

## "Quels sont les problèmes quand on parle de réserves?"

Jean Laherrère e-mail: [j.h.laherrere@infonie.fr](mailto:j.h.laherrere@infonie.fr)

site: <http://www.oilcrisis.com/laherrere>

Conférence AFTP du 31 Mars 1999 "Estimation des réserves et réduction de l'incertitude"  
Pétrole et Techniques n°423 Nov./Dec. 1999 p37-47

### Généralités

Les réserves sont la future production escomptée avec des hypothèses sur les paramètres: géologiques, physiques, techniques, investissements (schéma de production), prix du brut, coûts et fiscalité

Les estimations internes sont nombreuses suivant les auteurs et variables avec le temps, avec pour objectif de savoir ce que l'on a découvert et de ce que l'on va produire.

Les publications sur l'extérieur ne représentent pas forcément la meilleure estimation interne et la plus récente. L'objectif est de paraître, soit riche, soit pauvre, soit performant suivant les besoins.

La confidentialité est le prétexte pour ne publier que ce que l'on juge le mieux pour l'image de la compagnie ou du pays (OPEP où elle serait sans nécessité puisque monopole, mais les quotas conduisent à paraître riche).

Les réserves récupérables sont un pléonasme, car si elles ne le sont pas; elles sont des ressources et non des réserves

Les réserves restantes doivent être suivies d'une date.

Les réserves initiales (ou globales ou ultimes) correspondent à la somme de la production cumulée et des réserves restantes, elles varient au cours du temps en fonction des connaissances.

### Définition

Il n'y a pas de consensus.

Les définitions SPE/WPC 1997 sont ambiguës, contradictoires et incomplètes.

Chacun garde ses pratiques, comme en France après les définitions 1990 de la Commission Exploration du Comité des Techniciens: la pratique Total a continué d'être différente de la pratique Elf.

### Commentaires des meilleurs experts:

"There are currently almost as many definitions for reserves as there are evaluators, oil and gas companies, securities commissions and government departments. Each one uses its own version of the definitions for its own purposes" **DeSorcy** 1993

"The resource base [of the former Soviet Union] appeared to be strongly exaggerated due to inclusion of reserves and resources that are neither reliable nor technologically nor economically viable" **Khalimov** 1993

"An industry that prides itself on its use of science, technology and frontier risk assessment finds itself in the 1990s with a reserve definition more reminiscent of the 1890s" "illegal addition of proved reserves" **Capen** 1996

"Why our reserves definition don't work anymore" **Caldwell** 1996

"Virtual reserves - and other measures designed to confuse the investing public" **Tobin** 1996

"The term "reserves" often is treated as if it were synonymous with "proved reserves". This practice completely ignores the fact that any prudent operator will have, at least internally, estimates of probable and possible reserves" **Ross** 1998

### Exemples de champs: UK, US et FSU

Le champ de Forties en Grande-Bretagne n'a vu augmenter ses réserves ultimes qu'en 1987 de 2 Gb à 2.5 Gb (figure 1), alors qu'elles auraient dû être augmentées à 2.7 Gb dès 1986. L'augmentation a été justifiée par l'introduction d'une nouvelle technique et d'une nouvelle plateforme: ces 2 moyens supplémentaires n'ont pas augmenté les réserves (comme on peut le voir figure 2 sur la courbe de déclin: production annuelle en fonction de la production cumulée), ils ont simplement augmenté la production pendant deux ans avant de retrouver le déclin normal.

Figure 1

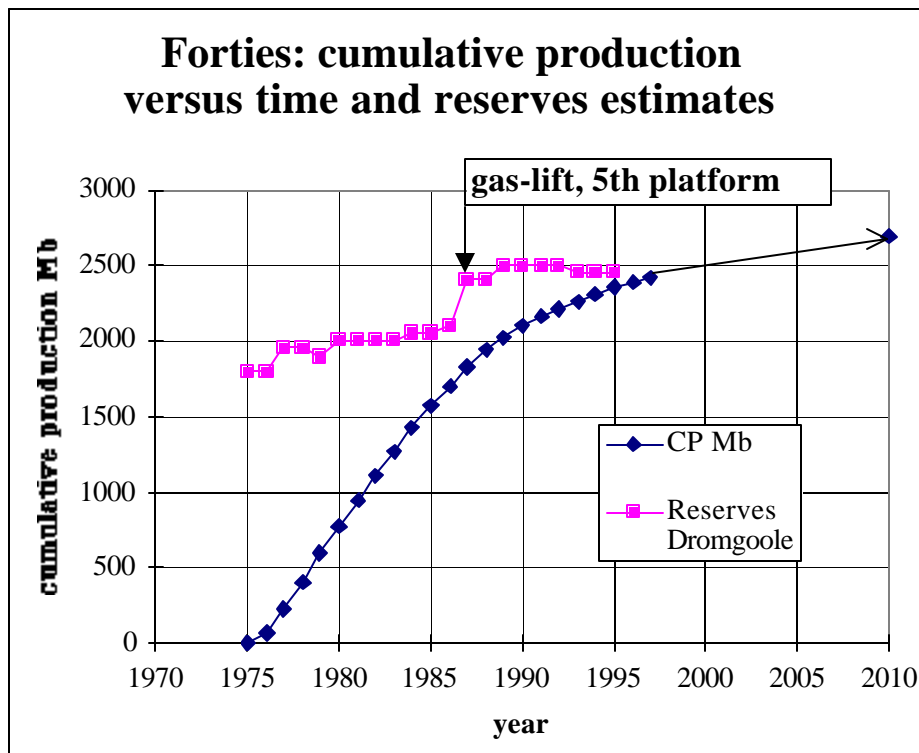
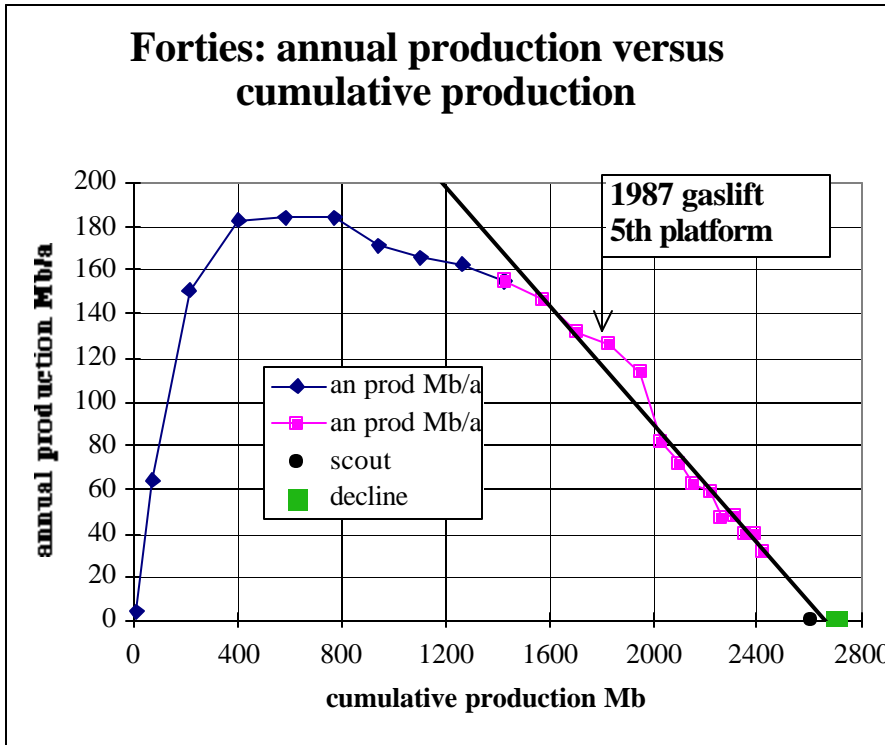


Figure 2



Les réserves ultimes du plus grand champ des EU hors Alaska East Texas ont augmenté de 5,1 Gb à 6 Gb de 1970 à 1991 pour ensuite descendre à 5,4 Gb (figure 3) de 1992 à actuellement. La courbe de déclin (figure 4) était de 5%/a s de 1970 à 1990 pour passer à un déclin double de 10%/a. La figure 5 montre que cette augmentation de ce déclin est la combinaison d'un déclin constant du nombre de puits (d'environ 20 000 en 1960 à environ 5000 actuellement) et d'un déclin accéléré de la productivité par puits (15 b/d/w à 5 b/d/w)

