Les enjeux de la fracturation hydraulique industrielle

Auteur :
CORNET François Henri, Professeur émérite, EOST (École et Observatoire des Sciences de la Terre), Université de Strasbourg

30-10-2018



La fracturation hydraulique correspond à un processus de rupture qui intervient lorsque la pression appliquée au fluide contenu dans une roche dépasse un certain seuil. Ce processus peut intervenir de façon naturelle, comme par exemple lors d'éruptions volcaniques basaltiques (figure 1), ou artificielle, comme par exemple pour la production d'hydrocarbures. Jusqu'à un temps récent, la production d'hydrocarbures n'impliquait que les seuls réservoirs naturels et la pratique de la fracturation hydraulique requise par cette exploitation ne posait aucune difficulté pour l'environnement. Mais depuis une quinzaine d'années cette technique est appliquée à l'exploitation des hydrocarbures au sein même de leur roche mère. Cette application requiert maintenant un meilleur contrôle de la géométrie des fractures hydrauliques pour éviter tout impact négatif sur l'environnement. Ce contrôle est assuré grâce à un suivi en temps réel de la micro-sismicité induite par ces injections de fluides, suivi qui requiert un appareillage particulier étant donné la faiblesse des signaux impliqués.

1. La fracturation hydraulique : un phénomène naturel

Les roches comportent toutes une certaine **porosité,** c'est-à-dire un volume non rempli de solide. Cet espace poreux peut être rempli de liquides (eau, saumures, hydrocarbures, lave,…), ou de gaz (air, gaz naturel, etc…), très souvent sous **pression**. **La partie solide de la roche transmet, elle, les contraintes naturelles** qui existent dans tout massif rocheux, ne serait-ce que du fait du poids des terrains.

Une fracture hydraulique est une rupture en traction pure (lire focus sur La mécanique de la rupture) **qui se développe dans un plan dont l'orientation dépend des caractéristiques de la contrainte.**

La notion de **contrainte** est discutée plus avant dans le chapitre « *Fluides et solides* » (Lien : Fluides et solides) de la rubrique « **Physique** » de cette encyclopédie. Nous rappelons ici une **différence majeure entre pression et contrainte** qui permet de

mieux comprendre le développement des fractures hydrauliques.

Lorsqu'une pression s'exerce sur une surface plane, il en résulte une force dirigée perpendiculairement à cette surface dont l'amplitude est proportionnelle à la valeur de la pression et à l'aire de la surface. Lorsqu'une contrainte est appliquée sur la même surface, il en résulte une force dont la direction n'est généralement **pas** perpendiculaire à cette surface. On peut associer à cette force une composante perpendiculaire à la surface, que l'on appelle **composante normale**, et une composante dans le plan de la surface, que l'on appelle **composante de cisaillement**. Pour une contrainte donnée en un point, on montre que les amplitudes de ces deux composantes dépendent de l'**orientation** de la surface considérée. Il existe ainsi trois orientations de surfaces, perpendiculaires entre elles, pour lesquelles les composantes de cisaillement sont nulles. L'amplitude de la composante normale associée à chacune de ces trois orientations de surface varie avec l'orientation de la surface. La plus petite est appelée **composante principale minimum** et la plus grande composante principale maximum.

En résumé on peut dire qu'un fluide au repos transmet la pression de la même manière dans toutes les directions, ce qui n'est pas le cas d'un solide au repos. De ce fait les fractures hydrauliques se développent dans le plan perpendiculaire à la direction de la composante principale minimum de la contrainte dans le solide.



Figure 1. Un exemple de fracturation hydraulique naturelle : la première phase d'une éruption basaltique au Piton de la Fournaise (île de la Réunion). [Source : photo Aline Peletier (OVPF/IPGP)]

Un exemple de fracturation hydraulique naturelle est donné par les **éruptions volcaniques basaltiques**, telles qu'on peut les observer au piton de la fournaise à l'île de la Réunion. Il existe à quelques kilomètres de profondeur sous le volcan une chambre magmatique, c'est-à-dire un volume remplit de roche en fusion (magma). Lorsque la pression dans la chambre atteint une certaine valeur critique, il y a formation d'une **fracture hydraulique** permettant à la lave de s'échapper vers la surface (figure 1). On appelle **dyke volcanique** les structures créées par ces fractures lorsque la production de lave s'arrête et que le magma se solidifie.

