n°193/194 - juin 2013

Que penser de l’affaire des gaz de schiste ?

Mots clés associés : innovation, sciences et techniques | climat et énergie | activités minières et extractives | effet de serre (gaz) | energie fossile | pollutions | sous-sol | technologie

Résumé

Les gaz de schiste sont aujourd’hui à l’ordre du jour. Ne serions-nous pas en train de laisser passer une occasion de reprise de l’activité économique avec cette nouvelle opportunité, sachant que des gisements de cette source d’énergie existeraient sur notre territoire ?

Partisans et opposants de leur exploitation confrontent leurs arguments.

L’article de Benjamin Dessus, après avoir rappelé ce que sont les gaz de schistes, compare les caractéristiques des puits de gaz de schiste et ceux des gisements conventionnels.

Il décrit ensuite les techniques de fracturation hydraulique et les problèmes qu’elles posent : grandes quantités d’eau nécessaires, apports de sable, introduction de produits chimiques, importance des équipements métalliques nécessaires… Il liste ensuite leurs conséquences sur le plan écologique : émanations de GES dont des fuites de méthane, pollutions locales liées aux produits chimiques, dégradations des paysages…
Il aborde les aspects économiques, comparant les conditions américaines et européennes : importance des financements, retour sur investissement, créations d’emploi, infrastructures industrielles préexistantes, différences des droits miniers…
Dans les conditions actuelles, il voit mal l’intérêt qu’il y aurait pour les pouvoirs publics à aller vers l’exploration et l’exploitation des gaz de schiste en France, compte-tenu des coûts, des dommages possibles et au risque d’aller à l’encontre des efforts engagés pour les économies d’énergie et la promotion des énergies renouvelables.

Le présent article est la reprise d’un article paru dans le Cahier de *Global Chance* d’avril 2013

Depuis quelques années un vif débat s’est engagé en France sur la question des gaz de schiste dont des gisements exploitables importants pourraient exister.
Les partisans du développement du gaz de schiste en France se fondent principalement sur les arguments suivants :

- un argument d’indépendance énergétique et de relance de l’activité industrielle sur le modèle que semble connaître les Etats –Unis,
- un argument de faible nocivité climatique du gaz naturel par rapport aux autres combustibles fossiles,
- un argument de faible coût de production,

- des réponses potentiellement positives aux questions d'environnement local soulevées par les techniques actuelles, en particulier la fracture hydraulique.

Les tenants de cette thèse tentent de convaincre de la nécessité d'engager a minima des campagnes d'exploration qui permettraient de vérifier la réalité de la ressource, quitte (disent-ils) à surseoir à l'exploitation des gisements jusqu'à ce que les technologies plus respectueuses de l'environnement qu'ils appellent de leurs vœux (et qu'ils souhaitent voir financées) arrivent à maturité. Ils ajoutent que cette exploitation sur le sol français se justifie par les économies de devises et les créations d'emplois que provoquerait une telle activité pendant le temps où le recours au gaz naturel restera nécessaire à la transition énergétique.

Les partisans d'une interdiction totale d'exploration et a fortiori d'exploitation des gaz de schiste se fondent sur les arguments principaux suivants :

- la contradiction notoire entre les objectifs chiffrés de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2020 (-20%) et à l'horizon 2050 (- 80%) et le lancement d'une politique de production massive d'énergie fossile,
- la contradiction entre un discours de mise à disposition d'une énergie nationale abondante et relativement bon marché grâce au gaz de schiste, et celui d'une forte incitation à des mesures d'économie d'énergie en France alors qu'elle s'y est engagée à hauteur de 20% en 2020.
- la soustraction de fonds financiers aux énergies renouvelables que constituerait le financement massif de forages de gaz de schiste, alors que la France s'est engagée sur un objectif de 23% d'énergies renouvelables en 2020.
- la gravité des nuisances locales qu'entraînerait l'exploitation des gaz de schiste (paysages, ressources en eau, pollution des nappes etc.).
- et, plus récemment l'importance des émissions de gaz à effet de serre induites par les fuites de méthane.

Par contre ni les défenseurs ni les détracteurs des gaz de schiste ne semblent s'être sérieusement penchés sur les spécificités économiques et industrielles d'une exploitation en France de cette ressource éventuelle.

Pour aborder ce débat en toute connaissance de cause, il est important d'aborder les différentes questions de nature physique et technique qui caractérisent le domaine des gaz de schiste et d'en connaître les spécificités.

Auteurs

Dessus Benjamin

Benjamin Dessus, ingénieur et économiste, a travaillé dans le domaine de l'énergie depuis une trentaine d'années, d'abord aux Études et recherches d'EDF puis à l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie, enfin au CNRS où il a animé plusieurs programmes interdisciplinaires de recherche sur l'énergie, l'environnement et le développement durable. Il préside actuellement l'association *Global Chance*.

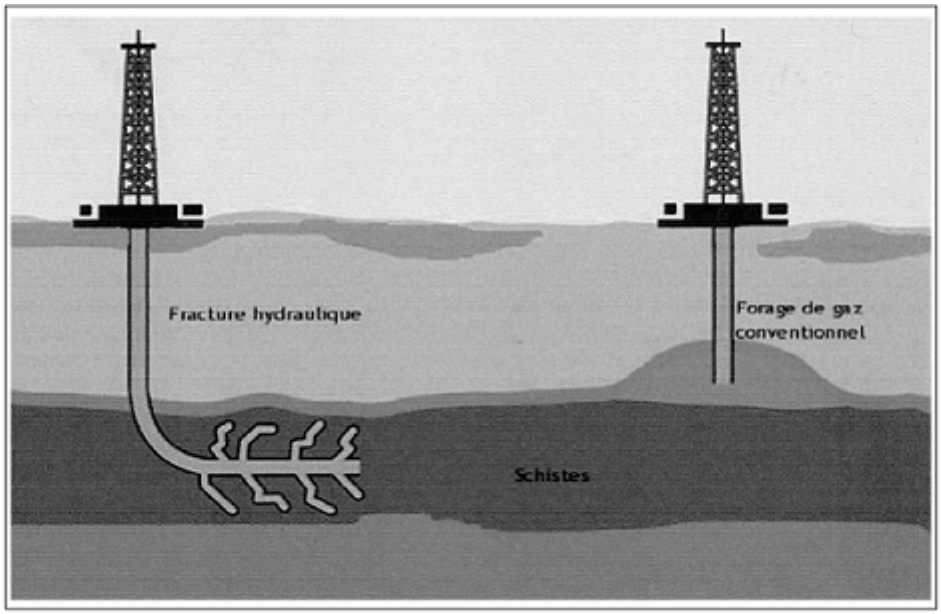
Texte

1 - Qu’est ce que le gaz de schiste ?

