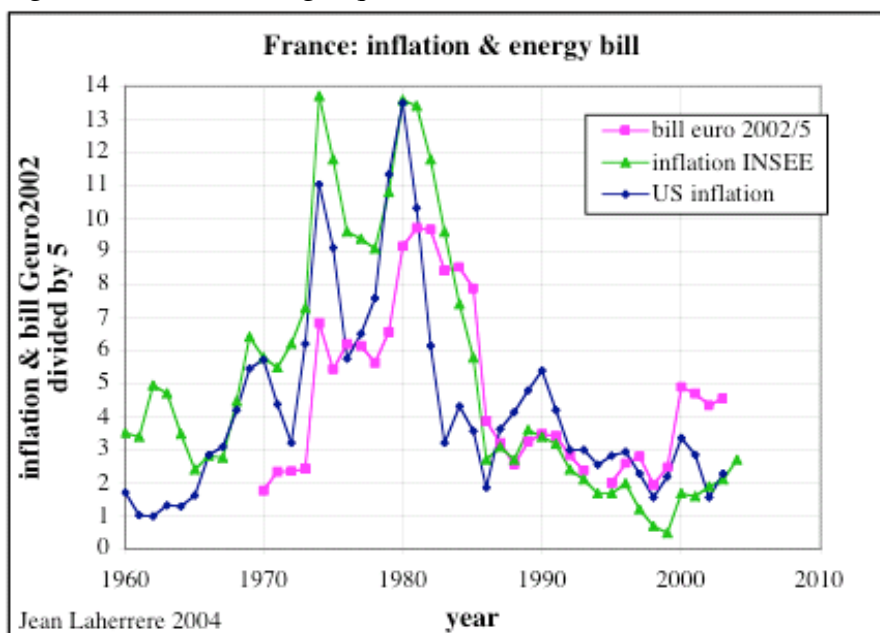


Les changements de prévisions sont plus intéressants que les valeurs absolues et les prévisions DGEMP 2000 et 2004 montrent peu de changement pour l'énergie primaire, mais en fait elle réduit fortement le gaz, un peu moins le pétrole mais augmente le charbon et le nucléaire (en cachant nucléaire en le groupant avec l'hydraulique).

Figure 81: Prévisions DGEMP 2000 & 2004 de l'énergie primaire en France



Si les prix du gaz et du pétrole augmentent, la facture énergétique va augmenter ainsi que l'inflation qui se corrèle assez bien. La demande va donc être moins forte que prévue
 Figure 82: Facture énergétique et inflation en France



En 2004 la facture a augmenté de 15%, l'inflation devrait réagir. La facture énergétique ne concerne que les importations et représente seulement 1,5% du PIB, alors qu'elle représentait 4% en 1980 avant le nucléaire. Mais quel est le vrai coût de l'énergie en France ? Quel est le montant des subventions ?

-Transports en France

La prévision faite vers 1970 que la consommation de pétrole en France serait en 1990 de 200 Mt/a a coûté fort cher au pays. On a construit des raffineries pour une capacité de 200 Mt et en 1990 comme la consommation n'a été que de 100 Mt/a, on a démolit le surplus inutile. Quel gaspillage dû à une prévision où l'on a extrapolé bêtement le passé.

Ne fait-on pas la même erreur pour 2030 en étant trop optimiste, notamment pour les transports, alors que le prix du pétrole peut augmenter fortement?

Le Livre Blanc sur les énergies présenté par N. Fontaine le 7 Novembre 2003 prévoit pour l'énergie finale en Mtep

Energie finale	total Mtep	transport Mtep	%
2000	159	49	31
2010	183	61	33
2020	208	74	36

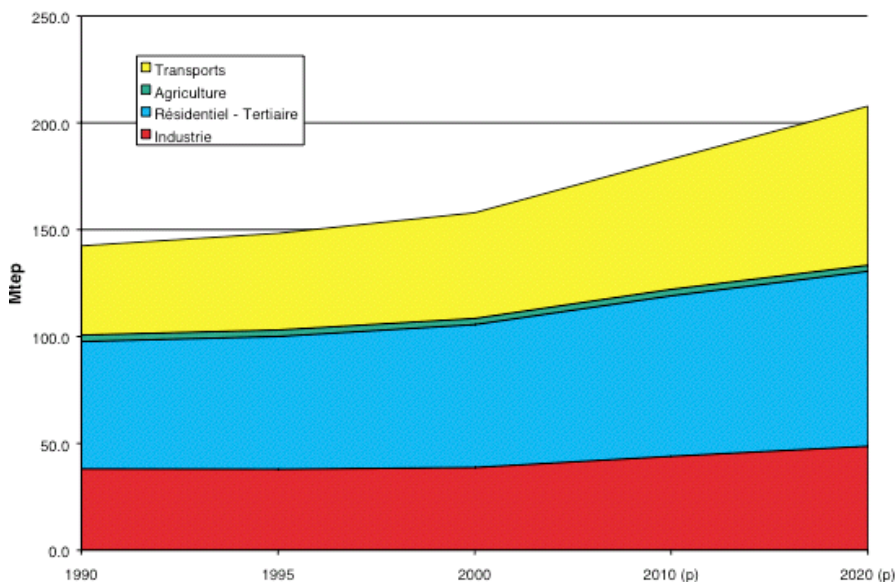
Schwob 2004 prévoit que le parc automobile français (VP) passe de 2000 à 2020 de 27 à 32 millions, soit +18%, car le parc doit être saturé à 35 millions avec une courbe en S, alors que le Livre Blanc prévoit que la consommation transport augmente de 49 à 74 Mtep, soit +57% et sans limite en vue.

Bauquis 2004 donne des chiffres différents en prenant l'énergie primaire avec 52 sur 200 Mtep soit 25% pour la France en 2000 et pour le monde 1900 sur 9300 (énergies commerciales) soit 20% et il prévoit que ce pourcentage restera jusqu'en 2050.

Il faut se méfier de la comparaison de pourcentages d'énergie mal définie

Figure 83: Livre Blanc de l'énergie : Energie finale en France

Consommation d'énergie finale en France



Notez que l'on a 10 ans de passé et 20 ans de futur! Pourquoi une échelle non homogène qui ne respecte pas les pentes?

Toute prévision qui se respecte devrait fournir une période de temps qui couvre autant du passé (même deux fois plus) que le futur!

La part des transports aux US est très importante dans la consommation du pétrole puisque cela représente la moitié, mais seulement 28% de la consommation d'énergie. La France consomme plus en pourcentage.

Le Livre Blanc prévoit donc que le transport va augmenter de 57% de 2000 à 2020, ce qui semble bien optimiste et insoutenable pour le citoyen moyen.

La noria de camions sur les routes françaises est devenu une plaie depuis que les industriels ont adopté la technique japonaise de zéro stock où les stocks sont sur les camions.

L'alimentation dépend énormément des transports qui sont très bon marché. Le déplacement moyen d'un aliment dans le monde est de 2000 km. Je m'étonne toujours quand je trouve, depuis plusieurs années au supermarché de ma campagne, des oignons de Tasmanie (le fermier australien n'est pas un sous-développé et ce n'est pas un produit exotique de saison !) et de l'ail d'Argentine.

L'efficacité des voitures s'est améliorée après les chocs pétroliers surtout par le choix de voitures plus petites, les compactes. Le rendement des moteurs a augmenté, mais Jevons au milieu du XIXe siècle, avait constaté que l'amélioration du rendement ne faisait pas diminuer la consommation globale (le paradoxe de Jevons), l'utilisateur choisit un modèle plus puissant ou la climatisation ou roule plus!

Nous souffrons en France d'avoir 36 000 communes et autant de transporteurs, c'est beaucoup trop pour être efficace. Les camionneurs font toujours appel à l'Etat Providence.

Une subvention devrait être toujours temporaire sinon elle devient un poison pour l'économie.

C'est aux consommateurs de payer si le carburant augmente et non au contribuable. Il est désespérant de voir les démonstrations des camionneurs, agriculteurs et pêcheurs demandant plus de subventions, au lieu de passer par la vérité des prix.

Aux US plusieurs études (avant la dernière guerre d'Irak) ont estimé le prix réel de l'essence à la pompe en comptant toutes les subventions et dépenses, notamment la présence militaire américaine dans le Golfe Persique pour assurer la libre circulation du pétrole.

International Center for Technology Assessment «The Real Price Of Gas»

estime le vrai coût entre 6 et 15 \$/gallon. *The report divides the external costs of gasoline usage into five primary areas: (1) Tax Subsidization of the Oil Industry; (2) Government Program Subsidies; (3) Protection Costs Involved in Oil Shipment and Motor Vehicle Services; (4) Environmental, Health, and Social Costs of Gasoline Usage; and (5) Other Important Externalities of Motor Vehicle Use. Together, these external costs total \$558.7 billion to \$1.69 trillion per year, which, when added to the retail price of gasoline, result in a per gallon price of \$5.60 to \$15.14.*

The National Defense Council Foundation estime que les coûts cachés devraient amener le prix à plus de 5 \$/gallon

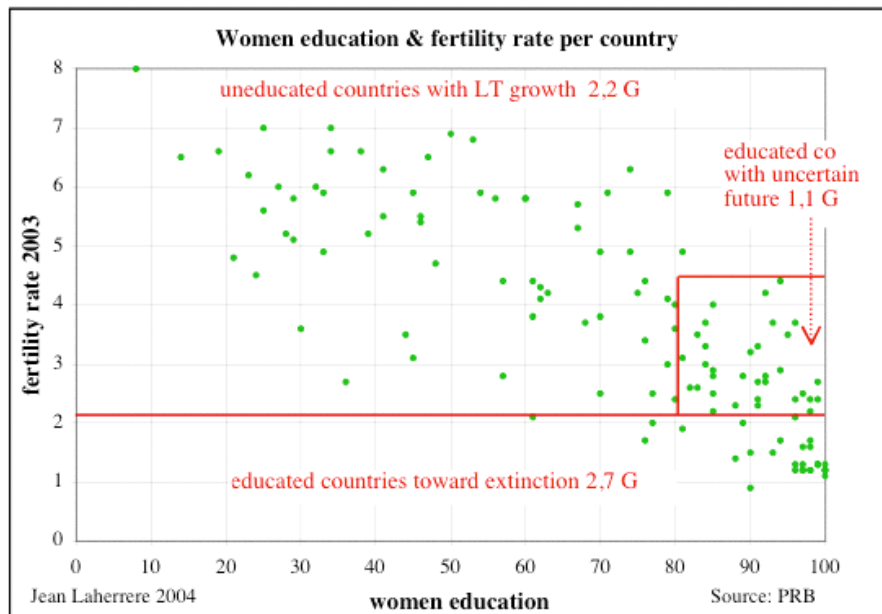
-Population : passé et futur : hypothèses

Les chiffres de population sont très mal mesurés et rapportés, car chaque pays veut paraître plus fort qu'il ne l'est. Les quotas de l'OPEP sont fonction des réserves et de la population, les pays membres qui se bagarrent sur les quotas trichent sur les 2 chiffres. De nombreux pays ne font pas de recensement ? On a annoncé le 12 octobre 1999 que le six milliardième enfant venait de naître, c'est une plaisanterie, car on est incapable de fixer cet événement à 3 ans près. C'est aussi irréaliste que pendant des siècles la Bible anglaise donnait la date de la création de la Terre estimée en 1650 par l'Evêque Ussher comme étant le Dimanche 23 Octobre 4004 avant JC à midi. Un sondage de 2001 rapporté par National Geographic de Nov 2004 indique que 45 % des Américains (créationnistes) sont convaincus que l'homme a été créé par Dieu, il y a 10 000 ans et n'a pas évolué depuis. Ce pourcentage n'a pas varié depuis le début de ces sondages en 1981.

