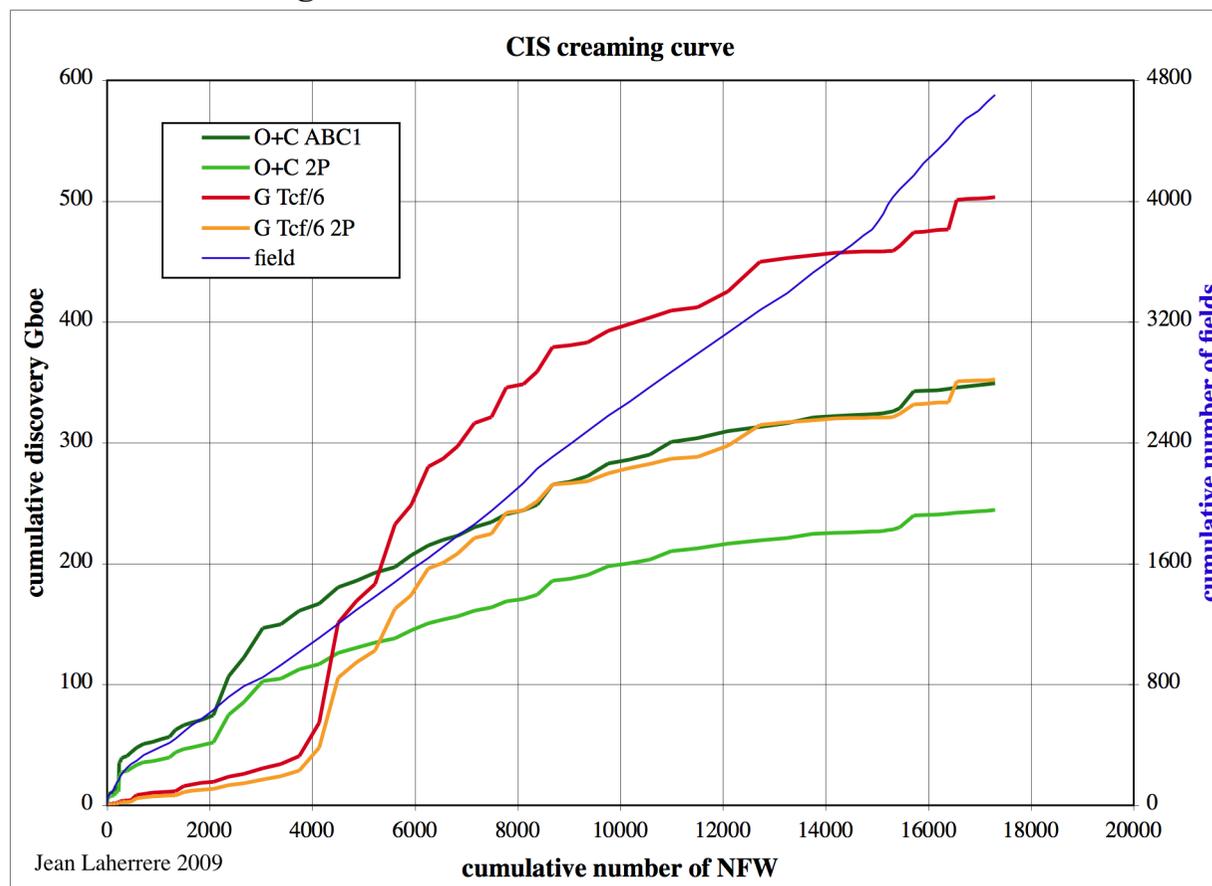


Production future (reserves) des combustibles fossiles en 2009 et ses impacts part 2

Les données de réserves de l'ex-URSS suivent la classification ABC1 qui correspond à prouvé + probable + possible = 3P. Pour les ramener à 2P il faut les réduire de 30%: réduction vérifiée sur les courbes de déclin des grands champs (Urengoi et Samotlor) et sur l'audit de Gazprom. La Commission des réserves minérales de Russie (GKZ) vient de conclure un accord avec la SPE pour aligner les deux classifications en 2010-2011, mais les réserves de pétrole sont toujours «secret d'Etat» (Douma 2002 = 7 ans de prison) et rien n'indique que cela va changer!

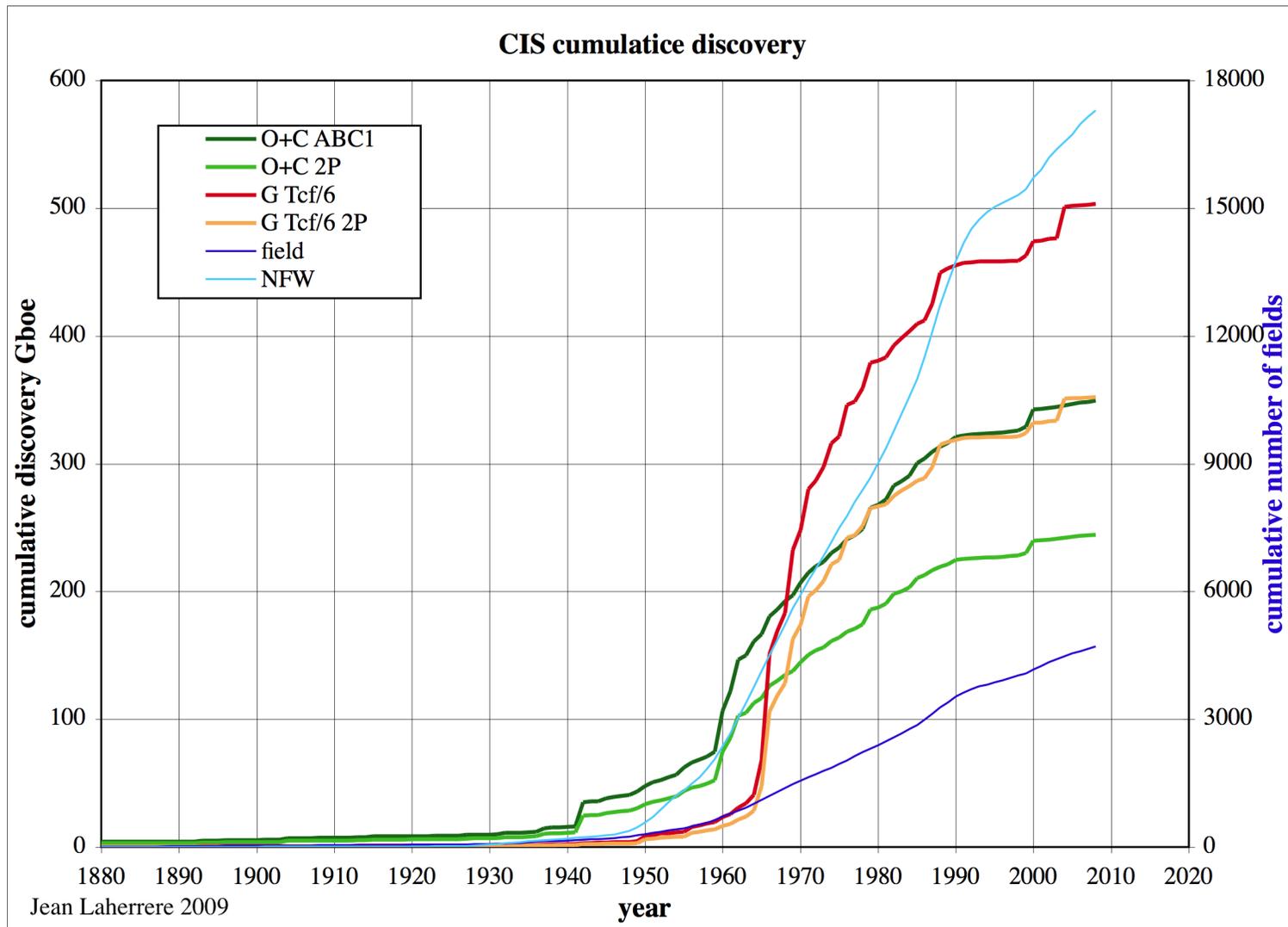
Figure 38: **ex-URSS: courbe d'ecremage**



La Russie a été très explorée (en second après les US) avec de nombreux puits dits stratigraphiques. Le a découvrir ne semble pas considérable en comparaison avec la correction à appliquer !

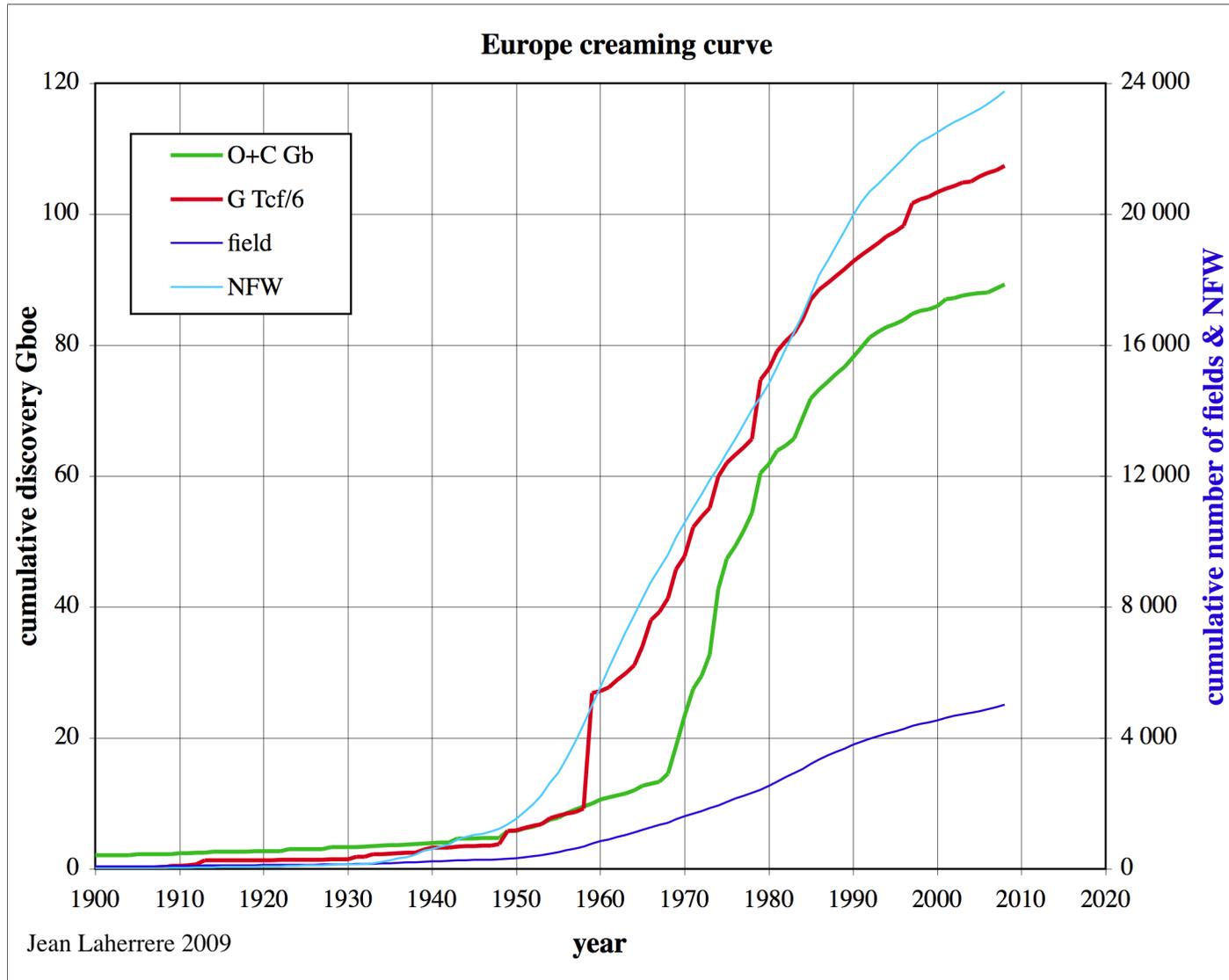
Memes donnees en fonction du temps

Figure 39: ex-URSS: decouvertes cumulees de petrole et de gaz en ABC1 et 2P



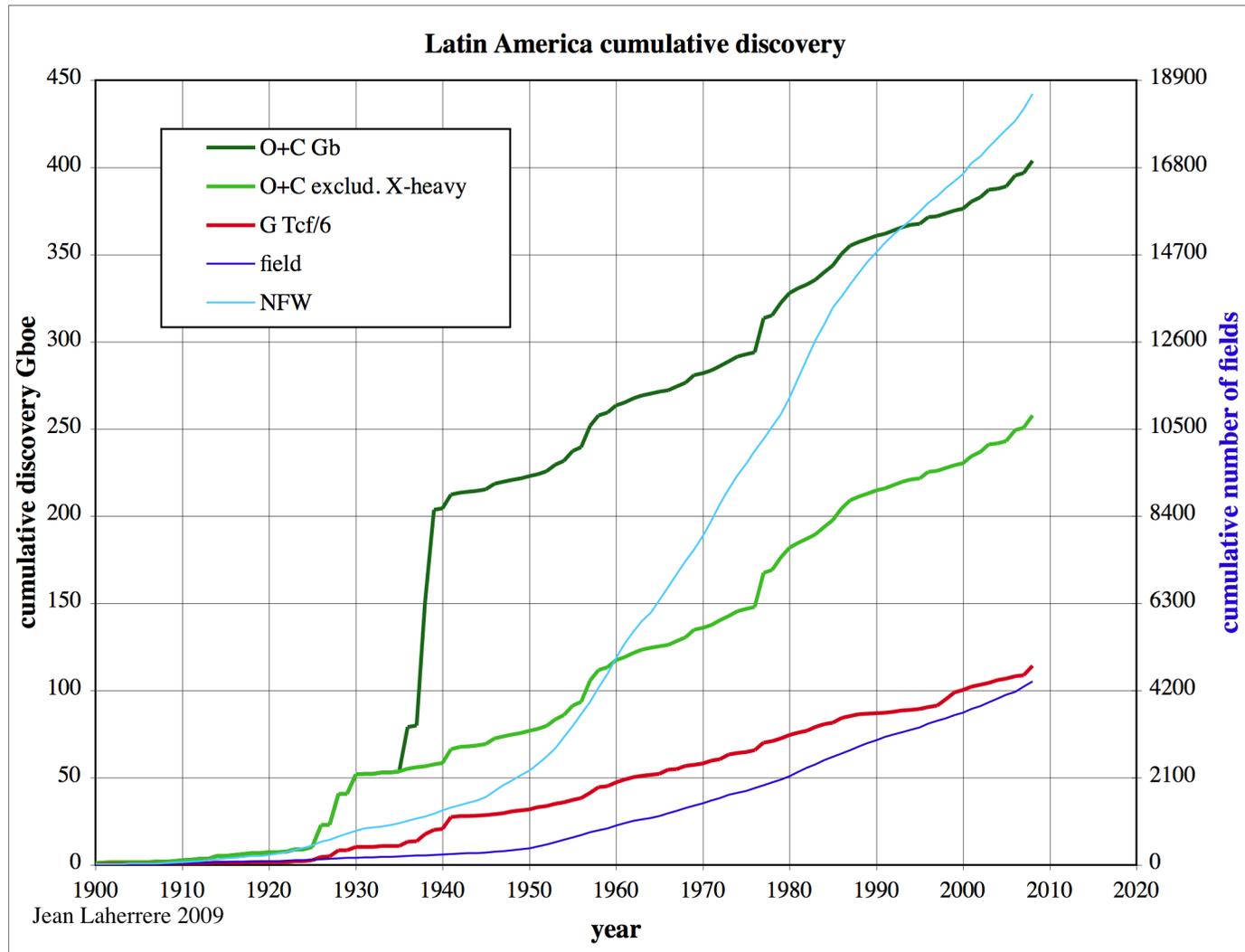
Les decouvertes cumulees de l'Europe sont proches de l'ultime

Figure 40: Europe: decouvertes cumulees de petrole et de gaz



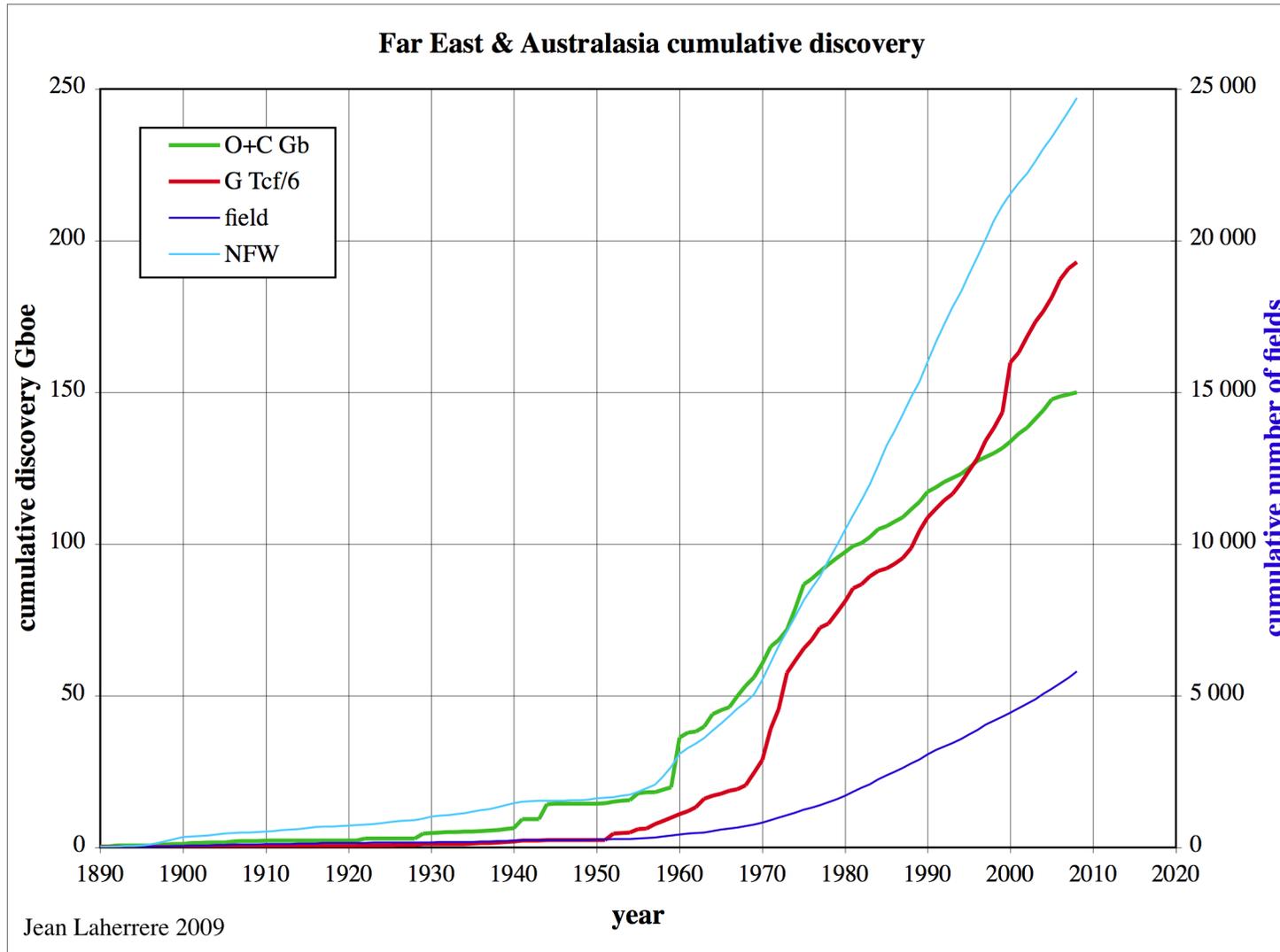
Les decouvertes de petrole de l'Amérique Latine sont en croissance avec le Bresil

