

Les gaz de schistes (shale gas) IFP Energie

Janvier 2011

Les gaz de schistes (shale gas) ont connu un essor extraordinaire ces dernières années aux États-Unis. En Europe, les compagnies pétrolières commencent seulement de s'intéresser à ces gaz non conventionnels dont les ressources pourraient être importantes.

Roland Vially, géologue à IFP Energies nouvelles, nous explique quels sont les enjeux liés à l'exploitation de ces gaz.



Les shale gas qu'est-ce que c'est ?

R.V. : Du gaz contenu dans des roches sédimentaires argileuses très compactes et très imperméables, qui renferment au moins 5 à 10 % de matière organique. Ces gaz font partie des gaz non conventionnels parce qu'ils ne peuvent pas être exploités avec les modes de production classiques. Ils sont aujourd'hui produits en grande quantité aux États-Unis où ils représentent 12 % de la production de gaz contre seulement 1 % en 2000. A part quelques pays qui n'ont pas de bassins sédimentaires, on peut trouver des shale gas à peu près partout. En

Europe, le [consortium Gash](#), auquel participe IFP Energies nouvelles, vise à établir d'ici 3 ans une cartographie des ressources européennes. Les réserves mondiales représenteraient plus de 4 fois les ressources de gaz conventionnel. De quoi, si on arrivait à les exploiter, changer la donne de la géopolitique gazière.

• Pourquoi la production s'est-elle ainsi développée aux États-Unis ?

R.V. : Cela est dû en partie à l'amélioration des techniques d'extraction ces dernières années, en particulier le forage horizontal et la fracturation hydraulique des roches qui permet d'augmenter la perméabilité à proximité des puits, les fluides ne migrant pas naturellement dans les argiles. Les shale gas étant dispersés dans la roche imperméable, il faut en effet forer de très nombreux puits et fracturer la roche (figure 1). Généralement la profondeur d'exploitation des shale gas est de l'ordre de 1500 à 3000 mètres de profondeur, soit de un à plusieurs kilomètres au dessous des aquifères d'eau potable.

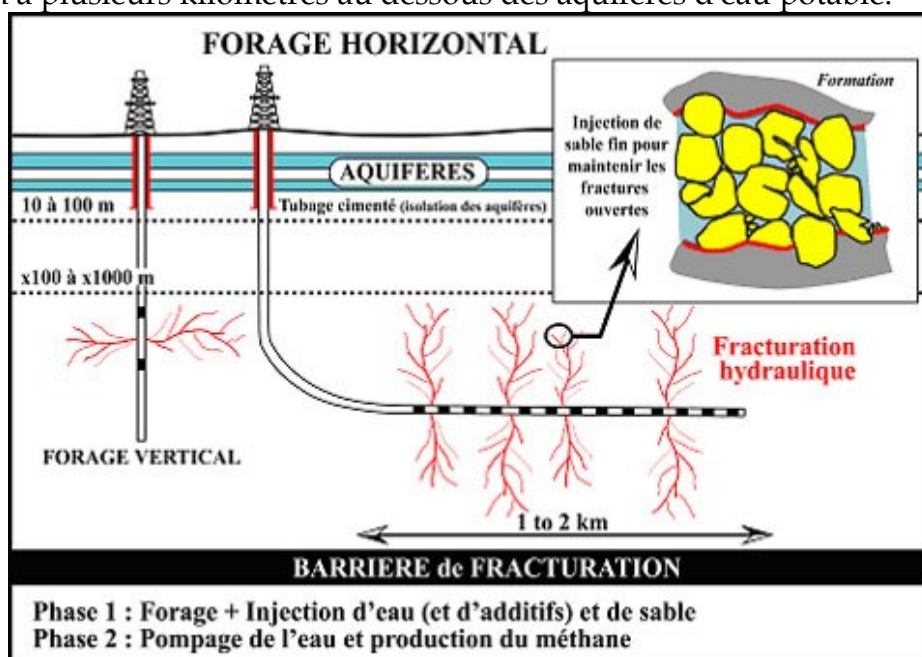


Figure 1 : Forage horizontal et fracturation hydraulique

Le puits produit quelques années puis est abandonné, et un nouveau puits est foré quelques centaines de mètres plus loin. La fracturation de la roche suppose par ailleurs d'injecter de 10 à 15000 m³ d'eau à haute pression et du sable.

Le faible coût des forages, un droit de propriété des particuliers étendu au sous-sol, une réglementation environnementale moins contraignante ainsi que des incitations fiscales, associées aux avancées technologiques, expliquent l'engouement outre atlantique.