En 1990 les NU estimaient la population du Nigeria 120 millions, mais le recensement de 1991 a donné seulement moins de 90 millions soit une erreur de 30%. En 1990 les NU prévoyaient que l'augmentation annuelle de la population mondiale culminerait en 1998, alors que plus tard ils ont constaté que ce pic avait eu lieu en 1988.

Toutes les prévisions de population se basent sur le taux de fécondité. La relation taux de fécondité et éducation des femmes est très forte

Figure 84: Relation entre taux de fécondité et éducation des femmes



Les 58 pays éduqués sans avenir, qui ont un taux de fécondité inférieur au taux de remplacement (2,1 enfant par femme), représentent 2,7 Gh, soit 45 % de la population mondiale. La plupart des pays en développement imitent les pays industriels et ont un taux en baisse. Cependant un certain nombre de pays qui s'opposent à l'éducation des femmes ont un taux de fécondité très élevé qui ne baisse guère. A long terme les civilisations instruites sont condamnées à disparaître si les femmes qui contrôlent maintenant leur fécondité et qui veulent ne plus être condamnées à rester à la maison après avoir eu 1 ou 2 enfants, ne changent pas de comportement. Mais il semble difficile d'imaginer que les femmes éduquées veulent perdre cette indépendance.

Il y a donc deux monde, l'un qui va vers l'extinction et l'autre vers le maintien de la non-éducation des femmes!

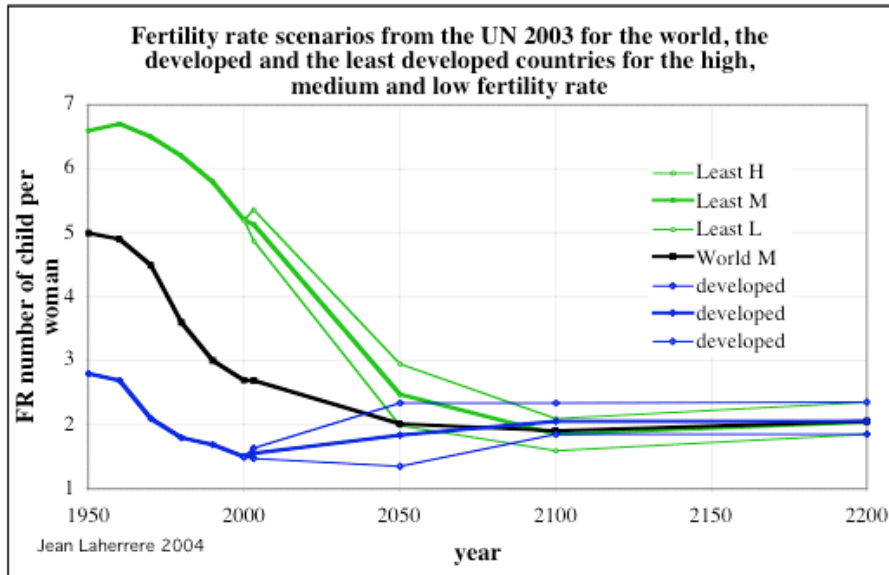
Les mesures sont rares et les estimations peu fiables

La comparaison des taux de fécondité pour 2003 d'INED (fichier PRB) et CIA montre de nombreuses divergences et donner plus d'une décimale est irréaliste (USBC en met 4!)

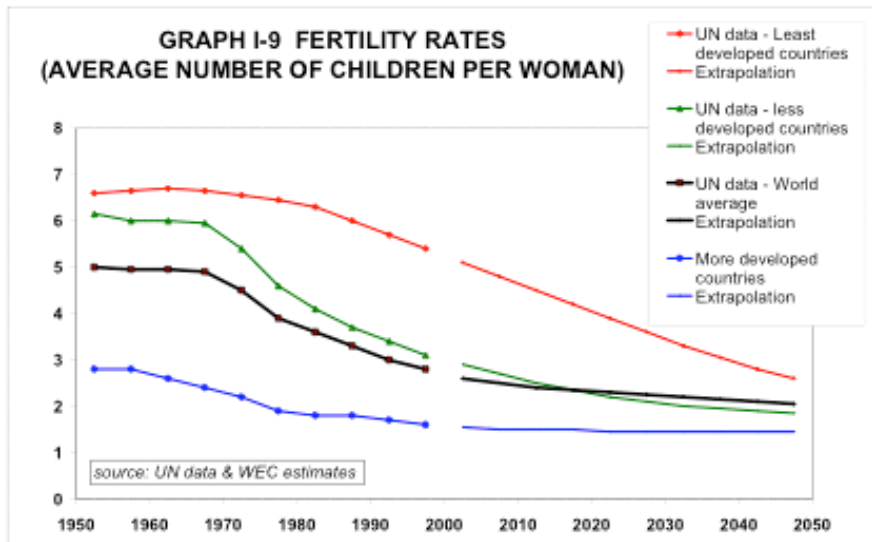
Les prévisions de fécondité de l'USBC (avec 4 décimales) sont politiques (ils dessinent des modèles sans avoir de données comme en Somalie), voulant montrer que les EU continueront leur croissance et en 2050 les femmes américaines sont supposées être plus fécondes que les Mexicaines.

Dans les prévisions officielles; les buts politiques priment sur la réalité. Les pays industriels sont supposés voir leur fécondité remonter afin d'atteindre un état d'égalité et de stabilité, comme si la Nature tendait vers la stabilité et l'égalité ! Les nouvelles prévisions des NU (dec 2003) «population mondiale en 2300» suppose que le taux de fécondité des pays les plus développés sera en 2100 supérieur à celui des pays les moins développés. C'est complètement irréaliste suivant la relation éducation-fécondité, mais cela permet de converger vers un taux qui assure la stabilité du monde à 9 milliards en 2300, comme si toutes les femmes allaient décider d'avoir le même taux de fécondité égal au taux de remplacement !

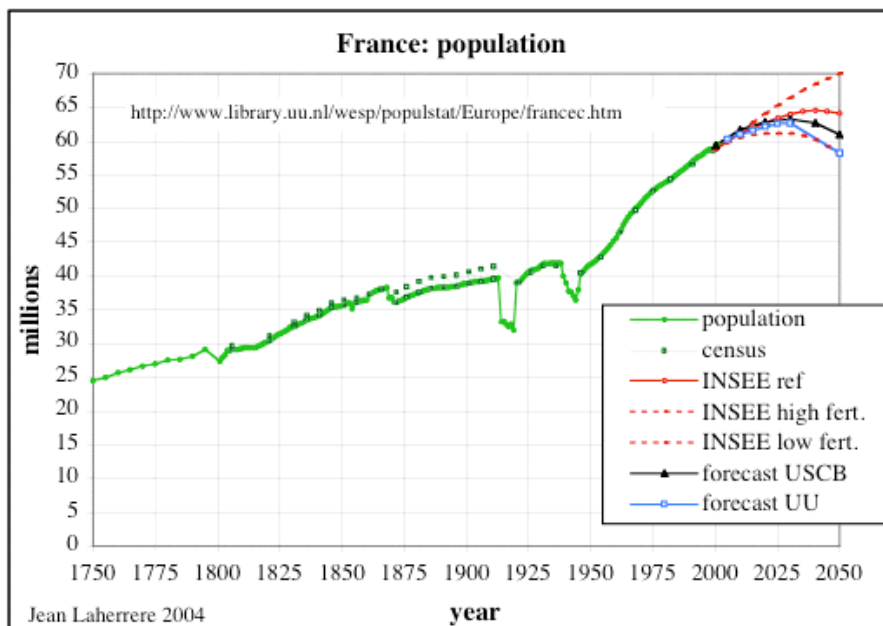
Figure 85: Scénarios des NU du taux de fécondité



Le WEC a des prévisions sur la fécondité qui semblent plus réalistes puisque les pays développés n'augmentent plus, mais restent stables, un peu inférieur au taux de remplacement
 Figure 86: Taux de fécondité et prévisions WEC 2004



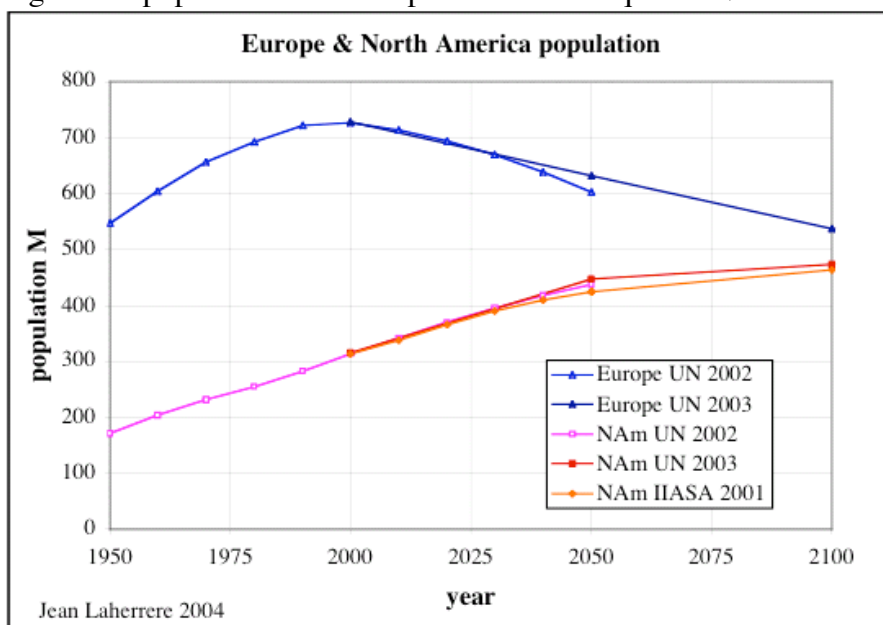
Les prévisions par pays montrent que la population va culminer (la Russie est déjà en déclin) dans certains comme l'Espagne, l'Italie qui ont des taux très bas (1,2) mais aussi la France.
 Figure 87: population de la France



La population de la France culminera vers 2025

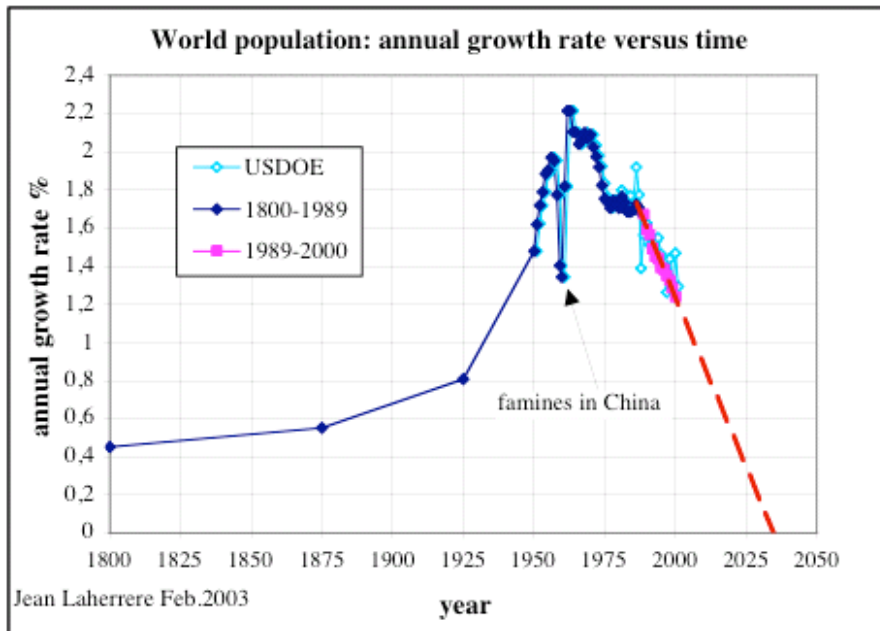
L'Europe va perdre près de 100 millions d'habitants en 2050 ; alors que l'Amérique du Nord (US+Canada) continuera à croître si l'émigration ne s'arrête pas