Figure 3

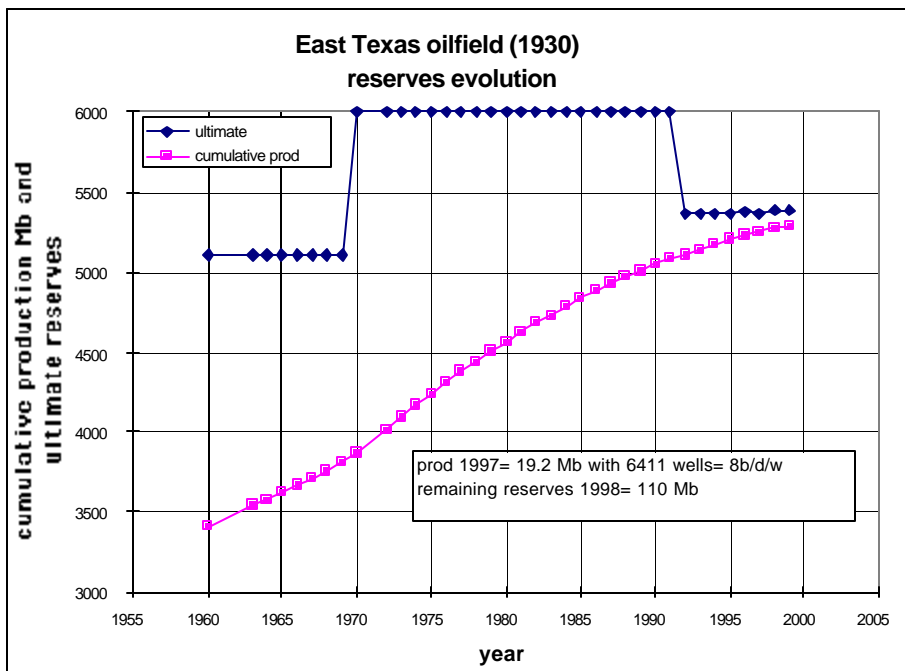


Figure 4

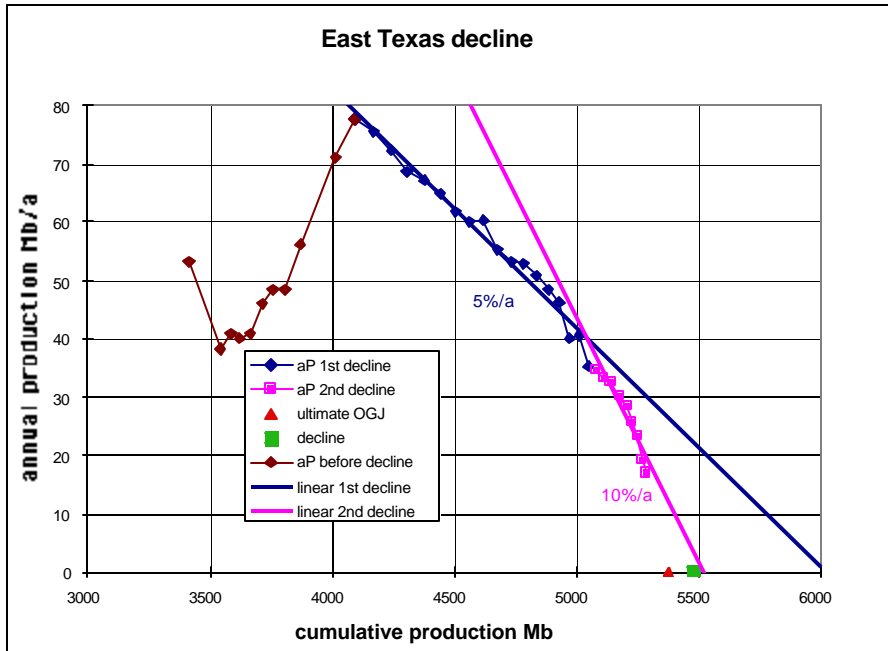
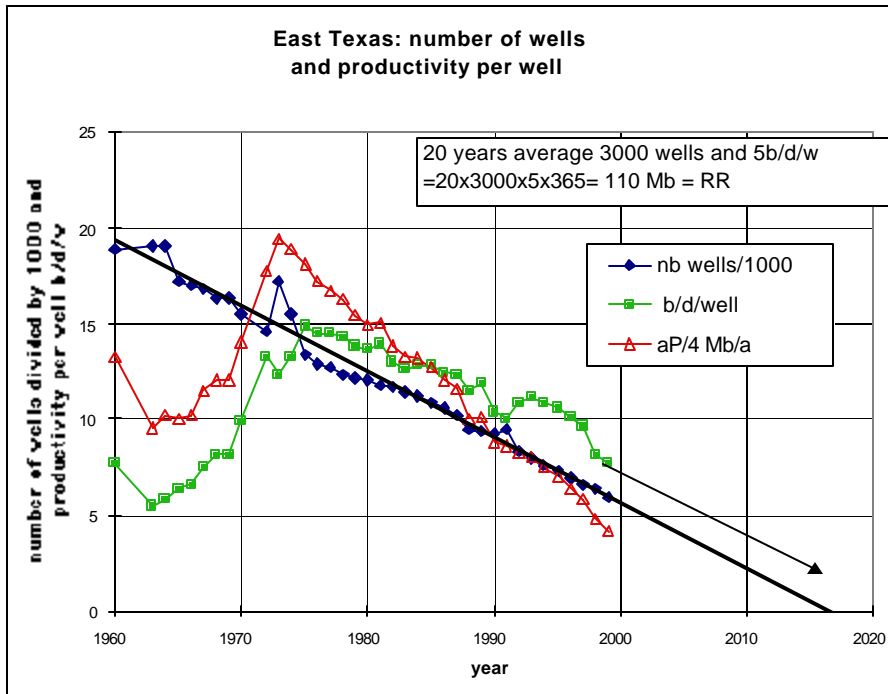


Figure 5



Le champ d'huile lourde de Wilmington (Californie) est aussi instructif. Ce champ a dû être unitisé pour installer une injection d'eau importante pour combattre la subsidence du sol qui a atteint plus de 8 mètres en 1970. Les réserves ultimes (figure 6) ont monté de 1,2 Gb à 2,6 Gb lors de l'unitisation, pour redescendre à 2,4 Gb pour un déclin de 6%/a et pour remonter à 2,8 Gb en 1986 lors de l'introduction du steamflood. En fait cette technique n'a pas fait diminuer le déclin, ni même l'apparition de puits horizontaux comme le montre la figure 7. L'estimation à 2,8 Gb aurait dû être donnée dès 1975.

Figure 6:

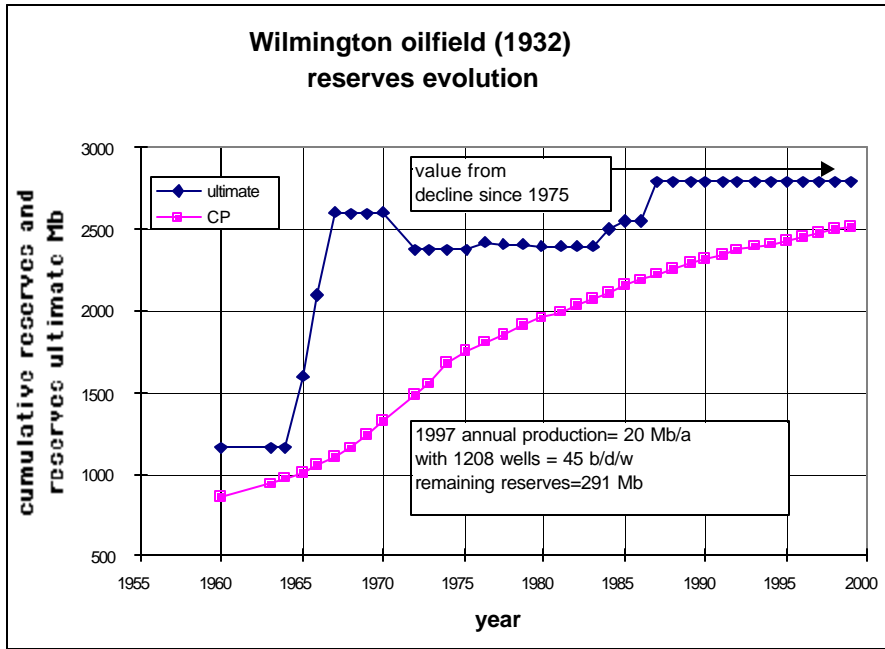
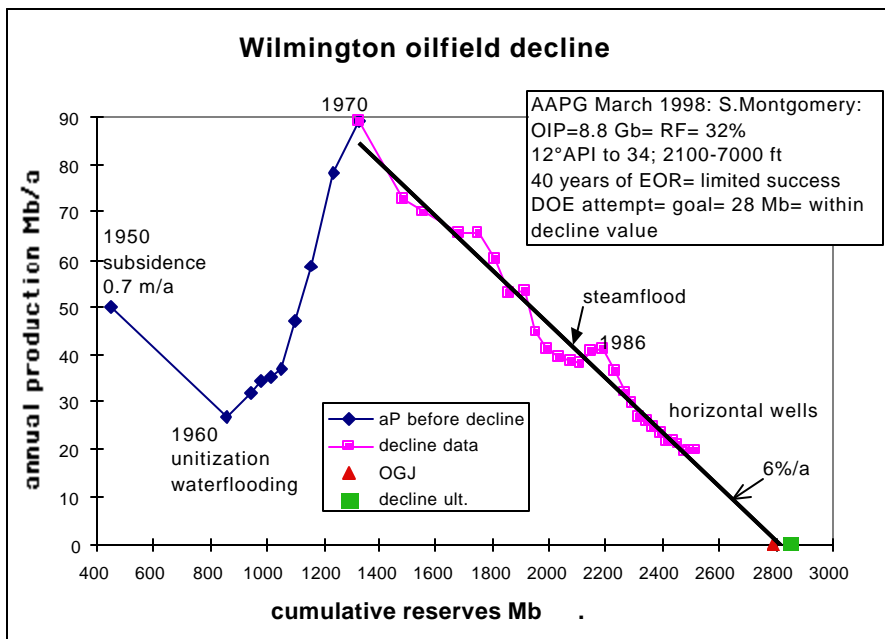


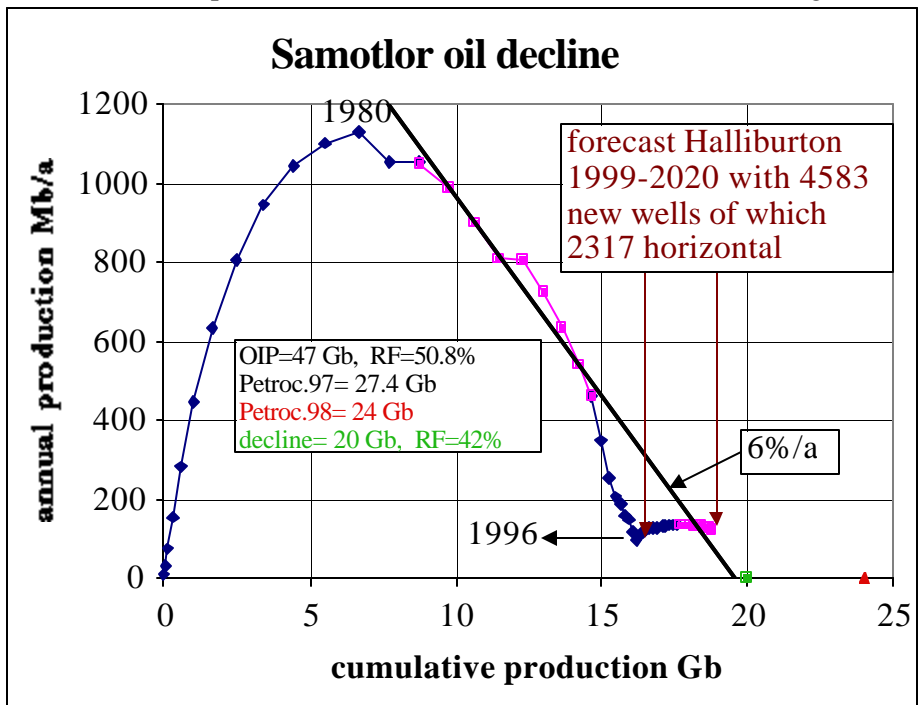
Figure 7



Le plus grand champ de l'ex-Urss Samotlor a eu des réserves ultimes estimées avec un taux de récupération maximum théorique de 50% à 27 Gb. Le déclin dès 1982 a été de l'ordre de 6%/a (figure 8). Il faut éliminer les années de 1990 à 1996 à cause des problèmes logistiques. Les prévisions de production par Halliburton (OGJ Nov. 30, 1998) avec plus de 4500 nouveaux puits dont 2300 horizontaux ne permettront que de revenir au déclin initial avec des réserves ultimes de l'ordre de 20 Gb alors que les réserves affichées sont encore à 24 Gb. Ce "field growth" négatif est à attendre de la plupart des champs de la CEI suivant les déclarations de Khalimov (1993) sur les réserves grossièrement exagérées. Khalimov sait de quoi il parle puisqu'il avait présenté cette classification au WPC 1979.

