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

Il existe un texte long disponible sur le site www.aspofrance.org

Mauvaise traduction française de **shale** par **schiste** car «schiste» = roche métamorphique.
Le bon terme est **huile et gaz de roche-mère**

Les **réserves** représentent la quantité que l'on espère produire jusqu'à la fin de l'exploitation.
Les **ressources** représentent la quantité en place dans le sous-sol et une très faible partie (ordre 1%) est techniquement récupérable et deviendra des réserves si les contraintes techniques, économiques, financières, politiques le permettent.
Les ressources sont ce qui reste de la **génération par les roches-mères dans la fenêtre à huile et à gaz**, après déduction des pertes par érosion, dispersion en surface, destruction par haute température ou bactérie, …

Il ne faut donc pas confondre réserves et 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 «bons coins» = *sweet-spots*.

Pas de consensus sur la définition de **non conventionnel**.

-Pétrole non conventionnel:

- **schistes bitumineux (*oil shale*)**

Les «schistes bitumineux» (*oil shale*), ni schiste véritable, ni bitume, mais en fait des roche-mères immatures qui n'ont pas encore généré de pétrole.
Il faut donc ou cuire ce kérogène (pyrolyse) pour produire de l'huile (en surface ou in situ), ou le bruler comme la tourbe, comme le fait l'Estonie dans les cimenteries ou centrales thermiques (projet Jordanie).
Les pilotes de pyrolyse en surface (US, Australie) ont été des échecs. Très petite production Chine, Brésil.
Les essais in situ de Shell peu encourageants.
Les ressources d'*oil shale* aux US sont considérables, mais les réserves en *oil* sont nulles.

-*Shale oil*

Au contraire le *shale oil* concerne des roches-mères matures qui ont généré du pétrole dans la fenêtre à huile.

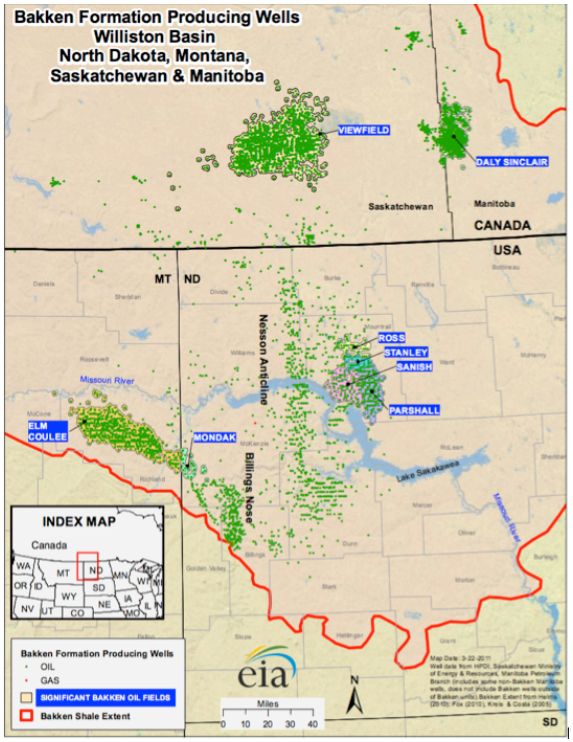
- **en France**

Toreador estime que l'huile générée dans le Bassin de Paris représente 95 Gb et qu'il **reste 75 Gb dans la roche–mère**.
Il est dommage que le forage prévu en 2011 (financé par Hess) soit retardé à mi 2012 suite aux contraintes politiques.
Mais l'objectif est le Banc de Roc, calcaire intercalé dans la roche-mère: est-il poreux et a-t-il gardé le pétrole?

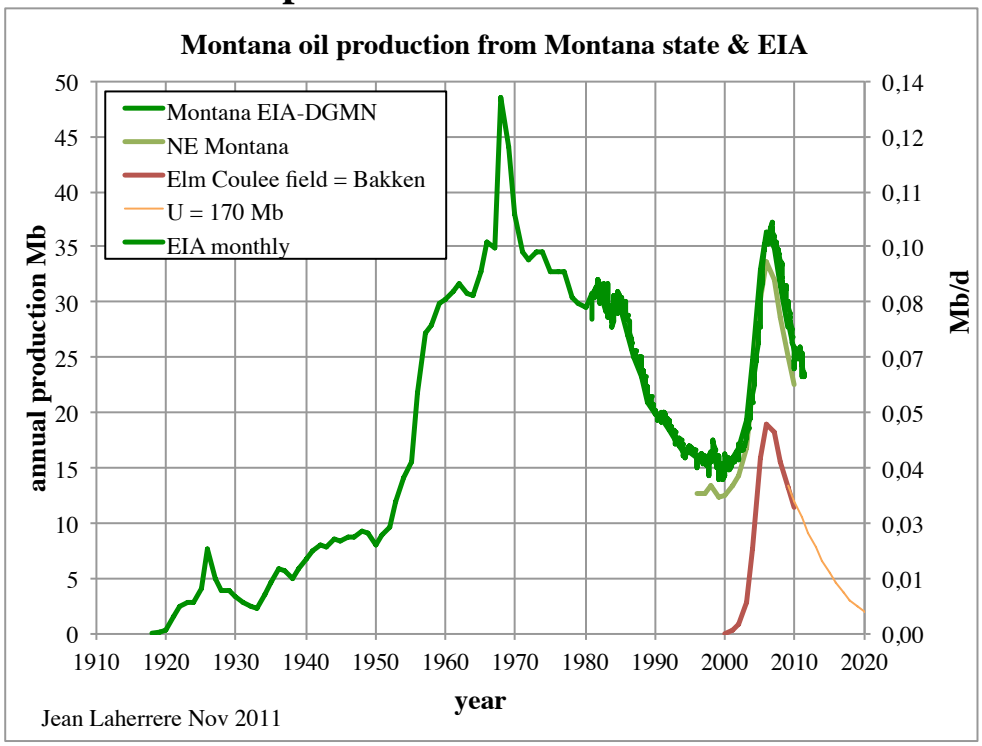
- **en Amérique du Nord**:

La production américaine de pétrole a augmenté avec la production de *shale oil* grâce aux nombreux forages horizontaux, notamment dans le basin de Williston pour le Bakken où les accumulations sont des pièges stratigraphiques, où la production n'est pas 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 basin.

