

Perspectives petrole et gaz a l'horizon 2030

Jean Laherrere ASPO France

Texte long (et sans accent) qui est la base de la presentation qui sera fortement reduite-

2e partie

-Perspectives petrolieres recentes

Apres le pic du prix du petrole a 147 \$/b en Juillet 2008 ou le «peak oil» semblait l'emporter, la baisse a 40 \$/b et de nouvelles decouvertes ont fait resurgir les «Tout va tres bien Madame la Marquise»

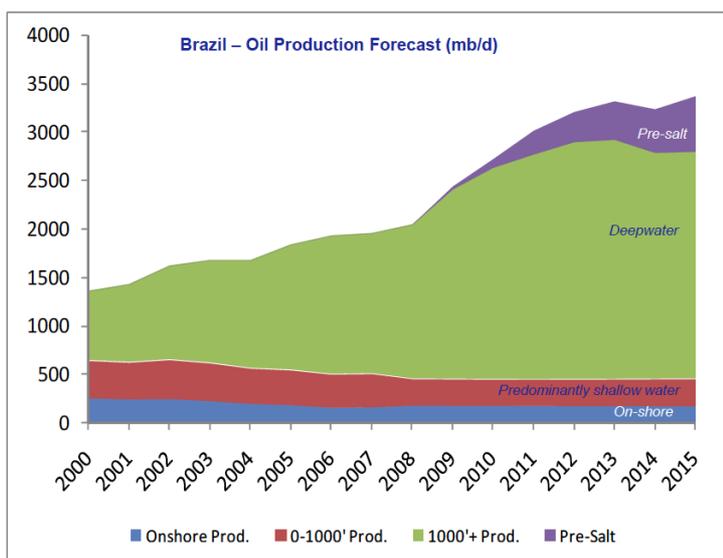
-presalifere

De nombreuses decouvertes ont ete faites sous le salifere du Golfe du Mexique (Jack, Tiber) et du Bresil (Tupi), decouverts qui sont deja dans la base technique et les graphiques precedents, mais l'estimation du potentiel global est plus difficile. Cependant ce potentiel est bien inferieur a l'imprecision des donnees (350 Gb).

Ces reserves sont dans des conditions extremes et le developpement necessite de nombreuses premieres. Petrobras ne prevoit qu'un demarrage *presalt* (en violet) timide avec seulement 0,5 Mb/d en 2015

Figure 32: Bresil: previsions Petrobras production 2000-2015

Petrobras' Ambitious Plans Prioritizing during challenging times



- The NOC has set ambitious growth targets in virtually all of its business segments, even before formulating its pre-salt plans
- Additional considerations may frame Petrobras' decision making
 - Weighing domestic and international priorities
 - Allocation of resources between pre-salt and non pre-salt activities

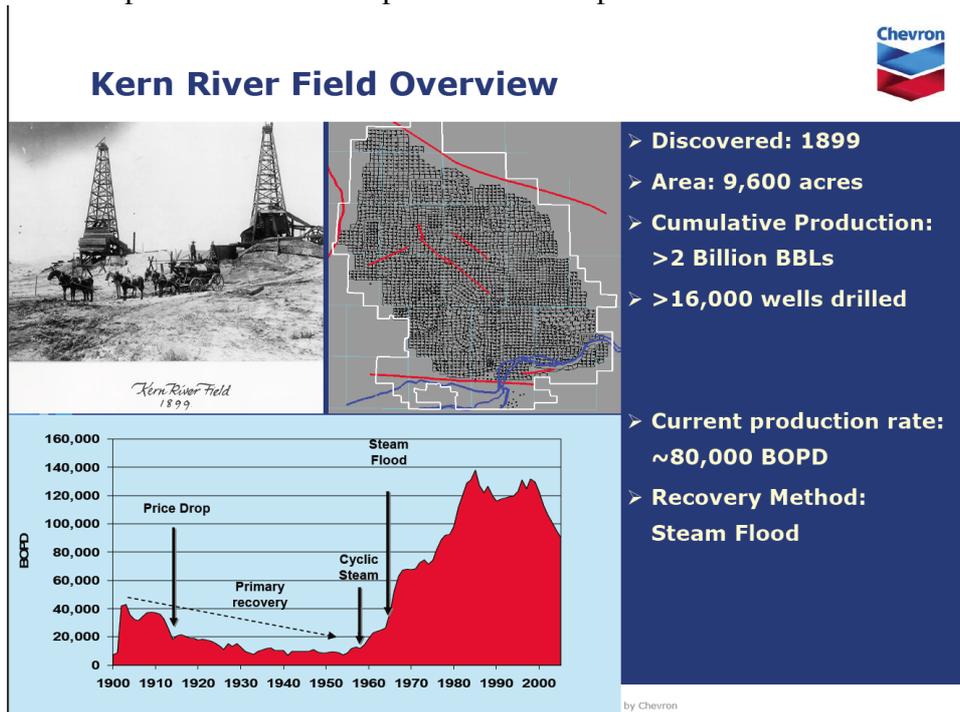
Brazil | Page 24

-article Scientific American de Maugeri

L. Maugeri («Squeezing more oil from the ground» Scientific American October 2009) economiste de l'ENI, pretend qu'il y a encore beaucoup de petrole a trouver, alors que son patron P. Scaroni se plaint que remplacer la production par de nouvelles decouvertes est le cauchemar des IOCs! Maugeri se base sur la croissance des reserves du champ de Kern River en Californie decouvert en 1899 avec un puits fore a la main et dont la production augmente avec le nombre de puits et l'injection de vapeur d'eau, mettant pres de 100 ans pour arriver au pic, pour extrapoler cet exemple aux decouvertes recentes qui seront produites en moins de 20 ans, surtout en offshore.

C'est comparer des choses incomparables!

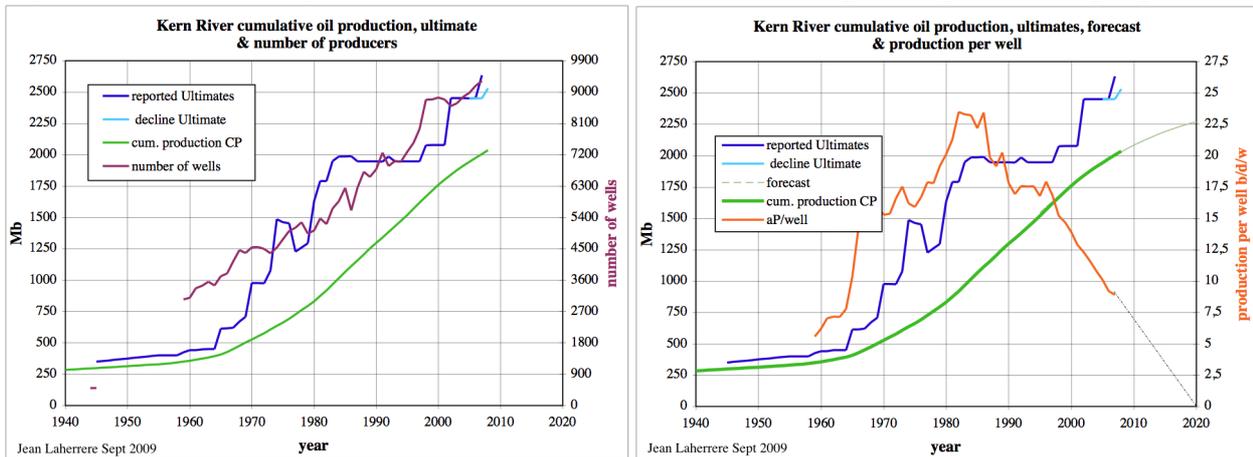
Figure 33: Californie: production du champ de Kern River par Chevron



Les reserves de Kern River ont augmente lentement avec les puits a cause de regles trop strictes de la SEC bien que le champ soit connu pour etre plus etendue. Ces regles vont changer en 2010 et un champ offshore est developpe entierement et non en partie au contraire de la terre.

La production par puits de kern River decline fortement et risque d'arreter le champ vers 2020 avant que l'ultime actuel de 2634 Mb soit atteint.

Figure 34: Kern River: production cumulee, ultime et nombre de puits et production par puits



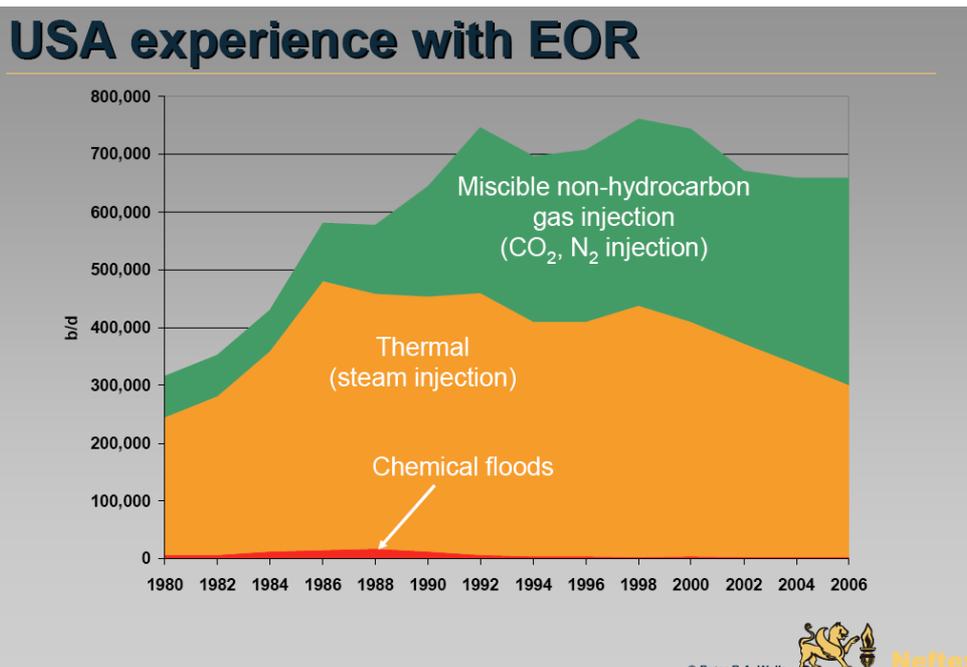
Ce champ est en fait un champ non conventionnel puisqu'utilisant la vapeur d'eau, c'est a dire la recuperation tertiaire dont fait parti l'EOR = Enhanced Oil Recovery.

