#### Part 1

Seminaire du 9 Avril 2010: MEEDDM, Universite du Maine, ADEME La Grande Arche Vers une transition energetique: prospective et initiatives des producteurs et distributeurs d'energie

## Pics energetiques et autres

Jean Laherrere ASPO France jean.laherrere@nordnet.fr Ce texte long a servi de base pour la presentation qui ne montre qu'une partie des graphiques.

Tout ce qui monte, redescendra un jour! Tout a une fin, meme la terre!

### -Pics energetiques

#### -Petrole

Pic petrolier = *peak oil* or *oil peak* 

Le terme Peak Oil a ete introduit pour la premiere fois par Colin Campbell en 2000 avec un article puis avec la creation d'ASPO (Association for the Study of Peak Oil and gas).

Pourquoi Peak oil et non Oil peak?

A ma question, Colin a repondu: C'est la meme chose, l'anglais est moins precis que le français.

Mais Oil peak est plutot un fait, alors que Peak oil est plutot un concept.

Colin a choisi peak oil, car ASPO sonnait mieux que ASOP.

Donc oil peak = pic du petrole, peak oil = petrole qui a un pic

Maintenant avec Google (mars 2010)
Peak oil 1 630 000
Oil peak 77 000

Peak oil est maintenant tres utilise partout dans le monde, meme en français.

Pour certains français, c'est meme le pick oil!

Toutefois, pour remplacer la notion de pic, j'ai introduit en 2001 le terme *Bumpy plateau* (plateau en tole ondule), mais il a eu moins de succes que Peak Oil

Mais en montagne il y a de nombreux pics (ou tout descend autour), et dans les nuages un pic peut etre local et on peut manquer le pic principal. C'est la meme chose pour la production petroliere mondiale, et le pic de 2008 (mensuel) ou de 2005 (annuel) peut etre le maximum ou pas. Il faudra attendre plusieurs decennies pour en etre sur.

Le terme «oil» peut designer une large fourchette de produits allant du *brut* aux *tous liquides* Il ne faut pas confondre petrole et huile (tout liquide qui brule)

Malheureusemt dans l'industrie petroliere française, le terme huile est reserve a la partie visqueuse qui permet de lubrifier.

Il faut distinguer le petrole (huile minerale), des huiles vegetales, animales et synthetiques. A la pompe, l'essence ne provient pas uniquement du petrole, puisqu'il y a des biocarburants. La question principale est quand la demande d'huile ne va—t-elle plus etre satisfaite par la production? La demande inclut tous les liquides, l'offre doit inclure aussi touts les liquides

### -production

Les donnees de production sont fournies par les agences nationales, mais il n'y a aucun consensus sur les definitions, ni la facon de mesurer (T, P), ni les unites (le SI (Systeme International d'unites), qui est la loi en Europe, est rarement respecte). Le baril n'est pas une unite legale aux US et l'USDOE est oblige d'ajouter apres baril (42 US gallons)!

Le petrole depend encore des pratiques americaines!

La mesure est differente suivant les pays: volume ou poids, m3, baril, tonne et la densite necessaire pour passer de volume a poids est souvent absente.

La densite du brut varie avec chaque champ (et avec le temps). Le contenu energetique du brut varie entre 5 MBtu/b pour le Soudan a 6,4 MBtu/b pour Cuba (variation +26%) alors que pour le

1

liquide d'une usine de traitement de gaz natural le contenu varie de 3,3 MBtu/b pour la Colombie a 5,1 MBtu/b pour l'Algerie (variation de 55%). La production mondiale est souvent donnée en tep, qui est definie en France comme valant 42 GJ (ailleurs peut etre 41,8 GJ = BGR).

Il y a peu d'agences qui publient les productions mondiales energetiques :

- -l'AIE = Agence mondiale de l'Energie (ou IEA) basee a Paris qui est en fait un club (ferme domine par les Americains) des pays consommateurs pour s'opposer au club des producteurs qui est l'OPEP, mais ses donnees ne sont pas directement consultables sur Internet et ne donnent pas le detail par pays. L'AIE demanderait a la Chine de rejoindre ce club de consommateurs!
- -l'OPEP base a Vienne qui publie des rapports mensuels et annuels avec beaucoup de donnees de ses membres sur le petrole, mais la politique des quotas bases sur les reserves pousse ses membres a tricher et ses donnees sont sujet a caution
- -l'USDOE/ EIA (Energy Information Agency) qui a le site le plus fiable, le plus complet et le plus remis a jour qui permet d'avoir des fichiers excel sur les données historiques (depuis 1980) energetiques par pays
- -BP publie un Statistical Review annuel qui donne des donnees historiques depuis 1965 a partir des donnees nationales pour la plupart des pays. Mais la production mondiale de huile est differente de sa consommation mondiale, montrant que la definition est differente (question biocarburants)!
- -JODI = Joint Oil Data Initiative cree par l'AIE, OPEP, ONU, Eurostat et autres pour avoir des donnees plus fiables des principaux productuers et consommateurs (top 30), mais il y a encore beaucoup de lacunes, c'est incomplet et peu facile a utiliser
- -WEC = World Energy Council ou Conseil mondial de l'energie qui groupe la plupart des pays et donc pus representatif et plus democratique et qui publie des rapports tous les 2 ou 3 ans, mais sans forcer ses membres a adopter des regles communes, pour essayer d'avoir un total homogene et valable.
- -BGR (Institut Federal pour Geosciences et Ressources naturelles) en Allemagne qui publie un rapport annuel sur les ressources energetiques a partir de ses propres etudes.

Pour les donnees historiques il faut faire appel a l'API (American Petroleum Institute) yearbook ou DGMN (De Golyer & MacNaughton)

Colin Campbell, fondateur d'ASPO a publie en 2008 «An atlas of oil and gas depletion» qui donne les productions depuis 1930 et previsions jusqu'en 2030 pour tous les pays producteurs Le site d'ASPO Netherlands publie une «oilwatch newsletter» mensuelle avec de nombreux graphiques par pays

Les données nationales sont par definition non discutables, sinon c'est provoquer une crise diplomatique!

Chaque pays veut garder sa prerogative de publier ce qu'il veut, en refusant des regles mondiales. Le resultat mondial est donc peu fiable!

### L'EIA distingue dans le oil supply :

- -brut & condensat
- -liquides de gaz naturel en provenance d'usines de traitement de gaz
- -autres liquides a savoir les XTL (X to liquid = charbon CTL, gaz GTL; biomasse BTL, shale STL)
- -gain de raffinerie en volume a travers cracking et hydrogenation (H venant du gaz)

Le terme conventional (classique) est employe par tous sans etre defini.

Colin Campbell, a remplace *conventional oil* par *regular oil*, excluant arctique, offshore profond (>500m), petrole lourd (<17,5°API), huile des charbons, des schistes et des reservoirs compacts, mais, dans *all oil*, il ne met ni les gains de raffinerie, ni les petroles synthetiques (XTL). Sa definition de lourd est arbitraire et il n'y a pas de donnees officielles, il doit les estimer! Pour ma part je ne reconnais comme «non classique» que le brut extra-lourd, car son piegeage est different et sa production (peut etre miniere).