-Fig 4: **carte 2011 des productions dans le Bakken = sweet spots = pièges stratigraphiques**



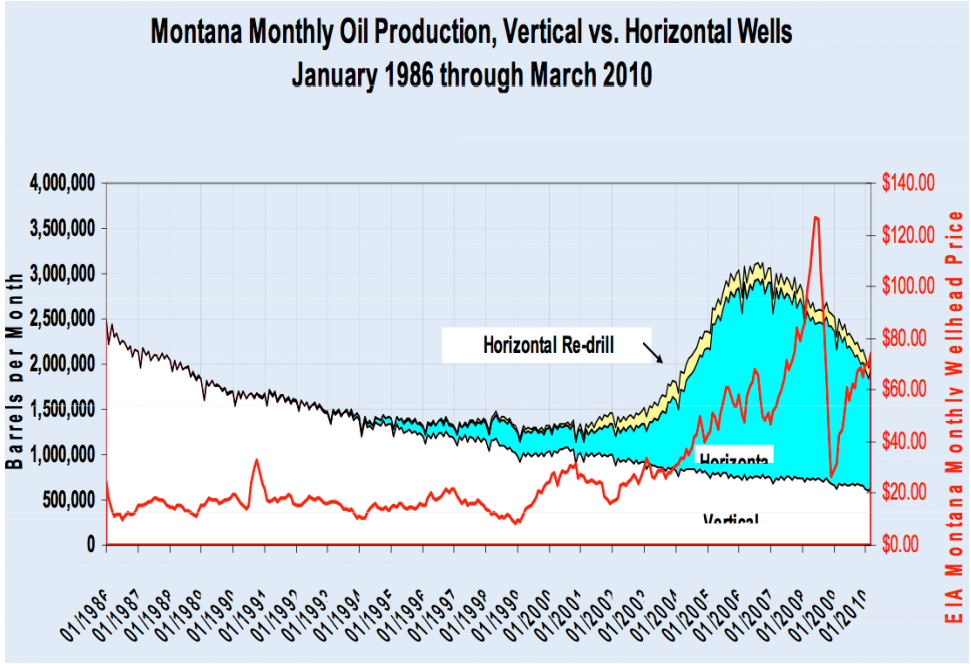
-Fig 5: **production de pétrole dans le Montana dont le champ de Elm Coulee**

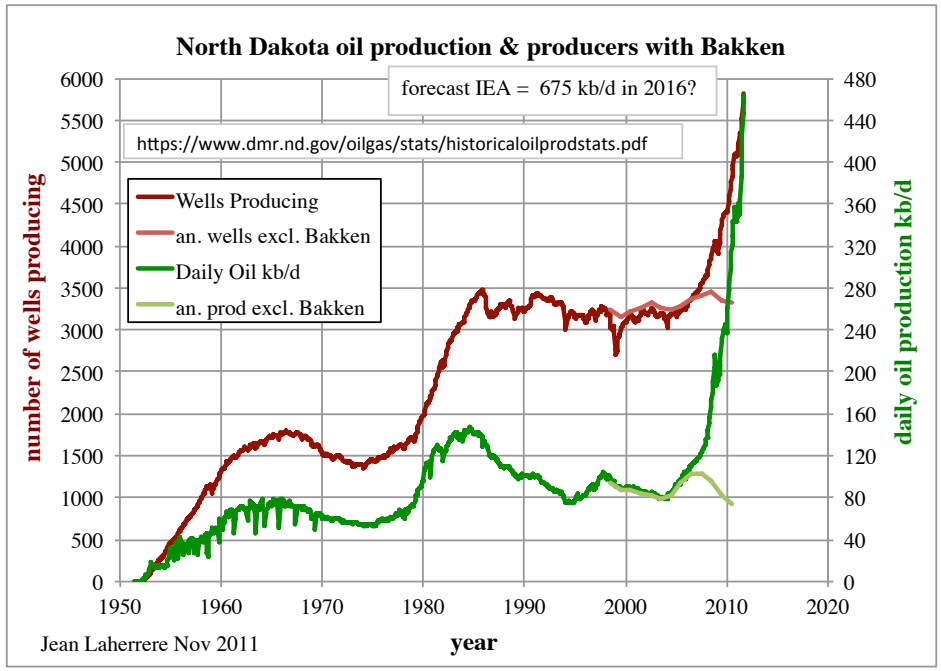


La production de pétrole au Montana a augmenté en 2000 grace aux puits horizontaux pour produire plus vite. L'exemple de la montée rapide dans des champs classiques comme Yibal Yemen et Rabi-Kounga Gabon suivi d'un déclin sévére n'est pas bon !

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

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





-en Amérique du Sud

En Argentine la présidente de la république a vanté la découverte de Loma de la Lala Norte (Neuquen) et Repsol-YPF vient de préciser 927 Mbep (80% oil) dans le «Vaca Muerta» avec 15 puits.