Malgre les besoins et le prix eleve l'EOR est en diminution aux US, notamment le thermique

-EOR

L'EOR aux US a un long passe (Kern River a commence l'injection de vapeur en 1960) mais la production (>0,7 Mb/d) et le nombre de projets sont en baisse

Figure 35: US: production EOR 1980-2006



-confusion entre reserves et ressources : *oil shale* et *shale oil*

Les schistes bitumineux (*oil shale*), ni schistes, ni bitume, mais en fait roche-mères contenant de la matière organique (kerogène) immature, qui n'a pas encore généré de pétrole, car n'ayant pas subi les conditions de température et de pression (fenêtre à huile) nécessaires à la génération d'hydrocarbures. Les Schistes d'Autun ont été produits en France de 1835 à 1957 par extraction minière et cuisson (retorting). Les schistes estoniens sont brûlés directement dans les centrales et les cimenteries mais ce procédé doit arrêter à cause de la pollution. Les essais américains et australiens en mine ont été arrêtés, seul des projets de recherche in situ dont le chauffage lent par résistance électrique de Shell avec réfrigération autour mais la décision d'un pilote commercial ne doit être prise que dans quelques années.

Au contraire le *shale oil* concerne des roches-mères matures qui ont été dans la fenêtre à huile, mais qui n'ont pas expulsé toute l'huile. Le *shale oil* est à la mode, relancé par l'utilisation des puits horizontaux et surtout la fracturation pour récupérer le pétrole qui est resté dans la roche-mère qui a de maigres qualités de réservoir, à l'exemple du Bakken dans le bassin de Williston aux US et Canada

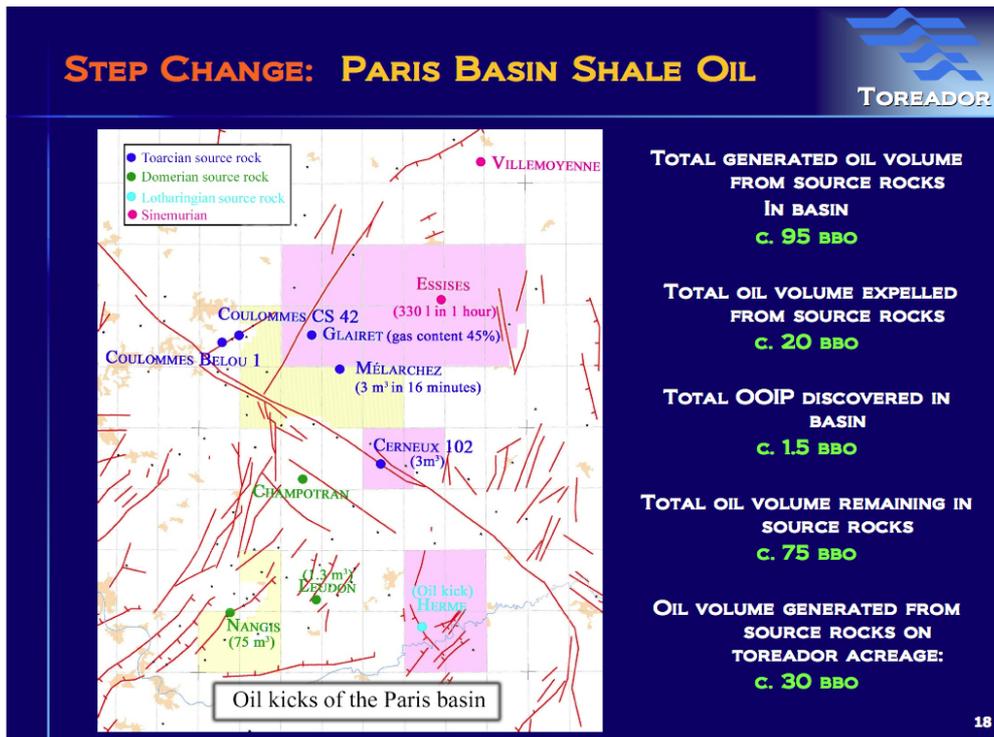
-*Shale oil*

Un article récent aux US titrait : *40 Gb under the Eiffel Tower* en parlant d'une compagnie texane <http://www.oxfonline.com/MMR/MMRTor0909autonobk.html?pub=MMR&code=EMMRKA41&o=35728&s=37154&u=47408294&l=56636&g=96&r=Milo>

La compagnie texane Toreador energy a vendu tous ses actifs américains et a déménagé sur Paris en se concentrant sur sa filiale française (anciennement Madison) qui avait racheté quelques vieux champs à bout de souffle à Total

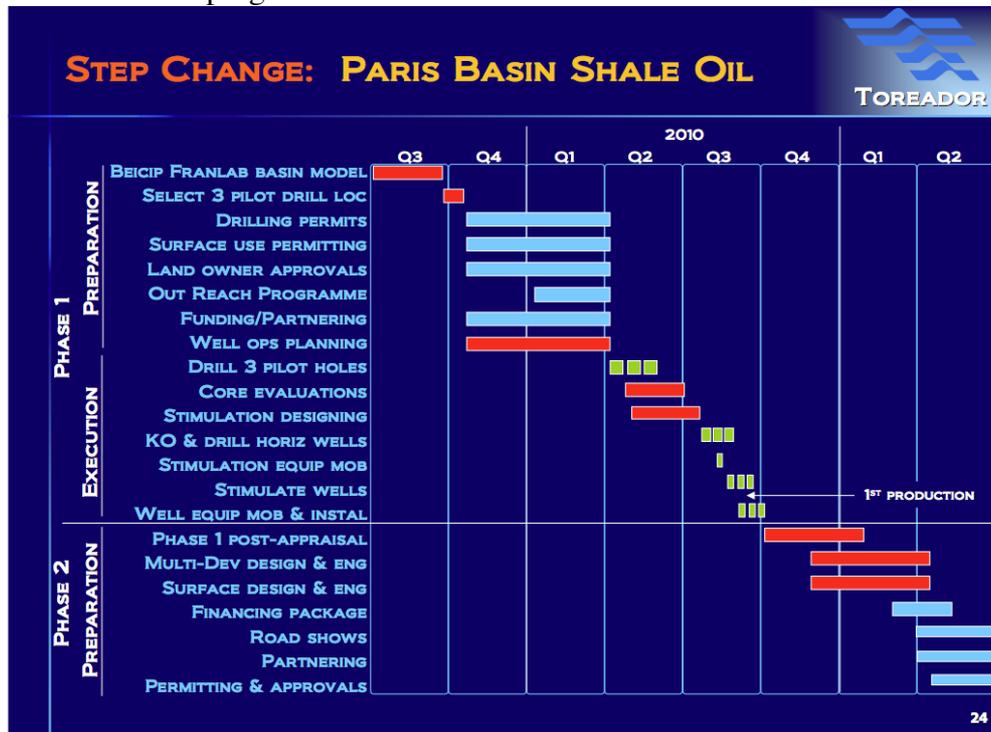
Dans une brochure Toreador prétend que l'huile générée dans les schistes carbonés du Bassin de Paris représente 95 Mb, dont 20 Gb a été expulsé (1,5 Gb découvert) et il en reste 75 Gb dans la roche-mère dont 30 sous les permis de Toreador. Toreador se fait fort avec l'expérience américaine du Bakken de produire ce pétrole

Figure 36: Bassin de Paris: projet shale oil de Toreador avec 75 Gb restant dans les schistes carbonés



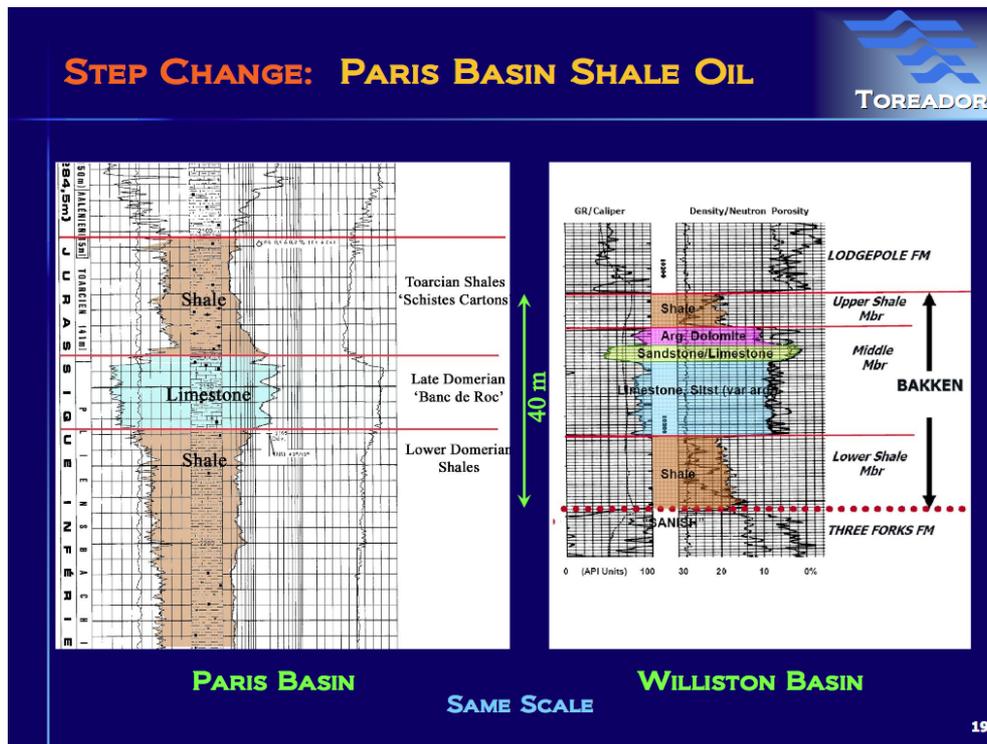
Toreador a prévu de forer 3 puits pilotes en 2010 et de commencer une première production fin 2010 après stimulation