Il s’agit de gaz conventionnel (du méthane) contenu dans une roche que les géologues appellent « roche mère ». Cette roche-mère était initialement un sédiment marin riche en matière organique. Avec l’enfouissement à des profondeurs de 2000 à 3000 mètres, la matière organique, sous l’effet de la température et de la pression, s’est transformée au cours des temps géologiques en gaz qui imprègne la totalité du sédiment devenu une roche microporeuse et imperméable. Une partie du gaz contenu dans la roche mère a été expulsée et a migré vers le haut jusqu’à rencontrer une roche magasin protégée par une barrière étanche pour former un gisement dit « conventionnel ». Une autre partie du gaz, est restée piégée dans la roche-mère pour former un gisement diffus de gaz dit « non conventionnel ». . Le gaz de schiste, contrairement au gaz naturel, reste donc piégé de façon diffuse dans les roches à forte teneur en argile où il se forme : il est donc nécessaire de fracturer ces roches pour pouvoir le récupérer. Cette fracturation n’est possible que si l’agile se trouve en présence de calcaire ou de silice qui permettent l’ouverture de ces fractures.

2 - Comment l’exploite t-on ?

Le procédé commun s’appuie sur le forage directionnel (souvent horizontal), associé à la fracturation d’un grand nombre de puits. Il consiste à forer à une profondeur et un angle qui permettent au puits de rester confiné dans la zone potentiellement productrice et à fracturer cette roche pour réaliser des fissures. La fracturation consiste à provoquer un grand nombre de micro-fractures dans la roche contenant le gaz, qui permet à celui-ci de se déplacer jusqu’au puits et d’être récupéré en surface. La fracturation est aujourd’hui obtenue par l’injection d’eau à haute pression dans la formation géologique. Afin d’améliorer l’efficacité de la fracturation, on ajoute dans l’eau du sable pour empêcher les fractures de se refermer, des biocides pour réduire la prolifération bactérienne dans le fluide et dans le puits, des lubrifiants qui favorisent la pénétration du sable dans les micro-fractures ouvertes par la pression de l’eau et enfin des détergents qui augmentent la désorption du gaz. La fracturation hydraulique d’un puits suppose l’injection sous haute pression de 15 à 20 000 m » d’eau, de 1000 à 1200 tonnes de sable et de 150 tonnes de produits chimiques divers.



1

Figure 1 : *Schémas d'un puits de gaz de schiste et d'un puits de gaz conventionnel*

3 - Les réserves de gaz de schiste

Le sous-sol terrestre contient sans doute des gisements importants de gaz de schiste, sans qu'on ait une idée claire sur les quantités réellement exploitables. L'EIA [1] , a publié en 2011 une évaluation des ressources potentielles mondiales qui les chiffrait à hauteur des réserves estimées de gaz conventionnel. Ce type d'étude est fondé sur une analyse cartographique des terrains sédimentaires susceptibles de contenir ce type de gaz. On évalue la superficie des couches argileuses potentiellement fertiles en méthane et l'épaisseur de ces couches. On en déduit un volume auquel on associe une évaluation d'un taux de matière organique pour conclure à un volume potentiel de méthane potentiellement présent. Mais le résultat est évidemment très sensible au choix du taux de matière organique contenu dans l'argile. D'autre part, la présence potentielle de méthane dans une couche géologique n'induit pas systématiquement la possibilité d'une exploitation économiquement vraisemblable. L'étude de l'EIA reste donc très approximative et contestée. En Pologne par exemple, les forages d'exploration réalisés semblent montrer que les prévisions de l'étude EIA étaient très surévaluées (un facteur 10).

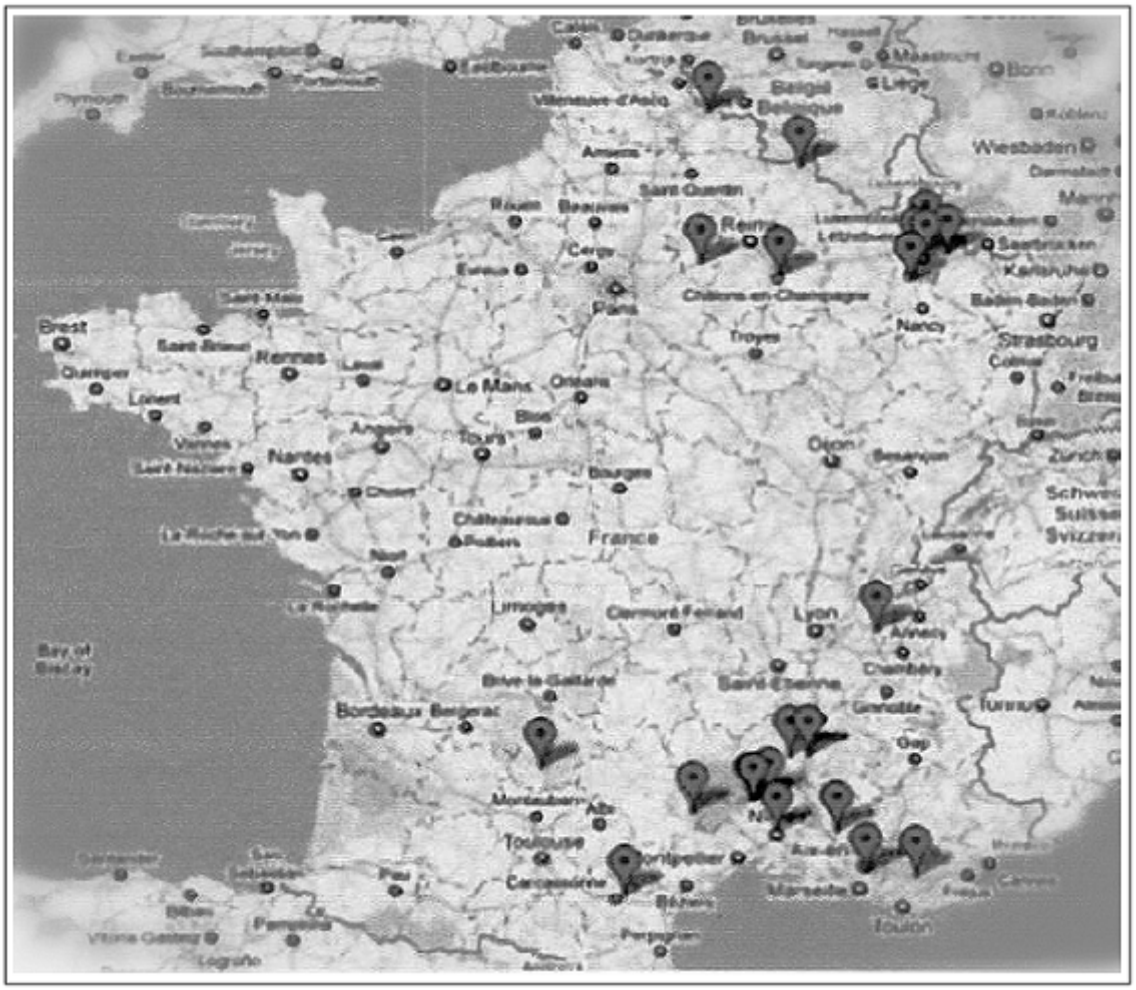


Figure 2 : *Les permis d'exploration de gaz de schiste en 2010*

En France, les régions potentiellement riches en gaz de schiste se situent dans l'est et le sud-est de la France comme le montre la carte ci-dessus des permis d'exploration qui avaient été octroyés en 2010 par le ministère de l'écologie et qui ont été abrogés en 2012.

