

# *Résumé vulgarisé de la thèse*

François Bertrand

Le charbon est à la fois une source de méthane et un réservoir potentiel pour le stockage de CO<sub>2</sub>. Cette thèse vise à modéliser les écoulements d'eau et de gaz dans les fractures du charbon dans le contexte de la production de méthane ou du stockage de CO<sub>2</sub>.

Le méthane naturellement présent dans les veines de charbon est familièrement connu sous le nom de "grisou". Il s'est formé en même temps que le charbon il y a des millions d'années. Une grande quantité de ce gaz est potentiellement toujours présente dans le charbon grâce au très grand nombre de micropores de la roche. C'est en général la pression d'eau qui maintient les molécules de gaz dans la roche. Pour produire ce gaz, il faut donc d'abord pomper l'eau pour libérer le gaz de sa roche hôte. Ensuite, le gaz s'écoule principalement via les fractures naturelles du charbon.

La diminution de pression d'eau au sein du milieu poreux implique que la contrainte entre les grains solides (contrainte effective) augmente. Ce phénomène est connu pour provoquer des tassements. Dans le cas du charbon, on s'attend donc à une diminution de l'ouverture des fractures et donc à ce que l'écoulement se fasse plus difficilement. Cependant, un autre phénomène est susceptible de compenser partiellement la baisse de perméabilité du milieu. Lorsque le gaz est désorbé de la matrice solide du charbon, celle-ci a tendance à subir un retrait, ce qui est de nature à favoriser l'ouverture des fractures et donc à augmenter la perméabilité.

Les phénomènes inverses sont observés pour le stockage du CO<sub>2</sub>. D'une part, l'augmentation de pression du fluide dans les fractures tend à ouvrir ces fractures et à augmenter la perméabilité. D'autre part, le gaz stocké dans la matrice du charbon fait gonfler celle-ci, ce qui conduit à une baisse de la perméabilité. On comprend donc que le problème hydraulique et le problème mécanique sont étroitement liés, le problème est fortement couplé.

Après une courte campagne expérimentale menée au laboratoire pour mieux appréhender le comportement du matériau, cette thèse présente différents modèles numériques développés pour modéliser les écoulements multi-phasiques dans le charbon en tenant compte des couplages hydro-mécaniques qui viennent d'être décrits. Ces modèles sont implémentés dans un code de calcul (aux éléments finis).

Le premier modèle est développé à l'échelle macroscopique, comme ce qui se fait régulièrement dans la littérature pour les modélisations de réservoirs. Ensuite, un modèle micro-échelle est développé pour décrire directement le comportement des fractures et des blocs matrice. Une attention particulière est portée à l'applicabilité du formalisme non-saturé à l'échelle d'une fracture unique (modélisée par un élément de contact). Le modèle numérique de perméabilité à l'échelle de la fracture est aussi comparé à la solution analytique d'une géométrie simple. Finalement, ce modèle à l'échelle élémentaire est intégré dans une approche multi-échelle (grâce à la méthode des éléments finis au carré) en vue d'une modélisation à l'échelle d'un réservoir.