Figure 8

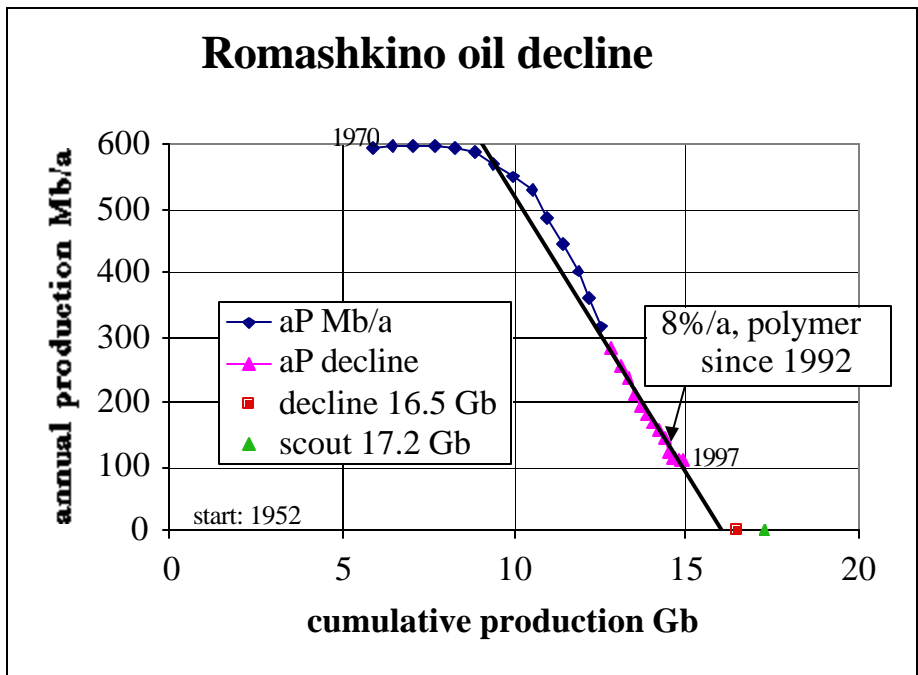
Le deuxième champ de la CEI Romashkino confirme cette diminution (figure 9). Le déclin



actuel est de

8%/a malgré l'introduction d'EOR (utilisation de polymères)

Figure 9:



**Publications des réserves mondiales**

-OGJ publie (en avance) les réserves prouvées pour la fin de l'année par pays en Mb une semaine auparavant. Il n'y a pas de correction de l'année précédente et ces chiffres sont repris par BP Review. Ils deviennent ainsi des valeurs quasi-officielles, prises comme la

réalité par la plupart des économistes. Lynch et Alderman confondent ainsi les réserves "Non-OPEC" avec celles de "NON-OPEC excluding FSU" car c'est ainsi qu'elles sont présentées par BPR (avec un petit astérisque peu lisible).

-World Oil publie les réserves prouvées par pays en Mb en août avec la correction de l'année précédente.

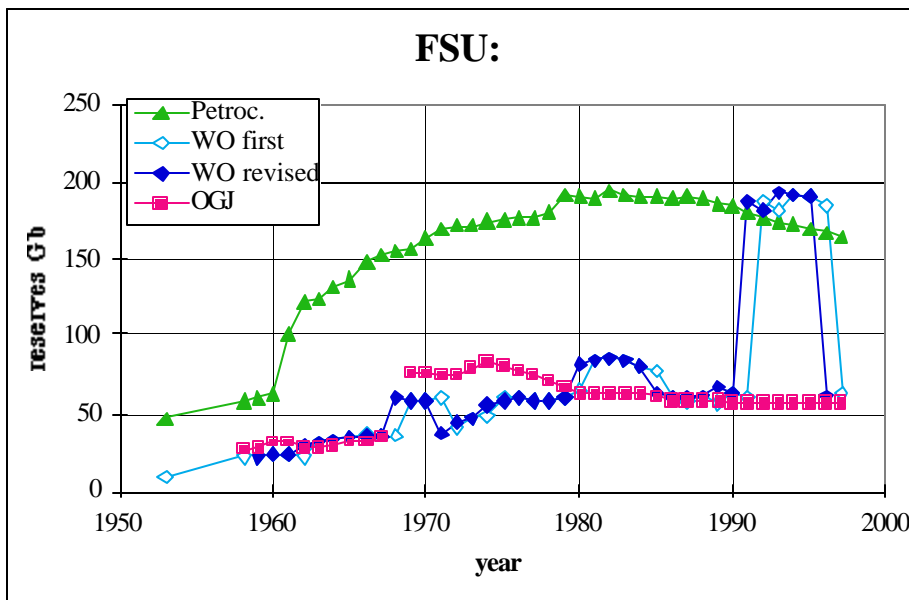
Pour les 2 magazines (leurs valeurs très différentes sont reprises par USDOE/EIA dans son rapport annuel sans commentaires), les réserves prouvées du monde sont la somme des réserves prouvées par pays, ce qui est une erreur grossière.

-Petroconsultants commercialise le seul fichier mondial (hors Amérique du Nord) par champ en donnant (entre autres) la valeur prouvée+probable définie comme ayant une probabilité de 50%. Les valeurs de Petroconsultants ont été utilisées par USGS dans son dernier rapport sur les réserves mondiales (97-463) avec un total des découvertes dans le monde (1996) égal à 1607 Gb à comparer au rapport USGS 1994 de 1802 Gb.

La comparaison des réserves restantes prouvées OGJ et WO avec les réserves restantes prouvées+probables ramenées à la date de découverte (backdating) de Péroconsultants est édifiante.

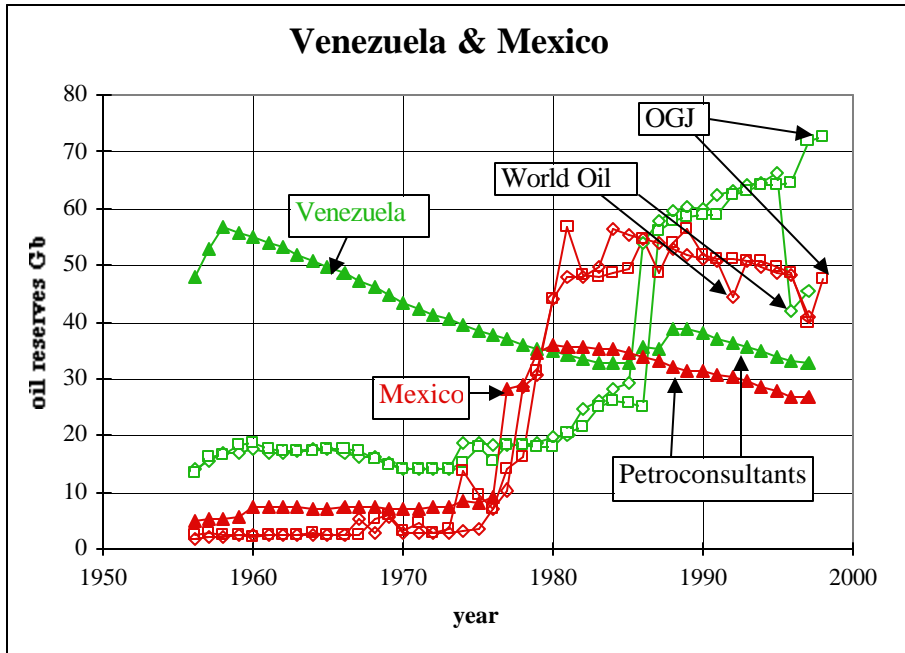
Pour la CEI (FSU) World Oil a de 1991 à 1995 ajouté les réserves probables pour revenir aux seules réserves prouvées qui sont conservatrices (figure 10). Mais les valeurs officielles rapportées par Petroconsultants comme prouvées+probables sont trop optimistes. L'étude des déclinés des champs les plus importants et du total global montre que les réserves restantes moyennes sont inférieures à 100 Gb.

Figure 10:



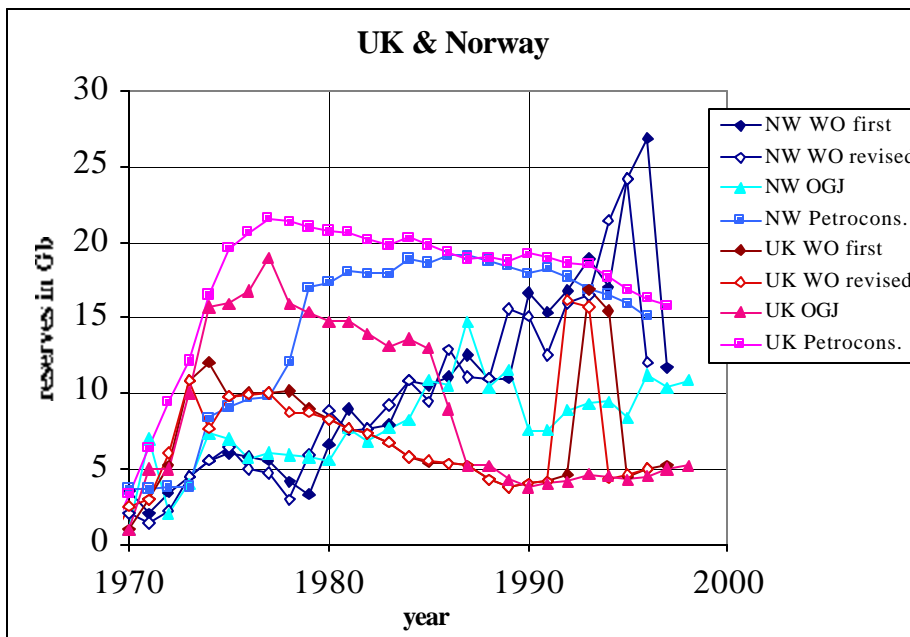
Les pays comme le Venezuela (OPEC) et le Mexique ont des réserves déclarées prouvées très optimistes pour influencer soit les quotas (OPEC) soit le FMI pour les prêts (figure 11) La valeur prouvée+probable de Petroconsultants est de l'ordre de la moitié.

Figure 11:



Même les pays où tout est supposé public comme la Grande-Bretagne et la Norvège ont des réserves publiées par OGJ et WO très différentes (figure 12). Ceci montre bien l'aberration de ces réserves dites prouvées.

