

Conception, modélisation et analyse de la performance d'un
système géothermique amélioré à fractures multiples pour la
production d'électricité

par

Joël Mètogbé ZINSALO

THÈSE PAR ARTICLES PRÉSENTÉE À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE
SUPÉRIEURE COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION
DU DOCTORAT EN GÉNIE
Ph. D.

MONTREAL, LE 13 NOVEMBRE 2020

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Joël Mètogbé Zinsalo, 2020



Cette licence [Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY

CETTE THÈSE A ÉTÉ ÉVALUÉE

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Louis Lamarche, directeur de thèse
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. François Duhaime, président du jury
Département de Génie de la Construction à l'École de technologie supérieure

M. Didier Haillot, membre du jury
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Ali G. Madiseh, examinateur externe
Canadian Research Chair in Advanced Mine Energy Systems, University of British
Columbia

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 18 MAI 2021

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Je voudrais sincèrement remercier mon Directeur de recherche Monsieur Louis Lamarche pour son soutien, son accompagnement, ses conseils, sa patience légendaire durant toute cette aventure. Je vous remercie pour la confiance que vous m'avez témoignée durant tout ce travail de recherche. Monsieur Louis Lamarche, vous êtes une référence enrichissante et votre présence auprès d'un doctorant est réconfortante et pleine d'espoir. Tous vos commentaires et suggestions pertinentes ont valorisé ce travail avec l'atteinte de tous nos objectifs.

Je tiens également à remercier sincèrement Monsieur Jasmin Raymond, professeur à l'Institut National de la Recherche Scientifique pour tous ses commentaires et suggestions tout le long de cette thèse. Je vous témoigne ma profonde reconnaissance.

Tous mes remerciements vont à l'endroit de Monsieur Stanislaw Kajl, professeur au département de Génie Mécanique à l'école de technologie supérieure pour ses conseils et soutien personnel. Merci pour m'avoir proposé Monsieur Louis Lamarche comme Directeur de Recherche. Monsieur Stanislaw Kajl, je me souviens encore de notre retour du Colloque International Franco-Québécois en énergie (CIFQ 2019), je vous remercie infiniment.

Je remercie sincèrement la Banque Islamique du Développement sans qui je ne serais pas au Canada pour mes études doctorales. Tous mes remerciements vont à l'endroit du Conseil de Recherches en Sciences Naturelles et en Génie du Canada par le biais du Professeur Louis Lamarche sans qui cette aventure ne connaîtrait pas un aboutissement heureux.

Je voudrais chaleureusement remercier mon épouse Christèle pour son soutien indéfectible, sa persévérance. Mon fils Uriel Axel, merci pour ta sagesse. Mes sincères remerciements vont à l'endroit de mon père, ma mère, mes frères et sœurs qui ont su tenir cette longue absence.

Merci à tout le personnel de l'ÉTS et particulièrement mes collègues de laboratoire Dorian DELBERGUE, Ghislaine ETOUA, Hala HAWCHAR, et tous les autres collègues.

Conception, modélisation et analyse de la performance d'un système géothermique amélioré à fractures multiples pour la production d'électricité

Joël Mètogbé ZINSALO

RÉSUMÉ

La production d'électricité par le système géothermique amélioré attire de plus en plus l'attention des chercheurs depuis une cinquantaine d'années. Le système géothermique amélioré consiste à extraire l'énergie thermique des roches chaudes et sèches par injection d'eau sous forte pression dans un réservoir artificiellement créé pour la production d'électricité. La géothermie profonde est une énergie durable, propre, et renouvelable. L'énergie géothermique est aussi une alternative aux énergies fossiles. La modélisation des différents processus dans un système géothermique amélioré est très complexe et nécessite beaucoup de recherches, développements numériques et beaucoup de temps de calcul. Dans cette thèse, plusieurs modèles sont développés pour plus de réalisme. Le réservoir géothermique considéré est anisotrope en perméabilité, hétérogène et la perte d'eau est prise en compte. La rentabilité du système géothermique amélioré dépend de plusieurs facteurs dont l'analyse est très importante en vue d'améliorer la performance du système. Plusieurs facteurs abordés dans cette thèse influencent la performance et la rentabilité du système : l'hétérogénéité du réservoir d'un système géothermique amélioré, les pertes d'eau inévitables dans le réservoir vers la formation environnante, l'espacement entre les puits d'injection et de production, l'épaisseur de fracture, l'inclinaison des puits d'injection et de production, la direction de l'écoulement régional, la disposition des puits d'injection et de production lorsque plusieurs puits sont mis en œuvre pour la production optimale d'électricité, la sélection du fluide secondaire dans un cycle Organique de Rankine (ORC) couplé au réservoir, les stratégies d'injection du fluide dans le réservoir et sa récupération qui nécessite une analyse approfondie.

Dans les études antérieures, l'injection du fluide dans le réservoir du système géothermique amélioré est basée sur les expériences issues de l'industrie pétrolière et gazière. La stratégie d'injection est un facteur clé de succès ou d'échec d'un système géothermique amélioré. Il importe d'explorer toutes les possibilités d'injection et de récupération du fluide. L'analyse des stratégies d'injection et de récupération permet d'éviter une rupture thermique prématurée qui peut écourter la durée de vie du réservoir. La durabilité et la rentabilité d'un système géothermique amélioré sont très préoccupantes pour intéresser les gouvernants et investisseurs. Il est donc important de fournir à l'industrie une gestion améliorée des stratégies d'injection de fluide dans le réservoir afin de maximiser l'extraction de chaleur. C'est pour cette raison que la première partie de cette thèse est axée sur six scénarios en vue d'étudier les stratégies d'injection et de récupération du fluide avec un modèle de fractures discrètes sur 40 ans de production d'électricité. En se basant sur les conditions aux limites et paramètres utilisés dans cette thèse, les résultats ont montré que le scénario 1 est le meilleur avec une puissance électrique effective de 9,65 MWe. Dans ce meilleur scénario, la température de production augmente de 167,9 °C à une valeur maximale de 170,4 °C, puis diminue au fur et à mesure que l'injection continue et elle atteint 166 °C à la fin de la

VIII

production. L'impédance d'écoulement du réservoir est d'environ 0,22 MPa/(kg/s). Une analyse de sensibilité a été conduite en étudiant l'influence de l'ouverture de fracture, la conductivité thermique de fracture, la distance entre fractures sur la température de production et la puissance électrique effective. Lorsque les valeurs d'ouverture de fractures sont supérieures à 0.1 mm, on constate une diminution de la température de production, de la puissance électrique effective et du temps de rupture thermique. Une distance entre fractures hydrauliques de 25 m donne des résultats intéressants et cette valeur est fortement recommandée. Les résultats obtenus dépendent fortement des propriétés physiques de la formation géologique et des propriétés thermodynamiques du fluide géothermal. La méthodologie adoptée dans cette étude peut être mise en œuvre pour tout réservoir d'un système géothermique amélioré.

Dans un réservoir de système géothermique amélioré, la pré-existence de fractures naturelles, de petites fissures, et la variabilité des propriétés pétrophysiques rendent le réservoir hétérogène. La pré-existence de petites fissures et l'injection de l'eau sous forte pression provoque des pertes d'eau inévitable vers la formation géologique environnante. Ces deux phénomènes (hétérogénéité et pertes d'eau) sont difficiles à quantifier et ils rendent la modélisation complexe. La variabilité de la perméabilité dans toutes les directions fait que le réservoir est anisotrope en perméabilité. Pour ainsi évaluer le potentiel de production d'électricité du système géothermique amélioré, la prise en compte de l'anisotropie en perméabilité, l'hétérogénéité du réservoir et les pertes d'eau est capitale pour une production durable réelle. Dans la deuxième partie de cette thèse, l'hétérogénéité du réservoir, les pertes d'eau inévitables et l'anisotropie en perméabilité sont prises en compte. Une analyse de sensibilité sur une période de 40 ans de production a été conduite afin d'évaluer l'influence des pertes d'eau et de l'hétérogénéité du réservoir pendant toute la production. L'impact de l'inclinaison du puits, de la distance entre les puits d'injection et de production sur la température de production, et sur la puissance électrique effective a également été étudié. En négligeant les pertes d'eau dans la modélisation, la performance du système est surestimée et la durée de vie du système peut arriver plutôt que prévue. En supposant que le réservoir est homogène alors qu'il est hétérogène en réalité, la performance du système est surestimée ce qui rend la prédiction douteuse. Dans le but de quantifier l'effet de l'hétérogénéité du réservoir sur la performance du système, trois cas hétérogènes (H1, H2, H3) et un cas homogène (H4) ont été adoptés. Une combinaison de couches a été proposée et les propriétés pétrophysiques sont calculées sur la base de moyenne pondérée. Sept (7) critères de comparaison ont été établis : la température de production (comparaison de sa variation durant tout le processus d'extraction), la baisse de la température de production au puits de production qui devrait être comprise entre 5% et 15%, l'écart relatif entre la puissance électrique effective moyenne dans le cas homogène et celle obtenue dans les trois différents cas hétérogènes étudiés, la pression de production, l'impédance du réservoir qui est la chute de pression requise pour circuler 1 kg d'eau du puits d'injection au puits de production, la puissance électrique effective moyenne et le taux d'extraction de chaleur. De tous les critères établis, seul le taux d'extraction de chaleur permet de déterminer le niveau d'hétérogénéité du réservoir. Le taux d'extraction de chaleur varie de 0 à 39,4%, de 0 à 41,1%, de 0 à 42,9% et de 0 à 45,3% pour les cas H1, H2, H3 et H4, respectivement. Il sort des résultats que le cas H1 est plus hétérogène. L'inclinaison du puits a une faible influence sur la température de

production. La puissance électrique effective plus élevée est obtenue dans le cas des puits verticaux dans lesquels la puissance électrique effective augmente de 9,47 MWe à 9,83 MWe en 19,3 ans et diminue de 9,83 MWe à 9,20 MWe. Plus la distance entre les puits d'injection et de production est grande, plus le réservoir doit être grand et les pertes d'eau deviennent importantes. La puissance électrique efficace maximale est obtenue pour les puits verticaux avec un espacement de 540 m, la durée de rupture thermique est de 25,6 ans et la puissance électrique effective moyenne est de 9,7 MWe. Le temps de rupture thermique augmente avec l'augmentation de l'espacement des puits. L'augmentation de la perte d'eau de 0% à 10% pour un espacement de puits de 500 m se traduit par une diminution de l'efficacité énergétique du système géothermique amélioré de 2,4-2,2 à 2,3-2,1. La direction du flux régional du puits de production au puits d'injection améliore les performances du système.

La troisième partie de ce projet de thèse aborde la possibilité d'utiliser plusieurs puits d'injection et de production pour maximiser l'extraction de la chaleur du réservoir. La disposition des puits d'injection et de production joue un rôle capital dans l'évaluation du potentiel de production d'électricité en considérant la poroélasticité du réservoir. Dans la troisième partie de cette thèse, une conception et un choix optimal de plusieurs puits d'injection et de production ont été mis en œuvre. Neuf (9) scénarios ont été envisagés en considérant pour référence le système conventionnel à un puits d'injection et un puits de production (cas 1), un puits d'injection et deux puits de production (cas 2), un puits d'injection et trois puits de production (cas 3), trois puits d'injection alignés et un puits de production (cas 4), trois puits d'injection alignés et deux puits de production alignés (cas 5), trois puits d'injection alignés et trois puits de production alignés (cas 6), deux puits d'injection alignés et un puits de production (cas 7), deux puits d'injection alignés et deux puits de production (cas 8), deux puits d'injection alignés et trois puits de production alignés (cas 9). Toutes ces configurations ont été étudiées afin d'extraire une quantité d'énergie suffisante et de permettre au fluide d'atteindre un plus grand volume dans le réservoir hétérogène. Des résultats de l'étude, il ressort que la configuration avec trois puits d'injection et deux puits de production alignés correspondant au cas 5 offre la meilleure performance du système géothermique. L'augmentation du débit de fluide d'injection de 75 l/s à 125 l/s avec une température d'injection de 60 °C conduit à une diminution de la puissance électrique de 10,40 - 9,40 MWe à 6,84 - 4,53 MWe car plus le débit volumique est élevé, plus les pertes en eau sont grandes. La température de production moyenne après une période de 40 ans est de 164,8 °C et réduite de 3,1%, ce qui est acceptable. La température du fluide injecté et le gradient hydraulique ont une faible influence sur la température de production et le taux d'extraction de chaleur. L'effet du gradient hydraulique sur la température du fluide produit est perceptible pour une valeur de gradient hydraulique supérieure à 10 mm/m.

La quatrième partie de ce projet de thèse est réservée à l'analyse de performance et à la sélection du fluide secondaire adéquat pour la production d'électricité en couplant la centrale géothermique et le réservoir pour une utilisation durable et efficace du système géothermique amélioré à fractures multiples sur 40 ans de fonctionnement. Vingt fluides de travail ont été choisis afin de sélectionner le meilleur en fonction du rendement énergétique et du rendement exergetique. Les résultats montrent que les fluides de travail ont un effet significatif sur la température de réinjection du géofluide et un léger effet sur la température

de production. La température de réinjection varie de 56,5 °C à 108,4 °C selon le fluide de travail utilisé. Le fluide de travail le plus performant était le R1233zd(E), un réfrigérant hydrofluorooléfine, ininflammable avec un impact nul sur l'appauvrissement de la couche d'ozone et un très faible potentiel de réchauffement climatique. Dans les conditions de fonctionnement du réservoir EGS, une combinaison d'une pression d'entrée maximale de la turbine de 1,6 MPa, d'un débit massique maximal de réfrigérant de 50 kg/s et d'une température de condensation de 25 °C évite une formation de gouttelettes dans la turbine. Cette combinaison donne de meilleures performances avec un rendement énergétique de 15,8 – 16,0%, un rendement exergetique de 43,5 - 44,6%, une température d'entrée de la turbine de 121,3 - 156,3 ° C, une puissance électrique nette de 1,97 - 2,32 MW sur les 40 ans de production. Le rendement énergétique et le rendement exergetique diminuent avec l'augmentation de la température du condenseur.

Mots clés : Système géothermique amélioré, fracture discrète, énergie renouvelable, production d'électricité, puits multiples, perméabilité anisotrope, hétérogénéité, pertes d'eau, efficacité énergétique, management de réservoir, centrale géothermique, sélection de fluide, Cycle Organique de Rankine.

Design, modeling and performance analysis of a multiple-fracture enhanced geothermal system for electricity generation

Joël Mètogbé ZINSALO

ABSTRACT

Electricity generation in an Enhanced Geothermal System (EGS) attracted more and more the researchers' attention since the past fifty years. EGS consists of extracting thermal energy from Hot Dry Rock by injecting water under high pressure in an artificially created reservoir for electricity production. Deep geothermal energy is a sustainable, clean and renewable energy. Geothermal energy is also an alternative to fossil fuels. The different processes modeling in EGS is a very complex task and it requires a lot of research, numerical developments and large computing times. In this thesis, several models were developed for more realism. The geothermal reservoir considered is anisotropic in permeability, heterogeneous and water loss is taken into account. The profitability of the EGS depends on several factors, the analysis of which is very important in order to improve the system performance. Several factors studied in this thesis influence the performance and the profitability of the system: the reservoir heterogeneity of EGS, the inevitable water losses in the reservoir towards the surrounding formation, the well spacing, the fracture aperture, the well inclination, the direction of regional flow, the layout of the injection and production wells when several them are used for optimal electricity generation, the selection of the secondary fluid in the Organic Rankine cycle (ORC) coupled to the reservoir and the strategies of injecting the fluid into the reservoir and its recovery which requires in-depth analysis.

In previous studies, the injection of the fluid into the EGS reservoir is based on experiences from the oil and gas industry. The injection strategy is a key factor in the success or failure of an EGS. It is important to explore all possibilities for injecting and recovering the fluid. The analysis of injection and recovery strategies avoids premature thermal breakthrough which can shorten the reservoir lifespan. The sustainability and profitability of an EGS is of great concern to interest governments and investors. It is therefore important to provide the industry with improved management of fluid injection strategies in the EGS reservoir in order to maximize the heat mining. It is for this reason that the first part of this thesis is focused on six scenarios in order to study the injection and recovery strategies of the fluid with discrete fractures model over 40 years. Under the conditions and all parameters considered in this thesis project, the results showed that the best scenario is the first one with effective electric power of 9.65 MWe. In this scenario, the production temperature increases from 167.9 °C to a maximum value of 170.4 °C, then decreases as the injection continues and it reaches 166 °C at the end of production. The impedance of the reservoir flow is approximately 0.22 MPa/(kg/s). A sensitivity analysis was carried out by studying the influence of the fracture aperture, the fracture thermal conductivity and the distance between fractures on the production temperature and the effective electric power. For the fracture aperture values greater than 0.1 mm, there is a reduction in the production temperature, the effective electric power and the thermal breakthrough time. A distance between hydraulic

fractures of 25 m gives interesting results and this value is highly recommended. The results obtained strongly depend on the physical properties of the geological formation and the fluid thermodynamic properties. The methodology adopted in this study can be implemented for any EGS reservoir.

In an EGS reservoir, the pre-existence of natural fractures, small cracks, and the variability of petrophysical properties make the reservoir strongly heterogeneous. The pre-existence of small cracks and the injection of the fluid under high pressure cause inevitable water losses to the surrounding formation. These two phenomena (heterogeneity and water losses) are difficult to quantify and they make modeling complex. The variability of the permeability in all directions means that the reservoir is anisotropic in permeability. Thus, to evaluate the electricity production potential of EGS, considering the permeability anisotropy, the reservoir heterogeneity and water losses are essential for real sustainable production. In this second part of this thesis project, the reservoir heterogeneity, the inevitable water losses and the anisotropy in permeability are considered. A sensitivity analysis over a 40-year period was carried out in order to quantify the effects of water losses and the reservoir heterogeneity during the whole process. The impact of the well inclination angle and the distance between the injection and production wells on the production temperature, the effective electrical power was also studied. By neglecting water losses in EGS modeling, the system performance is overestimated and the system lifespan may arrive rather than expected. Assuming that the reservoir is homogeneous when in fact it is heterogeneous, the performance of the system is overestimated which makes the prediction doubtful. In order to quantify the effect of the reservoir heterogeneity on the performance of the system, three heterogeneous cases (H1, H2, H3) and one homogeneous case (H4) were adopted. A combination of reservoir layers was proposed and the petrophysical properties are calculated based on weighted average. Seven (7) comparison criteria were established: the production temperature (comparison of its variation throughout the extraction process), the production temperature drop at the production well which should be between 5% and 15%, the relative difference between the average effective electric power in the homogeneous case and that obtained in the three different heterogeneous cases studied, the production pressure, the reservoir flow impedance which is the pressure drop required to circulate 1 kg of water from the injection well to the production well, the average effective electric power and the heat extraction ratio. Seven (7) comparison criteria were established: the production temperature (comparison of its variation throughout the extraction process), the production temperature drop at the production well which should be between 5% and 15%, the relative difference between the average effective electric power in the homogeneous case and that obtained in the three different heterogeneous cases studied, the production pressure, the reservoir flow impedance which is the pressure drop required to circulate 1 kg of water from the injection well to the production well, the average effective electric power and the heat extraction ratio. Of all the criteria established, only the heat extraction ratio makes it possible to determine the level of heterogeneity of the reservoir. The heat extraction ratio varies from 0 to 39.4%, 0 to 41.1%, 0 to 42.9% and 0 to 45.3% for cases H1, H2, H3 and H4, respectively. It is found that the case H1 is more heterogeneous. The inclination of the well has little influence on the production temperature. The higher effective electric power is obtained in the case of vertical wells in which the effective electric power increases from 9.47 MWe to 9.83 MWe in

19.3 years and decreases from 9.83 MWe to 9.20 MWe. The greater the distance between the injection and production wells, the larger the reservoir must be, and the water losses become significant. The maximum effective electric power is obtained for vertical wells with a well spacing of 540 m, the thermal breakthrough time is 25.6 years and the average effective electric power is 9.7 MWe. The thermal breakthrough time increases with increasing the well spacing of the well. The increase in water loss from 0% to 10% for a well spacing of 500 m results in a reduction in the energy efficiency of the improved geothermal system from 2.4-2.2 to 2.3- 2.1. The direction of the regional flow from the production well to the injection well improves the EGS performance.

The third part of this thesis project addresses the possibility of using several injection and production wells to maximize heat extraction from the reservoir. The layout of the injection and production wells plays a crucial role in the assessment of the electricity generation potential by considering the reservoir poroelasticity. In this third part of the project thesis, a design and an optimal choice of several injection and production wells were implemented. Nine (9) different wells configurations were designed for the heat mining considering for reference the conventional doublet system with one injection well and one production well (case 1), one injection well and two production wells (case 2), one injection well and three production wells (case 3), three aligned injection wells and one production well (case 4), three aligned injection wells and two aligned production wells (case 5), three aligned injection wells and three aligned production wells (case 6), two aligned injection wells and one production well (case 7), two aligned injection wells and two aligned production wells (case 8), two aligned injection wells and three aligned production wells (case 9). All these configurations have been studied in order to extract a sufficient amount of energy and allow the fluid to reach a larger volume in the heterogeneous reservoir. From the simulated results, it is found that a five-spot well layout with three injection wells and two production wells, described in case 5, provides the best EGS performance. Increasing the injection fluid flow rate from 75 l/s to 125 l/s with an injection temperature of 60 °C leads to a decrease of the electric power from 10.40 – 9.40 MWe to 6.84 – 4.53 MWe because higher the volume flow rate, greater the water losses. The average production temperature after a 40-year period is 164.8 °C and reduced by 3.1%, which is acceptable. The injected fluid temperature and the hydraulic gradient have a low influence on the production temperature and the heat extraction ratio. The effect of the hydraulic gradient on the produced fluid temperature is noticeable for a hydraulic gradient value greater than 10 mm/m.

The fourth part of this thesis project is reserved for the selection of the appropriate secondary fluid for the production of electricity by coupling the geothermal power plant and the reservoir over 40 years of operation time. Twenty ORC working fluids were considered in order to select the best one based on the energy efficiency and the exergy efficiency. The results show the working fluids have a significant effect on the reinjection geofluid temperature and slight effect on the production temperature. The reinjection temperature varies from 56.5 °C to 108.4 °C depending on the ORC working fluid used. The best performing working fluid was R1233zd(E), a hydrofluoroolefin refrigerant, non-flammable with zero impact on ozone depletion and very low Global Warming Potential. Under the operating conditions of the EGS reservoir, a combination of a maximum turbine inlet

pressure of 1.6 MPa, a maximum refrigerant mass flow rate of 50 kg/s and a condensing temperature of 25 °C prevents droplets formation in the turbine. This combination gives better performance with an energy efficiency of 15.8 – 16.0%, an exergy efficiency of 43.5 – 44.6%, a turbine inlet temperature of 121.3 – 156.3 °C, a net electric power of 1.97 – 2.32 MWe. The energy efficiency and exergy efficiency decrease with increasing condenser temperature.

Keywords: Enhanced Geothermal System (EGS); reservoir heterogeneity; sustainable energy; water loss; sensitivity study; discrete fracture model, renewable energy, electricity generation, multiple wells, heterogeneity, energy efficiency, reservoir management, geothermal power plant, fluid selection, Organic Rankine Cycle.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 DÉMARCHE ET ORGANISATION DU DOCUMENT	11
1.1 Démarche	11
1.2 Organisation du document	14
CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE	17
2.1 Ressources géothermiques, typologie et utilisations	17
2.2 Système géothermique	23
2.3 Géothermie des Roches Chaudes et Sèches : Système Géothermique Amélioré	24
2.4 Différentes technologies utilisées pour la production d'électricité.....	35
2.4.1 Centrale géothermique à vapeur sèche	35
2.4.2 Centrale géothermique simple flash.....	37
2.4.3 Centrale géothermique double flash	38
2.4.4 Centrale géothermique triple flash.....	40
2.4.5 Centrale géothermique à cycle binaire.....	40
2.4.6 Modélisation et optimisation d'une centrale géothermique binaire à Cycle Organique de Rankine (ORC).....	42
2.4.7 Modélisation d'un réservoir géothermique fracturé	49
CHAPITRE 3 INJECTION STRATEGIES IN AN ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEM BASED ON DISCRETE FRACTURES MODEL.....	67
3.1 Abstract	67
3.2 Nomenclature	68
3.3 Introduction.....	69
3.4 Modeling methodology	73
3.4.1 Mathematical formulation.....	75
3.4.2 Meshing.....	81
3.5 Validation of the finite element model	83
3.6 Results and discussion	85
3.6.1 Sensitivity analysis.....	92
3.7 Conclusion	97
3.8 Declaration of Competing Interest.....	97
3.9 Acknowledgements.....	98
3.10 Appendix A: Fluid properties dependent of temperature	98
CHAPITRE 4 SUSTAINABLE ELECTRICITY GENERATION FROM AN ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEM CONSIDERING RESERVOIR HETEROGENEITY AND WATER LOSSES WITH A DISCRETE FRACTURES MODEL	101
4.1 Abstract.....	101

4.2	Nomenclature.....	102
4.3	Introduction.....	104
4.4	Methodology.....	108
4.4.1	Mathematical formulation.....	109
4.4.2	Boundary and initial conditions.....	117
4.5	Validation of thermo-hydraulic numerical model.....	118
4.6	Numerical implementation.....	118
4.7	Results and discussion.....	120
4.7.1	Effects of reservoir heterogeneity.....	120
4.7.2	Effects of water losses.....	136
4.7.3	Effects of well inclination angle with respect to the positive z axis.....	140
4.7.4	Effects of well spacing.....	145
4.7.5	Effects of regional flow.....	149
4.7.6	Energy efficiency based on the electricity generation (Eq. (4.21)).....	152
4.7.7	Injection temperature T_{inj} effects on the system performance.....	153
4.8	Conclusions.....	159
4.9	Declaration of competing Interest.....	162
4.10	Acknowledgements.....	162
4.11	Appendix A: Fluid properties as a function of temperature.....	162

CHAPITRE 5 DESIGN AND OPTIMIZATION OF MULTIPLE WELLS LAYOUT FOR ELECTRICITY GENERATION IN A MULTI-FRACTURE ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEM165

5.1	Abstract.....	165
5.2	Nomenclature.....	166
5.3	Introduction.....	167
5.4	Methodology.....	172
5.4.1	Physical situation and Mathematical formulation.....	172
5.4.2	Governing equations.....	177
5.4.3	Initial and boundary conditions.....	184
5.4.4	Numerical modeling.....	185
5.5	Validation of Thermo-Hydraulic Numerical Model.....	188
5.6	Results and Discussion.....	190
5.6.1	Multi-well layout performance.....	190
5.6.2	Parametric study.....	198
5.6.2.1	Influence of the number of fractures.....	198
5.6.2.2	Injection temperature (T_{inj}) effects.....	203
5.6.2.3	Effect of Hydraulic Gradient.....	206
5.6.2.4	Sensitivity to the injected volume flow rate $Q_{v,inj}$	209
5.6.2.5	Influence of the reservoir volume on the system performance.....	212
5.7	Conclusions.....	217
5.8	Declaration of Competing Interest.....	219
5.9	Acknowledgements.....	219

CHAPITRE 6	PERFORMANCE ANALYSIS AND WORKING FLUID SELECTION OF AN ORGANIC RANKINE CYCLE POWER PLANT COUPLED TO AN ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEM	221
6.1	Abstract	221
6.2	Nomenclature	222
6.3	Introduction	223
6.4	Methodology	226
6.4.1	Mathematical formulation	231
6.4.2	Boundary and initial conditions	238
6.4.3	Thermodynamic modeling	240
6.4.4	Candidates working fluids	247
6.4.5	Meshing sensitivity analysis	249
6.5	Validation of thermos-hydraulic and ORC models	252
6.6	Results and discussion	256
6.7	Conclusion	273
6.8	Acknowledgements	275
6.9	Appendix	275
CHAPITRE 7	DISCUSSIONS GLOBALES	279
CONCLUSION	285
RECOMMANDATIONS	289
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES	291

LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau 2.1	Classification des ressources géothermiques selon la température (Can et Etemoglu, 2007), (ASHRAE, 2007) et (Xia et Zhang, 2019).....	18
Tableau 2.2	Distribution de centrales électriques dans le monde (Hernández Martínez et al., 2020).....	42
Table 3.1	Parameters of rock layers and fractures	75
Table 3.2	Mesh.....	82
Table 3.3	Validation model parameters	84
Table 3.4	Production temperature, thermal breakthrough and average effective electric power over 40 years for each scenario	88
Table 3.5	Average reservoir flow impedance Z_R for each scenario	92
Table 3.6	Production temperature, thermal breakthrough and average effective electric power over 40 years for scenario 1 with $dist = 400$ m.	96
Table 4.1	Geometrical and other parameters of the numerical EGS model (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b)	109
Table 4.2	Thermophysical properties of rock layers and each fracture (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b).....	110
Table 4.3	Thermophysical properties of model units for four simulations to investigate reservoir heterogeneity effect	126
Table 4.4	Simulated results comparison to quantify reservoir heterogeneity effect with $\delta = 10\%$, $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 1$ mm/m, $dist = 400$ m, and $\theta = 0^\circ$	131
Table 4.5	Water losses, production temperature, thermal breakthrough time and effective electric power over 40 years with $dist = 500$ m	138
Table 4.6	Simulation results for different values of well spacing with $\delta = 10\%$	148
Table 5.1	Thermal and hydraulic properties of rock layers and fractures	173

Table 5.2	Complete mesh of different well configuration studied	187
Table 5.3	Validation reservoir model parameters	189
Table 6.1	Parameters of rock layers and surrounding formation	231
Table 6.2	Thermodynamic properties of working fluids considered in this investigation	248
Table 6.3	ORC operation conditions	249
Table 6.4	Validation model parameters	253
Table 6.5	ORC operation conditions in Chena Geothermal Power Plant	255
Table 6.6	Simulated results of reinjection and production geofluid temperatures with $Q_v = 50$ l/s, $\Delta H = 1$ mm/m, $dist = 500$ m, with different working fluids for $mwf = 50$ kg/s and $P_1 = 1600$ kPa	257
Table 6.7	Comparison of the enthalpy of steam at the turbine inlet to the enthalpy of saturated steam for different working fluids	259
Table 6.8	Simulation results of energy and exergy efficiencies for different working fluids pre-selected	260
Table 6.9	Geofluid reinjection temperature simulation results for different turbine inlet pressure values at 1, 10, 20, 30 and 40 years	268
Table 6.10	Geofluid reinjection temperature simulation results for different condensation temperature values at 1, 10, 20, 30 and 40 years with $P_1 = 1.6$ MPa	272
Table 6.11	Performance simulation results for different condensation temperature values over 40 years of operation time with $P_1 = 1.6$ MPa	272
Tableau 7.1	Tableau comparatif des rendements énergétique et exergetique de quelques centrales géothermiques existantes	283

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Couplage des processus thermiques, hydrauliques, mécaniques et chimiques dans un système géothermique amélioré11
Figure 1.2	Organigramme du processus de calcul adopté pour modéliser les processus hydrauliques et thermiques au sein du réservoir14
Figure 2.1	Exploitation de l'eau chaude naturellement présente dans le sous-sol pour la production d'électricité (Source : https://www.mtaterre.fr/dossiers/comment-ca-marche-la-geothermie/la-geothermie-pour-produire-de-lelectricite)19
Figure 2.2	Capacité des centrales installée dans le monde (Bertani, 2012)20
Figure 2.3	Capacité installée en 2015 (19.8 GW) (Bertani, 2012).....20
Figure 2.4	Capacité Géothermique Mondiale Prévisionnelle jusqu'en 2030 (Gehring et Loksha, 2012, p. 32)21
Figure 2.5	Évolution de la production d'énergie électrique totale mondiale installée de 1975 à 2015 (Chamorro et al., 2012a)21
Figure 2.6	Classification des ressources géothermiques en se basant sur la perméabilité et le gradient géothermique (proposée par Thorsteinsson et al. (2008) et modifiée par Kumari et Ranjith (2019)).....22
Figure 2.7	Vue schématique d'un système géothermique idéal (Gehring et Loksha, 2012, p. 15)24
Figure 2.8	Les 18 sites de systèmes géothermiques améliorés les plus importants opérationnels et en cours de développement dans le monde (Lu, 2018)26
Figure 2.9	Carte des températures à 7 km de profondeur le long de la vallée du fleuve Saint-Laurent (Note : les températures moyennes sont identifiées selon l'échelle de couleurs, ainsi que par des valeurs inscrites directement sur la carte) (Minea et Majorowicz, 2011b)27
Figure 2.10	Carte géologique du bassin des Basse -Terres du Saint-Laurent (Bédard et al., 2016b).....28

Figure 2.11	Fracturation hydraulique (Source : http://data.geothermie-soultz.fr/doc.pdf/Question_sismique.pdf).....	29
Figure 2.12	Centrale de Soultz-Sous-Forêts, principe de fonctionnement (Source : http://www.geothermie-perspectives.fr/article/centrale-egs-soultz-forets-alsace)	30
Figure 2.13	Principe de l'essai sur la circulation de l'eau injectée réalisée en 1997 à Soultz-Sous-Forêts (Gérard et al., 2006)	31
Figure 2.14	Répartition des faciès d'altération dans les zones de faille (Jacquemont, 2002)	32
Figure 2.15	Vue en 3D d'un réservoir géothermique multi-fracturé (Fox et al., 2013)....	33
Figure 2.16	Modèles conceptuels pour la description des milieux poreux fracturés (Dietrich, 2005, p. 26).....	34
Figure 2.17	Centrale géothermique à vapeur sèche	36
Figure 2.18	Centrale géothermique simple flash.....	37
Figure 2.19	Centrale géothermique double flash	39
Figure 2.20	Centrale géothermique à cycle binaire.....	41
Figure 2.21	Différence entre les différents types de fluides de travail utilisés dans un cycle organique de Rankine a) fluides mouillants b) fluides isentropiques c) fluides séchants.....	47
Figure 2.22	Rotations définissant les angles d'Euler en 3D. Les étapes intermédiaires d'une rotation séquentielle des axes sont ξ, η, ζ et ξ', η', ζ' (Diersch, 2013, p. 37).....	57
Figure 2.23	Définition en 2D du tenseur de perméabilité (Diersch, 2013, p. 229)	59
Figure 3.1	Conceptual scheme of coupled wellbores, EGS reservoir and Organic Rankine Cycle unit.....	71
Figure 3.2	Geometric configuration and axis system.....	74
Figure 3.3	Effect of meshes on the energy extraction rate as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m.....	81
Figure 3.4	Mesh of the EGS model.....	82

Figure 3.5	Hydraulic and thermal processes in the fracture embedded in hot reservoir	83
Figure 3.6	Simulated model for validation.....	84
Figure 3.7	Numerical results against analytical solution of the fluid temperature at different positions along the fracture embedded in the rock.....	85
Figure 3.8	Spatial distribution of fluid temperature within the reservoir at operation time $t = 40$ years, $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 1$ mm/m	86
Figure 3.9	Production temperature for each scenario as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 1$ mm/m.....	87
Figure 3.10	Evolution of effective electric power for each scenario during the 40-year period as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, and $\Delta H = 1$ mm/m	88
Figure 3.11	Spatial distribution of fluid pressure and streamlines at operation time $t = 40$ years with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 1$ mm/m.....	90
Figure 3.12	Evolution of water flow impedance for each scenario during the 40- year period as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, and $\Delta H = 1$ mm/m.....	91
Figure 3.13	Effect of the fracture aperture on the effective electric power in the case of scenario 1 as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $dist = 400$ m, and $\Delta H = 1$ mm/m	93
Figure 3.14	Effect of distance between fractures on the effective electric power in the case of scenario 1 as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $dist = 400$ m, and $\Delta H = 1$ mm/m	94
Figure 3.15	Effect of fracture thermal conductivity on the effective electric power in the case of scenario 1 as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $dist = 400$ m, and $\Delta H = 1$ mm/m	95
Figure 4.1	Conceptual model of the Enhanced Geothermal System and coordinate system	108
Figure 4.2	Flowchart of this study.....	111
Figure 4.3	Calculation procedure	112

Figure 4.4	Effect of meshes on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $dist = 500$ m, and $\Delta H = 1$ mm/m	119
Figure 4.5	Mesh of the EGS model.....	120
Figure 4.6	Four cases studied showing the reservoir heterogeneity a) Case H1, b) Case H2, c) Case H3, d) Case H4.....	124
Figure 4.7	Spatial distribution of production temperature and streamlines with $\dot{m}_{inj} = 147.5$ kg/s, $\Delta H = 0.001$ m/m, $T_{inj} = 60$ °C, $dist = 400$ m, $t = 40$ years, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$ for different cases studied a) Case H1, b) Case H2, c) Case H3, and d) Case H4	127
Figure 4.8	Effect of reservoir heterogeneity on the production temperature over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5$ kg/s, $dist = 400$ m, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 0.001$ m/m, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$	128
Figure 4.9	Effect of reservoir heterogeneity on the effective electric power over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5$ kg/s, $\Delta H = 0.001$ m/m, $T_{inj} = 60$ °C, $dist = 400$ m, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$	129
Figure 4.10	Comparison of the production temperature drop $\zeta(t)$ over 40-year period for different cases studied with $\dot{m}_{inj} = 147.5$ kg/s, $dist = 400$ m, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 0.001$ m/m, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$	130
Figure 4.11	Effect of reservoir heterogeneity on the pressure distribution along a cut line AB from injection well to the production well at $t = 40$ years with $\dot{m}_{inj} = 147.5$ kg/s, $dist = 400$ m, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 0.001$ m/m, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$	132
Figure 4.12	Effect of reservoir heterogeneity on the reservoir flow impedance during the whole process with $\dot{m}_{inj} = 147.5$ kg/s, $dist = 400$ m, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 0.001$ m/m, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$	133
Figure 4.13	Heat extraction ratio for each case studied over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5$ kg/s, $\Delta H = 0.001$ m/m, $T_{inj} = 60$ °C, $dist = 400$ m, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$	134
Figure 4.14	Effect of reservoir heterogeneity on energy efficiency over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5$ kg/s, $dist = 400$ m, $T_{inj} = 60$ °C, $\delta = 10\%$, and $\Delta H = 0.001$ m/m.....	135

Figure 4.15	Effect of water losses on the production temperature over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 400 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\theta = 0^\circ$ and $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$	136
Figure 4.16	Effect of water losses on electrical power over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $dist = 500 \text{ m}$, and $\theta = 0^\circ$	137
Figure 4.17	Reservoir flow impedance as a function of water losses with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$	139
Figure 4.18	Schematics of a) conceptual model with directional drilling concept and b) geometrical configuration of the injection and production wells with inclination angle.....	140
Figure 4.19	Production temperature over 40-year period for different value of well inclination with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $dist = 500 \text{ m}$, and $\delta = 10\%$	141
Figure 4.20	Effective electric power over 40-year period for different value of well inclination angle with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ and $\delta = 10\%$	142
Figure 4.21	Effect of well inclination angle on energy efficiency over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\delta = 10\%$, and $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$	143
Figure 4.22	Effect of well inclination angle on reservoir flow impedance over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\delta = 10\%$, and $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$	144
Figure 4.23	Production temperature over 40-year period for different well spacing values under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\delta = 10\%$	145
Figure 4.24	Effective electric power as a function of operation time for different well.....	146
Figure 4.25	Effective electric power as a function of well spacing with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\delta = 10\%$	147
Figure 4.26	Top view of EGS reservoir with regional flow.....	149

Figure 4.27	Production temperature over 40-year period for different value of hydraulic gradient with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\delta = 10 \%$	150
Figure 4.28	Effective electric power as a function of operation time for different value of hydraulic gradient with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\delta = 10\%$	151
Figure 4.29	Energy Efficiency over 40-year period for different values of well spacing and water losses with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$ and $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$	152
Figure 4.30	Production temperature over 40-year period for different value of injection temperature with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $dist = 400 \text{ m}$, and $\delta = 10\%$	154
Figure 4.31	Reservoir flow impedance over 40-year period for different value of injection temperature with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $dist = 400 \text{ m}$, and $\delta = 10\%$	155
Figure 4.32	Heat extraction ratio over 40-year period for different value of injection temperature with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $dist = 400 \text{ m}$, and $\delta = 10\%$	156
Figure 4.33	Energy efficiency over 40-year period for different value of injection temperature with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $dist = 400 \text{ m}$, and $\delta = 10\%$	157
Figure 4.34	Electrical power over 40-year period for different value of injection temperature with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $dist = 400 \text{ m}$, and $\delta = 10\%$	158
Figure 5.1	Conceptual model of the EGS and coordinate system.....	172
Figure 5.2	Top view of injection and production wells layout	176
Figure 5.3	Effect of meshes on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 75 \text{ l/s}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ and $\Delta H = 1 \text{ mm/m}$ in the case of one injection well and one production well.....	186
Figure 5.4	Mesh of the (a) EGS and (b) fractures.....	187

Figure 5.5	Flow and heat transfer in a single horizontal fracture considered for verification.....	188
Figure 5.6	Comparison of numerical results against analytical solution of Hu et al. (2014) at different positions along the fracture.....	189
Figure 5.7	Spatial distribution of temperature in fractures for $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 1$ mm/m at different time for cases 1 to 6.....	191
Figure 5.8	Spatial distribution of temperature in fractures for $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 1$ mm/m at different time for cases 7 to 9.....	192
Figure 5.9	Spatial distribution of fluid temperature and streamlines at $t = 40$ years with for $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C for different studied cases.....	193
Figure 5.10	Production temperature as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m for different wells layout	194
Figure 5.11	Reservoir impedance as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m for different wells layout	195
Figure 5.12	Water losses as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m for different wells layout	196
Figure 5.13	Heat extraction ratio as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m for different wells layout	197
Figure 5.14	Schematics of fractures	199
Figure 5.15	Effect of number of fractures on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m.....	200
Figure 5.16	Effect of number of fractures on the heat extraction ratio as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m.....	201
Figure 5.17	Effect of number of fractures on the effective electric power as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m.....	202
Figure 5.18	Effect of the injection temperature on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, and $\Delta H = 1$ mm/m	203
Figure 5.19	Effect of the injection temperature on the heat extraction ratio as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, and $\Delta H = 1$ mm/m.....	204

Figure 5.20	Effect of the injection temperature on the effective electric power as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, and $\Delta H = 1$ mm/m205
Figure 5.21	Effect of hydraulic gradient on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, and $T_{inj} = 60$ °C206
Figure 5.22	Effect of hydraulic gradient on the heat extraction ratio as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, and $T_{inj} = 60$ °C207
Figure 5.23	Effect of hydraulic gradient on the effective electric power as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, and $T_{inj} = 60$ °C208
Figure 5.24	Effect of injection volume flow rate on the production temperature as a function of operation time with $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m209
Figure 5.25	Effect of injection volume flow rate on the heat extraction ratio as a function of operation time with $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m210
Figure 5.26	Effect of injection volume flow rate on the effective electric power as a function of operation time with $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m211
Figure 5.27	Top view of reservoirs considered in extended reservoir volume study (x - y plane).....213
Figure 5.28	Effect of reservoir volume on temperature changes at 40 years of production time with $Q_v = 0.075$ m ³ /s, $\Delta H = 1$ mm/m and $T_{inj} = 60$ °C214
Figure 5.29	Effect of reservoir volume on production mass flow rate and water losses over 40-year period with $Q_v = 0.075$ m ³ /s, $\Delta H = 1$ mm/m and $T_{inj} = 60$ °C215
Figure 5.30	Effect of reservoir volume on heat extraction ratio over 40-year period with $Q_v = 0.075$ m ³ /s, $\Delta H = 1$ mm/m and $T_{inj} = 60$ °C.....216
Figure 6.1	Conceptual scheme of coupled wellbore - EGS reservoir – ORC unit.....229
Figure 6.2	Illustration of a) fractures and c) - f) EGS reservoir layers230
Figure 6.3	Schematic of the binary Organic Rankine Cycle power plant.....241
Figure 6.4	T-s diagram of the Organic Rankine Cycle system242
Figure 6.5	Different heat transfer processes between the working fluid and the geothermal fluid243

Figure 6.6	Meshes sensitivity analysis on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 50$ l/s, and $\Delta H = 1$ mm/m in the case of isopentane as ORC working fluid.....	250
Figure 6.7	Mesh distribution of a) the EGS model, b) injection and production well, c) fractures and EGS reservoir.....	251
Figure 6.8	Fluid Flow and heat transfer through a single fracture model in 2D plane rock.....	252
Figure 6.9	Comparison of numerical solution with analytical results of Barends (Barends, 2010) a) for different positions along the 2D single-fracture b) for three different times along the fracture.....	254
Figure 6.10	Evolution of energy and exergy efficiencies for a) R600a and b) R245fa.....	261
Figure 6.11	Evolution of energy and exergy efficiencies for a) R152a and b) R236ea.....	262
Figure 6.12	Evolution of energy and exergy efficiencies for a) R1234yf and b) R236fa.....	263
Figure 6.13	Evolution of energy and exergy efficiencies for a) R1233zd(E) and b) RE143a.....	264
Figure 6.14	Evolution of energy and exergy efficiencies using a) RE245cb2 and b) R1234ze(E).....	265
Figure 6.15	Evolution of energy and exergy efficiencies using working fluid R1243zf.....	266
Figure 6.16	Evolution of turbine inlet enthalpy for different value of vapor pressure.....	267
Figure 6.17	Energy efficiency as a function of production temperature for different turbine inlet pressure value.....	269
Figure 6.18	Energy efficiency as a function of turbine inlet temperature for different value of turbine inlet pressure.....	270
Figure 6.19	Energy efficiency and exergy efficiency as a function of condenser temperature for a production temperature $T_{pro} = 155$ °C.....	271

INTRODUCTION

Les besoins énergétiques mondiaux ne cessent de s'accroître à cause de la croissance inéluctable du développement industriel et de l'augmentation globale de la population. Selon l'Agence internationale de l'énergie, un taux de croissance de 1,6% est prévu annuellement pour les vingt-cinq ans à venir (Lemale, 2012). D'après la récente investigation menée par Sharma, Sarmah et Dubey (2020), la demande énergétique mondiale atteindrait environ $7,8 \times 10^{20}$ GJ en 2040. Depuis des décennies, les demandes énergétiques sont en majorité satisfaites par les énergies non renouvelables. Des récentes études scientifiques, il ressort que les émissions mondiales de dioxyde de carbone sont estimées à 33,1 Gt en 2018 (Patel, Kodgire et Dwivedi, 2020). Le XXI^e siècle est un défi pour entamer une transition énergétique, voire de rompre avec l'utilisation des énergies fossiles responsables en grande partie des émissions du dioxyde de carbone d'où la nécessité de chercher des solutions alternatives (Ramezanizadeh et al., 2019). L'énergie propre joue un rôle déterminant dans la recherche de solution alternative (Ahmadi et al., 2018). La prise en compte de la croissance indéniable du secteur industriel dans les pays développés est éminente. Le secteur des énergies traditionnelles est responsable d'environ 76% des émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropique (Environmental Protection Agency, 2019). Les énergies fossiles ne peuvent pas continuer à satisfaire les besoins énergétiques dans le respect de l'environnement. La préoccupation actuelle est l'efficacité énergétique et la production suffisante de l'énergie pour répondre aux besoins de la population avec une forte tendance à privilégier les *énergies renouvelables* dont les impacts environnementaux sont très faibles.

L'augmentation du nombre des événements climatiques comme les périodes de sécheresse qui pourraient avoir un impact sur les ressources hydroélectriques, le tarissement des ressources d'hydrocarbures dont l'exploitation ne cesse d'augmenter les émissions de dioxyde de carbone et la sécurité des installations dans la production de l'énergie nucléaire posent d'énormes soucis. Pour ainsi répondre aux besoins énergétiques sans cesse croissants, tous les pays industrialisés doivent innover en vue de produire de l'énergie dans les conditions environnementales satisfaisantes (Kichonge, 2018). L'énorme défi de la réduction

des émissions de dioxyde de carbone et la satisfaction des besoins énergétiques peuvent passer par l'utilisation de la géothermie profonde pour la production d'électricité (Kharseh, Al-Khawaja et Hassani, 2019; Liao et al., 2020a; Song et al., 2018; Yao, Shao et Yang, 2018). Pendant longtemps, la géothermie est exploitée en utilisant de pompe à chaleur pour le chauffage et la climatisation des bâtiments. La géothermie est une source d'énergie renouvelable utilisable pour la production d'électricité et la production de la chaleur. Elle peut être peu profonde (pour le chauffage et la climatisation des bâtiments par l'utilisation des pompes à chaleur) ou profonde. La géothermie profonde peut être définie comme l'utilisation de la chaleur provenant des réservoirs créés dans des massifs rocheux ou des sources naturelles pour le chauffage urbain et la production d'électricité (Lemale, 2012). La géothermie profonde peut fournir de l'énergie à la Chine pendant 3945 ans si 2% seulement des énergies des roches chaudes et sèches sont exploités, ce qui permettra à la Chine de réduire les émissions des gaz à effet de serre d'au moins $4,73 \times 10^7$ Mt (Lei et al., 2020).

La production d'électricité par géothermie profonde peut être effectuée à partir de deux types de ressources : les ressources hydrothermales et les ressources des roches chaudes sèches (Sowizdzal, 2018; Tomac et Sauter, 2018). Dans la première catégorie, le réservoir géothermique naturel a une recharge en eau et une perméabilité suffisamment élevée : c'est la géothermie hydrothermale où les ressources énergétiques sont dites conventionnelles. Dans la seconde catégorie, le réservoir géothermique est artificiellement créé : c'est la géothermie pétrothermale où les ressources énergétiques sont dites non conventionnelles et le système géothermique est appelé système géothermique stimulé (Falcone et al., 2018).

L'énergie est extraite des roches chaudes sèches (Hot and Dry Rock (HDR)) à faibles porosité et perméabilité (DiPippo, 2016d; Fanchi, 2010c; Huang et al., 2018). Le système géothermique stimulé ou système géothermique amélioré appelé en Anglais Enhanced Geothermal System ou Engineering Geothermal System (EGS) est une nouvelle technologie qui permet l'extraction de l'énergie des roches chaudes et sèches. Le principe consiste à injecter de l'eau sous pression dans les HDR à faible porosité, faible perméabilité et à haute température, situées à de grandes profondeurs dans le sous-sol (Lei et al., 2020).

L'eau injectée dans le réservoir fait augmenter la pression au sein du réservoir qui, sous l'effet de cette forte pression, se fissure ; l'eau absorbe la chaleur de la roche à haute température, le sous-sol devient plus perméable. L'eau injectée circule dans les fractures en absorbant la chaleur de la formation rocheuse. À l'aide d'une ou de plusieurs pompes de production, cette eau chaude est renvoyée en surface vers l'évaporateur et échange de la chaleur avec un fluide secondaire. Ce dernier se vaporise et se détend dans une turbine à vapeur raccordée à un alternateur pour la production d'électricité. Tester et al. (2006) ont présenté les différents projets de système géothermique amélioré (EGS) présentés dans le monde : Fenton Hill à Nouveau Mexique aux États-Unis, Rosemanowes Quarry au Royaume Uni, Hijori et Ogachi au Japon, Cooper Bassin en Australie, les Geysers aux États-Unis, Groß Schönebeck en Allemagne. Les leçons et expériences tirées de ces projets y sont présentées. Kumari et Ranjith (2019) ont présenté récemment quelques grands projets basés sur le système géothermique amélioré dans le monde.

Cette technique est réellement mise en œuvre à l'échelle commerciale dans le projet de construction de centrale géothermique à Soultz-Sous-Forêts, en France (Gerard et Kappelmeyer, 1987; Gérard et al., 2006; Klee et Rummel, 1993; Kohl et Mégel, 2007). Les leçons tirées à Soultz-Sous-Forêts et dans les autres projets de système géothermique stimulé dans le monde pourraient servir de repère. Des surprises sont observées par rapport au projet de Soultz-Sous-Forêts.

Le développement d'un système géothermique amélioré n'est pas une tâche aisée. La production d'électricité par la géothermie profonde est un concept complexe nécessitant beaucoup de recherche et de développement ainsi que des données de température précises au sein du réservoir géothermique. Le système géothermique amélioré encore appelé Système Géothermique Stimulé nécessite un forage à une profondeur de 3 à 10 km où la température doit être suffisamment élevée pour transférer la chaleur de la matrice rocheuse au fluide injecté sous forte pression dans le réservoir (Chamorro et al., 2014; Olasolo et al., 2016a).

La création d'un réservoir géothermique destiné à la production d'électricité est un défi majeur et nécessite un énorme investissement technique comme financier (Olasolo et al., 2016a; Olasolo et al., 2016b; Tester et al., 2006; Zhou et al., 2019). La création d'un réservoir doit être basée sur d'importants paramètres de design tels que la température du réservoir qui est fonction du gradient géothermique et de la profondeur, les propriétés pétrophysiques de la formation géologique du réservoir, le champ de contraintes au sein du réservoir, de la température à laquelle l'eau est injectée dans le réservoir, les propriétés thermophysiques du fluide géothermal, du temps d'exploitation du réservoir (Baria et al., 1999).

Dans la modélisation des systèmes géothermiques stimulés, il y a deux principales préoccupations : l'une est de bien caractériser et simplifier le réseau complexe de fractures, et l'autre est de simplifier raisonnablement l'effet du couplage des processus mécaniques, hydrauliques, thermiques et chimiques à l'intérieur du réservoir (Tester et al., 2006; Zeng, Su et Wu, 2013). Par ailleurs, l'épuisement local pose un risque important lors de l'utilisation industrielle de réservoirs géothermiques. Afin de réduire ce risque, des techniques fiables pour prédire le transport de chaleur et la température de production doivent être développées. La détermination de la température en fonction du temps va nous permettre principalement de déterminer la durée de vie du réservoir géothermique. Avec la modélisation et la simulation du réservoir géothermique, il est maintenant possible de prédire les caractéristiques futures d'un réservoir avec une précision raisonnable. L'injection d'eau relativement froide dans le réservoir donne naissance à plusieurs processus tels que : la convection (à l'interface solide-fluide par le mouvement du fluide), l'advection (transport de la chaleur ainsi que des produits réactifs par des mouvements massifs de fluides), la conduction thermique au fond de la matrice rocheuse, diffusion moléculaire, dispersion hydrodynamique (dispersion du fluide due à la diffusion moléculaire dans la matrice rocheuse poreuse) et déformation hydro-thermo-mécanique des pores/fractures/roches (Pandey, Vishal et Chaudhuri, 2018).

Pour le modèle de circulation de fluide dans l'échangeur souterrain de Soultz-Sous-Forêts, la convection est un mécanisme essentiel pour l'extraction de la chaleur contenue dans la matrice rocheuse (Schill et al., 2017). Le processus de transfert convectif du fluide en écoulement dans la fracture est d'une importance capitale dans l'extraction de la chaleur du système géothermique amélioré (Ma et al., 2019b). La prise en compte de ce processus est nécessaire si on considère les quantités importantes de fluide injecté dans le réservoir de EGS ainsi que l'amélioration des propriétés hydrauliques des fractures (Bataillé, 2004). La réactivation de la perméabilité des fractures et l'injection de fluide froid sont autant de processus qui favorisent le développement de la convection dans le réservoir qui modifie l'écoulement forcé induit par l'injection ainsi que les échanges thermiques entre le fluide et la matrice rocheuse (Cloetingh et al., 2010). La rentabilité du système géothermique amélioré dépend de la puissance extraite c'est-à-dire du volume de fluide géothermal 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. Dans les systèmes géothermiques améliorés, le fluide est injecté sous forte pression et les pertes d'eau dans le réservoir sont inévitables. La pré-existence de fractures naturelles, et la variabilité des propriétés pétrophysiques rendent le réservoir fortement hétérogène. La pré-existence de petites fissures et l'injection de l'eau sous forte pression provoque des pertes d'eau inévitable vers la formation environnante. L'hétérogénéité et les pertes d'eau sont difficiles à quantifier et l'évaluation précise du potentiel de l'extraction de chaleur devient complexe. Pour ainsi évaluer le potentiel de production d'électricité du système géothermique amélioré, la prise en compte de l'anisotropie en perméabilité, l'hétérogénéité du réservoir et les pertes d'eau est capitale pour une production durable réelle. La disposition des puits d'injection et de production a un impact significatif sur la température de production (Axelsson, 2008; Chen et Jiang, 2015).

L'extraction de chaleur dépend en grande partie de l'hétérogénéité du réservoir et des compositions minérales des roches constituant le réservoir. Le développement d'un système géothermique amélioré est contraint par l'écoulement préférentiel observé du puits d'injection vers le puits de production lorsqu'on utilise un système doublet. La conséquence est la

réduction de la durée de vie du réservoir et une rupture thermique prématurée apparaît. De plus, la pré-existence de fissures, de fractures naturelles et la formation différente de roches rendent un réservoir de système géothermique amélioré fortement hétérogène. La circulation du fluide injecté à travers des canaux préférés peut réduire le taux d'extraction de chaleur du réservoir. L'hétérogénéité et l'anisotropie sont liées aux distributions spatiales et directionnelles des propriétés pétrophysiques du réservoir. Une estimation du potentiel géothermique raisonnable nécessite la prise en compte de l'hétérogénéité, de l'anisotropie en perméabilité et la perte d'eau inévitable durant tout le processus d'extraction. La circulation du fluide dans toute la masse rocheuse pose un sérieux problème. On pourrait envisager l'utilisation de plusieurs puits d'injection et de production. L'effet de la disposition de ces puits sur l'extraction de la chaleur doit être quantifié pour une extraction de chaleur suffisante et optimale. La majorité des modèles de centrale géothermique à cycle binaire sont basés sur une analyse énergétique et une estimation de l'énergie recelée dans le réservoir géothermique est faite. Cette estimation bien qu'étant précieuse, est incomplète car on doit se poser la question de savoir « Qu'en est-il de l'énergie disponible, c'est-à-dire de l'énergie qui peut être transformée en travail utile ? » (Çengel, Boles et Lacroix, 2008). La deuxième loi de la thermodynamique enseigne qu'au cours d'une évolution, la qualité de l'énergie est dégradée et la détérioration de la qualité de l'énergie est estimée par une analyse exergetique qui cherche à déterminer l'énergie utile disponible (Çengel, Boles et Lacroix, 2008). L'exergie est l'évaluation du potentiel de travail utile d'un système, par rapport à un environnement donné (Tumen Ozdil, Segmen et Tantekin, 2015). L'exergie est une variable thermodynamique qui dépend non seulement du système mais aussi de son milieu extérieur (Çengel, Boles et Lacroix, 2008). Sur cette base, la conception de la centrale géothermique au Québec doit prendre en compte l'influence de la variabilité de la température environnante. Au Canada, il n'existe pas pour l'instant une centrale géothermique à échelle commerciale pour la production d'électricité par la géothermie profonde (Majorowicz et Grasby, 2019). L'accent est actuellement clairement mis sur la géothermie à faible profondeur pour le chauffage et la climatisation des bâtiments à l'aide de pompes à chaleur (Lamarche, 2017; Lamarche et Pasquier, 2019).

La mise en œuvre d'un système géothermique amélioré (Enhanced Geothermal System en anglais) est confrontée à plusieurs problèmes dont voici quelques-uns qui attirent l'attention des chercheurs du domaine :

- La stratégie d'injection de fluide dans le réservoir est un facteur déterminant pour la rentabilité du système ;
- Les puits d'injection et de production ont été choisis en fonction des progrès technologiques de l'industrie pétrolière et gazière ;
- L'hétérogénéité et l'anisotropie en perméabilité du réservoir géothermique ne sont souvent pas prises en compte ;
- Le réservoir EGS est hétérogène en raison de la préexistence de fractures naturelles et de formations géologiques différentes ;
- L'injection d'eau sous haute pression entraîne des pertes d'eau par les frontières du réservoir vers les formations environnantes ;
- Des puits trop proches des frontières des réservoirs pourraient augmenter les pertes d'eau et une disposition adéquate des puits d'injection et de production pourrait améliorer le temps de percée thermique prématurée et réduire les pertes d'eau ;
- La plupart des études précédentes ignorent l'influence des pertes d'eau, de l'hétérogénéité du réservoir et de l'anisotropie en perméabilité dans l'analyse d'extraction de chaleur d'un système EGS ;
- Le défi majeur du système géothermique amélioré est de faire circuler le fluide injecté dans la majeure partie du réservoir ;
- Le fluide circule par voie d'écoulement préférentiel et le fluide injecté dans le cas de EGS ne circule pas entièrement dans la roche poreuse limitant ainsi le temps de rétention du fluide ;
- La conception et la disposition des puits d'injection et de production est un véritable défi pour les chercheurs en développement et exploitation de EGS ;
- La température de réinjection du géofluide est souvent supposée dans la modélisation du réservoir ;
- À ce jour, aucun article n'a pu coupler la centrale et le réservoir de EGS pour la sélection du fluide de travail.

Ce projet de thèse apporte solutions à ces problèmes qui déterminent la réussite de la mise en place du système géothermique amélioré. Les présents travaux s'inscrivent dans ce cadre afin de présenter un design optimal de la centrale géothermique à cycle de Rankine couplée au réservoir géothermique et prédire les performances de la centrale et du réservoir du système géothermique amélioré.

L'objectif principal de cette thèse est de construire un modèle intégrant réservoir et centrale géothermique pour la production d'électricité afin de prédire les conditions optimales d'exploitation pour une meilleure utilisation des ressources.

Les objectifs spécifiques sont :

- Analyser les scénarios d'injection et de récupération du fluide pour améliorer la performance d'un système géothermique avec fractures multiples.
- Étudier l'impact de la distance entre les puits d'injection et de production, le débit de fluide injecté, l'inclinaison des puits, la température d'injection de fluide, le gradient hydraulique, le nombre de fractures artificielles, l'épaisseur de fracture artificielle, la distance entre fractures sur le processus d'extraction du fluide géothermal dans un système géothermique amélioré.
- Étudier l'effet de l'hétérogénéité du réservoir géothermique et la perte d'eau sur le processus d'extraction de la chaleur géothermique, la puissance électrique et le coefficient de performance du système.
- Concevoir et optimiser la disposition de plusieurs puits d'injection et de production pour la production d'électricité dans un système géothermique amélioré à fractures multiples.
- Sélectionner le fluide secondaire approprié en couplant le réservoir géothermique à la centrale géothermique pour une exploitation rentable et déterminer les conditions optimales d'exploitation des ressources géothermiques.

Dans le but ultime d'atteindre ces objectifs, des méthodes numériques sont nécessaires en vue d'approximer efficacement les formulations mathématiques gouvernant les phénomènes hydrauliques (écoulement de fluide) et thermiques (transport de chaleur) mis en jeu. Le réservoir géothermique tridimensionnel, hétérogène, anisotrope en perméabilité et traversé par des fractures hydrauliques est modélisé en régime transitoire. Dans tous les modèles présentés, les maillages comportent des éléments tétraédriques pour la matrice rocheuse, des éléments triangulaires pour les fractures, et des éléments unidimensionnels linéaires pour modéliser les puits d'injection et de production. La méthode des éléments finis sous Comsol Multiphysics est la méthode numérique adoptée pour coupler les principaux phénomènes présents dans le réservoir géothermique considéré comme un milieu poreux contenant des fractures hydrauliques induites. La méthode implicite de pas de temps BDF (Backward Differentiation Formula) avec un ordre de précision variant entre 1 et 5 a été adoptée pour l'ensemble des modèles développés (Trim, Butler et Spiteri, 2021; Wewer et al., 2021). En effet, la méthode BDF est une méthode implicite qui utilise des formules de différenciation descendante (Bonab et Javidi, 2020). Cette méthode implicite est très utilisée à cause de sa stabilité. À cause de la complexité des modèles, des fonctions sont codées dans Matlab pour réussir le couplage entre les puits, réservoir et la centrale géothermique à cycle organique de Rankine.

CHAPITRE 1

DÉMARCHE ET ORGANISATION DU DOCUMENT

1.1 Démarche

En ingénierie des réservoirs, les modèles numériques sont importants pour mieux comprendre et prédire l'évolution des processus thermiques, hydrauliques, mécaniques et chimiques présents au sein du réservoir. Chacun de ces processus a un effet sur le comportement à court ou à long terme du réservoir et influence l'extraction de la chaleur. L'interaction entre ces différents processus décrivant le mécanisme couplé thermo-hydro-mécano-chimique est illustrée sur la figure 1.1.

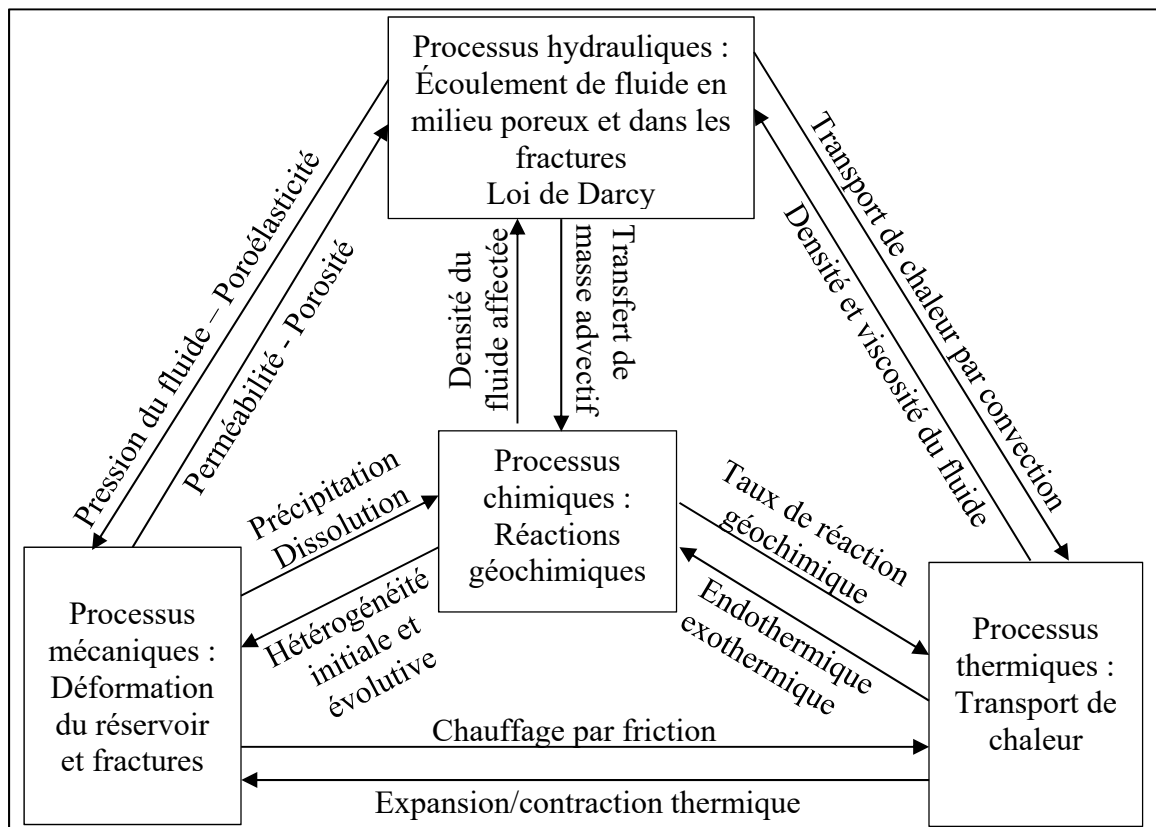


Figure 1.1 Couplage des processus thermiques, hydrauliques, mécaniques et chimiques dans un système géothermique amélioré

Le couplage hydromécanique explique l'interaction entre les processus hydrauliques et mécaniques. Il illustre l'interaction entre l'ouverture de fracture, la perméabilité, la porosité, la pression du fluide, la déformation des fractures et de la matrice rocheuse. Le fluide froid injecté circule dans les fractures et dans les pores du réservoir. L'équilibre thermique du réservoir est ainsi perturbé. Le fluide au contact de la matrice rocheuse déclenche la dissolution et la précipitation en modifiant la géométrie des pores du réservoir par conséquent la porosité et la perméabilité du réservoir sont affectées. Sous l'effet du champ de contrainte, la perméabilité de la matrice rocheuse change et agit sur l'évolution de la chimie du fluide.

Les variations de contraintes thermomécaniques engendrent des microfissures dans le granite et la déformation de la roche. De très bonnes revues sur les mécanismes de couplage des processus thermiques, hydrauliques, mécaniques et chimiques ont été présentées par Pandey, Vishal et Chaudhuri (2018) et Tomac et Sauter (2018). La prise en compte de tous ces processus dans la modélisation est une tâche très complexe et il faut dans une certaine mesure faire des hypothèses raisonnables dans la modélisation d'un système géothermique amélioré. En effet, le processus chimique influence légèrement les débits d'injection et de production dans un système géothermique amélioré (Guo et al., 2020; Jing et al., 2000). Le couplage thermo-hydraulique s'est révélé fiable pour décrire le processus d'extraction de chaleur d'un système géothermique amélioré (Pandey, Chaudhuri et Kelkar, 2017). Cependant, la modélisation des écoulements souterrains et des processus thermiques dans un réservoir contenant des fractures hydrauliques est extrêmement complexe (Zhang et al., 2020a). Tous les modèles présentés dans ce projet sont basés sur le couplage thermo-hydraulique.

Dans le but d'atteindre les objectifs fixés en introduction, le projet est scindé en quatre grandes parties :

- Stratégies d'injection dans un système géothermique amélioré avec la méthode de fractures discrètes.

- Production d'électricité à partir d'un système géothermique amélioré en prenant en compte l'hétérogénéité du réservoir et les pertes d'eau avec un modèle de fractures discrètes.
- Conception et optimisation de la disposition de puits multiples pour la production d'électricité dans un système géothermique amélioré à fractures multiples.
- Analyse de performance et sélection de fluides de travail d'une centrale géothermique couplée à un système géothermique amélioré à fractures multiples.

Chaque partie est rédigée sous forme d'articles scientifiques publiés dans des revues internationales. La figure 1.2 indique les procédures de calcul sous forme d'organigrammes.

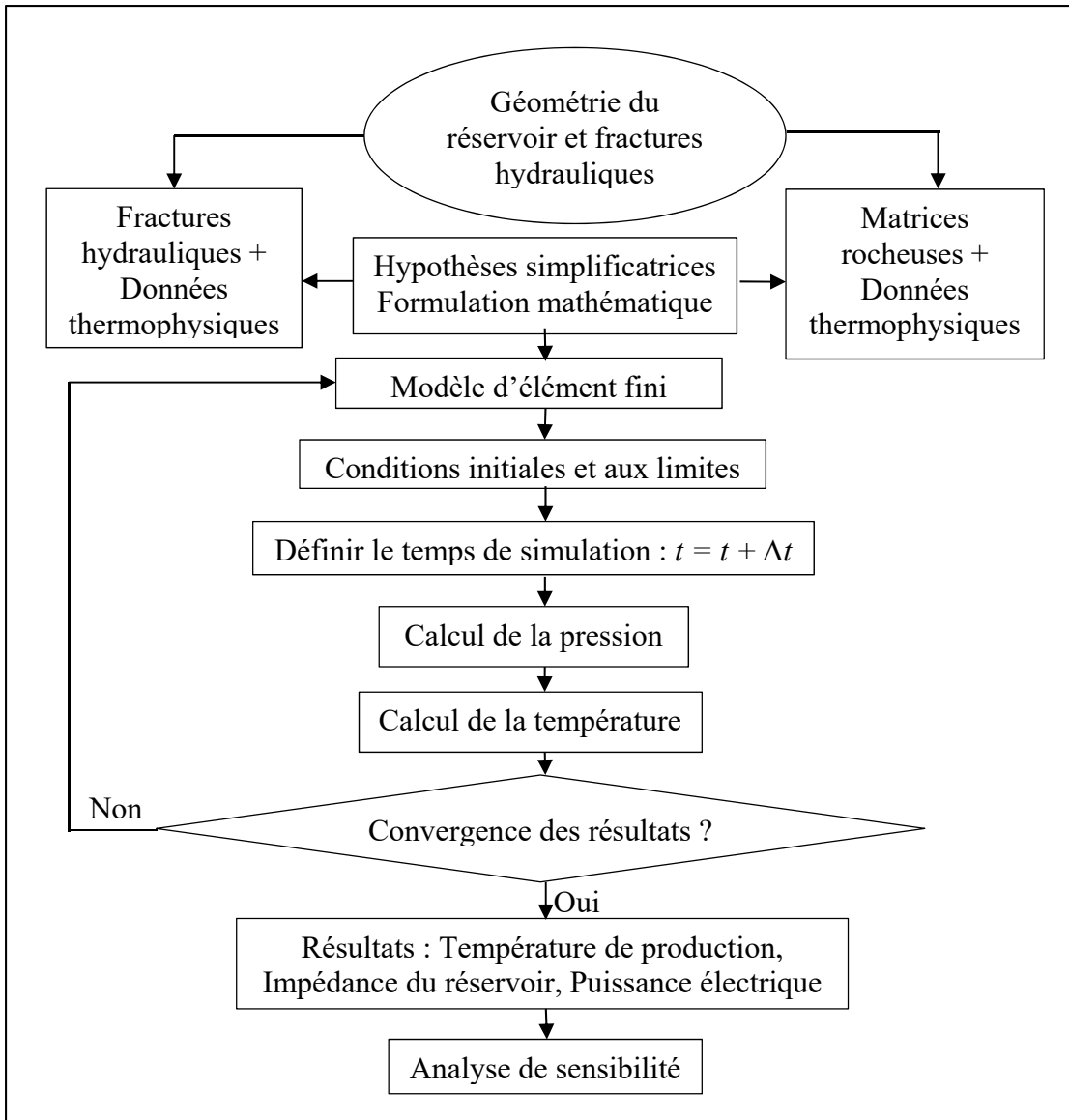


Figure 1.2 Organigramme du processus de calcul adopté pour modéliser les processus hydrauliques et thermiques au sein du réservoir

1.2 Organisation du document

La présente thèse comporte 7 chapitres y compris ce chapitre 1 présentant la démarche du travail et l'organisation du document sans compter l'introduction et la conclusion. Le deuxième chapitre présente les notions de base pour bien cerner le sujet et une revue critique de littérature sur le sujet.

Le chapitre 3 présente le premier article portant sur les stratégies d'injection dans un système géothermique amélioré par la méthode de fractures discrètes.

Le chapitre 4 se concentre sur l'évaluation du potentiel énergétique avec un modèle de fractures discrètes, et l'analyse des principaux facteurs influençant les performances du système en prenant en compte l'effet de l'hétérogénéité, la perte d'eau et l'anisotropie en perméabilité du réservoir.

Le 5^e chapitre est consacré au troisième article scientifique portant sur la conception et l'optimisation de la disposition de puits multiples pour la production d'électricité à partir d'un système géothermique amélioré avec un modèle de fractures discrètes.

Le chapitre 6 est consacré au quatrième article scientifique issu de ce projet. Il présente une analyse de performance et sélection de fluides de travail d'une centrale géothermique binaire couplée à un système géothermique amélioré à fractures multiples pour la production d'électricité.

Le chapitre 7 présente une discussion générale des résultats.

Une conclusion générale met fin à ce projet de thèse.

CHAPITRE 2

REVUE DE LITTERATURE

2.1 Ressources géothermiques, typologie et utilisations

La géothermie est une source d'énergie renouvelable utilisable pour la production d'électricité et la production de la chaleur. Elle utilise l'énergie thermique de la croûte terrestre générée par la désintégration des matières radioactives dans le noyau terrestre (Kumari et Ranjith, 2019). La chaleur géothermique provient de la terre par la décomposition des isotopes radioactifs naturels (uranium, thorium, potassium) piégés dans le magma lors de la formation de la terre (Pandey, Vishal et Chaudhuri, 2018).

La géothermie peut être définie comme l'ensemble des technologies utilisant la chaleur de la Terre provenant (Minea et Majorowicz, 2012a) :

- en profondeur :
 - du noyau terrestre,
 - des structures volcaniques
 - de la désintégration d'éléments radioactifs, etc.
- en surface :
 - du soleil (presque 46 % de l'énergie incidente est accumulée dans la croûte superficielle)
 - des précipitations (pluie, fonte de neige).

La géothermie est devenue une source d'énergie importante pour le chauffage/refroidissement des bâtiments et pour la production d'électricité dans plusieurs pays au monde comme la France, l'Allemagne, le Japon, les USA, l'Indonésie, la Nouvelle-Zélande, l'Islande, la Norvège, la Turquie, etc. (Pandey, Vishal et Chaudhuri, 2018). Dans les processus hydro-thermiques des systèmes géothermiques, la chaleur est remontée à la surface par conduction et convection et le gradient géothermique dans le sous-sol est de

l'ordre de 10 °C à 30 °C par kilomètre voire 150 °C par kilomètre dans les zones volcaniques (Gehring et Loksha, 2012). Cependant, une étude serait nécessaire pour déterminer le gradient géothermique selon chaque région. L'extraction de la chaleur du sous-sol implique une température élevée et la présence de fluides naturels à une profondeur donnée selon le type de ressources.

Le tableau 2.1 ci-après présente une classification des ressources géothermiques selon la température.

Tableau 2.1 Classification des ressources géothermiques selon la température (Can et Etemoglu, 2007), (ASHRAE, 2007) et (Xia et Zhang, 2019)

Source	(Muffler et Cataldi, 1977) (°C)	(Hochstein, 1990) (°C)	(Benderitter et Cormy, 1990) (°C)	(Haenal, Rybach et Stegena, 1988) (°C)	(ASHRAE, 2007) (°C)
Basse Température	<90	<125	<100	<150	<32
Moyenne Température	90–150	125–225	100–200	—	<150
Haute Température	>150	>225	>200	>150	>150

On distingue également les ressources géothermiques par leur profondeur. Ainsi, une installation de moins de 400 m de profondeur est dite de faible profondeur alors qu'au-delà de 400 m, l'installation est considérée être profonde (Pahud, 2002).

Dans l'utilisation de la géothermie profonde, on distingue la géothermie hydrothermale et la géothermie pétrothermale. Dans la première catégorie, l'eau chaude existe naturellement dans les aquifères suffisamment perméables et la chaleur de la ressource géothermique est extraite à la surface : c'est la géothermie hydrothermale (Xia et Zhang, 2019). Le système installé pour faire remonter l'eau à la surface de la terre est appelé système hydrothermal. La première installation de production d'électricité par la géothermie hydrothermale est construite en Italie à Larderello en 1904 (DiPippo, 2008). Après le premier choc pétrolier en

1972, la production d'énergie géothermique a pris un nouvel essor en 1980 et ce n'est qu'en 2011 qu'une grande quantité d'énergie géothermique électrique d'environ 11 GWe est installée (Gehring et Loksha, 2012). En 2018, la capacité nette des centrales géothermiques installées (géothermie à haute température) s'élève à 14,5 GWe dans le monde et devrait atteindre un peu plus de 17 GWe d'ici 2023, avec une croissance annuelle moyenne d'environ 4,7% (Aklin et Urpelainen, 2018). Bien que les estimations révèlent un potentiel global de 240 GWe, le potentiel de ressources non encore dévoilé ainsi que le développement de la technologie du système géothermique amélioré peuvent augmenter la capacité de 1 à 2 TWe (Kazemi et al., 2019). La production d'électricité se fait à partir des ressources géothermiques naturellement disponibles (Figure 2.1).

