n°182/183 - février 2013

Les « gaz de schistes ou hydrocarbures de roches mères »

Mots clés associés : innovation, sciences et techniques | climat et énergie | energie | energie fossile | méthane | politique environnementale | sous-sol

Résumé

Engagé en 2010 en France à la suite de l'attribution de permis de recherche dans les Causses et les Cévennes par Jean-Louis Borloo, alors en charge du super-ministère de l'écologie et du développement durable notamment en charge de l'énergie, la polémique sur les gaz de schistes n'a pas perdu de son ampleur. Le débat sur l'énergie engagé par le gouvernement présidé par François Hollande ne pourra esquiver le sujet, toute attribution de permis nouvelle ayant été bloquée par la loi votée le 14 mai 2012. Dans ce contexte, 4D se devait d'apporter quelques éclairages. D'autant qu'au-delà des questions environnementales posées par le déploiement de cette technologie, et des réelles questions économiques que nous mettons en évidence, se pose la question plus fondamentale des limites dans la poursuite de la course en avant dans les énergies fossiles, relativement au développement des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie.
L'article est suivi d'une tribune de Pierre Radanne, Président de 4D.

D'autres articles sont prévus sur ce thème.

Auteurs

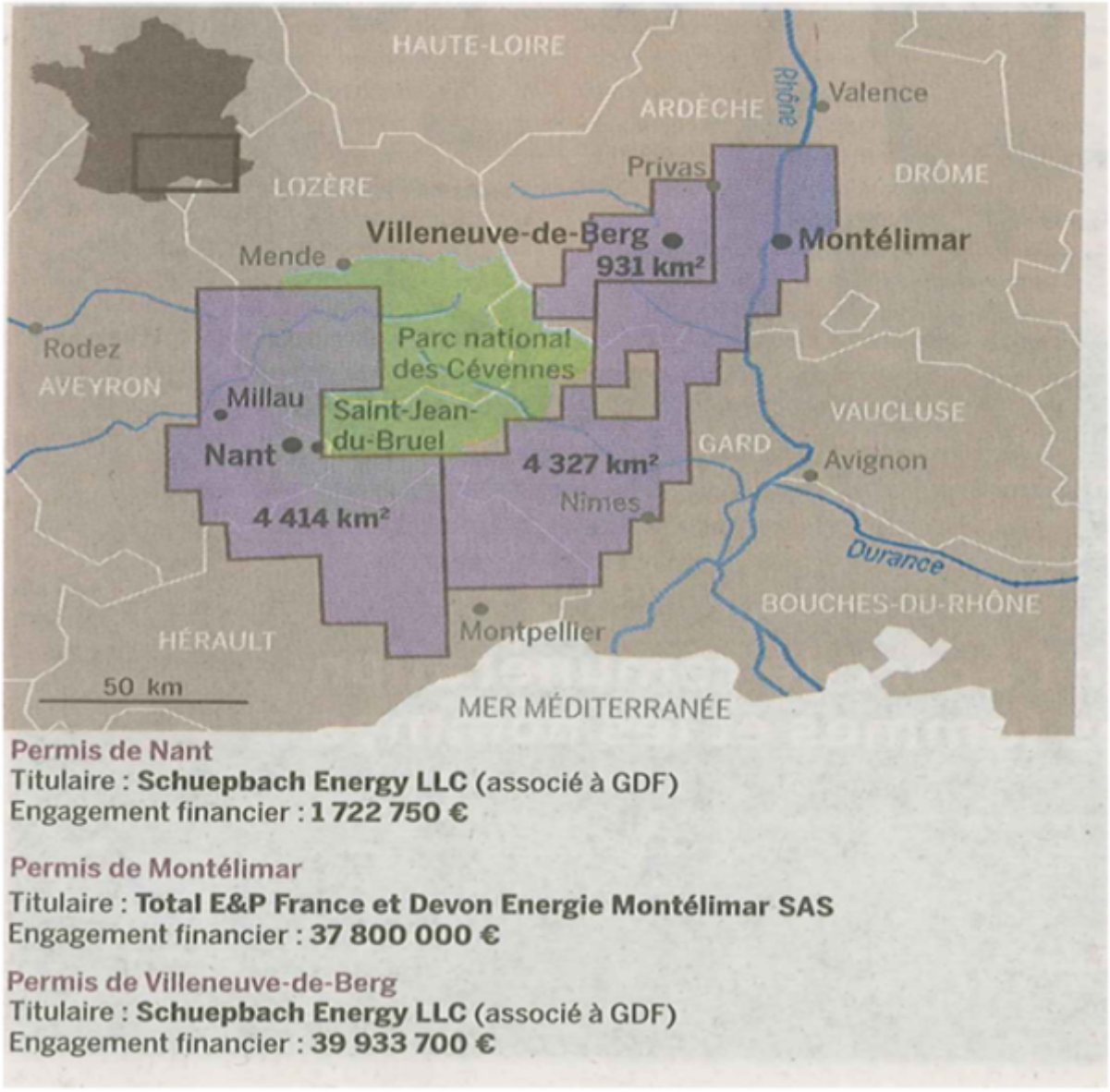
Varet Jacques

Volcanologue, ancien chef du département géothermie du BRGM puis directeur du Service Géologique National et président de l'association des services géologiques européens (Eurogeosurveys), Jaques VARET a également présidé le conseil scientifique de la Mission Interministérielle de l'Effet de Serre, a été le fondateur de l'Institut Français de l'Environnement et a présidé le CESMAT.
Il préside encore aujourd'hui le conseil scientifique du Parc National des Cévennes, conseille la société Electerre et enseigne la géothermie au Kenya.
Jaques Varet est Vice-président de 4D et Gérant de GEO2D (Ressources Géologiques pour le Développement Durable).

Texte

1. Le feu aux poudres : les permis de recherche en Cévennes (Parc national) et au Larzac.

Le sujet, qui n'était pas nouveau pour les spécialistes (géologues des bassins sédimentaires ou économistes de l'énergie) est saisi par l'opinion publique française au printemps 2010, lorsque les associations, les élus locaux et même le Conseil d'Administration du Parc National des Cévennes découvrent avec effarement que des permis de recherche « gaz de schistes » ont été alloués par le Ministère en charge de l'énergie, par arrêtés datés du 1er mars 2010. Ils totalisent dans les départements de l'Ardèche, la Drôme, le Vaucluse, le Gard, l'Hérault, l'Aveyron et la Lozère, une surface de 9672 km². Leurs durées sont de 3 à 5 ans. Bourde ou provocation sur ces terres historiques de résistance à toute hégémonie ? L'attribution des permis signait les faiblesses d'une administration centrale qui avait pourtant regroupé ministères de l'Ecologie (tutelle des parcs nationaux dont celui des Cévennes) et de l'Energie sous les auspices d'un super-ministère du développement durable confié à Jean-Louis Borloo. En même temps, la procédure montrait l'anachronisme d'un code minier arrogeant à l'Etat central un pouvoir discrétionnaire lui permettant de faire fi de l'avis, ou même de l'information des élus locaux et des populations.



1

Fig. 1 : *Les 3 permis alloués le 1er mars 2010 entourant (et recouvrant partiellement) le Parc National des Cévennes.*

L'émotion était d'autant plus forte, que la population de ces départements de la bordure cévenole (SE du Massif Central) y voyait un véritable viol identitaire. En effet, ces terrasses cultivées, et ces villages, sont justement construits de ces schistes dans lesquels ils se fondent. Or – confusion linguistique - les objectifs des permis ne visaient pas ces schistes-là, qui sont des roches anciennes, mais des argiles noires, riches en matière organique, situées dans les formations de couverture plus récentes. Il faut dire que la traduction de l'américain « shale gas » en « gaz de schistes » n'est pas correcte, les schistes étant en langue française des roches métamorphiques, quand les formations visées sont des roches sédimentaires.

La projection, dans les villages cévenols du film apocalyptique « *Gas-land* » produit par un journaliste amateur américain, a radicalisé la révolte, conduite par les « collectifs anti-gaz de schistes » constitués dans chaque département concerné. De nombreux conseils municipaux ont voté des résolutions. Le vénérable « Club Cévenol » s'est lui-même ému de la situation et a organisé en mai 2011 une journée d'information au Vigan qui a rassemblé plusieurs centaines de personnes, dont les actes ont été édités par la revue « Causses et Cévennes » très lue dans la région,

permettant à chacun d'approfondir sa connaissance du sujet.



Fig. 2 : *Quelques-uns des sigles, autocollants et affiches des collectifs anti-gaz-de-schistes de la bordure cévenole.*

La contestation, partie de ces hautes terres schisteuses s'est ensuite propagée dans le courant de l'année 2011 dans les plaines sédimentaires, le long de la vallée du Rhône, puis jusque dans l'est du bassin parisien où des permis étaient déposés, voire alloués (Fig.3) dans des territoires pourtant plus traditionnels, ou l'activité pétrolière est implantée depuis des lustres, et de fait moins géologiquement exposés aux risques que les Causses, où la roche mère affleure et jouxte les formations aquifères alimentant sources et têtes de bassins (Tarn et Lot par exemple.)

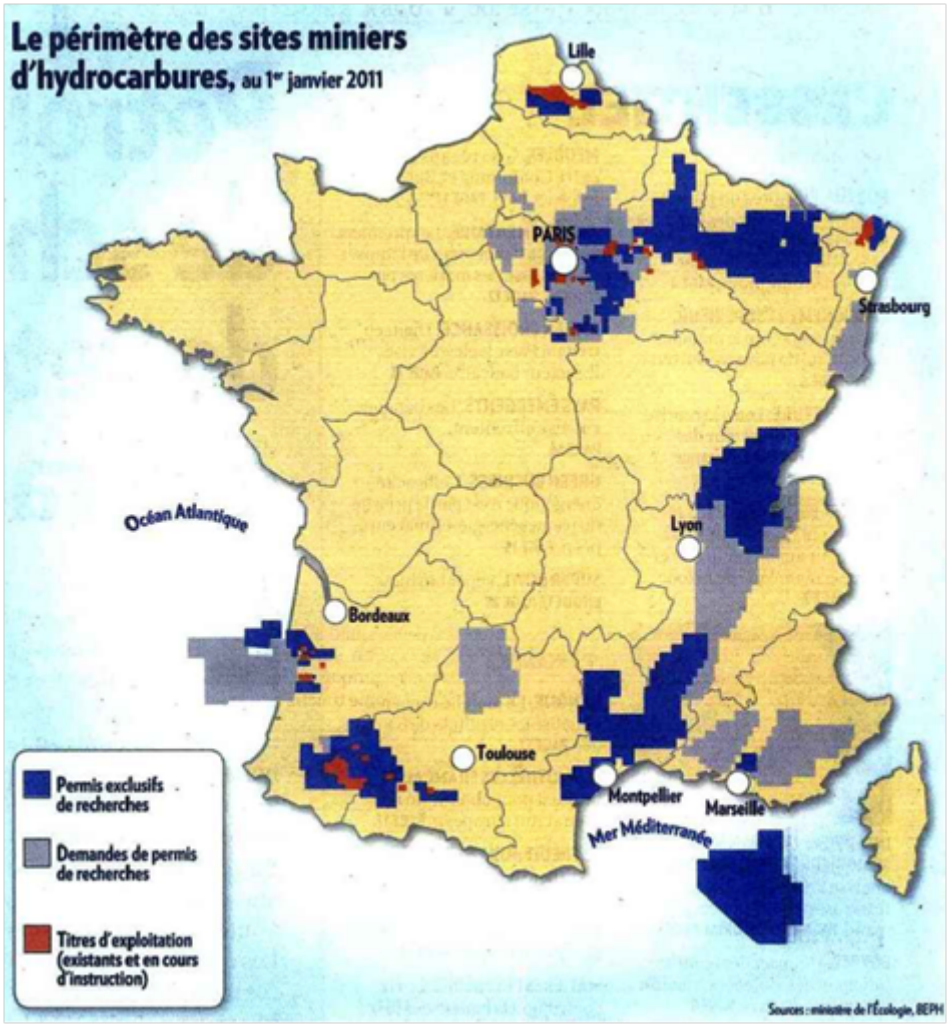


Fig. 3 : *Carte des permis miniers d'hydrocarbures - permis exclusifs de recherche déposés et alloués, et titres d'exploitation existants - au 1er janvier 2011* (sources BEPH, Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable)