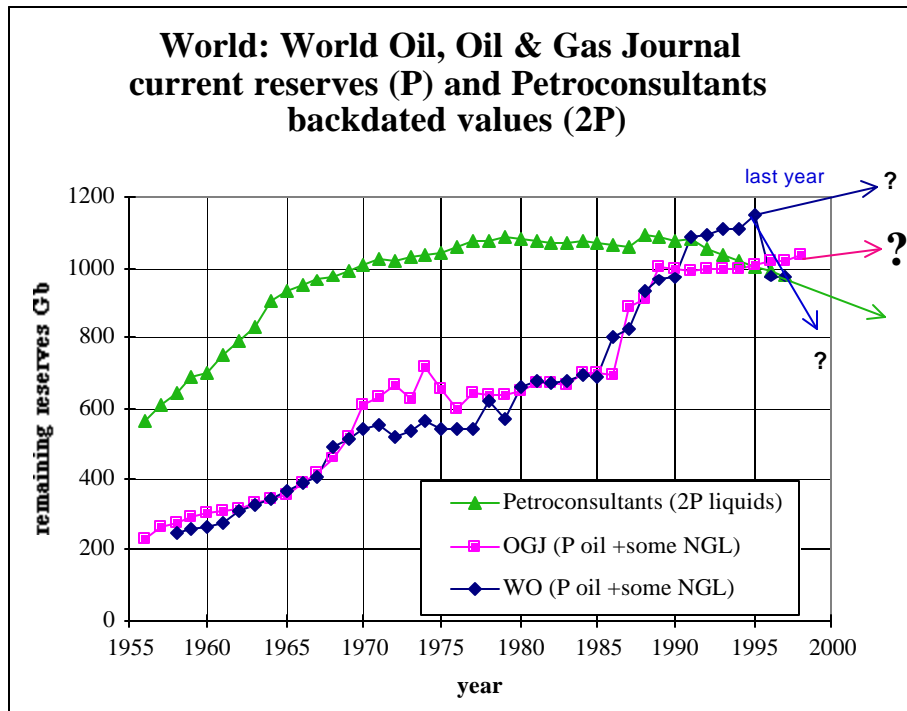
Figure 12:



Les réserves restantes mondiales peuvent être extrapolées de façon très différente suivant les sources (figure 13). L'extrapolation de OGJ est une faible augmentation, celle de WO est en diminution très notable et celle de Petroconsultants une diminution moyenne.

Figure 13:





### Approche

L'approche déterministe se base sur le "best estimate" et est publiée comme satisfaisant les règles SEC de "reasonable certainty".

Le "reasonable certainty to exist" de la SEC ne doit pas être identique au "reasonable certainty of no harm" de la FDA qui autorise la vente d'un produit comestible. Les révisions des réserves US des 10 dernières années montre que le prouvé correspond à une probabilité de l'ordre de 65% (soit le mode ou le plus probable).

Cette approche conduit à une seule valeur.

L'approche probabiliste correspond à une estimation des probabilités de chaque paramètre et à celle du champ soit par simulation de Monte-Carlo ou autre.

Cette approche conduit à fourchette de trois valeurs: minimum (ou P90), moyenne (ou mode ou médian), maximum (ou P10).

La valeur médiane est la moins intéressante, mais la plus utilisée, car beaucoup ne comprennent pas ce que représentent le mode et la moyenne (valeur espérée) et pensent que c'est la même chose.

En Mer du Nord suivant les "UK accounting procedures" c'est la valeur prouvée+probable correspondant à une probabilité de 50% qui est retenue.

### Probabilité subjective      Aversion au risque

Chaque champ est unique et il n'y a pas de méthode pour obtenir une probabilité vraiment objective

Chacun estime suivant son expérience et son aversion au risque.

-l'explorateur, est optimiste, car il est habitué à forer des puits secs et il a le droit de se tromper au moins 8 fois sur 10.

-le producteur ou l'ingénieur réservoir est conservateur, car il est un expert et un expert ne doit pas se tromper.

En proposant la valeur moyenne (mean), statistiquement on ne se trompe guère sur le volume moyen d'un grand nombre de champs, mais on se trompe (trop optimiste) 60% des fois, situation que refusent de nombreux pétroliers.

Un champ de petite taille est généralement surestimé par peur qu'il soit rejeté.

Un champ de grande taille est généralement sous-estimé par peur de paraître trop optimiste.

### **Addition et multiplication**

Les réserves prouvées (probabilité élevée de 90%) d'un pays ne sont pas la somme des réserves prouvées des champs qui est une valeur sous-évaluée.

Seule la somme des réserves moyennes (mean = probabilité de 40%) correspond aux réserves moyennes du pays

Les réserves prouvées d'un champ ne sont pas le produit des paramètres prouvés de ce champ qui est une valeur surévaluée.

Seul le produit des paramètres les plus probables (mode) d'un champ correspond aux réserves les plus probables de ce champ

L'addition des réserves prouvées par pays pour donner les réserves prouvées du monde est pratiquée par tous. En fait, alors que chacun croit que prouvé correspond à 90% (règles SPE/WPC), le prouvé correspond à une probabilité de l'ordre de 65% et la somme est plus représentative. De plus on ajoute de nombreux champs non développés qui risquent de le rester longtemps, ce qui compense la sous-estimation de l'addition des soi-disantes prouvées.

### **Domaine**

Pour le produit, il y a souvent confusion entre le brut seul et les liquides qui incluent les liquides de gaz et les non-conventionnels.

BP Review donne les réserves sans l'huile synthétique des sables bitumineux alors que la production l'inclût. La limite du non-conventionnel est floue et les inventaires difficiles.

Pour la zone géographique, la coupure par pays l'emporte. Alors que pour évaluer le potentiel, il est préférable de travailler par bassin géologique génétique (Petroleum System) et non par bassin tectonique comme souvent pratiqué dans le passé.

Un champ découvert dans un pays et s'étendant sur un autre pays est très souvent déclaré un nouveau champ lorsque foré sur ce pays. Le champ de gaz de South Pars (255 Tcf, 7,8 Gb condensat) en Iran est déclaré découvert en 1991 alors que c'est l'extension évidente de North Field au Qatar (350 Tcf, 10,7 Gb condensat) découvert en 1971. L'année 1991 est ainsi gonflée côté découverte!

Pour les périodes de temps, les données étant mauvaises et difficiles à rassembler, les statistiques sont souvent données sur une courte période. Il faut couvrir toute la période depuis le début des découvertes et de la production, sinon les comparaisons de croissance peuvent être trompeuses

### **Contraintes financières et politiques**

La **SEC** (Security & Exchange Commission) oblige toutes les compagnies enregistrées à la bourse américaine de ne déclarer que les réserves prouvées. On ne doit pas déclarer les réserves probables. Sur le web, la quasi-totalité des compagnies pétrolières ne déclare donc que les réserves prouvées sauf:

-Exxon qui déclare que ses prouvées ne représentent que 30% de ses découvertes

-Total 80%

-NDP et Saga 70%

La plupart des pays de l'**OPEP**, où les quotas sont proportionnels aux réserves et à la population, ont doublé leurs réserves de 1987 à 1989 sans découvertes importantes. Ils sont

passés d'une évaluation minimale (du temps des compagnies internationales) à une évaluation maximale.

### US contre le reste du monde

Comme pour les cartes de crédit, les US ont été longtemps à la pointe et sont maintenant à la traîne pour les pratiques pétrolières, notamment à cause des règles SEC.

Les consultants texans, qui sont très influents auprès de la SPE, ne travaillent qu'en pratique déterministe, car ils ignorent les probabilités. C'est pour cela que les approches probabilistes ont été freinées aux US.

L'obligation de ne déclarer que les prouvées et de négliger les probables fait, qu'avec le temps, certaines réserves probables deviennent prouvées et les réserves croissent. Aux US l'analyse des réserves de 1985 à 1997 montre que les révisions + ajustements ont représenté 65% des additions, les extensions 22%, les réservoirs profonds 6% et seulement 7% de nouvelles découvertes.

1985-1997	moyenne annuelle	%	%
	Mb	additions	révisions
ajustements	239	12	
révisions positives	2395	115	65
révisions négatives	-1304	-63	35
révisions totales	1091	53	
extensions	460	22	
new reservoirs in old fields	132	6	
new fields	153	7	
additions	2076	100	

Cette croissance due à une mauvaise pratique (obligée) de l'évaluation des réserves, par l'absence des probables et des possibles, est représentée comme le résultat du progrès en matière de techniques! C'est un tableau flateur qui plaît beaucoup aux compagnies américaines.

Dans le reste du monde, notamment pour la Mer du Nord les réserves comprennent des prouvées et des probables. Les études de BP, Statoil et DTI montrent que le nombre des révisions négatives et positives sont du même ordre, mais le total en volume est positif, car les grands champs sont souvent sous-estimés. L'étude de BP indique que les champs simples sont sous-estimés et les champs complexes surestimés.

### "Field growth" ou "reserve growth" ou "reserve appreciation"

#### Cas des Etats-Unis

Ce "US reserve growth" représente la différence entre la moyenne (mean = P~ 40%) et le mode (P~ 65%), l'importance du "reserve growth" est grande par rapport aux réserves à découvrir.

Annual report DOE/EIA 1997

	Crude Oil Gb	Natural Gas (Dry) Tcf	Natural Gas Liquids Gb
<b>Lower 48 States Discovered</b>			
Proved Reserves (EIA, 1997)	17	157	7
Reserve Growth - conventional, onshore+State offshore (USGS,1991)	<b>47</b>	<b>290</b>	<b>13</b>
Reserve Growth - conventional, Federal Offshore (MMS, 1995)	<b>2</b>	<b>33</b>	<b>NE</b>

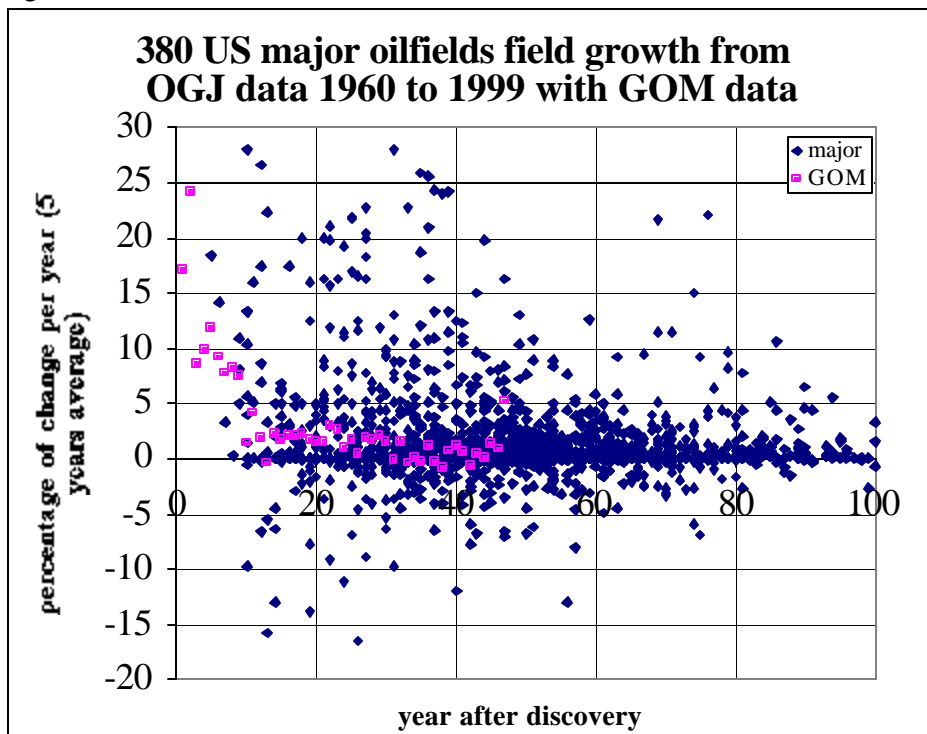
Unproved Reserves, Federal Offshore (MMS, 1996)	2	4	NE
<b>Undiscovered, Technically Recoverable</b>	0	0	
Conventional, onshore + State off (USGS, 1993)	<b>22</b>	<b>190</b>	<b>6</b>
Continuous-type - sandstone, shale, chalk	2	308	>2
Continuous-type - coalbeds	NA	50	NA
Federal Offshore - conventional (MMS, 1994).	21	142	>2
Subtotal	113	1174	NA

