

Scénario d'injection et de récupération pour améliorer la performance d'un système géothermique avec fractures multiples

Joël M. **ZINSALO**, Louis **LAMARCHE**

joel-metogbe.zinsalo.1@etsmtl.net (J. M. Zinsalo), louis.lamarche@etsmtl.ca (L. Lamarche)

Département de génie mécanique, École de Technologie Supérieure, 1100 rue Notre-Dame Ouest, Montréal (QC) H3C 1K3, Canada

RÉSUMÉ

Dans ce travail, le réservoir tridimensionnel, hétérogène, poreux, anisotrope en perméabilité avec trois fractures discrètes inclinées est modélisé en régime transitoire avec la méthode des éléments finis. Les résultats numériques montrent que la température de production et la puissance thermique extraite sont affectées, le fluide s'écoule par des chemins préférés et la durée de vie du réservoir est réduite. La température du fluide à la sortie du puits de production augmente lentement et diminue ensuite avec la durée de vie du réservoir. La meilleure performance est obtenue en injectant sur 100 m le fluide dans la quatrième couche du réservoir stratifié. Pour un débit volumétrique de 150 l/s et une température d'injection de fluide à 60 °C, une meilleure option est obtenue pour une puissance électrique moyenne de 9,65 MWe. La température moyenne de fluide à la sortie du puits de production après une période de 40 ans d'exploitation est de 165,8 °C, elle est ainsi réduite de 1.25 %, ce qui est acceptable.

Mots Clés : *Système géothermique amélioré, fracture discrète, production d'électricité, réservoir hétérogène anisotrope.*

NOMENCLATURE

Symboles

c_p : chaleur massique à pression constante, [J.kg⁻¹.K⁻¹]
 d : diamètre de puits, [m]
 d_{fr} : épaisseur de fracture, [m]
 $\vec{g}$: accélération gravitationnelle, [m.s⁻²]
 k : conductivité thermique, [W.m⁻¹.K⁻¹]
 K_{xx}, K_{yy}, K_{zz} : Composantes du tenseur de perméabilité du réservoir, [m²]
 P : pression, [Pa]
 P_{th} : puissance thermique, [MW]
 P_e : puissance électrique, [MW]
 Q_v : débit volumique, [m³.s⁻¹]
 Q_f : transport de masse entre roche poreuse et fractures, [kg.m⁻³.s⁻¹]
 t : temps, [s]
 T : température, [°C]

Lettres grecques

ε : porosité
 ρ : densité, [kg.m⁻³]
 μ : viscosité dynamique, [Pa.s⁻¹]
 τ : gradient géothermique, [°C.m⁻¹]
 ΔH : gradient hydraulique, [m.m⁻¹]

Indices / Exposants :

eff effectif
 f fluide,
 fr fracture,
 gr sol
 r roche
 inj injection
 pro production