Figure 37: Bassin de Paris: programme de Toreador



Toreador prétend utiliser la technique américaine des puits horizontaux, oubliant que Elf (J.Bosio) a été un promoteur avec Lacq 90 en 1980 et RospoMare en 1982 avec la création création avec IFP FORHOR en 1977 et Horwell en 1984. Toreador s'appuie sur la corrélation avec Bakken avec un banc carbonaté au milieu de la roche mère avec le Banc de Roc du bassin de Paris. Mais le principal champ du Bakken est le champ d'Elm Coulee (réserves 200 Mb), qui est en fait un piège

stratigraphique due a la dolomitisation d'un banc carbonate. La fracturation ne peut ameliorer la porosite du reservoir, mais seulement ameliorer la circulation des fluides (permeabilite).
 Figure 38: correlation roche–mere et banc carbonate entre Bassin de Paris et Bakken

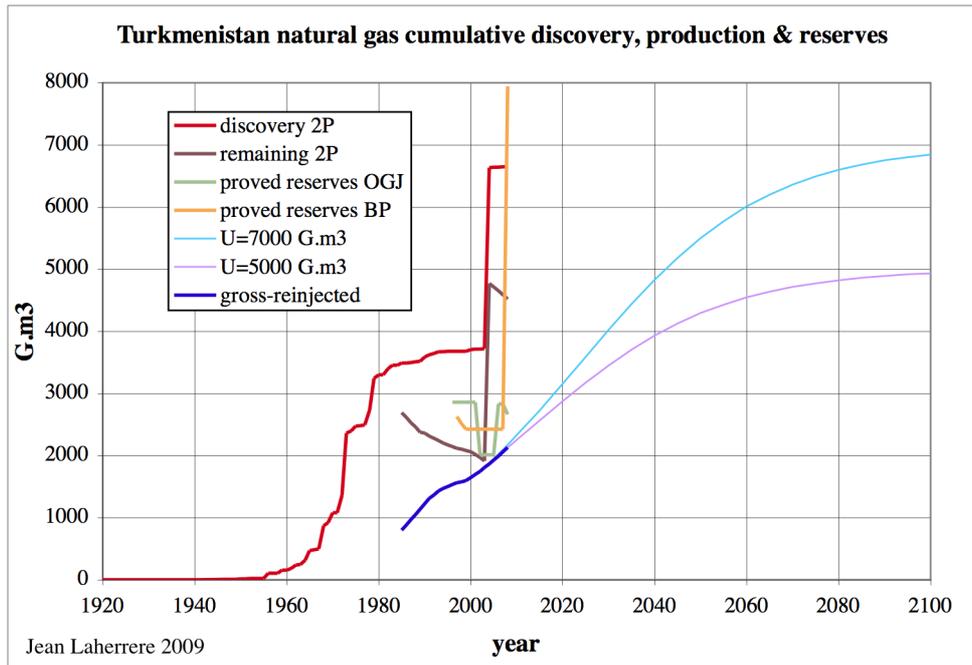


Il convient d'attendre les resultats des forages de Toreador l'annee prochaine, mais il semble que la compagnie endettée (developpement hasardeux trop optimiste en Turquie) fait surtout de la promotion!

-Gaz Naturel
-Turkeministan

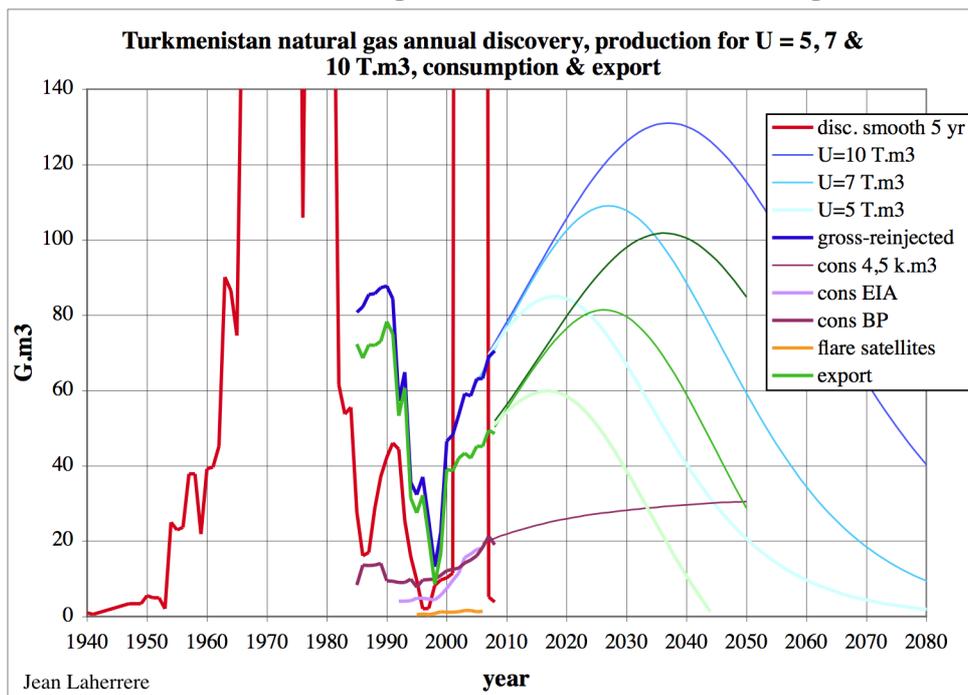
L'annee derniere j'avais montre les nouvelles decouvertes du Turkmenistan avec la rumeur sur Yoloten-Osman avec plus de 200 Tcf et j'etais passe d'une estimation des ultimes de gaz de 3,5 T.m3 a un potentiel de 10 T.m3. Les dernieres donnees avec les dernieres estimations de Yoloten donnent en fait un cumul global de decouvertes a 6 600 G.m3, mais est-ce du ABC1 ou du 2P ? Ma derniere estimation de l'ultime du Turkmenistan oscille entre 5 et 7 T.m3; la plus basse etant la plus probable correspondant aux 2P.

Figure 39: gaz Turkmenistan: decouverte et production cumulees et reserves restantes



Le pic de production varie de 2018 (le plus probable) , 2027 ou 2037 suivant l'ultime a 5, 7 ou 10 T.m3.

Figure 40: gaz Turkmenistan: decouverte, production, consommation & export annuelles



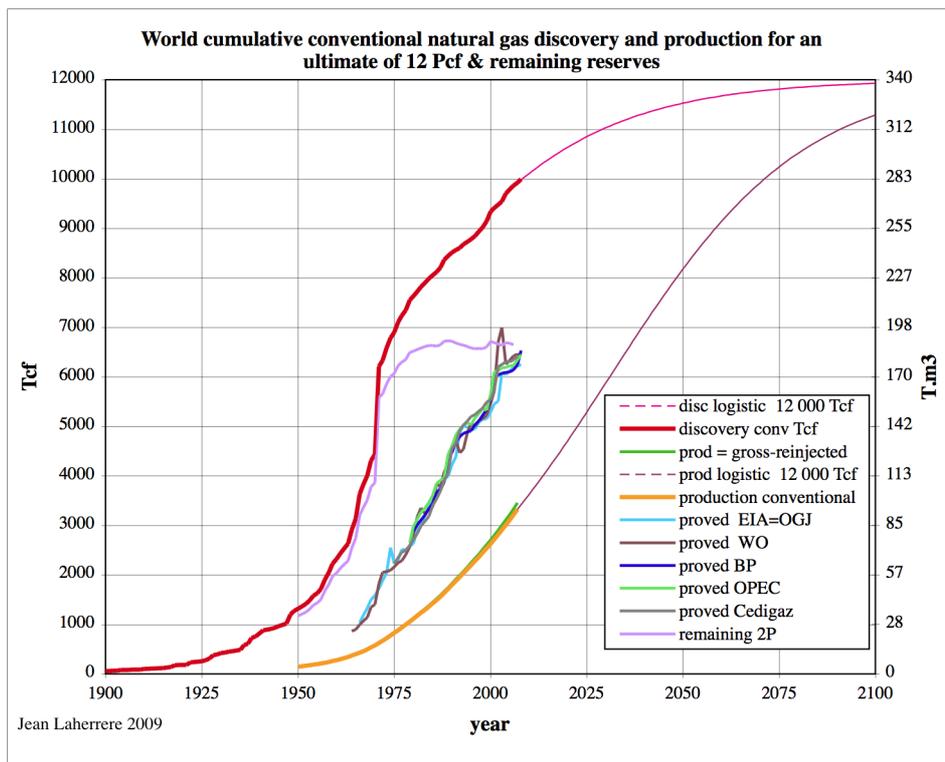
L'exportation se terminerai en 2045 (le plus probable), 2060 ou 2085.