2. Le contexte : ressources fossiles et leurs limites (climat et pic)

Les gaz de schistes, qu'il conviendrait mieux d'appeler en français « hydrocarbures de roche-mère » constituent une « nouvelle frontière » pour les énergies fossiles. En effet, les hydrocarbures qui ont été la source du développement des sociétés industrialisées depuis un peu plus d'un siècle montrent désormais leurs limites, et ce sur deux fronts. [1] (Fig.4) :

- D'une part, les politiques climatiques : l'impact de la combustion des composés carbonés fossiles sur le climat, par augmentation de l'effet de serre est démontré, et le recours aux énergies renouvelables, non émissives, et à la maîtrise de l'énergie s'impose (convention climat, protocole de Kyoto, politiques européennes et plans climats nationaux et territoriaux [2]
- D'autre part l'épuisement des fossiles conventionnels, soumis aux « pics » qui caractérisent toute exploitation minière de gisements par nature limités, se fait désormais réellement sentir, ; la production ne parvenant plus à répondre à la demande toujours croissante, elle cela se traduit par une augmentation des cours [3] .

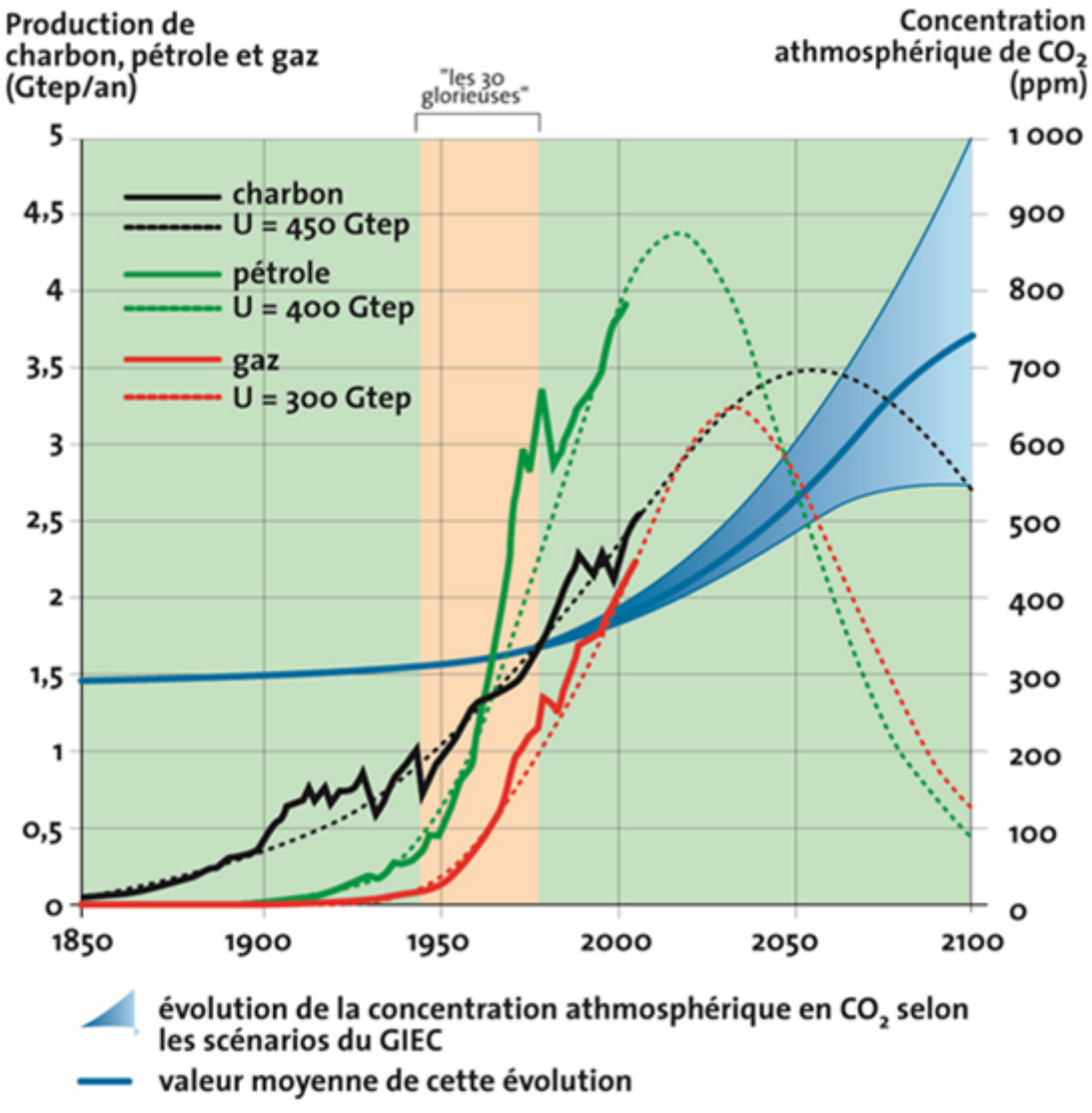


Fig. 4 : *Les pics successifs du pétrole (en vert), du gaz (en rouge) et du charbon (en noir), attendus respectivement entre 2010 et 2050, et l'incidence du déstockage des énergies fossiles sur le climat, dans différentes hypothèses de maîtrise des émissions (moyenne et extrêmes des scénarios du GIEC en bleu).* D'après J.Varet, Futuribles, 2004.

Dans ce contexte, le gaz pourrait apparaître comme un objectif attrayant, dans la mesure où il est le fossile le moins émissif en GES (2,3 tCO2/tep contre 3,2 pour le fuel et 4 pour le charbon, voir Fig.5, source GIEC, 2008). Et comme pour le pétrole, le pic du gaz peut être retardé par le recours aux gisements difficiles, voire non conventionnels, tel le gaz et l'huile de roche mère (Fig.6).

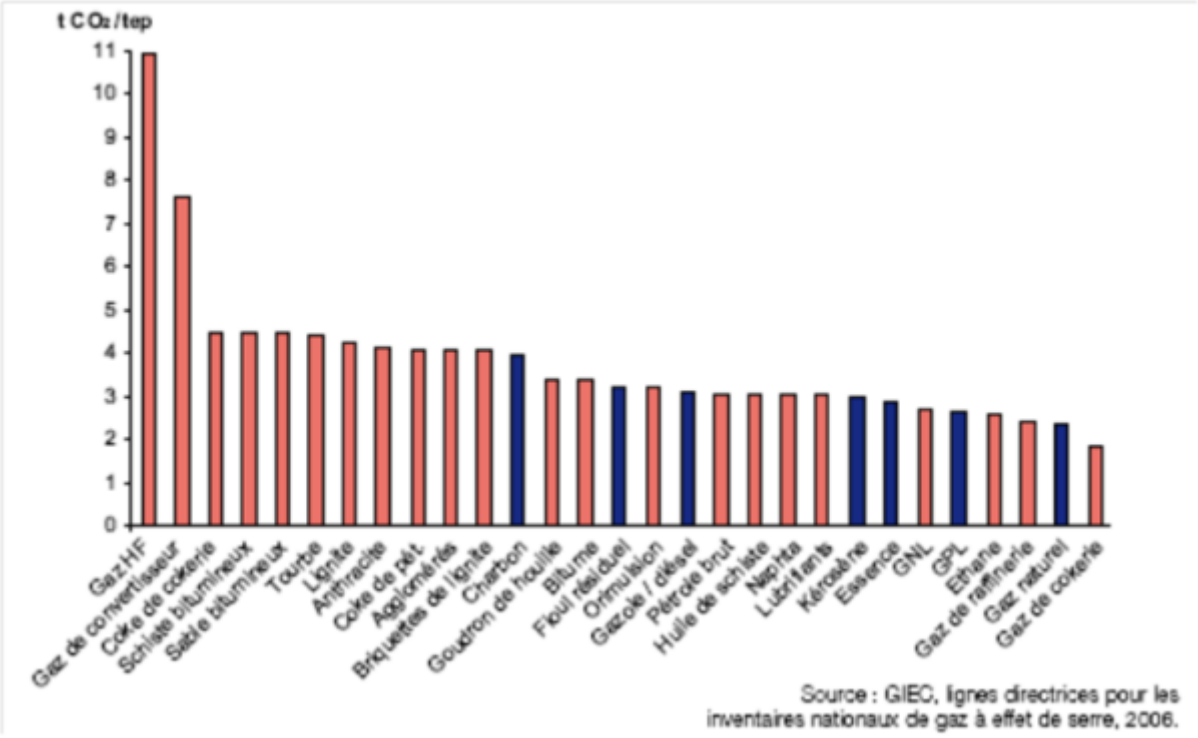


Fig.5 : *Emissions comparées de GES pour différentes sources d'énergie d'origine fossile.* (GIEC, 2008)

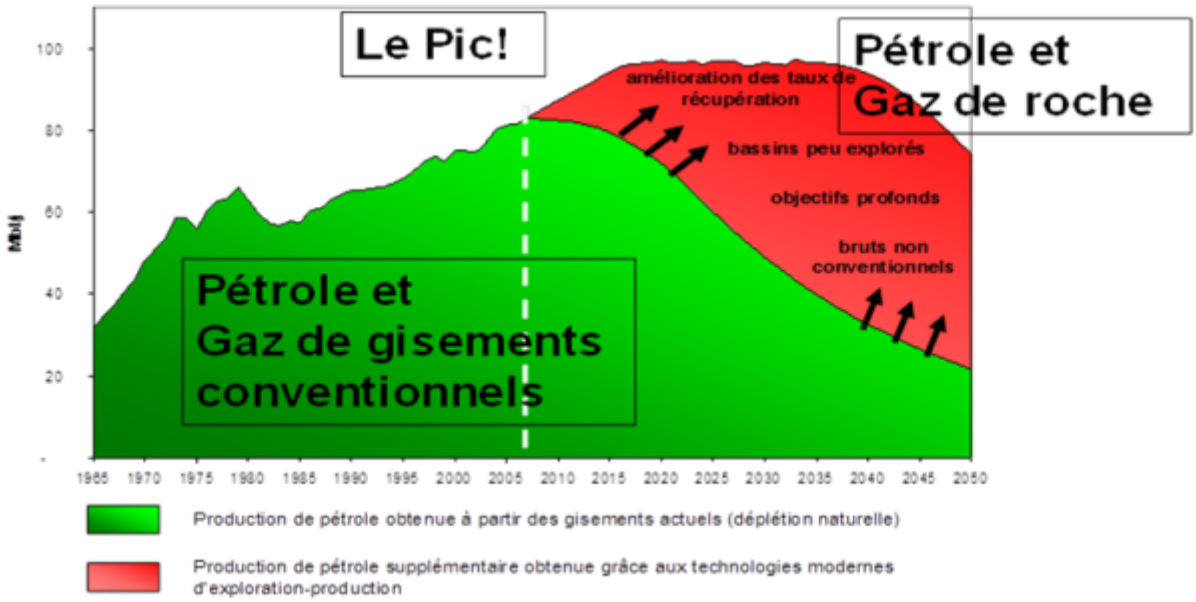


Fig.6 : *Le pic pour les gisements de pétrole et de gaz conventionnels, retardé par la mise en production de gisements non conventionnels, dont les huiles et gaz de roche mère* (d'après IFP,

complété).