INTRODUCTION

L'utilisation la plus connue de la géothermie est le chauffage et la climatisation des bâtiments. L'énergie géothermique provient des structures volcaniques, de la désintégration des matières radioactives dans les roches. L'énergie géothermale peut être valorisée au moyen de différents procédés qui se distinguent essentiellement par la profondeur et la température de la ressource. Plus le réservoir géothermique est profond, plus la température est élevée et plus elle peut être exploitée comme source renouvelable d'énergie et couvrir une bonne part de la charge de base de la population. La production d'électricité est possible aujourd'hui sans l'utilisation des ressources hydrothermales naturelles par la création d'un réservoir géothermique profond avec la technique du système géothermique amélioré (EGS) [1-3]. Le principe consiste à injecter de l'eau dans une roche chaude via un puits appelé puits d'injection. Cette eau injectée sous forte pression fait augmenter la pression du réservoir qui se fissure et sa perméabilité est améliorée. L'eau injectée au contact de la roche chaude absorbe de la chaleur. Cette eau chaude produite est renvoyée à la surface à l'aide d'une pompe via un puits appelé puits de production. Cette eau chaude pompée est acheminée vers un évaporateur où le fluide secondaire absorbe sa chaleur. Le fluide secondaire se vaporise et permet de faire tourner une turbine à vapeur pour produire de l'électricité. Le fluide géothermique en transmettant sa chaleur au fluide secondaire est renvoyé dans le réservoir et le cycle recommence. Le fluide secondaire vaporisé est détendu dans la turbine et refroidi dans un condenseur avant de repasser dans l'évaporateur et le cycle recommence. L'utilisation des ressources géothermiques est ainsi étendue grâce à la technique du système géothermique amélioré [3]. L'énergie est extraite à partir d'un ou plusieurs puits d'injection et de production. Le laboratoire National de Los Alamos aux États-Unis à Fenton Hill fut le premier en 1974 à faire les premiers tests sur la technique de système géothermique amélioré [4]. La création d'un réservoir géothermique destiné à la production d'électricité doit être basée sur des paramètres de design importants tels que : la température qui varie en fonction de la profondeur, de la température à la surface du sol et du gradient géothermique, la formation géologique du réservoir, le champ de contraintes au sein du réservoir et les propriétés du fluide géothermique [5]. La rentabilité du système géothermique amélioré dépend de la puissance extraite c'est-à-dire du volume de fluide géothermique extrait, de la différence de température entre celle de production et la température d'injection de fluide, et du temps d'exploitation mais aussi de la façon

dont le fluide est injecté dans le réservoir. La disposition des puits d'injection et de production a un impact significatif sur la température de production [6]. Plusieurs études par le passé se sont penchées sur la stratégie d'injection d'eau dans le réservoir [7-10]. Dans la majorité des études précitées, l'hétérogénéité et l'anisotropie en perméabilité du réservoir géothermique ne sont pas souvent prises en compte encore moins la présence de fractures multiples. Les expériences avec le système à simple fracture ont prouvé que la surface d'échange de chaleur entre le fluide injecté et la roche chaude est très limitée. La stratégie de réinjection de fluide géothermique dans un réservoir géothermique profond est d'une importance capitale pour une meilleure performance d'un système géothermique amélioré pour la production d'électricité. Dans cet article, le réservoir géothermique tridimensionnel, stratifié, hétérogène, anisotrope en perméabilité et traversé par trois fractures inclinées parallèles, est modélisé en régime transitoire. L'objectif principal est de prédire la meilleure option d'injection du fluide dans le réservoir en vue d'améliorer la performance d'un système géothermique avec fractures multiples pour la production d'électricité sur une période de 40 ans.

MÉTHODOLOGIE

Le modèle physique faisant l'objet de cette étude comporte un puits d'injection, un puit de production, un réservoir stratifié et trois fractures parallèles inclinées séparées l'une de l'autre de 50 m comme l'indique la figure 1.

Les dimensions du système géothermique amélioré sont 700 m × 700 m × 700 m et le réservoir est situé à 5850 m dans le sous-sol. Le gradient géothermique est de 30 °C/km et la température à la surface du sol est de 8 °C. Les puits d'injection et de production de diamètre 0,25 m sont distants l'un de l'autre de 500 m.

Les puits d'injection et de production sont situés à différentes profondeurs de 5750 m et 5350 m, respectivement. Avec cette option, le fluide met plus de temps à s'écouler dans le réservoir géothermique à partir du puits d'injection vers le puits de production.

Un écoulement régional de gradient hydraulique $\Delta H = 1$ mm/m est appliqué du puits d'injection vers le puits de production.

Dans la pratique pour des objectifs commerciaux, le débit volumétrique varie entre 50 l/s et 150 l/s et la température d'injection varie entre 60 °C et 80°C [4, 11].

