

Commentaires sur PGI n°1818 Mai-Juin 2012 et perspectives énergétiques

Le bulletin a fait des progrès en matière d'écriture des unités, mais le respect du SI n'est pas encore parfait!

Plusieurs points appellent des commentaires que je vais essayer de justifier par des graphiques.

-page 8 à 11 interview JM Dauger

Jean-Marie Dauger qualifie la production de gaz de schiste aux US de *durable* (mot très mal défini étant la traduction de « sustainable » qui est soutenable mais pas durable !), sans dire quelle sera sa durée et son pic. Il ajoute que « *lorsque les EU se mettent à produire du gaz à 1,8 \$/Mbtu, la crédibilité d'un projet d'exportation d'Amérique du Nord est à prendre au sérieux* », sans analyser pourquoi le prix a chuté si brutalement, suivi d'une chute aussi spectaculaire du nombre de puits à gaz et sans se demander si cela est « durable » !.

Il annonce leur participation à un projet de Cameron en Louisiane, concurrent du projet Cheniere (16 Mt soit 0,8 Tcf) pour une usine de liquéfaction de gaz pour exporter du gaz de schiste. Il y a 7 projets de liquéfaction pour exportation représentant 100 Mt de GNL (soit 25% de la production US).

Il pense *qu'avec un prix Henry Hub à moins de 2 \$/Mbtu, le gaz américain exporté sera compétitif par rapport au gaz qatari et australien*. Mais il oublie qu'à ce prix le nombre de forages gaz US s'est effondré et que le déclin de ces puits est de plus de 50% pour la première année !

Je suis effaré de voir tout le monde se précipiter sur ce potentiel d'exportation aux US, qui est très incertain.

Que Cheniere (qui n'a plus rien à perdre car son usine est là et sous-utilisée) s'y lance, je veux bien, mais que 6 autres avec GDF Suez construisent de nouvelles usines, alors que l'USDOE/EIA ne le voit pas de possibilité d'exportation dans son dernier AEO 2012, je suis effaré!

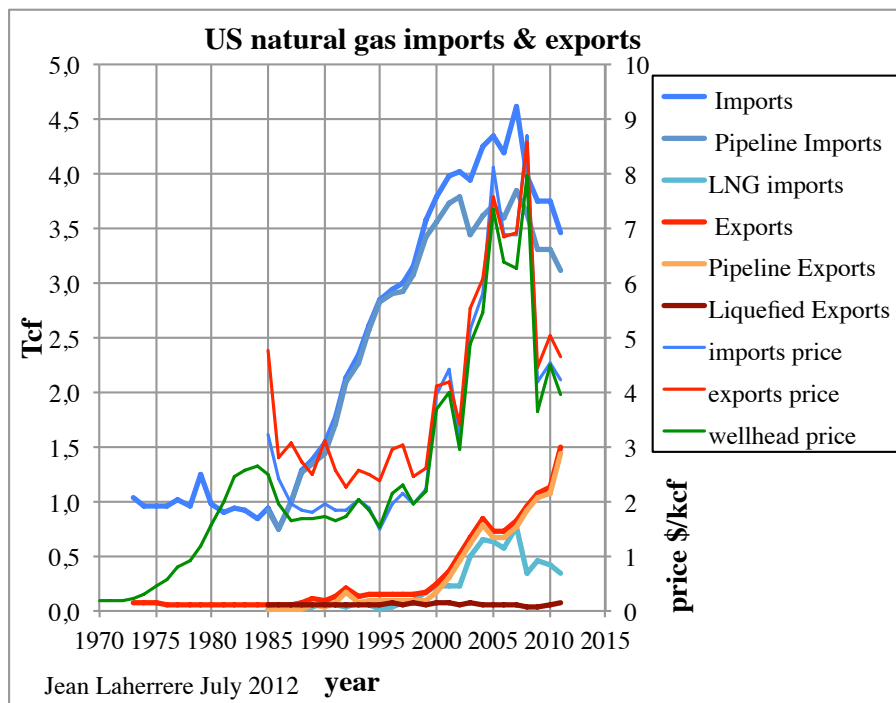
Cela me rappelle le subprime ou le boom immobilier espagnol !

J'ai donc tracé des graphiques d'après les chiffres de l'USDOE/EIA:
d'abord le passe US import et export avec la différence en 2011

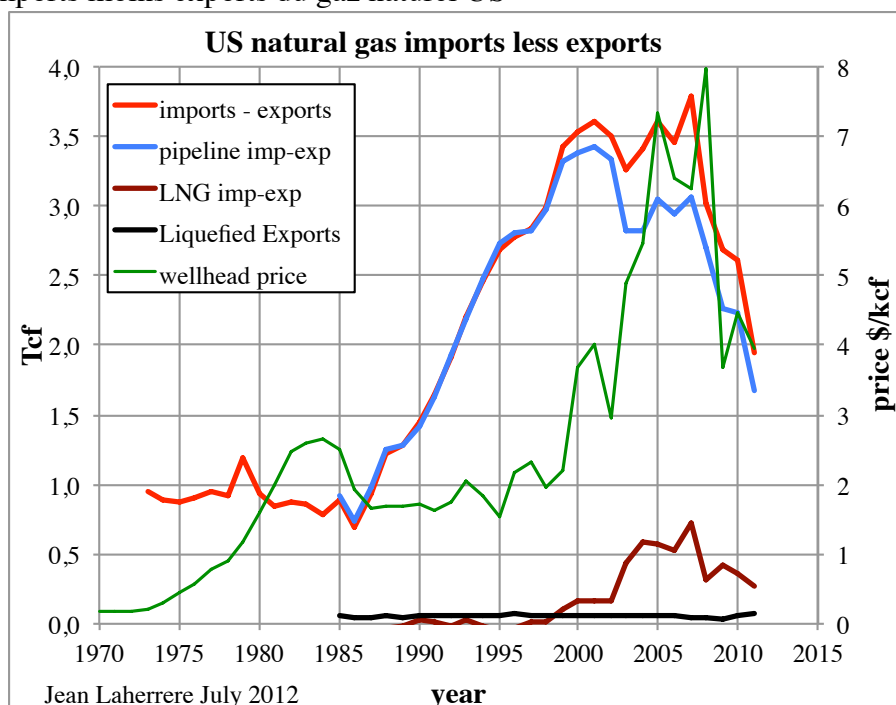
- les US importent 2 Tcf en net (3,5 en gross avec 1,5 Tcf d'export)
- sur le liquéfié c'est 0,35 importé et 0,07 exporté

Le peak d'importation liquéfié a été en 2007 de 0,8 Tcf.

Figure 1: Imports & exports du gaz naturel US



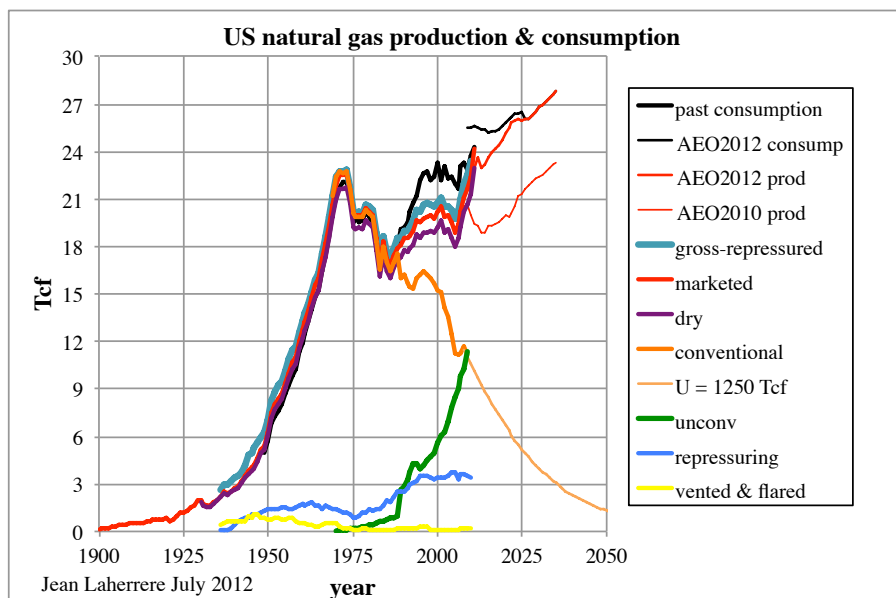
Le déclin du liquéfié import – export (en marron) ne veut pas dire que l’on va vers zéro et surtout vers une valeur négative significative (5 Tcf) permettant 7 projets de liquéfaction.
Figure 2: Imports moins exports du gaz naturel US



Si on regarde les prévisions de l’USDOE/EIA dans ses AEO (annual energy outlook) pour la production et la consommation du gaz aux US, on voit une forte variation dans les prévisions de AEO 2010 et AEO 2012.