Les études de "Field growth" ne sont pas nombreuses et les modèles sont sommaires. DOE 1990 prétend un coefficient de 9 au bout de 100 ans. Le modèle de 1 baril estimé à sa découverte devenant 7 barils 50 ans après, est basé sur un passé lointain aux techniques primaires. Le dernier modèle valable est celui de MMS pour le Golfe du Mexique OCS avec des données annuelles pour 900 champs où 1 baril devient, 47 ans plus tard, 4, 5 barils. L'étude 1992 pour le gaz à terre donne un coefficient de 6 à 7 après 60 ans, mais dans un nuage de points gigantesque.

Ce qui est valable est l'évolution 10 ans après découverte, avant ce ne l'est guère. Ce qui est très discuté est la première valeur à l'année de découverte

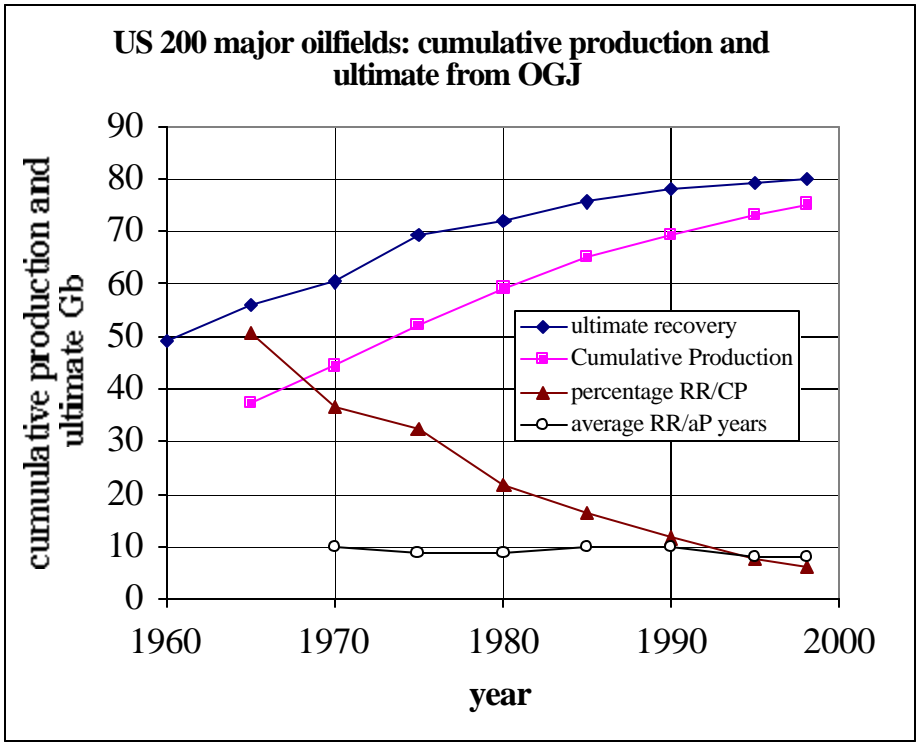
La figure 14 montre le pourcentage de variation par année (moyenne sur 5 ans) pour les 380 champs les plus importants des EU avec le pourcentage annuel moyen des champs du Golfe du Mexique (étude MMS). On voit un nuage de points très important et l'on se demande quelle est la validité de tracer une valeur moyenne.

Figure 14



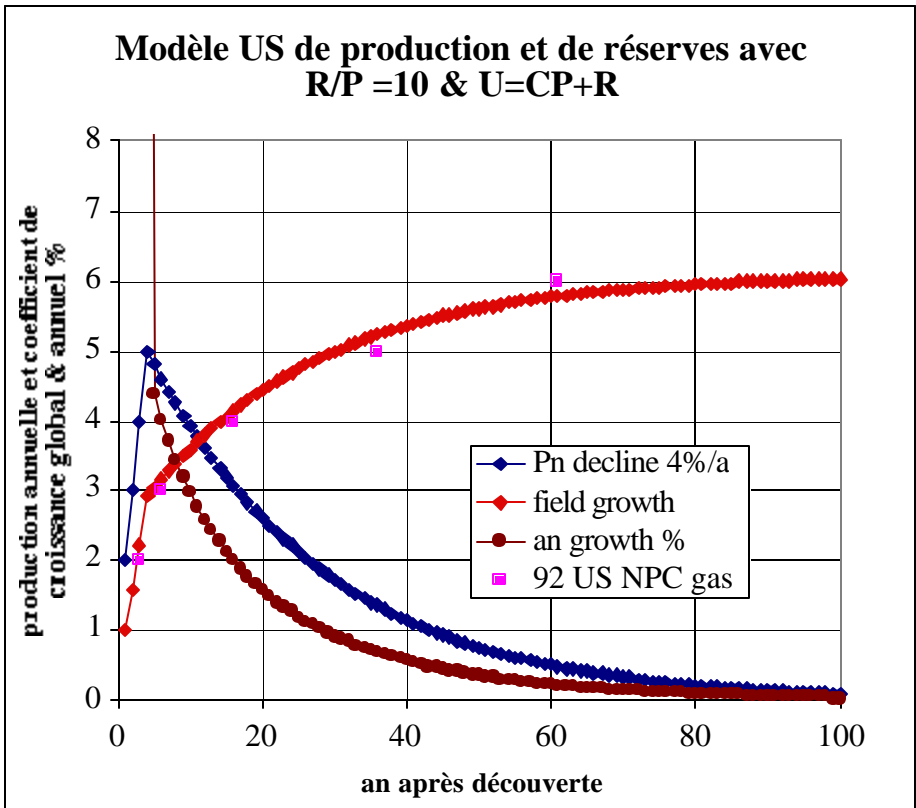
L'étude de 200 champs US majeure (OGJ) de 1960 à 1998 (figure 15) montre que les réserves ultimes sont croissantes avec la production cumulée et que le ratio réserves restantes sur production annuelle est toujours de l'ordre de 10 ans: c'est la règle du pouce quand on ne sait pas bien la valeur des réserves.

Figure 15:



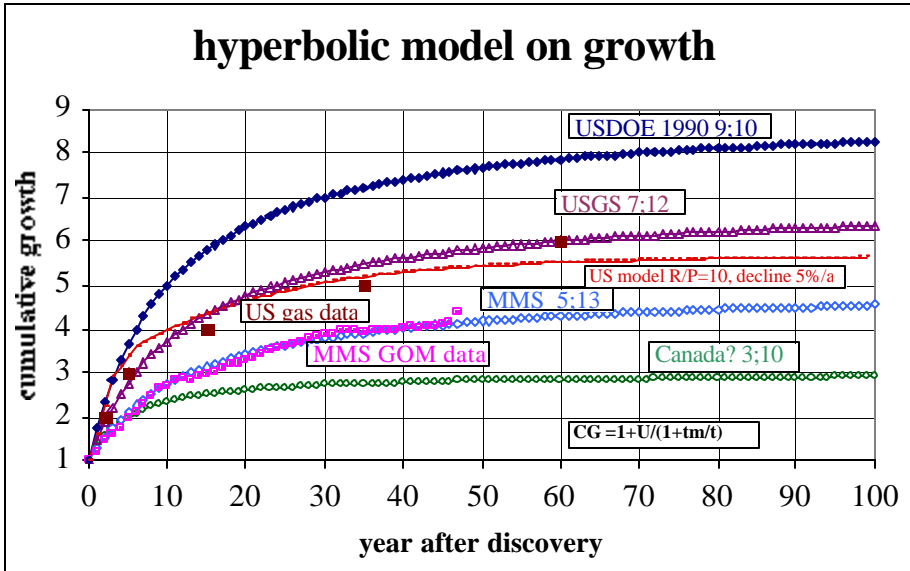
On peut analyser les réserves US en prenant le modèle très simple de RR/aP=10 ans et un profil de production avec un déclin de l'ordre de 4%/a (figurer 16). On obtient ainsi un profil de croissance proche de l'étude US NPC sur le gaz

Figure 16:



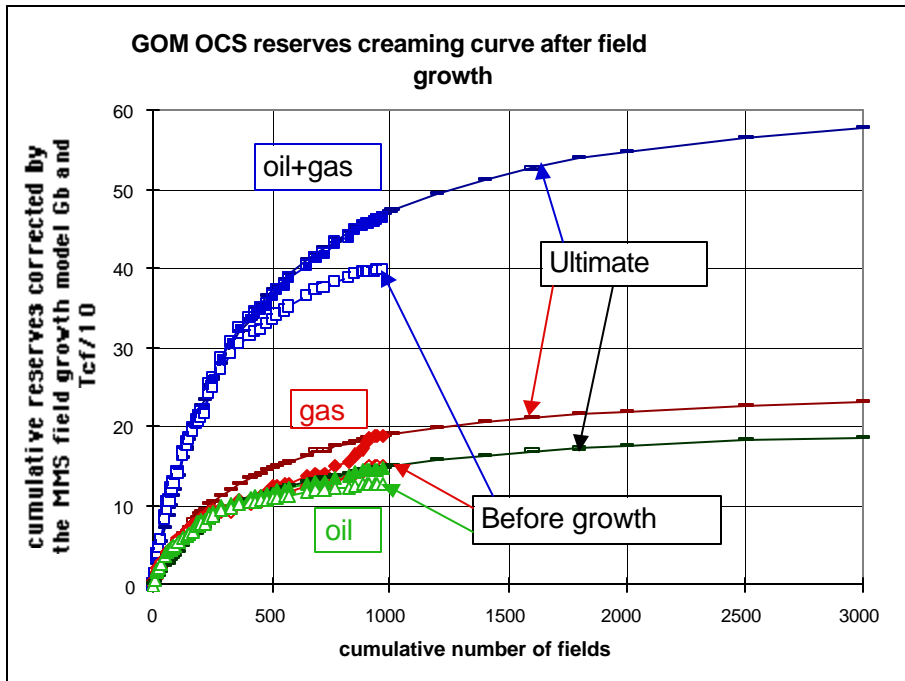
Le modèle de "US field growth" peut être représenté (figure 17) par des hyperboles simples avec des asymptotes à 3, 5 (MMS GOM), 7 (US gas), 9 (USDOE)

Figure 17



L'importance du "reserve growth" sur le potentiel du Golfe du Mexique (GOM OCS) est évidente sur la figure 18 où sont reportées les courbes d'écrémage sans croissance et avec croissance.