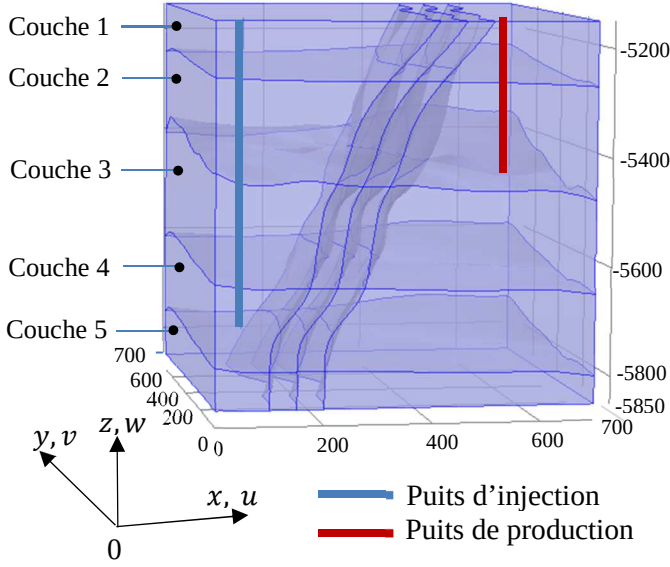


Figure 1 : Modèle physique et système d'axes

Dans cette étude, un débit de 150 l/s est imposé au puits d'injection avec une température d'injection de 60 °C. Les propriétés thermo-physiques du fluide géothermique sont fonctions de la température (voir annexe). Les paramètres du modèle physique fictif dans des conditions pratiques d'ingénierie sont inspirés de la revue de littérature [11-14]. Le couplage des phénomènes hydrauliques et thermiques au sein du réservoir est pris en compte.

Tableau 1 : Paramètres de l'étude

	k (W/m.K)	ρ (kg/m ³)	C_p (J/kg.K)	ε -
Couche 1	3.0	2450	1000	0.001
Couche 2	3.2	2500	950	0.01
Couche 3	3.4	2580	930	0.02
Couche 4	3.5	2600	920	0.05
Couche 5	3.5	2650	900	0.002
Fracture	3.2	1200	900	0.6

	K (m ²)		
	K_{xx}	K_{yy}	K_{zz}
Couche 1	1.0×10^{-18}	1.01×10^{-18}	1.1×10^{-18}
Couche 2	7.0×10^{-15}	5.8×10^{-15}	6.0×10^{-15}
Couche 3	3.0×10^{-15}	8.0×10^{-15}	3.11×10^{-15}
Couche 4	3.1×10^{-14}	4.0×10^{-14}	6.0×10^{-14}
Couche 5	2.0×10^{-18}	1.5×10^{-18}	2.1×10^{-18}

L'épaisseur des fractures d_{fr} vaut 0.0001 m et la perméabilité des fractures est calculée avec la loi cubique :

$$K_{fr} = \frac{d_{fr}^2}{12} \quad (1)$$

Les équations gouvernantes sont :

Toutes couches du réservoir :

$$\varepsilon \frac{\partial(\rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \vec{V}) = -Q_f \quad (2)$$

$$\vec{V} = -\frac{\bar{K}_{res}}{\mu_f} (\nabla P + \rho_f \vec{g}) \quad (3)$$

$$\bar{K}_{res} = \begin{pmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} \end{pmatrix} \quad (4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [(\rho c_p)_{eff} T] + \vec{V} \cdot \vec{\nabla} [(\rho c_p)_f T] = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T) - Q \quad (5)$$

$$(\rho c_p)_{eff} = (1 - \varepsilon)(\rho c_p)_r + \varepsilon(\rho c_p)_f \quad (6)$$

$$k_{eff} = (1 - \varepsilon)k_r + \varepsilon k_f \quad (7)$$

Fracture :

$$\varepsilon_{fr} \frac{\partial(d_{fr} \rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (d_{fr} \rho_f \vec{V}_{fr}) = Q_f \quad (8)$$

$$\vec{V}_{fr} = -\frac{K_{fr}}{\mu_f} (\nabla P_{fr} + \rho_f \vec{g}) \quad (9)$$

$$Q_f = -\rho_f \frac{K_{fr}}{\mu_f} \frac{\partial P}{\partial n} \quad (10)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [d_{fr} (\rho c_p)_{eff, fr} T] + d_{fr} \vec{V}_{fr} \cdot \vec{\nabla} [(\rho c_p)_f T] = d_{fr} \nabla \cdot (k_{eff, fr} \nabla T) + Q \quad (11)$$

$$Q = \vec{n} \cdot \left[-\nabla (k_{eff} T) + (\rho c_p)_f T \vec{V} \right] \quad (12)$$

$$(\rho c_p)_{eff, fr} = (1 - \varepsilon)(\rho c_p)_{fr} + \varepsilon(\rho c_p)_f \quad (13)$$

$$k_{eff, fr} = (1 - \varepsilon)k_{fr} + \varepsilon k_f \quad (14)$$

où $\vec{n}$ est un vecteur normal à la face considérée.

