

Club de Nice 5 décembre 2012
préparé pour la Table ronde « les gaz de schiste »
« Point de vue d'un géologue pétrolier »
Jean Laherrère président ASPO France

L'année dernière je vous avais déjà exposé mon point de vue sur les « *réserves et ressources des shale oil & shale gas* »

http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_Nice2011long.pdf,

J'essaie de l'actualiser

Pour un pétrolier un schiste est une roche métamorphique et traduire shale par schiste est erroné

Le terme exact est roche-mère et les roches mères ne sont pas des shales, mais des formations contenant suffisamment de matière organique (kérogène) pour générer des hydrocarbures. Aux US « *shale oil* » (à ne pas confondre avec oil shale qui sont en France les schistes bitumineux qui ne sont ni du bitume, mais du kérogène immature, ni des schistes) est maintenant appelé « *light tight oil* »

Un « *système pétrolier* » est constitué d'une roche mère ayant atteint la maturité, d'un réservoir et d'une couverture.

Le potentiel de génération d'hydrocarbures par une roche-mère (en étant par son enfouissement dans la fenêtre à huile ou à gaz) est mesuré sur des échantillons (carottes, déblais, affleurements) grâce au RockEval (auparavant c'était par la teneur en matière organique). On s'est alors aperçu (Laherrère, Perrodon, Demaison 1994 « Undiscovered petroleum potential ») que les volumes générés étaient considérables et que le ratio avec les réserves ultimes des champs conventionnels était de l'ordre de 1% quand on étudiait les bassins définis par la roche mère dans un « Système Pétrolier ». Ainsi en Mer du nord l'efficacité est de 1%, beaucoup moins pour le Bassin de Paris. 99% des hydrocarbures générés sont donc dispersés dans les sédiments et notamment dans la roche-mère. On ne doit pas être surpris par les volumes encore dans la roche mère, et qui sont maintenant l'objectif des pétroliers, qui, ayant épuisé l'exploration des hydrocarbures faciles, disposent de techniques chères de récupération (puits horizontaux, fracturation hydraulique connus depuis plus de 40 ans) devenus économiques, grâce à l'augmentation du pétrole depuis 2005, pour extraire les hydrocarbures de réservoirs très médiocres (porosité et perméabilité).

Le méthane peut être biogénique ou thermogénique et est abondant partout où il y a de la matière organique (biogaz). Les sources annuelles de méthane dans l'atmosphère sont en Gt (Tg) de 160 pour les sources naturelles (dont 120 terres inondées, 20 lacs et rivières, 10 océans et 10 termites) et 340 pour les sources anthropogéniques (dont 100 extraction charbon, huile et gaz, 80 fermentation animale, 50 rizières, 30 feux biomasse, 30 décharges, 30 déchets animaux, 20 égouts domestiques)

Une vache en ruminant émet de l'ordre de 1 m^3 de méthane par jour (étude en Argentine)

-Fig 1: collecte du méthane d'une vache en Argentine -Fig 2: transport de bio-methane pour les bus de Pékin 1961

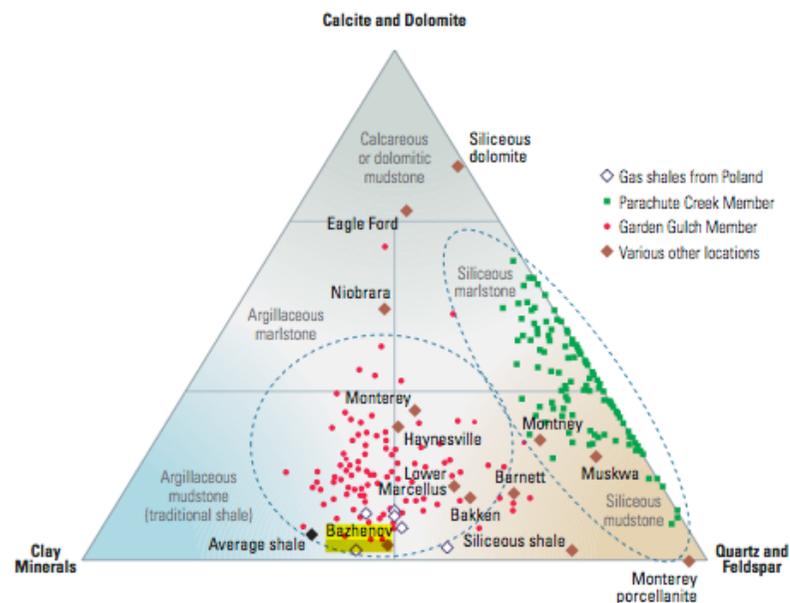


Le méthane est partout où il y a de la vie, à savoir de la matière organique en décomposition, le problème est de le produire économiquement. De plus le transport du gaz est environ 10 fois plus cher que le transport du pétrole, ce qui explique les grandes quantités de gaz dit « stranded » (ou gelé) depuis des décennies, notamment en Alaska North Slope

Le gaz non conventionnel comprend: *coalbed methane = CBM*, *tight gas* et *shale gas*, mais aussi hydrates, gaz dissous dans les aquifères à pression géostatique et biogaz.

-définition du *shale gas*

-Fig 3: composition des principaux réservoirs en argile, silice et calcaire Schlumb Oilfield Review winter 2010/2011



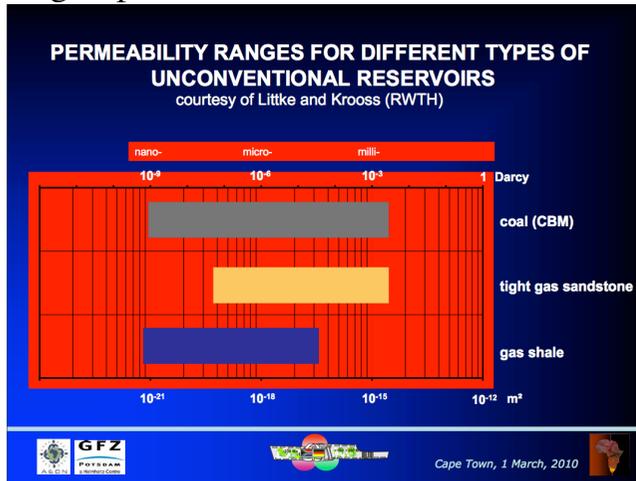
Le pourcentage en argile des principaux *shale gas* (Barnett, Haynesville, Marcellus) est moins de 50%.

Le réservoir est décrit en terme de porosité (capacité à contenir les HC et eau), perméabilité (capacité à laisser sortir les HC) et teneur en matière organique (TOC = Total Organic Carbon). Les gaz non-conventionnels : CBM (coalbed methane), *tight gas* et *shale gas*. Dans les sables compacts le gaz est libre dans les pores, alors que dans les CBM le gaz est principalement adsorbé sur le charbon. La maturité de la matière organique est essentielle: immature, fenêtre à huile, fenêtre à gaz et trop cuit (d'après le pouvoir de réflectance de la vitrinite R_o). La génération des HC est déduite des mesures par Rock-Eval.

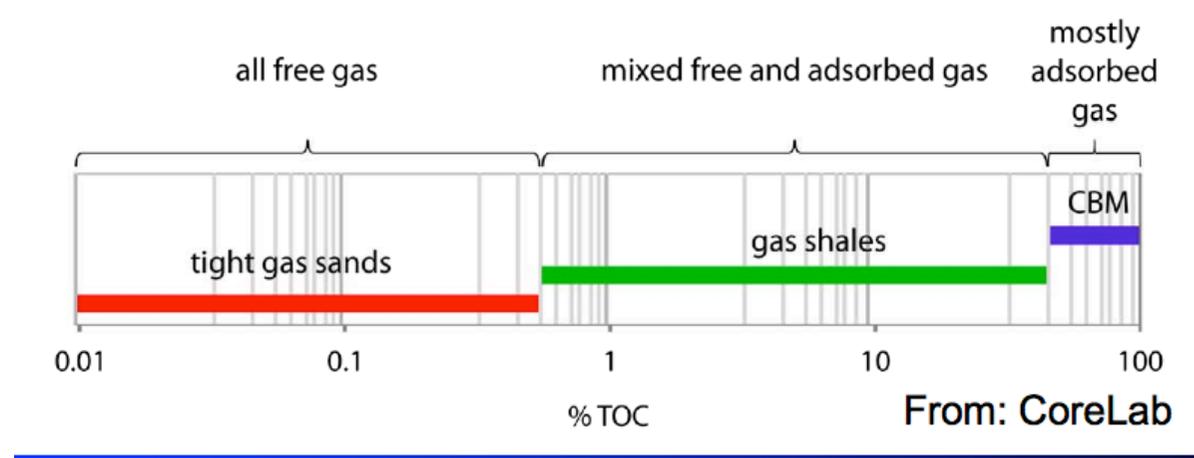
Le terme *shale* commence à avoir mauvaise réputation et aux US le *shale oil* est devenu le *light tight oil*

En France le terme *schiste* incorrect géologiquement devrait être remplacé par *roche-mère* : il a été dans le rapport Pillet et al février 2012 : «Les hydrocarbures de *roche-mère* » http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/007612-01_et_007612-03_rapports.pdf, bien que sur le site du ministère il est « Mission d'inspection sur les gaz et huiles de *schiste* (rapport final - mars 2012) »