Mais AEO 2012 prévoit qu’en 2025 la production aura rattrapé la production, mais ensuite production et consommation sont prévues égales, ce qui veut dire que **l’USDOE ne prévoit pas d’exportation de gaz jusqu’en 2035**.

Figure 3: Production & consommation du gaz naturel US



Il y a problème car le chiffre de consommation en 2009 est de 20,6 Tcf dans les chiffres du passé et 25,5 Tcf dans les prévisions AEO 2012, on ne parle pas du même gaz !

Il est difficile d'avoir des chiffres historiques du gaz conventionnel, car les définitions changent. AEO 2010 mettait soudain le tight gas dans le conventionnel, mais AEO 2011 le remet dans le non-conventionnel, comme avant! Pour empêcher la comparaison, on brouille les pistes en changeant chaque année la présentation ! Le shale oil est souvent appelé tight oil. Ce n'est pas sérieux de changer constamment de définition !

Figure 4: prévisions USDOE/EIA/AEO de 2009 à 2012 de la production gaz US
AEO 2012

AEO 2011

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

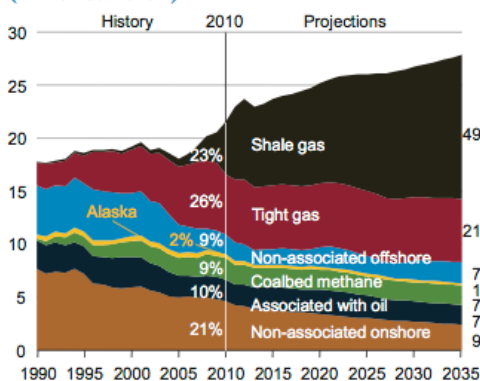
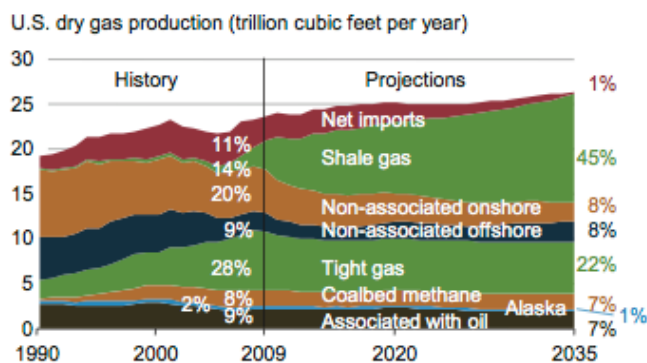
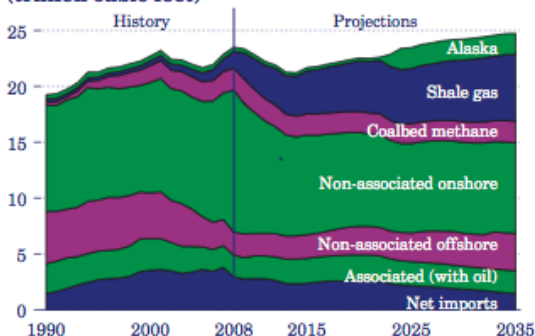


Figure 1. Shale gas offsets declines in other U.S. supply to meet consumption growth and lower import need



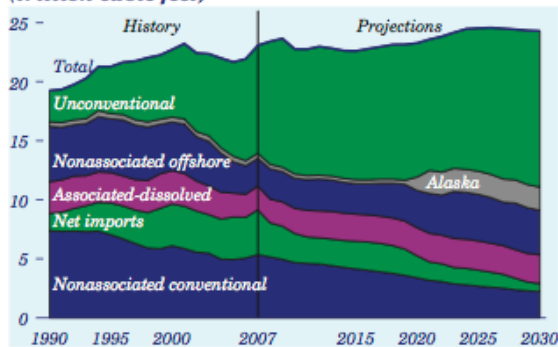
AEO 2010

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

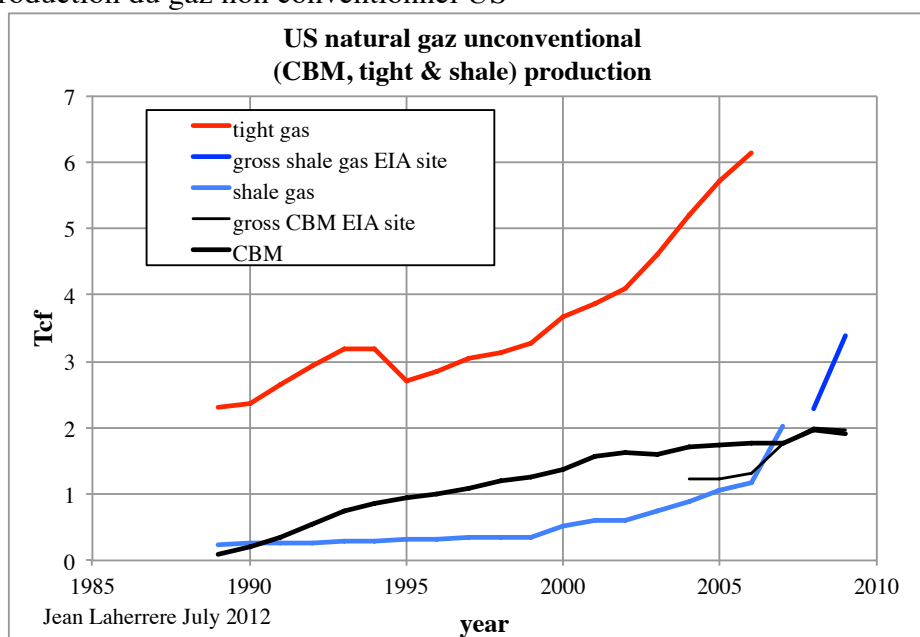


AEO 2009

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

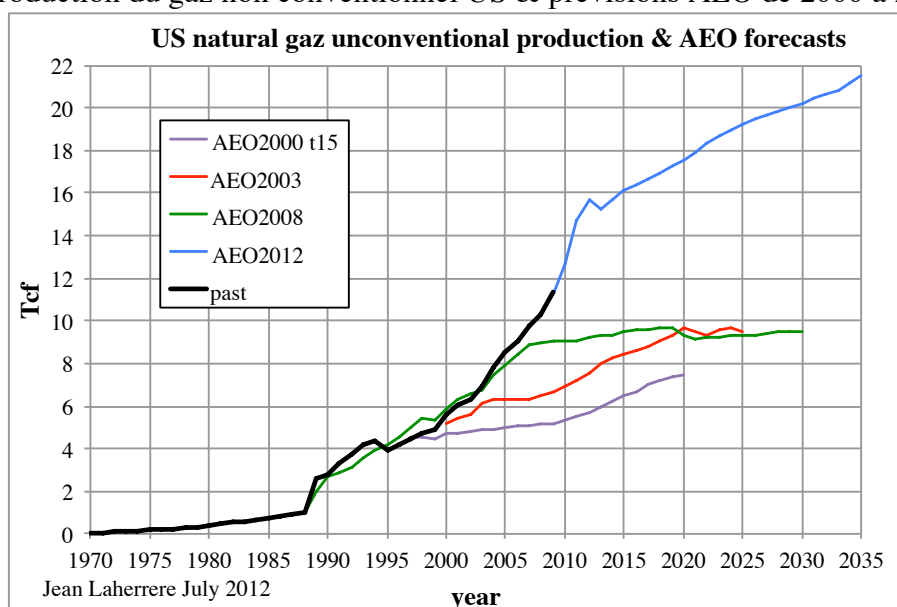


Les chiffres de CBM varient avec les années, rien n'est fait pour être clair et fiable !
 Figure 5: Production du gaz non conventionnel US