Mais les chiffres de production d'huile peuvent donc varier en 2008 de 64 a 86 Mb/d suivant les sources

world oil production from USDOE/EIA & Campbell 90 80 70 60 liquids Mb/dcrude +NGL crude inc cond. crude less XH 30 Campbell regular oil NGL 20 refinery gain other liquids 10 0 1985 1990 1995 2000 2005 2010 1980

Figure 1: Production mondiale de liquides d'apres USDOE/EIA 1970-2008

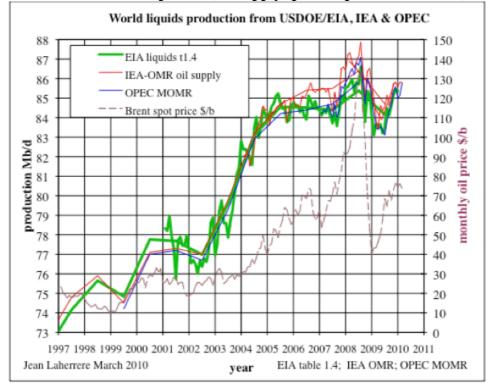
La production mondiale « oil supply » differe suivant les sources : EIA, IEA & OPEC, bien que chacune est donnee avec un nombre ahurissant de decimales inutiles. Il ne faut surtout pas parler de precision de donnees, puisqu'elles sont par definition parfaites, non discutables.

year

L'ecart est superieur a 1 Mb/d

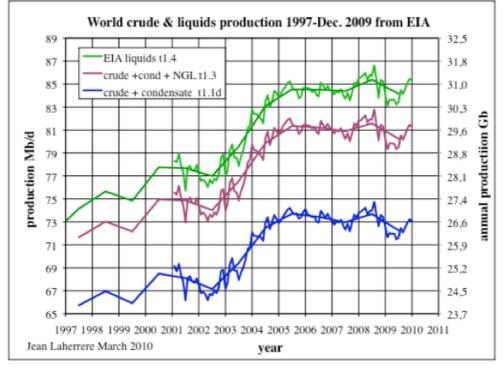
Jean Laherrere March 2010

Figure 2: production mondiale de petrole (oil supply) publies par USDOE/EIA, AIE & OPEP



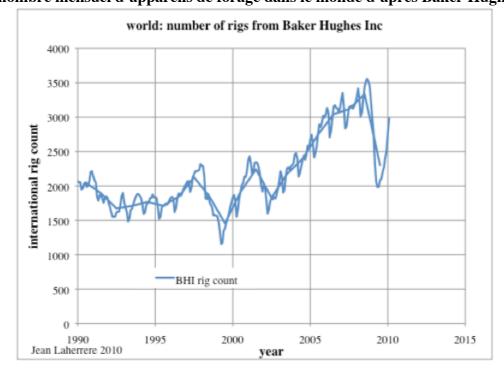
Le pic mensuel a ete atteint en 2008 pour le «tous liquides» et le brut, mais le pic annuel pour le brut en 2005! Depuis 2005 la production est sur un plateau ondule!

Figure 3: production mondiale de brut, brut plus liquides de gaz et tous liquides d'apres EIA



L'augmentation de production de 2002 a 2005 correle avec une augmentation de l'activite de forage et notamment du nombre d'appareils de forage.

La crise de 2009 a fait s'ecrouler le nombre d'appareils, mais cela remonte, comme la production! Figure 4: nombre mensuel d'appareils de forage dans le monde d'apres Baker Hughes Inc



Etant donne l'heterogeneite et l'imprecision des donnees de production fournies par les pays, la compilation au niveau mondial pour les tous liquides montre des divergences selon les sources. Ces differences proviennent essentiellement des liquides de gaz naturel et des biofuels.

Il n'a pas ete possible d'obtenir des explications claires pour essayer de resoudre cette difference qui va jusqu'à 1,5 Mb/d entre l'Aie et l'EIA. On peurt donc dire que la production des liquides est connu a 1,5 Mb/d pres! Sa valeur devrait donc etre fourni avec seulement 2 chiffres signicatifs soit en Mb/d sans decimale!

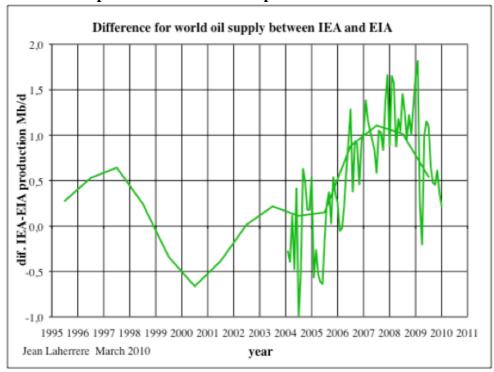


Figure 5: difference de la production mondiale de petrole entre USDOE/EIA et AIE

Publier une donnee est un acte politique et depend de l'image que l'auteur veut donner: riche devant le banquier ou l'actionnaire, pauvre devant l'impot.

Tout le monde triche quand il peut, soit en manipulant les chiffres ou les definitions, soit en censurant tout fait qui ne lui plait pas.

Des exemples de triche: la Grece sur ces deficits, les deputes anglais sur leurs notes de frais, le travail au noir, l'arret maladie, la declaration d'impots. Tricher n'est pas un peche pour beaucoup, mais un moyen a pratiquer quand il y a peu de chance d'etre pris et qu'il y a de l'argent a la cle. Les membres OPEP triche avec leurs production pour ne pas depasser trop les quotas qui sont bases sur les reserves et la population. Ils trichent donc enormement sur les reserves et refusent tout audit independent, qui est la regle pour les compagnies sur la bourse americaine. Les audits ne sont pas aussi parfaits que l'on pense, car la compagnie qui audite les reserves est payee par la compagnie qui veut publier un certain chiffre de reserves. On ne contrarie pas celui qui vous paye! C'est la meme chose avec la notation des compagnies financieres qui payent le notateur. La crise financiere actuelle provient en partie de cette mauvaise pratique!

Mais il y a surtout le mensonge par omission pratique par beaucoup qui ne pensent pas tricher, mais juste ignorer ce qui les derange.

### -reserves = production future

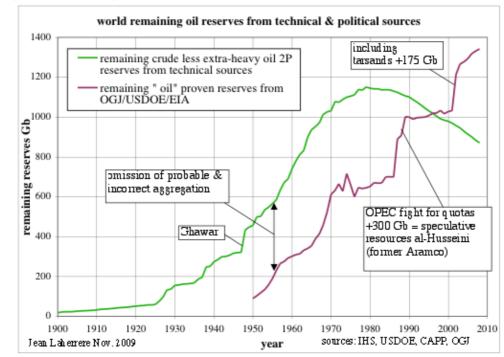
Les previsions se font sur la base des reserves estimees par les geologues et/ou ingenieurs de reservoir/ production.

Les reserves sont la production future esperee jusqu'a la fin de la production.

Il ne faut pas confondre reserves et **ressources** = ce qui se trouve dans le sol, mais qui peut etre, soit non economique, soit non accessible pour de multiples raisons. La France a encore des ressources de charbon, mais plus de reserves de charbon!

Les chiffres officiels des reserves (dites prouvees) qui sont en marron augmentent depuis 1950, alors que les donnees techniques (en vert) qui sont les 2P (prouve + probable) declinent depuis 1980, car depuis 1980 on decouvre moins de petrole que l'on produit.