-decouverte et production mondiale de gaz

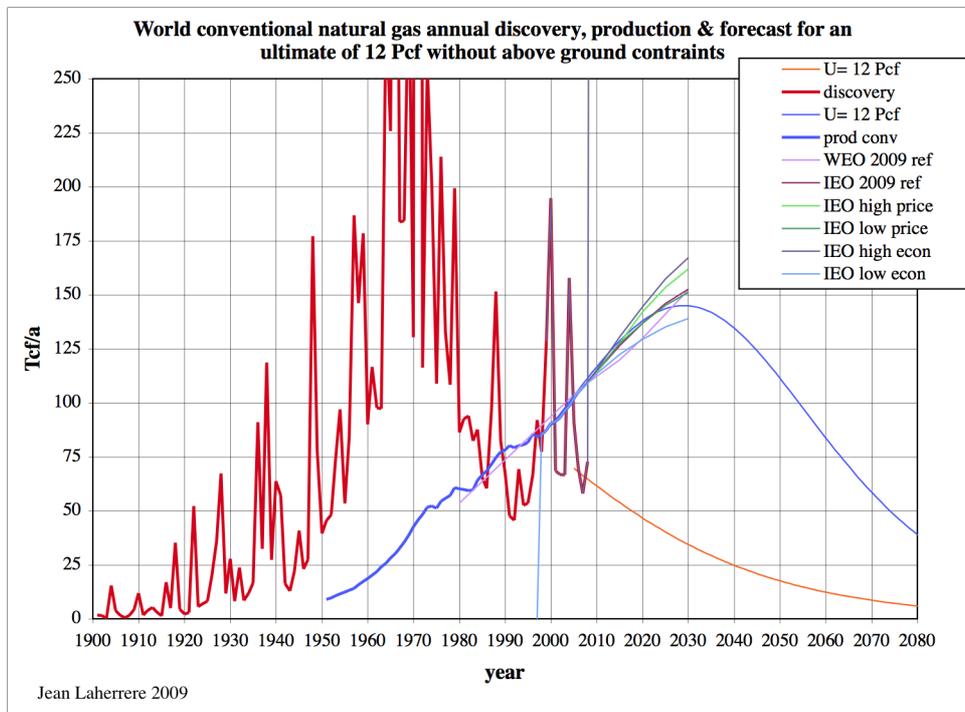
Avec les dernieres donnees, l'ultime mondial de gaz conventionnel passe de 10 000 Tcf = 10 Pcf a 12 Pcf.

Les reserves restantes 2P techniques qui plafonnent depuis 1980 sont en 2008 proches des reserves politiques dites prouvees qui sont en progression rapide depuis 1980. Comme pour le petrole il y a divergence totale entre l'evolution des reserves techniques et des reserves politiques.

Figure 41: decouverte et production mondiale de gaz conventionnel pour un ultime de 12 Pcf & reserves restantes



La production annuelle de gaz conventionnel culminera vers 2030 a moins de 150 Tcf, ce niveau de 2030 est celui des previsions officielles AIE et USDOE, mais sans signe de declin, Figure 42: decouverte et production mondiale annuelle de gaz conventionnel pour un ultime de 12 Pcf & previsions AIE et USDOE 2009



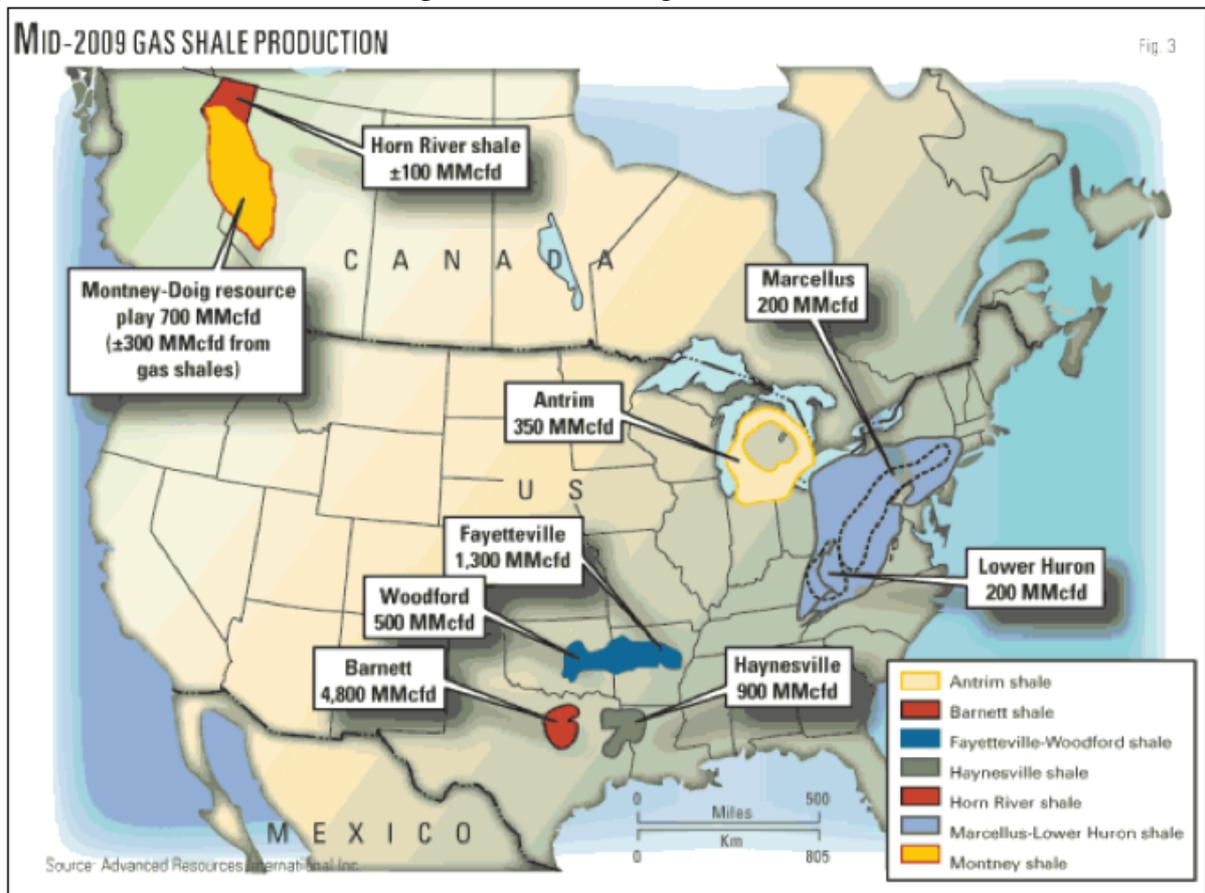
-shale gas

Les formations argileuses peuvent renfermer du gaz dans sa porosité ou adsorbé sur la matière organique. Le premier puits de gaz aux US a été foré (à 8 m) et mis en production en 1820 dans l'Etat de New York à Fredonia (maintenant dans le bassin dit de Marcellus). Début du 20^e siècle ce *shale gas* Devonien était le plus grand champ de gaz au monde. Mais ce *shale gas* a été abandonné quand du gaz plus facile a été trouvé. Après le choc pétrolier des études ont été financées par l'USDOE pour étudier ces formations de Marcellus : conclusions = peu économiques.

L'arrivée des puits horizontaux et la fracturation a permis d'obtenir des débits beaucoup plus importants, mais d'un déclin rapide. Il faut forer en permanence pour garder une production constante.

Mais la fracturation nécessite des quantités énormes d'eau, de nombreux camions de compression (de l'ordre de 40) et d'additifs chimiques confidentiels.. Le débit chutant, le nombre de fracturations peut monter à 10 pour un même puits. De nombreuses plaintes se sont élevées craignant la contamination des aquifères superficiels utilisés pour la consommation locale. Les opérateurs répondent en disant qu'il y a une grande épaisseur qui les sépare mais il suffit du temps et de points faibles (puits mal cimentés) pour qu'il y ait pollution. Chesapeake vient d'abandonner la production de ces puits dans l'état de New York.

Figure 43: US & Canada: carte des productions «shale gas» en 2009



En Europe, il y a un programme de 3 ans d'études GASH = Gas Shales. C'est la grande euphorie dans le monde qui regarde l'envolée du gaz non conventionnel américain. Mais les grands producteurs américains sont de petits indépendants qui sont très endettés (comme Chesapeake qui a pu se redresser en vendant une partie de ses actifs à Statoil) et qui sont soumis aux propriétaires du sol (propriétaires du sous-sol): ils doivent forer ou perdre leurs droits. Ils forent et produisent et le prix du gaz s'écroule et l'endettement augmente!

La production dépend fortement du nombre de rigs qui a chuté de moitié en un an!

De nombreux critiques (Simmons, Berman WO) ont emis leurs doutes sur la realite des promesses de ces promoteurs comme sur la recuperation ultime de ces puits. La reaction vive de ceux-ci (Berman s'est fait vire de WO avec son editeur) montre que c'est un sujet sensible, qui prefera la censure a la transparence !

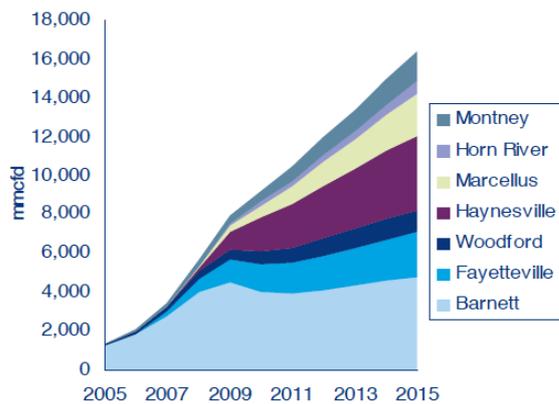
Les promoteurs ont tendance a extrapoler les bons endroits a tout le bassin sous pretexte que ces accumulations sont de type continu (definition USGS) et que tout le bassin est rempli, or ces gisements sont du type fractal, comme la plupart des distributions dans le nombre: peu de grands et beaucoup de petits. Ces champs sont tres sensibles a l'economie et au prix du gaz qui peut varier rapidement d'un facteur 1 a 2 dans le temps ou le lieu.

Les previsions pour le gaz non conventionnel different aux US: une montee de 4 Gcf/d en 2005 a 15 Gcf/d en 2015 du shale gas US pour WoodMac, un plafonnement de 2009 a 2015 pour le gaz non conventionnel pour EIA/IEO 2009 (la montee du shale gas compensant la baisse du CBM et tight sands ?)