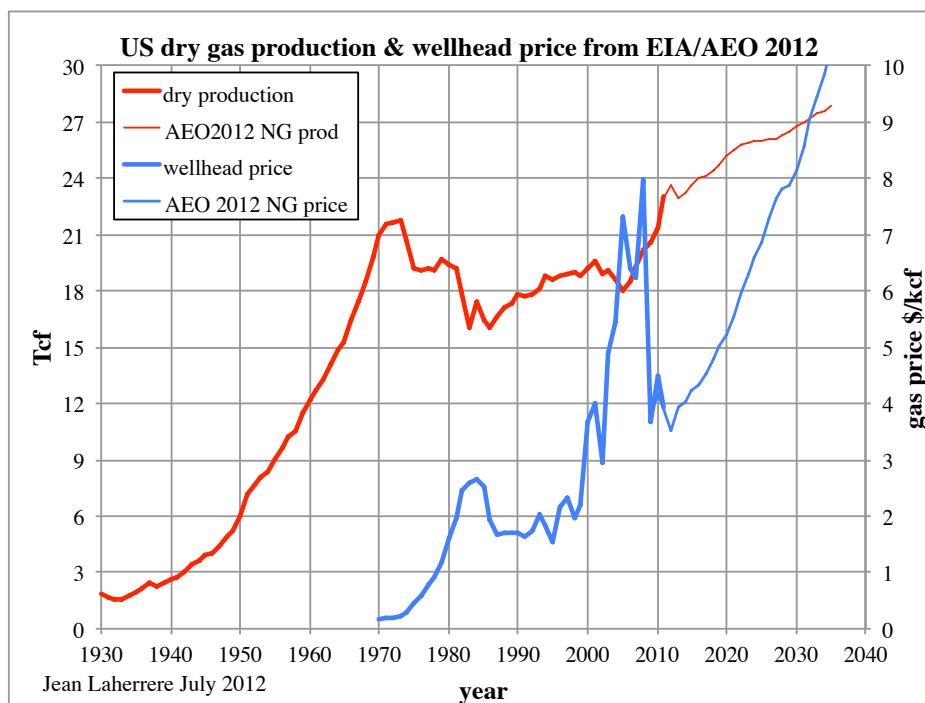


Les prévisions AEO sur le total non conventionnel a beaucoup varié de AEO 2000 à AEO 2012. Mais ceux qui, comme GDF Suez, extrapolent la croissance de 2000 à 2010 (de 6 à 13 Tcf = 7 Tcf) à 2030 obtiennent 13+14 = 27 Tcf, alors que EIA prévoit seulement 20 Tcf. Il manque donc 7 Tcf. Et c'est sur ces 7 Tcf manquants que sont prévus les 7 projets de liquéfaction US !

Figure 6: Production du gaz non conventionnel US & prévisions AEO de 2000 à 2012

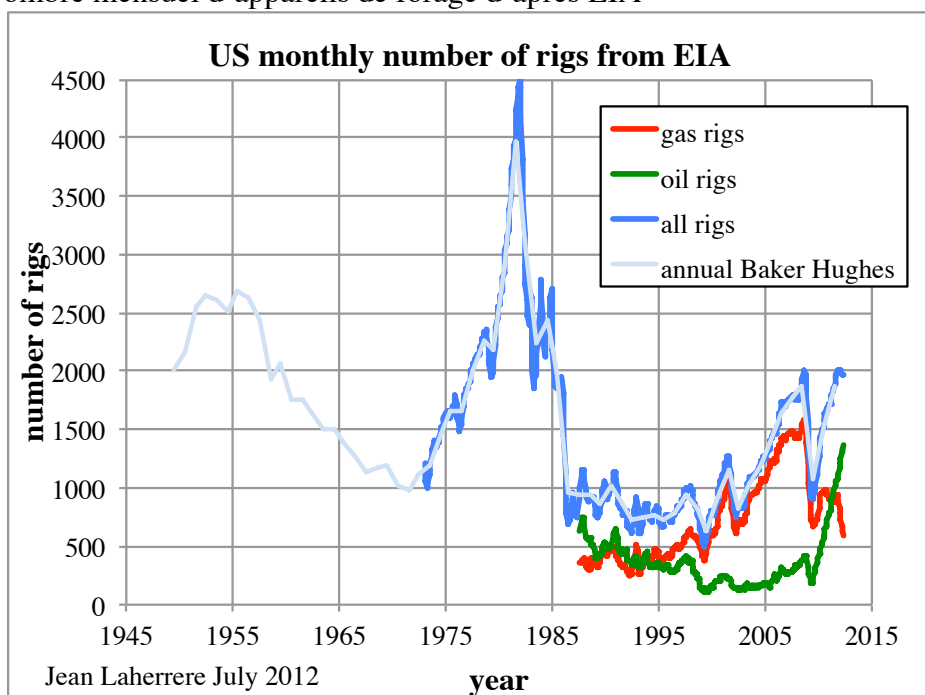


Il ne faut pas extrapoler au delà de 2011, la croissance du gaz non conventionnel US de 2000 à 2010 qui a cru fortement à cause d'un prix de gaz élevé, alors qu'actuellement le prix du gaz est inférieur au coût et que le nombre de forages de gaz a chuté considérablement, tous les opérateurs se précipitent sur les forages pour le pétrole ou les condensats !
 Figure 7: Production du gaz sec US & prix en tête de puits d'après AEO 2012



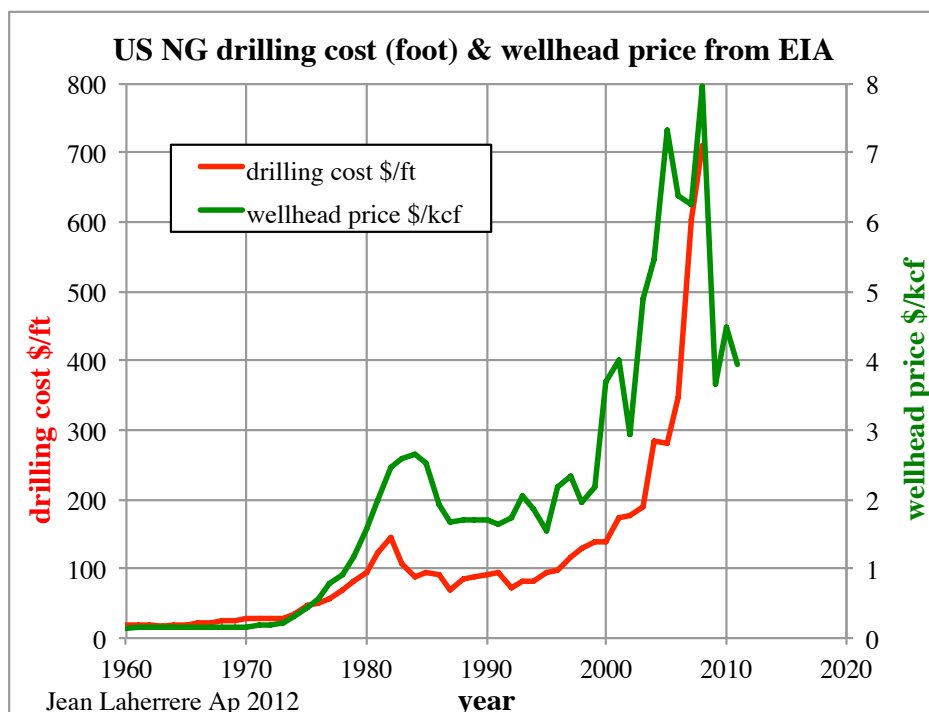
Le nombre d'appareils de forages pour le gaz est en chute libre alors que pour le pétrole c'est le contraire.

