



Rédigé le 13 janvier 2023



3 minutes de lecture



Actualités

Recherche fondamentale

Géothermie

Pétrophysique et transferts en milieux poreux

Physique du transfert et du transport

Méthodes numériques et optimisation

La production d'énergie par géothermie se développe depuis le début des années 2000, et il devient nécessaire de disposer de modèles numériques plus précis pour simuler les différents

cas de figures qui peuvent se présenter. Le modèle de type double-porosité, largement utilisé pour simuler les écoulements dans les réservoirs de géothermie dits « à haute énergie », ne rend pas bien compte de certains phénomènes comme le transfert thermique et le changement de température dans les réservoirs fracturés. Un nouveau modèle associant double-porosité et double-fracture est ici proposé pour mieux décrire ces phénomènes. L'exemple utilisé est un milieu présentant deux réseaux de fractures orthogonaux dans lequel un puits injecteur et un puits producteur horizontaux assurent la circulation de l'eau.

Les limites du modèle double-porosité

Actuellement, le modèle du type double-porosité est largement utilisé pour simuler les écoulements dans **les réservoirs de géothermie dits « à haute énergie » (réservoir profond avec une température supérieure à 150°C)** qui sont souvent **naturellement fracturés**. Il est en effet bien adapté aux situations où le flux convectif, dans des fractures, est beaucoup plus rapide que dans la matrice poreuse. Toutefois, si ce type de modèle est utilisé avec succès pour simuler les réservoirs pétroliers, son efficacité est moindre pour **les réservoirs géothermiques** car, dans ce cas, **la conduction thermique joue un rôle plus important et la variation de température est une préoccupation majeure**. Un modèle de double-porosité standard suppose que la pression est localement constante dans les fractures connectées, ce qui est raisonnable du fait de la forte perméabilité dans les fractures. Mais ce n'est pas le cas pour la température, car **la conductivité thermique est aussi faible dans le milieu fracturé que dans la matrice poreuse. La diffusion de température est donc beaucoup plus lente** que la diffusion de pression **le long des fractures**.

Extension du modèle double-porosité à un modèle de double-fracture

Afin d'améliorer la modélisation du transfert thermique et du changement de température pour les réservoirs géothermiques fracturés, **le modèle de double-porosité a été étendu à un modèle de double-fracture [1]**.

Dans ce modèle, le milieu fracturé est décomposé en deux réseaux de fractures orthogonaux. Ceux-ci sont bien connectés hydrauliquement en raison de la forte perméabilité des fractures, mais il y a peu d'échange thermique entre eux du fait de la faible conductivité.

- La Figure 1 donne un exemple de doublet horizontal (puits injecteur et producteur). L'eau à 80 °C est injectée dans le réservoir géothermique qui est à 200 °C. La taille de bloc matriciel dans ce réservoir est de 100 m dans la direction horizontale X et de 25 m dans la direction verticale Y (entre les deux puits).