La **vitesse de propagation** d'une fracture hydraulique dépend de la distribution de la pression du fluide dans la fracture. Lorsque le fluide de fracturation est un liquide incompressible (eau, boue, lave, etc…), le **processus de propagation est stable**, car dès l'amorce de la rupture le volume de la fracture augmente ce qui fait chuter la pression dans le fluide. Pour propager la fracture il faut qu'il y ait injection de liquide et donc la vitesse de propagation dépend du débit d'injection dans la fracture. Dès que l'injection s'arrête, la fracture stoppe.

Ainsi par exemple la vitesse de propagation d'un **dyke volcanique** (figure 1), lors de sa formation, est comparable à celle d'un homme qui marche (environ 100 m/min.).



Figure 2. Dykes en Islande : Une fois le magma refroidi, les dykes volcaniques correspondent à de grandes structures planes dont la géométrie témoigne de l'orientation des directions principales locales de la contrainte lors de la mise en place du magma. [Source : photo A. Gudmunsson].

Du fait qu'une **fracture hydraulique** se propage perpendiculairement à la **contrainte principale minimum** dans le massif, sa **géométrie à grande échelle** est contrôlée par celle des **variations de contrainte principale minimum** dans le massif. Par exemple la figure 2 montre que les dykes volcaniques, une fois le magma refroidi, correspondent à de grandes structures planes qui renseignent sur l'état de contrainte locale.

Le contrôle de la géométrie des fracture hydrauliques artificielles nécessite donc une connaissance a priori des variations de la contrainte principale minimum dans le massif.

2. Application de la fracturation hydraulique à l'exploitation des hydrocarbures

Les hydrocarbures proviennent de la décomposition de la matière organique qui se dépose aux fonds des océans en même temps que les divers éléments qui interviendront pour constituer les roches sédimentaires (grès, calcaires, argiles, sels, etc…). Lors de l'enfouissement en profondeur de ces matériaux sédimentaires, les hydrocarbures ont tendance à migrer vers les zones les plus poreuses que sont les grès et les calcaires. On distingue donc **les roches mères**, où sont générés les hydrocarbures, et les **roches réservoirs,** où les hydrocarbures sont emmagasinés aux échelles de temps géologiques.

L'exploitation classique des hydrocarbures passe par la **réalisation de forages** (Lire Focus sur les techniques de forage) **qui vont atteindre les roches réservoirs**. Les forages permettent l'écoulement vers la surface des hydrocarbures. Cet écoulement fait chuter rapidement la pression au voisinage du forage et donc le débit d'écoulement en tête de forage.

Dès les années quarante, on s'est rendu compte qu'il était possible de **maintenir la production à un niveau satisfaisant en réalisant des fractures hydrauliques**. On injecte au niveau de la roche réservoir un liquide sous pression qui crée donc une **rupture en traction** stable et perpendiculaire à la contrainte principale minimum dans le massif [1].



Figure 3. Une opération de fracturation hydraulique telle que menée pour une exploitation d'hydrocarbures non conventionnels. On voit dans le fond les citernes d'eau prêtes pour une injection d'environ 500 m3. La tête de forage est visible dans le coin de l'image en bas à droite. Les camions devant les citernes assurent la préparation du mélange fluide-sable qui est injecté par les deux rangées de pompes montées sur camion. Chaque pompe a une puissance d'environ 500 ch. [Source : Photo Schlumberger]