En 2010 YPF ne parlait que de gaz en petite quantité avec 9 puits, confirmé par les bases de données.

Il faut se méfier des découvertes annoncées en premier par les politiques!

Un journal argentin (nov 2011) parle de « El misterio de Loma de la Lata!

Est ce du *shale* or du *tight*? Est du continu ou du discret?

Il faut attendre les résultats de l'activité d'Exxon-Mobil.

Gaz non conventionnel

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

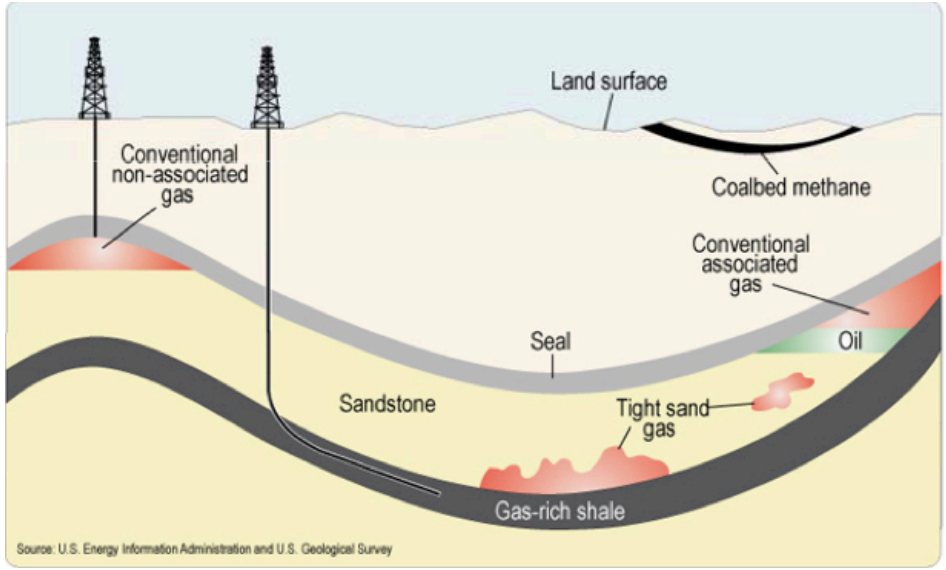
Le *tight gas* correspond à des réservoirs compacts: il y a souvent confusion entre *tight gas* = porosité que l'on fracture et *shale gas* = pas de porosité où la production vient des fractures que l'on élargit!

-Shale Gas en Amérique du Nord

La carte des *shale gas* est celle des roches-mères 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 EIA des *shale gas***

La production de «*shale gas*» a démarré aux US en 1821, mais a été abandonnée en 1860, car non économique face au gaz conventionnel. La production de *shale gas* a été reprise dans le Texas par de petites compagnies 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.
Les promoteurs sont conduits à forer sans relâche pour conserver les baux achetés fort chers aux particuliers propriétaires du sol. Si on ne produit pas, on perd les baux, donc les réserves.
Mais ce «surforage» a conduit à une surproduction locale et à une chute des prix à 4 $/kcf.
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 en autorisant que le prouvé soit l'estimation d'un modèle (tenu confidentiel) pour toute surface non foré.

Mais le NY Times a montré la différence entre le «bassin» et les «sweet-spots»: 7% pour le Barnett, 10% pour l'Haynesville et 15-20 % pour le Fayetteville

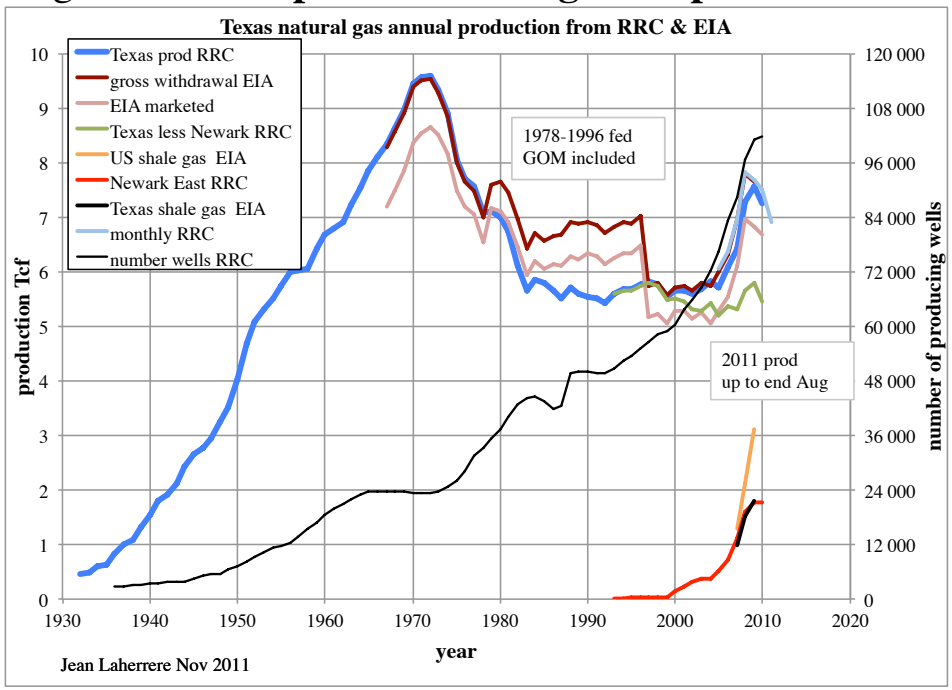
La théorie du gisement de type-continu couvrant tout le bassin semble trop optimiste, la production vient surtout des fractures et elles sont variables.
L'historique de production n'est pas suffisamment long pour savoir si le gaz adsorbé sur les argiles pourra être produit économiquement sur une longue période, une fois les fractures produites.