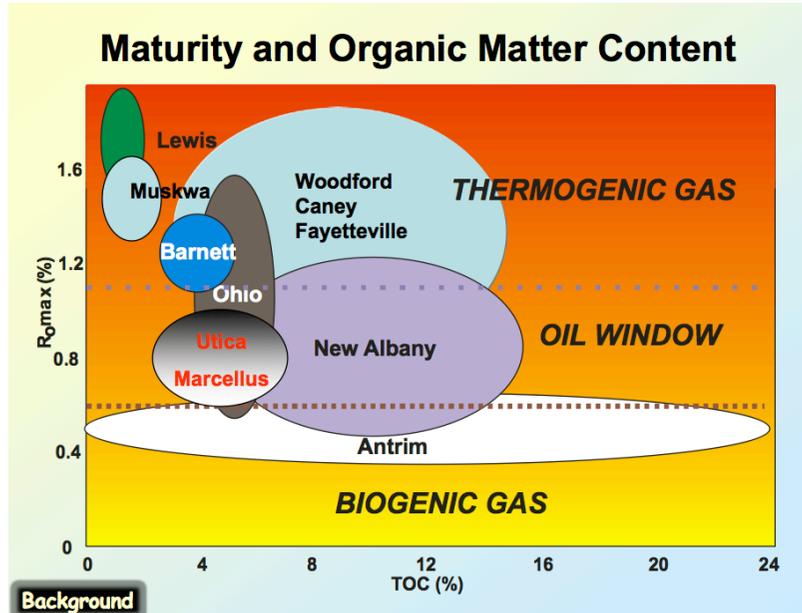
-Fig 4: perméabilité GFZ



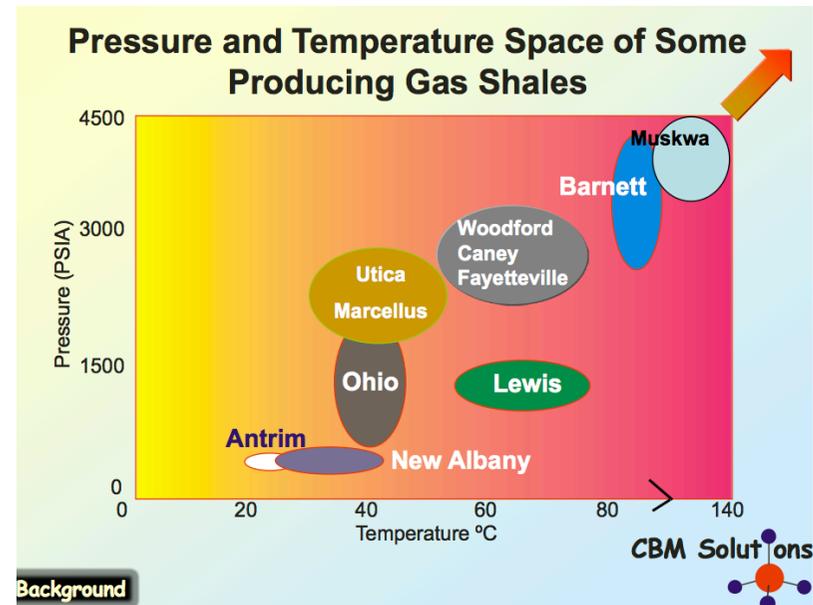
-Fig 5: TOC CoreLab



-Fig 6: maturité et TOC Bustin et al AAPG 2009



-Fig 7: pression et température

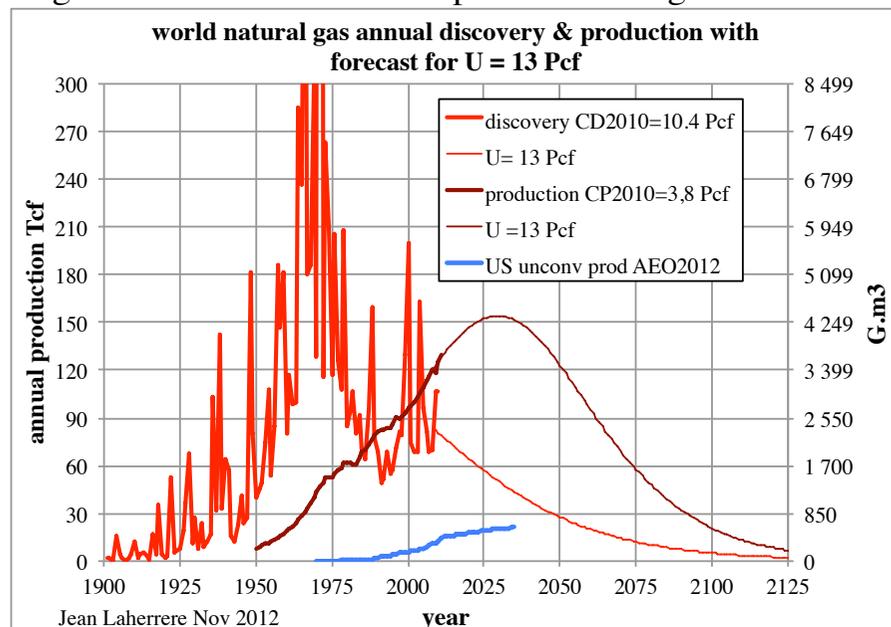


-gaz naturel mondial

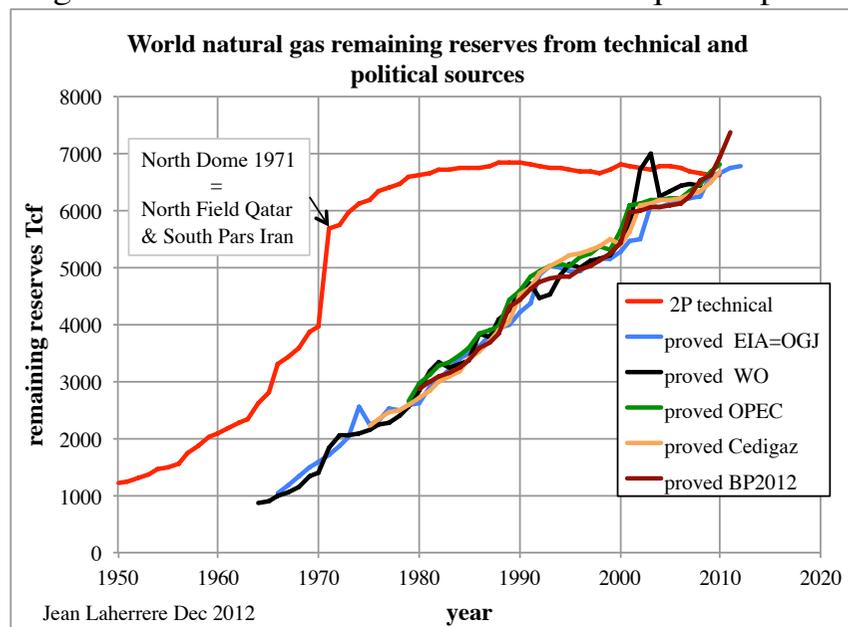
Le gaz naturel mondial a vu son pic de découverte dans les années 1960 et son pic de production arrivera vers 2030.

Les réserves restantes mondiales publiées par les agences officielles, qui sont soit politiques soit financières, ne cessent de monter depuis 1965, mais les réserves techniques confidentielles plafonnent depuis 1980

-Fig 8: Monde: découverte et production de gaz



-Fig 9: réserves restantes mondiales techniques & politiques



Les productions non-conventionnelles, en grande majorité aux US, ont décollé en 1980

-cas particulier des US

La production de gaz US (marketed) a culminé en 1973 à 22,6 Tcf est redescendu jusqu'en 1986 à 16,9 Tcf et en 2011 est à 24,2 Tcf, avec une montée rapide due au shale gas. L'EIA/AEO 2012 prévoit pour 2035 une production de 28 Tcf.

Mais la production du Texas qui a culminé en 1972 à 9,2 Tcf, déclin à moins de 6 Tcf de 1980 à 2006 remontée à 7,6 Tcf en 2009 et redescende à 7 Tcf en 2011. la production par puits de gaz au Texas était de 0,6 Mcf en 1944 et n'est que de 0,07 Mcf en 2011 alors que la production par puits du Barnett a culminé en 2000 à 0,19 Mcf et en 2011 à 0,12 Mcf.

-Fig 10:US: production de gaz d'après EIA

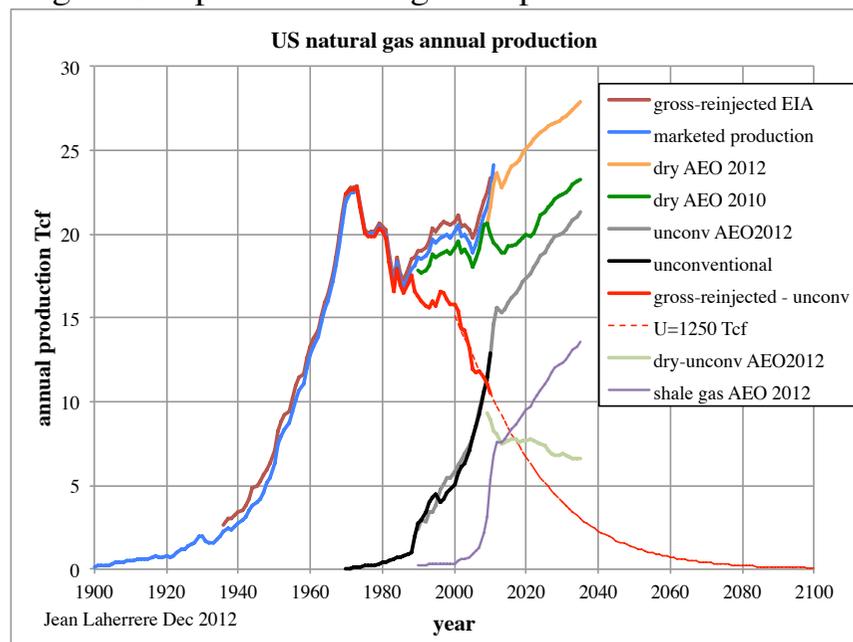
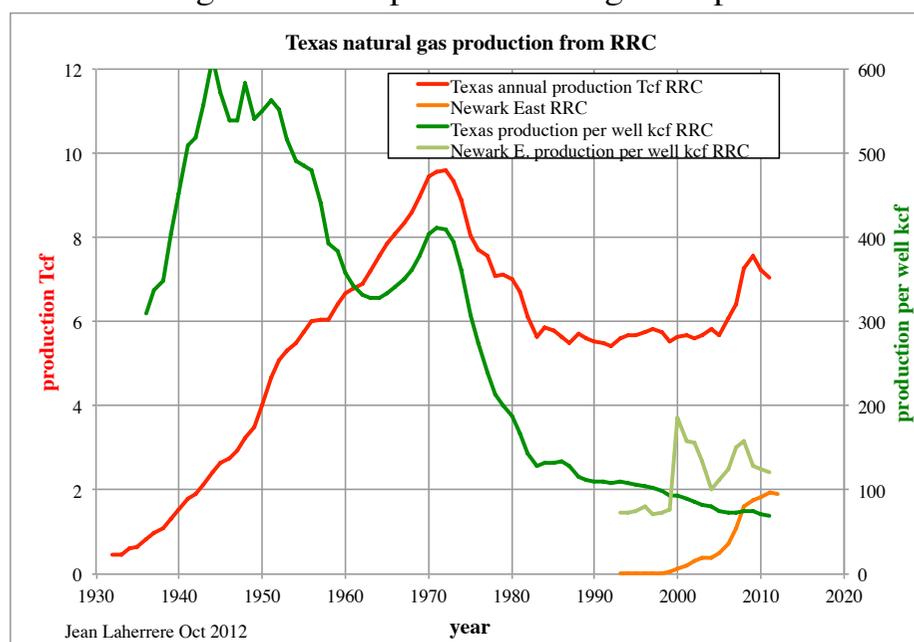


Fig 11: Texas: production de gaz d'après RRC



Je doute que la production US en 2035 soit supérieure à la production actuelle, car en 2035 la production conventionnelle (en rouge) sera à moins de 5 Tcf.