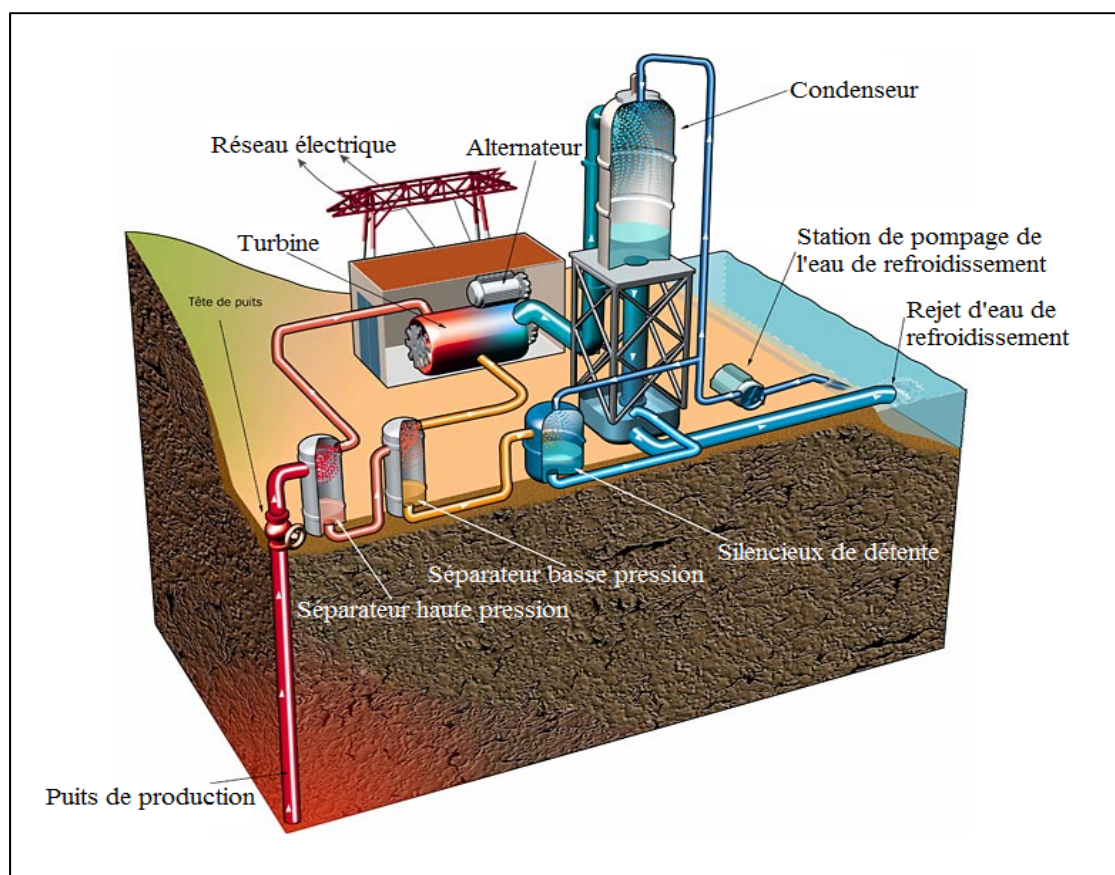


Figure 2.1 Exploitation de l'eau chaude naturellement présente dans le sous-sol pour la production d'électricité (Source : <https://www.mtaterre.fr/dossiers/comment-ca-marche-la-geothermie/la-geothermie-pour-produire-de-lelectricite>)

Bertani (2016) a estimé que la capacité mondiale installée a dépassé 12 GW, et la production annuelle d'énergie est de 70 000 GWh environ. Il a également estimé que d'ici 2050, près de 140 GW pourraient être installés dans le monde. Les pays produisant l'électricité par la géothermie sont montrés sur la figure 2.2 suivante :

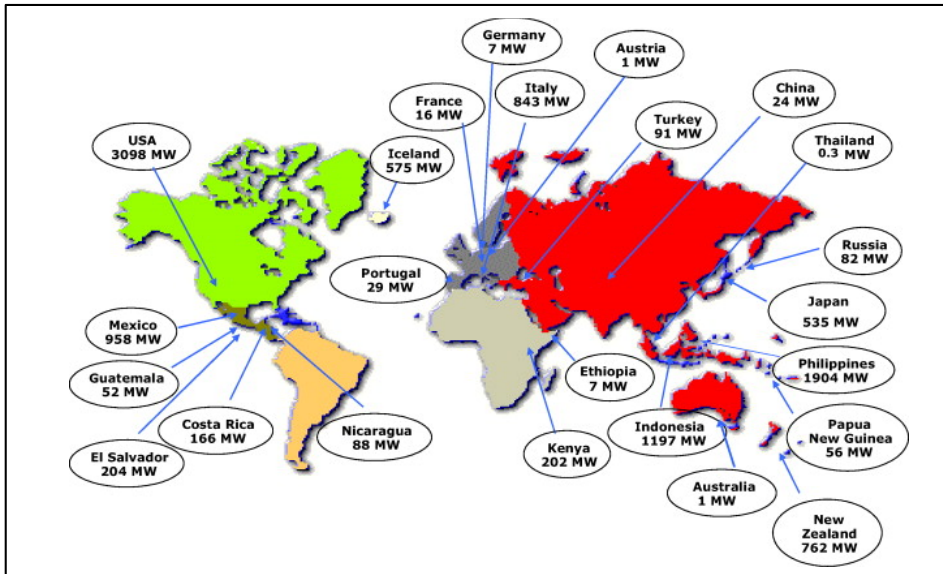


Figure 2.2 Capacité des centrales installée dans le monde (Bertani, 2012)

La figure 2.3 indique la capacité installée en 2015.

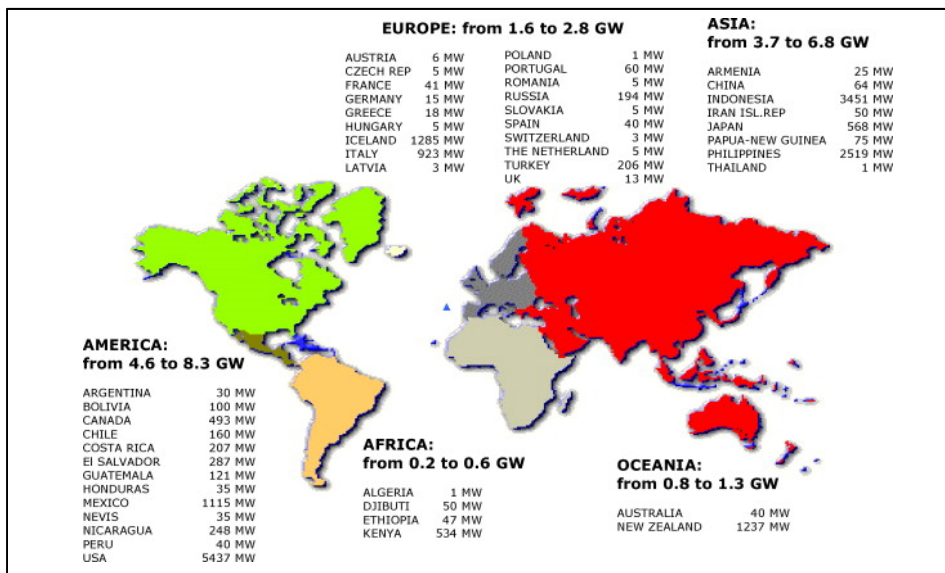


Figure 2.3 Capacité installée en 2015 (19.8 GW) (Bertani, 2012)

Gehring et Loksha (2012) présentent la capacité géothermique Mondiale Prévisionnelle jusqu'en 2030 illustrée sur la figure 2.4.

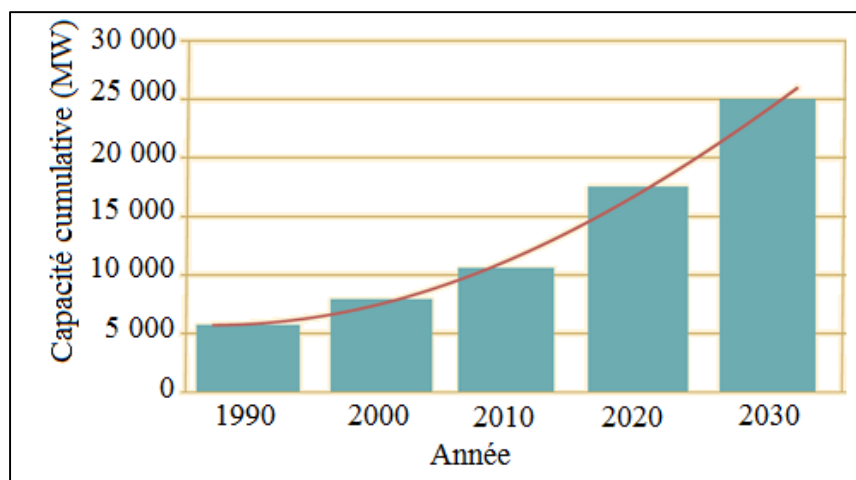


Figure 2.4 Capacité Géothermique Mondiale Prévisionnelle jusqu'en 2030 (Gehring et Loksha, 2012, p. 32)

Chamorro et al. (2012a) ont présenté l'évolution croissante de la capacité installée totale mondiale installée de 1975 à 2015 (Figure 2.5).

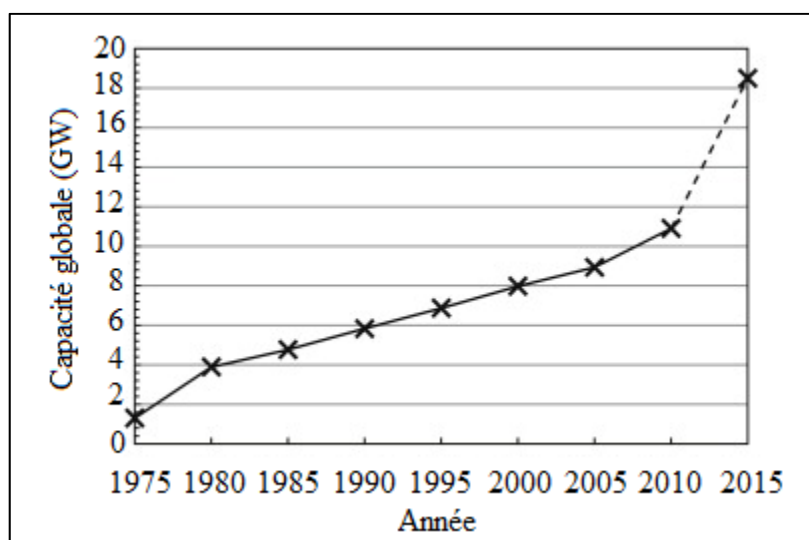


Figure 2.5 Évolution de la production d'énergie électrique totale mondiale installée de 1975 à 2015 (Chamorro et al., 2012a)

En géothermie pétrothermale, de l'eau est injectée sous forte pression pour réactiver les failles existantes, créer d'autres fractures et extraire la chaleur à la surface (Zarrouk et McLean, 2019). Dans cette deuxième catégorie de géothermie profonde, le système conventionnel comporte un puits d'injection et un puits de production. L'eau injectée dans le réservoir rocheux achemine la chaleur via le puits de production vers l'évaporateur où le fluide secondaire absorbe la chaleur du fluide géothermal. Le système mis en place pour l'exploitation énergétique est dit système pétrothermal encore connu sous le nom de système géothermique stimulé ou système géothermique amélioré appelé en anglais Enhanced Geothermal System (EGS).

Thorsteinsson et al. (2008) ont proposé une autre classification des ressources géothermiques en fonction de la perméabilité et du gradient géothermique comme le montre la figure 2.6.

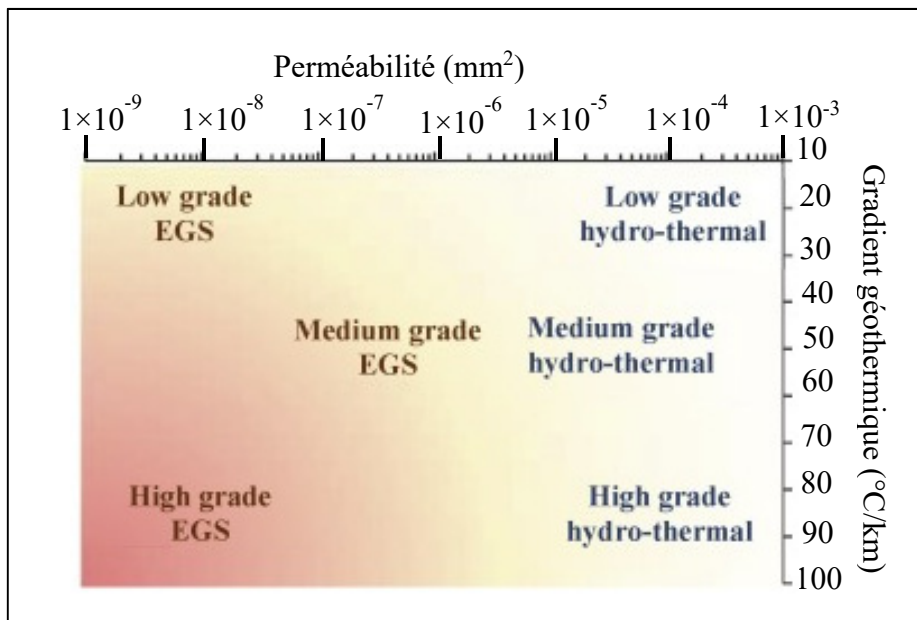


Figure 2.6 Classification des ressources géothermiques en se basant sur la perméabilité et le gradient géothermique (proposée par Thorsteinsson et al. (2008) et modifiée par Kumari et Ranjith (2019))

2.2 Système géothermique

Un **système géothermique** est un système de circulation convective d'un fluide caloporteur dans un réservoir rocheux (Bataillé, 2004). Un système géothermique comprend la source de chaleur, le réservoir géothermique et le fluide caloporteur (Gehring et Loksha, 2012).

Le type de ressource est l'élément fondamental dans la catégorisation, l'évaluation et le développement des systèmes d'énergie géothermique (Moeck, 2014). Selon Williams, Reed et Anderson (2011), il est nécessaire qu'une évaluation des ressources fournisse un cadre logique et cohérent suffisamment simplifié pour communiquer des aspects importants du potentiel de l'énergie géothermique aux non-experts et au grand public.

Fondamentalement, l'utilisation des ressources géothermiques dépend des propriétés thermodynamiques et chimiques des ressources. La classification des ressources géothermiques peut être faite selon la température du fluide géothermal, les propriétés géologiques du réservoir rocheux, les propriétés thermodynamiques du fluide géothermal, l'enthalpie (Mohammadzadeh Bina et al., 2018).

Compte tenu du fait que deux géofluides à la même température et placés dans la même catégorie ont des capacités de travail complètement différentes, Mohammadzadeh Bina et al. (2018) ont suggéré une classification basée sur un paramètre exergetique.

Très peu de chercheurs ont utilisé le concept exergetique pour la classification des ressources géothermiques : Jalilinasrabad et Itoi (2013), Barbacki (2012) et Etemoglu et Can (2007).

La classification des ressources géothermiques peut également être faite selon la source de chaleur mais aussi selon la nature du système géologique (Gehring et Loksha, 2012). Le type de système pouvant être mis en œuvre dans plusieurs pays dans le monde est le système géothermique amélioré (Sakai, 2017). Une vue schématique d'un système géothermique idéal est montrée à la figure 2.7.

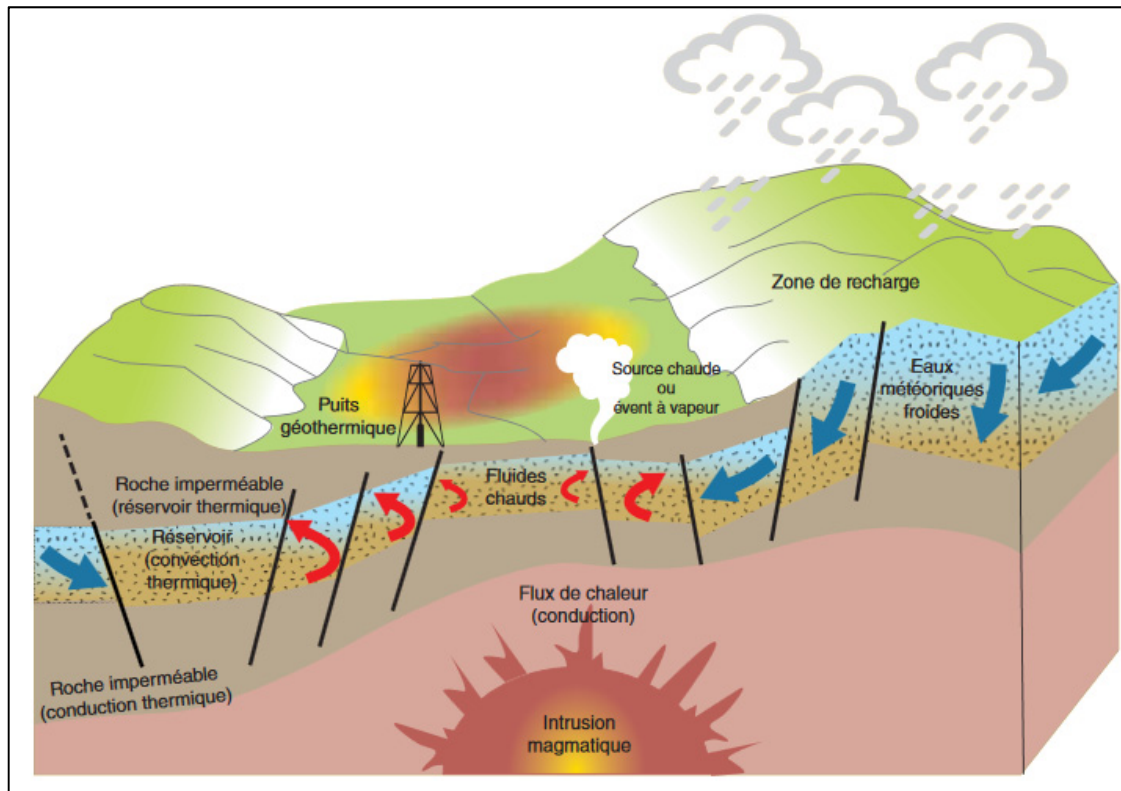


Figure 2.7 Vue schématique d'un système géothermique idéal (Gehring et Loksha, 2012, p. 15)

2.3 Géothermie des Roches Chaudes et Sèches : Système Géothermique Amélioré

Les roches chaudes et sèches, existant partout au monde, constituent une grande réserve d'énergie disponible pour une utilisation directe de la chaleur et surtout pour la production d'électricité. Le concept original d'extraction de l'énergie des roches chaudes sèches développé au début des années 70 pour la première fois au laboratoire national de Los Alamos était de créer de grandes fractures artificielles dans une masse rocheuse en vue d'utiliser ces fractures comme échangeur de chaleur souterrain dans le cadre d'un projet financé par le gouvernement américain à Fenton Hill au Nouveau Mexique (Kumari et Ranjith, 2019; Lu, 2018; Tester et al., 2006). Ce concept a ensuite été modifié par des scientifiques et des ingénieurs travaillant à Los Alamos et sur le site des roches chaudes sèches de l'école Camborne des mines à Rosemanowes, Cornwall (Richards et al., 1994). Par ailleurs, ces chercheurs ont reconnu l'existence de joints naturels ou de fractures préexistantes

dans la roche (Murphy et al., 1999). Ils ont constaté que ces fractures naturelles pouvaient être interconnectées et leur transmissibilité pourrait être améliorée par stimulation hydraulique. La technique du système géothermique amélioré a été discutée pour la première fois aux États-Unis dans un brevet déposé en 1974 par Potter, Robinson et Smith (1974). Cette technique est mise en œuvre à Soultz-Sous-Forêts en France dans un projet franco-allemand de construction d'une centrale pilote (Tester et al., 2006). Une investigation sur les mécanismes de stimulation en systèmes géothermiques améliorés est faite par McClure et Horne (2014). Tous les détails sur le développement d'un système géothermique amélioré sont récemment présentés par Kumari et Ranjith (2019). De nos jours, il est possible de créer dans plusieurs pays au monde, un réservoir géothermique profond pour la production d'électricité par le système géothermique amélioré (Lu, 2018; Zhu et al., 2015). Aghahosseini et Breyer (2020) ont rapporté que le potentiel du système géothermique amélioré est estimé à l'échelle mondiale. L'utilisation des ressources géothermiques est ainsi étendue grâce à la technique du système géothermique amélioré avec moins d'impact environnemental (Breede et al., 2013; Moya, Aldás et Kaparaju, 2018; Olasolo et al., 2016a). Lu (2018) a récemment présenté 18 sites où le Système Géothermique Amélioré est mis en œuvre. Plusieurs autres projets du système géothermique amélioré mis en œuvre ou planifiés pour être exécutés sont présentés par Al-Douri, Waheeb et Johan (2019), Kumari et Ranjith (2019), Lei et al. (2019), Xia et Zhang (2019), Tomac et Sauter (2018), Förster, Förster et Krentz (2018), Kim et al. (2018), Bertani (2016), DiPippo (2016d), et Breede et al. (2013). La capacité énergétique mondiale devrait atteindre 17 GW d'ici 2023 (Gong et al., 2020). Avec le système géothermique amélioré, les États-Unis pourraient produire jusqu'à 100 000 MW d'ici 2050 (Guo et al., 2020).

La figure 2.8 montre 18 sites importants de système géothermique amélioré opérationnels et en cours de développement dans le monde. En Amérique du Nord, les régions dominées par les roches chaudes sèches constituent la plus grande partie des ressources géothermiques (Minea et Majorowicz, 2012c). Le Canada ne produit pas encore de l'électricité par la géothermie profonde (Majorowicz et Grasby, 2019). Québec dispose de ressources géothermiques à faible perméabilité et Hydro-Québec envisage la technique de la géothermie

des Roches Chaudes et Fracturées pour un projet de construction d'une centrale pilote (Richard et al., 2016).

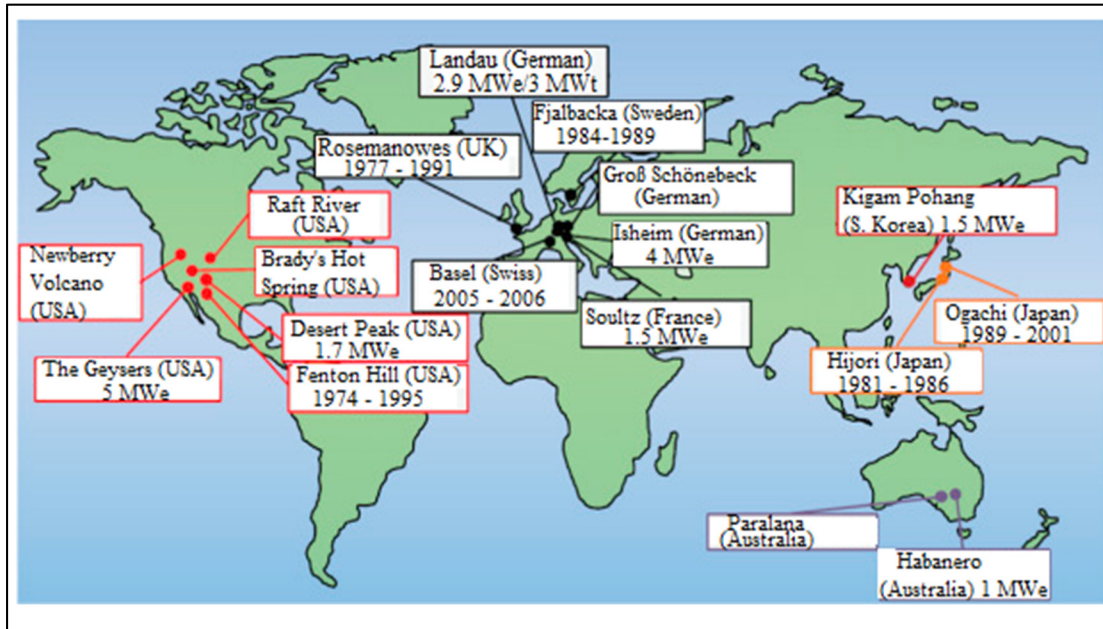


Figure 2.8 Les 18 sites de système géothermique améliorés les plus importants opérationnels et en cours de développement dans le monde (Lu, 2018)

Au Canada, les bassins sédimentaires étudiés donnent l'espoir d'avoir des températures suffisamment élevées dans certaines régions pour la mise en œuvre du système géothermique (Jessop, Ghomshei et Drury, 1991; Majorowicz et Grasby, 2014; Majorowicz et Grasby, 2019; Majorowicz et Minea, 2015; Majorowicz et Moore, 2014; Minea et Majorowicz, 2011b). Les formations géologiques étudiées au Québec sont le bassin sédimentaire Basses-Terres du Saint-Laurent (Bédard et al., 2016b; Bédard et al., 2018; Malo et al., 2012), les calcaires en Gaspésie et les dômes de sel aux Iles de la Madeleine (Minea et Majorowicz, 2012c), le bassin sédimentaire à l'Ouest du Canada (Kazemi et al., 2019), les bassins de Foreland (Banks et Harris, 2018).

Minea et Majorowicz (2012a) ont effectué une évaluation préliminaire du potentiel géothermique de tout le territoire québécois, ainsi que la cartographie associée estimant les températures profondes entre 3 et 10 km de profondeur. Hofmann et al. (2014) ont étudié le

potentiel des systèmes géothermiques améliorés dans la province de l'Alberta et ont révélé que les réservoirs les plus prometteurs sont la formation de Cooking Lake et le grès Basal parmi les formations géologiques étudiées.

Sur la figure 2.9, Minea et Majorowicz (2012a) ont présenté les températures à 7 km de profondeur dans la partie Ouest de la vallée de Saint-Laurent, une région qui comprend les villes les plus peuplées comme Montréal, Trois-Rivières, Québec, Rimouski et Sherbrooke.

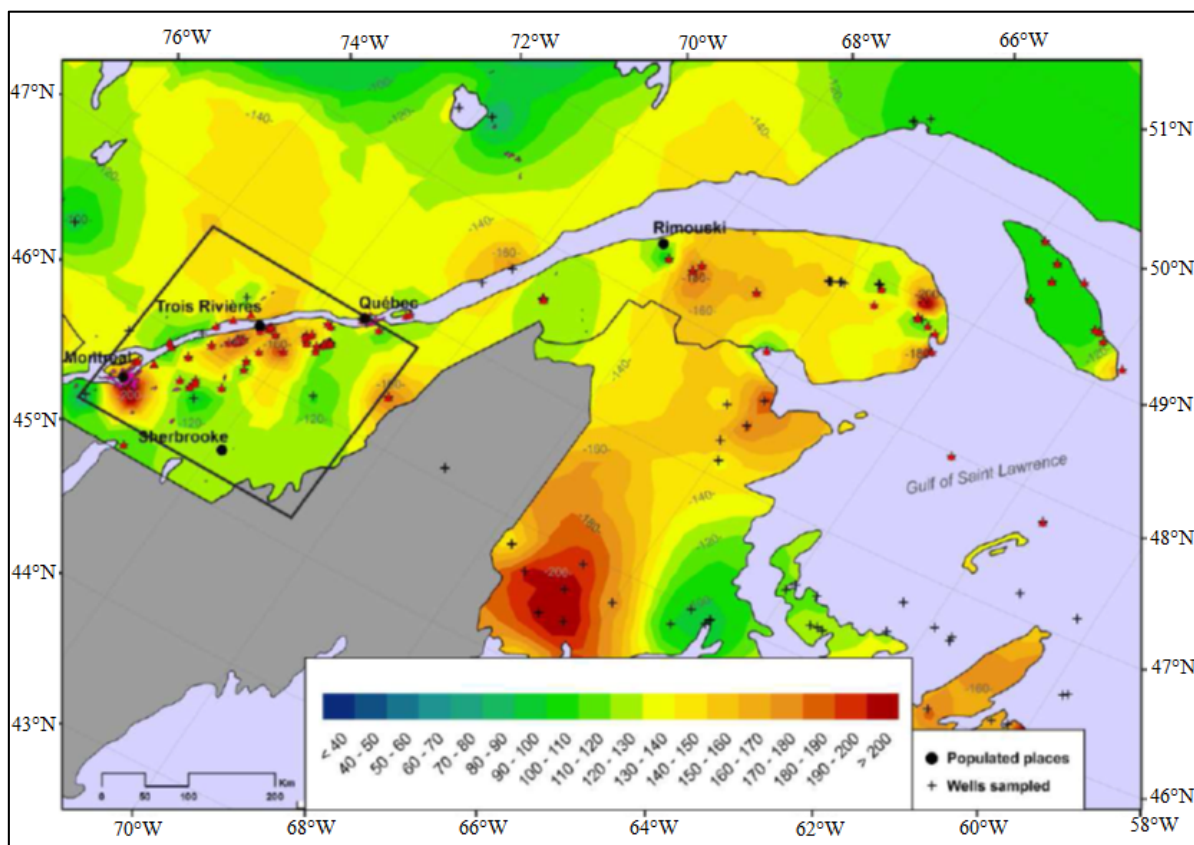


Figure 2.9 Carte des températures à 7 km de profondeur le long de la vallée du fleuve Saint-Laurent (Note : les températures moyennes sont identifiées selon l'échelle de couleurs, ainsi que par des valeurs inscrites directement sur la carte) (Minea et Majorowicz, 2011a)

En vue de réduire les incertitudes issues de l'estimation des ressources géothermiques et intégrer des valeurs de températures dans un modèle géologique tridimensionnel, Bédard et al. (2016a) ont évalué les ressources géothermiques du bassin des Basses-Terres du Saint-

Laurent situé au Sud-Ouest du Québec en présentant une carte géologique illustrée à la Figure 2.10.

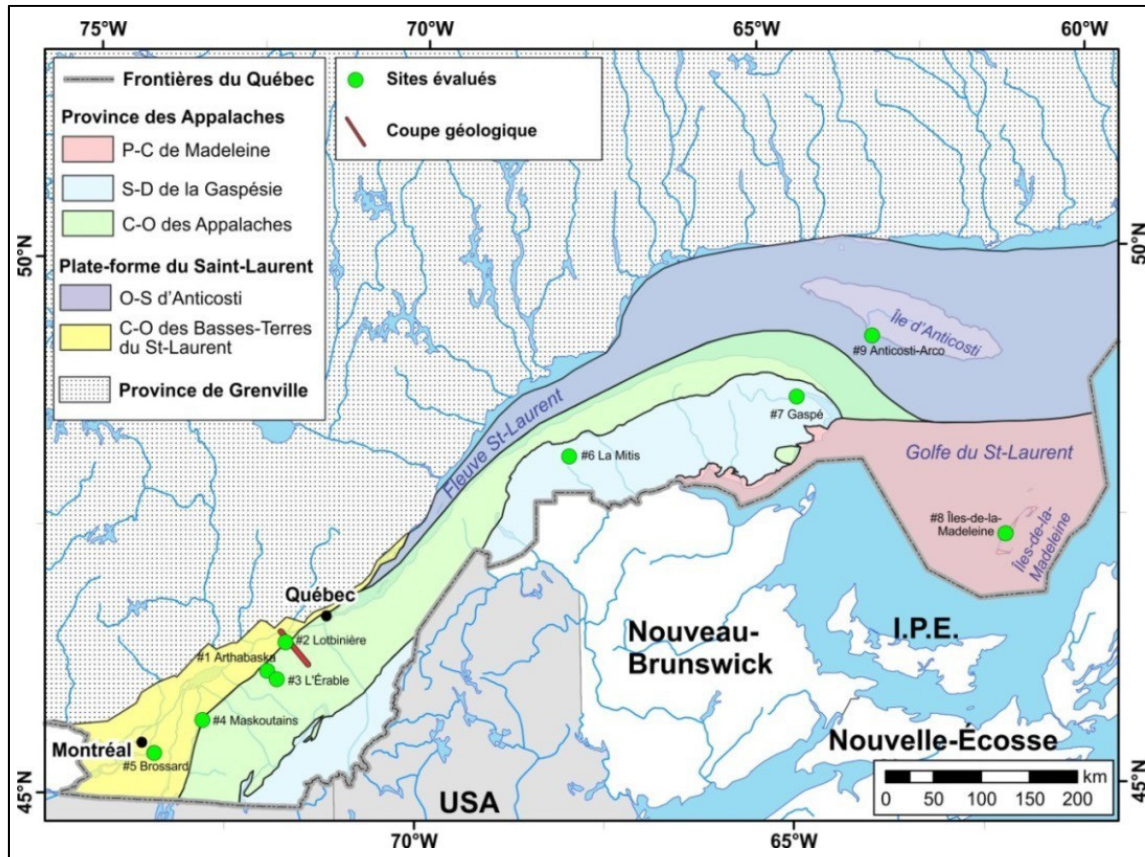


Figure 2.10 Carte géologique du bassin des Basse -Terres du Saint-Laurent (Bédard et al., 2016a)

Pour Flury et al. (2012), l'extraction de l'énergie des roches chaudes et sèches dépend de deux paramètres importants : la température du fluide dans le réservoir géothermique et la perméabilité du réservoir géothermique qui facilite la circulation du fluide géothermique dans le réservoir. Il est difficile de produire de l'électricité commercialement avec le système à un coût réduit (Kumari et Ranjith, 2019). Pour ainsi maximiser l'efficacité énergétique de l'exploitation géothermique, il faut une température de fluide géothermique élevée dans des réservoirs localisés à de grandes profondeurs. Plus le réservoir est profond, plus la porosité et la perméabilité diminuent et la compaction de la roche est croissante (Flury et al., 2012). L'amélioration de la perméabilité du réservoir s'obtient par stimulation (hydraulique en

général) en injectant de l'eau sous pression contrôlée dans la masse rocheuse (Flury et al., 2012). Pour atténuer les risques de tremblement de terre, diminuer les coûts de forage et exploiter efficacement les ressources il faut une étude judicieuse et complète de la formation géologique (Pan et al., 2019). Une circulation de fluide est établie entre les puits de production et d'injection en réactivant le réseau de fissures par fracturation hydraulique. En augmentant ainsi la perméabilité du milieu, le fluide froid réinjecté dans le réservoir profond, se réchauffe au contact de la roche encaissante avant d'être pompé à la surface. La figure 2.11 montre le principe de la fracturation hydraulique dans l'exploitation de l'énergie géothermique.

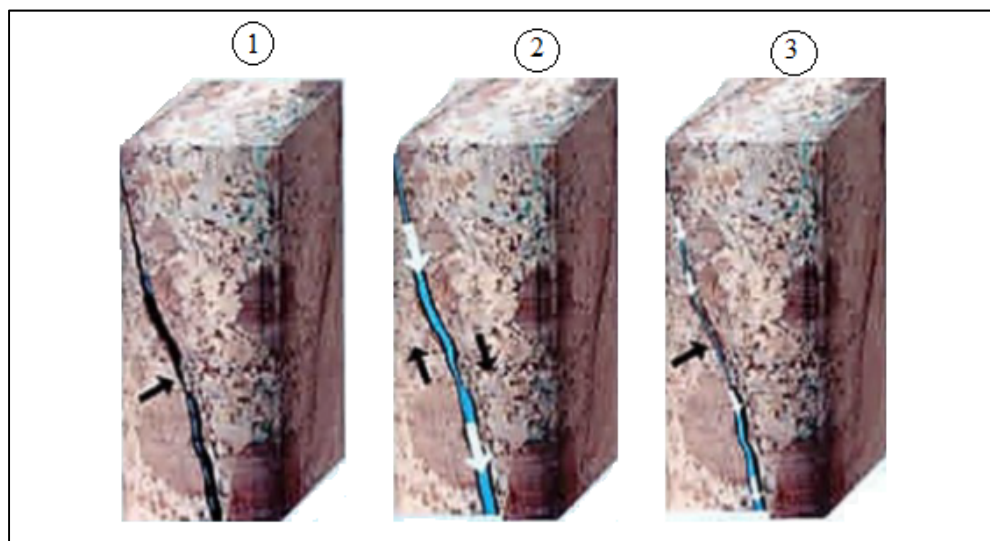


Figure 2.11 Fracturation hydraulique (Source : http://data.geothermie-soultz.fr/doc.pdf/Question_sismique.pdf)

- ① indique l'état initial où la faille naturelle est plus ou moins colmatée par des dépôts hydrothermaux
- ② est une étape à laquelle des injections sous forte pressions provoquent le glissement de la faille
- ③ indique l'arrêt des injections et la fracture initiale est débouchée et constitue un chemin géothermal où l'eau peut facilement circuler.

Les formations géologiques de faible perméabilité peuvent être aussi utilisées comme les roches sédimentaires compactes, les roches du socle cristallin telles que le gneiss et le granite (Tester et al., 2006). Ces réservoirs profonds possèdent généralement une très faible porosité/perméabilité et contiennent peu ou pas suffisamment de fluides naturels (Tomac et Sauter, 2018). La figure 2.12 montre le principe de fonctionnement du système géothermique stimulé à Soultz-Sous-Forêts.

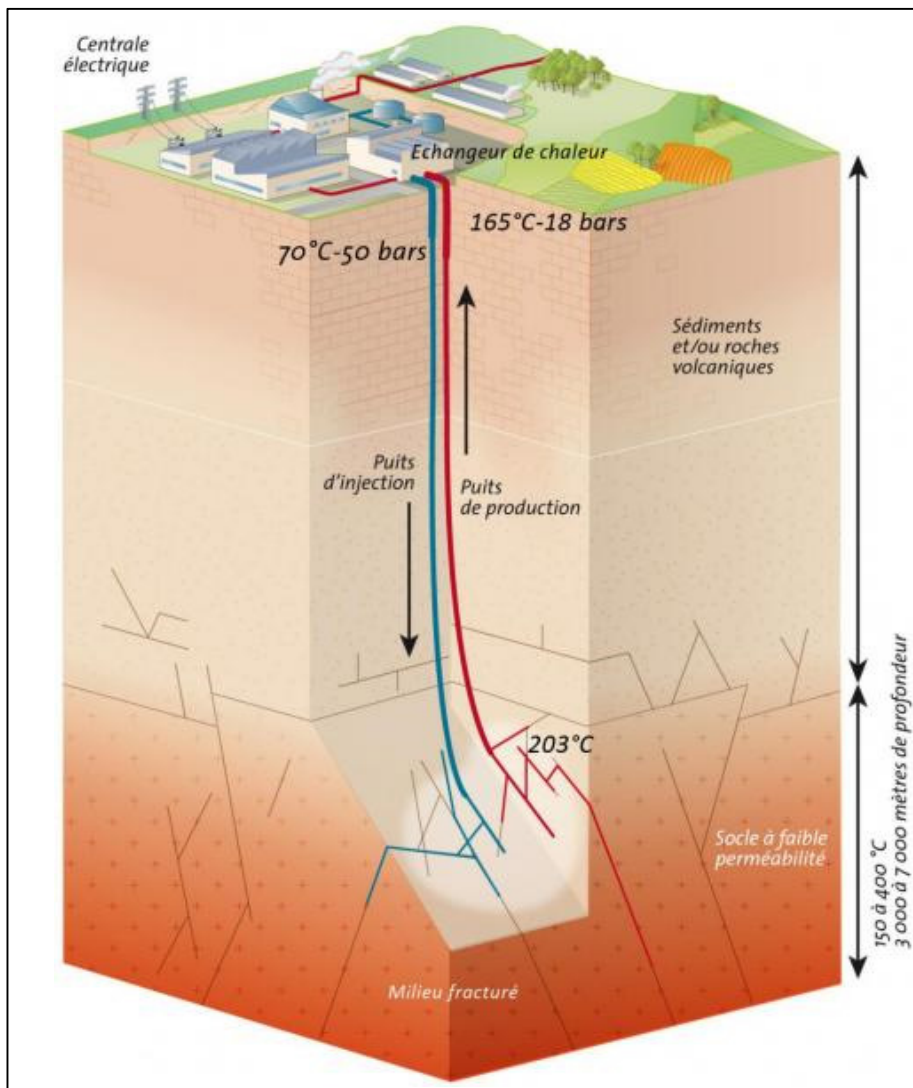


Figure 2.12 Centrale de Soultz-Sous-Forêts, principe de fonctionnement (Source : <http://www.geothermie-perspectives.fr/article/centrale-egs-soultz-forets-alsace>)

L'eau chaude sortant du réservoir géothermique a une composition chimique et elle ne peut être rejetée en surface et par conséquent elle doit être réinjectée dans le réservoir géothermique pour éviter de polluer l'environnement. La réinjection du fluide dans le réservoir permet de maintenir le réservoir géothermique sous pression, ce qui est primordial pour la pérennité de la ressource. La stratégie de réinjection du fluide prévient la précipitation des éléments dissous dans le fluide géothermique et par conséquent un risque de colmatage et du bouchage des tubes de production serait évité (Fonroche Géothermie, 2014). Selon Bataillé (2004), une fracture ne peut pas être considérée comme un plan séparant deux compartiments de granite sain mais plutôt comme une zone plus ou moins fissurée, d'une certaine épaisseur, à l'intérieur de laquelle il convient de distinguer plusieurs faciès. Ce modèle est caractéristique d'un modèle de gouge (Figure 2.14).

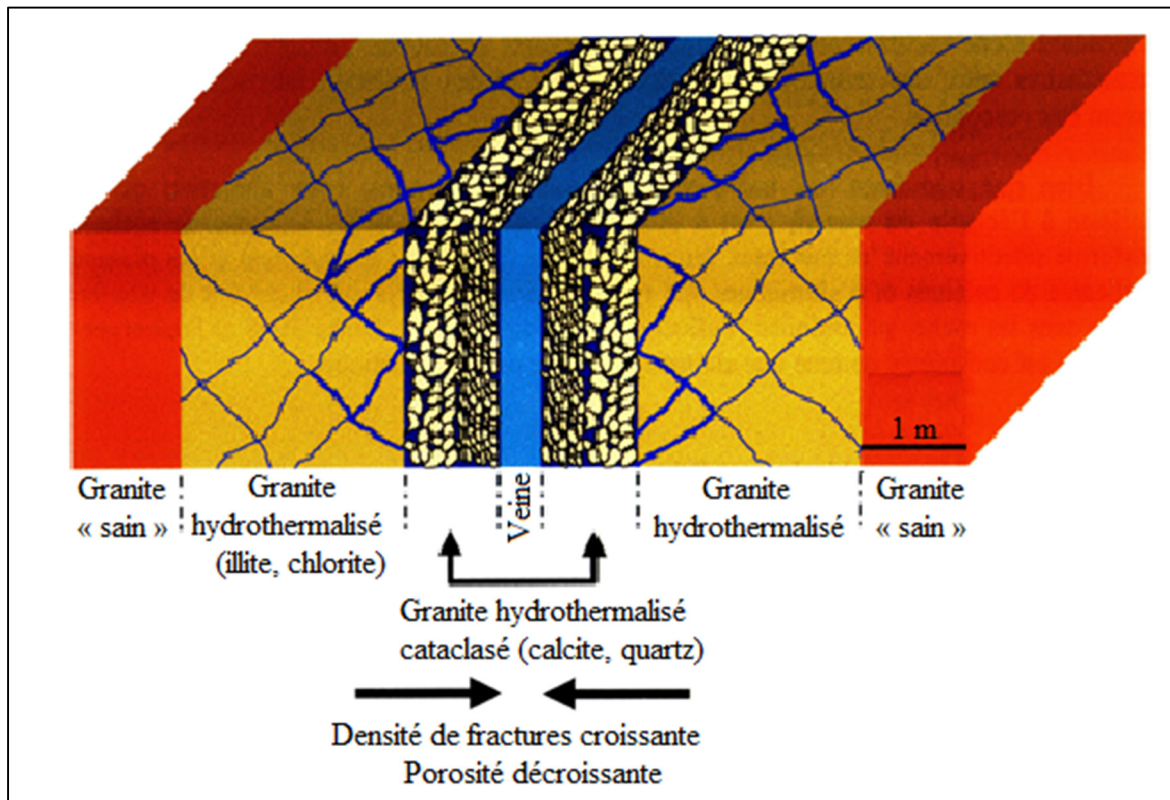


Figure 2.14 Répartition des faciès d'altération dans les zones de faille (Jacquemont, 2002)

Les trois principaux faciès sont (Jacquemont, 2002) :

- Le premier faciès qui est le granite le plus sain non affecté par la fracturation. Ce faciès a subi la micro-fracturation et l'altération pervasive post mise en place du massif qui lui confèrent une porosité et une perméabilité très faibles. Il constitue le mur imperméable de la zone fracturée et joue un rôle négligeable dans les transferts de fluide c'est-à-dire dans les processus d'interaction eau-roche.
- Le second faciès correspond aux épontes hydrothermalisées partiellement cimentées par des minéraux secondaires d'altération. On retrouve les associations minérales du granite initial mais certains minéraux tels que le plagioclase et la biotite ont été intensément altérés en argile et en chlorite. La densité de fissures connectées est faible dans ce faciès, la porosité peut atteindre localement 20 %. L'altération atteint un stade d'autant plus avancé que l'on se rapproche de la zone interne.
- Le troisième faciès se caractérise par une densité de fissures très élevée et une réduction importante de la taille des grains conduisant à la disparition de la texture porphyrique initiale du granite. La figure 2.15 montre la vue en 3D d'un réservoir géothermique avec des fractures verticales où x_s est l'espacement entre les fractures, b est l'ouverture de fracture, $T(x,y,z,t)$ est la température du fluide dans la fracture.

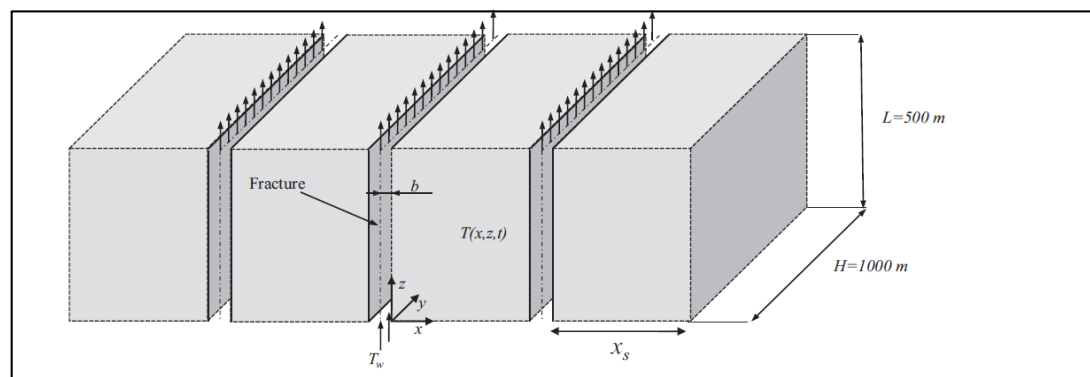


Figure 2.15 Vue en 3D d'un réservoir géothermique multi-fracturé (Fox et al., 2013)

Différents modèles conceptuels sont possibles pour modéliser l'écoulement du fluide et le transfert de chaleur en milieu poreux fracturé. La figure 2.16 montre les différents modèles conceptuels utilisés pour décrire les milieux poreux fracturés.

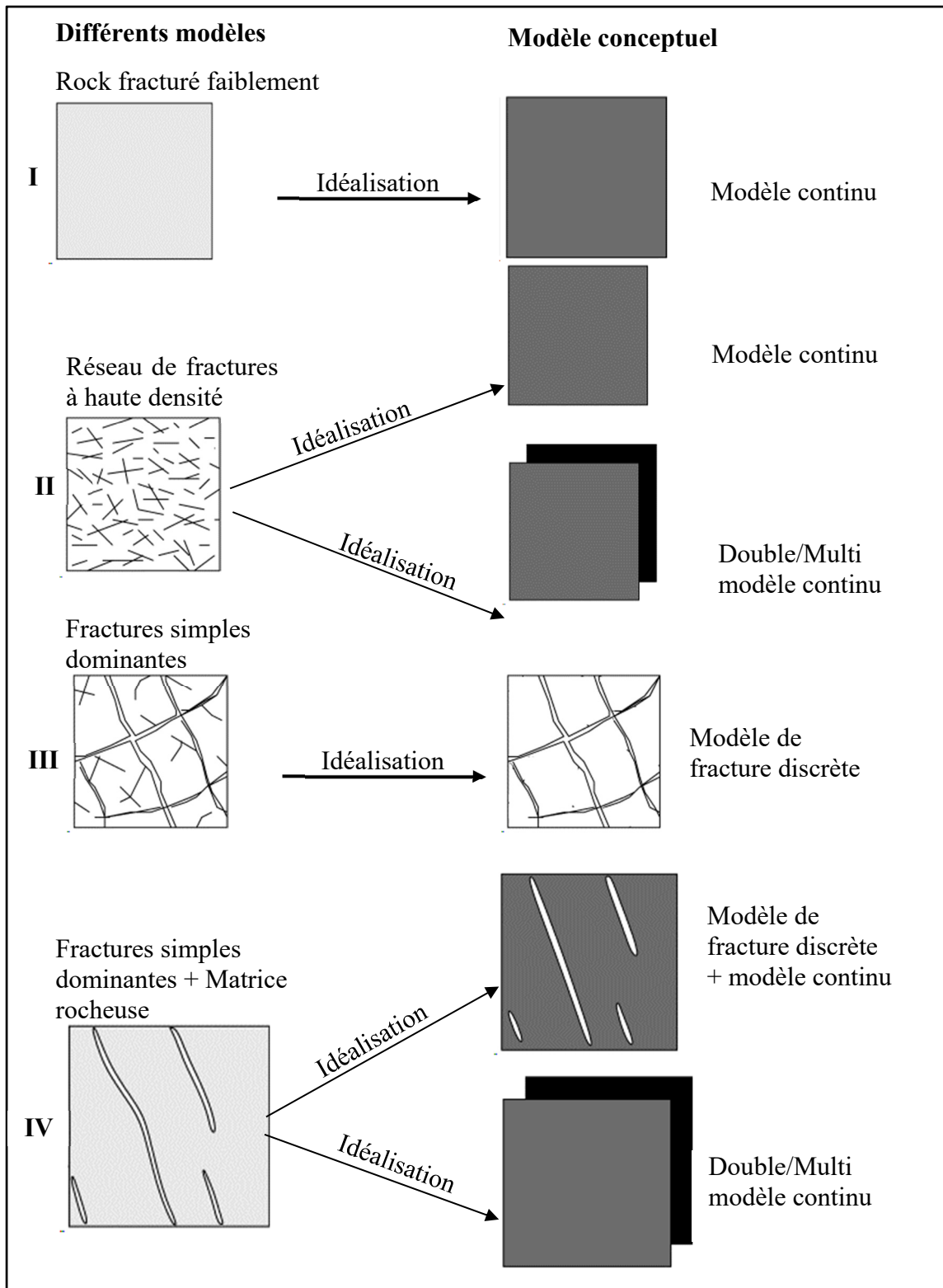


Figure 2.16 Modèles conceptuels pour la description des milieux poreux fracturés (Dietrich, 2005, p. 26)

Pour décrire un milieu poreux fracturé, il faut faire des hypothèses dans le but de rendre le modèle plus proche de la réalité. C'est ce rôle que les modèles conceptuels jouent tels que décrits à la Figure 2.16. Toutefois, pour décrire un milieu fracturé, le choix du modèle conceptuel dépend non seulement de la densité de fractures mais aussi des caractéristiques géologiques du milieu et de l'objectif de la simulation. Pour un milieu à densité de fractures élevée avec distance entre fractures moins de 2 à 3 m par exemple, la méthode de milieu poreux équivalent est la mieux adaptée (Zeng, Su et Wu, 2013; Zeng et al., 2017).

2.4 Différentes technologies utilisées pour la production d'électricité

Dans cette section, nous avons présenté les différentes technologies utilisées pour produire de l'électricité par la géothermie profonde. Cinq types différents de centrales sont identifiés : centrale géothermique à vapeur sèche, centrale géothermique simple flash, centrale géothermique double flash, centrale géothermique triple flash, centrale géothermique à cycle binaire (Moya, Aldás et Kaparaju, 2018).

2.4.1 Centrale géothermique à vapeur sèche

Les réservoirs géothermiques à vapeur sèche sont extrêmement rares et là où ils existent, la vapeur, à une température de 180 à 350 °C, peut être extraite du réservoir par un puits et introduite directement dans une turbine à vapeur (Breeze, 2019). Un réservoir de vapeur sèche est localisé dans une roche poreuse comportant des fissures ou des fractures naturelles occluses ou interconnectées, qui sont remplies de vapeur. La centrale géothermique à vapeur sèche utilise un fluide de travail en phase de vapeur saturée ou surchauffée directement produit du réservoir souterrain. Utilisée en Californie aux États-Unis, en Italie, en Indonésie, au Japon et en Nouvelle-Zélande, cette technologie nécessite que le fluide géothermal soit de la vapeur sèche (Breeze, 2019). La vapeur sortant du puits géothermique alimente directement une turbine pour produire de l'électricité (Prananto et al., 2018). Après son passage dans un séparateur qui élimine les particules solides, le fluide est utilisé pour faire fonctionner directement une turbine pour la production d'électricité. À sa sortie de la turbine, le fluide subit un refroidissement à l'intérieur d'un condenseur. Lorsque plusieurs puits sont

installés, il est recommandé que la vapeur transportée par le biais de ces puits soit acheminée vers une seule grande turbine pour permettre une utilisation efficace. Divers filtres sont installés en têtes des puits pour éliminer les particules de roche et toute vapeur qui se condense en cours de route.

La figure 2.17 montre les principaux composants d'une centrale géothermique à vapeur sèche.

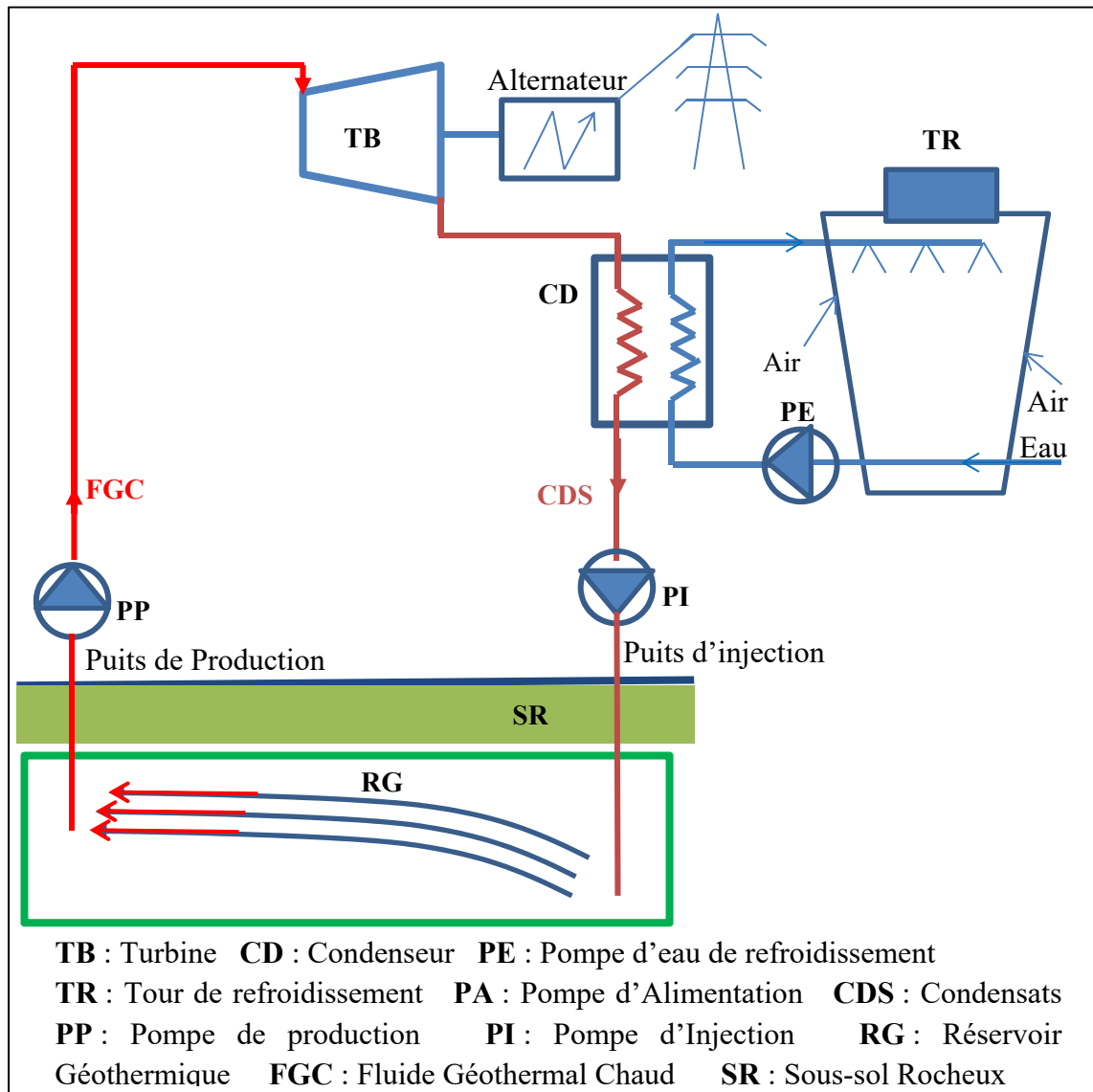


Figure 2.17 Centrale géothermique à vapeur sèche

2.4.2 Centrale géothermique simple flash

Dans un réservoir géothermique, le fluide géothermique peut être un mélange de liquide-vapeur à haute température supérieure à 200 °C et la technologie simple flash est la mieux adaptée pour produire de l'électricité (DiPippo, 2016a). Les principaux composants de ce type de centrale sont indiqués à la figure 2.18.

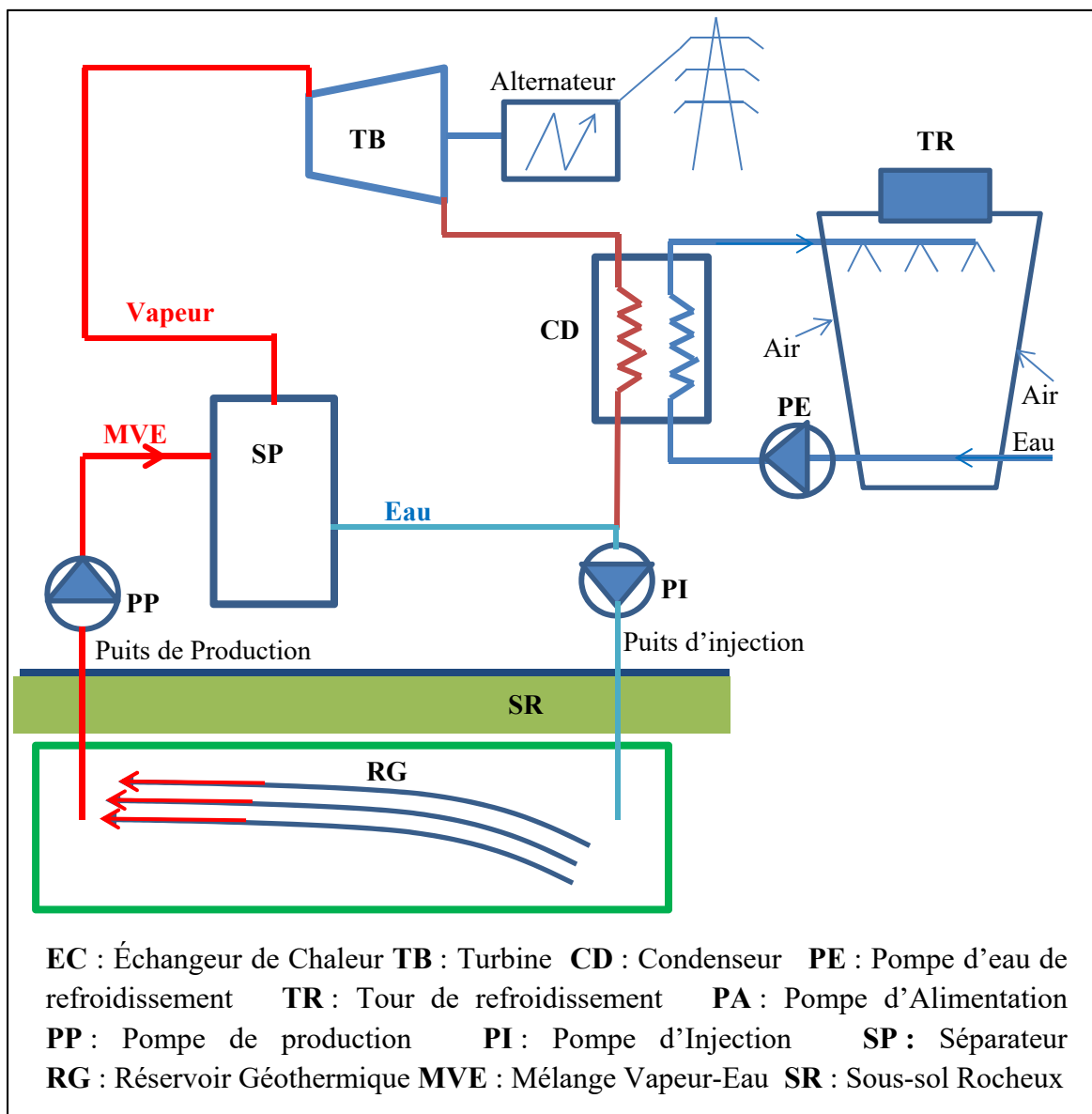


Figure 2.18 Centrale géothermique simple flash

Dans ce cas, une détente partielle du mélange dans un séparateur est faite pour en évaporer une partie qui est envoyée vers la turbine et la partie liquide est réinjectée dans le réservoir via un puits d'injection. En 2014, la centrale géothermique simple flash occupe la majorité de la capacité installée de production d'énergie géothermique du monde à environ 42% (Bertani, 2016). Cinq à six puits de production et deux à trois puits de réinjection répartis à travers le réservoir géothermique sont généralement nécessaires pour une centrale géothermique à simple flash de 30 MW (DiPippo, 2016a).

2.4.3 Centrale géothermique double flash

La centrale géothermique double flash est une amélioration de la centrale géothermique simple flash qui peut produire 15 à 25% de puissance de plus pour les mêmes conditions de fluide géothermal (Breeze, 2019; DiPippo, 2016b). Cette technologie est plus complexe, plus coûteuse et nécessite plus d'entretien, mais la puissance de sortie supplémentaire obtenue est non négligeable et justifie souvent son installation (Moya, Aldás et Kaparaju, 2018). Dans la centrale géothermique double flash, le mélange liquide-vapeur est détendu dans deux séparateurs successifs à deux niveaux de pression différents en vue d'augmenter la performance de la centrale géothermique (Guzović, Majcen et Cvetković, 2012).

Cette technologie optimise l'utilisation des ressources géothermiques et l'efficacité énergétique de la centrale se trouve améliorée avec un accroissement du coût d'exploitation (Gehring et Loksha, 2012). Une étude économique exhaustive s'avère indispensable avant la mise en œuvre de ce type de technologie (Gehring et Loksha, 2012). Un réchauffeur inter-étages est ajouté au système à double flash pour une meilleure exploitation. Ce rajout procure une performance thermodynamique meilleure par rapport à une installation conventionnelle à double flash sur la plage de températures de réservoir de 220 à 320 °C, cet avantage augmentant à mesure que la température du fluide augmente (DiPippo, 2013).

Le rendement exergetique de la centrale géothermique double flash peut atteindre 43,35% contre 32,7% pour le simple flash (Jalilinasrabad et al., 2012). La température de sortie de

l'eau d'une centrale géothermique simple flash était d'environ 155 °C, où le double flash était d'environ 102 °C, indiquant une utilisation meilleure (Anderson et Rezaie, 2019). Une optimisation des cycles flash peut conduire à des améliorations significatives de la performance de la centrale. La figure 2.19 présente une centrale géothermique double flash.

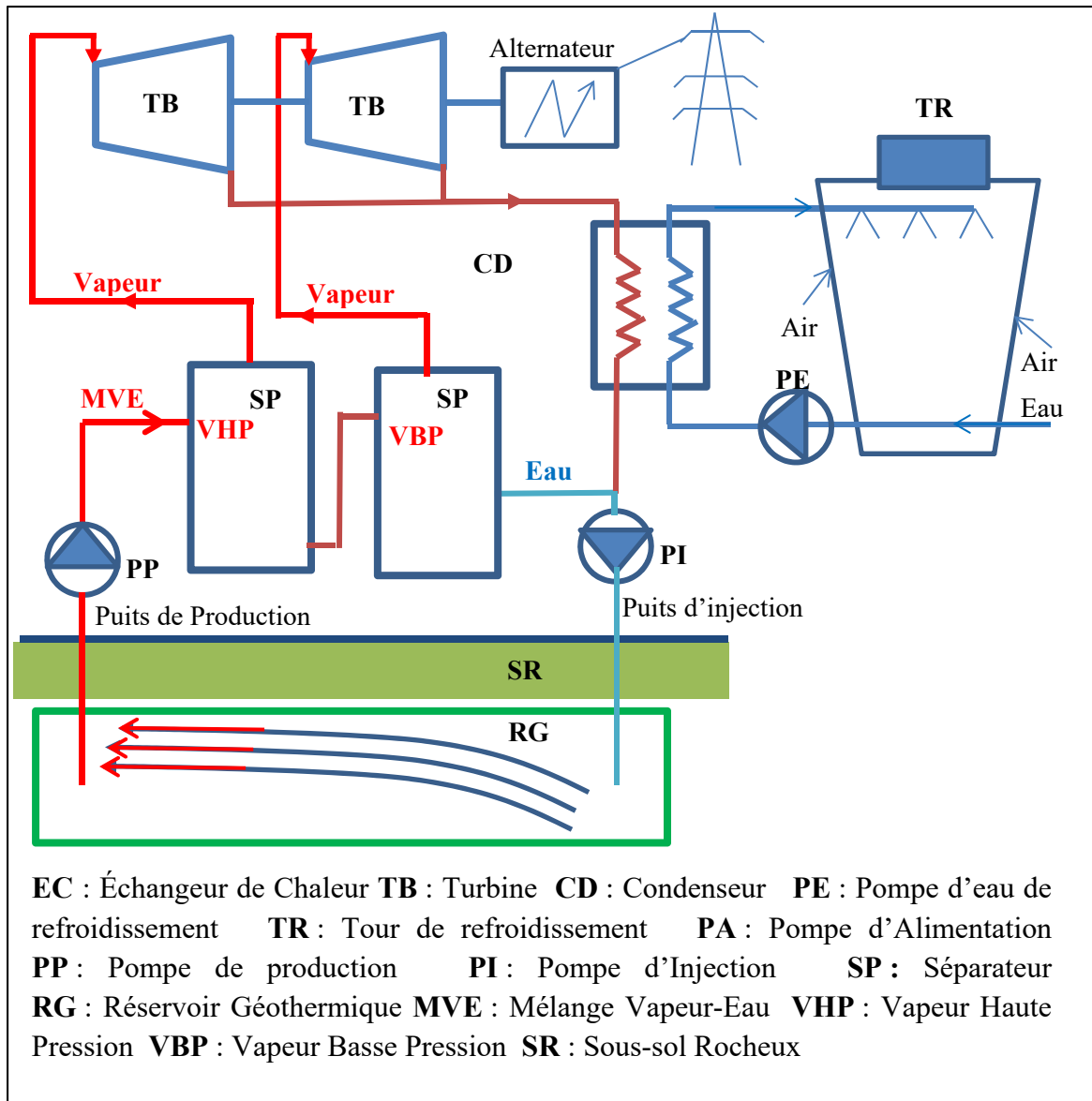


Figure 2.19 Centrale géothermique double flash

Mohammadzadeh Bina, Jalilinasrabad et Fujii (2018) ont découvert lors de l'optimisation d'un cycle flash pour une puissance maximale, qu'une pression de séparation de 3 bars était optimale pour une centrale géothermique simple flash. Des pressions 7,63 bars et 1,06 bar se sont avérées optimales pour le séparateur haute pression et pour le séparateur basse pression, respectivement.

2.4.4 Centrale géothermique triple flash

Cette technologie est une extension de la centrale géothermique double flash. Les installations à triple flash ajoutent une autre étape de séparation, augmentant ainsi le rendement énergétique, mais au détriment d'une complexité accrue, de plus de composantes et de coûts d'investissement plus élevés (DiPippo, 2016b). Dans certains cas de ressources géothermiques à haute température, ces systèmes peuvent être justifiés.

2.4.5 Centrale géothermique à cycle binaire

Lorsque la ressource géothermique est d'une température relativement basse, la centrale géothermique à cycle binaire est plus appropriée (Breeze, 2019). Cette technologie nécessite l'utilisation d'un fluide secondaire organique à point d'ébullition relativement faible fonctionnant dans un cycle Organique de Rankine (DiPippo, 2008) et pour un fluide géothermal variant entre 85 °C et 150 °C (Guzović, Majcen et Cvetković, 2012) voire 200 °C (Zhang et Jiang, 2012).

Le cycle organique de Rankine est un cycle de production d'électricité qui récupère l'énergie thermique en utilisant toutes sortes de ressources à basse température comme l'énergie solaire et géothermique (Altun et Kilic, 2020; Feng et al., 2017; Karimi et Mansouri, 2018).

Ce fluide secondaire peut être par exemple le n-pentane qui est un fluide organique dont le point d'ébullition est bas et la pression de vapeur est élevée à faible température en comparaison à la vapeur d'eau (Guzović, Majcen et Cvetković, 2012). Comme le montre la figure 2.20, le fluide secondaire passe dans un cycle dit cycle organique de Rankine, le fluide

géothermal et le fluide secondaire échangent de la chaleur dans un échangeur de chaleur. Dès que le fluide organique absorbe la chaleur du fluide géothermal, il se vaporise. La vapeur produite est détendue dans une turbine accouplée à un générateur et elle est refroidie par un condenseur à eau ou à air et le cycle recommence (Franco et Villani, 2009; Guzović, Majcen et Cvetković, 2012). Ce type de centrale est très adapté pour les systèmes géothermiques améliorés (Meng et al., 2020).

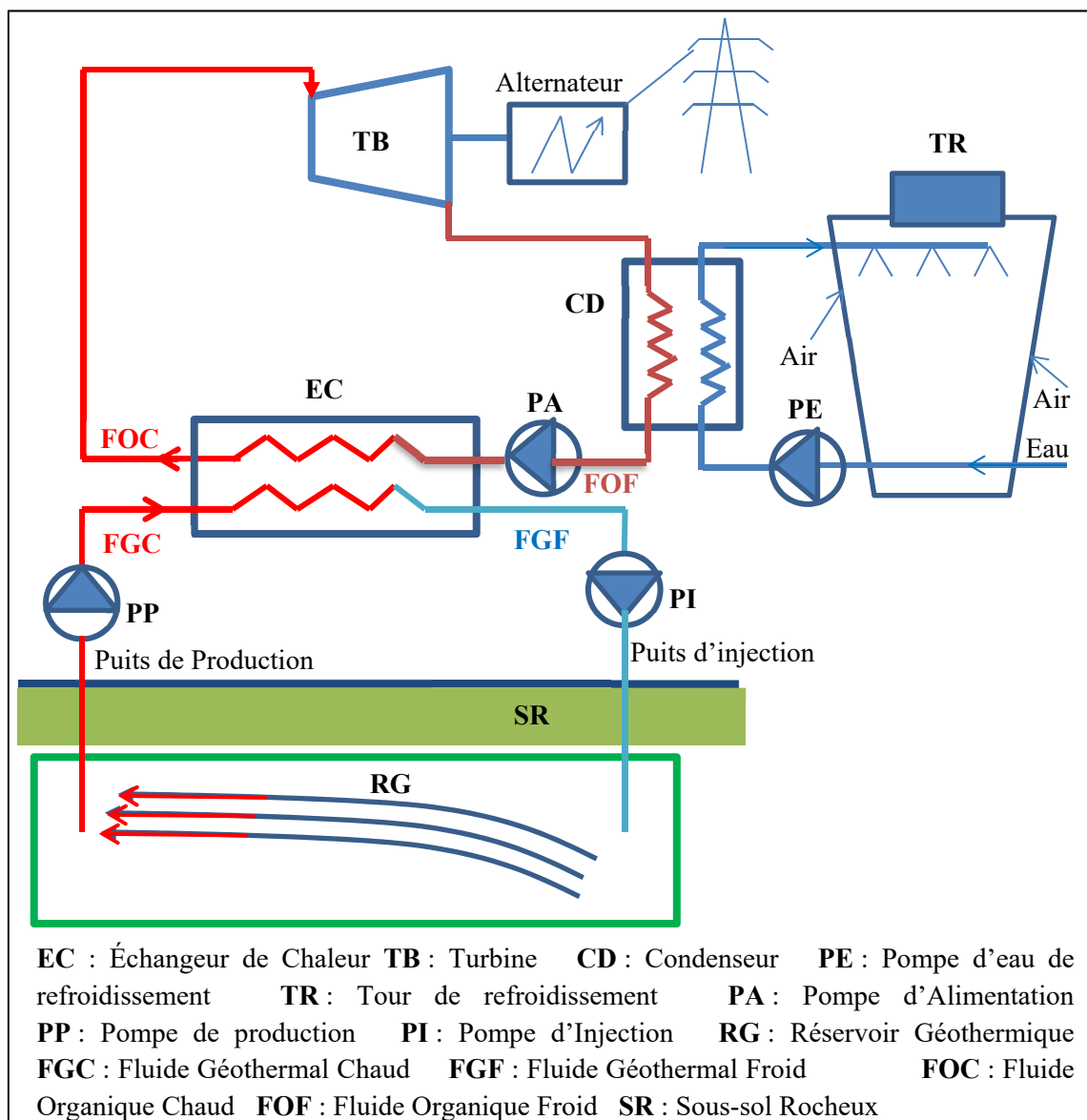


Figure 2.20 Centrale géothermique à cycle binaire

Le tableau 2.2 présente la capacité de la centrale géothermique installée dans le monde en fonction des catégories d'installations présentées ci-haut. Les proportions de centrales géothermiques les plus importantes sont celles des centrales à vapeur sèche, simples flash et doubles flashes, qui représentent environ 83% de la capacité totale (Tableau 2.2).

Tableau 2.2 Distribution de centrales électriques dans le monde (Hernández Martínez et al., 2020).

Catégorie	Puissance installée (MW)	Proportion (%)
Vapeur sèche	2 863	22,65
Flash unique	5 079	40,18
Double flash	2 544	20,12
Triple flash	182	1,44
Binaire	1 790	14,16
Hybride	2	0,02
Centrale directe à contre-pression	181	1,43
Total	12 641	100,00

Dans une centrale hybride, une autre source d'énergie renouvelable est utilisée pour augmenter la température du fluide géothermal. Les cycles simple flash disposent généralement d'une turbine avec un système de condensation ou d'une turbine sans condensation appelée turbine à contre-pression. Dans ce dernier cas, la vapeur détendue dans la turbine est évacuée dans l'atmosphère ce qui cause une consommation plus élevée de vapeur comparée à un système muni de condenseur (Kabeyi et Olanrewaju, 2021). Les centrales géothermiques à cycle binaire deviennent de plus en plus courantes et sont au centre des recherches scientifiques (Başoğul, 2019; Kahraman, Olcay et Sorgüven, 2019; Mohammadzadeh Bina, Jalilinasrabad et Fujii, 2017).

2.4.6 Modélisation et optimisation d'une centrale géothermique binaire à Cycle Organique de Rankine (ORC)

Le cycle organique de Rankine est un système de production d'énergie pour l'utilisation généralisée de l'énergie thermique moyenne à faible enthalpie (Zhou et al., 2020). La

production d'électricité à partir de sources géothermiques a été développée depuis une centaine d'années. Les premiers essais de production à partir de vapeur ont eu lieu à Lardarello en Italie en 1904 (Breeze, 2019). Les développements se sont ensuite concentrés à l'échelle mondiale sur les régions volcaniques offrant la possibilité d'atteindre des ressources chaudes (température supérieure à 200 °C) à relativement faible profondeur et de produire de l'électricité directement à partir de vapeur sèche ou humide (Guzović, Majcen et Cvetković, 2012). L'essentiel de la production d'électricité d'origine géothermique se concentre au niveau mondial à l'heure actuelle dans des pays bénéficiant d'un environnement géologique favorable à l'exploitation de tels systèmes. Jusqu'en 2014, 203 unités de centrale géothermique à cycle binaire sont en service générant 1245 MW d'électricité dans 15 pays (DiPippo, 2016c) bien que le nombre de centrales binaires soit difficile à évaluer dans le monde à cause de sa croissance continue (Bertani, 2012). La plupart des ressources géothermiques disponibles partout dans le monde sont à eau dominante, à des températures de moins de 150 °C et des pressions inférieures à 15 bars (Barbier, 2002). La technologie du cycle binaire utilisant le cycle organique de Rankine (ORC) est la solution la plus efficace pour la production d'électricité à partir de ces ressources (DiPippo, 2008). Dans le cas des centrales binaires, une variation des propriétés des ressources géothermiques pourrait également conduire à une fin rapide de la vie de la centrale. La première et la plus importante activité pour concevoir une centrale géothermique est une évaluation précise du potentiel géothermique, ainsi que la prédiction de la réponse du réservoir à des configurations d'exploitation industrielle données (Franco et Vaccaro, 2014). La performance des centrales géothermiques binaires utilisant le cycle de Rankine, est le résultat non seulement d'une optimisation technique, mais aussi d'une correspondance entre les caractéristiques du réservoir et de la solution technique adoptée (Astolfi, Martelli et Pierobon, 2017; Frick, Kaltschmitt et Schröder, 2010). Un élément essentiel est la difficulté de trouver une correspondance correcte entre la capacité du réservoir et la solution technique. Pour un champ géothermique à vapeur sèche à haute enthalpie, une réduction de la pression et de la température de la source au cours de la durée de vie de la centrale peut être compensée par une augmentation du débit massique du fluide géothermal (Franco et Vaccaro, 2012). Pour une centrale géothermique binaire, une augmentation de la vitesse d'extraction du fluide

géothermal peut provoquer une variation des propriétés thermiques du réservoir, ce qui conduit à la fin de la vie de la centrale et par conséquent la plus importante activité est l'évaluation précise du potentiel géothermique (Franco et Vaccaro, 2014). L'évaluation du potentiel géothermique est une étape fondamentale d'un projet de géothermie et son objectif final est l'utilisation durable de la ressource (DiPippo, 2008). Elle implique la caractérisation complète du champ, l'énergie stockée, le débit maximal de fluide, les températures et les paramètres chimiques utiles du fluide afin de déterminer la température minimale pour la réinjection (Franco et Vaccaro, 2014). Cette évaluation est très importante pour chaque type de champ géothermique à eau dominante, et surtout dans le cas des champs géothermiques de températures modérées dont l'installation d'une centrale géothermique à cycle de Rankine est projetée.

Certaines principales propriétés d'une ressource géothermique sont à considérer pour une meilleure exploitation des ressources géothermiques (Barbier, 2002) :

- Température et chaleur suffisante pour garantir une haute efficacité de conversion et une longue durée de vie utile de la centrale ;
- Disponibilité des sites pour le forage des puits de réinjection tel que conçu et dérivée de la simulation numérique du réservoir ;
- Systèmes requis à installer pour éviter ou réduire l'entartrage et les phénomènes de corrosion ;
- Haute perméabilité du réservoir, afin de garantir une bonne productivité des puits et de la circulation des eaux souterraines ;
- Accessibilité de transport et la proximité de transmission électrique des installations.

Lors de l'exploitation d'une centrale géothermique, la productivité et les puits de production et d'injection du fluide géothermal peuvent montrer certaines variations remarquables telles que le débit, la chimie du fluide géothermal et l'enthalpie spécifique du géofluide. Ces variations peuvent être dues à la baisse de la pression du réservoir en raison de l'extraction excessive de liquide. Pour ainsi éviter que la température et la pression baissent dans un réservoir géothermique, il faut la réinjection du fluide extrait dans le réservoir, raison pour

laquelle l'énergie géothermique est une source d'énergie renouvelable (Franco et Vaccaro, 2014). En général, les valeurs de température minimales du fluide injecté dans le réservoir géothermique sont comprises entre 60 °C et 80 °C (Franco et Vaccaro, 2014). La localisation des puits d'injection et de production et leur interférence mutuelle sont aussi des paramètres importants à prendre en compte pour une estimation raisonnable du potentiel de production d'électricité.

Les objectifs de la modélisation d'une centrale géothermique peuvent être classés en cinq grands groupes :

- le contrôle du design de la centrale géothermique ;
- la sécurité de la centrale géothermique ;
- la prédiction des performances de la centrale et les stratégies d'optimisation ;
- l'analyse des performances de la centrale et améliorations ;
- la stratégie intégrant centrale et réservoir géothermique pour un meilleur management.

Anderson, en 1970, fut le premier à décrire le design d'une centrale géothermique à cycle binaire aux États-Unis, connu sous le nom Magmamax (Anderson, 1970). DiPippo (2008) fournit également une description détaillée de la conception d'une centrale géothermique. Guzović, Majcen et Cvetković (2012) ont mené une investigation sur les possibilités de production d'électricité dans la République de Croatie à partir de sources géothermiques à température moyenne. Dans leur étude, ils ont comparé une centrale géothermique à cycle binaire à celle à cycle de Kalina. En effet, le cycle de Kalina utilise un mélange eau-ammoniac (NH_3) comme fluide de travail et dont l'efficacité est 1,6 à 1,9 fois supérieure à celle du cycle organique de Rankine (Kalina, 1984). La température de ce mélange eau-ammoniac change en s'évaporant alors que pour les fluides purs l'évaporation s'effectue à température constante (Guzović, Majcen et Cvetković, 2012). Ainsi, l'objectif principal de Guzović, Majcen et Cvetković (2012) est de proposer quel type est adapté à la République de Croatie avec une ressource géothermale à des températures relativement faibles. Les résultats de leur étude recommandent l'utilisation du cycle organique de Rankine pour la conception

de toute centrale géothermique dans la République de Croatie. L'une des préoccupations majeures dans l'exploitation optimale des systèmes énergétiques est la prédiction de la performance de ces systèmes dans toutes les conditions d'exploitation (Desideri et Di Maria, 2000). Gabbrielli (2012) a proposé une nouvelle approche pour la conception optimale d'une centrale géothermique à cycle de Rankine.

Dans une centrale géothermique binaire à cycle organique de Rankine, le fluide de travail est l'un des facteurs les plus déterminants de la performance du cycle. On distingue trois catégories de fluide travail : fluides mouillants, fluides secs et fluides isentropiques (Chen, Goswami et Stefanakos, 2010). La différence entre les différents types de fluide de travail est illustrée à la figure 2.21.

Pour un fluide de travail mouillant, une expansion isentropique (adiabatique et réversible) à partir d'un état de vapeur saturée se terminera dans la région diphasique où il y a un mélange de liquide et de vapeur. Dans un diagramme température-entropie, la courbe de vapeur saturée d'un fluide mouillant a une pente négative en chaque point ($dT/ds < 0$), ce qui signifie que l'entropie augmente avec la diminution de la température de saturation.

Pour un fluide séchant, une expansion isentropique similaire d'un fluide séchant conduit à un état final dans la région monophasique qui est la région de vapeur surchauffée ou région sèche. La courbe de vapeur saturée d'un fluide séchant a principalement une pente positive ($dT/ds > 0$). Aux températures élevées, la courbe passe par un maximum d'entropie ($ds/dT = 0$) puis présente une petite portion à pente négative.

Pour un fluide isentropique, une expansion isentropique à partir d'un état de vapeur saturée se terminera par un état de vapeur saturée. La courbe de vapeur saturée d'un fluide isentropique idéal a une pente infinie ($dT/ds \rightarrow \infty$) en chaque point après avoir atteint le premier point (température la plus élevée) où $ds/dT = 0$; ce point est similaire au point d'entropie maximum dans le cas de fluides secs.