Figure 8: Nombre mensuel d'appareils de forage d'après EIA



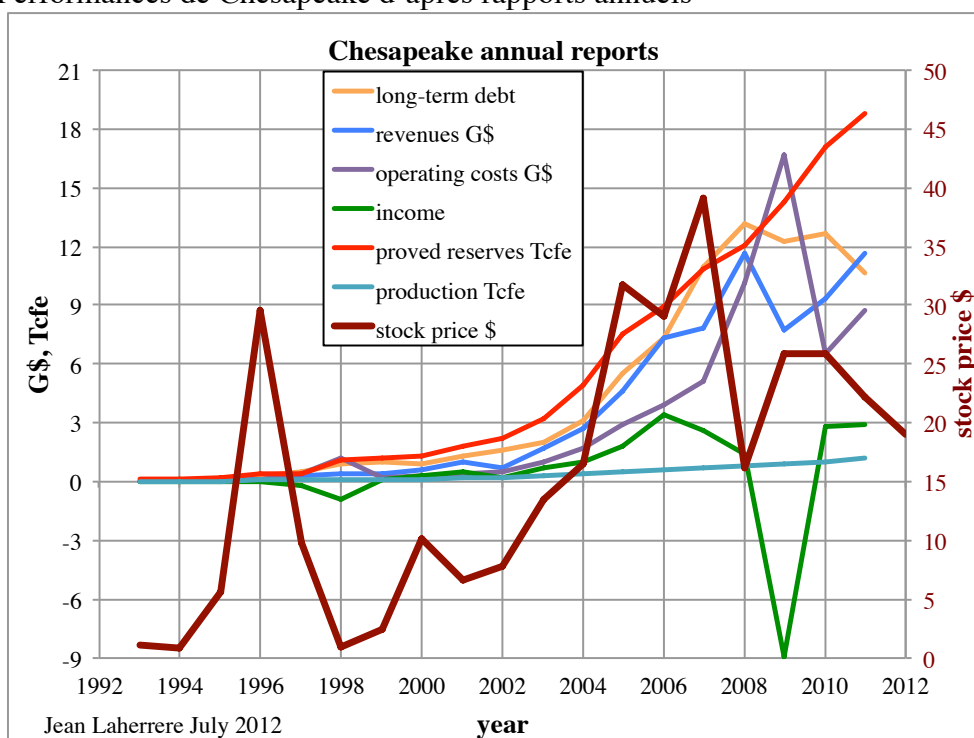
Le cout du forage (données EIA jusqu'en 2007) a cru fortement depuis 2000 comme le prix du gaz (wellhead \$/kcf), mais qu'en est-il actuellement après que le prix a diminué de moitié? Les données sur les couts manquent depuis 2007, sont-ils censurés pour ne pas faire peur!

Figure 9: Cout du forage US pour le gaz et prix du gaz d'après EIA en \$ courant



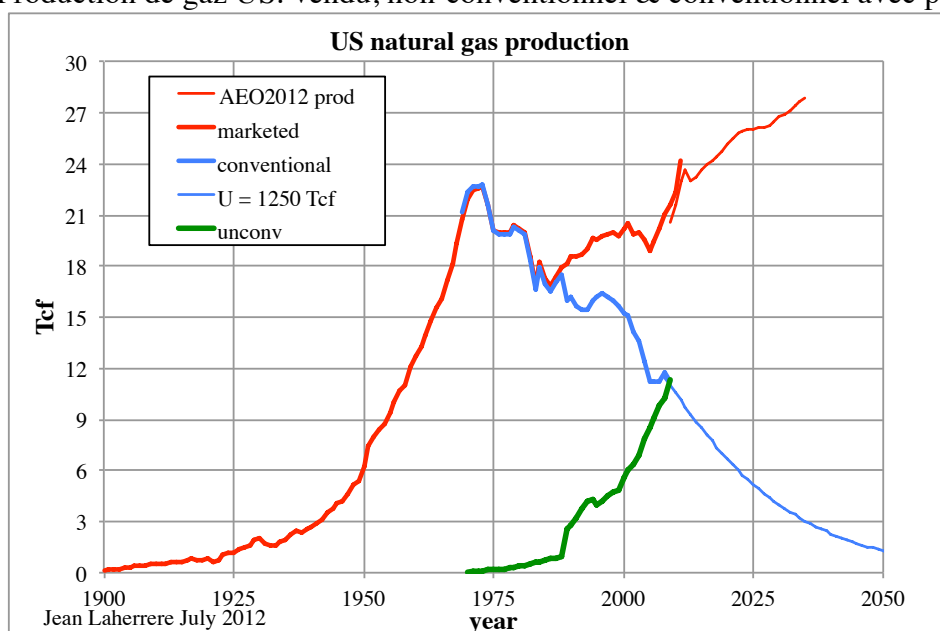
Si on faut avoir une bonne vue du potentiel du shale gas, il suffit de regarder la valeur de l'action de la compagnie qui a été à la pointe sur ce domaine, à savoir Chesapeake. Son action est actuellement à 19\$ alors qu'en 2007 elle était à 40 \$. Sa dette long terme en 2011 est encore de 10 G\$, bien qu'ayant vendu des intérêts à de nombreux majors : Exxon, Total, Statoil, Chinois. Son président flamboyant McClendon a été remplacé le 21 Juin.

Figure 10: Performances de Chesapeake d'après rapports annuels



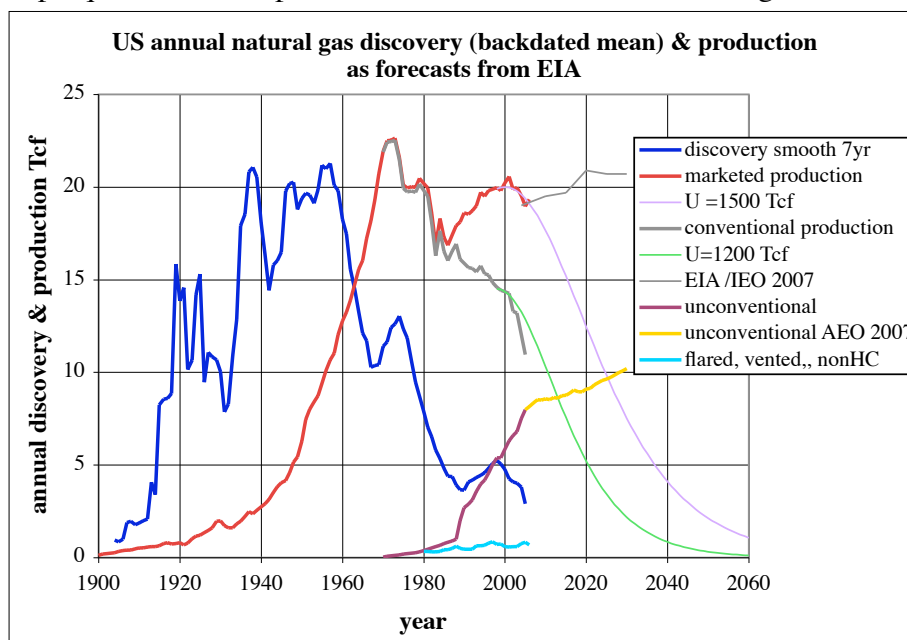
Dans l'excellent livre 2011 de Colin Campbell «Peak oil personalities » Charles Maxwell, analyste pétrolier réputé, qui est au conseil d'administration de Chesapeake depuis 2002, écrit «Only time will tell how these shale plays turn out in terms of total volumes and in terms of financial return »

Je reprends le graphique prévisions gaz US en le simplifiant avec le conventionnel en bleu
 Figure 11: Production de gaz US: vendu, non-conventionnel & conventionnel avec prévision



et je le compare avec un graphique que j'ai fait pour une étude NPC (US National Petroleum Council) 2007, ma prévision pour le conventionnel est peu changée, par contre ma prévision avec le non-conventionnel était trop pessimiste.