Mais si l'on se contente d'injecter de l'eau, à l'arrêt de l'injection la pression chute et la fracture se referme sans aucun effet sur la production d'hydrocarbure. Dans la pratique, la technique consiste **à amorcer la fracture avec un liquide standard** (boue de forage ou eau), puis à **injecter un liquide visqueux dans lequel on a mis du sable en suspension** (figure 3) (voir rubrique Les sables, de cette encyclopédie) (lien : Les sables). A la fin de l'injection, lorsque la pression chute et que la fracture se referme, le sable reste en place et assure ainsi un drain efficace pour la production d'hydrocarbure. L'opération est réalisée par quelques opérateurs spécialisés qui ont appris à **maîtriser la viscosité des liquides utilisés** pour mettre le sable en suspension. En effet il faut que cette viscosité soit élevée pour que la densité de sable en suspension dans le fluide soit la plus grande possible, mais il faut qu'elle soit la plus faible possible pour ne pas gêner la production d'hydrocarbures à la fin des opérations de fracturation.

Les opérateurs ont ainsi développé des produits dont les caractéristiques varient en fonction du temps : forte viscosité lors de l'injection de sable, faible viscosité 24 à 48 heures après leur mise en place dans les terrains pour permettre la production d'hydrocarbure.

Les **volumes injectés sont généralement de quelques centaines de mètres cube** (figure 3) et atteignent exceptionnellement quelques milliers de mètres cubes. Pour les **roches réservoir calcaires**, qui peuvent se dissoudre dans des acides, **on utilise pour la fracturation des fluides acides** qui vont dissoudre localement la roche, créant ainsi des chenaux d'écoulement dans les parois de la fracture hydraulique. Ainsi, à la fin de l'injection, la fracture restera perméable lors de sa fermeture, sans la nécessité d'injection de sable. Dans le jargon pétrolier on parle d'**« acid-frac** » pour ces opérations.

L'expérience a montré que, à profondeur égale, la contrainte principale minimum est plus faible dans les grès et les calcaires que dans les marnes et les argiles qui sont, de plus, très peu perméables. Ainsi donc **les bancs marneux et argileux** qui assurent l'existence des réservoirs d'hydrocarbures **constituent également une barrière à l'extension verticale des fractures hydrauliques** réalisées pour l'exploitation.

Aujourd'hui **toutes les productions d'hydrocarbures** (en phases gazeuses ou liquides) réalisées dans le **monde impliquent des opérations de fracturation hydraulique** et ceci depuis les années quarante, sans qu'il n'y ait jamais eu de gêne pour les populations habitant en surface. A noter que la fracturation hydraulique n'est que l'un des « outils » utilisés pour optimiser l'exploitation des roches réservoirs. Un des autres « outils » classiques consiste à optimiser l'implantation des puits d'exploitation et à utiliser certains puits pour **l'injection de fluides plus ou moins chauds qui « poussent » les hydrocarbures en place vers les zones de production**. La chaleur des fluides injectés permet de faire monter localement la température et diminuer ainsi la viscosité des hydrocarbures en place ce qui favorise leur écoulement. Dans la pratique on considère que l'**exploitation optimum d'un réservoir laisse en place entre 35 % et 45 % de la quantité totale d'hydrocarbure** qu'il contient.

Depuis que l'on sait faire des **forages horizontaux** (voir le Focus sur les techniques de forage), on sait exploiter les **hydrocarbures qui n'ont pas migré de leur roche mère**, et que l'on appelle réservoirs non conventionnels ou encore, par abus de langage, **gaz de schistes**. Ces hydrocarbures, souvent des gaz, sont encore dans leur roche mère car celle-ci est poreuse mais imperméable (les pores sont isolés et ne communiquent pas entre eux). Des forages horizontaux sont réalisés dans la roche mère et donnent lieu à de **nombreuses opérations de fracturation hydraulique** (figure 4). Mais si les fluides produits incluent bien sûr les hydrocarbures souhaités, souvent en phase gazeuse, ils comportent aussi des **saumures très abondantes** qui, elles, doivent être réinjectées en profondeur. Ce sont elles qui **constituent la source réelle de pollution potentielle** impliquée par ces exploitations, notamment la sismicité induite (voir discussion ci-après).