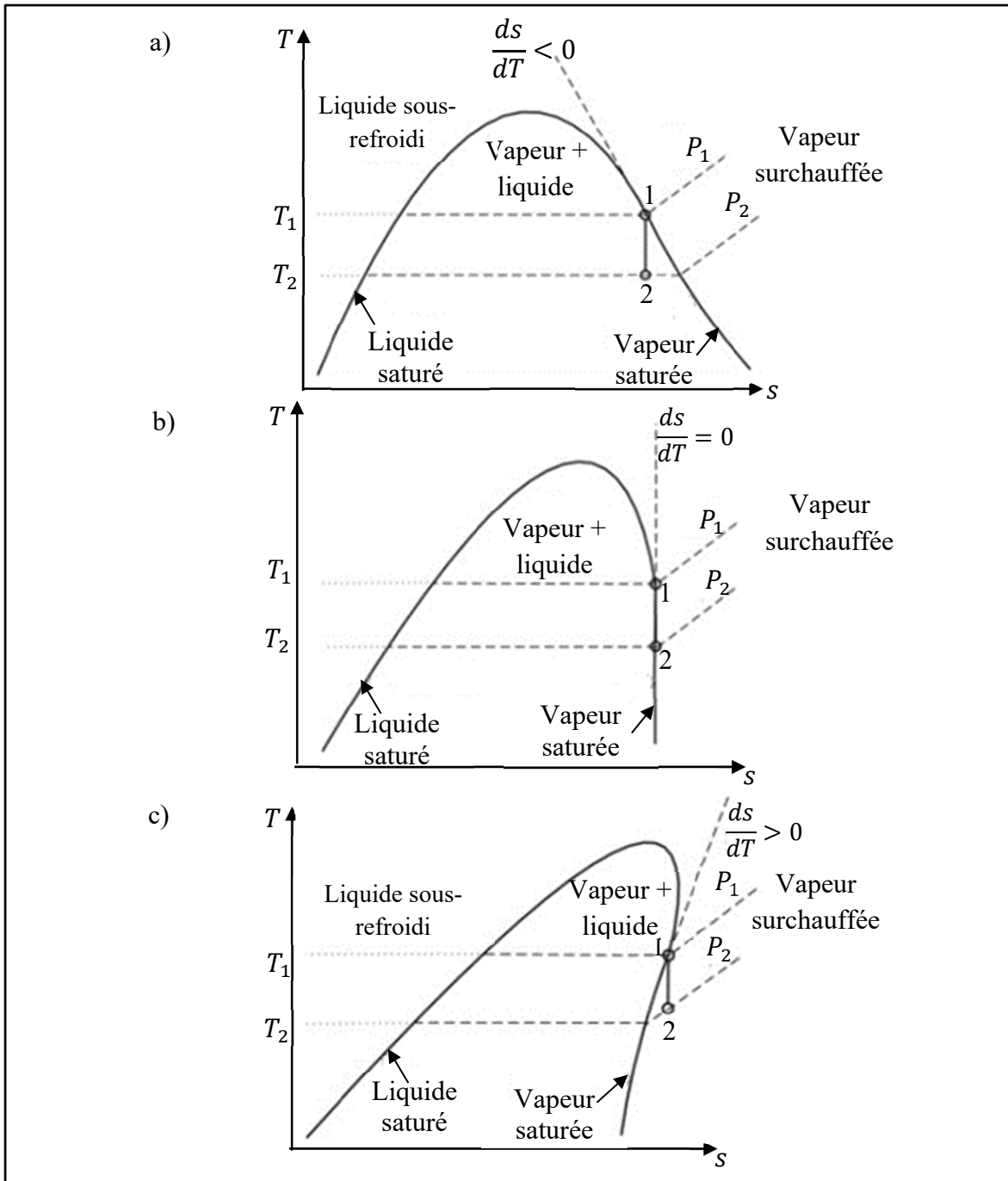


Figure 2.21 Différence entre les différents types de fluides de travail utilisés dans un cycle organique de Rankine a) fluides mouillants b) fluides isentropiques c) fluides séchants

La sélection du fluide de travail a été l'objet de plusieurs travaux de recherche par le passé (Andersen et Bruno, 2005; Bo-Tau, Kuo-Hsiang et Chi-Chuan, 2004; Franco et Villani,

2009; Guo et al., 2014; Han et Je, 2011; Hettiarachchi et al., 2007; Hu, Wu et Zhang, 2013; Jinliang et Chao, 2014; Li et al., 2012; Papadopoulos, Stijepovic et Linke, 2010; Qiang, Aijing et Yuanyuan, 2015; Saleh et al., 2007; Wang et Wang, 2009; Yamamoto et al., 2001; ZhongHe et YiDa, 2012). L'analyse thermodynamique est incontournable dans l'étude des performances d'une centrale géothermique fonctionnant à base du cycle organique de Rankine. A cet effet, plusieurs auteurs ont utilisé dans leur investigation le rendement basé sur la première loi de la thermodynamique (Hung et al., 2010; Quoilin, Lemort et Lebrun, 2010; Schuster, Karellas et Aumann, 2010; Xing, Xiaomin et Chuhua, 2014). L'évaluation du rendement de la centrale basée sur la seconde loi de la thermodynamique permet une approximation du comportement du système en fonctionnement et c'est beaucoup plus pratique (Cengel, Boles et Lacroix, 2009; DiPippo, 2008). Plusieurs auteurs ont utilisé cette approche pour étudier les performances d'une centrale géothermique binaire à cycle organique de Rankine (Guzovic, Raskovic et Blataric, 2014; Heberle et al., 2012; Heberle et Bruggemann, 2014; Heberle et Bruggemann, 2010; 2015; Yari, 2010a). Une modélisation de la centrale géothermique binaire à cycle de Rankine implique forcément une optimisation (Hettiarachchi et al., 2007). Du point de vue mathématique, l'optimisation est la maximisation ou la minimisation d'une fonction objectif soumise à une ou plusieurs contraintes (Rao, 1996). Astolfi et al. (2014) ont fait une excellente revue sur les différentes études d'optimisation des systèmes thermiques à cycle organique de Rankine en précisant les fonctions objectifs couramment utilisées ainsi que les variables d'optimisation et les variables fixes pour plusieurs fluides organiques. L'analyse exergetique est devenue aujourd'hui un outil standard pour la conception, l'analyse et l'optimisation des centrales géothermiques (Coskun, Oktay et Dincer, 2011; Hepbasli, 2011; Jalilinasrabad, Saevarsdottir et Valdimarsson, 2008; Jalilinasrabad et al., 2010; Jalilinasrabad et al., 2011; Matuszewska, Kuta et Gorski, 2018; Ozturk et al., 2006; Pambudi et al., 2014a; Pambudi et al., 2014b; Raskovic, Guzovic et Cvetkovic, 2013; Shokati, Ranjbar et Yari, 2015; Wang et al., 2013; Yari, 2010b).

2.4.7 Modélisation d'un réservoir géothermique fracturé

L'énergie géothermique est renouvelable, respectueuse de l'environnement et omniprésente (Jain, Vogt et Clauser, 2015). Une forme de cette ressource est l'énergie géothermique profonde, où l'énergie est extraite à l'aide de la technique du système géothermique amélioré (Aliyu et Chen, 2017a). Le développement d'un système géothermique amélioré fournit des voies d'écoulement et favorise le transfert de chaleur pour l'extraction de chaleur dans les roches chaudes et sèches (Zhang et al., 2019c). Bien qu'une immense quantité de ressources géothermiques se trouvent dans la roche chaude sèche, les caractéristiques de faible porosité, de faible perméabilité et leur profonde localisation rendent très difficile l'extraction de l'énergie thermique au sol pour la production d'électricité (Zhang et al., 2019b). Des progrès substantiels ont été réalisés dans la simulation numérique des réservoirs géothermiques au cours des dernières décennies, avec la croissance régulière de la puissance de calcul et le développement de modèles numériques sur la base de plusieurs hypothèses simplificatrices.

La modélisation des phénomènes thermo-convectifs dans les roches fracturées est d'une importance capitale pour l'extraction de l'énergie géothermique du système géothermique stimulé (EGS) pour la production d'électricité. La rentabilité d'une centrale géothermique est fortement dépendante de la température de sortie du fluide géothermal. La modélisation numérique du réservoir géothermique permet de simuler les scénarios de production et de réinjection du fluide géothermal et l'évaluation de l'énergie thermique réellement disponible pour une exploitation optimale. Le réservoir géothermique doit produire suffisamment d'énergie et sur des périodes suffisamment longues pour garantir un bon retour sur investissement. Pour parvenir à cette fin, on doit passer par la conception de modèles numériques qui offrent des outils de compréhension du comportement du réservoir. La modélisation numérique peut fournir des informations essentielles qui pourront guider l'évaluation des performances à long terme du système géothermique. Pour simuler et évaluer le comportement d'un système géothermique amélioré à des fins commerciales, une méthode numérique fiable capable de gérer la complexité de l'écoulement souterrain est nécessaire. Si la température de récupération est basse, une quantité optimale de fluide sera

nécessaire pour produire de l'électricité de façon rentable. L'évolution de la *température* au cours du temps est donc un indice important de la viabilité économique d'une exploitation géothermique. La prédiction de la durée de vie du réservoir géothermique est essentielle pour le développement d'une centrale géothermique pour la production d'électricité. Pour prédire la durée de vie d'une exploitation géothermique certains paramètres doivent être pris en compte : la taille du réservoir géothermique, la quantité de chaleur stockée disponible, le débit d'injection d'eau, le débit d'eau de production, l'espacement optimal des puits de production et d'injection, l'impédance du réservoir, l'efficacité énergétique, la température d'injection, le nombre de fractures, la pression de production, la puissance de pompage, le taux d'extraction de chaleur, la pression d'injection (Cheng et al., 2016b; Guo et al., 2020; Guo et al., 2018; Jiang et al., 2016; Jun et al., 2018; Sanyal et Butler, 2005a; Zeng et al., 2017). Les performances du réservoir dépendent également des propriétés thermo-physiques du fluide d'injection et de la nature du fluide présent dans le réservoir, du type de roche, de sa capacité thermique et de sa réactivité chimique (Pandey et al., 2015). Pour garantir une utilisation durable d'un réservoir géothermique, il est très important de comprendre la réponse du système à l'exploitation. Ceci permet à la fois de prévoir la quantité d'énergie qui peut être extraite du réservoir en toute sécurité et facilite les décisions de gestion du réservoir pendant l'exploitation. La prédiction de la réponse du réservoir à des configurations différentes d'exploitation géothermique s'avère indispensable. Lorsque la structure du réservoir géothermique est connue et l'exploration est à une phase avancée alors la mise en œuvre de la simulation numérique du réservoir peut démarrer en vue d'estimer les variations temporelles de la température, de la pression dans des conditions d'exploitation afin d'évaluer les performances du système. Ces techniques sont utilisées pour évaluer la capacité de production d'un champ géothermique, de concevoir les opérations de production et d'injection, et pour aider à la prise de diverses décisions de gestion du réservoir géothermique.

Les principaux aspects à évaluer en vue d'élaborer une stratégie de production optimale peuvent être (Franco et Vaccaro, 2014) :

- l'énergie stockée dans le réservoir et l'énergie réellement disponible dans les puits ;

- la température, la pression et le débit massique du fluide géothermal ;
- la composition chimique de la phase liquide et gazeuse du fluide géothermal ;
- l'intervalle de temps après lequel la température d'extraction diminue sous une valeur critique (pour un débit de production donné) ;
- les puits à forer : nombre, distances mutuelles et effets d'interférence ;
- la stratégie de réinjection ;
- les puits de compensation.

Un excellent état de l'art sur la simulation des réservoirs géothermiques est présenté par O'Sullivan, Pruess et Lippmann (2001). Pour ces auteurs, avec l'avènement de l'outil informatique, une avancée importante se fait remarquer dans la modélisation et la simulation numérique des réservoirs géothermiques. Pour un réservoir géothermique fracturé, le problème est beaucoup plus complexe. Des études intéressantes sur la modélisation numérique du réservoir géothermique conventionnel et le réservoir géothermique stimulé sont présentées par Willis-Richards et Wallroth (1995), Sanyal et al. (2000), Ingebritsen et al. (2010) et Xing et al. (2015). La modélisation du transfert de chaleur et de l'écoulement dans un réservoir géothermique fracturé est une tâche très complexe (Li, Yost et Sousa, 2013) et elle représente un élément clé pour la conception et l'évaluation des performances d'un système EGS (Hao, Fu et Carrigan, 2013). Dans la modélisation des réservoirs utilisés dans les systèmes hydrothermaux, le couplage de l'écoulement du fluide et les contraintes mécaniques du réservoir n'est souvent pas abordé alors que la prise en compte de ce couplage est nécessaire dans la modélisation des réservoirs géothermiques stimulés. De récentes avancées et les problèmes futurs sur ce type de production d'énergie sont revus par Olasolo et al. (2016a), Lu (2018), Kumari et Ranjith (2019), Tomac et Sauter (2018) et Pan et al. (2019).

Le développement d'un modèle des processus du transfert thermique et de l'écoulement dans un réservoir fracturé commence par le modèle de fracture, suivi du modèle de l'écoulement de fluide et enfin le modèle de transfert de chaleur (Li, Yost et Sousa, 2013). Les ouvertures dans un réservoir fracturé sont des réseaux de fractures dont la structure et la configuration

sont très complexes et la description avec précision de la géométrie de l'ouverture est très difficile (Jiang, Luo et Chen, 2013). Pour la modélisation des processus hydro-thermiques dans un réservoir géothermique fracturé, deux approches sont généralement utilisées pour le choix du modèle de fracture et du modèle d'écoulement : Méthode de Milieu Poreux Équivalent (MPE) et la Méthode des Fractures Discrètes (MFD) (Li, Yost et Sousa, 2013; Zeng, Su et Wu, 2013). Le modèle de milieu poreux équivalent est le modèle conceptuel le plus simple à mettre en œuvre pour décrire l'écoulement du fluide en milieu poreux fracturé. Dans ce modèle, le réservoir géothermique fracturé est considéré comme un milieu poreux, l'écoulement du fluide géothermal est laminaire et la loi de Darcy peut être appliquée (Bundschuh et Suárez A, 2010), (Jiang, Luo et Chen, 2013), (Jiang et al., 2014). Les propriétés hydrauliques du milieu poreux et des fractures sont regroupées en une seule propriété (Jiang et al., 2014). Cette approche facilite la description mathématique de l'écoulement du fluide géothermal et les spécifications des paramètres de modélisation, telles que la perméabilité et la porosité. Cette approche permet de considérer le milieu poreux fracturé comme un continuum et il doit donc être représenté par un volume élémentaire représentatif (VER) (Bundschuh et Suárez A, 2010). Plusieurs travaux de recherche effectués durant ces dernières décennies, en milieu poreux isotrope, sont pour la plupart regroupés dans un livre de référence par Nield et Bejan (2012). Bataillé et al. (2006) ont utilisé cette approche de milieu poreux équivalent à simple porosité pour modéliser numériquement la circulation thermo-convective dans les zones de fractures qui constituent le réservoir géothermique en vue de quantifier son impact sur la rentabilité de l'exploitation de la centrale géothermique à Soultz-Sous-Forêts.

Plusieurs travaux de recherche sur la modélisation des réservoirs géothermiques sont effectués sur la considération de l'approche de milieu poreux équivalent. Blöcher et al. (2010b) ont modélisé numériquement en 3D les processus hydrothermaux pendant la durée de vie d'un réservoir géothermique profond sous l'approche de milieu poreux équivalent. Fangming, Liang et Jiliang (2013) ont proposé un modèle 3D transitoire pour analyser les processus hydrothermaux dans un système géothermique amélioré avec l'approche de milieu poreux équivalent à porosité simple. Zeng, Su et Wu (2013) ont mené une investigation

numérique sur l'évaluation du potentiel de production de chaleur d'un réservoir géothermique fracturé par circulation d'eau dans deux puits horizontaux. Le réservoir géothermique fracturé est considéré comme un milieu poreux équivalent et le code de simulation numérique TOUGH2-EOS1 est utilisé. Ils ont montré que la puissance et l'efficacité énergétique de la production d'électricité souhaitable dépendent de la perméabilité du réservoir EGS, du débit de production d'eau extraite et la température d'injection d'eau dans le réservoir. L'analyse de sensibilité indique que la puissance de production d'électricité dépend essentiellement du débit de production d'eau et de la température d'injection ; l'impédance d'écoulement de l'eau dans le réservoir dépend principalement de la perméabilité du réservoir, du débit de production d'eau et de la température d'injection ; l'efficacité énergétique dépend principalement de la perméabilité du réservoir et du débit de production d'eau. Le rendement de la production de chaleur est amélioré lorsque la perméabilité du réservoir, le débit de production d'eau et la température d'injection sont dans des conditions raisonnables (Voir Figure 2.6). Zeng et al. (2016c) ont étudié numériquement le potentiel de production d'électricité à partir d'un réservoir de granite fracturé par l'eau circulant dans trois puits horizontaux du champ géothermique de Yangbajing. Ils ont déterminé que l'énergie électrique produite dépend principalement du débit massique de production d'eau et de la température d'injection. Ils ont également estimé qu'une perméabilité plus élevée dans une certaine plage est favorable à la production d'électricité.

Une autre méthode consiste à représenter le réseau de fractures et le milieu poreux comme étant deux milieux distincts : c'est la méthode du double continuum ou modèle à double porosité (Bundschuh et Suárez A, 2010; Fangming, Liang et Jiliang, 2013). Le premier milieu qu'est le réseau de fractures, a ses propres paramètres hydrauliques effectifs à porosité plus grande et le second milieu de porosité plus faible (la matrice rocheuse) a aussi ses propriétés hydrauliques (Jiang et al., 2014). Il est toutefois difficile de bien définir avec précision les propriétés hydrauliques des deux milieux (Fangming, Liang et Jiliang, 2013). Borgia et al. (2012) ont fait cette approche de double continuum pour la simulation numérique de la précipitation de sel dans les fractures d'un système géothermique amélioré. Zeng et al. (2018) ont numériquement déterminé que les principaux facteurs influençant les

performances de production sont l'espacement des fractures, la perméabilité à la rupture, la température d'injection et le taux de production d'eau. De plus, ils estiment que dans une certaine plage, les mesures visant à améliorer les performances de production d'électricité consistent à réduire l'espacement moyen des fractures, à augmenter la perméabilité à la rupture ou à adopter une température d'injection et un taux de production d'eau plus optimales. D'autres auteurs ont utilisé cette approche pour la modélisation d'un réservoir géothermique fracturé. Yang et Yeh (2009) ont proposé un modèle mathématique permettant de décrire l'extraction de la chaleur d'une roche sèche chaude dans un système multi-puits avec l'approche du double continuum. Ils ont montré que le gradient géothermique affecte l'efficacité de l'extraction de la chaleur de manière significative seulement au début de l'exploitation et a un impact direct sur la température de l'eau tout le temps si l'épaisseur verticale du réservoir géothermique est grande. Les résultats trouvés ont aussi montré que l'efficacité d'extraction de chaleur est influencée de façon significative par l'espacement, le rayon des puits, et le débit pompé dans un système multi-puits. La température de l'eau diminue avec l'augmentation du débit de pompage et augmente avec l'espacement entre les puits et l'épaisseur du réservoir. La modélisation des processus hydrothermaux par l'approche du double continuum est faite par plusieurs autres auteurs dans les travaux présentés par Arbogast, Douglas et Hornung (1990), Novak (1993), Shinta et Kazemi (1993), Dershowitz et Miller (1995), Wallach et Parlange (1998), Pruess (2004), Samardzioska et Popov (2005b), Samardzioska et Popov (2005a), Pruess (2008), Havlicek et Hokr (2008), Xu et al. (2011), Gelet, Loret et Khalili (2012), Sureshjani, Gerami et Emadi (2012) et Suresh Kumar (2014).

Une extension de la méthode de double continuum est l'approche de multi-continuum appelée aussi méthode de porosité multiple (Bundschuh et Suárez A, 2010). Le modèle multi-porosité a été proposé pour bien simuler l'hétérogénéité du système géothermique amélioré (Fangming, Liang et Jiliang, 2013). Dans ce modèle les processus d'écoulement du fluide géothermal peuvent être décrits pour chaque continuum et de façon séparée (Bundschuh et Suárez A, 2010). Plusieurs travaux de recherche sur la modélisation dans un réservoir fracturé sont effectués suivant cette approche dans les travaux de Bai, Elsworth et

Roegiers (1993), Arana, Pena-Chaparro et Cortes-Rubio (2009), Koh, Shaik et Rahman (2011), Kalinina et al. (2012).

Les modèles de continuum multiple ou double qui décrivent un comportement hydraulique transitoire moyen de la matrice rocheuse et des fractures, sont souvent appropriées pour décrire les grandes masses de roches fracturées. Cependant, ils ne permettent pas de décrire les caractéristiques locales des fractures à l'état permanent (Jochen et Arriaga, 2010). D'où l'existence de la méthode des fractures discrètes qui conceptualise la masse rocheuse comme un ensemble de blocs imperméables, séparés par des systèmes de fractures qui sont considérés comme des réseaux de conduites planes (Baca, Arnett et Langford, 1984). Cette méthode traite chaque fracture séparément, donnant les espacements entre fractures, les orientations, les dimensions et les connexions entre les fractures (Li, Yost et Sousa, 2013). Kalinina et al. (2014) ont montré dans leurs travaux les applications du modèle de fracture discrète pour l'extraction de la chaleur d'un système géothermique stimulé. La complexité de la circulation dans un réseau de fissures est à l'origine de l'essor de modèles stochastiques qui génèrent un réseau de fractures à partir d'une étude statistique de la distribution, de l'orientation des fissures (Gonzalez-Garcia et al., 2000). Ces modèles prennent en compte l'interaction entre le champ de contraintes, l'orientation des fractures et les propriétés mécaniques de la roche pour déterminer la pression d'injection idéale lors des tests de stimulation.

Abé et al. (1999) ont montré l'importance des travaux sur l'exploration géologique et sur la compréhension des modes de circulation des fluides dans le réservoir géothermique avant toute conception de modèle numérique. Les périodes de forage sont associées à des campagnes d'exploration géophysique qui fournissent une grande base de données structurales et chimiques concernant le réservoir géothermique : sismicité, résistivité, imagerie des parois du forage, analyse géochimique du fluide.

L'organisation d'un réseau fracturé, le champ de contrainte, la perméabilité du réservoir, la composition et les propriétés physico-chimiques du fluide sont autant de paramètres

essentiels pour contraindre le modèle d'un réservoir géothermique (Pandey, Vishal et Chaudhuri, 2018). Les variations du champ de contrainte et de la perméabilité de la zone de fracture associées aux épisodes sismiques façonnent les drains hydrothermaux initiaux. La circulation de tels fluides dans les fractures affectent la distribution de la température et de la pression ainsi que la composition minéralogique de la roche, ce qui, à terme, influence les mécanismes de déformation et la rhéologie de la faille (Goddard et Evans, 1995).

Dans un réservoir géothermique, la perméabilité est la principale propriété hydrologique intervenant dans un transport hydraulique, thermique et chimique et elle est la plus difficile à contraindre (Liu et al., 2017).

La perméabilité est la propriété du milieu poreux qui caractérise la facilité avec laquelle le fluide est mis en écoulement par l'application d'un gradient de pression. La valeur de la perméabilité est déterminée par la structure du milieu poreux. Il est démontré que la perméabilité est, en première approximation, le carré du diamètre moyen des pores (Niield et Bejan, 2012). Lorsque la transmissibilité du fluide saturant n'est pas la même dans toutes les directions, ces matériaux poreux sont dits *anisotropes*.

Un milieu est dit *homogène* relativement à une certaine propriété, si cette dernière est indépendante de la position dans ce milieu ; dans le cas contraire le milieu est dit *hétérogène* (Bear, 2013). De même, un milieu est dit *isotrope* relativement à une certaine propriété physique si cette dernière est indépendante de la direction dans le milieu. Par conséquent, si à un point quelconque du milieu, une propriété varie avec la direction, le milieu est dit *anisotrope* ou *aléotrope* au point considéré relativement à cette propriété (Bear, 2013).

Le tenseur de perméabilité du second ordre s'écrit (Diersch, 2013, p. 227):

$$\overline{\underline{K}} = \begin{pmatrix} K_{11} & K_{12} & K_{13} \\ K_{21} & K_{22} & K_{23} \\ K_{31} & K_{32} & K_{33} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A_{11} & A_{21} & A_{31} \\ A_{12} & A_{22} & A_{32} \\ A_{13} & A_{23} & A_{33} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} K_1^m & 0 & 0 \\ 0 & K_2^m & 0 \\ 0 & 0 & K_3^m \end{pmatrix} \begin{pmatrix} A_{11} & A_{12} & A_{13} \\ A_{21} & A_{22} & A_{23} \\ A_{31} & A_{32} & A_{33} \end{pmatrix} \quad (2.1)$$

où A_{ij} est la matrice de rotation (Diersch, 2013, p. 227):

$$A_{ij} = \begin{pmatrix} A_{11} & A_{12} & A_{13} \\ A_{21} & A_{22} & A_{23} \\ A_{31} & A_{32} & A_{33} \end{pmatrix} \quad (2.2)$$

La rotation en 3D des axes principaux nécessite la connaissance des trois angles d'Euler (ϕ, θ, ψ) comme le montre la figure 2.21 :

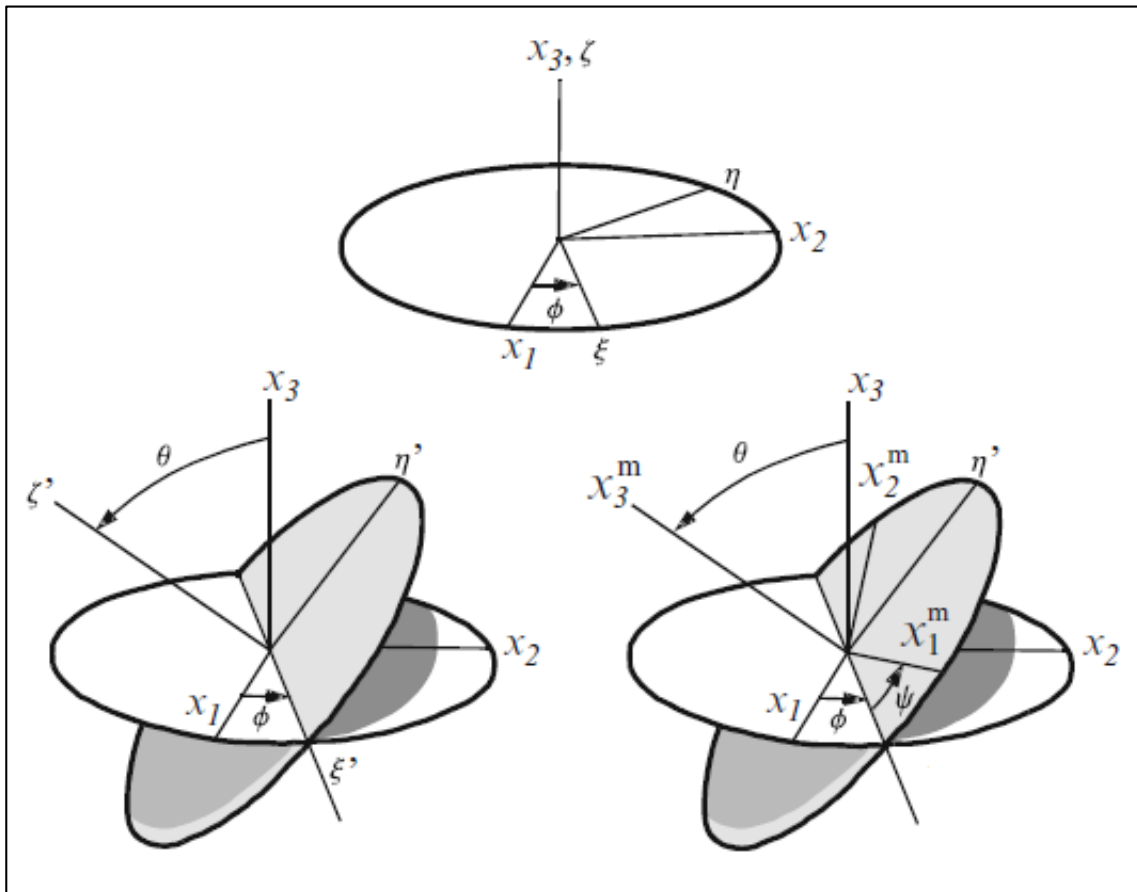


Figure 2.22 Rotations définissant les angles d'Euler en 3D. Les étapes intermédiaires d'une rotation séquentielle des axes sont (ξ, η, ζ) et (ξ', η', ζ') (Diersch, 2013, p. 37)

Pour Diersch (2013, p. 230), lorsque les angles d'Euler sont connus, les cosinus directeurs A_{ij} de la matrice de transformation sont exprimés par :

$$A_{ij} = \begin{pmatrix} \cos \psi \cos \phi - \cos \theta \sin \phi \sin \psi & \cos \psi \sin \phi + \cos \theta \cos \phi \sin \psi & \sin \psi \sin \theta \\ -\sin \psi \cos \phi - \cos \theta \sin \phi \cos \psi & -\sin \psi \sin \phi + \cos \theta \cos \phi \cos \psi & \cos \psi \sin \theta \\ \sin \theta \sin \phi & -\sin \theta \cos \phi & \cos \theta \end{pmatrix} \quad (2.3)$$

Trois cas spéciaux se déduisent de cette expression générale :

- Rotation autour de l'axe x_3 seul :

$$A_{ij} = \begin{pmatrix} \cos \phi & \sin \phi & 0 \\ -\sin \phi & \cos \phi & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad \text{à } \theta = \psi = 0^\circ \quad (2.4)$$

- Rotation autour de l'axe x_2 seul :

$$A_{ij} = \begin{pmatrix} \cos \theta & 0 & \sin \theta \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin \theta & 0 & \cos \theta \end{pmatrix} \quad \text{à } \phi = -90^\circ \text{ et } \psi = 90^\circ \quad (2.5)$$

- Rotation autour de l'axe x_1 seul :

$$A_{ij} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \theta & \sin \theta \\ 0 & -\sin \theta & \cos \theta \end{pmatrix} \quad \text{à } \phi = \psi = 0^\circ \quad (2.6)$$

Lorsque les directions principales du tenseur de perméabilité coïncident avec les axes de coordonnées, on a (Diersch, 2013, p. 234) :

$$\underline{\underline{K}} = \begin{pmatrix} K_1 & 0 & 0 \\ 0 & K_2 & 0 \\ 0 & 0 & K_3 \end{pmatrix} \quad (2.7)$$

En 2D, l'anisotropie en perméabilité est un cas spécial de la transformation de la direction principale et les axes principaux du tenseur de conductivité hydraulique K_{ij}^m sont pivotés dans les axes du système global de coordonnées (x_1, x_2) avec un angle de rotation ϕ entre le premier axe principal de K_{ij}^m et l'axe x_1 comme le montre la figure 2.22 (Diersch, 2013, p. 228) :

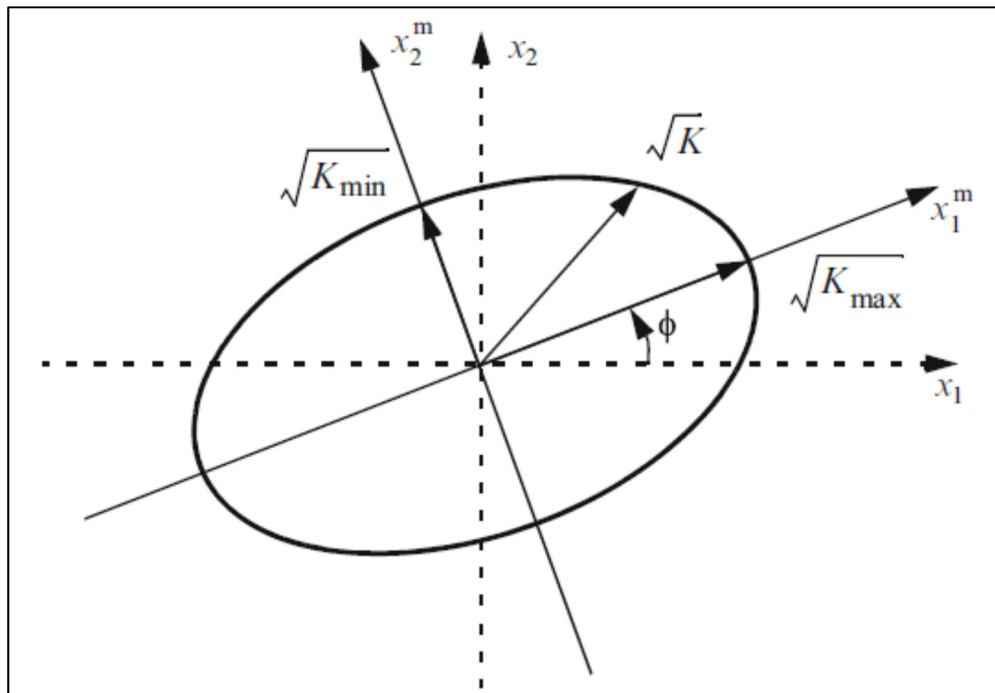


Figure 2.23 Définition en 2D du tenseur de perméabilité (Diersch, 2013, p. 229)

Le tenseur de perméabilité est désormais décrit par ses composantes maximum $K_{max} = K_1^m$ et minimum $K_{min} = K_2^m$ et l'angle de rotation ϕ (Diersch, 2013, p. 229). Les composantes du tenseur de perméabilité dans le système de coordonnées globales (x_1, x_2) sont déterminées connaissant les cosinus directeurs A_{ij} :

$$A_j = \begin{pmatrix} \cos \phi & \sin \phi \\ -\sin \phi & \cos \phi \end{pmatrix} \quad (2.8)$$

et on trouve :

$$K_{ij} = \begin{pmatrix} K_{11} & K_{12} \\ K_{21} & K_{22} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \phi & -\sin \phi \\ \sin \phi & \cos \phi \end{pmatrix} \begin{pmatrix} K_{\max} & 0 \\ 0 & K_{\min} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \cos \phi & \sin \phi \\ -\sin \phi & \cos \phi \end{pmatrix} \quad (2.9)$$

d'où le tenseur de perméabilité en 2D est (Diersch, 2013, p. 229) :

$$\bar{\bar{K}} = \begin{bmatrix} K_{\max} \cos^2 \phi + K_{\min} \sin^2 \phi & (K_{\max} - K_{\min}) \sin \phi \cos \phi \\ (K_{\max} - K_{\min}) \sin \phi \cos \phi & K_{\max} \sin^2 \phi + K_{\min} \cos^2 \phi \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

La perméabilité est fortement hétérogène dans les matrices rocheuses et la présence des hétérogénéités de la perméabilité de ces formations naturelles résulte de leur histoire tectonique et hydrothermale (Jacquemont, 2002). La perméabilité diffuse est globalement faible dans la masse rocheuse et est héritée de la microfissuration induite par le refroidissement du massif tandis qu'une perméabilité orientée par le réseau de fissures et d'altérations hydrothermales est prépondérante. En se basant sur les mesures obtenues dans les forages, la perméabilité est concentrée dans une ou plusieurs zones d'épaisseur décimétrique où la transmissivité du milieu est élevée, avec une perméabilité apparente pouvant atteindre 10^{-12} m^2 (Bataillé et al., 2006). La fracture est ainsi définie comme étant deux épontes remplies de matériaux broyés dont la perméabilité peut varier entre 10^{-16} m^2 et 10^{-10} m^2 (Manning et Ingebritsen, 1999). La perméabilité de la tranche poreuse est un paramètre très délicat à contraindre. Pendant l'exploitation du réservoir géothermique, la structure du réseau de fractures évolue et les chemins du fluide sont modifiés (Hayashi et al., 1999). Les estimations de la perméabilité des granites sont obtenues à partir de différentes mesures, à différentes échelles. Seule, la combinaison de ces différentes méthodes permet de contraindre au mieux ce paramètre fondamental pour caractériser la circulation du fluide.

Beaucoup d'autres travaux scientifiques sont effectués avec l'approche de réseau de fractures discrètes : Maffucci et al. (2015), Wang et al. (2019c), Wang et al. (2019b), Shi et al. (2019b), et Sun et al. (2020).

Comme nous l'avons énoncé plus haut, dès que le modèle de fracture et d'écoulement est choisi, il faut définir un modèle de transfert de chaleur. Dans un système géothermique stimulé où du fluide est injecté dans le réservoir, la conduction et la convection thermique sont les deux principaux modes de transfert de chaleur mis en jeu. Dans la modélisation et l'analyse des processus hydrothermaux dans un système géothermique stimulé où la convection est présente, deux hypothèses sont souvent faites : l'hypothèse d'équilibre thermique local et l'hypothèse de non-équilibre thermique local (Chen et al., 2020; Fangming, Liang et Jiliang, 2013; Jiang et Ren, 2001). L'hypothèse d'équilibre thermique local suppose que la matrice solide et le fluide en écoulement ont la même température, ce qui simplifie les difficultés dans la modélisation des processus hydro-thermiques dans les réservoirs géothermiques (Ascencio, Samaniego et Rivera, 2014; Bataillé et al., 2006; Kurashige, 1989; Lu et Xiang, 2012; McTigue, 1986; Shi et al., 2019c; Watanabe et al., 2010). Avec l'approche d'équilibre thermique local, Zhang et al. (2020a) ont développé un modèle numérique transitoire 3D pour simuler l'écoulement de fluide et le processus d'extraction de chaleur dans un système géothermique amélioré. Ils ont montré la possibilité de créer des fractures artificielles avec la technologie de fracturation cryogénique en vue d'améliorer les performances d'extraction de chaleur du système.

L'hypothèse de non-équilibre thermique local montre l'existence d'une différence de température entre la matrice solide et le fluide en écoulement et nécessite par conséquent deux équations d'énergie pour décrire les processus hydrothermaux dans la modélisation (Jiang, Luo et Chen, 2013; Khashan, Al-Amiri et Pop, 2006; Lu-Wu et Zhi-He, 2010; Shaik et al., 2011). Fangming, Liang et Jiliang (2013) ont modélisé les processus hydrothermaux dans un système géothermique stimulé avec l'approche du non-équilibre thermique local. Ils ont montré l'évolution de la température de la matrice rocheuse et du fluide dans le temps et prouvé l'existence d'une différence de température entre ces deux milieux. Rees, Bassom et

Siddheshwar (2008) ont étudié l'influence de cette approche sur l'infiltration d'un fluide chaud dans un milieu poreux. A l'aide d'une analyse d'échelle ils ont simulé l'évolution de la température dans le temps. Gelet, Loret et Khalili (2013) ont mené une investigation sur l'extraction de la chaleur d'une roche chaude fracturée par l'approche de non-équilibre thermique local. Ils ont pu montrer la différence entre les deux approches en déterminant sans dimension prenant en compte les propriétés physiques du milieu, la géométrie du réservoir fracturé et le débit de production. Plus tard, Gelet, Loret et Khalili (2015) ont montré l'importance de l'approche de non-équilibre thermique local dans un système géothermique stimulé. Wang et al. (2020) ont présenté un nouveau système géothermique en boucle ouverte dans un puits horizontal et le modèle tridimensionnel instationnaire est basé sur le non-équilibre thermique local. Cependant, sur une longue période d'exploitation et pour le cas d'une surface d'échange large et des fractures hydrauliques d'épaisseur relativement faible, l'approche d'équilibre thermique local est raisonnable et acceptable (Cao, Huang et Jiang, 2016; Jiang et al., 2014). La modélisation du comportement d'un réservoir géothermique sur une période de circulation de plusieurs dizaines d'années est difficile. Les systèmes géothermiques profonds en général et en particulier les systèmes géothermiques améliorés (EGS) sont caractérisés par des interactions complexes entre le transfert de chaleur, l'écoulement du fluide, la déformation, le transport des espèces et les réactions chimiques (Pandey, Vishal et Chaudhuri, 2018). Selon Chen, Song et Cheng (2013), le processus le plus important et préoccupant est l'écoulement du fluide et le transport de chaleur pour raison d'économie.

Des progrès techniques importants doivent être réalisés pour rendre les EGS commercialement viables (Tester et al., 2006) :

- augmenter la taille du réservoir stimulé ;
- abaisser l'impédance du réservoir pour améliorer le débit d'écoulement de fluide et le taux d'extraction de chaleur ;
- contrôler la précipitation et la dissolution des minéraux de roche, pour éviter le double problème de bouchage de formation d'une part, de court-circuit des voies d'écoulement d'autre part ;

- réduire les pertes d'eau du système de circulation ;
- réduire les besoins en énergie « parasite » du système de circulation d'eau ;
- réduire le coût des forages profonds.

Quatre grands processus existent dans un système géothermique amélioré : les processus thermiques, hydrauliques, mécaniques ou chimiques (McDermott et al., 2006; Pandey, Vishal et Chaudhuri, 2018). Il faut pouvoir sélectionner les processus thermiques, hydrauliques, mécaniques ou chimiques essentiels et négliger ceux qui n'influent que partiellement sur la circulation à l'échelle du réservoir (Hayashi et al., 1999). Jun et al. (2018) ont couplé les processus hydrauliques, thermiques et mécaniques dans leur investigation. Les résultats de leur étude indiquent que les processus hydrauliques, thermiques et mécaniques couplés doivent être prises en compte lors de la conception et l'évaluation des différents systèmes de gestion de réservoir géothermique stimulé puisque ceux-ci peuvent affecter le comportement d'un système de géothermie et l'économie d'un projet d'exploitation. Fangming, Liang et Jiliang (2013) ont développé un nouveau modèle de transfert de chaleur et de l'écoulement de l'eau dans un système géothermique amélioré.

Le réservoir géothermique fracturé est considéré comme un milieu poreux équivalent et l'approche de non-équilibre thermique local est faite pour la prise en compte d'une différence de température entre la matrice rocheuse et le fluide en écoulement. Or les fluides en écoulement dans les réservoirs géothermiques fracturés (granite) sont souvent salés. La dissolution et la précipitation des minéraux sont affectés par la température et la pression du fluide injecté dans le réservoir, et peuvent entraîner des changements importants dans la perméabilité et le transport de soluté (Bächler et Kohl, 2005). Pour exemple, le fluide géothermal en écoulement dans le réservoir géothermique de Soultz-Sous-Forêts est de la saumure contenant 100 g/L de sel (Pauwels, Fouillac et Fouillac, 1993). La compréhension de ces couplages est indispensable pour l'ingénierie du réservoir géothermique stimulé. Le granite a très tôt subi une altération répandue dans tout le massif (Bächler et Kohl, 2005).

La convection a une influence sur le trajet du fluide géothermal et modifie la surface totale d'échange entre le fluide et la matrice rocheuse, ce qui impacte la température du fluide géothermal dans le puits de production (Bataillé et al., 2006). La meilleure approche dans la modélisation des réservoirs géothermiques n'est pas l'intégration exacte du réservoir et de l'ensemble des processus. Les modèles spécifiques apportent des arguments sur la nécessité de prendre en compte ou non certains paramètres pour la simulation, à l'échelle du réservoir, d'une période de circulation à long terme (Ciriaco, Zarrouk et Zakeri, 2020). Selon Franco et Vaccaro (2014), Stefansson (1997) et Rybach et Muffler (1981), la perméabilité de la fracturation dans un réservoir géothermique stimulé est généralement anisotrope car l'écoulement du fluide géothermal dépend de la direction préférentielle de la fracturation. Kalinina et al. (2014) ont aussi pris en compte l'anisotropie en perméabilité pour les applications du modèle du Continuum fracturé dans l'extraction de la chaleur d'un système géothermique amélioré. Gong et al. (2020) ont évalué numériquement l'extraction d'énergie dans un système géothermique amélioré avec plusieurs puits horizontaux à fracture multiple. À l'aide d'un modèle numérique thermo-hydraulique 3D, ils ont évalué l'effet de multiples fractures hydrauliques sur la performance d'extraction d'énergie géothermique. Xia et al. (2017) ont conçu, modélisé et analysé un nouveau modèle conceptuel d'extraction de chaleur. Ils ont mené une analyse de sensibilité de la production de chaleur aux paramètres de conception tels que l'espacement horizontal de fractures, l'angle de déviation des puits vers le bas et le débit d'eau injecté. Lei et al. (2019) ont conçu un système géothermique amélioré et étudié numériquement les effets du débit d'injection, de l'espacement des puits et de la température d'injection sur les performances du système, fournissant des informations utiles sur la pression hydraulique, la production thermique et les processus de production d'électricité pour le champ géothermique de Qiabuqia. Récemment, Zhang et Xie (2020) ont examiné l'effet de la perméabilité et de la porosité du réservoir sur les performances d'un modèle de développement cellulaire thermo-hydro-mécanique pour un système géothermique amélioré. Ils ont trouvé que la capacité de production peut être surestimée de 13,06% sans tenir compte de la variation de perméabilité et de porosité de la matrice rocheuse sur 40 ans de fonctionnement. Ils ont également trouvé que la perméabilité anisotrope du réservoir thermique est un autre facteur important qui affecte les résultats de l'évaluation.

Dans l'évaluation du potentiel de production d'électricité dans un système géothermique amélioré, la méthode de milieu poreux équivalent est très utilisée en se référant à la revue de littérature. Le peu de travaux utilisant le modèle de fracture discrète ignorent dans leur majorité les pertes d'eau, l'hétérogénéité du réservoir et l'anisotropie en perméabilité. Or les milieux poreux naturels ou artificiels sont rarement homogènes et isotropes. Les formations géologiques dans un système de géothermie profonde sont généralement des roches fracturées extrêmement hétérogènes (Huang, Cao et Jiang, 2017). Le couplage du transfert de chaleur et de l'écoulement dans un milieu très hétérogène comme un réservoir géothermique est un processus physique très complexe (Bataillé, 2004; Royer et Flores, 1994). Les fractures jouent un rôle important dans la récupération d'énergie géothermique à partir de systèmes géothermiques améliorés (Wang et al., 2019c). Dans un réservoir géothermique homogène, les propriétés pétrophysiques peuvent être constantes mais ces propriétés peuvent varier considérablement d'une échelle à une autre dans un réservoir géothermique hétérogène. L'hétérogénéité d'un réservoir peut être microscopique, macroscopique ou mégascopique, ce qui signifie que les propriétés des roches varient d'une petite échelle à une échelle plus grande (Satter et Iqbal, 2016). La description de l'hétérogénéité du réservoir dépend de la façon dont les valeurs de la propriété d'intérêt varient spatialement dans le réservoir et de la taille des échantillons utilisés pour mesurer la propriété de la roche (Fanchi, 2010b). Fitch et al. (2015) définit le terme hétérogénéité comme la variation à une échelle spécifique d'une propriété pétrophysique ou d'une combinaison de propriétés pétrophysiques dans l'espace et/ou dans le temps. Parmi ces propriétés pétrophysiques figurent la perméabilité, la porosité, la saturation en fluide et elles dépendent en grande partie de la distribution des propriétés thermophysiques de la roche et du fluide de travail mais aussi de la minéralogie, du tissu sédimentaire ou de la taille des pores. De nombreux modèles et analyses de réservoirs reposent sur l'hypothèse que la formation géologique est homogène et présente des propriétés de roche uniformes dans toutes les directions. Cependant, lorsque des hétérogénéités à grande ou petite échelle sont présentes, y compris de multiples couches, fractures et compartiments, un traitement détaillé des hétérogénéités est nécessaire pour analyser le réservoir et prédire ses performances. De plus, la pré-existence de fissures et fractures naturelles rend un

réservoir de système géothermique amélioré fortement hétérogène. Le fait de supposer qu'un réservoir hétérogène est homogène, a un impact très important sur l'évaluation des performances du système (Wang et al., 2019a). Kalinina et al. (2012) ont estimé les impacts de l'hétérogénéité sur l'extraction de chaleur dans un système géothermique amélioré. Dans leur étude, l'hétérogénéité est le résultat de différentes orientations, espacements, ouvertures et longueurs de fractures dans le réservoir. En considérant plusieurs modèles conceptuels, ils ont comparé les réponses des réservoirs hétérogènes avec la réponse d'un réservoir homogène isotrope. Ils ont constaté qu'en introduisant de fractures plus larges et plus espacées, l'impact est négligeable sur la réponse des réservoirs. La principale contrainte dans la production d'électricité par le système géothermique amélioré est la création de canaux suffisants dans la zone stimulée, des chemins reliant les puits d'injection et de production en vue d'obtenir de taux d'extraction de chaleur élevés sans pour autant réduire la durée de vie du réservoir par un refroidissement rapide. Il y a alors la possibilité de créer plus de fractures hydrauliques, installer plusieurs puits d'injection et de production en ayant en esprit que le refroidissement rapide du réservoir doit être évité. Cependant, en raison de la technologie et des restrictions de coûts de forage, le développement commercial du système géothermique amélioré nécessite beaucoup de recherches et de méthodes d'exploitation améliorées.

La simulation numérique est la méthode principale utilisée dans la recherche sur les systèmes géothermiques améliorés (Lu, 2018). Elle permet de déterminer l'espacement des puits optimal, le débit d'injection optimal, les paramètres de fracturation optimaux (épaisseur de fracture, nombre de fractures, distance entre fractures) et estimer le taux d'extraction de chaleur. Un volume de réservoir et une surface de transfert de chaleur suffisants sont cruciaux pour les performances hydrauliques et thermiques, mais les pertes d'eau et les dépenses d'investissement seraient importantes (Huang et al., 2016; Shaik et al., 2011; Zhang, Xu et Jiang, 2016). La préexistence de petites fissures et l'injection de l'eau sous forte pression provoque des pertes d'eau inévitable vers la formation environnante. Dans le fonctionnement d'un système géothermique amélioré, de l'eau relativement froide est injectée dans le réservoir par le biais d'un puits d'injection et de l'eau chaude est récupérée au puits de production donnant l'impression qu'une boucle est formée. Le réservoir géothermique n'est

pas étanche à l'eau et ceci est dû à la présence de mini fissures préexistantes et sous l'effet de la pression à laquelle l'eau est injectée dans le réservoir. Les pertes d'eau constituent un sérieux problème car les pertes d'eau ne peuvent pas être contrôlées et entraînent des coûts supplémentaires importants (Abé et al., 1999). Bien que la quantité d'eau perdue puisse être rajoutée au puits d'injection, le débit de production d'eau chaude récupérée au puits de production ne correspond pas exactement au débit d'eau injecté. Les coûts de pompage pour injecter l'eau perdue s'ajoutent aux coûts parasites d'exploitation du système. Pandey et Vishal (2017) ont rapporté qu'une perméabilité élevée de la matrice rocheuse diminuerait la quantité d'eau au puits de production conduisant ainsi à une augmentation de la perte d'eau et à une réduction du taux d'extraction de chaleur du système. L'eau qui s'échappe du réservoir géothermique peut transporter suffisamment d'énergie thermique pour raccourcir la durée de vie utile du système géothermique amélioré. La perte d'eau est un phénomène indésirable et d'un grand intérêt pratique dans un système géothermique amélioré (Hayashi et al., 1999). Cependant, l'eau perdue pourrait être complétée au puits d'injection et il serait déconseillé d'injecter de l'eau de mer par crainte d'effets géochimiques néfastes (Murphy et al., 1999). Cheng et al. (2016b) ont numériquement analysé les facteurs influençant l'extraction de chaleur d'un système géothermique amélioré en considérant la perte d'eau. Ils ont trouvé que le taux d'extraction diminue à mesure que la perméabilité de la formation environnante augmente. L'augmentation du volume de réservoir n'améliorerait pas efficacement l'extraction de chaleur en gardant la même disposition des puits. Une pression de production plus faible améliore l'extraction de chaleur, résultant d'une augmentation du débit de production et d'une diminution du taux de perte d'eau. Ils ont enfin trouvé que le temps de percée thermique dépend principalement du débit de production et du taux de perte d'eau. L'extraction de chaleur d'un système géothermique amélioré (EGS) est confrontée à un problème fondamental qui est le chemin préférentiel de l'écoulement le long des fractures et la conséquence est que le fluide ne circule pas dans tout le réservoir. Le défi majeur est que le fluide froid injecté doit atteindre un volume important de roche chaude. La disposition des puits d'injection et de production joue un rôle crucial et nécessite alors une investigation. Dans le but d'extraire une quantité suffisante d'énergie d'un réservoir EGS, la conception et

l'installation de plusieurs puits d'injection et de production peut permettre au fluide d'atteindre un volume plus grand dans le réservoir mais le nombre de puits doit être optimisé.

Dans un contexte de transition énergétique, face à la diminution des ressources d'énergies primaires, au réchauffement climatique et à l'augmentation sans cesse des besoins en énergie, la géothermie profonde, respectueuse de l'environnement, est donc une solution alternative sûre en vertu de ses importants atouts énergétiques et écologiques pour la production d'électricité.

Le présent travail lié à la modélisation des processus hydro-thermiques du système géothermique prend en compte l'anisotropie en perméabilité du réservoir géothermique fracturé, l'hétérogénéité du réservoir géothermique et la perte en eau qui est inévitable. Par ailleurs la tâche principale des projets d'utilisation géothermique est l'utilisation durable des réservoirs et la maximisation de la durabilité de la ressource (principalement la température et la pression du fluide dans le réservoir géothermique) et le rendement exergetique de la centrale géothermique. Pour cette raison, il est très important de considérer et analyser l'ensemble du "système géothermique" constitué par la centrale, le système de puits, le réservoir géothermique et tous les liens entre eux et l'environnement. L'exergie est le travail utile maximum qui peut être obtenu à partir d'un flux énergétique mis en équilibre avec l'environnement (Farajzadeh et al., 2019). L'exergie quantifie l'énergie utile qu'on peut extraire du réservoir (Dincer et Rosen, 2021). L'exergie dépend non seulement du système, mais aussi de son milieu extérieur (Çengel, Boles et Lacroix, 2008). C'est pour cette raison que nous optons pour une approche qui intègre à la fois le réservoir géothermique et les autres composantes de la centrale géothermique pour une autre originalité de ce travail.

Quatre articles publiés dans des revues internationales sont issus de ce projet de thèse :

- Injection strategies in an Enhanced Geothermal System based on discrete fractures model
- Sustainable electricity generation from an Enhanced Geothermal System considering reservoir heterogeneity and water losses with a discrete fractures model

- Design and optimization of Multiple wells layout for Electricity Generation in a multi-fracture Enhanced Geothermal System
- Performance Analysis and working fluid selection of an Organic Rankine Cycle Power Plant coupled to an Enhanced Geothermal System.

Un article de conférence révisé par les pairs est aussi publié :

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

CHAPITRE 3

INJECTION STRATEGIES IN AN ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEM BASED ON DISCRETE FRACTURES MODEL

Joël M. Zinsalo¹, Louis Lamarche¹, Jasmin Raymond²

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

² Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, 490 rue de la Couronne, Québec (Qc) G1K 9A9, Canada

Published in Applied Thermal Engineering, December 2019

3.1 Abstract

In this investigation, injection and recovery strategies are studied in order to improve the performance of an Enhanced Geothermal System with multiple fractures. The three-dimensional heterogeneous reservoir intercepted by three inclined discrete fractures is modeled under transient conditions with the finite element method. Numerical results show that the produced fluid temperature and the extracted heat are affected, the fluid flows through preferred paths and the premature thermal breakthrough is avoided. The produced fluid temperature increases slowly the first 9.8 – 20.1 years according to the considered scenario and decreases with the production time. Under the conditions in this paper, the best performance is obtained by injecting the fluid in the fourth layer of the reservoir over 100 m. For a volumetric flow rate of 150 l/s and a fluid injection temperature of 60 °C, a better option is obtained for an average electrical power of 9.66 MWe and the reservoir flow impedance is 0.222 MPa/(kg/s). The average production temperature after 40 years of operation time is 166 °C. The sensitivity analysis of fracturing parameters indicates that the increasing of the fracture aperture leads to the decrease of the effective electric power.

Keywords: Injection strategies; electricity generation; renewable energy; energy conversion; reservoir management

3.2 Nomenclature

c_p	heat capacity, $\text{J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$
d	wellbore diameter, m
d_{fr}	fracture aperture, m
$dist$	distance between wells, m
\vec{g}	gravity, 9.8 m.s^{-2}
k	thermal conductivity, $\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$
K_{xx}, K_{yy}, K_{zz}	reservoir permeability tensor components, m^2
K_{fr}	fracture permeability, m^2
n	normal direction on the fracture surface
P	fluid pressure, Pa
Q_v	volume flow rate, $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$
S_{fr}	fluid exchanged on the fracture surface between porous rock and fractures
S_m	mass transport between porous rock and fractures, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$
t	time, s
T	temperature, $^{\circ}\text{C}$
\vec{V}	flow velocity vector, m.s^{-1}
u, v, w	water velocity components in x, y, z directions, m.s^{-1}
x, y, z	cartesian coordinates, m
W_{th}	thermal power, MW
W_{el}	effective electric power, MW

Greek symbols

ε	porosity
δ	percentage of water losses

μ	fluid dynamic viscosity, Pa.s
ρ	density, kg.m ⁻³
τ	geothermal gradient, °C/m
ψ	heat transfer between rock and fractures, W.m ⁻²
ΔH	hydraulic gradient, m/m
∇_t	tangential gradient

Subscripts

<i>eff</i>	effective
<i>f</i>	fluid
<i>fr</i>	fracture
<i>gr</i>	ground
<i>init</i>	initial
<i>inj</i>	injection
<i>pro</i>	production
<i>r</i>	rock matrix

3.3 Introduction

The inevitable growth of the energy demand and the increasing emission of greenhouse gases due to the use of fossil fuels required the development of renewable energies. Geothermal energy is a renewable energy source for electricity generation. The best known use of geothermal energy is buildings cooling and heating. Geothermal energy comes from heat trapped inside the Earth and the disintegration of radioactive materials in crust. Geothermal energy can be valorized by means of various processes that are essentially distinguished by the depth and temperature of the resource. Electricity generation is possible today without the use of natural hydrothermal resources by creating a deep geothermal reservoir with Enhanced Geothermal System (EGS) technique (Lu, 2018; Olasolo et al., 2016a; Zhu et al., 2015). With EGS technology, geothermal resources can be found and exploited anywhere in the world for electricity generation (Olasolo et al., 2016b).

The principle is to inject water into the reservoir through an injection well. This water injected under high pressure increases the pressure of the reservoir and its permeability is improved. The fluid circulating in the reservoir absorbs heat. The produced geofluid is returned to the ground surface using a production pump through a production well. At the ground surface, this hot water is pumped to an evaporator where a secondary fluid absorbs its heat. The secondary fluid vaporizes and rotates a steam turbine to produce electricity. The extracted fluid exchanges heat with the secondary fluid in an evaporator before reinjected into the reservoir and the geofluid cycle begins again. The vaporized secondary fluid is expanded in the turbine and cooled in a condenser before returning to the evaporator and the power plant cycle begins again (Figure 3.1).

Energy is extracted from one or more production wells. The first tests on EGS technology were done in 1974 by Los Alamos National Laboratory in United States at Fenton Hill (Jiang, Zhang et Xu, 2017; Tester et al., 2006). The creation of a geothermal reservoir for electricity generation must be based on important design parameters such as: the temperature which varies according to the depth, the temperature at the ground surface and the geothermal gradient, the properties of the geofluid, the reservoir geological formation and the stress field within the reservoir. A detailed review on economic analysis of EGS is presented by Olasolo et al. (2016b). The basics steps of reservoir creation are summarized by Tester et al. (2006) and Baria et al. (1999).

The profitability of Enhanced Geothermal System depends on the thermal power extracted, so the extracted fluid volume, the difference between production temperature and injection temperature, and the operation time, but also the strategy of the fluid injection into the EGS reservoir (Kaya, Zarrouk et O'Sullivan, 2011). The fluid is injected into an EGS reservoir using horizontal, vertical or inclined wells.

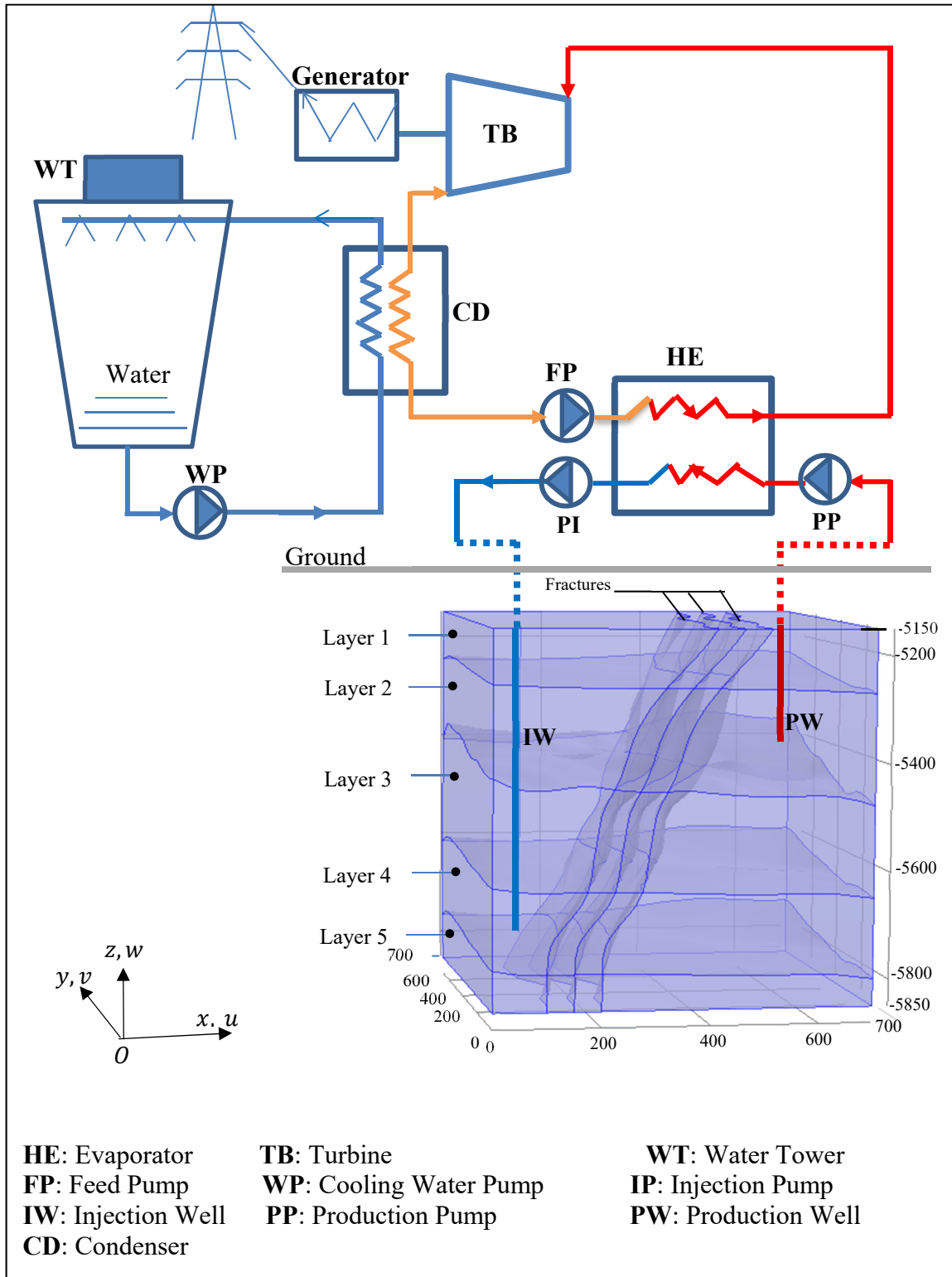


Figure 3.1 Conceptual scheme of coupled wellbores, EGS reservoir and Organic Rankine Cycle unit

Zeng et al. (2016c) conducted an investigation on electricity generation potential from fractured granite reservoir by circulating water through 8 grooves evenly distributed along the circumference of three horizontal wells. They found that the electric power depends on the reservoir permeability, the injection fluid temperature and the water production mass flow rate by simulating only 10 m of injection and production well length. Guo et al. (2019) conducted a thermal-hydraulic-mechanical modeling to analyze the performance of EGS with natural and hydraulic fractures considering the rock matrix as isotropic and homogeneous media. They found that the heat extraction rate increases by 0.2 MW for connected fractures in the fractured reservoir. Zeng et al. (2016b) carried out a numerical simulation of electricity generation potential from a fractured reservoir through five vertical wells. They found that the reservoir permeability within a certain range, the water production rate and the injection temperature are the main parameters affecting the electric power and the reservoir impedance. Chen et al. (2018b) established a model coupling hydraulic and thermal processes in highly fractured hot dry rock in order to evaluate the geothermal development by a three dimensional unified pipe-network method. They showed that the increase of both fracture aperture and pressure differential leads to the decrease of the outlet fluid temperature. Gerber et Maréchal (2012) presented a systematic methodology and defined that the optimal range EGS depth could not be above 6000 m to 7000 m for profitable exploitation, except for single and double flash systems.

The arrangement of injection and production wells has a significant impact on the produced fluid temperature (Stefansson, 1997). The fluid injection strategy into the reservoir is a determining factor for the profitability of the system. Kaya, Zarrouk et O'Sullivan (2011) and Rivera Diaz, Kaya et Zarrouk (2016) presented a worldwide review on reinjection fluid strategies based on 126 geothermal developments. They showed that the injection strategies are essential and can change over time depending on the reservoir properties. In the majority of the above studies, the design and the arrangement of the injection and production wells were chosen based on technology advance from oil and gas industry. The geothermal fluid reinjection strategy in the reservoir is very important to obtain better performance of an EGS (Lei et Zhu, 2013). The heterogeneity and the permeability anisotropy of the geothermal

reservoir are often not taken into account, as well as the presence of multiple artificial fractures.

Experiments with the single-fracture system have shown that the exchange surface between the injected fluid and the hot reservoir is very limited (Guo et al., 2016), (Slatlem Vik, Salimzadeh et Nick, 2018). In this paper, the three-dimensional, stratified, heterogeneous, anisotropic permeability EGS reservoir containing three parallel inclined fractures is modeled coupling thermal and hydraulic processes in order to analyze injection and recovery strategies. The shape of the fractures and reservoir layers are irregular corresponding to practical cases. The location of injection and production vertical wells at different depth in order to potentially reduce well drilling cost. With this option, the injected fluid flow along the path connecting the injection and production wells positioned at different depth increases the hydraulic retention time in the reservoir to the improvement of the production temperature. The sustainability of EGS is of great concern and it is important to provide industry with improved management of fluid injection strategies into the reservoir to maximize heat extraction. The main objective of this paper is to decide the best option for fluid injection into the reservoir in order to improve the performance of an Enhanced Geothermal System with multiple fractures over 40 years for electricity generation. The sensitivity of the reservoir performance to several parameters was also conducted in this study.

3.4 Modeling methodology

The Enhanced Geothermal System includes the stratified fractured heterogeneous hot reservoir constituted by five geological heterogeneous granite layers intercepted by three inclined fractures with an irregular shape, the injection and production wells (Figure 3.2).

The reservoir layers with low porosity and permeability are treated as a porous media and modeled with 3D elements, the fractures with 2D elements, the injection well and the production well with 1D element.

The EGS reservoir is $700 \text{ m} \times 700 \text{ m} \times 700 \text{ m}$ cubic volume and located at 5850 m underground. The well spacing is 500 m.

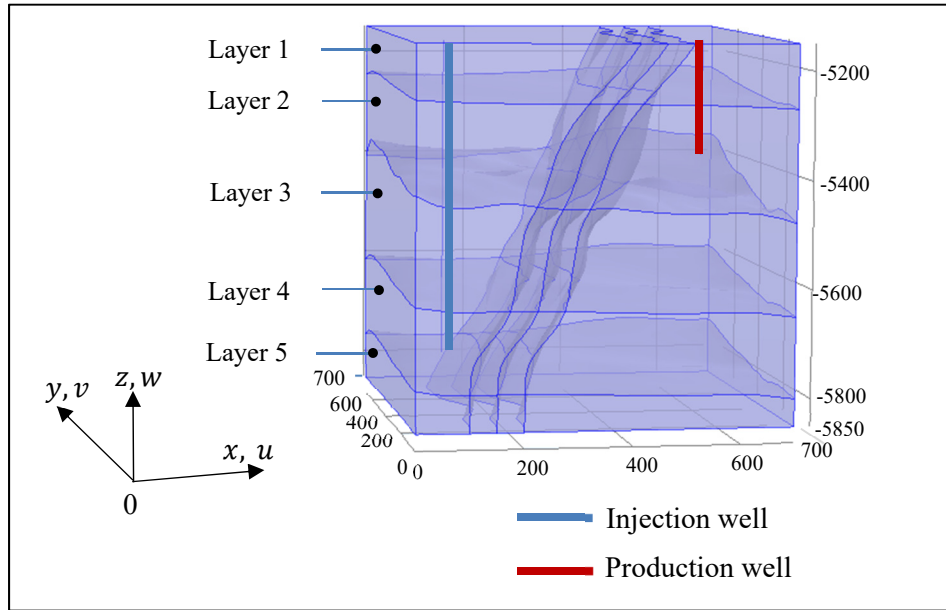


Figure 3.2 Geometric configuration and axis system

The injection well and the production well diameter is 0.25 m. The injection well is positioned at 5750 m underground and the production well at 5350 m depth instead of positioning the two wells at the same depth in order to give more time to fluid to flow through the reservoir from the injection well to the production well. The ground surface temperature is $T_g = 8 \text{ }^\circ\text{C}$ and the initial temperature increases with depth. The distance between fractures is 50 m. The reservoir is assumed fully saturated with single phase fluid, which is water under high pressure.

Darcy's law is used to model the fluid flow in the reservoir. In practice for commercial purposes, the volumetric flow rate can vary from 50 l/s to 150 l/s, and the injection temperature varies between $60 \text{ }^\circ\text{C}$ and $80 \text{ }^\circ\text{C}$ (Tester et al., 2006), (Zeng et al., 2013). The water thermo-physical properties, built in Comsol Multiphysics[®], are expressed as function of temperature (appendix 3.A).

3.4.1 Mathematical formulation

Hydraulic and thermal properties of the reservoir are assumed to be those of granite and remain constant through time (Table 2.1). According to Tester et al. (2006), the fractured EGS reservoir porosity varied in the range of 1% to 7%.

All parameters values are referenced from those used on EGS projects in previous numerical and experimental studies by Tester et al. (2006), Guo et al. (2019), Raymond et al. (2012), Bédard et al. (2018), (Minea et Majorowicz, 2011a; 2012b), Majorowicz et Grasby (2010), Held et al. (2014), Luo, Xu et Jiang (2014), Sausse et al. (2010), and Chen, Liu et Liao (2019).

Table 3.1 Parameters of rock layers and fractures

Layers/ Fracture	k (W/m.K)	ρ (kg/m ³)	c_p (J/kg.K)	ε -	K (m ²)		
					K_{xx}	K_{yy}	K_{zz}
Layer 1	3.0	2450	1000	0.001	1.0×10^{-18}	1.01×10^{-18}	1.1×10^{-18}
Layer 2	3.2	2500	950	0.01	7.0×10^{-15}	5.8×10^{-15}	6.0×10^{-15}
Layer 3	3.4	2580	930	0.02	3.0×10^{-15}	8.0×10^{-15}	3.11×10^{-15}
Layer 4	3.5	2600	920	0.05	3.1×10^{-14}	4.0×10^{-14}	6.0×10^{-14}
Layer 5	3.5	2650	900	0.002	2.0×10^{-18}	1.5×10^{-18}	2.1×10^{-18}
Fracture	3.2	1200	900	0.6	Calculated with cubic law		

The fractures aperture d_{fr} is 1×10^{-4} m and the fractures permeability is calculated with the cubic law:

$$K_{fr} = \frac{d_{fr}^2}{12} \quad (3.1)$$

The governing equations describing the thermal and hydraulic processes in EGS reservoir and fractures are expressed as follow:

Reservoir layers (Cheng et al., 2016b; Jiang et al., 2014; Salimzadeh et al., 2018; Song et al., 2018; Yao, Shao et Yang, 2018):

$$\frac{\partial(\varepsilon\rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \vec{V}) = -S_m \quad (3.2)$$

$$\vec{V} = -\frac{\overline{\overline{K}}_{res}}{\mu_f} (\nabla P + \rho_f \vec{g}) \quad (3.3)$$

$$\overline{\overline{K}}_{res} = \begin{pmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} \end{pmatrix} \quad (3.4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [(\rho c_p)_{eff} T] + (\rho c_p)_f \vec{V} \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T) - \psi \quad (3.5)$$

$$\psi = \vec{n} \cdot \left[-\nabla (k_{eff} T) + (\rho C_p)_f T \vec{V} \right] \quad (3.6)$$

in which:

$$(\rho c_p)_{eff} = (1 - \varepsilon)(\rho c_p)_r + \varepsilon(\rho c_p)_f \quad (3.7)$$

$$k_{eff} = (1 - \varepsilon)k_r + \varepsilon k_f \quad (3.8)$$

Fracture (Cheng et al., 2016b; Salimzadeh et al., 2018; Song et al., 2018; Sun et al., 2017; Yao et al., 2018):

$$\frac{\partial(d_{fr} \varepsilon_{fr} \rho_f)}{\partial t} + \nabla_{fr} \cdot (d_{fr} \rho_f \vec{V}_{fr}) = S_{fr} \quad (3.9)$$

$$S_{fr} = -\rho_f \frac{K_{fr}}{\mu_f} \frac{\partial P}{\partial n} \quad (3.10)$$

$$\vec{V}_{fr} = -\frac{K_{fr}}{\mu_f} (\nabla_t P_{fr} + \rho_f \vec{g}) \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[d_{fr} (\rho c_p)_{eff,fr} T \right] + d_{fr} (\rho c_p)_f \vec{V}_{fr} \cdot \nabla_t T = \nabla_t \cdot (d_{fr} k_{eff,fr} \nabla T) + \psi \quad (3.12)$$

in which,

$$(\rho c_p)_{eff,fr} = (1 - \varepsilon_{fr}) (\rho c_p)_{fr} + \varepsilon_{fr} (\rho c_p)_f \quad (3.13)$$

$$k_{eff,fr} = (1 - \varepsilon_{fr}) k_{fr} + \varepsilon_{fr} k_f \quad (3.14)$$

In the above governing equations ρ_f (kg/m³) is the fluid density, P (Pa) is the fluid pressure, ε is the porosity of the reservoir, t (s) is the time, \vec{V} (m/s) is the flow velocity vector with components u , v , and w respectively in directions x , y and z , S_m (kg/(m³.s)) is the mass transfer between porous matrix and fractures, μ_f (Pa.s) the dynamic viscosity of the fluid, \vec{g} (m/s²) the gravitational acceleration, \bar{K}_{res} is the effective permeability tensor for laminar and three-dimensional flow in the reservoir, K_{xx} , K_{yy} and K_{zz} are the permeabilities along the principal axes, $(\rho c_p)_{eff}$ is the effective volumetric heat capacity at constant pressure of the rock-fluid system, $(\rho c_p)_f$ is the volumetric heat capacity of the fluid, $(\rho c_p)_r$ is the volumetric heat capacity of the rock matrix, k_{eff} is the effective thermal conductivity based on the average volume and related to the thermal conductivity k_r of the rock matrix and that of the fluid k_f , T (K) is the fluid temperature and ψ is the advective-diffusive heat exchanged between the porous media and the fractures, P_{fr} (Pa) is the fluid pressure in the fractures, $\nabla_t P_{fr}$ is the tangential gradient of the fluid's pressure in the fracture, \vec{V}_{fr} (m/s) is

the Darcy velocity vector in the fractures, d_f (m) is the fracture aperture, μ_f (Pa.s) is the water dynamic viscosity, ε_{fr} is the fracture porosity, n is the normal direction on the fracture surface, S_{fr} is the fluid exchanged on the fracture surface between porous rock and fractures (Sun et al., 2017), $(\rho c_p)_{eff,fr}$ is the effective volumetric heat capacity at constant pressure of the rock -fluid system, $(\rho c_p)_f$ is the volumetric heat capacity of the fluid, $(\rho c_p)_{fr}$ is the volumetric heat capacity of the rock matrix, $k_{eff,fr}$ the effective thermal conductivity related to the thermal conductivity k_{fr} of the fractures and to the thermal conductivity k_f of the fluid, ∇_t is the tangential gradient, and ψ is the heat transfer between the porous media and the fractures.

The percentage of water losses δ during the whole energy extraction is computed as:

$$\delta = \left(1 - \frac{\dot{m}_{pro}}{\dot{m}_{inj}} \right) \times 100 \quad (3.15)$$

where \dot{m}_{inj} is the injection mass flow rate and \dot{m}_{pro} is the production mass flow rate.

The thermal power extracted is calculated as (Asai et al., 2018; Samin et al., 2019; Song et al., 2018; Willems et al., 2017; Xia et al., 2017; Zhang et al., 2014):

$$W_{th} = \rho_f Q_{pro} c_{pf} (T_{pro} - T_{inj}) \quad (3.16)$$

where T_{pro} is the produced fluid temperature calculated and Q_{pro} is the production volume flow rate.

The effective electric power is computed assuming that the maximum useful work is converted to electric power. Sanyal et Butler (2005b) proposed the effective electric power formula based on the thermodynamics second law:

$$W_{el} = 0.45 \rho_f Q_{pro} c_{pf} (T_{pro} - T_{inj}) \left(1 - \frac{T_0}{T_{pro}} \right) \quad (3.17)$$

in which 0.45 is the utilization factor characterizing the fraction of useful work converted to electric power (Sanyal et Butler, 2005b; Yao et al., 2018; Zeng, Su et Wu, 2013; Zeng et al., 2013), T_{pro} is absolute production temperature and $T_0 = 288.75$ K the absolute heat rejection temperature (Sanyal et Butler, 2005b).

The above governing equations are solved under the initial and boundary conditions mentioned as follow. The initial temperature $T_{init}(z)$ of the reservoir varies linearly with the depth z and is calculated as follow:

$$T_{init}(z) = T_{gr} - \tau \times (-z) \quad (3.18)$$

where $\tau = 30$ °C/km is the geothermal gradient, and the depth z is in kilometers.

The initial reservoir pressure is hydrostatic and varies with the reservoir depth and the fluid density. A regional flow is applied parallel to the x - y plane inducing natural groundwater flow from the production well to the injection well. The fluid is injected with a volume flow rate of 150 l/s and the injection temperature is 60 °C. For commercial objectives, according to authors Garnish and Shock (Baria et al., 1999), water losses must be lower than 10 %. In this study, the percentage of water losses δ is equal to 10 %.

Injection well:

$$t > 0, \quad T(t) = T_{inj}, \quad Q_{v,inj}(t) = Q_v \quad (3.19)$$

Production well:

$$t > 0, \quad -\vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0, \quad Q_{v,pro}(t) = (1 - \delta) Q_v \quad (3.20)$$

Top boundary of first layer and bottom boundary of fifth layer:

$$t > 0, \quad -\vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0, \quad -\vec{n} \cdot (\rho_f \vec{V}) = 0 \quad (3.21)$$

All vertical surfaces:

$$t > 0, \quad \begin{cases} T = T_g - \tau \times (-z) & \text{if } \vec{n} \cdot \vec{V} < 0 \\ \vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0 & \text{if } \vec{n} \cdot \vec{V} \geq 0 \end{cases}, \quad P = \rho_f g (\Delta H \times x - z) \quad (3.22)$$

where \vec{n} is the vector normal to the boundary concerned and the hydraulic head of the regional flow is $H_0 = \Delta H \cdot x$, where $\Delta H = 1 \text{ mm/m}$ is assumed value of the hydraulic gradient.

In the management of a reservoir, the fluid is injected into the reservoir through an injection well. All injection possibilities must be explored in order to have a better performance of the system. Reservoir management is essential for the continuous adaptation of production and injection strategies in line with the evolution of the reservoir (Acuña et al., 2008).

In this investigation, layers 1 and 5 are considered to avoid boundary effects. The injection is done in one of the remaining layers or a combination of them. All injection scenarios are studied and the recovery is done from layer 2 to reduce the high drilling costs:

- Scenario 1: Injection over 100 m in layer 4,
- Scenario 2: Injection over 100 m in layer 3,
- Scenario 3: Injection over 100 m in layer 2,
- Scenario 4: Injection over 290 m in layers 3 and 4,
- Scenario 5: Injection over 300 m in layers 2 and 3,
- Scenario 6: Injection over 470 m in layers 2, 3 and 4.

3.4.2 Meshing

In this investigation, the finite element mesh is refined in the fractures, around the injection well and the production well. The mesh sensitivity is analyzed considering five different meshes schemes for each scenario as presented in table 3.2. Only the mesh effect of the first scenario (scenario 1) is presented computing the extracted thermal energy over 40 years and the time step is 0.1 year (Figure 3.3).