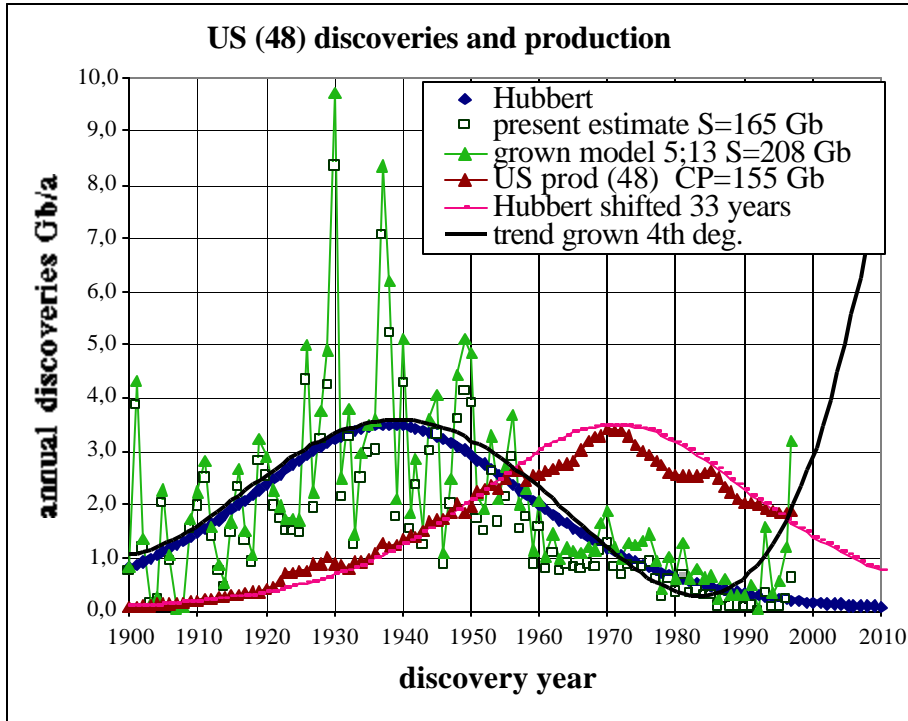
Figure 18:



La seule étude USGS qui donne les découvertes annuelles estimées en 1990 (report 90-534) permet avec un modèle de croissance MMS de tracer (figure 19) les découvertes moyennes annuelles des EU (48 états) et de tracer la courbe d'Hubbert la plus proche (calée sur la courbe de tendance au 4<sup>e</sup> degré). Cette courbe représentant la moyenne (pic en 1937) des découvertes

est décalée de 33 ans façon à se placer au pic de la courbe de la production (1970) et il est étonnant de voir combien la moyenne découvertes se moule sur la courbe de production de 1900 à 1970 et que le déclin de 1985 à 1997 correspond aussi à cette courbe. On peut donc prédire que la production de l'huile conventionnelle des 48 états sera de l'ordre de 0.8 Mb/a en 2010

Figure 19:



**Cas du reste du monde**

Le reste du monde travaille en prouvé+probable. Les provinces canadiennes de l'Ouest restent en prouvé très dépendantes des EU, mais les provinces de l'Est sont en prouvé+probable. Le "field growth" est alors la différence entre la moyenne (mean = P ~ 40%) et le médian (P = 50%)

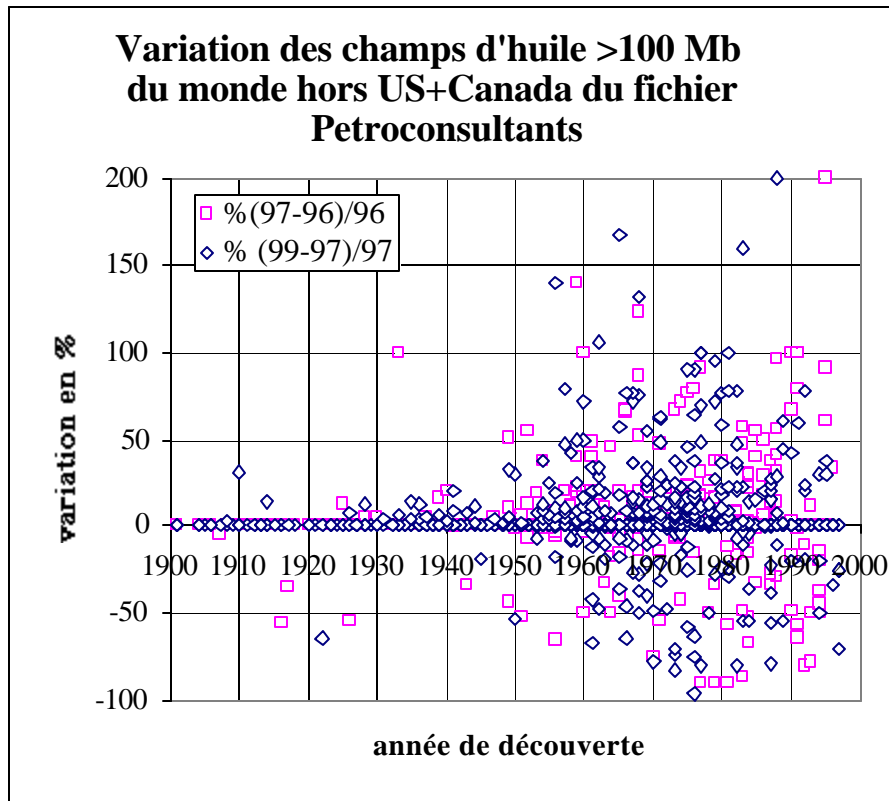
Nous avons étudié la variation du fichier Petroconsultants (près de 18 000 champs) pour les champs majeur (>100 Mb) de Nov. 96 à Sept. 97 et à Jan. 99.

variation	négative	nulle	positive	Gb	Gb	%	%/a
1196 à 0997	70	1385	147	1298	1315	1,3	1,6
0997 à 0199	89	1258	231	1308	1327	0,8	0,6

ces champs >100 Mb représentent 90% des réserves de tous les champs.

La variation en pourcentage (figure 20) montre là aussi un nuage de points considérable allant de -100% à +plusieurs centaines. La variation est moindre pour les champs avant 1950 (pour la plupart déplétés) mais sur les 20 dernières années il est difficile de tracer une tendance, si ce n'est l'horizontale!

Figure 20:



Ceci montre le "field growth" sur champs actifs, mais quid des champs en attente (huile: >40% en nombre, 5% en volume) ou suspendu? Par exemple le champ suspendu de Manifa en Arabie Saoudite est crédité de 16 Gb de réserve restante, mais certains experts considèrent qu'il est déplété.

La variation de 97 à 99 des champs géants est très variable suivant les continents. Ainsi pour l'huile, augmentation de 12,4 Gb au Moyen-Orient, 8,5 Gb en Amérique Latine, 3,8 Gb en Afrique, 2,5 Gb en Europe, 0 en Asie et diminution de 12,6 Gb en CEI. Pour le gaz, la variation est encore plus erratique.

	giant field growth from 0997 to 0199								
continent	O 99-97	G 99-97	C 99-97	OGC 99-97	O Gb	G Tcf	C Gb	OGC Gboe	nb fields
	Gb	Tcf	Gb	Gboe	0199	0199	0199	0199	
Africa	3,8	-9	0,2	3,1	77	235	8	109	75
% 0199	<b>5</b>	-4	2	3					
Asia	-0,1	22	0,8	4,7	56	325	6	94	71
% 0199	<b>0</b>	7	15	5					
CIS	-12,6	98	5,2	2,4	187	1945	20	402	182
% 0199	<b>-7</b>	5	26	1					
Europe	2,5	-4	0,0	4,3	35	244	4	63	44
% 0199	<b>7</b>	-2	-1	7					
LatAm	8,5	-34	-0,8	4,3	116	164	2	134	75
% 0199	<b>7</b>	-21	-41	3					
ME	12,4	113	5,8	31,5	676	1717	36	884	179
% 0199	<b>2</b>	7	16	4					
Total	14,6	186	11,3	50,4	1146	4630	76	1686	626
% 0199	<b>1</b>	4	15	3					



### Importance du "reserve growth dans le Monde

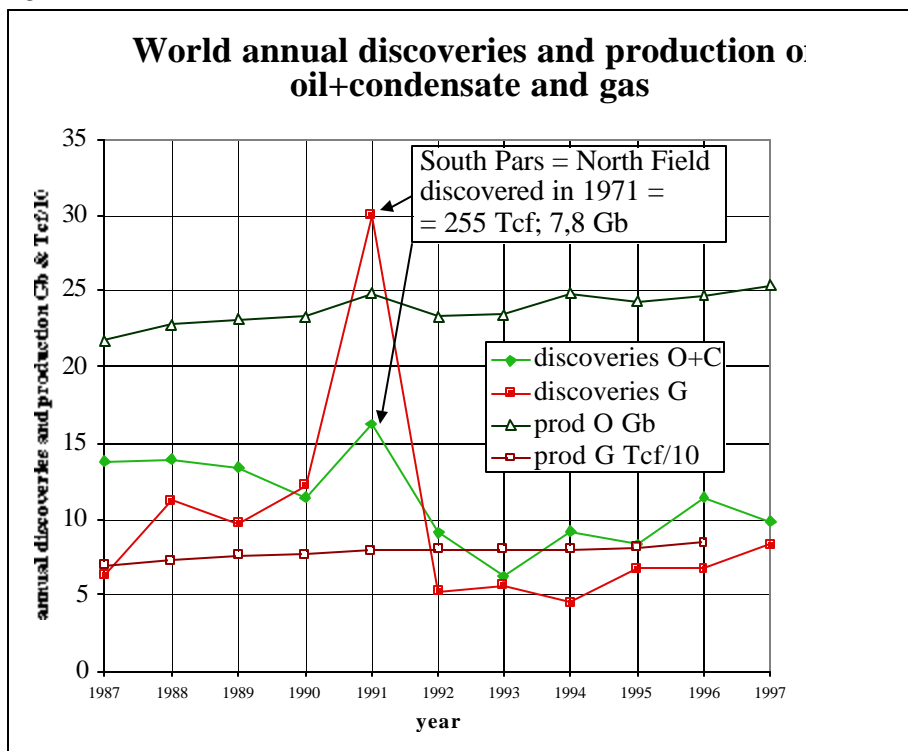
La figure 21 trace les découvertes annuelles et les productions annuelles dans le monde pour les 10 dernières années. On peut voir l'effet pervers d'une mauvaise attribution: en 1991 le champ de South Pars en Iran donne un pic pour le condensat (8 Gb) et le gaz 5250 Tcf alors que cette découverte est l'extension de North Field au Qatar découvert en 1971.