Figure 41: Amérique Latine: decouvertes cumulees de petrole et de gaz



Les decouvertes de gaz de l'Asie sont loin de l'ultime

Figure 42: **Asie: decouvertes cumulees de petrole et de gaz**

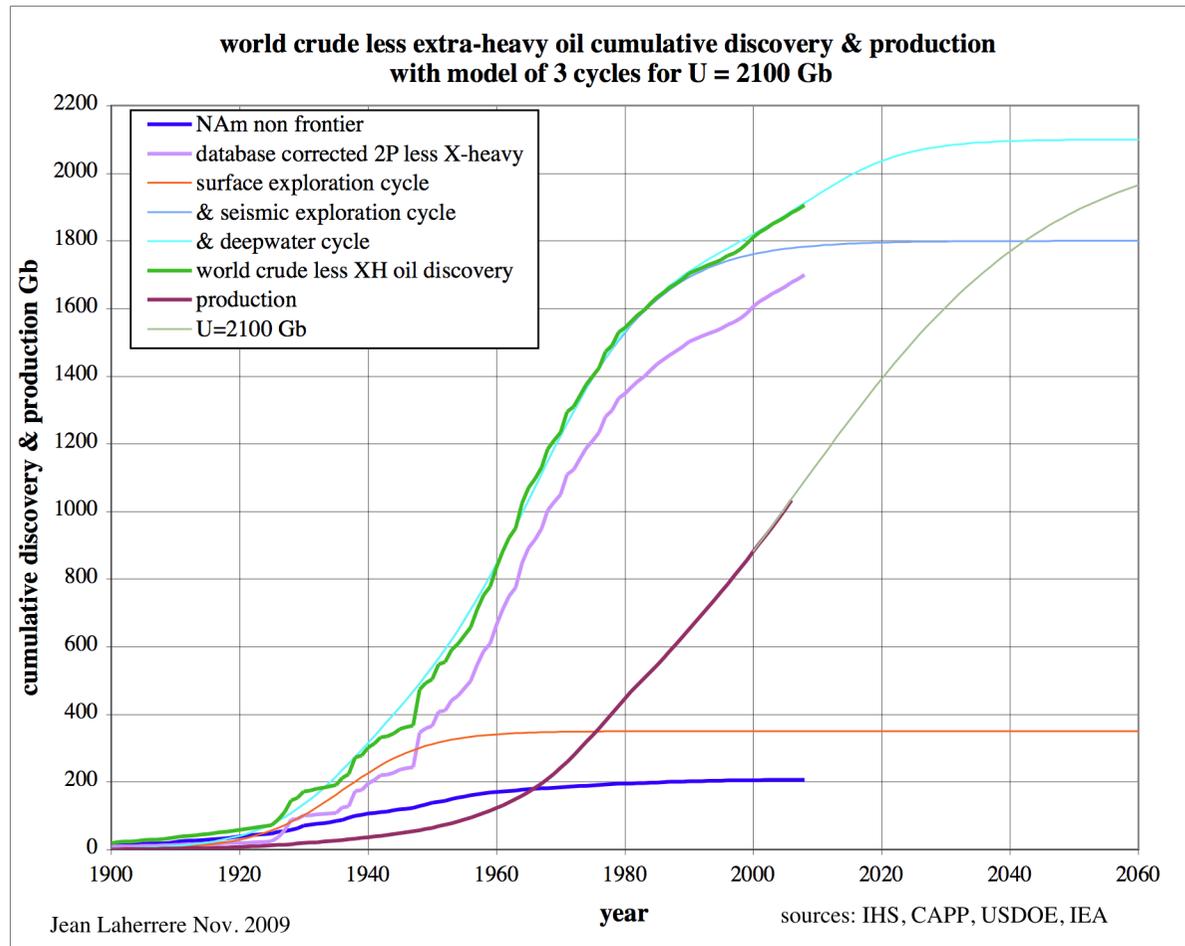


-1-3-Previsions petrolieres mondiales

A partir de la base technique, qui exclut les USL48 et Canada terrestre (appele « non frontier »), corrige de 500 Gb (pour se ramener a 2P et exclure les EL) et des donnees 2P dits backdated de rapports USDOE et CAPP sur ce « non frontier », les decouvertes mondiales cumulees du petrole brut moins extra-lourd peuvent etre modellisees avec 3 cycles (periode exploration de surface, puis exploration sismique puis exploration eau profonde) avec un ultime de 2100 Gb.

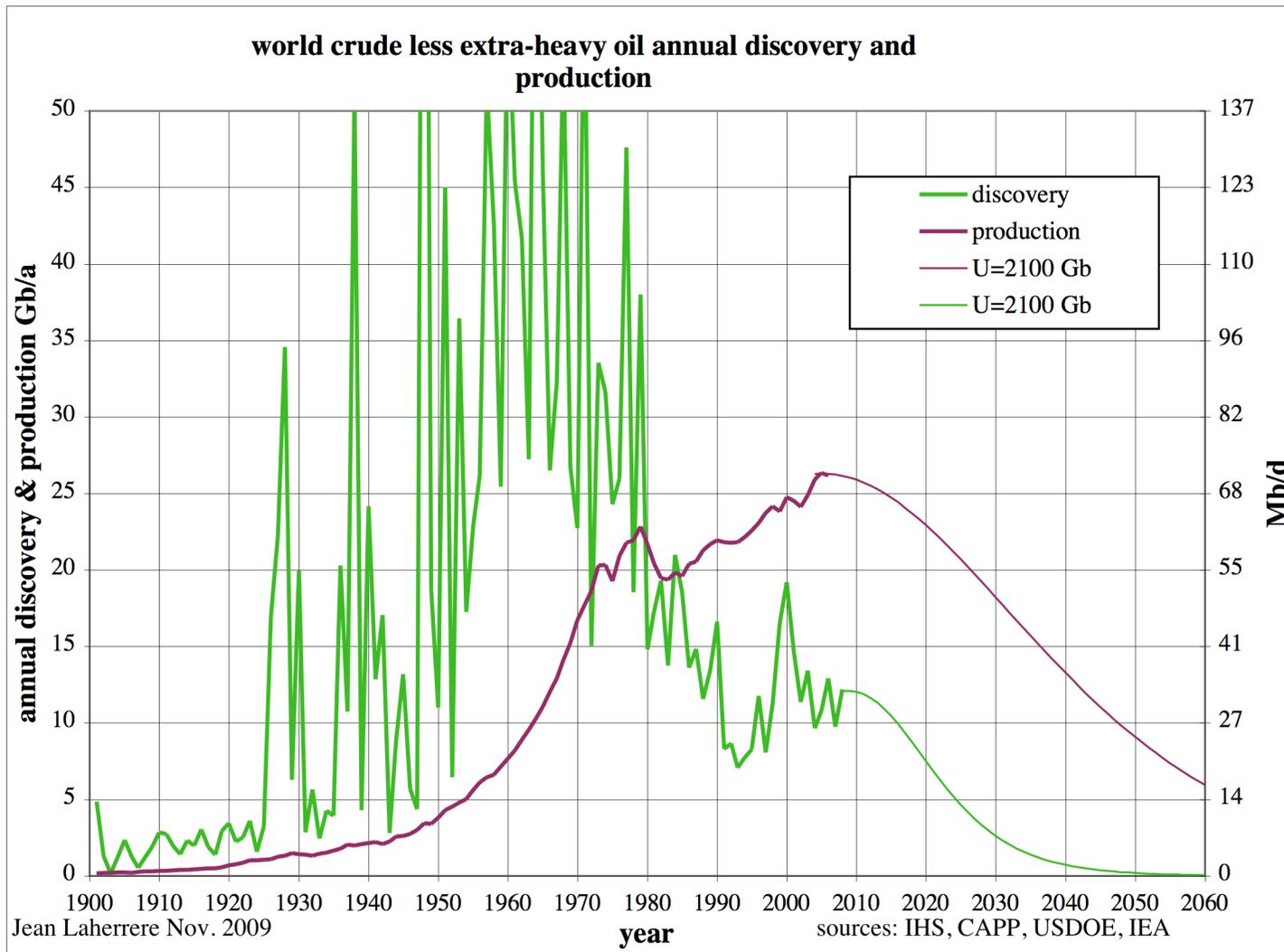
La production cumulee (1085 Gb fin 2008) est aussi modellisee avec une courbe en S pour un ultime de 2100 Gb

Figure 43: **monde: decouverte et production cumulees de brut moins extra-lourd et previsions pour un ultime de 2100 Gb**



Meme donnees pour obtenir la production annuelle

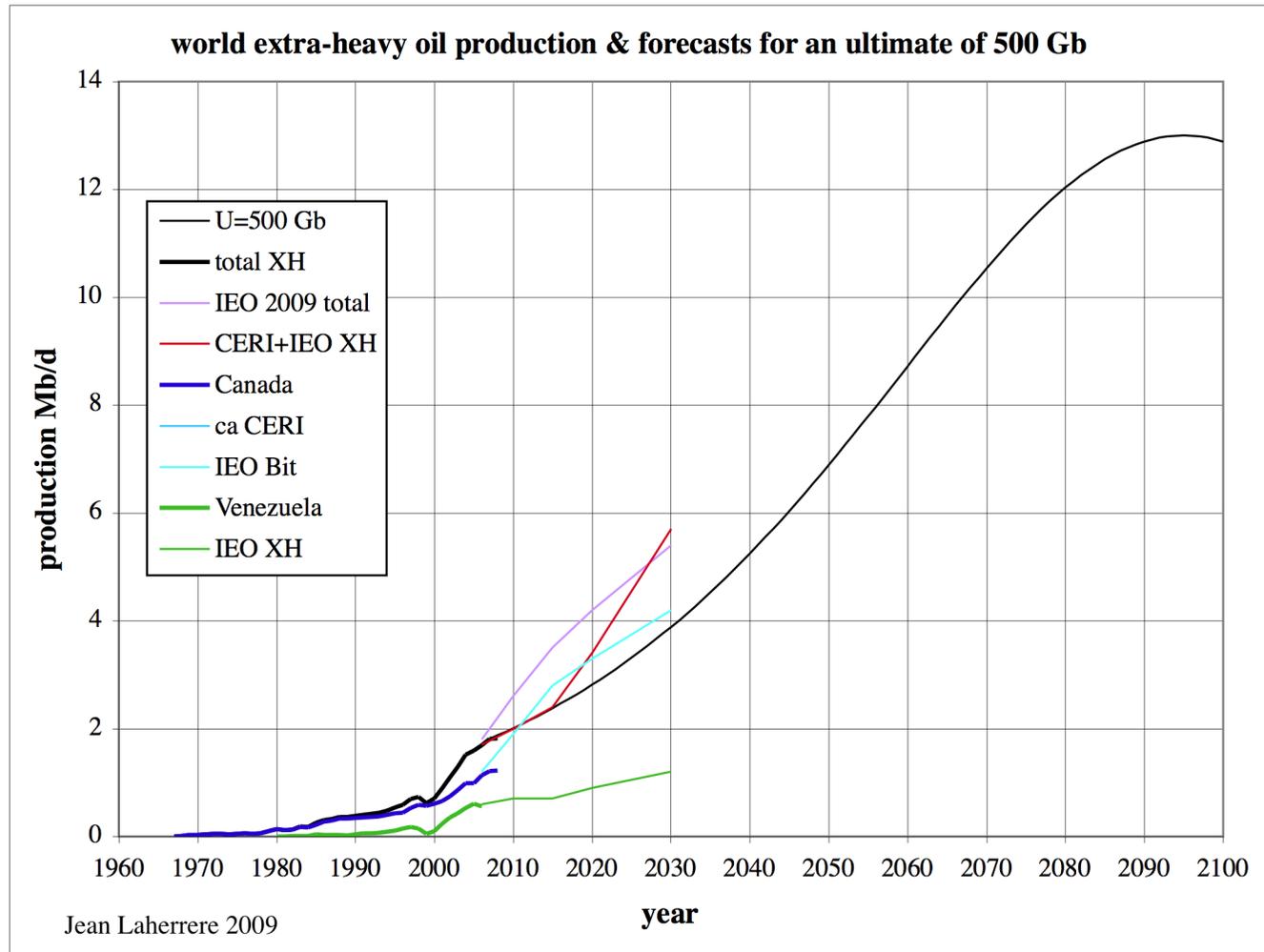
Figure 44: monde: decouverte et production annuelles de brut moins extra-lourd et previsions pour un ultime de 2100 Gb



Pour obtenir les tous liquides il faut ajouter l'extra-lourd, puis les liquides de gaz, puis les XTL et enfin les gains de raffinage. L'extra-lourd du Canada est classe dans les bitumes pour l'EIA et distingue de l'extra-lourd du Venezuela. Les donnees sont incompletes et peu fiables, donc encore plus les previsions !

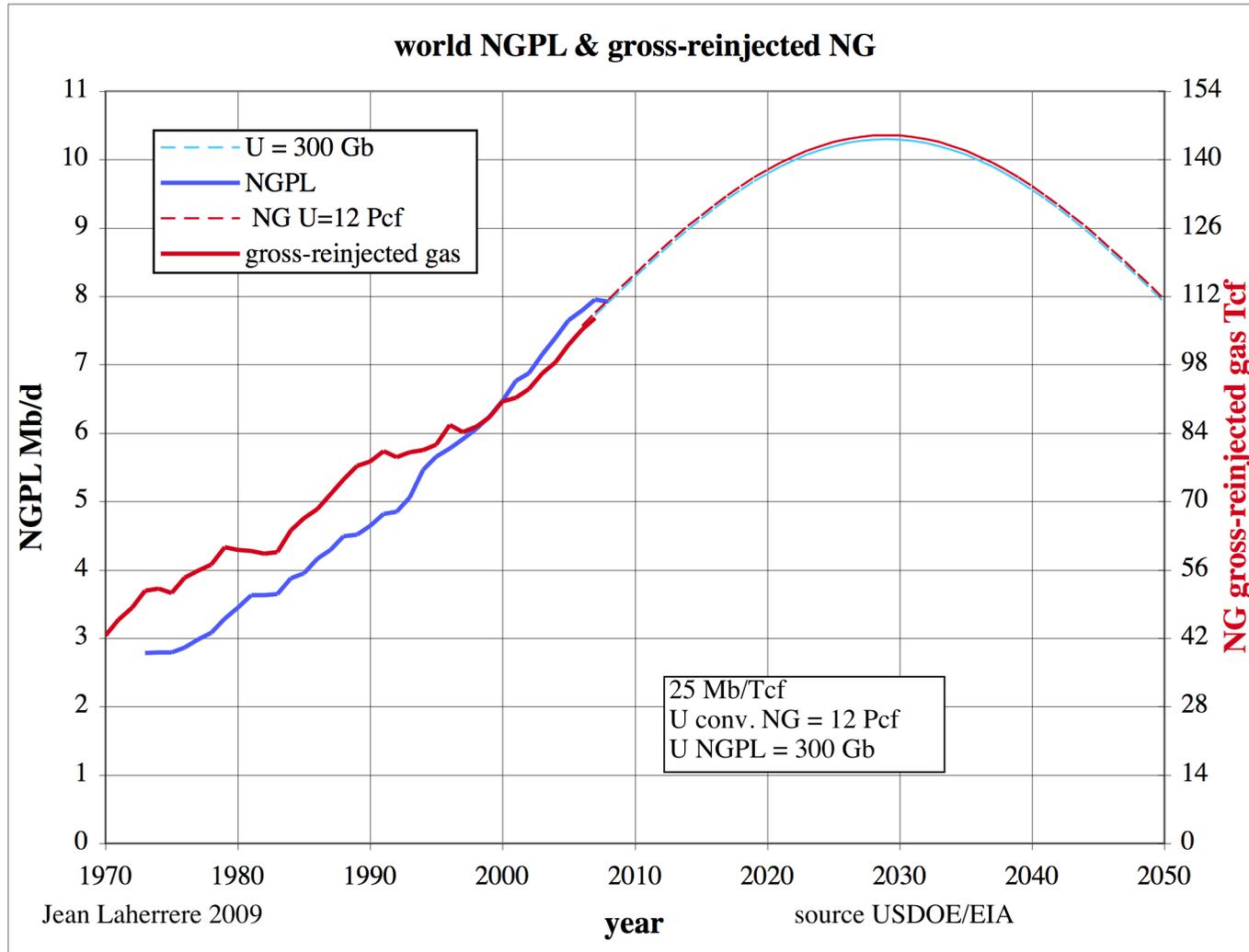
Avec un ultime de 500 Gb le pic pourra etre vers 2100, retarde par les problemes de pollution (Canada), d'eau, d'investissement et politiques (Chavez).

Figure 45: **monde**: production annuelle de petrole extra-lourd et previsions pour un ultime de 500 Gb 1960-2100



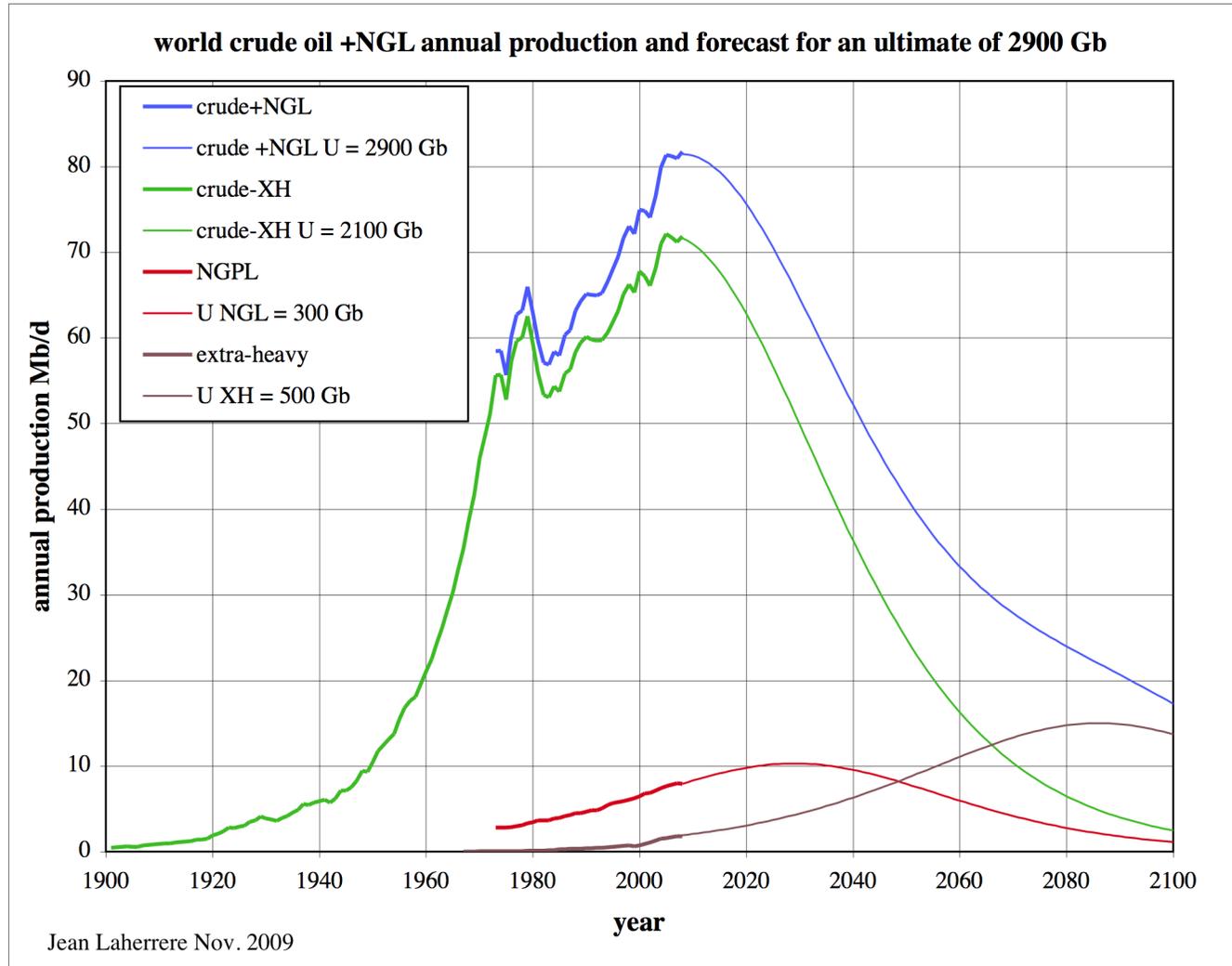
Il faut aussi ajouter les liquides en provenance du gaz naturels (condensats et liquides des usines d'extraction)