Figure 88: population de l'Europe et de l'Amérique du Nord



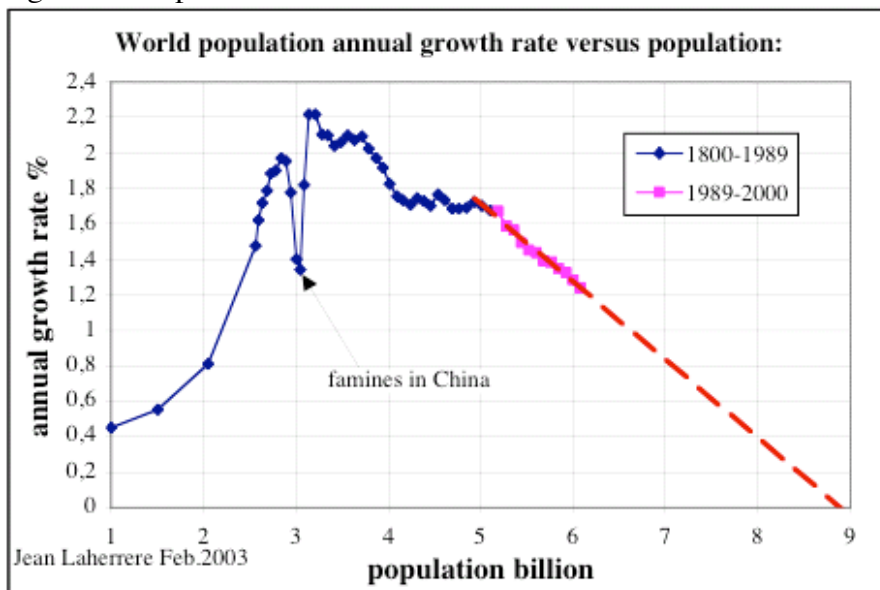
Le taux annuel de croissance en fonction du temps peut être extrapolé linéairement depuis 1989 donnant un taux nul d'où un pic en 2035.

Figure 89: Population mondiale 1800-2000 taux de croissance annuelle versus temps



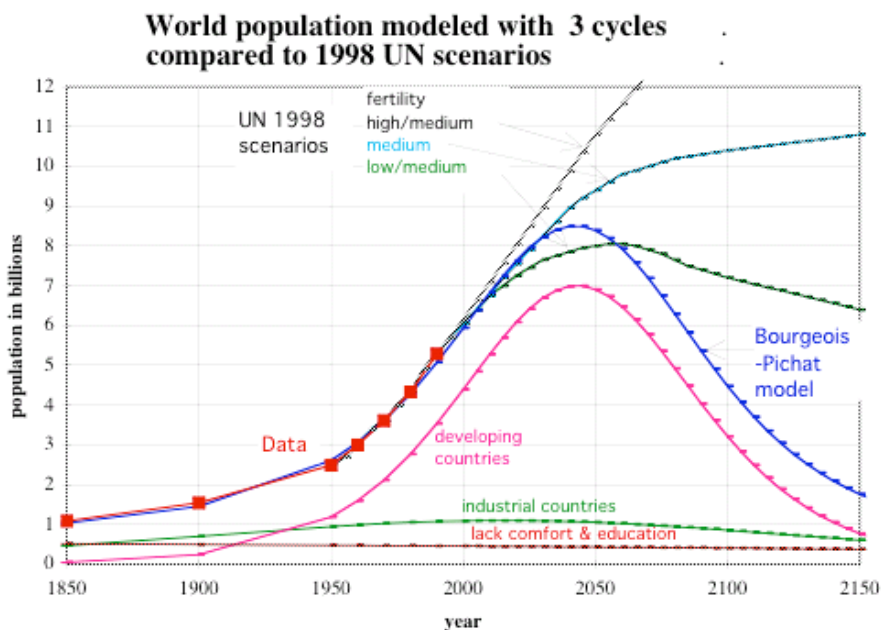
La croissance annuelle fonction de la population peut être extrapolé linéairement depuis 1989 en donnant une croissance nulle (pic) quand la population sera de 8,8 milliards

Figure 90: Population mondiale 1800-2000 taux de croissance annuelle versus population



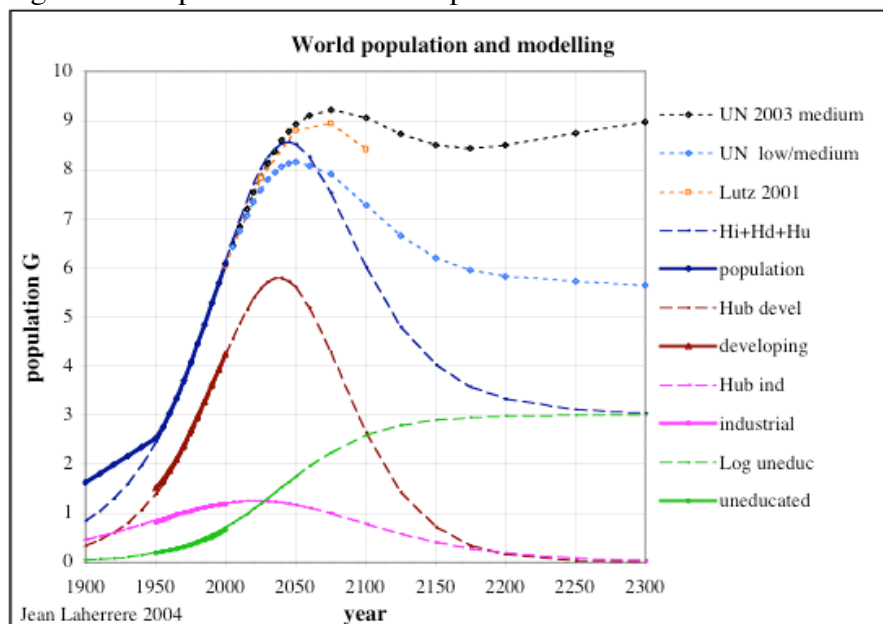
Bourgeois-Pichat directeur de l'INED en 1988 a modélisé la population mondiale avec deux cycles (pays industriel et pays en développement) en forme de cloche. Nous y avons ajouté un 3^e cycle qui représente les peuples non éduqués pour ne pas tomber à zéro. En fait il faut prévoir plusieurs cycles successifs correspondant au changement de comportement.

Figure 91: Prévision en 1999 de la population mondiale d'après modèle Bourgeois-Pichat



Notre prévision peut sembler trop basse, avec un pic en 2050 à 8 milliards (comme les NU low/medium et Lutz en 2070) et un déclin rapide, mais les prévisions des NU se basent sur des hypothèses qui me semblent irréalistes. D'autre part si les NU prévoient une nette diminution de la population en Afrique à cause du sida, ils n'ont pas inclus d'autres épidémies genre grippe aviaire (la grippe espagnole a tué 1% de la population en 1918) ou microbes résistants à tous les antibiotiques. Ce risque doit être inclus quand on voit l'augmentation des maladies nosocomiales. De plus les guerres meurtrières se déroulent dans les pays à forte natalité (Rwanda). On peut appeler cela la réaction de Gaïa (théorie de Lovelock)

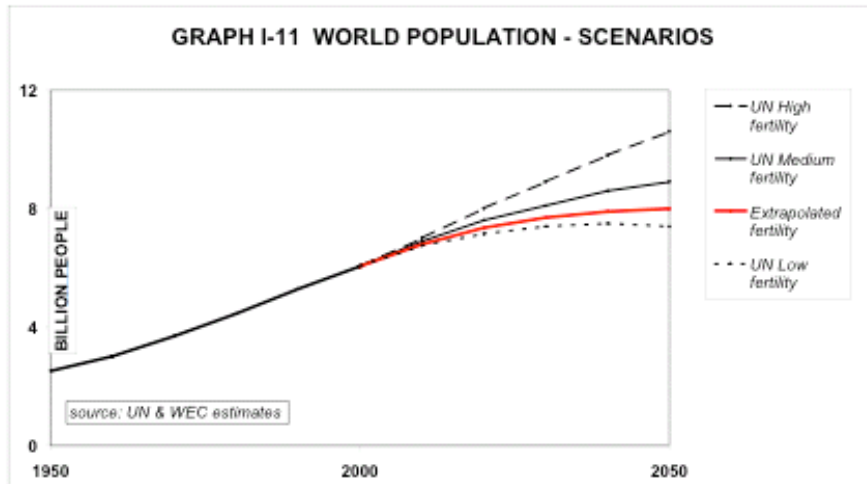
Figure 92: Population mondiale et prévisions NU 2003 et IIASA 2001



La population mondiale culminera vers 2040 à moins de 9 milliards

Le WEC 2003 prévoit un pic vers 9 milliards en 2050

Figure 93: Population mondiale et prévisions WEC 2003

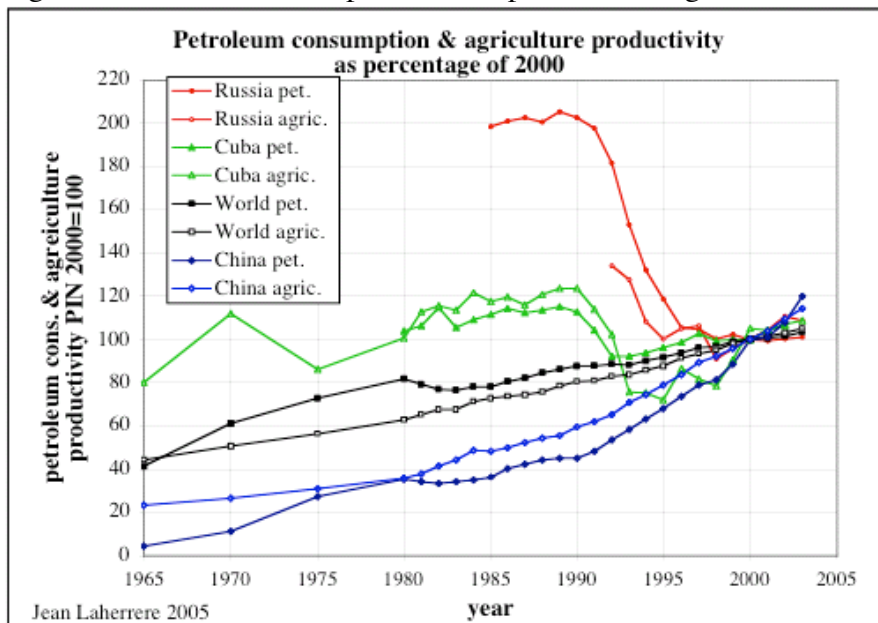


-Agriculture et pétrole

L'agriculture dépend énormément du pétrole et du gaz (carburant, engrais, pesticide) et la productivité agricole a montré une excellente corrélation quand le pétrole est venu à manquer a Cuba (et aussi en Corée du Nord). L'agriculture est en fait la transformation de pétrole en aliments. BP à Lavera avait, avant les chocs pétroliers, essayé de transformer directement le pétrole en protéines, mais cette tentative inverse a été un échec.