4 - Caractéristiques comparées des puits de gaz de schiste et de gaz conventionnel

La différence principale qui existe entre le gaz conventionnel et le gaz de schiste réside dans la concentration des gisements. Alors que les gisements conventionnels sont le résultat d'une concentration de gaz par remontée de gaz diffus contenus dans des roches poreuses vers des réservoirs de volume restreint, les gaz de schistes se présentent sous forme diffuse dans des volumes très vastes, avec des concentrations volumiques beaucoup plus faibles.

Pour les gaz de schiste, les évaluations des productivités moyennes totales par puits aux Etats- Unis se situent entre 2 et 3 Bcf [2] (56 à 86 millions de m3). Stephenson et al [3] donnent une productivité moyenne de 2 Bcf par puits (56,6 millions m3) en faisant une moyenne entre des données de production en provenance de US Geologic Survey qui montre que la fourchette pour les puits horizontaux se situait entre 0,9 et 2,6 Bcf par puits. Jiang et al [4] proposent une moyenne de

2,7 par puits. Nous retiendrons dans la suite de cette étude une valeur de 2 Bcf (56 millions de m3). Cette moyenne recouvre des situations contrastées, avec des puits dont les productivités s'étagent entre quelques millions et plus de 100 millions de m3.

Pour les gaz conventionnels, on dispose d'une première indication : en 2005, à une époque où l'exploitation des gaz de schiste était encore inexistante, la production mondiale de gaz atteignait 2865 Milliards de m3 pour 425 000 puits en activité [5] . La productivité moyenne annuelle des puits de gaz conventionnel était donc de 2865/425 = 6,74 M m3/an ; Mais cette production était la moyenne de production de puits creusés récemment et de puits plus anciens. Sur la base d'une duré de vie moyenne de quarante à cinquante ans et d'une progression de la production d'un facteur 2 en 40 ans, on peut considérer que la productivité totale moyenne d'un puits est de l'ordre de 50 à 60 fois la production annuelle moyenne des puits de différents âges soit 350 millions à 400 millions de m3 par puits, entre 5 et 7 fois supérieures à la productivité d'un puits de gaz de schiste.(puits offshore inclus X7). Là aussi, cette moyenne est celle de productivités très variées : à titre d'exemple un puits du gisement de Lacq a une productivité totale exploitable de l'ordre de 2 milliards de m3 (60 milliards de m3 pour 32 puits) en une cinquantaine d'années.

Mais la différence la plus importante réside dans la durée de vie des gisements. Alors que la plupart des puits de gaz conventionnels sont exploités sans baisse significative de leur débit pendant plusieurs dizaines d'années (40 à 50 ans), les puits de gaz de schiste se caractérisent par un débit très rapidement décroissant en quelques années comme le montre les figures 3 et 4.

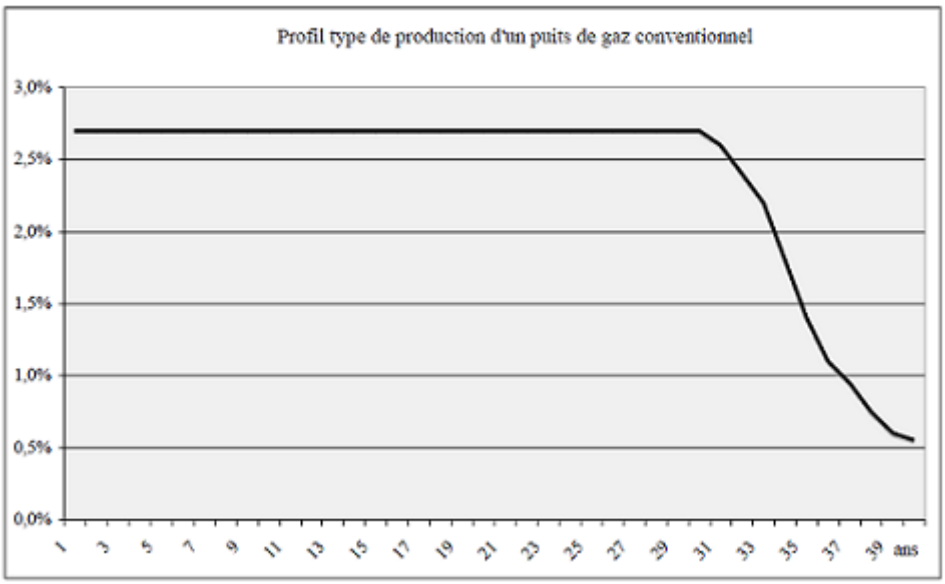


Figure 3 : *Profil type de production d'un puits de gaz conventionnel de durée de vie de 40 ans (en % par an de sa production totale)*
Source : B Dessus

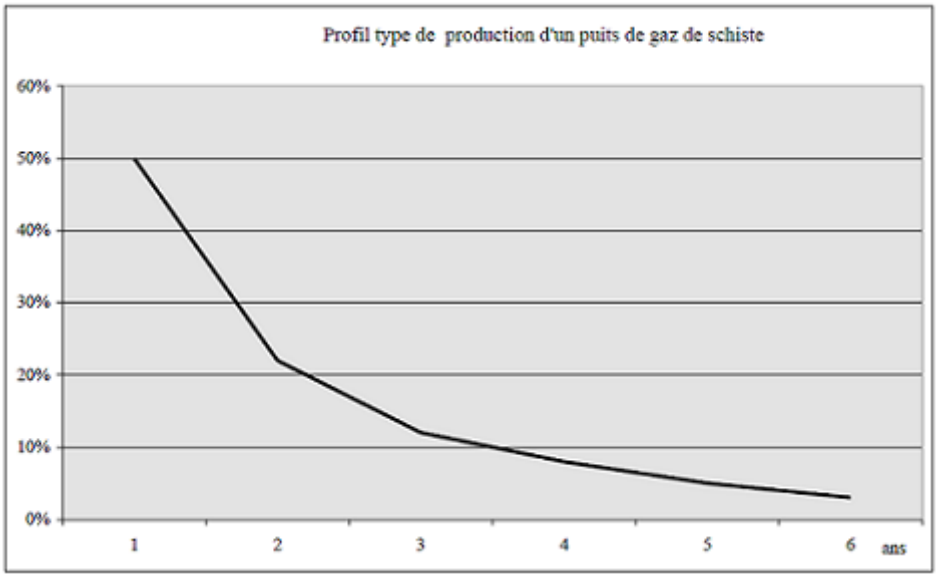


Figure 4 : *Profil type de production d'un puits de gaz de schiste (en% par an de la production totale)*