_ 3. Les formations géologiques visées : les roches mères, et le mode de production utilisé

Les gisements de pétrole et de gaz conventionnels résultent de la migration vers le haut, des fluides hydrocarbonés (plus légers), au sein de formations géologique perméables, à partir de la couche géologique d'origine, au sein de laquelle ils ont pris naissance, dite « roche mère ». Lorsqu'ils ne sont pas dissipés vers la surface et dans l'atmosphère, ils peuvent être « piégés » dans des formations réservoirs (roches poreuses et perméables, généralement des calcaires, des sables ou des conglomérats) où ils s'accumulent sous couverture imperméable pour constituer des gisements (Fig.7).

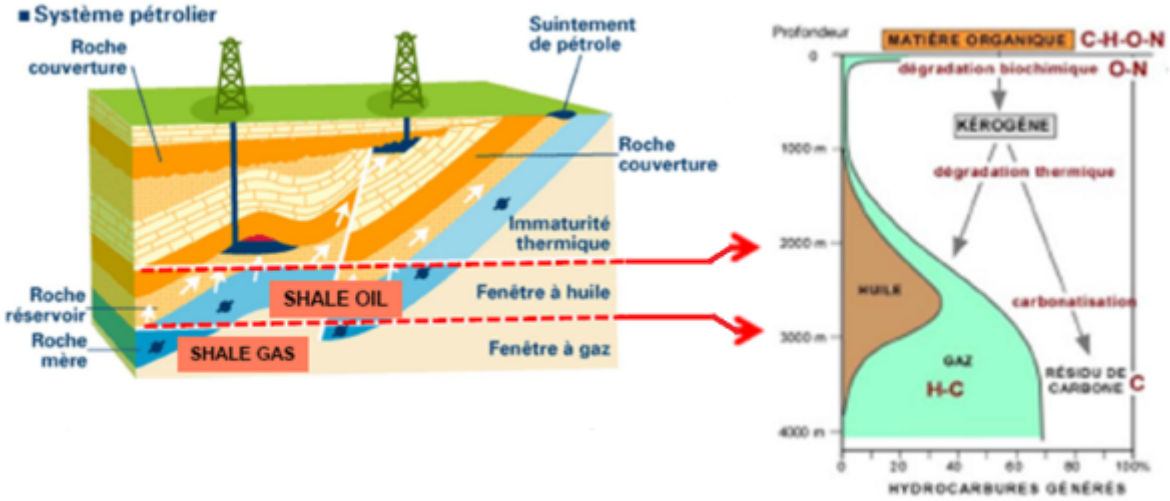


Fig.7 : *Les hydrocarbures proviennent de la dégradation thermique du kérogène, macromolécule carbonée issue de formations riches en matière organique (roches mères), puis migrent au sein d'une roche réservoir et s'échappent vers la surface ou s'accumulent éventuellement dans des pièges (anticlinaux ou discordances) sous couverture imperméable constituant les gisements conventionnels exploités. De 10 à 40% des hydrocarbures générés peuvent cependant rester disséminés dans la roche mère.*

Les hydrocarbures résultent ainsi de la transformation en profondeur des sédiments riches en matière organique (de la biomasse issue de la photosynthèse) formés en général en mer, mais provenant de l'érosion de continent, et déposés d'abord sur les deltas, puis dispersée sur le plateau continental et au pied du talus sur le glacis continental. A la biomasse continentale s'ajoute une charge dite allochimique provenant du bassin même (couche de plancton). On parle de « roche mère » lorsque ces sédiments contiennent une certaine quantité (de 5 à 20% du volume du sédiment.) de matière organique.

Composée de carbone, hydrogène, oxygène et azote (CHON) elle est, dans ce milieu confiné, protégée de l'oxydation, transformée en des édifices macromoléculaires appelés kérogène. Le kérogène subit ensuite sous l'effet de l'enfouissement - car la température augmente avec la profondeur du fait du gradient géothermique – une dégradation thermique. Celle-ci libère des

chaines ou cycles hydrocarbonés existant dans le kérogène qu'on appelle hydrocarbures (HC). Dans un premier temps, pour un enfouissement de 1000 à 2000 mètres (à partir de 80°C) c'est du liquide qui sera généré (huile, c'est-à-dire du pétrole) ; ensuite, au-delà de 3000 mètres (vers 150°C), c'est du gaz (principalement du méthane,CH4) qui est formé. A plus de 4000 mètres, tout est cuit : huile et gaz sont détruits.

On parle ainsi (voir Fig.7) de « fenêtre à l'huile » (fourchette de profondeurs ou se forme l'huile) et de « fenêtre à gaz » (là où se forme le gaz).

Exploiter les gaz (ou l'huile) de roche mère consiste donc à forer la couche située sous les réservoirs conventionnels, généralement une argile noire indurée. Il s'agit d'une roche par nature imperméable, et il ne sera possible de la faire produire qu'en la facturant, ce qui se pratique à partir de forages horizontaux (pour maximiser la surface d'accès à la roche), par injection de fluides chargés en adjuvants pour faciliter leur pénétration et leur circulation et en agents de soutènement (sables, billes de verre ou de céramique) (Fig. 8).

Ce mode opératoire entraine un certain nombre de problèmes environnementaux, parmi lesquels les plus saillants sont les suivants :

- La nature des divers agents chimiques, pas tous inoffensifs pour l'environnement ou la santé humaine. Le Tableau.1 établi par le parlement européen, liste à titre indicatif quelques-uns de ces adjuvants toxiques parmi les 650 produits chimiques entrant dans la composition de 980 produits commerciaux utilisés aux Etas-Unis [4].
- La fracturation nécessite l'injection d'une grande quantité d'eau (de 10.000 à 15.000 m3 par puits ; 90% pour la fracturation, 10% pour le forage) ; celle-ci peut néanmoins être partiellement (de 20 à 70%) récupérée lors des phases de production et recyclée dans le processus.

L'augmentation de la pression dans la couche peut entrainer des fuites de fluides, et notamment de méthane, vers la surface, notamment à la faveur de puits mal cimentés ou détériorés (cas d'anciens champs pétroliers).

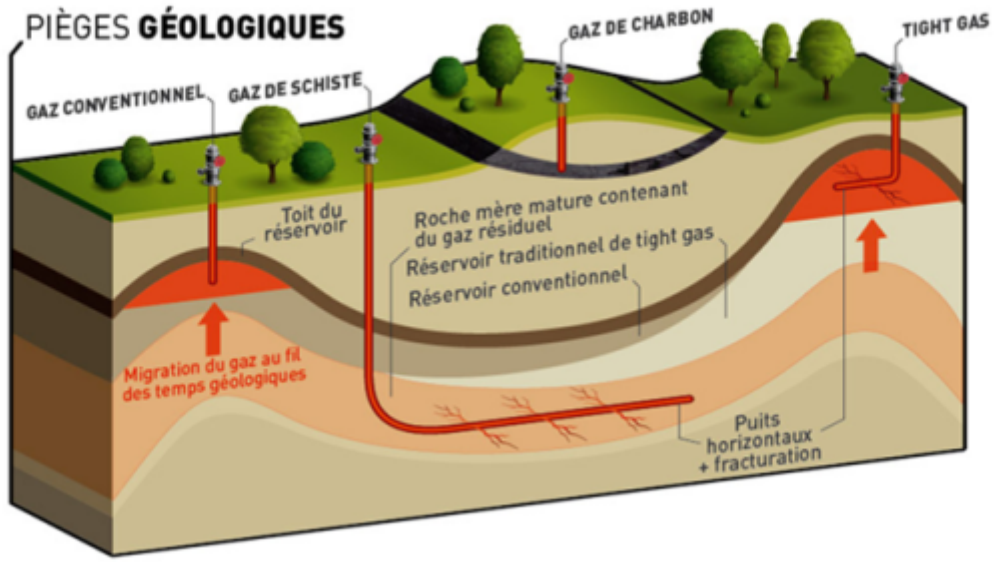


Fig.8 : *La technique des forages horizontaux avec fracturation hydraulique utilisée pour l'exploitation des gaz de roches mères, à la différence des modes de production pour les gisements conventionnels* (Source TOTAL).

Ainsi, les roches mères ne peuvent être mises en production que sous l'effet de moyens de stimulation, et l'absence de perméabilité naturelle imposera de réitérer ces interventions pour entretenir une production naturellement très rapidement déclinante. Nous reviendrons sur ce point essentiel pour l'économie de la filière, car si les gisements des réservoirs conventionnels sont naturellement productifs sur des durées de plusieurs dizaines d'années, les effets des stimulations sur des roches imperméables ne seront que de courte durée : quelques mois, voire quelques années tout au plus Compte tenu du manque de recul dans l'exploitation des gisements de roches mères, c'est en conséquence seulement par une course en avant par de nouveaux forages que la production peut être maintenue, voire augmentée (Fig.9).

Tableau *1* : Sélection de substances utilisées comme additifs chimiques dans les fluides de fracturation en Basse-Saxe, Allemagne

N° CAS	Substance	Formule	Effets sur la santé	Classification SGH
111-76-2	2-butoxy-éthanol	$C_6H_{14}O_2$	toxique	GHS07
26172-55-4	5-chloro-2-méthyl-2H-isothiazole-3-un	C_4H_4ClNOS	toxique	SGH05 SGH08 SGH09
2682-20-4	2-méthylisothiazol-3(2H)-un	C_4H_5NOS	toxique	SGH05 SGH08 SGH09
9016-45-9	Éthoxylate de nonylphénol	C_mH2_{m+1}-$C_6H_4OH(CH_3CH_2O)_n$	toxique	SGH05 SGH07 SGH09
75-57-0	chlorure de tétraméthylammonium	$C_4H_{12}ClN$	toxique	SGH06 SGH07

Source: SGH: Système général harmonisé (SGH)