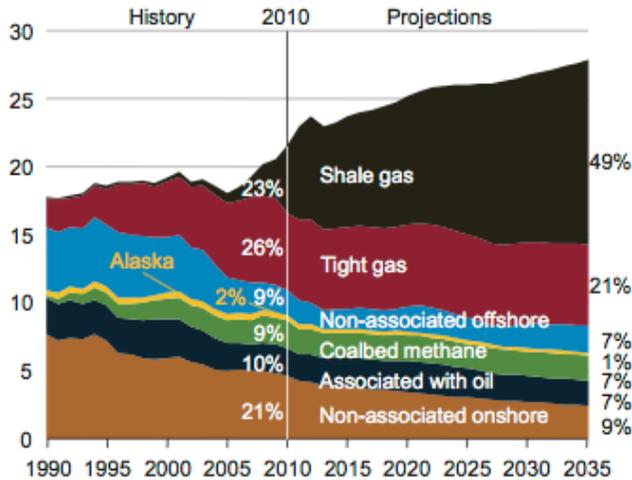
La définition de non conventionnel est variable chez EIA: le rapport AEO 2010 a vu le *tight gas* disparaître au profit du conventionnel, mais il a refait surface en 2011

Les prévisions EIA de production de gaz non conventionnel aux US varient avec le temps en définition et valeur et ordre, comme si l'objectif est d'empêcher la comparaison ou d'apporter la confusion sur ce sujet.

-Fig 12: US: production de gaz EIA AEO 2009 à AEO 2012

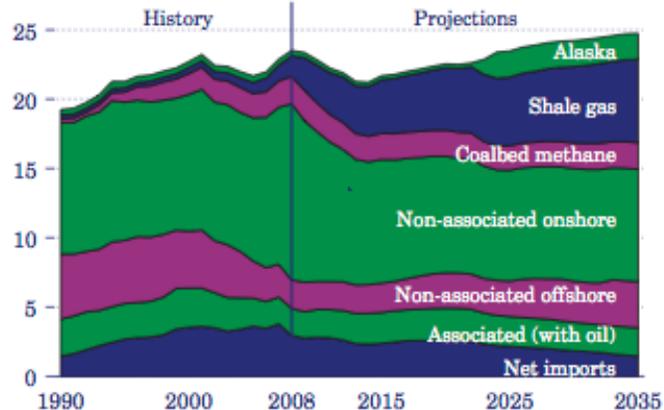
AEO 2012

Figure 2. U.S. natural gas production, 1990-2035 (trillion cubic feet)



AEO 2010 sans "tight gas"

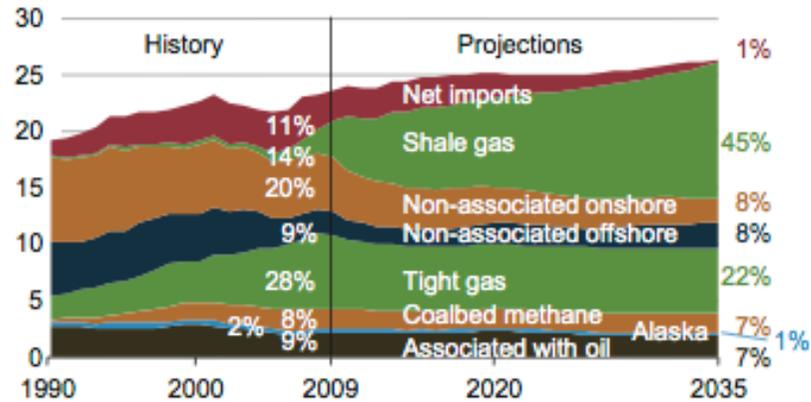
Figure 3. U.S. natural gas supply, 1990-2035 (trillion cubic feet)



AEO 2011

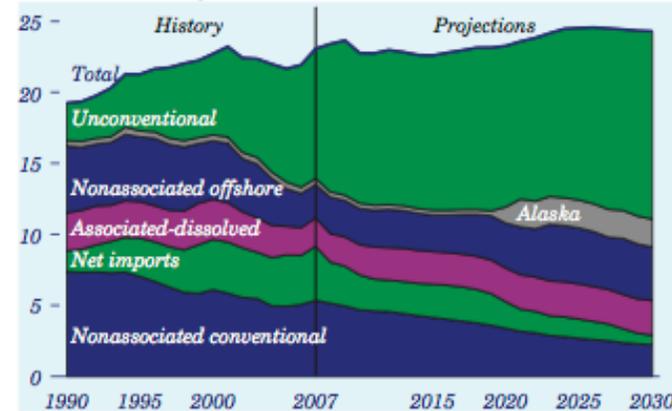
Figure 1. Shale gas offsets declines in other U.S. supply to meet consumption growth and lower import need

U.S. dry gas production (trillion cubic feet per year)

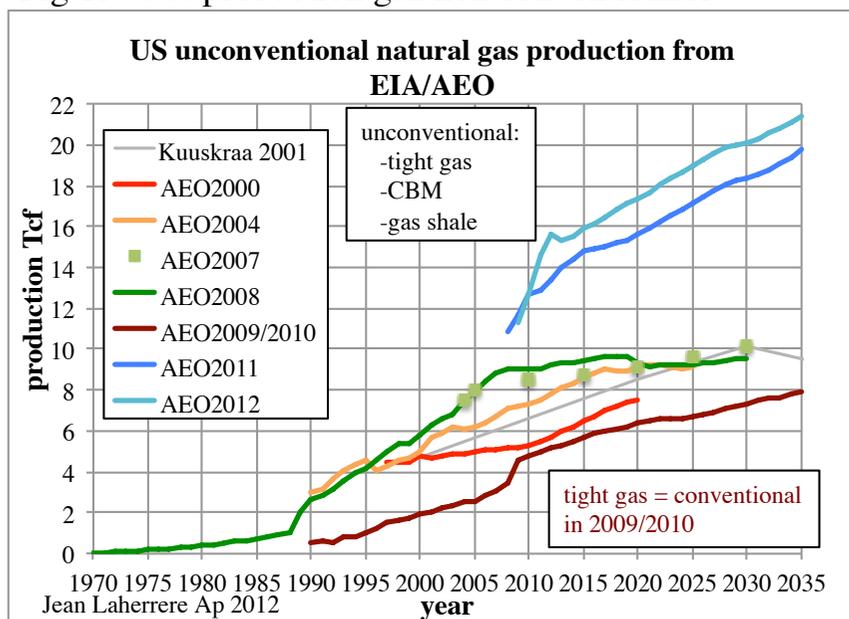


AEO 2009 non conventionnel groupé

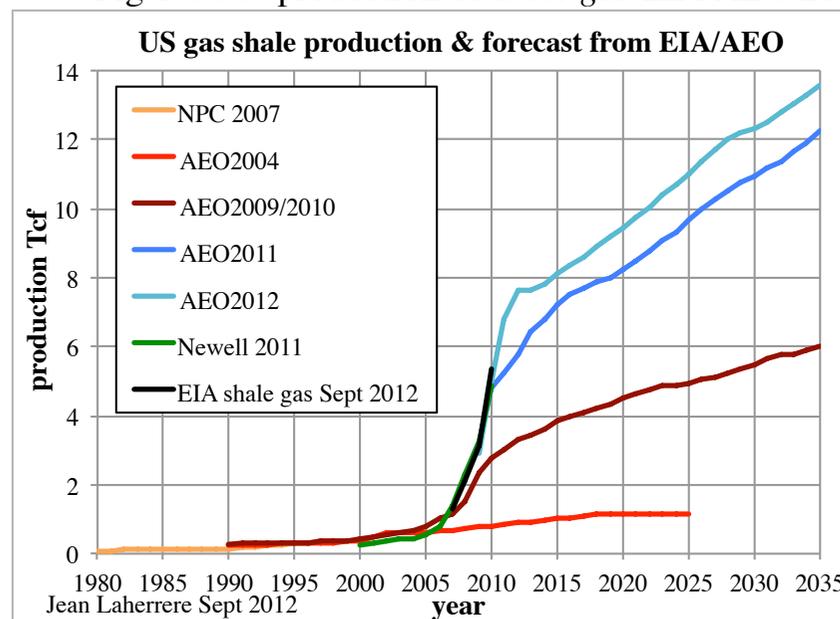
Figure 2. Total natural gas supply by source (trillion cubic feet)



Il faut rappeler que la première production de gaz aux US a été en 1821 à Fredonia (Etat de New York) avec du *shale gas* utilisé pour l'éclairage. Mais ce shale gas a été abandonné dès que le gaz conventionnel a été mis en production. En 1880 (Hill 2002) (ou 1881, 1914, 1915 ou 1918) découverte de *shale gas* dans le champ de Big Sandy (Kentucky & West Virginia) dans la formation Ohio shale (Dévonien Supérieur). Le Marcellus *shale* est du Dévonien Moyen. Mais de 1976 à 2000 USDOE & GRI ont dépense 127 M\$ dans un programme de recherche pour le Antrim *shale* au Michigan. En 1977 USDOE a montré la fracturation hydraulique dans les shales. De 1980 à 2002, le crédit d'impôt sur le shale gas (section 29) de 0,5 \$/kcf a été une forte incitation qui a poussé George Mitchell a foré le Barnett, ainsi que les aides de l'USDOE et de l'Institut de recherche du gaz (GRI) pour développer les moyens techniques du forage, de la production et de la sismique. En 1986 première multi-fracturation dans un puits horizontal par USDOE/privé. En 1991 GRI subventionne Mitchell Energy pour le premier puits horizontal dans le Barnett. Le *shale gas* ne commence qu'en 1990 dans le rapport AEO et les données détaillées EIA de *shale gaz* qu'en 2007 -Fig 13: US: production gaz non conventionnel

