

Club de Nice Xe anniversaire du Forum Energie et géopolitique 1-3 décembre 2011

" Réserves et ressources des *shale oil & shale gas* " Jean Laherrère Président ASPO France

La traduction française de shale par schiste est mauvaise car le terme « schiste » est utilisé pour les roches métamorphiques et ici nous avons affaire à des séries sédimentaires où shale est une argilite, en fait une roche-mère.

En Avril 2011 à la demande du gouvernement, un rapport provisoire a été publié sur «Les hydrocarbures de roche-mère en France » (Leteurtrais, Pillet, Durville & Gazeau) http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rapport_provisoire_sans_annexe.pdf. Le rapport final prêt depuis juin tarde à sortir!

Les réserves représentent la quantité que l'on espère produire jusqu'à la fin de l'exploitation.

Il y a les réserves découvertes et les réserves à découvrir/

Les ressources représentent la quantité en place dans le sous-sol et une très faible partie (ordre 1%) est techniquement récupérable et deviendra si l'économie le permet des réserves. La majorité des ressources est dispersé dans les sédiments ou reste collée à la roche dans les pores des gisements.

Il ne faut donc pas confondre réserves et ressources.

Il n'y a pas de consensus sur la définition précise de non conventionnel, pour certains c'est les lieux d'exploitation (offshore profond, arctique), pour d'autres c'est le réservoir (tight ou CBM) ou l'accumulation (continu sans plan d'eau) ou le type de récupération = tertiaire.

La meilleure définition est celle de l'USGS qui réunit réservoir et piège en distinguant les gisements discrets avec plan d'eau et les [gisements de type continu sans plan d'eau](#). Mais elle conduit à espérer que toute la superficie de la roche-mère sera exploitable, ce qui est rarement le cas

Quelle est la distribution du carbone organique sur terre ?

Les estimations divergent. Milkov 2004 (expert en hydrates) donne 2 versions suivant les estimations sur les hydrates qui ont fait délirer certains (dont Kvenvolden en 1988) comme les shale gas actuellement.

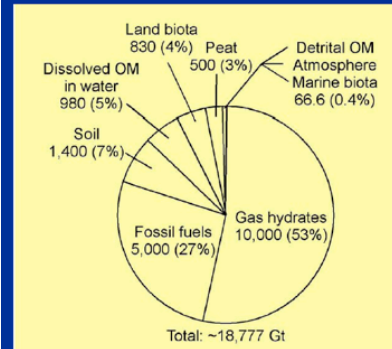
Milkov estime le carbone organique des combustibles fossiles à 5 000 Gt.

Mais le BGR 2010 estime les ressources seules de charbon (*hard coal*) à plus de 17 000 Gt.

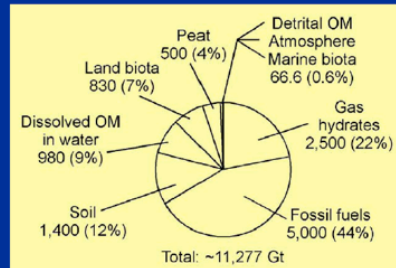
Il est évident que l'incertitude est considérable et que de nouvelles estimations sont nécessaires, en précisant bien ce qui est mesuré !

-Figure 1: **distribution de carbone organique sur terre d'après Milkov 2004 avec celles de Kvenvolden 1988**

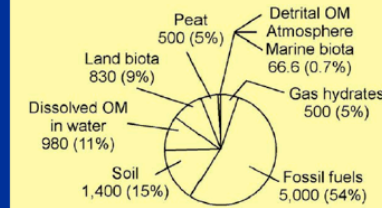
Organic carbon in the Earth



Kvenvolden, 1988



Total: ~11,277 Gt



Total: ~9,277 Gt

Milkov (in press, Earth-Science Reviews)

Les **hydrates océaniques** sont trop dispersés dans des sédiments argileux, la plupart inconsolidés et il n'y a aucun procédé connu qui permettrait une production.

Le **gaz dissous dans les aquifères à forte pression** représentent des quantités considérables (50 000 Tcf BGR 2003), mais les essais (1978-1983) ont montré que ce n'est pas économique (EROEI < 1) et trop polluant (que faire des saumures toxiques ?). Personne n'en parle plus !

Les ressources (volume dans le sol) de pétrole et de gaz sont considérables si on estime les volumes générées par les roches-mères. En 1994 nous (Laherrere, Perrodon & Demaison "Undiscovered Petroleum Potential") avons estimé que la roche-mère (Jurassique-Crétacé) du Système Pétrolier Arabo-Iranien au Moyen Orient avait généré 70 Tbp de pétrole et que seulement 1,4 % était piégé dans les champs conventionnels. Pour le bassin de Paris la génération d'huile est d'environ 100 Gb et l'ultime des gisements classiques doit être de 300 Mb soit un taux de 0,3%.

Si on prend le taux de 1% de récupération dans les gisements classiques dans le monde où l'ultime est de l'ordre de 3000 Gb = 3 Tb, cela veut dire que la génération mondiale de pétrole est de l'ordre de 300 Tb et qu'il reste 297 Gb de ressources dans le sol. Les optimistes peuvent pavoiser.

En fait l'inventaire public du potentiel mondial de toutes les roches-mères reste à faire. Mais les pétroliers n'aiment pas livrer leurs secrets !

On peut donc rêver sur ce potentiel, mais les réserves (production cumulée du début à la fin d'un champ) sont très loin des ressources.

Les promoteurs jouent sur la frontière floue entre ressources et réserves, entre la surface considérable de la roche-mère mature et celle limitée des *sweet-spots*.

-Pétrole non conventionnel: schistes bitumineux et huile de schiste

- schistes bitumineux (*oil shale*)

Les schistes bitumineux (*oil shale*), ni schiste véritable, ni bitume, mais en fait des roches-mères contenant de la matière organique (kérogène) immature, qui n'a pas encore généré de pétrole. Il faut donc cuire ce kérogène, soit en surface, soit in situ pour produire de l'huile ou le brûler comme la tourbe, comme le fait l'Estonie dans les cimenteries ou centrales thermiques.

Les Chinois ont un projet en Jordanie de centrale thermique pour brûler les *oil shales*.

Les *Schistes d'Autun* ont été produits en France de 1835 à 1969 (cumul 1 Mt) par extraction minière et cuisson pour pyrolyse.

Les pilotes de pyrolyse en surface (US, Australie) ont été des échecs. Petite production très ancienne en Chine et au Brésil.

Les essais américains de Shell in situ avec chauffage électriques dans des puits pendant plusieurs années avec mur de congélation autour n'ont pas encore permis de conclure à un passage à un pilote : voir Laherrère J.H. 2005 «Review on Oil Shale data »

www.hubbertpeak.com/laherrere/OilShaleReview200509.pdf

Les ressources d'*oil shale* aux US sont considérables, mais les réserves d'huile avec les techniques et économie du moment sont nulles.

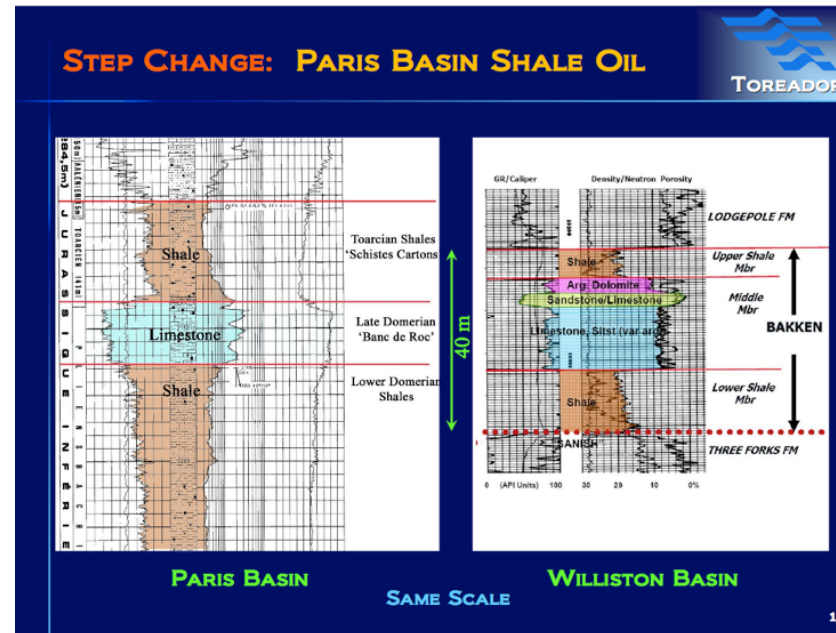
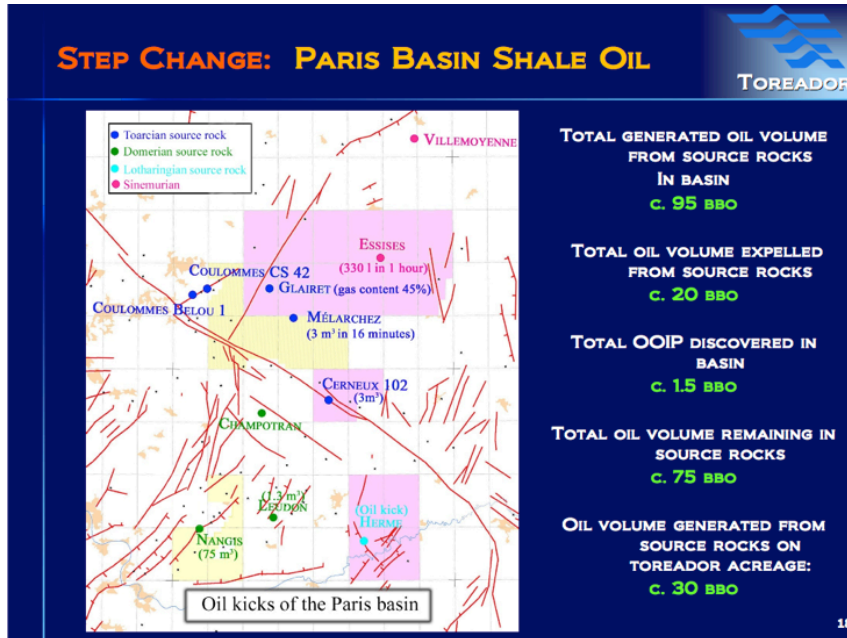
Les *oil shales* sont classées dans les charbons (tourbes) et rien ne semble les faire changer de classe.

-Shale oil en France

Au contraire le *shale oil* concerne des roches-mères matures qui ont généré du pétrole ayant été dans la fenêtre à huile, mais qui n'ont pas expulsé toute l'huile. Le *shale oil* est à la mode, relancé par l'utilisation des puits horizontaux et surtout la fracturation pour récupérer le pétrole qui est resté dans la roche-mère qui a de très mauvaises qualités de réservoir, ne produisant que par les fractures. Mais l'objectif est le Banc de Roc, calcaire intercalé dans la roche-mère, comme pour le Bakken

Toreador estime que l'huile générée dans les roches mères du Bassin de Paris représente 95 Gb, dont 20 Gb a été expulsé (1,5 Gb découvert) et qu'il en **reste 75 Gb dans la roche-mère, dont 30 Gb sous les permis de Toreador.**

-Fig 2: Bassin de Paris: shale oil de Toreador -Fig 3: comparaison du bassin de Paris et du bassin de Williston (Bakken)



Il est dommage que le forage (financé par Hess) soit retardé à mi 2012 suite aux contraintes politiques.