Figure 46: **monde**: production annuelle de gaz (gross-reinjected) et de liquides de gaz 1970-2050 pour des ultimes de 12 Pcf et 300 Gb



En ajoutant les deux derniers graphiques, on obtient alors le total petrole et liquides de gaz

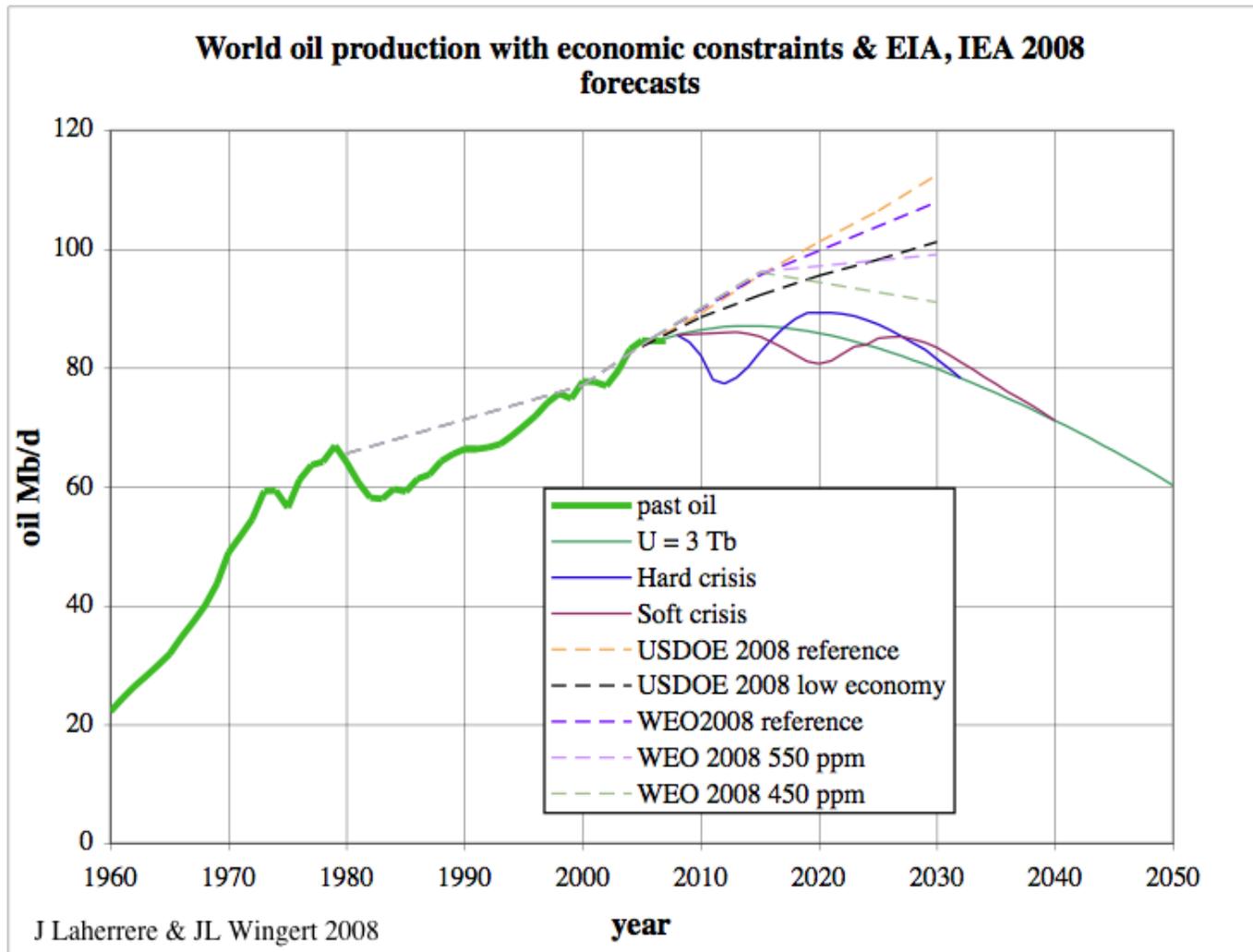
Figure 47: monde: production annuelle de petrole et de liquides de gaz pour un ultime de 2900 Gb: 1900-2100 sans contrainte au dessus du sol



Bien sur, la production de petrole et de liquides de gaz ne represente pas l'oil supply: il faut y ajouter les XTL (GTL, CTL et BTL = 1 Mb/d) ainsi que les gains de raffinerie (actuel 2 Mb/d)

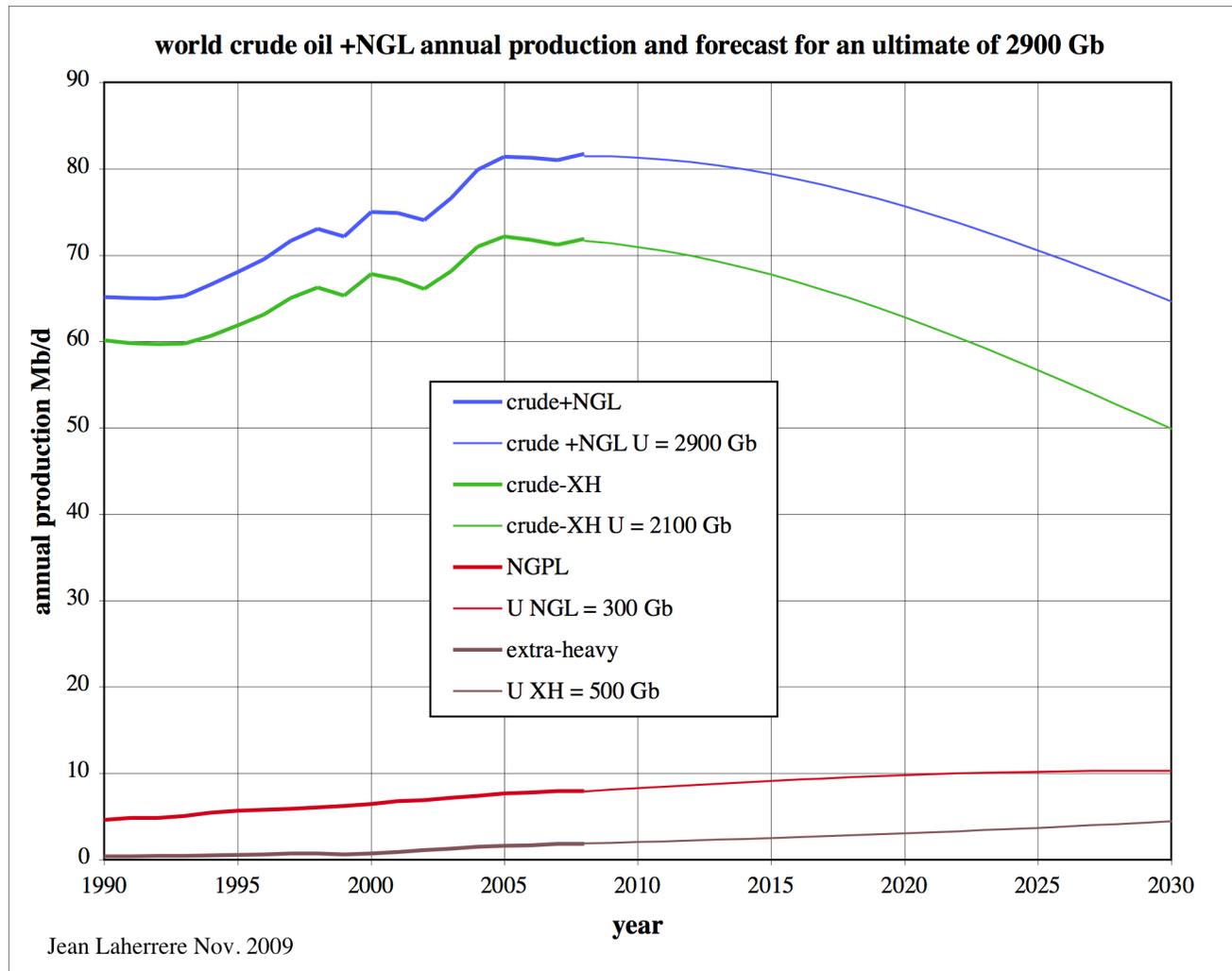
Il semble que cette production petrole et liquides de gaz est sur un plateau a 82 Mb/d et va decliner dans quelques annees, si la crise economique se dissipe vite, sinon (crise en W) il va y avoir un plateau ondule (bumpy plateau) que je predisais depuis 2001, mais sans le tracer. Mais en 2008 a ASPO Barcelona avec JL Wingert nous avons prevu plusieurs scenarios de crise pour les liquides

Figure 48: monde: production annuelle tous liquides avec contraintes economiques 1960-2050



Oublions les contraintes économiques (crise en W?) et politiques (guerre civile Nigeria et Irak, nationalisation Venezuela, Bolivie et Russie) et comparons pour la période 1990-2030 notre prévision pétrole et liquides de gaz et celles de Total, d'Uppsala, de l'AIE et de l'OPEP.

Figure 49: **monde: production annuelle de pétrole et de liquides de gaz pour un ultime de 2900 Gb sans contrainte au dessus du sol: période 1990-2030**



La prevision 2008 de **Total** est plus optimiste (avec croissance des champs deja decouverts) et met un pic a 95 Mb/d vers 2017 pour etre a 83 Mb/d en 2030 (contre 65 Mb/d dans ma prevision)

Figure 50: monde: production annuelle de petrole et de liquides de gaz prevision **Total** 1990-2030

World liquid production : alternative case scenario (crude + NGL's excluding XtL, biofuels and refinery gain)

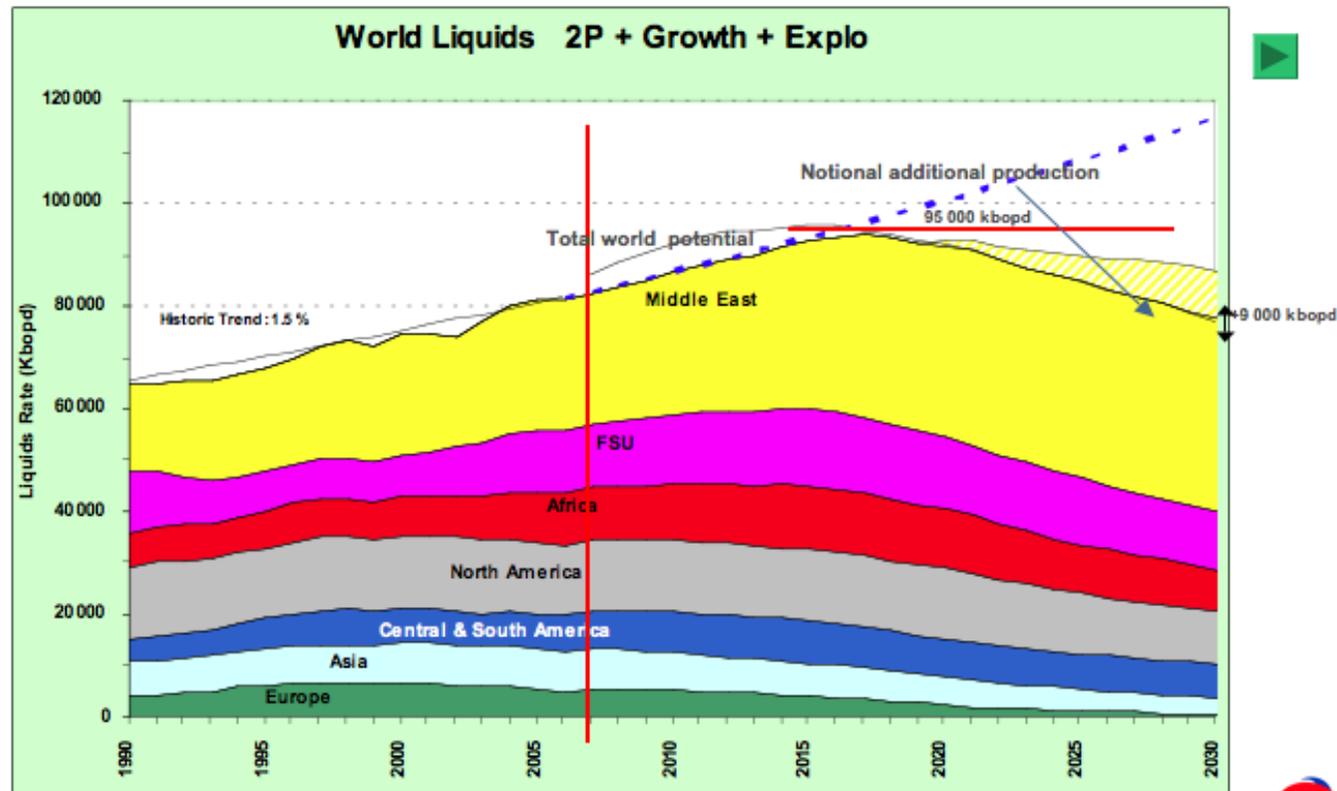
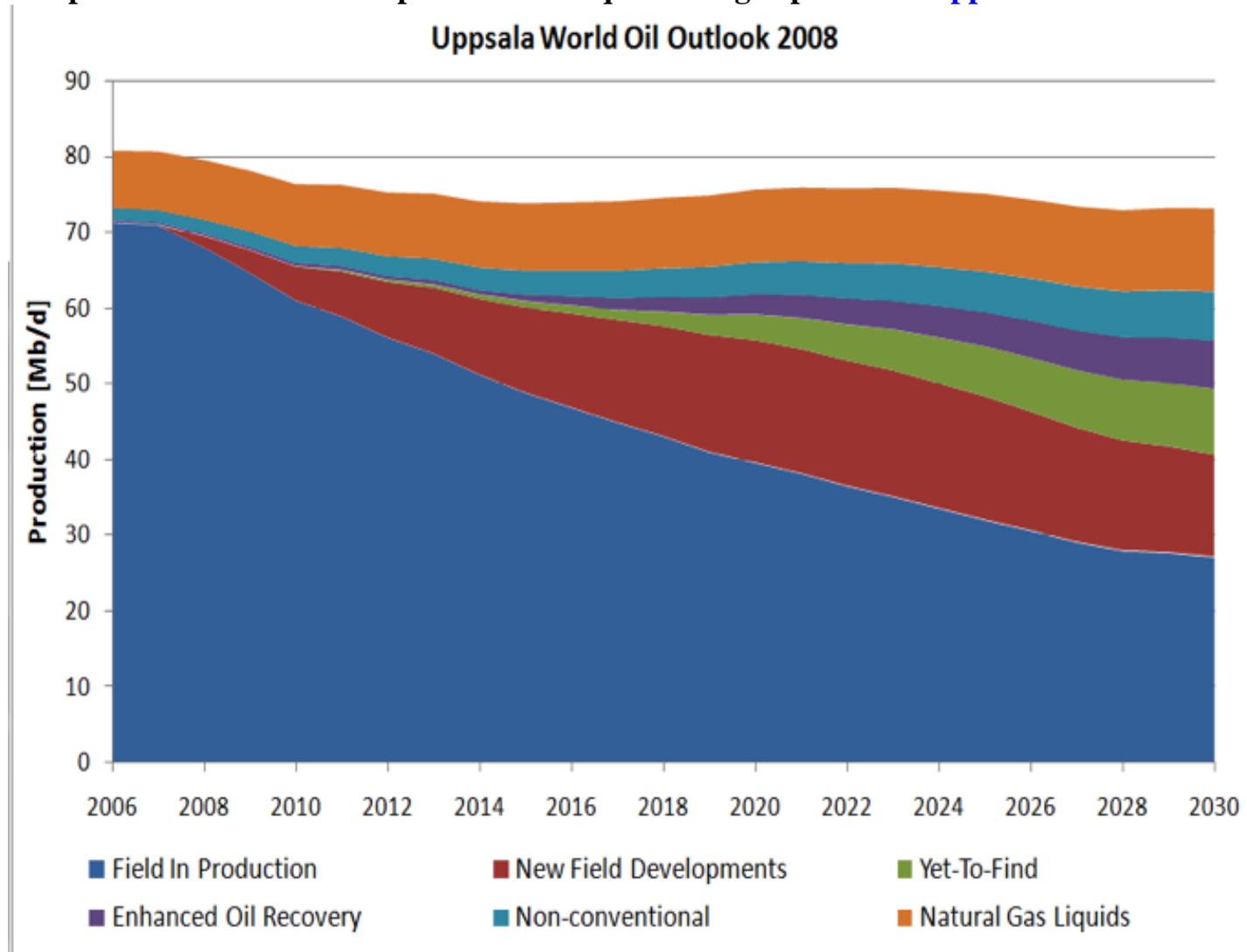


Figure 7



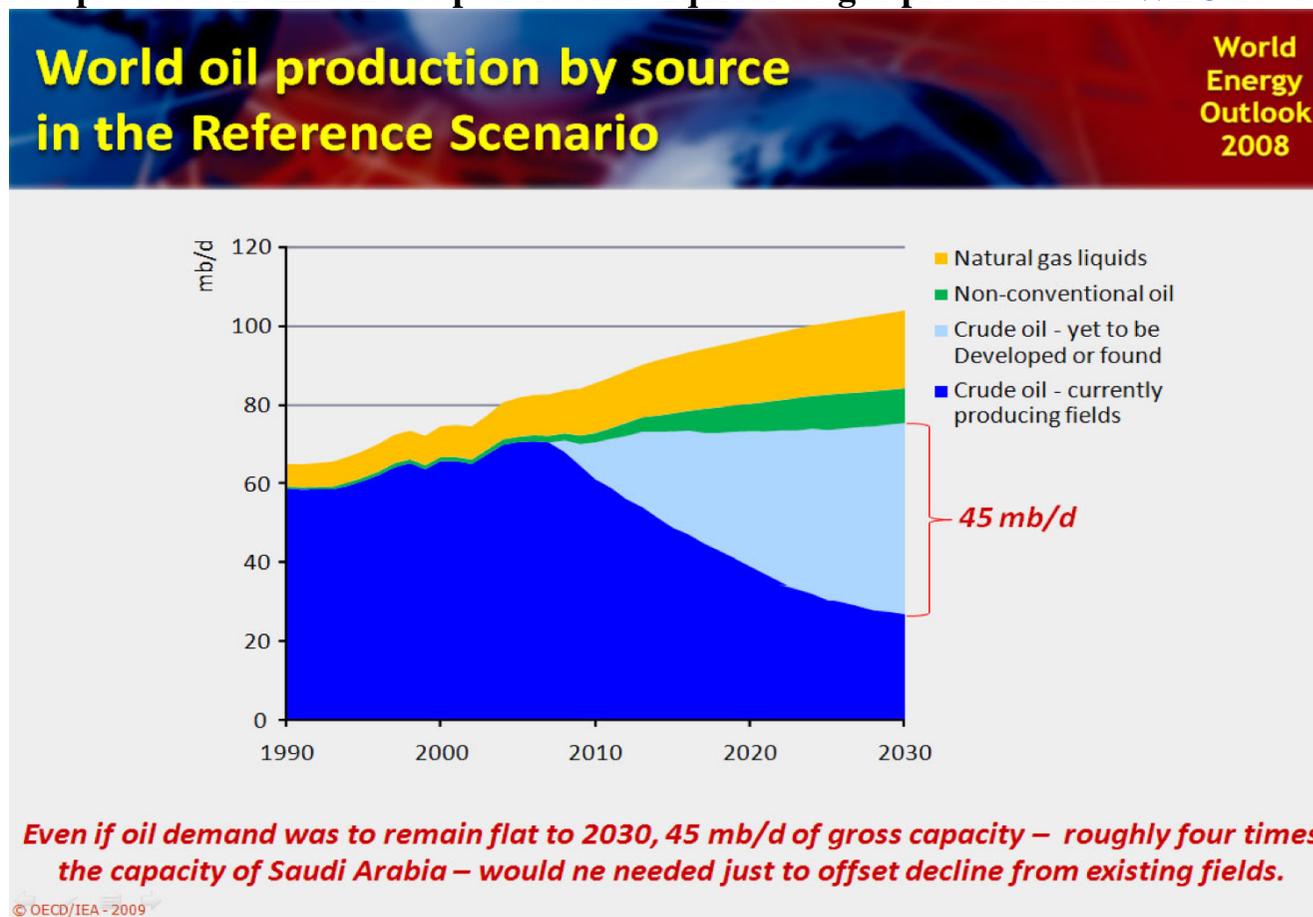
Le groupe Uppsala mene par le Professeur Kjell Aleklett est a 81 Mb/d en 2007 et prevoit un rebond en 2022 pour arriver a 73 Mb/d en 2030 (entre Total et moi)

Figure 51: monde: production annuelle de petrole et de liquides de gaz prevision Uppsala 2006-2030



L'AIE, dans sa prevision WEO 2008 reference, prevoit 106 Mb/d en 2030: c'est une mission impossible car il faut trouver une production de 45 Mb/d par de nouveaux champs. Les liquides de gaz sont a 10 Mb/d en 2006 alors que l'EIA les publie a moins de 8 Mb/d soit 2 Mb/d de difference !