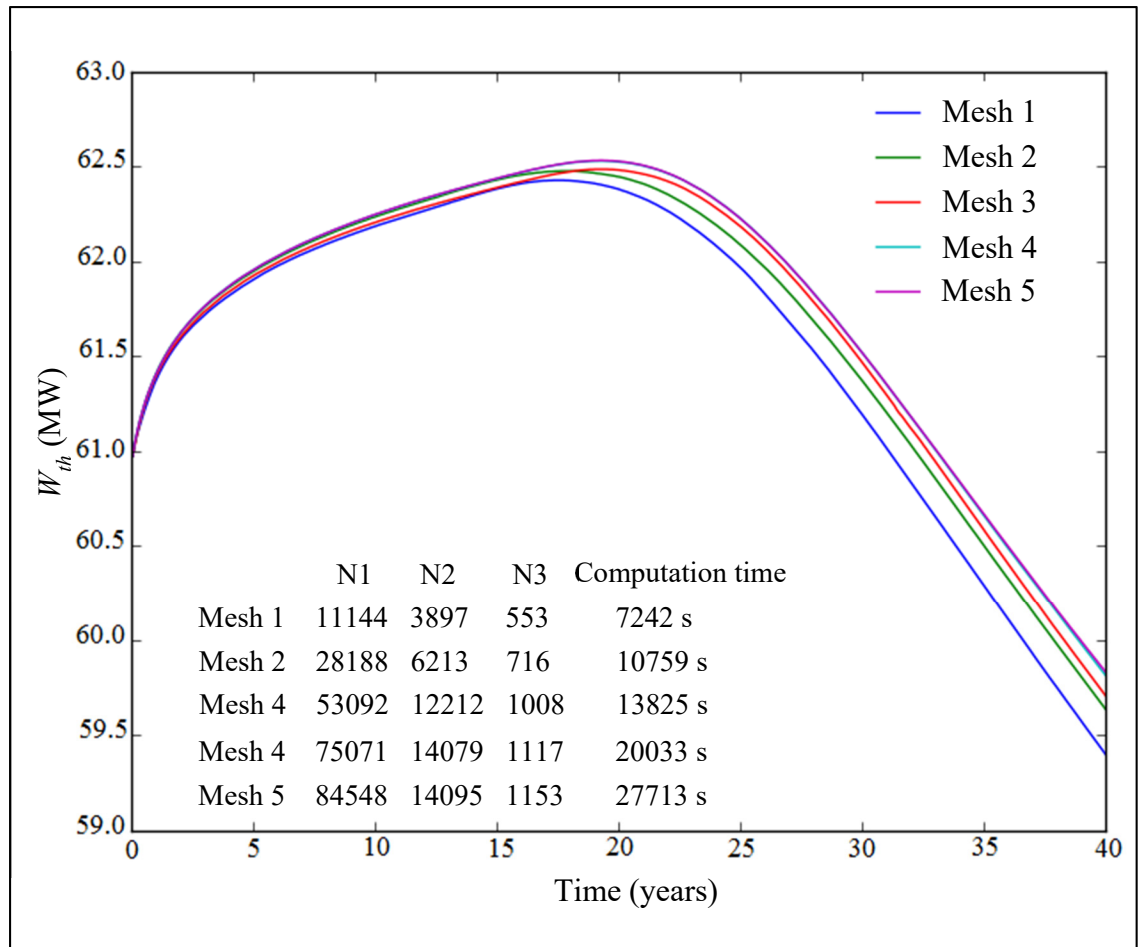


Figure 3.3 Effect of meshes on the energy extraction rate as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m

Each mesh consisted of N_1 tetrahedral elements, N_2 triangular elements, N_3 linear unidimensional elements as indicated in Table 3.2.

Table 3.2 Mesh

Scenario	N ₁	N ₂	N ₃
1	75071	14079	1117
2	75329	14099	1117
3	75033	14095	1118
4	76737	14129	1130
5	76190	14081	1130
6	77876	14139	1230

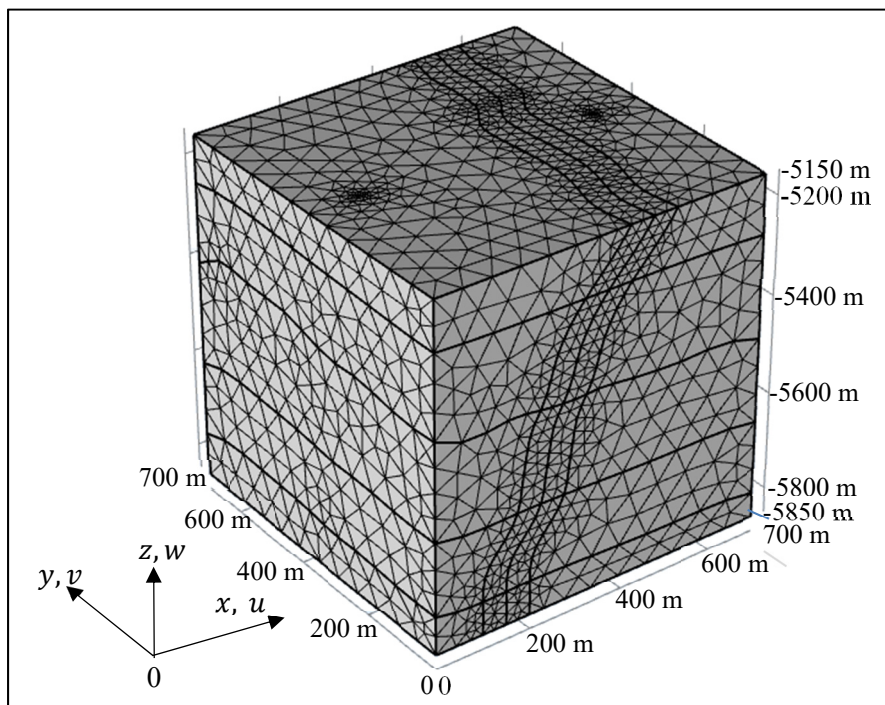


Figure 3.4 Mesh of the EGS model

The coupled thermal and hydraulic processes in the EGS reservoir for the doublet enhanced geothermal system considered are modeled with the finite element method in Comsol Multiphysics 5.4. The injection and production wells are meshed with 1D-elements, the fractures with 2D-elements, and the reservoir layers are meshed with tetrahedron elements. The simulated results of the energy extraction rate showed that negligible differences are

obtained when comparing meshes 4 and 5. The computation time of mesh 4 is shorter than the one of mesh 5. The mesh 4 is the one in which the injection well and the production well are meshed with extremely fine element size, the fractures with triangular extra fine element size and the reservoir layers with fine tetrahedral element size.

3.5 Validation of the finite element model

In this work, the reliability of Comsol Multiphysics has been tested by comparing numerical results of the temperature in a single fracture embedded in three dimensional impermeable, isotropic and homogeneous rock to the analytical solution of the fluid temperature in the fracture (Cheng, Ghassemi et Detournay, 2001). The fracture is vertical with d_{fr} of constant aperture. The heat conduction in the hot granite of $700\text{ m} \times 700\text{ m} \times 700\text{ m}$ cubic volume with constant height is assumed perpendicular to the vertical fracture with impermeable walls (Figures 3.5-3.6).

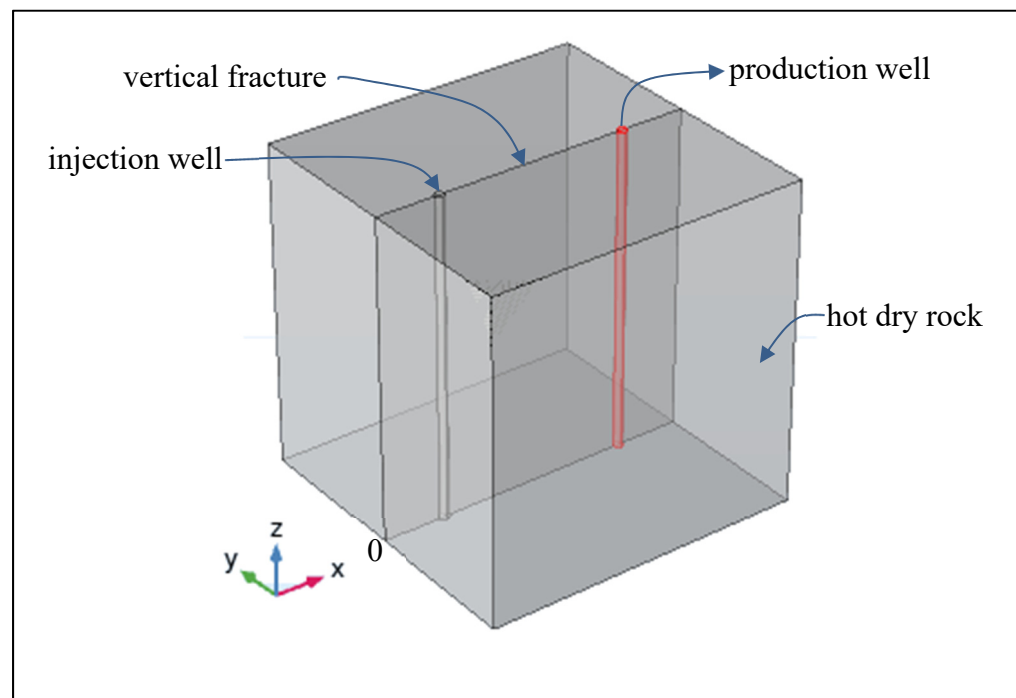


Figure 3.5 Hydraulic and thermal processes in the fracture embedded in hot reservoir

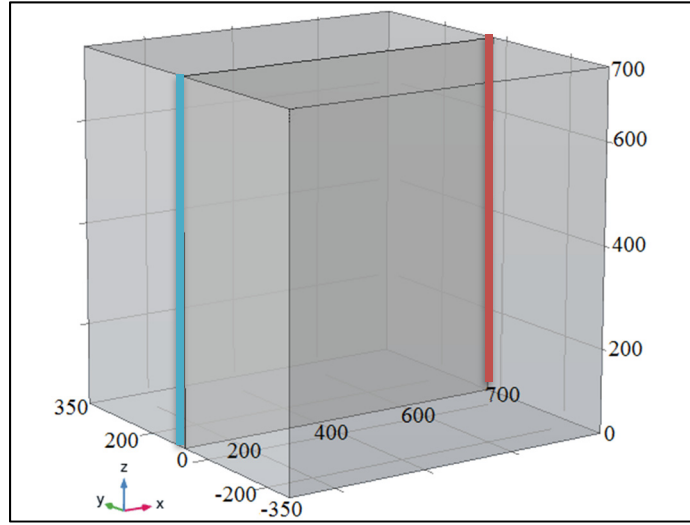


Figure 3.6 Simulated model for validation

Cheng et al. (Cheng, Ghassemi et Detournay, 2001) proposed an analytical solution of the fluid temperature $T_{fr}(x, t)$ at different position x and time t in the fracture as follows:

$$T_{fr}(x, t) = T_{ro} + (T_{inj} - T_{ro}) \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{k_r x}{d_{fr} U_{inj} \rho_f C_{pf}} \cdot \sqrt{\frac{\rho_r C_{pr} U_{inj}}{k_r \cdot (U_{inj} t - x)}} \right) \quad (3.23)$$

where T_{ro} is the initial temperature of the hot rock and the fracture, U_{inj} is the injection velocity, T_{inj} is the injection temperature, d_{fr} is the fracture aperture. The tested model parameters are presented (Table 3.3).

Table 3.3 Validation model parameters

Parameters	U_{inj}	d_{fr}	ρ_f	C_{pf}	ρ_r	C_{pr}	k_r	T_{ro}	T_{inj}
Value	0.01	0.002	1000	4200	2850	1170	3.2	168	60
Unit	m/s	M	kg/m ³	J/(kg.K)	kg/m ³	J/(kg.K)	W/(m.K)	°C	°C

The comparison of the numerical results with the analytical results for the evolution of the temperature in the fracture is showed in Figure 3.7 at different positions $x = 500 \text{ m}$,

$x = 600 \text{ m}$ and $x = 700 \text{ m}$ over a 40 year- period. The maximum relative difference obtained is 0.295%. It is readily found that the numerical results and analytical simulation are in good agreement.

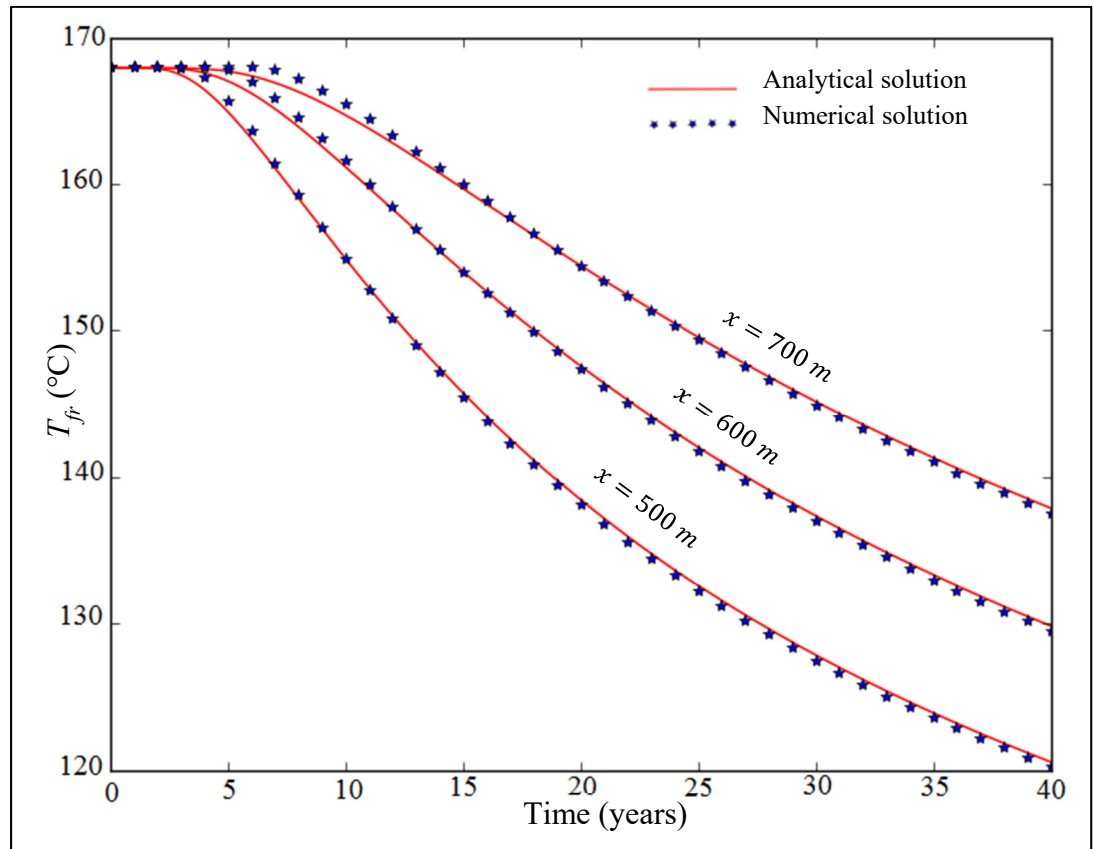


Figure 3.7 Numerical results against analytical solution of the fluid temperature at different positions along the fracture embedded in the rock

3.6 Results and discussion

The spatial distribution of the fluid temperature within the EGS reservoir is presented (Figure 3.8). Around the injection well, a cold region is formed and progressively expands towards the production zone for each scenario studied. The production temperature increases from the initial value of 167.9 °C to a maximum value T_{br} where the thermal breakthrough is reached at time t_{br} (Figure 3.9 and table 3.4).

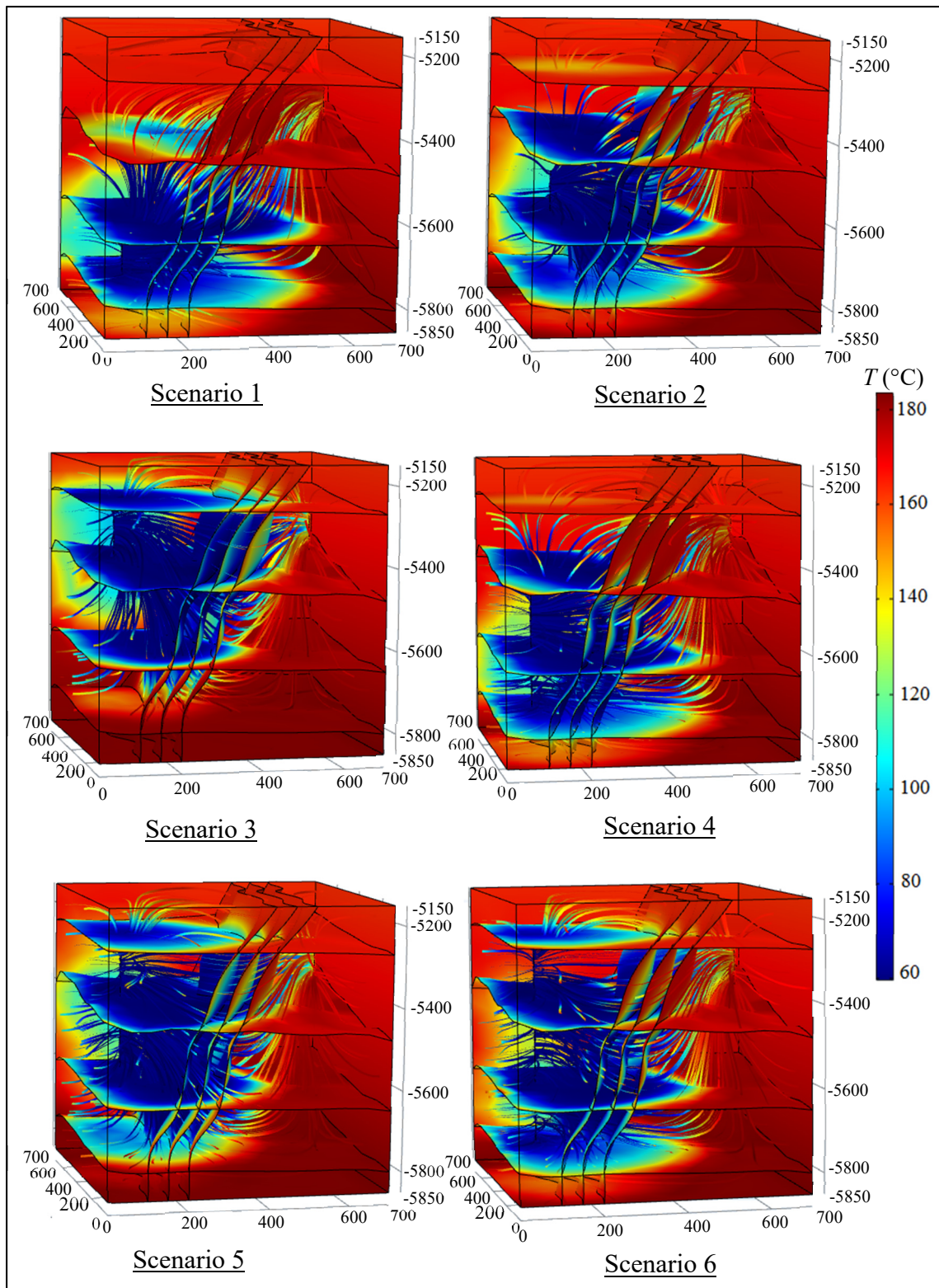


Figure 3.8 Spatial distribution of fluid temperature within the reservoir at operation time $t = 40$ years, $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 1$ mm/m

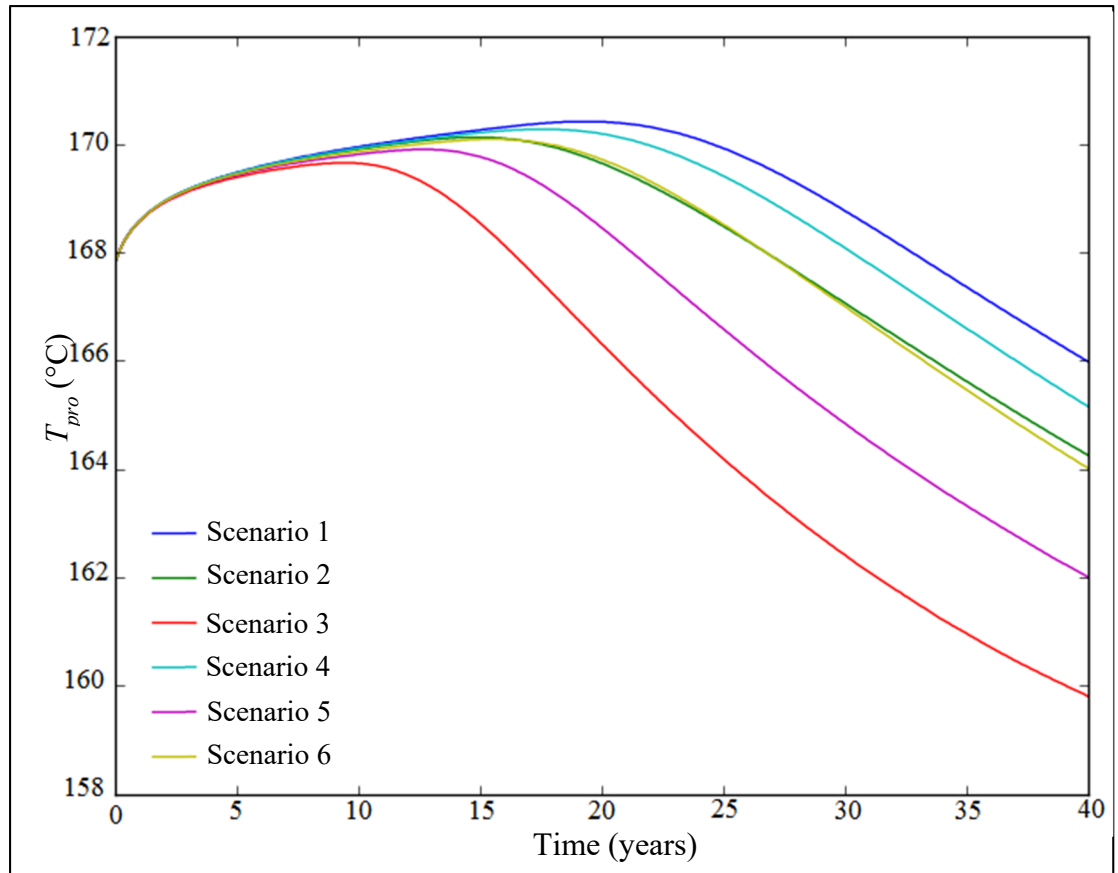


Figure 3.9 Production temperature for each scenario as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 1$ mm/m

The cold region formed expands over time and becomes intense in fractures due to higher fracture permeability. For all the cases studied, at the end of the production, the temperature at the production well remains above 150 °C, which is good for an operation with an organic Rankine cycle.

The final temperature reached after 40 years is noted T_{end} , the thermal breakthrough time is designated t_{br} , $W_{el,br}$ is the effective electric power at the thermal breakthrough time, $W_{el,end}$ is the effective electric power at the end of the production and the average effective electric power is designated $W_{el,avg}$. For each scenario, the values of T_{end} , t_{br} , $W_{el,avg}$ and the reduction ζ of the produced fluid temperature drop in percentage at the end of the production are calculated for each scenario (Table 3.4).

Table 3.4 Production temperature, thermal breakthrough and average effective electric power over 40 years for each scenario

Scenario	T_{br} (°C)	t_{br} (years)	T_{end} (°C)	$W_{el,br}$ (MW)	$W_{el,end}$ (MW)	$W_{el,avg}$ (MW)	ζ (%)
1	170.44	20.1	166.0	9.82	9.22	9.66	1.13
2	170.15	15.5	164.2	9.78	8.99	9.54	2.20
3	169.68	9.8	159.8	9.72	8.42	9.19	4.82
4	170.30	18.2	165.1	9.80	9.11	9.61	1.66
5	169.93	13.0	162.0	9.75	8.70	9.39	3.51
6	170.12	15.9	164.0	9.78	8.96	9.53	2.32

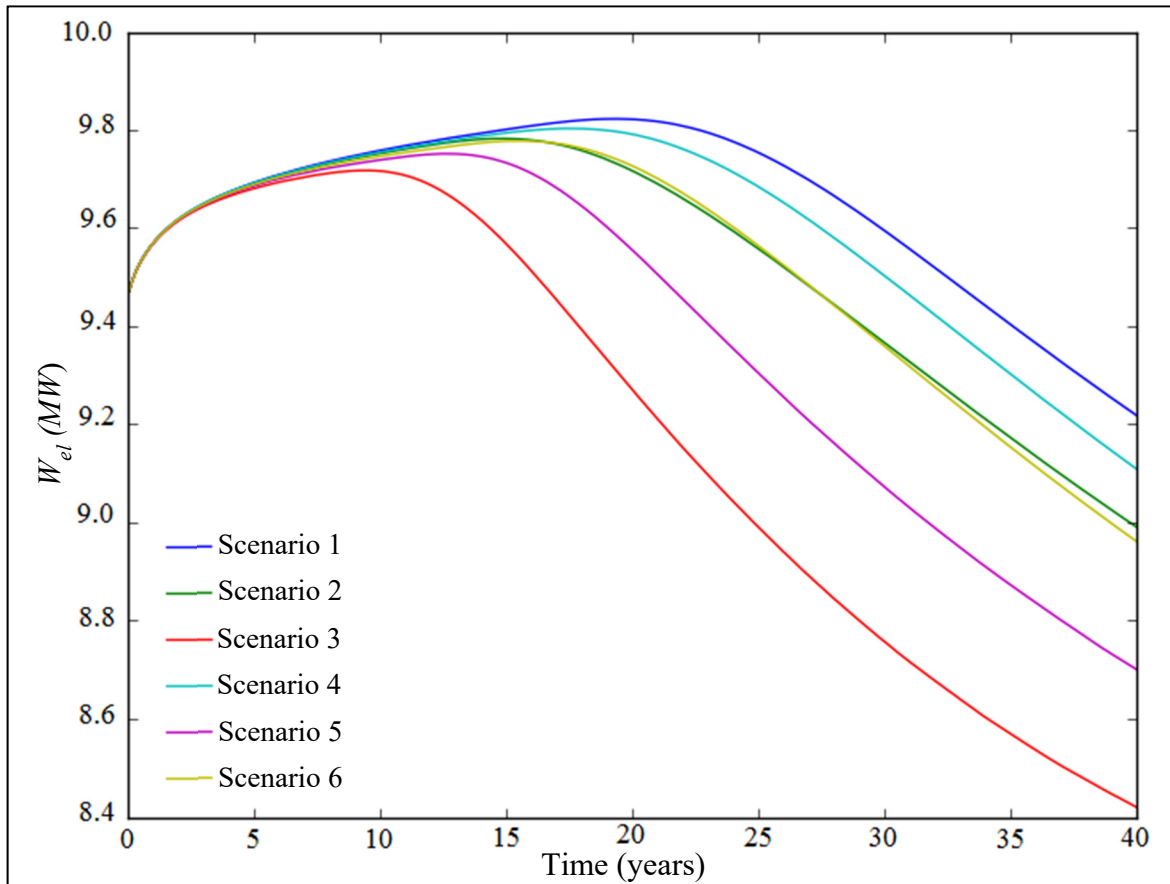


Figure 3.10 Evolution of effective electric power for each scenario during the 40-year period as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, and $\Delta H = 1$ mm/m

Average electrical power of 9.66 MW, 9.54 MW, 9.19 MW, 9.61 MW, 9.39 MW and 9.53 MW are obtained for scenarios 1, 2, 3, 4, 5 and 6, respectively (Figure 3.10 and Table 3.4). It is easy to deduce that the first scenario gives the best effective electric power. By injecting the fluid on 100 m in the 4th reservoir layer at the injection temperature of 60 °C with a volume flow rate of 150 l/s, an average electrical power of 9.66 MW is obtained and the average production temperature reached 166 °C after 40 years of operation. According to Garnish and Shock (Baria et al., 1999), the reservoir exploitation must cease when the initial fluid temperature production drops by 10%. In this work, the temperature drop of 1.13% is acceptable.

The spatial distribution of the fluid pressure and the streamlines are plotted for each scenario during the 40-year production period (Figure 3.11).

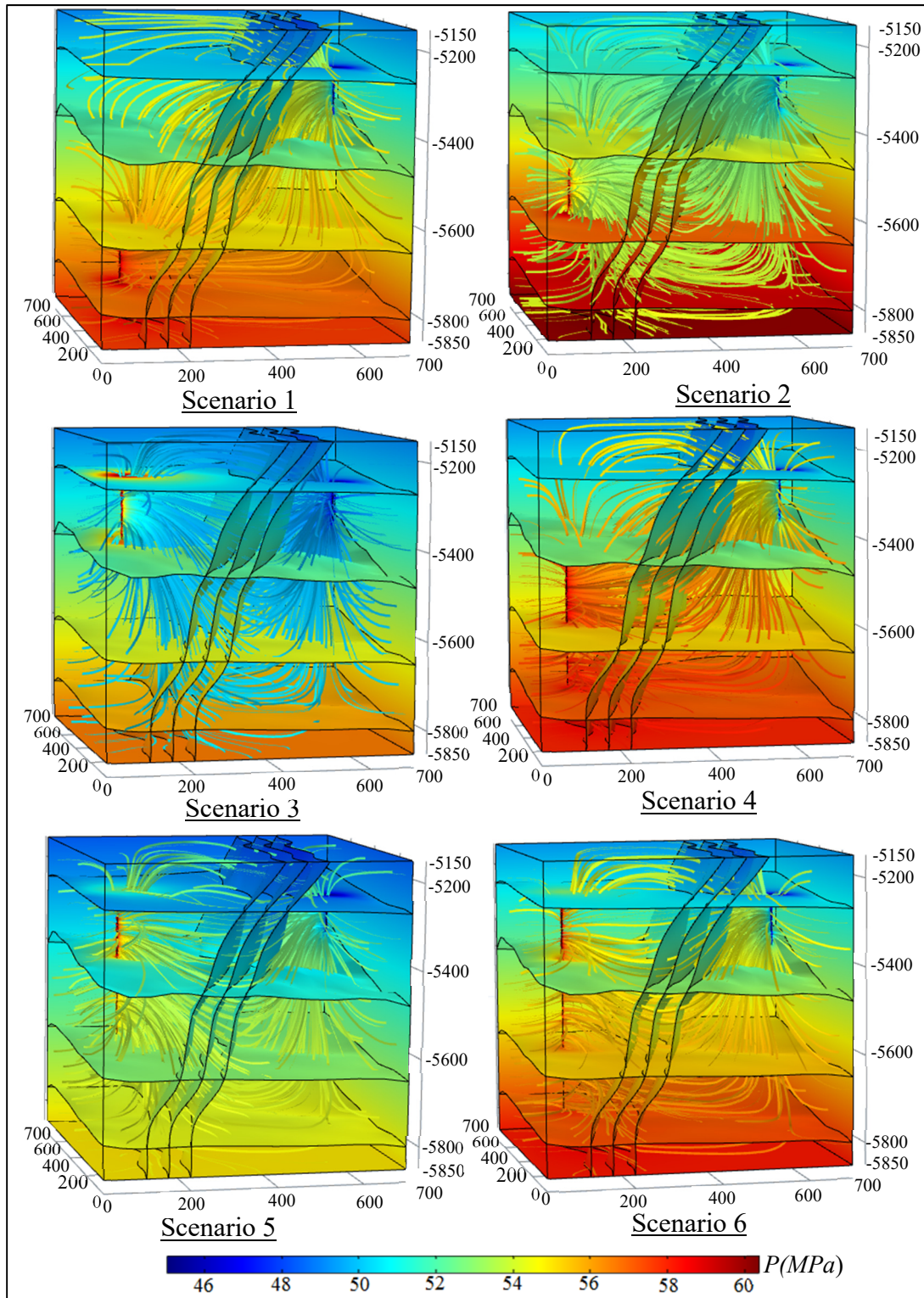


Figure 3.11 Spatial distribution of fluid pressure and streamlines at operation time $t = 40$ years with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 1$ mm/m

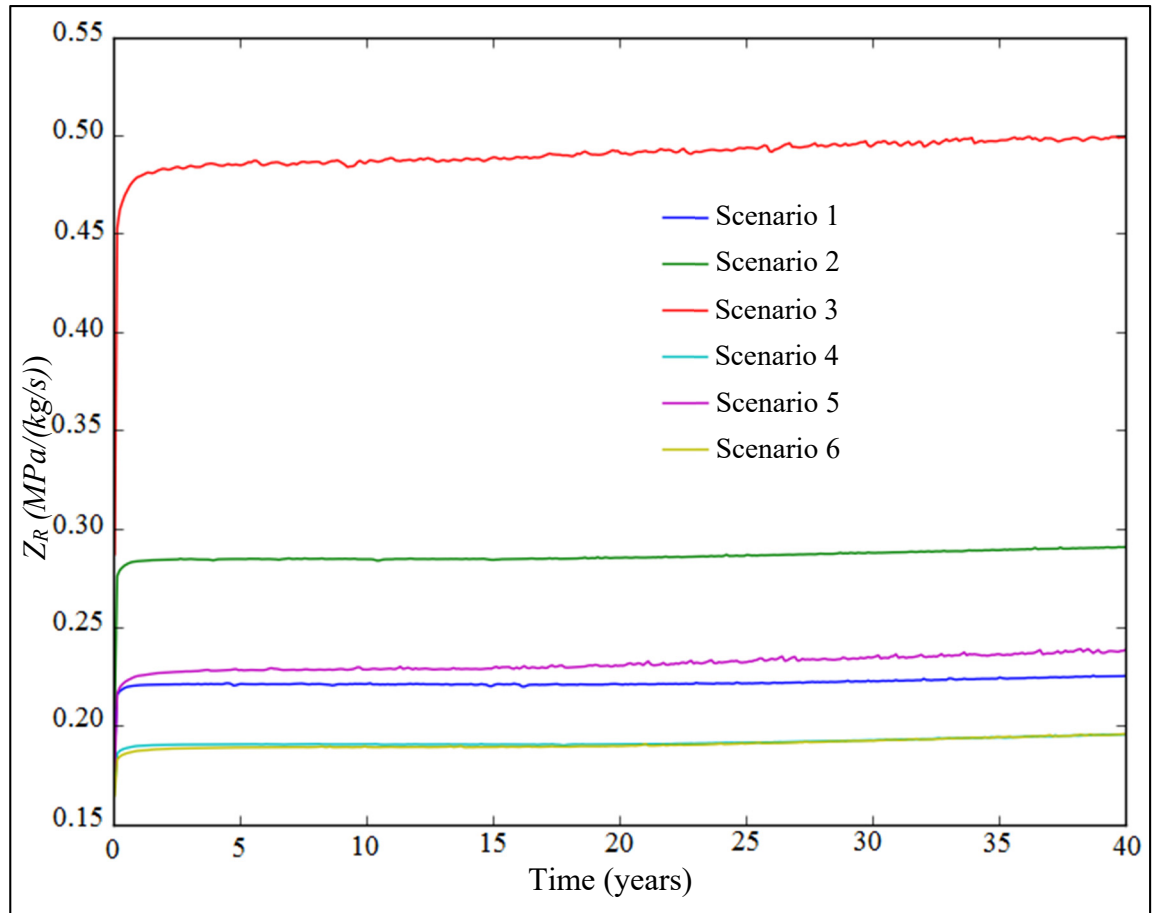


Figure 3.12 Evolution of water flow impedance for each scenario during the 40- year period as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, and $\Delta H = 1$ mm/m

It is shown that the pressure in the EGS reservoir is higher near the injection well and declines rapidly from the injection well to the production well. Around the production well, the pressure varies slightly.

An important EGS reservoir performance indicator is the reservoir flow impedance Z_R (MPa/(kg/s)) characterizing the pressure drop required to circulate a unit mass flow rate through the reservoir. The higher the reservoir flow impedance, the greater the pumping power and the water losses (Tenzer, 2001). The reservoir flow impedance includes the impedance of the injection well, that of the production well and the main impedance of the reservoir (Murphy et al., 1999).

The flow impedance Z_R is calculated as follow (Zeng, Su et Wu, 2013):

$$Z_R = \frac{P_{inj} - P_{pro}}{\dot{m}_{pro}} \quad (3.24)$$

where P_{inj} is the average injection pressure, P_{pro} is the average production pressure, \dot{m}_{pro} the production mass flow rate. The evolution of water flow impedance for each scenario during the 40-year period is displayed as function of operation time (Figure 3.12).

For a commercial project, the reservoir flow impedance could be less than 0.1 MPa/(kg/s) (Baria et al., 1999; Murphy et al., 1999; Schill et al., 2017), but Evans suggested that the reservoir flow impedance value could be limited to 0.2 MPa/(kg/s) (Evans, 2010). The average reservoir flow impedance for each scenario is thus computed and scenarios 1, 5, and 6 show acceptable values (Table 3.5). The best average effective electric power is obtained in the case of scenario 1.

Table 3.5 Average reservoir flow impedance Z_R for each scenario

Simulation results	Scenario					
	1	2	3	4	5	6
Z_R (MPa/(kg/s))	0.222	0.286	0.491	0.192	0.231	0.191
$W_{el,avg}$ (MW)	9.66	9.54	9.19	9.61	9.39	9.53

The Soultz-Sous-Forêts EGS reservoir flow impedance is 0.2 MPa/(kg/s) (Murphy et al., 1999; Zeng, Su et Wu, 2013; Zeng et al., 2013), which shows that the results of this study are acceptable.

3.6.1 Sensitivity analysis

A sensitivity analysis on the production temperature and the effective electric power was performed based on the proposed model. The influence of the following parameters was

investigated with the best scenario (scenario 1): the fracture aperture, the distance between fractures, and the fracture thermal conductivity.

The sensitivity of the outlet fluid temperature from the production well and the effective electric power to the fracture aperture d_{fr} , the distance between fractures $dist_{fr}$, and the fracture thermal conductivity k_{fr} was analyzed increasing d_{fr} from 1×10^{-5} m to 5×10^{-4} m, $dist_{fr}$ from 1×10^{-5} m to 5×10^{-4} m, and k_{fr} from 2.56 W/(m.K) to 3.84 W/(m.K) respectively.

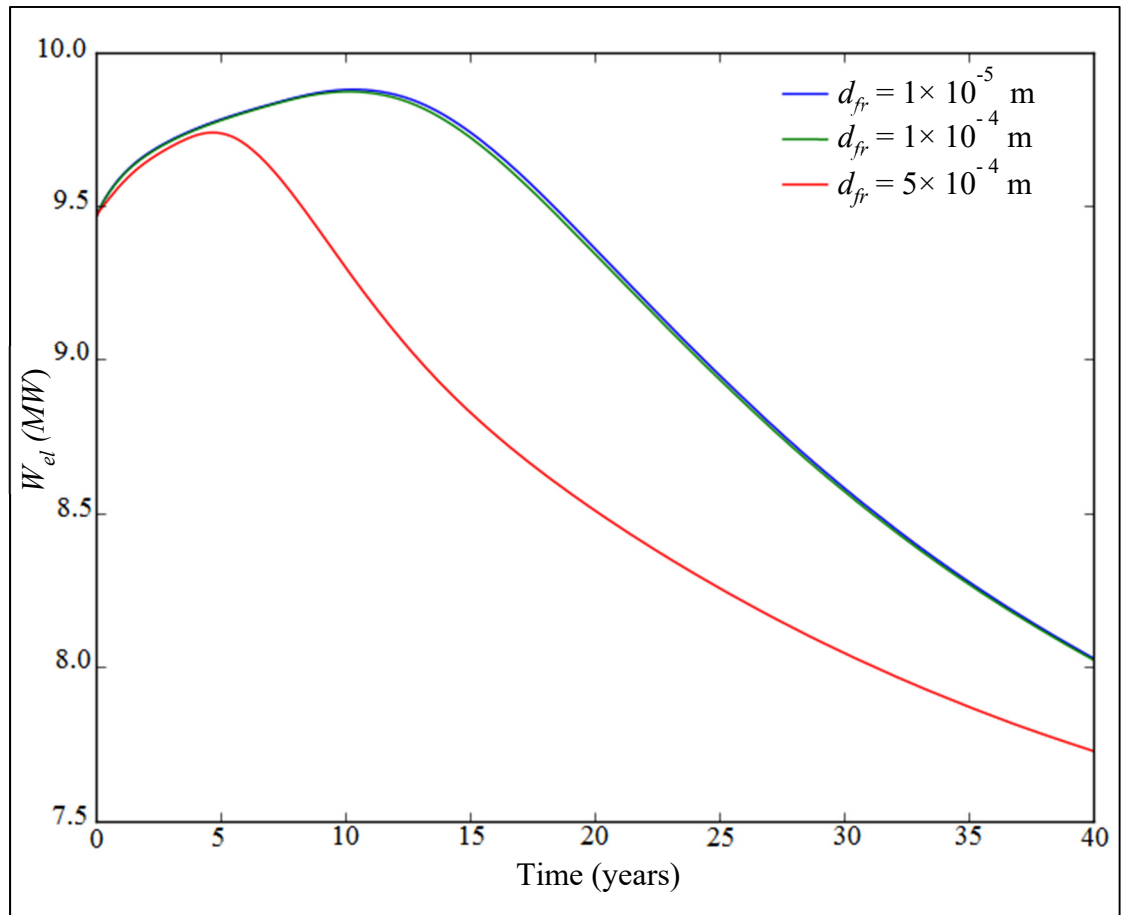


Figure 3.13 Effect of the fracture aperture on the effective electric power in the case of scenario 1 as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $dist = 400$ m, and $\Delta H = 1$ mm/m

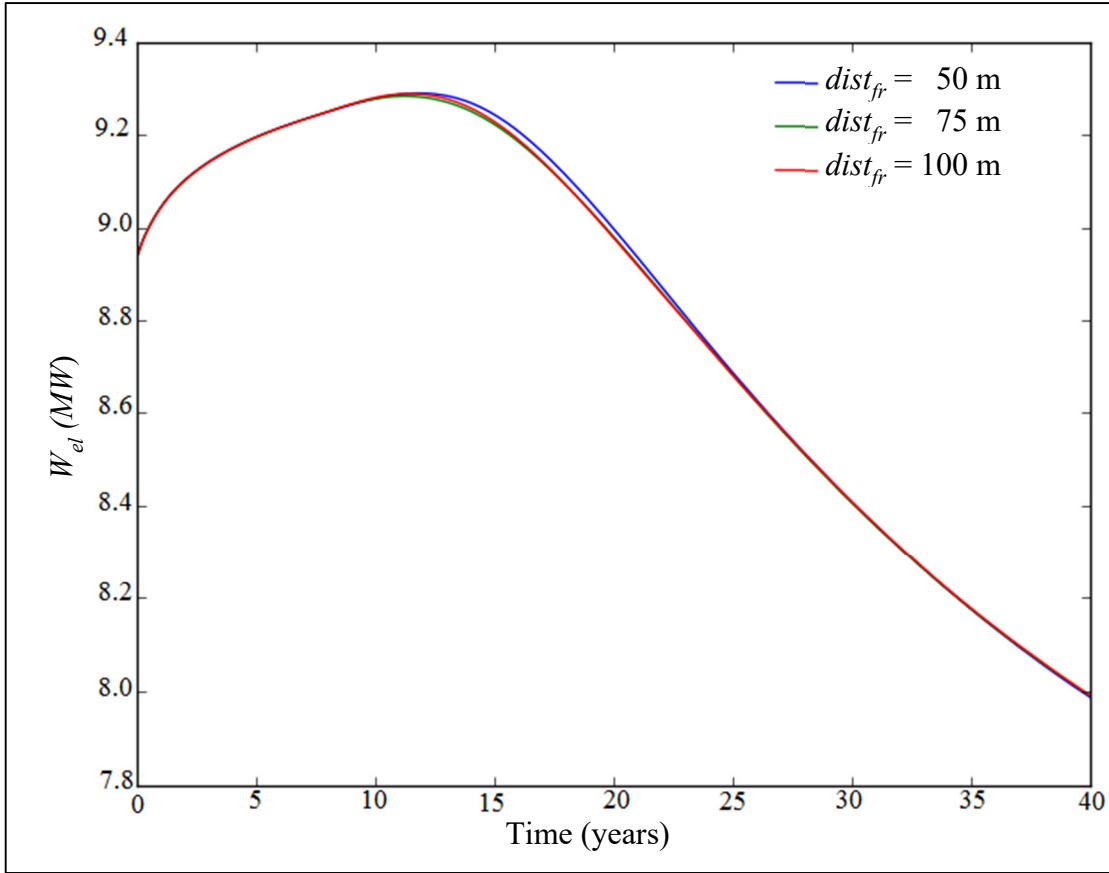


Figure 3.14 Effect of distance between fractures on the effective electric power in the case of scenario 1 as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $dist = 400$ m, and $\Delta H = 1$ mm/m

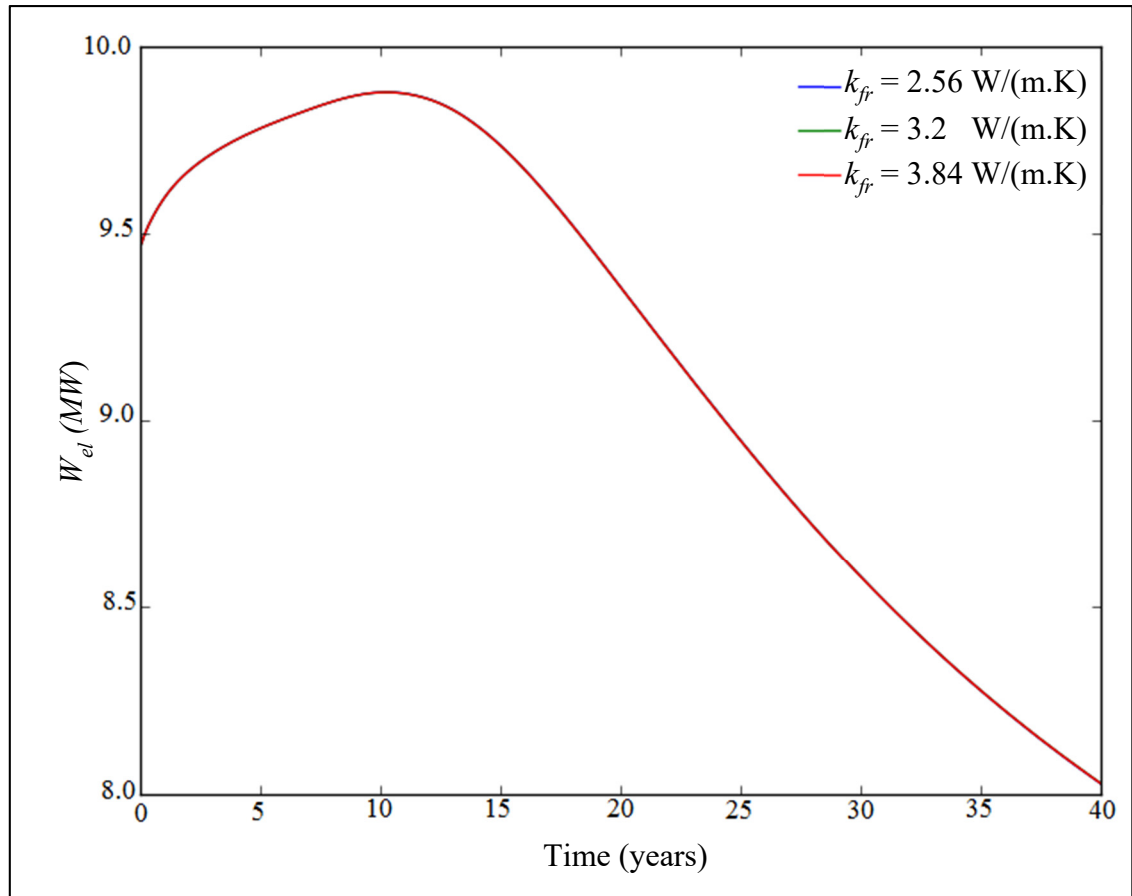


Figure 3.15 Effect of fracture thermal conductivity on the effective electric power in the case of scenario 1 as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $dist = 400$ m, and $\Delta H = 1$ mm/m

Table 3.6 Production temperature, thermal breakthrough and average effective electric power over 40 years for scenario 1 with $dist = 400$ m.

Parameters		T_{br} (°C)	t_{br} (years)	T_{end} (°C)	$W_{el,avg}$ (MW)	ζ (%)
d_{fr} (m)	1×10^{-5}	170.8	10.4	156.74	9.18	6.64
	1×10^{-4}	170.8	10.6	156.70	9.17	6.67
	5×10^{-4}	169.8	4.7	154.36	8.65	8.06
$dist_{fr}$ (m)	25	170.65	12.2	159.73	8.82	4.86
	50	170.60	11.6	159.72	8.80	4.87
	75	170.64	11.8	159.70	8.81	4.88
k_{fr} (W/(m.K))	2.86	170.83	10.6	156.72	9.17	6.65
	3.20	170.83	10.4	156.73	9.17	6.65
	3.84	170.83	10.5	156.72	9.17	6.65

Under the conditions in this investigation, the results indicate that the distance between fractures $dist_{fr}$ and the fracture thermal conductivity k_{fr} have a small influence on the production temperature and the effective electric power (Figures 3.14-3.15 and Table 3.6).

A fracture aperture value less than 0.1 mm has also a slight influence on the production temperature and the effective electric power in the case of the scenario 1. However, the increase of the fracture aperture above 0.1 mm leads to the decrease of the production temperature and the effective electric power.

The thermal breakthrough time declined quickly because the fracture permeability increase with the fracture aperture, the fluid retention time is shorter and the circulating fluid reached the production well in a shorter time (Figure 3.13 and Table 3.6).

3.7 Conclusion

In this study, injection and recovery strategies are explored for a better performance of a multiple-fracture Enhanced Geothermal System considered for electricity generation over a 40-year period. The best fluid injection option is found by modeling the hydraulic and thermal processes in the reservoir based on the electrical power and the reservoir flow impedance. The three-dimensional, heterogeneous, porous and anisotropic permeability reservoir with three inclined and parallel discrete fractures is modeled.

The results showed that an injection over 100 m in the 4th reservoir layer gives the best effective electric power of 9.65 MWe. The production temperature increases from 167.9 °C to a maximum value of 170.44 °C and then decreases as the injection continues to a value of 166 °C and the reservoir flow impedance is about 0.22 MPa/(kg/s).

The injection strategy of the fluid into the reservoir is an important factor in the development of an Enhanced Geothermal System and the premature thermal breakthrough is avoided. The fracture aperture values above 0.1 mm affect the thermal breakthrough time. The distance between hydraulic fractures of 25 m is very practical and gives interesting results. Analysis of the injection strategy is essential to the development of an EGS project to avoid premature thermal breakthrough. The simulated results are highly dependent on the physical properties of the geological formation and the thermodynamic properties of the geothermal fluid.

The methodology adopted in this article can be applied for all EGS reservoir based on the data of the site concerned. Our future work will focus on the understanding of the Thermo-Hydro-Mechanical (THM) response of EGS reservoir to injection and production of extracted fluid, which is crucial and important to be investigated. The impact of THM model with fracture deformation on long-term EGS reservoir performance will also be studied.

3.8 Declaration of Competing Interest

The authors declare no conflict of interest.

3.9 Acknowledgements

The authors would thank Islamic Development Bank, Saudi Arabia (600027539) (IDB) and Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada (NSERC) (RGPIN-2014-06240) for their financial support.

3.10 Appendix A: Fluid properties dependent of temperature

Water properties are built in Comsol Multiphysics[®]. The fluid density is expressed as:

$$\rho_f = 1.0335 \times 10^{-5} T^3 - 0.01339 T^2 + 4.9692 T + 432.2571, \quad 293.15 \text{ K} \leq T \leq 553.15 \text{ K} \quad (3.A.1)$$

The fluid dynamic viscosity μ_f is expressed as a function of the temperature:

$$\begin{aligned} \mu_f = & 1.3799 - 0.0212 T + 1.3604 \times 10^{-4} T^2 - 4.6454 \times 10^{-7} T^3 \\ & + 8.9043 \times 10^{-10} T^4 - 9.0791 \times 10^{-13} T^5 + 3.8457 \times 10^{-16} T^6 \end{aligned} \quad (3.A.2)$$

for a fluid temperature in the range of 273.15 K and 413.15 K, and

$$\mu_f = 0.0040 - 2.1075 \times 10^{-5} T + 3.8577 \times 10^{-8} T^2 - 2.3973 \times 10^{-11} T^3 \quad (3.A.3)$$

for a fluid temperature in the range of 413.15 K and 553.75 K.

The variation of isobaric heat capacity is expressed with temperature as:

$$c_{pf} = 12010.1471 - 80.4073 T + 0.3098 T^2 - 5.3818 \times 10^{-4} T^3 + 3.6254 \times 10^{-7} T^4 \quad (3.A.4)$$

for a fluid temperature in the range of 273.15 K and 553.75 K.

The variation of fluid thermal conductivity with temperature is given as:

$$k_f = -0.8691 + 0.0089T - 1.5837 \times 10^{-5} T^2 + 7.9754 \times 10^{-9} T^3 \quad (3.A.5)$$

for a fluid temperature in the range of 273.15 K and 553.75 K.

CHAPITRE 4

SUSTAINABLE ELECTRICITY GENERATION FROM AN ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEM CONSIDERING RESERVOIR HETEROGENEITY AND WATER LOSSES WITH A DISCRETE FRACTURES MODEL

Joël M. Zinsalo¹, Louis Lamarche¹, Jasmin Raymond²

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

² Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, 490 rue de
la Couronne, Québec (Qc), G1K 9A9, Canada

Published in Applied Thermal Engineering, October 2020

4.1 Abstract

Electricity production from Enhanced Geothermal System (EGS) is faced with premature thermal breakthrough due to the preferential flow path of the geofluid which is the consequence of the reservoir heterogeneity. Heat extraction investigation has been performed with assumptions of no water losses, isotropic and homogeneous reservoir. However, EGS reservoir is heterogeneous due to the preexistence of natural fractures and different formations. Water injection under high pressure causes water losses from reservoir boundaries to surrounding formations. Considering reservoir heterogeneity, permeability anisotropy, and water losses is required for reliable assessment of heat extraction. These important aspects were considered in this study and the effects of reservoir heterogeneity, water losses, wells spacing, wells orientation, regional flow direction, injection temperature on system performance with a discrete fractures model were analyzed. Neglecting water losses and assuming homogeneous reservoir overestimate the system performance. The maximum electric power is obtained for vertical wells with 540 m of wells spacing, the thermal breakthrough time is 25.6 years, and the average electric power is 9.7 MWe. Water losses from 0% to 10% lead to a decrease in energy efficiency from 2.4-2.2 to 2.3-2.1. The regional flow direction from the production well to the injection well improves the system performance.

Keywords: Enhanced Geothermal System (EGS); reservoir heterogeneity; sustainable energy; water loss; sensitivity study; discrete fracture model

4.2 Nomenclature

c_p	heat capacity, $\text{J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$
d_{well}	wellbore diameter, m
d_{fr}	fracture aperture, m
$dist$	well spacing, m
\vec{g}	gravity, 9.8 m. s^{-2}
H	depth, m
k	thermal conductivity, $\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$
K_{xx}, K_{yy}, K_{zz}	reservoir permeability tensor components, m^2
K_{fr}	fracture permeability, m^2
l	location, m
L	Length, m
P	fluid pressure, Pa
Q_v	volume flow rate, $\text{m}^3. \text{s}^{-1}$
S_m	mass transport between porous rock and fractures, $\text{kg. m}^{-3}. \text{s}^{-1}$
t	time, s
T	temperature, $^{\circ}\text{C}$
\vec{V}	flow velocity vector, m.s^{-1}
u, v, w	water velocity components in x, y, z directions, m.s^{-1}
x, y, z	cartesian coordinates, m
W_{th}	thermal power, MW
W_{el}	effective electric power, MW
W_{Pump}	total pumps power consumption, MW

Z_R reservoir flow impedance, MPa/(kg/s)

Greek symbols

ε porosity
 δ percentage of water losses
 θ well inclination angle, rad
 μ fluid dynamic viscosity, Pa.s
 η_{el} energy efficiency based on the electric power
 η_{Pump} pump energy efficiency
 ρ density, kg.m⁻³
 ψ heat transfer between the porous rock and fractures, W.m⁻²
 τ geothermal gradient, °C/m
 ΔH hydraulic gradient, m/m
 Ω volume, m³
 γ relative difference comparing the average effective electric power
 χ heat extraction ratio

Subscripts

av Average
br thermal breakthrough
eff effective
end end of the operation time
f fluid
fr fracture
gr ground
het heterogeneous
hom homogeneous
init initial
inj injection

<i>Max</i>	maximum
<i>Pro</i>	production
<i>R</i>	rock matrix

4.3 Introduction

Sustainable electricity production to meet energy demands of the population with minimal environmental impact has been the focus of scientific research for decades. In the energy transition context, deep geothermal energy is an environmentally friendly source of renewable energy. While tidal, solar, and wind energies depend on weather conditions, deep geothermal energy provides stable electricity production with Enhanced Geothermal System (EGS) (Huang et al., 2020; Kharseh, Al-Khawaja et Hassani, 2019; Liao et al., 2020b; Ma et al., 2019b). In a recent review, Lu (Lu, 2018) predicted exploitable geothermal potential more than 70 GWe of EGS in 2050 on 18 significant EGS sites in Australia, Japan, European Union, South Korea and the USA. For further details on EGS development, see Kumari et Ranjith (2019).

Developing a sustainable EGS requires field tests and numerical simulations to predict the heat extraction rate and analyze the main factors influencing the system performance (Tomasini-Montenegro et al., 2017). Zeng et al. (2017) established a numerical model of a fractured geothermal reservoir with equivalent porous media method. They found that electricity generation depends on injection fluid temperature and water production rate. The energy efficiency is affected by different parameters, including injection temperature, reservoir permeability and water production rate. Zhang et al. (2019a) numerically studied the heat potential of EGS reservoir over 40 years at Qiabuqia geothermal area. Neglecting water losses from the reservoir, they found that the electrical power and the produced fluid temperature were sensitive to the lateral well spacing, the injected fluid temperature, and the injection mass flow rate. Effects of rock porosity, fracture permeability and thermal conductivity were also analyzed. Chen et Jiang (2015) investigated thermal and hydraulic processes on heat extraction from homogeneous EGS reservoir, with a multi-well layout.

They found that the recovery heat is sensitive to the geothermal gradient, to the fluid flow rate, to the reservoir permeability and to the injection fluid temperature. Chandrasiri Ekneligoda et Min (2014) conducted a numerical study to determine the optimum parameters for the outlet fluid temperature of a doublet system in EGS reservoir. They combined outlet fluid temperature and operation time to obtain the minimum half spacing and fracture length. Jiang et al. (2016) proposed two well pattern systems to simulate heat extraction from EGS. They showed that the production wellhead pressure and temperature of their systems are higher than those of a fractured reservoir of 10.9 MPa and 38.9 °C respectively. Zeng et al. (2018) established a numerical model of a fractured geothermal reservoir with the multiple interacting continua (MINC) method. They evaluated electricity generation potential and found that the fracture spacing, fracture permeability, mass flow rate of produced water, and injection fluid temperature were the main factors influencing the production performance. Zhang, Xie et Liu (2019) evaluated numerically heat extraction from EGS by proposing tree-shaped wells to improve the heat extraction efficiency. They found that the rock matrix permeability and the injection temperature affected the well's performance. Zhou et al. (2019) conducted an analysis of factors influencing the production performance of EGS with numerical simulations and artificial neural network. They showed that the injection fluid temperature, the distance between the production well and the injection well, the injection rate and the fracture permeability affected the production temperature and the heat production power. Asai et al. (2019) proposed a simplified EGS model to study the effect of the grid on the produced fluid temperature.

Such investigations were performed neglecting the water losses in the reservoir (Guo et al., 2020; Shi et al., 2019c; Yao et al., 2018). Electricity generation from EGS is a complex concept facing a major challenge which is the premature thermal breakthrough time occurred at the production well. The thermal breakthrough could shorten the lifespan of the reservoir. Since reservoir boundaries are usually open, the injection of water in EGS reservoir under high pressure causes water losses. In fact, not all the quantity of water injected into the reservoir is recovered at the production well, resulting in inevitable water losses. Most part of the water is lost through the reservoir boundaries to the surrounding geological formation and

one part by diffusion in small cracks internal to the reservoir. Although there is possibility of supplementing water at the injection well, the water lost at the production well has an indisputable influence on the electrical power produced. An analysis of water losses is essential for reliable evaluation of the energy potential because the water losses increase with the increase in the injection pressure. In addition, the water injected into the reservoir passes through preferential flow paths which are the consequences of the reservoir heterogeneity.

Tester et al. (2006) reported that water losses can be minimized when the fractured volume does not continue to grow. Cheng et al. (2016b) studied the main parameters affecting the heat extraction from EGS considering water losses using equivalent porous media method. They found that lower production pressure enhances the heat extraction and reduces water loss rate, and production flow rate governs the thermal breakthrough time. To circulate the injected fluid to the recovery well requires sufficient pressure during the whole heat extraction process. Although the volume reservoir and the heat extraction surface are important for improving the performance of the system, water losses are crucial and require special attention (Huang et al., 2016; Shaik et al., 2011; Zhang, Xu et Jiang, 2016).

Most previous studies ignore the influence of water losses, the reservoir heterogeneity and permeability anisotropy in extracted heat analysis from EGS. However, an EGS reservoir is heterogeneous due to different geological formations and the pre-existence of natural fractures. Deep reservoir heterogeneity has a great effect on the flow in the reservoir, production temperature and heat extraction (Babaei et Nick, 2019). Huang, Cao et Jiang (2017) studied the heat performance of EGS considering reservoir heterogeneity with the equivalent porous media method, neglecting water losses. They showed that heat extraction performance is strongly affected by the reservoir heterogeneity. Significant progress has been made in previous investigations. However, several fractured reservoirs were modeled with the equivalent porous media method and the reservoir was considered as homogeneous, impermeable and isotropic. In our previous study (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b), injection and recovery strategies were analyzed by modeling a transient three-dimensional, heterogeneous, anisotropic permeability EGS reservoir containing three man-made parallel

inclined fractures, and the effects of the fracture aperture, the hydraulic fractures spacing, and the fracture thermal conductivity were performed. Analyzing the impact of heterogeneity is important to properly quantify the heat extraction rate from EGS. The study of the wells spacing effects is essential because an adequate arrangement of injection and production wells could improve the premature thermal breakthrough time and reduce water losses. Wells too close to reservoir boundaries could increase water losses. It is therefore necessary to determine the minimum and maximum distance between the injection well and the recovery well. Moreover, the drilling of vertical wells could be impossible depending on the type of geological formation, hence the use of inclined wells become useful. The influence of well inclination angle is therefore important. In addition, the direction of the regional flow could condition the arrangement of the injection well and the production well to optimize the system performance. In the majority of previous studies carried out on reservoir heterogeneity effects, a mathematical formula expressing the permeability as a function of the porosity was often used. In this paper, a methodological approach based on the weighted-average permeability, the weighted-average porosity, the weighted-average thermal conductivity, and the weighted-average heat capacity of the reservoir, is adopted to quantify the effect of the reservoir heterogeneity on the system performance. For this purpose, a combination of layers was formed and the weighted-average of the properties of the combined layers was calculated considering 3 cases in which the reservoir is heterogeneous and one case for homogeneous reservoir. Quantitative analysis of water losses and reservoir heterogeneity effects was carried out with a discrete fracture model. Finally, by combining water losses, reservoir heterogeneity and anisotropy permeability effects, we investigate the influence of well inclination, wells spacing in order to provide maximum and minimum well spacing for profitable EGS exploitation. The impact of regional flow direction, and water injection temperature on EGS performance over 40 years of operation was also analyzed. This work could be useful to EGS industry for realistic estimate of the heat extraction rate.

4.4 Methodology

The conceptual EGS model of this investigation includes the injection well, the production well, a fractured heterogeneous reservoir, and three inclined fractures with an irregular shape as shown (Figure 4.1).

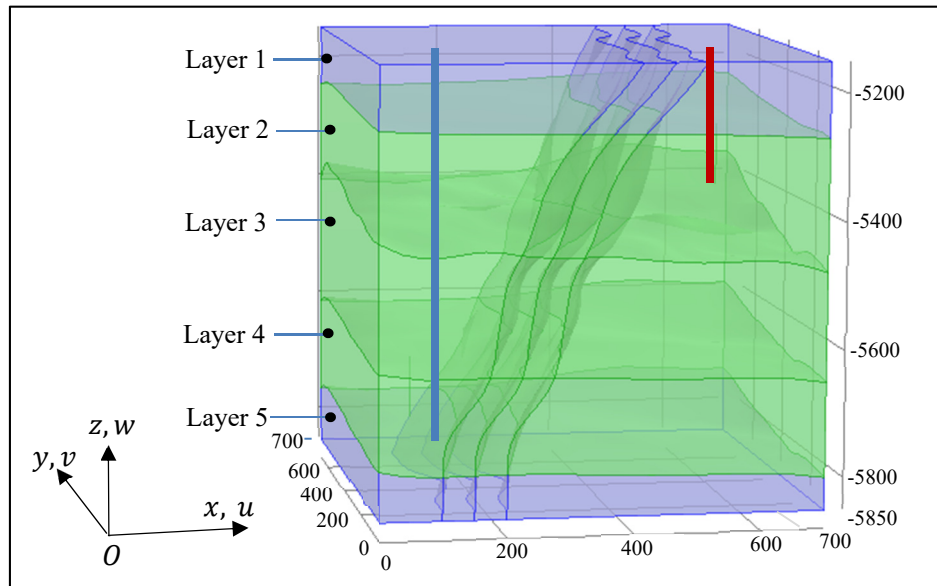


Figure 4.1 Conceptual model of the Enhanced Geothermal System and coordinate system

The EGS reservoir consists of five geological granite layers. Located at 5850 m underground, the reservoir is 700 m \times 700 m \times 700 m. A natural groundwater flow was induced from the injection well to the production well by applying a regional flow parallel to $x - y$ plane in the reservoir.

All geometrical parameters values are indicated in table 4.1.

Table 4.1 Geometrical and other parameters of the numerical EGS model (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b)

Parameters	Value
Geothermal gradient, τ	0.03 °C/m
Open-hole length of both injection and production wells, $L_{inj} = L_{pro}$	100 m
Wells spacing, $dist$	500 m
Wells diameter, d_{well}	0.25 m
Location of injection well bottom, H_{inj}	5750 m
Location of production well bottom, H_{pro}	5350 m
Injection temperature, T_{inj}	60 °C
Hydraulic gradient, ΔH	0.001 m/m
Ground surface temperature, T_g	8 °C
Fractures spacing, $dist_{fr}$	50 m
Fracture aperture, d_{fr}	1×10^{-4} m

4.4.1 Mathematical formulation

In order to properly formulate the mathematical model, major assumptions are made as follows:

- i) The geothermal reservoir is fully saturated with single phase fluid which is water under high pressure in the reservoir. The heat transmission fluid in the reservoir is in liquid state during the whole extraction process due to the high pressure prevailing within the EGS reservoir (Ma et al., 2020a).
- ii) The fluid flow obeys Darcy's law.

- iii) No chemical reaction between rock matrix and fluid occurs, there is no heat generation and the influence of thermal radiation is ignored.
- iv) The geofluid in the reservoir is assumed Newtonian.
- v) The local thermal equilibrium assumption is used.
- vi) All the reservoir layers do not have the same properties in all directions with low porosity and permeability. The permeability is anisotropic in all layers.
- vii) The thermo-physical properties of rocks layers are constant and the thermo-physical properties of fluid flowing in the reservoir are temperature dependent.

Hydraulic and thermal properties of the granite layers and the fractures are assumed constant during the whole process (Table 4.2).

Table 4.2 Thermophysical properties of rock layers and each fracture (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b)

Layers/ Fracture	k (W/m.K)	ρ (kg/m ³)	c_p (J/kg.K)	ε -	K (m ²)		
					K_{xx}	K_{yy}	K_{zz}
Layer 1	3.0	2450	1000	0.001	1.0×10^{-18}	1.01×10^{-18}	1.1×10^{-18}
Layer 2	3.2	2500	950	0.01	7.0×10^{-15}	5.8×10^{-15}	6.0×10^{-15}
Layer 3	3.4	2580	930	0.02	6.8×10^{-15}	8.0×10^{-15}	3.11×10^{-14}
Layer 4	3.5	2600	920	0.05	3.1×10^{-14}	4.0×10^{-14}	6.0×10^{-14}
Layer 5	3.5	2650	900	0.002	1.2×10^{-18}	1.4×10^{-18}	1.1×10^{-18}
Fracture	3.2	1200	900	0.6	Calculated with cubic law		

The flowchart of this investigation is illustrated in Figure 4.2 and Figure 4.3 displayed the calculation procedure considering each reservoir case.

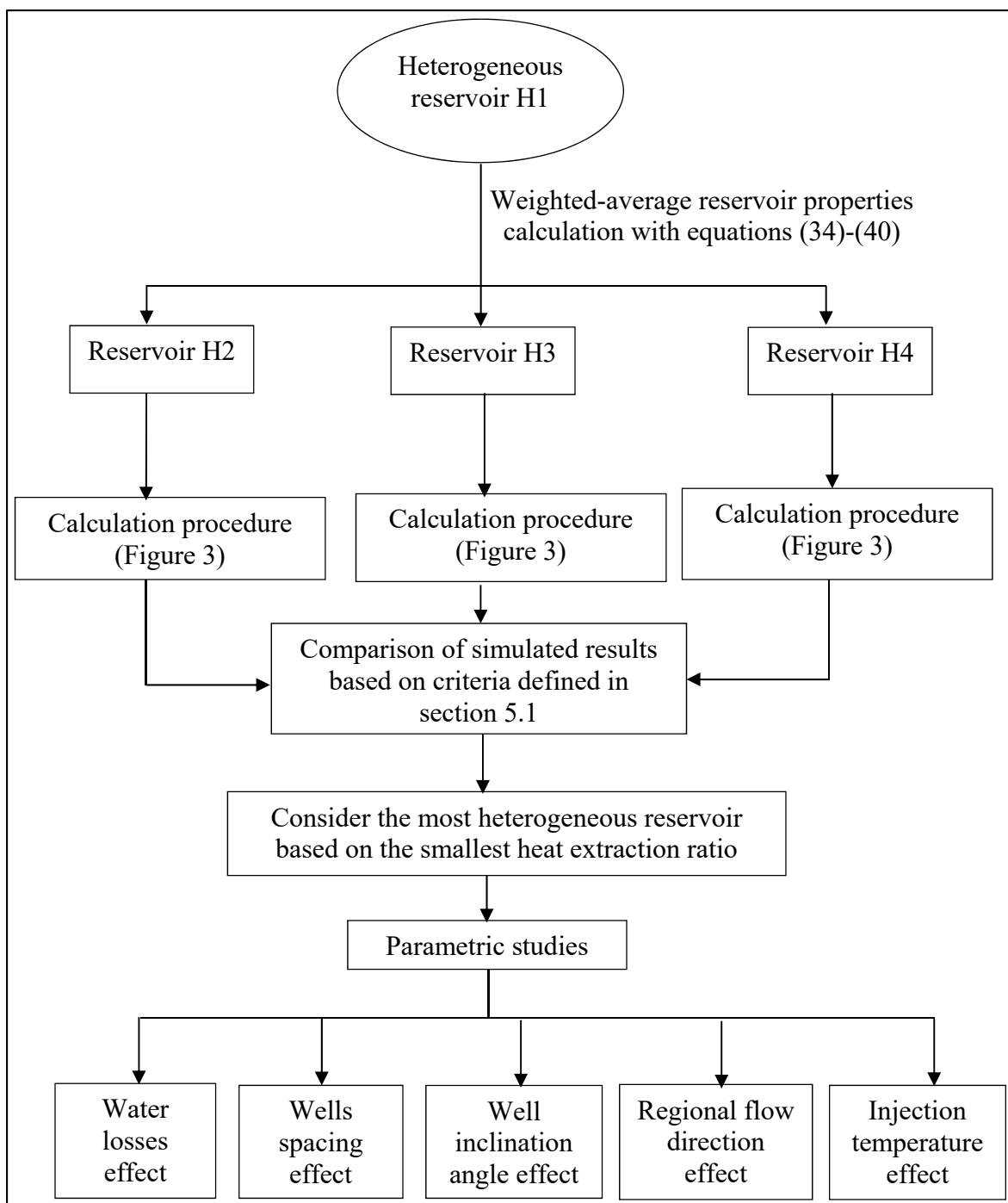


Figure 4.2 Flowchart of this study

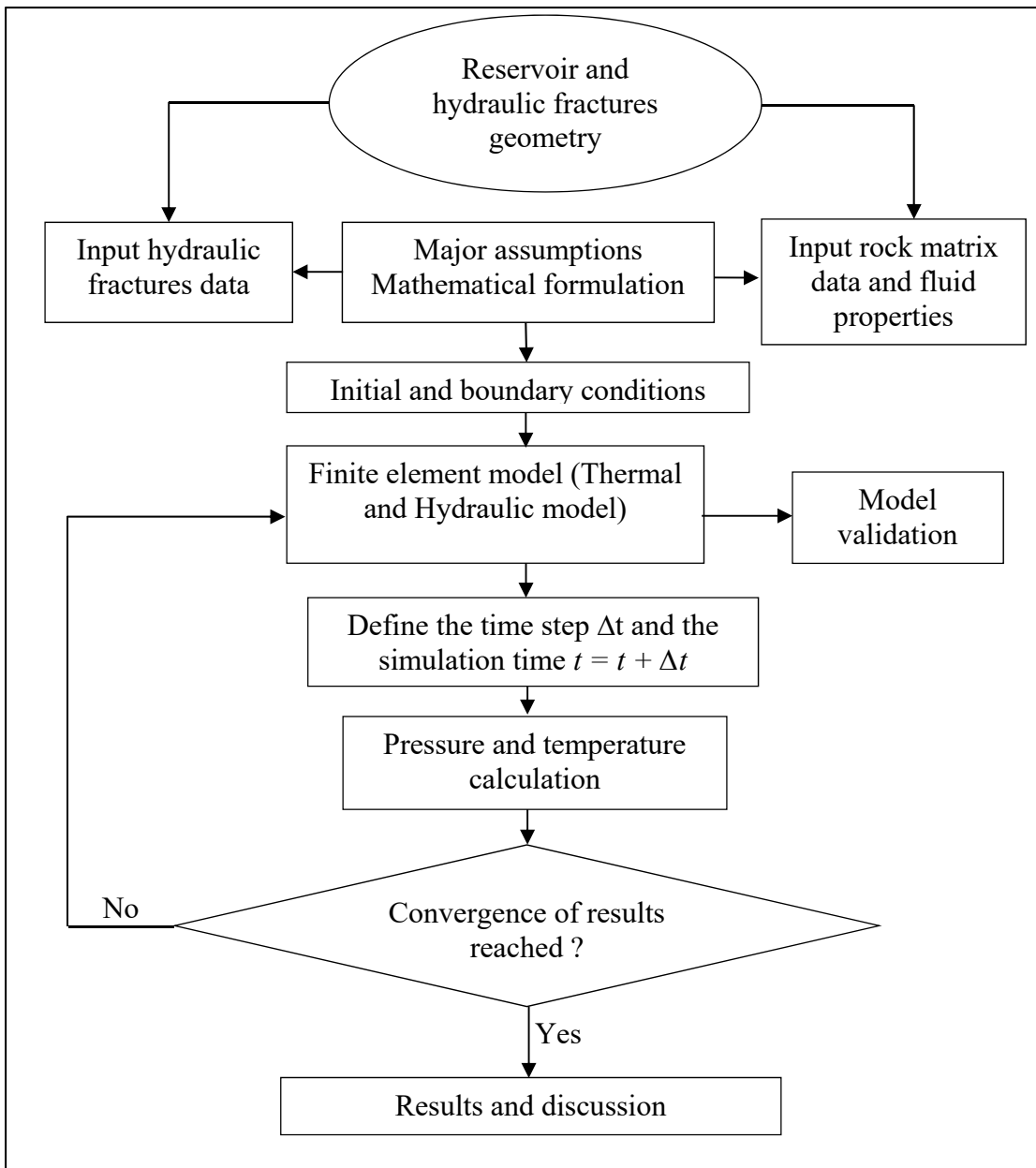


Figure 4.3 Calculation procedure

Based on the above major assumptions, the governing equations are formulated as follow:

Mass Conservation in the porous matrix

The fluid flow through the molecular interstices within the porous matrix is described by mass balance as follows (Gong et al., 2020; Song et al., 2018):

$$\frac{\partial(\varepsilon\rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \vec{V}) = -S_m \quad (4.1)$$

Momentum conservation equation in the porous matrix

The fluid flow through the reservoir is described by 3-D Darcy's law written as (Salimzadeh et al., 2018):

$$\vec{V} = -\frac{\overline{\overline{K}}_{res}}{\mu_f} (\nabla P + \rho_f \vec{g}) \quad (4.2)$$

The effective permeability tensor $\overline{\overline{K}}_{res}$ for laminar and three-dimensional flow in the reservoir, K_{xx} , K_{yy} and K_{zz} denote the reservoir permeability components along the principal axes:

$$\overline{\overline{K}}_{res} = \begin{pmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} \end{pmatrix} \quad (4.3)$$

Energy conservation equation in the porous media

The heat transfer in the porous media is governed by (Salimzadeh et al., 2018; Song et al., 2018):

$$\frac{\partial}{\partial t} [(\rho c_p)_{eff} T] + (\rho c_p)_f \vec{V} \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T) - \psi \quad (4.4)$$

where ψ is the advective-diffusive heat exchanged between the porous media and the fractures, expressed as:

$$\psi = \vec{n} \cdot \left[-\nabla (k_{eff} T) + (\rho C_p)_f T \vec{V} \right] \quad (4.5)$$

and,

$$k_{eff} = (1 - \varepsilon) k_r + \varepsilon k_f \quad (4.6)$$

$$(\rho c_p)_{eff} = (1 - \varepsilon) (\rho c_p)_r + \varepsilon (\rho c_p)_f \quad (4.7)$$

Governing equations through the fractures within the porous matrix

The following equations are used to model the fluid flow and heat transport in the fractures in two dimensions within the porous matrix (Gong et al., 2020; Salimzadeh et al., 2018; Song et al., 2018; Yao et al., 2018):

$$\frac{\partial (d_{fr} \varepsilon_{fr} \rho_f)}{\partial t} + \nabla_{fr} \cdot (d_{fr} \rho_f \vec{V}_{fr}) = S_{fr} \quad (4.8)$$

of which the term S_{fr} is the fluid exchanged on the fracture surface between porous rock and fractures (Sun et al., 2017):

$$S_{fr} = -\rho_f \frac{K_{fr}}{\mu_f} \frac{\partial P}{\partial n} \quad (4.9)$$

$$\vec{V}_{fr} = -\frac{K_{fr}}{\mu_f} (\nabla_{fr} P_{fr} + \rho_f \vec{g}) \quad (4.10)$$

where K_{fr} is the rough fracture equivalent permeability calculated with cubic law (Han et al., 2019; Zambrano et al., 2019):

$$K_{fr} = \frac{d_{fr}^2}{12f} \quad (4.11)$$

in which f is the fracture roughness factor equal to 1.6.

The energy equation through the fractures is given by (Cheng et al., 2016b; Shi et al., 2019a; Song et al., 2018):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[d_{fr} (\rho c_p)_{eff,fr} T \right] + d_{fr} (\rho c_p)_f \bar{V}_{fr} \cdot \nabla_t T = \nabla_t \cdot (d_{fr} k_{eff,fr} \nabla T) + \psi \quad (4.12)$$

where,

$$k_{eff,fr} = (1 - \varepsilon_{fr}) k_{fr} + \varepsilon_{fr} k_f \quad (4.13)$$

$$(\rho c_p)_{eff,fr} = (1 - \varepsilon_{fr}) (\rho c_p)_{fr} + \varepsilon_{fr} (\rho c_p)_f \quad (4.14)$$

The water loss δ during the whole energy extraction for a doublet system is calculated as a percentage (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b):

$$\delta = \left(1 - \frac{\dot{m}_{pro}}{\dot{m}_{inj}} \right) \times 100 \quad (4.15)$$

where \dot{m}_{inj} and \dot{m}_{pro} are the injection flow rate and production flow rate, respectively.

The heat production power is computed as follows (Asai et al., 2018; Samin et al., 2019; Song et al., 2018; Willems et al., 2017; Xia et al., 2017; Zhang et al., 2014):

$$W_{th} = \frac{1}{L_{pro}} \int_0^{L_{pro}} \rho_{f,pro} Q_{v,pro} c_{pf,pro} T(l,t) dl - \frac{1}{L_{inj}} \int_0^{L_{inj}} \rho_{f,inj} Q_{v,inj} c_{pf,inj} T_{inj} dl \quad (4.16)$$

where $Q_{v,pro}$ is the production volume flow rate, $Q_{v,inj}$ is the injection volume flow rate and $T(l,t)$ is the temperature of the production well at location $l(x,y,z)$ and at time t .

The effective electric power is calculated assuming that the maximum useful work is converted to electric power. Sanyal and Butler (Sanyal et Butler, 2005b) proposed the effective electric power formula based on the second law of thermodynamics:

$$W_{el} = 0.45 \left(1 - \frac{T_0}{T_{pro}} \right) W_{th} \quad (4.17)$$

where 0.45 denoted the utilization efficiency factor of conversion from useful work to electric energy (Yao et al., 2018), (Sanyal et Butler, 2005b), (Zeng et al., 2013), (Zeng, Su et Wu, 2013), T_{pro} was the absolute production temperature, and T_0 denoted the absolute heat rejection temperature assumed equal to 288.75 K (Sanyal et Butler, 2005b).

Neglecting the energy losses through the injection and the production ducts, the energy consumption of the injection and production pumps is calculated respectively as follows (Zeng, Su et Wu, 2013; Zhang et al., 2014):

$$W_{Pump1} = \frac{Q_{v,inj} (P_{inj} - \rho_f g H_{inj})}{\eta_P} \quad (4.18)$$

$$W_{Pump2} = \frac{Q_{v,pro} (\rho_f g H_{pro} - P_{pro})}{\eta_P} \quad (4.19)$$

and the total power consumption of pumps is deduced:

$$W_{Pump} = W_{Pump1} + W_{Pump2} \quad (4.20)$$

where $\eta_{Pump1} = \eta_{Pump2} = 80\%$ is the pump efficiency (Cheng et al., 2016a), H_{inj} the injection well depth, and H_{pro} denoted the production well depth.