Source : PR Bauquis Les gaz de roche mère, mines Paris Tech

Cette différence de durée de vie moyenne d'exploitation des puits a des conséquences importantes. On peut en prendre conscience en comparant par exemple les profils de deux programmes de forages, l'un avec des puits de gaz de schiste, l'autre avec des puits conventionnels conduisant à un horizon de 10 ans à la même production de gaz naturel.
Dans l'exemple représenté par la figure 3 on suppose pour les deux stratégies une augmentation linéaire du nombre de forages sur ces 10 ans de façon obtenir la onzième année la même production.

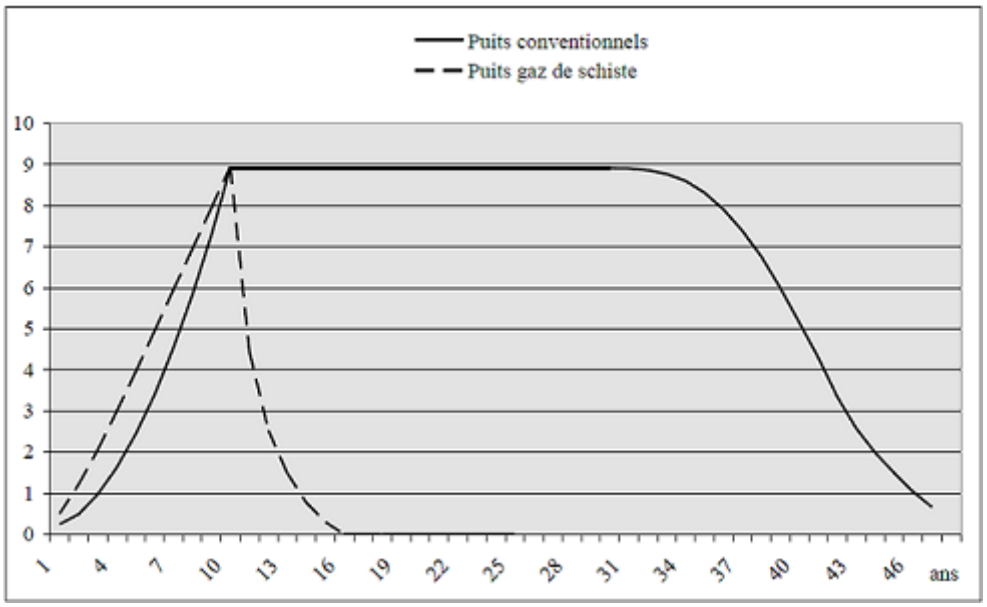


Figure 5 : *Profils de production de deux programmes de forage s'étendant sur 10 ans permettant à leur issue de produire 9 unités arbitraires de gaz de schiste.*

La figure 5 montre deux profils très différents :
Dans le cas des puits de gaz conventionnel, l'arrêt du forage au bout de 10 ans n'a de conséquences sensibles que 25 années plus tard où la production commence à baisser : 30 ans après l'arrêt du programme de forage, la production est encore de 50% de la production initiale.
Dans le cas du programme de forage gaz de schistes, il en va très différemment : 2 ans après l'arrêt du programme de forage, la production a déjà chuté d'un facteur 2 et devient marginale au bout de

4 ou 5 ans.
Si l'on veut maintenir à son niveau maximum la production de gaz de schiste, il faut continuer à forer à un rythme voisin de celui de la dernière année du programme. Sinon, la production s'écroule brutalement dès l'année suivante. Aux Etats-Unis où la croissance de la production a été de l'ordre de 50% par an depuis 5 ans, la production future va donc être très sensible au comportement d'investissement à très court terme des industriels, comportement qui peut évoluer très vite en fonction de la conjoncture énergétique et financière.

Il s'agit là d'une exception dans le domaine des hydrocarbures, qu'il s'agisse de pétrole ou de gaz, où la plupart des gisements font l'objet d'une exploitation de longue durée. Plus généralement d'ailleurs les systèmes de production énergétique se caractérisent par des durées de vie qui s'expriment en décennies.

5 - Les questions d'environnement local

C'est sur ce sujet que se sont concentrées les principales polémiques, aussi bien aux Etats-Unis qu'en France. Elles concernent plusieurs aspects environnementaux et sanitaires

5.1. L'occupation spatiale des forages et le mitage des territoires.

Figure 6 : *paysage d'un champ d'exploitation de gaz de schiste aux Etats-Unis.*

L'observation de l'exploitation actuelle des gaz de schiste aux Etats –Unis montre une densité de puits de l'ordre de 2 à 4 puits au km2. Chacun de ces puits occupe de l'ordre de 1,5 à 2 hectares pendant la période de forage et de fracturation et une surface de 0,4 à 1,2 hectares en phase d'exploitation. A cela s'ajoutent les voies d'accès à ces différents puits qui occupent de l'ordre de deux hectares par km2.
C'est donc 4 à 10% d'un territoire qui sont artificialisés au cours du forage et 2 à 4% définitivement perdus pour d'autres activités.
On peut néanmoins réduire cette occupation d'un facteur deux à trois au maximum en réalisant

plusieurs forages horizontaux dans différentes directions à partir d'un seul puits.
Il n'en reste pas moins que cette activité conduit à un véritable mitage des territoires, avec des conséquences importantes en termes de concurrence d'usage des sols dans les zones agricoles et urbaines et des conséquences sur l'attrait touristique pour les zones peu peuplées.