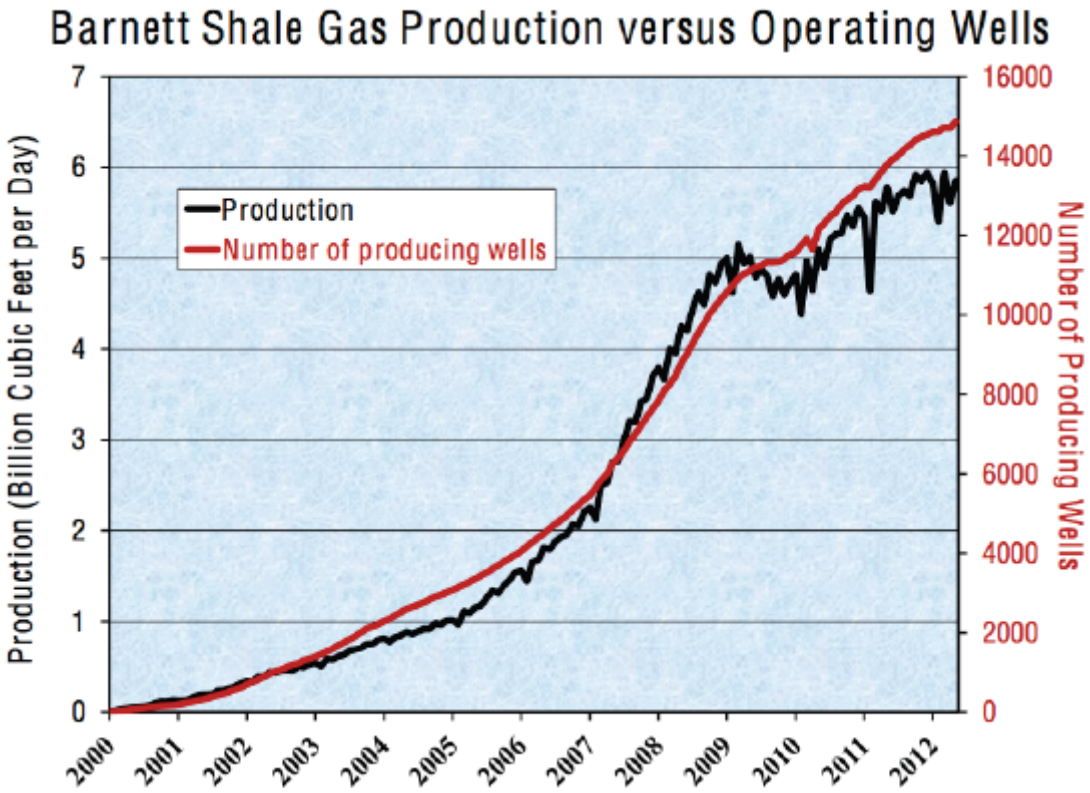


Fig.9 : *Relation entre la production de gaz (en noir) et le nombre de puits forés (en rouge) sur le gisement de Bakken (frontière Canada-USA) entre 2000 et 2012. On voit que la production est directement liée au nombre de puits forés, et que la productivité des puits décroit à partir de 2008.*
< br>

En France, plusieurs couches géologiques constituent potentiellement des roches mères. Il s'agit des formations suivantes :

- Les argiles noires du Toarcien, un étage du jurassique (180Ma), et les terres noires du SE, en bleu foncé sur la carte (Fig.10) et le log géologique ci-dessous (Fig.11).
- Les argiles noires intercalées dans les argiles rouges de l'Autunien, un étage du Permien (280 Ma, à la base du Trias, en violet sur la carte et le log)
- Les couches carbonifères du Stéphanien (s'apparentant au gaz de houille) en gris.

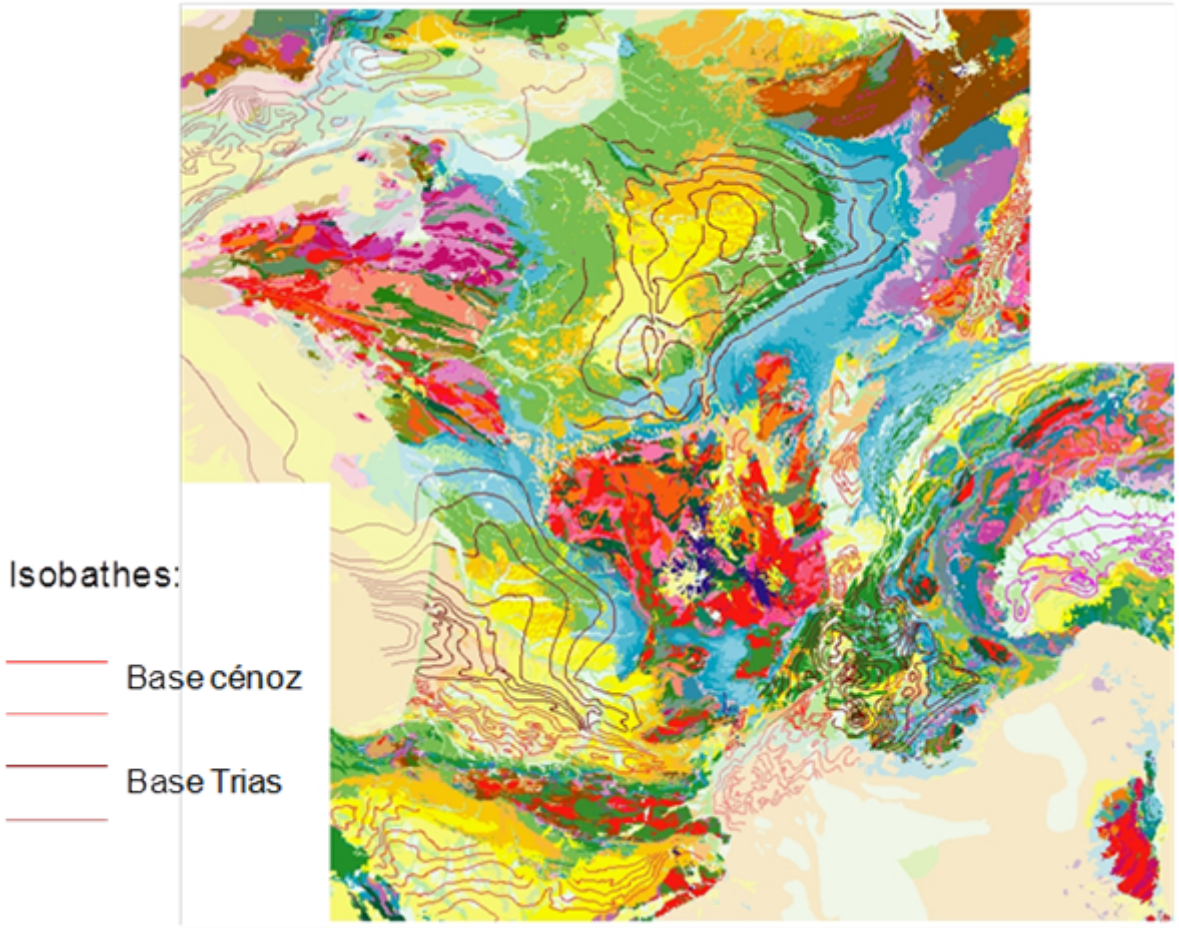
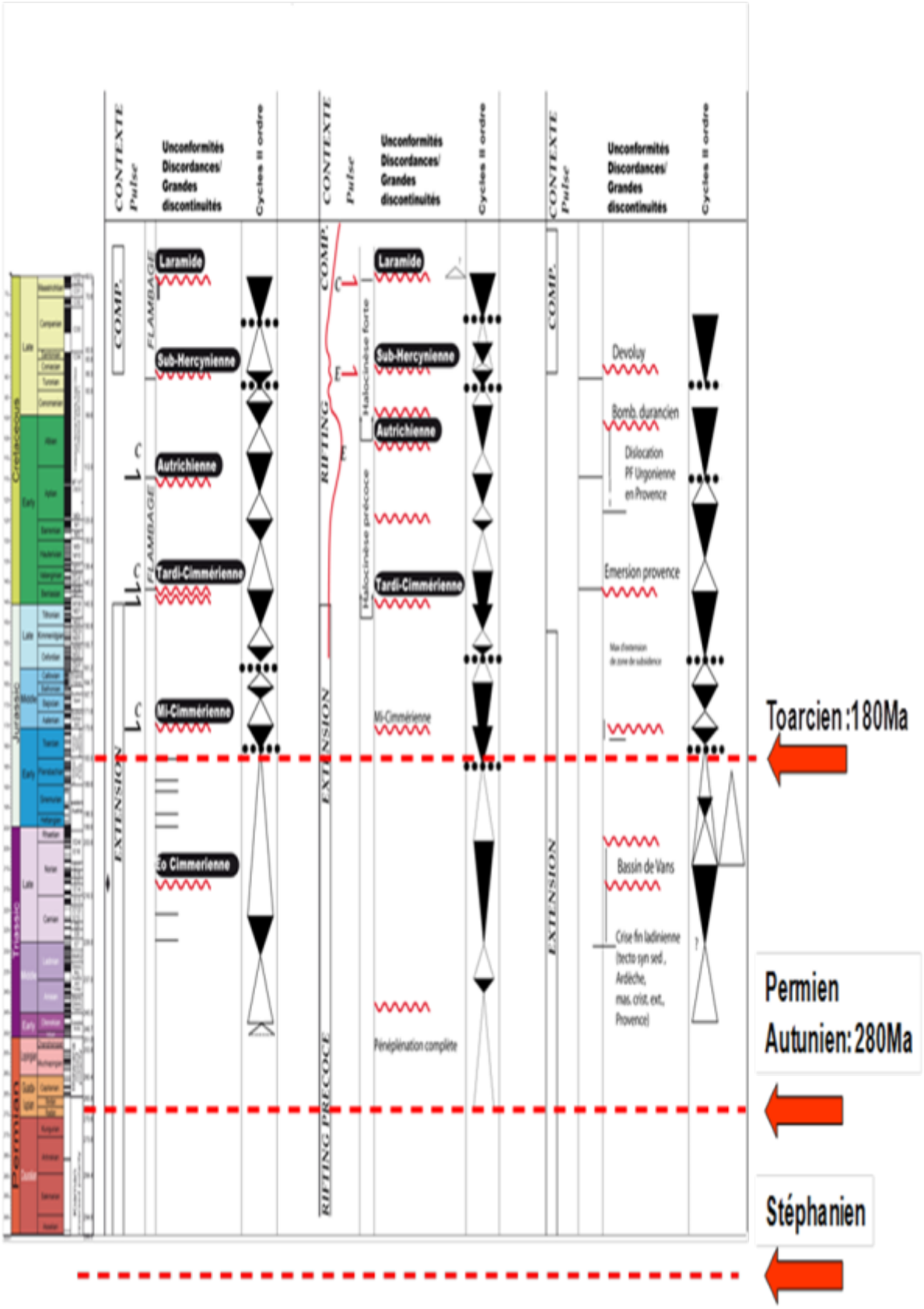


Fig.10 et 11 : *Carte géologique de la France indiquant notamment les formations sédimentaires au sein desquelles des roches-mères peuvent constituer des objectifs pour la production de gaz. Les isobathes du Cénozoique et du Trias sont également indiquées. Les étages géologiques correspondants aux grands bassins sédimentaires français sont indiqués, avec les 3 couches prometteuses marquées d'une flèche rouge.*


CONTEXTE
Pulse
Unconformités
Discordances/
Grandes
discontinuités
Cycles III ordre
COMP.
FLAMBAGE
EXTENSION
RIFTING PRECOCE
Laramide
Sub-Hercynienne
Autrichienne
Tardi-Cimmérienne
Mi-Cimmérienne
Eo Cimmerienne
Halocinèse forte
Halocinèse précoce
Pénéplénation complète
Devoluy
Bomb. durancien
Dislocation
PF Urgonienne
en Provence
Emersion provence
Bassin de Vans
Crise fin ladinienne
(tecto syn sed.,
Ardèche,
mas. crist. ext.,
Provence)
Toarcien :180Ma
Permien
Autunien: 280Ma
Stéphanien

_ 4. Le contraste législatif US et français : Permis de recherche / Permis d'exploitation

Il existe d'énormes différences entre les Etats-Unis et la France concernant ces questions. D'une part, les ressources naturelles américaines en énergies fossiles – pétrole, gaz et charbon, sont importantes, et le développement de leur exploitation très directement liée à l'histoire et au développement encore actuel du pays. En outre, le droit minier y est très différent du droit romain prévalant en France [5] selon lequel l'Etat est propriétaire des ressources minières du sous-sol dont il concède l'exploitation aux opérateurs. Aux Etats-Unis, le propriétaire du sol est également propriétaire du sous-sol jusqu'au tréfonds et il existe des régions entières où depuis plusieurs générations, on exploite et transmet des champs, non pas agricoles, mais de pétrole ou de gaz. Cette situation entraine la juxtaposition sur le même site de puits très anciens, abandonnés voire oubliés, avec des expérimentations plus récentes visant à prolonger des exploitations déclinantes ou à renouveler par de nouvelles approches des gisements épuisés. On dispose en permanence de machines de forages en grand nombre sur le territoire américain. Il préexiste en outre un réseau de pipes pour assurer le transport du gaz à partir des gisements. C'est ainsi que « tout est essayé » pour maintenir ou renouveler une production, malgré les risques jugés éventuellement limités au regard de l'état quelquefois déjà bien délabré de l'environnement. C'est aussi la raison pour laquelle l'innovation reste de mise et peut aboutir à des reprises de production, comme c'est le cas actuellement pour les gaz de schistes, qui ont permis en quelques années aux Etats-Unis de regagner leur autosuffisance alors qu'ils étaient devenus lourdement importateurs.