-Shale oil en Amérique du Nord:

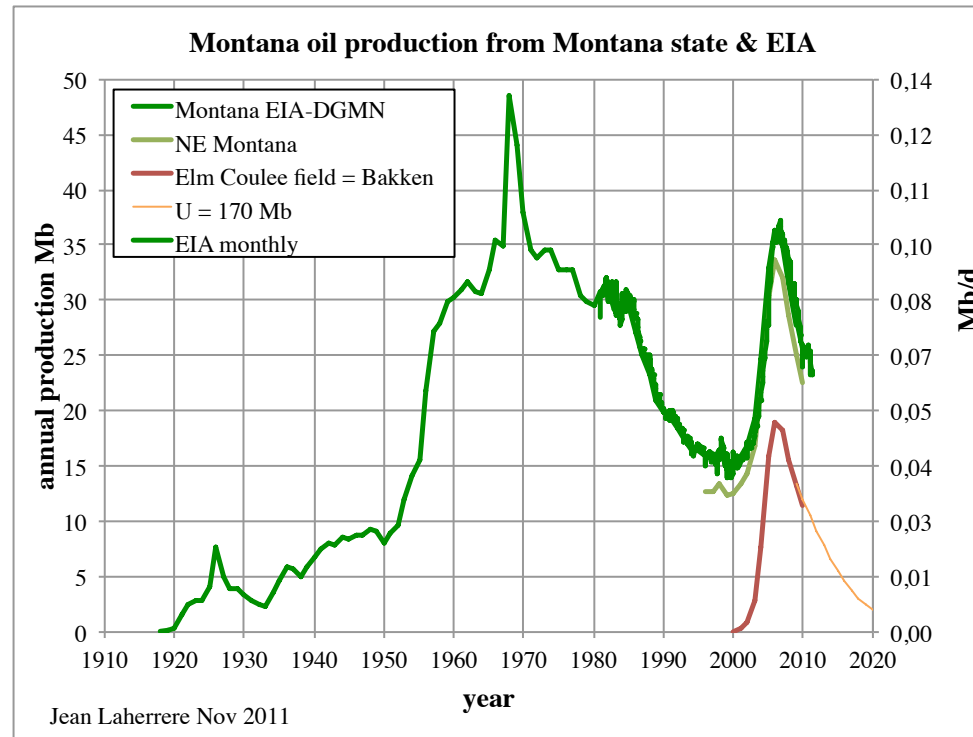
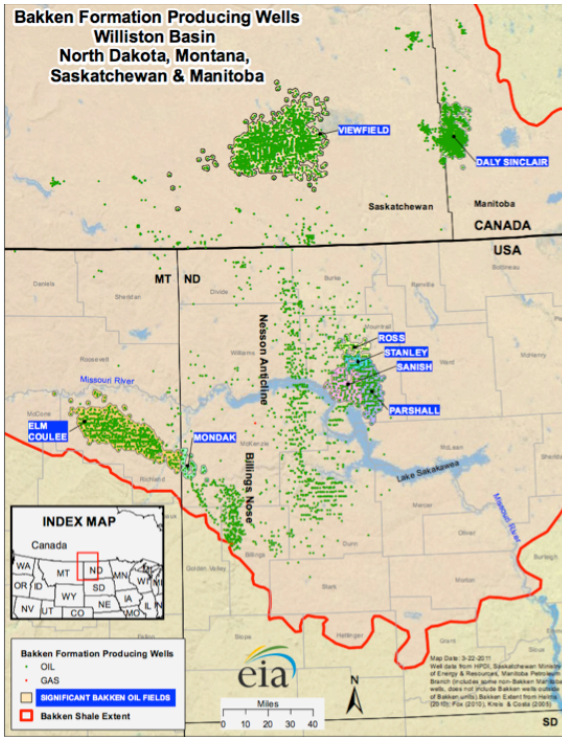
La production américaine de pétrole a augmenté avec la production de *shale oil* grâce aux nombreux forages horizontaux, notamment dans le bassin de Williston qui s'étend sur les Etats de Montana, North Dakota et au Canada: Saskatchewan et Manitoba .

La carte montre que l'activité se concentre sur les « *sweets points* » et une grande partie du bassin n'est pas forée. En fait les accumulations sont des pièges stratigraphiques, non pas comme dans le *shale gas* où la production est dans les shales, mais dans des réservoirs gréseux ou carbonatés à l'intérieur de la roche-mère. **Le titre de shale oil est donc trompeur, suggérant que ce pétrole est de type continu existant sur tout le bassin.** En fait, les gisements importants sont: Montana = Elm Coulee pic en 2006, North Dakota = Parshall pic en 2008, Sanish, Saskatchewan = Viewfield, Manitoba = Daly.

Sur ces gisements stratigraphiques dans une porosité de grés ou carbonates, il n'est pas besoin nécessairement d'avoir des puits horizontaux, ni de la fracturation, si ce n'est pour accélérer la production, ce qui amène un déclin rapide.

-Fig 4: carte 2011 des productions dans le Bakken Bassin du Williston

-Fig 5: production de pétrole dans le Montana dont le champ de Elm Coulee



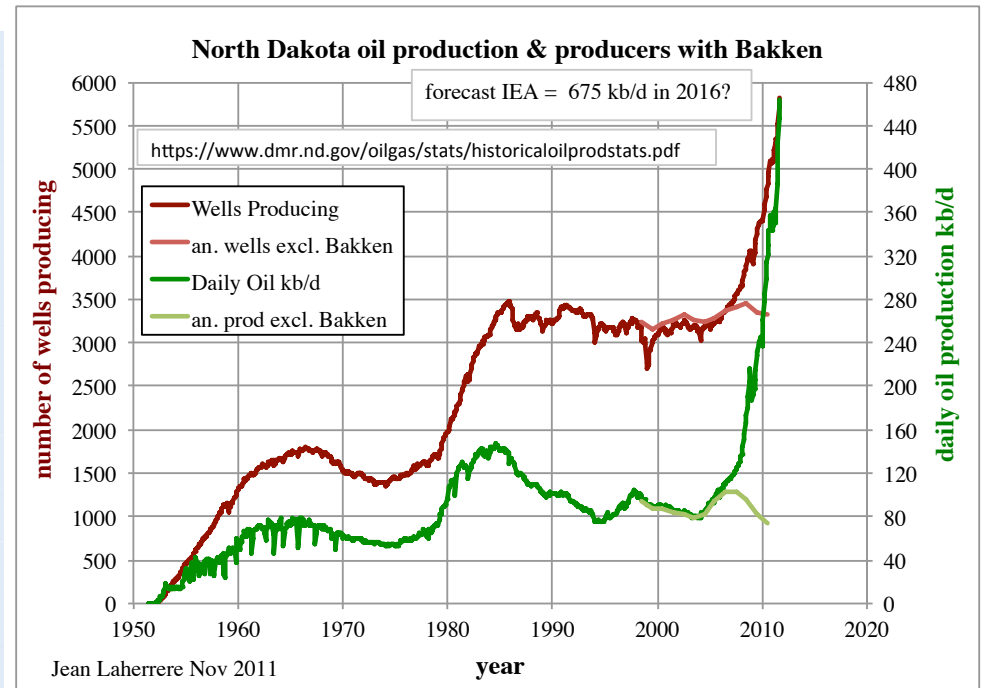
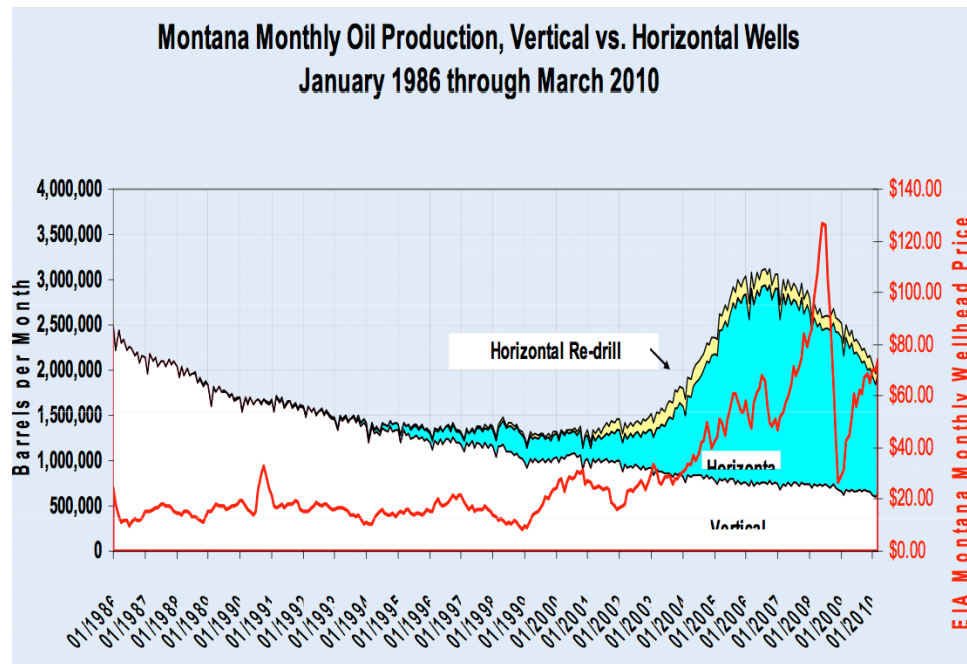
La production de pétrole au Montana a augmenté en 2000 grâce aux puits horizontaux. L'exemple de la montée rapide dans des champs g éants classiques comme Yibal Yemen et Rabi-Kounga Gabon suivi d'un déclin sévère n'est pas bon !

Au North Dakota, la production est passé de 80 000 b/d en 2004 à plus de 460 000 b/d en septembre 2011 (grâce à de nombreux puits, plus de 2000 en 3 ans). EIA prévoit 675 000 b/d en 2016 et North Dakota DMR 600 000 b/d en 2013 (pic) et 400 000 b/d en 2050: j'en doute !

La descente risque d'être aussi rapide que la montée, comme au Montana! Mais où sera le pic ? Il dépendra du nombre de forages.

-Fig 6: **Montana: production de pétrole: puits verticaux & horizontaux et prix du brut**

-Fig 7: **North Dakota: production de pétrole & nombre de producteurs**



Au North Dakota la production par puits pour le Bakken en 2004 était de 10 b/d/w, mais en 2010 de 110 b/d/w grâce aux puits horizontaux et fracturation hydraulique, alors que pour les autres formations la production est restée autour de 70-80 b/d/w de 2000 à 2010. Par manque de gazoduc 30% du gaz produit du Bakken est brûlé.

Le rapport EIA « *US shale gas and shale oil plays* » (<http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/> July 2011) estime les réserves (TRR = technically recoverable resources) du Bakken US à 3,49 Gb, ce qui semble bien optimiste car le plus grand champ est Elm Coulee qui est un piège stratigraphique car le réservoir n'est pas argileux (shale) mais carbonaté avec porosité. Le rapport dit page 69 « *This oil field could contain 3.65 billion barrels which would be the largest finding in U.S history* » ce qui est doublement faux car ce n'est pas un champ, mais un dizaine dont le principal Elm Coulee, comme indiqué sur la Fig 4 et que la plus grande découverte US est Prudhoe Bay en Alaska avec plus de 14 Gb.

-Fig 8: EIA 2011: carte du Bakken aux US

-Fig 9: EIA 2011: estimation du Bakken



Table 54 Bakken Average EUR and Area

	Active
Area (sq. miles)	6,522
EUR (MBO/ well)	550
Well Spacing (wells/ sq. mile)	1
TRR (BBO)	3.59

-Shale oil en Amérique du Sud

En Argentine Repsol-YPF vient de déclarer la découverte de Loma la Lala Norte (Neuquen) avec 15 puits 927 Mbep (80% oil) dans le « Vaca Muerta ». La première déclaration a été faite en Mai 2011 avec 150 Mb par la présidente de la République: il faut toujours se méfier des déclarations associées aux politiques! Ces découvertes s'étalent sur 2010 et 2011. En 2010 avec 9 puits YPF ne parlait que de gaz en petite quantité. Les estimations des scouts sont aussi beaucoup plus faibles et pour le gaz? Un journal (nov 2011) parle de « El misterio de Loma de la Lata ! Est ce du *shale* or du *tight*? Est du continu ou du discret?

Gaz non conventionnel

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

Le potentiel du *shale gas* (gaz de roche-mère), correspond au gaz généré dans la roche-mère ayant atteint la fenêtre à gaz et qui n'a pas migré dans les gisements classiques, restant dans les fractures et adsorbé sur les argiles. La roche-mère n'a pas de porosité ni de perméabilité: il faut la fracturer pour produire.

Le concept 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*](#).