- **Ces techniques d'extraction ne posent-elles pas des problèmes environnementaux ?**

R.V. : L'impact environnemental n'est pas neutre même s'il faut le relativiser en le comparant avec d'autres activités industrielles. Le premier impact concerne la ressource en eau dont la gestion doit intégrer 3 aspects majeurs :

La disponibilité de la quantité d'eau nécessaire au forage et à la fracturation

Les données sont très variables d'un bassin sédimentaire à l'autre, et même à l'intérieur d'un même bassin. Cependant, l'ordre de grandeur de la quantité d'eau nécessaire à la réalisation d'un forage et à la fracturation hydraulique varie de 10 000 à 15 000 m³ comme indiqué précédemment. A titre de comparaison, la consommation d'eau d'une ville comme Paris est en moyenne de 550 000 m³ d'eau potable par jour.

Le recyclage et le traitement de l'eau de fracturation

Une partie de l'eau qui a été injectée pour réaliser la fracturation hydraulique est récupérée (20 à 70 %) lors de la mise en production du puits. Cette eau peut être soit traitée sur place au niveau du forage, soit être acheminée jusqu'à un centre de traitement. Ayant circulé sous forte pression dans les couches sédimentaires, elle est généralement chargée en sel et contient beaucoup d'éléments en suspension. Le traitement de l'eau consiste à éliminer les chlorures, les éléments en suspension ainsi que les métaux, les sulfates et les carbonates pour pouvoir la réinjecter lors de la fracturation hydraulique suivante. A noter que ce traitement (décantation, floculation, électrocoagulation) coûte moins cher que l'achat, l'acheminement et le stockage de la même quantité d'eau "pure".

Le fluide injecté lors de la fracturation hydraulique est formé par un mélange d'eau et de sable, avec des additifs chimiques (1 % maximum). L'injection de ce mélange sous forte pression (plus de 100 bars) va permettre la fracturation artificielle de la roche. Le sable injecté a pour but de maintenir les fractures ouvertes une fois la fracturation hydraulique effectuée, afin de former un drain pérenne par lequel le gaz va pouvoir être produit. Les additifs chimiques renforcent l'efficacité de la fracturation hydraulique; leur composition peut varier selon les conditions géologiques. On peut les classer en 3 grandes catégories : les biocides qui réduisent la prolifération bactérienne dans le fluide mais aussi dans le puits; les produits qui favorisent la pénétration du sable dans les fractures; les produits qui augmentent la productivité des puits.

Ces produits fortement dilués sont couramment utilisés dans la vie courante, notamment dans les détergents, les cosmétiques ou les désinfectants. A la demande d'associations de consommateurs et des autorités américaines, de nombreux opérateurs ont publié la liste des produits présents dans le fluide de fracturation.

La prévention d'éventuelles contaminations des aquifères d'eau potable par les fluides de forage

Le développement très rapide de l'exploitation des gaz de schiste aux États-Unis depuis quelques années a donné lieu à quelques cas supposés de contamination des nappes phréatiques superficielles par des fluides de fracturation. Il semble cependant que ces cas soient imputables à un défaut de cimentation dans les parties supérieures du forage et non pas directement à l'exploitation des shale gas ou à la fracturation hydraulique. Les

progrès réalisés dans le suivi et le contrôle de la fracturation hydraulique des couches riches en gaz de schistes - et qui sont situées généralement à plus d'un kilomètre sous les nappes phréatiques - rendent le risque d'une mise en communication directe entre la couche exploitée et les nappes phréatiques très improbable. Pour en savoir plus sur la réglementation américaine et les études en cours, vous pouvez consulter le site de [l'Agence Américaine de Protection de l'Environnement](#).

- **L'emprise au sol des installations d'exploitation n'est-elle pas aussi un handicap ?**

R.V. : Dans le cas des shale gas, les couches géologiques concernées étant très peu poreuses et imperméables, il faut forer un grand nombre de puits (plusieurs puits par km²). Ces installations, comme toute installation industrielle, ont une emprise au sol. Il faut bien distinguer deux phases dans l'exploitation des gaz de schistes :

- Lors du forage et de la mise en production du puits (quelques semaines), l'activité autour du forage est très intense et nécessite la présence d'un derrick ainsi que d'une logistique lourde.

- Une fois le puits en exploitation, la venue du gaz se fait naturellement par différence de pression sans nécessiter de pompe. En surface, il ne reste qu'une tête de puits et un gazoduc permettant d'évacuer le gaz.

Pour minimiser l'emprise au sol mais surtout pour optimiser l'architecture et la productivité des puits horizontaux et diminuer leur coût, on regroupe les plateformes de forage sous forme de "cluster" (figure 2).