En France, la situation est bien différente. Les ressources concessibles du sous-sol étant la propriété de l'Etat, celui-ci est garant de la qualité des concessions qu'il alloue aux exploitants. On distingue strictement les permis d'exploration (dits PER : permis exclusifs de recherche) des permis d'exploitation, qui sont alloués après des procédures d'instruction très lourdes assurées par le Conseil Général des Mines. Le PER ne donne pas droit à exploiter ; il assure la protection du droit du découvreur, lui garantissant qu'aucun autres exploitant ne pourra bénéficier de sa découverte sans son accord. En France, les données d'exploration sont gérées par le BRGM pour le compte de l'Etat, et mises à disposition du public à l'issue de la phase active du permis. Il faut avoir conscience que c'est la source essentielle de la connaissance publique du sous-sol de la France. Ainsi, la géothermie n'aurait pu se développer sans les connaissances acquises par l'exploration minière, pétrolière et gazière antérieure, qu'il a fallu retraiter. D'importantes bases de données sont ainsi disponibles sur le sous-sol de la France grâce aux travaux d'exploration éventuellement infructueux. Le permis d'exploitation n'est délivré qu'au vu des garanties techniques, financières et environnementales apportées par l'exploitant. Et les travaux eux-mêmes ne peuvent être engagés sans une nouvelle procédure d'instruction, également très lourde.



Néanmoins, le code minier, s'il garantit une certaine qualité dans la connaissance et l'exploitation du sous-sol de la France - pour peu que les dossiers soient correctement instruits, ce qui est rendu de plus en plus aléatoire avec la réduction du périmètre de l'Etat – est aujourd'hui inadapté à la décentralisation et au concept de subsidiarité prévalant partout en Europe. Ainsi est-il devenu intolérable pour un maire, ou un président de conseil régional de découvrir qu'un permis a été alloué sur son territoire sans qu'il ait été consulté ou même informé. De même, les propriétaires des terrains affectés par une exploitation – qu'ils soient privés ou publics - ne conçoivent plus que l'exploitation ou même l'exploration puisse se faire sans un minimum d'information préalable, de garanties environnementales, puis de retombées économiques locales. Une révision du code minier a été engagée à cet effet.

5. Les risques de l'exploitation : connaissance et information publique, sélectivité et recherche & développement nécessaires

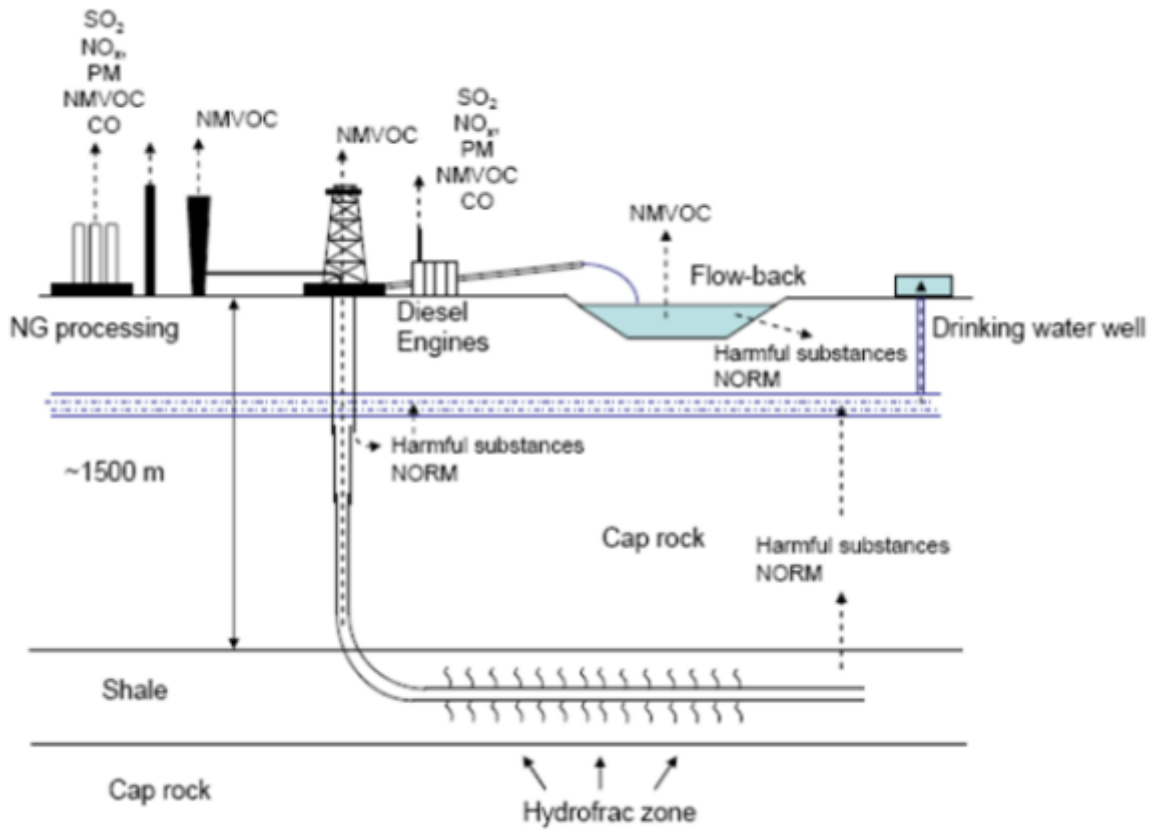
Dans le cas présent, la manière dont les PER ont été alloués – sans références aux expertises disponibles dans la sphère publique [6] ni consultation préalable des collectivités concernées alors que le « Grenelle de l'Environnement » battait son plein – a entrainé une défiance généralisée à l'égard des « gaz de schistes ». Aucune information préalable n'a été recherchée par les décideurs et la connaissance même des « roches mères » - pourtant disponibles en banques de données du fait des travaux antérieurs - n'ont pas été sollicitées. Il était – et il reste pourtant possible de traiter spécifiquement des données géologiques, géophysiques et de forages antérieurs pour tenter de

préciser l'extension et la qualité des gisements. Des échantillons disponibles en lithothèques auraient pu être analysés pour mieux assurer une évaluation de l'économie des projets, une meilleure instruction des dossiers, et une information des publics concernés : élus, associations, entreprises, citoyens.

De même, au lieu de transférer à l'aveugle des technologies américaines, qui tiennent plus au départ plus du bricolage que de la science, aurait-il été raisonnable – en France et en Europe - d'assurer quelques travaux de R & D concernant les technologies de fracturation, aujourd'hui justement critiquées. En effet, la fracturation hydraulique a le défaut de laisser filer le fluide d'injection dans la roche mère selon les lignes de plus faible résistance, vers les couches les plus perméables, notamment les aquifères voisins. Lorsqu'il s'agit de formations salines profondes, comme c'est le cas du Dogger ou du Trias du bassin de Paris, elles même protégées par un empilement de couches imperméables et d'autres aquifères, les fuites de l'exploitation peuvent ne pas entrainer d'impact environnemental grave. Par contre, lorsque les mêmes couches sont affectées par des failles ayant un rôle hydraulique de drain [7], et mises en contact direct avec le système hydrogéologique de surface, comme c'est le cas dans les Causses et la bordure cévenole, les risques environnementaux sont effectivement très élevés.

En dehors des risques géologiques, il faut aussi tenir compte des risques découlant de toute installation industrielle (Fig.12). Et plus particulièrement – en l'occurrence – de ceux résultant des anciennes installations ayant pu exister dans la zone concernée. Comme les roches mères sont souvent situées en dessous de formations réservoirs historiquement exploitées, il est essentiel de disposer d'une bonne cartographie, et d'une connaissance actualisée de l'état des forages anciens, qui peuvent constituer – par la rouille des tubages et la dégradation des cimentations - autant de causes de fuites vers la surface ou vers les formations aquifères utilisées en consommation humaine.

Fig. 12 : **Flux potentiels de polluants atmosphériques, de substances nocives dans l'eau et le sol, et de matières radioactives naturelles (NORM)**



Source: source propre sur la base de [SUMI 2008]

6. L'économie de la filière : une nouvelle bulle financière ?

Si le boom de production américain est une réalité, les incertitudes sont nombreuses concernant l'économie réelle de cette filière. Elles découlent notamment de la jeunesse des exploitations et du rythme extrêmement rapide de la croissance du nombre de forages de production réalisés ces dernières années. Ainsi la décroissance de la production par puits avec le temps (Fig. 13) constitue un facteur clé de l'économie réelle, de fait encore très mal connu, probablement non sans raison. Une autre inconnue concerne les caractéristiques mêmes, et notamment l'extension, des gisements.

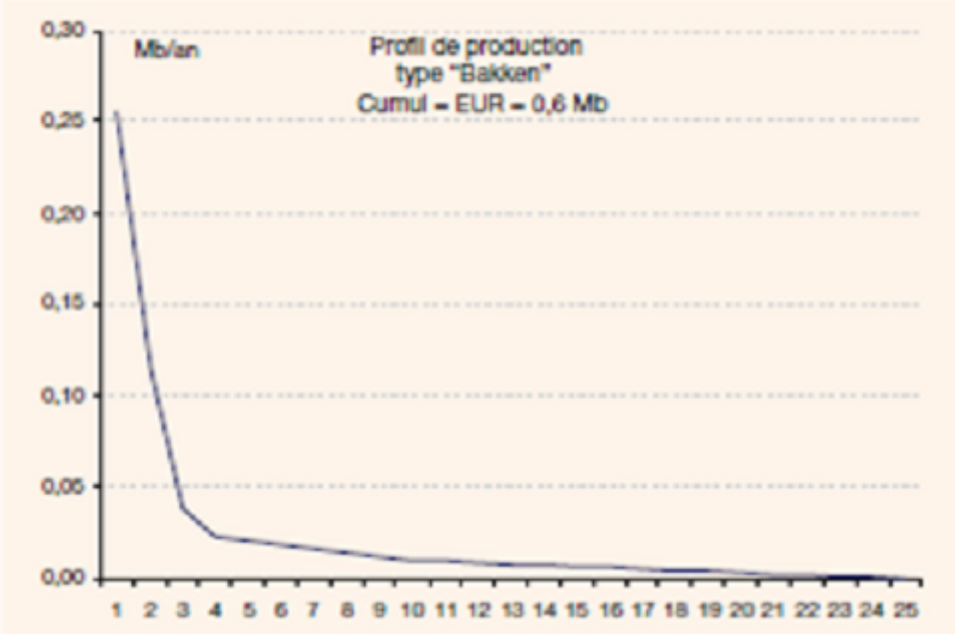


Fig. 13 : *Profil de production d'un puits d'huile de schiste (type Bakken, l'un des meilleurs champs américain) : décroissance de la production au cours du temps : L'essentiel de la production est assurée au cours des 2 premières années (60%). 20% supplémentaires peuvent être produits au cours des 5 années suivantes. Au total, le puits pourra produire 600.000 barils au maximum (EUR= Estimated Ultimate Recovery ou taux de récupération ultime* Source : Etat du N-Dakota, repris par IFPEN 2013)

Les coûts unitaires de production communément avancés pour les Etats-Unis sont de 50$ par baril, et dans le cas du gisement de Bakken au N-Dakota, les données publiées par l'Etat donnent un chiffre de 40$/b. Mais les données concernant les autres champs indiquent des productions par puits (EUR/puits dans le tableau 2) beaucoup plus faibles. Ainsi, les plus gros gisements indiquent des valeurs – et donc des économies réelles - 5 à 10 fois inférieures.