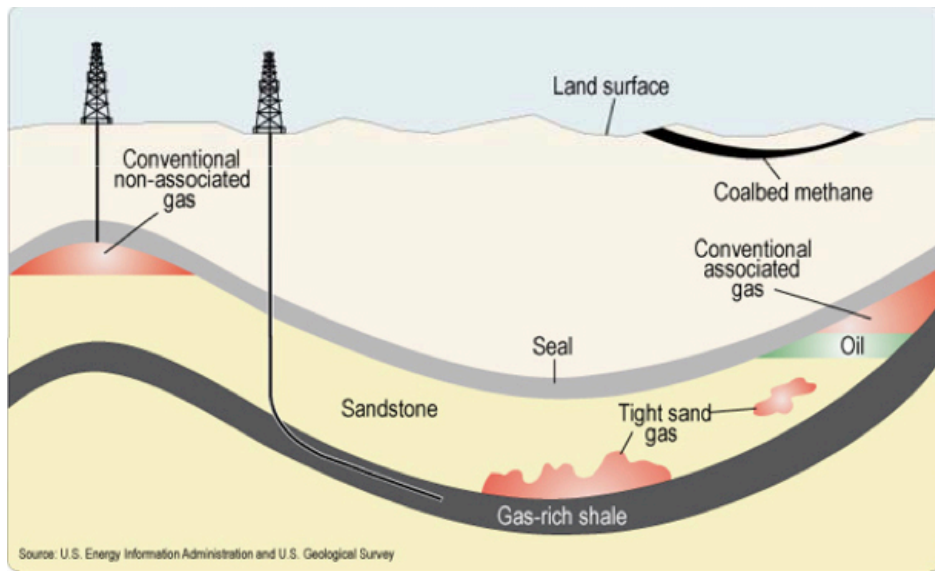
Pour produire il faut de la porosité et de la perméabilité. Mais la nature est continue, le problème est de s'entendre sur la définition des limites de tight (perméabilité < 0,1 millidarcy) et shale où la production est par les fractures.

-Shale Gas en Amérique du Nord

La carte des shale gas est celle des roches-mères (fenêtre à huile et fenêtre à gaz) des bassins pétroliers et gaziers.

L'EIA ajoute la distinction de zone active et zone prospective.

-Fig 10: schéma de piégeage des HC d'après EIA



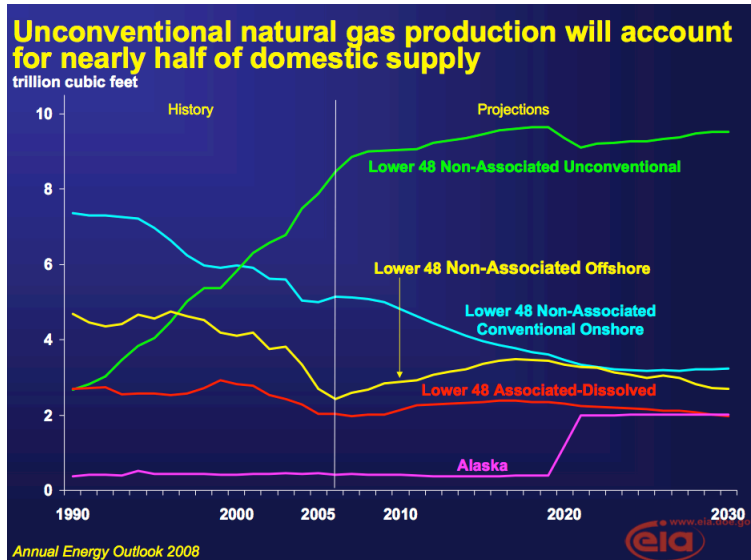
-Fig 11 Amérique du Nord: carte des shale gas d'après EIA



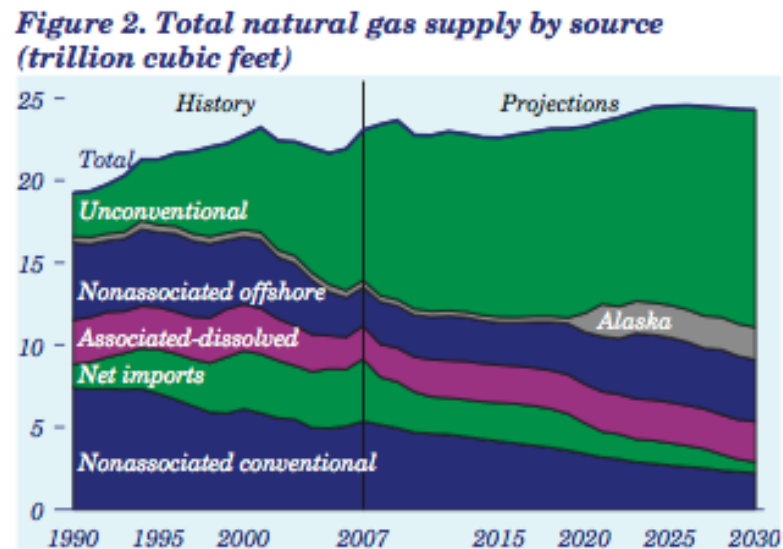
Les prévisions de production de gaz non conventionnel aux US varient en définition et valeur et ordre, comme si l'objectif est d'empêcher la comparaison. Le *tight gas* avait disparu sur les prévisions AEO 2010!

-Figs 12: US: production de gaz EIA AEO 2008

AEO 2009

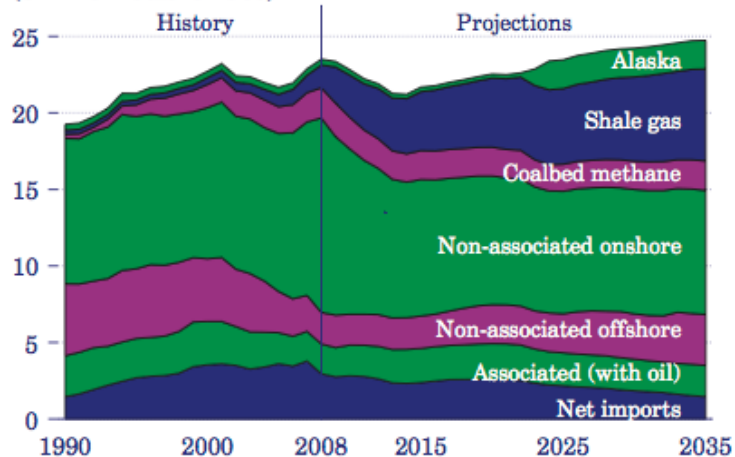


AEO 2010 pas de tight = non associated onshore

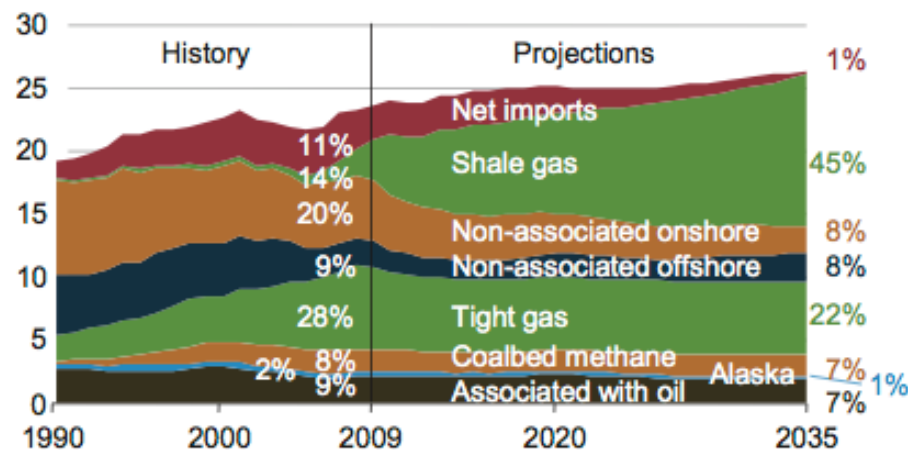


AEO 2011

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



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



La production de «*shale gas*» a démarré aux US en 1821, mais a été abandonnée en 1860, car non économique face au gaz conventionnel. De 1976 à 1982 USDOE a financé des essais de fracturation (*Eastern gas shales project*) qui ont conclu que ce n'était pas économique. La production de *shale*

gas a été reprise dans le Texas (Barnett shale) par de petites compagnies (Mitchell racheté par Devon, Chesapeake, XTO) grâce aux puits horizontaux et la fracturation hydraulique à forte pression avec des quantités considérables d'eau et d'autres additifs confidentiels. Les propriétaires du sol sont propriétaires du gaz et acceptent les pollutions, qui arrivent souvent dans la décharge en surface lors de la récupération des eaux de la fracturation. Le débit chute de près de 50% la 1^{ère} année et l'historique de la production est trop court pour savoir si c'est économique. Les promoteurs sont conduits à forer sans relâche pour conserver les baux achetés fort chers aux particuliers propriétaires du sol. Mais ce «surforage» a conduit à une surproduction locale et à une chute des prix à 4 \$/kcf (soit trois fois moins qu'en 2008), moins que le coût; mais si on ne produit pas, on perd les baux, donc les réserves. L'agence de notation Standard & Poor's vient de classer Chesapeake en BB, malgré les rachats d'intérêt par Statoil, Total, Reliance (Inde) et les Chinois CNOOC. Sa dette long terme en 2010 est de 12 G\$, alors qu'elle n'était que de 1 G\$ en 2000. McClendon, patron de Chesapeake (en tête des réserves gaz US) a déclaré en 2010 que l'aubaine des découvertes shale gas était terminée aux US, qu'il ne veut pas aller en chercher au Canada, ni à l'étranger et qu'il va maintenant chercher du pétrole (car le prix du gaz est trop bas)! Le *shale gas* Eagle Ford est privilégié par son fort contenu en condensat. Mais en 2011 Chesapeake revient au shale gas (Utica en Ohio sous le Marcellus où le bail est passé de 10\$/acre à 15 000 \$/acre)! Il y a des doutes sur la légitimité des baux sur le *shale gas* (appel à la Cour Suprême) à cause de la confusion entre gaz et minéral.

Art Berman, qui a été viré de World Oil en étant trop critique envers le shale gas, prétend que son coût de revient est de l'ordre de 7 \$/kcf, alors que le prix actuel du gaz US est d'environ 4 \$/kcf. L'objectif des promoteurs est surtout de se vendre aux majors qui peinent à renouveler leurs réserves. Le vrai changement n'a pas été vraiment technologique, mais le **changement des règles de la SEC** qui sont passées de conservatrices (prouvé seulement autour des puits productifs) à très optimistes en 2010 (adoptées juste avant le départ du président Bush) en autorisant que le prouvé soit l'estimation d'un modèle (tenu confidentiel) pour toute surface non foré. Déjà en 2009 les règles avaient changé favorablement sur la date du prix du gaz. Les réserves de gaz US d'Exxon-Mobil étaient de 13,7 Tcf en 2006 et 11,7 Tcf en 2009, par contre les réserves de Chesapeake étaient de 6,9 Tcf en 2006 et 13,5 Tcf en 2009. On peut s'interroger sur la réalité de ces réserves et la SEC commence à le faire.

Il est dommage que le gouvernement français ait cédé à l'hystérie des Verts en supprimant les permis de *shale gas*: il faut savoir si des ressources importantes existent en France d'abord avec forage sans fracturation et ensuite prendre les mesures nécessaires pour une production sans pollution nocive. Pour le *shale oil* il faut arrêter la tromperie, la production n'est pas à partir des argiles mais de réservoirs carbonatés ou gréseux à l'intérieur des argiles: piège stratigraphique classique.