Condition initiale

La pression initiale est la pression hydrostatique et la température initiale $T_{init}(z)$ est :

$$T_{init}(z) = T_{gr} - \tau \cdot (-z) \quad (15)$$

Conditions aux frontières

Le réservoir est à frontières verticales ouvertes et une perte d'eau $\delta = 10\%$ est prise en compte dans la modélisation.

Faces verticales :

$$t > 0, \begin{cases} T = T_g - \tau \times (-z) \text{ si } \vec{n} \cdot \vec{V} < 0 \\ \vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0 \text{ si } \vec{n} \cdot \vec{V} \geq 0 \\ P = \rho_f g (-\Delta H \cdot x - z) \end{cases} \quad (16)$$

Face supérieure Couche 1 et Face inférieure couche 5 :

$$t > 0, -\vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0, -\vec{n} \cdot (\rho_f \vec{V}) = 0 \quad (17)$$

Puits d'injection

$$t > 0, T(t) = T_{inj}, Q_{v,inj}(t) = Q_v \quad (18)$$

Puits de production

$$t > 0, T(t) = T_{pro}, Q_{v,pro}(t) = (1 - \delta) Q_v \quad (19)$$

où T_{pro} est la température au puits de production calculée.

Six scénarios d'injection sont étudiés et la récupération est faite de la couche 2 en vue de réduire les coûts importants de forage :

Scénario 1 : Injection sur 100 m dans la couche 4

Scénario 2 : Injection sur 100 m dans la couche 3

Scénario 3 : Injection sur 100 m dans la couche 2

Scénario 4 : Injection sur 290 m dans les couches 3 et 4

Scénario 5 : Injection sur 300 m dans les couches 2 et 3

Scénario 6 : Injection sur 470 m dans les couches 2, 3 et 4.

La puissance thermique extraite est évaluée par la formule :

$$P_{th} = \rho_f Q_{v,pro} C_{pf} (T_{pro} - T_{inj}) \quad (20)$$

La méthode des éléments finis sous Comsol Multiphysics est utilisée et le pas de temps est de 0,1 an. Le maillage comporte N_1 éléments tétraédriques, N_2 éléments triangulaires, N_3 éléments unidimensionnels linéaires tel qu'indique le tableau 2.

Tableau 2 : Maillage

Scénario	N_1	N_2	N_3
1	85180	14321	1166
2	89039	14338	1181
3	86499	14369	1171
4	94703	14381	1214
5	95494	14425	1216
6	103531	14518	1260

RÉSULTATS

La distribution spatiale de la température du fluide au sein du réservoir est montrée à la figure 2. Une région froide se forme autour du puits d'injection et s'élargit progressivement vers le puits de production pour chaque scénario. La température de production croît de la valeur

initiale 167,9 °C jusqu'à une valeur T_{br} où la percée thermique est atteinte à l'instant t_{br} .