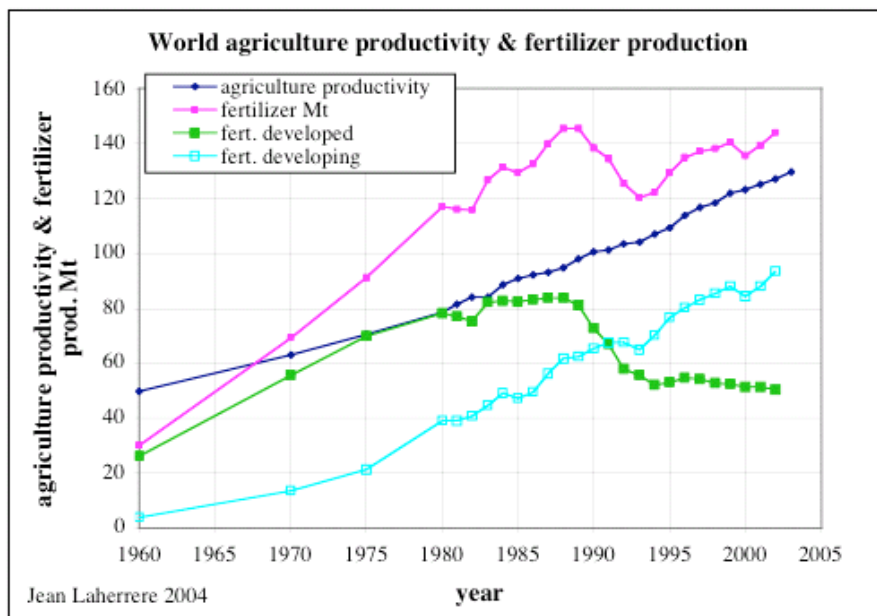
La productivité de l'agriculture est liée à la consommation de pétrole

Figure 94: Consommation pétrolière et productivité agricole 2000=100



La productivité agricole mondiale est liée à la consommation d'engrais (à partir du gaz naturel). Mais les pays développés ont diminué leur consommation d'engrais, car ils gaspillaient, par contre les pays en développement augmentent fortement depuis 1975. La Chine utilise plus d'engrais (à partir des combustibles fossiles) par hectare que les pays industriels.

Figure 95: Productivité agricole mondiale et consommation d'engrais

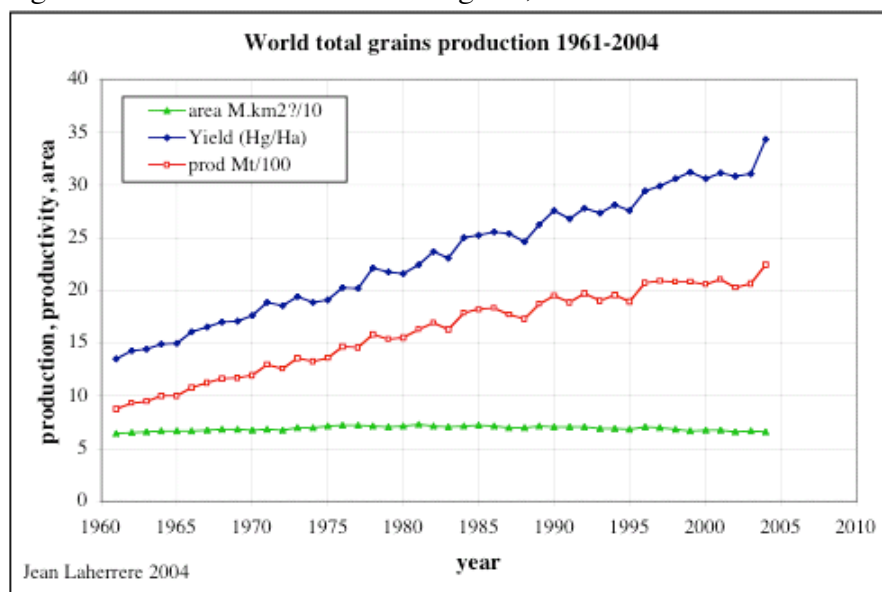


Pimentel 2004 donne les chiffres mondiaux : 13 Gha terre: 11% cultivé, 27% prairies, 32 % forêt, 9% cités, 21% inhospitalier

Pimentel 1993 estime la superficie par agriculteur à 64 ha aux US et à 0,2 ha en Chine.

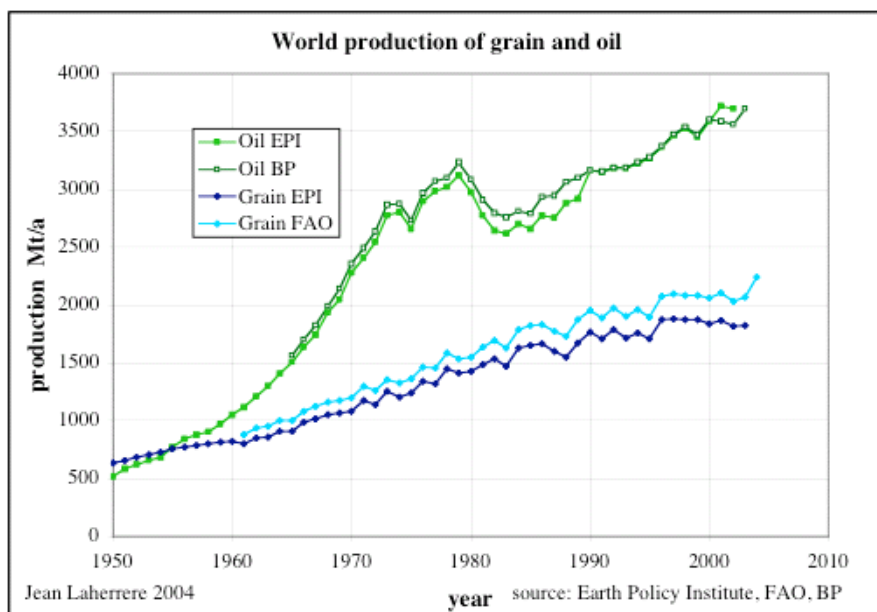
La surface cultivée mondiale plafonne depuis 1980 avec un léger déclin

Figure 96: Production mondiale de grain, surface et rendement

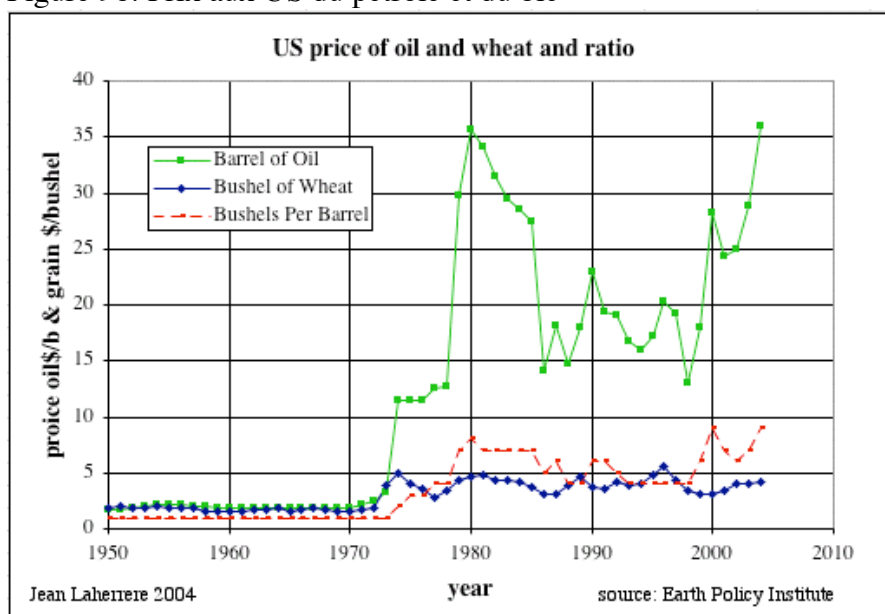


La croissance de la production de pétrole est plus chaotique que celle des céréales qui plafonne depuis plusieurs années, mais 2004 est en hausse.

Figure 97: Production mondiale de céréales et de pétrole

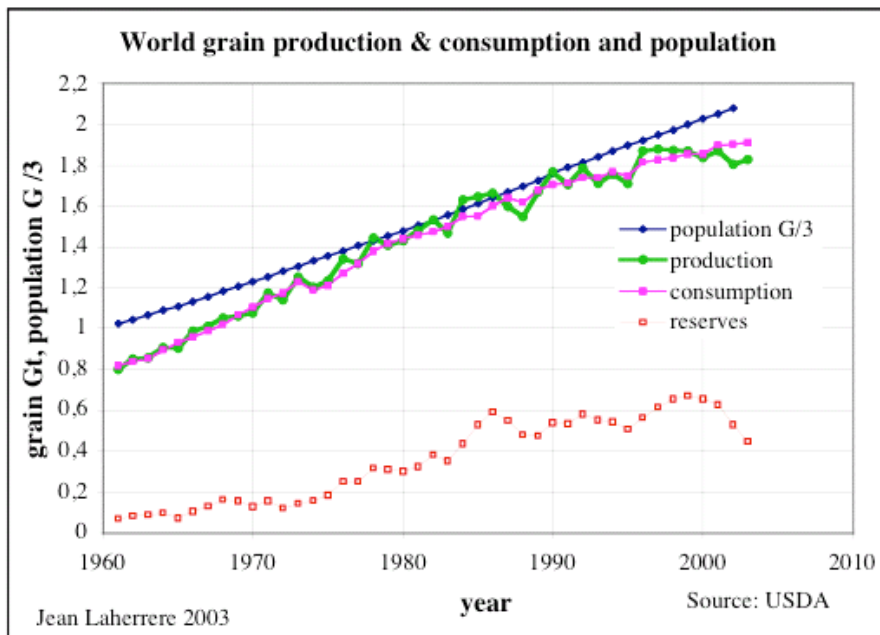


Le prix du pétrole aux US a augmenté de 9 fois par rapport au prix du blé depuis 1950
 Figure 98: Prix aux US du pétrole et du blé



La production mondiale de grains plafonne, alors que la consommation continue à monter et les réserves s'effondrent. Il semble que la raison de ce nivellement provient de la limite de la productivité après la révolution verte, du manque de surface nouvelle et du déclin des réserves des aquifères fossiles.