Figure 6: reserves mondiales restantes de petrole d'apres les donnees politiques (publiques) et techniques (confidentielles)



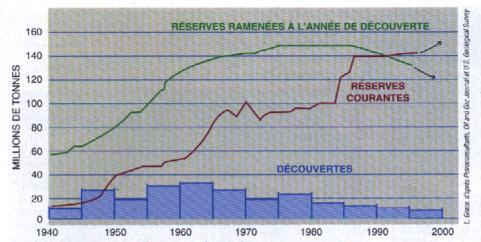
Les reserves dites prouvees sont supposees etre le minimum pour proteger le banquier devant le producteur (genre JR Ewing) qui emprunte. Cela se concoit pour chaque champ, mais il est non scientifique d'ajouter tous les minimum des champs et pretendre que cette somme represente le minimum du pays: c'est faux. Il y tres peu de chances que la realite sera minimale partout, le total est donc tres sousestime et il ne faut pas s'etonner que les reserves totales des US augmentent avec le temps et la production. Alors les reserves dites probables deviennent des prouvees. Cette mauvaise pratique americaine provient des regles perimees de la SEC (Security and Exchange Commission) qui, depuis 1978, obligent les compagnies internationales a ne publier que les reserves prouvees, ignorant les reserves probables, bien que la decision de developpement d'un champ, surtout en offshore, se fait sur le *net present value* calculee sur la valeur moyenne (expected mean) = 2P. La moyenne esperee est definie comme etant celle qui se realisera, si elle n'est pas atteinte en fin de production, ce n'est pas que la methode est mauvaise, c'est l'estimation qui a ete mauvaise. La SEC a enfin admis que ces regles etaient depassees et a partir de 2010 les compagnies peuvent declarer les reserves probables.

Les reserves mondiales publiees sont donc entachees de la mauvaise pratique des regles de la SEC, d'une addition incorrecte (elle devait etre faite en probabilisant) et surtout de declarations mensongeres des pays de l'OPEP.

Apres le contrechoc petrolier de 1986, l'OPEP a impose des quotas pour faire remonter le prix du brut.

Dans notre article de 1998 avec Colin Campbell «*The end of cheap oil*» Scientific American March traduit «*La fin du petrole bon marche* « Pour la Science Mai, ce meme graphique, mais 12 ans plus tot, est parfaitement confirme aujourd'hui, bien que les reserves politiques ont augmente davantage car la definition a ete changee en ajoutant le non-conventionnel sans le dire

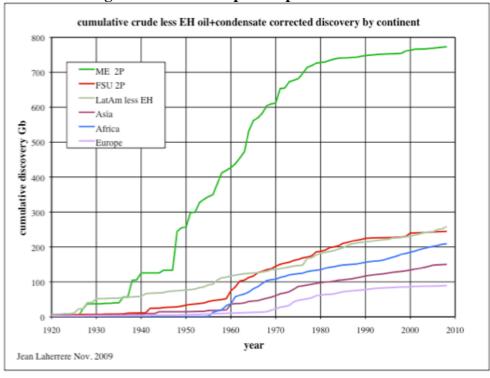
Figure 7: meme graphique en 1998 Pour la Science Campbell and Laherrere "La fin du petrole bon marche"



5. LA CROISSANCE DES RÉSERVES PÉTROLIÈRES depuis 1980 n'est qu'une illusion reposant sur des révisions tardives des estimations initiales. En rapportant ces révisions à l'année de découverte des gisements, on constate que les réserves ont chuté, en raison d'un déclin continu des découvertes de nouveaux gisements (histogramme en bleu).

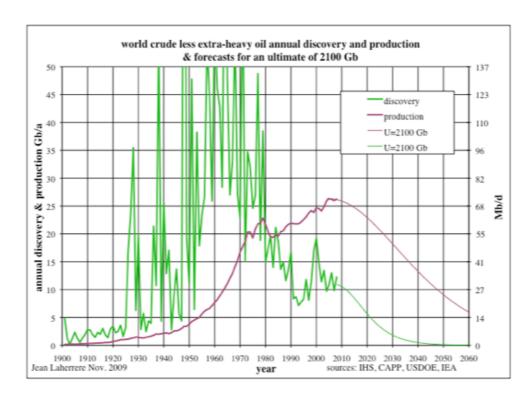
La repartiton par continent des decouvertes cumulees montre que le Moyen Orient a ete plus que gate par la Nature

Figure 8: decouvertes corriges et cumulees de petrole par continent



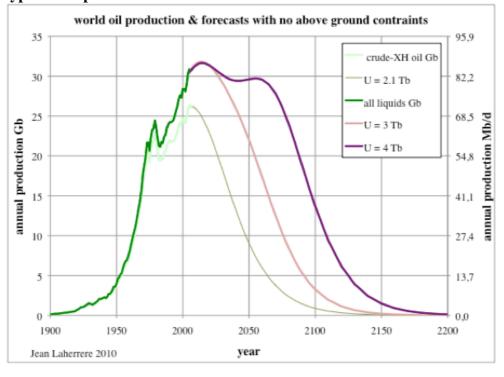
L'extrapolation des courbes de decouvertes (presentees en courbe d'ecremage: decouvertes cumulees versus nombre cumule de puits explo pure = NFW) permet d'estimer la quantite ultime de reserves. Pour le brut moins extra-lourd l'ultime est de 2100 Gb. Il est alors possible de tracer un profil de production future dont la surface sous la courbe passee et future, partant de zero, passant par un ou plusieurs pics et finissant a zero, soit egale a l'ultime.

Figure 9: monde: decouverte et production annuelles de brut moins extra-lourd et previsions pour un ultime de 2100 Gb



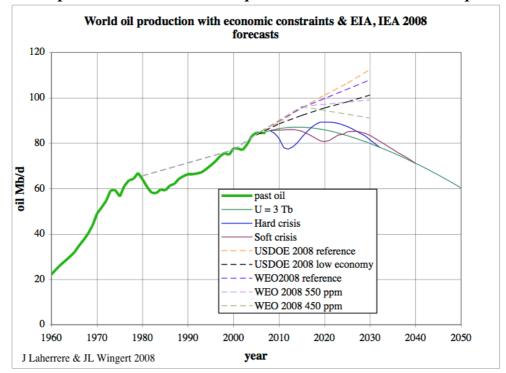
S'il est relativement facile d'estimer les reserves du petrole conventionnel, car elles varient peu avec le prix du brut, il en est tout autrement des reserves ultimes des autres composants de tous liquides a savoir les extra-lourd, les liquides de gaz naturel, les XTL et les gains de raffinerie pour obtenir l'ultime de tous liquides. Mais pour faire des previsions il faut bien des chiffres. En face de cette incertitude, une fourchette assez large a ete prise et l'ultime tous liquides est pris comme chiffre rond a 3 et 4 Tb. Il est evident que le non conventionnel et les autres liquides ne changeront guere la date du pic mais seulement le declin.

En matiere de non-conventionnel, ce qui importe est la taille du robinet et non celle du reservoir! Figure 10: monde: production brut -XL & tous liquides et previsions pour ultimes de 2,1; 3 & 4 Tb, avec hypothese: pas de contrainte au dessus du sol



En introduisant des contraintes economiques avec JL Wingert a ASPO Barcelona 2008 nous avons obtenu un *bumpy plateau = plateau ondule* 

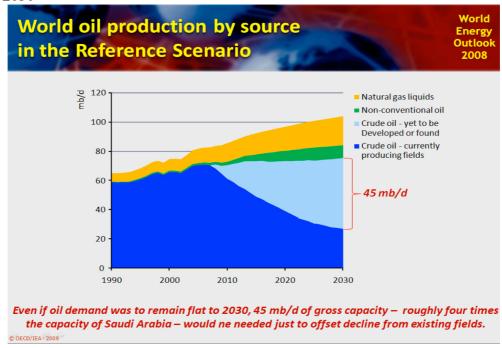
Figure 11: monde: production annuelle tous liquides avec contraintes economiques 1960-2050



Thierry Desmarest a Davos 2010 a declare qu'il sera tres difficile de depasser 95 Mb/d et que le pic arriverait dans quelques annees. Il y a quelques annees, il penchait plutot vers 2025, puis vers 2020 en ajoutant que la date du pic se rapprochait avec l'age du geologue (visant les geologues d'ASPO); mais le capitaine a aussi vieilli!.