Par ailleurs, la **contrainte principale minimum dans les roches mères** est généralement plus élevée que celle existant dans les

terrains situés au-dessus et en dessous de ces roches mères. Ainsi, si les volumes injectés à l'occasion des opérations de fracturation hydraulique sont trop importants, il y a risque que ces fractures hydrauliques mettent en relation la roche mère et les terrains plus perméables situés au-dessus. On peut risquer alors, pour des **opérations trop superficielles (moins de 500 m de profondeur),** la **pollution de la nappe phréatique utilisée** pour la consommation courante. L'important est donc de **disposer, en temps réel, d'outils de contrôle de l'extension verticale des fractures hydrauliques** afin de supprimer ces risques de pollutions. Cet outil existe, c'est la micro-sismicité induite.

3. Micro-sismicité induite par des injections de fluides sous pression

L'injection de fluides sous pression dans un massif rocheux peut, selon l'amplitude de la perturbation de pression, soit induire des **glissements sur des fractures préexistantes**, soit générer une **fracture hydraulique** [2]. En effet, la **pression** du fluide contenu dans une fracture préexistante s'oppose à la **composante normale** de la contrainte supportée par cette fracture, mais laisse inchangée la composante de cisaillement. On observe que lorsque la différence entre la **pression** du fluide dans une fracture et la **composante normale** supportée par cette fracture devient trop faible, la **composante de cisaillement** induit un déplacement tangentiel dans le plan de la fracture.

Ainsi, **selon les débits** d'injection et selon la présence ou non de fractures préexistantes au niveau du forage d'injection, il peut y avoir soit formation d'une **fracture hydraulique,** soit **glissement** le long de fractures préexistantes. Nous avons vu que **la propagation d'une fracture hydraulique est stable** et qu'elle ne génère donc pas de microséismes. Mais les **glissements induits** sur des fractures préexistantes sont, eux, souvent **instables et générateurs de micro-sismicité**.

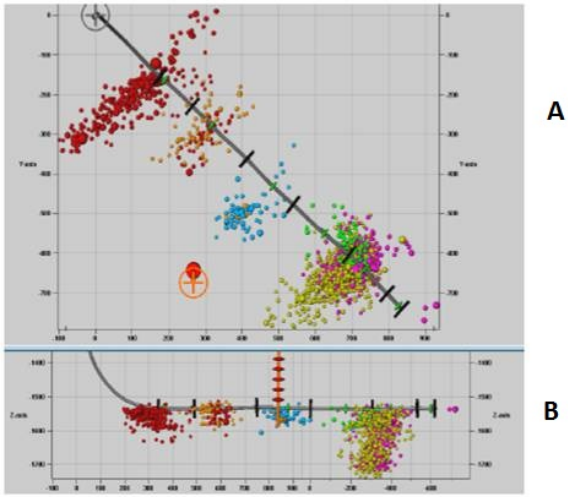


Figure 4. La localisation de l'activité micro-sismique induite permet de cartographier l'extension des fractures hydrauliques.
(A) Vue de dessus ; les fractures sont perpendiculaires au forage.
(B) Vue en coupe dans un plan vertical montrant la géométrie du forage horizontal et l'emplacement des capteurs micro-sismiques (structure orange verticale). [Source : Schéma, S. Maxwell, Sclumberger].

Lors de leur propagation, les fractures hydrauliques recoupent toujours, à un moment ou à un autre, des fractures préexistantes plus ou moins perméables. Le fluide présent dans la fracture hydraulique peut alors transmettre des pressions aux fluides qui existent dans ces fractures. Si ces variations de pression sont suffisamment élevées, elles peuvent déclencher des glissements instables. Ainsi donc on peut **cartographier l'extension d'une fracture hydraulique** en localisant les **événements micro-sismiques** générés sur les **fractures préexistantes** qui sont recoupées par la **fracture hydraulique** (Figure 4). C'est la technique utilisée pour l'exploitation des gaz de schistes.