Figure 52: monde: production annuelle de petrole et de liquides de gaz prevision AIE WEO 2008 1990-2030

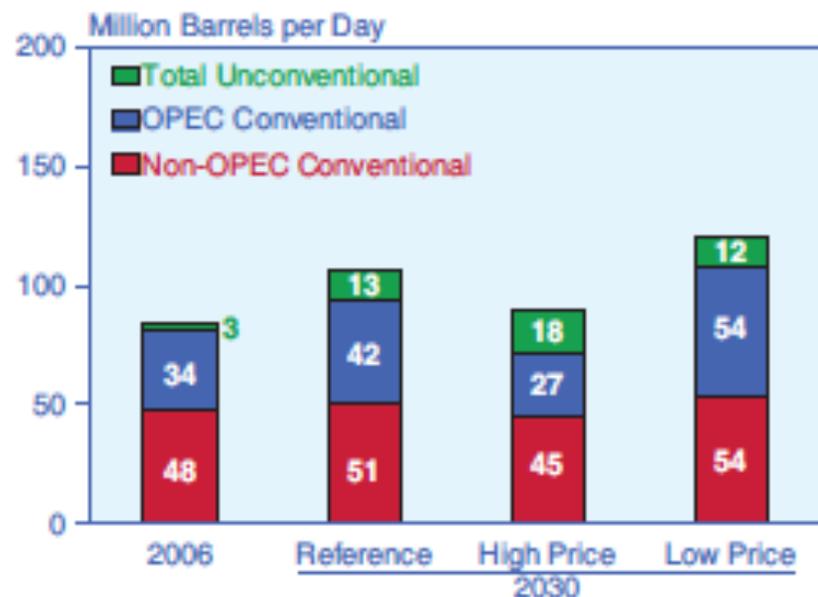


Ce graphique n'existe plus dans le nouveau rapport WEO 2009 dont le scenario de reference *Business as usual* BAU (105 Mb/d en 2030 contre 106 Mb/d pour WEO 2008, 116 Mb/d pour WEO 2006 et 121 Mb/d pour WEO 2004) est dit a eviter et le scenario de 450 ppm est dit un but a attendre, donc pas de previsions veritables, mais des **voeux pieux a eviter ou a atteindre** !

L'USDOE/EIA publie ses prévisions IEO2009 avec scénarios high et low price. Le high price est à 90 Mb/d en 2030 ; bien inférieur à l'AIE.

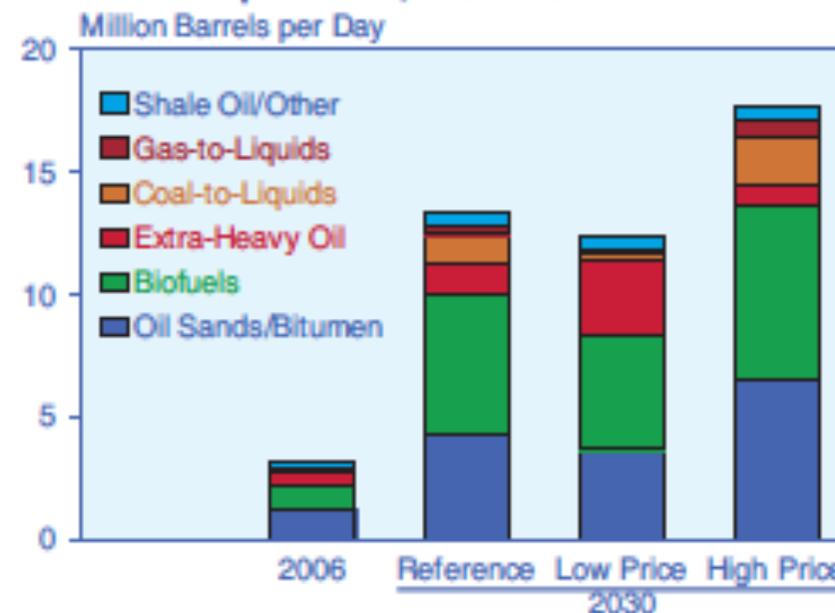
Figure 53: monde: production tous liquides et nonconventionnel USDOE/EIA 2009 pour 2006 et 2030

Figure 26. World Liquids Supply in Three Cases, 2006 and 2030



Sources: 2006: Energy Information Administration (EIA), Office of Energy Markets and End Use. 2030: EIA, Generate World Oil Balance Model (2009).

Figure 27. World Production of Unconventional Liquid Fuels, 2006-2030



Sources: 2006: Energy Information Administration (EIA), Office of Energy Markets and End Use. 2030: EIA, Generate World Oil Balance Model (2009).

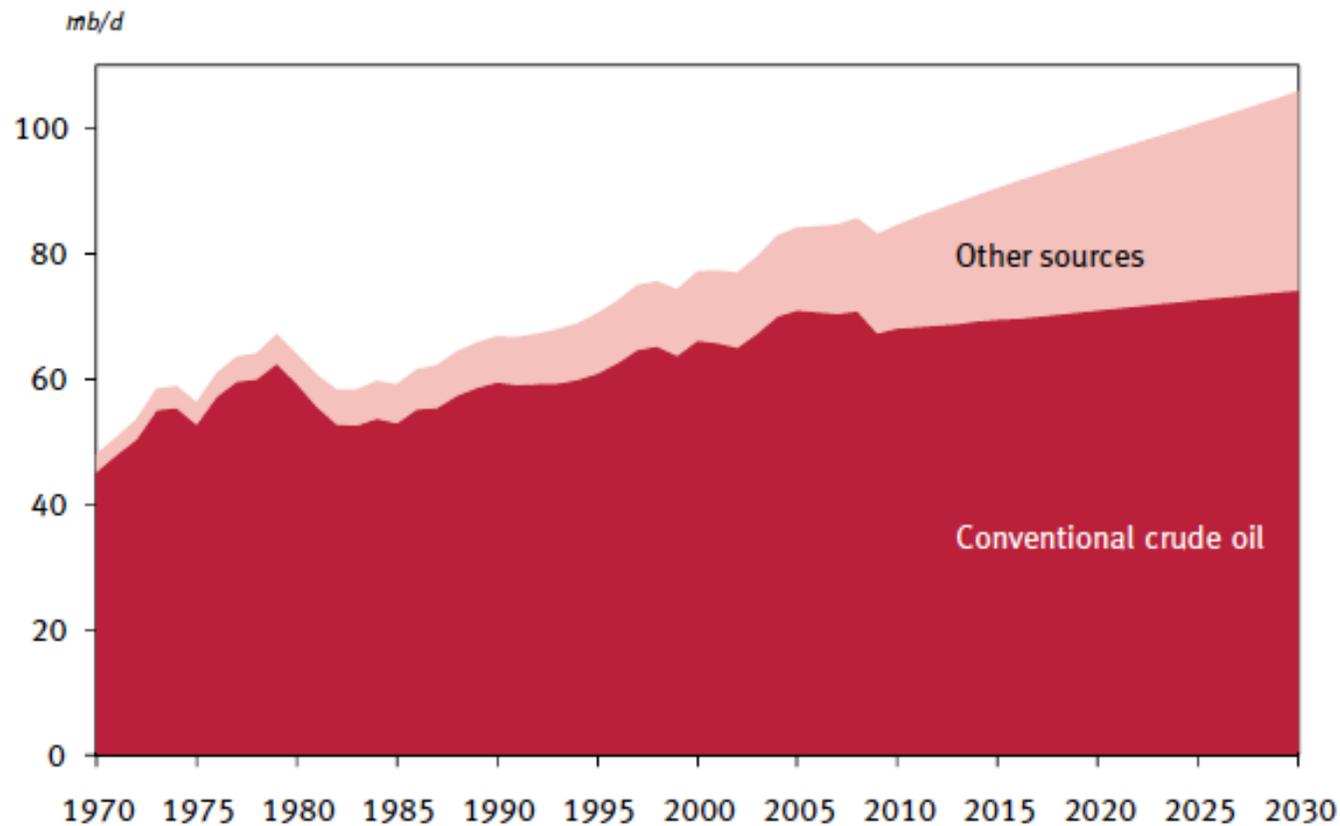
L'OPEP publie son World Oil Outlook 2009, admettant un tassement de la production conventionnelle mais avec les autres sources on est a 106 Mb/d en 2030, permettant le BAU!

Bien sur l'OPEP ne veut pas entendre parler de pic de petrole bien que le pic de production amenerait un prix plus eleve, et non pas un pic des revenus

Figure 54: monde: production tous liquides d'apres l'OPEP 1970-2030

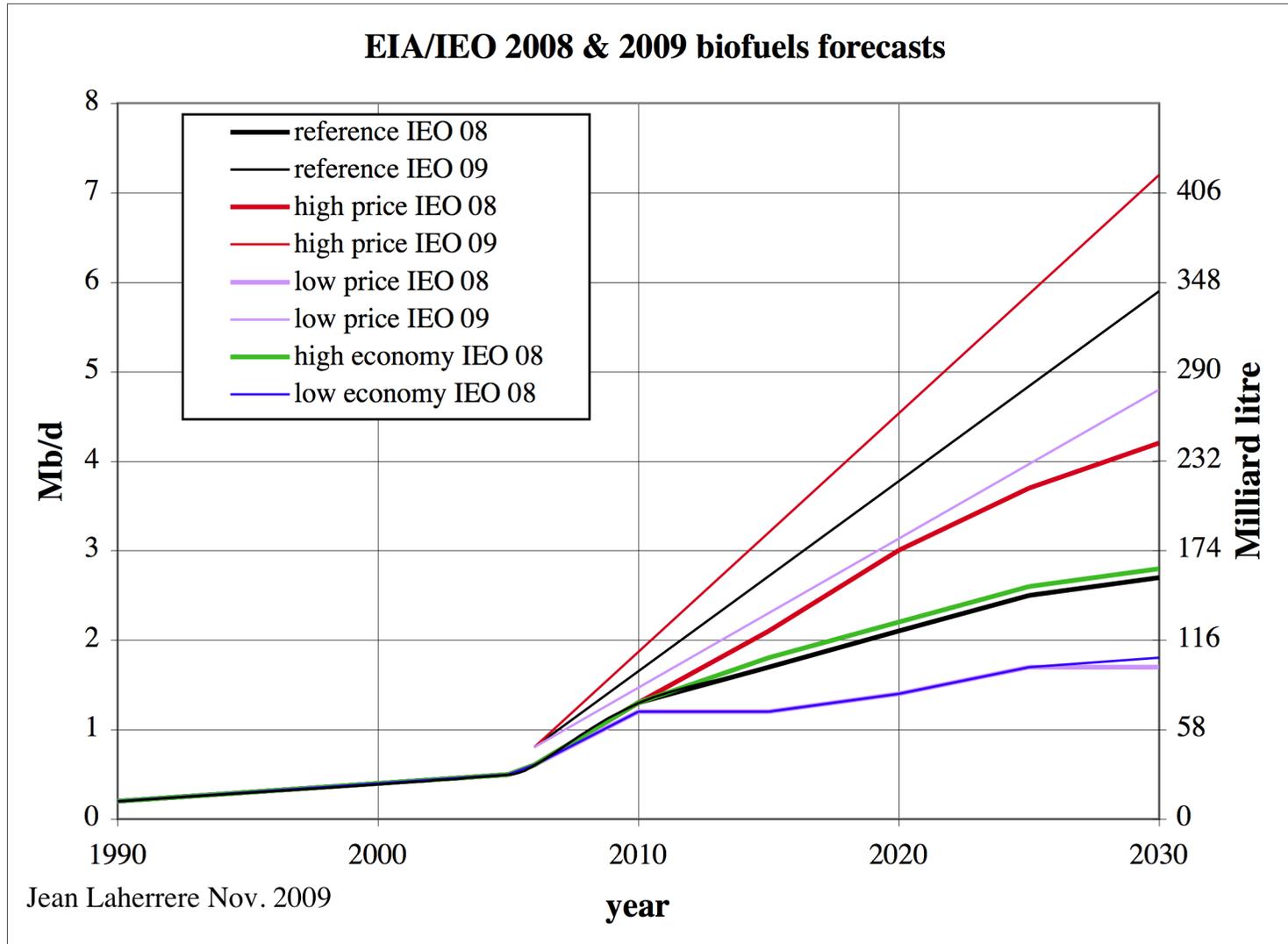
Figure 1.29

World oil supply 1970–2030: crude and other sources of oil



Dans la prevision du oil supply, la partie XTL (X to liquids) est la plus difficile, notamment le **BTL = biomass to liquids**
 IEO 2009 a plus que double les previsions 2008 pour les biocarburants en 2030 passant de 2,7 Mb/d a 5,9 Mb/d, malgre la baisse des espoirs ethanol US (figure 4)

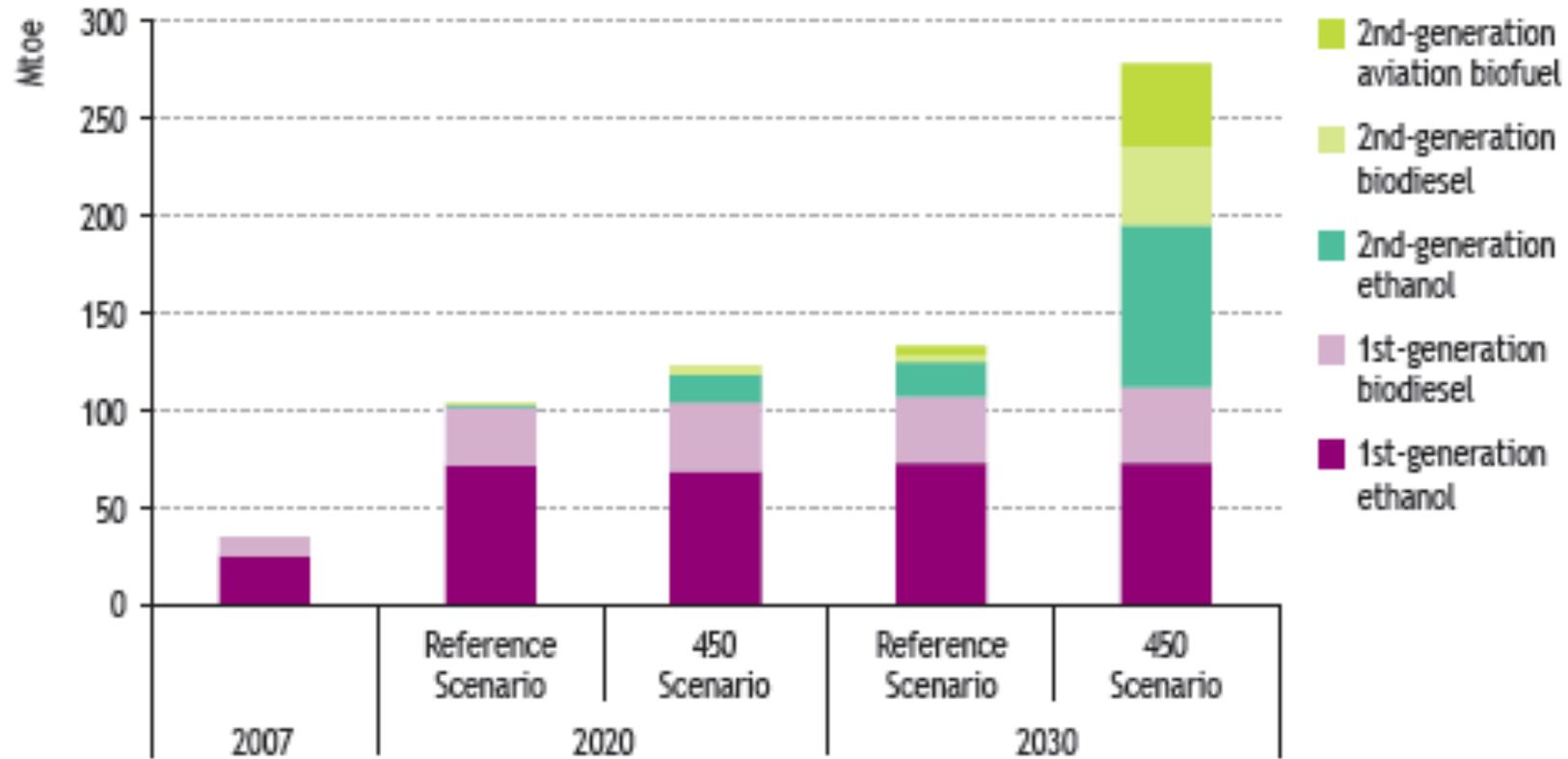
Figure 55: **monde: previsions de la production biocarburants d'apres EIA**



L'AIE avec WEO09 espere la 2e generation (cellulosique), bien que ce soit toujours de la recherche

Figure 56: monde: previsions de la production biocarburants par type d'apres AIE

Figure 5.10 ● Biofuels demand by type and scenario



-1-4-Perspectives petrolieres recentes

Après le pic du prix du petrole a 147 \$/b en Juillet 2008 ou le «peak oil» semblait l'emporter, la baisse en 2009 a 40 \$/b et de nouvelles decouvertes ont fait resurgir les «Tout va tres bien Madame la Marquise»

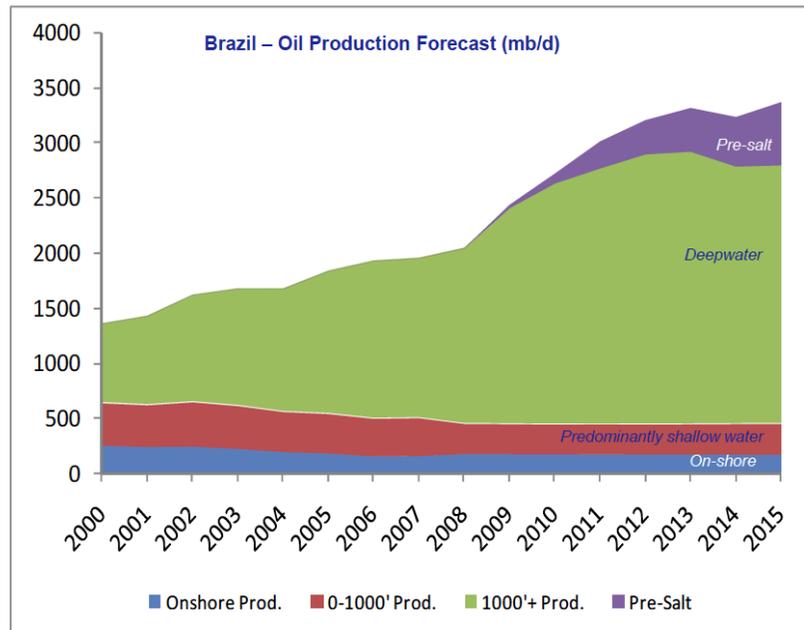
-1-4-1-presalifere

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 potential global est plus difficile. Cependant ce potential 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 57: 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