L'AIE, dans sa prevision WEO 2008 reference, prevoit 106 Mb/d en 2030: mais 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 12: monde: production annuelle de petrole et de liquides de gaz prevision AIE WEO 2008 1990-2030

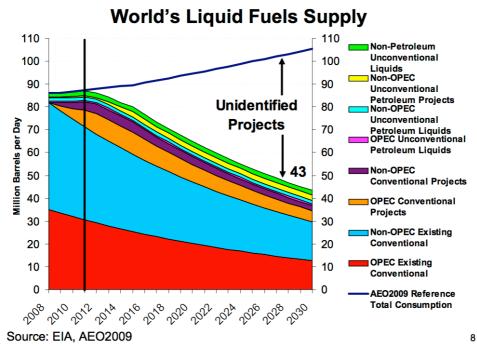


Ce graphique n'existe plus dans le nouveau rapport WEO 2009 dont le scenario de reference *Business as usual* BAU (105 Mb/d en 2030 contre 106 Mb/d pour WEO 2008, 116 Mb/d pour WEO 2006 et 121 Mb/d pour WEO 2004) est dit a eviter et le scenario de 450 ppm est dit un but a attendre, donc pas de previsions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

Sweetnam (USDOE/EIA) a publie http://www.eia.doe.gov/conference/2009/session3/Sweetnam.pdf un graphique qui montre bien un pic de la production a partir des installations connues ou pour satisfaire la demande BAU (business as usual) il faut des *unidentified projects*. Tout grand projet a 5ans et meme au dela est connu!

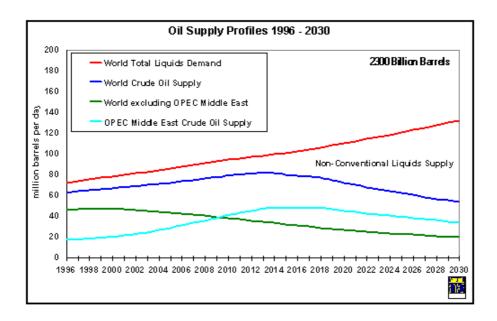
Sweetnam, interviewe recemment http://petrole.blog.lemonde.fr/2010/03/25/washington-considers-a-decline-of-world-oil-production-as-of-2011/, penche pour un declin des liquides entre 2011.

Figure 13: previsions de l'offre des liquides d'apres l'USDOE/EIA Sweetnam 2009



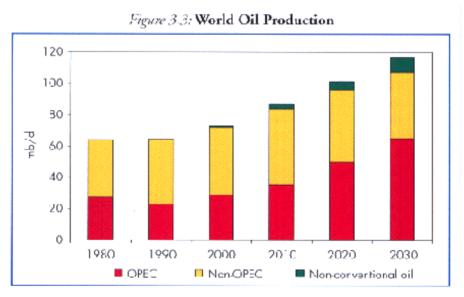
Le non-conventionnel (tout ce qui est au dessus du violet) fait moins de 10 Mb/d en 2030!

JM Bourdaire directeur de l'AIE en 1998 avait voulu faire passer le message du pic en disant que la prevision BAU de la demande necessitait pour 2020 19,1 Mb/d of *unidentified unconventional oil* Figure 14: **AIE 1998: previsions Jean-Marie Bourdaire: il semble impossible de satisfaire la demande** 



Mais ce messsage n'a pas plu aux actionnaires de l'AIE et JM Bourdaire a ete remplace par O.Appert qui, dans le rapport AIE 2002, n'a presque plus eu besoin du non-conventionnel, car la technologie permettrait des progres considerables sur le conventionnel, permettant de produire 116 Mb/d en 2030

Figure 15: AIE 2002: previsions Olivier Appert: il n'y a pas de probleme pour satisfaire la demande



#### -huile non conventionnelle

Il n'y a aucun consensus sur la definition de conventionnel et non conventionnel, car chacun veut garder sa liberte de dire ce qu'il veut, sans avoir a le definir exactement.

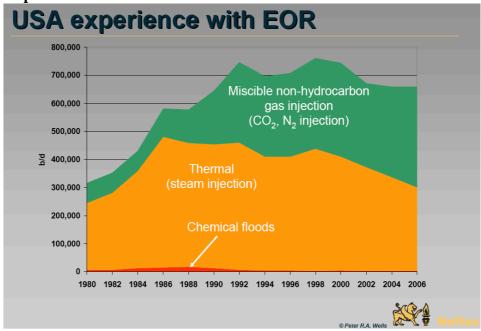
Le conventionnel (classique) est suppose employer des methodes simples de production, a savoir recuperation primaire (depletion en utilisant la chute de pression du reservoir), ensuite recuperation secondaire (augmentation de la pression du reservoir par injection d'eau ou de gaz). La recuperation tertiaire change les caracteristiques des fluides du reservoir (huile et eau) en apportant chaleur pour changer la viscosite ou gas miscible ou produit chimique ou meme bacteries: ces methodes sont dites EOR = enhanced oil recovery. L'utilisation de la vapeur a ete apporte pour produire les huiles lourdes visqueuses. Mais il n'y a pas de consensus pour definir les huiles lourdes, car le passage est continu, sauf en arrivant au plus lourd que l'eau (extra-lourd) car la, le piegeage est different et le contact du champ classique avec gaz surmontant l'huile surmontant le plan d'eau n'existe plus. La plus forte densite des champs lourds est souvent obtenue a partir d'anciens champs legers par perte

des volatils, mais aussi par attaque bacterienne, a partir des aquiferes. L'exploitation par mine des sables bitumineux de l'Athabasca est evidemment non conventionnel.

### -Enhanced Oil Recovery = 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 16: US: production EOR 1980-2006



Le non conventionnel est pour certains dans la situation geographique difficile de la production: arctique, deepwater. Les hautes temperatures et pressions (HTHP) qui necessitent des equipements exceptionnels, notamment dans le *Subsalt* du Bresil, sont du non conventionnel. Le forage de puits rapproches (infill drilling) est classe par certains dans l'EOR L'huile obtenue a partir d'autre que le petrole est appele XTL (X to liquids), a savoir GTL (gaz); CTL (charbon); STL (shale); BTL (biomasse) et peut etre demain HTL (hydrogene +CO2)

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

Les schistes bitumineux (oil shale), ni schistes veritables, 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 etre 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. Il est difficile de traduire shale en français, huile de schiste est mauvais, pour shale oil, ce serait plutot huile de roche-mere mature le plus correct pour shale oil et huile de roche mere immature pour oil shale.