Pour les compagnies c'est le chiffre de réserves accepté par la SEC qui importe: c'est ce que voit le marché boursier !

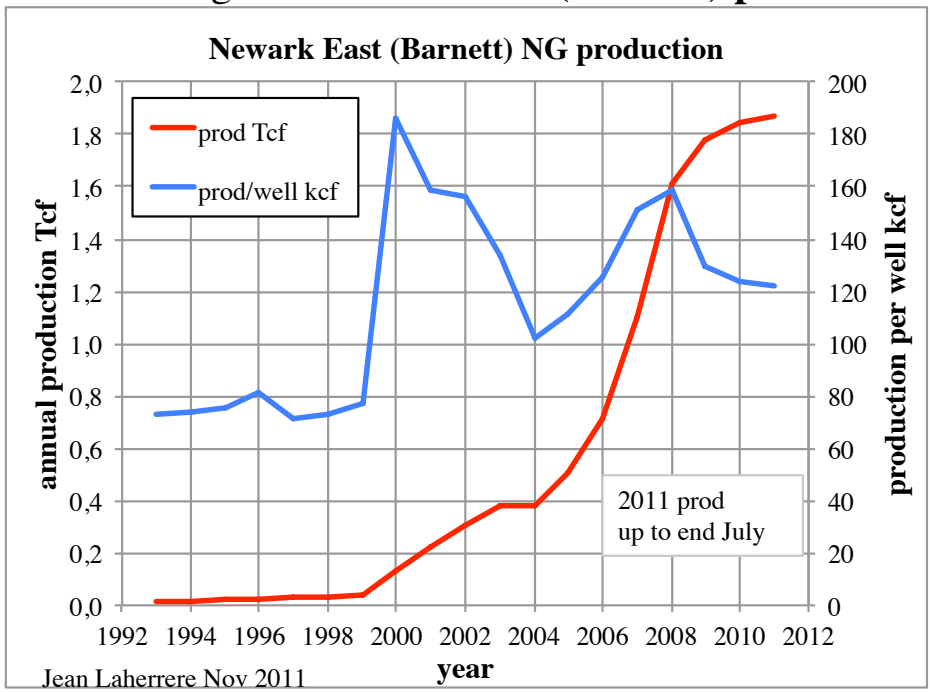
Le Texas avec Barnett (Newark East) est le plus avancé pour la production de shale gas.
Le **champ de Newark East** est classé **rang 1 en 2008 et 2009** de la liste US des réserves prouvées de gaz et de la production**.**
Ses réserves sont estimées entre 20 et 30 Tcf, mais la tendance de la croissance 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.

La production du gaz naturel au Texas est en déclin en 2010 et 2011et le déclin doit se poursuivre

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



-Fig 16: **Newark East (Barnett) production**

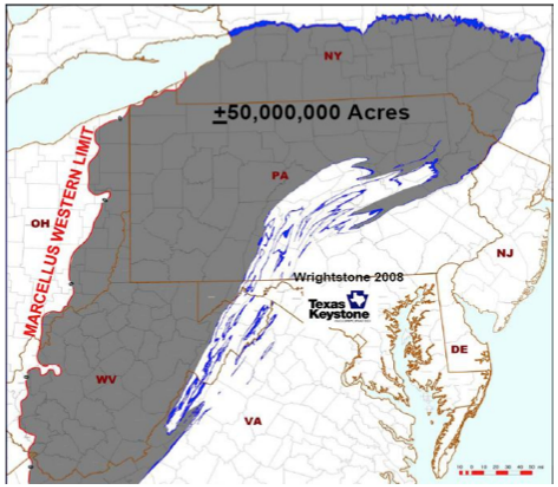


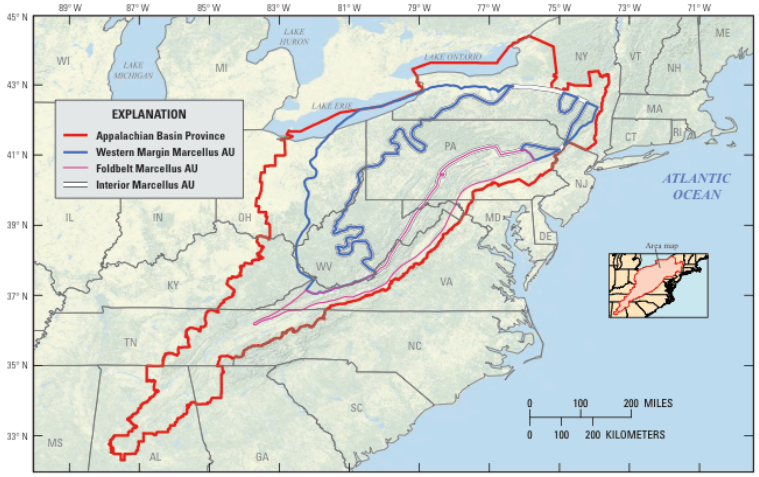
La production *shale gas* du Texas a de fortes chances de ressembler à celle du *shale oil* du Bakken en Montana

Le premier « gisement » de *shale gas* aux US d'après EIA est Marcellus qui s'étend sur 246 000 km^2 avec 410 Tcf.
En 2009 EIA donnait la même surface mais avec seulement 262 Tcf.
L'USGS en 2011 estime le à découvrir à 84 Tcf, la précédente estimation de 2002 était 1,9 Tcf.