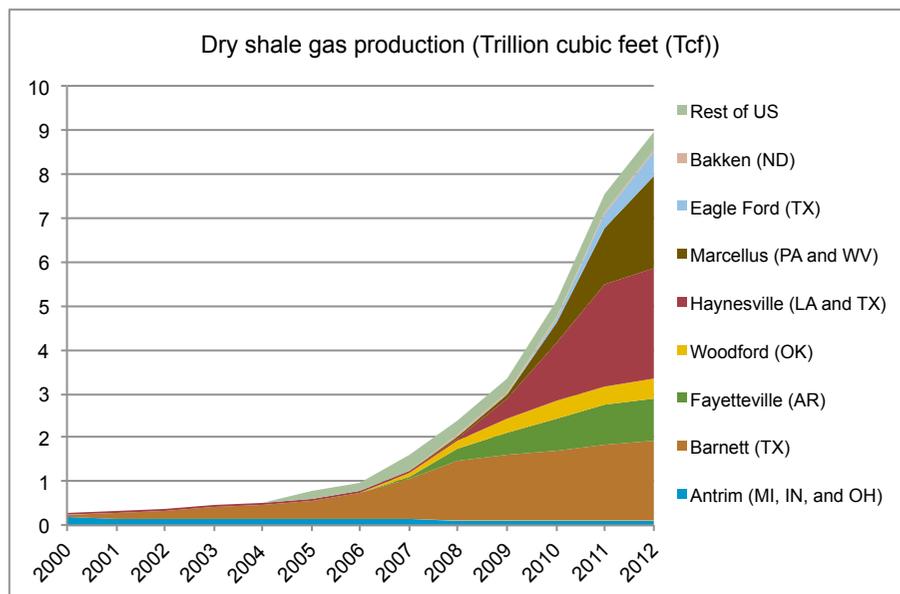


-Fig 14: US: production de *shale gas* EIA/AEO 2004 à 2012

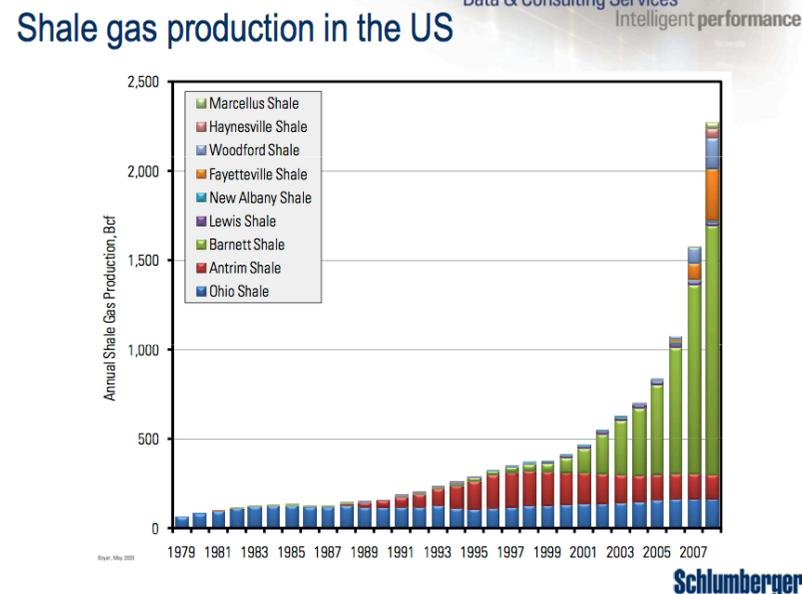


La production US de shale gas publiée par EIA depuis 2000 diffère de celle de Schlumberger qui remonte à 1979

-Fig 15: US: production de *shale gas* EIA



-Fig 16: US: production de *shale gas* Schlumberger



Schlumberger (Boyer) distingue une production de l'Ohio shale alors qu'elle n'existe pas dans les documents récents EIA. Cette omission semble volontaire: **le shale gas est nouveau, pas ancien.** On oublie donc l'ancien!

Cependant le champ de gaz de Big Sandy (en fait un agrégat de nombreux petits champs) découvert en 1914 (?) produit depuis 1921 (déjà 2,5 Tcf produit fin 2010). Dans le rapport annuel USDOE sur les réserves des US il y a la liste des 100 plus grands champs de pétrole et de gaz avec production et date de découverte. De 1997 à 2009 (dernière donnée) le champ de Big Sandy a débuté à la 18 e place, puis 14 puis 23 et enfin retour à 18 (en 2006 sorti de la liste des 100 ?).

Par contre la date de découverte était de 1881 de 1997 à 2003 pour passer à 1926 de 2004 à 2009. Mais les rapports annuels d'activité d'AAPG donne soit 1914 ou 1918 avec première production en 1921. La date de 1926 est donc fausse. Pourquoi l'USDOE omet actuellement tout le passé de shale gaz avant 1990, alors que l'USDOE a joué un rôle important dans ces découvertes. Est ce une querelle entre anciens et nouveaux chefs? Il n'y a pas de plus grande querelle entre chefs que dans une même famille (PS, UMP, AIE 2002 contre AIE 1998, USGS 2000 contre USGS 1995).

Il est difficile d'avoir des données fiables sur la production de Sandy Big (rien de 1921 à 1950 avec plus de 4000 puits).

Il ne faut pas confondre Ohio shale qui est une formation géologique et la production de shale de l'Etat d'Ohio

-Fig 17: Ohio shale gas : champ Big Sandy & production Etats

-Fig 18: carte Big Sandy : agrégat de petits champs

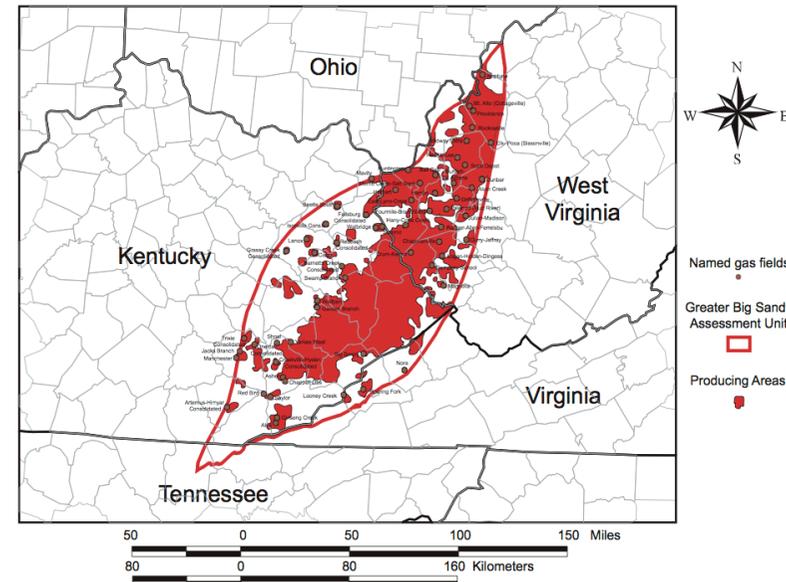
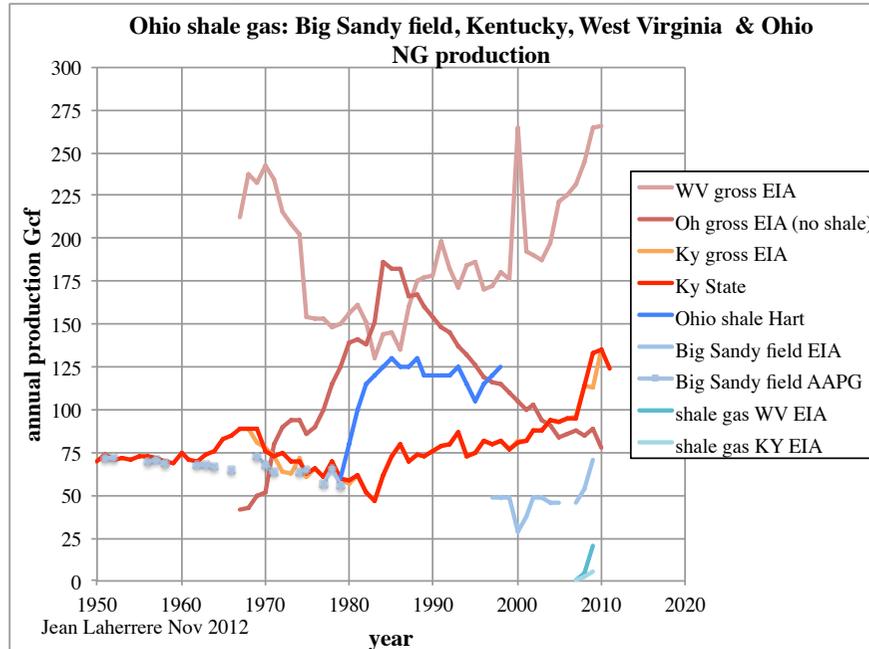


Figure 19. Named fields producing from the Devonian shale in the Greater Big Sandy Assessment Unit. Locations are approximate field centers (data from Roen and Walker, 1996).

La production du champ de Big Sandy a été amélioré (1964) en utilisant des explosifs (nitroglycérine) dans le *black shale*

Table 1
Inventory of the response to well stimulation by shooting in the black shale in parts of Big Sandy gas field in Kentucky*

County	Percent		Average open flow		Percent after shot	
	Natural producing wells	Wells shot	Before shot	After shot	Wells less 100 Mcfd	Dry holes
Floyd	10	90	68	360	25	8
Martin	4	96	46	269	32	8
Knott	2	98	58	238	31	7
Pike	3	97	48	201	37	12
Magoffin	0.1	100	26	151	60	41
Johnson	0	100	21	105	51	26
Perry	0	100	37	133	31	16
Letcher	0	100	12	86	68	24

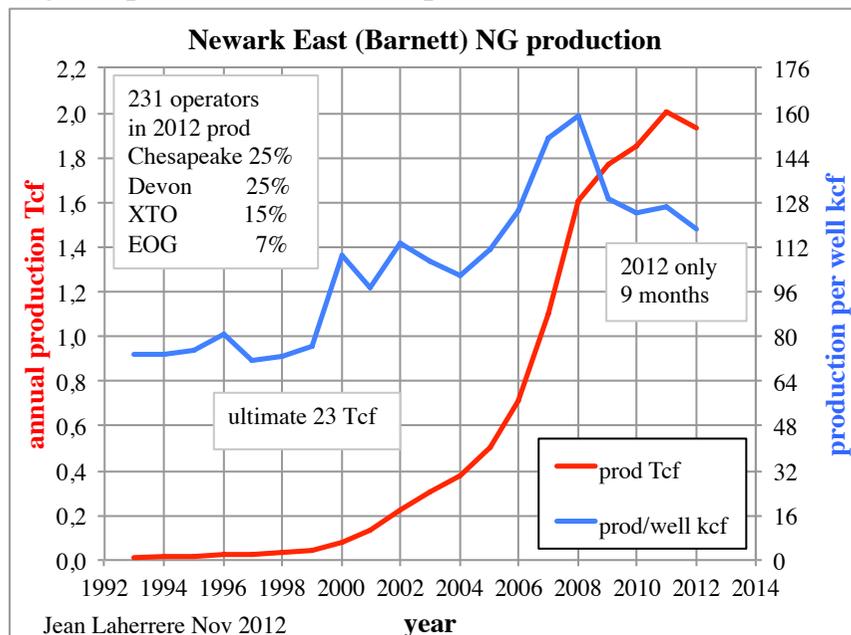
*Modified from Hunter (1964).