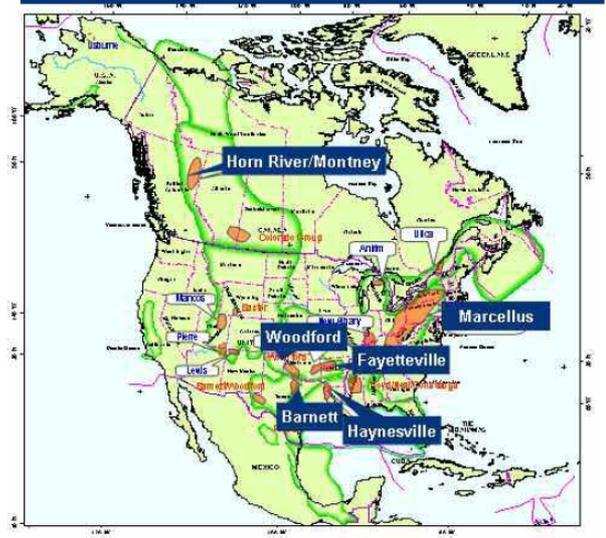
Figure 44: production du shale gas aux US & Canada 2005-2015 d'apres Wood Mac

North American shales negate need for North America to import LNG

Currently Commercial Shale Production Forecast From Key Plays



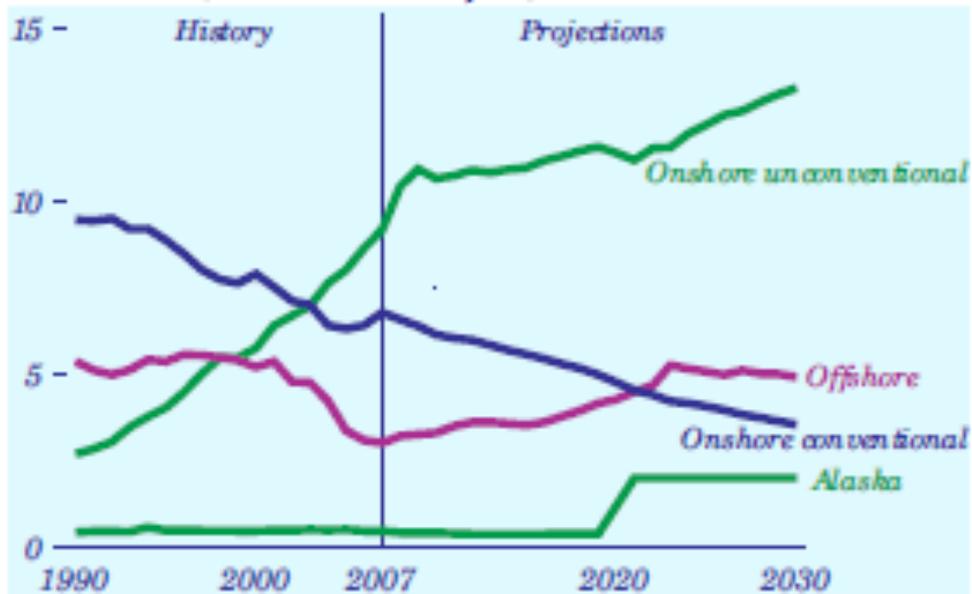
Existing & Emerging Shale



Source: Wood Mackenzie Global Gas Service 6

Figure 45: US: production du gaz naturel 1990-2030 USDOE/EIA/IEO 2009

Figure 66. Natural gas production by source, 1990-2030 (trillion cubic feet)



L'USDOE IEO 2009 conclut sur le shale gas: *The expected growth in natural gas production from shale formations is far from certain, however, and continued exploration is needed to provide additional information on the resource potential.*

Aux US, Les espoirs sur les shale gas ressemblent aux espoirs recents sur l'ethanol a partir du maïs (le nombre d'usines d'ethanol en construction au 1^{er} janvier etait de 24 en 2009 contre 61 en 2008, 76 en 2007, 31 en 2006 et 16 en 2005).

-Prix

-prix du petrole

L'USDOE, qui s'est tellement trompe dans le passe sur les prix, montre une large fourchette (de 50 a 200\$/b) qui a varie fortement entre 2008 et 2009, etant donne le pic de Juillet 2008 a 147 \$/b

Figure 46: previsions des prix du petrole par l'USDOE en 2008 et 2009

IEO2008

IEO2009

Figure 3. World Oil Prices in Two Cases, 1980-2030

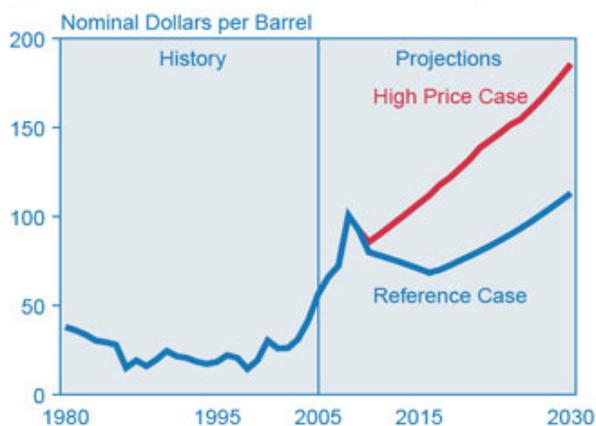
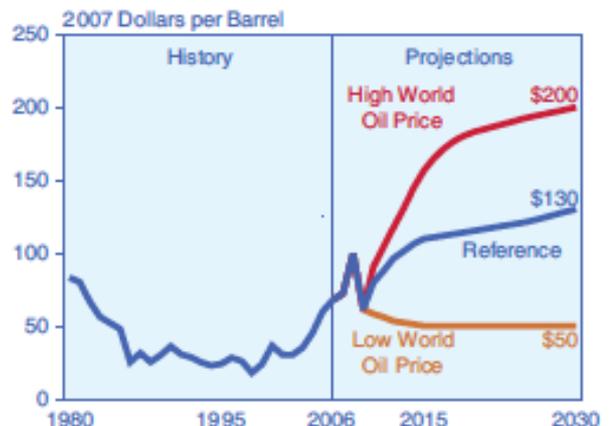


Figure 21. World Oil Prices in Three Price Cases, 1980-2030



Il y a une forte corrélation entre le prix du pétrole et la valeur du dollar depuis 2007, car 147 \$/b a correspondu à 1 € = 1,6 \$; mais bien sur la crise économique a des effets sur la demande mondiale et non seulement américaine. Il y avait peu de corrélation de 1990 à 2002 !

Figure 47: prix mensuel du pétrole en fonction de la valeur mensuelle du dollar = €/ \$ 1990-2009