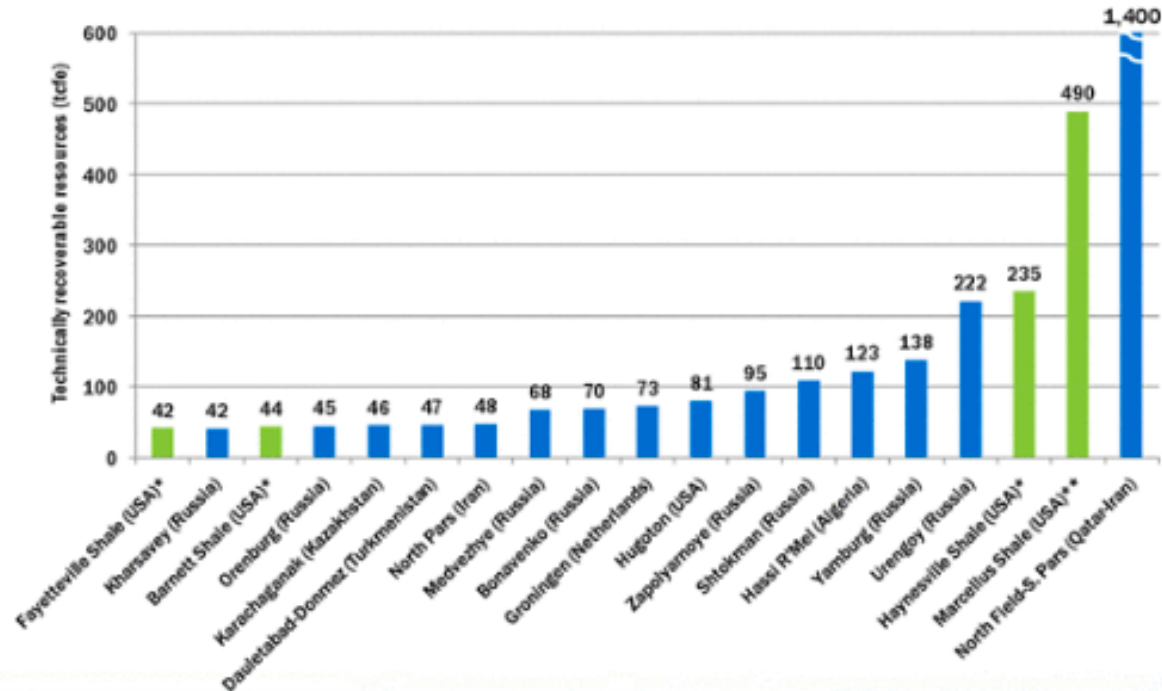
Chesapeake compare les réserves du plus grand champ de gaz North Field/South Pars 1400 Tcf et les ressources du Marcellus 490 Tcf et Haynesville 235 Tcf, suivies par Barnett 44 Tcf et Fayetteville 42 Tcf != torchon et serviette! Les réserves ne sont qu'une petite partie des ressources!

L'USGS Fact Sheet 2011-3092 estime les réserves moyennes à découvrir dans le Marcellus à seulement 84 Tcf et OGJ 7 Nov 2011 (M.J.Kaiser) estime les réserves d'Haynesville en Louisiane à un maxi de 18,5 Tcf.

EIA (US *shale plays*) indique des ressources techniquement récupérables Marcellus = 410,34 Tcf, Haynesville = 74,71 Tcf (admirez la précision !)
Les promoteurs cherchent à se vendre et tout est bon pour paraître gros !

-Fig 13: US gas shale comparé aux géants d'après Chesapeake

U.S. Natural Gas Shale Plays are World-Class Resources



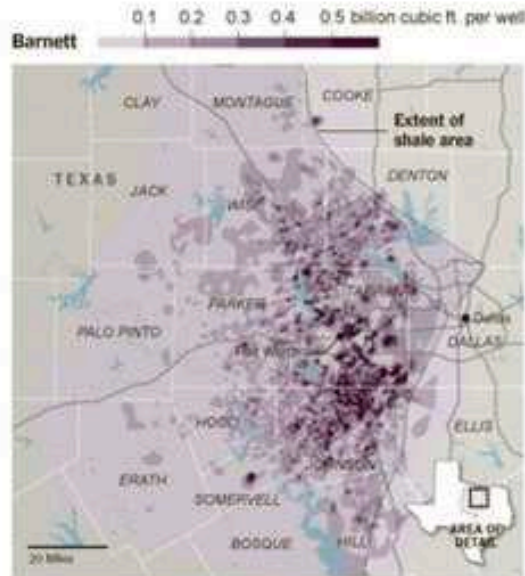
Mais NYT montre la différence entre le bassin et les sweet-spots: 7% pour le Barnett, 10% pour l'Haynesville et 15-20 % pour le Fayetteville
 -Fig 14: US: sweet spots but not many = NYT

Sweet Spots, But Not Many

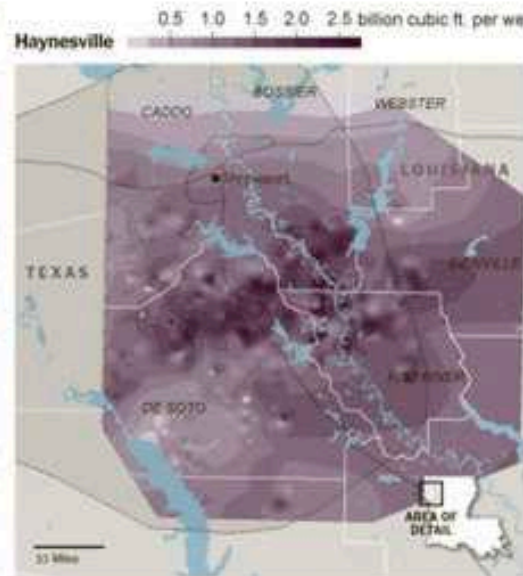
Energy companies have described gas wells in shale formations as consistently successful across large areas. However, well-by-well production data indicate that shale formations have small spots of very productive and profitable wells, surrounded by large areas where wells produce far less gas. These maps show natural gas recovered during the first six months of production in three major shale formations.

Sources: State production data through April 2011; Laberith Consulting Services; U.S. Energy Information

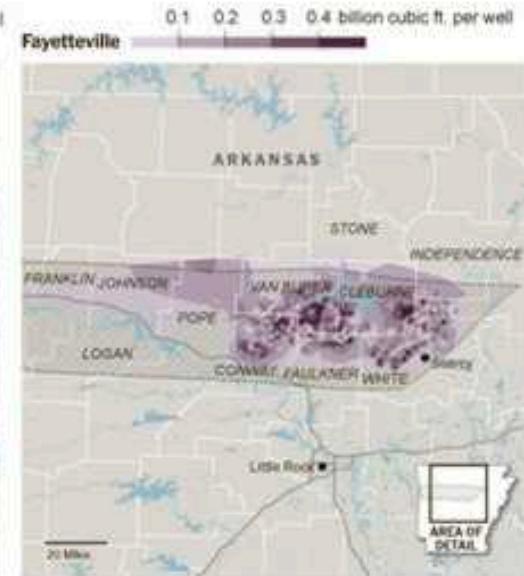
HAYDEN PARKI
THE NEW YORK TIMES



Seven percent of the Barnett shale in Texas is proving to be the most productive.



Under 10 percent of land cited as very productive is turning out that way in the Haynesville shale in Louisiana and Texas.



'Sweet spots' represent 15 to 20 percent of the area in the Fayetteville shale in Arkansas.

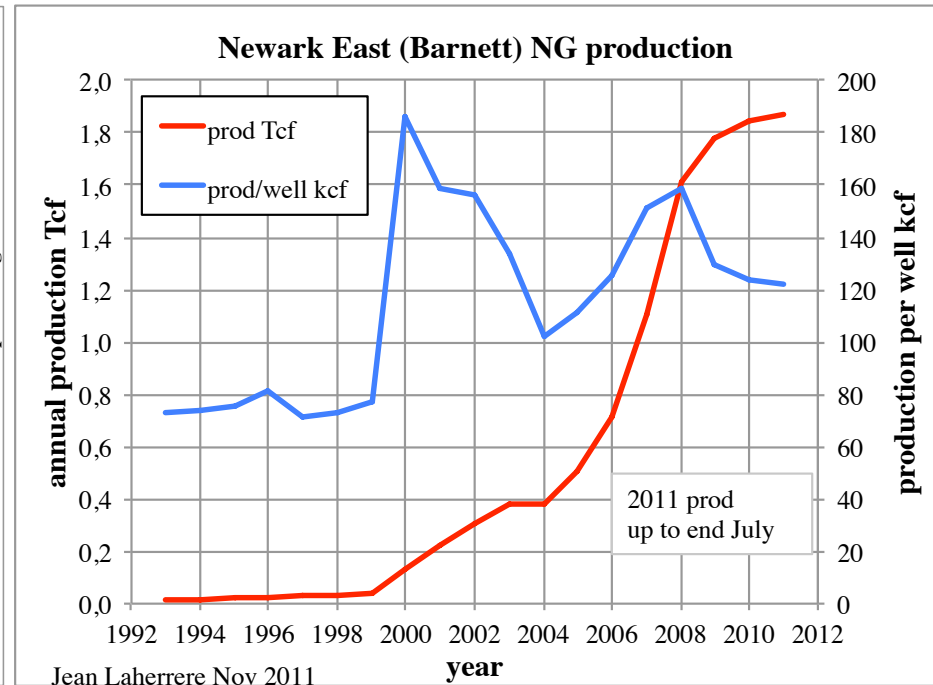
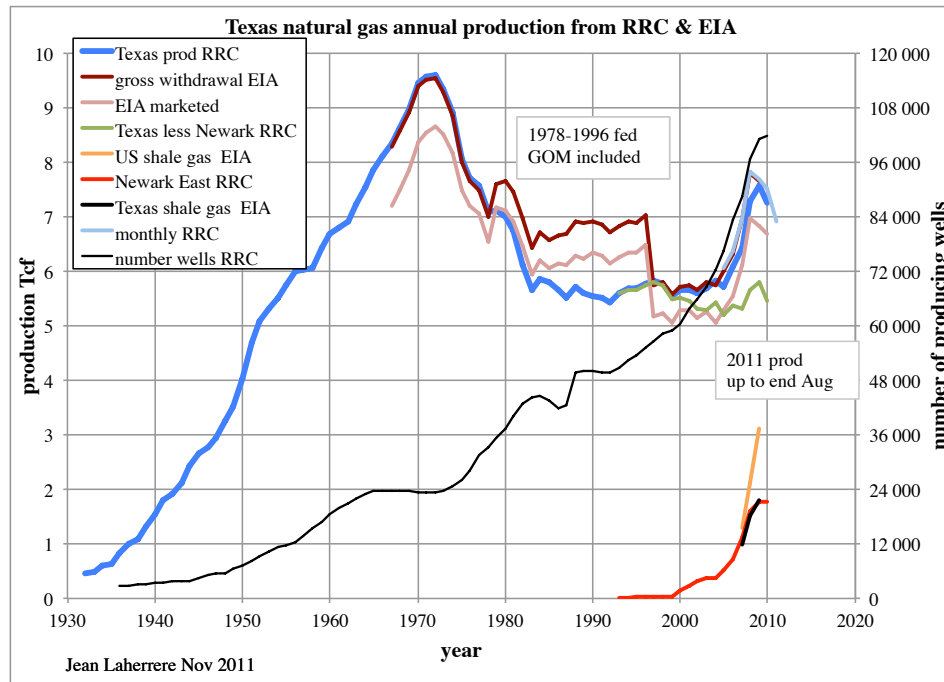
La théorie du gisement de type-continu couvrant tout le bassin semble trop optimiste, la production vient surtout des fractures et elles sont variables. L'historique de production n'est pas suffisamment long pour savoir si le gaz adsorbé sur les argiles pourra être produit économiquement sur une longue période, une fois les fractures produites. Chesapeake parle de vie de production de 60 ans? Personne ne sait vraiment, mais beaucoup doutent. Pour les compagnies c'est le chiffre de réserves accepté par la SEC qui importe: c'est ce que voit le marché boursier !

Le Texas avec Barnett (Newark East) est le plus avancé pour la production de shale gas. [La production du gaz naturel au Texas est en déclin en 2010 et 2011](#) (pour RRC, pas pour EIA?). Les données EIA sont erronées de 1978 à 1996 !

Le **champ de Newark East** est sur la liste US des top 100 des réserves prouvées de gaz avec le rang 79 en 1997, 13 en 2001, 2 en 2006 et le **rang 1 en 2008 et 2009**. Il est aussi le premier champ producteur. Ses réserves ultimes sont estimées entre 20 et 30 Tcf, mais la tendance de la croissance de production tend plutôt vers un ultime de 18 Tcf et il est au pic en 2010-2011 et la production par puits en déclin depuis 2000.