Figure 99: Production mondiale de céréales, réserves et population

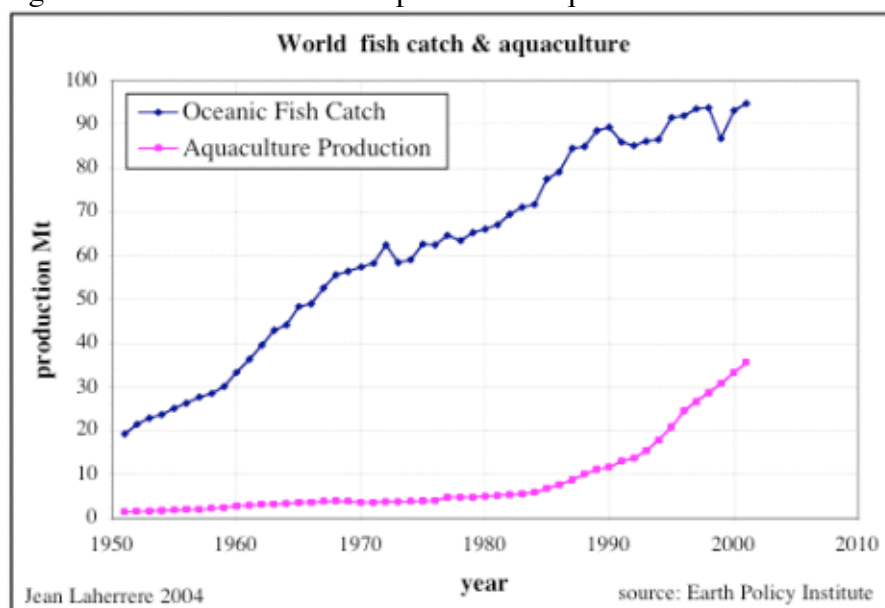


La production de céréales augmente moins que la population depuis 1985 et que la consommation depuis 1998 et les réserves diminuent

Ce déclin actuel de la production de céréales (et celui de l'eau) est plus préoccupant que le déclin futur du pétrole.

La production mondiale de poissons semble culminer aussi

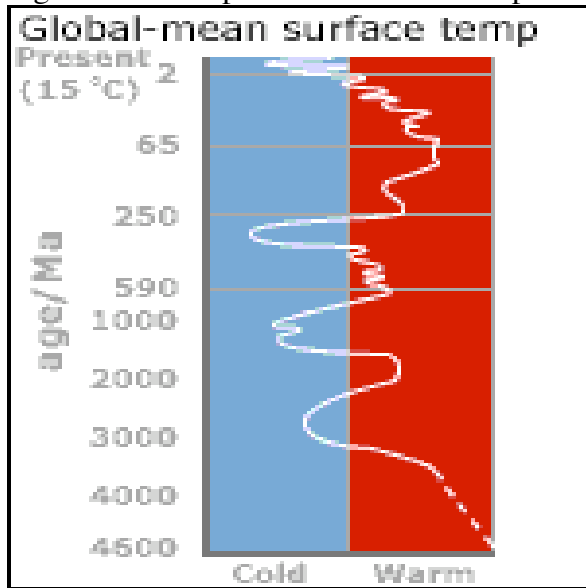
Figure 100: Prise mondiale de poissons et aquaculture



-Réchauffement climatique et consommation de combustibles fossiles

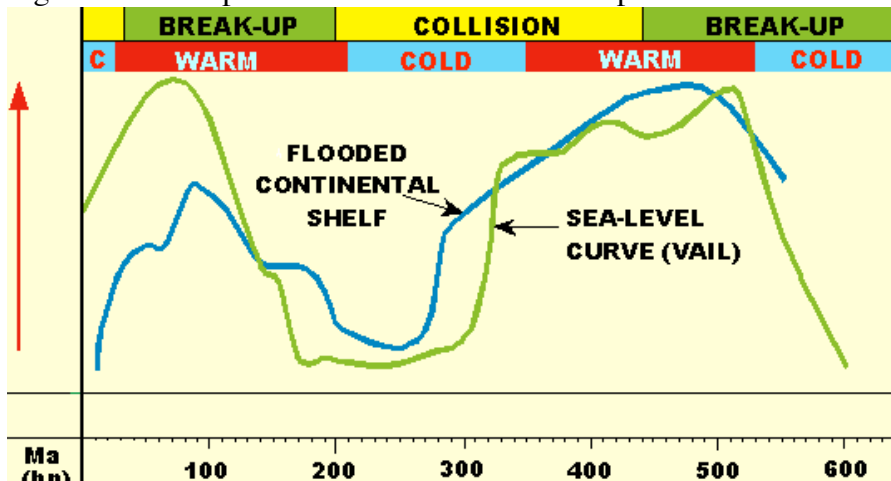
Nous vivons dans une période interglaciaire à l'intérieur d'un épisode glaciaire qui a démarré depuis 2 millions d'années. La dernière glaciation s'est produite il y a 300 millions d'années. Il y a glaciation quand la dérive des continents apporte des continents aux pôles (ou autour). Depuis la naissance de la terre, la température a été pendant 90% de son temps supérieure à la période actuelle. Il est certain que nous allons vers une nouvelle glaciation dans quelques milliers d'années et que le permafrost se retrouvera à Paris et la glace sur New York. L'homme sapiens a su s'adapter en se déplaçant vers des lieux plus cléments, il était mobile, mais nous ne le sommes plus.

Figure 101: Température de la Terre depuis sa naissance



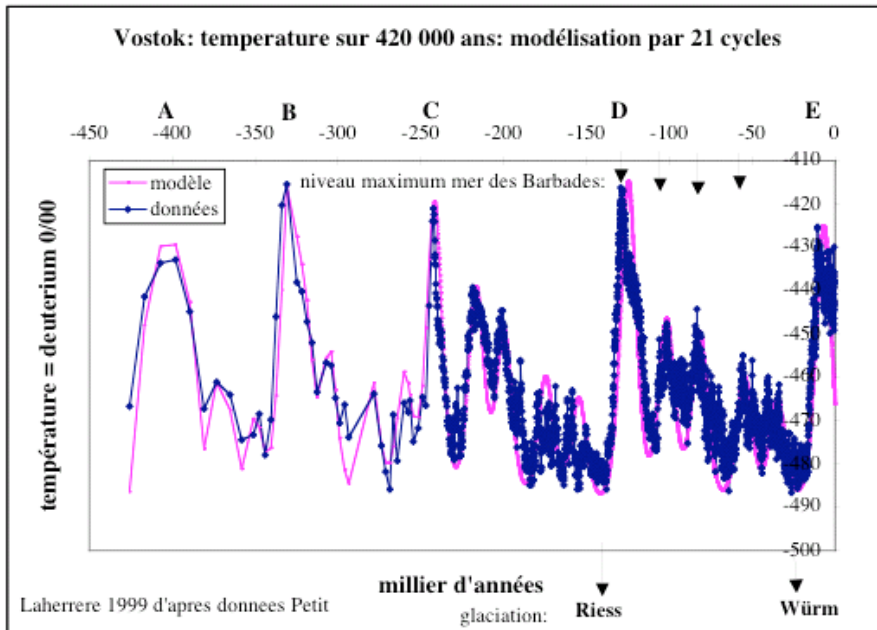
Il y a 15 000 ans durant la dernière glaciation, le niveau de la mer était 120 m plus bas, mais durant le Crétacé, il n'y avait pas de continents aux pôles, le niveau de la mer et le CO₂ étaient bien plus élevés que maintenant, donnant d'ailleurs les roches-mères qui ont généré pas mal de pétrole produit actuellement.

Figure 102: Température et niveau de la mer depuis 600 Ma



Pendant 420 000 ans, les périodes interglaciaires ont été en minorité et nous allons vers une nouvelle glaciation. La température déduite des mesures de la glace de Vostok (Antarctique) peut être modélisée avec 21 cycles de même période montrant bien le caractère astronomique de ces variations (comme l'avait montré Milankovitch)

Figure 103: température mesurée à Vostok depuis 420 000 ans



Les variations dépendent surtout de l'insolation de la terre (le mot climat vient du grec klima c'est-à-dire l'inclinaison du soleil en un lieu) qui varie en fonction de l'excentricité de l'orbite terrestre, de l'angle d'inclinaison de la Terre et de la précession des équinoxes.

Il y a une relation entre la température; le CO₂ et le méthane CH₄. Mais le CO₂ suit la température et non le contraire comme le pensent beaucoup. Toutefois il est difficile de comparer le CO₂ d'il y a 400 000 ans (intervalle des mesures est d'environ 2000 ans) avec le taux actuel il faudrait prendre la moyenne sur un intervalle équivalent. L'âge du pétrole ne sera qu'une étoile filante dans quelques millénaires dans les glaces de l'Antarctique!

Figure 104: température, CO₂ & CH₄ à Vostok

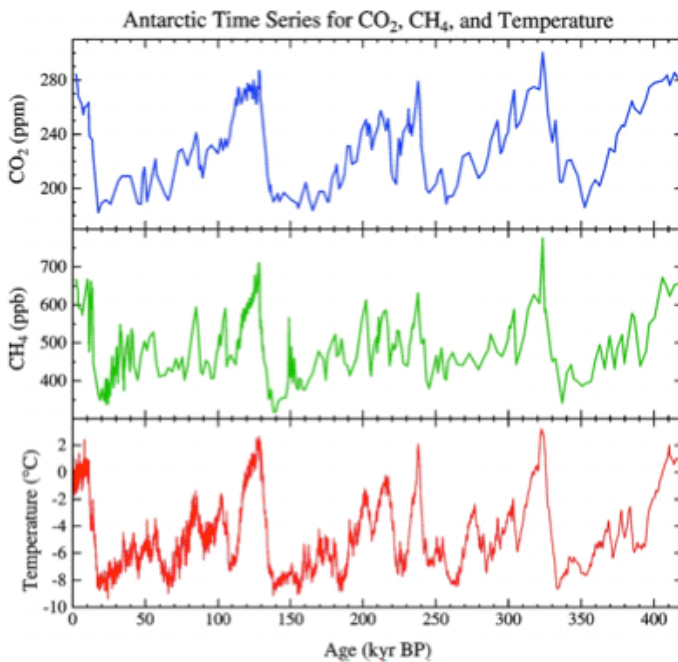
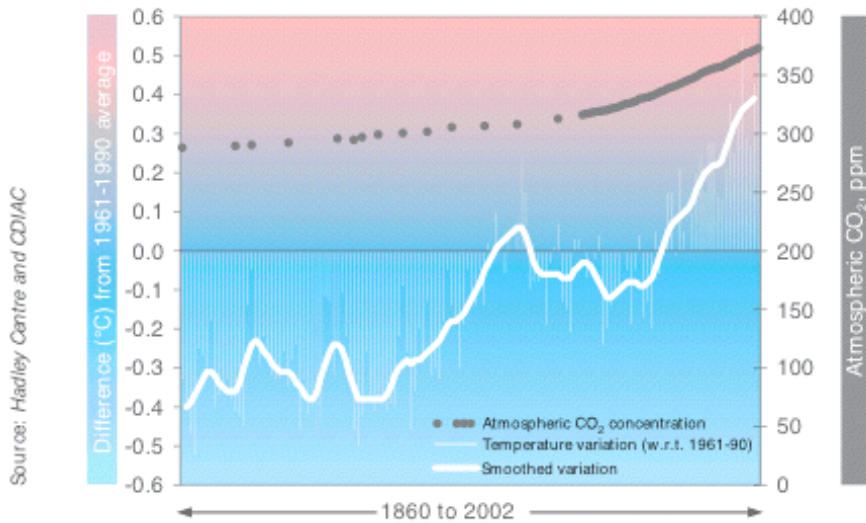


Figure 2. Record of atmospheric temperature, CO₂ and CH₄ extracted from Antarctic ice core by Petit et al. (Nature, 399, 429, 1999)

La courbe de CO₂ (qui a une vie de l'ordre de 100 ans) suit la courbe de température avec un retard de 800 à 1500 ans (le cycle des océans est de l'ordre de 1000 ans). L'augmentation de la température empêche la dissolution du CO₂ et fait augmenter le CO₂. La courbe de température montre une baisse de 1940 à 1975 (JM Cavada dans une émission télé en 1975 parlait de

refroidissement futur à craindre). L'explication de ce refroidissement est plutôt d'origine solaire que des aérosols comme le prétendent les partisans des interventions plus humaines que solaire
 Figure 105: température et CO2 1860-2002 WBCSD (facts and trends to 2050)



World Business Council for Sustainable Development (170 compagnies internationales)

Mais la température sur la même période ne semble pas croître en phase avec les émissions de CO2 à partir des combustibles fossiles. Le creux de température de 1945 à 1973 correspond au maximum de croissance des émissions de CO2 (les Trente Glorieuses), alors que, suivant le GIEC, ce devrait être le contraire.