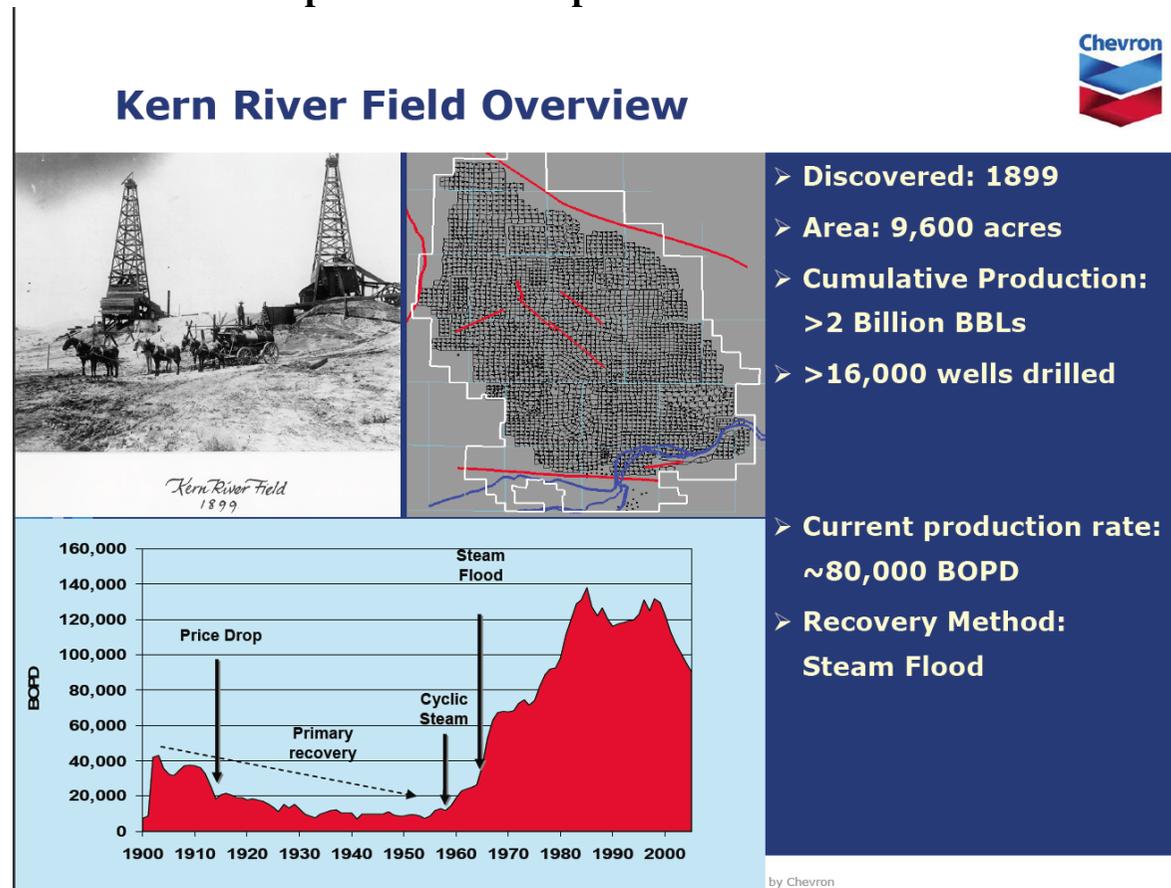
-1-4-2-article Scientific American de Maugeri

L. Maugeri («*Squeezing more oil from the ground*» Scientific American October 2009) économiste de l'ENI, prétend qu'il y a encore beaucoup de pétrole à trouver, alors que son patron P. Scaroni se plaint que remplacer la production par de nouvelles découvertes est le cauchemar des majors (IOC)!

Maugeri se base sur la croissance des réserves du champ de Kern River en Californie découvert en 1899 avec un puits foré à la main et dont la production augmente avec le nombre de puits et l'injection de vapeur d'eau, mettant près de 100 ans pour arriver au pic, pour extrapoler cet exemple aux découvertes récentes qui seront produites en moins de 20 ans, surtout en offshore.

C'est comparer des choses incomparables!

Figure 58: **Californie: production du champ de Kern River par Chevron**

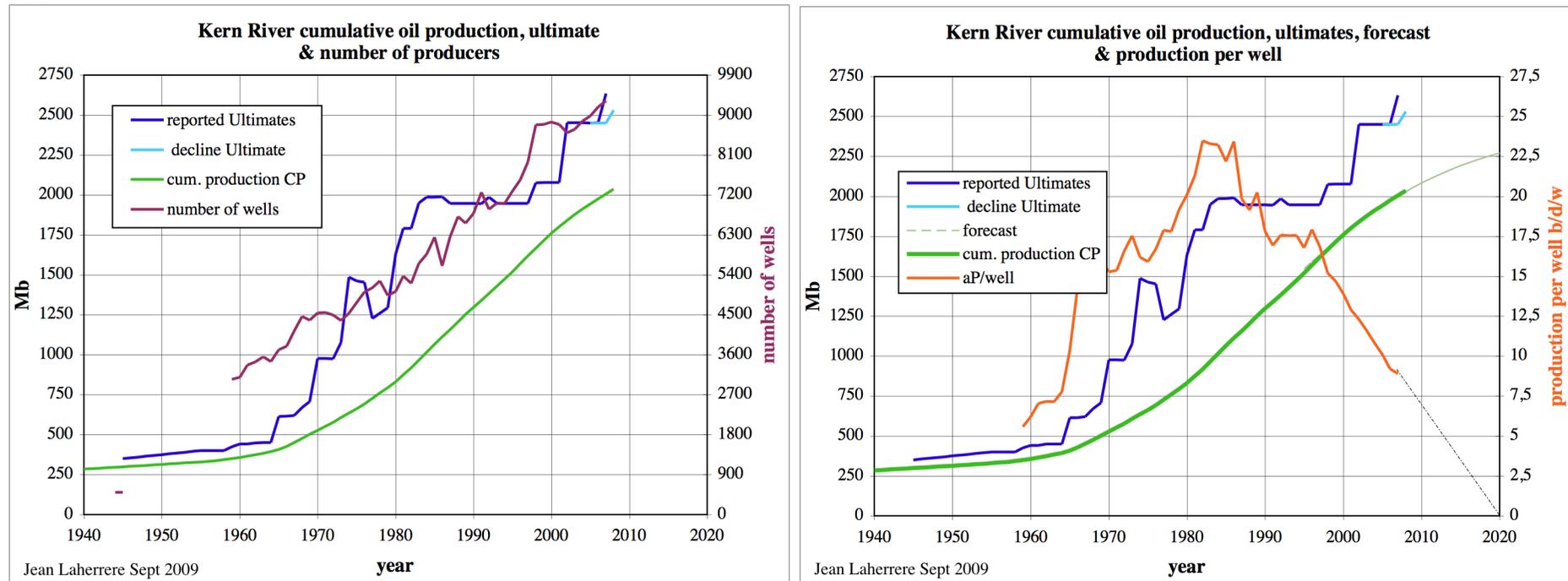


Les reserves de Kern River ont augmente lentement avec les puits a cause de regles trop strictes de la SEC bien que le champ soit connu pour etre plus etendue.

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



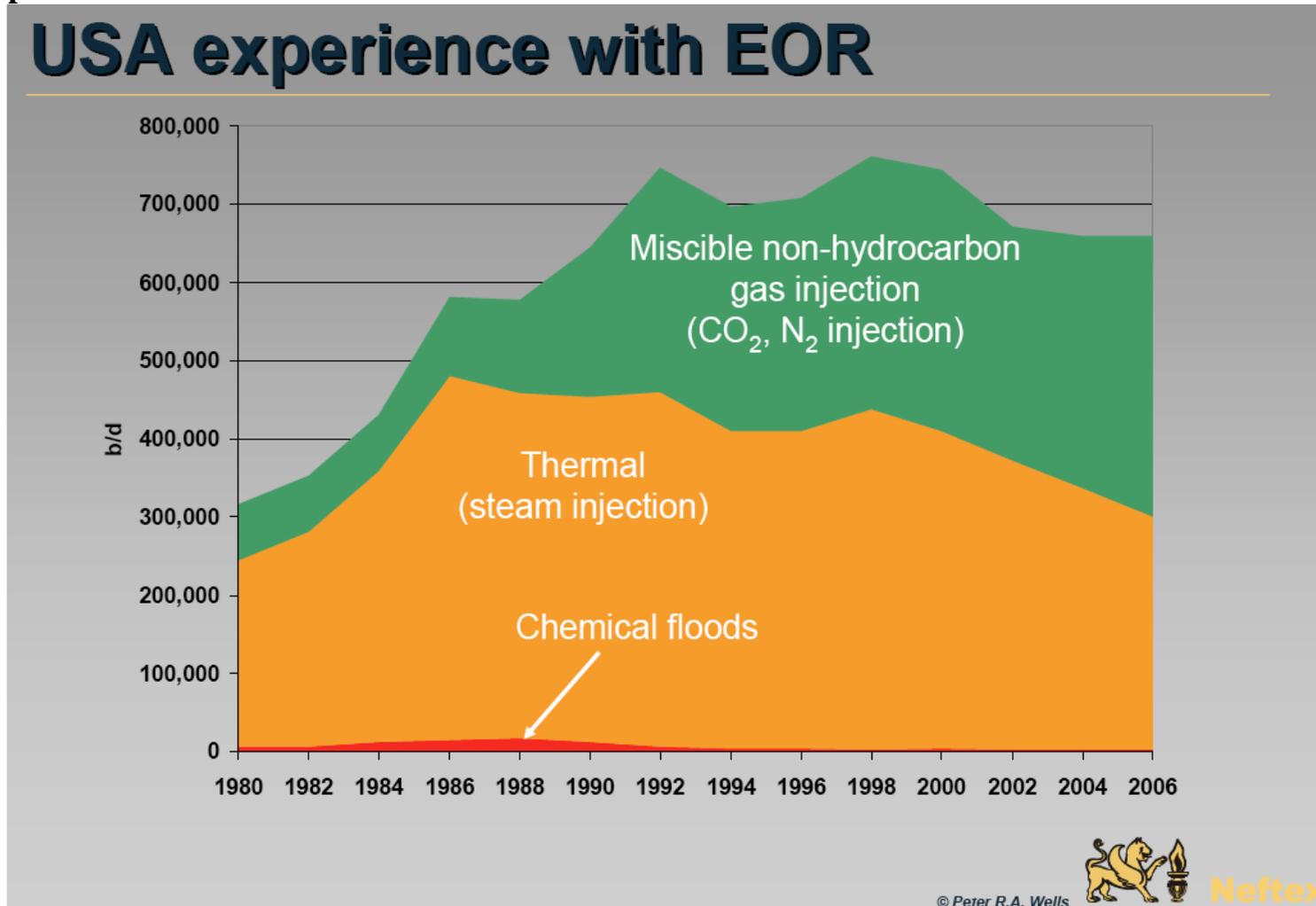
Ce champ est en fait un champ non conventionnel puisqu'utilisant la vapeur d'eau, c'est a dire la recuperation tertiaire dont fait parti l'EOR = Enhanced Oil Recovery et de plus il produit de l'electricite en fabriquant la vapeur.

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

-1-4-3-EOR = Enhanced Oil Recovery

L'EOR aux US a un long passé (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 60: US: production EOR 1980-2006



-1-4-4-confusion entre reserves et ressources : *oil shale* et *shale oil*

Les schistes bitumineux (*oil shale*), ni schistes, ni bitume, mais en fait des roche-meres contenant de la matiere organique (kerogene) immature, qui n'a pas encore genere de petrole, car n'ayant pas subi les conditions de temperature et de pression (fenetre a huile) necessaires a la generation d'hydrocarbures.

Les Schistes d'Autun ont ete produits en France de 1835 a 1957 par extraction miniere et cuisson (retorting) .

Les schistes estoniens sont brules directement dans les centrales et les cimenteries mais cette exploitation doit s'arreter a cause de la pollution.

Les essais americains et australiens en mine ont ete arretes, mais il existe le projet de recherche in situ Shell avec chauffage lent par resistance electriques et refrigeration autour: mais la decision d'un pilote commercial ne doit etre pris que dans quelques annees.

Au contraire le *shale oil* concerne des roches-meres matures qui ont genere du petrole etant dans la fenetre a huile, mais qui n'ont pas expulse toute l'huile. Le *shale oil* est a la mode, relance par l'utilisation des puits horizontaux et surtout la fracturation pour recuperer le petrole qui est reste dans la roche-mere qui a de maigres qualites de reservoir, a l'exemple du Bakken dans le bassin de Williston aux US et Canada

Un projet *shale oil* existe en France dans le bassin de Paris.

-1-4-5-Shale oil

Un article recent aux US titrait : *40 Gb under the Eiffel Tower* en parlant d'une compagnie texane

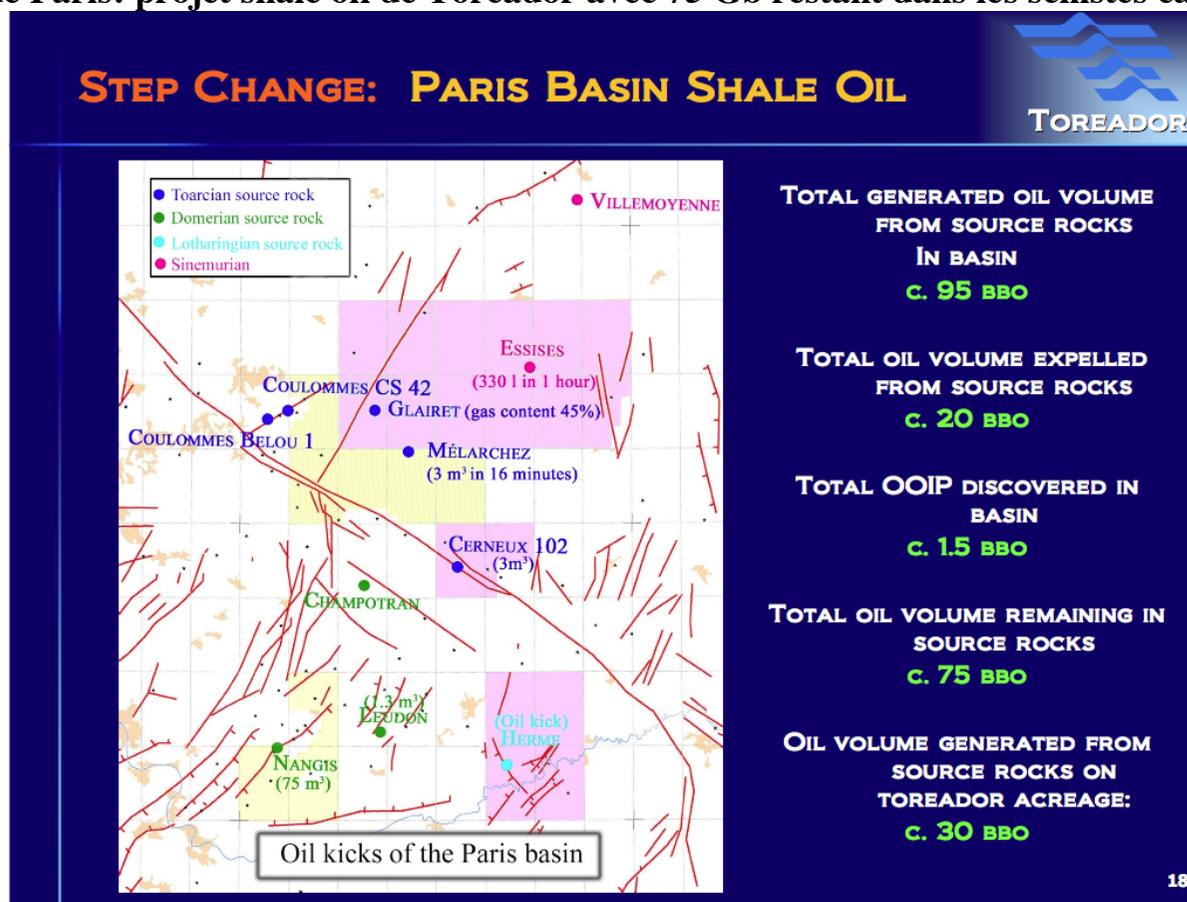
<http://www.oxfonline.com/MMR/MMRTor0909autonobk.html?pub=MMR&code=EMMRKA41&o=35728&s=37154&u=47408294&l=56636&g=96&r=Milo>

La compagnie texane **Toreador Energy** a vendu tous ses assets americains et a demenage sur Paris en se concentrant sur sa filiale francaise (anciennement Madison) qui avait rachete a Total quelques vieux champs a bout de souffle.

Toreador pretend que l'huile generee dans les schistes cartons du Bassin de Paris represente 95 Mb, dont 20 Gb a ete expulsee (1,5 Gb decouvert) et qu'il en reste 75 Gb dans la roche-mere dont 30 sous les permis de Toreador.

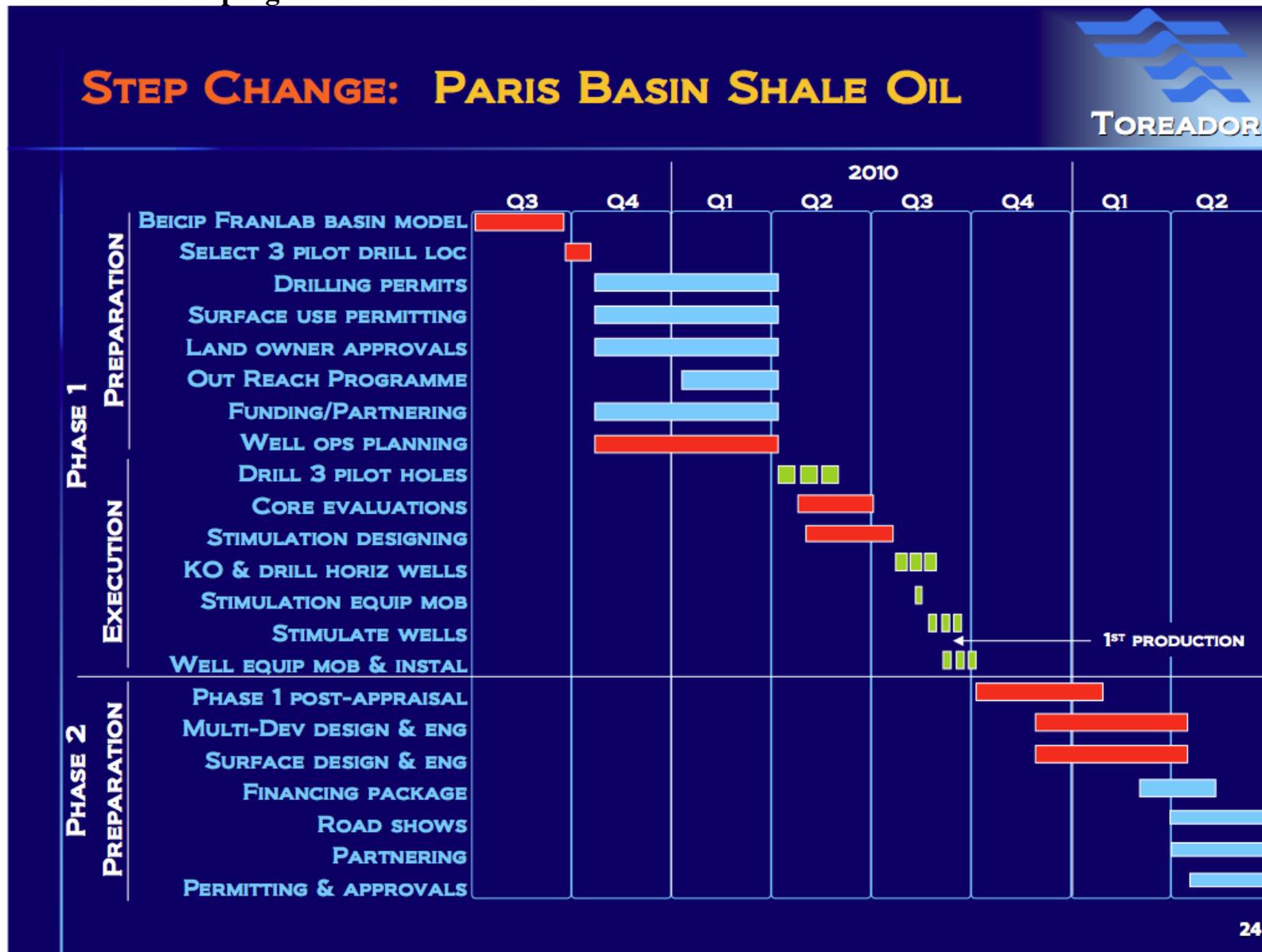
Toreador se fait fort avec l'experience americaine du Bakken de produire ce petrole