-Fig 15: Texas : production de gaz d'après RRC & EIA

-Fig 16: Newark East (Barnett) production



Les réserves d'EIA pour le Barnett sont de 24 Tcf en actif et 20 Tcf en non développé.

On peut douter de l'économie du non développé ! à classer plutôt en possible! Le 44 Tcf semble exagéré!

La production *shale gas* du Texas a de fortes chances de ressembler à celle du *shale oil* du Bakken en Montana

Les ressources techniquement récupérables (TRR) du Barnett sont estimées par EIA 2011 à 44 Tcf (24 Tcf en zone active et 20 Tcf non développé) sur une surface de 17 000 km². En 2009 EIA « Shale gas primer » estimait la surface à 13 000 km² et les réserves déjà à 44 Tcf

-Fig 17: carte EIA 2011 du Barnett

-Fig 18: estimation EIA 2011 du Barnett

Figure 21 The Barnett Shale Play

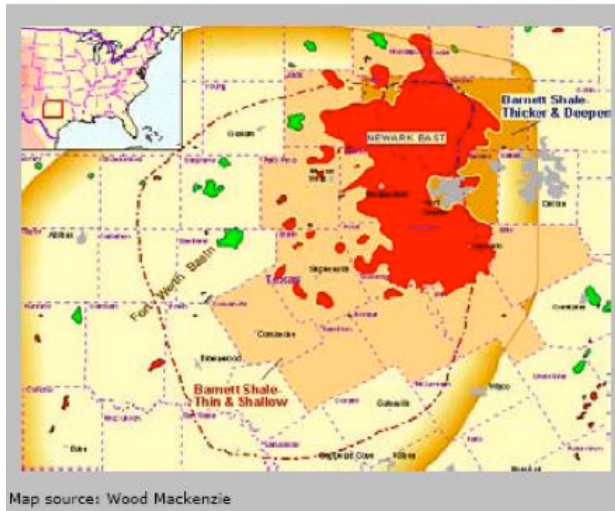


Table 36 Average Barnett EUR and Area

	Active	Undeveloped
Area (sq. miles)	4,075	2,383
EUR (Bcf/ well)	1.6	1.2
Well Spacing (wells/ sq. mile)	5.5	8
TRR (Tcf)	23.81	19.56

Les estimations EIA sont basées sur les études USGS qui ont été dans le passé toujours très optimistes, surtout que le rapport ne précise pas si les productions passées sont incluses dans ce chiffre, ce qui ne semble pas. Les géologues de l'USGS ont très peu d'expérience pratique !

Le premier « gisement » de shale gas aux US d'après EIA est Marcellus qui s'étend sur 246 000 km² (en surface 35% Pennsylvania, 21% West Virginia, 20% New York, 18% Ohio, 4% Virginia) avec 410 Tcf dont 178 Tcf en zone active et 232 Tcf en non développé. En 2009 EIA donnait la même surface mais avec seulement 262 Tcf. L'USGS estime le à découvrir à 84 Tcf en 2011, la précédente estimation de 2002 était 1,9 Tcf.

-Fig 19: **carte 2011 du Marcellus d'après EIA & USGS**

-Fig 20: **estimation EIA 2011 du Marcellus**

Figure 2 Marcellus Shale Play

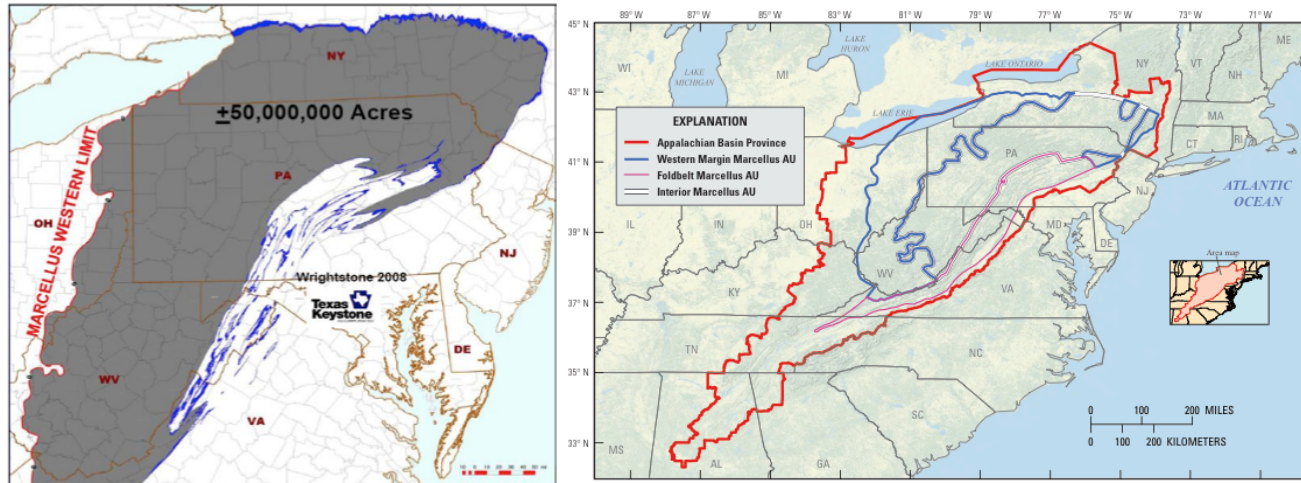


Table 2 Marcellus Average EUR and Area

	Active	Undeveloped
Area (sq. miles)	10,622	84,271
EUR (Bcfe/ well)	3.5	1.15
Well Spacing (wells/ sq. mile)	8	8
TRR (Tcf)	177.90	232.44

Le deuxième « gisement » est Haynesville sur 23 000 km² (Texas et Louisiane) avec 75 Tcf (53 en zone active et 19 Tcf non développé). En 2009 la surface était la même mais les réserves à 251 Tcf : la diminution est sévère! Haynesville est le 4^e rang champ pour les réserves 2009 et 10^e producteur.

-Fig 21: carte EIA 2011 du Haynesville

-Fig 22: estimation EIA 2011 du Haynesville

Figure 9 The Haynesville Shale Play

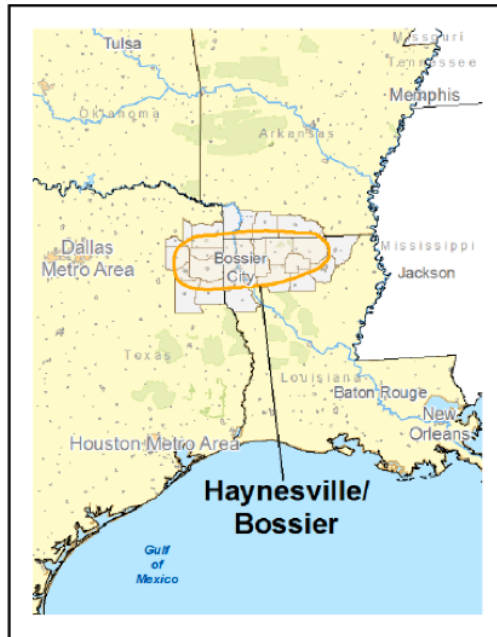


Table 16 Haynesville Average EUR and Area

	Active	Undeveloped
Area (sq. miles)	3,574	5,426
EUR (Bcf/ well)	6.5	1.5
Well Spacing (wells/ sq. mile)	8	8
TRR (Tcf)	53.30	19.41

Fayetteville en Arkansas et Oklahoma (peu foré) est cité comme le 4e gisement avec 32 Tcf en Arkansas. Le rapport 2011 du Parlement Européen montre que la production semble plafonner en 2011 (?), mais les données EIA production de gaz EUR pour l'Arkansas s'arrêtent en 2009! BHP a acheté pour 4,8 G\$ les intérêts de Chesapeake sur Fayetteville = production 400 Mcf/d sur 487 000 acres (et aussi les intérêts de Petrohawk pour 15 G\$ sur Haynesville & Eagle Ford)

-Fig 23: carte EIA Fayetteville

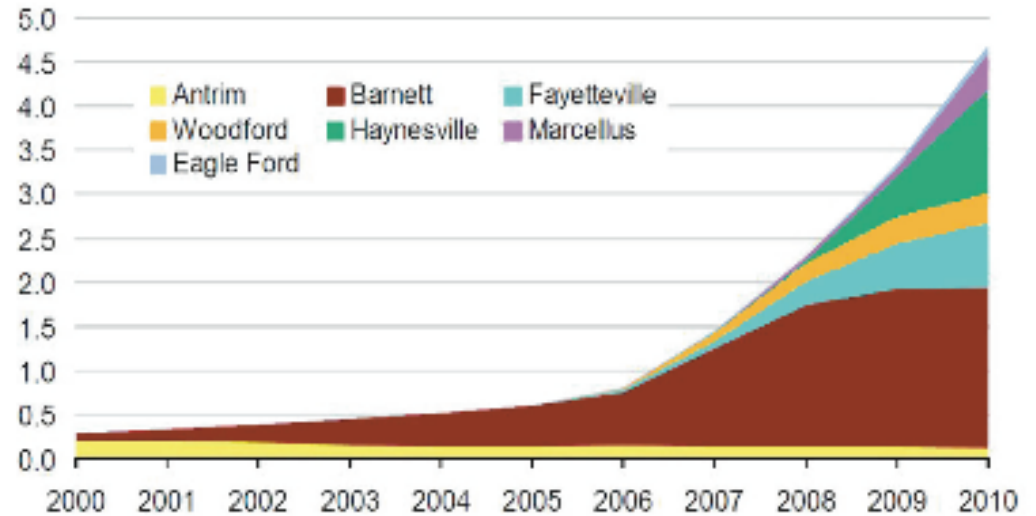
-Fig 24: US : production de shale gas

EXHIBIT 15: FAYETTEVILLE SHALE IN THE ARKOMA BASIN



Source: ALL Consulting, 2009

annual shale gas production
trillion cubic feet



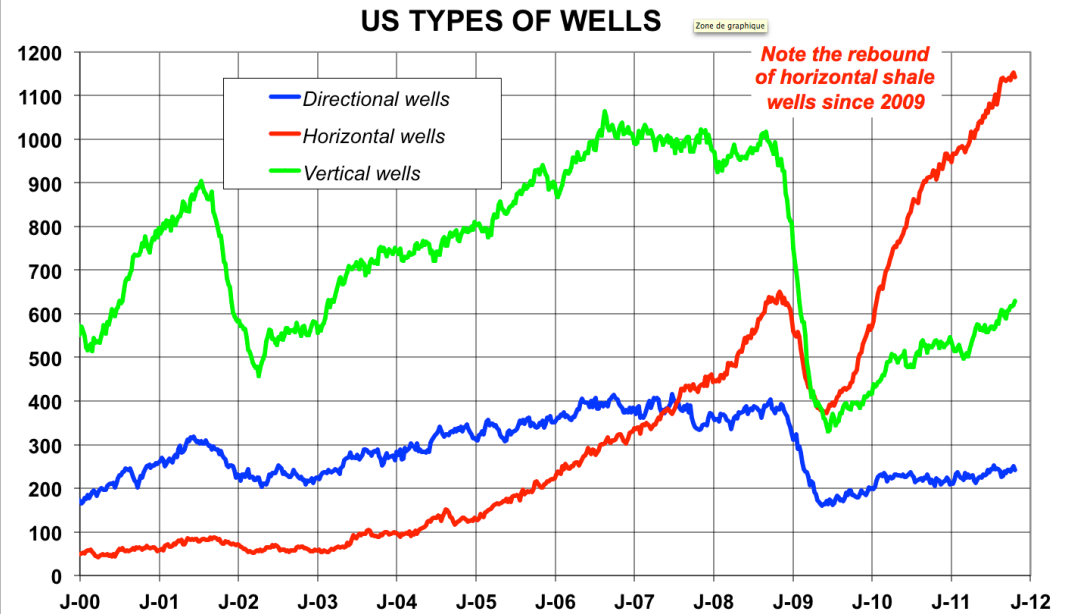
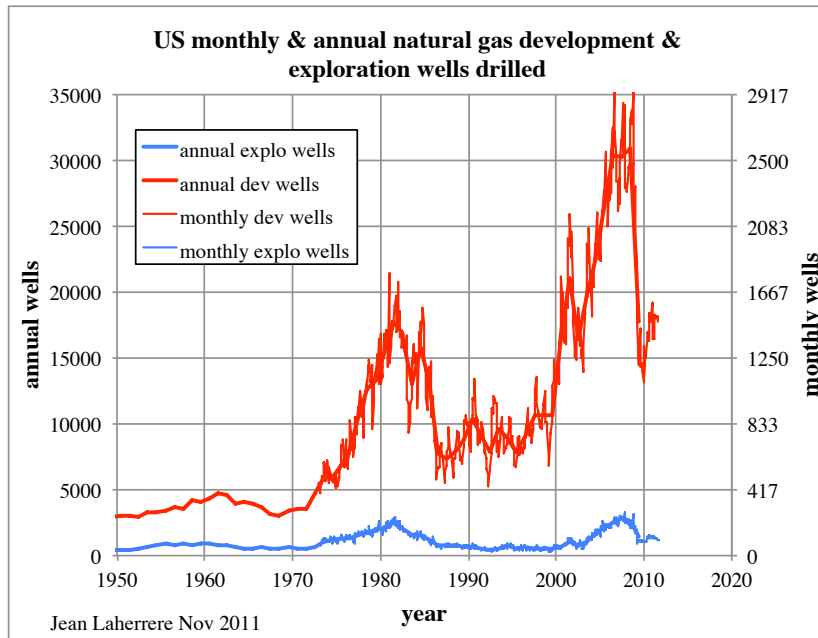
Source: EIA, Lippman Consulting (2010 estimated)

On voit donc que les estimations de l'EIA sont très variables et peu fiables. Les surfaces sont considérables mais seulement une faible partie sera économique et il faut résoudre les problèmes de pollution.