Pour l'huile+condensat, les découvertes moyennes sont de l'ordre de 10 Gb/a, et la production de 25 Gb/a. Si le "reserve growth" est de 1%/a, cela représente 16 Gb/a et il y a remplacement.

Si le "reserve growth" est de 0,5%/a, soit 8 Gb/a, il y a déficit de 10 Gb/a. Nos études penchent vers ce scénario.

Pour le gaz, les découvertes sont de l'ordre de 80 Tcf/a, comme la production (85 Tcf/a): pas de problème de remplacement, même sans "reserve growth".

Figure 21:



### Réserves différentes des Ressources

Le problème majeur est la confusion entre réserves et ressources. Malheureusement la production se fait à partir des réserves et non des ressources.

Cette confusion est bien connue, notamment par DOE/EIA annual report 97: Oil and Gas Resource Base: "Universally accepted definitions have not been developed for the many terms used by geologists, engineers, accountants and others to denote various components of overall oil and gas resources. In part, this is because most of these terms describe estimated and therefore uncertain, rather than measured, quantities. The lack of standardized terminology sometimes leads to inaccurate understanding of the meaning and/or import of estimates. Particularly common is an apparently widespread lack of understanding of the substantial difference between the terms "reserves" and "resources", as indicated by the frequent misuse of either term in place of the other."

Un prospect représente des réserves multipliées par un taux de succès. Trop souvent on oublie cette "incertitude". Ainsi on trouve des rapports contradictoires:

-Rapport AIE (IEA) 1998 sur la Caspienne page 232:

"Kazak government estimates of offshore reserves are around 10 Gt. However western consortium members downplay the government claims, stressing that exploration wells have yet to be drilled. Other figures place the reserve figures between 3-8.2 billion tonnes of oil, and 2 Tcm of gas, though this may be just for the licensed blocks"

-USDOE/EIA 98 IEO: page 26: "There are estimated reserves of over 200 billion barrels in the Caspian Basin."

-Petroleum Review March 99: "IEA's estimates for Caspian reserves are fairly conservative at between 15 Gb and 40 Gb."

### Contraintes moyens et temps

Les ressources existantes dans le sol ne peuvent être transformées en réserves que si les moyens techniques, financiers et surtout si le temps et l'économie le permettent. Une asymptote n'est jamais atteinte!

Les "ultimes" sont inaccessibles.

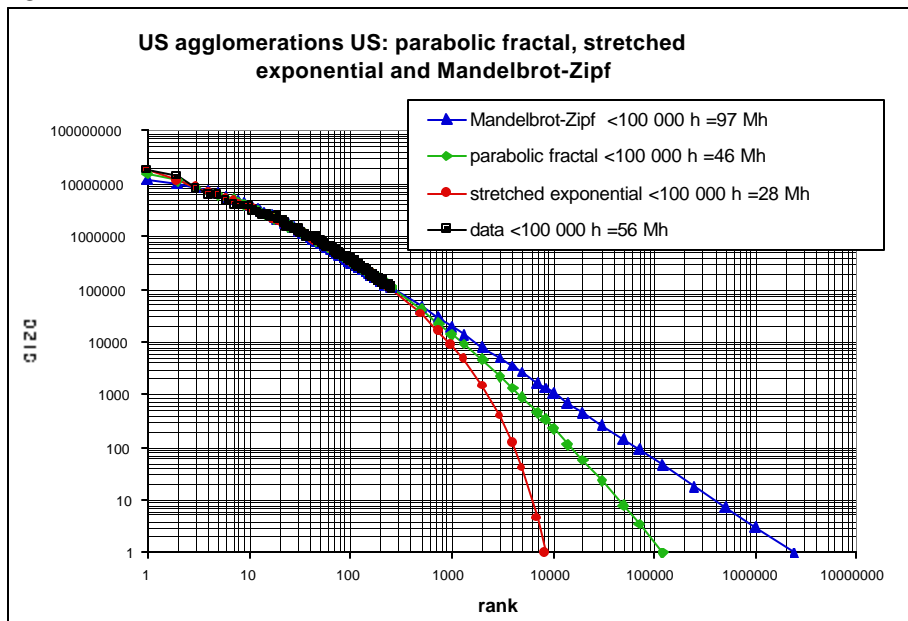
### Modèle: lequel choisir?

La Nature n'est pas linéaire et n'a pas une solution unique. Il faut avoir toujours plusieurs modèles et les comparer.

### Distribution

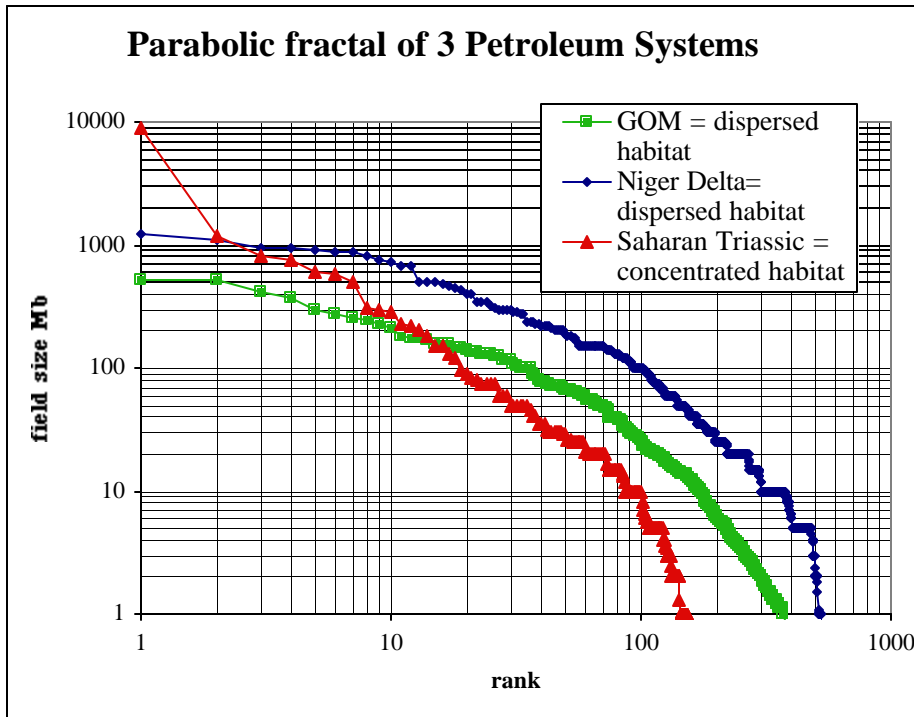
Les HC se rassemblent comme les êtres humains dans des agglomérations. L'exemple des agglomérations urbaines aux EU a l'avantage de ne pas présenter d'objet caché. La distribution des agglomérations américaines morphologiques (définies par la continuité du bâti) supérieures à 100 000 habitants (figure 22) peut être modélisée aussi bien par trois distributions différentes : fractale linéaire décalée (Mandelbrot-Zipf), fractale parabolique et exponentielle étirée. Il faut alors comparer leur extrapolation à l'agglomération minimum (un habitant) qui donne en cumulé la population totale des EU. Le modèle fractale parabolique semble alors le plus proche de la réalité.

Figure 22:



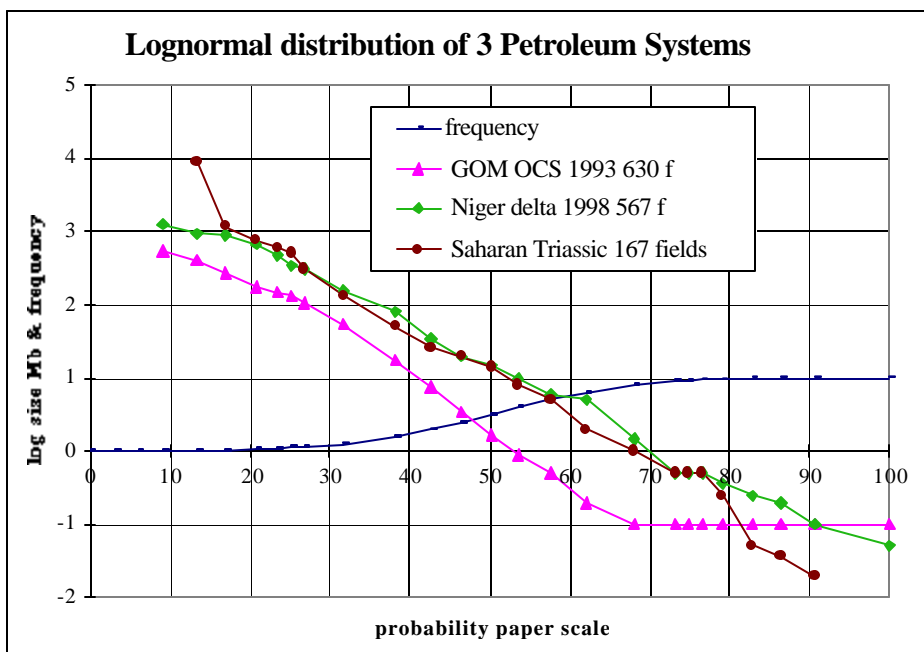
Nous avons comparé trois Systèmes Pétroliers importants: Le Golfe du Mexique OCS (bien que partiel), le Delta du Niger et le Trias Saharien. Dans le modèle parabolique fractal (figure 23) le Trias Saharien présente un habitat concentré très différent de l'habitat dispersé du Golfe du Mexique et du Delta du Niger.

