



HAL
open science

Conductivité hydraulique équivalente d'une roche poreuse fracturée dans un réservoir géothermique profond

Tawfik Rajeh, Rachid Ababou, Manuel Marcoux

► **To cite this version:**

Tawfik Rajeh, Rachid Ababou, Manuel Marcoux. Conductivité hydraulique équivalente d'une roche poreuse fracturée dans un réservoir géothermique profond. 13èmes Journées d'études des Milieux Poreux 2016, Oct 2016, Anglet, France. hal-01394520

HAL Id: hal-01394520

<https://hal.science/hal-01394520>

Submitted on 9 Nov 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Conductivité hydraulique équivalente d'une roche poreuse fracturée dans un réservoir géothermique profond

T. Rajeh¹, R. Ababou¹, M. Marcoux¹

¹*Institut de Mécanique des Fluides de Toulouse, 1 Allée du professeur Camille Soula, 31400 Toulouse, France*

Mots clés : Milieu poreux fracturé, Montée d'échelle, Conductivité équivalente, Simulation numérique, Connectivité

Résumé

Ce travail de recherche s'inscrit dans le cadre d'un projet national de R&D (www.geotref.com) pour la modélisation et le développement de la récupération de l'énergie géothermique haute température, dans les réservoirs profonds fracturés. Une de nos contributions au projet est de développer et tester les techniques de montée d'échelle ("Upscaling") en vue de la détermination des propriétés thermo-hydrauliques équivalentes de la roche poreuse fracturée. En premier lieu, nous étudions la montée d'échelle de la conductivité hydraulique (K), qui aboutit à représenter le milieu poreux fracturé comme un continuum équivalent, et permet d'éviter une simulation détaillée des écoulements dans de nombreuses fractures.

Une étude comparative de techniques de montée d'échelle a été menée dans le but de développer la méthode la plus adéquate pour l'Upscaling de la conductivité hydraulique de la roche poreuse fracturée, en tenant compte de l'écoulement dans la matrice et dans les fractures. Cette étude nous a mené à considérer, parmi d'autres, la méthode de superposition, initialement proposée par Snow (1968), et poursuivie entre autres par Oda (1986). Par la suite, Canamon (2006) et Ababou et al. (2014) continuent le développement de ce type de méthode en 3D, en tenant compte de la perméabilité de la matrice. D'autres méthodes concurrentes (e.g., de type "Self-Consistent") sont également revues et testées dans le présent travail.

Dans la nouvelle version de la méthode de superposition développée dans le cadre de l'étude, le domaine poreux fracturé 3D est décomposé en un ensemble de blocs « unitaires » ou « mono-fracture » (**figure 1**). Chaque bloc unitaire contient une seule fracture entourée par une portion de la matrice perméable. Une solution analytique du problème d'écoulement a été obtenue pour le bloc unitaire en imposant des conditions aux limites de type immersion (ici, avec une distribution de charge linéaire par morceaux sur les frontières). Ensuite, les moyennes volumiques du gradient de pression et de la vitesse sont calculées, et la conductivité hydraulique équivalente est obtenue de façon exacte à l'échelle du bloc unitaire. Enfin, les contributions de tous les blocs unitaires au flux total sont superposées, en tenant compte des propriétés de chaque fracture plane (orientation 3D, diamètre, ouverture). On en déduit la conductivité hydraulique équivalente (K_{ij}) à l'échelle du domaine. Cette méthode de superposition conduit à un tenseur du 2nd ordre, K_{ij} , qui prend en compte l'anisotropie géométrique de l'ensemble de fractures ainsi que la perméabilité de la matrice, qui peut être due en partie à des fissures plus fines que celles représentées explicitement. Il est donc intéressant de disposer d'une telle méthode qui ne néglige pas la perméabilité de la matrice.

Pour valider la méthode de superposition, nous avons développé des expérimentations numériques pour déterminer la conductivité hydraulique équivalente K_{ij} de plusieurs échantillons synthétiques de milieux poreux fracturés 2D et 3D. Pour ce faire, nous avons utilisé le code commercial COMSOL Multiphysics (Eléments Finis), et un code propre BIGFLOW 3D (Volumes Finis). Les **figures 2 & 3** montrent un exemple de maquette de simulation directe d'un écoulement Darcéen en milieu poreux fracturé (Volumes Finis), pour 200 fractures planes générées statistiquement. Dans cet exemple, les fractures sont verticales, et

leurs orientations sont statistiquement isotropes dans le plan (x,y) ; chaque fracture est supposée Darcéenne, et le contraste de conductivité fracture/matrice est égal à 1000, relativement élevé ($K_f=1.0E-1$, $K_m=1.0E-4$).

