



Invitation à la

Séance Technique du 16 octobre 2014

Procédés de fracturation artificielle des massifs rocheux

CNAM, 292 rue St-Martin, 75003 Paris (métro : Réaumur-Sébastopol)

(Entrée libre et gratuite)

- 14 : 00** **Accueil des participants : *Jean-Marc Dumas (SPE), Frédéric Pellet (CFMR)***
- 14 : 10** Introduction à la thématique : ***Pierre Bérest (LMS - Ecole Polytechnique)***
- 14 : 30** Les pétrole et gaz de schistes : la géomécanique devient le « 4ème G » de l'exploration pétrolière
Philippe Charlez, TOTAL
- 15 : 00** Initiation et propagation de plusieurs fractures hydrauliques simultanément à partir d'un puits horizontal
Brice Lecampion, Jean Desroches, Schlumberger
- 15 : 30** **Discussion**
- 15 : 45** **Pause Café**
- 16 : 00** Fracturation électro-hydraulique des roches
Gilles Pijaudier-Cabot, Université de Pau et des Pays de l'Adour & Institut Universitaire de France
- 16 : 30** Modélisation théorique et numérique de la propagation des fractures sous sollicitations hydromécaniques
Ahmad Pouya, Van-Linh Nguyen, Siavash Ghabezloo, Laboratoire Navier/CERMES (IFSTTAR-ENPC-CNRS), Ecole des Ponts Paris Tech
- 17 : 00** **Discussion**
- 17 : 30** **Fin de la séance**



Les pétrole et gaz de schistes : la géomécanique devient le « 4ème G » de l'exploration pétrolière

Philippe Charlez, TOTAL

On dit souvent que les « 3 G » (Géologie/Géophysique/Gisement) sont les trois piliers de l'exploration et de l'appréciation pétrolière conventionnelle. Dans le cas des gaz ou pétrole de roches mères (appelés de façon abusive « gaz et pétrole de schiste), un « 4ème G » vient se superposer : la géomécanique. L'exposé expliquera succinctement

- Comment la nature s'y prend pour fabriquer des hydrocarbures
- La différence entre un système pétrolier/roche conventionnel et non conventionnel
- Alors que dans le cas d'une roche conventionnelle la nature offre naturellement une perméabilité économique, dans le cas de roches mères cette perméabilité doit être fabriquée artificiellement en utilisant la multi-fracturation hydraulique des puits horizontaux pour créer un SRV (« Stimulated Rock Volume ») qui permettra tant bien que mal de récupérer une faible partie des ressources

On analysera ensuite quels sont les attributs qui permettent de générer des SRV de bonne qualité (fragilité/contraintes/fissuration naturelle) et notamment que l'eau n'est pas loin s'en faut le meilleur fluide de fracturation. Des fluides non polaires comme le CO₂ ou le propane présentent des qualités bien supérieures.

On terminera en listant quelques orientations de recherche et notamment comment modéliser la fabrication du SRV qui consiste à propager une fracture hydraulique dans un réseau de fractures naturelles (ou DFN pour « Discrete Fracture Network »).

Initiation et propagation de plusieurs fractures hydrauliques simultanément à partir d'un puits horizontal

Brice Lecampion, Jean Desroches, Schlumberger

Aujourd'hui, tous les puits dans les réservoirs de gaz et d'huile de schiste sont horizontaux et stimulés par fracturation hydraulique. La complétion de tels puits comporte de manière classique de 60 à 100 fractures hydrauliques sur la partie horizontale du puits (d'une longueur de 1 à 2 km) avec un écart entre les fractures de 15 à 30 mètres. Afin de réduire les coûts opérationnels, la stimulation du puits est effectuée par étapes: chaque opération de pompage vise à placer plusieurs fractures hydrauliques simultanément (typiquement de 2 à 6). Cette technique (dit de 'plug and perf') a permis une réduction substantielle des coûts totaux des puits en réduisant le nombre d'opérations de pompage. En revanche, son efficacité et sa robustesse restent à améliorer: les logs de production montrent que typiquement entre 30 et 40% des fractures ne contribuent pas à la production du puits.