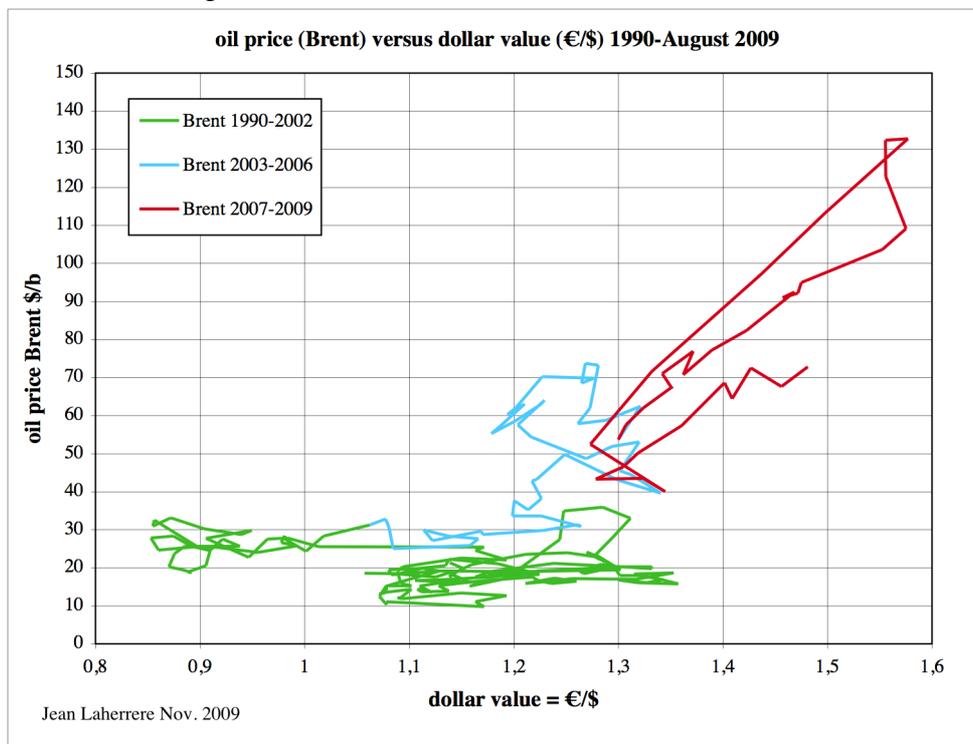
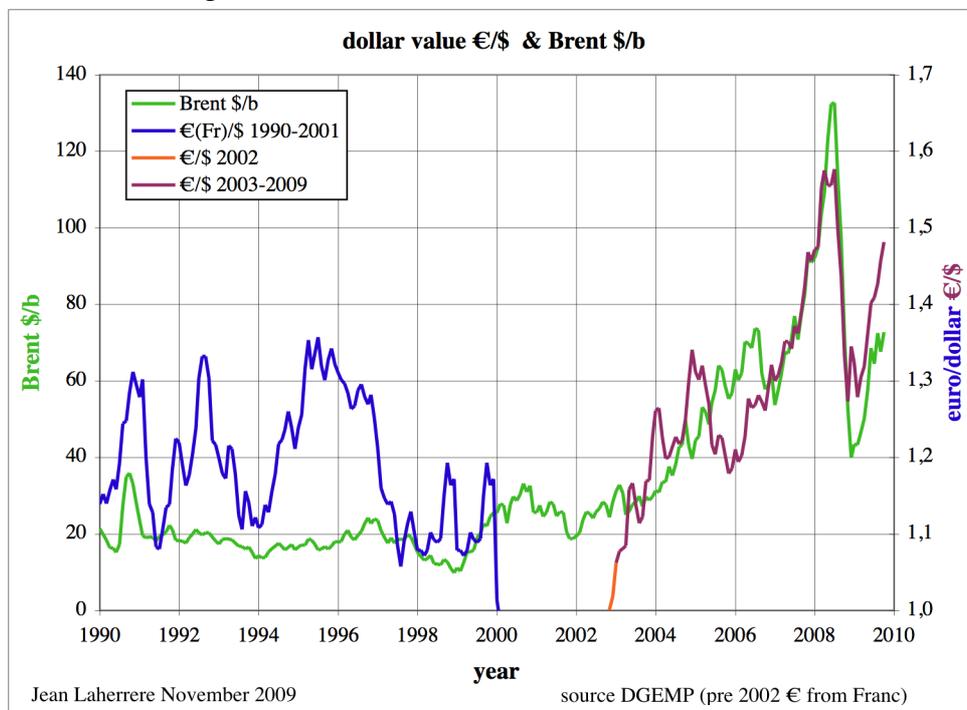
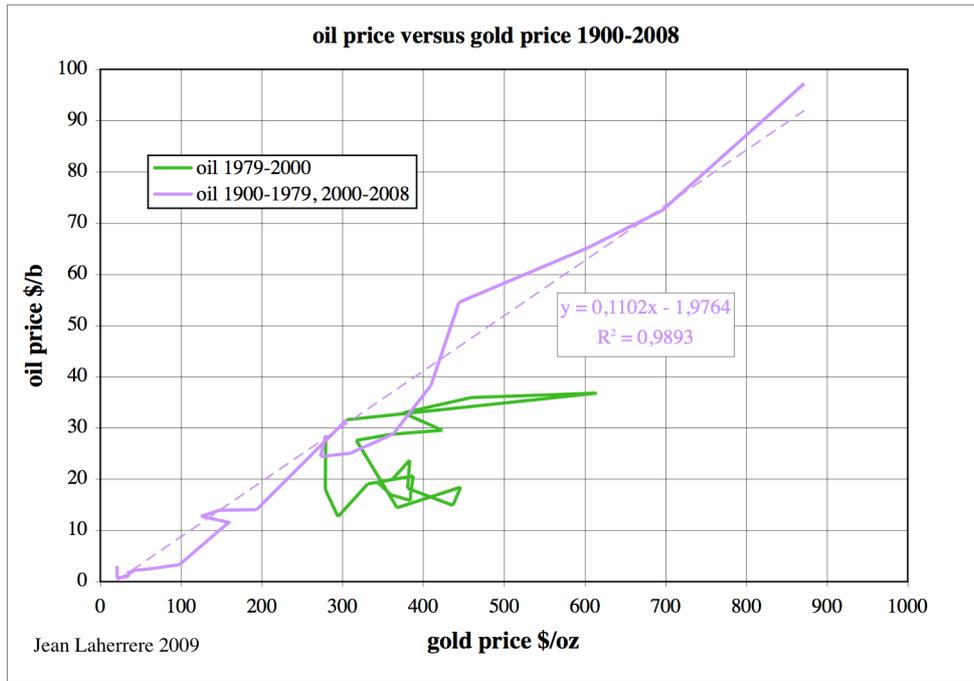


Figure 48: prix mensuel du pétrole et valeur mensuelle du dollar 1990-2009

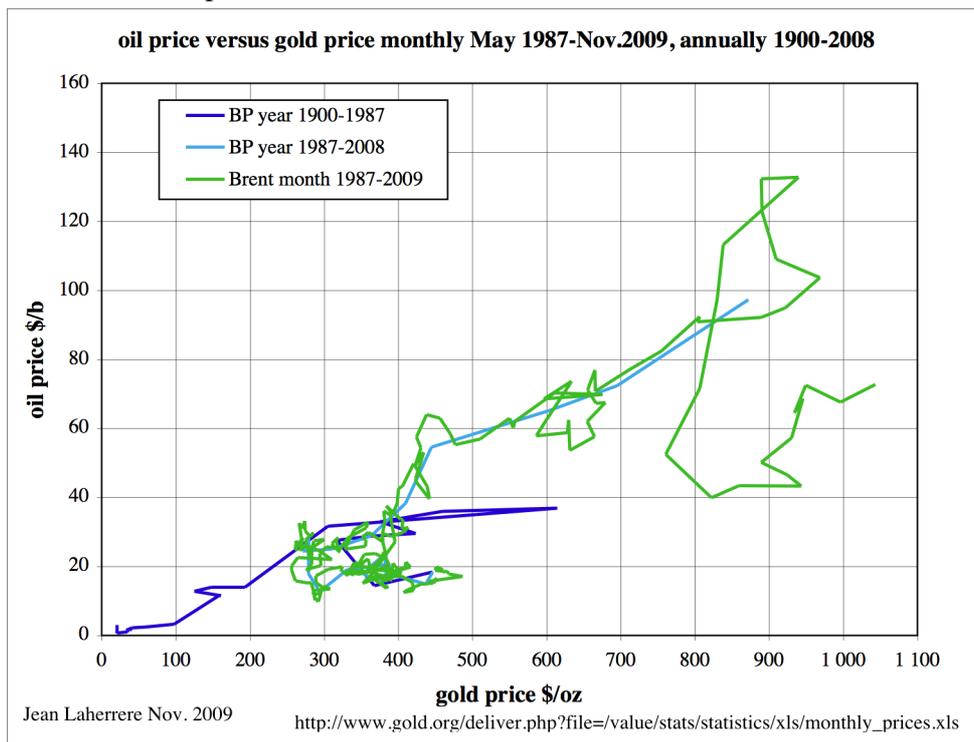


Il y a aussi une bonne corrélation entre le prix annuel du pétrole et celui de l'or depuis 1900, sauf pendant la période 1970-2000

Figure 49: prix annuel du pétrole et de l'or

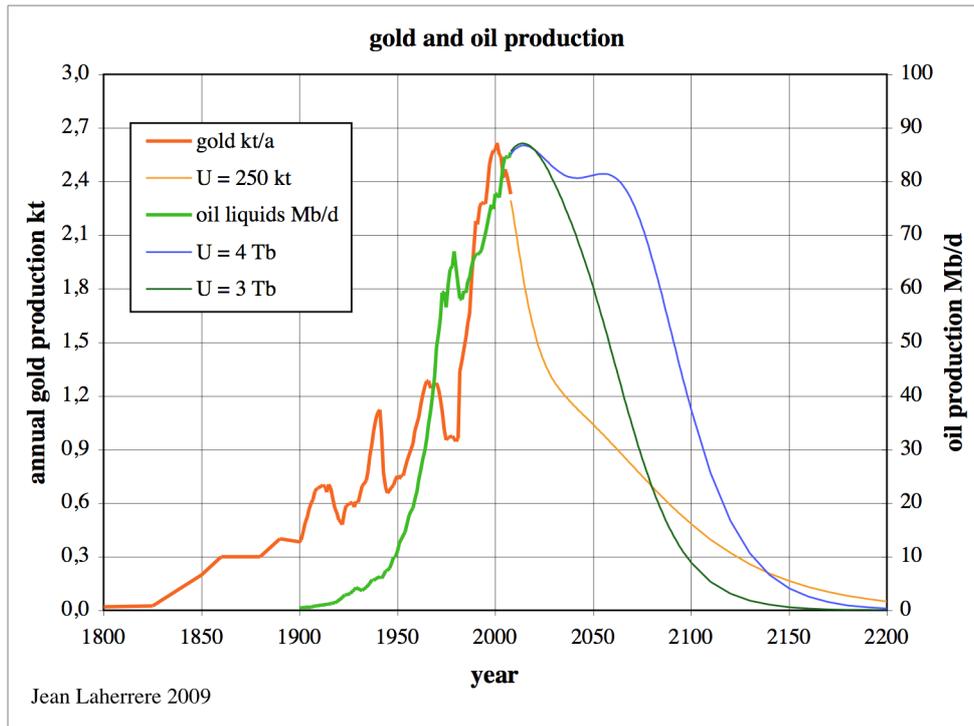


Le prix mensuel est plus erratique
Figure 50: prix mensuel du petrole et de l'or



Le pic de production du petrole pourrait etre en 2008, et celui de l'or en 2001. La decennie actuelle peut etre une periode cruciale pour les deux elements importants de notre civilisation, a savoir le petrole et l'or.