Figure 61: **Bassin de Paris: projet shale oil de Toreador avec 75 Gb restant dans les schistes cartons**



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

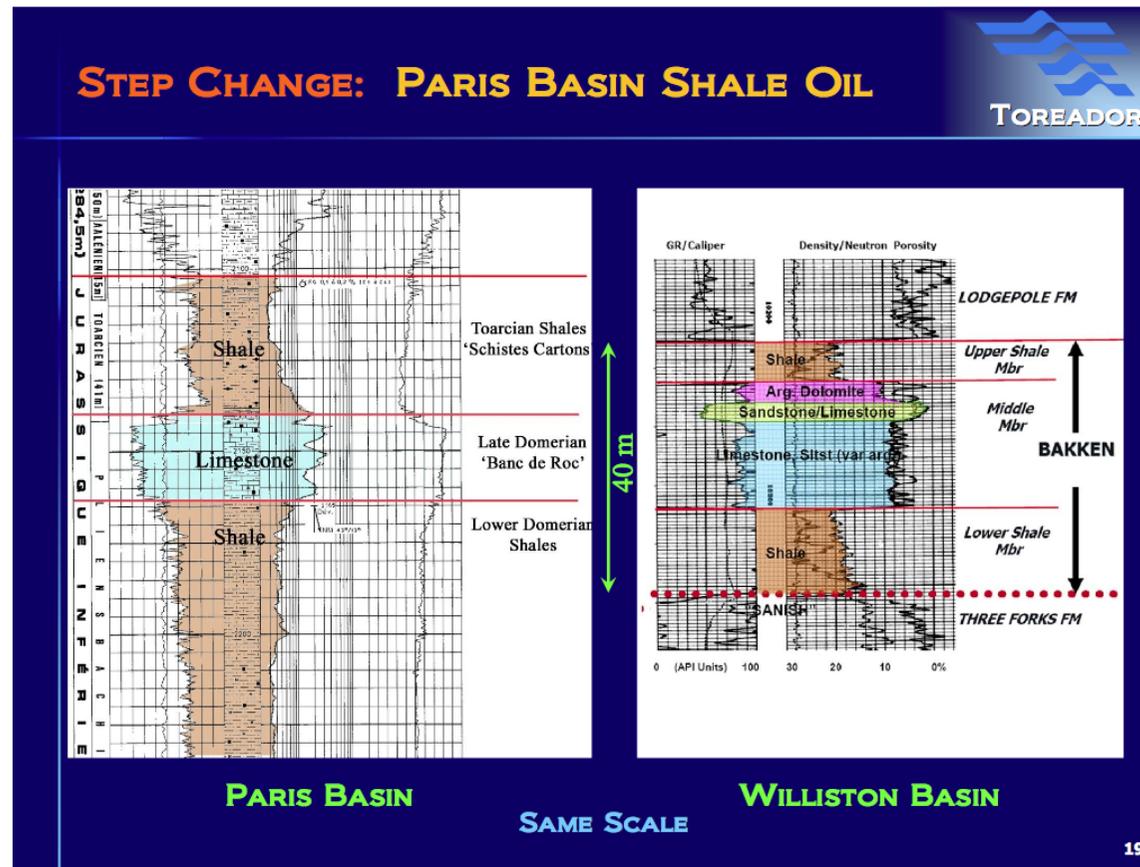
Figure 62: Bassin de Paris: programme de Toreador



Toreador pretend utiliser la technique americaine des puits horizontaux, oubliant que Elf (J.Bosio) a ete un promoteur avec Lacq 90 en 1980 et RospoMare en 1982 avec la creation creation avec IFP FORHOR en 1977 et Horwell en 1984. Toreador s'appuie sur la correlation avec Bakken avec un banc carbonate au milieu de la roche mere avec le *Banc de Roc* du bassin de Paris. Mais le principal champ du Bakken est le champ d'Elm Coulee (reserves 200 Mb), qui est en fait un piege 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 63: 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 endettee (developpement hasardeux trop optimiste en Turquie) fait surtout de la promotion!

-1-5-Prix du petrole

L'USDOE, qui s'est tellement trompé dans le passé sur les prix, montre une large fourchette (de 50 à 200\$/b) qui a varié fortement entre 2008 et 2009, étant donné le pic de Juillet 2008 à 147 \$/b

Figure 64: **previsions des prix du petrole par l'USDOE en 2008 et 2009**

IEO2008

IEO2009

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

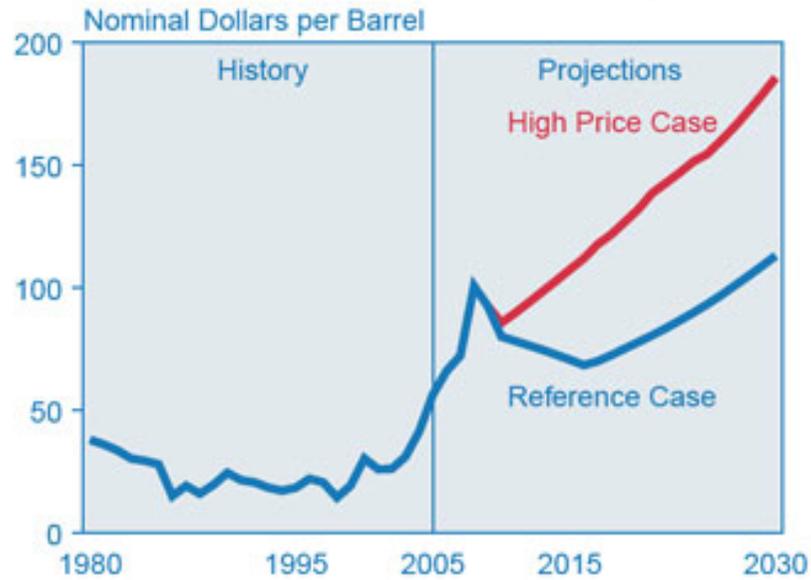
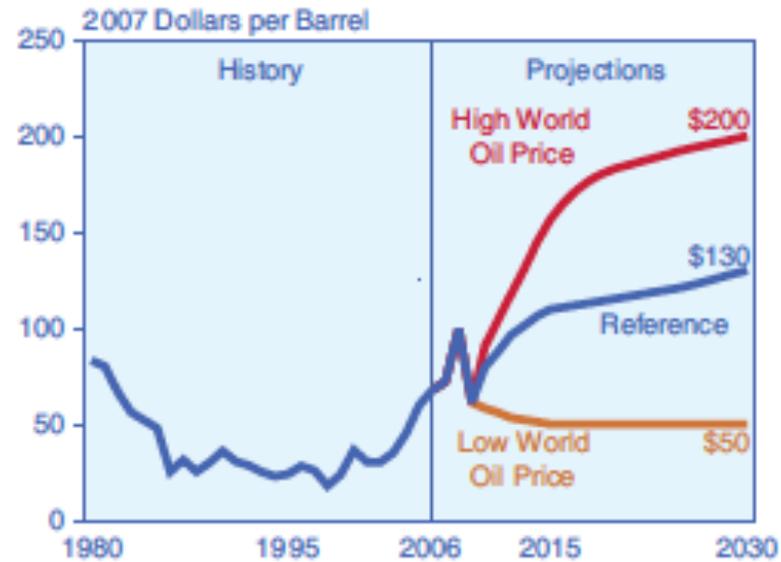


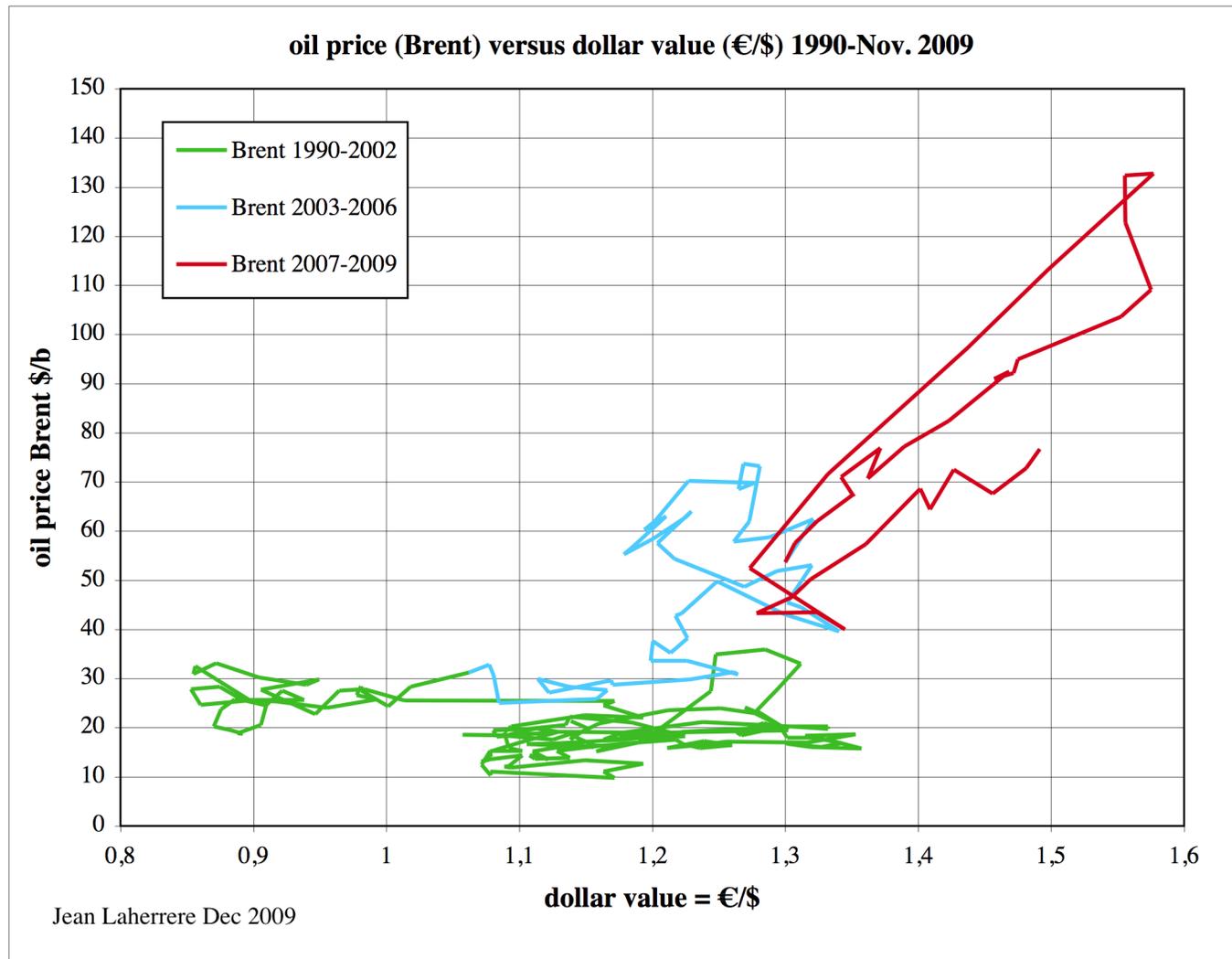
Figure 21. World Oil Prices in Three Price Cases, 1980-2030



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

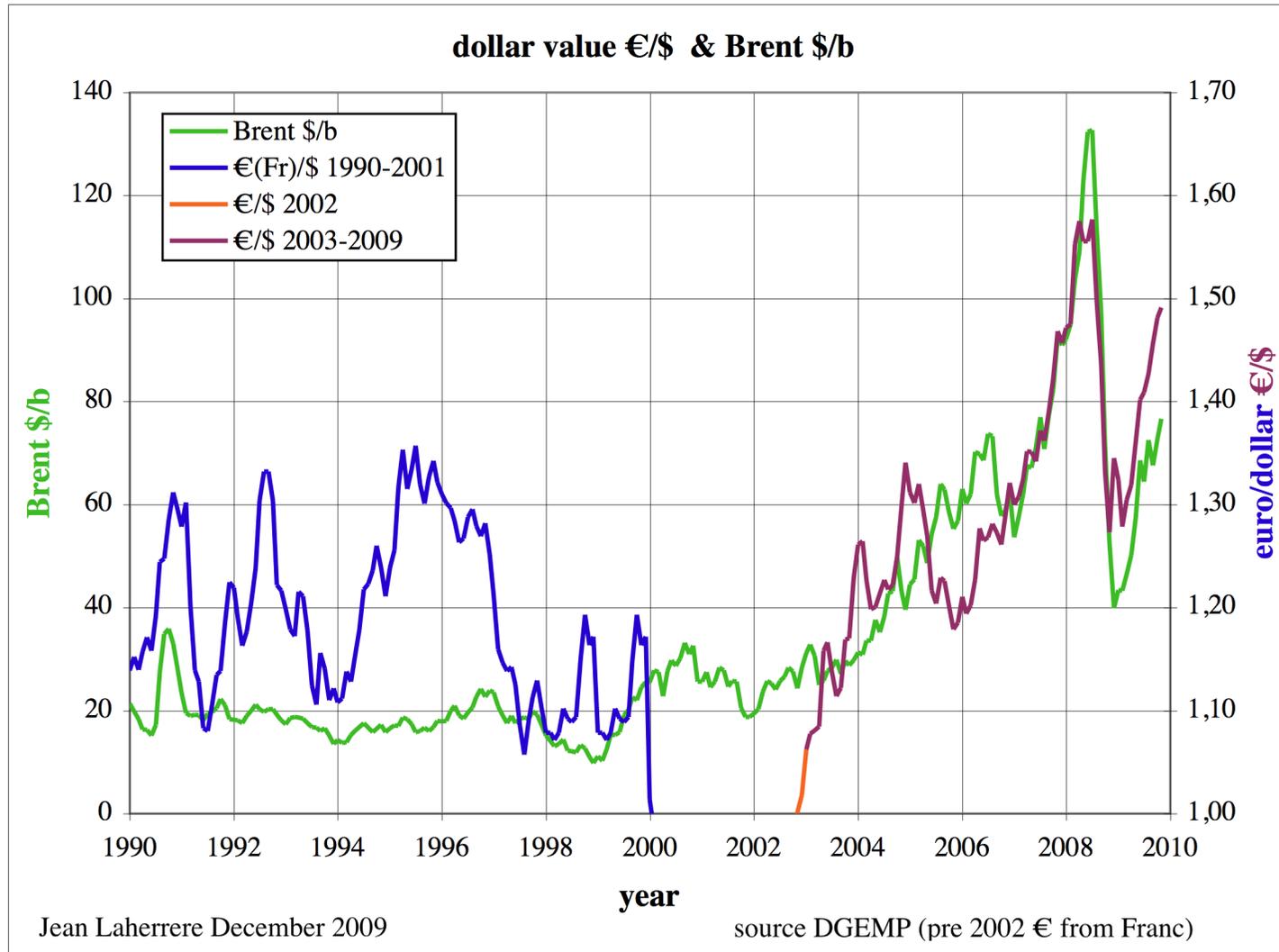
Il y avait peu de corrélation de 1990 à 2002!

Figure 65: prix mensuel du pétrole en fonction de la valeur mensuelle du dollar = €/ \$ 1990-Nov.2009

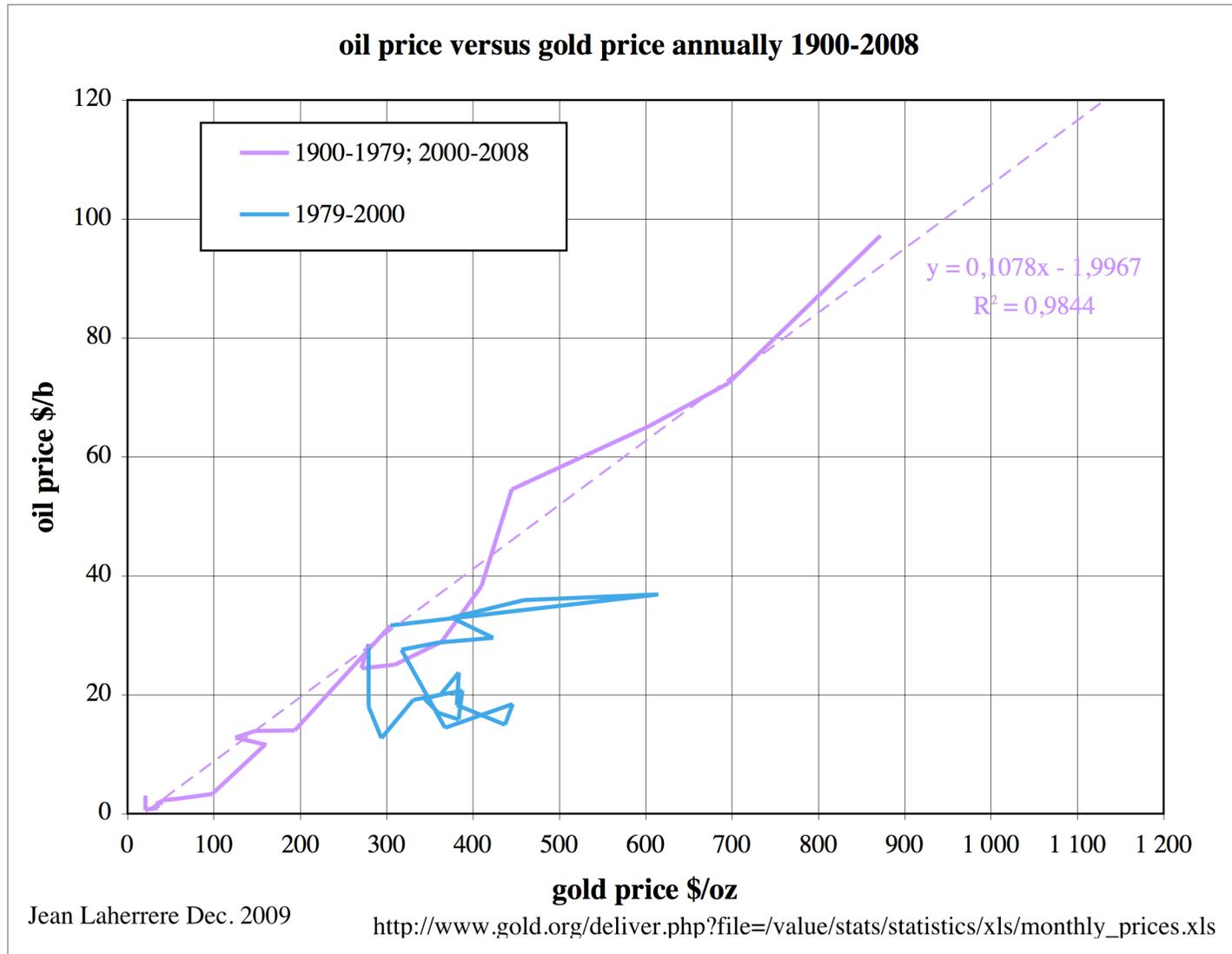


Le prix mensuel du petrole et la valeur du dollar montre sur la periode 1990-2009 une bonne correlation depuis 2007, jusqu'à quand?