	Surface (square miles)	Puits par square mile	% non testé	% avec potentiel	EUR Mb/puit	Nbre puits	Ressource récupération TRR Mb
Western Gulf							
Austin Chalk	16 078	3	72	61	0,13	21 165	2 668
Eagle Ford	3 200	5	100	54	0,28	8 665	2 461
Anadarko							
Woodford	3 120	6	100	88	0,02	16 375	393
Permian							
Avalon/Bone Springs	1 313	4	100	78	0,39	4 095	1 593
Spraberry	1 095	6	99	72	0,11	4 636	510
Rocky Mountain basins							
Niobrara	20 385	8	97	80	0,05	127 451	6 500
Williston Bakken	6 522	2	77	97	0,55	9 767	5 372
San Joaquin/Los Angeles							
Monterey/Santos	2 520	12	98	93	0,5	27 584	13 709
Total huiles de schiste						**219 729**	**33 226**

Tableau 2 : *Les gisements d'huile de roche mère aux Etats-Unis.* (Source DOE 2012 reprise par

IFPEN, 2013)

On dispose de peu de données sur l'économie des gaz de roches mère, mais il est certain qu'elle est inférieure, du moins dans les conditions particulières du marché du gaz américain, du fait que les opérateurs aient déplacé les machines de forages des gisements de gaz vers les gisements d'huile. Le cas de Lafayetteville (Arkansas, Etats-Unis) est le mieux documenté : on voit (Fig. 14) que la production décline immédiatement si de nouveaux forages ne sont pas entrepris, et que la décroissance est de plus en plus rapide, au fur et à mesure que l'on augmente le nombre de puits. La production du gisement a décliné rapidement à partir de janvier 2011.

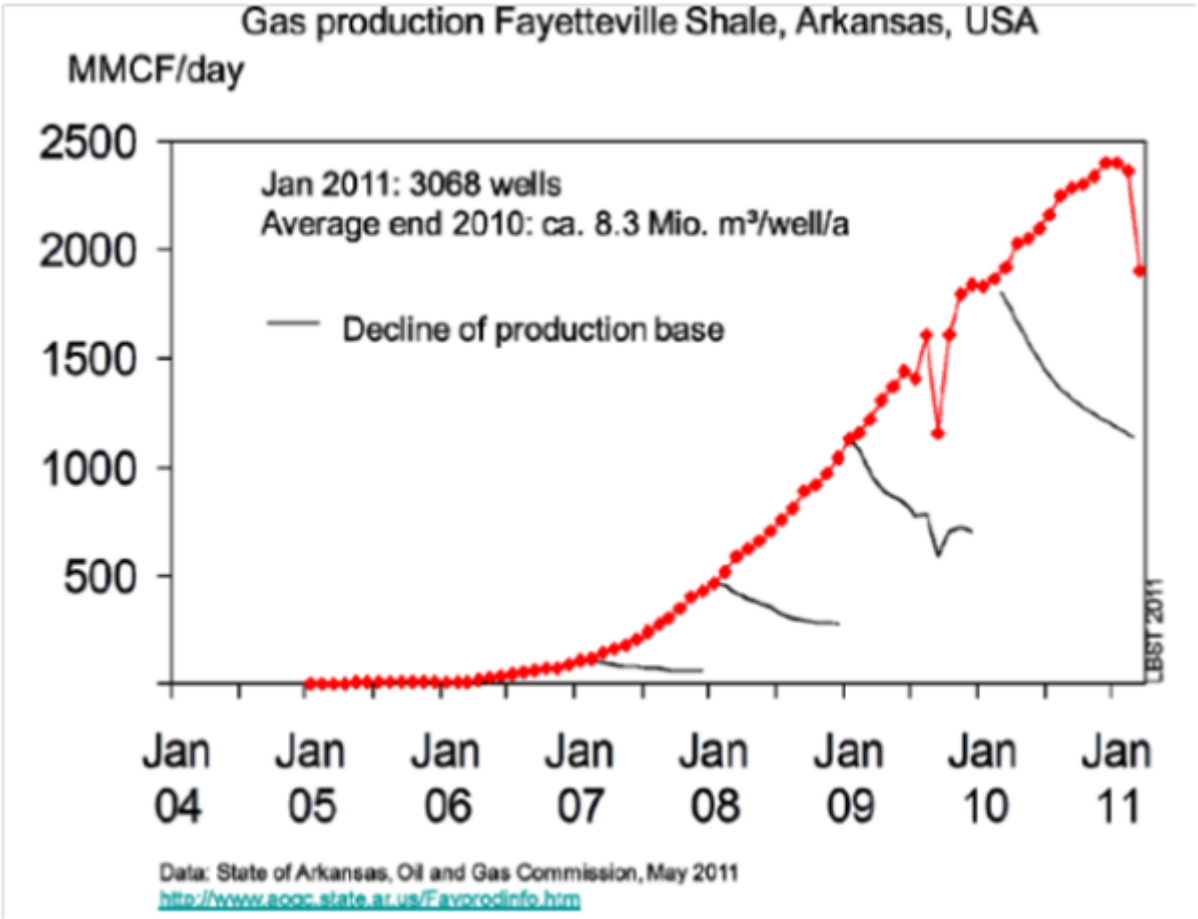
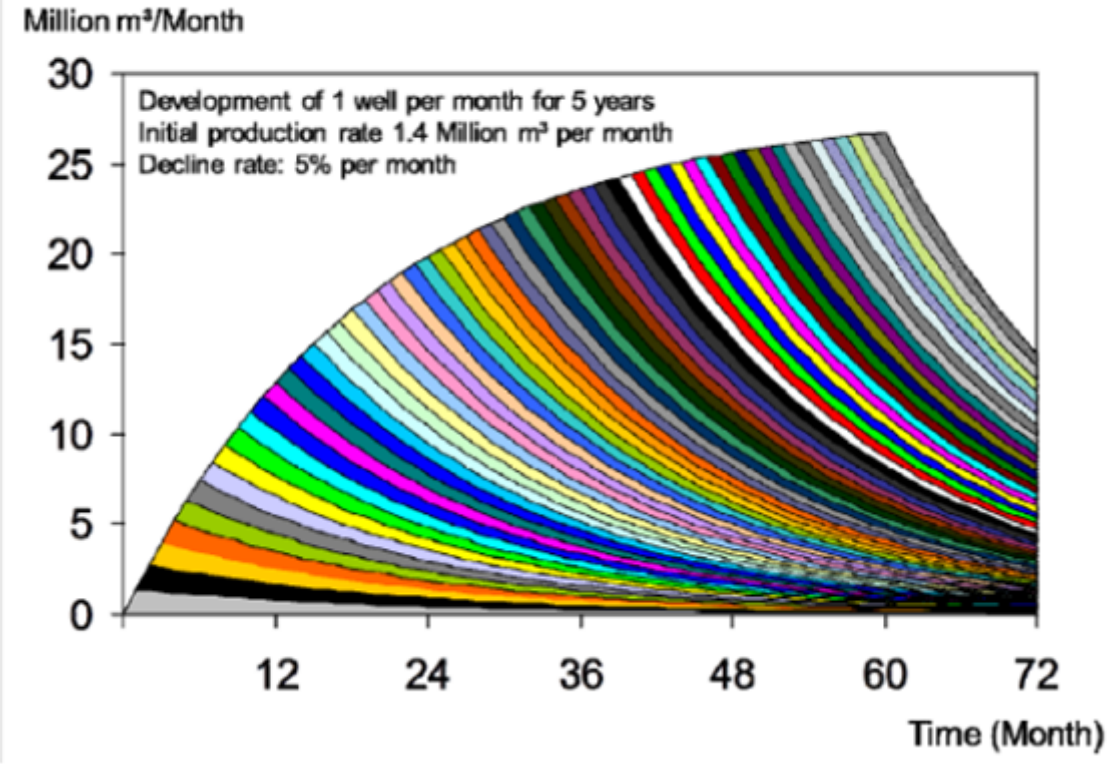


Fig. 14 : *La production de gaz de roches du gisement de Fayetteville (Etats-Unis). Le déclin instantané de la production des puits (ligne noire) ne peut être compensé que par l'augmentation du nombre de puits forés, dont le déclin devient progressivement de plus en plus rapide.* (source : Etat de l'Arkansas repris pas le parlement européen).

Dans son rapport sur les gaz de roches, le parlement européen a effectué une stimulation, basé sur un gisement du type de celui de Barnett aux Etats-Unis. La fig.15 montre le résultat d'un scénario basé sur l'addition d'un nouveau puits chaque mois, avec une production typique de 1,4 million de m3 le premier mois suivi d'un déclin de 5% par mois. Au bout de 5 ans, 60 puits sont en production, assurant 27 millions de m3 par mois, soit 325millions de m3/an. Mais le taux de production par puits n'est plus que de 5 millions de m3 par an au bout de 5 ans.

Figure 15: Développement de l'exploitation typique d'un gisement schisteux par l'ajout de nouveaux puits à un rythme de développement constant d'un puits par mois



http://www.aogc.state.ar.us/fayprod…

Le caractère finalement aujourd'hui bien peu économique du « gaz de schiste » peut se mesurer par le nombre des machines de forages engagées dans la production de gaz de roche mère aux Etats-Unis. Il est passé de 500 en 1997 à plus de 2000 en 2008, lorsque le prix du gaz a atteint 8,9$/Mbtu (avec un pic à 13$ en juillet) ! Par contre, il s'est effondré lorsque les cours ont baissé à moins de 4$. Ainsi, au plus haut des cours, Total et la CNOOC chinoise avaient cru bon investir dans ces activités. Significativement, Total vient de s'en dégager [8]. En janvier 2012, il ne restait plus que 800 machines en activité, la plupart ayant été transférées vers des gisements de pétrole, plus attrayants en termes économiques (Fig.16).