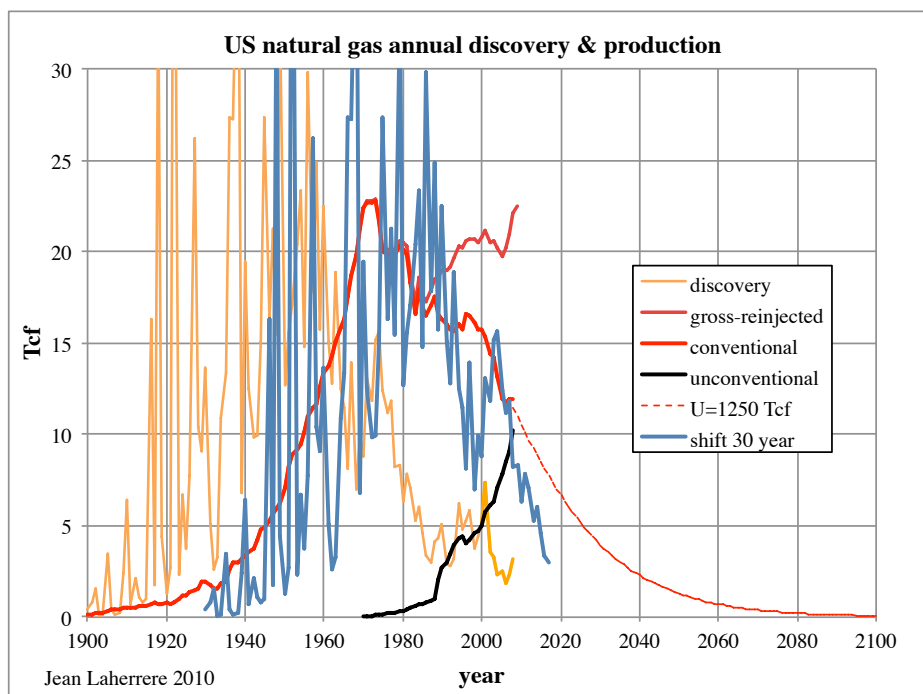
Figure 12: Graphique NPC 2007 production & découverte annuelle de gaz US avec prévisions



Un nouveau papier pour l'étude NPC 2010 a confirmé le déclin de la production conventionnelle de gaz US, mais je ne faisais aucune prévision pour le non-conventionnel.

-Laherrère J.H. 2010 «North America oil and gas resources and production » answer to NPC 2010 survey http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_NPC2010.pdf with **Excel file**
http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_NPC2010_NAm.xls

Figure 13: Graphique NPC 2010 production & découverte annuelle de gaz US avec prévisions



Les 7 projets de liquéfaction mentionnés par JM Dauger aux US avec 100 Mt nécessiteraient 5 Tcf par an de surplus disponible pour l'exportation, alors qu'USDOE ne prévoit aucune future exportation nette (en 2011 l'importation nette est de 2 Tcf), puisque la production de gaz ne pourrait rattraper la consommation qu'en 2025 et serait égale ensuite !

Les projets de 100 Mt s'expliquent par une extrapolation de 2010 à 2035 de la croissance de la production gaz US de 2000 à 2010, mais qui ignorent la chute considérable de la croissance de production après la chute du prix 12 \$/kcf à moins de 2 \$/kcf actuellement.

Les décideurs ne semblent savoir faire que de l'extrapolation linéaire, comme pour le Business as usual !

Le prix actuel du gaz aux US est de l'ordre de 10 \$/bep, soit 12% du prix du WTI : c'est une aberration énergétique, due à une mauvaise implantation des gazoducs (un tiers du gaz est torché au North Dakota) et à une compétition sauvage entre les promoteurs de shale gas qui sont obligés de continuer de produire à perte pour ne pas perdre leurs licences avec les propriétaires du sol et leur réserves. Ceci rappelle la chute du prix du brut aux US après la découverte d'East Texas en 1931. Sur le champ d'East Texas, il y a eu plus de 30 000 puits fores (10 fois plus que nécessaires) par les 1750 opérateurs qui, suivant la loi de capture (venant du droit anglais de la chasse), pompaient l'huile du voisin. Au pic de 1933 East Texas produisait 15 % de la production mondiale ! Le prix du brut s'est écroulé de 1 \$/b à dix cents. Le gouverneur du Texas a décrété en 1931 la loi martiale et a envoyé la garde nationale pour fermer les puits. Le brut est remonté à 1 \$/b. La production par puits d'East Texas a alors été plafonnée à 225 b/d, puis à 165 b/d. La production actuelle par puits aux US est de 10 b/d et 7 b/d au Texas ; en 1973 c'était 19 b/d et 22 b/d

Figure 14: Production du champ East Texas

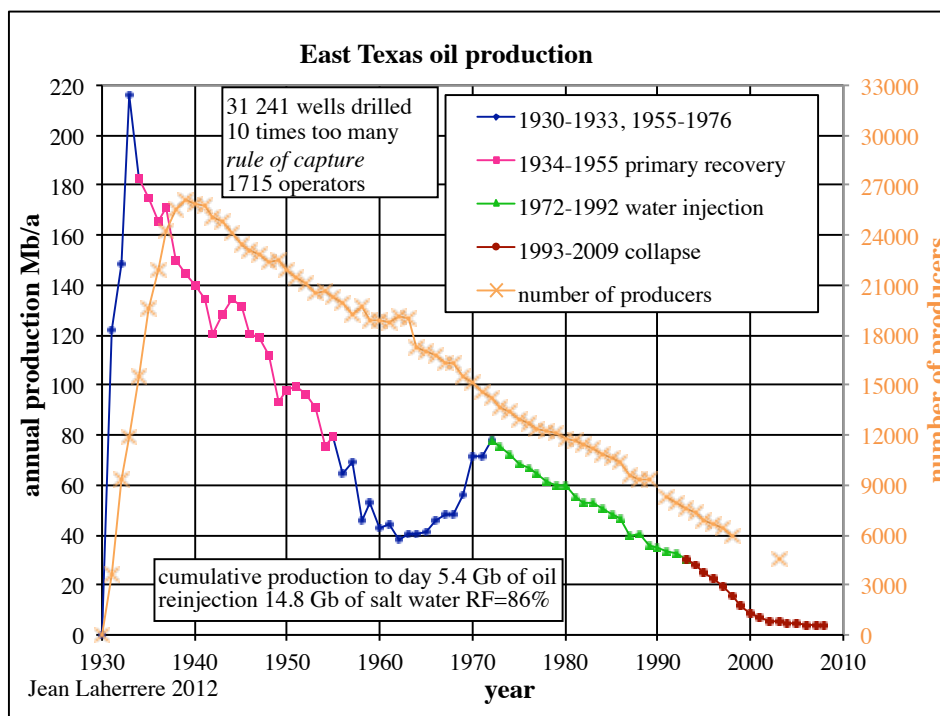
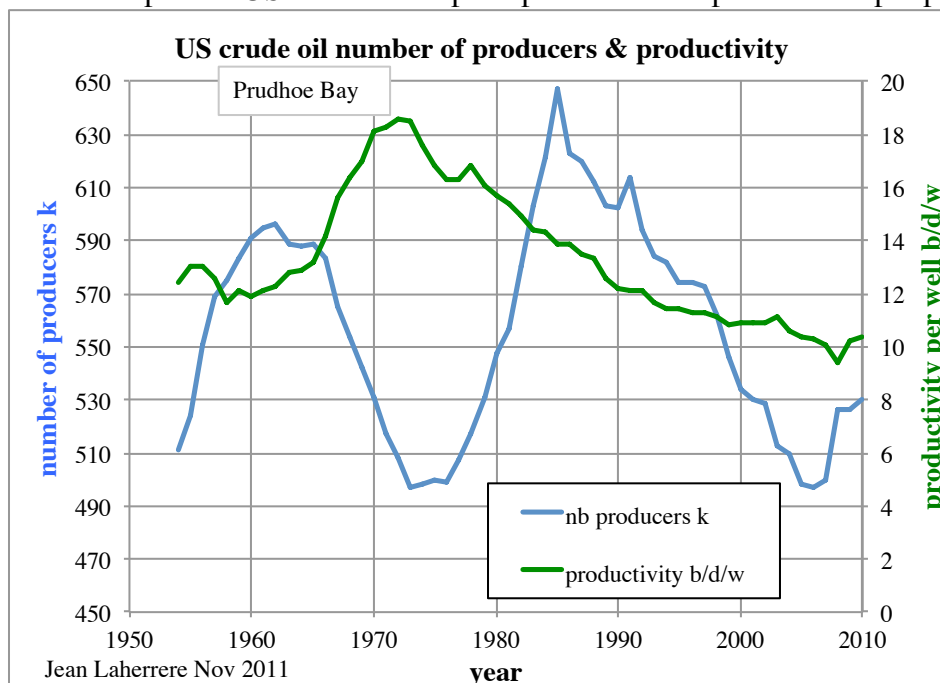
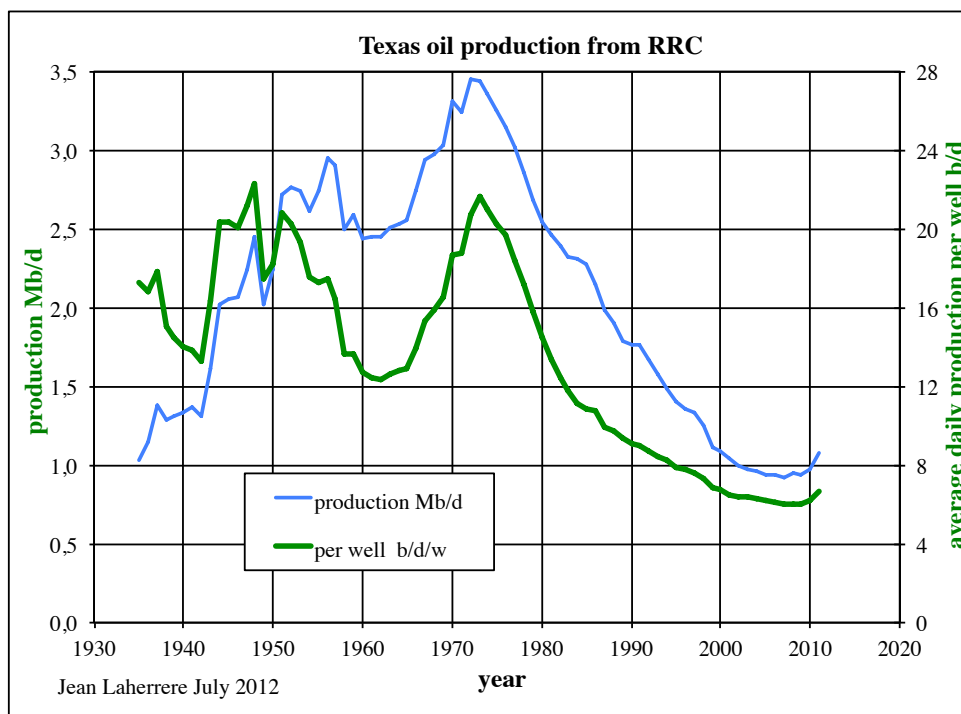