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

#### -Shale oil en France

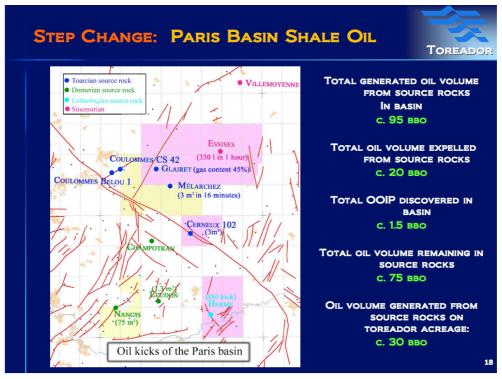
Un article recent aux US titrait: 40 Gb under the Eiffel Tower en parlant d'une compagnie texane http://www.oxfonline.com/MMR/MMRTor0909autonobk.html?pub=MMR&code=EMMRKA41&o=35728&s=37154&u=47408294&l=56636&g=96&r=Milo

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

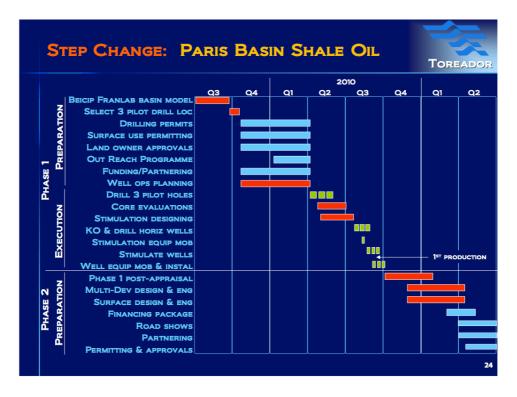
Toreador pretend que l'huile generee dans les schistes cartons du Bassin de Paris represente 95 Mb, dont 20 Gb a ete expulse (1,5 Gb decouvert) et qu'il en reste 75 Gb dans la roche—mere, dont 30 sous les permis de Toreador.

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

Figure 17: Bassin de Paris: projet shale oil de Toreador avec 75 Gb restant dans les schistes cartons



Toreador a prevu de forer 3 puits pilotes en 2010 et de commencer une premiere production fin 2010 apres stimulation. On aufra donc tres vite la reponse sur les 75 Gb dans le bassin de Paris! Figure 18: **Bassin de Paris: programme de Toreador** 



Toreador, qui perd de l'argent sur sa production francaise, cherche a se faire racheter par un major (discussions avec BP, Shell, Statoil)

#### -Biocarburants

Il y a 2-3 ans c'est le mirage biocarburants qui a amene une flambee des prix du mais et de la tortilla au Mexique provoquant des emeutes.

L'ethanol a partir du mais a un EROI (energy return on energy invested) allant de 1,7 (USDA) a 0,7 (universitaires = Pimentel, Patzek, Chavanne) sans qu'un accord sur un chiffre precis soit trouve. L'ethanol n'est rentable pour le mais et autres que grace aux subventions, seul l'ethanol a partir de la canne a sucre (pas engrais, pesticide et iirrigation) est rentable sans subvention (Bresil).

L'AIE avec WEO09 espere la 2e generation (cellulosique), bien que ce soit toujours de la recherche Figure 19: monde: previsions de la production biocarburants par type d'apres AIE 2009

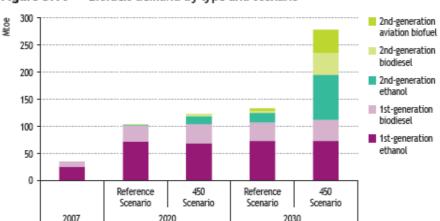
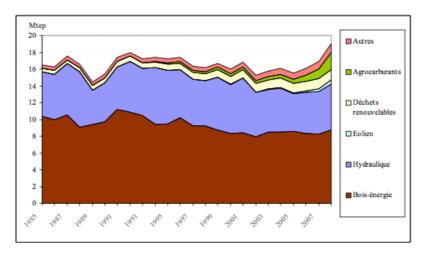


Figure 5.10 • Biofuels demand by type and scenario

En France la production d'energie renouvelable est de 20 Mtep pour une energie primaire totale de 137 Mt; la partie biocarburants est faible. L'ethanol a partir de la betterave n'a pas d'interet puisque la France a un exces d'essence que l'on brade aux US, c'est le biodiesel qu'il faut pousser.

Figure 20: production primaire d'energie renouvelable en France

# Production primaire d'énergie renouvelable par filière (données réelles, en Mtep)

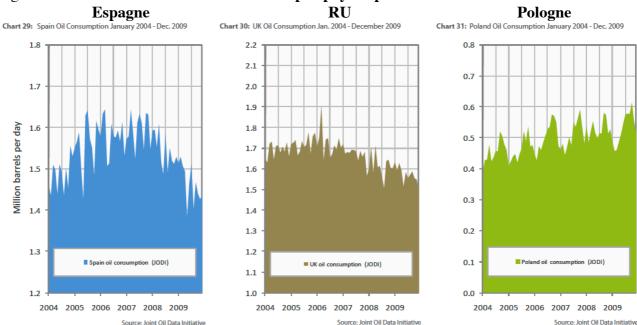


Source : SOeS

### -consommation d'huile (oil)

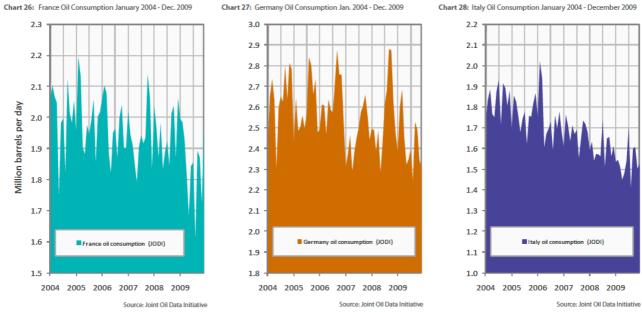
La consommation d'huile par pays (source JODI) est mis en graphique mensuellement par ASPO Netherlands pour la periode depuis 2004. Ces graphiques sont interessants a examiner pour trouver les causes de hauts et des bas, mais bien difficiles a extrapoler les tendances.

Figure 21: consommation mensuelle d'huile par pays depuis 2005

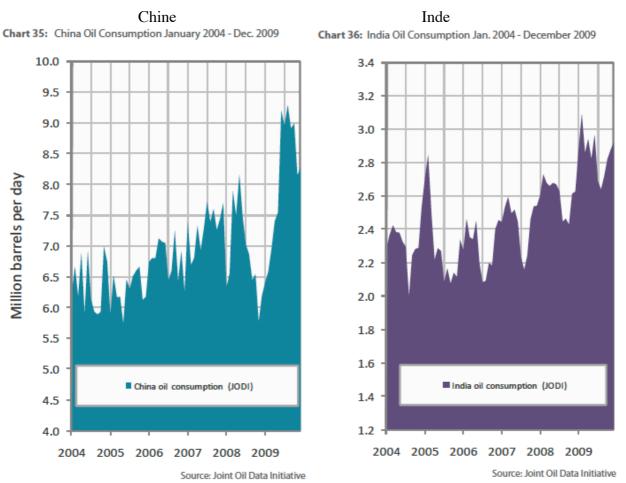


L'Espagne et le Royaume Uni en declin depuis 2006, la Pologne augmente

France Allemagne Italie



France, Allemagne, Italie en declin



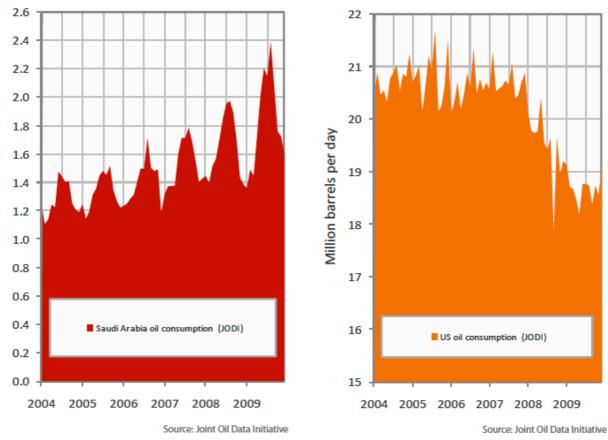
La Chine a eu un trou apres les JO et est reparti de plus belle,mais on peut craindre un eclatement possible de la bulle immobiliere. La croisssance de l'Inde semble plus sage.