The energy efficiency η_{el} based on the electrical power, which is the ratio of the electrical power to the total power consumption of injection and production pumps, is calculated as follows (Zeng, Su et Wu, 2013; Zeng et al., 2013; Zeng et al., 2016a; Zeng et al., 2016c):

$$\eta_{el} = \frac{0.45 \left(1 - \frac{T_0}{T_{pro}} \right) W_{th}}{W_{Pump}} \quad (4.21)$$

4.4.2 Boundary and initial conditions

The above governing equations are solved under initial and boundary conditions as follows. The initial reservoir temperature $T_{init}(z)$ increases linearly with the reservoir depth z and is expressed as:

$$T_{init}(z) = T_{gr} - \tau \times (-z) \quad (4.22)$$

where the depth z is in kilometers and $\tau = 30$ °C/km is the geothermal gradient.

The initial reservoir pressure is hydrostatic and varies with the reservoir depth and the fluid density.

Injection well: injection temperature and mass flow rate were imposed.

$$t > 0, \quad T(t) = T_{inj}, \quad \dot{m}_{inj}(t) = \dot{m}_{inj} \quad (4.23)$$

Production well: outflow boundary condition considering water losses

$$t > 0, \quad -\vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0, \quad \dot{m}_{pro} = (1 - \delta) \dot{m}_{inj} \quad (4.24)$$

Top boundary of first layer and bottom boundary of fifth layer:

$$t > 0, \quad -\vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0, \quad -\vec{n} \cdot (\rho_f \vec{V}) = 0 \quad (4.25)$$

All the vertical reservoir boundaries: open boundary condition was applied to model heat flux across vertical boundaries of the reservoir:

$$t > 0, \quad \begin{cases} T = T_g - \tau \times (-z) & \text{if } \vec{n} \cdot \vec{V} < 0 \\ \vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0 & \text{if } \vec{n} \cdot \vec{V} \geq 0 \end{cases}, \quad P = \rho_f g (-\Delta H \times x - z) \quad (4.26)$$

where \vec{n} is the vector normal to the boundary concerned.

4.5 Validation of thermo-hydraulic numerical model

The reliability of the thermo-hydraulic numerical model established has been tested in our previous paper (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b).

4.6 Numerical implementation

The proposed model couples thermal and hydraulic processes in the reservoir for a doublet enhanced geothermal system with finite element method in Comsol Multiphysics® 5.4. The fluid is injected into the fourth layer of the reservoir and the fluid recovery is done in the second basal layer of the reservoir (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b).

Both injection and production wells are meshed with 1D-elements, the fractures 2D-elements and the reservoir layers with tetrahedron elements. The effect of the mesh on the numerical

results is verified with 3 different meshes computing the production fluid temperature over 40 years with time step set at 0.1 year (Figure 4.4).

Each mesh comprises N1 tetrahedral elements, N2 triangular elements, N3 linear unidimensional elements.

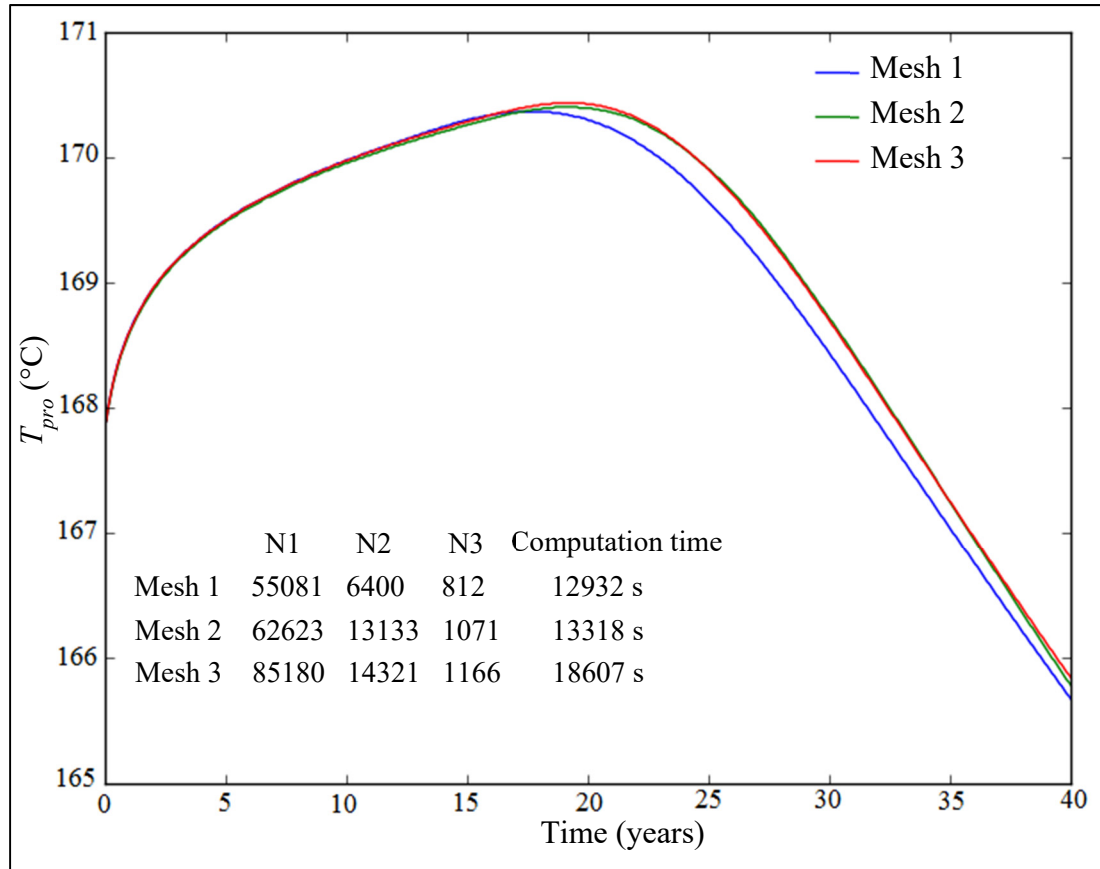


Figure 4.4 Effect of meshes on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $dist = 500$ m, and $\Delta H = 1$ mm/m

The numerical results of mesh 2 and mesh 3 show the convergence and the computation time of mesh 2 is shorter. Thus the mesh 2 is adopted and the layers are meshed with normal tetrahedral element size, the fractures with triangular extra fine element size, and the injection and production wells with unidimensional extra fine element size (Figure 4.5).

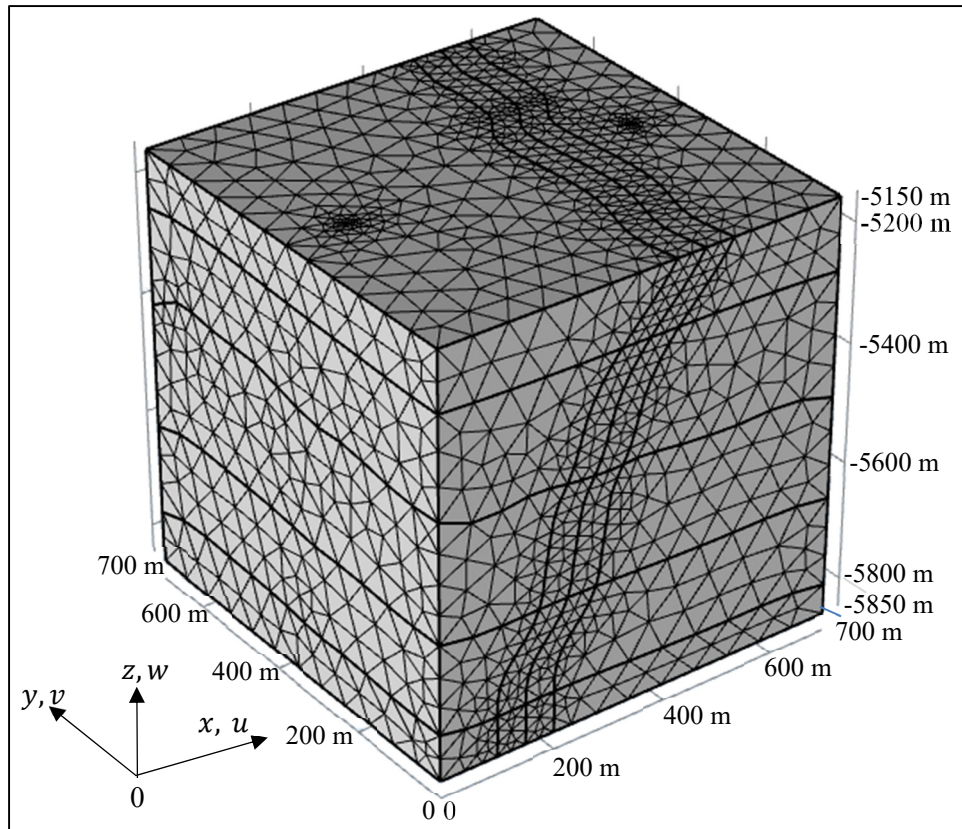


Figure 4.5 Mesh of the EGS model

4.7 Results and discussion

A parametric study was performed over a 40-year period in order to analyze the influence of the reservoir heterogeneity, water losses, well spacing, and well inclination on the produced fluid temperature and on the effective electric power.

4.7.1 Effects of reservoir heterogeneity

In this section, the reservoir heterogeneity effects on the production temperature and the effective electric power are investigated during the whole extraction process. For this purpose, seven criteria are defined:

- The production temperature T_{pro} computed as follows:

$$T_{pro} = \frac{\int_0^{L_{pro}} T(l,t) dl}{L_{pro}} \quad (4.27)$$

in which L_{pro} is the production length, and $T(l,t)$ is the temperature of the production well at location $l(x,y,z)$ and at time t .

- The production temperature drop $\zeta(t)$ is calculated as follows (Han et al., 2020; Huang, Cao et Jiang, 2017):

$$\zeta(t) = \frac{T_{pro,max} - T_{pro}(t)}{T_{pro,max} - T_{inj}} \quad (4.28)$$

in which $T_{pro,max}$ denotes the maximum temperature at the production well.

For profitable production, the acceptable production temperature drop is between 5% and 15% (Han et al., 2020; Huang, Cao et Jiang, 2017).

- γ is the relative difference comparing the average electrical power in the homogeneous case to that in the different heterogeneous cases calculated as follows:

$$\gamma = 100 \times \frac{W_{el,av_{hom}} - W_{el,av_{het}}}{W_{el,av_{hom}}} \quad (4.29)$$

where $W_{el,av_{hom}}$ and $W_{el,av_{het}}$ are the average effective electric power in the homogeneous case and in the heterogeneous case respectively.

- The production pressure P_{pro} calculated as:

$$P_{pro} = \frac{\int_0^{L_{pro}} P(l,t) dl}{L_{pro}} \quad (4.30)$$

where L_{pro} is the production well length, $P(l,t)$ is the pressure of injection well or production well at location $l(x,y,z)$ and at time t .

- The pressure drop created by circulating a unit mass flow of water through the reservoir called flow impedance of the reservoir is computed as follow (Zeng, Su et Wu, 2013):

$$Z_R = \frac{P_{inj} - P_{pro}}{\dot{m}_{pro}} \quad (4.31)$$

where \dot{m}_{pro} the production mass flow rate, P_{pro} is the average production pressure, and P_{inj} is the average injection pressure calculated as:

$$P_{inj} = \frac{\int_0^{L_{inj}} P(l,t) dl}{L_{inj}} \quad (4.32)$$

- The effective electric power W_{el} (éq. (4.17))
- and the heat extraction ratio χ calculated as follows (Song et al., 2018):

$$\chi = \frac{\iiint_{\Omega} \rho_r c_{p,r} (T_{res,init} - T_{res}(t)) d\Omega}{\iiint_{\Omega} \rho_r c_{p,r} (T_{res,init} - T_{inj}) d\Omega} \quad (4.33)$$

where the numerator expressed the thermal energy extracted from the reservoir, the denominator denoted the stored thermal energy, T_{init} the initial reservoir temperature, $T(t)$ was the temperature of the EGS reservoir at time t , and Ω was the reservoir volume.

Fanchi (2010b) reported that the rock matrix properties vary spatially from one scale to another and their values are functions of averaging volume. Fitch et al. (2015) defined heterogeneity as the variability on a specified scale of a petrophysical property or a combination of petrophysical properties in space and/or in time. Among these petrophysical properties are the permeability, the porosity, the fluid saturation which depend on the distribution of physical and chemical properties of the rock and the working fluid but also on the mineralogy, the sedimentary tissue or the pore size (Fitch et al., 2015). It appears that the reservoir heterogeneity is the variation above a certain level of the reservoir petrophysical properties or a combination of them. There are several methods for quantifying the effects of the reservoir heterogeneity.

Our approach in this investigation is to form a combination of reservoir layers and calculate their petrophysical properties using a weighted average. Thus, four different cases H1, H2, H3 and H4 were investigated as shown in figure 4.6:

- Case H1: In the first heterogeneous case, layers 1, 2, 3, 4, and 5 were not combined (Figure 4.6.a).
- Case H2: In the second heterogeneous case, layers 3 and 4 are both combined, and the permeability is averaged considering layers 3 and 4 as parallel layers (Figure 4.6.b).
- Case H3: In the third heterogeneous case, the layers 2, 3 and 4 are combined (Figure 4.6.c).
- Case H5: The fourth case is the case corresponding to a homogeneous reservoir, in which layers 1, 2, 3, 4 and 5 are both combined (Figure 4.6.d).

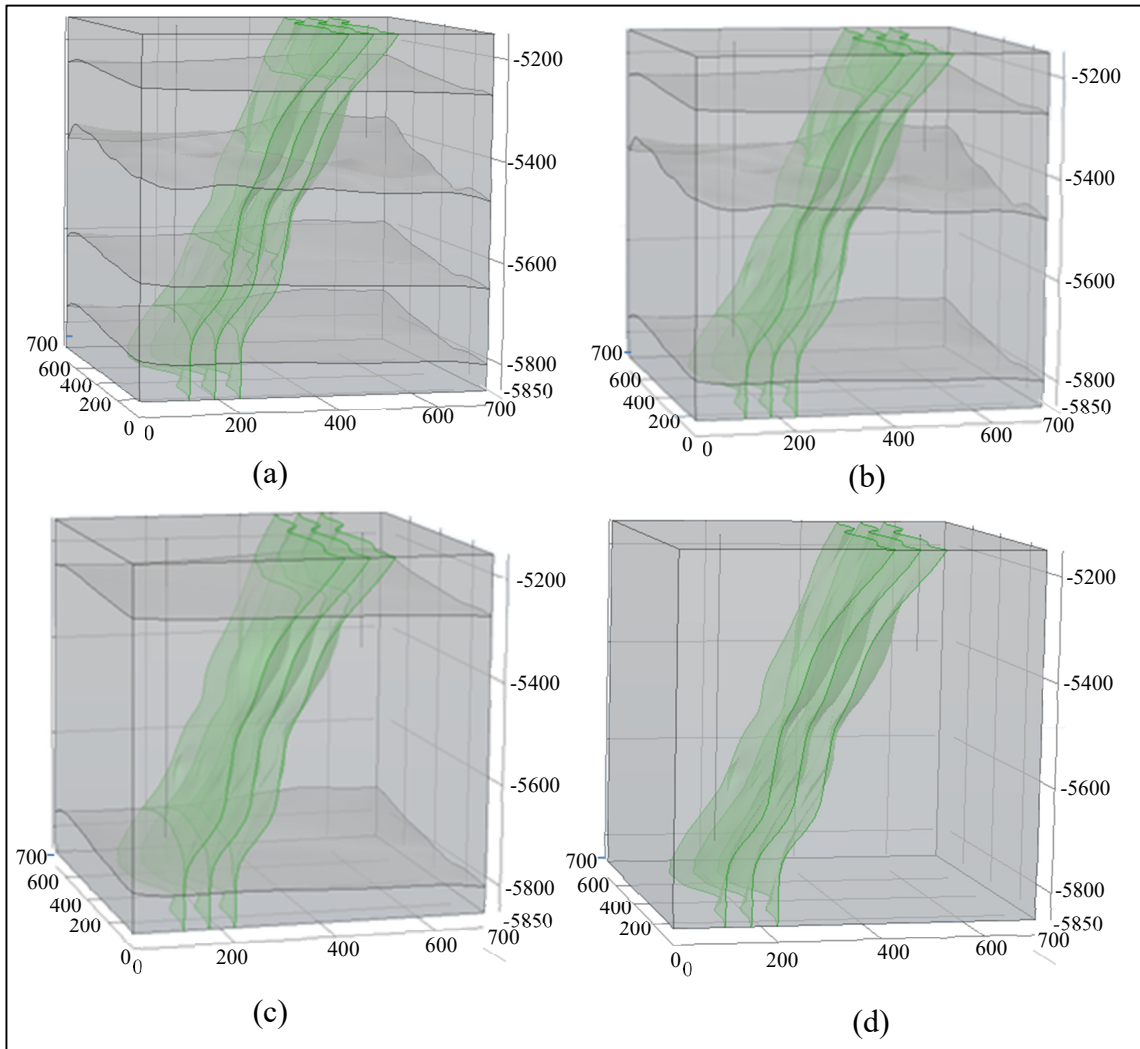


Figure 4.6 Four cases studied showing the reservoir heterogeneity a) Case H1, b) Case H2, c) Case H3, d) Case H4

Weighted-average permeability of parallel combined layers was calculated as follows (Ahmed, 2010; Fanchi, 2010a; Ganat, 2020a; Porges, 2006; Tiab et Donaldson, 2016):

$$K_{av} = \frac{\sum_{i=1}^n K_i \cdot \Omega_i}{\Omega_t} \quad (4.34)$$

where Ω_i is the volume of each layer, Ω_t is the total volume of combined parallel layers, and K_i is the permeability calculated as follows (Cheng et al., 2016b):

$$K_i = \sqrt{K_{xx}^2 + K_{yy}^2 + K_{zz}^2} \quad (4.35)$$

All other combined layers parameters were calculated with weighted-average (Ganat, 2020b):

$$\varepsilon_{av} = \frac{\sum_{i=1}^n \varepsilon_i \cdot \Omega_i}{\Omega_t} \quad (4.36)$$

$$k_{av} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i \cdot \Omega_i}{\Omega_t} \quad (4.37)$$

$$\rho_{av} = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i \cdot \Omega_i}{\Omega_t} \quad (4.38)$$

$$c_{p,av} = \frac{\sum_{i=1}^n c_{p,i} \cdot \Omega_i}{\Omega_t} \quad (4.39)$$

The volume of each layer is calculated as follows:

$$\Omega_i = \iiint_{\Omega_i} dx dy dz \quad (4.40)$$

and the results are displayed in Table 4.3 (Case 1).

All weighted-average properties of layers and combined layers are displayed in table 4.3.

Table 4.3 Thermophysical properties of model units for four simulations to investigate reservoir heterogeneity effect

Case H1		k (W/m.K)	ρ (kg/m ³)	c_p (J/kg.K)	ε -	K (m ²)	Ω_i (m ³)
Top layer	Layer 1	3.0	2450	1000	0.001	1.79×10^{-18}	4.87×10^7
Middle layers	Layer 2	3.2	2500	950	0.01	1.09×10^{-14}	8.26×10^7
	Layer 3	3.4	2580	930	0.02	3.33×10^{-14}	9.85×10^7
	Layer 4	3.5	2600	920	0.05	7.85×10^{-14}	7.35×10^7
Bottom layer	Layer 5	3.5	2650	900	0.002	2.15×10^{-18}	3.97×10^7
Fracture		3.2	1200	900	0.6	Calculated with cubic law	-
Case H2		k (W/m.K)	ρ (kg/m ³)	c_p (J/kg.K)	ε -	K (m ²)	
Top layer	Layer 1	3.0	2450	1000	0.001	1.79×10^{-18}	
Middle layers	Layer 2	3.2	2500	950	0.01	1.09×10^{-14}	
	Layer 3+4	3.44	2589	926	0.033	5.24×10^{-14}	
Bottom layer	Layer 5	3.5	2650	900	0.002	2.15×10^{-18}	
Fracture		3.2	1200	900	0.6	Calculated with cubic law	
Case H3		k (W/m.K)	ρ (kg/m ³)	c_p (J/kg.K)	ε -	K (m ²)	
Top layer	Layer 1	3.0	2450	1000	0.001	1.79×10^{-18}	
Middle layers	Layer 2+3+4	3.36	2560	933.6	0.025	3.90×10^{-14}	
Bottom layer	Layer 5	3.5	2650	900	0.002	2.15×10^{-18}	
Fracture		3.2	1200	900	0.6	Calculated with cubic law	
Case H4		k (W/m.K)	ρ (kg/m ³)	c_p (J/kg.K)	ε -	K (m ²)	
Single layer	Layer 1+2+3+4+5	3.33	2554.7	939.1	0.02	2.89×10^{-14}	
Fracture		3.2	1200	900	0.6	Calculated with cubic law	

A quantitative analysis of the effects of heterogeneity with the discrete fracture method is therefore carried out. The practical approach proposed can be applied knowing the measurement data of rock properties. Homogeneous case results were compared to those of three heterogeneous cases based on different configurations shown in figure 7 with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $dist = 400 \text{ m}$, $\delta = 10\%$ and parameters given in table 3. Spatial distribution of produced fluid temperature and streamlines at production time $t = 40 \text{ years}$ is plotted (Figure 4.7).

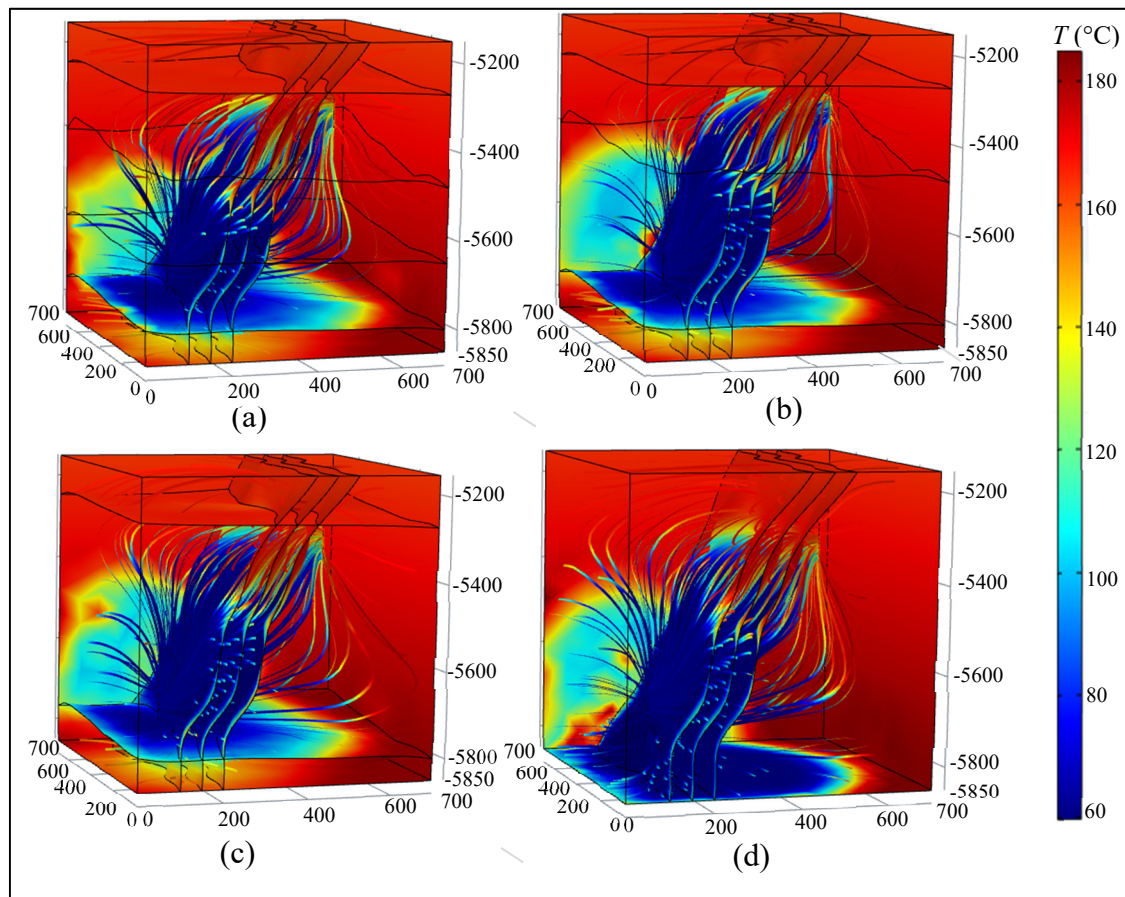


Figure 4.7 Spatial distribution of production temperature and streamlines with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $dist = 400 \text{ m}$, $t = 40 \text{ years}$, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$ for different cases studied a) Case H1, b) Case H2, c) Case H3, and d) Case H4

It is found that the behavior of the flow is eccentric in cases H1, H2 and H3 where the reservoir is heterogeneous. The streamlines are much tighter in case H3 due to the reservoir heterogeneity. The fluid circulating in the reservoir is constrained by the heterogeneity of the reservoir, this is justified by the variability of the rock properties from one layer to another. The comparison of the production temperature and the electrical power for cases studied was displayed in Figures 4.6-4.7. It is readily found that the fluid temperature at the recovery well and the electrical power are higher in the case H4 corresponding to the homogeneous reservoir. However, it should be noted that the fluid temperature at the recovery well and the electrical power in case H4 where the reservoir is assumed homogeneous are lower.

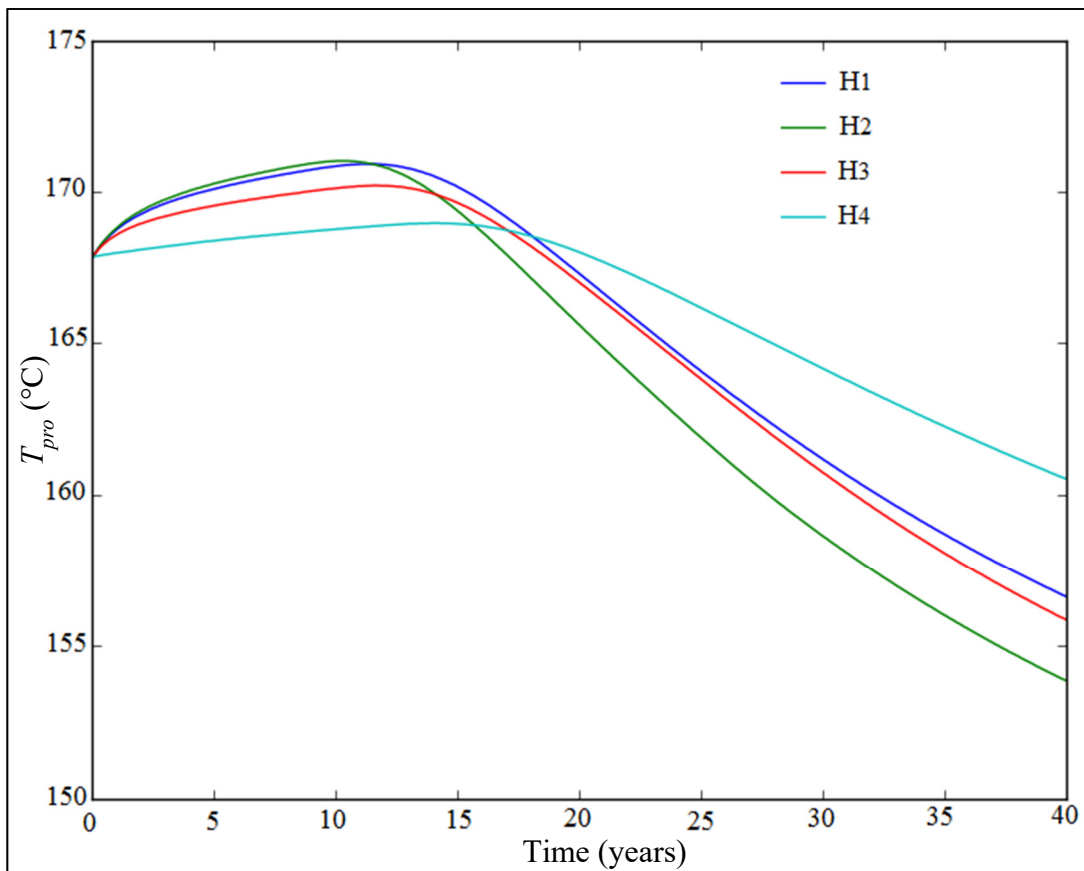


Figure 4.8 Effect of reservoir heterogeneity on the production temperature over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 400 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$

At the end of the production, the absolute difference in production temperature in the case of the homogeneous reservoir (H4) compared to that obtained in the case of the heterogeneous reservoir H1, H2 and H3, is respectively 3.9 °C, 6.7 °C and 4.7 °C.

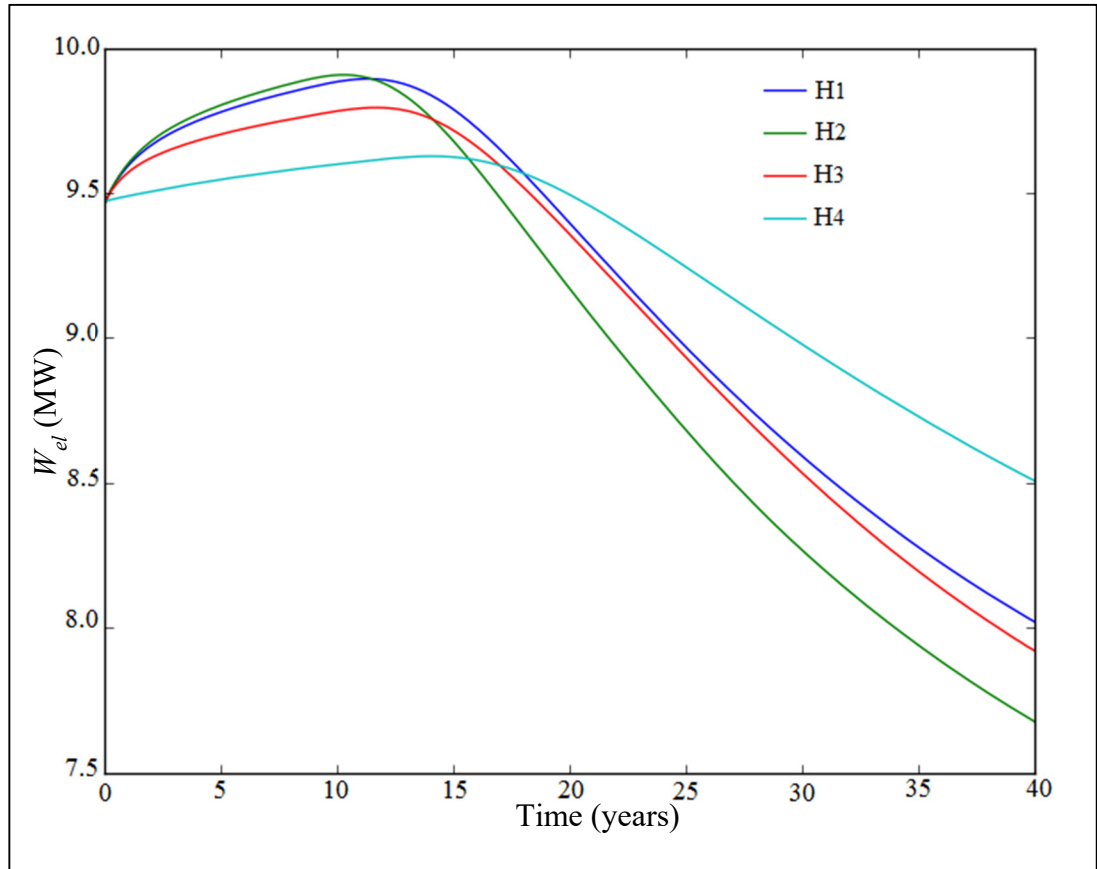


Figure 4.9 Effect of reservoir heterogeneity on the effective electric power over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $dist = 400 \text{ m}$, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$

With regard to the average electrical power during the whole heat extraction, the absolute difference is 0.48 MW, 0.83 MW and 0.58 MW respectively. Although the properties of the rock vary from one layer to another, the small difference obtained is explained by the small variation in the properties of the rock used in this investigation. None of these criteria can allow us to deduce the best performing case. Then, we compared the produced fluid temperature drop ζ as a function of the operation time for different studied cases with

$\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 400 \text{ m}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $\delta = 10\%$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\theta = 0^\circ$ as shown in 4.10.

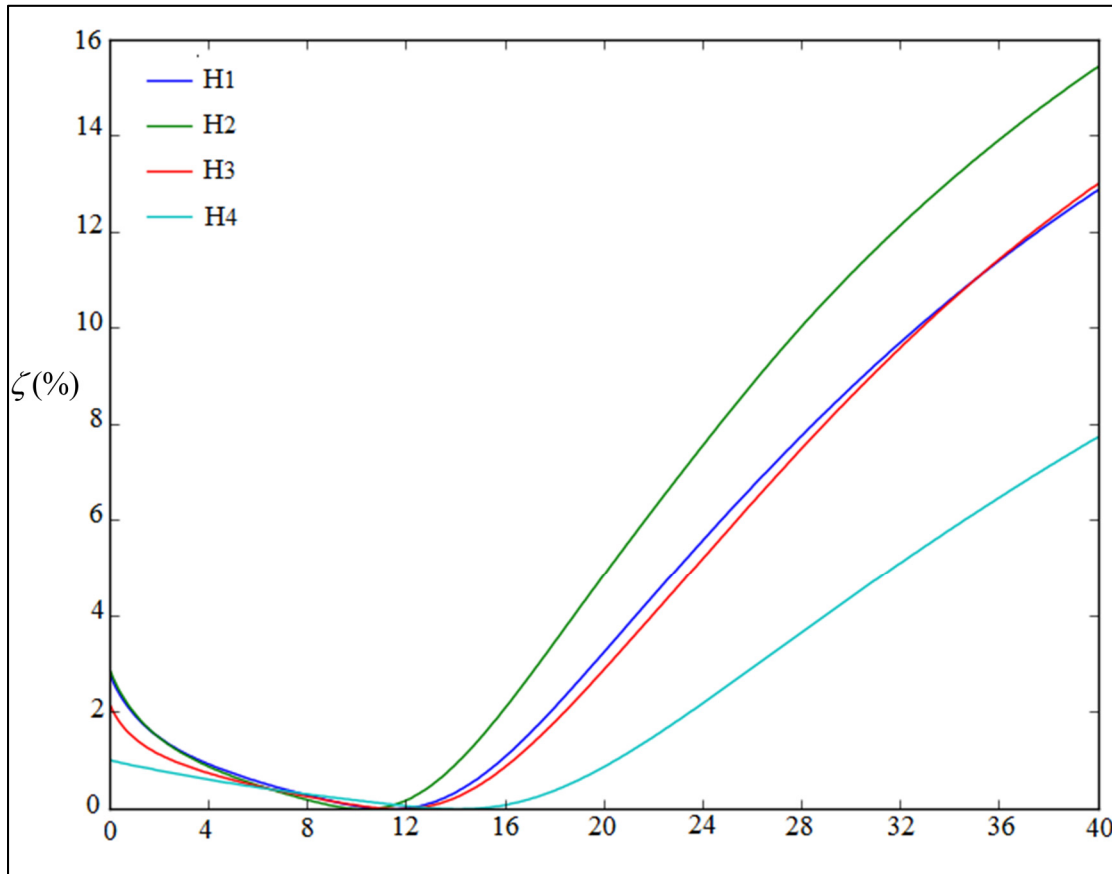


Figure 4.10 Comparison of the production temperature drop $\zeta(t)$ over 40-year period for different cases studied with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 400 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$

Fluid pressures along the path AB connecting the injection well and the production well are plotted for all the cases studied (Figure 11). The path AB is chosen so that the point A with coordinates $(150 \text{ m}, 350 \text{ m}, -5750 \text{ m})$, is located at the injection well bottom and B of coordinates $(550 \text{ m}, 350 \text{ m}, -5380 \text{ m})$ is located at the production well bottom. It is shown that the pressure in the reservoir varies at the beginning steps of production around the injection well and rapidly declines from the injection well to the production well for different heterogeneity cases studied.

In table 4.4, t_{br} is the thermal breakthrough time denoting the time at which the production temperature begins to decline, T_{end} is the production temperature at the end of the production, $W_{el,av}$ is the average electrical power, and $P_{pro,av}$ the average production pressure. The values of γ , t_{br} , T_{br} , T_{end} , $W_{el,av}$, Z_R , $Z_{R,av}$, and $P_{pro,av}$ are calculated (Figure 4.11-4.12, Table 4.4).

Table 4.4 Simulated results comparison to quantify reservoir heterogeneity effect with $\delta = 10\%$, $Q_v = 150$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 1$ mm/m, $dist = 400$ m, and $\theta = 0^\circ$

Case	T_{br} (°C)	T_{end} (°C)	t_{br} (years)	$W_{el,av}$ (MW)	γ (%)	Z_R (MPa/(kg/s))	$Z_{R,av}$ (MPa/(kg/s))	$P_{pro,av}$ (MPa)
H1	170.96	156.65	11.6	9.19	9.1	0.19-0.24	0.22	32.0
H2	171.06	153.89	10.5	9.01	26.7	0.20-0.27	0.26	31.8
H3	170.27	155.89	11.7	9.12	15.6	0.11-0.19	0.18	45.1
H4	169.01	160.56	14.2	9.28	Reference case	0.12-0.21	0.20	44.5

The reference case is H4 corresponding to the homogeneous reservoir. The reservoir heterogeneity has a significant impact on the EGS performance.

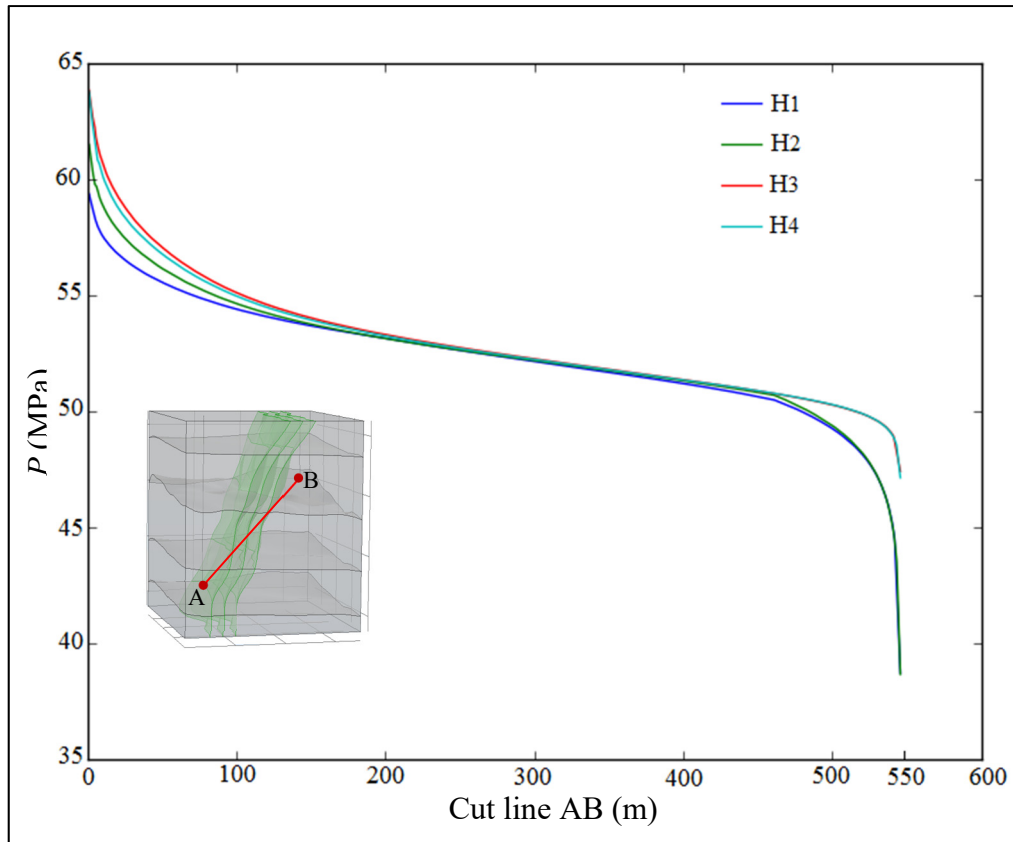


Figure 4.11 Effect of reservoir heterogeneity on the pressure distribution along a cut line AB from injection well to the production well at $t = 40$ years with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 400 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$

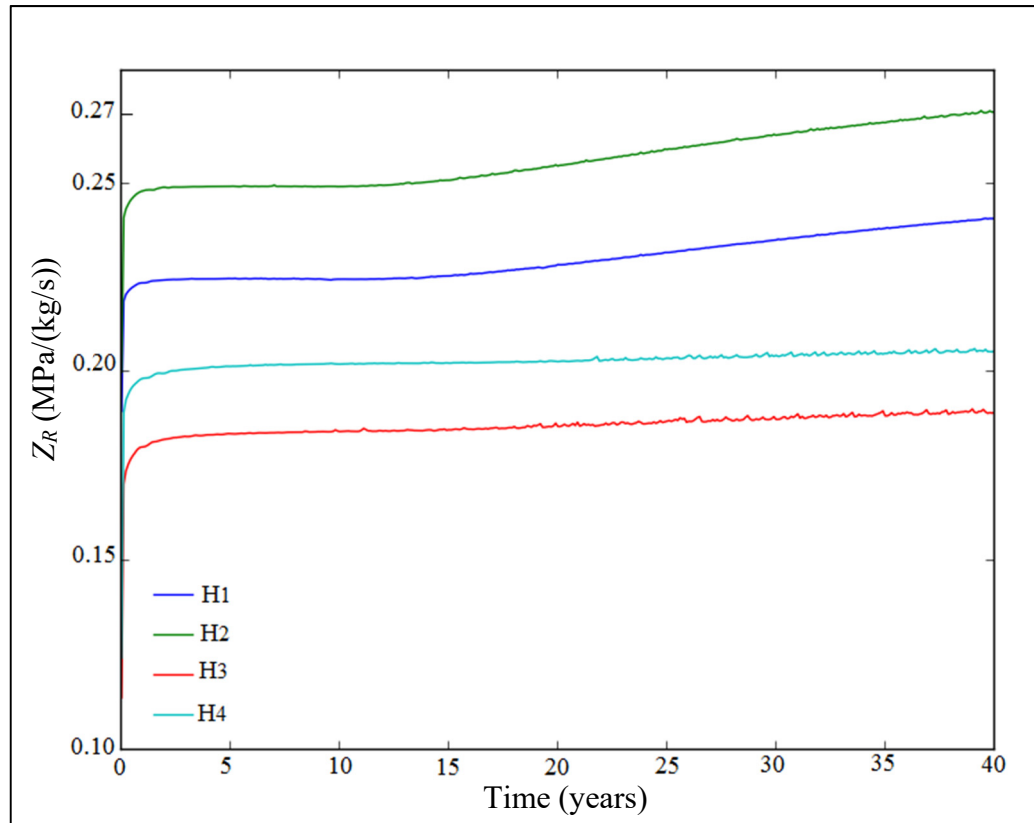


Figure 4.12 Effect of reservoir heterogeneity on the reservoir flow impedance during the whole process with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 400 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$

The reservoir flow impedance increases with time because, as the production goes on, the reservoir temperature drops with time, then the fluid viscosity decreases (Figure 4.12). The flow resistance increases and the injection pressure would increase hence the increase of the reservoir flow impedance obtained in Figure 4.12.

From the results of the numerical simulation based on the first six criteria defined, it is not possible to deduce which of the cases studied is more heterogeneous. From case H1 to case H4, the petrophysical properties of the reservoir varied, distinguishing the degrees of heterogeneity of the reservoir. The heat extraction ratio as formulated in equation (4.33) shows that it effectively depends on the petrophysical properties of the reservoir. Heat extraction ratio is also a function of the reservoir temperature which also depends on the thermophysical properties of the flowing fluid. So the heat extraction ratio depends on the

petrophysical properties of the reservoir and the thermo-physical properties of the flowing fluid. It is for this reason that the criterion based on the heat extraction ratio χ adopted is reasonable. The numerical results found for each case studied are depicted in Figure 4.11.

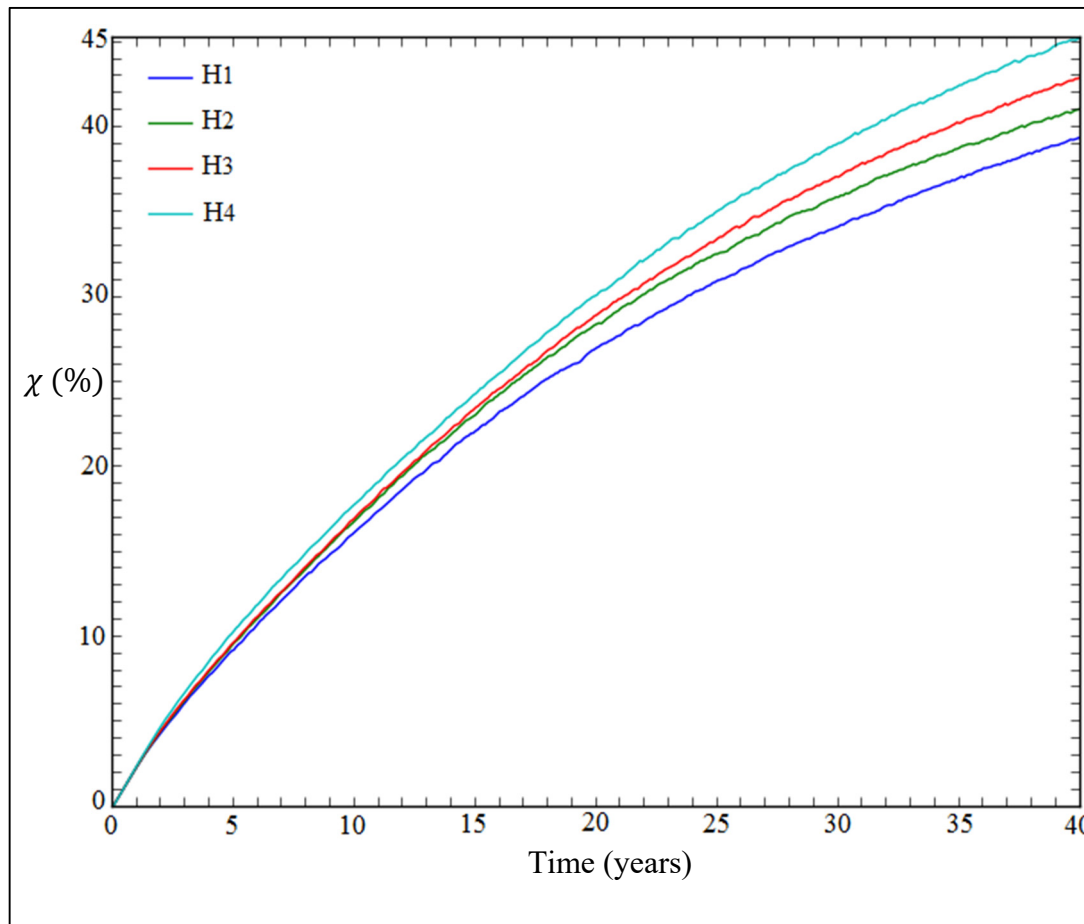


Figure 4.13 Heat extraction ratio for each case studied over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $dist = 400 \text{ m}$, $\delta = 10\%$, and $\theta = 0^\circ$

Based on the results shown in Figure 4.13, the heat extraction ratio varies from 0-39.4 %, 0-41.1%, 0-42.9%, and 0-45.3% for cases H1, H2, H3, and H4, respectively. It is readily found that the case H1 has a higher heterogeneity. Heterogeneity varies from one scale to another and a numerical simulation helps quantify the heterogeneity effects of a reservoir for electricity generation. EGS performance could be overestimated by assuming that a reservoir is homogeneous. The heterogeneity of the reservoir has a great effect on the heat extraction

and should be quantified to properly evaluate the heat extraction potential from EGS. The more heterogeneous the reservoir, the lower the heat extraction ratio and this result confirms that found by Wang et al. (2019a). The importance of the reservoir heterogeneity on the energy efficiency is shown in Figure 4.14.

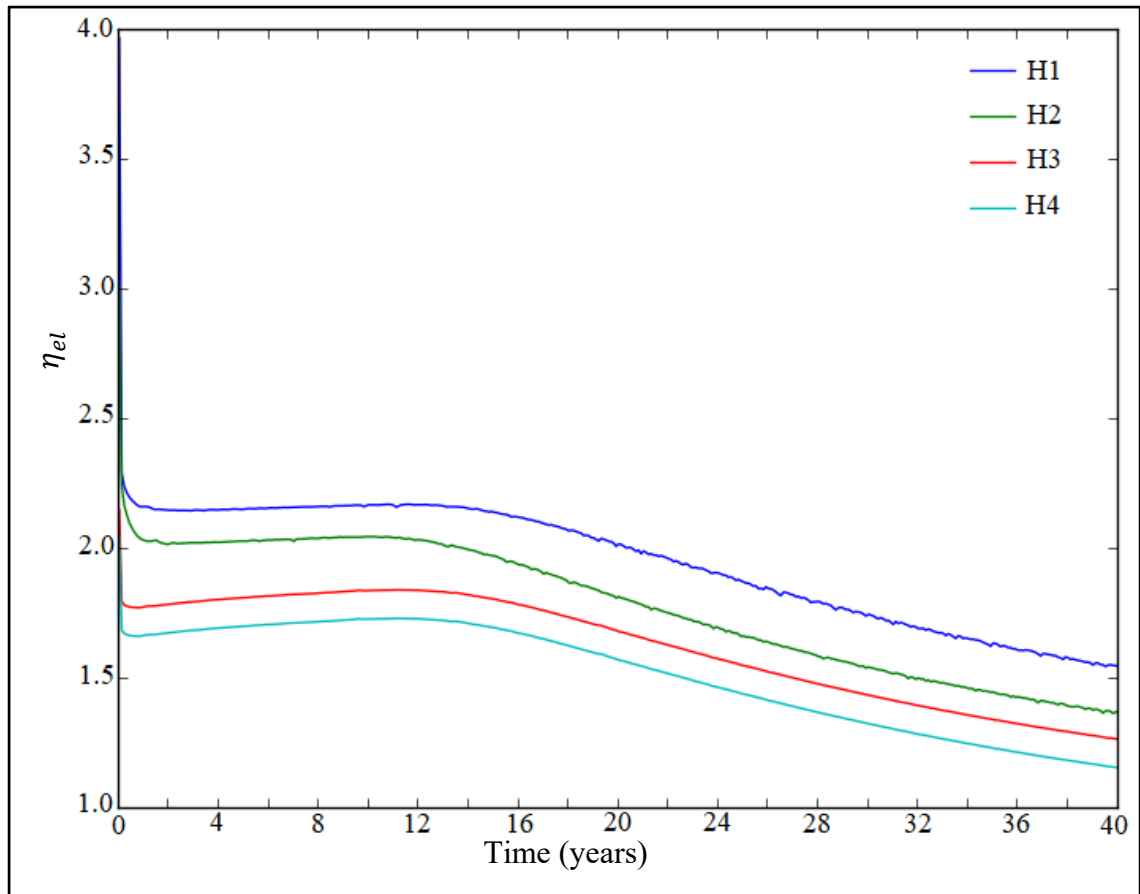


Figure 4.14 Effect of reservoir heterogeneity on energy efficiency over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 400 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\delta = 10\%$, and $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$

The energy efficiency values are in range of 3.97-1.54, 3.02-1.37, 2.15-1.27, 2.04-1.15 for cases H1, H2, H3 and H4, respectively. It is readily found that the energy efficiency is higher in the case of the most heterogeneous reservoir, at least for the specific parameters used. This finding is consistent with the result of Zeng (2019). This suggests that our simulation results are reliable. The highest energy efficiency obtained in the case of heterogeneous reservoir is not sufficient to declare it the most efficient because the heat extraction ratio is lower in the

case of heterogeneous reservoir. The heat extraction ratio expressing the ratio of the extracted thermal energy from the reservoir by the thermal energy stored in the reservoir is better suited to quantify the effect of the reservoir heterogeneity. From the results obtained for the heterogeneous reservoir cases, the H1 case presents the highest heterogeneity. The analysis of other factors influencing the heat production is based on case H1.

4.7.2 Effects of water losses

The influence of water losses on the production temperature is shown (Figure 4.15). For commercial objectives, according to Garnish and Shock (Baria et al., 1999), water losses must be lower than 10%.

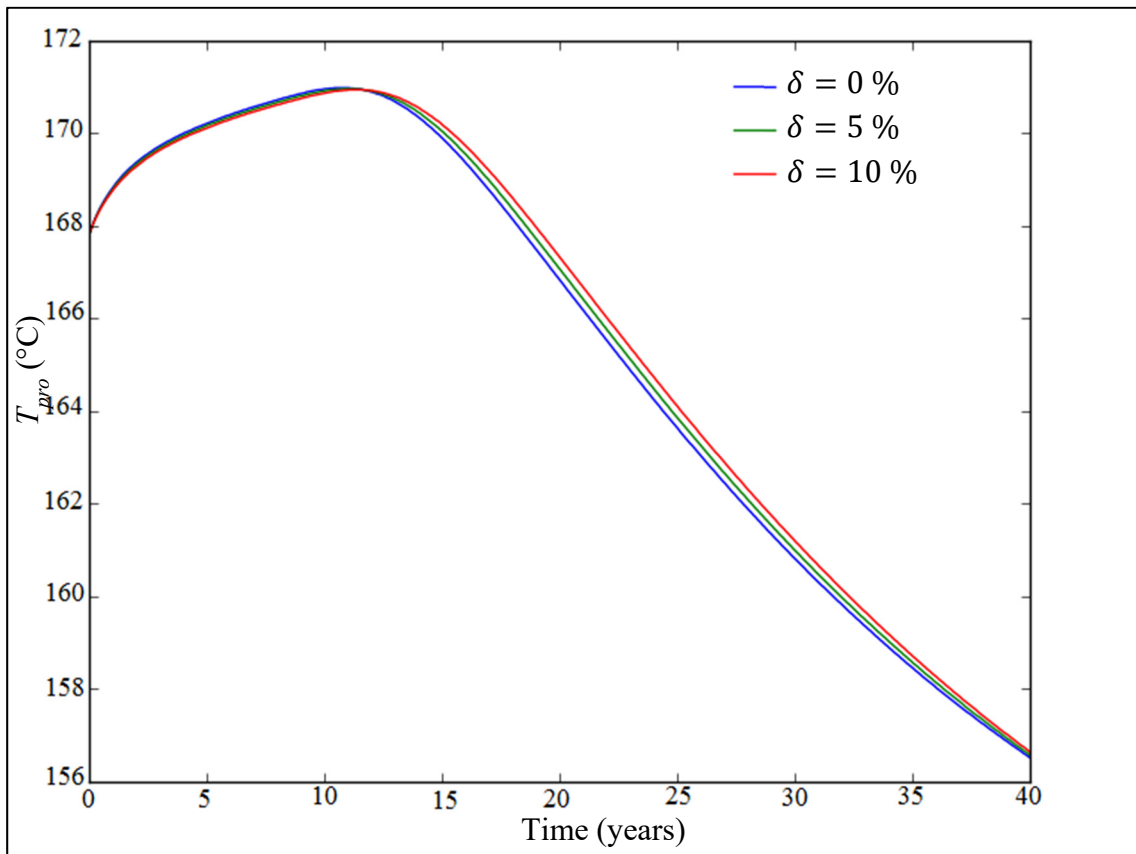


Figure 4.15 Effect of water losses on the production temperature over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 400 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\theta = 0^\circ$ and $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$

In this study, the water losses δ vary of 0% to a maximum value of 10% for parametric study. The initial production temperature value is 167.9 °C. It is found that, in all cases studied, the produced fluid temperature increases from its initial value 167.9 °C until it reaches 171.0 °C at 11.0 years, 171.0 °C at 11.3 years and 171.0 °C at 11.6 years of breakthrough time for 0%, 5% and 10% of water losses respectively. The production fluid temperature decreases thereafter to 165.5 °C, 165.7 °C and 165.8 °C respectively for 0%, 5% and 10% of water losses. The effect of water losses is less significant on the production temperature in the first 13.2 years of production. The produced fluid temperature reduces by 4.9%, 4.8%, 4.7% respectively for the reference case ($\delta = 0\%$), $\delta = 5\%$ and $\delta = 10\%$ at the end of the production time.

The sensitivity on the electrical power to the water losses is also investigated (Figure 4.16).

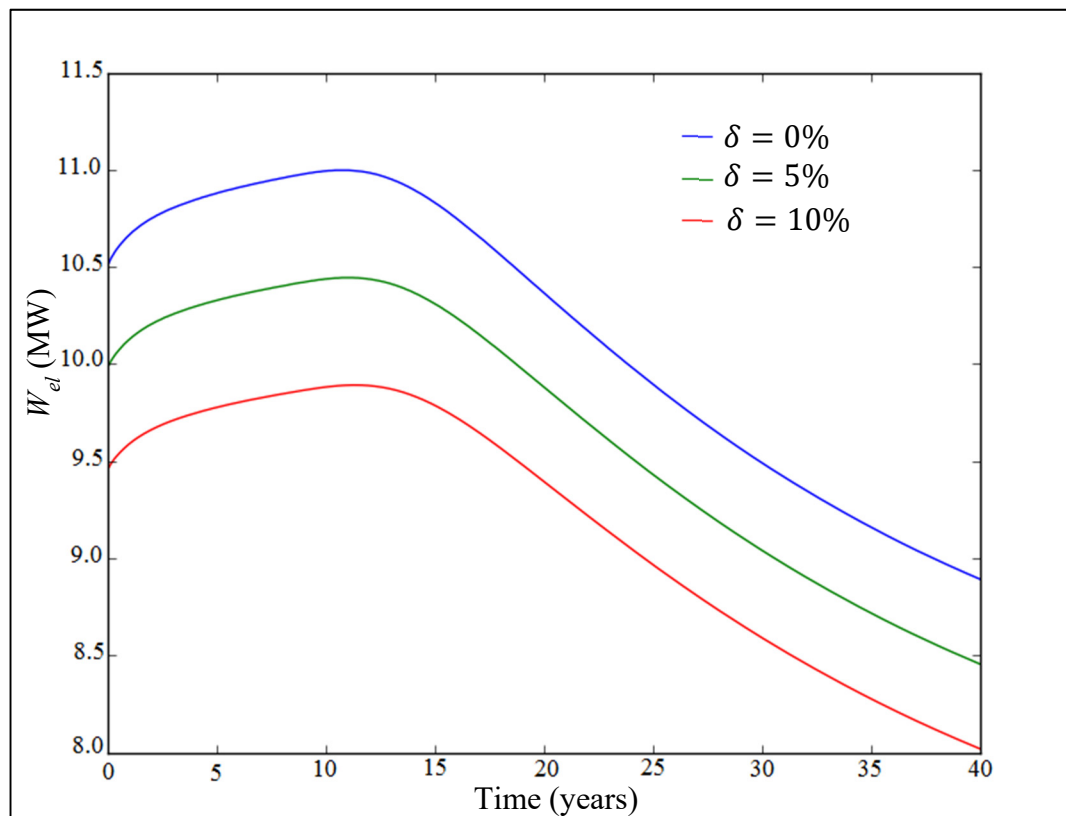


Figure 4.16 Effect of water losses on electrical power over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60 \text{ °C}$, $dist = 500 \text{ m}$, and $\theta = 0^\circ$

In the reference case (no water losses $\delta = 0\%$), the electrical power increases slowly from 10.5 MW to a maximum value of 11.0 MW, and decreases to a minimum value of 8.9 MW at the end of the production. This decrease occurs because the cold region expands towards the production well. The electrical power, in the case of 5% of water losses, increases from 10.0 MW to 10.45 MW and decreases to 8.46 MW at the end of the operation. In the case of 10% of water losses during the whole production time, heat extraction rate increases from 9.47 MW to a maximum value of 9.89 MW in the first 11.6 years and decreases to a minimum value of 8.02 MW at the end of the operation. Neglecting water losses can overestimate the heat production potential from EGS reservoir. In table 4.5, the thermal breakthrough time t_{br} , the average production fluid temperature T_{br} at the breakthrough time t_{br} , the average production fluid temperature T_{end} at the end of simulations, the reduction ζ of the produced fluid temperature in percentage at the end of the production, the range of effective electric power W_{el} , the average effective electric power $W_{el,av}$ are given.

Table 4.5 Water losses, production temperature, thermal breakthrough time and effective electric power over 40 years with $dist = 500$ m

δ (%)	T_{br} (°C)	T_{end} (°C)	t_{br} (years)	ζ (%)	W_{el} (MW)	$W_{el,av}$ (MW)
0	170.47	165.52	18.6	4.48	10.92 - 10.17	10.71
1	170.46	165.57	19.0	4.43	10.81 - 10.08	10.6
2	170.46	165.60	19.0	4.40	10.70 - 9.98	10.49
3	170.46	165.61	19.1	4.39	10.59 - 9.88	10.39
4	170.45	165.64	19.4	4.35	10.48 - 9.78	10.28
5	170.45	165.68	19.5	4.32	10.37 - 9.68	10.18
6	170.45	165.72	19.3	4.28	10.26 - 9.59	10.07
7	170.45	165.74	19.3	4.26	10.15 - 9.49	9.96
8	170.45	165.78	19.3	4.23	10.04 - 9.39	9.86
9	170.44	165.82	19.7	4.18	9.93 - 9.29	9.75
10	170.44	165.85	19.9	4.15	9.82 - 9.19	9.65

The effect of the water losses on the average flow impedance of the reservoir was discussed as shown in Figure 4.17.

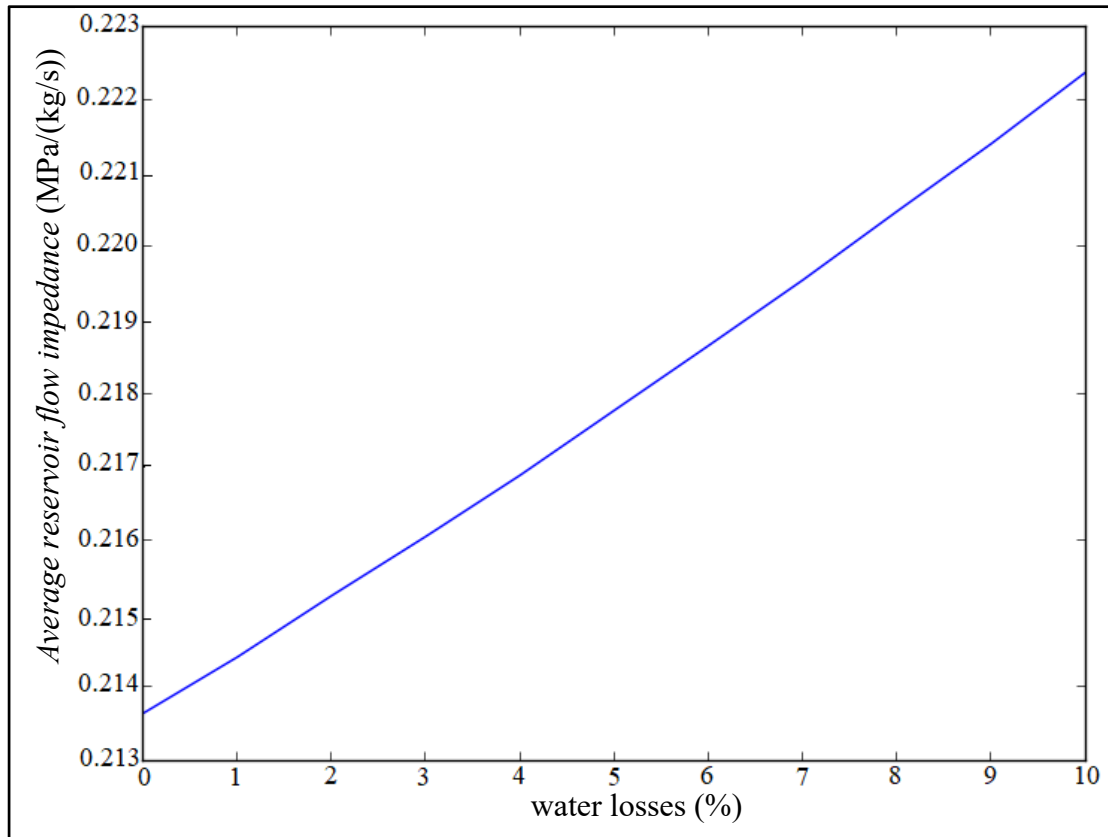


Figure 4.17 Reservoir flow impedance as a function of water losses with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$

The average reservoir flow impedance over 40-year period varies linearly with the water losses according to the equation $Z_{R,av}(\delta) = 0.0873 \cdot \delta + 0.2135 \text{ MPa/(kg/s)}$. The increased water loss leads to the increase of the reservoir impedance. Based on the equation (4.31), the decrease in the mass flow rate of the produced fluid would increase the reservoir flow impedance. However, the greater the water losses, the mass flow rate of the produced fluid decreases. Therefore, the increase in impedance as the water loss increases is valid. The values of the reservoir flow impedance found are close to 0.2 MPa/(kg/s) which is the flow impedance of EGS reservoir at Soultz-sous-Forêts (Schill et al., 2017). This suggests that our simulation results are consistent with real EGS observations.

4.7.3 Effects of well inclination angle with respect to the positive z axis

The drilling of geothermal wells is based on the type of geological formation, preexisting cracks, reservoir pressure so that vertical wells drilling can sometimes be impossible (Moya, Aldás et Kaparaju, 2018). Directional drilling is an alternative solution (Eren et Suicmez, 2020; Islam et Hossain, 2021). Inclined well concept in EGS industry was used on Pohang EGS site (Park et al., 2020) and Rosemanoes EGS site (Lei et al., 2019). The orientation of injection and production wells could be used in EGS industry. For further analysis, the effects of well inclination angle on the production fluid temperature, the electrical power, the energy efficiency, and reservoir flow impedance are discussed. The geometrical configuration of the injection and production wells and the conceptual model in this case are shown in Figures 4.18a-b.

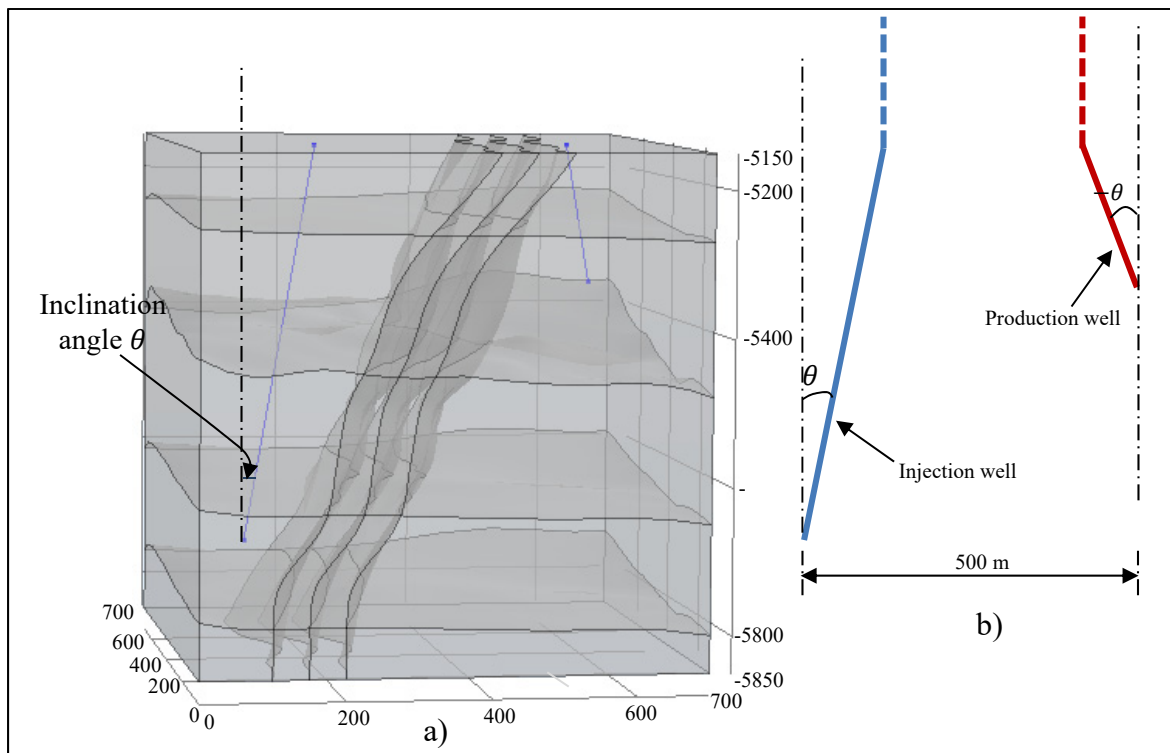


Figure 4.18 Schematics of a) conceptual model with directional drilling concept and b) geometrical configuration of the injection and production wells with inclination angle

Three different values of well inclination angle $\theta = 0^\circ$, $\theta = 5^\circ$ and $\theta = 10^\circ$ with respect to the positive z axis are considered (Figure 4.19-4.20). It is found that the vertical wells lead to higher produced fluid temperature which increases from 167.9°C to 170.8°C in the first 18.5 years, and then decreases to a final value of 165.7°C at the end of the operation time. In the case of 5° and 10° of injection well inclination and -5° and -10° of production well inclination, the produced fluid temperature reaches 165°C and 164°C respectively.

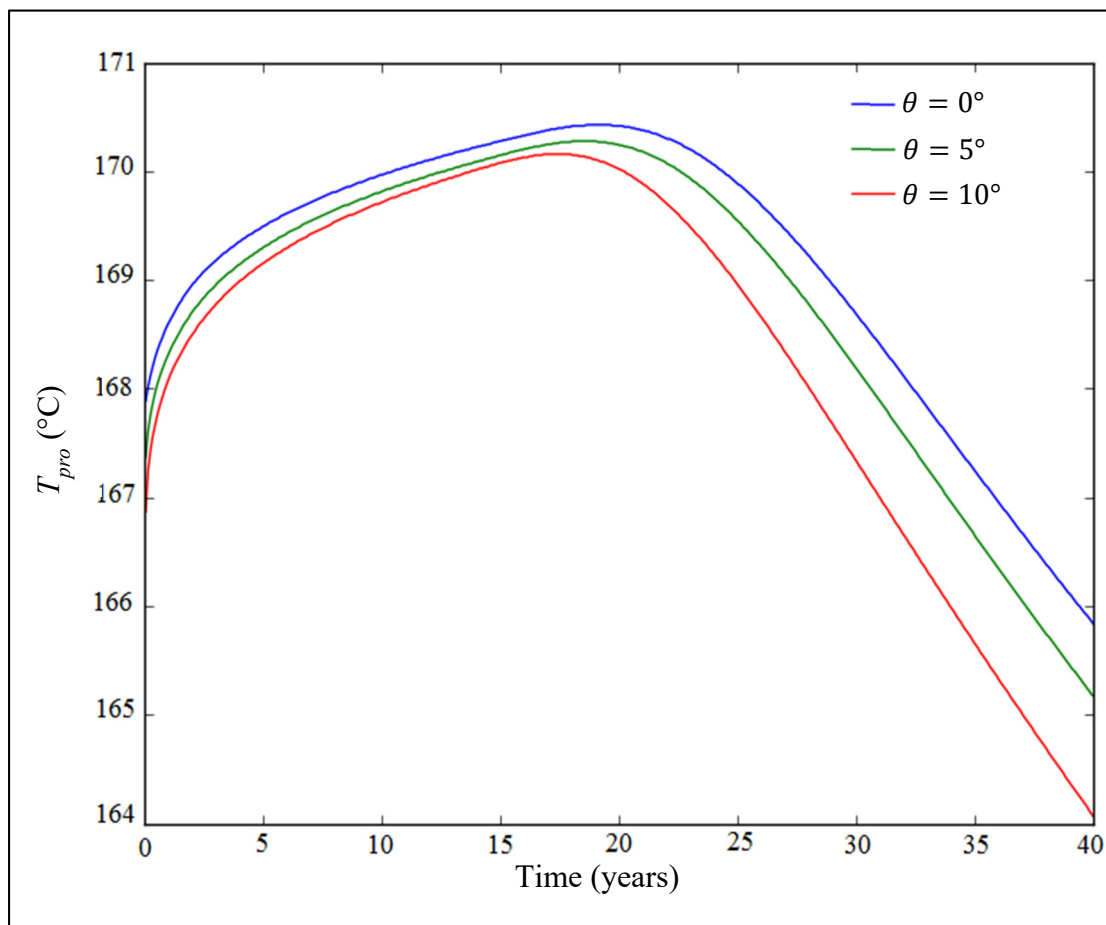


Figure 4.19 Production temperature over 40-year period for different value of well inclination with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60^\circ\text{C}$, $dist = 500 \text{ m}$, and $\delta = 10\%$

From the electrical power curves (Figure 4.19), it is found that the electrical power has the same trends in all the cases studied. The higher electrical power is found with vertical wells

in which the electrical power increases from 9.47 MW to 9.83 MW in 19.3 years and decreases from 9.83 MW to 9.2 MW.

For $\theta = 5^\circ$ of well inclination, the heat extraction rate increases from 9.4 MW to 9.8 MW in the first 18.6 years and decreases from 9.8 MW to 9.1 MW at the end of operation time. In the case of $\theta = 10^\circ$, the effective electric power increases from its initial value 9.34 MW to 9.78 MW in the first 17.5 years and then decreases to 8.96 MW.

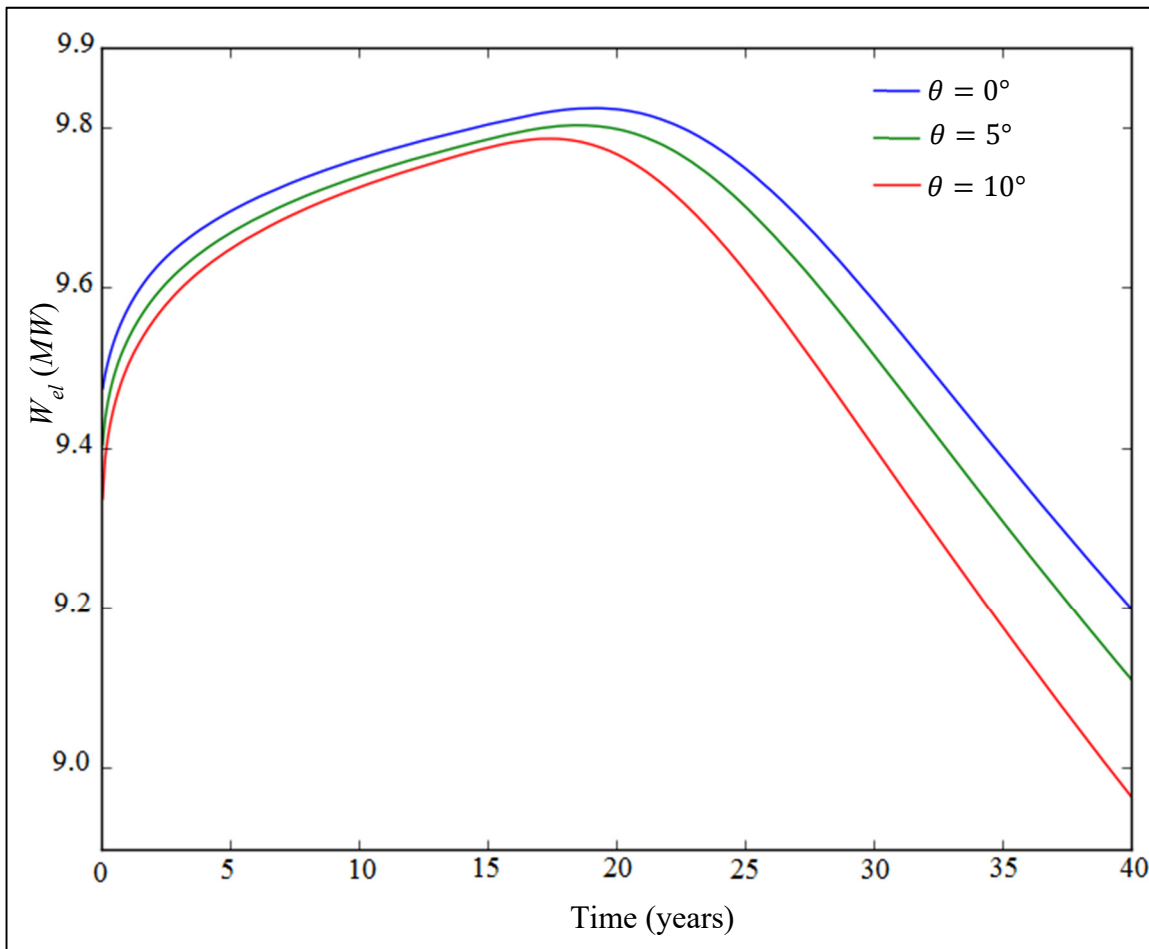


Figure 4.20 Effective electric power over 40-year period for different value of well inclination angle with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60^\circ\text{C}$ and $\delta = 10\%$

The results found in this section of the study are justified by the fact that the larger the angle of inclination of the well, the more the lateral distance between the two wells decreases and

the retention time of the working fluid would be reduced. The shorter the retention time of the working fluid, the lower the performance of the system.

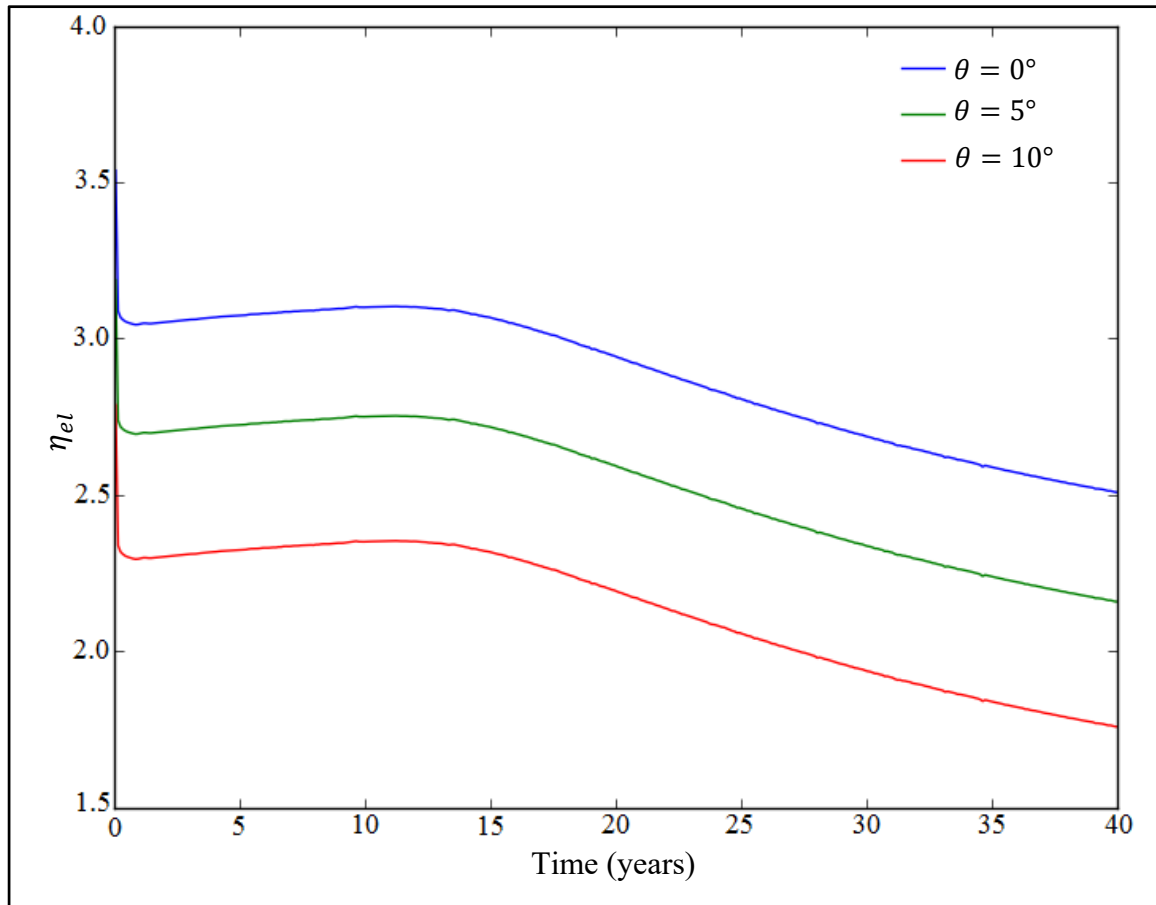


Figure 4.21 Effect of well inclination angle on energy efficiency over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\delta = 10\%$, and $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$

The effect of well inclination angle has also an important influence on the energy efficiency (Figure 4.21). The increase of well inclination angle from 0° to 10° results in a decrease of the energy efficiency of the EGS from 3.54-2.51 to 2.79-1.76 in the specific case analyzed.

Figure 4.22 depicted the effects of well inclination angle on the reservoir flow impedance during 40-year production period. The increase of well inclination angle from 0° to 10° leads to the increase of the reservoir flow impedance of EGS from 0.165-0.216 MPa/(kg/s) to

0.180-0.231 MPa/(kg/s). The injection pressure required to circulate the injected fluid in the reservoir from the injection well to the production well is greater in the case of inclined wells. In all the cases studied, the increase in the reservoir flow impedance is justified because the increase of the geofluid viscosity is due to the gradual drop in the temperature of the reservoir as the production goes on (Zeng et al., 2016b). The evolution of the energy efficiency and the reservoir flow impedance are similar to those found by Zeng et al. (2018) and Zeng et al. (2016b) suggesting that our simulation results are reliable.