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

Figure 2 Marcellus Shale Play





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

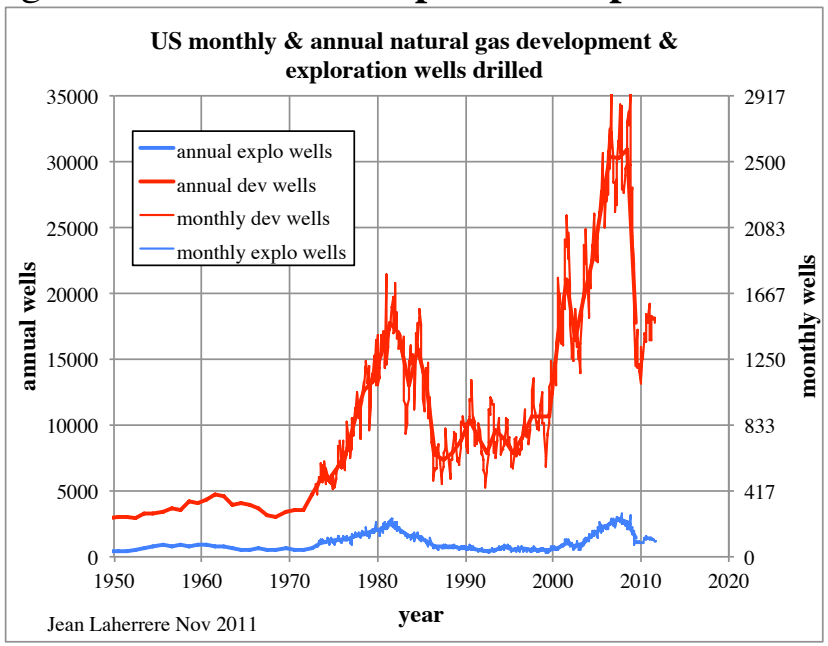
Table 2 Marcellus Average EUR and Area

	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

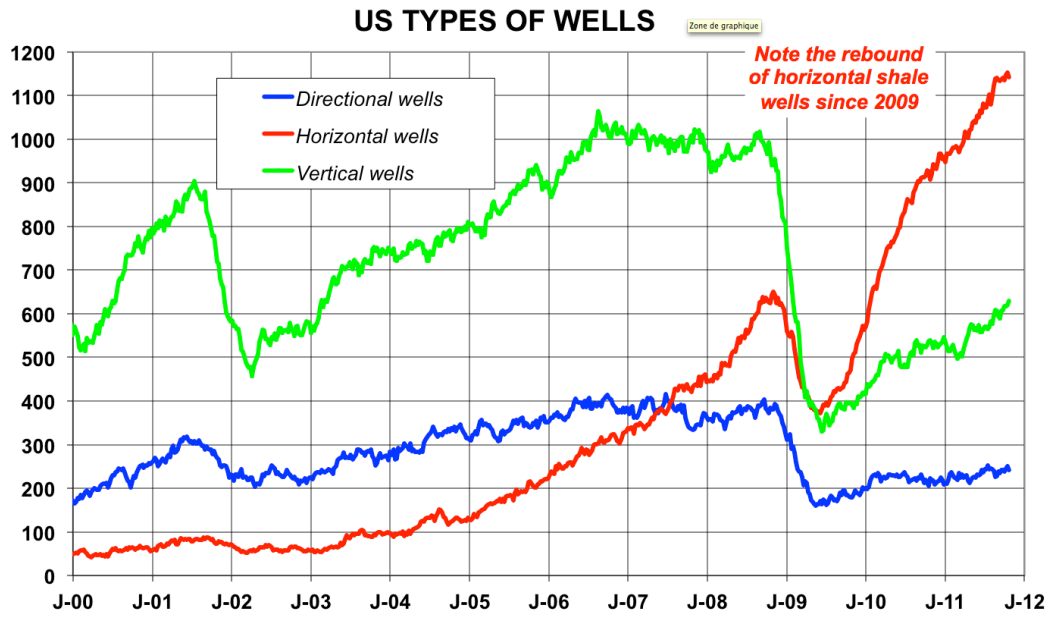
Les estimations sont variables et peu fiables.
Les surfaces sont considérables, mais seulement une faible partie (*sweet-spots*) sera économique.

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.
L'activité de 2004 à 2010, ressemblant à la ruée vers l'or du genre Californie 1848, s'est un peu calmée en 2011.

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



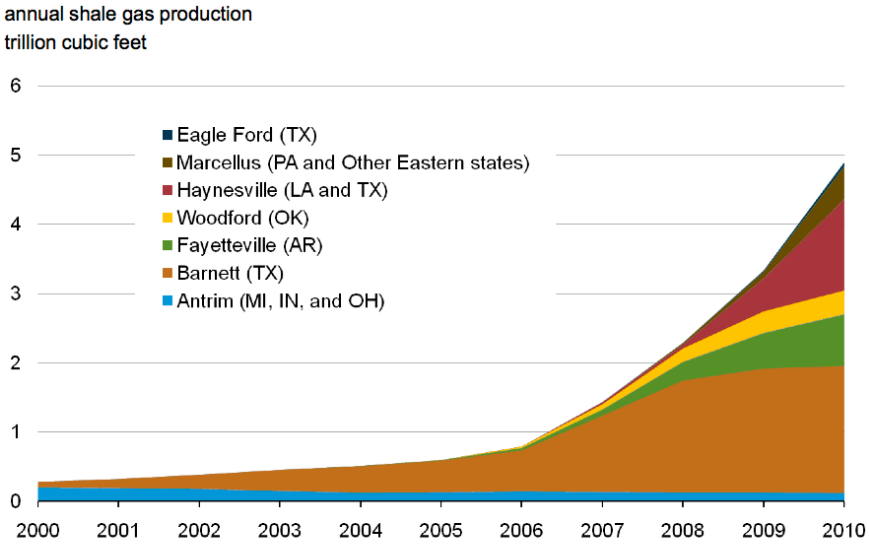
-Fig 26: **US type de puits**



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.
EIA a présenté à Paris en Juin 2011 ces graphiques de production de shale gas avec 5 prévisions pour 2035 allant de moins de 6 Tcf à 17 Tcf, **montrant l'incertitude des estimations de réserves et de l'économie**.
-Figs 27: EIA 2011a) **production de shale gaz aux US**