5.2. La fracturation hydraulique et la gestion de l'eau.

Chaque puits de gaz de schiste exige l'amenée sur le terrain de 15 000 à 20 000 m3 d'eau nécessaires à la fracturation auxquels sont mélangés 100 à 150 tonnes de produits chimiques divers et 1000 à 1200 tonnes de sable. L'équipement d'une surface de 10 km2 en puits de gaz de schiste suppose donc l'amenée de 600 000 à 800 000 m3 d'eau, de 4 000 à 6 000 m3 de produits chimiques et de l'ordre de 50 000 tonnes de sable et donc la rotation de plusieurs milliers de camions, avec les nuisances qui y sont associées (bruit, pollution locale, dégradation des routes, émissions de CO2).
Plus de la moitié de l'eau injectée reste dans le sous sol et celle qui est extraite des puits après la fracturation est contaminée par les centaines de produits chimiques qui y sont mélangés et par son passage dans la roche mère qui la charge en sels minéraux divers. Il est donc indispensable de la décontaminer, à la fois pour des raisons sanitaires et pour des raisons de protection de la ressource. Mais même dans le cas où l'eau récupérée est convenablement décontaminée, la perte en eau reste importante et créé des concurrences avec d'autres usages.
Les centaines de produits chimiques utilisés comme additifs dans l'opération de fracturation, dont la plupart sont toxiques ou cancérigènes, sont des polluants qui peuvent s'infiltrer dans les nappes phréatiques et contaminer l'eau que nous consommons.
Les eaux usées qui remontent à la surface chargées de sels minéraux et de gaz posent des questions de retraitement qui ne sont pas toutes résolues et émettent des rejets gazeux dont certains sont dangereux pour la santé (en particulier des hydrocarbures cancérigènes).
Quant aux eaux qui restent en sous sol, elles ont tendance filer dans les zones de moindre résistance, les couches les plus perméables notamment les aquifères les plus proches. Les risques de fuite sont relativement faibles dans des formations comme le trias ou le dogger du bassin parisien qui sont protégées par un empilement de couches géologiques imperméables. Mais lorsque ces couches comportent des failles qui les mettent en contact avec le système hydrogéologique de surface, comme c'est le cas dans les Causses et la bordure cévenole, les risques de fuites d'eau contaminée et de gaz vers les nappes de surface deviennent très élevés.
On a enfin constaté aux Etats-Unis sur certains puits des fuites de méthane vers les nappes phréatiques, méthane qu'on retrouve dans l'eau de consommation domestique. On attribue ces fuites à des défauts d'étanchéité des puits. Enfin l'injection d'eau à très haute pression de la fracturation hydraulique peut entraîner des risques sismiques même s'ils restent modérés : on a déjà constaté des secousses de magnitude de 2,3 sur l'échelle de Richter en Grande Bretagne lors de ces fracturations.

5.3. La production et le transport du sable.

Aux Etats-Unis le développement des gaz de schiste a entraîné une explosion de la production de sable qui est passée pour ce besoin entre 2009 et 2011 de 7 millions de tonnes à 28 millions de tonnes pour 15 000 fracturations environ. La production, la logistique et la consommation de sable constituent donc aujourd'hui aux Etats–Unis un véritable défi. Ils risquent de devenir dans ce pays un des éléments limitants au développement des gaz de schiste et une source importante de coûts supplémentaires d'infrastructures diverses (carrières, voies ferrées, etc.).

6 - Les questions d'environnement global

Il s'agit essentiellement de la question des fuites de méthane qui accompagnent l'exploitation des gaz de schiste.
Depuis le début des années 2000, la communauté scientifique a pris une conscience plus aigue de l'importance du méthane en tant que gaz à effet de serre et de l'importance du système gazier dans ces émissions [6]. Trois raisons principales y ont contribué :

- des études plus précises sur le forçage radiatif du méthane ont conduit à proposer un renforcement constant des valeurs du Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) indiquées par le GIEC dans son rapport de 1995 (21 à 100 ans et 72 à 20 ans) et qui ont été initialement retenues par le protocole de Kyoto. Dans son rapport de 2007 le GIEC proposait une augmentation du PRG du méthane à 100 ans de 25 contre 21 et des études plus récentes conduisent à proposer une valeur de 33 pour ce même PRG à 100 ans et de 105 à 20 ans (Shindell et al, 2009).
- les craintes d'un réchauffement trop rapide dans les 20 ou 30 ans qui viennent ont conduit à s'intéresser au PRG du méthane à plus court terme, à 20 ans par exemple,
- le développement extrêmement rapide de l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis.

Depuis 2006 la plupart des études montrent que l'exploitation du gaz naturel non conventionnel par fracturation hydraulique aux Etats- Unis entraîne des émissions de méthane nettement plus élevées que celles du gaz conventionnel comme le montre le tableau 1 ci–dessous.

Tableau 1 : *Emissions comparées du gaz conventionnel et du gaz de schiste (hors transport et distribution)*
[7]

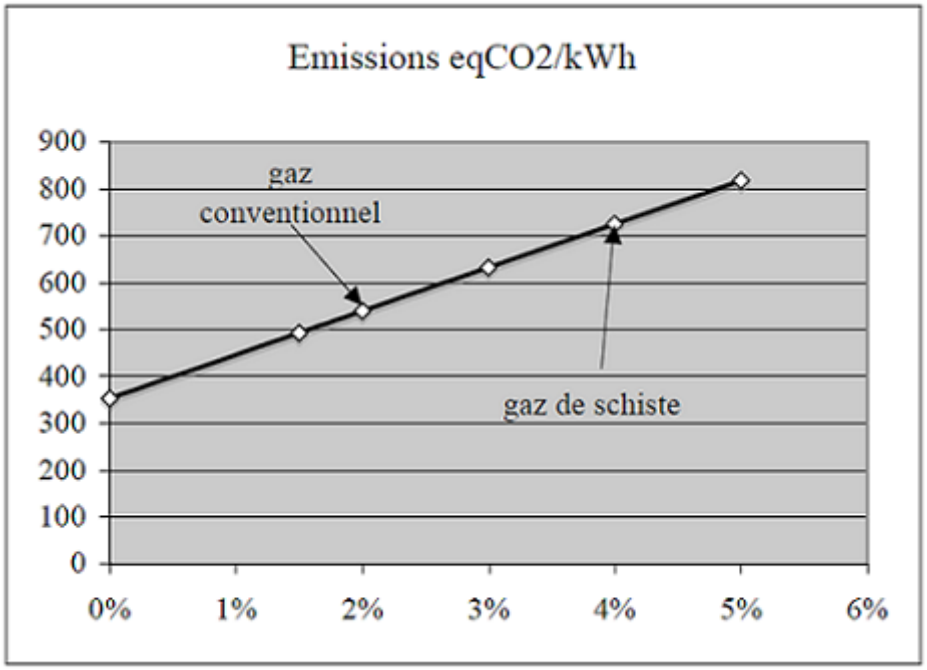
Auteurs	**Conventionnel**	**Gaz de schiste**
Hayhoe et al. (2002)	1.2 %	
Howarth et al. (2011)	1.4 %	3.3 %
EPA (2011)*	1.6 %	3.0 %
Hultman et al. (2011)	1.3 %	
Jiang et al. (2011)		2.0 %
Venkatesh et al. (2011)	1.8 %	
Burnham et al. (2011)	2.0 %	1.3 %
Stephenson et al. (2011)	0.4 %	0.6 %
Cathles et al. (2012		0.9 %
Petron et al. (2012)		4.0 %