Figure 15: Production pétrole US : nombre de puits producteurs et productivité par puits



En 2007 la production au Texas était de 921 000 b/d avec 6 b/d/w ; en 2001 elle est de 1 079 000 b/d et 6,7 b/d/w : il y a augmentation, mais c'est minime par rapport au pic de 1973.

Figure 16: Production pétrole Texas et productivité par puits



Sur ces projets de liquéfaction de gaz aux US, on assiste actuellement à des mouvements grégaires, genre mouton de Panurge, où tout le monde se précipite pour suivre le premier sans savoir où il va, mais en faisant comme si la concurrence n'existait pas !

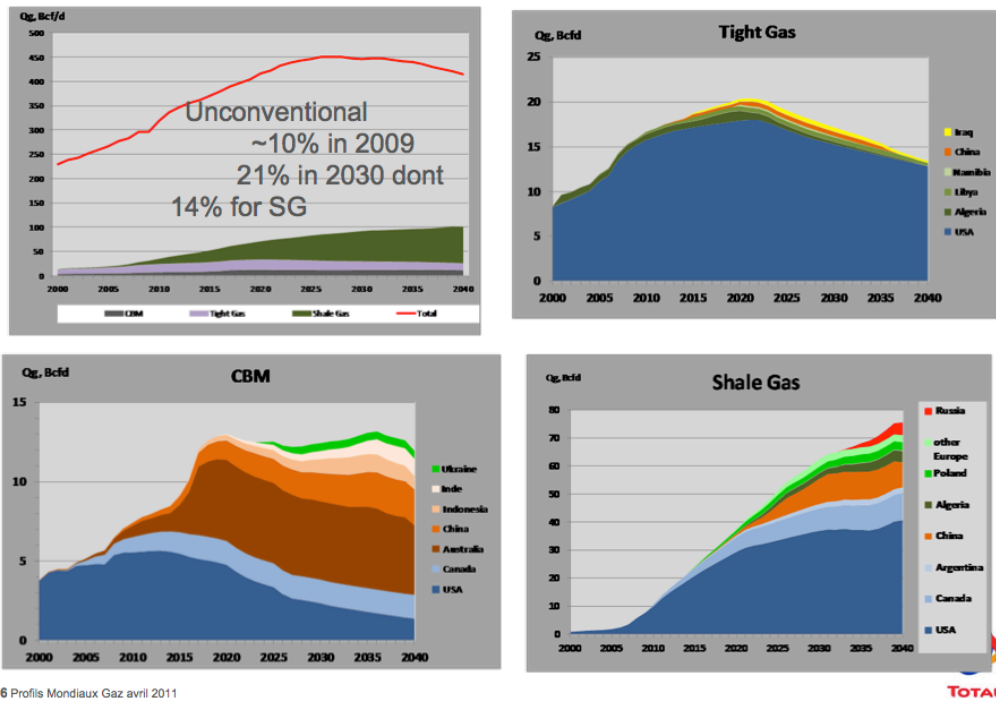
-page 16 le nouvel âge d'or du gaz

Il est dit que « *Dans le scénario idéal de l'AIE la production de gaz non conventionnel devrait plus que tripler d'ici à 2035* »

Le scénario de Total (P.Mauriaud ASPO Bruxelles 2011) voit une augmentation de 300 Gcf/d en 2010 avec un pic de 450 Gcf/d en 2030: l'augmentation est de 50% et non 300%

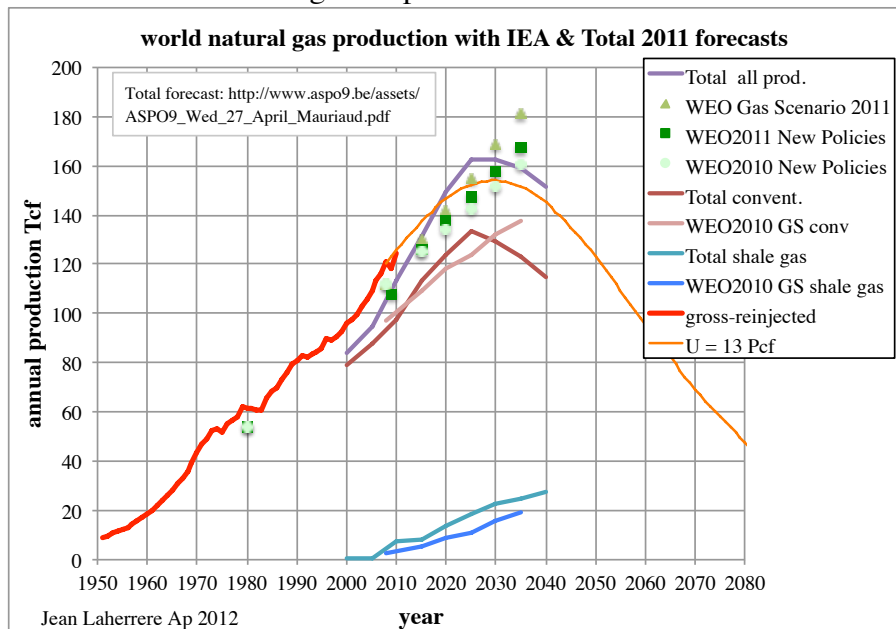
Figure 17: Production de gaz non conventionnel d'après Total: P.Mauriaud 2011

Growing unconventional gas resources



Il est dit que le « scénario idéal de l'AIE entraine un bond de la demande de gaz de +50% entre 2010 et 2035 »

Figure 18: Production mondiale de gaz d'après EIA & Total



En 2010 la production mondiale (donc la demande) est à 120 Tcf et en 2035 le scénario gas WEO 2011 est à 180 Tcf, ce qui fait bien +50% mais le scénario TOTAL est à 160 Tcf comme le scénario WEO 2010 New Policies.