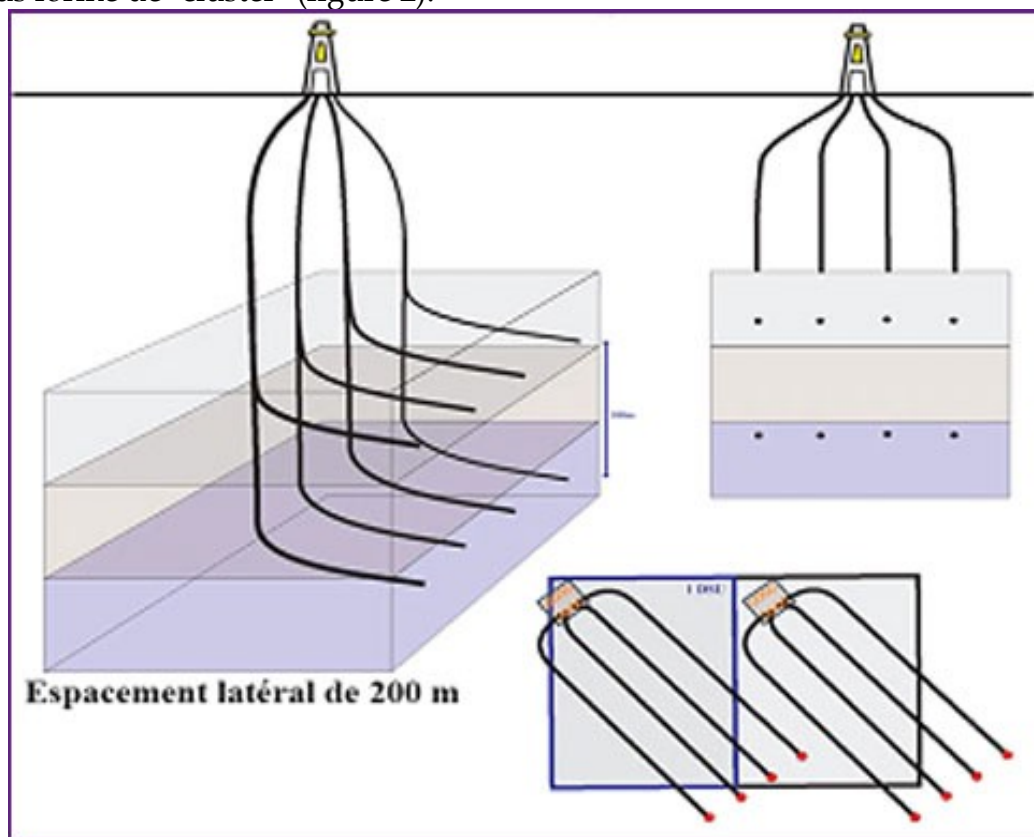


Figure 2 : Techniques d'optimisation des puits (source NEGC)

A partir d'une seule plateforme de forage, on peut forer 10 à 15 puits horizontaux. L'emprise au sol des installations peut donc être réduite, rendant ainsi la remise en état des sites d'exploitation plus facile et moins onéreuse.

La gestion raisonnée de la ressource en eau (prélèvement, traitement et recyclage) ainsi que la remise en état des installations d'exploitation ne constituent ni un verrou technologique ni un frein aux futurs développements de nouveaux projets. Elles ont un coût qui est pris en compte lors des études économiques au même titre que les autres travaux. Mais cette gestion raisonnée de l'eau et du paysage est essentielle : elle est le garant d'une exploitation durable, acceptée par tous, des shale gas.

- **Alors quel avenir pour ces gaz en Europe ?**

R.V. : L'exploration des shale gas n'a commencé que récemment en Europe mais elle suscite beaucoup d'intérêt de la part des compagnies pétrolières. Les bassins les plus intéressants sont situés en Europe du Nord et de l'Est et plus au sud, notamment en France dans le bassin du sud est. Total vient d'obtenir un permis d'exploration dans la région de Montélimar. Des permis ont aussi été pris en Suède par Shell, en Allemagne par ExxonMobil, en Pologne par presque tous les majors ainsi qu'en Lituanie.

Compte tenu des contraintes environnementales mais aussi d'une industrie parapétrolière moins développée qu'aux États-Unis, il faut s'attendre à des coûts de production plus élevés en Europe qu'aux États-Unis. L'intérêt économique de la production des shale gas, dans un cadre de développement durable et en accord avec les populations, reste donc à démontrer. Dans tous les cas, leur développement va prendre du temps et n'en est qu'à ses débuts.