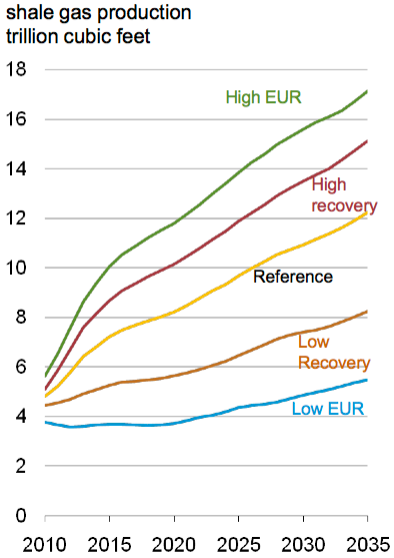
b) **5 prévisions dépendant des ressources et de la récupération**

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



Sources: EIA and Lippman Consulting

Shale gas resource potential and related costs remain highly uncertain



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

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

Au contraire des US, les propriétaires du sol dans le reste du monde ne touchent rien et supportent les conséquences d'où refus.

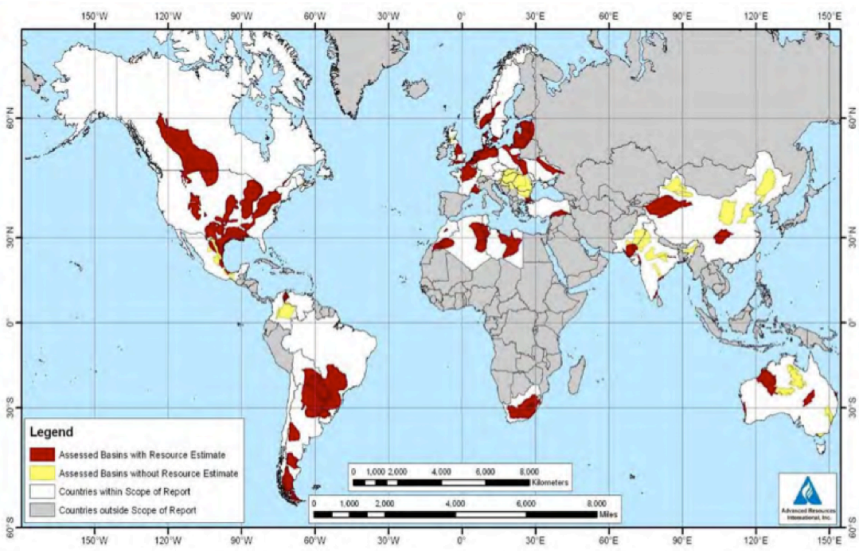
Il faut intéresser les propriétaires du sol et les collectivités locales, si on veut voir accepter l'exploitation du *shale gas* ailleurs qu'aux US et en Chine.

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**

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



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

-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

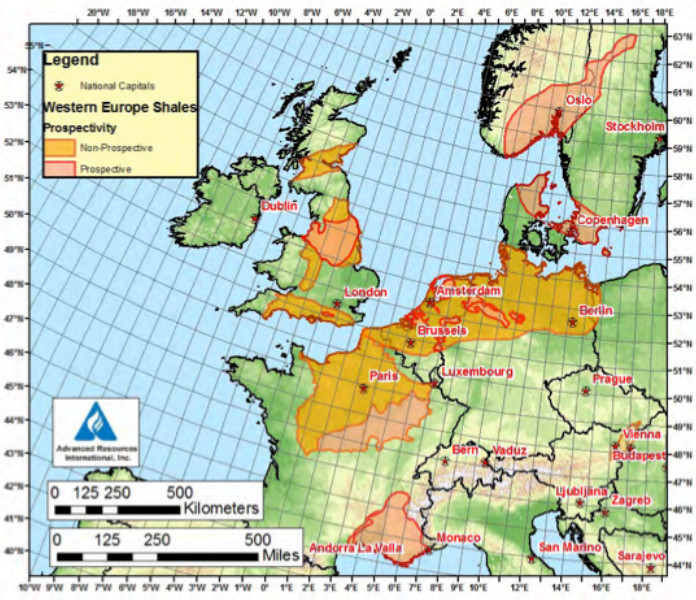
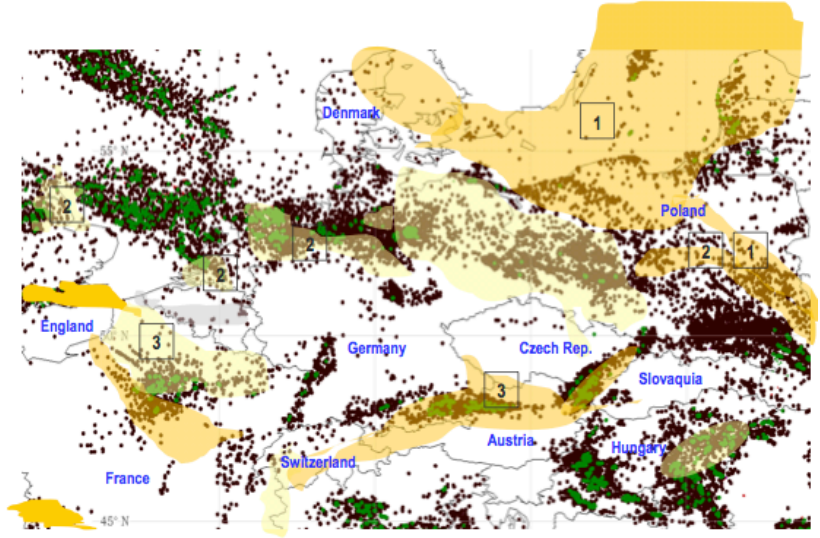