Figure 66: prix mensuel du petrole et valeur mensuelle du dollar 1990-2009

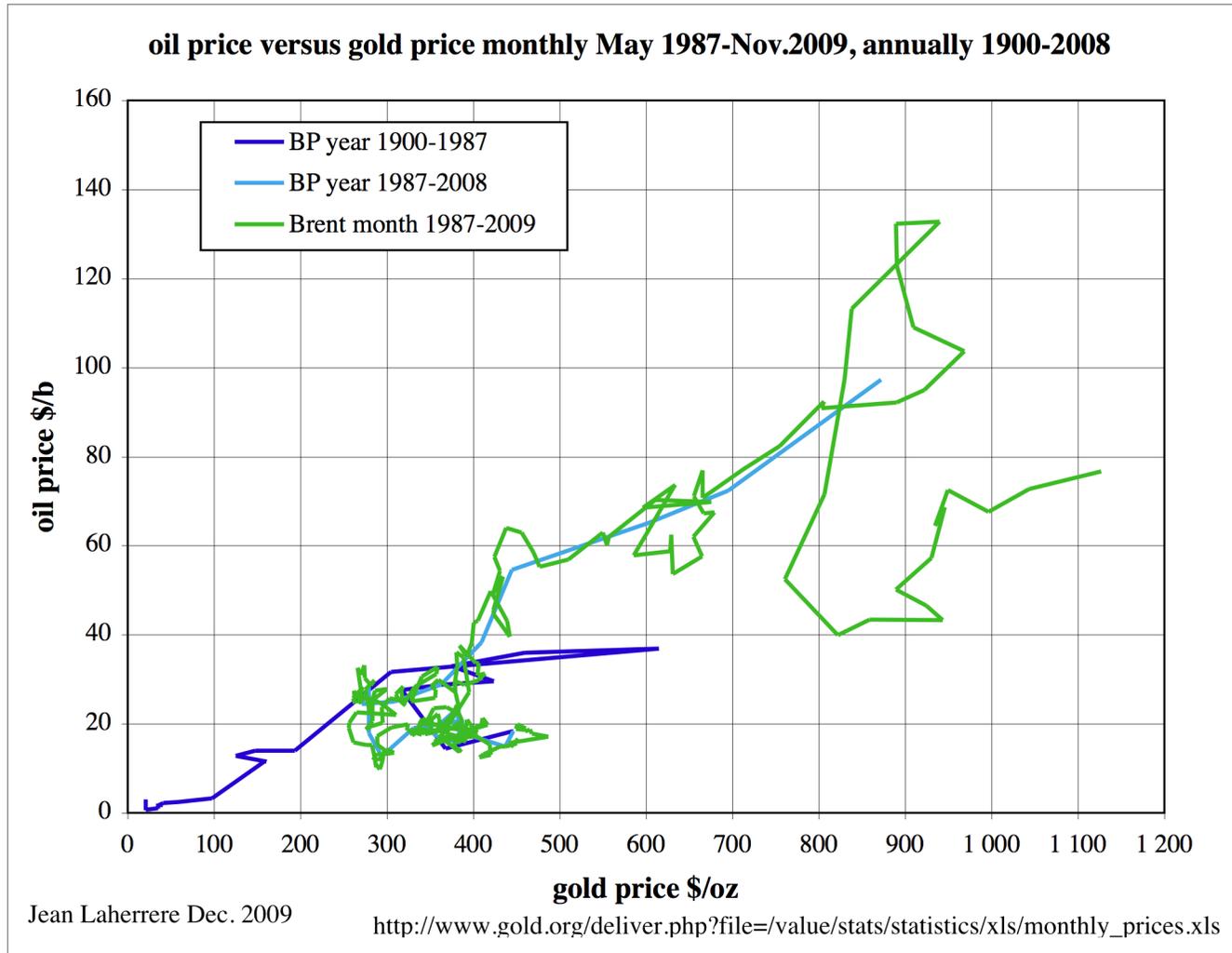


Il y a aussi une bonne corrélation entre le [prix annuel du pétrole et celui de l'or depuis 1900](#), sauf pendant la période 1979-2000
Figure 67: **prix annuel du pétrole en fonction du prix de l'or**



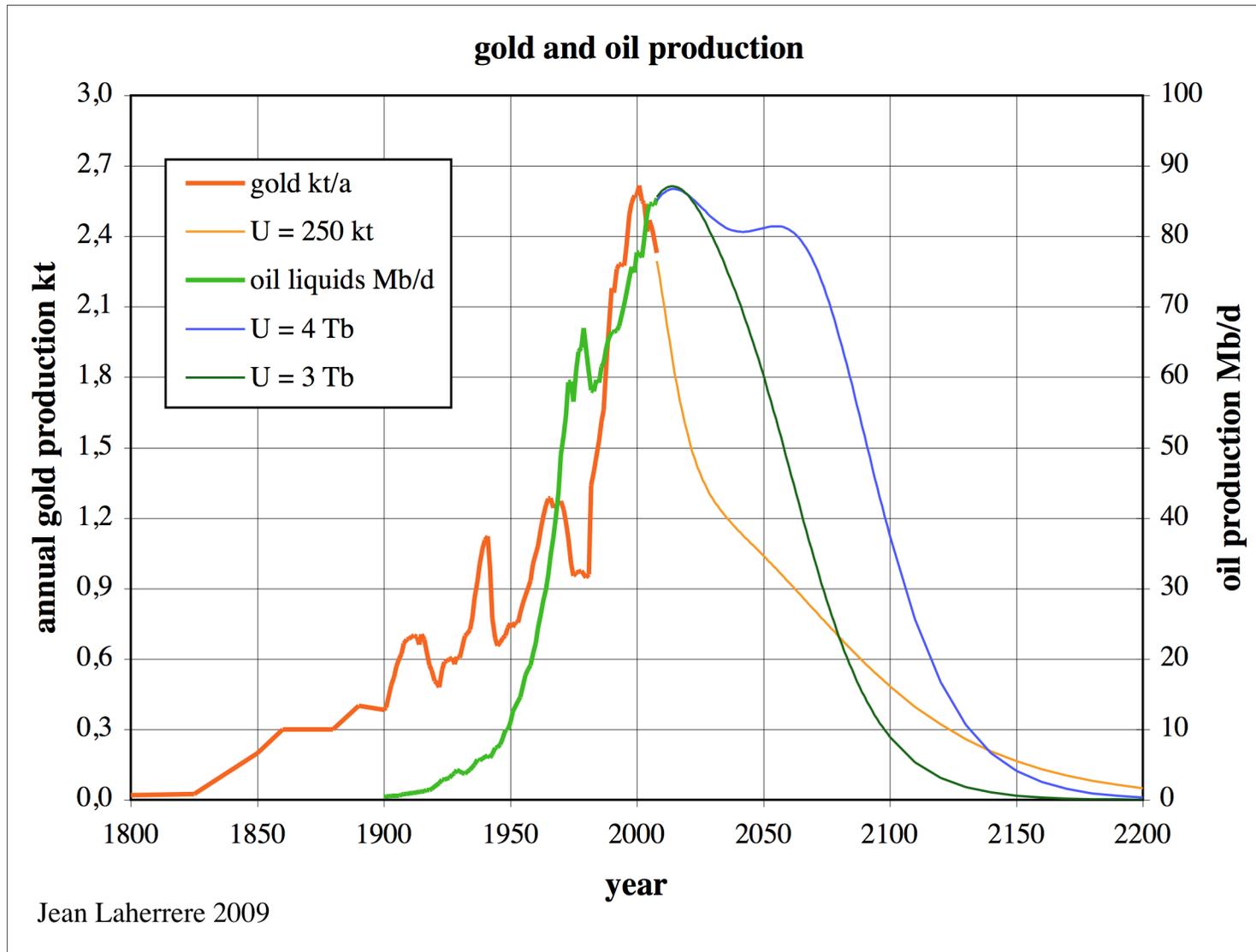
Le prix mensuel est évidemment plus erratique, surtout ces derniers mois

Figure 68: prix mensuel du pétrole en fonction du prix de l'or



Le pic de production du petrole pourrait etre en 2008, et le pic de l'or doit etre 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.

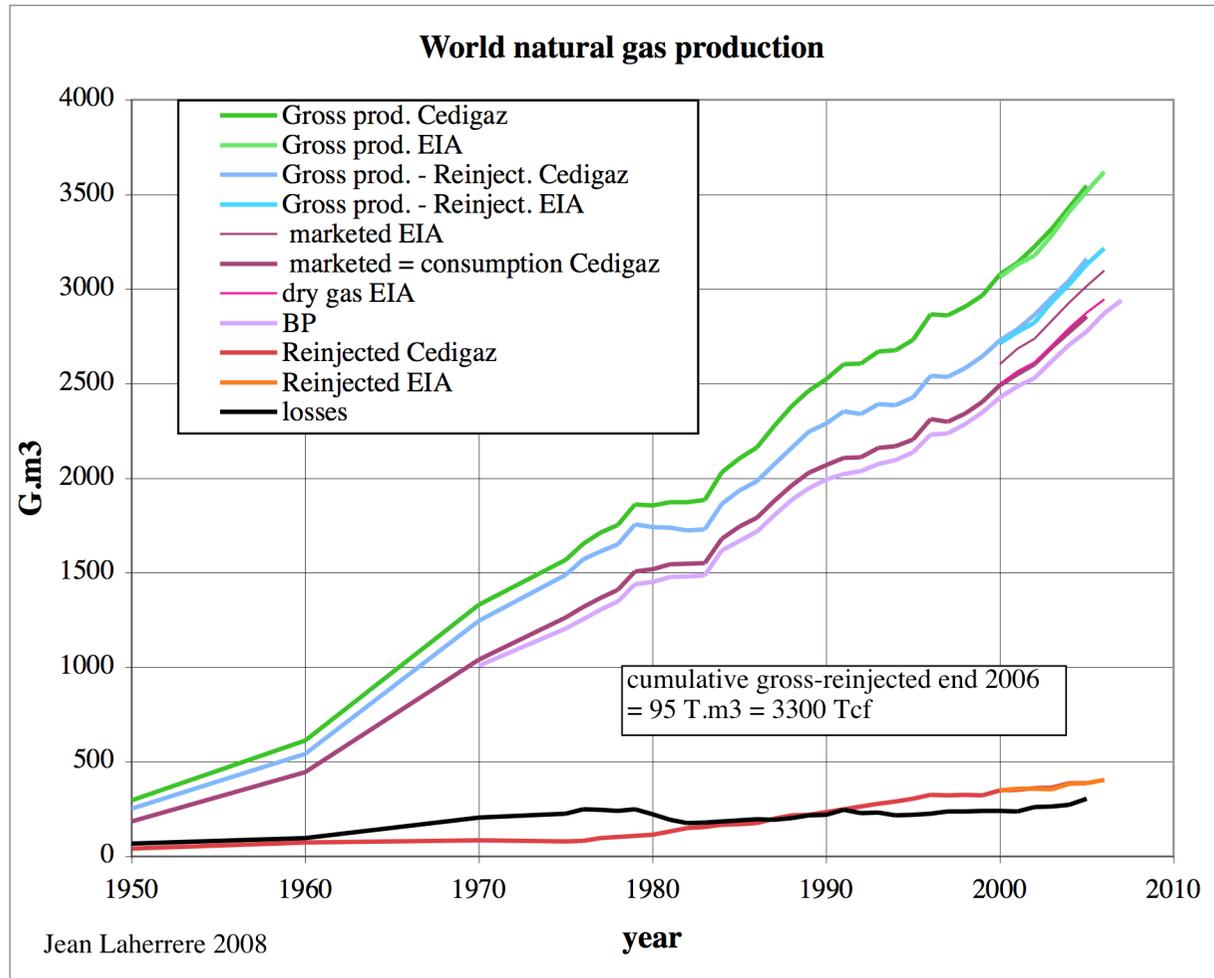
Figure 69: production du petrole et de l'or 1800-2200



-2-Gaz Naturel
-2-1-monde

Comme pour le petrole, il y a **plusieurs definitions de gaz** : gross, gross-reinjected, marketed, dry gas
 C'est le gross-reinjecte qui doit etre compare aux reserves en esperant que le reinjecte sera de nouveau recuperable

Figure 70: **production mondiale de gaz**

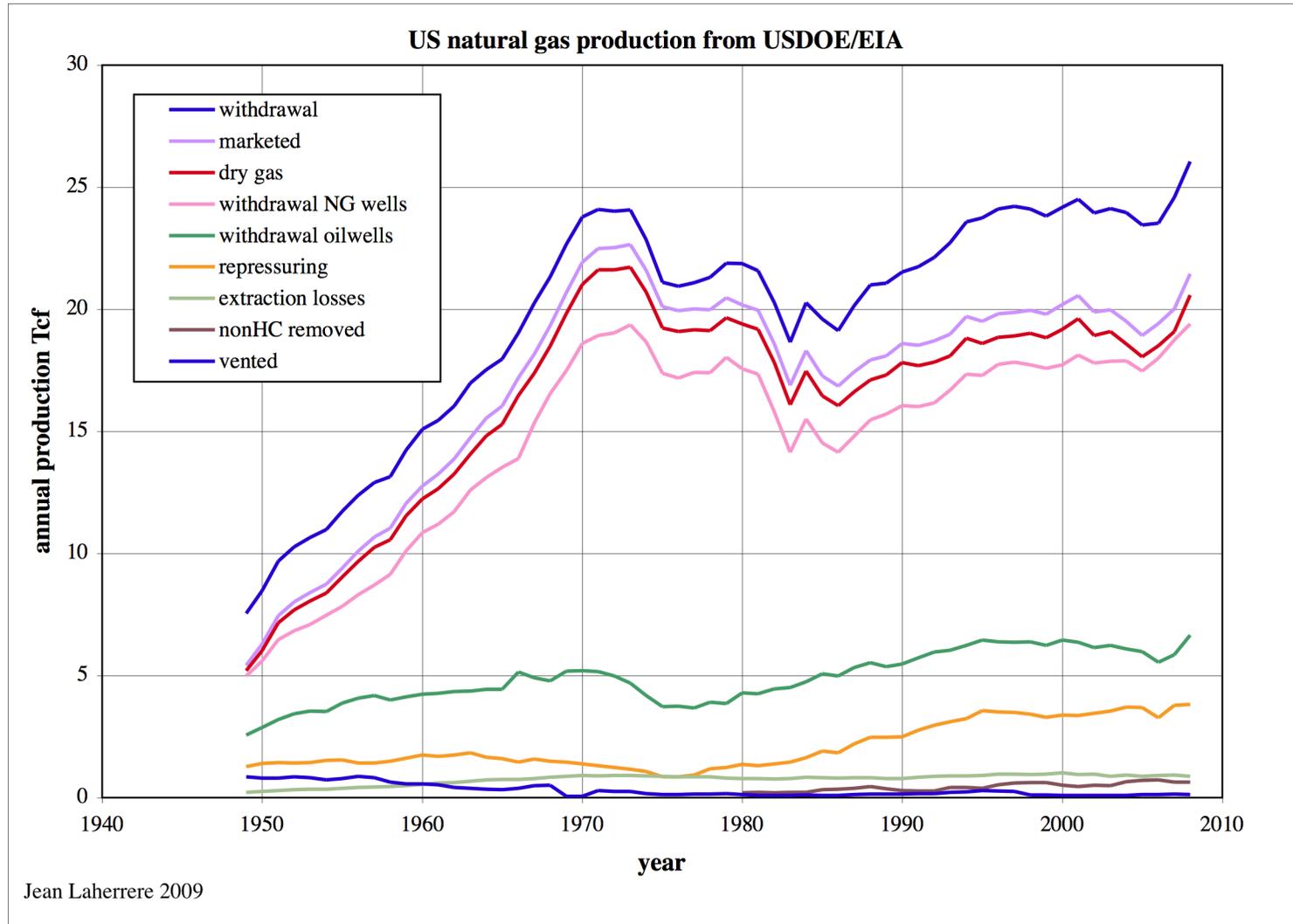


2-2-US

Au contraire du petrole ou le marche est global, il y a 3 marches du gaz : US, Europe et Asie Pacifique.

La production US de gaz est tres important et la production de gaz non conventionnel a bouleverse le marche local et mondial

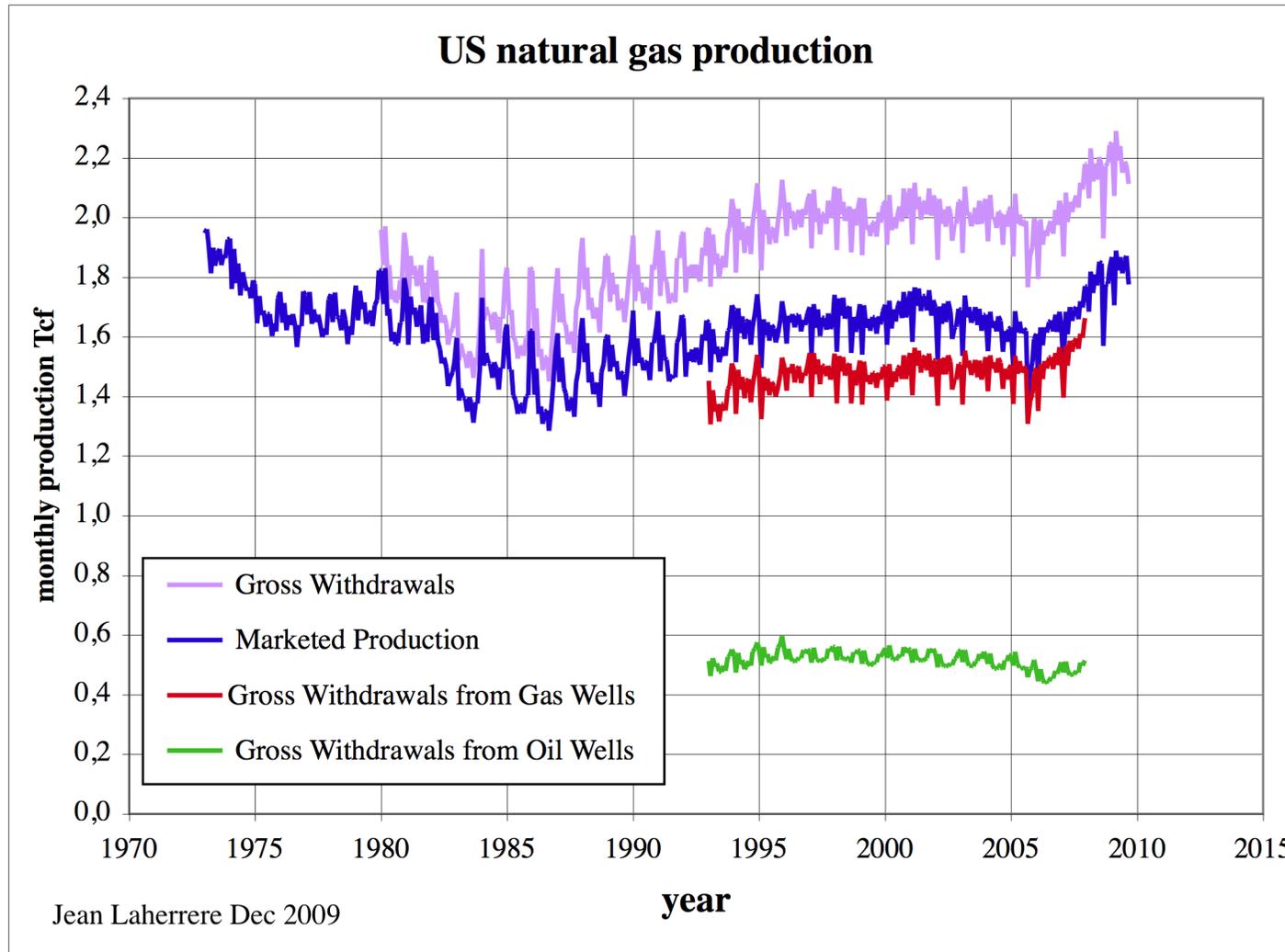
Figure 71: US: **production annuelle de gaz**



Mais la crise financière a fait chuter la consommation et la production en 2009. Le gaz vendu est bien moindre que le *gross* carles qiuides de gaz sont extraits au maxi etant plus cher que le gaz.