On réalise des **forages horizontaux** qui restent dans la roche mère. Puis on pratique une série de **petites fractures hydrauliques** qui, elles aussi, doivent rester contenues dans la **roche mère**. L'extension de ces fractures est suivie en temps réel par la cartographie de **l'activité micro-sismique** induite. La détection de ces microséismes requiert la mise en place d'un matériel d'écoute très particulier, du fait des **hautes fréquences** des signaux émis et de la faible amplitude de ces signaux.

Les travaux réalisés en sismologie au cours des quarante dernières années ont permis de montrer que l'amplitude des mouvements de cisaillement instables, et donc générateur de signal micro-sismique, dépend notamment des dimensions de la surface de glissement et de l'ampleur de la chute de la **composante de cisaillement** libérée par la rupture. Les microséismes, comme les séismes, sont caractérisés par leur **magnitude**. L'échelle des magnitudes est **logarithmique** (et donc non-linéaire). Ainsi, pour fixer des ordres de grandeur, **une magnitude 4 correspond à une rupture dynamique sur une faille d'environ 1 km de long**, alors qu'une magnitude 3 correspond à une longueur de rupture dynamique de 300 m et une magnitude 5 à une

longueur de rupture dynamique de 3 km. On parle généralement de micro-sismicité pour les événements de magnitude inférieure à 3. Pour les régions naturellement sismiques, comme la Californie, on enregistre au moins une magnitude 4 par semaine et les constructions sont dimensionnées en conséquence.

A noter que le paramètre important pour l'effet perturbateur des mouvements sismiques n'est pas tant la magnitude que la **valeur de l'accélération et de la durée pendant laquelle cette accélération est ressentie**. Ces caractéristiques dépendent de la distance entre la source de la rupture et le point où l'effet est considéré. Plus la distance est grande, plus le signal est atténué. Ainsi une rupture de magnitude 4 à 10 km de profondeur peut être moins perturbante en surface qu'une rupture de magnitude 3 à 3 km de profondeur. Mais ces effets ne dépendent pas que de la distance, ils font aussi intervenir la nature des terrains traversés par l'onde sismique ainsi que ce que l'on appelle les **effets de site** qui dépendent des structures géologiques et géotechniques au point d'observation. La **magnitude** des événements micro-sismiques induits par les **fractures hydrauliques** est **généralement beaucoup plus petite que 2,** elle est même souvent négative (dimension métrique, voir décimétrique, de la source).

Nous retiendrons ainsi qu'**un des vrais problèmes associés à l'exploitation des gaz de schistes** n'est pas la micro-sismicité associée aux fracturations hydrauliques, mais la **sismicité induite par la réinjection des grandes quantités de saumures** produites du fait de l'exploitation (magnitudes supérieures à 4). Ces saumures doivent être réinjectées en profondeur et sont à l'origine des séismes perturbateurs, dont certains ont atteint des **magnitudes supérieures à 5 dans l'Oklahoma,** aux États-Unis. Ces séismes auraient pu sans doute être évités si les débits d'injection, et donc la surpression liée à ces injections, avaient été mieux contrôlés.

Références et notes

[1] Hubbert M.K. & Willis D.G., 1957. Mechanics of hydraulic fracturing. *Trans., Am. Inst. Min. Eng.*, **210**, pp 153-163.

[2] Cornet F.H., 2016. Seismic and aseismic motions generated by fluid injections. *Geomech. Ener. Envir.,* vol. **5**, pp 42-54.

L'Encyclopédie de l'environnement est publiée par l'Université Grenoble Alpes - www.univ-grenoble-alpes.fr

Pour citer cet article: **Auteur :** CORNET François Henri (2018), Les enjeux de la fracturation hydraulique industrielle, Encyclopédie de l'Environnement, [en ligne ISSN 2555-0950] url : http://www.encyclopedie-environnement.org/?p=3472

Les articles de l'Encyclopédie de l'environnement sont mis à disposition selon les termes de la licence Creative Commons Attribution - Pas d'Utilisation Commerciale - Pas de Modification 4.0 International.