L'étude de Pétron et al qui, à la différence de la plupart des autres, a été effectuée sur une année complète, semble la plus robuste, bien qu'elle ne concerne qu'un seul puits. Elle recoupe bien les données obtenues par Howarth [8] sur les émissions qui accompagnent l'extraction de l'eau de fracturation du puits qui constitue la principale différence d'émissions avec les puits conventionnels. Dans ces conditions, en tenant compte du transport et de la distribution (dont le poids semble se situer entre 0,7 % et 1,5 %), les émissions de méthane des puits non conventionnels apparaissent

comme supérieures de 40 à 60 % à celles des puits de gaz conventionnel.

On peut néanmoins penser que des améliorations puissent être réalisées sur l'étape d'extraction de l'eau de fracturation à la condition d'installer en sortie de puits un système de dégazage de l'eau efficace, au prix d'investissements supplémentaires.
On peut prendre conscience de l'importance potentielle de ces fuites de méthane en examinant les conséquences qu'elles pourraient avoir sur la production d'électricité avec Cycles combinés à gaz réputés pour être particulièrement modestes en émissions de gaz à effet de serre par rapport à leurs concurrents charbon et pétrole. C'est l'objet de la figure 4.

Figure 7 : *Emissions en geq CO2 par kWh d'un cycle combiné de rendement 0,58 pour différents taux de fuites du système gazier (effet de serre à 20 ans PRG = 72, hyp GIEC 1995)*



Les émissions au kWh comptées en grammes équivalent CO2 à 20 ans (avec le coefficient 72 donné par le GIEC en 1995) dues aux fuites de méthane viennent plus que doubler celles de la combustion du gaz naturel pour un taux de fuite de 4%. Si l'on adopte la valeur de PRG de 105 qui résulte des dernières estimations, ce doublement intervient pour des fuites de 2,8 %.
Si les fuites de méthane totales atteignent 5% les cycles combinés à gaz naturel ne présentent plus aucun avantage d'émission de GES par rapport à des centrales classiques à charbon pulvérisé.

A un niveau plus global, dans leur dernière évaluation, [9] Howarth and al considèrent qu'à horizon de 20 ans, les émissions de méthane actuelles représentent aux Etats–Unis près de la moitié des émissions totales de gaz à effet de serre et les émissions fugitives du système gazier 17 % des émissions totales. C'est évidemment considérable. Même si ces chiffres doivent encore être affinés par de nouvelles campagnes de mesure, il apparaît clairement qu'un développement important des gaz de schiste dans l'état actuel des techniques risque d'avoir des conséquences importantes sur le climat à court et moyen terme.

_7 - Les aspects économiques : Le risque d'une pyramide de Ponzi

La comparaison des caractéristiques physiques des puits traditionnels et des puits de gaz de schiste ne semble pas a priori en faveur de ces derniers : la profondeur et les difficultés de forage sont au moins aussi importantes et souvent plus importantes pour un puits de gaz de schiste que pour un puits traditionnel. D'autre part il faut forer en moyenne plus de puits pour produire la même quantité totale de gaz naturel. Même en supposant des coûts de forage identiques, on s'attend donc à trouver des coûts de production nettement plus élevés pour le gaz de schiste que pour le gaz conventionnel.
Aux Etats-Unis pourtant, le développement des gaz de schiste s'est accompagné d'une réduction des prix du gaz sur le marché. Les phénomènes de surproduction par rapport à la demande qui se sont très probablement produits du fait de la crise du logement qui a accompagné celle des subprimes, ont sans doute conduit des producteurs à vendre à des prix inférieurs à leurs coûts de production. Mais une bonne part d'explication à ce développement réside dans les caractéristiques mêmes de cette production dont le profil temporel est très différent et celui du gaz conventionnel.

On peut en donner un aperçu à travers un calcul comparatif simplifié qui consiste à comparer les coûts de production d'un puits de gaz conventionnel à celui d'un puits de gaz de schistes produisant respectivement des quantités totales Pt1 et Pt2 cumulées de gaz naturel au cours de leur durée d'exploitation.
Le premier projet, celui de gaz conventionnel, exige un investissement initial I1 et produit pendant 40 ans selon le profil de la figure 3.

Le second, celui de gaz de schiste, exige un investissement I2 et produit pendant 6 ans selon le profil de la figure 4.

Si l'investisseur n'affichait aucune préférence pour le présent par rapport à l'avenir, l'arbitrage qu'il aurait à réaliser se bornerait à comparer les valeurs I1/Pt1 et et I2/ Pt2 .

Mais si, comme c'est toujours le cas, l'investisseur affiche une préférence pour le présent par rapport à l'avenir, en utilisant pour ses calculs de rentabilité un taux d'actualisation positif (par exemple le taux des emprunts que lui accorde son banquier) le calcul devient un peu plus complexe. Le choix d'un taux d'actualisation x revient en effet à considérer que la production réalisée l'année n après la mise en route est affectée d'un coefficient 1/(1+x)n.
Le coût de la part d'investissement dans celui du gaz s'écrit alors :

$$C1 = I_1 / \sum_{1}^{6} 1/(1+x)^n \text{ et } C2 = I_2 / \sum_{1}^{40} 1/(1+x)^n$$

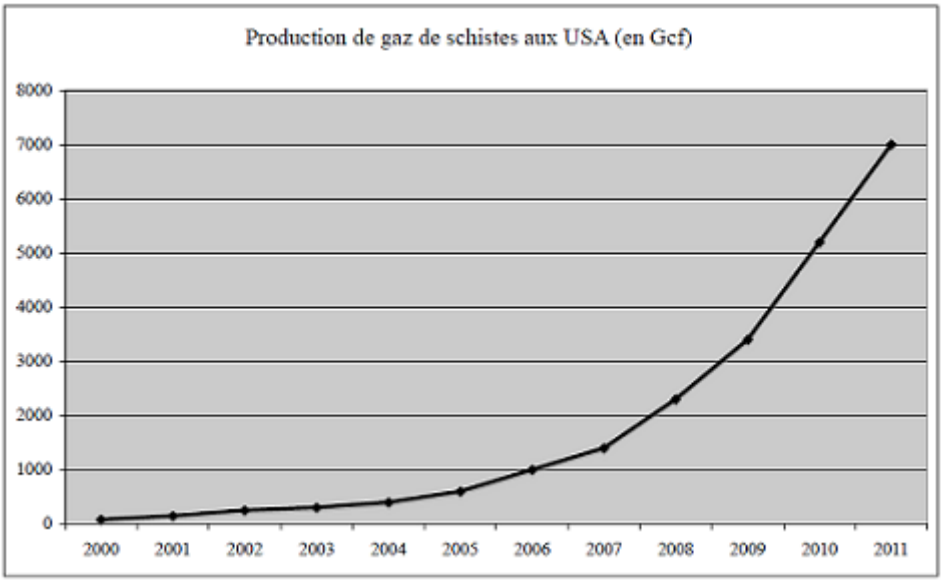
Si le taux d'actualisation est de 10 % X12 la valeur cumulée actualisée de la production du gaz de schiste atteint 83 % de la production physique totale Pt, alors que celle de la production du gaz de puits conventionnel n'atteint que 26 % de cette même production Pt.