-Fig 19: stimulation par explosif

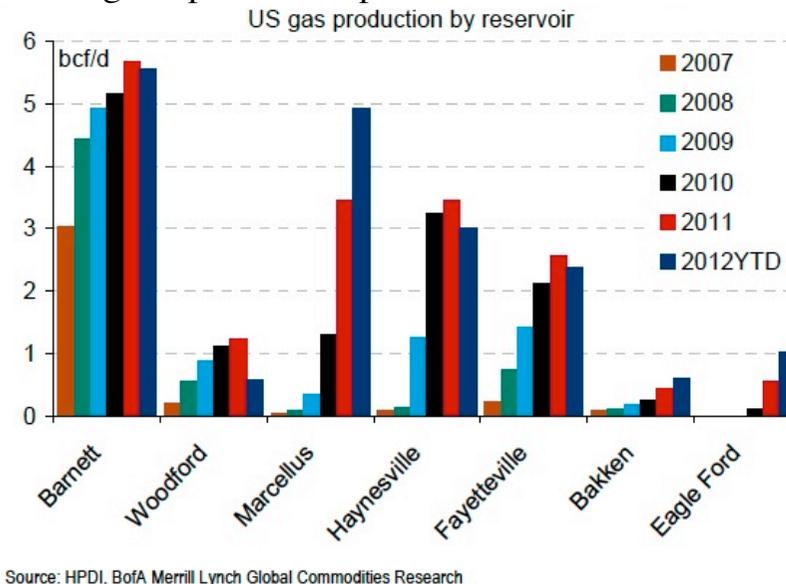
-US: le shale gas nouveau

Le renouveau du *shale gas* a été le Barnett avec le champ de Newark East au Texas, grâce aux techniques anciennes de forage horizontal et de fracturation hydrauliques, à l'aide de l'USDOE et du crédit d'impôt, mais surtout grâce au prix élevé du gaz à plus de 10 \$/kcf en 2006 et 2008

-Fig 20: production du champ de Barnett : Newark East



-Fig 21: production par réservoir Sarsfield-Hall 2012



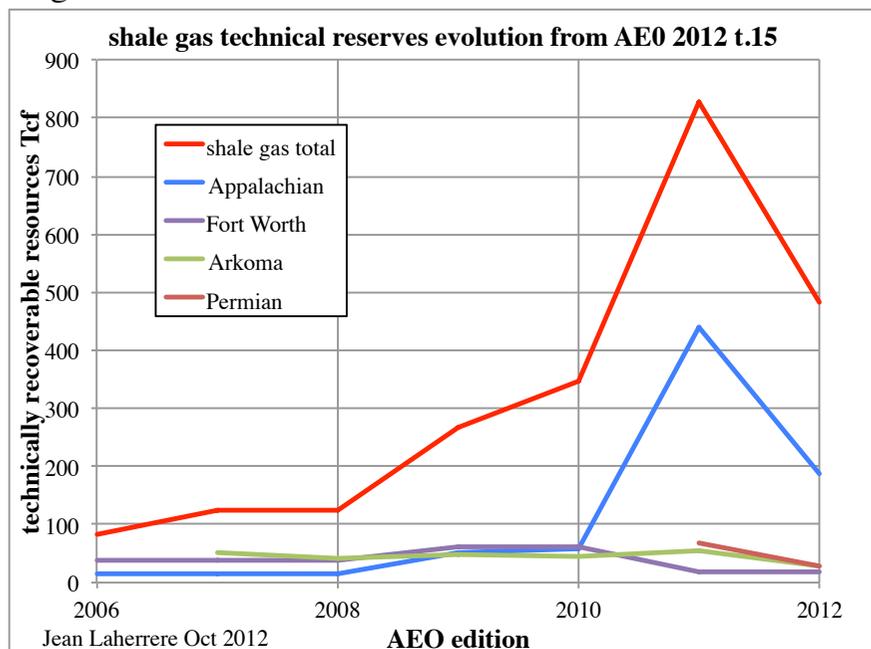
Source: HPDI, BofA Merrill Lynch Global Commodities Research

Figure 4 - Production of natural gas from various shale plays in the US from 2007 to 2012.

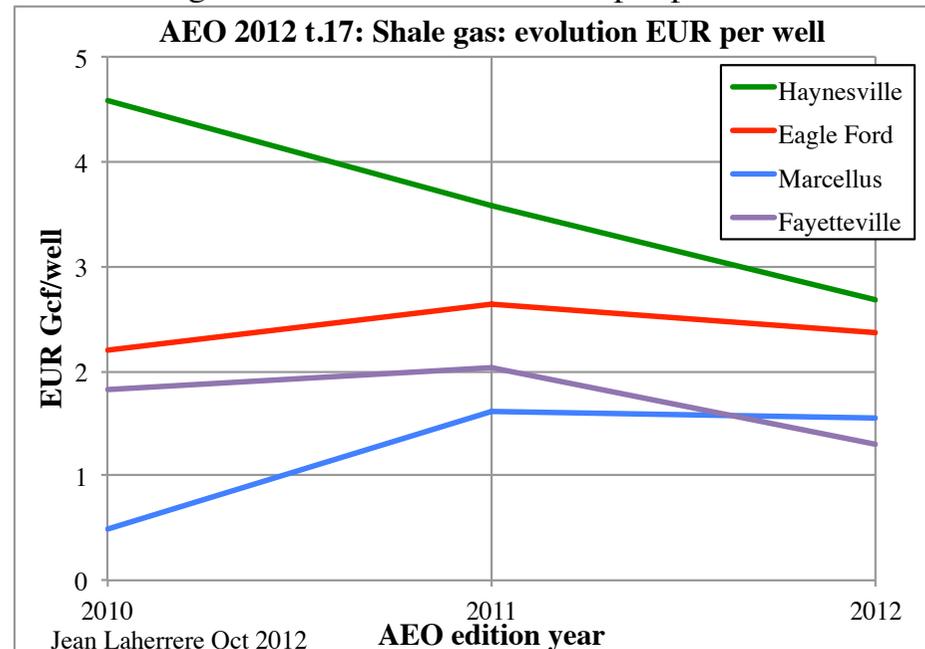
La production de l'Antrim shale au Michigan a décollé en 1989 et a culminé en 1997 (fig 16) pour décliner de 4%/a. Les données récentes sur les nouveaux *plays* montrent un déclin 2012 pour les shales, sauf Marcellus & Eagle Ford. Le *shale gas* a aussi été sans doute artificiellement gonflé avec les nouvelles règles de la SEC 2010 permettant de classer en réserves prouvées des surfaces non forées mais justifiées par un modèle gardé confidentiel. L'achat de participations par les majors avait pour but d'ajouter ces réserves dans leur bilan annuel pour compenser les diminutions de gaz conventionnel. Mais pour garder ces réserves en vie, il faut forer et produire. Mais le rush sur le shale gas nouveau (Newark est produit par 231 opérateurs) et l'absence de gazoduc a conduit à un effondrement du prix du gaz US, rendant le shale gas non économique et les promoteurs ont fui le gaz pour les liquides et le forage gas s'est effondré (voir plus loin)

Les réserves de shale gas publiées par l'EIA: AEO de 2006 à 2012 montre un pic en 2011 avec 800 Tcf, tombant à 500 Tcf en 2012 : quid en 2013 ? L'évolution des réserves par puits montre aussi un pic en 2011

-Fig 22: évolution des réserves AEO 2006 à AEO 2012



-Fig 23: évolution des réserves par puits



Il faut rappeler (Laherrere Berlin 2004) qu'au Canada le gisement de « tight gas » d'Elmworth-Wapiti était estimé contenir 440 Tcf par son découvreur John Masters (en 1980), mais actuellement l'estimation est de 5 Tcf.

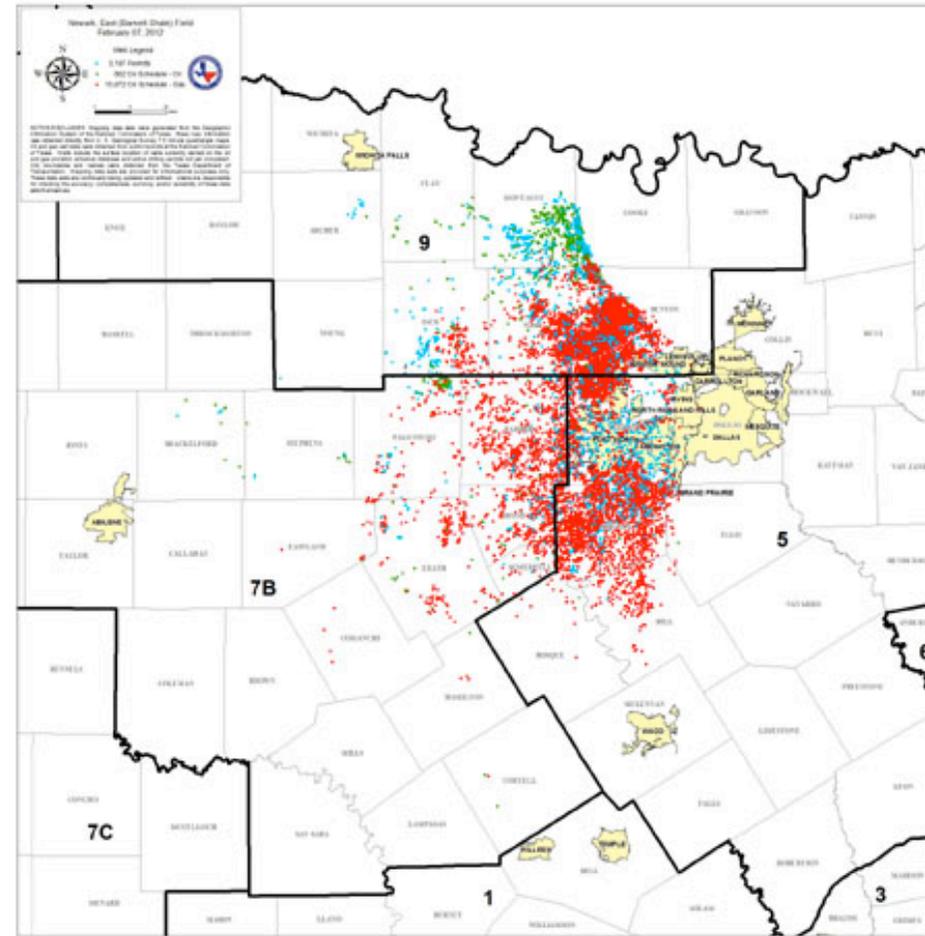
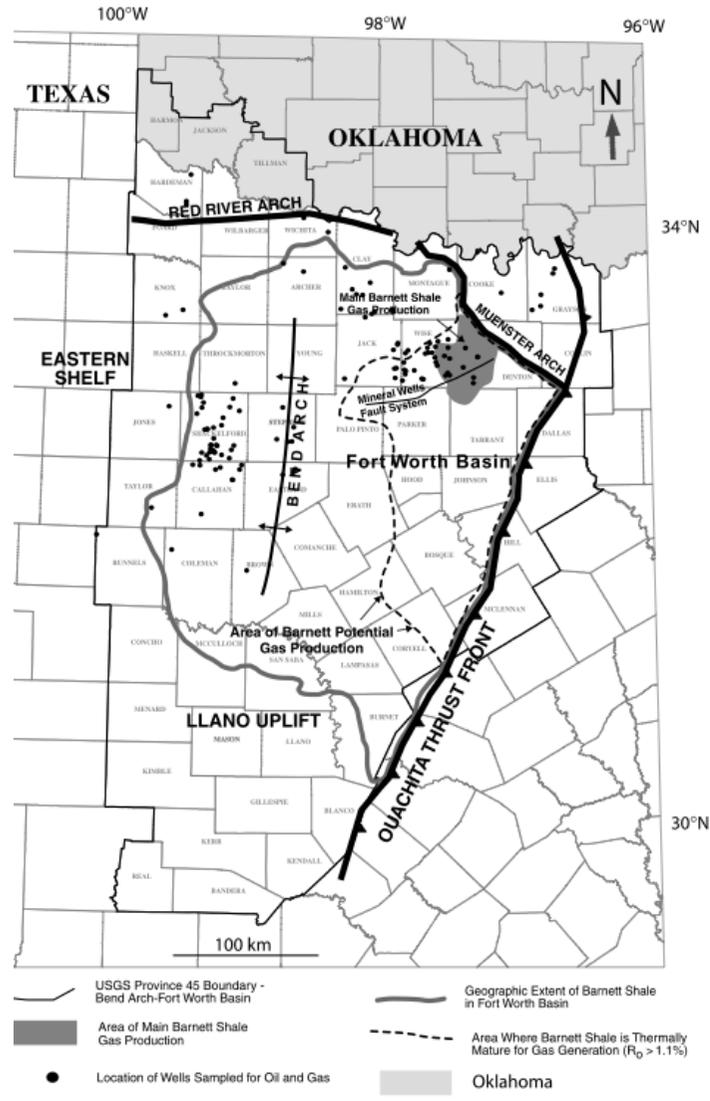
Le grand problème est que les études sur le potentiel des bassins en shale gas confondent ressources et réserves, réserves techniques et réserves économiques, accumulation continue et champ discret (sweet spot)