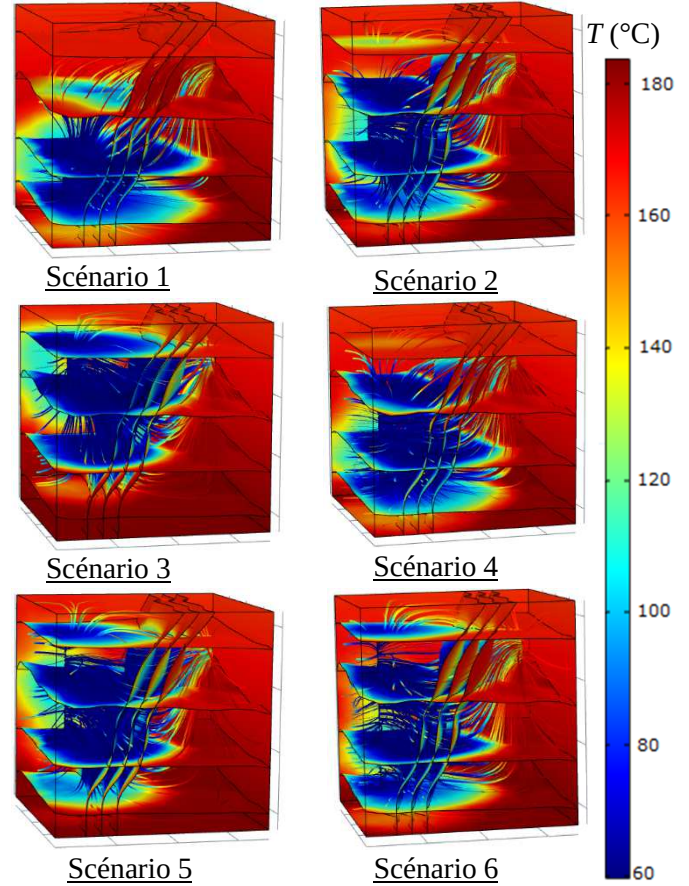


Figure 2 : Distribution spatiale de la température du fluide dans le réservoir

La région froide formée s'élargit année par année et elle devient intense dans les fractures à cause de la perméabilité améliorée des fractures. La température finale atteinte après 40 ans est notée T_{fin} , le temps de percée thermique est désigné par t_{br} et la puissance thermique moyenne est désignée par $P_{th,moy}$. Pour chaque scénario, les valeurs de T_{fin} , t_{br} et $P_{th,moy}$ sont calculées (voir tableau 3).

Tableau 3 : Température de production, percée thermique et Puissance thermique moyenne sur 40 ans

Scénario	T_{br} (°C)	t_{br} (année)	T_{fin} (°C)	$P_{th,moy}$ (MW)
1	170,4	20,8	165,8	61,7
2	170,1	14,0	163,7	61,1
3	169,7	9,3	159,7	59,6
4	170,1	15,3	163,8	68,4
5	170,0	12,5	161,9	67,3
6	170,1	15,3	163,8	61,2

La figure 3 montre l'évolution de la puissance thermique extraite pour chaque scénario sur 40 ans de production.

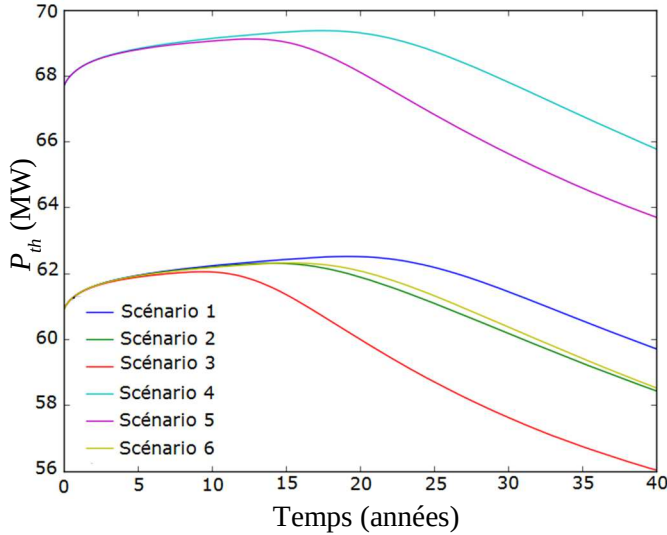


Figure 3: Puissance thermique extraite

En se basant sur la puissance thermique moyenne extraite (Figure 3), on est tenté de conclure que le scénario 4 est meilleur.

L'objectif final est de produire de l'électricité. Il serait beaucoup plus judicieux de faire le choix sur la base de la puissance électrique effective par scénario.