Arabie Saoudite

US



Chart 23: US Oil Consumption January 2004 - December 2009

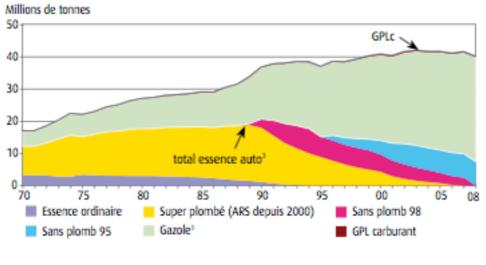


La consommation de l'Arabie Saoudite s'envole avec la population. La reduction de 2 Mb/d aux US est significative (10%), mais peut encore se poursuivre, puisque les Americains consomment deux fois plus d'energie par habitant qu'en France pour un niveau de vie du meme ordre.

La consommation de carburants en France plafonne depuis 2003 avec une baisse forte de l'essence. Ceci explique la fermeture de la raffinerie de Dunkerque, car les raffineries francaises produisent trop d'essence (vendue aux US qui n'en veulent plus) et pas assez de gazole (importation de la Russie). Le coupable est de vendre le gazole moins cher au litre que l'essence, alors qu'il devrait etre plus cher (comme en Suisse et aux US), etant plus energetique en volume, car plus lourd (densite 0,85 contre 0,75 pour l'essence). C'est pourquoi la France a le taux de voitures diesel le plus eleve, ceci grace a l'action des nos routiers qui savent bien bloquer les routes.

Figure 22: ventes des carburants routiers en France 1970-2008

# Évolution des ventes de carburants routiers (biocarburants inclus)



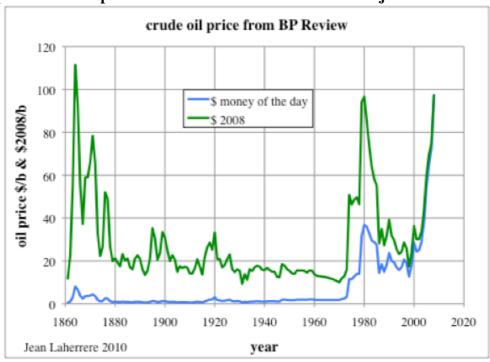
Source : SOeS d'après CPDP.

décembre 2009 | Chiffres clés de l'énergie

# -Prix du petrole

Le prix historique du brut en dollar constant est un bon exemple de pics successifs. Le brut en 1864 valait plus cher qu'en 1980 ou 2008. L'huile de baleine, qui servait a l'eclairage, valait plus de 1000 \$2008/b en 1855!

Figure 23: prix du brut depuis 1864 en dollar constant & dollar du jour



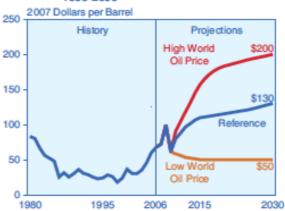
L'USDOE, qui s'est tellement trompe dans le passe sur les prix, montre dans ses previsions pour 2030 une large fourchette (de 50 a 200\$/b) qui a varie fortement entre 2008 et 2009, etant donne le pic de Juillet 2008 a 147 \$/b

Figure 24: **previsions des prix du petrole par l'USDOE en 2008 et 2009**IEO2008 \$ reel IEO2009 \$2007

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

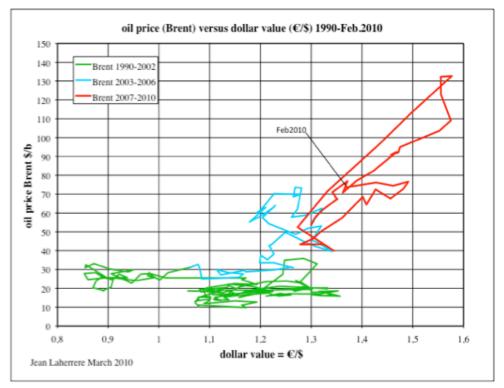


Figure 21. World Oil Prices in Three Price Cases, 1980-2030



Le prix du brut semble, depuis 2007, bien correler avec la valeur du dollar (exprimee par €/\$), alors que de 1990 a 2002 il n'y avait pas de correlation. En juillet 2008 le pic de 147\$/b (quotidien) correspond a un pic de l'euro a 1,6 \$. Le prix de Fevrier 2010 74 \$ /b& €/\$ = 1,37 \$ est proche de celui de Juillet 2007 77 \$/b & €/\$= 1,37. Si cette correlation se poursuit les 100 \$/b ne viendra que si €/\$ depasse 1,5. Mais l'euro va mal a cause de la Grece, mais le dollar n'a pas un avenir assure avec un deficit eleve de l'Etat et une bulle des dettes des cartes de credit !

Figure 25: **prix mensuel du petrole en fonction de la valeur mensuelle du dollar = €/\$** 1990-Nov.2009



### -Gaz naturel

On parle de gaz naturel, car pendant longtemps le gaz qui servait a l'eclairage provenait du charbon et etait appele *gaz de houille*, *gaz de ville*, *coal gas*, *town gas*, contenant 48% de H, 36% CH4, 8% CO et 5% CO2.

L'unite de mesure est le volume, soit en pied cube, soit en metre cube. La production mondiale est soit en  $Tcf = 10^{12}$  cf, soit en milliard de metre cube, soit  $10^9$  m<sup>3</sup> Il est navrant de voir Total ou IFP ecrire le millard de metre cube avec le symbole  $Gm^3$  qui est en fait un gigametre au cube =  $10^{27}$  m³, alors que le volume de la terre est de  $10^{21}$  m³, soit un million de fois moins! La rigueur scientifique se perd, bien que j'en ai fait la remarque depuis de nombreuses annees. Le millard de metre cube est en fait un kilometre cube =  $km^3$ , on peut a la rigueur l'ecrire  $G.m^3$  (ce que fait le BGR) pour bien exprimer que le prefixe n'est pas compris dans l'exposant, comme le demande les regles SI. Les oceanographes utilisent sans probleme le kilometre cube pour mesurer l'ocean, mais pas les gaziers français pour leurs reserves (les americains n'ont pas ce probleme en utilisant ni prefixe ni exposant!)

Le contenu energetique du gaz naturel varie fortement suivant les pays: allant en 2008 de 797 Btu/cf en Pologne a 1411 en Grece (+77%), avec une moyenne de 1046 Btu/cf et pour les US 1028 Btu/cf pour les US, expliquant pourquoi le prix du gaz y est donne avec la meme valeur en \$/kcf ou \$/MBtu. L'addition de volumes de contenu energetique different est donc peu precis et on peut s'etonner de voir de nombreuses decimales inutiles!

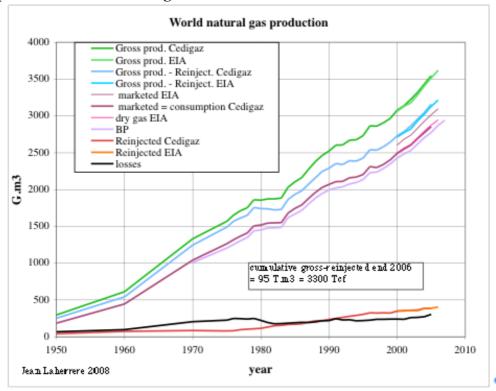
Il est preferable de mesurer la production en Joule ou Btu. Mais il est surprenant de voir utiliser pour le gaz le MWh, comme pour l'electricite, oubliant que le watt est defini comme un joule par seconde et le Wh = 3600 J!