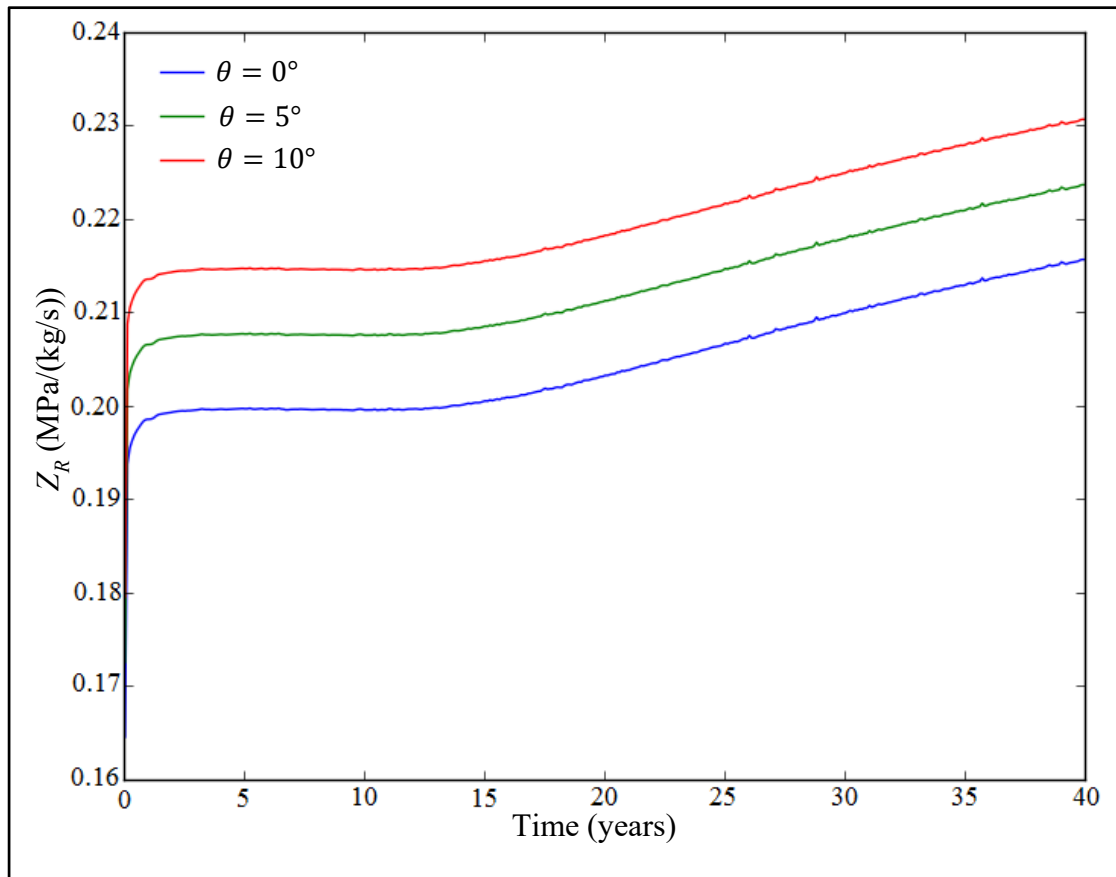


Figure 4.22 Effect of well inclination angle on reservoir flow impedance over 40-year period under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $\delta = 10\%$, and $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$

4.7.4 Effects of well spacing

As one of human-controlled parameters, wells spacing is important for optimal heat extraction considering water losses and reservoir heterogeneity. In this paper, 16 scenarios were considered to quantify wells spacing effects on the production temperature and the electrical power. The evolution curve of the produced fluid temperature is shown for different values of well spacing over a 40-year period (Figure 4.23).

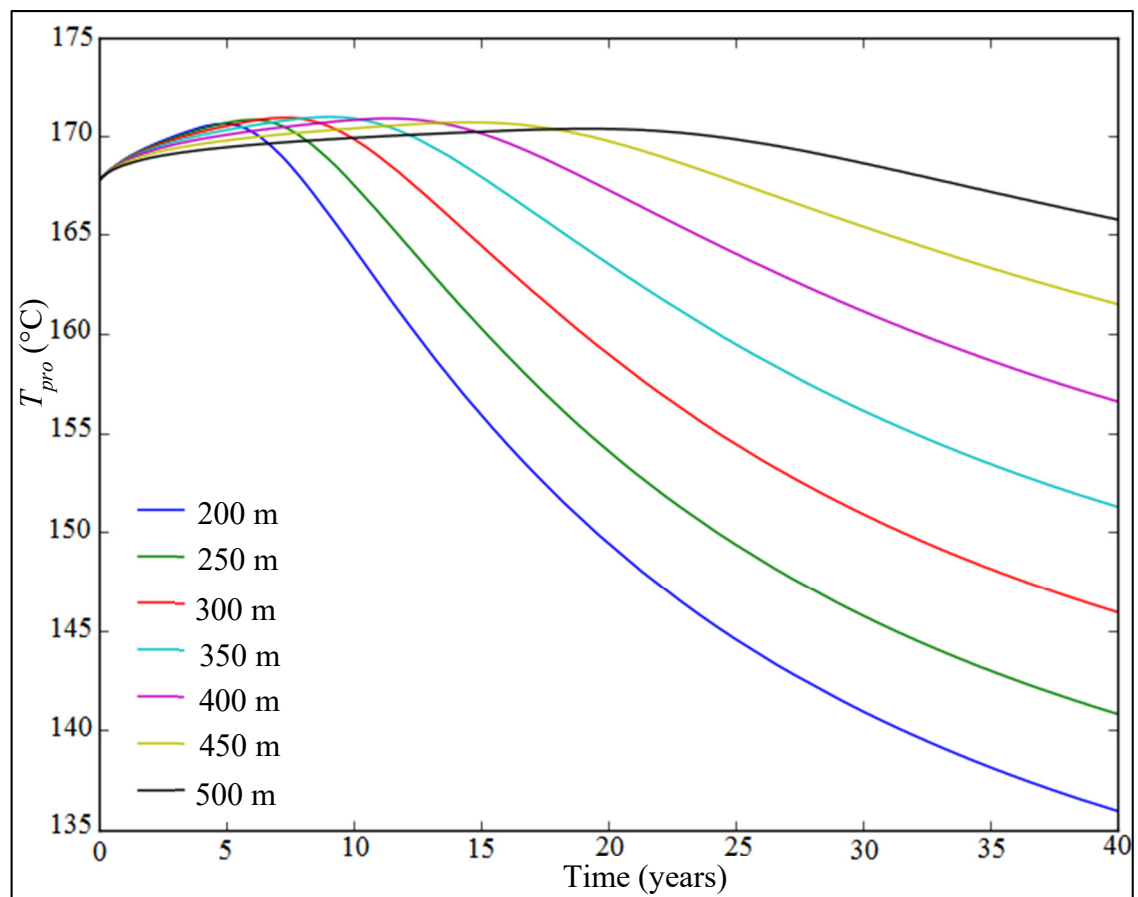


Figure 4.23 Production temperature over 40-year period for different well spacing values under $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\delta = 10\%$

For all cases studied, the production temperature increases and reaches a maximum value and decreases from the breakthrough time to the end of the production. The distance between injection and production wells has a great effect on the production temperature. The shorter

the well spacing, the shorter the thermal breakthrough time because the flow paths are reduced and the fluid retention time is shortened. The evolution of electrical power is illustrated for 200 m to 500 m of well spacing (Figure 4.24). For all the cases studied, the electrical power increases slightly from an initial value to a maximum value and then decreases from the breakthrough time to a minimum value at the end of the operation time (Figure 4.24 and Table 4.6). When the injection and production wells are close together, the cold water injected into the reservoir reaches the production well more quickly, and the thermal breakthrough time is shorter. The consequence is that the rate of heat extraction is low. It is also not a question of infinitely increasing the distance between wells, it is necessary to determine an optimal distance between wells to extract more energy from the EGS reservoir.

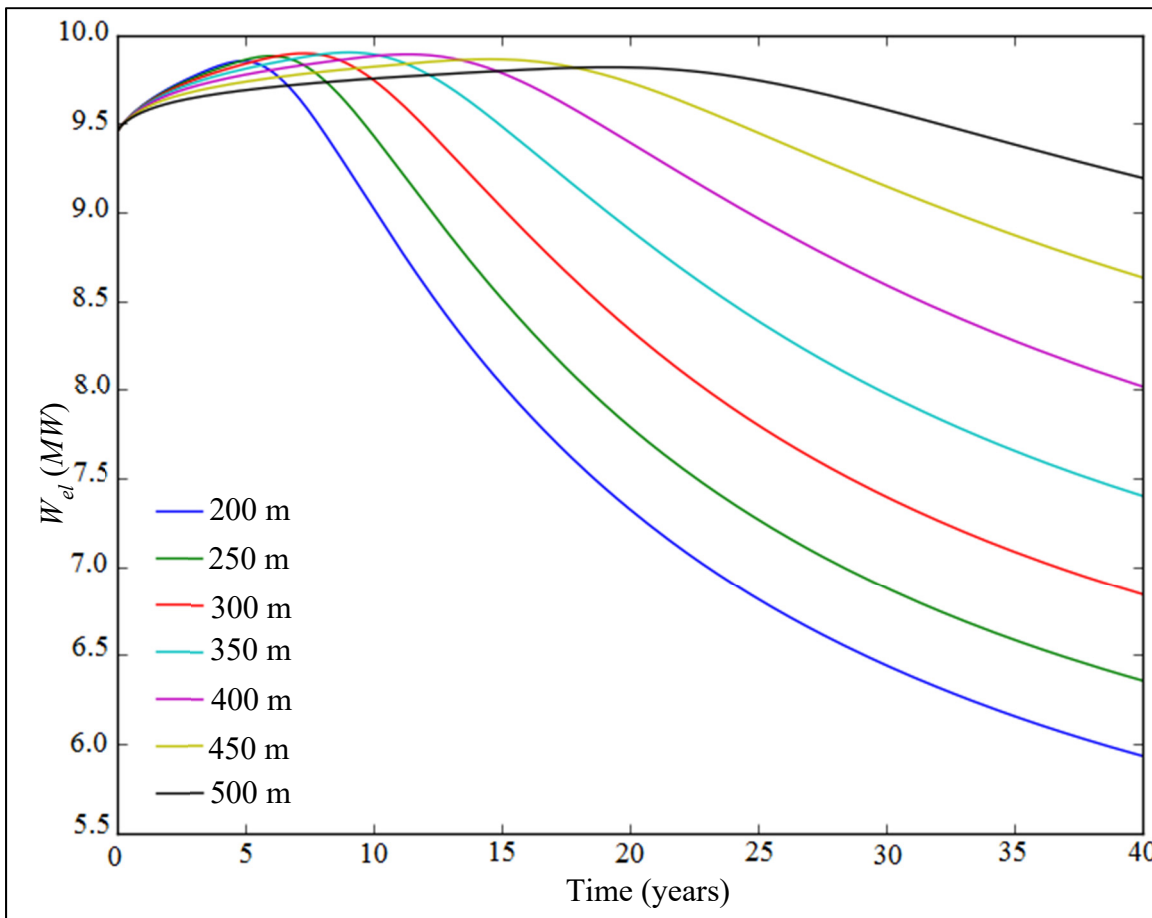


Figure 4.24 Effective electric power as a function of operation time for different well spacing with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\delta = 10\%$

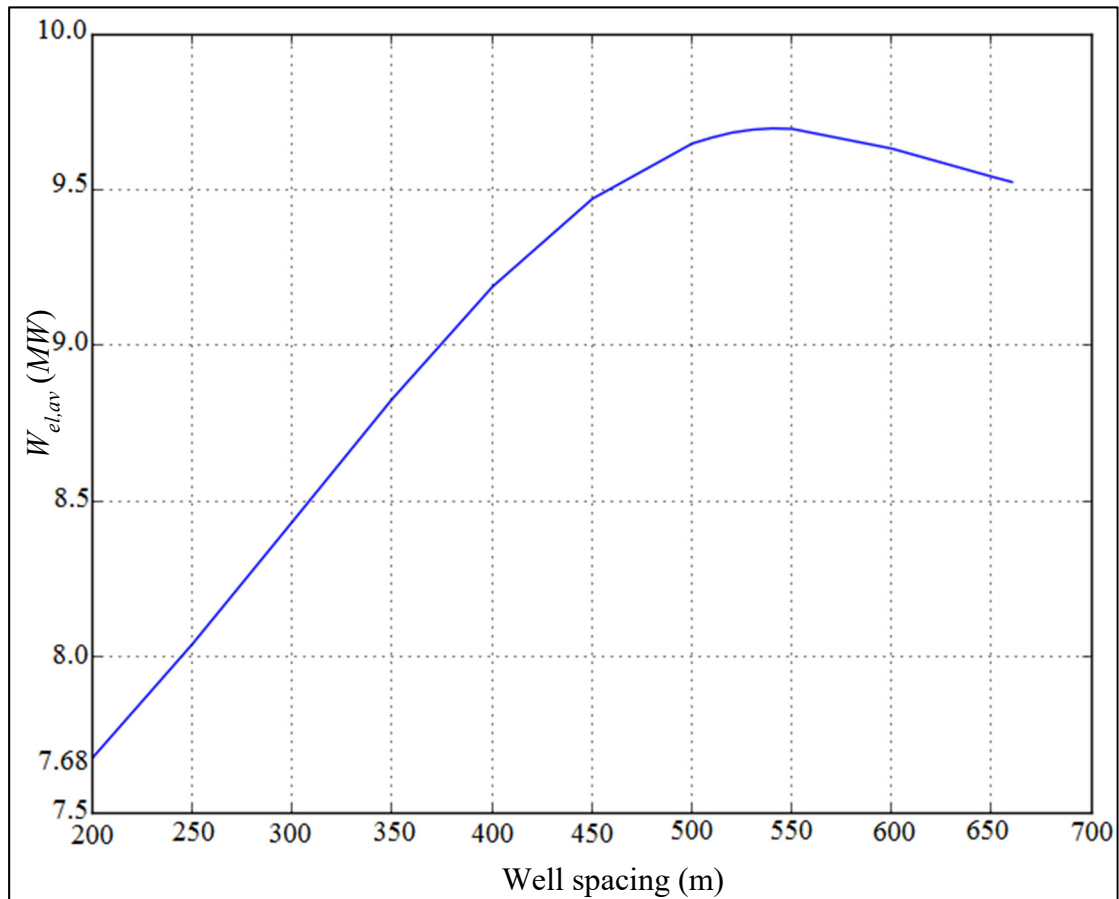


Figure 4.25 Effective electric power as a function of well spacing with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\delta = 10\%$

In Table 4.6, the reduction ζ of the production temperature in percentage at the end of the operation time, the thermal breakthrough time t_{br} , the production temperature T_{br} at thermal breakthrough time, the production temperature at the end of operation time T_{end} , and $W_{el,av}$ is the effective electric power averaged over the operation time for different values of distance between injection and production wells are given.

It is found that the result for the thermal breakthrough time increases with increasing of the well spacing. However, by increasing the well spacing from 200 m to 660 m, the electrical power increases and reaches a maximum value. The maximum average electrical power is 9.7 MW at 540 m of wells spacing (Figure 4.25). The greater the distance between wells, the

longer the fluid retention time and the better the production temperature and the electrical power. However, the electrical power reaches a maximum value for a given well spacing after which the system performance begins to decline due to higher loss water.

Table 4.6 Simulation results for different values of well spacing with $\delta = 10\%$

Well spacing (m)	T_{br} (°C)	t_{br} (years)	T_{end} (°C)	$W_{el,av}$ (MW)	ζ (%)
200	170.69	4.9	136.0	7.68	31.3
250	170.89	6.1	141.0	8.04	26.9
300	171.0	7.4	146.0	8.43	22.5
350	171.04	9.1	151.3	8.83	17.7
400	170.96	11.6	156.6	9.19	12.9
431	170.85	13.5	159.7	9.38	10.0
450	170.77	14.5	161.6	9.47	8.3
500	170.44	19.8	165.8	9.65	4.2
510	170.36	20.5	166.5	9.67	3.5
520	170.28	21.7	167.2	9.68	2.8
530	170.18	23.8	167.8	9.69	2.7
540	170.08	25.6	168.4	9.70	1.5
550	169.98	27.4	169.4	9.69	0.5
600	169.39	40.0	168.4	9.63	0.02
650	168.56	40.0	168.6	9.54	0.04
660	168.40	40.0	168.4	9.53	0.0

From the simulated results, under the initial and boundary conditions given above, the minimum well spacing required for economic lifetime was 431 m. When the injection and production wells are positioned near the boundaries of the reservoir, the water losses were greater, so the choice of distance between injection and production wells is crucial in the

design of an EGS. For a large well spacing, a high difference pressure between injection and production wells is required to circulate the hot fluid to the production well.

4.7.5 Effects of regional flow

In this section, the influence of regional flow on the production fluid temperature and on the effective electric power is investigated. Two cases are explored. In the first case (Case 1), the regional flow direction (*x-direction*) is from injection well to the production well (Figure 4.26.a). In the second case (Case 2), direction of the regional flow is from the production well to the injection well (Figure 4.26.b).

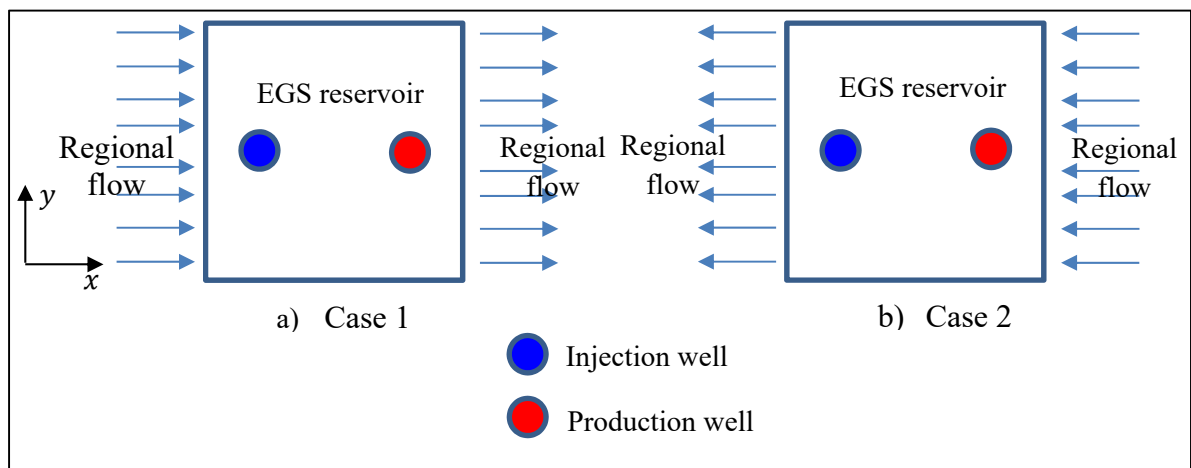


Figure 4.26 Top view of EGS reservoir with regional flow

For Case 1, the produced fluid temperature increases slowly with the hydraulic gradient, from its initial value 167.9 °C until it reaches 170.4 °C at 19.8 years, 170.4 °C at 19.9 years and 170.4 °C at 18.5 years of breakthrough time for 0 m/m, 0.001 m/m and 0.01 m/m of hydraulic gradient, respectively. The production fluid temperature decreases thereafter to 165.5 °C, 165.7 °C and 165.8 °C for 0 m/m, 0.001 m/m and 0.01 m/m of hydraulic gradient, respectively (Figure 4.27).

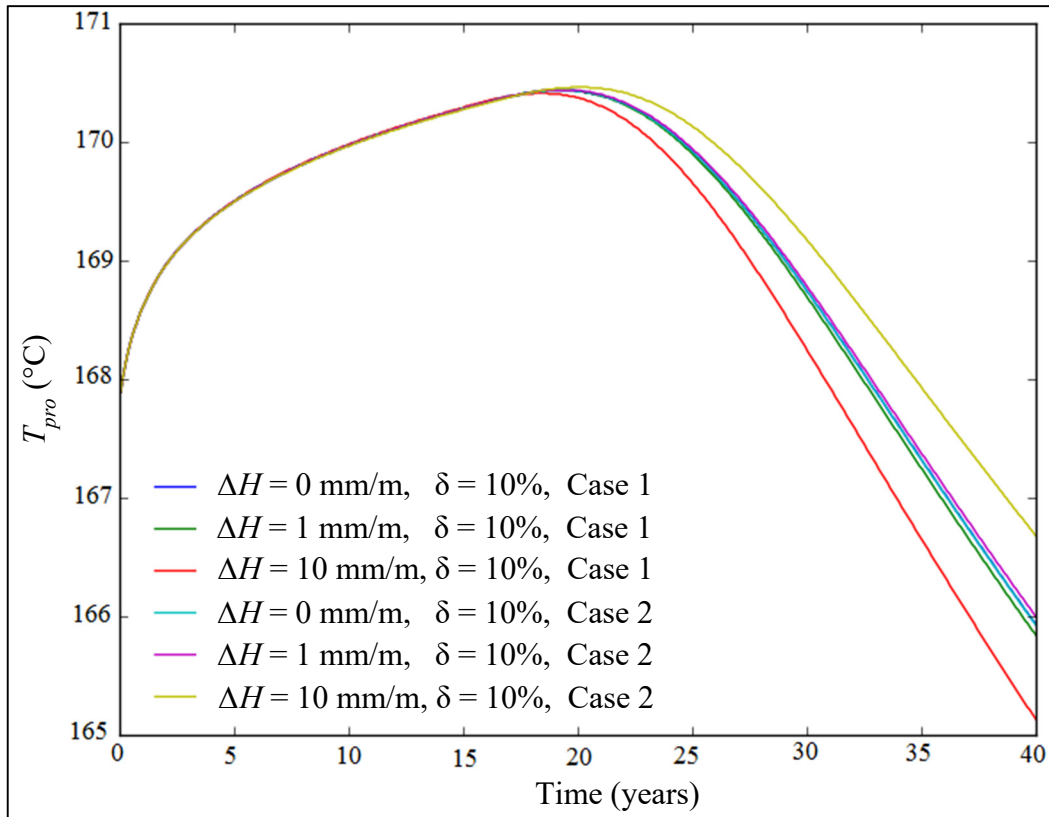


Figure 4.27 Production temperature over 40-year period for different value of hydraulic gradient with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\delta = 10 \%$

The effect of hydraulic gradient when the regional flow direction is from the injection well to the production well is less significant on the production temperature in the first 18.3 years of production. The production fluid temperature decreases with the increase of the value of hydraulic gradient. The regional flow direction from the production well to the injection well results in improved production temperature. For the first 19.8 years, 20.1 years and 21.0 years the production fluid temperature increases from 167.9 °C until it reaches 170.44 °C, 170.45 °C and 170.46 °C for 0 m/m, 0.001 m/m and 0.01 m/m of hydraulic gradient, respectively. At the end of the production, the output temperatures were 165.9 °C, 166 °C and 167 °C, respectively. For $\Delta H = 0 \text{ m/m}$, the same results were found in the two cases studied (Figure 4.28).

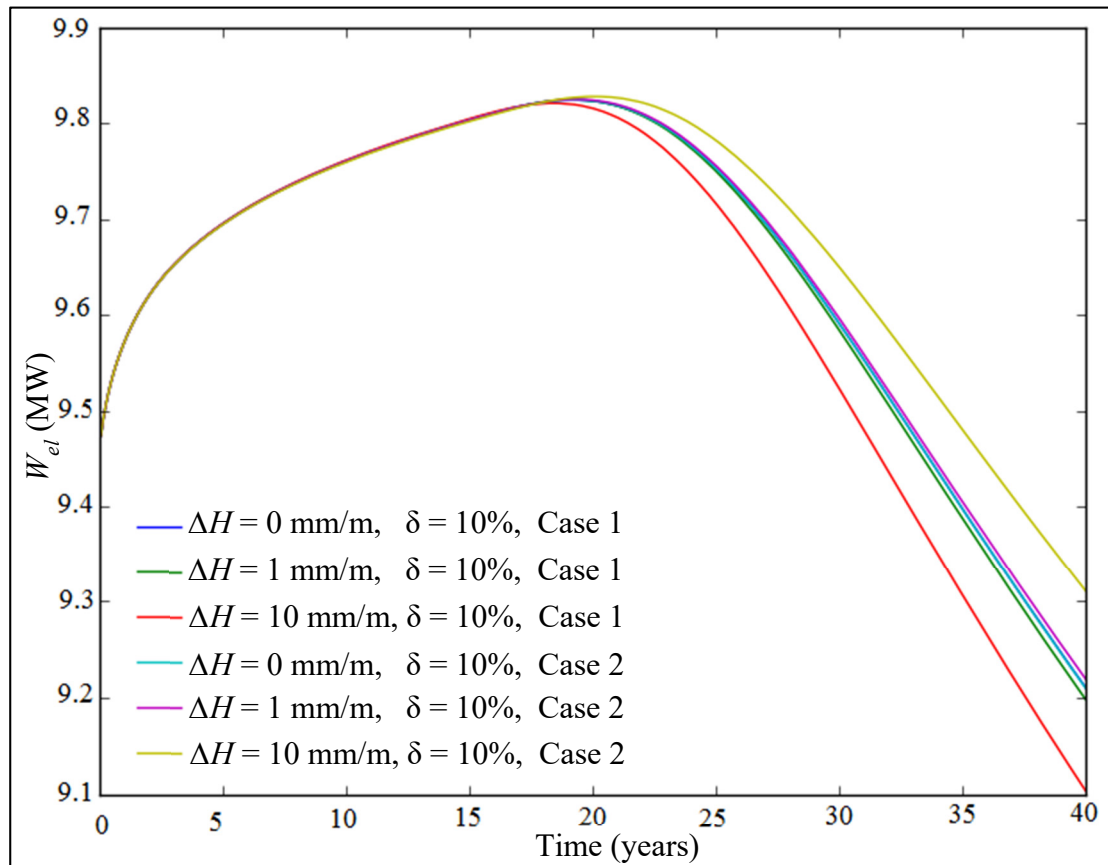


Figure 4.28 Effective electric power as a function of operation time for different value of hydraulic gradient with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $dist = 500 \text{ m}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, and $\delta = 10\%$

When the regional flow direction is from the injection well to the production well, the increase of hydraulic gradient from 0 m/m to 0.01 m/m leads to the decrease of the electrical power. On the other hand, when the direction of the regional flow is from the production well to the injection well, the electrical power is improved. At the end of the operation time, the electrical power is 9.10 MW and 9.31 MW for Case 1 and Case 2, respectively with 0.01 m/m of hydraulic gradient.

The direction of regional flow from the production well to the injection well is recommended because the production temperature and the electrical power are improved.

4.7.6 Energy efficiency based on the electricity generation (Eq. (4.21))

The energy efficiency profile computed with the generated effective electric power and the total energy consumption of injection and production pumps is plotted (Figure 4.29).

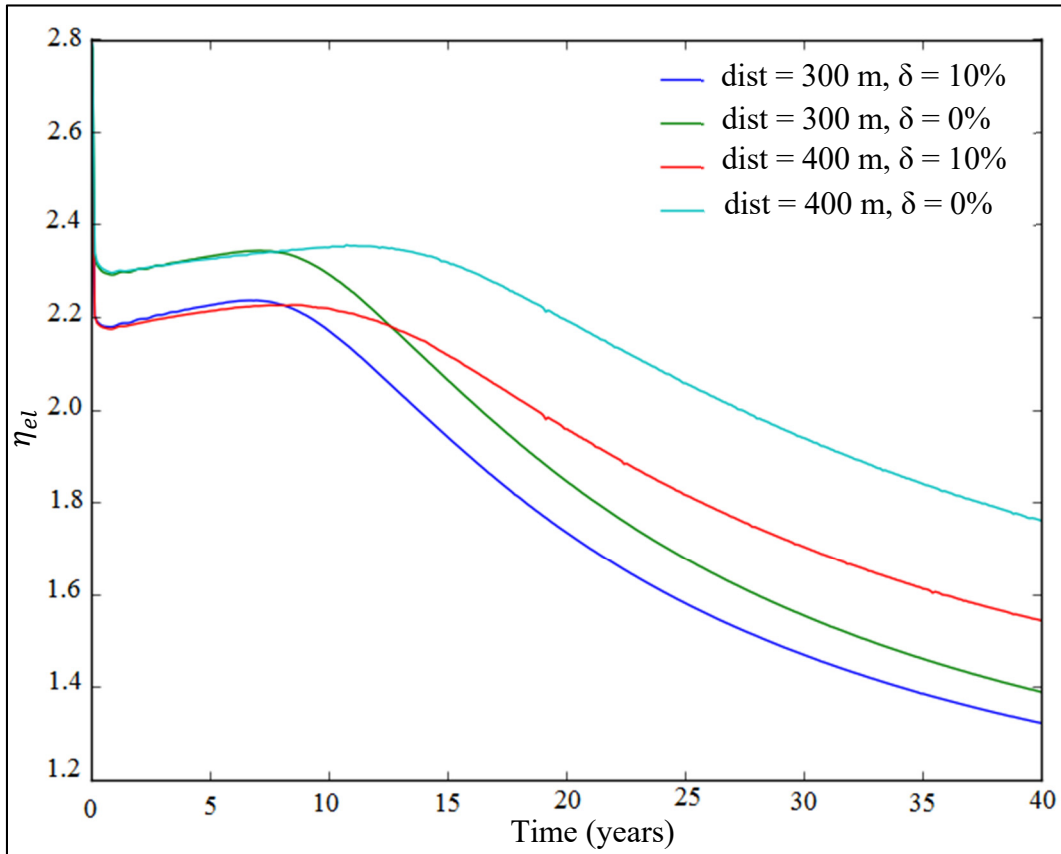


Figure 4.29 Energy Efficiency over 40-year period for different values of well spacing and water losses with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$ and $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$

For all cases studied, the energy efficiency decreases during the heat extraction. The energy efficiency is greater than 1 meaning the effective electric power is greater than the total energy consumption of injection and production pumps as found by authors Sun et al. (2017) and Zeng, Su et Wu (2013). The increase of the water loss from 0% to 10% for 300 m of well spacing results in a decrease of the energy efficiency of EGS from 2.4-1.4 to 2.2-1.3. In the case of 400 m of well spacing, the increase of the water loss from 0% to 10% results in a

decrease of the EGS energy efficiency from 2.3-1.8 to 2.2-1.5. In all cases, the EGS energy efficiency increases with the well spacing. The reservoir flow impedance profiles were similar to those of Zeng et al. (2018) and Zeng et al. (2016b), which suggests that our simulation results were reliable.

4.7.7 Injection temperature T_{inj} effects on the system performance

Water injection temperature is an important parameter in EGS modeling. In EGS, water is injected at specified injection mass flow rate and injection temperature through the injection well and the hot fluid is recovered at the production well. For commercial objectives, water injection temperature is in the range of 60 - 80 °C (Tester et al., 2006; Zeng, Su et Wu, 2013; Zeng et al., 2013; Zinsalo et Lamarche, 2019). Tester et al. (2006) reported that an injection temperature lower than 60 °C caused chemical deposition and scaling which could reduce the system performance. The dependences of the production temperature, the reservoir flow impedance, the heat extraction ratio, energy efficiency, and electrical power are displayed in Figures 4.30, 4.31, 4.32, 4.33, and 4.34 respectively.

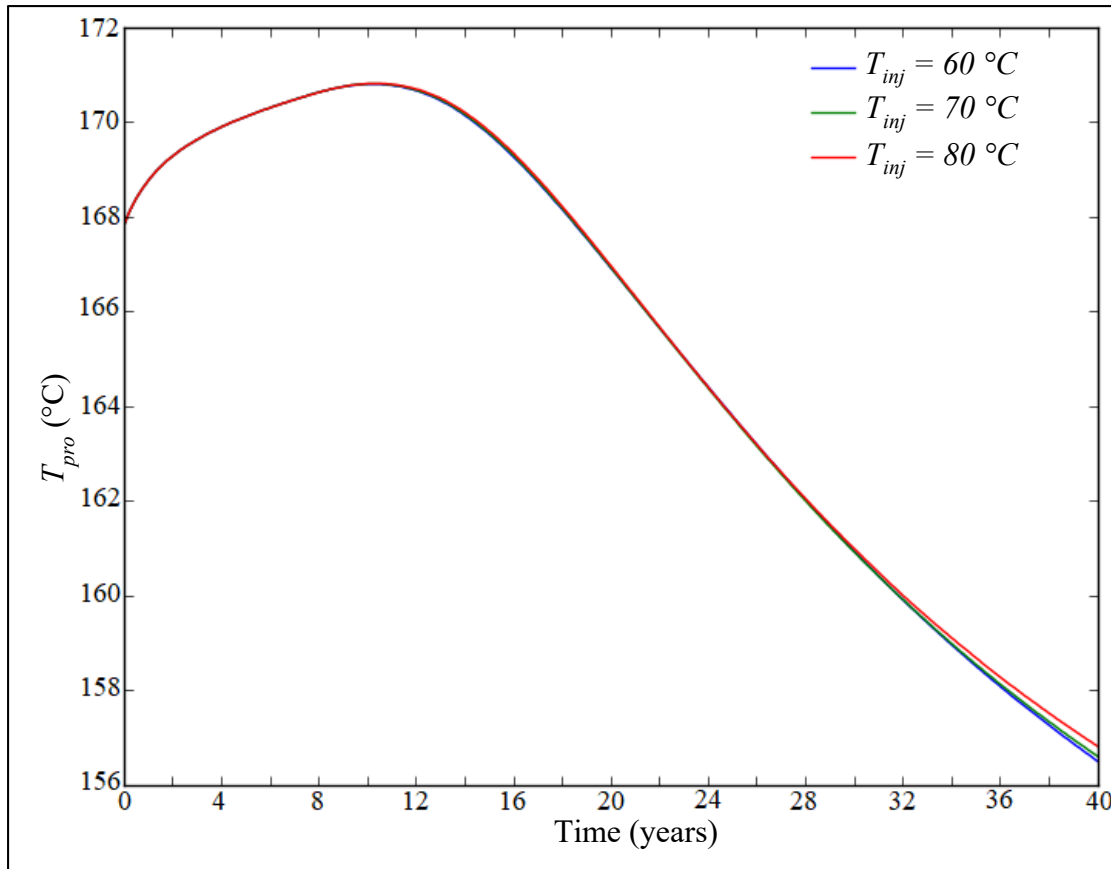


Figure 4.30 Production temperature over 40-year period for different value of injection temperature with $\dot{m}_{inj} = 147.5\text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001\text{ m/m}$, $dist = 400\text{ m}$, and $\delta = 10\%$

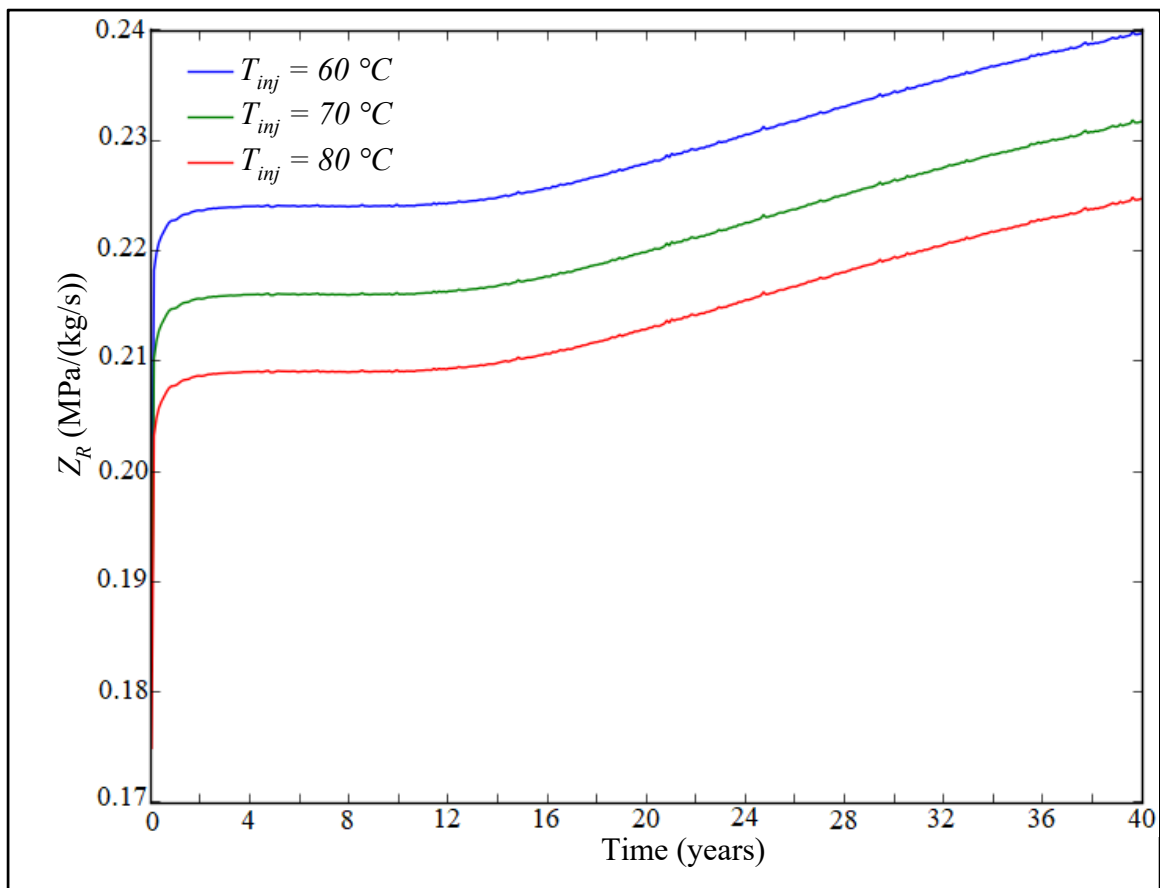


Figure 4.31 Reservoir flow impedance over 40-year period for different value of injection temperature with $\dot{m}_{inj} = 147.5\text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001\text{ m/m}$, $dist = 400\text{ m}$, and $\delta = 10\%$

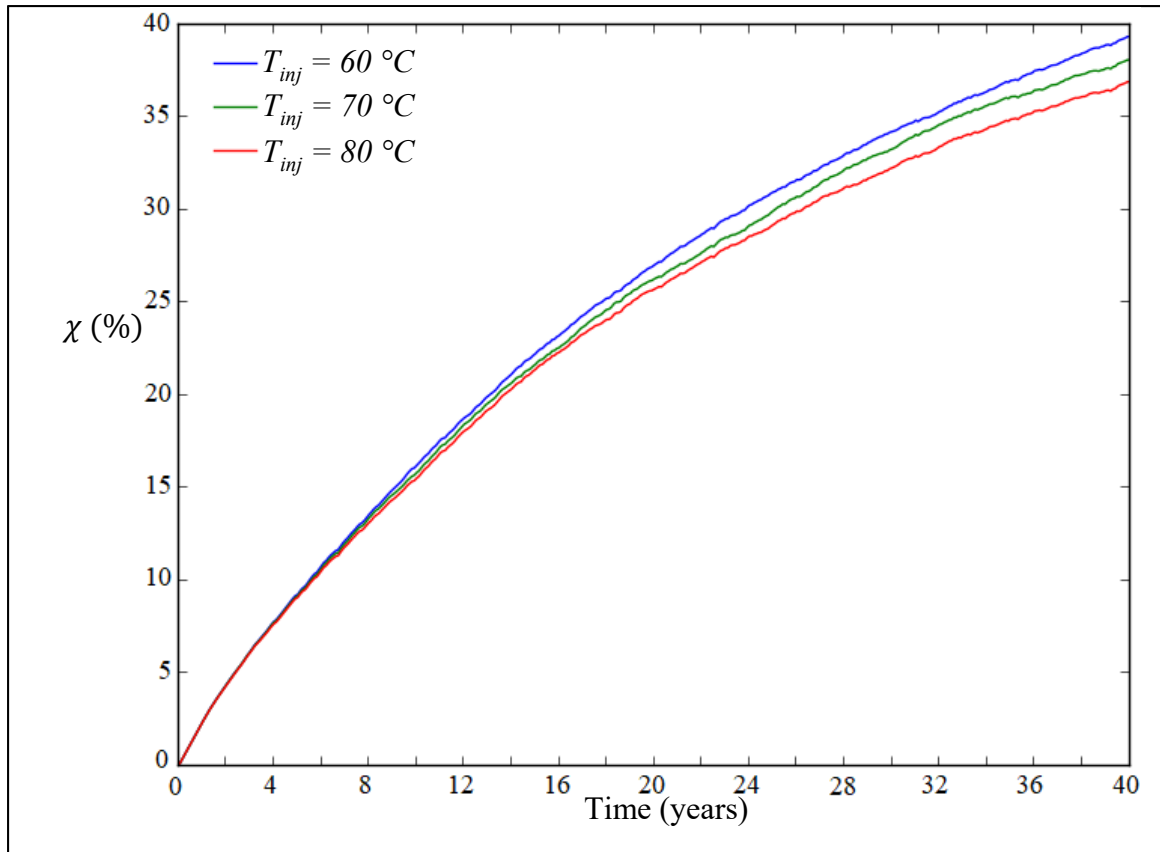


Figure 4.32 Heat extraction ratio over 40-year period for different value of injection temperature with $\dot{m}_{inj} = 147.5\text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001\text{ m/m}$, $dist = 400\text{ m}$, and $\delta = 10\%$

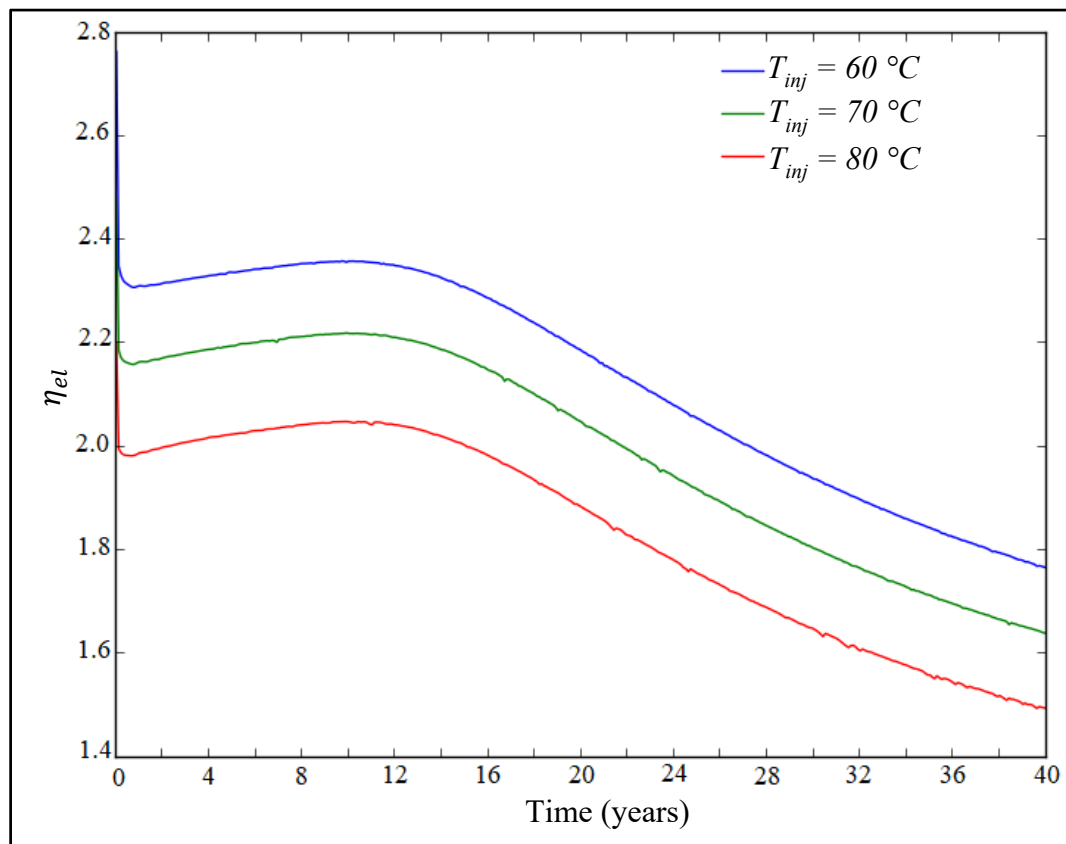


Figure 4.33 Energy efficiency over 40-year period for different value of injection temperature with $\dot{m}_{inj} = 147.5 \text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001 \text{ m/m}$, $dist = 400 \text{ m}$, and $\delta = 10\%$

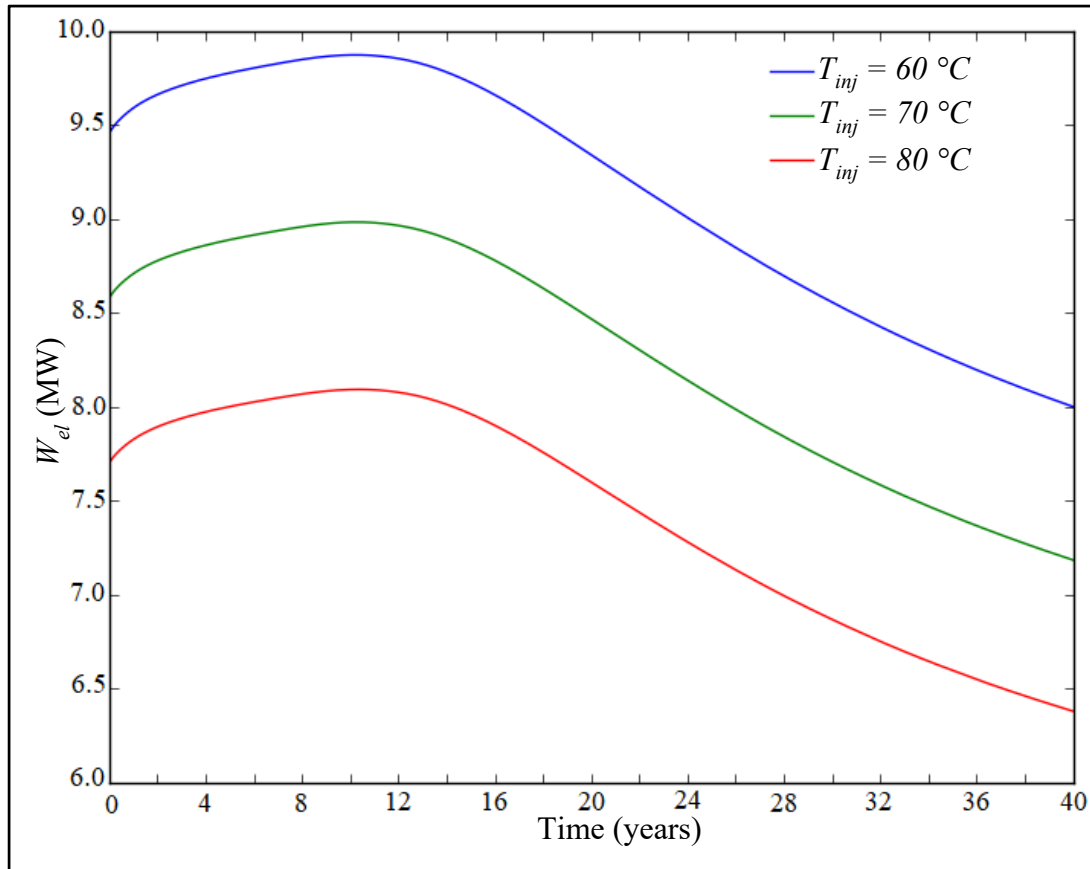


Figure 4.34 Electrical power over 40-year period for different value of injection temperature with $\dot{m}_{inj} = 147.5\text{ kg/s}$, $\Delta H = 0.001\text{ m/m}$, $dist = 400\text{ m}$, and $\delta = 10\%$

It is readily found that, the increase of the injection temperature from 60 to 80°C has a slight effect on the production temperature. By increasing the injection temperature from 60 to 80 °C, the reservoir flow impedance decreases from 0.190-0.239 MPa/(kg/s) to 0.175-0.225 MPa/(kg/s), the heat extraction ratio decreases from 0-39.4% to 0-36.9%, the energy efficiency decreases from 2.76-1.76 to 2.2-1.5, and the effective electrical power decreases from 9.5-8.0 MW to 7.7-6.4 MW under the conditions in this paper. The slight effect on the production temperature leads to a small change of the fluid enthalpy at the outlet of the production well. On the other hand, the increase in the injection temperature has an important effect on the fluid enthalpy at the inlet of the reservoir, hence the reduction in the electrical power. As the production continues, the average reservoir temperature gradually decreases, the fluid viscosity increases, therefore the injection pressure increases, which explains the

increase of the reservoir flow impedance over the production time (Zeng et al., 2013; Zeng et al., 2016b; Zeng et al., 2018). By increasing the injected fluid temperature, the fluid viscosity decreases therefore the injection pressure reduces, hence resulting in a decrease in the reservoir flow impedance. These results are consistent with those of Zeng et al. (2017), Zhou et al. (2019), Zeng et al. (2016c), and Lei et al. (2019). The heat extraction ratio decrease by increasing the injection temperature is in agreement with the finding of Ma et al. (2020b). The decrease in the reservoir flow impedance leads to a decrease in the power consumption. The electrical power and the power consumption decreases by increasing the injection temperature, hence the decrease in the energy efficiency. This result is in good agreement with Zeng et al. (2019). Since, the increase of the injection temperature leads to the decrease of the electrical power, and injection temperature lower than 60°C can cause chemical deposition and scaling, the injection temperature set to 60 °C in this investigation is therefore reasonable.

4.8 Conclusions

In this study, the performance of multiple-fracture enhanced geothermal system considering water losses, reservoir heterogeneity and anisotropy permeability is studied by coupling hydraulic and thermal processes for electricity generation with discrete fracture model. A methodological approach based on the weighted-average reservoir properties is used to quantify the effect of the reservoir heterogeneity on the system performance. A sensitivity analysis over 40-year period was investigated in order to evaluate the influence of the water losses and reservoir heterogeneity during the whole production. The impact of the well inclination and the distance between injection and production wells on the produced fluid temperature, the electrical power and the system energy efficiency were also investigated. The following conclusions were obtained based on the simulated results made under the conditions in this paper:

- (1) The influence of the water losses on the production temperature is small during the whole operation time. The produced fluid temperature reaches 165.5 °C and 165.8 °C

respectively in the reference case ($\delta = 0\%$) and in the case of $\delta = 10\%$. However, the heat production rate extracted is highly influenced by the water losses in the enhanced geothermal system reservoir during the operation time. Neglecting of water losses overestimates the electrical power.

- (2) The impact of the reservoir heterogeneity on the EGS performance is significant. EGS performance could be overestimated by assuming that a reservoir is homogeneous. The heterogeneity influence of a reservoir could be studied by calculating the heat extraction ratio as defined by the equation (4.33). The reservoir heterogeneity varies from one scale to another. With practical approach proposed in this paper, heterogeneity effects could be quantified properly for electricity generation from EGS. The absolute difference in electrical power in the case of the homogeneous reservoir compared to that obtained in the case of the heterogeneous reservoir H1, H2 and H3, is 0.48 MW, 0.83 MW and 0.58 MW, respectively, in this investigation. The heat extraction ratio varies from 0-39.4%, 0-41.1%, 0-42.9%, and 0-45.3% for case H1, case H2, case H3, and case H4, respectively. When the level of reservoir heterogeneity is high, the performance of the system decreases and this confirms the reality of the cases observed on the EGS sites. A practical approach that can be applied from data measurements of rock properties is proposed.
- (3) The well inclination has a low influence on the produced fluid temperature. The higher electrical power is obtained in the case of vertical wells in which the electrical power increases from 9.47 MW to 9.83 MW in 19.3 years and decreases from 9.83 MW to 9.20 MW.
- (4) The distance between injection and production wells is very important in EGS modeling. The greater the wells spacing, the larger the reservoir must be and the water losses become important. The maximum electrical power is obtained in the case of 540 m of well spacing and the corresponding thermal breakthrough time is 25.6 years. The minimum well spacing required for economic lifetime is 431 m under

the conditions in this investigation. The thermal breakthrough time increases with increasing well spacing which is a key for a successful of EGS development.

- (5) The energy efficiency increases as the well spacing increases. The electrical power can balance the total energy consumption of injection and production pumps. The increase of the water losses from 0% to 10% for 500 m of well spacing results in a decrease of the energy efficiency of EGS from 2.4-2.2 to 2.3-2.1. Compared to the ideal case (water losses neglected $\delta = 0\%$), energy efficiency is lower when water losses are taken into account in EGS modeling. It can be concluded that the neglected water loss assumption overestimates EGS energy efficiency. On the other hand, when the direction of the regional flow was from the production well to the injection well, the produced fluid temperature and the electrical power are improved. The regional flow has an important influence on the performance of EGS for electricity generation.
- (6) The injection temperature increase from 60 to 80 °C has a slight effect on the production temperature. The increase of the injection temperature leads to the decrease of the reservoir flow impedance, the decrease of the heat extraction ratio, and the decrease of the energy efficiency under the conditions specified in this investigation.

The reservoir heterogeneity depends on the variation of the properties of layers forming the reservoir. The impact of heterogeneity would be greater when the variations in properties from one layer to another are greater. Our future work will focus on the influence of reservoir heterogeneity and water losses on the heat extraction in EGS using CO₂ as transmission fluid considering the fractures and reservoir deformation in the long term by modeling the thermo-hydro-mechanical-chemical processes. The results will be compared to those obtained using water as a transmission fluid in the EGS reservoir.

4.9 Declaration of competing Interest

The authors declare no conflict of interest.

4.10 Acknowledgements

The authors would thank Islamic Development Bank, Saudi Arabia (600027539) (IDB) and Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada (NSERC) (RGPIN-2014-06240) for their financial support.

4.11 Appendix A: Fluid properties as a function of temperature

The fluid is water and built in Comsol Multiphysics[®]. The water density is expressed as:

$$\rho_f = 1.0335 \times 10^{-5} T^3 - 0.01339 T^2 + 4.9692 T + 432.2571, \quad 293.15 \text{ K} \leq T \leq 553.15 \text{ K} \quad (4.A.1)$$

The dynamic viscosity of the fluid μ_f is expressed as a function of the fluid temperature:

$$\begin{aligned} \mu_f = & 1.3799 - 0.0212T + 1.3604 \times 10^{-4} T^2 - 4.6454 \times 10^{-7} T^3 \\ & + 8.9043 \times 10^{-10} T^4 - 9.0791 \times 10^{-13} T^5 + 3.8457 \times 10^{-16} T^6 \end{aligned} \quad (4.A.2)$$

if $273.15 \text{ K} \leq T \leq 413.15 \text{ K}$, and

$$\mu_f = 0.0040 - 2.1075 \times 10^{-5} T + 3.8577 \times 10^{-8} T^2 - 2.3973 \times 10^{-11} T^3 \quad (4.A.3)$$

with $413.15 \text{ K} \leq T \leq 553.75 \text{ K}$.

The change of isobaric heat capacity is expressed as follows:

$$c_{pf} = 12010.1471 - 80.4073T + 0.3098T^2 - 5.3818 \times 10^{-4} T^3 + 3.6254 \times 10^{-7} T^4 \quad (4.A.4)$$

if $273.15\text{ K} \leq T \leq 553.75\text{ K}$.

The variation of fluid thermal conductivity with temperature is given as:

$$k_f = -0.8691 + 0.0089T - 1.5837 \times 10^{-5} T^2 + 7.9754 \times 10^{-9} T^3 \quad (4.A.5)$$

with $273.15\text{ K} \leq T \leq 553.75\text{ K}$.

CHAPITRE 5

DESIGN AND OPTIMIZATION OF MULTIPLE WELLS LAYOUT FOR ELECTRICITY GENERATION IN A MULTI-FRACTURE ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEM

Joël M. Zinsalo¹, Louis Lamarche¹, Jasmin Raymond²

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

² Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, 490 rue de la Couronne, Québec (Qc), G1K 9A9, Canada

Published in Sustainable Energy Technologies and Assessments, November 2020

5.1 Abstract

The major challenge in Enhanced Geothermal System is to circulate the injected fluid in most part of the reservoir. One solution to this problem is to create artificial fractures in the reservoir and optimally position multiple injection wells and multiple production wells. The wells layout plays a crucial role and requires investigation. This is the ultimate goal of this paper in order to extract a sufficient amount of energy and allow the fluid to reach a larger volume in the heterogeneous reservoir. The results show that a combination of three injection wells with two production wells provides the best performance. With this well layout, the output electrical power drops from 10.40–9.40 MW to 6.84–4.53 MW increasing the injection fluid flow rate in 0.075–0.125 m³/s range because higher the volume flow rate, greater the water losses. The average production temperature after a 40-year period is 164.8 °C. The injected fluid temperature and the hydraulic gradient have a low influence on the production temperature evolution and the heat extraction ratio change. Hydraulic gradient influence on the production temperature is noticeable for a hydraulic gradient value greater than 10 mm/m.

Keywords: Sustainable energy; Multi-well injection; Multi-well production; Wells layout optimization; Energy balance; Electricity production.

5.2 Nomenclature

a_{fr}	fracture aperture, (m)
c_p	heat capacity, (J/(kg.K))
d	wellbore diameter, (m)
\vec{g}	gravity, (9.8 m/s ²)
k	thermal conductivity, (W/(m.K))
K_{xx}, K_{yy}, K_{zz}	reservoir permeability tensor components, (m ²)
K_{fr}	fracture permeability, (m ²)
n	normal direction on the fractures surface
P	fluid pressure, (Pa)
Q_v	volume flow rate, (m ³ /s)
Q_f	exchanged mass fluid by the rock with fractures, (kg/(m ³ . s))
t	time, (s)
T	temperature, (°C)
\vec{V}	flow velocity vector, (m/s)
u, v, w	water velocity components in x, y, z directions, (m/s)
x, y, z	cartesian coordinates, (m)
W_{th}	thermal power, (MW)
W_{el}	effective electrical power, (MW)

Greek symbols

ε	porosity
δ	percentage of water losses, (%)
μ	fluid dynamic viscosity, (Pa.s)
ρ	density, (kg/m ³)

τ	geothermal gradient, ($^{\circ}\text{C}/\text{m}$)
ξ	heat transfer between rock and fractures, (W/m^2)
ΔH	hydraulic gradient, (m/m)
∇_t	tangential gradient

Subscripts

<i>eff</i>	effective
<i>f</i>	fluid
<i>fr</i>	fracture
<i>gr</i>	ground
<i>init</i>	initial
<i>inj</i>	injection
<i>prod</i>	production
<i>r</i>	rock matrix

5.3 Introduction

Worldwide energy consumption keeps increasing due to population growth and industrial development. The twenty-first century is at an intake of an energy transition with the development of alternatives to fossil fuels. Issues related to the growth in the energy demand as well as global warming yet have to be resolved. The International Energy Agency is predicting an annual average energy demand increase of 1.6% until 2035 (Sahu, 2018). The satisfaction of exponentially growing energy needs could be achieved through out the development of renewable energies including deep geothermal energy without environmental impact. The Earth interior contains energy usable as a source of renewable energy to directly produce heat without heat pumps or generate electricity. Several countries operate this type of renewable energy to generate electricity. Currently, the main geothermal power plants are limited in areas of high volcanic activity associated with hydrothermal fluid circulation.

The EGS concept was developed to extend the geothermal power plant use beyond volcanic areas. The Enhanced Geothermal System (EGS) technique can transform geothermal energy into electricity and is a long-term and large-scale sustainable energy development solution (Guo et al., 2019; Kumari et Ranjith, 2019; Olasolo et al., 2016a), (Mahbaz et al., 2020). This technique was successfully implemented at Soultz-Sous-Forêts, France (Held et al., 2014). This EGS technique, based on work conducted at Fenton Hill (Tester et al., 2006), is to enhance the permeability of crystalline rocks to facilitate economic flow rates and extract heat in petrothermal systems (Moeck, 2014). In the absence of reservoir stimulation, the dominating natural heat transfer mechanism in petrothermal systems is conduction. The objective of EGS is to induce advective heat transfer and potentially develop geothermal power plant outside of hydrothermal reservoirs, and produce electricity from water circulating in high-temperature fractured rocks at great depth. Hydraulic stimulation, with injection of cold water at high pressure, is most commonly used to reopen existing fractures and increase the permeability. Once a reservoir is created, the circulated water extracts the heat of the high-temperature rock, and the reservoir becomes more permeable. Our understanding of heat transfer mechanisms taking place in such complex reservoir is relatively basic and the factors that can maximize power production, beyond fluid flow rate and fracture permeability, needs to be better defined to set guides for subsequent reservoirs to be developed. In that sense, numerical modeling of fluid flow, thermal processes, mechanical deformation and chemical reaction in synthetic reservoirs allows to test different operation approaches before being implemented in the field. Pandey, Vishal et Chaudhuri (2018) presented an excellent review on the four processes. Thermo-hydraulic coupling has been shown to be reliable in describing the extraction process in EGS (Pandey, Chaudhuri et Kelkar, 2017). The modeling of hydraulic and thermal phenomena in EGS reservoir is a complex task and previous studies were conducted to help maximize heat extraction from an EGS (Shaik et al., 2011), (Fangming, Liang et Jiliang, 2013), (Hao, Fu et Carrigan, 2013). The development of the model representing a fractured reservoir must take into account the discrete fracture and surrounding reservoir treated as an equivalent porous media. The structure and configuration of a fracture network are complex and accurate information about fracture geometry and aperture is difficult to obtain (Jiang, Luo et Chen, 2013).

The major challenge in operating an EGS is to aim the circulation of the injected fluid through the largest volume of the reservoir since the fluid mainly flows through a limited path along the fractures. Pandey (2016) presented a powerful model by coupling hydraulic and thermal phenomena in EGS reservoir with a single uniform fracture neglecting water losses. Results showed that the thermal breakthrough is earlier at the production well by injecting the fluid at lower temperature and higher flow rate. Larger number of fractures can imply greater reservoir development cost but technical viability first has to be evaluated to help determine if performance can offset the cost.

The wells arrangement in EGS is crucial for profitable operation. Recovery by several production wells has been studied in the past for the purpose of extracting a sufficient amount of energy from an EGS reservoir. The production wells number is a key factor of EGS development and essential to its long-term performance. Yang et Yeh (2009) proposed multiple production wells in heat mining. Water and rock temperatures were developed in Laplace-domain with modified Crump method. They found that the pumped flow rate, the reservoir thickness, the well radius, the geothermal gradient, and the well spacing affected the heat extraction process. The conventional doublet EGS has one production well and one injection well. Chen et Jiang (2015) modeled thermal and hydraulic processes with various production wells arrangement and studied the influence of wells arrangement in EGS considering four cases including the doublet system, four production wells with one injection well, a triplet-straightline, and a triplet-triangle. They found that the triplet-triangle configuration gives best EGS performance assuming the reservoir as homogenous porous medium neglecting water losses. The designing of novel multilateral injection and production wells has been established by Song et al. (2018), and Shi et al. (2018), Shi et al. (2019c). In comparing the doublet system to the multilateral-well EGS, the last one gives higher performance. They proposed a creation of long hydraulic fractures connecting to more natural fractures for optimal exploitation of EGS system. Jiang et al. (2016) established a system with multiple horizontal wells compared to a system with wells in annular shape for EGS exploitation. In comparison with the fractured reservoir, their model gives higher production pressure as advantage. Zeng et al. (2016b) investigated electricity production

from a reservoir injecting the fluid through one injection well against four production wells. Results show that the system reached an output electrical power in 16.8-14.7 MW range. Ding et Wang (2018) proposed 2D model by injecting the fluid through one injection well and recovering the hot fluid through four quarter production wells. Ma et al. (2019a) developed a numerical model for heat extraction in EGS using one production well and by injecting the fluid through three injection wells. They show that multiple injection wells system provides the possibility to inject sufficient mass flow rate in EGS reservoir in order to provide access to larger reservoir volume. Han et al. (2020) designed a novel model EGS for one horizontal injection well under multiple fractures flanked by two horizontal production wells with open hole.

Injection and production wells placements in hydrocarbon reservoirs and geothermal reservoir are similar, although the thermophysical properties of resources and geological formations are almost different (Allahvirdizadeh, 2020). Since the experience in hydrocarbon reservoirs is greater, it would be necessary to explore the methods used to better position wells in this similar field. Ran (2013) presented design and implementation of advanced injection techniques in reservoirs with low and ultra-low permeability in order to maintain sufficient pressure in the reservoir and to improve the recovery efficiency. Janiga et al. (2015) established advanced production techniques based on required technical conditions in wells placement to enhance the recovery factor in oilfields. Redoloza et Li (2019) recently developed extremal optimization able to optimize well layout in oil fields and groundwater resources utilization. Other well placement optimization methods were recently established by Janiga et al. (2019), Chen et al. (2018a), Redouane, Zeraibi et Nait Amar (2019), Zhang et al. (2020b), Pouladi et al. (2020), Kwon et al. (2020), Kuk et al. (2020), Janiga et al. (2020), and Liu et al. (2021).

From extensive investigation carried out, the design of the production wells arrangement is a real challenge for researchers in EGS development and exploitation. Early thermal breakthrough and preferential path flow could be reduced by injecting water through several injection wells and optimal EGS production well layout. However, few previous works have

explored a combination of multiple injection wells with multiple production wells optimally to circulate the injected fluid in most part of the reservoir and to extract a greater amount of energy in EGS. The objective of this study was to design and optimize multiple injection wells and multiple production wells layout and to improve the heat extraction performance in EGS. New approaches are proposed for the operation of an EGS to maximize power production and verify the concepts put forward with numerical reservoir simulations to improve understanding hydraulic and thermal phenomena. To enhance the EGS performance, multiple parallel fractures were studied for the first time with an inclined geometry, by injecting the fluid through multiple wells and by recovering the hot geofluid through multiple wells, which allowed for the injected fluid to flow through several wider paths and increase the heat production performance. The influence of open boundaries has often been ignored in previous EGS modeling work and the influence of the natural or regional hydraulic gradient and the hydrodynamic anisotropy was not fully verified. The influence of fractures within the reservoir considered as porous medium is not negligible in EGS. The fluid is circulating through preferential flow path and the injected fluid in the case of EGS does not circulate entirely in the porous rock limiting the circulation fluid time. This implies that the operation lifetime of the reservoir would reduce. The proposed model creates realistic paths for flow in the heterogeneous reservoir. These aspects were integrated in this study, where the heat production potential is evaluated over 40 years of EGS operation. The reservoir architecture remains theoretical while being representative of further EGS to be developed. Transient three-dimensional model coupling hydraulic and thermal phenomena in an EGS reservoir within three inclined fractures for electricity generation is established to enhance the EGS performance. Injection wells are deeper in comparison with the production wells in order to hold the flowing fluid for a long time instead of representing the vertical wells at the same depth and the fractures shape is irregular (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b). Multiple injection and production wells were designed and their layout is optimized. Further, the impact of the injected volume flow rate, injected fluid temperature, and hydraulic gradient on the production fluid temperature is analyzed in the best case. This investigation provides a guide for the arrangement of multiple injection and multiple production wells in an EGS over 40 years of electricity production.

5.4 Methodology

5.4.1 Physical situation and Mathematical formulation

The 3D model couples hydraulic and thermal phenomena in single fluid phase reservoir. In this model, the water is injected through one well and the hot fluid is recovered through one well for the reference case. The fractured geothermal reservoir consists of five heterogeneous rock layers (Figure 5.1). The geothermal reservoir is represented by a box of 700 m of width, depth and height respectively (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020a). The reservoir bottom is 5850 m underground as indicated in the physical model. The coordinates of points A_1 , A_2 , A_3 , B_1 , B_2 , B_3 , C_1 , C_2 , C_3 , D_1 , D_2 , D_3 are $(0,0,-5745.6)$, $(0,0,-5718.7)$, $(0,0,-5691.9)$, $(700,0,-5331.9)$, $(700,0,-5305.8)$, $(700,0,-5279.7)$, $(700,700,-5361.8)$, $(700,700,-5335.6)$, $(700,700,-5309.5)$, $(0,700,-5784.4)$, $(0,700,-5758.8)$, $(0,700,-5733.1)$ respectively.

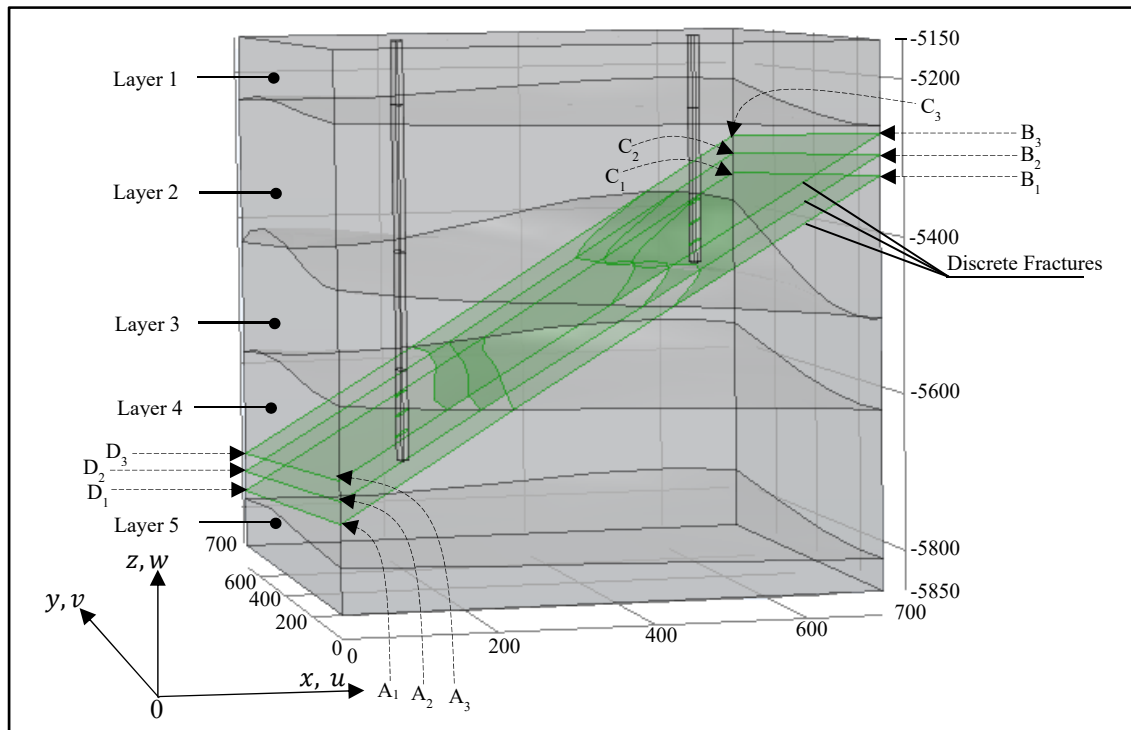


Figure 5.1 Conceptual model of the EGS and coordinate system

The geothermal gradient is $\tau = 30 \text{ }^\circ\text{C}/\text{km}$ and the temperature is $T_{gr} = 8 \text{ }^\circ\text{C}$ at the ground surface (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020a), such that the system is characteristic of pressure-temperature conditions that can occur under average heat flow conditions. The injection well depth is 5700 m and the production well depth is 5450 m. With this option the fluid takes more time to flow towards the recovery wells. The fracture aperture was assumed constant at 0.1 mm, and the fractures were 25 m apart (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020a). The wells diameter was 0.25 m. The injection of water into the reservoir is made over 100 m in the EGS reservoir during the whole energy extraction (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020a). The water injection temperature is $60 \text{ }^\circ\text{C}$ throughout the EGS operation (Tester et al., 2006; Zeng et al., 2016b). Fluid thermophysical properties in the reservoir are dependent of the geofluid temperature over the study period. The heterogeneous geothermal reservoir has anisotropic permeability and the model parameters were the same in our previous study (Table 5.1) (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020a).

Table 5.1 Thermal and hydraulic properties of rock layers and fractures

	c_p ($\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$)	ε -	ρ ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	k ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$)	\mathbf{K} (m^2)		
					K_{xx}	K_{yy}	K_{zz}
Layer 1	1000	0.001	2450	3.0	1.0×10^{-18}	1.01×10^{-18}	1.1×10^{-18}
Layer 2	950	0.01	2500	3.2	7.0×10^{-15}	5.8×10^{-15}	6.0×10^{-15}
Layer 3	930	0.02	2580	3.4	6.8×10^{-15}	8.0×10^{-15}	3.11×10^{-14}
Layer 4	920	0.05	2600	3.5	3.1×10^{-14}	4.0×10^{-14}	6.0×10^{-14}
Layer 5	900	0.002	2650	3.5	1.2×10^{-18}	1.4×10^{-18}	1.1×10^{-18}
Fracture	900	0.6	1200	3.2	See equation (13)		

The rock matrix storage coefficient χ_r , the fractures storage coefficient χ_{fr} and the water coefficient storage are set to $1\times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ during the whole heat extraction process (Shi et al., 2018).

In this investigation, 9 different wells configurations were designed for the heat mining. In all the cases studied, the injection wells are located at 150 m away from left reservoir surface.

The arrangements of injection wells and production wells designed were described as follows:

- Case 1 (reference case): The doublet system is considered in this case the fluid is injected through one well and the recovery of the hot fluid is made through one well positioned in middle of the EGS reservoir (Figure 5.2.a). The injection well was 400 m from the production well.
- Case 2: The second case consists of injecting the fluid through one well and by recovering the hot fluid through two wells (Figure 5.2.b). The two production wells are aligned and are 500 m apart.
- Case 3: In this case, the configuration considered allows to inject the fluid through one well and the recovery of the hot fluid through three wells (Figure 5.2.c). The three recovery wells were aligned and 250 m apart.
- Case 4: Four-spot well configuration in which the injection is made through three wells and the recovery through a single well as shown in Figure 5.2.d. The three aligned injection wells were 250 m apart.
- Case 5: The fifth case consists of injecting fluid with three wells and the recovery by two production wells was considered (Figure 5.2.e). The three injection wells are aligned in y direction and are 250 m apart.
- Case 6: Six-spot well layout where three injection wells and three production wells were considered. The three injection wells are aligned in y direction and are 250 m apart and the production wells are 250 m apart (Figure 5.2.f).
- Case 7: Triplet well-configuration where two injection wells and one production well were considered (Figure 5.2.g). The two injection wells are aligned in y direction and are 500 m apart.

- Case 8: Four-spot well layout where two injection wells and two production wells were considered (Figure 5.2.g). The two injection wells are aligned in y direction and are 500 m apart.
- Case 9: Five-spot well configuration where two injection wells and three production wells were considered (Figure 5.2.g). The two injection wells are aligned in y direction and are 500 m apart.

In the 9 cases studied, all the injection wells were located at the same depth of 5700 m and all the wells for recovery were positioned at the same depth of 5450 m. In Figure 5.2, all different wells layouts were represented.

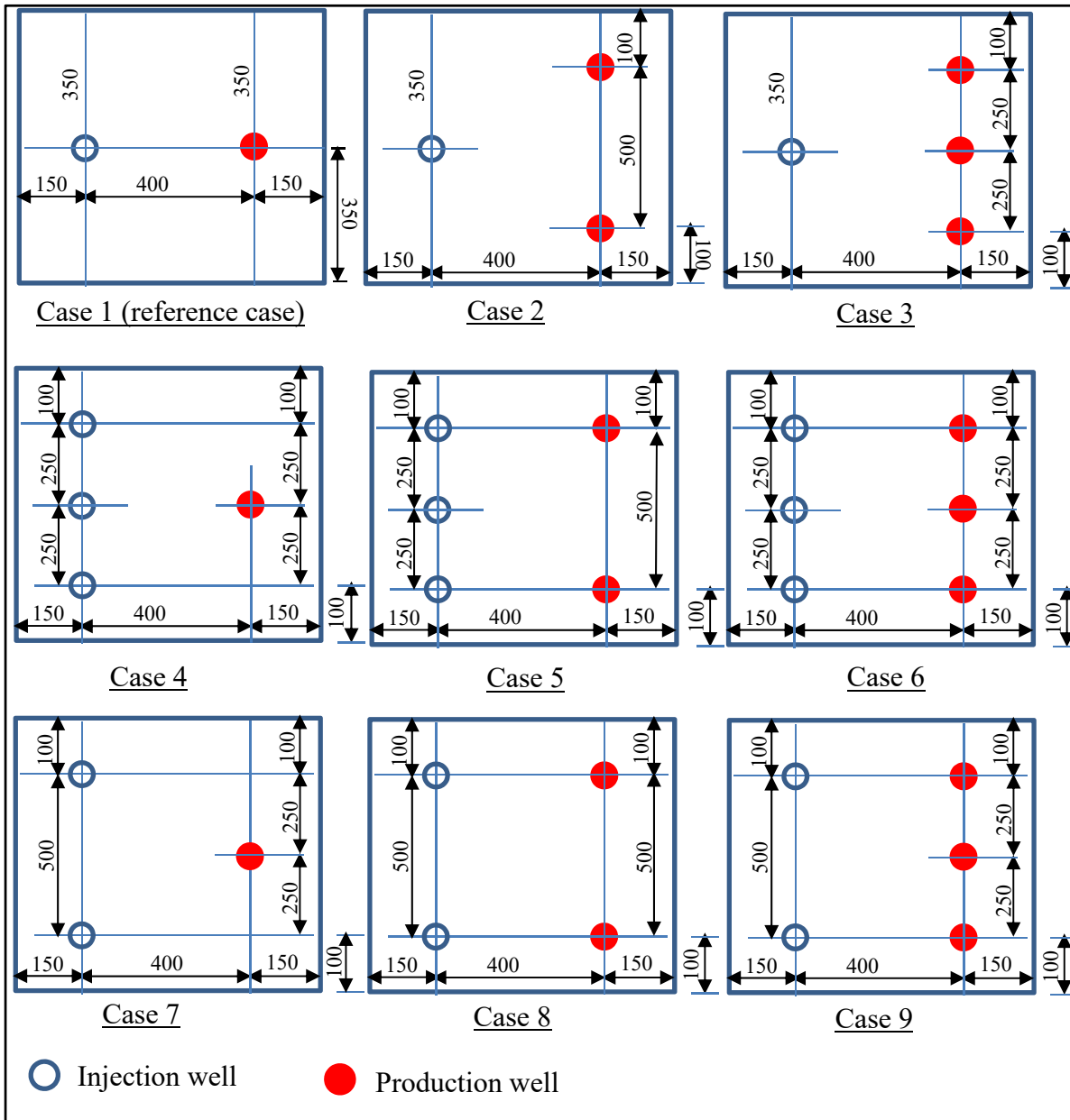


Figure 5.2 Top view of injection and production wells layout

The fluid is water and built in Comsol Multiphysics®. The dynamic viscosity of the fluid μ_f (Pa.s) is given as:

$$\mu_f = \begin{cases} 1.3799 - 0.0212T + 1.3604 \times 10^{-4} T^2 - 4.6454 \times 10^{-7} T^3 \\ \quad + 8.9043 \times 10^{-10} T^4 - 9.0791 \times 10^{-13} T^5 + 3.8457 \times 10^{-16} T^6 \text{ for } 273.15 \text{ K} \leq T \leq 413.15 \text{ K} \\ 0.0040 - 2.1075 \times 10^{-5} T + 3.8577 \times 10^{-8} T^2 - 2.3973 \times 10^{-11} T^3 \text{ for } 413.15 \text{ K} \leq T \leq 553.75 \text{ K} \end{cases} \quad (5.1)$$

for a fluid temperature in the range of 273.15 K and 413.15 K, and

The fluid heat capacity change c_{pf} ($J/(kg.K)$) was calculated by:

$$c_{pf} = 12010.1471 - 80.4073T + 0.3098T^2 - 5.3818 \times 10^{-4} T^3 + 3.6254 \times 10^{-7} T^4 \quad (5.2)$$

for a fluid temperature in the range of 273.15 K and 553.75 K.

The variation of fluid thermal conductivity k_f ($W/(m.K)$) with temperature is given as:

$$k_f = -0.8691 + 0.0089T - 1.5837 \times 10^{-5} T^2 + 7.9754 \times 10^{-9} T^3 \quad (5.3)$$

for a fluid temperature in the range of 273.15 K and 553.75 K.

The fluid density ρ_f (kg/m^3) is expressed as a function of temperature (Bundschuh et Suárez A, 2010):

$$\rho_f = 996.9 \left(1 - 3.17 \times 10^{-4} (T - 25) - 2.56 \times 10^{-6} (T - 25)^2 \right), \quad 20^\circ C \leq T \leq 300^\circ C \quad (5.4)$$

5.4.2 Governing equations

In all layers, the governing equations of continuity, momentum and energy are solved for transient flow in the three dimensional porous matrix as well as the two-dimensional fractures. The fluid is injected in the reservoir through the circumference of the injection

well. The work-induced viscous forces and pressure are assumed negligible. Heat transfer by radiation and interaction between heat and mass transfer are considered negligible and no chemical reaction within the reservoir is simulated. The local thermal equilibrium is assumed ignoring the temperature difference between the water and rock matrix for long-term productivity (Aliyu et Chen, 2017a; 2017b; Song et al., 2018; Zeng et al., 2018; Zhang et al., 2019a). The water flow in the reservoir is assumed in laminar regime and Darcy's law is applied. The fluid in the reservoir is assumed Newtonian, incompressible and in liquid phase because of the high pressure in the reservoir.

Considering the geothermal reservoir as a continuous medium based on the concept of the representative elementary volume, the principle of mass conservation makes it possible to establish the following equation of continuity for a geothermal fluid flowing through the molecular interstices of the reservoir (Nield et Bejan, 2012; Song et al., 2018):

$$\frac{\partial(\varepsilon\rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \vec{V}) = -Q_f \quad (5.5)$$

where $\vec{V} = (u, v, w)$ is the Darcy velocity with components u , v , and w respectively in directions x , y and z , ρ_f is the fluid density and ε is the porosity of the reservoir and Q_f is the mass transport between porous rock and fractures.