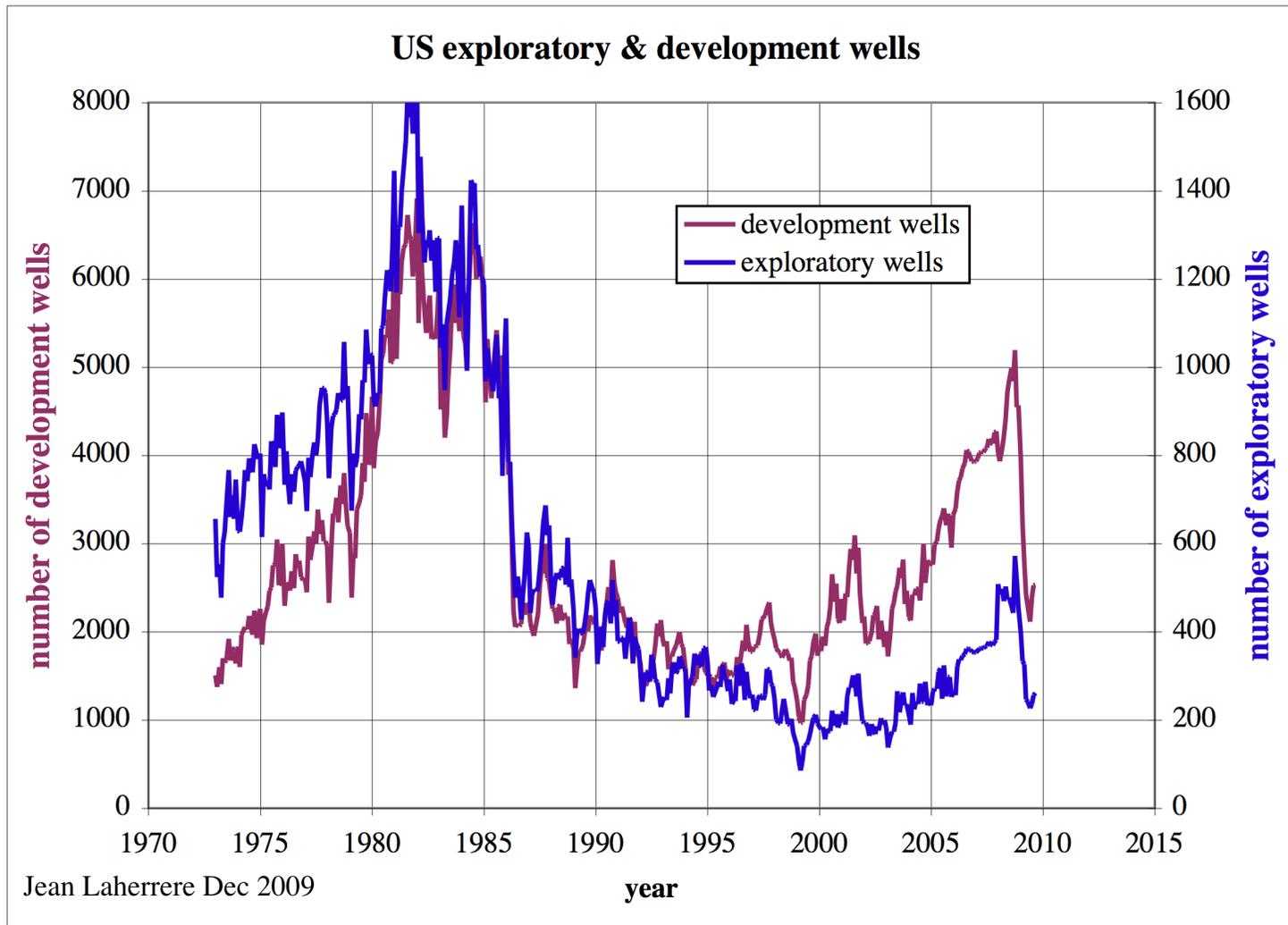
La production de gaz provient a 75% de puits de gaz et 25% de puits de petrole

Figure 72: US: production mensuelle de gaz



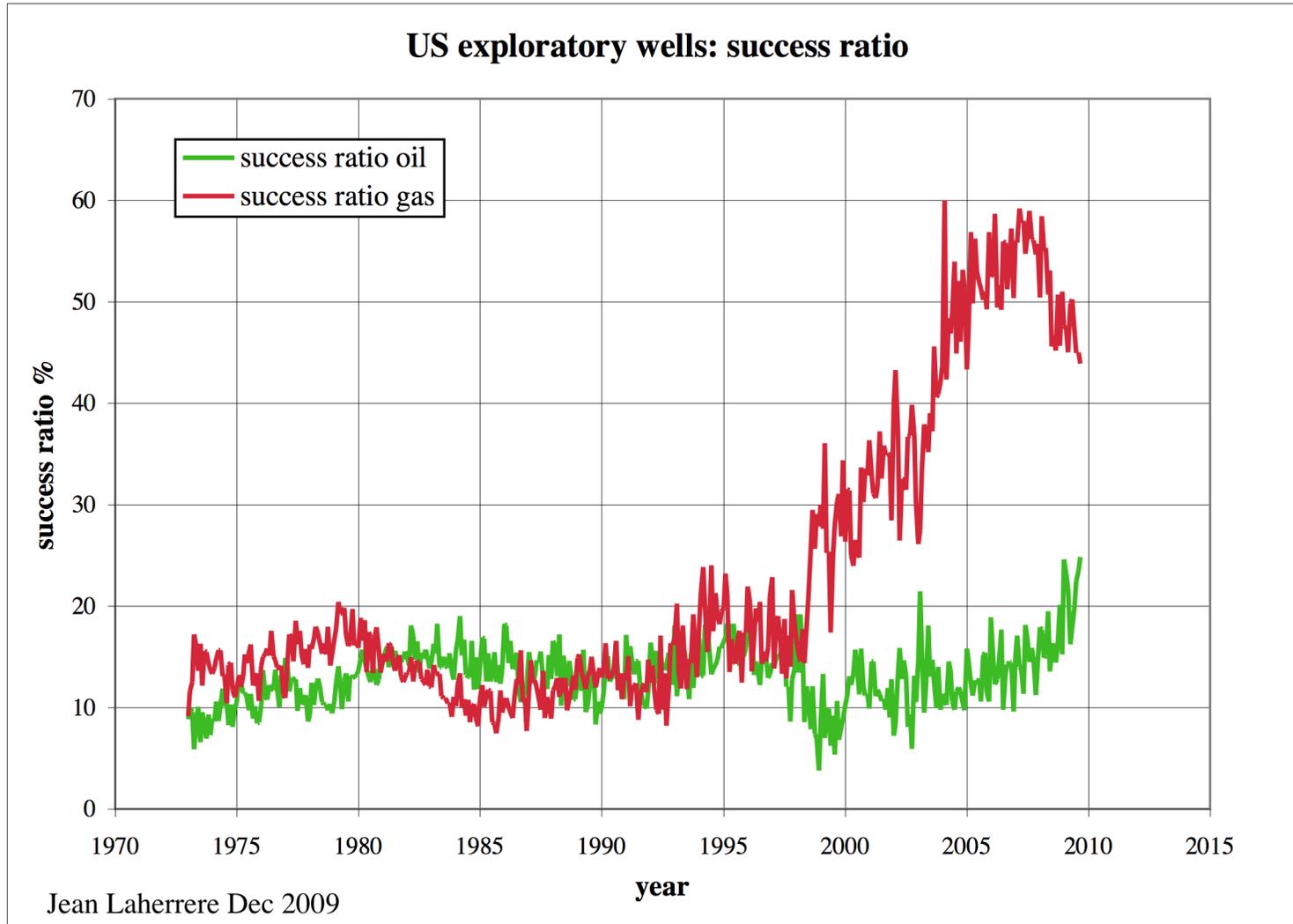
Le nombre de puits d'exploration et de developpement a culmine en 1982 et en 2008

Figure 73: US: nombre de puits d'exploration et de developpement de gaz



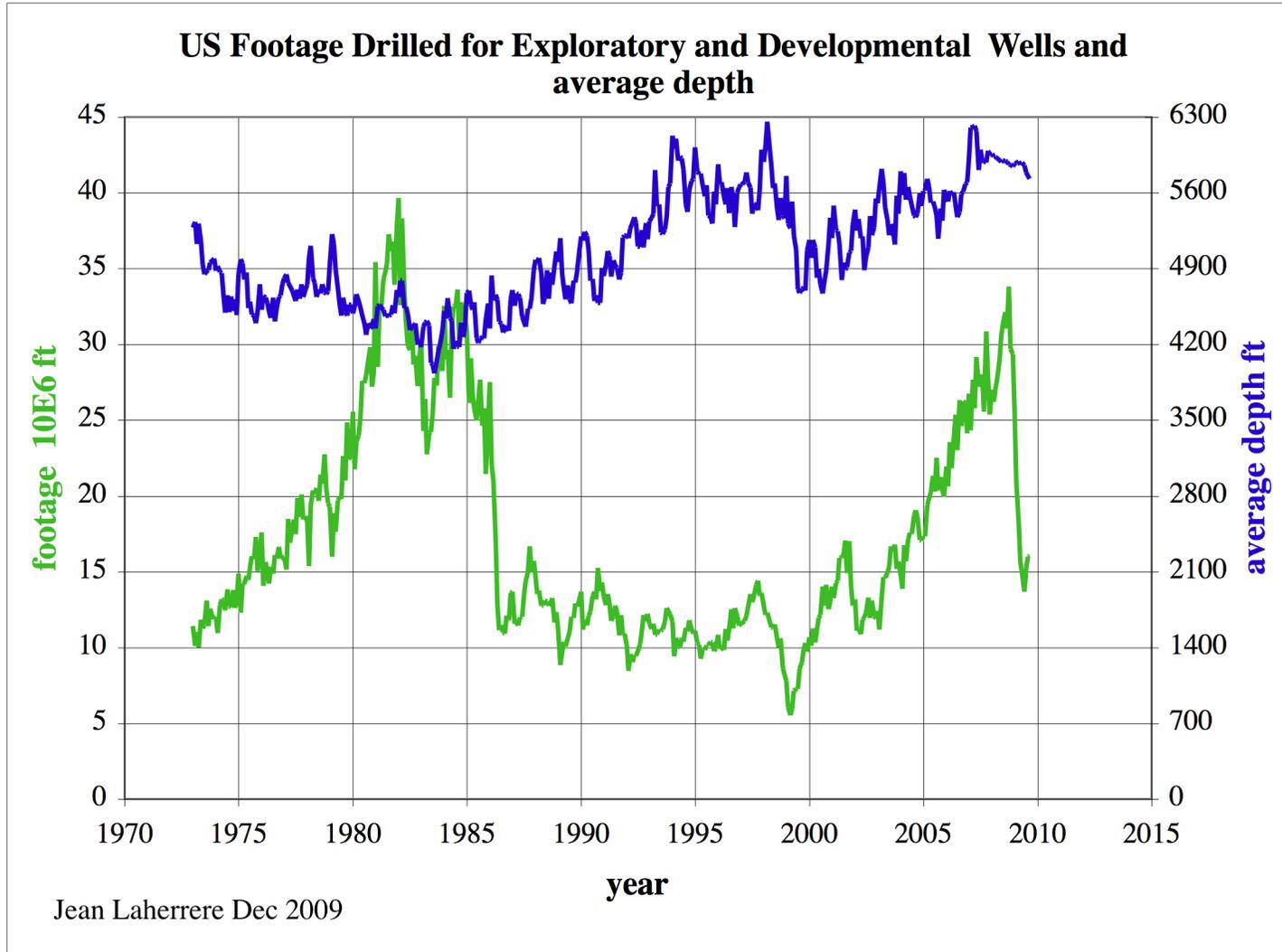
Le taux de succes des puits d'exploration etait entre 10 et 20% pour le gaz et pour le petrole de 1973 a 1997. Il est passe a plus de 50% pour le gaz en 2004 (dans le non-conventionnel il y a du gaz partout) mais il vient de redescendre (comme le prix!).

Figure 74: US: taux de succes des puits d'exploration pour le petrole et le gaz de gaz



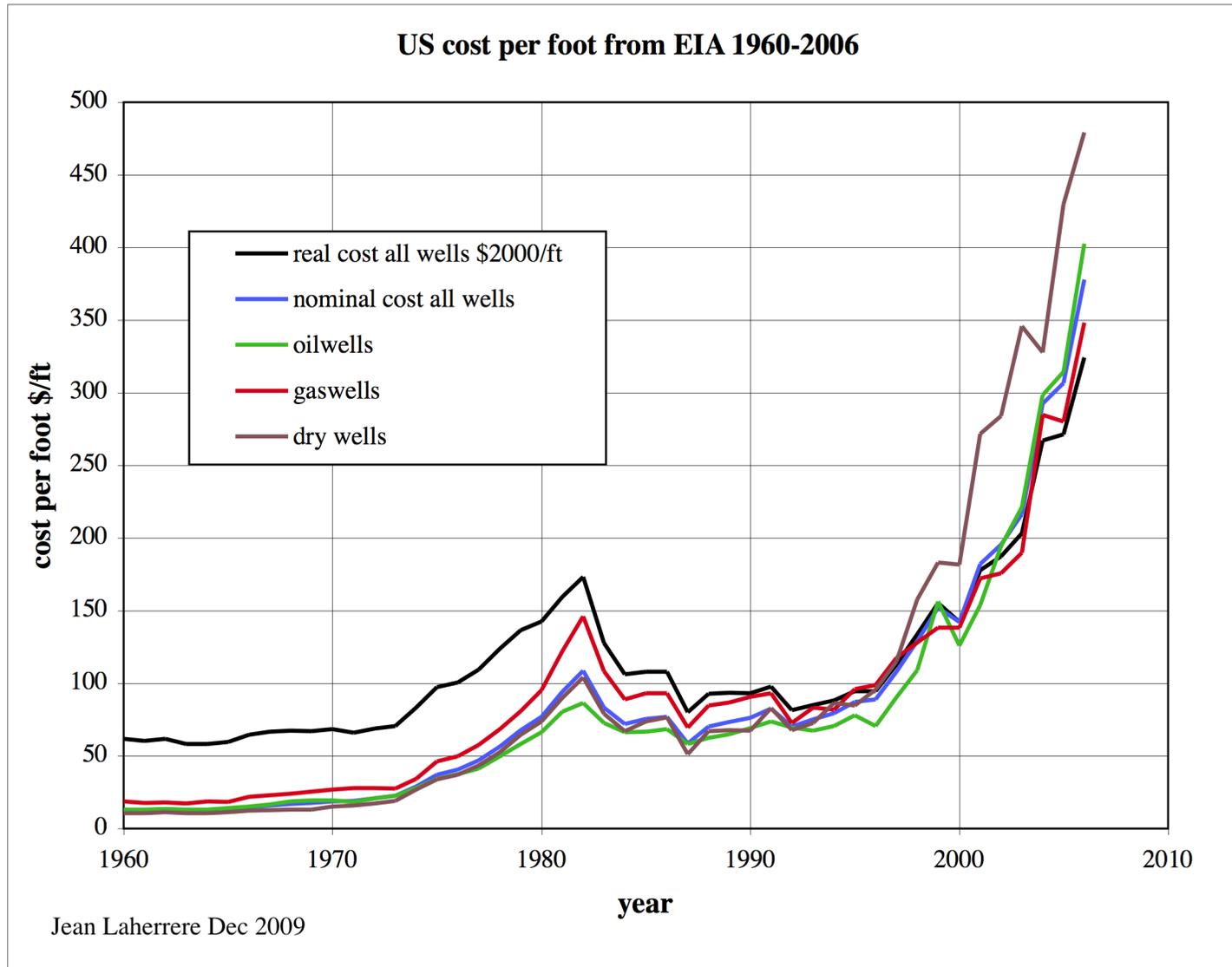
Le nombre de pieds fores en exploration et developpement a culmine en 1982 et 2008 avec une chute spectaculaire en 2009.
 La profondeur moyenne a augmente de 4200 ft en 1983 a 5800 ft en 2008.

Figure 75: US: nombre de pieds fores mensuel en exploration et developpement et profondeur moyenne

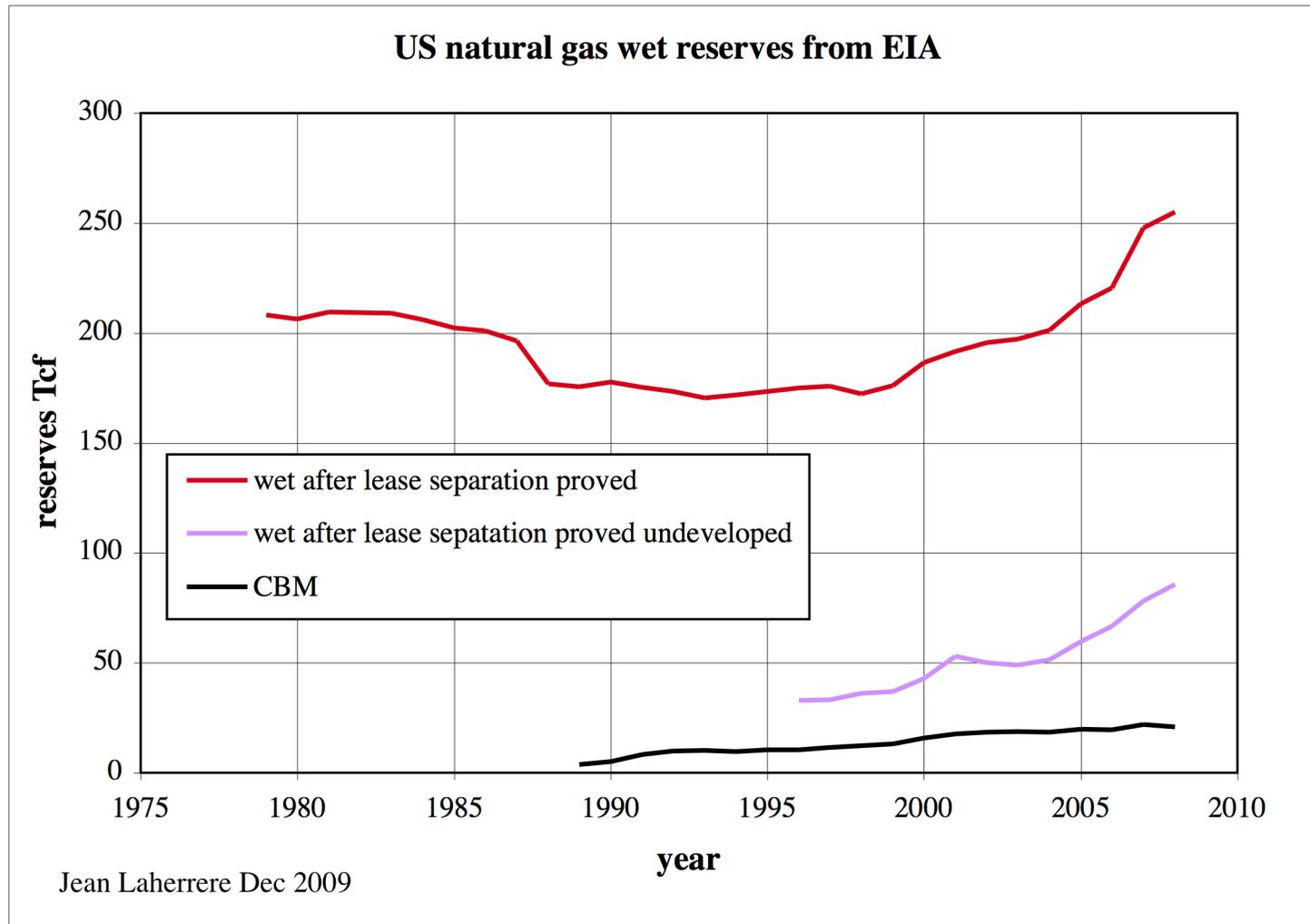


Le cout du forage par pied a fortement augmente depuis 1997

Figure 76: US: cout du pied fore en \$ 2000 et nominal



Les reserves prouvees de gaz est passe par un creux de 1987 a 2000. Les reserves de CBM = coalbed methane plafonnent.
Figure 77: US: reserves de gaz humide d'apres EIA 1970-2007



Les previsions EIA (AEO 2009 actualise) de production de gaz sont en baisse malgre tout ce que l'on lit dans la presse au sujet du *shale gas*. Le redacteur de World Oil a ete vire apres avoir publie des etudes critiques sur le *shale gas*

Figure 78: US: previsions de production de gaz d'apres EIA 1990-2030