Pas un mot des premiers résultats de l'exploration du shale gas en Pologne où Exxon vient de se retirer. après 2 puits

Pour l'étude Citigroup Energy 2020, on cite « la montée de la production des *schistes bitumineux au Canada*. »

Je veux bien excuser JM Chevalier économiste de ne pas savoir la différence entre sables bitumineux et schistes bitumineux, mais je n'excuse pas l'AFTP/GEP qui est supposé savoir. Le pire est que la version anglaise page 27 parle « the rise in production output of *bituminous shales in Canada* »

La version originale de Citigroup ne comporte pas le terme *bituminous shales*, mais *oil sands in Canada*.

Citi GPS: Global Perspectives & Solutions

Oil Supply Growth: No End in Sight?

Five incremental sources of liquids growth could make North America the largest source of new supply in the next decade: oil sands production in Canada, deepwater in the US and Mexico (focused on the Gulf of Mexico), oil from shale and tight sands, natural gas liquids (NGLs) associated with the production of natural gas, and biofuels. The US alone could add 6.6-m b/d to

On peut admettre des erreurs de traduction mais pas la transformation dans un texte en anglais de oil sands en bituminous shales ! C'est de la manipulation ou de l'incompétence !

-page 32-36 L'Iran

Il est écrit : « 100 ans après la première découverte de pétrole en Iran en 1901 »

La première découverte est celle de Masjid-I-Sulaiman en 1908 dans les Zagros. Il a été foré sur les terres de la tribu des Bakhtiari (avec partenariat) qui a créé en 1909 la Bakhtiari Oil Company (<http://www.bakhtiarifamily.com/oil.php>) pour qui a été absorbé ensuite par la Anglo-Persian Oil Company APOC (créée quelques jours plus tard). L'Anglo-Persian Oil Company est devenu la BP en 1935.

Ali Morteza Samsan Bakhtiari, éduqué en Suisse, chimiste de la NIOC a été un participant actif des premières réunions d'ASPO : il a écrit un livre en 2006 sur sa famille « The last of the Khans » (<http://www.amazon.com/The-Last-Khans-Morteza-Bakhtiari/dp/0595382487>) qui décrit bien la découverte de Masjid-I-Sulaiman. Je vous recommande ce livre. Il est mort prématurément en 2007 dans des circonstances mal connues (voir ASPO Newsletter n°85-January 2008 chapter 897)

Ce puits de 1908 est donc le début des découvertes gigantesques du Moyen-Orient et sa date est importante.

1901 est le début des recherches en Perse par William Knox D'Arcy qui a signé avec le Shah de Perse une concession cédant à la Grande Bretagne contre 10 000 £ le contrôle des réserves pétrolières pour une durée de 60 ans sur 480 000 km² !

-page 50-52 : WRA : le développement des biofuels dans l'aviation

Je suis sceptique devant les projets de l'aviation de remplacer le kérosène par des biocarburants. Mais si cet article mentionne le coût, il ne parle pas du bilan énergétique de l'opération. Pour l'éthanol à partir du maïs le ratio EROEI (energy return on energy invested) est voisin de 1 (Pimentel, Patzek, Chavanne). Le bioéthanol ne tient que par les subventions et l'absence de taxes.

Il écrit que « le Qatar est parti dans la voie GTL (*alcohol to liquids*) » le G est pour gas !

A noter également dans le Point 5 Juillet 2012 l'article de Claude Allègre « Monsieur Hollande, n'ayez pas peur des gaz de schiste ».

Claude Allègre n'a pas peur de sortir des énormités, qui affaiblissent la teneur de ses arguments :

- les « blowout » (en non « **blow-up** ») ne sont pas liés uniquement aux surpressions des schistes, mais à celles liées aux discordances, à la compaction, à la tectonique et à la génération des HC, en liaison avec la qualité des couvertures, qui peuvent être autres qu'argileuses (sel).

- l'extraction du pétrole à partir des sables bitumineux n'est pas « **chimique** » mais par injection ou traitement de vapeur = chaleur pour diminuer la viscosité: c'est « physique » ! Allègre est pourtant un géochimiste !

- la propriété du sous-sol appartient au propriétaire du sol seulement dans les Etats-Unis (et quelques coins restreints du Canada) et non pas dans beaucoup d'autres pays.

Il avait fait mieux en 1996 aussi dans le Point: "*Aujourd'hui, on extrait en moyenne 20 % ou 30 % du pétrole. Avec l'imagerie sismique, on peut espérer, demain, extraire 80 % à 90 % d'un gisement*" Il confondait taux de récupération et taux de succès. J'ai écrit au courrier des lecteurs du Point que pour récupérer 90 % il fallait y aller à la pelle, mais pas avec une 3 D. Le Point m'a répondu : c'est trop technique Mr Allègre va vous répondre, j'attends toujours.

PS

-1-Commentaires Philippe Labat 14 Juillet 2012

Il est certain que la forte décote du prix du gaz américain doit donner des envies à certains d'exporter le gaz américain vers les marchés fortement demandeurs, où il est vendu 5 à 7 fois plus cher. L'idée de CHENIERE de convertir un terminal d'importation en cours de construction en terminal d'exportation participe de cette logique. Le problème, comme toujours en matière de gaz, est le contrat d'approvisionnement avec les producteurs. Si GDF-SUEZ se lance dans la construction d'un tel terminal, ce ne sera certainement pas sans s'être assuré un contrat de livraison de longue durée de 0,8 TCF par an avec des producteurs connectés à son futur terminal. L'intérêt bien compris des producteurs (au moins à court terme), d'une part, et de GDF-SUEZ, d'autre part, est de se partager la rente résultant de la décote entre le prix domestique et les prix élevés de l'international.

Le problème est que la somme de raisonnements microéconomiques égoïstes aboutit à une aberration macroéconomique. Comme les USA continuent d'être importateurs nets, les volumes exportés devront être compensés, sauf réduction de la consommation intérieure, par des importations accrues. La question de savoir qui voudra bien vendre davantage de gaz pas cher aux USA (Canada, Mexique, importations de GNL) va devenir amusante...

La clé, pour GDF-SUEZ, puisque c'est le sujet, est le contrat d'approvisionnement avec les producteurs locaux. Si GDF-SUEZ réussit à signer un tel contrat sur une durée assez longue, avec des producteurs fiables, cette société fera de l'argent, quoi qu'il se passe par ailleurs, pour autant que les producteurs tiennent leurs engagements. La stratégie est globalement perdante pour l'humanité, mais elle peut être gagnante pour eux.

Un mot sur les agrocarburants. Je suis un dinosaure, qui fonctionne encore à l'essence. J'ai longtemps roulé au SP95, et j'ai vu ma jauge d'essence descendre de plus en plus vite d'année en année ; au passage à l'E10, toujours avec la vieille Laguna, nouvelle chute : passé

progressivement de 6,2 l/100 km (l'été, parce que l'hiver c'est plus), à 6,5 litres avec le SP95 récent, puis à près de 7 l/100 avec le E10. L'explication tient dans le pouvoir calorifique : E10 signifie une incorporation d'éthanol à 10% PCI, soit 15,2% en volume, chose que les journalistes ignorent ou feignent d'ignorer ! Le E10 est 10% moins calorifique que le SP98 qui ne contient quasiment pas d'éthanol (voir le dernier bulletin annuel du Ministère, qui détaille les teneurs en éthanol dans 450 points de vente contrôlés en 2011, pour les 3 produits), alors que le SP95 est passé, au fil des années, de quasiment pas d'éthanol à une teneur entre 5% et 7% d'éthanol, toujours en PCI, soit 10% d'éthanol en volume. Je suis repassé en début d'année au SP98, et la vieille Laguna a retrouvé une nouvelle jeunesse avec 6,0-6,2 litres aux 100 km cet été (si on peut appeler ça un été). La vraie subvention, et la Cour des Comptes avait déjà relevé ce point, est que la consommation accrue du SP95-E10 apporte à l'Etat français 10% de TIPP en plus par rapport au SP98 (480 millions d'euros, de mémoire), puisque le taux de TIPP est le même pour tous les supercarburants (sauf en Poitou-Charentes, en Rhône-Alpes et en Corse, le taux est de 61,42 euros par hectolitre). Il est facile à l'Etat français de répartir cet impôt librement consenti sous forme de subventions aux intéressés de la filière agrocarburants... Si on veut soulager le porte-monnaie des automobilistes roulant à l'essence, il faut les convaincre de rouler au SP98 ! C'est mieux qu'un blocage des prix des carburants, qui serait un mauvais signal envoyé aux consommateurs.