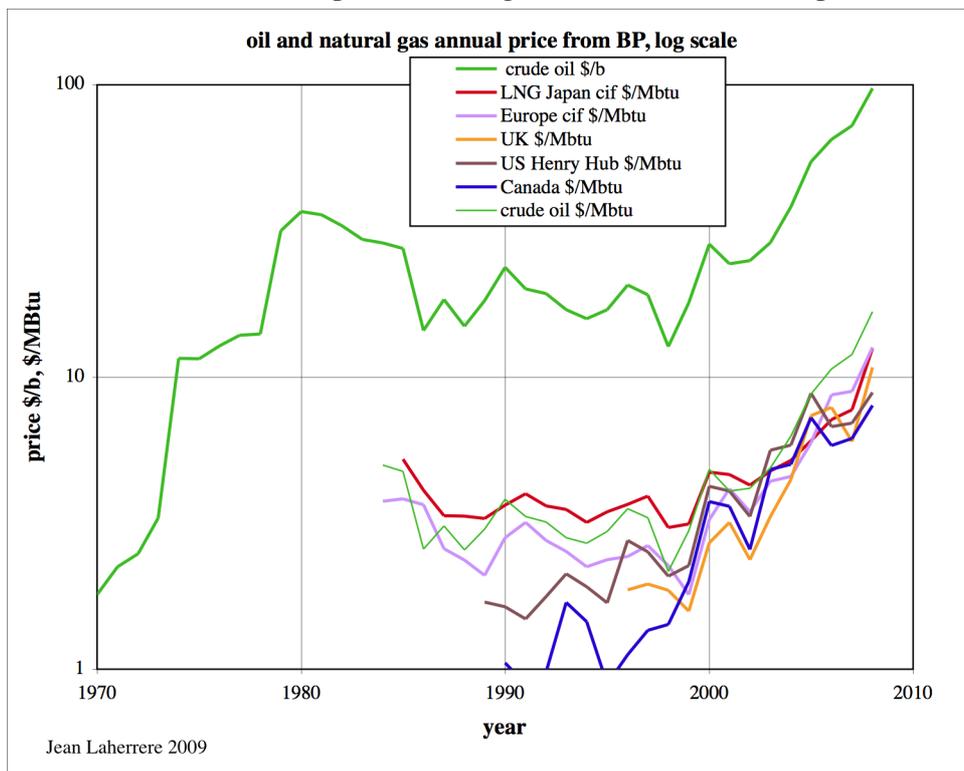
Figure 51: production du petrole et de l'or 1800-2200



-prix du gaz

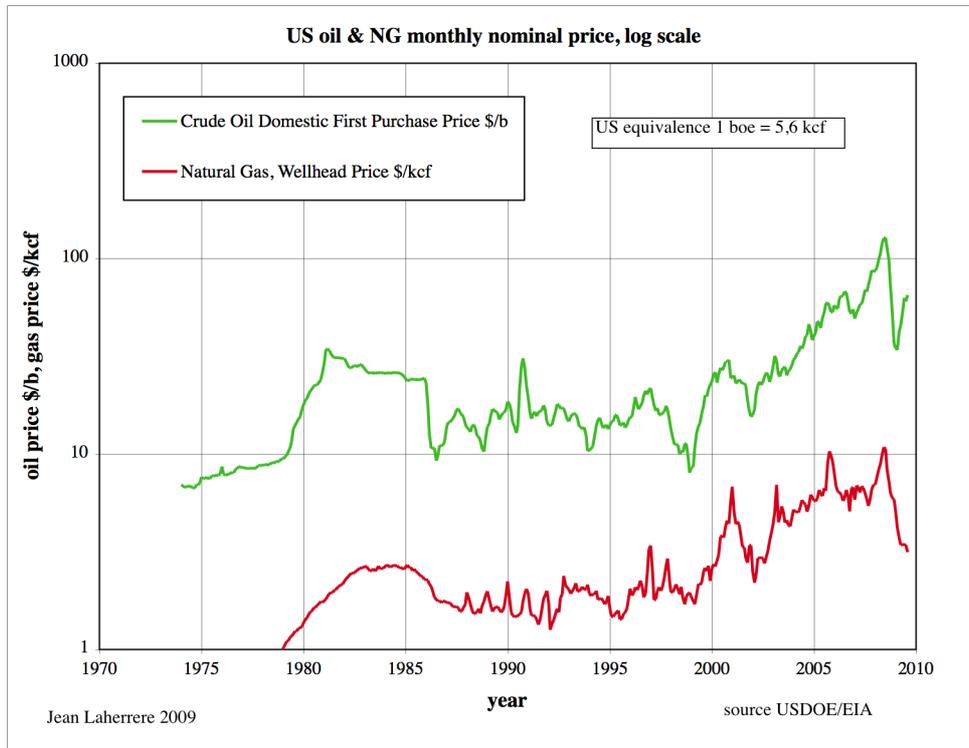
L'équivalence mondiale énergétique entre huile et gaz est prise avec 1 boe = 6 kcf, alors qu'elle est aux US pour 1 boe = 5,6 kcf. La comparaison des prix annuels pétrole et gaz en \$/b et \$/Mbtu de 1984 à 2008 montre une certaine corrélation, mais le prix du gaz au Japon est très supérieur au prix du gaz au Canada. Mais le prix a reculé en 2006 aux US et en 2007 en UK. Les contrats européens ont une clause d'indexation du prix du gaz au prix du brut, mais cela peut changer, notamment avec l'arrivée de gaz liquéfié spot.

Figure 52: prix annuels mondiaux du pétrole et du gaz en \$/b et \$/Mbtu d'après BP en échelle log



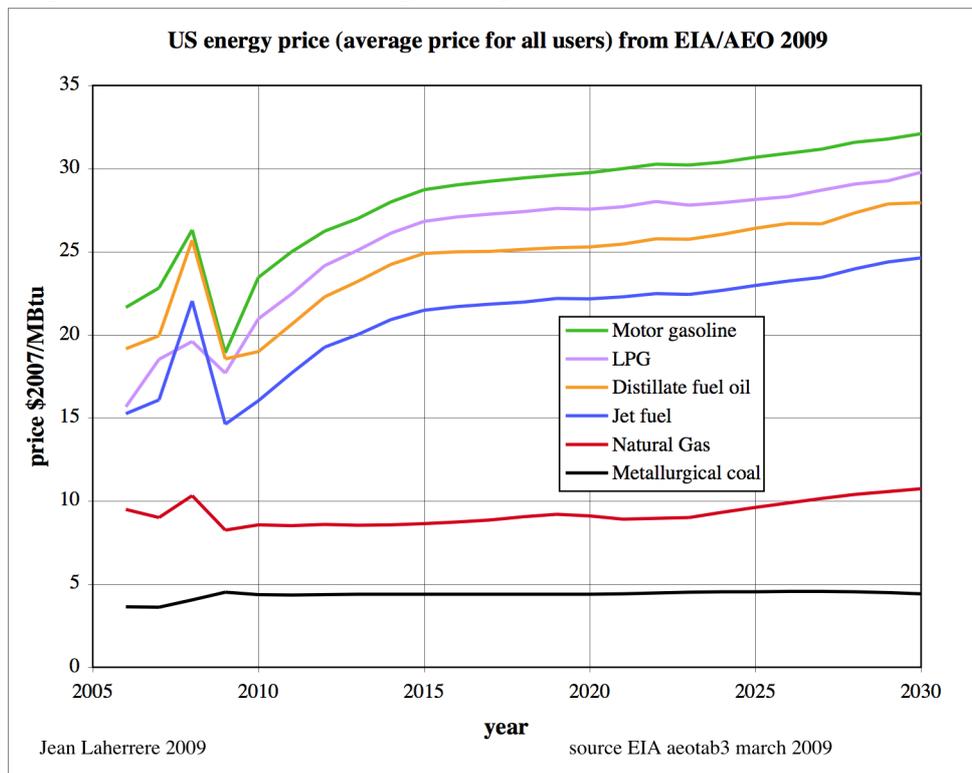
Le prix mensuel aux US montre que le prix du gaz peut reagir differemment du prix du brut et notamment en 2009 avec l'afflux du non conventionnel .

Figure 53: US: prix mensuels du petrole et du gaz en \$/b & \$/kcf d'apres USDOE en echelle log



En mars 2009 EIA prevoiyait un prix du gaz stable pour les usagers de 2009 a 2020 alors que le petrole lui augmenterait de 50%. Le prix du gaz a chute de 3,7 \$/kcf en mars a 3,1 \$/kcf en aout 2009!

Figure 54: US: previsions du cout des energies d'apres EIA/AEO2009 de 2006 a 2030

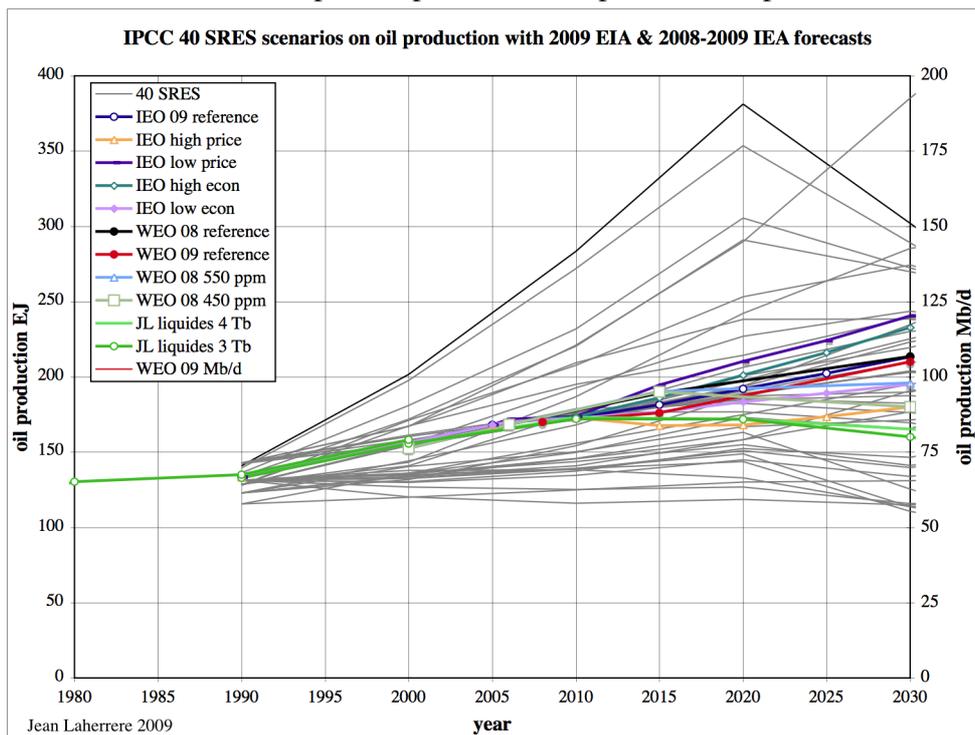


-actualisation des scenarios energetiques du GIEC (IPCC) = rapports 2001 et 2007

Les scenarios energetiques utilises par le GIEC dans les rapports TAR 2001 et AR4 2007 sont les scenarios SRES concus en 1998 par l'equipe du Dr Nakicenovic. Ce ne sont pas des previsions, mais des projections issues de brainstorming et les valeurs 1990 et 2000 ne sont pas les valeurs reelles, mais celles supposees par les penseurs!