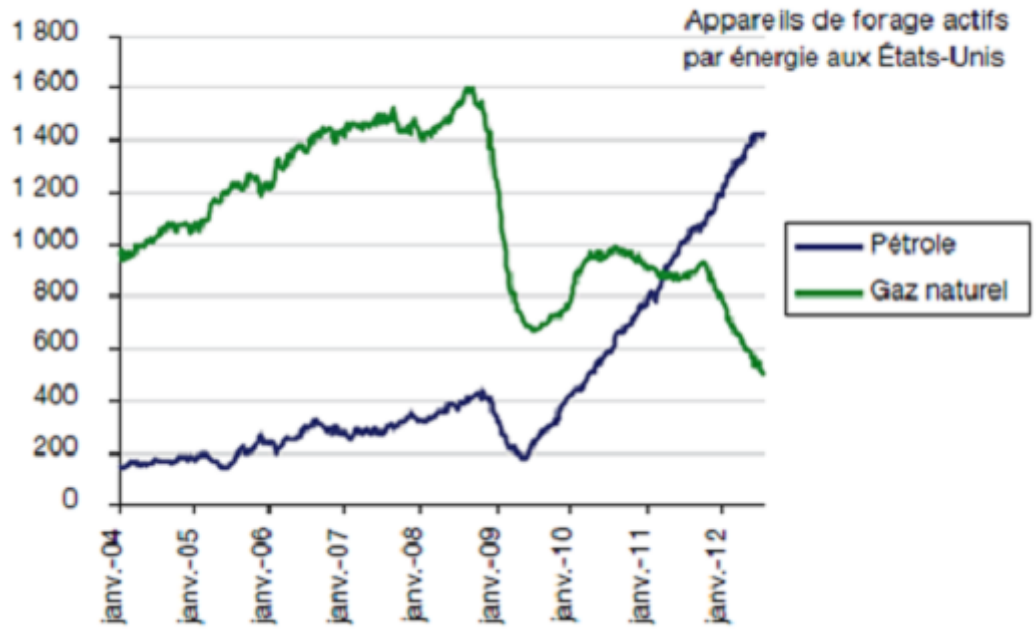


Fig.16 : *Evolution au cours du temps du nombre de machines de forages opérant aux Etats-Unis* (Source : Bakers Hugues).

Le cas de Chesapeake, qui exploite la formation de roche mère de Haynesville, à la frontière de la Louisiane et du Texas, révélé par le New York Times (20 octobre 2012), est emblématique. Plus de 1.200 puits ont été forés, employant jusqu'à 38 machines de forages en même temps. Aujourd'hui, après la baisse des cours du gaz initié en de 2008, il ne reste plus que 2 tours de forages en activité. L'action de la compagnie s'est effondrée et elle ne survit qu'en revendant ses actifs à d'autres entreprises et grâce au soutien de Goldman & Sachs qui cherche à maintenir la compagnie à flot après avoir poussé au boom du shale-gas à coup de milliards de dollars obtenus par options de financements novatrices dites « *creative financing* ».

Outre la durée de production des puits, l'autre grande inconnue concernant la place que pourrait prendre les gaz de schistes dans l'économie réelle porte sur l'importance des gisements de gaz de roche mère en termes de ressources exploitables. Les estimations sont pour la plupart faites à partir de l'extension des formations géologiques et de leur teneur en matière organique, en prenant un coefficient de 20% en production relativement au gaz supposé en place. Pour l'Europe, des données ont été publiées par le Parlement Européen (Tableau 3). Elles placent la France en tête, à côté de la Pologne, en termes de « ressources techniquement récupérables », ces pays à eux deux recelant plus de la moitié des ressources européennes estimées. Mais ces données n'ont pas été validées, concernant la France, par le Service Géologique National, compétent en la matière, qui n'a pas été invité à travailler sur le sujet. Et concernant la Pologne, le service géologique polonais vient de revoir les réserves exploitables précédemment évaluées pour 1.9 à 5.3 trillions de m3 de gaz par l'agence américaine de l'énergie, pour le ramener à un volume beaucoup plus modeste (de 346 à 768 billion de m3 [9].Par ailleurs, les données américaines portant sur les gisements exploités montrent que c'est plutôt 2% du gaz en place qui est exploitable, soit 10 fois moins que les estimations ci-dessous.

Pays	Production 2009 (1) [bcm] 2009 (1) [bcm]	Réserves prouvées de gaz conventionnel [bcm] (1)	GEP – gaz de schistes [bcm] (2)	Ressources de gaz de schistes techniquement récupérables: [bcm] (2)	Facteur de récupération supposé (2)
France	0,85	5,7	20 376	5 094	25 %
Allemagne (données pour 2010)	15,6 (13,6)	92,4 (81,5)	934	226	24,2 %
Pays-Bas	73,3	1 390	1 868	481	25,7 %
Norvège	103,5	2 215	9 424	2 349	24,9 %
Royaume-Uni	59,6	256	2 745	566	20,6 %
Danemark	8,4	79	2 604	651	25 %
Suède	0	0	4 641	1 160	25 %
Pologne	4,1	164	22 414	5 292	23,6 %
Lituanie	0,85	0	481	113	23,5 %
Total UE-27 + Norvège	**266**	**4202**	**65 487**	**16 470**	**~25 %**

Source: (2) US-EIA (2011), (1) BP (2010)

Tableau 3 : *Ressources estimées de gaz de roches mères en Europe. GEP = gaz en place ; bcm = milliards de m3* (source : Parlement Européen).

Au total, qu'il s'agisse de la production par puits, ou de l'extension des gisements, force est de constater que l'économie réelle des gaz de schistes est loin d'être assurée. D'autant qu'en Europe, avec des contraintes environnementales plus lourdes, et des prix de forages plus élevés, la rentabilité sera plus faible qu'en Amérique du Nord, même si les prix de référence du gaz sont plus élevés. Néanmoins, il faut souligner que, pour une compagnie pétrolière ou gazière, si la prise de décision s'effectue théoriquement sur une valeur actualisée du projet selon le taux de rentabilité demandé (ce qui privilégie d'autant plus le court terme que le taux d'actualisation est élevé), elle peut aussi se faire sur la valeur non actualisée (la « van »), qui représente le cash-flow que va générer le projet. Tout laisse penser que, dans le cas des shale-gas américains, les compagnies concernées comme leurs bailleurs aient résolument choisi de privilégier le court terme. Avec toutes les caractéristiques d'une nouvelle bulle financière.

Conclusions, perspectives.

Le blocage actuel des opérations concernant les gaz de roches mères en France apparaît, au regard de la connaissance que l'on peut avoir aujourd'hui du dossier, comme une décision sage. Les données scientifiques et techniques, en termes aussi bien de connaissance des gisements et de production, que d'impacts environnementaux montrent des limites qu'il est essentiel de clarifier. Pour ce faire, les recherches doivent être poursuivies, du laboratoire au réel, et il n'y a pas de raison de bloquer les permis de recherche, puisque ceux-ci n'ouvrent pas droit à l'exploitation.

Par contre, avant de s'engager dans l'exploitation, il est essentiel de disposer- en plus de ces technologies mieux maitrisées - de données fiables sur l'économie réelle des gaz de roches. Nous

croyons avoir pu montrer que l'économie réelle de cette filière est loin d'être assurée, voir trompeuse, ce que commencent à reconnaître certains professionnels eux-mêmes.

Si son économie s'avérait moins aléatoire, il faudra alors s'assurer préalablement que la réglementation sera suffisante pour encadrer correctement cette activité. Ce qui posera la question des compétences des services de l'Etat en matière d'activité minière [10]. En outre, pour concevoir une réglementation adaptée, et s'assurer de son application par les opérateurs, il sera nécessaire de disposer des études scientifiques et de moyens de contrôle compétents par des laboratoires ou établissements indépendants.

L'économie des gaz de roches peut aujourd'hui légitimement être mise en doute, tant au regard des historiques de production américains, même s'ils sont encore très courts, que de la réalité observée concernant la santé financière réelle des entreprises engagées dans la filière. Si la baisse des cours du gaz depuis 2008 aux Etats-Unis est en partie à l'origine de la chute relative actuellement observée dans la filière, rien ne prouve qu'une remontée des cours produise le même engouement, au regard de la meilleure connaissance de la production totale réellement possible des gisements (que les spécialiste appellent « l'ultime »). En Europe, où les cours n'ont pas subi la même baisse, et sont toujours orientés à la hausse (Fig. 17), l'économie des gaz de roches serait-elle mieux assurée ? Les déboires récents des premières explorations menées en Pologne, jugée pourtant la cible la plus prometteuse en Europe, ne permettent pas de le dire.

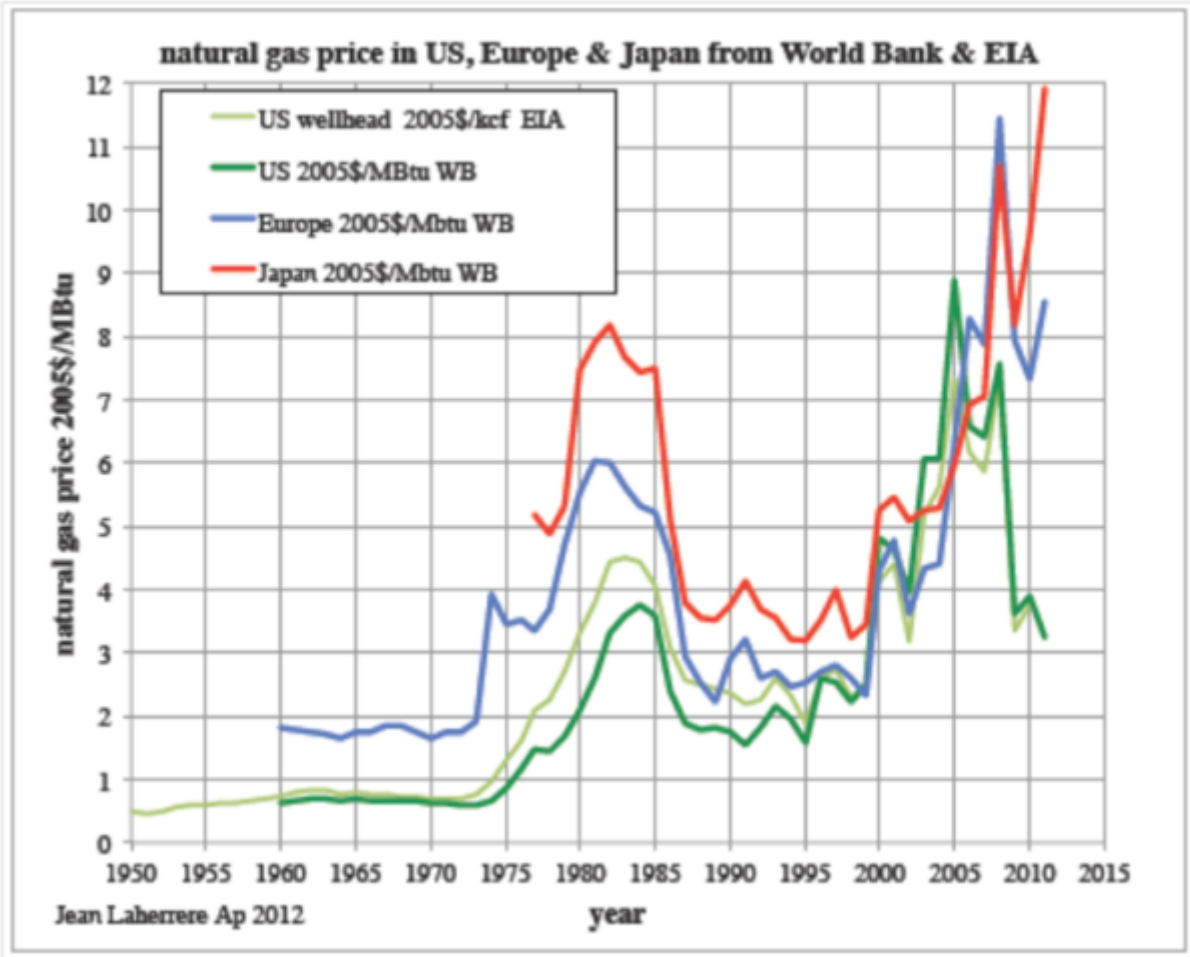


Fig.17 : *Evolution comparée des prix du gaz aux Etats-Unis, eu Europe et au Japon.*

Néanmoins, il apparaît essentiel de ne pas fermer le dossier avant d'avoir mieux évalué cette filière, avec une vision à la fois plus précise en termes de connaissance des ressources et de développement

des technologies et plus prospective en termes économiques, d'un point de vue global et national. Les connaissances réelles des ressources nationales doivent impérativement être développées notamment à partir des bases de données existantes. De même des recherches-développements doivent être encouragées concernant les technologies de forages et de production, notamment de fracturation, pour développer des technologies alternatives à la fracturation hydraulique – ou du moins complémentaires - afin de disposer de techniques plus précises et moins potentiellement polluantes. Des succès en matière de mise au point de procédés à la fois performants et écologiques ouvriraient incontestablement des perspectives à l'export.