L'activité du shale gaz aux US est intense mais il a commencé par des promoteurs qui cherchent surtout à se vendre et leurs déclarations sont suspectes. Depuis 2000 il y a aux US une explosion de puits forés pour le gaz en exploration et en développement, et depuis 2005 des puits horizontaux. La crise de 2009 et la chute des prix du gaz ont calmé le jeu. L'activité de 2004 à 2010, ressemblant à la ruée vers l'or du genre Californie 1848, s'est calmée en 2011. L'augmentation du nombre de puits horizontaux est aussi spectaculaire mais est ce un effet de mode ?

-Fig 25: US : nombre de puits en exploration et développement

-Fig 26: US type de puits



La production du shale gas aux US a réellement démarré en 2006 de moins de 1 Tcf à près de 5 Tcf en 2010 il n'y a pas beaucoup d'historique pour extrapoler le passé.

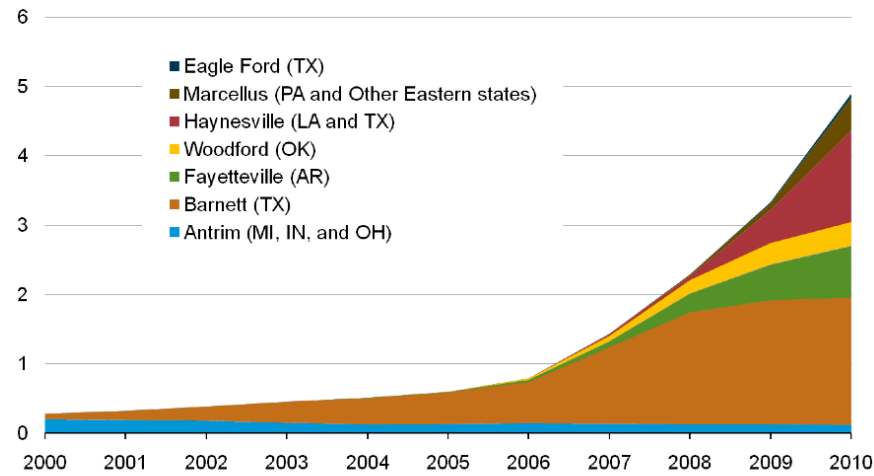
R.Newell EIA a présenté à Paris en Juin 2011 ces graphiques de production de shale gas avec 5 prévisions allant pour 2035 moins de 6 Tcf à 17 Tcf, (référence 12 Tcf), montrant bien l'incertitude des estimations de réserves et de l'économie.

-Figs 27: a) **production de shale gaz aux US** d'après EIA Newell 2011

b) **5 prévisions dépendant des ressources et de la récupération**

Over the last decade, U.S. shale gas production has increased 12-fold and now comprises about 25 percent of total U.S. production

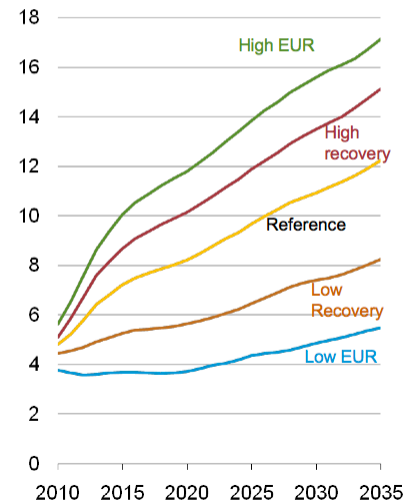
annual shale gas production
trillion cubic feet



Sources: EIA and Lippman Consulting

Shale gas resource potential and related costs remain highly uncertain

shale gas production
trillion cubic feet



Four alternate cases

High Estimated Ultimate Recovery (EUR) case assumes an EUR per shale gas well set 50% higher than in the Reference case. Results in lower per Mcf costs.

High Recovery case assumes 50% more natural gas can be recovered from the shale formation than in the Reference case. Per Mcf costs are unchanged.

Low Recovery case is like High Recovery but less.

Low EUR case is like High EUR but lower.

2035 Results

Projection	Ref	High EUR	High Recov.	Low EUR	Low Recov.
Shale gas prod. (tcf)	12.3	17.1	15.1	5.5	8.2
Total gas prod. (tcf)	26.3	30.1	28.5	22.4	24.6
Henry Hub price (09\$/Mcf)	7.07	5.35	6.03	9.26	8.17

La compagnie Chenière qui a construit aux US des usines de gazéification du gaz liquéfié importé en prévision d'un déclin de la production domestique (qui maintenant s'est transformé en surplus et baisse du prix), a décidé de transformer ces usines en liquéfaction du shale gas US pour l'exporter dès 2015: le scénario Low EUR = réserves basses lui serait contraire, étant donné le déclin de la production US conventionnelle.

Quid du shale gas dans le reste du monde et en Europe?:

Grande différence avec les US, dans le reste du monde, les propriétaires du sol ne touchent rien et supportent les conséquences d'où refus.

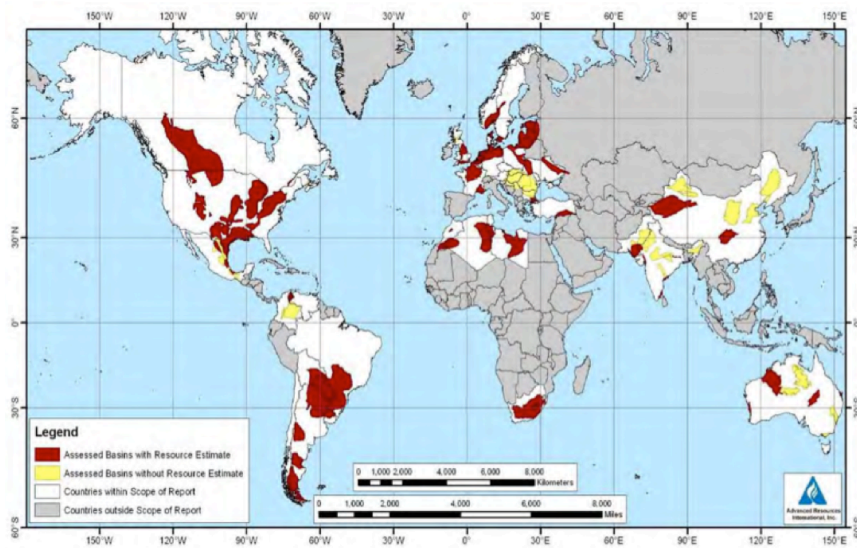
Il faut intéresser les propriétaires du sol et les collectivités locales, si on veut voir accepter l'exploitation du shale gas ailleurs qu'au US et en Chine.

Les estimations des réserves mondiales de shale gas sont très élevées et très discutables !

-Fig 28: carte mondiale des 48 bassins de shale gas EIA/ARI

-Fig 29: réserves gaz conventionnel & non-conventionnel The economist

Figure 1-1 Map of 48 Major Shale Basins in 32 Countries



Les bassins prospectifs sont nombreux en Europe, mais ils sont déjà très forés!

-Fig 30: carte EIA/ARI shale gas Europe de l'Ouest

-Fig 31: puits actifs et gaz non-conventionnel en Europe

Figure VII-1. Shale Gas Basins of Western Europe

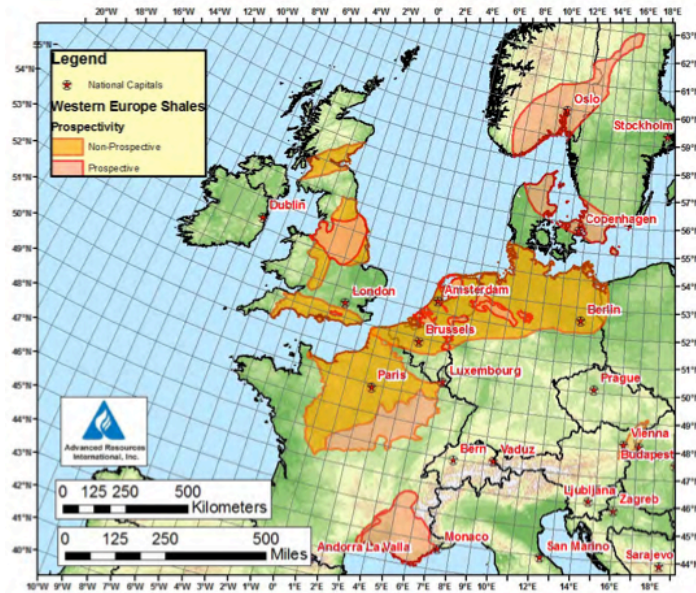
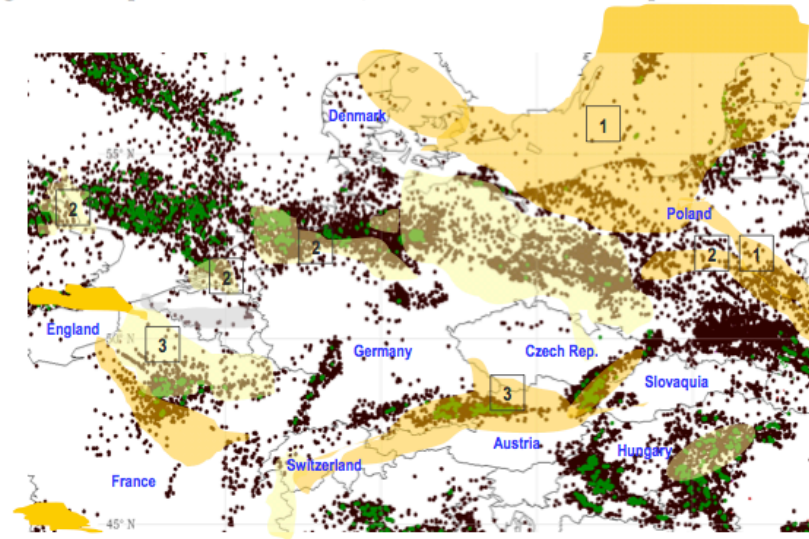
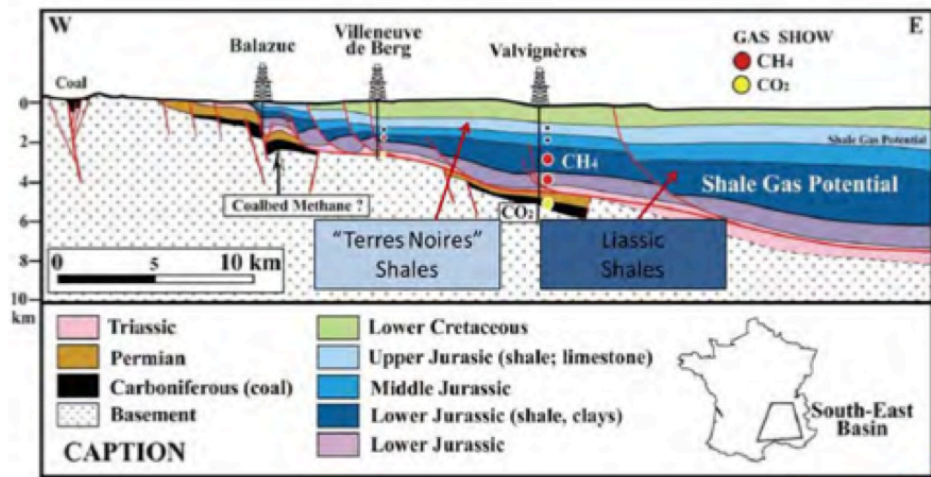


Figure 5.1: Map of conventional basins, wells and unconventional deposits



1: Lower Paleozoic 2: Carboniferous 3: Posidonia (bituminous) Shale gas Shale/Tight gas Coal gas
Sources: IHS EDIN-GIS May 2010, Schlumberger 2009 – Green dots represent active wells.