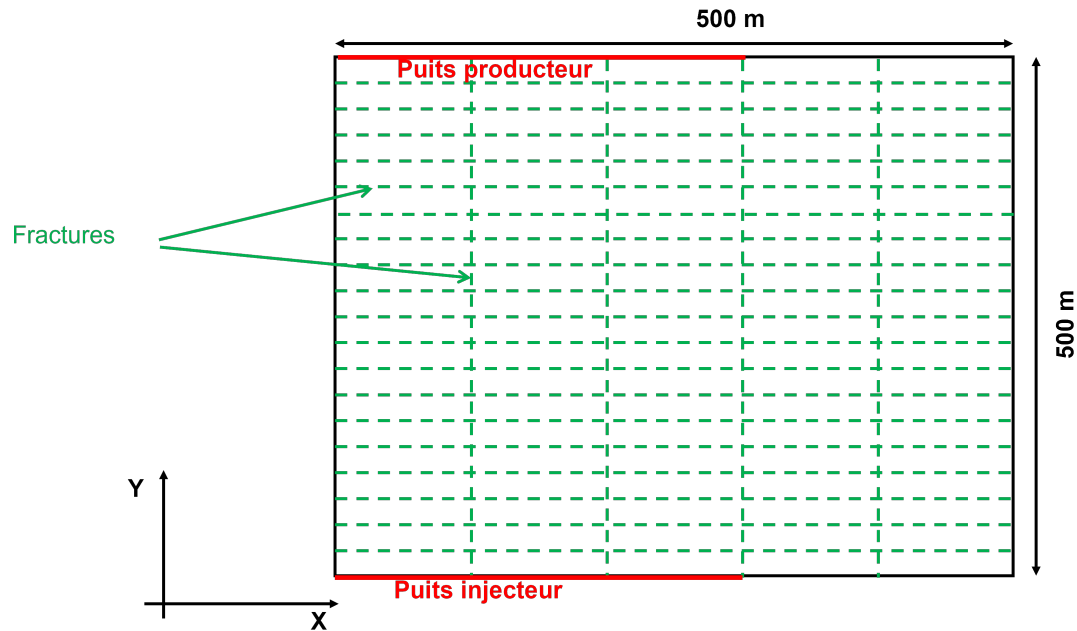


Figure 1: Domaine de simulation

- La Figure 2 compare la carte de température dans le réservoir après 1000 jours d'injection simulée, en utilisant différents modèles : une solution de référence¹ (2a) comparée au modèle double-porosité standard (2b) et au modèle double-porosité/double-fracture (2c et 2d). Avec la solution de référence (Figure 2a), on voit bien l'avancement du front de l'eau froide dans la direction Y, le long des fractures qui connectent le doublet géothermique. Ce phénomène ne peut pas être reproduit avec le modèle double-porosité standard (Figure 2b). En utilisant le modèle double-porosité/double-fracture, le front de l'eau froide avance bien dans les réseaux de fracture orientés suivant Y (Figure 2c), tandis que la température dans les fractures orientées suivant X se propage très lentement (Figure 2d), à l'instar de la solution de référence.

¹modèle simple-porosité avec un maillage très fin et des fractures discrétisées

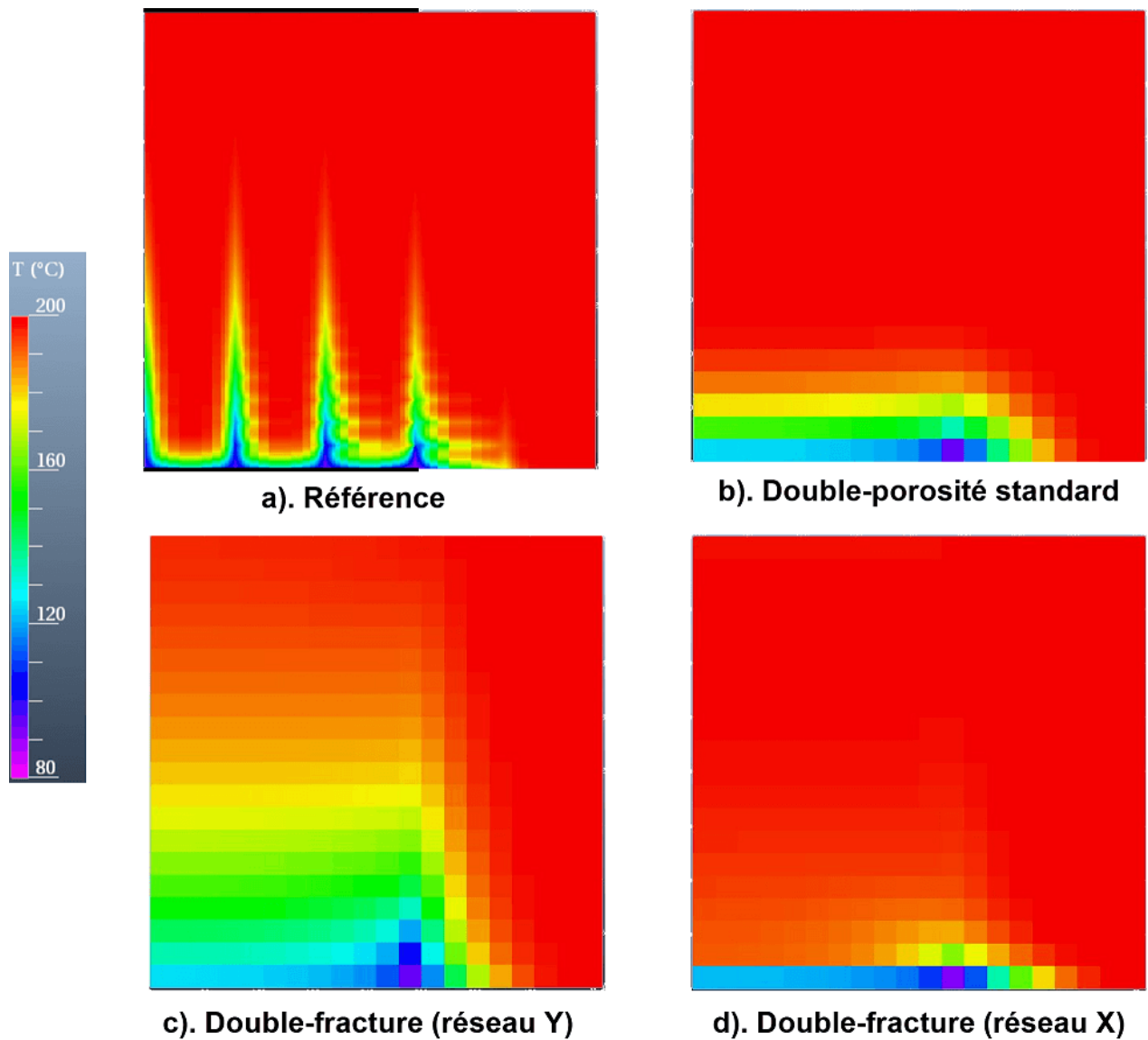


Figure 2: Carte de température à 1000 ans

- La Figure 3 met en évidence que l'évolution de la température de l'eau produite, obtenue par simulation avec le modèle de double fracture, est très proche de celle de la solution de référence, ce qui n'est pas le cas de celle calculée avec le modèle double-porosité standard.