Pour la production de petrole en 2000, les valeurs supposees oscillent entre 60 et 100 Mb/d, alors que la valeur reelle est 78 Mb/d. La fourchette de 1998 aurait du etre corrige en 2007 a la valeur reelle! Mais on ne change pas un sujet contestable, car c'est entrer dans les critiques, on prefere affirmer que 2500 experts sont d'accord! On remplace la preuve par l'unaninite !

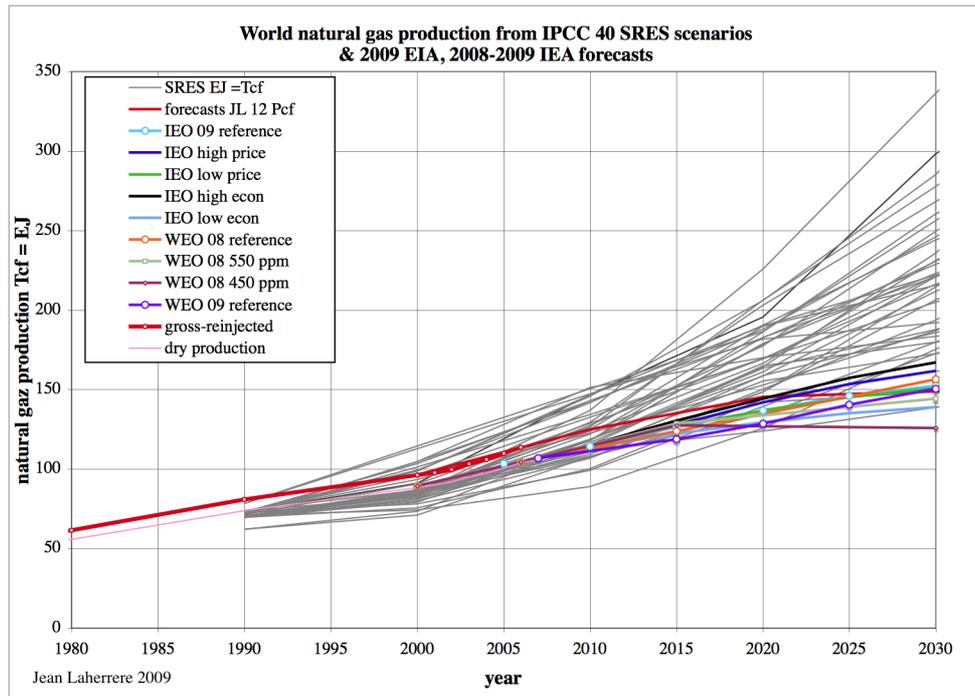
Figure 55: scenarios du GIEC 2007 pour la production de petrole avec previsions AIE et USDOE



Les scenarios a 190 Mb/d en 2020 sont du pur delire, de meme que 120 Mb/d ou 60 Mb/d en 2005!

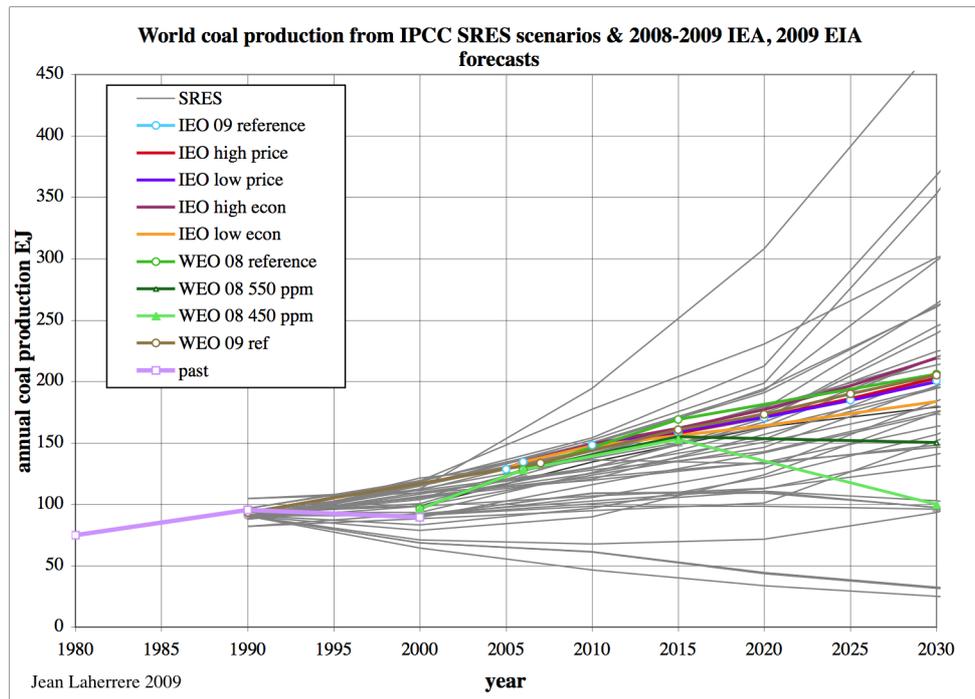
Les scenarios de production de gaz sont pour la plupart tres optimistes, revant d'une production a partir des hydrates de methanes dans l'océan

Figure 56: scenarios du GIEC 2007 pour la production de gaz avec previsions AIE et USDOE



Pour la production de charbon, la fourchette est considerable aussi bien en 2000 qu'en 2030 ou une production double de celle prevue par l'AIE est envisagee

Figure 57: scenarios du GIEC 2007 pour la production de charbon avec previsions AIE et USDOE



Dans un modele, la qualite des resultats depend de la qualite du modele et surtout de la qualites des hypotheses a l'entree. Comme disent les Americains:

GIGO Garbage In, Garbage Out

Quelque soit la qualite des modeles utilises par le GIEC pour faire leurs previsions pessimistes d'une augmentation de 4-6°C en 2100, les hypotheses energetiques qui sont la base de ces modeles d'emission sont completement irrealistes, jetant le plus grand doute sur la realite des perspectives

qui effrayent tant les gouvernements. On oublie que le principal gaz a effet de serre est l'eau (80%?), que les mesures déduites des glaces antarctiques montrent sans contestation que le moteur est la température et que le CO2 suit avec un retard de l'ordre de 800 ans et que nous sommes dans une période interglaciaire ou les périodes chaudes sont appelées *optimum*.

Mais la lutte contre le CO2 est devenue un tel enjeu financier et un tel enjeu politique que tout le monde se précipite! C'est à celui qui sera le plus en tête, sous le prétexte de vouloir sauver l'humanité!

La catastrophisme climatique est politiquement correct, alors que le catastrophisme énergétique ne l'est pas! Ni l'un ni l'autre est inéluctable!

-Fiabilité des données

Les données de production et de réserves sont très souvent incomplètes et parfois trafiquées.

Les données sont soit en poids soit en volume et les conversions sont souvent avec des équivalences erronées. Les liquides de gaz sont souvent ou incomplets ou comptés deux fois.

Les chiffres de production de l'AIE et EIA diffèrent à cause des liquides de gaz et des biofuels.

Les membres de l'OPEP trichent sur les quotas et manipulent les chiffres de production

Tant que les quotas de l'OPEP seront basés sur les réserves, celles-ci seront politiques et fausses.

Tant que les données de réserves russes seront secrets d'État et leur publication passible de 7 ans de prison, les prévisions sur les productions russes seront douteuses.

La première démarche de l'AIE et de JODI devrait être d'approcher les États pour les pousser à publier les données de production par champ, comme le font la Norvège, le Royaume-Uni et les US pour le domaine fédéral, et à se mettre d'accord sur des définitions communes.

Malheureusement dans la course à la croissance les États préfèrent l'ambiguïté pour donner l'image qui leur convient.

-Conclusion

Pour les hydrocarbures liquides, les contraintes «*above ground*» et les contraintes géologiques (sur la période 1999-2008 on a découvert une moyenne annuelle de 13 Gb de brut moins EL et on a produit 25 Gb: figure 19, soit moitié moins) conduisent à des perspectives pétrolières médiocres avec un plateau chaotique actuel.

Les découvertes nouvelles *subsalt & shale oil* ne changeront guère le plateau, seulement le déclin

Pour le gaz naturel, les découvertes des 10 dernières années sont d'une moyenne annuelle de 100 Tcf pour une production de 90 Tcf, on découvre encore un peu plus de gaz que l'on ne produit et il y a du gaz conventionnel non développé (*stranded gas*) et du gaz non conventionnel dont les perspectives sont incertaines pour les quantités annoncées par certains. Mais le gaz n'est pas mondial, mais régional, bien que l'arrivée du gaz liquéfié change la donne. Le prix chaotique du gaz aux US conduit à des à-coups de production. En Europe l'indexation du prix du gaz sur le prix du brut devrait changer avec la montée du gaz liquéfié spot.

Mais le principal obstacle est l'absence de données fiables de production par champ et par conséquent sur leur réserves, sauf en Norvège, UK et US fédéral. Mais l'absence de transparence et l'ambiguïté plaît aux décideurs et aux politiciens.

Avant de se mettre d'accord sur les problèmes du changement climatique incertain, les pays devraient se mettre d'accord sur l'inventaire des ressources et des réserves du monde. L'absence de transparence mène aux excès!

En résumé, l'incertitude sur les perspectives du pétrole et du gaz s'est accrue, car à l'incertitude connue de la géologie s'ajoutent les incertitudes, qui s'aggravent, de l'économie, de l'environnement et de la politique .