Figure 5.1: Map of conventional basins, wells and unconventional deposits



Sources: IHS EDIN-GIS May 2010, Schlumberger 2009 – Green dots represent active wells.

La compagnie Elixir a publié (Sept 2011) des chiffres de volume en place de 164,7 Gb et 649,7 Tcf dans la formation Carbonifère sur le permis de Moselle en France. 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.

-Figs 33 : **carte du shale gas en Pologne** **& ressources**

Onshore Shale Gas Basins of Poland

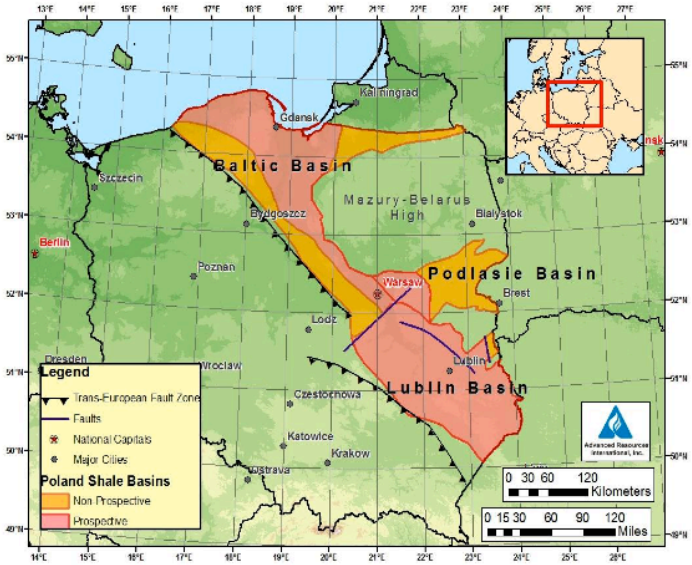


Table V-1. Shale Gas Reservoir Properties and Resources of Poland

			Baltic Basin (101,611 mi²)	Lublin Basin (11,882 mi²)	Podlasie Basin (4,306 mi²)
Basic Data	Basin/Gross Area		Baltic Basin (101,611 mi²)	Lublin Basin (11,882 mi²)	Podlasie Basin (4,306 mi²)
	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	575	415	540
		Net	316	228	297
	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
	Risked GIP (Tcf)		514	222	56
	Risked Recoverable (Tcf)		129	44	14

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.

Dernier rapport USDOE/ARI World Shale Gas Resources April 2011 en Tcf

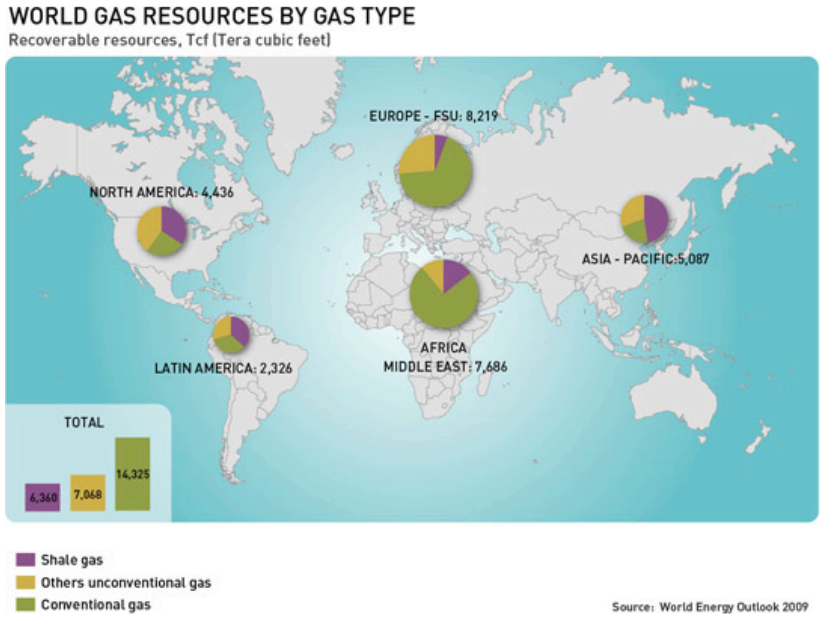
Rank	Region	Basin	Formation	Risked Gas IP	Tech. Res. Rec.	Success
1	Southern South America	Parana-Chaco	San Alfredo	2083	521	12 %
2	Mexico	Burgos	Eagle Ford Shale	1514	454	40 %
3	China	Tarim	Cambrian Shales	1437	359	16 %
4	China	Sichuan	Qiongzhusi	1394	349	30 %
5	China	Sichuan	Longmaxi	1373	343	30 %
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	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	SE French	Terres Niores	112	28	25 %
Total monde hors US				22 016	5 760	
US		Appalachian	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.