Figure 23:



Dans le modèle lognormal (figure 24), le Golfe du Mexique ne semble pas être lognormal (à cause de l'abondance de petits champs) alors que les 2 systèmes Delta du Niger et Trias Saharien semblent identiques (absence de petits qui sont évités)

Figure 24:



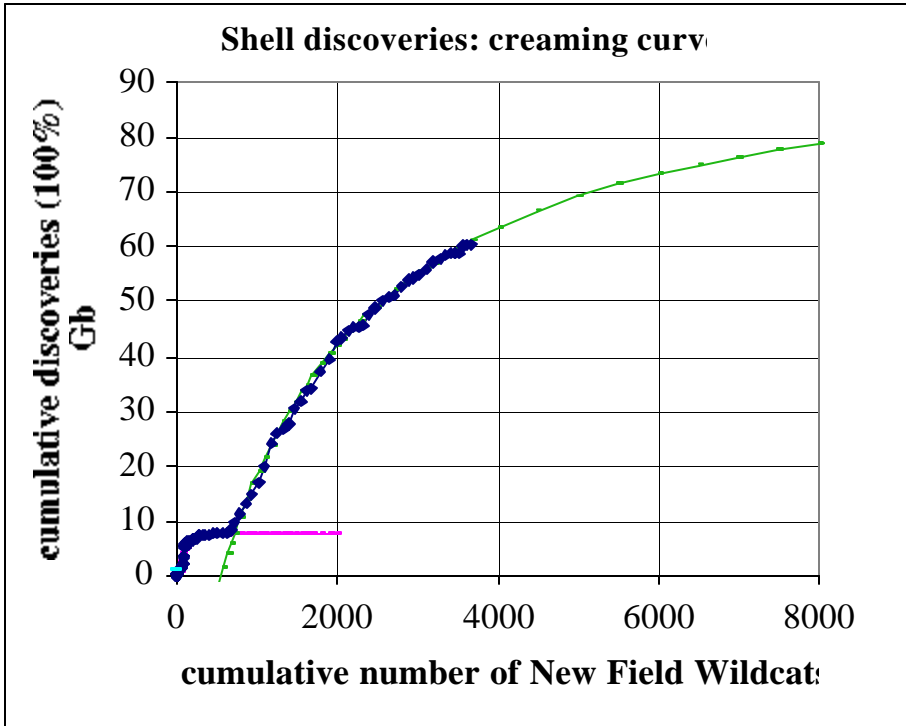
Il semble évident qu'il ne faut pas s'arrêter à un seul modèle et à la première solution.

**Courbe d'écrémage**

La courbe d'écrémage (introduite par Shell) est un excellent outil et se présente comme une courbe à rendements dégressifs proche d'une hyperbole, mais on peut alors plusieurs cycles.

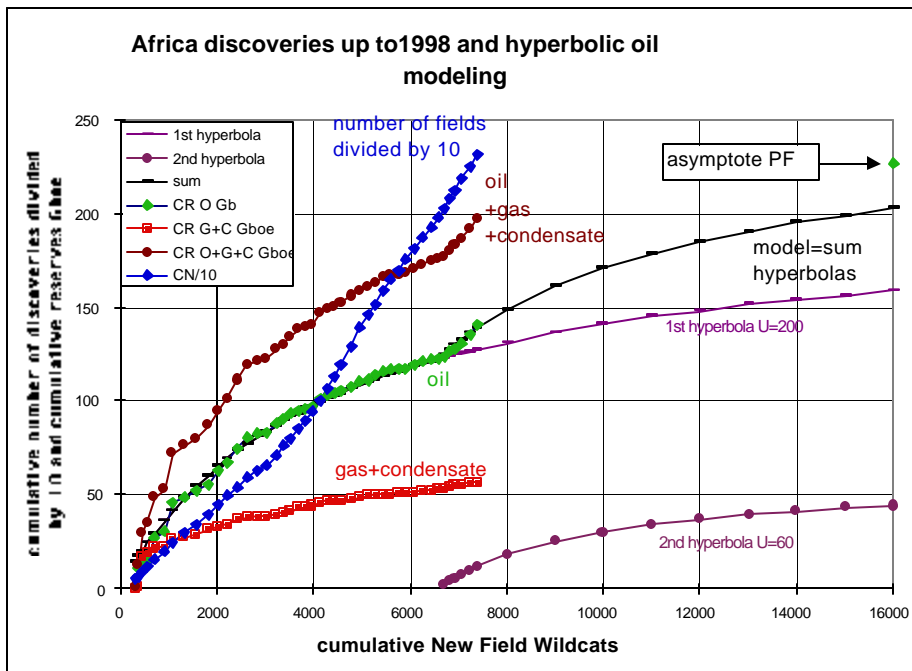
Les découvertes mondiales de Shell (100%) en sont un bel exemple (figure 25)

Figure 25:



L'exemple de l'Afrique (figure 26) montre que jusqu'à tout récemment il n'y avait qu'une seule hyperbole, mais les découvertes récentes de l'Ouest Profond, du Trias Saharien (Berkine) et Murzuk donnent une nouvelle hyperbole

Figure 26:



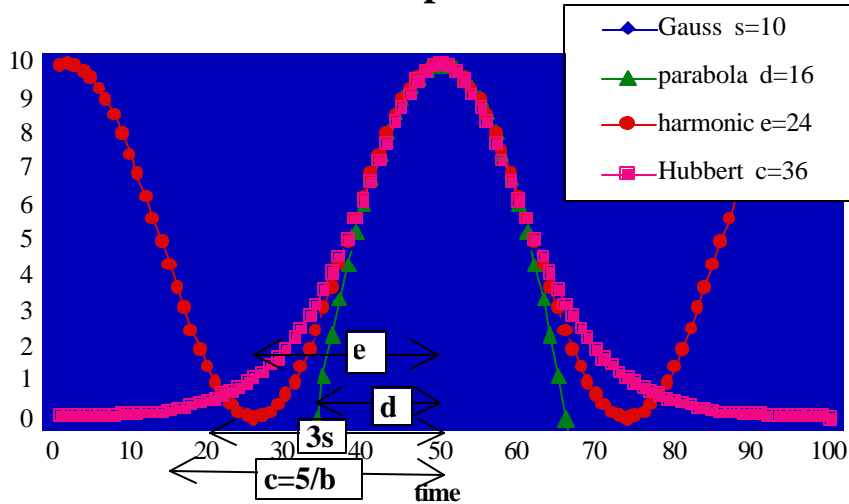
**Profil d'activité**

Il est remarquable que toute activité naturelle (Laherrère OGJ 1<sup>er</sup> Fev.1999), comprenant de nombreux acteurs, peut être décomposée en plusieurs cycles symétriques (analogue à une analyse de Fourier).

On peut utiliser n'importe quelle courbe symétrique (figure 27) mais la courbe de Hubbert (dérivé de la courbe logistique) est le plus pratique

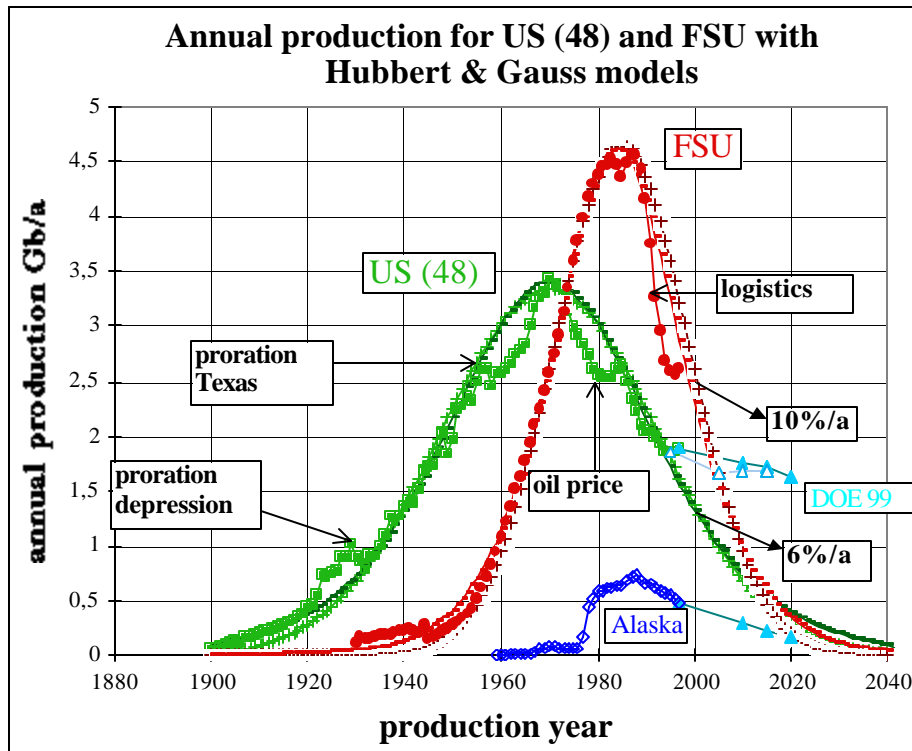
Figure 27

### Comparison between Hubbert, Gauss, sine wave and parabola



Pour les pays avec de nombreux bassins avec une activité continue comme les EU (48 états) et la CEI (figure 28) la production annuelle en fonction du temps est très proche d'une courbe d'Hubbert (meilleure que la courbe de Gauss) sauf pour les périodes à forte variation économique. Mais pour les pays avec moins de bassins, on trouve plusieurs cycles.

Figure 28:



### Solutions

- Rendre obligatoire la divulgation des réserves par champ
- Obtenir un consensus sur des règles simples. On ne peut travailler en commun qu'avec des règles: il n'y en a peu dans le pétrole. L'inventaire pétrolier mondial laisse à désirer. Il y a peu de chiffres fiables. De plus pour faire respecter les règles, il faut un arbitre: il n'y en a pas: ni WPC, ni WEC, ni IEA.
- Convaincre les compagnies nationales qui possèdent 90% des réserves conventionnelles que la confidentialité (et les incertitudes) des données est néfaste au prix du brut et qu'une divulgation de fourchettes permettrait résoudre les contradictions des chiffres uniques.
- Apprendre les probabilités aux consultants texans qui s'appuient sur les barils par acre-foot et. par RR=10P.
- Convaincre la SEC que leurs règles sont dépassées et qu'elles conduisent à des révisions malsaines.
- Convaincre l'"UK accounting procedures" que la valeur prouvée + probable à 50% n'est pas la bonne, mais que la valeur espérée ou moyenne (~ 40%) est préférable.
- Convaincre l'OPEP de ne plus baser ses quotas sur les réserves.
- Passer d'une culture de croissance à une culture de plateau et plus tard de déclin, en réalisant que la culture de croissance éternelle n'est pas réaliste, surtout quand les pays éduqués ont un taux de fertilité bien en dessous du seuil de remplacement.

### Conclusions

Les données disponibles sont plus douteuses que les méthodes d'estimation du potentiel.  
 Les données de production et de réserves sont peu fiables en absence de règles et d'arbitre, ou sont biaisées par des règles financières ou politiques (SEC, OPEP).  
 L'inventaire des HC mondiales restantes est un impératif pour ne pas compromettre l'avenir de nos enfants (et de nos petits-enfants), alors que nous allons voir, dans un futur proche, le déclin de la production du brut conventionnel.

Si les politiques sont incapables d'imposer des règles salutaires, car c'est la politique du court terme et des intérêts particuliers qui priment, les techniciens que nous sommes, devraient œuvrer pour améliorer cet inventaire en essayant de parler tous le même langage de clarté et de transparence.

Nous sommes un peu trop opaques!

C'est d'abord à vous de jouer.

Je remercie **Petroconsultants** pour avoir autorisé l'utilisation de son fichier