Le bassin français du sud-est a une roche-mère très bien connue : Les terres Noires » et les forages ont reconnu déjà du méthane (Valvignères)
-Fig 32 : coupe à travers du bassin des Terres Noires



La compagnie Elixir a publié (Sept 2011) des chiffres en provenance de l'audit Netherland, Sewell & Associates de volume en place de 164,7 Gb et 649,7 Tcf dans la formation Carbonifère sur le permis de Moselle en France. Une telle précision, au mépris du sens de l'incertitude, conduit à douter de la validité de tels chiffres. EIA/ARI donne 303 Tcf en place pour le Permo-Carbonifère du Bassin de Paris.

Dans le Royaume-Uni, Cuadrilla (fondé par l'ancien patron de BP Lord Browne) a déclaré des réserves (?) du bassin de Bowland sont de 200 Tcf: l'évaluation du British Geological Survey 2010 est 5 Tcf.

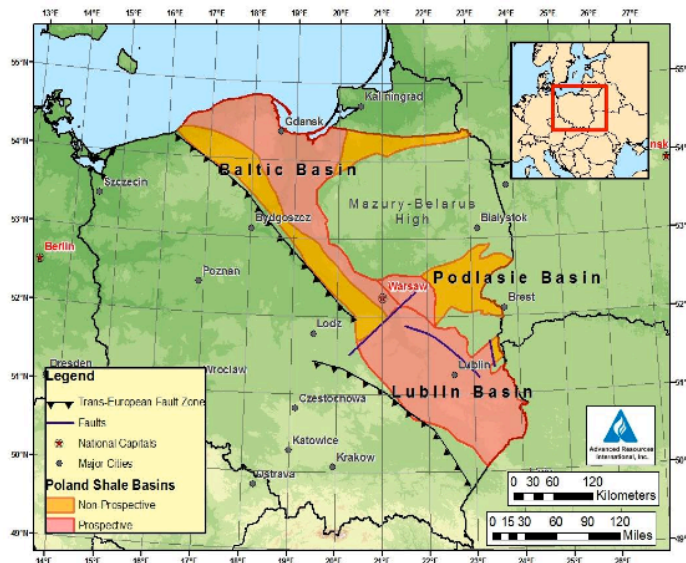
Il y a partout du gaz: feux follets, méthane des décharges, méthane des ruminants et des termites!
Le problème n'est pas de trouver du gaz, mais du gaz économique!

Pour l'EIA, le bassin de Pologne a des ressources importantes 187 Tcf.

Exxon-Mobil a déjà fracturé 2 puits et Total se joint à Exxon sur 2 permis dans le bassin de Lublin. Il faut attendre les essais de longue durée.

-Figs 33 : carte du shale gas en Pologne

Onshore Shale Gas Basins of Poland



& ressources

Table V-1. Shale Gas Reservoir Properties and Resources of Poland

Basic Data	Basin/Gross Area	Baltic Basin (101,611 mi ²)	Lublin Basin (11,882 mi ²)	Podlasie Basin (4,306 mi ²)	
	Shale Formation	Lower Silurian	Lower Silurian	Lower Silurian	
	Geologic Age	Llandovery	Wenlock	Llandovery	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	8,846	11,660	1,325	
	Thickness (ft)	Interval	330 - 820	330 - 1,115	360 - 720
		Organically Rich Net	575	415	540
	Depth (ft)	Interval	8,200 - 16,400	6,560 - 13,450	5,740 - 11,350
Average		12,300	10,005	8,545	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Overpressured	Overpressured	Overpressured	
	Average TOC (wt. %)	4.0%	1.5%	6.0%	
	Thermal Maturity (%Ro)	1.75%	1.35%	1.25%	
	Clay Content	Medium	Medium	Medium	
Resource	GIP Concentration (Bcf/mi ²)	145	79	142	
	Riskd GIP (Tcf)	514	222	56	
	Riskd Recoverable (Tcf)	129	44	14	

Rapports à voir :

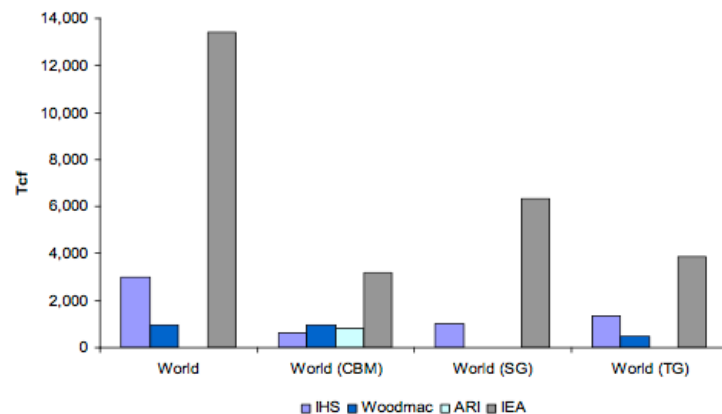
Note de l'IFRI « Les perspectives du shale gas dans le monde » B.Weymuller Dec 2010

Oxford Institute for Energy Studies «Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?» F.Geny Dec 2010

-Fig 34: estimations des réserves mondiales de gaz non conventionnel

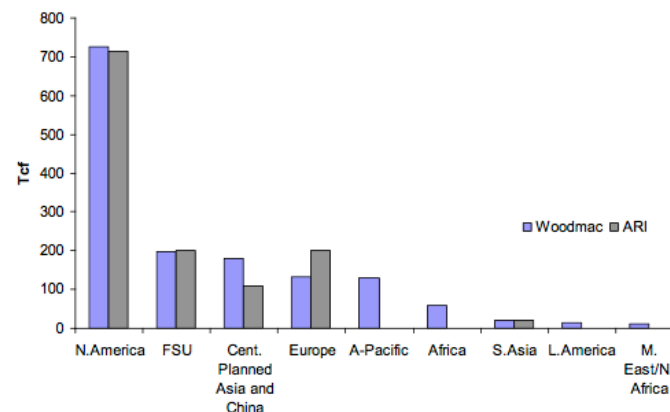
-Fig 35: estimations des réserves par région

Figure 1.2: Unconventional gas recoverable resources, range of estimates



Sources: IHS, Wood Mackenzie, IEA WEO 2009

Figure 1.3: Unconventional gas recoverable resources by region, range of estimates



Source: Wood Mackenzie 2006, Advanced Resources International

Le dernier rapport est celui de l'USDOE/ARI World Shale Gas Resources: *An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States* April 2011 qui donne les ressources en place et les réserves (?) risquées et le taux de risque.

Le bassin au premier rang est celui de Parana-Chaco avec des réserves de 521 Tcf mais un taux de succès de 12%.

Tableau des bassins >100 Tcf en Tcf

Rank	Region	Basin	Formation	Risked Gas IP	Tech. Res. Rec.	Success
1	Southern South America	Parana-Chaco	San Alfredo	2083	521	12 %
2	Mexico	Burgos	Eagle Ford Shale	1514	454	40 %
3	China	Tarim	Cambrian Shales	1437	359	16 %
4	China	Sichuan	Qiongzhusi	1394	349	30 %
5	China	Sichuan	Longmaxi	1373	343	30 %
6	South Africa	Karoo	Whitehill	995	298	24 %
7	Southern South America	Neuquen	Vaca Muerta	687	240	48 %
8	Australia	Canning	Goldwyer Fm	764	229	15 %
9	China	Tarim	O1/O2/O3 Shales	897	224	16 %
10	Southern South America	Neuquen	Los Molles	478	167	40 %
11	Central North Africa	Sirt	Sirt-Rachmat Fm	647	162	15 %
12	Central North Africa	Ghadames	Tannezuft Fm	520	156	30 %
13	Western Europe	Scandinavia Reg.	Alum Shale	589	147	20 %
14	Canada	Horn River	Muskwa/Otter Park	378	132	75 %

15	Poland	Baltic	Silurian Shales	514	129	40 %
16	Central North Africa	Sirt	Etel Fm	443	111	15 *
23	Western Europe	Paris	Permo-Carb. Shale	303	76	36 %
42	Western Europe	South-East French	Terres Niores	112	28	25 %
Total monde hors US				22 016	5 760	
Pour les US >100 Tcf du site EIA avec un total de 750 Tcf il faut ajouter						
Appalachian					410	
Marcellus					410	
Total monde					6 622	

Le bassin le plus prisé des IOCs (Exxon, Total) est l'Argentine avec *Vaca Muerta* car il y a aussi de l'huile, mais aussi la Pologne. La grande inconnue est la Chine !

L'inventaire des réserves par EIA aux US est 750 Tcf hors Alaska <http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf> et 862 Tcf (Newell 2011)

-Fig 36: estimations des **réserves du shale gas US** d'après EIA

Table i U.S. Shale Gas Unproved Discovered Technically Recoverable Resources Summary

Play	Technically Recoverable Resource		Area (sq. miles)		Average EUR	
	Gas (Tcf)	Oil (BBO)	Leased	Unleased	Gas (Bcf/well)	Oil (MBO/well)
Marcellus	410.34	...	10,622	84,271	1.18	...
Big Sandy	7.40	...	8,675	1,994	0.33	...
Low Thermal Maturity	13.53	...	45,844		0.30	...
Greater Siltstone	8.46	...	22,914		0.19	...
New Albany	10.95	...	1,600	41,900	1.10	...
Antrim	19.93	...	12,000		0.28	...
Cincinnati Arch*	1.44	...	NA		0.12	...
Total Northeast	472.05	...	101,655	128,272	0.74	...
Haynesville	74.71	...	3,574	5,426	3.57	...
Eagle Ford	20.81	...	1,090		5.00	...
Floyd-Neal & Conasauga	4.37	...	2,429		0.90	...
Total Gulf Coast	99.99	...	7,093	5,426	2.99	...
Fayetteville	31.96	...	9,000		2.07	...
Woodford	22.21	...	4,700		2.98	...
Canva Woodford	5.72	...	688		5.20	...
Total Mid-Continent	59.88	...	14,388		2.45	...
Barnett	43.38	...	4,075	2,383	1.42	...
Barnett Woodford	32.15	...	2,691		3.07	...
Total Southwest	75.52	...	6,766	2,383	1.85	...
Hilliard-Baxter-Mancos	3.77	...	16,416		0.18	...
Lewis	11.63	...	7,506		1.30	...
Williston-Shallow Niobraran*	6.61	...	NA		0.45	...
Mancos	21.02	...	6,589		1.00	...
Total Rocky Mountain	43.03	...	30,511		0.69	...
Total Lower 48 U.S.	750.38	...	160,413	136,081	1.02	...

