

Fracturation hydraulique :

géothermie & exploitation pétrolière ne sont pas comparables

Les opposants au gaz de schiste estiment que la fracturation hydraulique appliquée à l'exploitation pétrolière induit un risque "essentiellement chimique" de contamination du sous-sol, alors qu'en géothermie le risque est "essentiellement sismique".

Peut-on comparer les techniques mises en œuvre pour la géothermie profonde et celle utilisées pour l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels ? La question fait débat.

En mars, le tribunal administratif de Cergy-Pontoise (Val-d'Oise) a renvoyé devant le Conseil d'Etat une question prioritaire de constitutionnalité (QPC) visant la loi du 13 juillet 2011 interdisant la fracturation hydraulique pour l'extraction d'hydrocarbures. Schuepbach Energy, qui a déposé le recours après avoir vu deux de ses permis abrogés, estime en effet que "l'interdiction de la fracturation hydraulique est discriminatoire (atteinte au principe d'égalité) en ne concernant que la recherche d'hydrocarbures, liquides ou gazeux, à l'exception de celle des gîtes géothermiques".

Pour les représentants de l'industrie pétrolière interrogés mi-avril par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (Opecst), la réponse semble évidente : que l'on parle de fracturation hydraulique ou de stimulation de la roche ne change rien, il s'agit d'une seule et même technique connue et utilisée depuis longtemps dans le domaine pétrolier et en géothermie haute température.

A l'opposé, pour les collectifs français anti-gaz de schiste la comparaison n'a pas lieu d'être et il convient d'utiliser des terminologies différentes pour la fracturation hydraulique appliquée à l'exploitation des gaz de schiste (la fracturation hydraulique SGF, pour shale gas fracking) et pour la stimulation des réservoirs géothermiques (la stimulation hydraulique EGS, pour enhanced geothermal system).

Pour appuyer cette analyse, un géologue français, Gérard Lemoine, a réalisé une étude comparative des ces "deux procédés d'exploitations minières fondamentalement différentes tant par leurs objets que leurs méthodes" à la demande de l'Association nationale No Fracking France. Certes, dans les deux cas, il s'agit d'utiliser un processus de fracturation par la force hydraulique pour modifier la roche ciblée en vue d'accéder à la ressource (hydrocarbures ou eau chaude), mais il existe cinq points qui traduisent "de grandes différences" entre les deux méthodes.

Des cibles différentes

Première différence : les roches ciblées. La fracturation hydraulique SGF vise "un schiste argileux gazéifère, c'est-à-dire une roche sédimentaire feuilletée dont la particularité est de contenir du méthane", explique le document, précisant que la profondeur minimale est de l'ordre du kilomètre. La température des roches est comprise entre 50°C et 150°C, si l'on retient le gradient géothermique moyen terrestre d'environ 30°C par kilomètre.

En géothermie, la cible est plus profonde, de l'ordre de plusieurs kilomètres pour atteindre des températures comprises entre 120°C et 270°C. C'est en général "une roche magmatique de type intrusif (...), voire une roche dure compétente mécaniquement, donc propice à se fracturer, telle un grès". Ces roches comportent d'anciennes fractures naturelles plus ou moins cimentées, explique le géologue, précisant que l'objectif est de "rouvrir ces cicatrices de la roche".

Un travail des roches différent

Dans les deux cas, l'objectif est de faciliter la circulation d'un fluide, mais les méthodes de fracturation "sont fondamentalement différentes sous l'angle de la mécanique des roches". Pour l'exploitation d'hydrocarbure, les contraintes exercées sur la roche "sont avant tout des contraintes de compression hydraulique, indépendamment du fluide utilisé". Le but est d'exercer sur la roche une pression supérieure à la pression induite par le poids de la colonne de roche au-dessus du forage. La roche travaille ainsi par compression avec des pressions de l'ordre de 500 à 800 bars.

Pour la géothermie, il s'agit de rouvrir d'anciennes fractures et la pression exercée est plus faible. "Le massif rocheux sollicité (...) travaille surtout en cisaillement voire en dilatance et non en compression comme dans le cas de schistes gazéifères", explique le géologue, précisant que "la pression hydraulique à appliquer en tête de puits est relativement faible, de l'ordre de 100-300 bars". Par ailleurs, l'équipe travaillant sur le site de Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin) rapporte que la pression appliquée n'a jamais dépassé 180 bars pour ce projet expérimental.