La puissance électrique peut aussi être calculée en fonction du temps par la formule [15]:

$$P_e = 0.45 \rho_f Q_{v,pro} C_{pf} (T_{pro} - T_{inj}) \left(1 - \frac{T_o}{T_{pro}} \right) \quad (21)$$

où 0.45 est facteur d'utilisation du travail maximal utile convertie en énergie électrique, T_o/T_{pro} est calculée avec $T_o = 288.75$ K qui désigne la température de rejet de chaleur [15] et T_{pro} la température de production toutes exprimées en Kelvin.

La figure 4 montre l'évolution de la puissance électrique effective sur 40 ans de production par scénario.

Une puissance électrique moyenne de 9.65 MWe, 9.51 MWe, 9.19 MWe, 9.60 MWe, 9.38 MWe et 9.53 MWe est obtenue pour les scénarios 1, 2, 3, 4, 5 et 6 respectivement. Il est aisé de déduire que le scénario 1 donne la meilleure puissance électrique effective. Pour des objectifs commerciaux, Garnish et Shok ont recommandé une production rentable si la chute de température est d'environ 10 % [5].

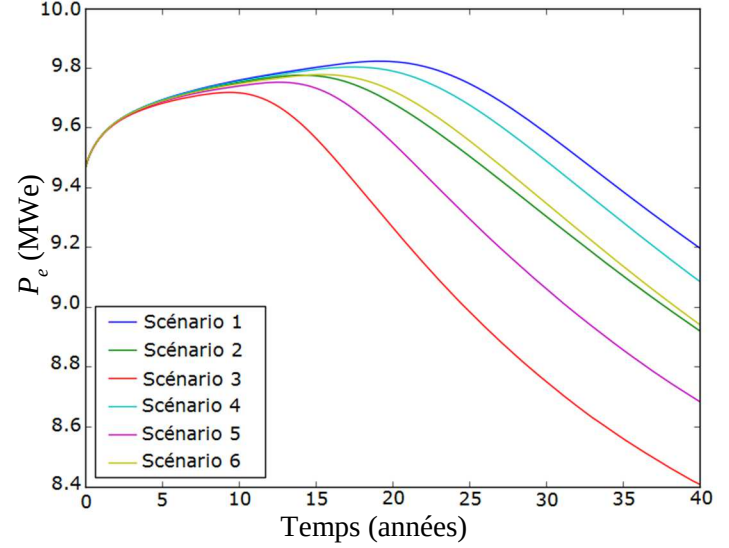


Figure 4: Puissance électrique effective

Ainsi, en injectant le fluide sur 100 m dans la couche 4 du réservoir à la température d'injection de 60 °C au débit de 150 l/s, une puissance électrique moyenne de 9,65 MWe est obtenue et la température moyenne de production finale atteinte est de 165,8 °C après 40 ans d'exploitation. Une chute de température de 1,25 % inférieure à 10 % est donc acceptable.

CONCLUSION

Dans cette étude, une meilleure option d'injection et de récupération du fluide est proposée en modélisant les phénomènes hydrauliques et thermiques dans le réservoir en se basant sur la puissance électrique effective. Le réservoir tridimensionnel, hétérogène, poreux et anisotrope en perméabilité avec trois fractures discrètes inclinées et parallèles est modélisé en régime transitoire avec la méthode des éléments finis. Les résultats ont montré qu'une injection sur 100 m dans la couche 4 du réservoir stratifié donne une meilleure puissance électrique effective de 9,65 MWe. La température de production croît d'une valeur initiale de 167,9 °C jusqu'à une valeur maximale de 170,4 °C et diminue ensuite au fur et à mesure que l'injection continue jusqu'à une valeur de 165,8 °C.

REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient la Banque Islamique du Développement (BID) et le Conseil de Recherches en Sciences Naturelles et en Génie (CRSNG) pour leur soutien.