La carte des surfaces des ressources non conventionnelles couvre tout le bassin où existe la roche mère, mais la zone où la production est économique (sweet spots) est bien inférieure. Ainsi la zone dite Barnett sur ces cartes est très supérieure à la zone forée, qui est en fait le champ de Newark East.

Les cartes suivantes montrent que les surfaces des shale gas sont très optimistes :

-Fig 24: cartes du shale gas aux US variables suivant les auteurs et la date

La carte du Barnett des graphiques précédents est différente des zones de maturité, de production et des volumes puits producteurs : rouge = gaz, vert = pétrole, bleu = forage



puits économique à 6,5 \$/kcf TOD 6229

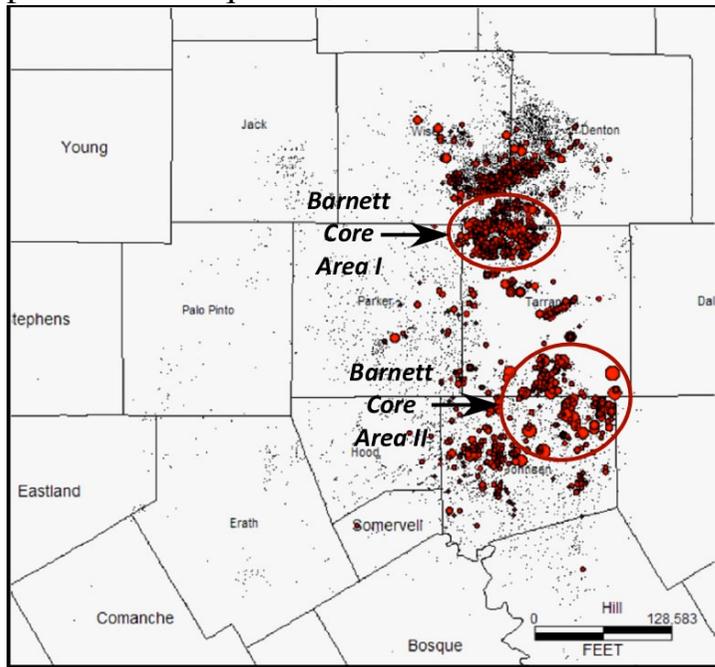
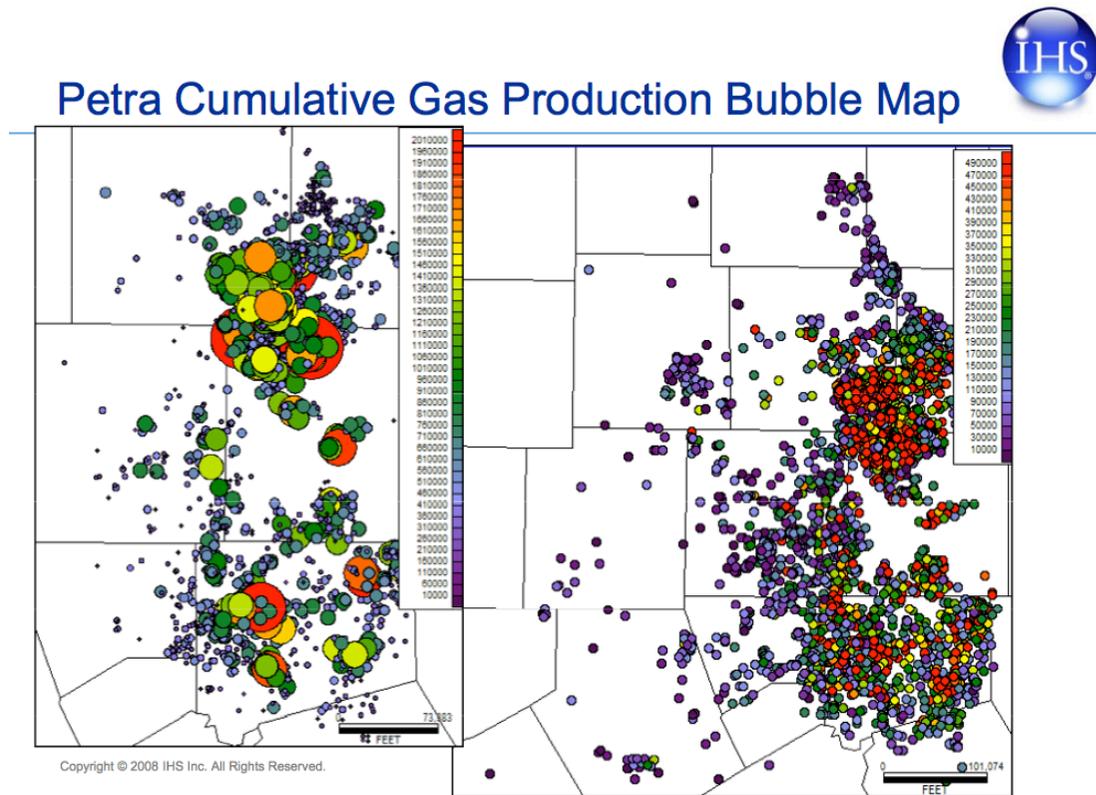


Figure 8. Barnett Shale horizontal wells. Red circles represent wells estimated to be commercial at \$6.50/Mcf netback natural gas price. The Barnett core areas are shown. Data provided courtesy of IHS Inc. However, the analysis and opinions expressed here are solely those of the author and do not represent those of IHS or any other organization.

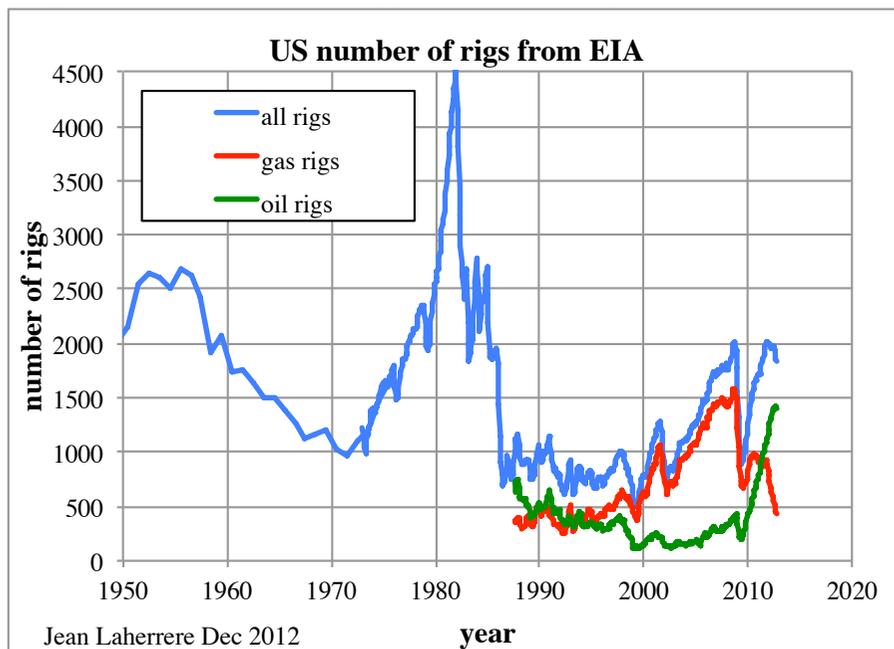
carte IHS Petra Reimers 2008 des volumes cumuléés et annuels



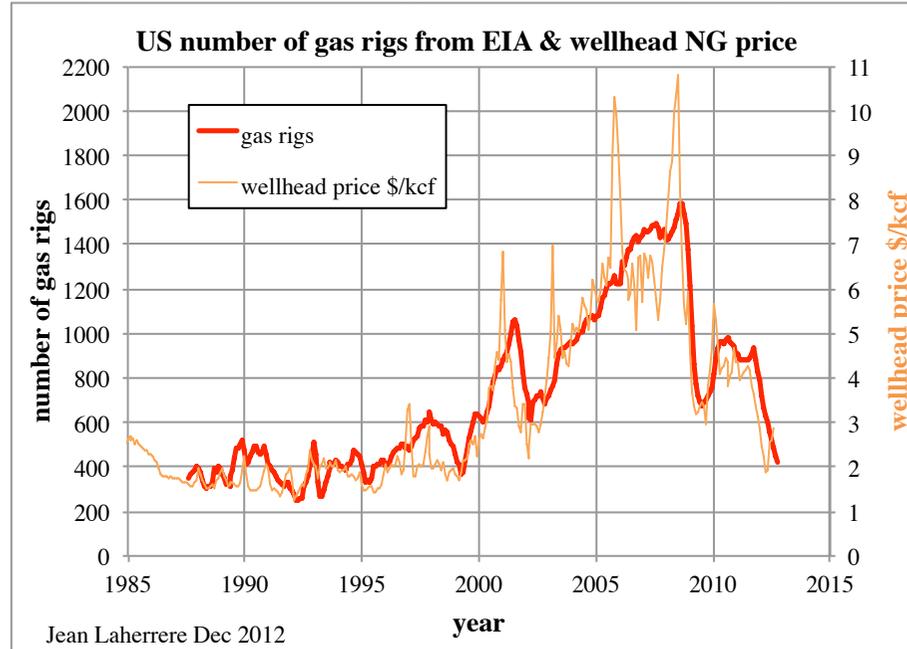
Au contraire des gisements conventionnels, pour les gisements non conventionnels dits continus, les débits et ultimes par puits sont très variables. *Le concept de non-conventionnel est que toute la roche-mère est potentielle: c'est la définition de l'USGS de piège de type continu. C'est le grand malentendu, en fait seuls certains endroits = sweet spots peuvent être produits. Le tight gas correspond à des réservoirs compacts = soit grés ou argile : il y a souvent confusion entre tight gas et shale gas.* Tous les magazines techniques chantent les prouesses de la sismique, notamment 3D qui permet déceler les *sweet spots*, montrant bien que tout le bassin n'est pas productif et qu'il faut trouver les bons coins et ignorer les mauvais coins. Mais les chiffres de ressources publiés sont basés sur toute la surface du « shale play » ou parfois de tout le bassin.