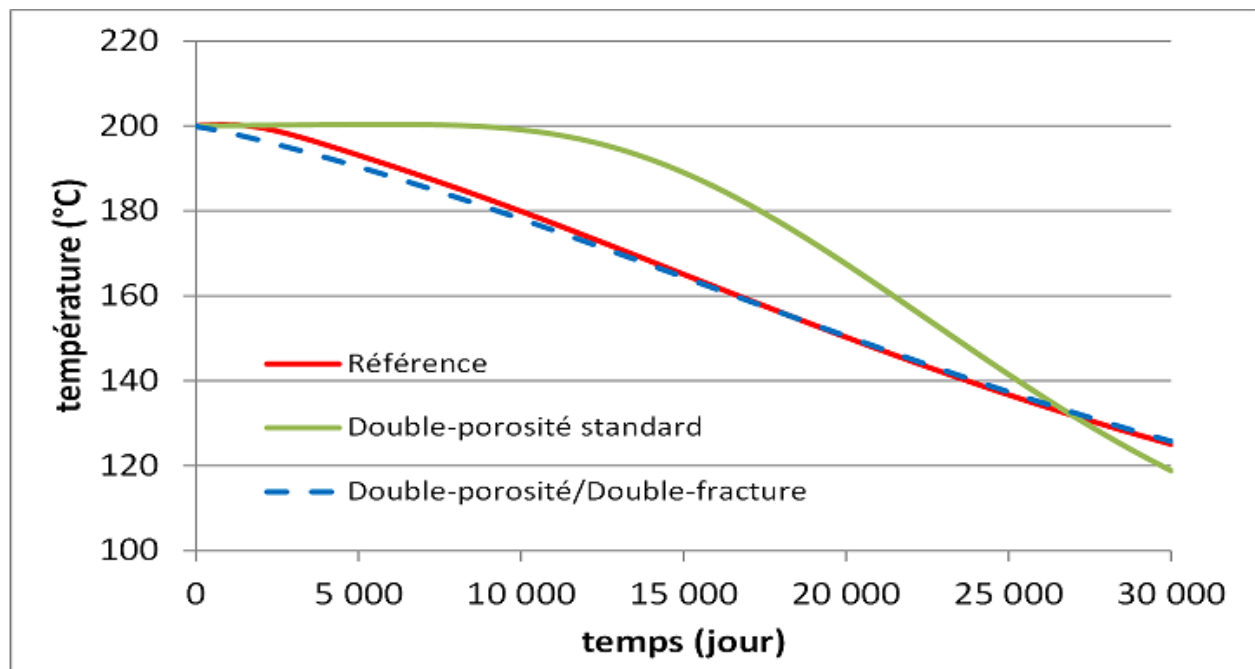


Figure 3: Température de l'eau au puits producteur

Double-porosité/double-fracture : un modèle réaliste et extensible

Ces travaux ont montré que **le modèle de double-porosité/double-fracture est une approche réaliste pour la simulation des réservoirs géothermiques fracturés** avec en outre **un bon compromis en termes de précision et de temps de calcul**.

La suite du travail portera sur l'extension de ce type de modèle à des configurations de réservoirs plus réalistes, en recourant pour la simulation à des réseaux de fractures discrètes (DNF)².

² Discrete Fracture Networks : réseaux où sont représentées explicitement les propriétés géométriques de chaque fracture individuelle (par exemple, l'orientation, la taille, la position, la forme et l'ouverture), ainsi que les relations topologiques entre les fractures individuelles et les ensembles de fractures.

Référence :

[1] Ding, D.Y. (2022) "Dual-Porosity and Dual-Fracture Model for Fractured Geothermal Reservoir Simulations" Transp Porous Med 143, 169–194. <https://doi.org/10.1007/s11242-022-01787-3>

Contact scientifique : **Didier Y. Ding**

VOUS SEREZ AUSSI INTÉRESSÉ PAR

[IFPEN et la géothermie : des travaux multidisciplinaires pour des défis techniques complexes](#)

[Transition énergétique et géothermie : des connaissances qui ne coulent pas de source](#)

Modèle à double porosité et double fracture pour la simulation de réservoirs géothermiques fracturés

13 janvier 2023

Lien vers la page web :