$$C1 = I_1 / 0{,}26\ Pt_1 \text{ et } C2 = I_2 / 0{,}83 Pt_2$$

La prise en compte d'un taux d'actualisation de 10% diminue le coût du capital dans le coût total de production du gaz de schiste d'un facteur 86 / 26 = 3,3 par rapport à celui du gaz conventionnel.

Autrement dit, pour un taux d'actualisation de 10 %, un industriel peut, pour une même rentabilité, investir 3,3 fois plus dans un forage de gaz de schiste que dans celui d'un puits de gaz conventionnel de même productivité totale.
Le très rapide retour sur investissement des opérations de forage des gaz de schistes est donc un élément déterminant de son développement aux Etats-Unis qu'illustre la figure 8.

Figure 8 : *Evolution de la production de gaz de schiste aux Etats Unis depuis 2000 (en milliards de pieds cube)*



Source : IHS

Selon le bureau d'études américain IHS [10] , aux Etats- Unis, les coûts d'investissement (forage, fracturation, raccordement, etc.) observés se situent dans une fourchette de 3 à 12 millions de dollars avec une moyenne par puits de 6,6 millions $ [11] : 32 % pour le forage, 56% pour la fracturation, 12 % pour les installations et le transport du gaz. Ces coûts de forage et de fracturation bénéficient d'un effet d'échelle du fait de leur nombre annuel (7000 en 2011). La concentration géographique des forages permet en effet une utilisation optimale des outils de forage et de fracturation.
Ces coûts de forage, souvent cependant plus élevés que ceux des puits traditionnels du fait de la fracturation, se comparent par contre favorablement aux coûts des forages en mer qui sont systématiquement nettement plus élevés que ceux des forages terrestres .
D'autre part le droit minier américain qui reconnaît au propriétaire du sol celle du sous-sol, favorise le développement par essaimage en « rhizome » autour des premiers forages productifs.
Enfin, les foreurs disposent de conditions fiscales très intéressantes qui leur permettent, à travers un amortissement accéléré d'éviter les impôts sur les bénéfices qu'ils engrangent dans leurs opérations de forage de pétrole et de gaz offshore.
Dans ces conditions, les forages de gaz de schiste disposant de débits initiaux souvent nettement supérieurs à ceux des puits conventionnels, peuvent trouver une rentabilité industrielle dans ce pays, même si leur productivité totale reste très inférieure à celles de la plupart des puits conventionnels dont l'exploitation complète exige des dizaines d'années. C'est ainsi par exemple qu'à coût de forage égal, un forage de puits de gaz de schiste de productivité de totale de 50 millions de m3 et de 25 millions de m3 de débit initial dégage la même rentabilité qu'un puits conventionnel de 200 millions de m3 mais de débit annuel 5 fois plus faible.

Mais la question qui se pose aujourd'hui où la crise immobilière a fait chuter la demande de gaz est de savoir si les investisseurs vont continuer à financer les forages à un rythme suffisant. Si certains d'entre eux y renoncent ou différent leurs investissements comme on commence à le constater aux Etats-Unis on assistera très vite à une chute de la production de gaz de schiste. Alors que toutes les autres filières de production d'énergies fossiles se caractérisent par une grande inertie et donc par une forte pérennité, celle des gaz de schiste se caractérise par contre sa très grande volatilité.

En France, la situation serait très différente.
Il n'existe pas aujourd'hui de tissu important d'entreprises de forage comme il en existe aux Etats–Unis où les capacités de forage permettent de démarrer simultanément plusieurs milliers de chantiers de forage (les rigs).

D'autre part les zones en France où il existe a priori des gisements de gaz de schiste sont soit dans des vallées peuplées où l'espace nécessaire aux forages serait difficile à trouver sans créer des concurrences d'usage des sols et des nuisances majeures, soit dans des zones beaucoup moins peuplées mais accidentées qui présentent des difficultés d'accès importantes.

Enfin le droit minier français ne permet pas au propriétaire d'un terrain d'y forer sans contrainte. La procédure des permis d'exploration puis d'exploitation d'un gisement éventuel y est donc beaucoup plus complexe qu'aux Etats-Unis.
L'ensemble de ces contraintes a toutes chances d'augmenter considérablement les délais, les coûts de forage, de fracturation et d'exploitation de la ressource potentielle.

Il ne serait donc pas raisonnable d'imaginer, si la ressource se révélait existante et exploitable, un développement des gaz de schiste en France homothétique de celui qu'ont connu les Etats- Unis. Le rythme de développement éventuel et les coûts d'accès ont toutes les raisons d'y être très différents.

8 - La question des emplois

Le rapport d'octobre 2012 du bureau d'études IHS déjà cité traite cette question pour les Etats–Unis. [12] ? L'activité gaz de schiste y a produit 24 bcf/ jour pour 187 000 emplois directs en 2012. Cette même année 40 milliards de $ ont été investi dans cette activité et il est prévu d'investir 59 milliards de $ en 2015 pour produire 4 bcf de plus qu'en 2012 avec 263 000 emplois.
L'investissement supplémentaire de 19 milliards $ aura donc permis la création de 263 000 – 187 000 = 76000 emplois, soit environ 250 000 $ ou 200 000 € par emploi.
En France, une récente étude de l'ADEME [13] montre que les investissements supplémentaires réalisés entre 2006 et 2012 sur l'ensemble des énergies renouvelables, de 4 milliards d'euros [14] , ont permis de produire 5,7 Mtep supplémentaires en 2012 et de créer 36 000 emplois directs en France, soit 110 000 euros par emploi et 700 €/tep [15] .