ANNEXES

Propriétés thermo-physiques de l'eau

La masse volumique ρ_f , la viscosité dynamique μ_f , la capacité thermique à pression constante C_{pf} et la conductivité thermique k_f du fluide s'expriment respectivement comme suit :

$$\rho_f = 3,7182 \times 10^{-7} T^3 - 0,0030 T^2 + 1,4005 T + 838,4661$$

$$\mu_f = 1,3799 - 0,0212 T + 1,3604 \times 10^{-4} T^2 - 4,6454 \times 10^{-7} T^3 + 8,9043 \times 10^{-10} T^4 - 9,0791 \times 10^{-13} T^5 + 3,8457 \times 10^{-16} T^6$$

pour $273,15 \text{ K} \leq T \leq 413,15 \text{ K}$, et

$$\mu_f = 0,0040 - 2,1075 \times 10^{-5} T + 3,8577 \times 10^{-8} T^2 - 2,3973 \times 10^{-11} T^3$$

pour $413,15 \text{ K} \leq T \leq 553,15 \text{ K}$

$$C_{pf} = 12010,1471 - 80,4073 T + 0,3098 T^2 - 5,3818 \times 10^{-4} T^3 + 3,6254 \times 10^{-7} T^4$$

pour $273,15 \text{ K} \leq T \leq 553,15 \text{ K}$

$$k_f = -0,8691 + 0,0089 T - 1,5837 \times 10^{-5} T^2 + 7,9754 \times 10^{-9} T^3$$

pour $273,15 \text{ K} \leq T \leq 553,15 \text{ K}$.

RÉFÉRENCES

- [1] Zhu J, Hu K, Lu X, Huang X, Liu K, Wu X. A review of geothermal energy resources, development, and applications in China: Current status and prospects. *Energy*. 2015;93:466-83.
- [2] Lu S-M. A global review of enhanced geothermal system (EGS). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018;81:2902-21.
- [3] Olasolo P, Juárez MC, Morales MP, D'Amico S, Liarte IA. Enhanced geothermal systems (EGS): A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016;56:133-44.
- [4] Tester JW, Anderson BJ, Anthony S. B, David D. B, Ronald D, Elisabeth M. D, et al. The future of geothermal energy : impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st century. An assessment by an MIT-led interdisciplinary panel: Massachusetts Institute of Technology, 2006.
- [5] Baria R, Baumgärtner J, Rummel F, Pine RJ, Sato Y. HDR/HWR reservoirs: concepts, understanding and creation. *Geothermics*. 1999;28(4):533-52.
- [6] Axelsson G. Importance of geothermal reinjection. Fridleifsson, IB, Holm, DH. 2008.
- [7] Lv T, Zhu Q, Lu H, Li X. Geothermal reinjection technology and its application in geothermal power plant Conference Geothermal reinjection technology and its application in geothermal power plant vol. 1. p. 683-6.
- [8] Stefansson V-d. Geothermal reinjection experience. *Geothermics*. 1997;26(1):99-139.
- [9] Kaya E, Zarrouk SJ, O'Sullivan MJ. Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011;15(1):47-68.
- [10] Rivera Diaz A, Kaya E, Zarrouk SJ. Reinjection in geothermal fields – A worldwide review update. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016;53:105-62.
- [11] Yu-Chao Z, Neng-You W, Zheng S, Xiao-Xing W, Jian H. Numerical simulation of heat production potential from hot dry rock by water circulating through a novel single vertical fracture at Desert Peak geothermal field. *Energy*. 2013;63:268-82.
- [12] Bataillé A, Genthon P, Rabinowicz M, Fritz B. Modeling the coupling between free and forced convection in a vertical permeable slot: Implications for the heat production of an Enhanced Geothermal System. *Geothermics*. 2006;35(5-6):654-82.
- [13] Huang X, Zhu J, Li J, Lan C, Jin X. Parametric study of an enhanced geothermal system based on thermo-hydro-mechanical modeling of a prospective site in Songliao Basin. *Applied Thermal Engineering*. 2016;105:1-7.
- [14] Held S, Genter A, Kohl T, Kölbel T, Sausse J, Schoenball M. Economic evaluation of geothermal reservoir performance through modeling the complexity of the operating EGS in Soultz-sous-Forêts. *Geothermics*. 2014;51(0):270-80.
- [15] Sanyal SK, Butler SJ. An analysis of power generation prospects from enhanced geothermal systems. *Geothermal Resources Council Transactions*. 2005;29:131-8.