Le baril equivalent petrole bep (boe aux US) est pris egal dans le monde a 6 kcf et aux US a 5,6 kcf. Comme pour le petrole, la production de gaz naturel peut representer plusieurs objets aux US: gross, gross-reinjected, marketed, dry gas.

C'est le global-reinjecte qui doit etre compare aux reserves, en esperant que le reinjecte sera de nouveau entierement recuperable.

Il ya de nombreuses pertes, dans les gazoducs, mais principalement par le torchage du gaz, associe au petrole, qui ne peut etre commercialise. Le torchage est legalement interdit et puni d'amende au Nigeria, mais comme l'investissement est grand (la compagnie nigeriane partenaire ne peut financer), le torchage se poursuit! Les satellites permettent de mesurer les volumes torches souvent plus importants que celles publies par les agences nationales.

Figure 26: **production mondiale de gaz** 



Comme pour le petrole les reserves des champs decouverts sont estimees differemment suivant les pays (1P aux US, 3P en ex-URSS et 2P dans le reste du monde) Toutefois il y a moins de tricherie car il n'y a pas de quotas et d'OPEG.

Les decouvertes (conventionnelles) de gaz estimees en 2P cumulees montrent que certains continents sont plus gates que d'autres, en premier le MO, puis l'ex-URSS, US+Canada, l'Asie et enfin identiques l'Afrique, l'Amerique latine et l'Europe.

cumulative conventional natural gas discovery by continent

3500

ME

FSU 2P

US+Canada

Asia

Africa

LatAm

Europe

1500

500

Figure 27: decouvertes cumulees de gaz conventionnel 2P par continent

Le cumul mondial des decouvertes est compare a la production cumulee de gaz conventionnel et tous deux sont extrapolees jusqu'à un ultime de  $12\,000\,\mathrm{Tcf} = 12\,\mathrm{Pcf}$ 

1960 vear 1980

Figure 28: decouverte et production mondiale cumulees de gaz conventionnel & reserves restantes

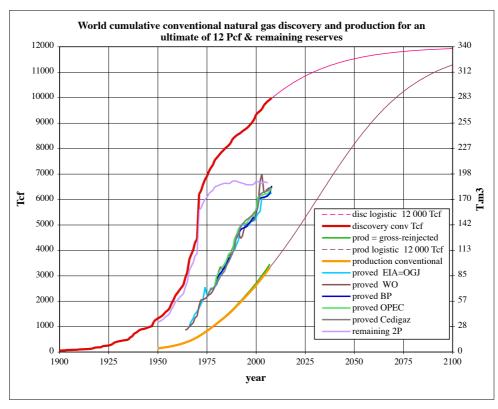
1950

1930

1920

Jean Laherrere Nov. 2009

1940



2010

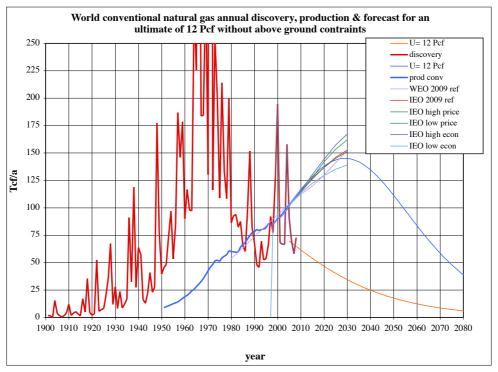
2000

Les reserves restantes publices (politiques et financieres) montrent comme pour le petrole une croissance constante et forte depuis leur publication en 1965, alors que les reserves techniques plafonnent depuis 1980

La encore les economistes, ne disposant que des valeurs politiques, raisonnent sur des evolutions completement fausses!

Le pic des decouvertes annuelles de gaz conventionnel se situe vers 1970 et le pic de production (gross-reinjected) sera vers 2025 a moins de 150 Tcf/a.

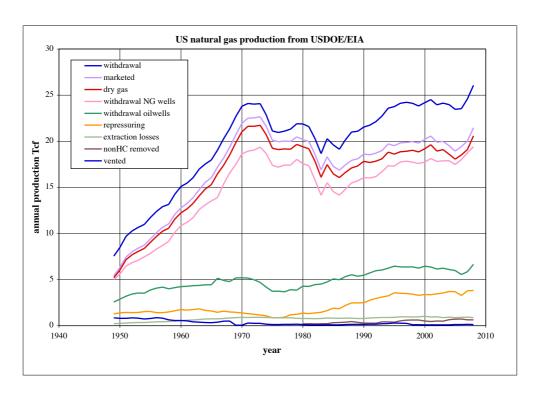
Figure 29: decouverte et production mondiale annuelle de gaz conventionnel pour un ultime de 12 Pcf



Il est difficile d'estimer les reserves ultimes de gaz non-conventionnel, notamment les shale gas, plus les reserves de shale gas seront dites importantes, plus le prix restera bas, et plus ses reserves ne seront pas recherchees ou developpees. La fourchette d'incertitude sur la production mondiale de gaz conventionnel prevue en 2030 est de l'ordre de 30 Tcf. La production mondiale de gaz non-conventionnel ne sera inferieure a 20 Tcf et ne pourra pas changer notablement le pic du gaz, seulement le declin apres le pic. L'ordre de grandeur des reserves ultimes de gaz non conventionnel est 1000 a 2000 Tcf, meme plus mais ces reserves supplementaires ne seront produites qu'apres 2100, soit au dela de mes graphiques.

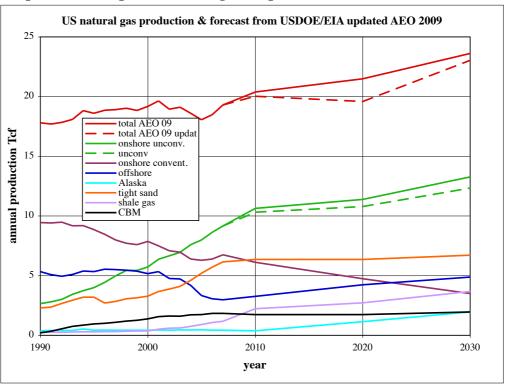
Les US sont un tres gros producteur. La encore il faut bien distinguer le gross-reinjected avec le marketed wet ou dry

Figure 30: US: production annuelle de gaz



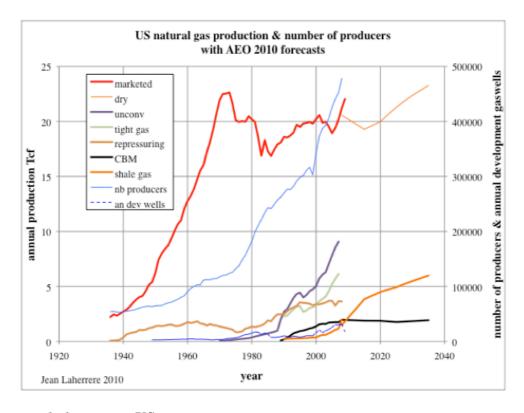
Les previsions EIA/AEO 2009 montrent que, si la production US de gaz conventionnel decline, celle du gaz non conventionnel (en vert dans le graphique ci-dessous) est en pleine croissance grace a une activite de forage considerable et represente maintenent la moitie de la production. Les previsions montrent une rupture pour la croissance du non conventionnel en 2010, non pas par une acceleration, mais par un ralentissement. Le shale gas (en violet) augmente moins, le CBM (en noir) plafonne et le tight gas (en orange) plafonne aussi.