Figure 106: Emissions de Co2 des combustibles fossiles

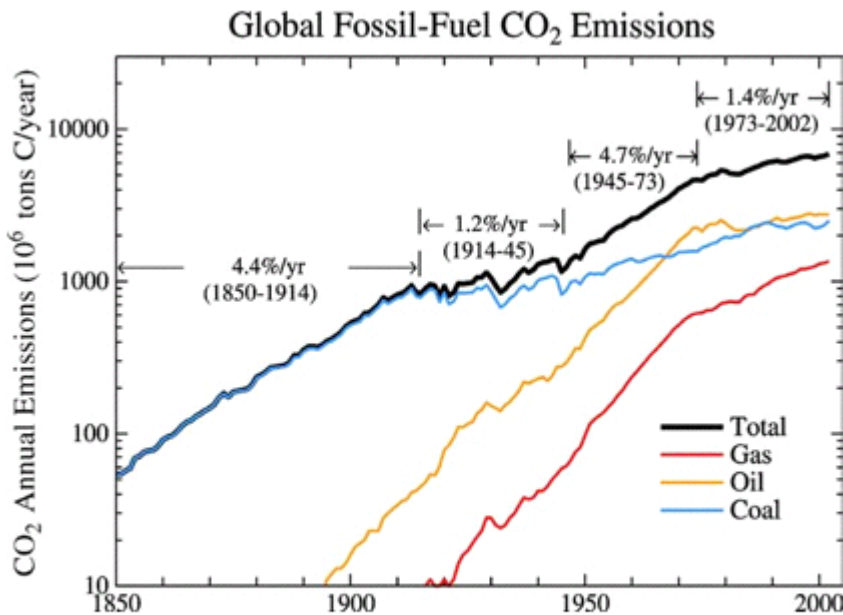
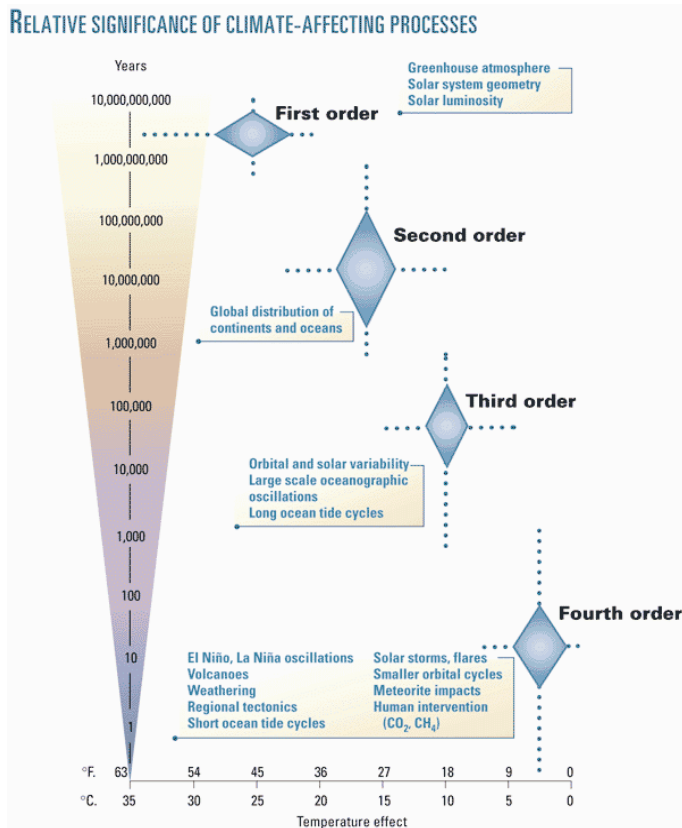


Figure 11. Global fossil fuel CO₂ emissions based on data of Marland and Boden [References 1a and 11]; 2001-2002 update based on Reference 11b.

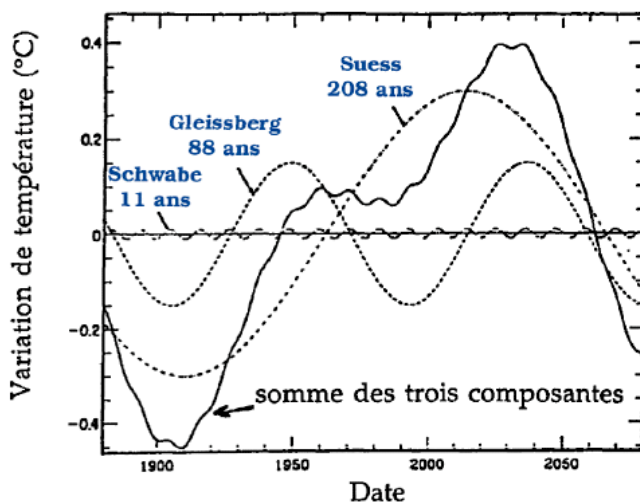
Les activités humaines ont bien sur un impact sur le climat, mais il est faible par rapport aux événements naturels, notamment astronomiques (soleil et terre, dérive des continents, cycle des océans) (Gerhard 2001)

Figure 107: Les émissions humaines ne sont que du 4e ordre dans le changement du climat



L'activité solaire (taches et explosions magnétiques) doit être ajoutée aux cycles astronomiques de Milankovich et peut être modélisée avec plusieurs cycles.
 L'influence du soleil expliquerait la baisse de température de 1940 à 1970, et la montée ensuite, mais malheureusement une nouvelle baisse n'interviendrait qu'après 2030.
 Figure 108: Impact du Soleil sur le climat 1880-2080 dans Nesme-Ribes 2000

Climate and Solar Cycles Possible Effect



Damon & Jirikowic (1992)

Sans gaz à effet de serre, la Terre serait une planète gelée, sans vie.
 Les gaz d'effet de serre sont dominés à 60% par la vapeur d'eau, c'est-à-dire les nuages, qui sont difficiles à mesurer (différentes couches) et à prévoir et seulement 25 % par le CO₂. L'océan contient 50 à 65 fois plus de CO₂ que l'atmosphère. La moitié du CO₂ de l'atmosphère disparaît dans un "puits" inconnu

Le consensus total sur le réchauffement global causé principalement par l'homme revendiqué par 3000 scientifiques (la plupart des modélisateurs universitaires qui vivent des fonds abondant sur ce sujet à la mode) n'est pas une preuve de sa véracité. Mon expérience en matière pétrolière est que les consensus sans contestation sont souvent les plus grands échecs, car les éléments négatifs sont ignorés, alors que les projets contestés où le négatif est bien analysé, ont un taux de succès bien supérieur. J'ai approché les modélisateurs de l'IIASA dans leurs workshops de 2000 et 2004 et je n'ai trouvé que discussions académiques détachées des réalités.

Dans le rapport du GIEC, le CO2 est donnée comme l'élément essentiel, mais on passe vite sur l'importance des oscillations non expliquées par les gaz de serre ou l'astronomie, tels qu'El Nino, North Atlantic Oscillation, Arctic Oscillation.

Il y a de nombreux scientifiques de haut niveau sceptiques sur les soi-disantes preuves de la prédominance humaine sur le naturel, comme Lindzen MIT, Johns et en France Marcel Leroux, professeur de climatologie à Lyon et Vivian glaciologue à Grenoble.

Il y a des modes pour le climat; pluies acides, puis trou d'ozone, maintenant le CO2 et le réchauffement global

Beaucoup cherchent la chaleur (et le soleil) pendant les vacances et à la retraite, pourquoi refuser que la température monte un peu vers ce qui était la norme, il y a quelques millions d'années?

Le Crétacé était plus chaud et a permis la création de nombreuses roches-mères. La Terre a été une boule de neige vers 750 MA pendant un certain temps et c'est le CO2 des volcans qui a permis à la terre de sortir de ce mauvais pas

On ne peut pas plus stabiliser le climat que d'empêcher les plaques tectoniques de bouger et de provoquer des tremblements de terre. Tout bouge, tout évolue. On va vers une nouvelle glaciation. Le réchauffement actuel est surtout la sortie du petit âge glaciaire qui a duré de 1300 à 1850 après la période chaude médiévale qui devait être plus chaude qu'actuellement (le Groenland était vert) et qui a permis la construction des grandes cathédrales (Fagan 2000)

Kyoto est un mauvais protocole car il s'adresse seulement aux pays développés et se base sur 1990 (la Russie est alors très avantagée), alors que c'est le monde entier qui devait être concerné et principalement tous les citoyens. C'est à chacun de changer et non au voisin! De plus si le réchauffement dépend peu (Johns 2004) des émissions de CO2 (incertitude à chiffrer) les investissements considérables qui vont être dépensés seront-ils vraiment utiles?

S'il faut faire des économies d'énergie, ce n'est pas pour le climat, mais pour laisser un peu de ressources à nos petits-enfants

-Scénarios du GIEC

Le rapport GIEC 2001 (TAR) utilisé par les promoteurs du protocole de Kyoto est basé sur 40 scénarios de consommation énergétique (SRES) qui ont été fournis par les scientifiques (surtout économistes) académiques de l'IIASA, qui ignorent les données industrielles et le passé. Ces scénarios sont dits équiprobables pour ne pas vouloir faire intervenir de probabilités. Ils sont du "free thinking" ou même du "brain storming". IIASA prévoit notamment un âge du gaz basé sur le potentiel dit gigantesque des hydrates océaniques, mais les derniers résultats montrent que les hydrates sont un mythe?