-Activité US de forage pour le shale gas et prix du gaz

-Fig 26: US: nombre d'appareils de forage



-Fig 27: US: nombre d'appareils de forage gaz et prix du gaz



La corrélation de 1988 à 2012, entre prix du gaz et nombre d'appareils de forage pour le gaz, est remarquable. Le nombre d'appareils vient d'être divisé par 2 en moins d'un an, bien que beaucoup de contrats obligent le producteur à continuer de forer: c'est le vrai plongeon après l'euphorie (NYT 20 oct 2012).

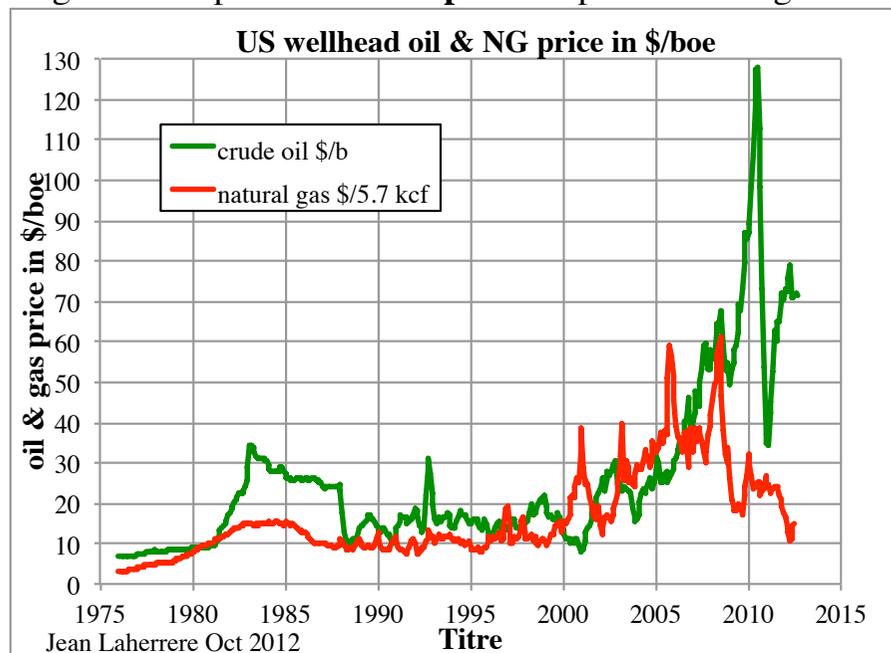
Tillerson le patron d'Exxon qui a acheté XTO pour 41 G\$, déclare: "We are all losing our shirts today, "We're making no money. It's all in the red."

British Group vient de faire un write-off de 1,3 G\$ sur ses acquisitions de shale gas aux US.

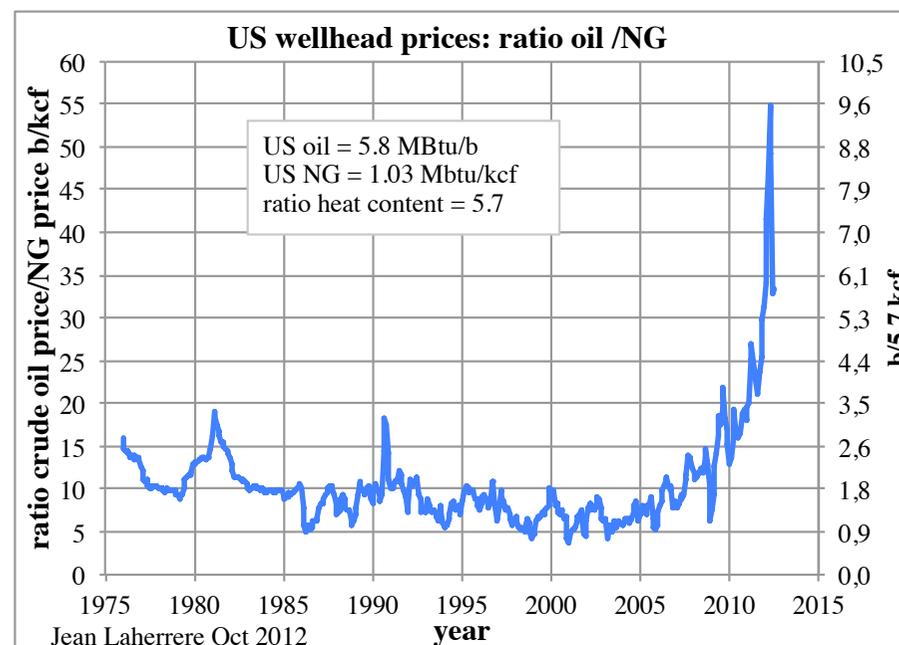
McClendon a déclaré que 50% des forages se font pour maintenir des licences en vie, sinon ils perdent leurs réserves et cela aggrave leur bilan. Les promoteurs ont pour but principal de vendre leurs actions au plus haut prix à court terme et non de produire le maximum de gaz à long terme.

Le prix du gaz aux US est ridiculement bas, comparé à celui du brut, il a été près de 10 fois moins cher en équivalent calorifique en avril 2012 ! Alors que, de 1976 à 2008, le maxi a été 3 fois en 1982 et 1991, mais pour une courte période. L'équivalence énergétique aux US est 1 bep = 5,7 kcf (il est pour le monde 1 bep = 6 kcf)

-Fig 28: US : prix en tête de puits du pétrole et du gaz



-Fig 29: US : rapport prix pétrole sur gaz



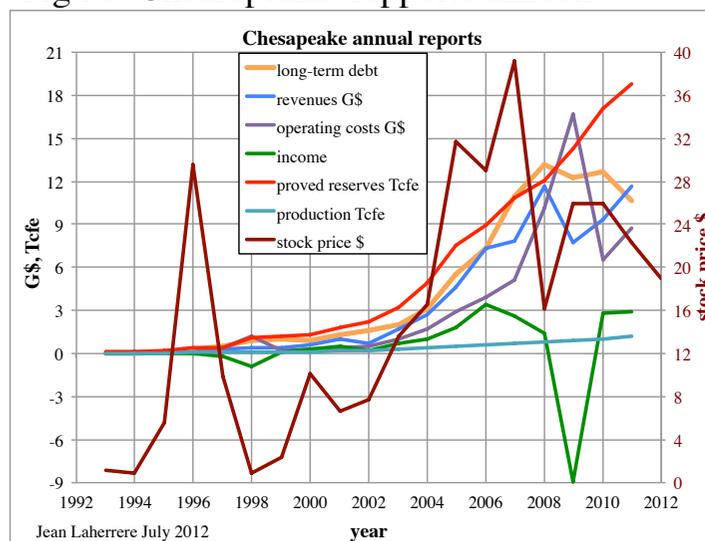
Cette aberration est due au rush des promoteurs comme Chesapeake et l'absence de gazoducs, la construction de gazoduc nécessite une alimentation sur une longue période, ce qui n'est pas ici garanti ! Tout le monde fait du court terme !

L'écroulement du prix du gaz (60% depuis 2008) ressemble à celui du prix du brut en 1932 avec la production du champ d'East Texas qui a atteint près de 1 Mb/d (15% de la production mondiale) en 1933 avec 12 000 puits. Le prix s'étant écroulé de 1 \$/b à 0,1 \$/d le gouverneur du Texas a décrété la loi martiale (9 Jan 1932) et a envoyé la garde nationale pour fermer les puits et le prix est remonté à 1 \$/b. Il n'est plus possible de corriger les égarements du marché par la force militaire !

Chesapeake, fondé en 1989 par McClendon, est en 2011 la deuxième compagnie pour la production de gaz aux US après Exxon-Mobil, mais elle était en tête en 2010. L'action CHK est montée à 60 \$ mais est redescendu à 20 \$ actuellement. Chesapeake a vendu des intérêts à de nombreux majors dont Exxon-Mobil, Statoil, Total, BP et CNOOC pour 24 G\$ en 3 ans. Mais la dette long terme est toujours de 11 G\$. McClendon a été démis du poste de président, mais reste CEO. La notation de Standard & Poor's sur Chesapeake est BB !

Dans OGFJ 15 oct 2010, McClendon affirme que le bonanza de découverte de *shale gas* aux US est terminé et le consultant Michael Lynch prévoit que le *shale gas* plafonnera en 2012 pour se terminer en 2020.

-Fig 30: Chesapeake: rapports annuels



-Fig 31: cours de l'action Chesapeake Energy



Chesapeake a été le leader du *shale gas nouveau* aux US, son déclin est le signe du futur du *shale gas* aux US.

IEA-WEO 2012: Golden rules for a golden age of gas: “Natural gas is poised to enter a golden age, but will do so only if a significant proportion of the world’s vast resources of unconventional gas – shale gas, tight gas and coalbed methane – can be developed profitably and in an environmentally acceptable manner.”

Les 2 problèmes du shale gas: environnement et rentabilité. Pour le moment la rentabilité du shale gas aux US est négative !

Cheniere, qui a construit 2 usines de gazéification du GNL au Texas pour pallier au déclin de la production US de gaz conventionnel, avait vu son action (appelé LNG) passer de 1\$ en 2002 à plus de 30 \$ de 2005 à 2008, mais LNG est redescendu à 3 \$ en 2009-2010, ayant pas prévu le *shale gas*. Mais LNG est remonté actuellement à 15 \$, après que Cheniere ait obtenu l'autorisation en Juillet 2012 (il est le seul sur 7 projets) de construire sur son site de gazéification de Sabine Pass une usine de liquéfaction pour exporter **en 2015 le shale gas des US**.

En 2011 le revenu net a été de 58 M\$ et la dette long terme de 2,5 G\$.