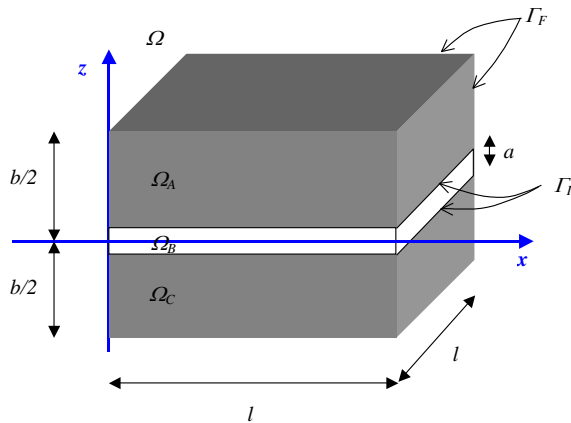


Figure 1. Bloc unitaire (mono-fracture) comportant une seule fracture bordée par de la matrice poreuse. Conditions limites de charge linéaire par morceau.

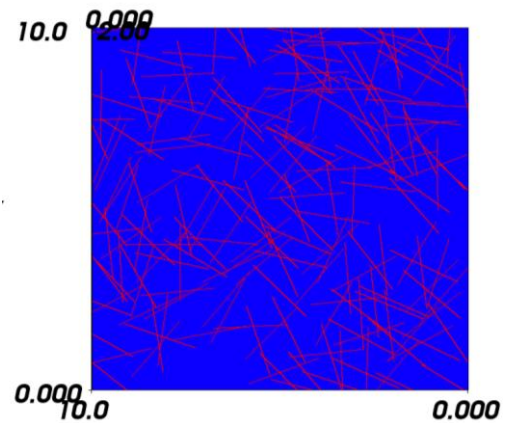


Figure 2. Domaine poreux statistiquement fracturé, avec 200 fractures verticales, à centres Poissoniens et à orientations isotropes dans le plan (x,y) .

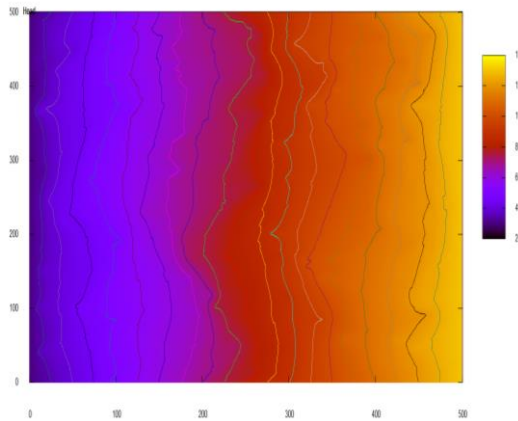


Figure 3. Maquette numérique d'écoulement dans un domaine poreux contenant un système statistique de 200 fractures (cf. Fig. 2) : carte de couleur et iso-valeurs du champ de charge hydraulique $H(x,y)$ dans le système matrice/fractures, avec un contraste de conductivité $K_f/K_m=1000$. (collaboration stagiaire M. Babraoui 2015).

Comme espéré, pour un réseau de fractures très connecté, il apparaît que les tenseurs K_{ij} déterminés numériquement et par la méthode de superposition sont en bon accord. Pour des réseaux faiblement connectés, la méthode de superposition (non modifiée) surestime cependant la conductivité équivalente. Ceci dépend d'un indice de connectivité, déterministe ou statistique, mais aussi de la conductivité K_m de la matrice. Nous avons utilisé ces résultats comparatifs pour modifier la méthode de superposition afin qu'elle tienne compte, non seulement de K_m , mais aussi de la connectivité des fractures. D'autres modifications sont mises en œuvre, *e.g.*, simplifications des calculs géométriques et des procédures de prises de moyennes dans le cas de nombreuses fractures (pour un réservoir géothermique 3D). Notre objectif ultime est de concevoir une méthode précise et rapide de montée d'échelle pour obtenir la conductivité hydraulique équivalente K_{ij} , ce qui permettra d'éviter une simulation détaillée des écoulements dans la matrice et dans les nombreuses fractures d'un réservoir géothermique 3D.

References

- [1] Oda, M., Permeability tensor for discontinuous rock masses. *Géotechnique* **35**(4), 483–495 (1985).
- [2] Ababou, R., Cañamón, I., & Elorza F. J., Thermo-Hydro-Mechanical simulation of a 3D fractured porous rock: preliminary study of coupled matrix-fracture hydraulics. In *Proceedings of the ComsolMultiphysics Conference*, 193-198, Paris (2005).
- [3] Ababou R., I. Cañamón, A. Poutrel : Equivalent Upscaled Hydro-Mechanical Properties of a Damaged and Fractured Claystone Around a Gallery (Meuse / Haute-Marne Underground Research Laboratory), *Geol. Soc., London, Spec. Publ.*, v.400, 339-358 (2014).