-2- Gazprom on shale gas

<http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/NaturalGas/8545823>

FEATURE: Russia's Gazprom skeptical of US-led shale gas boom

Washington (Platts)—23 Jul 2012

Russia's state-owned natural gas company says the US shale-gas boom is economically unsustainable -- and it's buttressing its claim with financial data collected by an American consulting firm located less than 20 miles from the White House.

Moscow-based Gazprom, the world's largest gas company, has been working with Pace Global Energy Services, a consulting firm in Fairfax, Virginia, to analyze how much money US gas companies are spending on hydraulic fracturing and horizontal drilling.

Because the two technologies are facilitating the production of so much cheap gas from previously inaccessible shale formations in Pennsylvania and other states, some US firms now want to export their gas to more lucrative markets in Europe, Asia and elsewhere.

But Sergei Komlev of Gazprom Export, the Russian gas giant's exporting arm, says those would-be exports are not likely to materialize for both economic and regulatory reasons ... at least not on the grand scale that American firms are hoping for.

"We think the current US gas market model is unsustainable in the medium and long term," Komlev told Platts via email. "We forecast that soon, the disparity between the shale gas costs and sales price will disappear. When it happens, it will make the US plans to become a major gas exporter economically unviable."

But notably, much of the data that Gazprom is using to make that argument was collected by Pace Global, the Washington-area consulting firm. Gazprom first hired Pace about 10 years ago, before the US shale-gas boom began in earnest, when it saw what it believed was a lucrative business opportunity: exporting Russian gas to the US.

According to an official US government lobbying disclosure form filed on September 19, 2005, Pace's mission was to advocate for "Russian LNG exports to the United States." Of course, the US never did import any Russian gas, in part because American firms soon became more accomplished in the realm of fracking and horizontal drilling.

But Pace Global, which was acquired earlier this year by Siemens, the German-based engineering and construction conglomerate, is still helping Gazprom with its global gas business.

Based largely on Pace's review of quarterly earnings reports and other financial data from US gas companies, Gazprom says the true costs of shale-gas production are upwards of 150% higher than the revenues its practitioners have been reaping in the last few years.

But companies are continuing to use the approach for now, Komlev says, because they are also producing some higher-priced gas liquids in the process.

Gazprom also believes that shale-gas drillers will incur additional costs to ensure that the chemicals they use in the fracking process will not contaminate underground sources of drinking water.

Komlev, who heads Gazprom Export's contract structuring and pricing division, concedes that fracking "is not the incarnation of evil," as some environmental groups argue. He also acknowledges that the US-instigated shale-gas boom has been "a godsend" for the gas industry in certain respects.

Still, Komlev argues that due to its relatively higher costs, fracking-based shale-gas drilling will eventually fizzle out in the US and other countries that are considering adopting it.

"One can produce gold out of sea water, but does it make economic sense?" he asked rhetorically, seeking to illustrate his point about shale gas.

Critics decry Moscow's 'scaremongering'

But Gazprom's critics are deeply troubled by the company's actions, saying it is using underhanded tactics -- with Moscow's blessing and financial support -- to discourage European and Asian nations from developing their shale-gas reserves.

Aviezer Tucker, the assistant director of the Energy Institute at the University of Texas, says the Russian government is paying public-relations firms to spread "myths and misconceptions" about fracking so that Romania, Bulgaria, China and other countries will remain viable export markets for conventional Russian gas.

"Where does the money come from to organize such [anti-fracking] demonstrations and brochure writing?" he said in an interview. "All that seems to point to a common source, which would be Moscow."

Tucker made the same point in a recent column published in the Washington Times newspaper, charging that "Russian-financed public-relations firms" are behind efforts to convince people in Bulgaria, the Czech Republic and other Eastern European countries that fracking will either poison or consume all of their drinking water.

"They use a fear of cutting their water; that's the bottom of it," he said in the interview. "The issue is the scaremongering about a new technology that the people in the East are not familiar with. And that kind of scaremongering is something that you will find in articles, in publications, in brochures, in chat rooms and so on."

Tucker, whose professional research interests include "social aspects of shale-gas extraction through hydraulic fracturing," says the "holy grail" for Gazprom would be a "European Union-wide ban or moratorium" on the practice.

France and Bulgaria have already banned fracking due to environmental concerns, and anti-fracking activists are pressuring other European countries to follow suit.

Komlev staunchly denies that Gazprom is bad-mouthing shale-gas production so that it can continue to export its conventional gas to European markets. But he sidestepped a question on whether Gazprom wants a European-wide ban on fracking, as Tucker claims.

"What Gazprom wants is fair-play rules and fair competition based on economic rationale and not on political agenda, which unfortunately is something we encounter while conducting business in Europe," he said. "The decision either to allow or to ban either hydraulic

fracturing or any other technology rests within the competence of respective national authorities."

But to be sure, Komlev has made it clear that Gazprom does not want to see the US-instigated shale-gas boom replicated anytime soon in Europe, where Gazprom sells a lot of its conventional gas.

In a meeting of the Gas Exporting Countries Forum in Qatar last spring, for example, Komlev gave a presentation that included a slide captioned, "Multiple Handicaps Will Retard Shale Gas Development Outside US." The notes to the slide -- which bore Gazprom's logo -- showed that Gazprom and other LNG exporters welcomed these "handicaps."

"Fortunately for LNG exporters, European shale gas development faces numerous economic, regulatory and political barriers before there are significant amounts of shale gas production, not sooner than in ten or more years," the slide said. "For example, the lack of essential specialized equipment and field services outside the US will retard the rate of commercial shale development in Europe and Asia."

Why inspect China's shale?

Notably, Gazprom announced last week that it sent a team of "technical specialists" to a shale-gas field in China that is being developed by China National Petroleum Corporation, the country's largest state-owned oil and gas company.

Gazprom, which has been negotiating with Beijing to export Russian gas to China, did not say in its press release why it was sending technical experts to inspect China's shale-gas field.

Leslie Palti-Guzman, an analyst at the Eurasia Group, a New York-based research and consulting firm, speculated that Gazprom wants to get its hands on any shale-gas know-how that the Chinese may have developed.

"Gazprom have been in denial [about the global shale-gas boom] for a while," she said, noting that Gazprom, unlike other European oil and gas companies, has no joint ventures with US gas-producing companies, no market share in US gas production, and no expertise in shale-gas development.

"They have an interest to maintain the relationship [with China] but ... the primary purpose is they want to acquire the technology," Palti-Guzman said.

Gazprom's Komlev, for his part, said Russia has "enormous shale-gas resources at its disposal," describing a sprawling swath of Siberia as "one huge shale-gas El Dorado." But Komlev said it doesn't make any economic sense to develop that gas now, since Russia has an abundance of much cheaper conventional gas.

"So, Russian shale gas has been left intact to serve as the resource base for the coming generations," he said.

But Komlev did not directly answer when asked why Gazprom would send some of its technical experts to China to inspect that country's shale-gas fields, when Gazprom has continually raised questions about shale-gas development and fracking. He said Gazprom "welcomes" China's decision to develop its shale-gas reserves because doing so will allow Beijing "to make a proper evaluation of such gas."

But Komlev suggested that the Chinese might be disappointed with what they find in their shale plays.

"China is in possession of large shale gas reserves, however, the cost of its extraction could be much higher than in the US," he said, adding that China's shale plays are located in areas of the country that may not have enough water to successfully engage in hydraulic fracturing.

Asked directly if Gazprom will try to convince China not to develop its shale-gas reserves so that Beijing would have a reason to buy more Russian gas, Komlev said: "Gazprom Group is studying this issue with the Chinese partners. No decisions have been reached yet."

--Benno Spencer, Benno_spencer@platts.com

--Brian Hansen, brian_hansen@platts.com

--Edited by Kevin Saville, kevin_saville@platts.com