La fourchette fort étendue des 40 scénarios basés sur des concepts théoriques est en dehors des prévisions basées sur les données techniques, pour le gaz, le pétrole, le charbon et aussi la population

Figure 109: scénarios IIASA du rapport GIEC pour la [consommation de gaz](#) comparés à la prévision à partir des données techniques

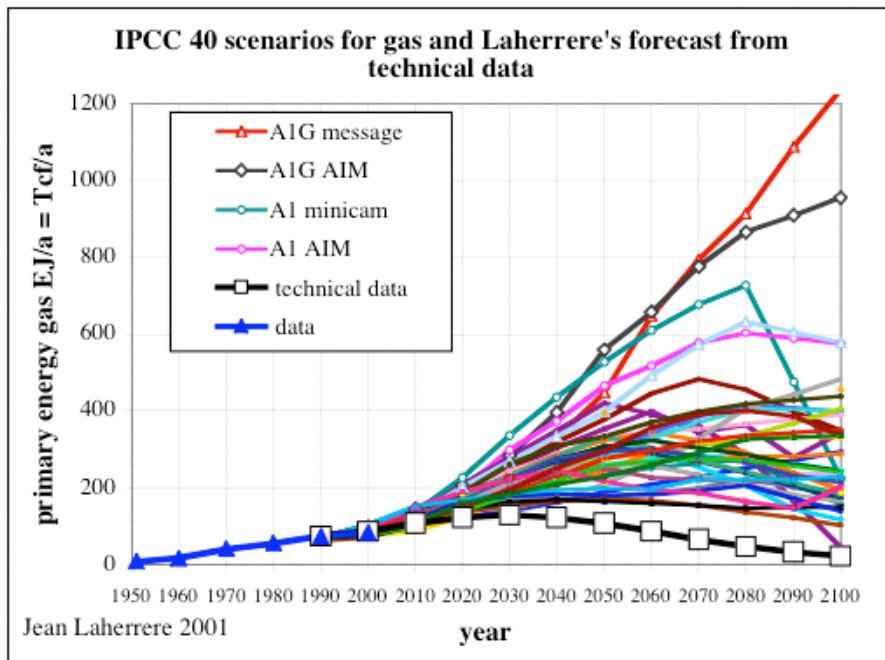


Figure 110: scénarios IIASA du rapport GIEC pour la consommation de pétrole comparés à la prévision à partir des données techniques

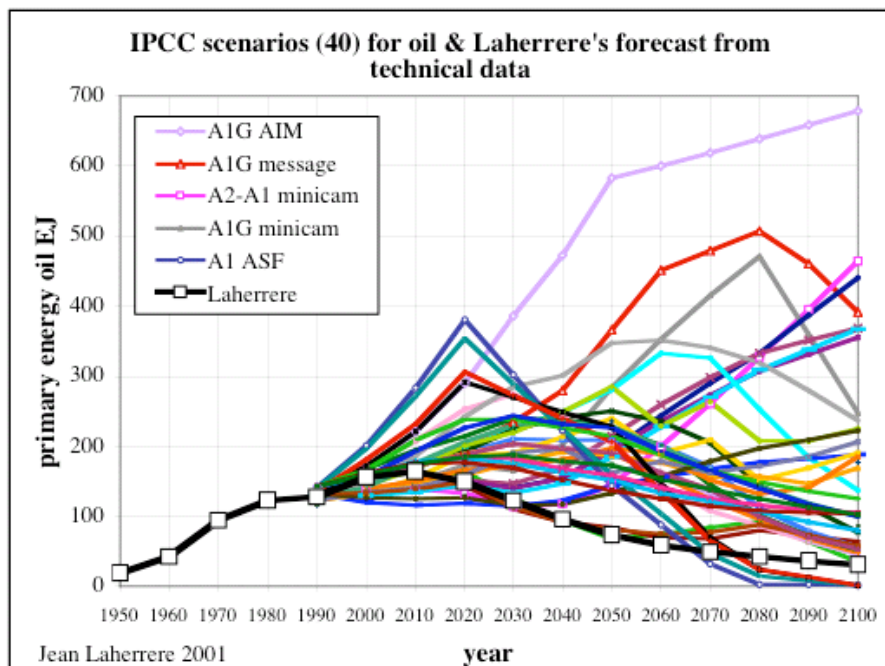
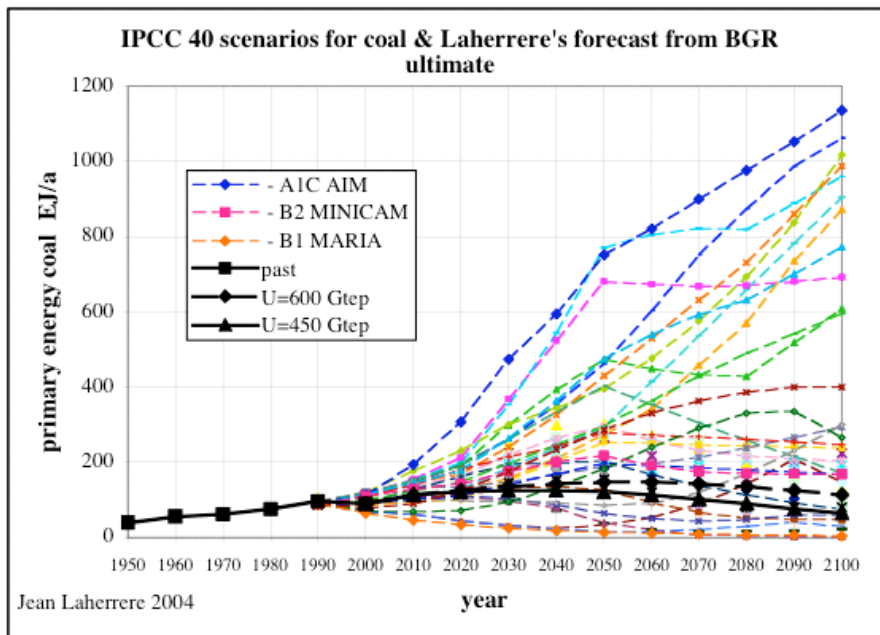
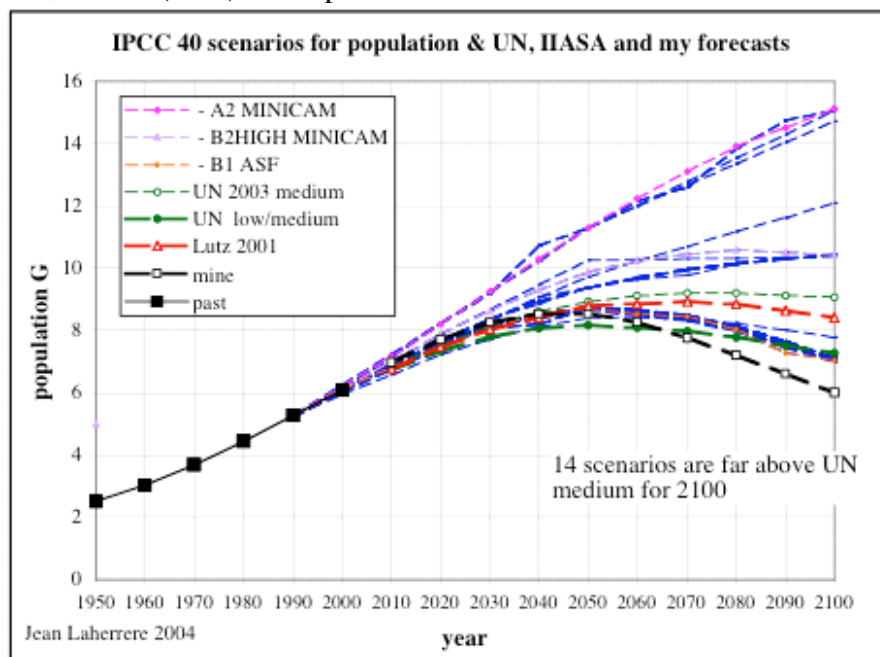


Figure 111: scénarios IIASA du rapport GIEC pour la consommation de charbon comparés à la prévision à partir des études du BGR



Pour la population, 40% des scénarios pour 2100 sont bien au-delà des chiffres des NU (medium qui sont régulièrement diminués)
 Figure 112: scénarios IIASA scénarios (rapport GIEC 2001) pour la population comparés aux NU; IIASA (Lutz) et ma prévision



Le plus consternant est que le prochain rapport GIEC prévu pour 2007 va être basé sur les mêmes scénarios, quoique John Reilly (MIT joint program on the science and policy of global change) a écrit que les scénarios SRES étaient une “*insulte a la science*”
 Comme disent certains c’est GIGO: “garbage in, garbage out”
 Les débats sur le climat sont devenus plus politiques et «fanatiques religieux» que scientifiques.

-Conclusions

-tout ce qui monte doit descendre

-une croissance constante n'a pas d'avenir 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 (complexité géologique) et confidentielles (compétition)

-l'approche probabiliste est rejetée par beaucoup par aversion au risque et surtout par incompréhension des techniques des probabilités

-il faut obliger de fournir une fourchette (mini, espéré et maxi) et non un chiffre unique

-l'augmentation des prix du pétrole n'apporte pas une augmentation des réserves conventionnelles ou des découvertes

-mythe des schistes bitumineux et des hydrates, c'est le bilan énergétique qui prime

-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 EU 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

-les prévisions sur la demande d'énergie sont uniquement basées sur le désir politique d'une croissance constante sans se préoccuper de l'offre

-toute prévision qui montre moins de passé que de futur est trompeuse

-les estimations peuvent changer considérablement avec le changement d'un seul directeur au poste clé (AIE, USGS)

-le pic du pétrole peut être un plateau ondulé si l'économie mondiale entre en crise, ce qui est probable

-la croissance de la consommation de pétrole en Chine est insoutenable et cette bulle peut éclater

-la production mondiale de gaz culminera après le pétrole, mais une pénurie locale de gaz est probable en Amérique du Nord et aussi en Europe, bien avant la pénurie de pétrole

-les ressources de charbon semblent surestimées et un bon inventaire est nécessaire

-les combustibles fossiles culmineront vers 2030, mais la consommation par habitant, stable depuis 25 ans, le restera pour les 25 prochaines années

-le PIB ne représente pas la richesse, ni le bonheur et il est manipulé

-le Livre Blanc 2003 prévoit une augmentation de 57% du transport de 2000 à 2020 qui semble irréaliste en face du pic de la population française

-il n'y a pas d'alternative dans le transport au pétrole, sinon le pétrole synthétique

-l'agriculture a atteint ses limites et ne pourra pas nourrir plus d'habitants et aussi fournir du biocarburant

-la consommation d'énergie primaire (10 Gtep en 2003) devrait plafonner à 12,5 Gtep

-les scénarios du dernier (3e) rapport GIEC 2001 des consommations de combustibles fossiles sont irréalistes, rendant les conclusions peu fiables et le prochain rapport (4e pour 2007) a décidé de garder les mêmes. C'est consternant!

-il est utopique de vouloir stabiliser le climat, il a toujours varié et il variera toujours

-il faut que l'être humain s'adapte aux limites de la planète (ressources, terre cultivable, eau) comme il s'est adapté aux changements climatiques au cours des glaciations en étant mobile.

-le coût de l'énergie ne représente que 5% du PIB alors que sa contribution y est de 50%; il serait normal de payer l'énergie à son juste coût (prix des énergies renouvelables sans subvention), soit un prix plus élevé.