The fluid flow through the geothermal reservoir is described by 3-D Darcy's equation (Jiang et al., 2014; Nield et Bejan, 2012):

$$\vec{V} = -\frac{\overline{K}_{res}}{\mu_f} (\nabla P + \rho_f \vec{g}) \quad (5.6)$$

where P is the fluid pressure, \vec{g} is the gravitational acceleration, and μ_f is the dynamic viscosity of the fluid.

The effective permeability tensor $\overline{\overline{K}}_{res}$ for laminar and three-dimensional flow in the geothermal reservoir is defined as:

$$\overline{\overline{K}}_{res} = \begin{pmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} \end{pmatrix} \quad (5.7)$$

where K_{xx} , K_{yy} and K_{zz} are the permeabilities along the principal axes.

Considering the pressure effect on the porosity of the rock matrix regarded as an elastic porous storage, the first term of the equation (5.6) can be re-written as follow:

$$\frac{\partial(\varepsilon\rho_f)}{\partial t} = \varepsilon \frac{\partial\rho_f}{\partial t} + \rho_f \frac{\partial\varepsilon}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5.8)$$

The rock matrix compressibility σ_r is expressed as follows:

$$\sigma_r = \frac{1}{\varepsilon} \frac{\partial\varepsilon}{\partial p} \quad (5.9)$$

the storage coefficient χ_r of the rock matrix is computed as:

$$\chi_r = \varepsilon\sigma_r \quad (5.10)$$

Equation (5.5) is rewritten by substituting the equations (5.6)-(5.10) as follows:

$$-\chi_r\rho_f \frac{\partial p}{\partial t} - Q_f = -\nabla \cdot \rho_f \left[\frac{\overline{\overline{K}}_{res}}{\mu_f} (\rho_f \bar{g} + \nabla P) \right] + \varepsilon \frac{\partial\rho_f}{\partial t} \quad (5.11)$$

where Q_f is the fluid exchanged on the fracture surface between porous rock and fractures defined as (Sun et al., 2017):

$$Q_f = -\rho_f \frac{K_{fr}}{\mu_f} \frac{\partial P}{\partial n} \quad (5.12)$$

in which, n is the normal direction on the fracture surface and K_{fr} is the fracture effective permeability calculated with cubic law (Han et al., 2019; Zambrano et al., 2019):

$$K_{fr} = \frac{a_{fr}^2}{12f} \quad (5.13)$$

where f is the fracture roughness factor set to 1.6.

The energy equation in the geothermal reservoir is formulated with local thermal equilibrium approach in which the temperature of the geothermal fluid circulating in the reservoir is equal to the porous rock temperature, and written as (Cheng et al., 2016b; Nield et Bejan, 2012; Song et al., 2018):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\left\{ (1-\varepsilon)(\rho c_p)_r + \varepsilon(\rho c_p)_f \right\} T \right] + \vec{V} \cdot \vec{\nabla} \left[(\rho c_p)_f T \right] = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T) - \xi \quad (5.14)$$

in which $k_{eff} = (1-\varepsilon)k_r + \varepsilon k_f$ denoted the effective thermal conductivity of the system formed by the rock and the fluid.

In equation (14), ξ denoted the heat exchanged by the porous rock with the fractures defined as:

$$\xi = \vec{n} \cdot \left[-\nabla (k_{eff} T) + (\rho C_p)_f T \vec{V} \right] \quad (5.15)$$

The following equations are used to model the fluid flow and heat transport in the fractures within the porous matrix in two-dimensions:

$$\frac{\partial(a_{fr} \varepsilon_{fr} \rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (a_{fr} \rho_f \vec{V}_{fr}) = Q_f \quad (5.16)$$

$$\vec{V}_{fr} = -\frac{K_{fr}}{\mu_f} (\nabla P_{fr} + \rho_f \vec{g}) \quad (5.17)$$

where ε_{fr} is the fracture porosity, \vec{V}_{fr} (m/s) is the Darcy velocity vector in the fractures, P_{fr} is the pressure in the fractures, ρ_f (kg/m³) is the water density, μ_f (Pa.s) is the water dynamic viscosity.

Defining the fracture compressibility by σ_{fr} expressed as follows:

$$\sigma_{fr} = \frac{1}{\varepsilon_{fr}} \frac{\partial \varepsilon_{fr}}{\partial p} \quad (5.18)$$

The storage coefficient χ_{fr} of the rock matrix is computed as:

$$\chi_{fr} = \varepsilon_{fr} \sigma_{fr} \quad (5.19)$$

Substituting equations (5.17)-(5.19) into the equation (5.16) gives the governing equation of the water flow in the fractures:

$$\frac{\partial(\rho_f a_{fr} \varepsilon_{fr})}{\partial t} + \nabla_i \cdot a_{fr} \rho_f \left[\frac{K_{fr}}{\mu_f} (\nabla_i P_{fr} + \rho_f \vec{g}) \right] = Q_f a_{fr} - \chi_{fr} a_{fr} \rho_f \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5.20)$$

The energy equation through the fractures is given by (Cheng et al., 2016b; Song et al., 2018):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[a_{fr} \left\{ (1 - \varepsilon_{fr}) (\rho c_p)_{fr} + \varepsilon_{fr} (\rho c_p)_f \right\} T \right] + a_{fr} \vec{V}_{fr} \cdot \vec{\nabla} \left[(\rho c_p)_f T \right] = a_{fr} \nabla \cdot (k_{eff,fr} \nabla T) + \xi \quad (5.21)$$

where $k_{eff,fr} = (1 - \varepsilon_{fr}) k_{fr} + \varepsilon_{fr} k_f$ denoted the effective thermal conductivity of the system formed by the fractures and the fluid.

The heat extraction power is calculated as follows (Asai et al., 2018; Song et al., 2018; Willems et al., 2017; Xia et al., 2017; Zhang et al., 2014):

$$W_{th} = \frac{1}{L_{pro}} \int_0^{L_{pro}} \rho_{f,pro} Q_{v,pro} c_{pf,pro} T(l,t) dl - \frac{1}{L_{inj}} \int_0^{L_{inj}} \rho_{f,inj} Q_{v,inj} c_{pf,inj} T_{inj} dl \quad (5.22)$$

in which $Q_{v,inj}$ was the injected volume flow rate, $T(l,t)$ was production temperature calculated at location $l(x,y,z)$ and operation time t , and $Q_{v,pro}$ denoted the production volume flow rate.

The effective electric power is calculated as follows (Lei et al., 2019; Lei et al., 2020; Sanyal et Butler, 2005b; Xu et al., 2018; Zeng et al., 2013; Zeng et al., 2016b; Zeng et al., 2018; Zeng et al., 2016c):

$$W_{el} = 0.45 \left(1 - \frac{T_0}{T_{pro}} \right) W_{th} \quad (5.23)$$

in which T_{rej} was assumed equal to 288.75 K which denoted the temperature of the rejected heat in Kelvin, 0.45 was the utilization efficiency factor and T_{pro} is geofluid production temperature in Kelvin (Sanyal et Butler, 2005b).

A comparison of the performance of all models designed is done based on the following criteria:

(1) The production temperature T_{pro} is computed as follows:

$$T_{pro} = \frac{\int_0^{L_{pro}} T(l, t) dl}{L_{pro}} \quad (5.24)$$

(2) Water losses δ calculated as follows:

$$\delta = \frac{\dot{m}_{inj} - \dot{m}_{pro}}{\dot{m}_{inj}} \quad (5.25)$$

in which the total injected mass flow rate is denoted by \dot{m}_{inj} and \dot{m}_{pro} denoted the total mass flow rate at the production wells calculated as follows:

$$\dot{m}_{inj} = \frac{1}{L_{inj}} \int_0^{L_{inj}} \rho_{inj} Q_{v, inj} dl \quad (5.26)$$

$$\dot{m}_{pro} = \frac{1}{L_{pro}} \int_0^{L_{pro}} \rho_{pro} \cdot (2\pi r_{pro} L_{pro} V_{pro}) dl \quad (5.27)$$

(3) Flow impedance of the reservoir is computed as follow (Zeng, Su et Wu, 2013):

$$Z_R = \frac{P_{inj} - P_{pro}}{\dot{m}_{pro}} \quad (5.28)$$

where P_{pro} is the production pressure prescribed at production well, and P_{inj} is the average injection pressure calculated as:

$$P_{inj} = \frac{\int_0^{L_{inj}} P(l,t) dl}{L_{inj}} \quad (5.29)$$

- (4) The heat extraction ratio β which denotes the thermal energy extracted from the reservoir divided by stored thermal energy, calculated as follows (Song et al., 2018):

$$\beta = \frac{\iiint_{\Gamma} \rho_r c_{p,r} (T_{init} - T(t)) d\Gamma}{\iiint_{\Gamma} \rho_r c_{p,r} (T_{init} - T_{inj}) d\Gamma} \quad (5.30)$$

where $T(t)$ denoted the EGS reservoir temperature at time t , Γ represented the reservoir volume, the initial reservoir temperature was denoted by $T_{r,0}$.

5.4.3 Initial and boundary conditions

Initially, the pressure was hydrostatic and calculated based on the reservoir depth. Furthermore, the reservoir temperature initially is denoted by $T_{init}(z)$ and is expressed as:

$$T_{init}(z) = T_{gr} - \tau \times (-z) \quad (5.31)$$

where z is the depth in kilometers and τ is the geothermal gradient equal to 30 °C/km. in which the depth is represented by z in kilometers and τ represented the geothermal gradient equal to 0.03 °C per meter.

Boundary conditions have important impact on the reservoir performance evaluation in EGS and require attention (Chen, Liu et Liao, 2019). In this study, the fluid was injected with

mass flow rate of $\dot{m}_{inj} = \rho_{inj} Q_{v,inj}$ where $Q_{v,inj}$ is the volume flow rate equal to 75 l/s. Production wells pressure was 30 MPa. No flow condition was applied at the top surface and the bottom surface of the EGS reservoir and maintained both adiabatic.

Open boundary condition was applied on the entire reservoir vertical surface:

$$t > 0, \quad \begin{cases} T = T_{gr} - \tau \times (-z) & \text{if } \vec{n} \cdot \vec{V} < 0 \\ \vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0 & \text{if } \vec{n} \cdot \vec{V} \geq 0 \end{cases}, \quad P = \rho_f g (-\Delta H \times x - z) \quad (5.32)$$

in which ΔH denoted hydraulic head gradient set to 1 mm/m in this investigation. It means that a regional hydraulic gradient across the reservoir was assigned parallel to the x - y plane. Namely, the regional flow induced natural groundwater flow from the injection towards the production well in x direction with $-\Delta H \cdot x$ of hydraulic head (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020a).

5.4.4 Numerical modeling

In this model, the water was injected in the fourth reservoir layer and the fluid recovery was done in the second basal reservoir layer (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020a). The injection and production length extends for 100 m of the wellbore. The production temperature was evaluated with the operation time for different meshes tested (Figure 5.3).

This model couples transient equations of fluid flow and heat transfer in discrete fracture and within the porous matrix. The fluid is injected into the fourth layer of the reservoir and the fluid recovery is done in the second basal layer of the reservoir (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b). The injection and production length extends for 100 m of the wellbore.

The production temperature was evaluated as a function of EGS operation time for different meshes tested (Figure 5.3).

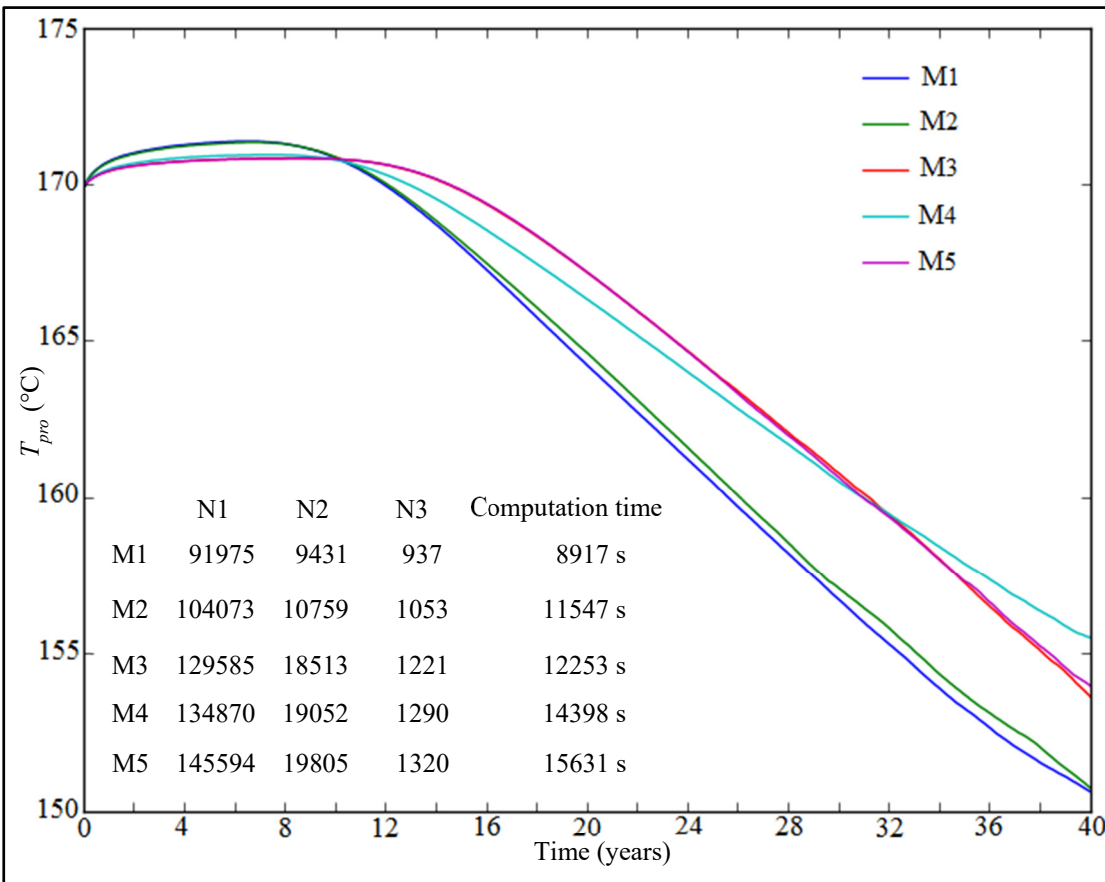


Figure 5.3 Effect of meshes on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m in the case of one injection well and one production well

The effect of the mesh on the numerical results was verified with 5 different meshes. Complete mesh size model comprises N1 tetrahedral elements for the matrix block (finer mesh), N2 triangular elements for the fractures (finer mesh), and N3 edge elements for the wells. The injection and production wellbores were implemented with fine mesh with 58.2 m of maximum size, an extra fine mesh with 25.5 m of maximum size, an extra fine mesh with 4 m of maximum size, an extremely fine mesh with 14.6 m of maximum size, an extremely fine mesh with 4 m of maximum size in the cases of meshes M1, M2, M3, M4, and M5 respectively. The numerical results of mesh 3 and mesh 5 show the convergence in 12,253 s and 15,631 s of simulation time respectively. The mesh 3 would give reliable results the earliest. The complete mesh of different well configurations studied is presented in table 5.2.

Simulations for the calculation of hydraulic and thermal phenomena were conducted in Comsol Multiphysics® 5.5 with finite element method. The time step is equal to 0.1 year. The mesh of the doublet EGS, fractures and wells is shown (Figure 5.4).

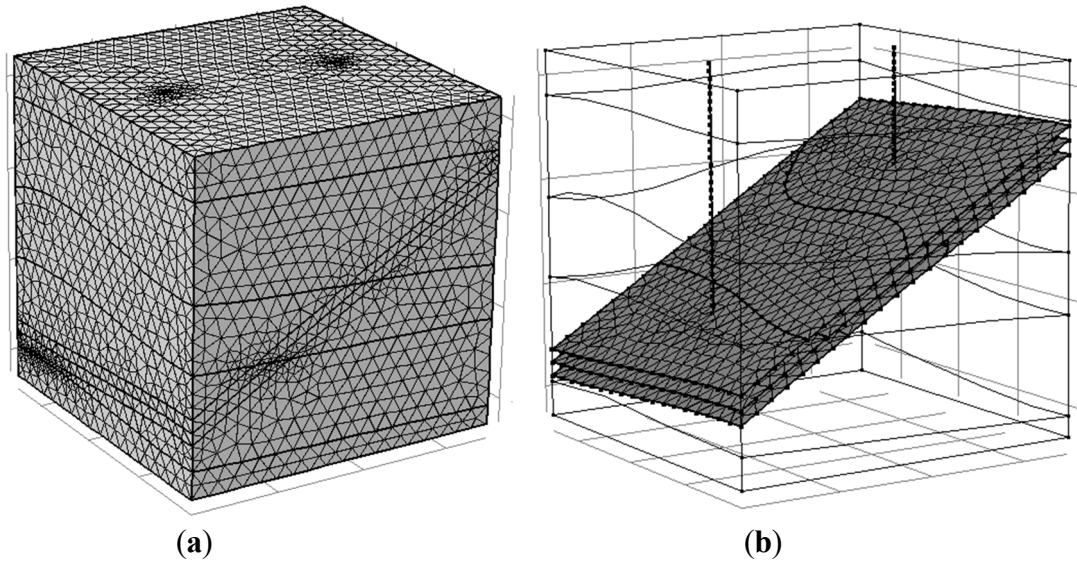


Figure 5.4 Mesh of the (a) EGS and (b) fractures

Table 5.2 Complete mesh of different well configuration studied

Cases	Tetrahedra elements	Triangles elements	Edge elements	Vertex elements	Average element quality	Minimum element quality
1	129,585	18,513	1,221	58	0.6615	0.2037
2	141,659	19,617	1,273	64	0.6603	0.1833
3	149,140	19,810	1,297	69	0.6589	0.1256
4	147,052	19,523	1,279	68	0.6593	0.1741
5	157,979	20,387	1,318	73	0.6570	0.2018
6	159,394	20,073	1,331	78	0.6577	0.1605
7	139,981	19,367	1,255	63	0.6603	0.1878
8	150,093	20,168	1,295	68	0.6596	0.1693
9	151,173	19,908	1,309	73	0.6591	0.1926

5.5 Validation of Thermo-Hydraulic Numerical Model

The established model reliability has been checked in comparing numerical solution to solutions obtained analytically (Aliyu et Chen, 2017a; Song et al., 2018; Zhang et al., 2019a) or numerical solutions to experimental results (Aliyu et Chen, 2017b). In this study, the validity of the numerical solutions is tested against an analytical solution of fracture temperature distribution presented by Hu et al. (2014). The water is injected at the inlet of a horizontal fracture with a constant injection velocity U_{inj} with an injection temperature T_{inj} . The hot fluid is recovered at the outlet of the fracture with a thickness set to a_{fr} . The single fracture divides the rock matrix in two parts (Figure 5.5). Model parameters were shown in Table 5.2 modified from Zhang et al. (2019a), Yao, Shao et Yang (2018), and Hu et al. (2014). Considering the fracture temperature and the rock matrix initially fixed at T_{ro} , the temperature $T_{fr}(x, t)$ in the fracture at different position x and time t is given analytically by Hu et al. (2014):

$$T_{fr}(x, t) = T_{ro} + (T_{inj} - T_{ro}) \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{k_r x}{\rho_f C_{pf} U_{inj} d_{fr}} \cdot \sqrt{\frac{\rho_r C_{pr} U_{inj}}{k_r \cdot (U_{inj} t + x)}} \right) \quad (5.33)$$

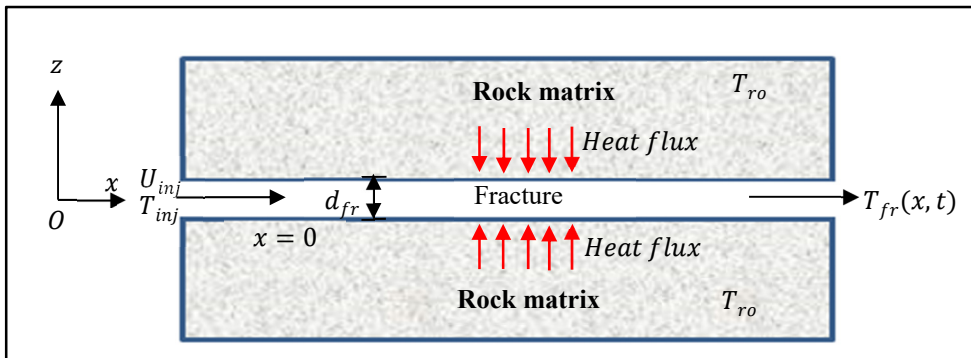


Figure 5.5 Flow and heat transfer in a single horizontal fracture considered for verification.

For verification, the model parameters are summarized in Table 5.3 and the production temperature changes are displayed giving a good agreement (Figure 5.6).

Table 5.3 Validation reservoir model parameters

Parameters	Value
a_{fr} (m)	0.001
ρ_f ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	1000
C_{pf} ($\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$)	4200
ρ_r ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	2820
C_{pr} ($\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$)	1170
k_r ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$)	2.8
T_{ro} ($^{\circ}\text{C}$)	173
U_{inj} ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)	0.01
T_{inj} ($^{\circ}\text{C}$)	60

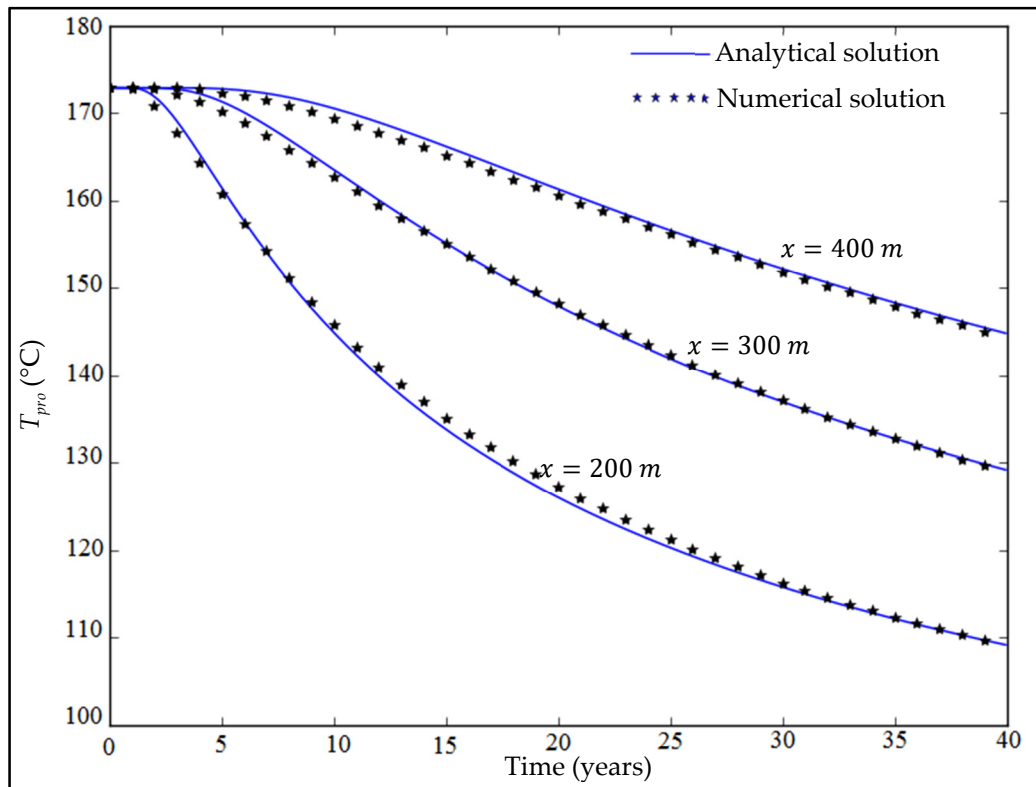


Figure 5.6 Comparison of numerical results against analytical solution of Hu et al. (2014) at different positions along the fracture.

5.6 Results and Discussion

5.6.1 Multi-well layout performance

First, the evolution of the reservoir temperature is presented at 1, 10, 20, 30 and 40 years of operation for each well layout case, respectively.

The injected water at lower temperature and high pressure implies the fluid pressure increase and the EGS reservoir temperature drops as the operation goes on. At the beginning of the operation, it is readily found that, around the injection wells, the reservoir temperature dropped to 60 °C corresponding to the injected water temperature.

The fluid pressure increases gradually around the injection wells and changes shortly as the production goes on. A cold zone occurs around the injection wells and because of the high injected fluid pressure under low temperature, this cold zone expands towards the production wells as the production goes on. As the flow rate of injected fluid increases, it has been found that the fluid pressure in the reservoir drops because the permeability in the fractures is higher than that in the rock matrix (Figures 5.7 – 5.9).

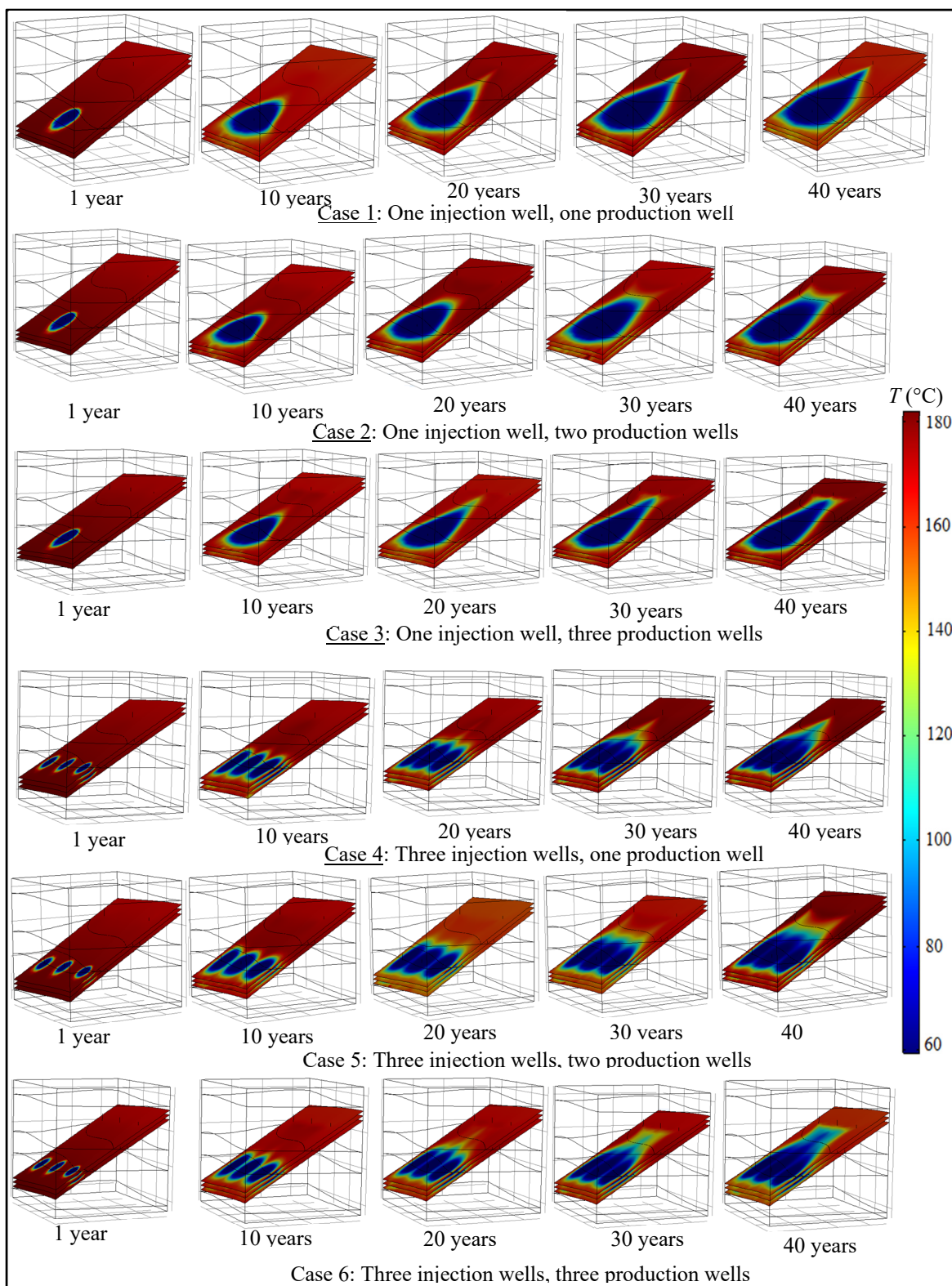


Figure 5.7 Spatial distribution of temperature in fractures for $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ $^{\circ}\text{C}$, $\Delta H = 1$ mm/m at different time for cases 1 to 6

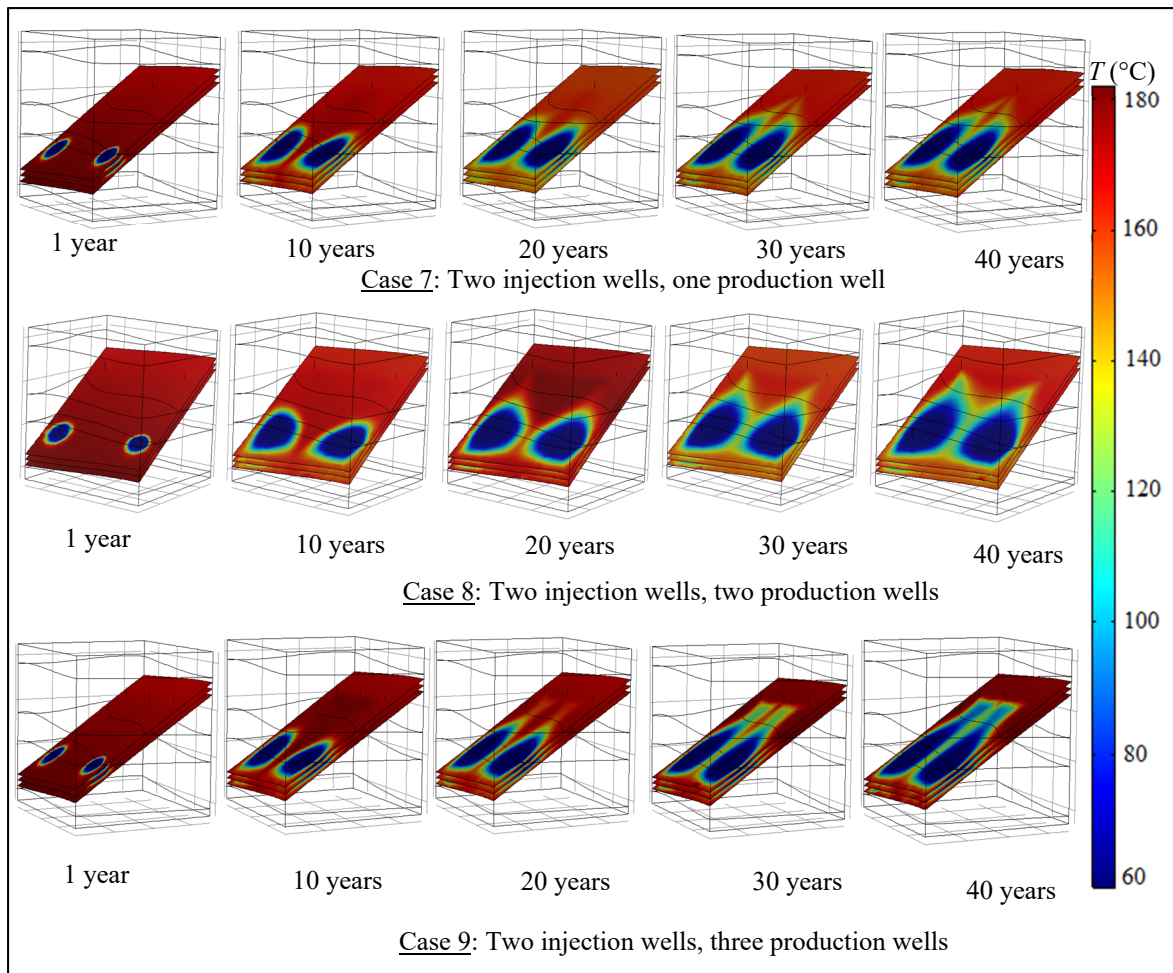


Figure 5.8 Spatial distribution of temperature in fractures for $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C, $\Delta H = 1$ mm/m at different time for cases 7 to 9

Figure 5.9 illustrates spatial distribution of fluid temperature and streamlines at $t = 40$ years for different studied cases. The formed low temperature zone has expanded the fractures and interfaces of layers 2, 3, 4. It can be observed that the most part of the reservoir is cooled in the case of three injection wells. Of all the configurations explored, only case 5 presents a cold zone which does not invade the production wells at $t = 40$ years. The fluid flows through most of the reservoir, the production temperature is improved and the thermal breakthrough time is longer.

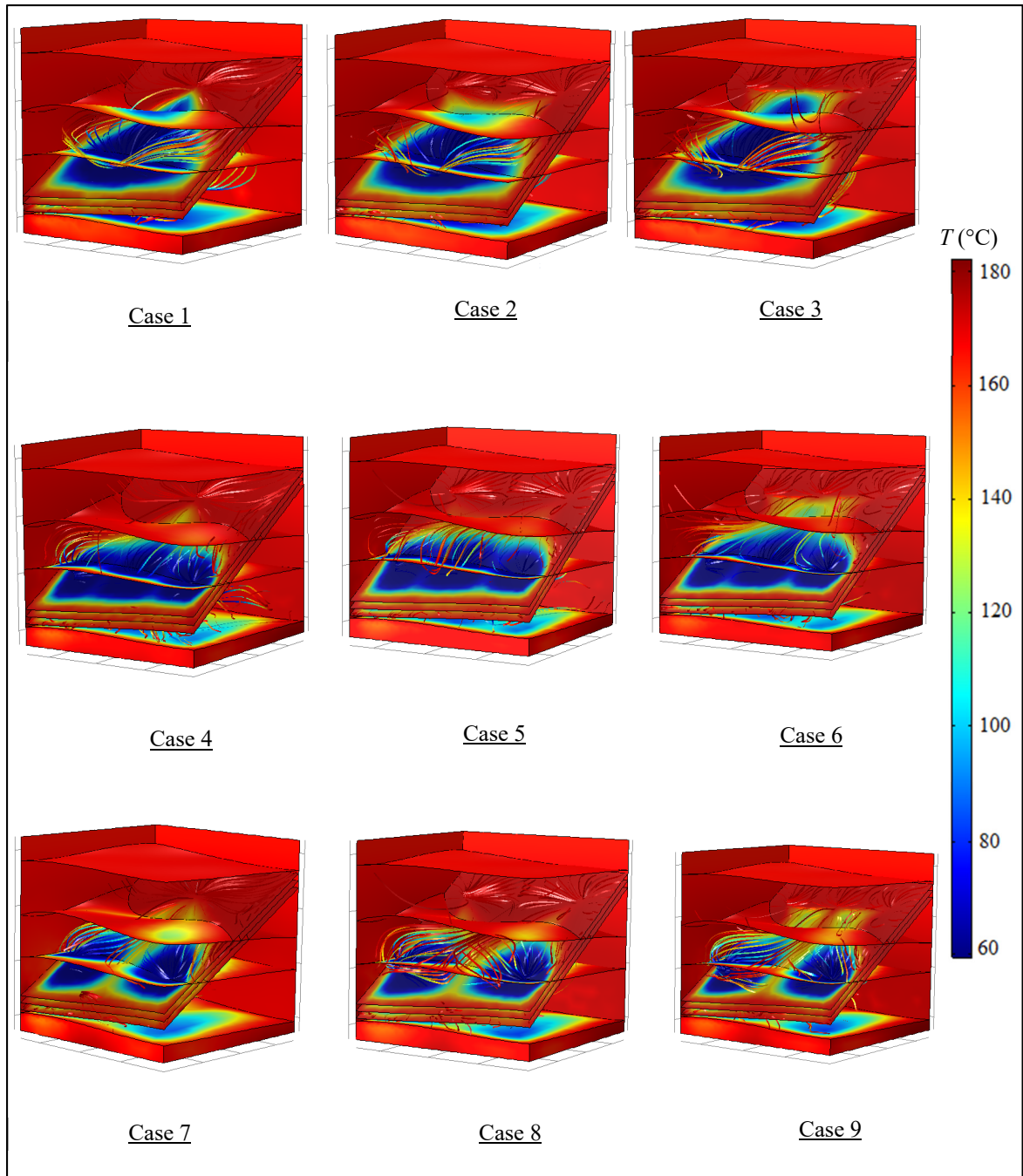


Figure 5.9 Spatial distribution of fluid temperature and streamlines at $t = 40$ years with for $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C for different studied cases

In order to evaluate the multi-well layout performance, a comparative study was conducted based on the production temperature, the reservoir impedance, the percentage of water losses and the heat extraction ratio as a function of operation time for the nine cases studied.

Figure 5.10 shows the production temperature evolution with the operation time for different wells layout. The thermal breakthrough occurs at 11.3, 18.4, 11.1, 14.1, 18.3, 14.1, 16.4, 13.8, 13.9 years for the case 1 to 9, respectively. One stable stage and one declining stage were obtained in all the cases studied.

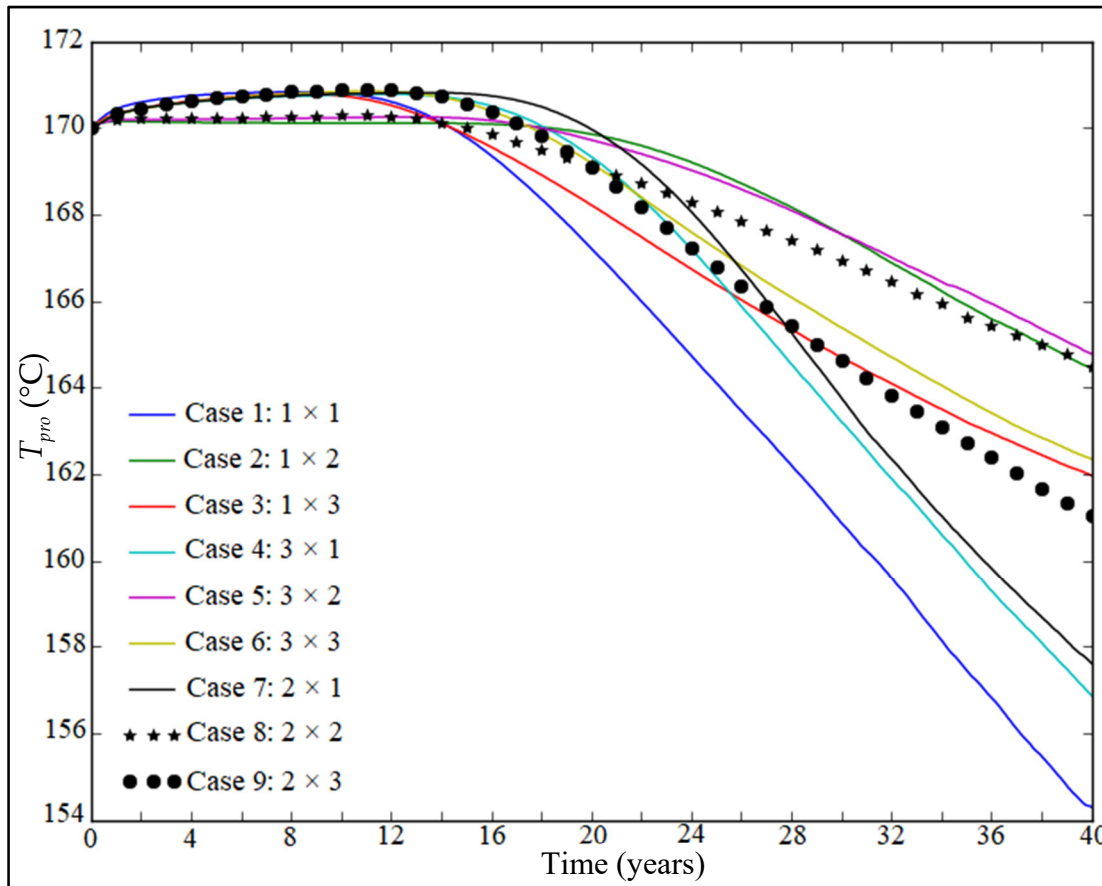


Figure 5.10 Production temperature as a function of operation time with $Q_v = 75 \text{ l/s}$, $T_{inj} = 60 \text{ °C}$ and $\Delta H = 1 \text{ mm/m}$ for different wells layout

The stable stage corresponds to 0-11.3, 0-18.4, 0-11.1, 0-14.1, 0-18.3, 0-14.1, 0-16.4, 0-13.8, 0-13.9 years for cases 1 to 9, respectively. In all the cases studied, the temperature drop was low because the injected water absorbs a sufficient amount of heat and the temperature at the production wells drops slowly over 40-year period. In the stable stage, the production temperature substantially corresponds to the initial reservoir temperature. The temperature drop starts as soon as the cold injected fluid reaches the production wells. The declining stage

is 11.3-40, 18.4-40, 11.1-40, 14.1-40, 18.3-40, 14.1-40, 16.4-40, 13.8-40, and 13.9-40 years for cases 1 to 9, respectively. The production temperature decreases in the declining stable to 154.3 °C, 164.5 °C, 162 °C, 157 °C, 164.8 °C, 162.4 °C, 157.6 °C, 164.5 °C, 161 °C in cases 1 to 9, respectively. For commercial objectives, Garnish and Schok recommended a temperature drawdown of around 10% over a period of 15 to 20 years (Baria et al., 1999). Cases 2 and 5 are very interesting and have an improved production temperature. For cases 2 and 5, the produced fluid temperature decreases by 3.2% and 3.0% less than 10%, such that with these cases, commercial objectives can be reached.

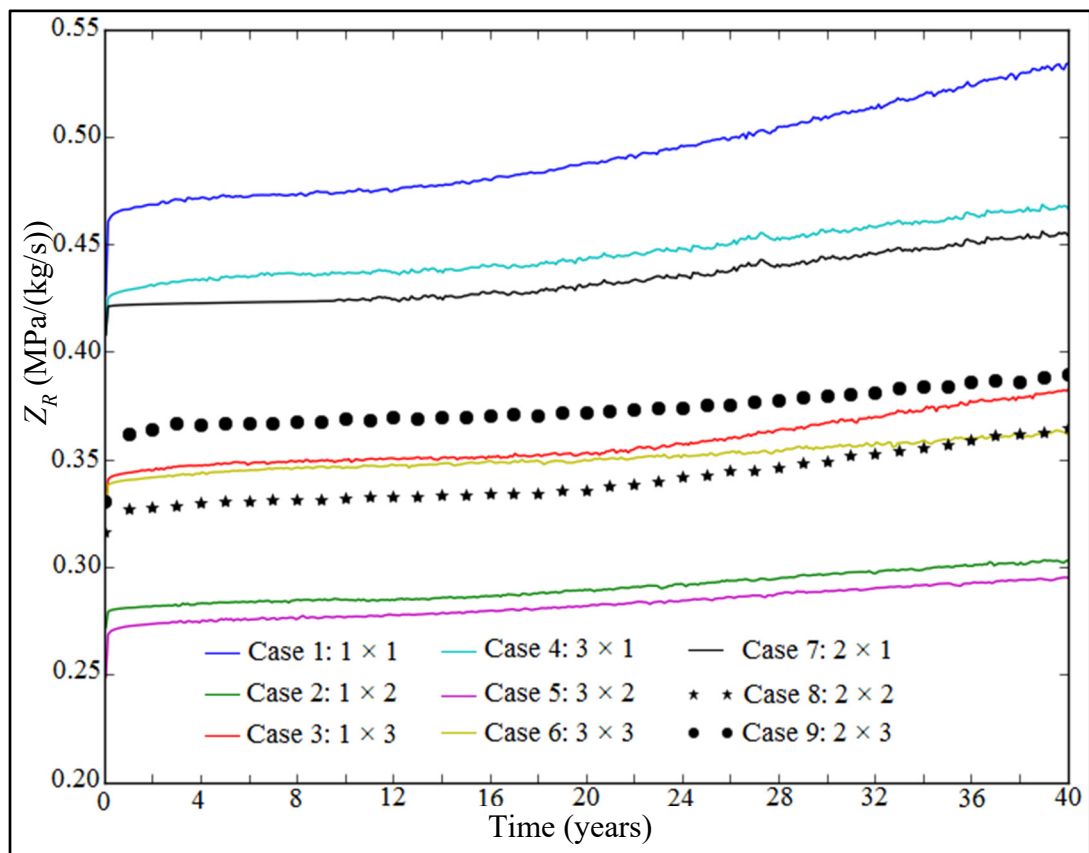


Figure 5.11 Reservoir impedance as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m for different wells layout

The evolution of the reservoir flow impedance over 40 year-period is displayed considering different well layouts (Figure 5.11). The reservoir flow impedance value varies from 0.42-0.53, 0.27-0.30, 0.32-0.38, 0.41-0.47, 0.24-0.29, 0.32-0.36, 0.40-0.45, 0.31-0.36, 0.33-

0.39 MPa/(kg/s) for cases 1 to 9, respectively. Cases 3 and 6 show a better evolution of the reservoir impedance.

For further analysis, a comparison of the percentage of water losses is analyzed for each well layout as showed in figure 5.12.

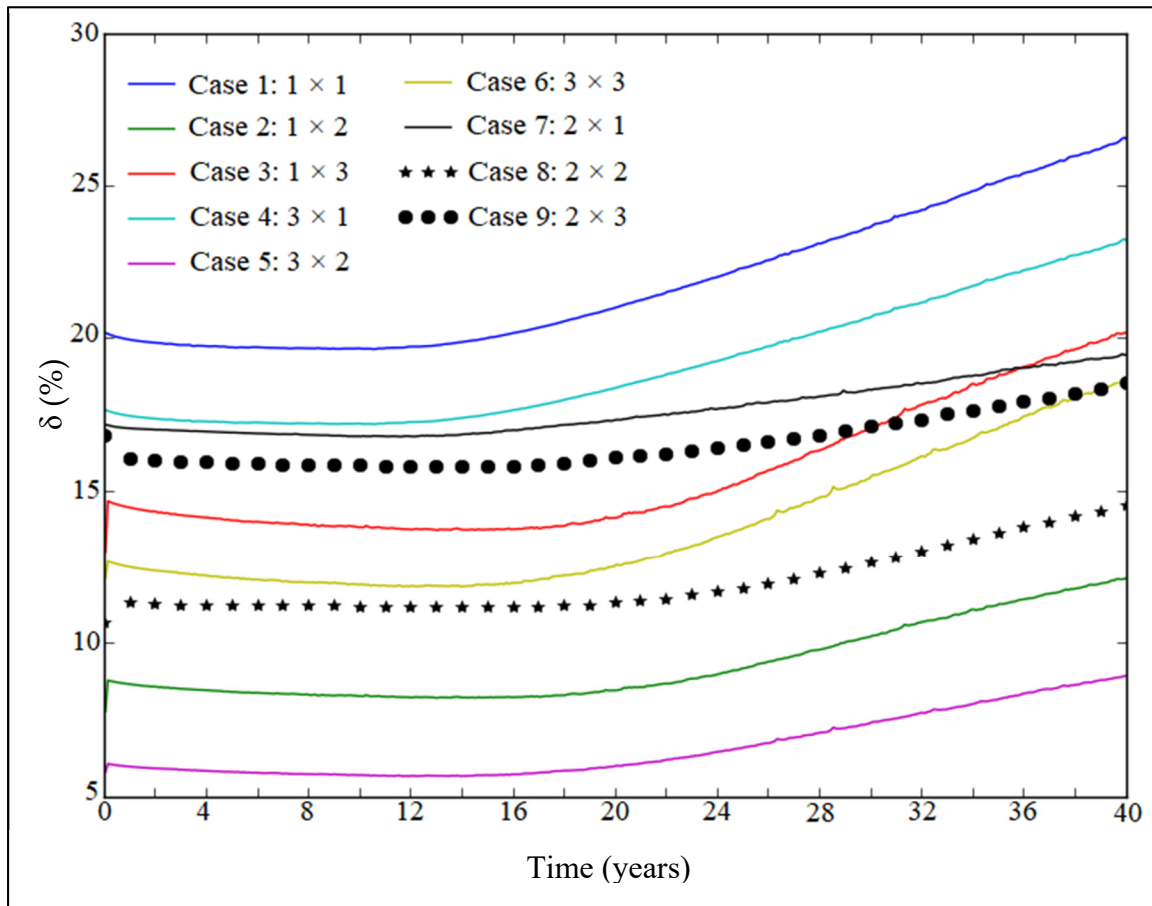


Figure 5.12 Water losses as a function of operation time with $Q_v = 75 \text{ l/s}$, $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ and $\Delta H = 1 \text{ mm/m}$ for different wells layout

In practice, the EGS reservoir is not waterproof. Water losses have a preponderant role on the extracted thermal power although the water loss can be supplemented at the injection well. As the EGS operation time goes on, the water losses vary according to the type of considered well layouts. Considering the conventional geothermal doublet system corresponding to case 1, the water losses vary from 25.2% to 33.2%. The average water losses are 21.8%, 9.3%,

15.5%, 19.1%, 6.6%, 13.8%, 17.7%, 12.0%, 16.5% for cases 1 to 9, respectively during the whole heat extraction process. The water losses obtained in cases 5 and 2 are very low and interesting. It should also be noted that the multi-well production system reduces water losses.

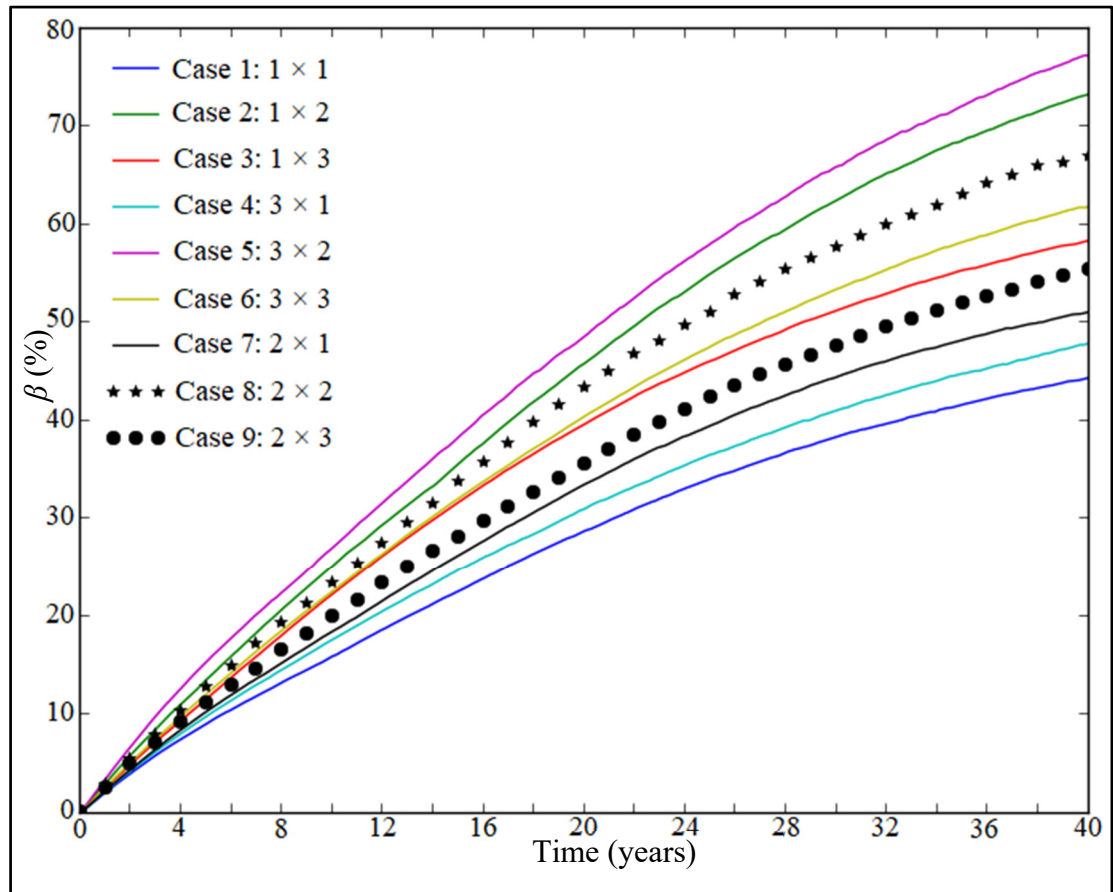


Figure 5.13 Heat extraction ratio as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m for different wells layout

From the simulated results, the heat extraction ratio values vary from 0-44.3%, 0-73.3%, 0-58.3%, 0-47.8%, 0-77.2%, 0-61.8%, 0-51.1%, 0-67.0%, 0-55.3%, for cases 1 to 9, respectively.

The best EGS performance is obtained in case 5 in which three injection wells and two production wells were adopted.

5.6.2 Parametric study

The aim of this section was to identify factors affecting the EGS performance over 40-year period and recommend possible operation scheme. The influence of the fractures number, injected volumetric flow rate, injected fluid temperature and natural hydraulic gradient on the performance indicators (production temperature, the electrical power and the heat extraction rate) was investigated in the best case found (case 5).

5.6.2.1 Influence of the number of fractures

The fluid injected into the EGS reservoir does not access entire rock mass and this water is governed by fractures: short circuits are thus occurred in the reservoir affecting the EGS performance. Induced hydraulic fractures are necessary to improve heat exchange, but a thorough analysis of the topography and the number of fractures is necessary for optimal exploitation. It is for this reason that the position and the number of hydraulic fractures were analyzed while maintaining the same distance of 25 m between hydraulic fractures. Six cases were possible for an exhaustive study (Figure 5.14). It should be noted that only the green fractures in Figure 5.14 were considered in each case. The influence of the man-made fractures number on the performance indicators was investigated.

The production temperature change over 40-year period for different number and location of fractures is illustrated (Figure 5.15). The same trend was found for all the studied cases (Figure 5.15). The produced fluid temperature remains equal to the reservoir initial temperature in the stable stage of production during the first 16 years and gradually dropped to 164.92 °C, 164.72 °C, 164.75 °C, 164.95 °C, 164.64 °C, and 164.81 °C in the order of the studied cases.

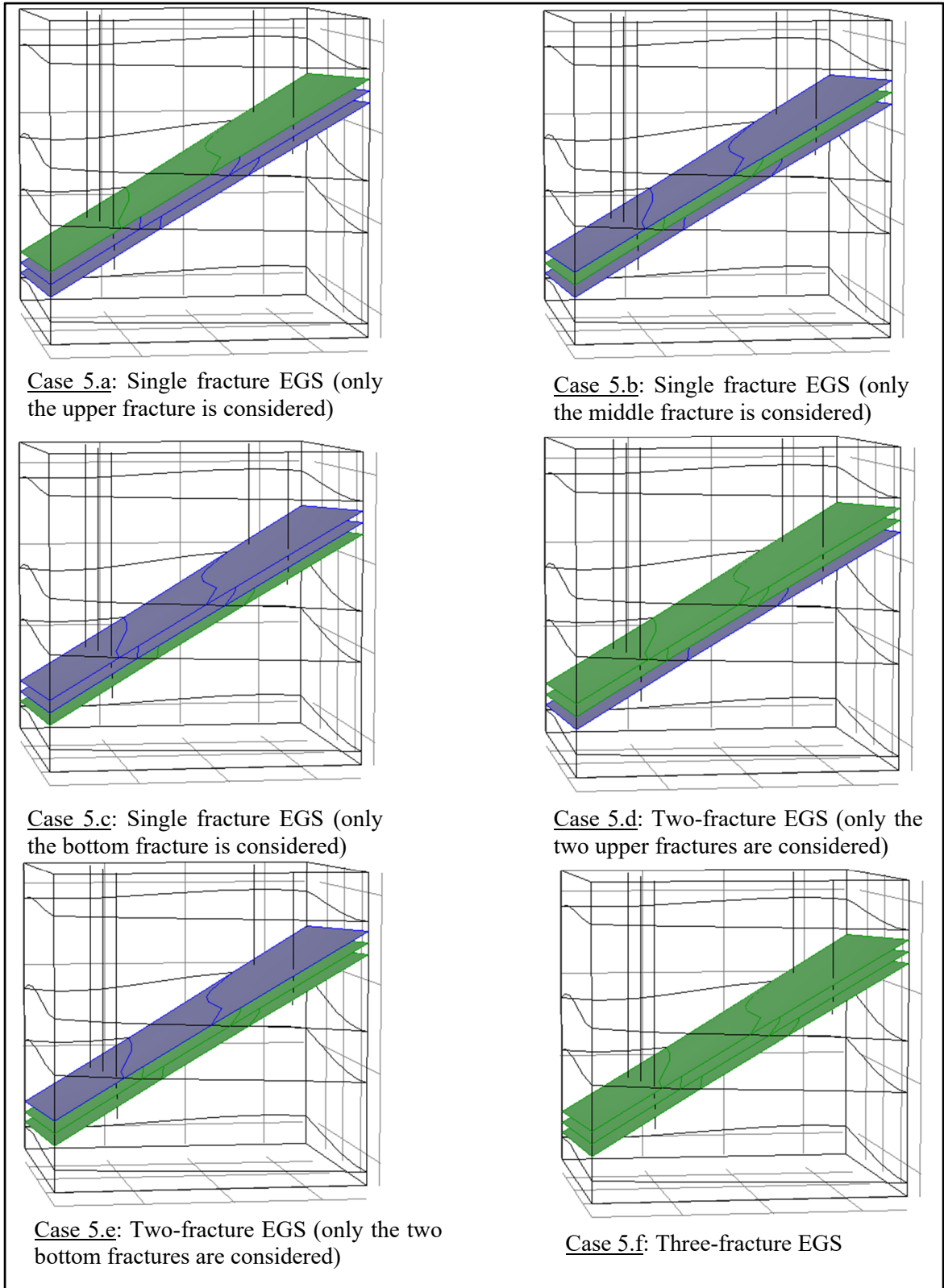


Figure 5.14 Schematics of fractures

The impact of man-made fractures quantities under conditions in this investigation was slight on the production temperature over the 40-year period.

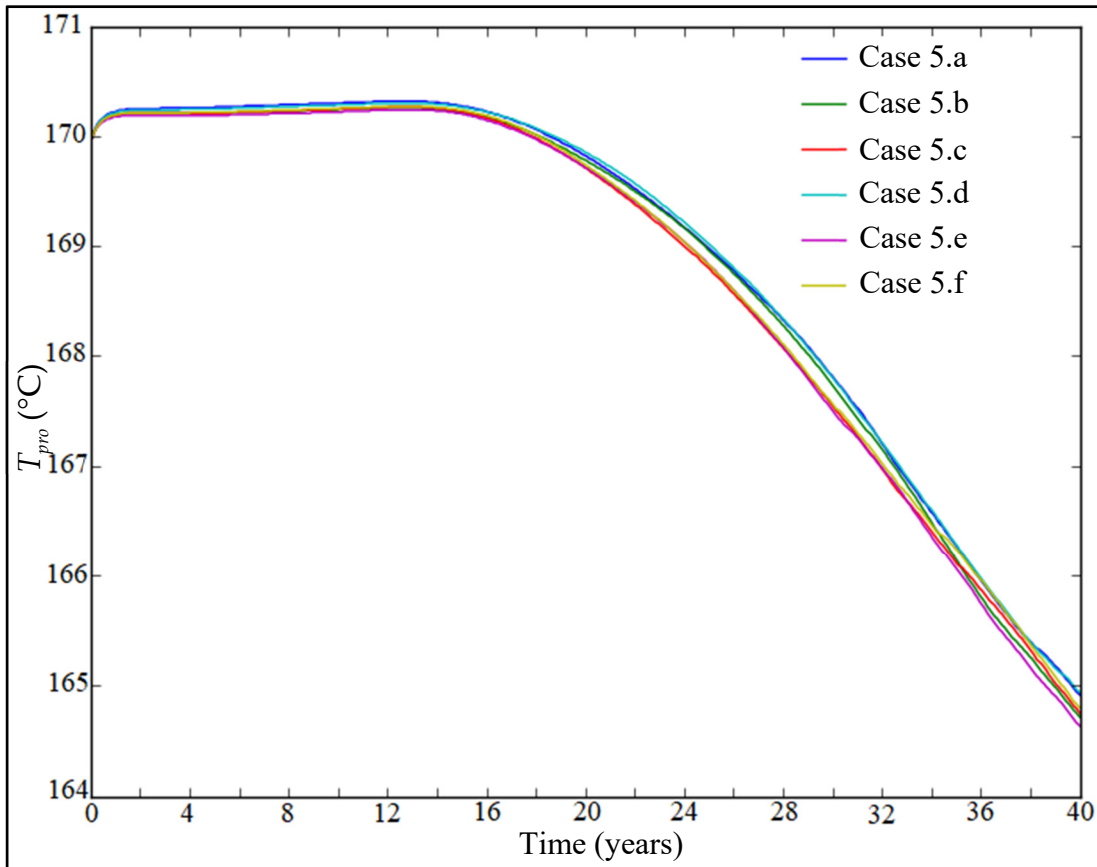


Figure 5.15 Effect of number of fractures on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m

Figure 5.16 presents the heat extraction ratio change over 40-year period for different number and location of fractures. The same trend was found. The heat extraction ratio was 72.85%, 73.35%, 73.73%, 72.54%, 74.08%, and 74.1%, after 40 years in the order of the studied cases. The EGS performance is improved in the cases 5.e (Two-fracture EGS considering only the two bottom fractures) and 5.f (Three-fracture EGS).

Figure 5.17 shows the effective electrical power over 40-year period for different number and location of fractures. The effective electrical power during the 40-year period varies from 10.13 MW to 9.20 MW, 10.32 MW to 9.37 MW, 10.70 MW to 9.68 MW, 10.50 MW to

9.50 MW, 10.27 MW to 9.28 MW, and 10.40 MW to 9.38 MW in the order of the studied cases.

It can be seen that the effect of the location and the number of the fractures is significant on the electrical power. Increasing the number of artificial fractures infinitely does not necessarily enhance the system performance. This result is in line with those of Ma et al. (2020a) and Zhang, Xie et Liu (2019) which found that the increase in the fractures number does not necessarily increase production capacity.

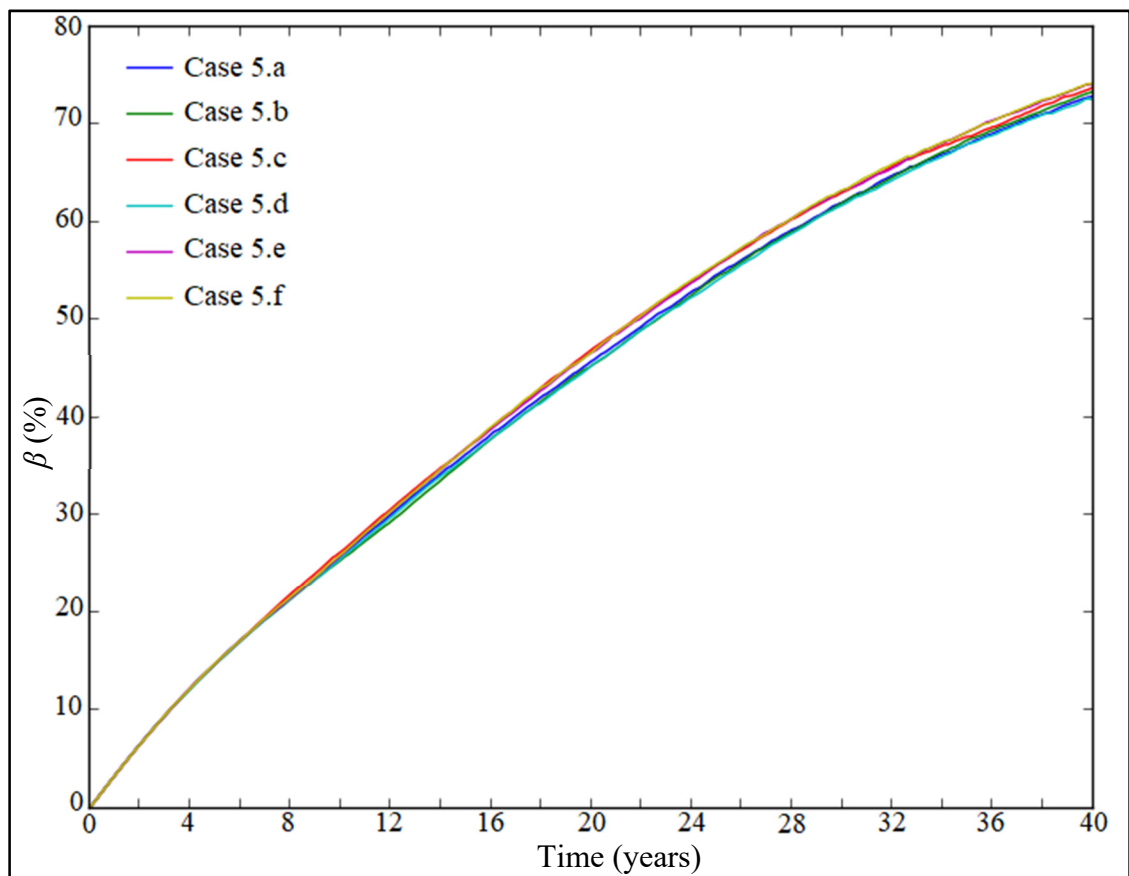


Figure 5.16 Effect of number of fractures on the heat extraction ratio as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m

In addition, in this study, water loss was considered and the fractures number increase could lead to greater water loss. This is why the study is essential to make an optimal choice. A careful study of where these fractures should be induced is required.

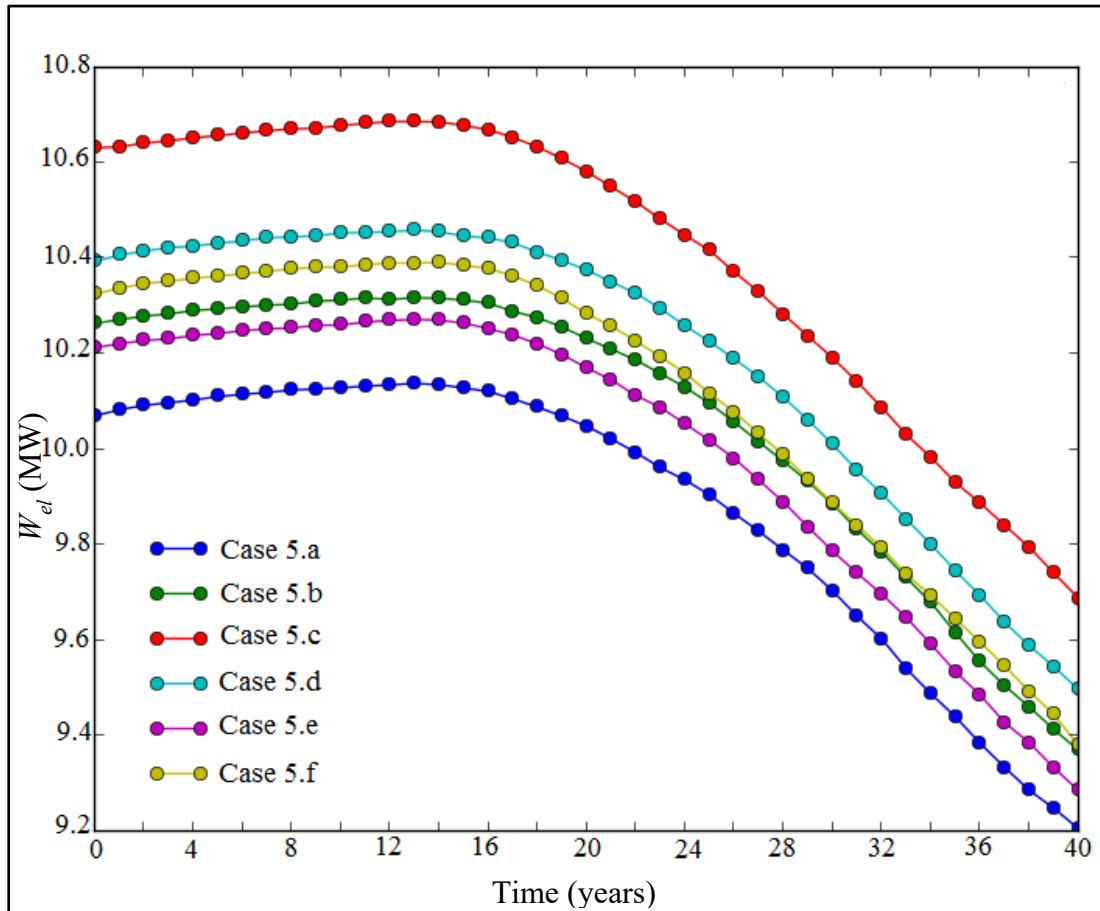


Figure 5.17 Effect of number of fractures on the effective electric power as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m

By considering two hydraulic fractures 50 m apart from each other (the extreme fractures in the present study), the simulation results led to a heat extraction ratio of 75.01% after 40 years of operation.

There is an increase in the heat performance rate of 2.16%, 1.66% and 1.28% compared to the heat extraction ratio obtained in cases 5.a, 5.b and 5.c respectively. The effective electrical power is improved and gives 10.70 - 9.77 MW. By increasing the number of fractures and keeping the fractures 50 m apart, the heat extraction ratio became better (75.01%) and the electrical power is higher over all the production period. A single EGS fracture positioned towards the bottom of injection and production wells provides better effective electrical power compared to the use of the fractures described in cases 5.a and 5.b.

5.6.2.2 Injection temperature (T_{inj}) effects

The injection fluid temperature effect on the electrical power, on production temperature, and on heat extraction ratio over 40-year period is investigated.

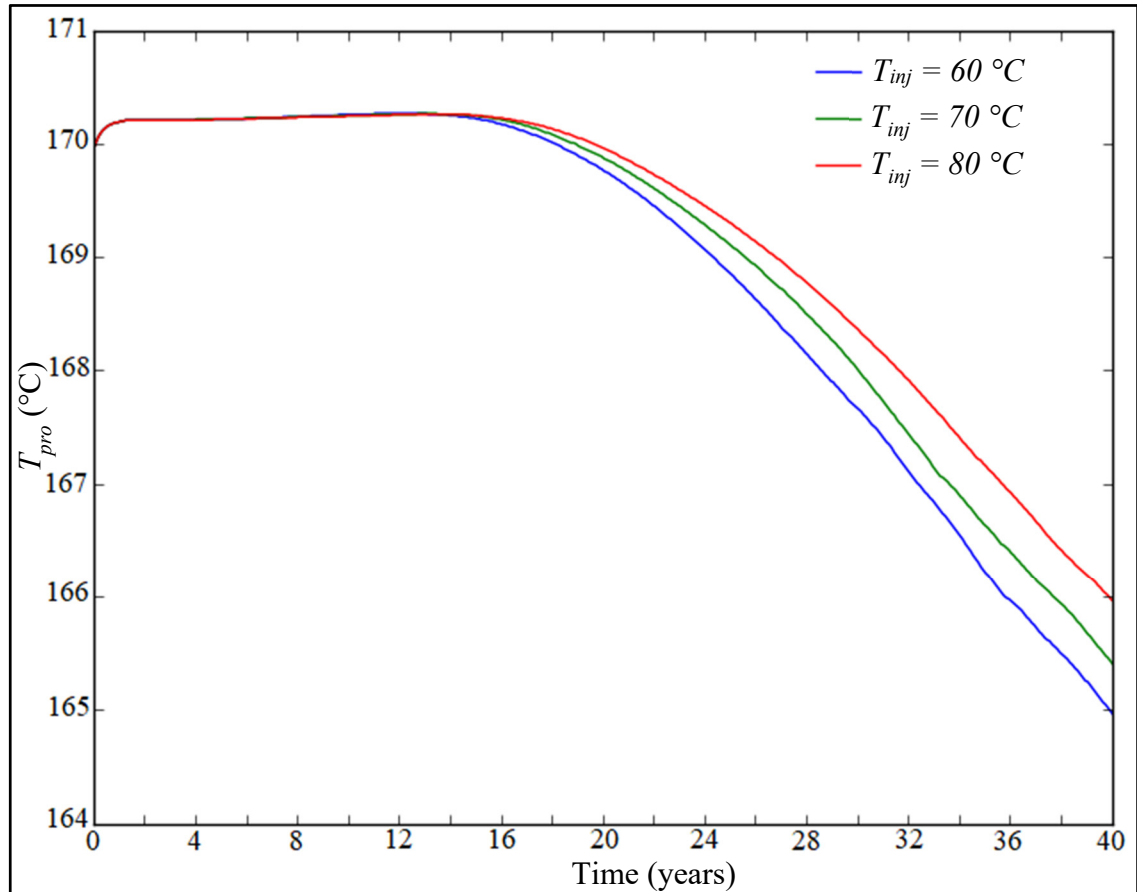


Figure 5.18 Effect of the injection temperature on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, and $\Delta H = 1$ mm/m

For all the values of the injection temperature studied, no influence on the geofluid temperature at the production wells was observed before 16.2 years, moment at which the thermal breakthrough occurs during the enhanced geothermal system operation (Figure 18). During the first 16.2 years, the produced fluid temperature is maintained constant and equal to 170 °C. After 16.2 years, the production temperature decreases until reaching the value of 165.0 °C, when the injection fluid temperature was fixed at 60 °C. With 70 °C of injection fluid temperature after the moment at which the thermal breakthrough occurs, the production

temperature decreases to reach 165.4 °C at 40 years. The same trend is observed for 80 °C but the production temperature drops to 166.0 °C. The production temperature rises slightly from 170–165 °C to 170–166 °C by varying the injection fluid temperature from 60 °C to 80 °C. This result agrees with that of Zhang et al. (2019a).

The production temperature drop is lower by injecting the fluid at high temperature due to less cooling through the EGS reservoir. Heat extraction ratio evolution over 40-year period for all the injection temperature values is shown (Figure 5.19). Results show the same trend for the first 18 years. The heat extraction ratio is 73.94%, 73.41%, and 72.76%, after 40 years in the order of the three injection temperature values considered.

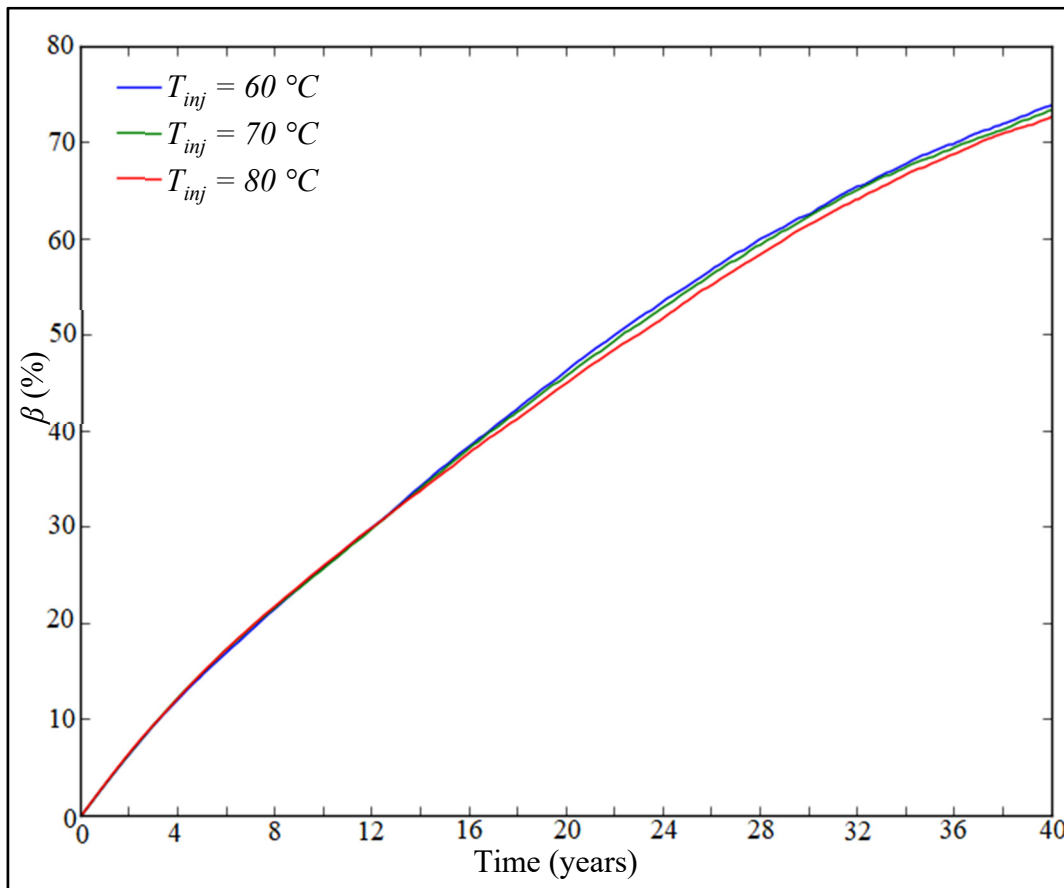


Figure 5.19 Effect of the injection temperature on the heat extraction ratio as a function of operation time with $Q_v = 75\text{ l/s}$, and $\Delta H = 1\text{ mm/m}$

Increasing the injection fluid temperature in the range of 60-80 °C leads to a reduction in the heat extraction ratio at 40 years from 73.94% to 72.76%. EGS performance is improved by injecting the fluid at lower temperature, preferably 60°C in this investigation.

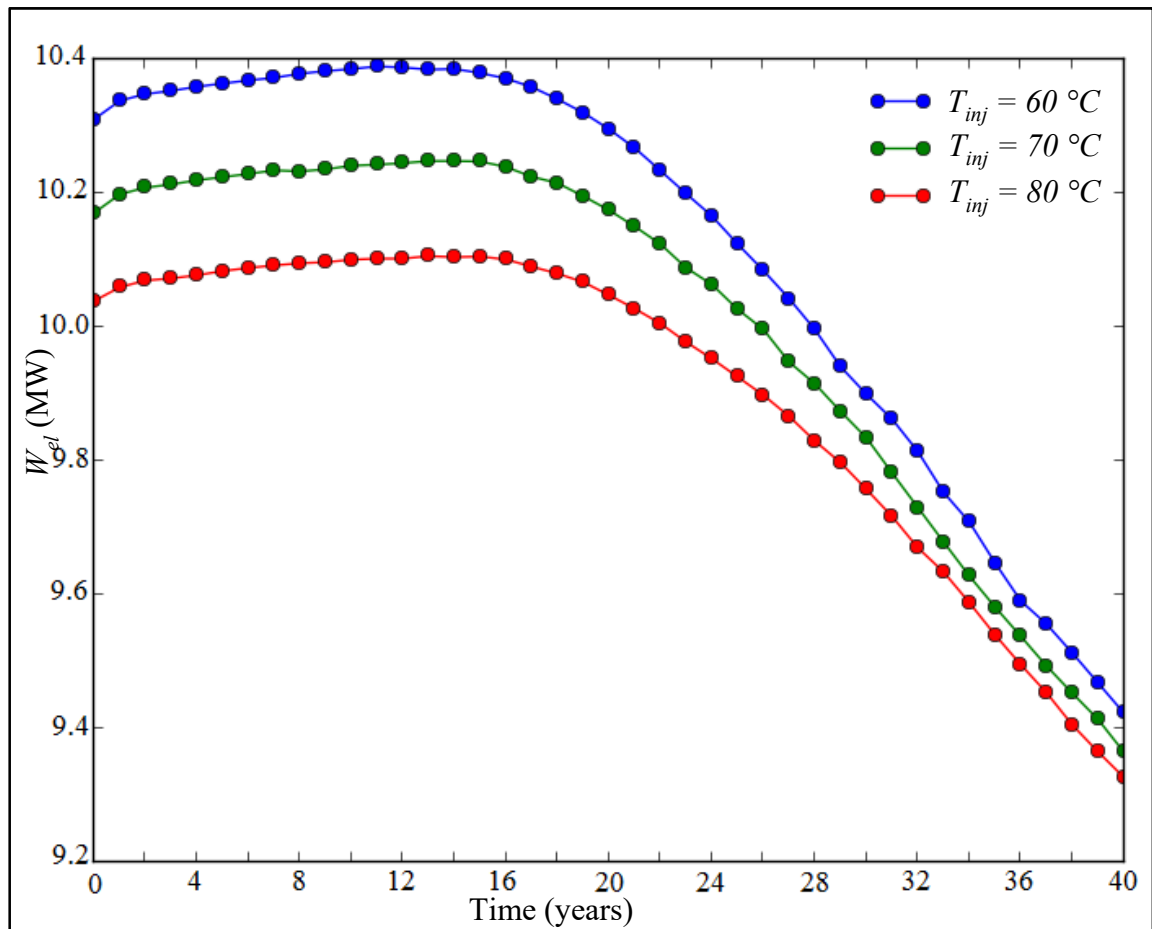


Figure 5.20 Effect of the injection temperature on the effective electric power as a function of operation time with $Q_v = 75\text{ l/s}$, and $\Delta H = 1\text{ mm/m}$

The impact of the injection fluid temperature on the electrical power was investigated for $0.075\text{ m}^3/\text{s}$ of injection water rate (Figure 20). Increasing the temperature of the injection fluid in the range of 60-80 °C affects the electrical power which decreases from 10.39 – 9.42 MW to 10.10 – 9.30 MW when the injection water flow is 75 l/s. So, a lower injection fluid temperature enhances the extracted thermal power. The rate of heat extraction decreases by injecting the fluid at higher temperature because the rock matrix temperature in

comparison with the injection temperature is not too high. More energy could be extracted from the EGS reservoir by injecting the fluid at lower temperature.

5.6.2.3 Effect of Hydraulic Gradient

The produced fluid temperature is computed as functions of EGS operation time for different values of hydraulic gradient. The natural hydraulic gradient prevailing in the EGS reservoir has small influence on the geofluid temperature at the production wells for $0 \leq \Delta H \leq 10$ mm/m as shown in Figure 21.