Dans cet exposé, nous présenterons des résultats théoriques et expérimentaux sur l'efficacité de cette technique. Après avoir revu brièvement les bases de la fracturation hydraulique (les différents régimes de propagation, par exemple dominé par la viscosité ou par la ténacité), nous



décrivons un modèle simulant l'initiation et la propagation de plusieurs fractures simultanément, prenant en compte les interactions entre fractures ainsi que l'hydraulique du puits. Les prédictions obtenues à l'aide de ce modèle seront ensuite comparées à des expériences d'initiation d'une fracture hydraulique en laboratoire. Le modèle sera également utilisé pour éclairer la stabilité du processus de propagation multiple vis-à-vis de diverses hétérogénéités qui peuvent se présenter le long d'un puits (contraintes, etc.). A la lumière de ces analyses, nous discuterons également les résultats d'une expérience de terrain au cours de laquelle 92 fractures ont été placées de manière séquentielle dans un puits horizontal.

Fracturation électro-hydraulique des roches

Gilles Pijaudier-Cabot, Laboratoire des Fluides Complexes et leurs Réservoirs – UMR 5150, Université de Pau et des Pays de l'Adour & Institut Universitaire de France

La fracturation électro-hydraulique des roches constitue une des alternatives possibles à la fracturation hydraulique. Ce procédé consiste à appliquer une onde de pression générée par une décharge électrique entre deux électrodes placées dans le puits de forage rempli d'eau. Pour le procédé étudié dans ce travail, l'amplitude de cette onde de pression peut atteindre 200 MPa, sa durée est de l'ordre de la centaine de microsecondes. Cette onde de pression est transmise à la roche par le fluide présent dans le puits, et va créer une microfissuration de densité décroissante au fur et à mesure que l'on s'éloigne du puits.

Cette présentation fait le bilan des travaux expérimentaux et des modèles qui ont été menés afin de valider ce procédé de stimulation dans son principe.

Modélisation théorique et numérique de la propagation des fractures sous sollicitations hydromécaniques

Ahmad Pouya, Van-Linh Nguyen, Siavash Ghabezloo, Laboratoire Navier/CERMES (IFSTTAR-ENPC-CNRS), Ecole des Ponts Paris Tech

L'injection d'un fluide dans une fracture dans un milieu poreux induit un champ de pression qui, couplé au champ des contraintes mécaniques, peut amener la fracture à se propager. La modélisation de ce phénomène rencontre de nombreuses difficultés d'ordres numérique et parfois théorique. La notion de contrainte effective à l'extrémité d'une fracture où règnent de fortes concentrations de contraintes et de gradients de pression, l'effet de la miscibilité ou non des fluides dans la fracture et dans la matrice, l'état éventuellement non saturé de la matrice ou de la fracture à son extrémité, soulèvent des questions difficiles sur le plan théorique. Sur le plan numérique, aux difficultés classiques de modélisation de la propagation des fractures dans les solides monophasiques (calcul des facteurs d'intensité des contraintes, remaillage en éléments finis...) s'ajoutent celles spécifiques à la propagation hydraulique: échanges de masse de fluide entre la matrice et les fractures dans des régimes d'écoulement transitoire, application des pressions sur des frontières mobiles qui sont les parois des fractures...



Après une revue rapide de ces difficultés et des solutions qui leur ont été proposées, on se concentre sur le cas des régimes d'écoulement stationnaire qui apportent quelques simplifications. On présente un ensemble de résultats théoriques et numériques permettant d'estimer les facteurs d'intensités de contraintes pour ces écoulements et pour des géométries simples. On montre que ces résultats fournissent, dans des cas très courants, des valeurs maximums de facteurs d'intensité de contraintes pour tous régimes d'écoulements confondus. Les résultats, fournis sous formes de formules analytiques approchées, permettent des estimations simples et rapides des bornes inférieures de propagation des fractures, très utiles dans l'étude de risques liées à cette propagation.