Précisons pour finir qu'il n'est pas question de se reposer sur ces ressources fossiles potentiellement disponibles sur le territoire national et européen pour retarder le déploiement des politiques de maîtrise de l'énergie et développement des énergies renouvelables, qui sont les clés de la transition écologique. Par contre, il sera justifié d'y avoir recours, si leur caractère économique – appuyé sur des technologies fiables et sans impact environnemental nocif - était prouvé, permettant de se libérer des importations d'hydrocarbures qui handicapent aujourd'hui gravement l'indépendance nationale et partant toute initiative publique ou privée. Ce constat prévaut en Europe entière dans la mesure où la production européenne de gaz sera déclinante de 35 % d'ici 2035 alors que la demande continuera à croître et que les importations au niveau nécessaire ne seront plus assurées.

Si les mouvements citoyens ont, avec raison, alerté l'opinion et les politiques concernant les risques écologiques, il apparaît que le verdict pourrait bien être en définitive économique, lorsque la bulle financière résultant de la course en avant américaine aura éclaté. Néanmoins, nous encourrons un fort risque de sombrer dans le refus de toute filière industrielle lourde - métallurgique et minière – si seuls prévalent les options politiques actuelles de fermeture systématique de tout dossier minier sur l'hexagone. Hormis quelques exploitations pétrolières, il n'y a pratiquement plus d'activité minière en France (métaux, charbon…), quand les pays scandinaves donnent l'exemple d'un essor de haute qualité technologique et environnementale ; Florange est probablement à cet égard un signal fort.

Enfin, comme le montre Pierre Radanne dans la tribune qui suit cet article, c'est bien sur les énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie qu'il faut accorder la priorité, sans laisser croire que les énergies fossiles – même stimulées par les meilleures technologies – pourraient apporter une réponse durable à nos besoins. La transition écologique s'impose à nous. Ces technologies ne peuvent trouver leur place que si elles nous permettent d'y parvenir dans de meilleures conditions.

Jacques. Varet

Note de Pierre Radanne, Président de 4D sur les gaz et huiles de schistes.

Ce qui est frappant avec la montée du débat sur les gaz et huiles de schistes, c'est le marquage très fort des positions d'emblée exprimées entre les partisans de leur exploitation avec la perspective d'une baisse des prix du gaz et les opposants qui perçoivent un risque d'abandon de des politiques axées sur une transition énergétique.
Pour y voir clair, il faut d'abord revenir sur :

- L'expérience récente de valorisation des gaz et huiles de schistes ;
- Les conditions environnementales de leur exploitation ;
- les incertitudes qui existent quant à leur potentiel.

Il faudra ensuite identifier les conditions possibles de leur exploitation.

L'expérience récente de valorisation des gaz et huiles de schistes

** Aux Etats-Unis*

Les Etats-Unis ont connu « un choc gazier » dans les années 90 du fait d'un passage massif au gaz de leur industrie lourde et de leur production électrique à la suite du Clean Air Act. La consommation augmentant beaucoup plus vite que la croissance de la production de gaz naturel (surtout canadienne), les prix s'étaient d'autant plus envolés que le marché américain constituait une « île » gazière non raccordée à des gazoducs vis-à-vis de producteurs extérieurs à l'Amérique du nord et dépourvue de capacités d'importation grâce à des terminaux méthaniers.
Dans ce contexte, la voie privilégiée a été l'intensification de la production pétrolière et gazière sur le continent nord-américain : offshore profond du Golfe du Mexique, sables bitumineux de l'Alberta et gaz de schistes.
Les Etats-Unis sont le seul pays au monde où le sous-sol appartient aux propriétaires du sol, essentiellement donc des agriculteurs. Dans ces conditions, le lancement de l'exploitation des gaz de schistes, à partir de 2005, s'est effectué sans encadrement de leurs conditions techniques par les instances fédérales américaines (Environment Protection Agency) quant aux risques notamment de fuites de gaz, de remontées de substances radioactives et de benzène.
La suite est connue. Dans certaines zones aux roches très faillées et où les zones exploitées étaient proches des nappes d'eau potables, des fuites importantes de gaz ont été constatées avec remontées directes à la surface et pollution des nappes.

** Le démarchage de l'exploitation des gaz de schistes en dehors des Etats-Unis, notamment en France.*

Les compagnies américaines et d'autres dont Total, ont voulu reproduire le succès de l'exploitation des gaz et huiles de schistes connu aux Etats-Unis dans la dernière décennie.
Elles se sont heurtées alors à 3 difficultés :

- D'abord le fait qu'ailleurs, l'Etat a la propriété du sol. Ces sociétés ont donc dû en passer par l'octroi de permis de prospection, puis d'exploitation ;
- Ensuite, l'information des déconvenues connues aux Etats-Unis s'est vite diffusée générant des mouvements d'opposition des populations riveraines (par ailleurs sans intérêt direct à leur exploitation) ;
- Enfin, l'absence d'études préalables à leur exploitation, notamment concernant les risques de fuites, de la part des services nationaux compétents (BRGM).

Les choix économiques à faire :

Comme il a été indiqué en introduction, les oppositions à l'exploitation des gaz et huiles de schistes ne résultent pas seulement des conditions environnementales et sanitaires de leur exploitation. Elles résultent surtout d'une demande de cohérence de la politique publique dans le cadre d'une transition énergétique.
Deux politiques énergétiques s'expriment ainsi :

- L'une qui voit essentiellement dans l'exploitation des gaz et huiles de schiste une perspective de baisse des prix des énergies à court terme. Or comme il vient d'être exprimé, il y existe une incertitude totale sur le potentiel réellement exploitable, sur sa rentabilité et surtout sur la

durée d'une telle exploitation.
- L'autre cherche à fixer un cadre à la transition énergétique en insistant sur la nécessité d'économiser l'énergie et de valoriser les ressources renouvelables nationales comme socle incontournable de la politique énergétique à long terme. Dès lors, une baisse des prix des énergies à court terme par exploitation des gaz et huiles de schistes serait déstabilisatrice surtout si il se confirme qu'une exploitation de ces gisements serait sur une période relativement courte du fait d'un taux de récupération relativement faible. En outre, une baisse des prix du gaz serait totalement contradictoire avec la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

De tout cela, il est possible de tirer les conséquences suivantes :

- Le fait que la France dispose de ressources serait dans tous les cas une bonne nouvelle : elle mérite d'être confirmée. Ceci étant acté, la question centrale est de savoir ce que l'on veut en faire et dans quelle stratégie.
- Il ne faudrait pas que l'exploitation éventuelle des gaz et huiles de schistes s'accompagnent d'une baisse des prix des énergies. Il faudrait donc que l'Etat prélève une rente (l'écart entre le prix de revient et le prix du marché de l'énergie) et que cette ressource budgétaire finance en partie, au moins, la transition énergétique (économies d'énergie dans les bâtiments, l'industrie, les transports…).
- Si le gaz était appelé à jouer effectivement un rôle important dans la transition énergétique, ce ne devrait être qu'une priorité de second rang par rapport à ce qui précède.

Pierre Radanne

Notes

[1] Voir dans « l'encyclopédie du Développement Durable » les articles :
– Jacques Varet,*Le pétrole et les ressources énergétiques fossiles : Le type même de développement non durable*, N° (44) . -
– Bernard Laponche, *Les consommations d'énergie en France*, N° (38/39). -

[2] Voir dans « l'encyclopédie du Développement Durable » les articles :
– Michel Mousel, *La dérive du climat, une crise écologique*, N° (27) –
– Pierre Radanne, *Les leçons de Bali*, N° (56) -

[3] ASPO : Association for Study of Peak Oil : Voir notamment le site ASPO France :
http://aspofrance.org/

[4] Dans son rapport intitulé « Les hydrocarbures de roche-mère en France » (2011), le CGIET précise « qu'il est possible d'imposer une liste positive de produits (une 20aine et non 500) permettant de couvrir toutes les fonctionnalités attendues du mélange et bien adaptés au sous-sol français. »

[5] *http://www.cpepesc.org/Droit-de-pro…*

[6] Le BRGM, qui détient au sein du Service Géologique national l'ensemble des données sur le sous-sol n'a pas été consulté.

[7] Ce qui n'est pas toujours le cas : elles sont souvent, à l'inverse des barrières étanches

[8] Alors que cet article était sous presse, De Margerie président de Total a annoncé en janvier 2013 que l'entreprise « mettait la pédale douce » sur les gaz de schistes aux Etats-Unis. *http://www.lesechos.fr/entreprises-...*

[9] *http://www.upi.com/Business_News/En...*

[10] Celles-ci sont affectées par la réduction des effectifs de la fonction publique.

Bibliographie

* Arkansas. *Lafayetteville shale gas sales information. Oil & gas division*. State of Akansas, 2011.

* D. Bonijoly (BRGM), *Arkansas. Lafayetteville shale gas sales information. Oil & gas division. State of Akansas, 2011.* ,Interview. Le Figaro. Novembre 2012

* CGIETT CGEDD, *Les hydrocarbures de roche mère en France.*, Rapport provisoire. 56p. CGIET n°2011-04-G CGEDD n°007318-01 Avril 2011.

* C. Krauss & E. Lipton, *After the boom in natural gas*. The New York Times, 20 oct. 2012

* J. Laherrere, *Les shale gas*. Club de Nice. ASPO France, déc. 2011. *http://www.clubdeNice.eu/2009/activ...*

* Parlement Européen : *Incidence de l'extraction des gaz de schistes et des pétroles bitumineux sur la santé humaine*, 95p.

* US EIA, *World shale gas resources : an initial assessment of 14 regions outside the US*. Apr. 2011

* R. Vially, G. Maisonnier, T. Rouaud, *Hydrocarbures de roche-mère. Etat des lieux*. Rapport IFPEN,62 729, 22 janvier 2013

* WEO, *World Energy Outlook 2011. Special report : Are we entering the golden age of gaz ?*, AIE Paris, Juin 2011.

* Wood et al, *Shale gas:a provisional assessment of climate change and environmental impact*. Jan. 2011.

Lire également dans l'encyclopédie

dans l'encyclopédie

* Benjamin Dessus, *Introduction à l'énergie*, N° (24) , janvier 2007.

* Michel Mousel, *La dérive du climat, une crise écologique*, N° (27) , janvier 2007.

* Bernard Laponche, *Les consommations d'énergie en France*, N° (38/39) , mai 2007.

* Jacques Varet, *Le pétrole et les ressources énergétiques fossiles : Le type même de développement non durable*, N° (44) , mai 2007.

* Benjamin Dessus, *Urgence pour la réduction des émissions de méthane*, N° (92) , juin 2009.

* Marie Chéron, Liliane Duport, *La transition énergétique : révolution économique et défi démocratique*, N° (169) , octobre 2012.

Sur Internet

- Site ASPO France : *http://aspofrance.org/* .

- Gisement de Fayetteville (Etats-Unis) : *http://www.aogc.state.ar.us/*