Figure 31a: US: previsions de production de gaz d'apres EIA 1990-2030 = AE0 2009



Les previsions AEO 2010 sont differentes: le tight gas est devenu conventionnel et la production *dry* decroit vers 2015 pour remonter ensuite. Le shale gas ralentit en 2015!

Figure 31b: US: previsions de production de gaz d'apres EIA 1936-2035 = AE0 2010



# -shale gas aux US

Les formations argileuses (roches-meres) peuvent renfermer du gaz qui est soit dans sa porosite soit adsorbe sur la matiere organique. Le premier puits de gaz aux US a ete fore en 1820 a 8 m et mis en production dans l'Etat de New York a Fredonia (maintenant dans le bassin dit de Marcellus). Au debut du 20<sup>e</sup> siecle, ce *shale gas* Devonien etait le plus grand champ de gaz au monde. Mais ce *shale gas* a ete abandonne quand du gaz plus facile a ete trouve. Apres le choc petrolier de 1979 des etudes ont ete financees par l'USDOE pour etudier ces formations de Marcellus: conclusions = peu economiques.

L'arrivee des puits horizontaux (entre 1 et 2 km dans le reservoir) et de la fracturation (jusqu'à 10 dans le meme puits) a permis d'obtenir des debits beaucoup plus important, mais d'un declin rapide. Il faut forer en permanence pout garder une production constante. Ce procede est devenu economique quand le prix a depasse les 7 \$/kcf, mais le cout du shale gas varie dans une large fourchette. Il y a controverse sur les couts et les reserves suivant le declin et la duree de vie des puits choisis. Le gaz non-conventionnelle est disperse dans tout le bassin, au contraire des accumulations discretes conventionnelles et les operateurs ont tendance d'extrapoler les meilleurs resultats a tout le bassin : il y a les bons endroits et les mauvais endroits en plus grand nombre. La duree de vie des puits est dite < 10ans pour certains et > 60 ans pour d'autres. Les estimations de reserves different donc. Mais la production a vraiment demarre qu'en 2007, il faut atteindre au moins 5 ans pour faire le bilan!

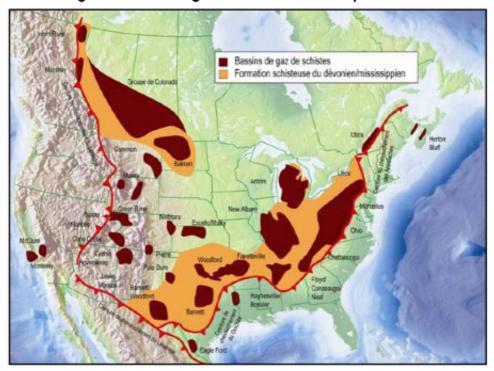
Mais la fracturation necessite des quantites enormes d'eau, de nombreux camions de compression (de l'ordre de 40 ) et des additifs chimiques confidentiels. Il faut ajouter des biocides pour tuer les bacteries qui proliferent avec l'augmentation des temperatures, genant le debit. Le nombre de fracturation peut monter a 10 pour un meme puits. De nombreux plaintes se sont eleves craignant la contamination des aquiferes superficiels utilises pour la consommation locale. Les operateurs repondent en disant qu'il y a une grande epaisseur qui les separent, mais il suffit du temps et de points faibles (puits mal cimentes) pour qu'il y ait communication entre aquiferes profonds et aquiferes peu profonds, sources d'alimentation et pollution <a href="http://www.lhup.edu/rmyers3/marcellus.htm">http://www.lhup.edu/rmyers3/marcellus.htm</a> . Mais un incident mortel en un seul endroit peut tout arreter dans le monde (comme Tchernobyl a arrete le nucleaire)!

L'EPA vient de declencher une etude approfondie sur l'impact de la fracturation sur les aquiferes de consommation.

De plus, on peut craindre comme pour la geothermie (projet suisse) ou la fracturation a forte pression a cause des tremblements de terre et a fait fermer le projet. L'injection d'eau toxique (Rocky Mountain Arsenal) dans un aquifere profond dans la region de Denver dans les annees 1960 a ete arretee, car il y avait augmentation de l'activite sismique et dommage en surface Chesapeake (premier producteur de shale gas) semble avoir abandonne la production de ces puits dans l'etat de New York. Statoil puis Total ont achete une partie des interets sur certaines regions de Chesapeake, qui etait tres endette, mais avec des reserves importantes.

Les contraintes *above ground* sont souvent la crainte des proprietaires avec NIMBY = not in my back yard, on peut craindre pour le shale gas une nouvelle crainte **NIMA = not in my aquifer**.

Figure 32: zones de gaz de schistes en Amerique du Nord Figure 1 : Zones de gaz de schistes en Amérique du Nord



Advanced Resources, SpPE/Holditch Nov. 2002, Hill 1991, Cain, 1994, Hart Publishing, 2008 adaptation d'une figure de Ziff Energy Group, 2008

Il y a 30/40 ans tous les espoirs futurs etaient dans le volume considerable de gaz dissous dans les aquiferes profonds a pression geostatique (24 000 Tcf en place pour les USL48 indique par le rapport NPC 2007 (etude tres complete impliquant de nombreux acteurs dont ASPO France)) alors que la production cumulee de gaz est donnee a 881 Tcf et les reserves 157 Tcf). Mais des pilotes ont montre que leur production etaient tres peu economiques, a problemes car tres polluantes. Personne n'en parle plus et les espoirs se sont reportes sur les hydrates de methane qui se trouvent surtout dans des sediments unconsolides et aussi dans le permafrost (volume faible en comparaison des oceans et la dans de vrais reservoirs, appartenant a des champs geles lors de la glaciation des 2 derniers Ma, la precedente etait il y a 300 Ma!). Ces hydrates oceaniques occupent un volume considerable, mais sont trop disperses dans un sediment argileux unconsolide et personne ne sait comment les produire. Les pays tres importateurs de gaz comme le Japon (en 1999), l'Inde, la Chine ont fores et decouvert des hydrates oceaniques, mais encore pas de pilote de production! Comme les schistes bitumineux les hydrates sont «l'energie du futur et le restera pour toujours!» Avec le shale gas en hausse, on parle moins des hydrates. Qu'en sera-t-il dans 10 ans?

-shale gas en France = gaz de schistes et dans le monde Shale gas est traduit en gaz de schistes. Pour un petrolier, le terme schiste represente surtout une roche metamorphique Mais le Larousse definit schiste comme une roche qui se debite en feuillet, etant sedimentaire ou metamorphique. Gaz de schistes est le terme employe par les Canadiens français <a href="http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009nrgbrf-fra.pdf">http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009nrgbrf-fra.pdf</a>. Total vient de prendre le permis de Montelimar pour rechercher du gaz de schistes. Il y a dans le monde de nombreux bassins avec un potentiel gaz de schistes. Mais il ne faut pas extrapoler les possibilites de ce gaz aux US (proprietaires de ce gaz = proprietaires du sol; legislation) au reste du monde! R.Newell (EIA) dans son papier de mars 2010 sur le shale gas <a href="http://www.eia.doe.gov/neic/speeches/newell030210.pdf">http://www.eia.doe.gov/neic/speeches/newell030210.pdf</a> prevoit en 2030 seulement une production significative de shale gas en Chine et au Canada, faible en Australie, Europe OECD et Amerique Latine, nulle au MO et Russie, et la production mondiale de shale gas serait 7% de la production totale.