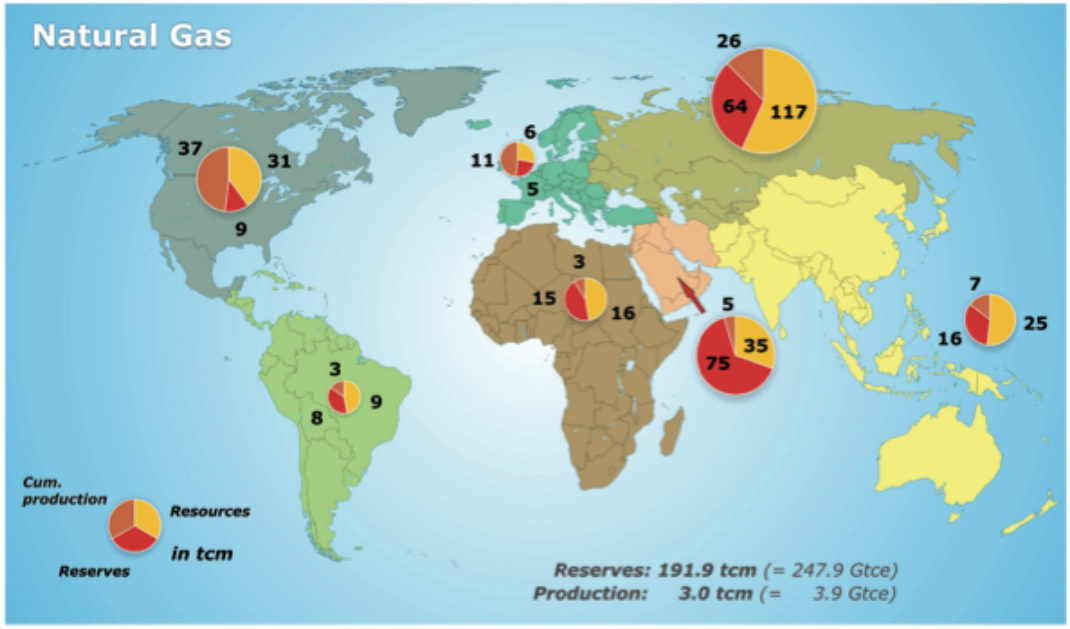
La grande inconnue est la Chine !

Les estimations de réserves de gaz varient suivant les sources.
L'AIE/WEO 2009 donne des réserves de 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 3278 Tcf), les réserves à fin 2009 (monde 6780 Tcf) et les ressources (monde 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**

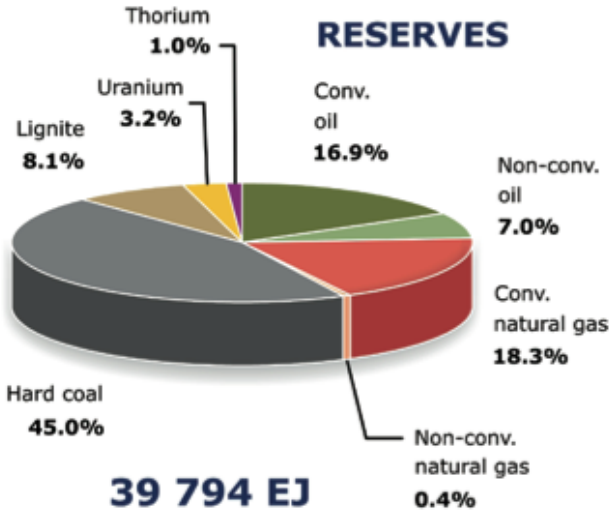


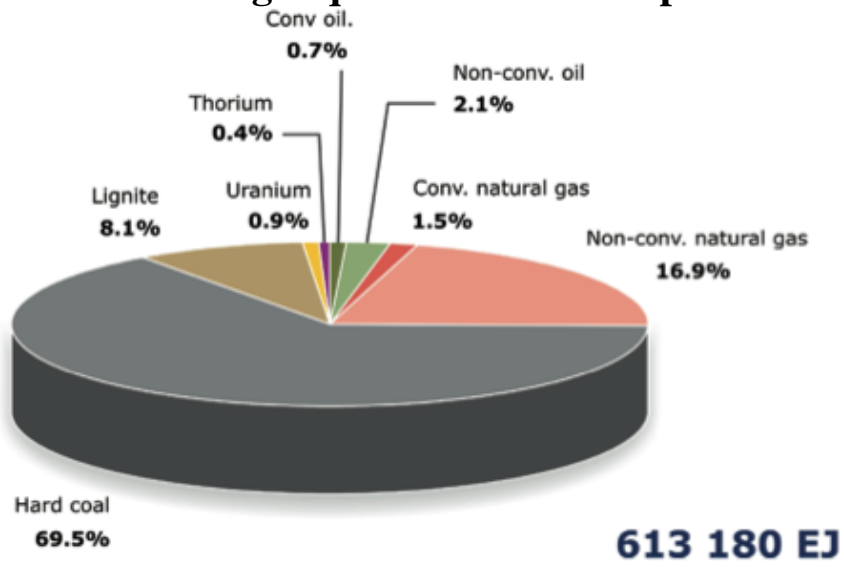
Ces estimations très différentes montrent bien l'incertitude sur les réserves de gaz !

D'après le BGR, la distribution des **réserves** (restantes à fin 2009) et des **ressources** énergétiques (fin 2009) en EJ 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**





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*

Conclusions:
La production du *shale oil* aux US se concentre sur des réservoirs autres que argileux. 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 plus optimistes de la SEC sur les réserves, qui leur permet de ne pas voir trop baisser leurs réserves globales.

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 proteste donc 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 bilan économique du *shale gas* dans le monde.

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!