-Fig 37: estimations des **réserves mondiales du shale gas** d'après EIA

Technically recoverable shale gas resource estimates (trillion cubic feet)

Continent		Technically Recoverable (Tcf)
North America (non U.S.)	Canada, Mexico	1,069
	U.S.	862
Total North America		1931
Africa	Morocco, Algeria, Tunisia, Libya, Mauritania, Western Sahara, South Africa	1,042
Asia	China, India, Pakistan	1,404
Australia		396
Europe	France, Germany, Netherlands, Sweden, Norway, Denmark, U.K., Poland, Lithuania, Ukraine, Turkey	624
South America	Colombia, Venezuela, Argentina, Bolivia, Brazil, Chile, Uruguay, Paraguay	1,225
Total		6,622
Total without U.S.		5,760

Source: EIA ARI World Shale Gas Resources

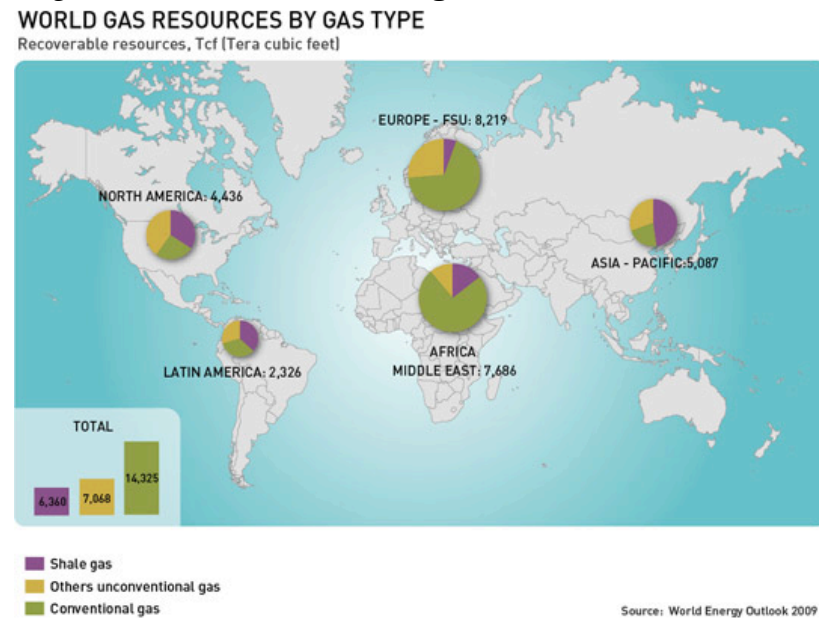
Le rapport des députés FM Gonnot & Ph Martin juin 2011 sur les *gaz et huile de schiste* montre un graphique page 20 (source IFP Energies nouvelles) où il est écrit que les réserves mondiales de gaz de schiste représentent plus de quatre fois les ressources mondiales : c'est une énormité, car d'abord on ne compare pas des réserves avec des ressources et les réserves mondiales de gaz conventionnel sont estimées le double de l'estimation très optimiste de l'AIE pour le *shale gas*.

Les estimations de réserves de gaz varient suivant les sources.

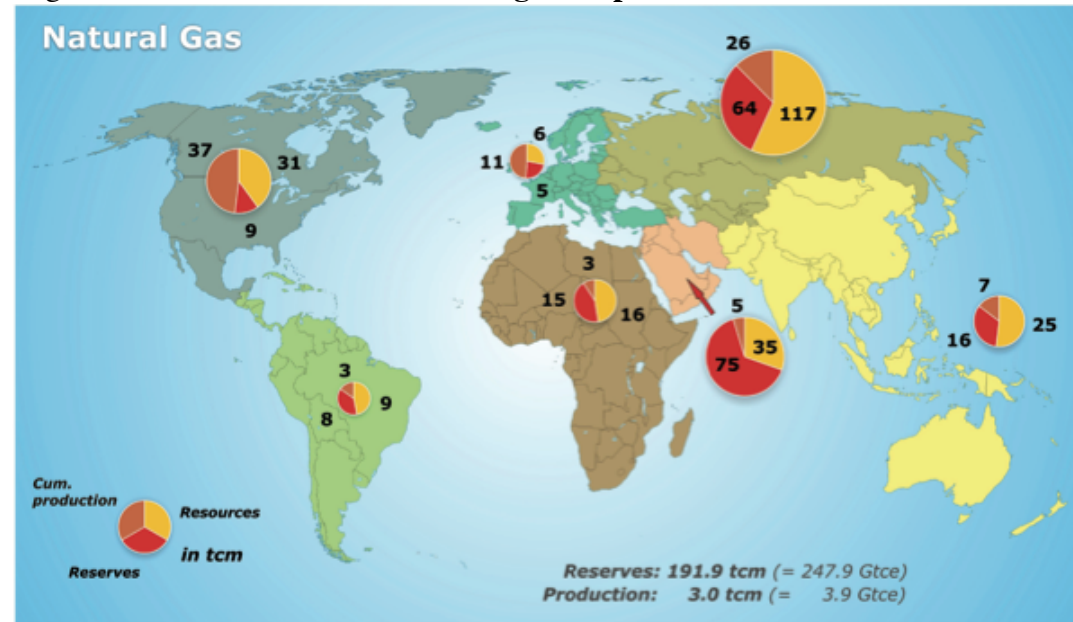
Total sur son site donne l'estimation de l'AIE/WEO 2009 avec 6360 Tcf shale, 7048 Tcf autre non conventionnel et 14 325 Tcf pour le conventionnel (admirez la précision !)

Le rapport BGR 2010 pour le gaz donne la production cumulée fin 2009 (monde 92,87 T.m³ = 3278 Tcf), les réserves à fin 2009 (monde 192 T.m³= 6780 Tcf) et les ressources (monde 240 T.m³ = 8480 Tcf). BGR ne donne les réserves de *shale gas* que pour les US avec 60 Tcf.

-Fig 38: réserves mondiales de gaz sur le site Total



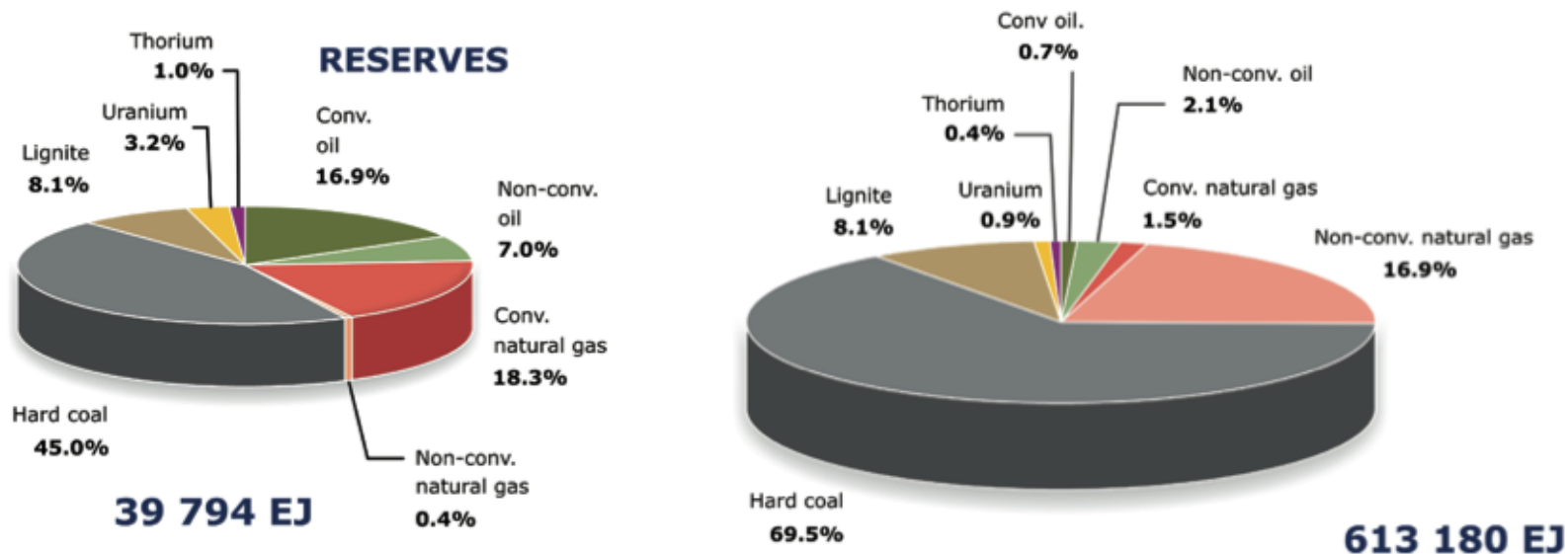
-Fig 39: réserves et des ressources de gaz d'après BGR 2010



La distribution des réserves (restantes à fin 2009) et des ressources énergétiques (fin 2009) en EJ d'après le BGR montre que la grande différence pour le gaz non-conventionnel (0,4% et 17%).

-Fig 40: réserves énergétiques à fin 2009 d'après BGR 2010

-Fig 41: ressources énergétiques à fin 2009 d'après BGR 2010



Ces valeurs, comparant toutes les énergies d'une façon homogène, sont intéressantes, mais discutables (quel est l'équivalence utilisée et est-elle fiable). Il faudrait plus d'étude comme celle du BGR qui est disponible gratuitement sur Internet. C'est dommage qu'il n'y ait pas d'organisme qui puisse faire la même étude dans les autres pays, notamment en France.

En plus du problème pollution des aquifères, l'injection d'eau en grande quantité et à forte pression a causé des tremblements de terre au Colorado (décharges radioactives dans les années 60) et en Suisse (géothermie 2008), qui a obligé à fermer l'activité. Ceci commence à se produire pour le *shale gas* en Arkansas (en fait injection pour décharge des eaux de rejet de fracturation) et pour le Royaume-Uni avec la fracturation de Cuadrilla. Les événements microsismiques non détectables par l'homme, mais détectables par les sismogrammes, sont utilisés pour analyser le résultat de la fracturation et de la production (Total = *listen to the noise*).

Conclusions:

La production du *shale oil* aux US se concentre sur des réservoirs autres que argileux (Bakken) et la théorie de gisement de type continu sur tout le bassin semble trompeuse. Seuls les *sweet spots* correspondant à de la porosité semblent être productifs.

Le *shale gas* a été produit aux US depuis 1821, mais abandonné comme non économique, ce n'est qu'en 2006 que sa production a été relancée par des promoteurs grâce aux technologies déjà anciennes de puits horizontaux et fracturation hydraulique. Les majors ne se sont intéressés à cette production qu'en 2010 à cause du changement des règles de la SEC sur les réserves, qui leur permet de ne pas voir trop baisser leurs réserves globales.

Le déclin de production après fracturation est important, mais on ne sait pas bien modéliser le futur par manque d'historique.

La frénésie d'enregistrer des réserves par la production a conduit à une baisse du prix du gaz aux US et une recherche du gaz avec condensat.

Il faut attendre plusieurs années de production pour savoir vraiment si l'économie du shale gas est satisfaisante ;

Les problèmes de pollution (surtout de décharge) compliquent la situation.

Il s'avère que l'activité de production est uniquement en Amérique du Nord, mais il y a des moratoires au Québec et dans l'Etat de New York à cause des pollutions, surtout des décharges illégales de mauvais opérateurs et de mauvais contrôleurs.

Le reste du monde commence à s'intéresser au shale gas avec un début d'exploration en Pologne, Ukraine, Argentine, mais la législation est for différente des US. Le propriétaire du sol n'est pas associé à l'exploration et exploitation du sous-sol, simplement aux nuisances et il est donc contre, en protestant contre les pollutions et les dangers de la fracturation. Ce qui a conduit déjà à l'annulation des permis *shale gas* en France. Il faut intéresser financièrement les locaux.

Il est trop tôt pour avoir une opinion bien fondée sur le potentiel du *shale gas* dans le monde.

Il faut d'abord forer des puits pour connaître les caractéristiques du *shale gas* sans ameuter les locaux et ensuite tester avec précaution l'économie de la production.

Les ressources de shale gas sont là, mais comme celles plus importantes du gaz dissous dans les aquifères à forte pression, elles pourraient en grande partie rester à l'état de ressources à jamais.

En résumé: *wait and see*, mais il ne faut pas trop rêver, car les réveils peuvent être douloureux!