Pour les économies d'énergie dans le bâtiment par exemple on trouve un ratio d'investissement encore beaucoup plus faible. En effet entre 2006 et 2012 l'investissement de 2,6 milliards€ supplémentaires s'est accompagné de la création de 50 300 emplois soit de l'ordre 50 000 €/emploi.

Ces chiffres montrent que des stratégies alternatives d'investissement d'efficacité énergétique, voire

d’énergies renouvelables, sont au moins aussi porteuses (voire nettement plus pour l’efficacité énergétique dans le bâtiment) en terme d’emplois directs que l’activité gaz de schiste.

La création d’emplois par une activité gaz de schiste n’est donc pas un argument discriminant en faveur de cette activité par rapport à d’autres activités énergétiques comme les économies d’énergie ou les renouvelables.

Eléments de conclusion

A l’issue de ce tour d’horizon technique et économique, un certain nombre de conclusions paraissent se dégager :

- l’exploitation des gaz de schiste présente avec les technologies actuelles de très graves nuisances environnementales aussi bien au niveau local que global qui justifient amplement son interdiction dans un pays comme la France.
- même si des progrès techniques très importants, mais non encore acquis, étaient réalisés dans les années qui viennent sans remettre en cause l’économie de l’exploitation éventuelle, les émissions de gaz à effet de serre supplémentaires importantes qu’entraînerait une telle exploitation sont contradictoires avec la volonté
- contrairement à certaines affirmations, et à supposer que la France dispose de gisements de gaz de schiste réellement intéressants, il est loin d’être acquis que leur exploitation puisse s’y effectuer à des coûts compétitifs. On sait par contre que le développement éventuel de cette activité à des niveaux significatifs exigerait des investissements récurrents de grande ampleur pour maintenir une production au- delà de quelques années.
- les financements importants nécessaires à cette activité potentielle très capitalistique sont moins porteurs d’emplois que les activités d’économies d’énergie.

Dans ces conditions, on voit mal l’intérêt qu’il y aurait pour les pouvoirs publics à autoriser des forages d’exploration comme le demandent avec insistance les industriels du secteur. S’ils montraient la présence d’une ressource exploitable, ces mêmes pouvoirs publics seraient en effet instantanément soumis à une pression majeure des industriels du secteur pour les autoriser à en entreprendre l’exploitation, malgré les risques et les pollutions locales, au mépris des objectifs de réduction des émissions de GES auxquels la France s’est engagée, et au risque de voir les efforts d’économie d’énergie et de promotion des énergies renouvelables ralentir dangereusement pendant de longues années.

Benjamin Dessus

Notes

[1] US Energy Information Agency, chargé des statistiques énergétiques du gouvernement des USA

[2] Bcf : billion cubic feet, milliard de pieds cube.

[3] Stephenson, T, Valle, J. E., Riera-Palon X., Modelling the relative GHG emissions of conventional and shale gas production. Environ. Sci. Tech. 45 : 10757 10764.

[4] Jiang, M., Griffin, M. W., Hendrickson, C., Jaramillo, P., Van Briesen, J., and Venkatesh, A., 2011. Lifecycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. Published in Environmental Resource Letters (July-September 2011).

[5] Source *http://unctad.org/en/Pages/Home.aspx*

[6] Benjamin Dessus, Bernard Laponche et Hervé Le Treut, *Effet de serre, n'oublions pas le méthane*, La Recherche , mars 2008, p. 47

[7] * Schaefer K, Zhang T, Bruhwiler L, and Barrett A. (2011). *Amount and timing ofpermafrost carbon release in response to climate warming.* Tellus 63 : 165-- 180. doi : 10.1111/j.1600--0889.2011.00527.x ,
* Stephenson T, Valle JE, Riera--Palou X (2011). *Modeling the Relative GHG Emissions of conventiionnal and shale gas production*, environt sci tech 45 10757-10764,
* Hultman N and al(2011). *The greenhouse impact of unconventional gas for electricity generation*. Environ. Res. Lett. 6 : 044008, doi:10.1088/1748--9326/6/4/044008,
* Jiang M.and a A(2011). *Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas.* Environ.6 : 034014, doi:10.1088/1748--9326/6/3/034014,
* Lelieveld J and al, *Low methane leakage from gas pipelines*, Nature :434 : 841-842,
* Petron G, and al(2012). *Hydrocarbon Emissions Characterization in the Colorado FrontRange – A Pilot Study*. Journal of Geophysical Research, in press, doi:10.1029/2011JD016360,
* Venkatesh A, and al(2011). *Uncertainty in lifecycle greenhouse gas emissions from United States natural gas end--uses andits effect on policy*. 45 : 8182--8189,
* Cathles LM and al(2012). A commentary on "Thegreenhouse--gas footprint of natural gas in shale formations" by R.WHowarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea. Climatic Change , doi:10.1007/s10584--011--0333--0.

[8] Howarth RW and al (2011). *Methane and the greenhouse gasfootprint of natural gas from shale formations*. Climatic Change Letters, doi : 10.1007/s10584--011--0061--5 , Howarth RW and al (2012). *Venting and leakage of methane from shale gas development : Reply to Cathles et al*. Climatic Change, doi:10.1007/s10584--012--0401--0

[9] Howarth and al, *Methane emissions from natural gas systems Background paper for the National Climate* Assesment Reference number 2011-0003

[10] *Americа's new energy future : the unconventionnal oil and gas revolution and the US economy*

[11] En 2011, 7000 puits ont été forés et ont fait l'objet d'une fracturation pour un montant de 46, 5 milliards de $ soit 6,6 M$ par forage en moyenne.

[12] *Americа's new energy future : the unconventionnal oil and gas revolution and the US economy* IHS octobre 2012

[13] Maîtrise de l'énergie et développement des énergies renouvelables : état des lieux des marchés et des emplois

[14] Maîtrise de l'énergie et développement des énergies renouvelables : état des lieux des marchés et des emplois,
Ademe Stratégies et études, nov 2012

[15] Encore faut-il prendre conscience du fait que les chiffres d'investissement par tep ne sont pas directement comparables puisque les durées de vie des installations sont très différentes.

Bibliographie

* *Arkansas. Lafayetteville shale gas sales information*. Oil & gas division. State of Akansas, 2011.
* D. Bonijoly (BRGM). Interview. Le Figaro. Novembre 2012
* 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
* WEO. World Energy Outlook 2011. *Special report : Are we entering e golden age of gas ?* 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
* 4D, *-La transition énergétique : révolution économique et défi démocratique*, n° 169, octobre 2012
* Jacques Varet, *-Les « gaz de schistes ou hydrocarbures de roches mères »*, n° 182/183, février 2013

Sur Internet

– Club de Nice (Iehei) :
http://www.clubdenice.eu/

- UNCTAD :
http://unctad.org/en/Pages/Home.aspx