- toutes les subventions, quelqu'elles soient, devraient être supprimées au bout de 5 ans maximum
- il faut que le consommateur accepte de changer de comportement et d'économiser l'énergie pour que les besoins futurs en énergie soient satisfaits sans crise majeure. Il ne le fera que par nécessité.
- le creux de consommation de pétrole de 1980 à 1990 est dû aux économies d'énergie déclenchées non par les prix élevés de 1979, mais le sentiment que le prix du pétrole allait tripler en 1990. Les prévisions officielles sont pour 25\$/b en 2020, il faudrait qu'elles soient pour 100 \$/b.
- il faut que cela aille mal vite, pour que cela aille mieux plus tard.
- seul un prix élevé de l'énergie (aligné sur son vrai coût) 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:

- Agerup M. 2004 "The impacts of climate change" in "The scenario underlying climate change prediction" IPV Nov. 2004 p12
- AIE voir IEA
- ASPO www.peakoil.net
- Ayres et al 2002 "Exergy, power and work in the US economy" INSEAD working papers 2002/52/EPS/CMER
- Bardi U. 2004 "Price trends over a complete Hubbert cycle: the case of the American whaling industry in the 19th century"
- Bartlett A. 1998 "Forgotten Fundamentals of the Energy Crisis"
http://www.npg.org/specialreports/bartlett_index.htm
- Bauquis P-R, 1999 "Un point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050" Revue de l'Énergie n°509 Sept.
- 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
- BGR 2002 "Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 2002" Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, Hanover
- Bourgeois-Pichat J. 1988 "Du XXe siècle au XXIe siècle, l'Europe et sa population après l'an 2000" Popul 1
- BP Statistical Review of world energy <http://www.bp.com/statisticalreview2004>
- Campbell C.J., Laherrère J.H. 1998 "The end of cheap oil" Scientific American March p80-85
- Campbell C.J., Laherrère J.H. 1998 "La fin du pétrole bon marché" Pour la Science Mai p30-36
- Conseil Mondial de l'Énergie (World Energy Council = WEC)
- Cooper C. 1999 "Odd Reservoir Off Louisiana Prods -Oil Experts to Seek a Deeper Meaning" Wall Street Journal April 16 <http://oralchelation.com/faq/wsj4.htm>
- DGEMP 2004 <http://www.industrie.gouv.fr/cgi-bin/industrie/frame0.pl?url=/energie/sommaire.htm>
- DGEMP http://www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/se_stats.htm
- Earth Policy Institute <http://www.earth-policy.org/Updates/index.htm>
- Exxon-Mobil Longwell H.J. 2002 "Forces of Change in the Global Gas Industry" Doha, Qatar Oct.13
http://www2.exxonmobil.com/Corporate/Newsroom/SpchsIntvws/Corp_NR_SpchIntrvw_HJL_131002.asp
- Fagan B. 2000 "The little ice age -How climate made history 1300-1850" Basic Books
- FAO <http://faostat.fao.org/faostat/collections?subset=agriculture>

- Gerhard L.C. 2001 "Dialogue on Global Warming: Inadequate science leaves climate debate subject to political expediency" Oil & Gas Journal July 16
- Ginsburg G.D., Soloviev V.A. 1998 "Submarine Gas Hydrates." » VNII Okeangeologia, St.Petersburg, 1994, 199 p. (in Russian); 1998, 216 p. (in English).
- Grand Father Economic Report: <http://mwhodges.home.att.net/>
- Harper 2004 "Oil reserves growth potential" ASPO Berlin 25 May <http://www.peakoil.net>
- Hubbert M.K 1956 "Nuclear energy and fossil fuels " Am. Petrol. Inst. Drilling & Production Practice, Proc. Spring Meeting San Antonio Texas p7-25.
- IEA 1998 "paper for the G8 Energy Ministers' Meeting in Moscow 31 March 1998 » "World Energy Prospects to 2020" <http://www.iea.org/g8/world/oilsup.htm> figure 9),
- IIASA "scenarios for IPCC 2000" <http://www.grida.no/climate/ipcc/emission/data/allscen.xls>
- INED (fichier PRB)
- INSEE 2000 Laroque G. & Salanie B. "Une décomposition du non-emploi en France", Economie et statistique, n°331, 2000-1.
- International Center for Technology Assessment "The Real Price Of Gas"
- Kovarik W., "Henry Ford, Charles F. Kettering and the Fuel of the Future," Automotive History Review, Spring 1998, No. 32, p. 7 - 27.
<http://www.radford.edu/~wkovarik/papers/fuel.html>.
- Laherrère J.H. 1996 "Discovery and production trends" OPEC bulletin - Feb p7-11
<http://www.oilcrisis.com/laherrere/disctrnd.htm>
- Laherrère J.H. 1998 "The evolution of the world's hydrocarbons reserves" translation of SPE June 17, <http://dieoff.com/page178.htm>
- Laherrère J.H. 1999 "World oil supply -What goes up must come down: when will it peak?" Oil and Gas Journal Feb.1 p 57-64 and in Letters of OGJ March 1, March 15 & March 29
<http://dieoff.com/page177.htm>
- Laherrère J.H. 2000 "Is the USGS 2000 assessment reliable ? " Cyberconference by the World Energy Council, May 19, Strategic Options <http://www.energyresource2000.com>, or <http://www.oilcrisis.com/laherrere/usgs2000/>
- Laherrère J.H. 2002 "Hydrates: some questions from an independent O&G explorer" Introduction as chairman of RFP 9 "Economic use of hydrates: dream or reality ?" WPC Rio, Sept 5 <http://www.oilcrisis.com/laherrere/hydratesRio/>
- Laherrère J.H. 2004 "Future of natural gas supply" ASPO Berlin May 25-26
<http://www.peakoil.net/JL/JeanL.html>, <http://www.hubbertypeak.com/laherrere/ASPO2004JL.pdf>
- Laherrère J.H. 2004 "Natural gas future supply" IIASA-IEW Paris IEA June 22-24
<http://www.hubbertypeak.com/laherrere/IIASA2004.pdf>
- Laherrère J.H. 2004 "Perspectives energetiques et scientifiques" Club des jeunes dirigeants Quimper 22 Avril <http://www.hubbertypeak.com/laherrere/quimper.pdf>
- Laherrère J.H. 2004 "Present and future energy problems" HEC MBA seminar on "Sustainable development" 8/9 September Jouy-en-Josas <http://www.hubbertypeak.com/laherrere/HEC-long.pdf>
- Laherrère J.H. 2004 "Reserve growth in oil fields of the North Sea"
<http://www.oilcrisis.com/laherrere/reviewKlettGautier.pdf>
- Livre Blanc sur les énergies présenté par N. Fontaine le 7 Novembre 2003
- Lutz W., W.Sanderson & S.Scherbov 2001 "The end of world population growth" Nature vol 412, 2 August , p546-545
- Lutz W., W.Sanderson & S.Scherbov 2004 "The End of World Population Growth in the 21st Century: New Challenges for Human Capital Formation and Sustainable Development" Editors London, UK: Earthscan,
- Lutz W., W.Sanderson & S.Scherbov 2004 «The End of World Population Growth in the 21st Century: New Challenges for Human Capital Formation and Sustainable Development.» Editors London, UK: Earthscan,

- Maillard D. et Lavergne R. 2002 "Statistiques Energétiques: Eléments pour un débat" Revue de l'Energie n° 538 Juillet-Aout p456-459
- Masters C.D., D. H. Root, and R. M. Turner 1998 "World Conventional Crude Oil and Natural Gas: Identified Reserves, Undiscovered Resources and Futures" USGS Open-File Report 98-468
- Masters C.D., E.D. Attanasi & D. Root, 1994, "World petroleum assessment and analysis"; Proc. 14th World Petroleum Congress, 2 529-542, Stavanger Norway, John Wiley
- Milkow A.V. 2004 "Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really there?" Earth-Science Review
- Milkow A.V. 2004 "Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really there?" Earth-Science Review
- National Defense Council Foundation <http://www.iags.org/n1030034.htm>
- National Geographic de Nov 2004
- Nesme-Ribes E., Thuillier G. 2000 "Histoire solaire et climatique" editions Belin-Pour la science
- New Scientist (Bond M) 2003 "The pursuit of happiness" 04 Oct. issue 2415
- Newsweek Aug. 16, 2004 BP CEO states that gas consumption could grow threefold by 2050.
- NU 2003 "Population mondiale en 2300" ESA/P/WP 187 9 December
- OGJ 2004 Oil & Gas Journal "Worldwide look at reserves and production" 20 dec 2004 p22-23
- Patzek, T.W. 2004 "Thermodynamics of the corn-ethanol biofuel cycle" Critical Reviews in Plant Sciences 25(6): 519-567 <http://petroleum.berkeley.edu/papers/patzek/CRPS416-Patzek-Web.pdf>
- Petit JR. et al 1997 "Four climate cycles in Vostok ice core" Nature, v387, 22 May p359
- PFC 2004 "PFC energy's global crude oil and natural gas liquids supply forecast" Center for Strategic & International Study Washington 18 sept.
- Pimentel D. 1998 "Energy and dollar costs of ethanol; production with corn" Hubbert center Newsletter <http://hubbert.mines.edu/news/v98n2/mkh-new7.html>
- Pimentel D. 2003 "Ethanol fuels: Energy balance, economics, and environmental impacts are negative" Natural Resources and Research 12(2): 127-134.
- Pimentel D. 1999 et al "Will limits of the earth's resources control human numbers?" <http://dieoff.org/page174.htm>
- Redefining Progress <http://www.redefiningprogress.org/>
reserve growth is statistically nil. (Laherrere 1996, 2004)
- Rifkin J. 2002 "The hydrogen economy" Penguin Putnam Inc.
- Sandrea I. Merrill Lynch "Deepwater oil discovery rate may have been peaked: production peak may follow in 10 years" OGJ 26 July 2004:
- Saudi Aramco 2004 Baqi M.M.A. & Saleri N.G. "Fifty-year crude oil supply scenarios; Saudi Aramco's perspective" 24 Feb. CSIS Washington DC
- Schlumberger : 2005 "Unconventional gas white paper"
http://www.oilfield.slb.com/content/solutions/unconventional_gas.asp
- Schwob Y. 2004 "Le CO2: gaz inévitable mais indispensable" Pétrole et Techniques Nov. Dec. n°453 p13-17
- Simmons 1999 "Surviving the Energy Crisis: Paper Barrels, Missing Barrels, The Illusion of Technology and Depletion » NOIA) <http://www.simmonsco-intl.com>
- Simmons M. 2000 «International oil crisis : mirage or reality?» Houston committee on foreign relations Houston April 1 <http://www.simmonsco-intl.com>
- Simmons M. 2004 "A case study on peak energy: the US's natural gas disaster" ASPO conference Berlin <http://www.simmonsco-intl.com/web/downloads>
- Soloviev V A et al 2000 "Gas Hydrate Accumulations and Global Estimation of Methane Content in Submarine Gas Hydrates" Western Pacific Geophysics Meeting AGU
- SPE/WPC 1997: "SPE/WPC reserves definitions approved" JPT May p527-528
- Stark P. & Chew K. 2004 "Global oil & gas resources: a view from the bottom up" IHS May
- The National Defense Council Foundation <http://www.iags.org/n1030034.htm>

- UN 2003 "World population in 2300" ESA/P/WP 187 9 December
- University Utrecht "populstat" site: Jan Lahmeyer
- US electricity flow <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/diagram5.html>
- USCB <http://www.census.gov/ipc/www/idbsprd.html>
- USDOE AEO 2004 Report: DOE/EIA-0383(2004), January
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>
- USDOE IEA <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/contents.html>
- USDOE IEO 2004 Report: DOE/EIA-0484(2004), April
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>
- USDOE March 2004 Strategic Significance of America's Oil Shale Resource
- USDOE/EIA Nov. 2004 <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/reserves.html>
- USDOE/EIA-0534 1990"US oil and gas reserves by year of field discovery" Aug. Open file
- USGS en 1994 (Masters WPC 1994),
- Walter Youngquist 1997 "Geodesinies –the inevitable control of earth resources over nations and individuals" National Book Company Portland
- WEC 2003 "Drivers of the energy scene : what are they ? what do they lead us?" Study chaired by Dr. Al^Moneef, presented by J.M. Bourdaire 23rd IAEE North American conference Mexico City Oct.21
- WO 2004 World Oil magazine "International outlook: world trends" September p63
- Zittel W., Schindler J. 2003 "The imminent peak of oil production" Nov.7, Berlin