Moins de puits pour la géothermie

En matière d'accès à la ressource, les territoires visés sont différents. Du fait de conditions pétrogénétiques et d'exigences d'ordre géotechniques, "la fracturation hydraulique SGF intéresse surtout de grands territoires, tectoniquement très calmes". En conséquence, "les opérateurs gaziers sont (...) conduits à modifier cette roche cible sur d'immenses étendues de l'ordre de 100 km² à 10.000 km² et sur une épaisseur de l'ordre de 50 à 100 m", avance le document. D'où une densité d'environ 0,25 puits par km², si l'on retient une distance moyenne de 2 km entre les puits.

Par contre, la géothermie recherche avant tout des cellules de convection géothermale situées le long de zones de failles. Ainsi, les anomalies géothermiques à l'origine des réservoirs de Soultz-sous-Forêts n'occupent qu'une superficie de 10 à 25 km². "L'impact paysager de la géothermie EGS est relativement localisé", indique le géologue, qui précise que "trois puits espacés en surface de quelques dizaines de mètres, soit un puits de production pour deux puits de réinjection, suffisent pour exploiter un échangeur stimulé [par stimulation hydraulique] occupant quelques km³ et valoriser une anomalie géothermique".

Une gestion de l'eau plus risquée pour les hydrocarbures

Une autre différence, selon le géologue, concerne l'eau utilisée pour la fracturation et son traitement. Le fluide de fracturation utilisé pour les hydrocarbures est constitué d'eau à 90% environ, les agents soutènement occupant 9,5 % et les additifs chimiques 0,5%. "Ce n'est pas tant la toxicité initiale de ces fluides qui semble préoccupante, mais surtout la toxicité héritée de la fracturation hydraulique", ajoute l'expert, précisant qu'"après chaque opération de fracturation ces fluides tendent à accumuler des

composés toxiques" extraits des roches. Une partie des fluides restant dans le sol, des problèmes de remobilisation de contaminants dans l'environnement souterrain se posent. Quant aux volumes en jeux, ils sont de l'ordre de 1.000 à 2.000 m³ par fracturation, soit "10.000 à 20.000 m³ d'eau consommée par puits sachant que chaque forage horizontal est fracturé une dizaine de fois en moyenne".

Rien de tel avec la géothermie, explique le géologue, puisque le but est de créer une boucle souterraine fermée. "Par rapport à la fracturation hydraulique SGF, le mode de gestion de l'eau en hydrofracturation EGS exclut toute production d'effluents", avance-t-il. Et lors de la fracturation initiale ? Là aussi pas de comparaison possible puisque le fluide de fracturation (constitué d'eau douce) est disséminée dans un réservoir souterrain alimenté naturellement par infiltration des eaux de pluie. "Le seul point commun dans ce domaine entre les deux procédés serait peut-être l'ordre de grandeur du volume de fluide injecté", conclut-il.

Risque chimique ou sismique

Enfin, l'étude comparative aborde un dernier point : les risques industriels associés. Concernant l'exploitation d'hydrocarbures, *"les risques viennent surtout de désordres hydrogéologiques profonds [risque de contamination des nappes phréatiques], de l'injection de divers produits chimiques potentiellement polluants et du risque de fuites non contrôlées du gaz"*, explique le géologue. Par ailleurs, il considère que *"du point de vue du droit de l'environnement, le massif rocheux modifié pourrait être traité comme un déchet minier souterrain après la période d'exploitation du gaz de schistes"*. Par contre, il qualifie de *"démésurés"* les risques sismiques invoqués par certains opposants.

A l'inverse, *"la stimulation hydraulique EGS amène un risque essentiellement sismique"*. Et de rappeler qu'en décembre 2006, un séisme de 3,4 degrés de magnitude sur l'échelle de Richter a été causé par une opération de stimulation hydraulique de réservoir dans le cadre d'un projet géothermique expérimentale dans la région de Bâle (Suisse). Un projet gelé depuis cet incident.