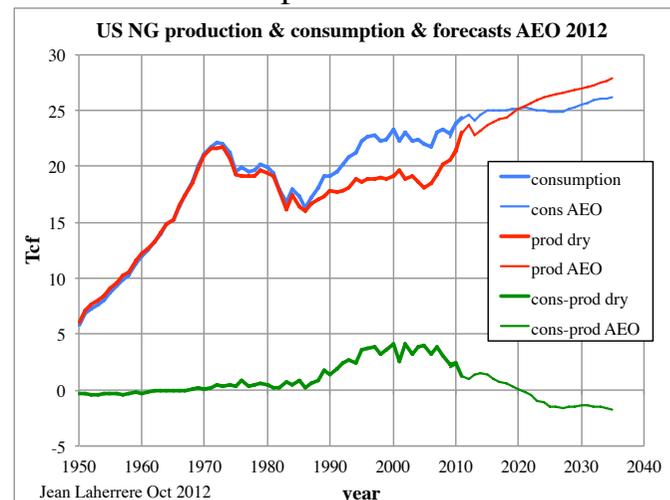
Il semble que l'objectif des patrons de Cheniere est plus de gagner de l'argent en bourse que par ses opérations!

AEO 2012 prévoit le net import du gaz à zéro que seulement en 2020. Et le volume exportable après 2020 est faible devant l'imprécision de la prévision.

Fig 32 : cours de l'action Cheniere Energy



Fig 33: prévision EIA 2012 sur production & consommation



J'ai des doutes sur une exportation significative du shale gas US : on verra peut-être quelques bateaux pour rassurer l'actionnaire. A défaut de gazoduc disponible, le prix du gaz aux US peut varier du simple au double suivant les centres.

-Autres nuisances

L'injection d'eau en grande quantité et à forte pression a causé dans le passé des tremblements de terre au Colorado (décharges radioactives années 1960) et en Suisse (géothermie 2008), qui a obligé à fermer l'activité. Ceci commence à se produire avec le shale gas en Arkansas (en fait l'injection des décharges des eaux de fracturation) et récemment à Dallas et en UK.

Le shale gas du Marcellus aurait un taux de radon radioactif supérieur à la moyenne, mais les chiffres varient en picocurie/L (37-2576 Resnikoff 2012; 5-1450 EPA 1973; 0-79 USGS 2012).

La radioactivité aux US est mesurée en picocurie/L = pCi/L, mais en Becquerel (Bq = une désintégration par seconde)/m³ dans le reste du monde où le SI est la loi: 1 pCi/l = 37 Bq/m³

Le radon dans une maison ne doit pas dépasser 4 picocurie/L = 150 Bq/m³

Le radon a une vie courte (3,5 jours) et la radioactivité décroît avec la longueur du gazoduc. Mais il est ahurissant de voir de telles divergences pour une mesure aussi simple : le problème est la validité d'une moyenne pour une fourchette très large !

40% du gaz associé est torché en North Dakota avec la production en forte progression du pétrole du Bakken et le manque de gazoduc. Le projet d'oléoduc de 200 000 b/d par Oneok vient d'être abandonné par manque l'engagement long terme. Le Bakken est du court-terme !

-shale gas dans le reste du monde et en Europe :

La grande différence entre les US et le reste du monde est que, dans les US le propriétaire du sol est propriétaire du sous-sol donc des hydrocarbures. Alors que dans le reste du monde c'est l'Etat qui est propriétaire du sous-sol. Il y a donc plus de 20 000 compagnies qui produisent aux US, alors qu'en Arabie Saoudite il n'y en a qu'une.

Un opérateur qui veut effectuer une fracturation hydraulique avec 40 camions aux US n'a qu'à téléphoner. Dans le reste du monde il faut les faire venir d'ailleurs.

La logistique est donc différente. La géologie des shales est variable aux US et il en est de même dans le reste du monde.

Le rapport EIA/ARI 2011 sur le *shale gas* mondial semble bien optimiste (voir p 23 Nice 2011), les plus grandes réserves seraient en Chine avec 1275 Tcf.

En Europe les cartes ne montrent pas les mêmes bassins suivant les auteurs

Même variation des cartes pour l'Europe

-Fig 34: carte des ressources de *shale gas* en Europe par 2 sources

Figure 3.7 ► Major unconventional natural gas resources in Europe



Europe shale basins. (Adapted from Kuuskraa et al. reference 6.)

-Activité récente du *shale gas* hors US et Canada

Large potentiel en Argentine (167 Tcf pour ARI) avec la formation Vaca La Muerta dans le bassin du Neuquen, mais peu d'informations de l'opérateur YPF en conflit avec Repsol qui a été exproprié sans compensation.

Large potentiel aussi en Russie avec la formation Bazhenov en Sibérie occidentale avec une activité prévue en 2013 par Rosneft avec Exxon & Statoil.

En Europe activité en Pologne qui continue malgré le retrait d'Exxon après 2 puits jugés non commerciaux (il y aurait 50% azote) et en Angleterre (bassin du Lancashire avec une formation très épaisse)

Des expérimentations de shale gas commencent en Inde, en Australie.

La grande inconnue est la Chine qui a de nombreux projets avec l'aide de majors qui se précipitent pour des accords avec les compagnies chinoises (Conoco, Shell, BP, Exxon, Total) et pour la deuxième vente (83 compagnies pour 20 blocs couvrant un total de 20 000 km² avec 152 offres) pour vendre leur technologie. La Chine offre des subventions au démarrage de la production (0,06 \$/m³). La Chine veut produire 6 G.m³ pour 2015 et 60 pour 2020.

Il est évident que le succès du shale gas en dehors des US nécessite d'associer les propriétaires du sol et les collectivités locales aux résultats de l'exploitation, mais pour cela il faut changer les lois ! La première chose est de faire l'inventaire du shale gas et l'interdiction en France d'explorer les zones potentielles sans test de fracturation est stupide.

On manque donc aux US de long historique de production et ailleurs de puits d'exploration. Certaines études économiques parlent de durée de vie de 60 ans, cela peut exister, mais pas pour tous les puits.

Il faut poursuivre les expérimentations sur la fracturation avec d'autre produit que l'eau et ses produits chimiques, tel que le propane, arcs électriques, etc.

Dans le monde entier hors US, il faudrait intéresser les propriétaires du sol et les collectivités locales à la production du *shale gaz* pour pouvoir résoudre les problèmes d'environnement et de nuisances locales.

Sinon le NIMBY (not in my back yard) sera la réponse évidente.

-cas de la France

Mais en France, la réforme en cours du code minier (supposée terminée fin 2012) ne s'intéresse qu'au rapprochement avec les réglementations environnementales, sans remettre en cause le droit de propriété, malgré les recommandations du bon rapport sur « les hydrocarbures de roche mère » Pillet et al 2012 qui écrit :

Force lui est de constater qu'aucun avantage ne compense, aux yeux des élus rencontrés, pour les populations locales les inconvénients liés à l'extraction des hydrocarbures :

- *La redevance départementale et communale des mines est considérée comme illisible et d'un montant sans rapport avec les nuisances à subir ;*
- *Les avantages économiques se limiteraient à l'augmentation du chiffre d'affaire des hôtels restaurants locaux pendant la durée des travaux ;*
- *La création d'emplois locaux est jugée peu réaliste. Seules des entreprises hautement qualifiées, et essentiellement étrangères, interviendront dans les travaux miniers ;*
- *La perspective du raccordement au gaz naturel de petites communes aujourd'hui à l'encart du réseau de distribution n'apparaît pas constituer aux yeux des élus un avantage significatif pour des populations ayant recours au chauffage au bois ;*
- *La location de terrains à usage agricole par les pétroliers pour l'installation temporaire de leurs plates-formes de forage, qui se fait généralement à des tarifs généreux, ne représente pas un avantage aux yeux des représentants du monde agricole. Ils estiment que cet avantage bénéficierait aux propriétaires du sol et non aux agriculteurs qui ne sont généralement qu'exploitants de ces surfaces. De tels avantages qui ne bénéficieraient qu'à certains nuiraient à la solidarité du monde agricole local. En outre, l'implantation d'une installation industrielle sera, selon eux, de nature à nuire gravement à l'image de leurs produits sur les marchés.*

L'éventuel intérêt économique national lié à l'extraction des richesses de notre sous-sol (réduction de notre balance commerciale, sécurisation de nos approvisionnements énergétiques, réduction des tarifs du gaz, création d'emplois, ...) n'a jamais été évoqué. Bref, avec des risques et des nuisances d'une part et aucun avantage d'autre part, la balance penche sans ambiguïté, selon les élus et associations rencontrées, en défaveur de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.

page 62: Proposition Introduire une modalité de participation des communes et du public lors de l'octroi d'un permis exclusif de recherches.

-conclusions

Les contraintes du *shale gas* sont géologie, économie, environnement, législation.

La production de *shale gas* a démarré aux US en 1821 dans l'Etat de New-York, pour être vite abandonnée dès l'arrivée du gaz conventionnel, mais elle a repris en 1921 dans la même formation (Dévonien supérieur) avec le champ de Big Sandy (Ohio shale) dans le Kentucky & Ouest Virginie, champ qui était en 2009 (dernier rapport publié) au rang 18 dans la liste des 100 champs US en terme de réserves de gaz.

Mais ce *shale gas ancien* est omis des rapports USDOE pour mettre mieux en valeur le *shale gaz nouveau* qui a démarré surtout au Texas (Barnett), mais aussi au Michigan (Antrim), par des promoteurs dont l'objectif principal était de vendre leur compagnie. L'acquisition d'intérêts par les majors qui n'étaient pas présents était pour les réserves et la technologie, mais plusieurs déclarent aujourd'hui être dans le rouge pour le shale gas, dont Exxon.

Les réserves du *shale gas* US est de l'ordre de 500 Tcf, volume qui correspond à l'incertitude sur les réserves du plus grand champ du monde : North Dôme (Qatar/Iran 1000 à 1500 Tcf)

Les réserves (ressources?) du *shale gas* sont estimées en supposant les accumulations continues couvrant tout le bassin potentiel alors que les productions par puits sont très variables et les accumulations discontinues.

La mode est au *shale oil* et *shale gas nouveau*, celle des biocarburants semble être passée.

On fait du court terme, comme le faisait Madoff et le « subprime » !

Mais ce rush a conduit à un effondrement du prix du gaz aux US, qui a été suivi immédiatement par la baisse du nombre d'appareils de forage pour le gaz, qui va amener une baisse de la production, comme on le voit pour le Barnett.

La rentabilité du *shale gas nouveau* aux US manque d'historique de production long terme. De plus les données sont souvent insuffisantes et l'EIA est déficiente sur ce point.

Il faudrait imposer la transparence des données en utilisant le «Freedom of information act », mais les acteurs aiment le flou.

Le problème environnement aux US est compensé par l'intéressement important des propriétaires du sol.

Dans le reste du monde, il faut d'abord faire l'inventaire géologique et si positif, l'exploitation ne pourra se faire que si le code minier est changé pour intéresser les occupants du sol et les collectivités locales.

Pour le moment il n'y a rien de concret pour crier victoire, mais on ne sait jamais!

Sinon on va passer à la prochaine mode, comme le biogaz négligé ou les hydrates océaniques (discontinus et dispersés!)