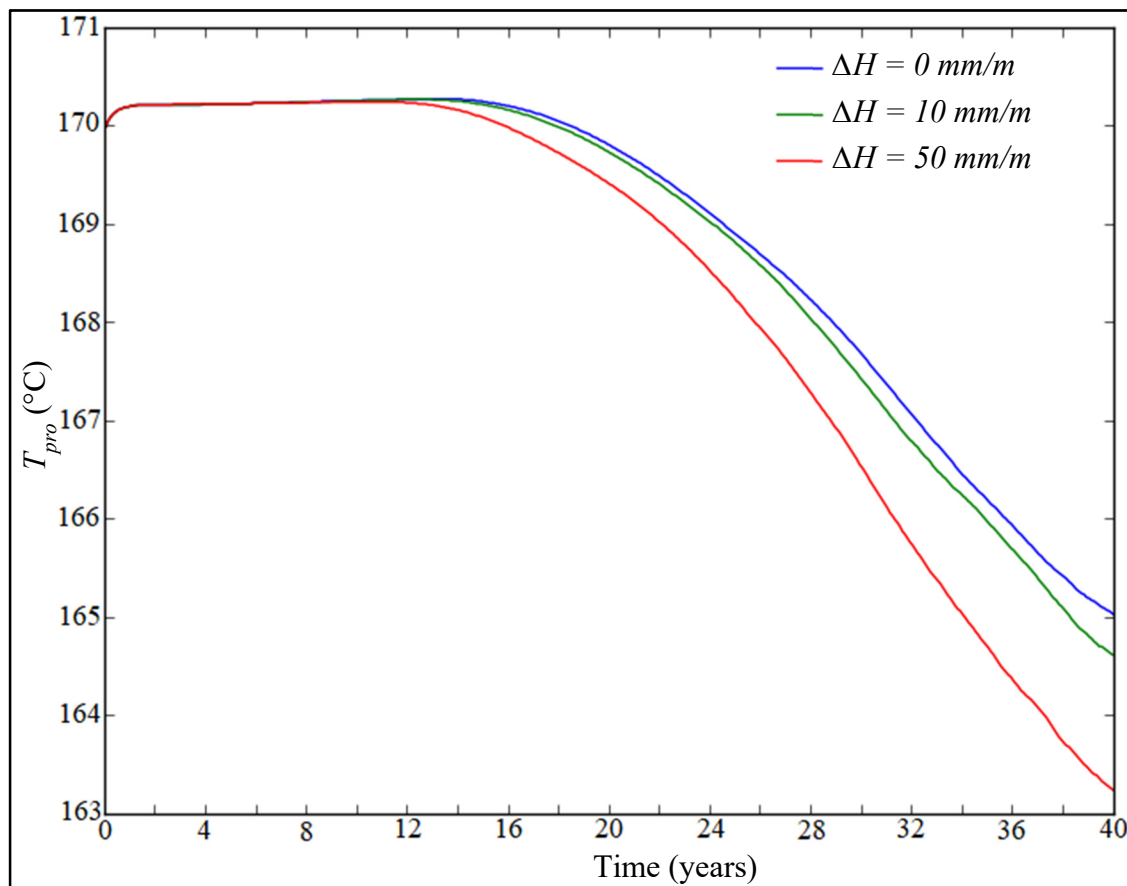


Figure 5.21 Effect of hydraulic gradient on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, and $T_{inj} = 60$ °C

It is found that no impact on the production temperature was observed from the beginning of the fluid injection until the moment when the thermal breakthrough occurs, which is 12.4

years for 50 mm/m, 16.2 years for 0 mm/m and 10 mm/m of hydraulic gradient studied with 75 l/s of injection volume flow rate. The effect of hydraulic gradient is noticeable for $\Delta H \geq 10 \text{ mm/m}$. The heat extraction ratio change over 40 years of production for different values of hydraulic gradient was plotted (Figure 5.22). The same trend was found for hydraulic gradient values considered. Increasing the hydraulic gradient from 0 mm/m to 50 mm/m leads to an increase of the heat extraction rate at 40 years from 73.54% to 74.91%.

In comparison with the heat extraction rate obtained in the case where the hydraulic gradient is zero after 40 years of production, relative differences of 0.77% and 1.85% are obtained for the hydraulic gradients of 0.01 m/m and 0.05 m/m, respectively. The sensitivity of heat extraction ratio to the hydraulic gradient is very small.

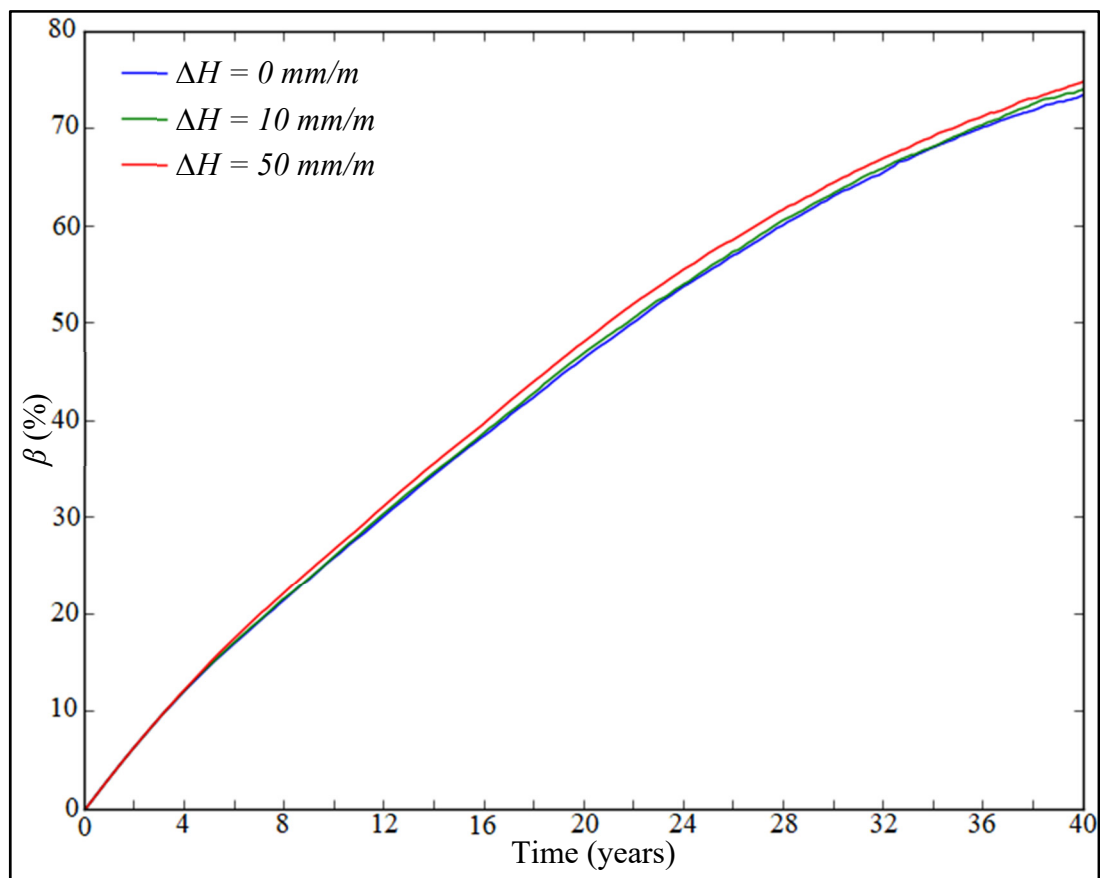


Figure 5.22 Effect of hydraulic gradient on the heat extraction ratio as a function of operation time with $Q_v = 75 \text{ l/s}$, and $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$

The impact of the hydraulic gradient on the electrical power extracted from the EGS reservoir is analyzed by varying the hydraulic gradient from 0 mm/m to 50 mm/m (Figure 5.23). The electrical power drops from 10.40 - 9.43 MW to 10.17 – 8.91 MW by increasing the hydraulic gradient from 0 mm/m to 50 mm/m. For 10 mm/m of hydraulic gradient, the effective electrical power varies from 10.35 MW to 9.31 MW. A lower hydraulic gradient increases the thermal power extracted during the EGS operation. Higher hydraulic gradient leads to a decrease of heat extraction ratio. Compared to the average electrical power obtained in the case where the hydraulic gradient is zero after 40 years of production, relative differences of 0.62% and 3.20% were obtained for the hydraulic gradients of 10 mm/m and 50 mm/m, respectively.

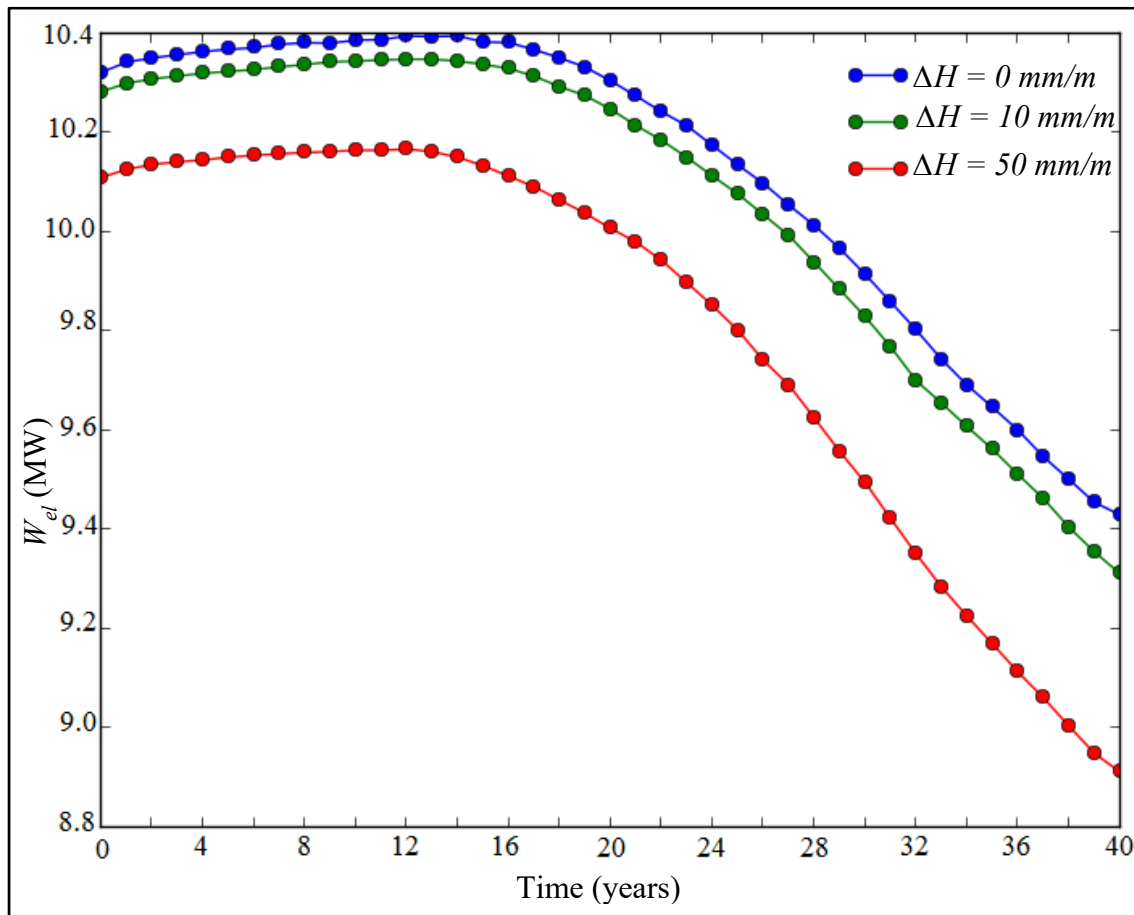


Figure 5.23 Effect of hydraulic gradient on the effective electric power as a function of operation time with $Q_v = 75$ l/s, and $T_{inj} = 60$ °C

5.6.2.4 Sensitivity to the injected volume flow rate $Q_{v,inj}$

The sensitivity of the geofluid temperature at the production wells, of the electrical power and of heat extraction ratio over 40 years to the injected volume flow rate, is investigated. Figure 5.24 displays the production temperature over 40 years. For all the values of injection volume flow rate studied, no influence on the production temperature was observed before 11.8 years.

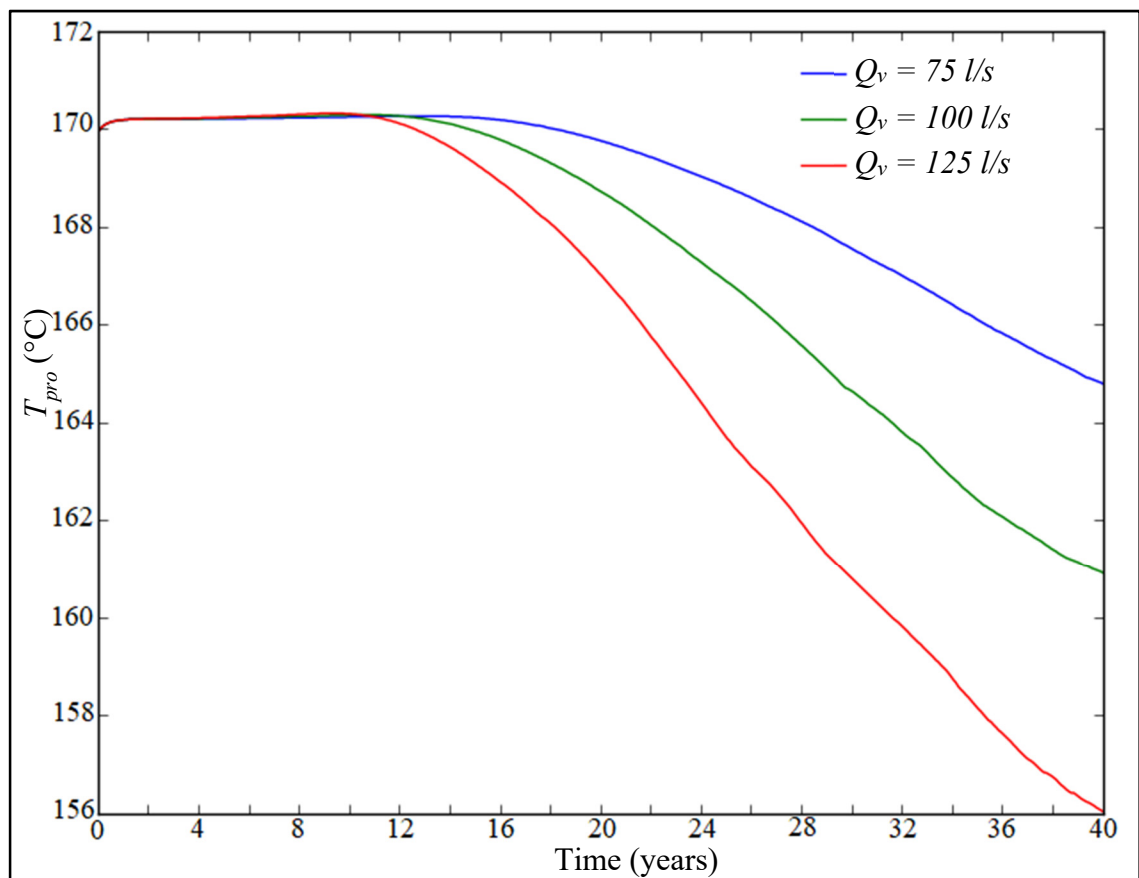


Figure 5.24 Effect of injection volume flow rate on the production temperature as a function of operation time with $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m

After a stability stage, the thermal breakthrough occurs during the EGS operation at 18.4 years, 15.4 years, and 11.8 years for 0.075, 0.100, and 0.125 m³/s of injection volume flow rate. For 0.075 m³/s of volumetric flow rate, after 11.8 years of operation, the production temperature decreases until reaching 164.8 °C. By increasing the injected volume flow the

thermal breakthrough time decreases. Consequently, the production temperature declines rapidly. The production temperature, for 0.100 m³/s of volumetric flow rate, decreases from 170.2 °C at 15.4 years to 161.0 °C at the end of the production. For 0.125 m³/s of volumetric flow rate, the production temperature decreases after 11.8 years of operation until reaching 156.1 °C. Increasing the water injection flow rate in the range of 0.075-0.125 m³/s results in a decrease in the production temperature from 170.2 – 160.8 °C to 170.2 – 156.1 °C. The reservoir lifespan drops by increasing the injected volume flow rate and the production temperature declines faster. By injecting the fluid at higher volumetric flow rate, the thermal breakthrough time is shorter which is explained by higher advection in the reservoir and faster cooling in the fractures.

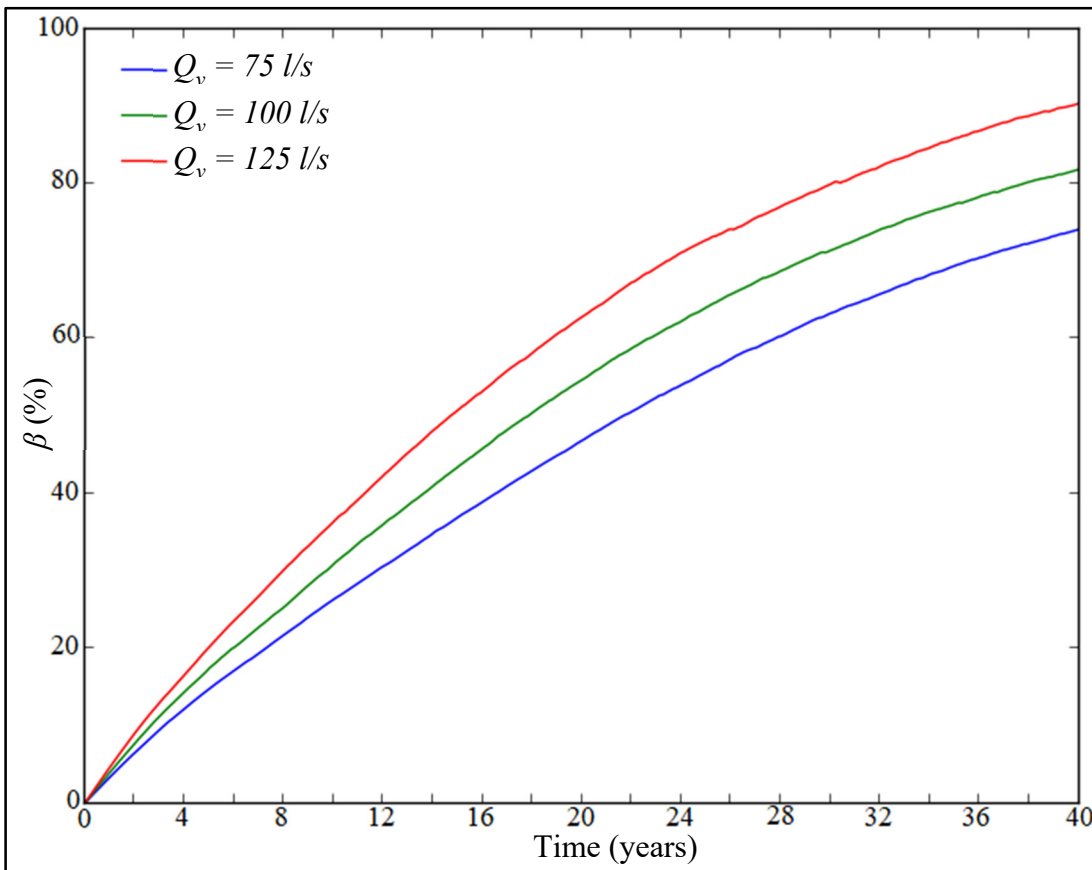


Figure 5.25 Effect of injection volume flow rate on the heat extraction ratio as a function of operation time with $T_{inj} = 60$ °C and $\Delta H = 1$ mm/m

Figure 5.25 presents the heat extraction ratio change over 40-year period for different injected volume flow rate. Increasing the volume flow rate in the range of 0.075-0.125 m³/s increases the heat extraction ratio at 40 years from 74.10% to 94.34%. This result agrees with the finding of Han et al. (2020). As indicated in Figure 5.26, the output electrical power drops rapidly from 10.40 – 9.40 MW to 6.84 – 4.53 MW by increasing the injected volume flow rate in the range of 0.075-0.125 m³/s. In fact, by injecting the fluid at higher volume flow rate, the water losses were greater, and the thermal power reduced.

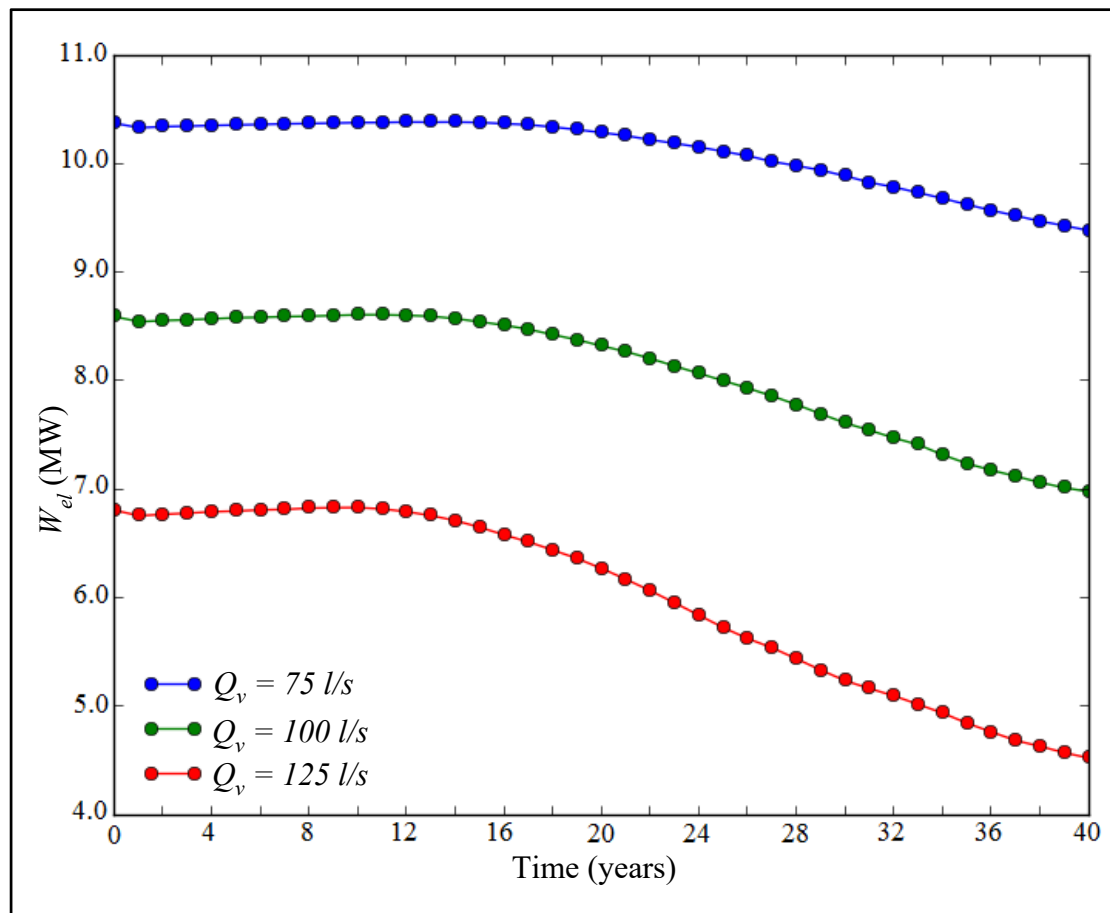


Figure 5.26 Effect of injection volume flow rate on the effective electric power as a function of operation time with $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ and $\Delta H = 1 \text{ mm/m}$

It is found that a small injection volume flow rate prolongs the lifespan of the geothermal reservoir. An average production temperature decrease of 10% over a period of 15 to 20 years can be expected for commercial EGS (Baria et al., 1999; Zeng et al., 2013). In this

study, for $Q_v = 0.075 \text{ m}^3/\text{s}$, the average production temperature after 40 years in the best case (Case 5) is $164.8 \text{ }^\circ\text{C}$ and reduced by 3.1%, which is acceptable.

In addition, the average production temperature remains above $150 \text{ }^\circ\text{C}$ so the exploitation of EGS with an Organic Rankine Cycle power plant would be feasible. For commercial objectives in a doublet geothermal system, Evans (2010) established that with $60 \text{ }^\circ\text{C}$ of injected water temperature, 50 kg/s of injected mass flow rate, heat production power is 25 MW and electrical power generated is 3.5 MW (Evans, 2010).

By injecting $0.050 \text{ m}^3/\text{s}$ at $60 \text{ }^\circ\text{C}$ under 400 m of well spacing, the average effective electrical power from a single well is 3.42 MW in the case of one fracture. In comparison with Evans' suggestions, the use of one injection well and one production well leads to results with relative error of 2.3%. In this investigation, the simulated production temperature results are compared, under similar conditions, with previous analytical solution (Hu et al., 2014) and the simulated results are within reasonable range. In comparison with reference commercial objectives proposed by Evans (2010), the simulated results meet the required targets.

5.6.2.5 Influence of the reservoir volume on the system performance

For commercial requirements, the reservoir volume should be higher than $2 \times 10^8 \text{ m}^3$ (Tester et al., 2006), (Zeng et al., 2013), (Baria et al., 1999). In this investigation the reservoir volume is $700 \times 700 \times 700 \text{ m}^3 = 3.43 \times 10^8 \text{ m}^3 > 2 \times 10^8 \text{ m}^3$. Therefore, the reservoir volume considered meets required conditions to achieve commercial objectives. However, from the results obtained in Figure 5.9, temperature changes reach reservoir boundaries.

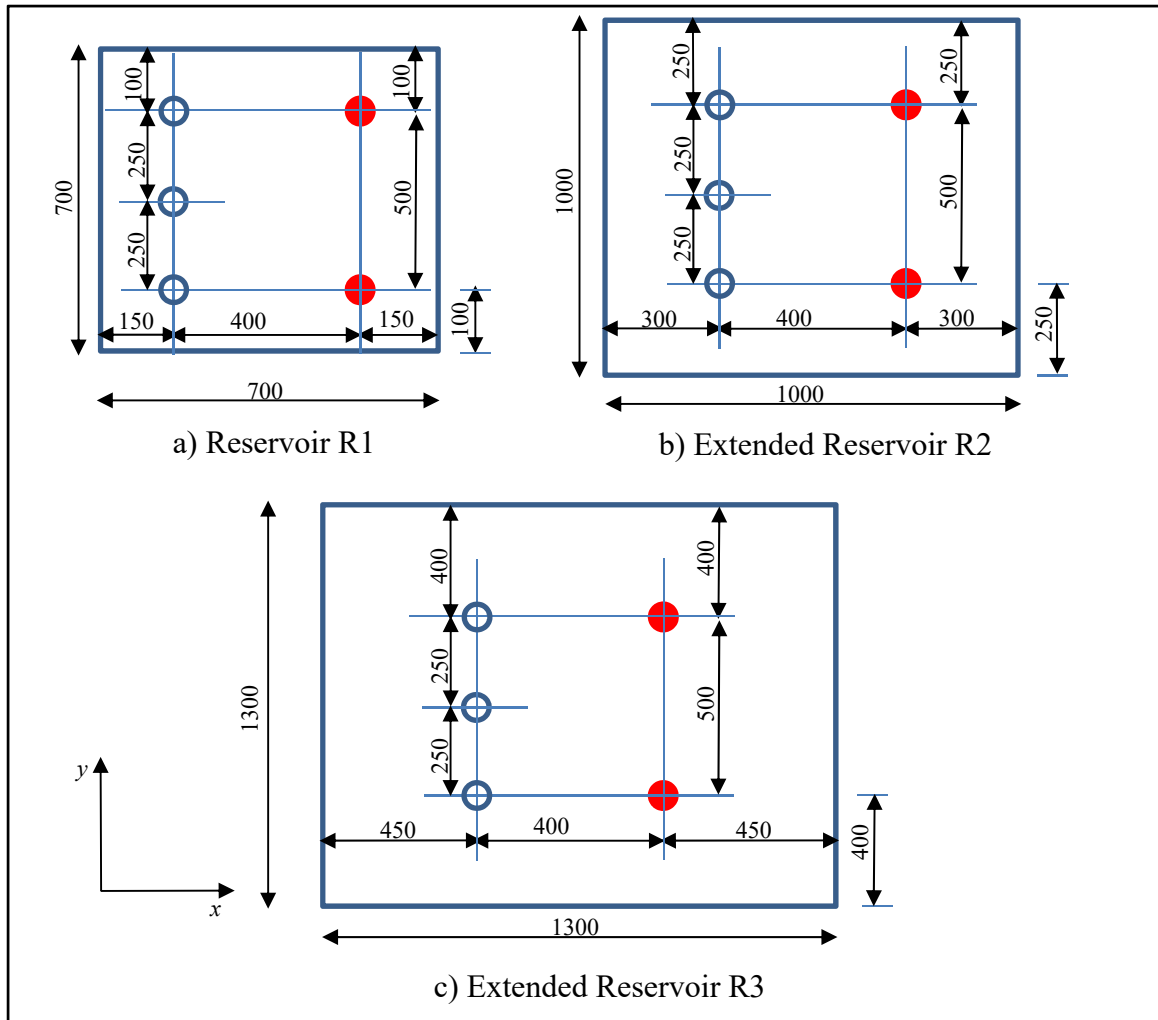


Figure 5.27 Top view of reservoirs considered in extended reservoir volume study (x - y plane)

It is for this reason that the effect of the reservoir volume is studied in this section. Since initial reservoir temperature linearly varies with depth, the same reservoir height should be maintained for reasonable comparison. In addition, the wells depth and wells spacing should be the same in the three considered cases (Figures 5.27a-c). Therefore, reservoir volumes considered are $700 \times 700 \times 700 \text{ m}^3$, $1000 \times 1000 \times 700 \text{ m}^3$ and $1300 \times 1300 \times 700 \text{ m}^3$ in the best case found in previous sections (three injection wells and two production wells). The top views of the initial reservoir and extended reservoirs are shown in Figure 5.27a-c.

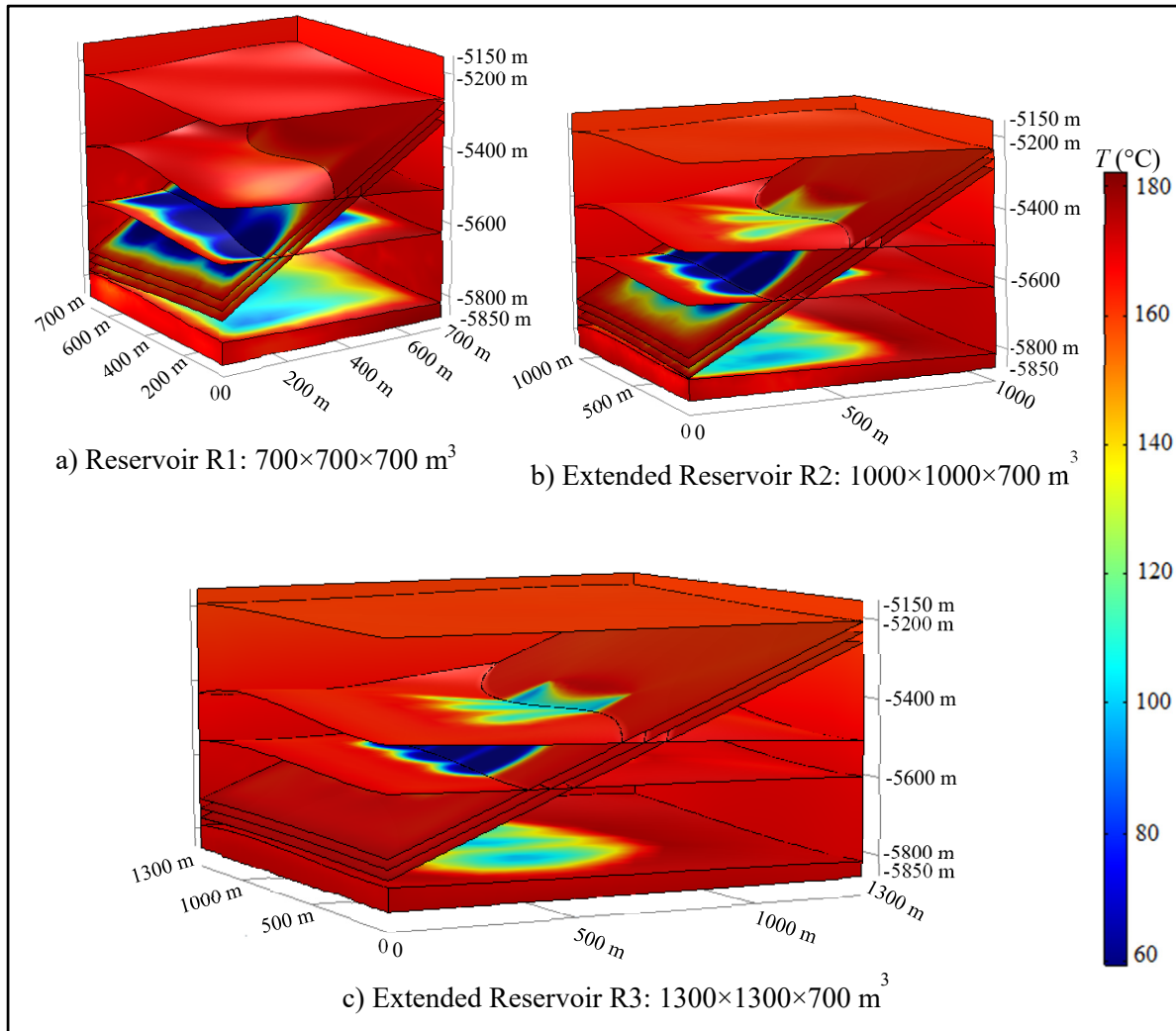


Figure 5.28 Effect of reservoir volume on temperature changes at 40 years of production time with $Q_v = 0.075 \text{ m}^3/\text{s}$, $\Delta H = 1 \text{ mm/m}$ and $T_{inj} = 60 \text{ °C}$

It is found that the temperature changes reach less quickly the reservoir boundaries by increasing the reservoir volume (Figure 5.28).

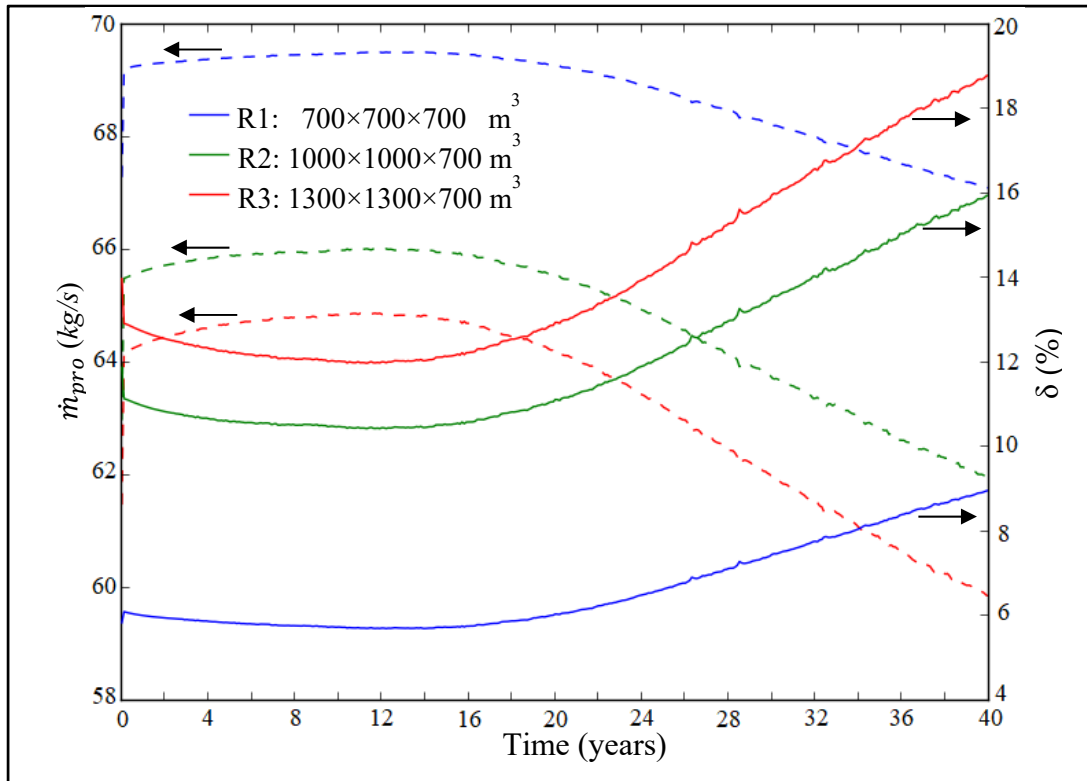


Figure 5.29 Effect of reservoir volume on production mass flow rate and water losses over 40-year period with $Q_v = 0.075 \text{ m}^3/\text{s}$, $\Delta H = 1 \text{ mm/m}$ and $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$

The influence of the reservoir volume on the production mass flow rate (dashed curves) and on the water losses is shown in Figure 5.29 during the whole production process. It is found that the production mass flow rate increases from 67.3 kg/s to 69.5 kg/s for the first 16 years of production and then decreases from 69.5 kg/s to 67.1 kg/s at the end of study period in the case R1. Considering the extended reservoir R2, the production mass flow rate has the same trend by increasing 62.9 kg/s to 65.9 kg/s for the first 14.8 years and decreases gradually from 65.9 kg/s to 61.9 kg/s. Regarding to the case R3 for greater volume, the production mass flow rate increases from 61.5 kg/s to 64.8 kg/s for the first 14.3 years of production and then decreases from 64.8 kg/s to 59.8 kg/s. In the cases R1, R2, R3, the waters losses decrease from 5.84%, 11.87%, 13.97% to 5.75%, 10.52%, 12.07% for the first 16 years, 14.8 years, and 14.3 years respectively. and then rise from 5.75%, 10.52%, 12.07% to 8.96%, 15.94%, 18.78% respectively, at the end of study period. The production mass flow rate increases slowly and decreases by increasing the reservoir volume. However, the water losses

increase slowly and then decrease. These findings are in agreement with those of Cheng et al. (Cheng et al. (2016b)). In fact, based on equation (5.25), increasing the production mass flow rate would reduce the water losses. This means that the simulation results are reliable.

The influence of reservoir volume on the heat extraction ratio was also analyzed (Figure 5.30).

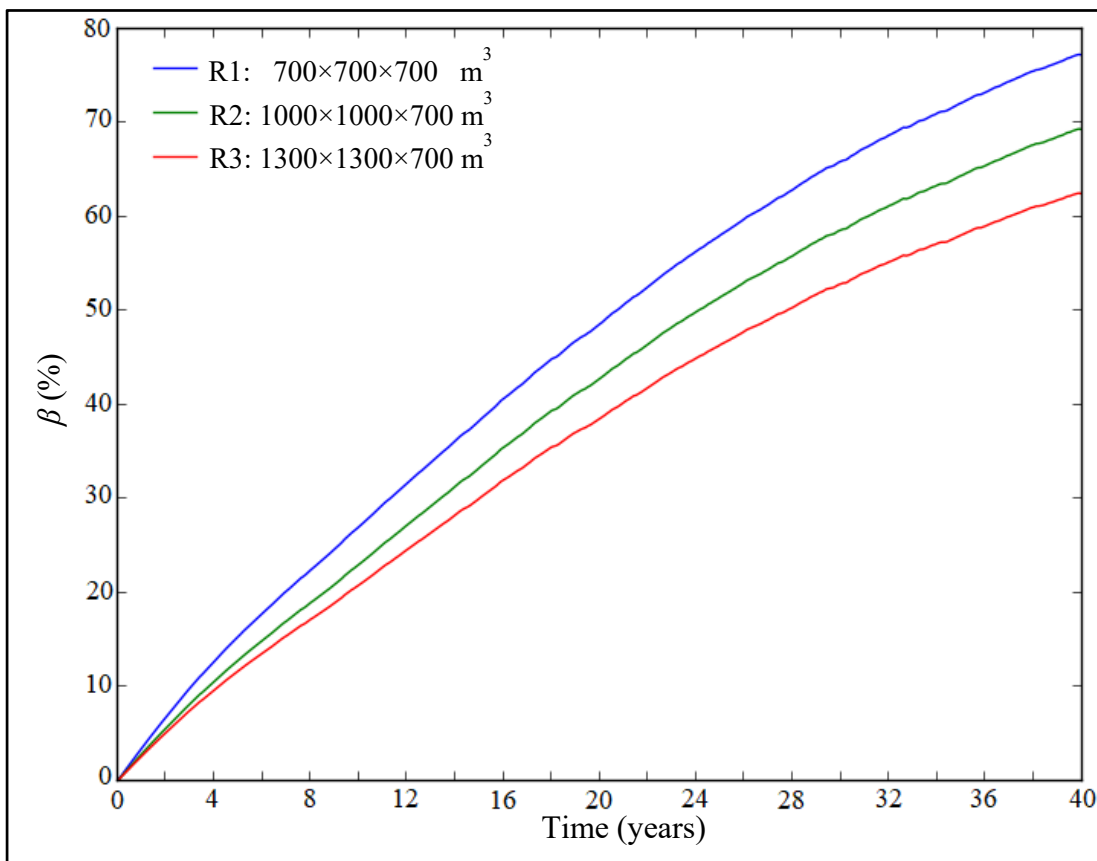


Figure 5.30 Effect of reservoir volume on heat extraction ratio over 40-year period with $Q_v = 0.075 \text{ m}^3/\text{s}$, $\Delta H = 1 \text{ mm/m}$ and $T_{inj} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$

The heat extraction rises from 0 to 77.2%, 0 to 69.3% and 0 to 62.4% for cases R1, R2, and R3, respectively. Consequently, increasing the volume of the reservoir leads to a reduction of the heat extraction ratio by keeping the injection and production wells at the same position and the same depth. However, the extended reservoirs could be better exploited by increasing the distance between the wells but not infinitely because for injection and production wells

close to the reservoir boundaries, the water losses increase and the electrical power drops as found by Zinsalo, Lamarche et Raymond (2021).

5.7 Conclusions

In this study, the design and optimization of the wells layout were explored to enhance heat extraction in multi-fracture EGS. Wells arrangement is a real challenge in EGS development and exploitation. Early thermal breakthrough and preferential flow path could be reduced injecting water through several injection wells and optimal EGS production wells layout to circulate the fluid in most part of the reservoir and to extract a sufficient amount of energy. For this purpose, nine different wells configurations were designed for the heat mining by conducting a comparative study over 40 years of operation time based on the production temperature, the reservoir impedance, the percentage of water losses and the heat extraction rate. The reference case was the conventional well layout considering one injection well and one production well. The new numerical models developed coupled hydraulic and thermal processes in a deep heterogeneous fractured EGS reservoir exploited for electricity generation. The main conclusions found based on the simulated results under the conditions made in this study are as follows:

- (1) The EGS performance was better by injecting the fluid through three wells and by recovering the hot fluid through two wells (Case 5).
- (2) Based on the best case (case 5), a parametric study over 40-year period was achieved to evaluate the impact of fractures number, injected fluid temperature, hydraulic gradient, and volumetric fluid flow rate, on the performance indicators such as electrical power, heat extraction ratio, and production temperature over 40-year period.
 - (i) The hydraulic gradient has a low influence on the production temperature and the heat extraction ratio. Hydraulic gradient effects were noticeable on the production temperature under $\Delta H \geq 10 \text{ mm/m}$. The output electrical power

drops from 10.40 - 9.43 MW to 10.17 – 8.91 MW by increasing the hydraulic gradient from 0 mm/m to 50 mm/m. A lower hydraulic gradient increases the electrical power during the EGS operation. Higher hydraulic gradient leads to a decrease of heat extraction ratio.

- (ii) The simulation results demonstrated that the performance indicators were highly influenced by the water volumetric flow rate injected in the EGS reservoir during its operation. Increasing the injected volume flow rate in the reservoir in the range of 0.075-0.125 m³/s reduces the production temperature. Near the injection zone, the reservoir temperature dropped to the injected fluid temperature at the beginning of the operation. The output electrical power dropped from 10.40 – 9.40 MW to 6.84 – 4.53 MW by increasing the injection fluid flow rate in 0.075-0.125 m³/s range. The reason is that, by injecting the fluid at higher volume flow rate, the water losses were greater. Consequently, the thermal power reduced. For best exploitation of the reservoir, a volumetric flow rate in the range of 0.050-0.075 m³/s and a lower injection temperature are suggested in order to increase the heating power produced from this reservoir. Under 0.075 m³/s of suggested flow rate and 60 °C of injected fluid temperature with 400 m of well spacing, the average production temperature is 164.8 °C reduced by 3.1%, which is acceptable.
- (iii) The reservoir volume is important in practical EGS applications. The increase of reservoir the volume reduces the heat extraction ratio by keeping the injection and production wells at the same position and depth. Extended reservoirs could be better exploited by increasing optimally the wells spacing because with injection and production wells close to the reservoir boundaries, the water losses increase and the electrical power reduces. The production mass flow rate increases slowly and decreases by increasing the reservoir volume. However, the water losses increase slowly and then decrease.

5.8 Declaration of Competing Interest

The authors declare no conflict of interest.

5.9 Acknowledgements

The authors would thank Islamic Development Bank, Saudi Arabia (600027539) (IDB) and Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada (NSERC) (RGPIN-2014-06240) for their financial support.

CHAPITRE 6

PERFORMANCE ANALYSIS AND WORKING FLUID SELECTION OF AN ORGANIC RANKINE CYCLE POWER PLANT COUPLED TO AN ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEM

Joël M. Zinsalo¹, Louis Lamarche¹, Jasmin Raymond²

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

² Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, 490 rue de la Couronne, Québec (Qc), G1K 9A9, Canada

Submitted in Energy Journal, November 2020

6.1 Abstract

This paper presents a coupled wellbore-reservoir- Organic Rankine Cycle power plant model for sustainable and efficient use of multiple-fractures Enhanced Geothermal System with simulations conducted over 40 years of operation time to optimize the system. Twenty working fluids were considered to select the best one based on the turbine inlet superheated vapor condition, the best energy and exergy efficiencies. The results show that the working fluids have a significant effect on the reinjection geofluid temperature and slight effect on the production temperature. The reinjection temperature varies from 56.5 °C to 108.4 °C depending on the working fluid used. The best performing working fluid was R1233zd(E), a hydrofluoroolefin refrigerant with zero impact on ozone depletion and low Global Warming Potential. Under the operating conditions in this paper, a combination of a maximum turbine inlet pressure of 1.6 MPa, a maximum refrigerant mass flow rate of 50 kg/s and condenser temperature of 25 °C prevents droplets formation in the turbine. This combination gives better performance with energy efficiency of 15.8-16.0%, exergy efficiency of 43.5-44.6%, turbine inlet temperature of 121.3-156.3 °C, net electric power of 1.97-2.32 MW. The energy efficiency and the exergy efficiency decrease with increasing condenser temperature.

Keywords: Organic Rankine Cycle (ORC) – Maximum heat transfer rate – Geothermal Power Plant – Enhanced Geothermal Systems (EGS) – Exergy efficiency – Energy Management

6.2 Nomenclature

c_p	heat capacity, $\text{J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$
d	wellbore diameter, m
d_{fr}	fracture aperture, m
$Dist$	well spacing, m
\vec{g}	gravity, $9.8 \text{ m}\cdot\text{s}^{-2}$
H	enthalpy, J.kg^{-1}
k	thermal conductivity, $\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$
K_{xx}, K_{yy}, K_{zz}	reservoir permeability tensor components, m^2
K_{yyfr}, K_{zzfr}	fracture permeability tensor components, m^2
\dot{m}	mass flow rate, kg/s
P	fluid pressure, Pa
P_{cr}	critical pressure, kPa
Q_v	volume flow rate, $\text{m}^3.\text{s}^{-1}$
S	entropy, $\text{J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$
t	time, s
T	temperature, $^{\circ}\text{C}$
T_{bp}	normal boiling point temperature, $^{\circ}\text{C}$
T_{cr}	critical temperature, $^{\circ}\text{C}$
\vec{V}	flow velocity vector, $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$
u, v, w	water velocity components in x, y, z directions, $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$
x, y, z	cartesian coordinates, m

W_{th}	heat production power, MW
W_{el}	effective electric power, MW

Greek symbols

ε	porosity
ψ	heat transfer between the porous media and the fractures, $W.m^{-2}$
ρ	density, $kg.m^{-3}$
μ	dynamic viscosity, $Pa.s^{-1}$
τ	geothermal gradient, $^{\circ}C/m$
ΔH	hydraulic gradient, m/m

Subscripts

<i>eff</i>	eEffective
<i>evap</i>	evaporation
<i>f</i>	fluid
<i>fr</i>	fracture
<i>gr</i>	ground
<i>init</i>	Initial
<i>inj</i>	injection
<i>prod</i>	production
<i>r</i>	rock matrix
<i>wf</i>	working fluid
<i>br</i>	breakthrough

6.3 Introduction

The production of electricity by deep geothermal energy is able to meet the energy demands of the population while respecting environmental conditions because geothermal energy is a

clean source of renewable energy. The increase in demographic and economic growth must be considered, especially in emerging countries. It is clear that fossil fuels will no longer be able to meet the entire energy demands under satisfactory economic and environmental conditions. The current preoccupation is the reduction in energy consumption and the use of renewable energy sources whose environmental impacts are much more benign. The total geothermal energy of the earth is in the order of 12.6×10^{24} MJ (Dickson et Fanelli, 2003). In Canada, the total quantity of thermal energy from 6.5 km is 10^6 EJ and St. Lawrence Sedimentary Basin has been studied and contains 16 to 31×10^{15} MJ of geothermal resources (Grasby et al., 2012). Utilization of such resources is now considered, even under moderate geothermal gradient conditions away from hydrothermal systems of high temperature. For example, the St. Lawrence Lowlands Sedimentary Basin has significant geothermal energy resources suitable for power generation enclosing 16 to 31×10^{15} MJ (Grasby et al., 2012). Hofmann et al. (2014) analyzed several geological formations in Alberta, in order to study the potential of EGS in this province. They found the Cooking Lake formation and Basal Sandstone to be the most suitable reservoirs for heat extraction in this province. Banks et Harris (2018) conducted a case study to evaluate geothermal potential of Foreland Basins in Western Canada using oil and gas data.

The International Renewable Energy Agency reported that, up to 2017, twenty five countries have installed geothermal power plant producing 13 GWe and representing a significant share to meet the needs of the population (IRENA, 2018). The first device producing electricity from a geothermal steam well was built by Prince Conti in 1904 in Lardello, Italy and the first commercial geothermal system was operational for a 250 kW grid connected production in 1914 (Chamorro et al., 2012b), (DiPippo, 2015). For geothermal resources with temperature between 100 °C and 200 °C, the Organic Rankine Cycle (ORC) based on binary plant is the most appropriate technology to generate electricity (Ahmadi et al., 2020), (Xu et al., 2020). The average conversion efficiency of binary geothermal plants is about 12% and the highest conversion efficiency achieved is 21% worldwide (Zarrouk et Moon, 2014). Working fluid selection and performance analysis of an ORC are crucial in the design of geothermal power plant operating under moderate or low-temperature geothermal resource.

The working fluid selection has a significant effect on the ORC cost and efficiency (Xu et al., 2020), (Anderson et Rezaie, 2019). Ahmadi et al. (2020) have in a recent review showed that the organic fluid used as working fluid should be carefully selected in order to have a better performance. Liu, Duan et Yang (2013) conducted a thermodynamic performance of geothermal ORC using five hydrocarbon working fluids. For an ORC using a geothermal fluid with temperatures varying between 100 °C and 150 °C with an injection fluid temperature maintained at 70 °C, they found that the best secondary fluid is R600a giving maximum plant power output and optimal condensation temperatures were 29.45 to 29.75 °C. Liu, Wang et Zhang (2014) conducted a quantitative analysis of the pinch temperature difference in condenser and evaporator, evaporating temperature, superheat temperature, cycle pump and turbine isentropic efficiencies, working fluid and superheat temperature on the performance of the ORC system. They found that the effect of the evaporating temperature is higher and the system parameters effects change with geothermal temperature. The working fluid selection is very delicate because the entry of the secondary fluid in the liquid state into the turbine should be avoided (Rayegan et Tao, 2011). Based on the “turning point” concept, Zhang et al. (2019d) conducted a selection and evaluation study of the dry and isentropic working fluids used in ORC. They found that R123 is appropriate for ORC. Chen et al. (2019) derived for subcritical ORC a theoretical exergy efficiency model under reduced temperature. Based, on the overall exergy efficiency, they found that the optimal working fluids were R236ea, R245fa, R245ca and R365mfc for heat source inlet temperatures of 130 °C, 150 °C, 170 °C and 190 °C respectively. Moloney, Almatrafi et Goswami (2020) conducted a working fluid parametric analysis in order to compare recuperative supercritical ORC to current binary systems. They found that the best working fluids were R1233zd(E), butane, isopentane, pentane, and neopentane. Fan et al. (2020) conducted an analysis of ORC thermodynamic performance based on the working fluid characteristic parameters. They established a criterion based on the working fluid characteristic parameters and found that the critical temperature has limitations in the working fluid selection. Liu et al. (2018) investigated the performance characteristics of a low-temperature binary flashing cycle. They recommended R601 as the best working fluid based on the critical temperature criteria for the binary flashing cycle.

Previous studies show that the performance of a geothermal power plant depends essentially on the working fluid selection, the plant components operating conditions but also on the variation in the fluid temperature at the outlet of the production well. It is very rare to find a detailed study coupling the Enhanced Geothermal System (EGS) reservoir and the power plant (Blöcher et al., 2010a; Dabbour et al., 2017; Nandanwar et Anderson, 2014). To our knowledge, no study concerning the working fluid selection for geothermal ORC has coupled the reservoir and the geothermal power plant, while the production temperature varies and can influence the ORC energy efficiency. For the first time, in working fluid selection for geothermal ORC, wellbores, the 3D-EGS reservoir with surrounding formation and the power plant were coupled for overall system management. The reinjection temperature of the geofluid is often assumed in the reservoir modeling. In this model, the temperature of the geofluid leaving the reservoir, the temperature at the outlet of the production well, the temperature of the geofluid leaving the evaporator, the energy efficiency and the exergy efficiency are calculated simultaneously. Moreover, knowing the effectiveness of the evaporator, the heat transfer within it could easily be calculated. However, as the working fluid changes state, the maximum heat transfer cannot be calculated by its classical expression. A calculation method is determined by analyzing all possible heat transfer processes in the evaporator. In the ORC model, the steam at the inlet of the turbine is often assumed to be saturated but in this coupled model, the type of steam admitted into the turbine is controlled to avoid breaking the turbine blades. Over the 40 years of production, the steam admitted to the turbine should be superheated. In this investigation a coupled wellbore-reservoir-ORC power plant model for sustainable and efficient use of a multiple-fracture Enhanced Geothermal System is performed. The paper focuses also on the performance analysis and the working fluid selection of the Organic Rankine Cycle Power Plant with simulations over 40 years of operation.

6.4 Methodology

The coupled wellbore-reservoir- binary ORC power plant considered in this investigation includes an injection well, a production well, a stratified fractured heterogeneous reservoir

made of five geological heterogeneous granite layers intercepted by four horizontal fractures (fractures 1, 2, 3 and 4) and three inclined fractures (fractures 5, 6 and 7), the surrounding formation and the ORC system as shown in Figures 1-2. Fractures 1 and 2 are located at the bottom of the injection well and the vertical opening (reservoir inlet) respectively. The distance between these fractures is $L_{inj} = 100$ m. Fractures 3 and 4 are located at the bottom of the production well and the vertical opening (reservoir outlet) respectively. The reason for this new design of fractures is to connect the injection and production open holes to the inclined fractures by horizontal fractures to facilitate the flow of the injected fluid into a large volume of the reservoir. The distance between fractures 3 and 4 is $L_{pro} = 100$ m. Fractures 5, 6 and 7 are inclined 69.5° from the horizontal and the inclined fracture spacing is 25 m. The layers in the reservoir are considered as porous media with low porosity and permeability. The reservoir is $700 \text{ m} \times 700 \text{ m} \times 700 \text{ m}$ cubic volume and located at 5850 m underground. The surrounding formation enclosing the reservoir is $1000 \text{ m} \times 1000 \text{ m} \times 6000 \text{ m}$. The reservoir is centered in the $x - y$ plane.

The injection and production wells are located at different depths of 5750 m and 5450 m respectively in order to give more time to fluid flow from the injection well to the production well. The inner and outer diameters of the injection and production wells are 0.25 m and 0.28 m respectively. At the bottom of the injection well, the fluid is injected into the reservoir through a 100 m long vertical opening and a 0.25 m diameter situated in the 4th layer and the fluid is recovered over 100 m through a vertical opening at the bottom of the production well in the 2nd layer. This recovered fluid is returned to the surface through the production well. The ground surface temperature is $T_g = 8^\circ\text{C}$ and the initial temperature increases with depth with a constant geothermal gradient of $\tau = 30^\circ\text{C}/\text{km}$ (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b). The distance between injection and production wells is 500 m and the fracture aperture is 0.1mm.

A volume flow rate of 50 l/s is applied at the injection well inlet and the injected fluid temperature is calculated as a function of production temperature. In the conceptual model (Figure 1), the points A, B, C and D coordinates in meters are (150,150,-5850), (150,850,-

5850), (250,500,-5750) and (750,500,-5450) respectively. The EGS reservoir is fully saturated with single phase fluid which is water under high pressure in the reservoir. The reservoir layers have not the same properties in all directions with low porosity and permeability. The permeability is anisotropic in all layers. The fluid in the reservoir is assumed Newtonian and incompressible. The influence of thermal radiation and chemical reaction between rock matrix and fluid occur are ignored. The thermal physical properties of rocks layers are constant and the thermal physical properties of fluid flowing in the reservoir are temperature dependent. The fluid flow obeys Darcy's law and the local thermal equilibrium assumption is adopted (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b). The heat losses in the ORC heat exchangers, the power consumption of auxiliary components were negligible.

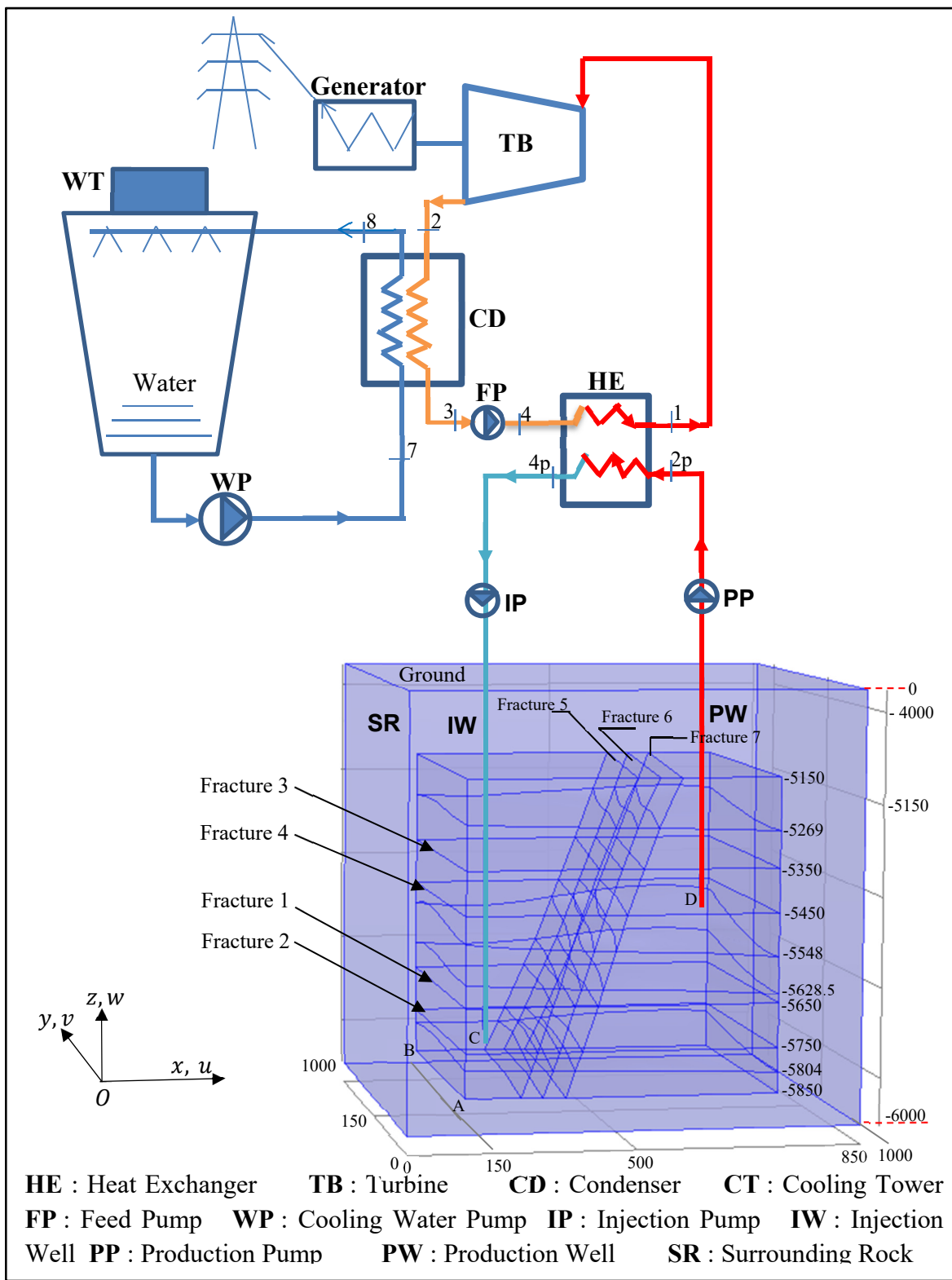


Figure 6.1 Conceptual scheme of coupled wellbore - EGS reservoir – ORC unit

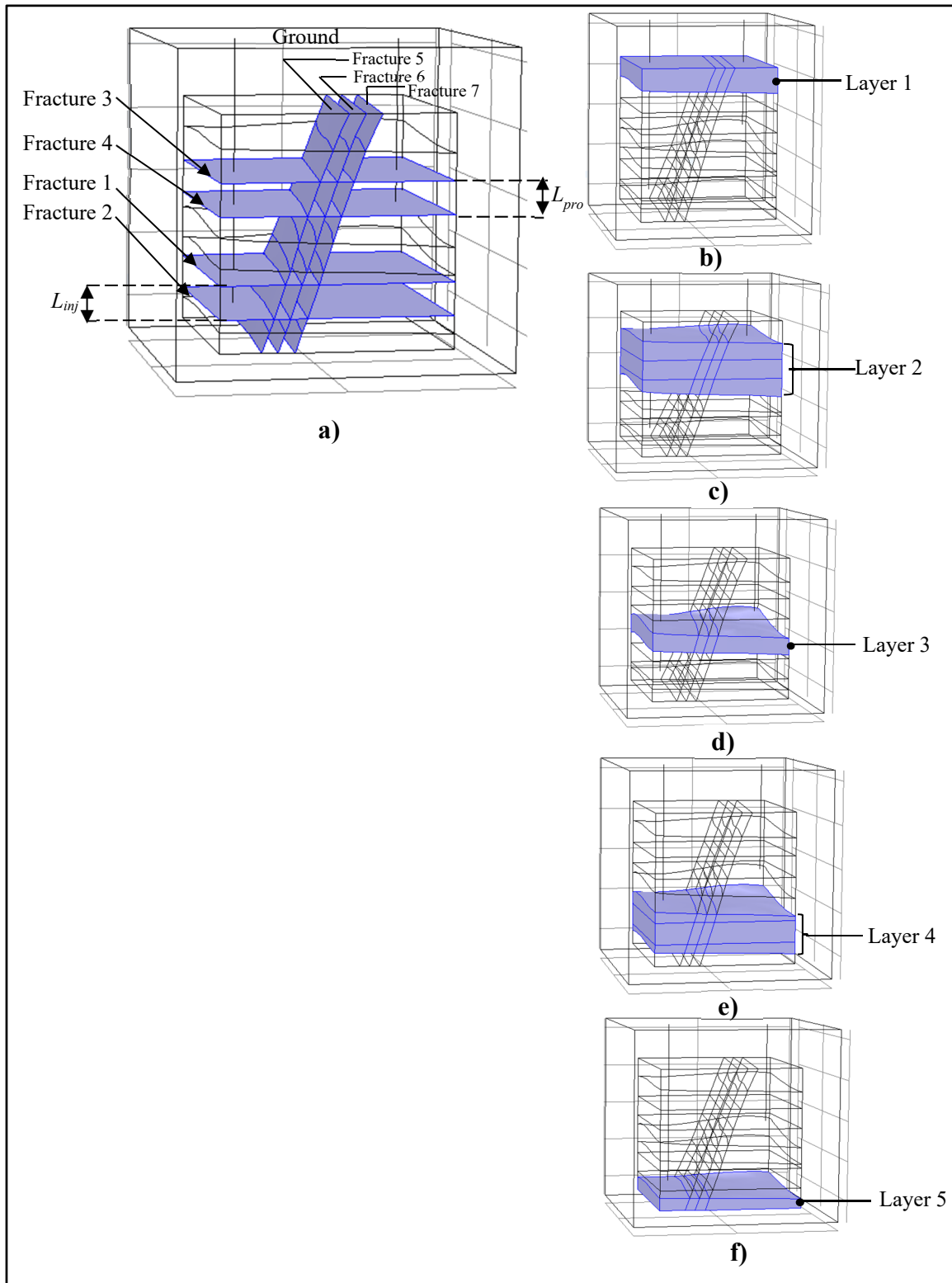


Figure 6.2 Illustration of **a)** fractures and **c) - f)** EGS reservoir layers

6.4.1 Mathematical formulation

Thermal and hydraulic properties of the granite layers are assumed constant throughout this investigation (Table 6.1) (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b).

Table 6.1 Parameters of rock layers and surrounding formation

Layers/Fractures/ Surrounding formation		k (W/(m.K))	ρ kg/m ³	c_p J/(kg.K)	ε -	K (m ²)		
						K_{xx}	K_{yy}	K_{zz}
Top layer	Layer 1	3.0	2450	1000	0.001	1.0×10^{-18}	1.01×10^{-18}	1.1×10^{-18}
Middle layers	Layer 2	3.2	2500	950	0.01	7.0×10^{-15}	5.8×10^{-15}	6.0×10^{-15}
	Layer 3	3.4	2580	930	0.02	3.0×10^{-15}	8.0×10^{-15}	3.11×10^{-15}
	Layer 4	3.5	2600	920	0.05	3.1×10^{-14}	4.0×10^{-14}	6.0×10^{-14}
Bottom layer	Layer 5	3.5	2650	900	0.002	2.0×10^{-18}	1.5×10^{-18}	2.1×10^{-18}
Surrounding formation		3.3	2420	1000	10^{-5}	1.0×10^{-20}	1.1×10^{-20}	1.2×10^{-20}
Fractures 1, 2, 3, 4		3.2	1200	900	0.6	-		
Fractures 5, 6, 7		3.3	2000	920	0.8	-		

The governing equations describing the thermal and hydraulic processes in the reservoir and fractures are expressed as follow:

Mass Conservation in the porous matrix and surrounding formation

The mass conservation for the fluid flow through the porous matrix and the surrounding formation is described by mass balance as follows (Song et al., 2018; Yao, Shao et Yang, 2018):

$$\frac{\partial(\varepsilon\rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \vec{V}) = -S_m \quad (6.1)$$

where ρ_f (kg/m³) is the fluid density, ε is the porosity of the reservoir, t (s) is the time,

\vec{V} (m/s) is the flow velocity vector with components u , v , and w respectively in directions x , y and z , and S_m (kg/(m³.s)) is the mass transfer between porous matrix and fractures.

Momentum conservation equation in the porous matrix

The Darcy's law is assumed valid for the fluid flow through the reservoir and surrounding formation and the system momentum conservation is written as follow (Jiang et al., 2014; Nield et Bejan, 2012; Yao, Shao et Yang, 2018):

$$\vec{V} = -\frac{\overline{\overline{K}}_{res}}{\mu_f} (\nabla P + \rho_f \vec{g}) \quad (6.2)$$

$$\overline{\overline{K}}_{res} = \begin{pmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} \end{pmatrix} \quad (6.3)$$

where P (Pa) is the fluid pressure, μ_f (Pa.s) the dynamic viscosity of the fluid, \vec{g} (m/s²) the gravitational acceleration, $\overline{\overline{K}}_{res}$ is the effective permeability tensor for laminar and three-dimensional flow in the reservoir and surrounding formation, K_{xx} , K_{yy} and K_{zz} are the permeabilities along the principal axes.

Energy conservation equation in the reservoir and surrounding formation

The energy conservation describing the heat transport in the reservoir is expressed as bellow: (Cheng et al., 2016b; Nield et Bejan, 2012; Salimzadeh et al., 2018; Song et al., 2018):

$$\frac{\partial}{\partial t} [(\rho c_p)_{eff} T] + (\rho c_p)_f \vec{V} \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T) - \psi \quad (6.4)$$

$$\psi = \vec{n} \cdot \left[-\nabla (k_{eff} T) + (\rho C_p)_f T \vec{V} \right] \quad (6.5)$$

in which:

$$(\rho c_p)_{eff} = (1 - \varepsilon)(\rho c_p)_r + \varepsilon(\rho c_p)_f \quad (6.6)$$

$$k_{eff} = (1 - \varepsilon)k_r + \varepsilon k_f \quad (6.7)$$

where $(\rho c_p)_{eff}$ is the effective volumetric heat capacity at constant pressure of the rock-fluid system, $(\rho c_p)_f$ is the volumetric heat capacity of the fluid, $(\rho c_p)_r$ is the volumetric heat capacity of the rock matrix, k_{eff} is the effective thermal conductivity related to the thermal conductivity k_r of the rock matrix and that of the fluid k_f , $T(K)$ is the fluid temperature and ψ is the advective-diffusive heat exchanged between the porous media and the fractures.

Governing equations through the fractures within the reservoir

The following equations are used to model the fluid flow and heat transport in the fractures in two-dimensions within the porous matrix (Salimzadeh et al., 2018; Song et al., 2018; Yao et al., 2018):

$$\frac{\partial(d_{fr} \varepsilon_{fr} \rho_f)}{\partial t} + \nabla_{fr} \cdot (d_{fr} \rho_f \vec{V}_{fr}) = S_{fr} \quad (6.8)$$

$$S_{fr} = -\rho_f \frac{K_{fr}}{\mu_f} \frac{\partial P}{\partial n} \quad (6.9)$$

$$\vec{V}_{fr} = -\frac{K_{fr}}{\mu_f} (\nabla_{fr} P_{fr} + \rho_f \vec{g}) \quad (6.10)$$

where P_{fr} is the fluid pressure in the fractures, $\nabla_t P_{fr}$ denotes the tangential gradient of the fluid's pressure in the fracture, \vec{V}_{fr} (m/s) is the Darcy velocity vector in the fractures, d_{fr} (m) is the fracture aperture, ρ_f (kg/m³) is the water density, μ_f (Pa.s) is the water dynamic viscosity, ε_{fr} is the fracture porosity, n is the normal direction on the fracture surface, S_{fr} is the fluid exchanged on the fracture surface between porous rock and fractures (Sun et al., 2017), and K_{fr} is the fracture effective permeability calculated with cubic law:

$$K_{fr} = \frac{d_{fr}^2}{12\alpha} \quad (6.11)$$

where α is the fracture roughness factor set to 1.6 and d_{fr} (m) is the fracture aperture.

The energy equation through the fractures is given by (Cheng et al., 2016b; Song et al., 2018):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[d_{fr} (\rho c_p)_{eff,fr} T \right] + d_{fr} (\rho c_p)_f \vec{V}_{fr} \cdot \nabla_t T = \nabla_t \cdot (d_{fr} k_{eff,fr} \nabla T) + \psi \quad (6.12)$$

where,

$$(\rho c_p)_{eff,fr} = (1 - \varepsilon_{fr}) (\rho c_p)_{fr} + \varepsilon_{fr} (\rho c_p)_f \quad (6.13)$$

$$k_{eff,fr} = (1 - \varepsilon_{fr}) k_{fr} + \varepsilon_{fr} k_f \quad (6.14)$$

in which $(\rho c_p)_{eff,fr}$ is the effective volumetric heat capacity at constant pressure of the rock-fluid system, $(\rho c_p)_f$ is the volumetric heat capacity of the fluid, $(\rho c_p)_{fr}$ is the volumetric heat capacity of the rock matrix, $k_{eff,fr}$ the effective thermal conductivity related to the thermal conductivity k_{fr} of the fractures and to the thermal conductivity k_f of the fluid, T is

the fluid temperature, ∇_t denotes the tangential gradient, and ψ is the heat transfer between the porous media and the fractures.

The production flow rate \dot{m}_{pro} is calculated as follow (Li et Lior, 2015):

$$\dot{m}_{pro} = \frac{(1 - \delta) \dot{m}_{inj}}{n_{pro}} \quad (6.15)$$

where δ is the water losses percentage which is negligible in this investigation, \dot{m}_{inj} the injection flow rate and n_{pro} the production well number per injection well.

The pressure drop created by circulating a unit mass flow of water through the reservoir called flow impedance of the reservoir is computed as follow (Zeng, Su et Wu, 2013):

$$Z_R = \frac{P_{inj} - P_{pro}}{\dot{m}_{pro}} \quad (6.16)$$

where \dot{m}_{pro} the production mass flow rate, and P_{inj} is the average injection pressure calculated as:

$$P_{inj} = \frac{\int_0^{L_{inj}} P(l, t) dl}{L_{inj}} \quad (6.17)$$

P_{pro} is the average production pressure calculated as follows:

$$P_{pro} = \frac{\int_0^{L_{pro}} P(l, t) dl}{L_{pro}} \quad (6.18)$$

where L_{pro} is the production well length, $P(l,t)$ is the pressure of injection well or production well at location $l(x,y,z)$ and at time t .

Injection and production wellbores

The geofluid flow in the injection and production wells is assumed 1D. The surrounding formation exchanges heat transfer with the injection well but the production well is insulated in this investigation.

The energy equation for the fluid flowing in the injection and production wells is given:

$$\rho_f A_{pipe} C_{pf} \frac{\partial T_f}{\partial t} + \rho_f A_{pipe} C_{pf} \vec{V}_f \cdot \nabla T_f = \nabla \cdot A_{pipe} k_f \nabla T_f + f_D \frac{\rho_f A_{pipe}}{2d_h} |\vec{V}_f|^3 + Q_{wall} \quad (6.19)$$

where $T_f(K)$ is the temperature of the fluid flowing in the pipes, $\rho_f(kg/m^3)$ is the fluid density, $A_{pipe}(m^2)$ is the injection or production pipe cross section area, $C_{pf}(J/(kg \cdot K))$ is the thermal capacity at constant pressure of the fluid, $k_f(W/(m \cdot K))$ is the thermal conductivity of the fluid, $\vec{V}_f(m/s)$ is the velocity of the fluid flow in the injection and production pipes, and f_D is the friction factor. Several models can be used to calculate the friction factor: Churchill, Stokes, Wood, Haaland, Colebrook, Von Karman, or Swamee-Jain model. In this study, Churchill model is chosen, valid for all flow regime, to calculate the friction factor as follows (Churchill, 1977):

$$f_D = 8 \left[\left(\frac{8}{Re} \right)^{12} + (C_1 + C_2)^{-1.5} \right]^{1/12} \quad (6.20)$$

where:

$$C_1 = \left[-2.457 \ln \left(\left(\frac{7}{\text{Re}} \right)^{0.9} + 0.27 \left(\frac{e}{d_h} \right) \right) \right]^{16} \quad (6.21)$$

and

$$C_2 = \left(\frac{37530}{\text{Re}} \right)^{16} \quad (6.22)$$

in which $\text{Re} = 4\rho_f Q_v / \pi d_i \mu_f$ is Reynolds number, $d_h = d_i$ is hydraulic diameter, $e = 0.046 \text{ mm}$ is the pipe surface roughness.

In equation (6.19), Q_{wall} is the exchanged heat transfer from the surrounding granite formation or reservoir layers into the injection pipe, calculated as follows:

$$Q_{wall} = (hZ)_{eff} (T_{ext} - T_f) \quad (6.23)$$

in which T_{ext} is the surrounding formation temperature or the reservoir layer temperature computed, and $(hZ)_{eff}$ is the effective value of the heat transfer coefficient $h(W/m^2)$ times the wall perimeter $Z(m)$ of the pipe, calculated as follow:

$$(hZ)_{eff} = \frac{2\pi}{\frac{1}{r_i h_i} + \frac{\ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)}{k_{pipe}}} \quad (6.24)$$

where r_i is the inner radius of the injection and production wells, r_o is the outer radius of the injection and production wells, $k_{pipe} = 43.5 \text{ W/m.K}$ is the pipe thermal conductivity (Shi et al., 2019d).

The convective heat transfer coefficient h_i of the geofluid is calculated as:

$$h_i = \frac{k_f Nu}{d_i} \quad (6.25)$$

where Nu , the Nusselt number, depends on the flow regime. In laminar regime for circular cross section, the Nusselt number is 3.66 with constant surface temperature and 4.36 with constant surface heat flux. In turbulent regime, the Nusselt number is calculated as follow (Gnielinski, 1976):

$$Nu = \frac{(f_D/8)(Re-1000)Pr}{1+1.27\sqrt{f_D/8}(Pr^{2/3}-1)} \quad (6.26)$$

where $Pr = c_{pf}\mu_f / k_f$ is the Prandtl number.

The geofluid pressure gradient is calculated as follows (Li et Lior, 2015):

$$\frac{dP_f}{dz} = \begin{cases} -\rho_f g + \frac{f_D \rho_f V_f^2}{2d_{inj,well}} - \rho_f V_f \frac{dV_f}{dz} & \text{in the injection well} \\ -\rho_f g - \frac{f_D \rho_f V_f^2}{2d_{pro,well}} - \rho_f V_f \frac{dV_f}{dz} & \text{in the production well} \end{cases} \quad (6.27)$$

6.4.2 Boundary and initial conditions

The above governing equations are solved under initial and boundary conditions as follows. The initial reservoir temperature $T_{init}(z)$ increases linearly with the reservoir depth z and is expressed as:

$$T_{init}(z) = T_{gr} - \tau \times (-z) \quad (6.28)$$

where the depth z is in kilometers and $\tau = 30 \text{ }^\circ\text{C/km}$ is the geothermal gradient (Zinsalo, Lamarche et Raymond, 2020b).

The initial reservoir pressure is hydrostatic and varies with the reservoir depth and the fluid density. A regional flow with a hydraulic gradient of $\Delta H = 1 \text{ mm/m}$ is applied parallel to the $x - y$ plane inducing natural groundwater flow from the production well to the injection well in the EGS reservoir. For commercial objectives, according to authors Garnish and Shock (Baria et al., 1999), water losses must be lower than 10 %. In this investigation, the percentage δ of water losses is negligible.

Inlet of the injection well:

$$t > 0, \quad T(t) = T_{4p}, \quad \dot{m}_{inj}(t) = \rho_f Q_v \quad (6.29)$$

where T_{4p} is the geofluid temperature at the outlet of the evaporator, calculated as a function of the production fluid temperature T_{pro} at the outlet of the production well and the maximum heat transfer rate from the evaporator (see equation 6.40). Outflow boundary condition is applied at the exit of the injection well.

Outflow boundary condition is applied at the bottom of the injection well. From the bottom of the injection well, a vertical open hole of length $L_{inj} = 100 \text{ m}$ and 0.25 m of diameter is designed in the 4th layer of the reservoir. This vertical open hole represents the inlet of the EGS reservoir where the fluid at the injection well exit is injected. A line heat source is applied at the inlet of the EGS reservoir as follows:

$$Q_{L_{inj}} = \rho_f Q_v C_{p,f} (T_{f,out} - T) / L_{inj} \quad (6.30)$$

in which $T_{f,out}$ is the calculated fluid temperature at the bottom of the injection well where heat outflow condition was applied.

Outlet of the EGS reservoir:

At the bottom of the production well, a vertical open hole of $L_{pro} = 100$ m and 0.25 m of diameter is designed in the 2th layer of the EGS reservoir. This vertical open hole represents the outlet of the EGS reservoir where the following condition was applied:

$$t > 0, \quad -\vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0, \quad \dot{m}_{pro}(t) = (1 - \delta) \rho_f Q_v \quad (6.31)$$

The conditions from the outlet of the EGS reservoir were considered as the inlet condition of the production well. Heat outflow condition was then applied at the head of the production well.

Top and bottom boundaries of the surrounding formation:

$$t > 0, \quad -\vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0, \quad -\vec{n} \cdot (\rho_f \vec{V}) = 0 \quad (6.32)$$

All vertical boundaries of the EGS reservoir and surrounding formation:

$$t > 0, \quad \begin{cases} T = T_g - \tau \times (-z) & \text{if } \vec{n} \cdot \vec{V} < 0 \\ \vec{n} \cdot (-k_{eff} \nabla T) = 0 & \text{if } \vec{n} \cdot \vec{V} \geq 0 \end{cases}, \quad P = \rho_f g (-\Delta H \times x - z) \quad (6.33)$$

where \vec{n} is the vector normal to the boundary concerned and an uniform regional flow is parallel to the $x - y$ plane with hydraulic head $H_0 = -\Delta H \cdot x$ where $\Delta H = 1$ mm/m is assumed value of the hydraulic gradient.

6.4.3 Thermodynamic modeling

The wellbore-reservoir is coupled to the power plant based on a binary cycle. The schematic of the binary Organic Rankine Cycle power plant describing the process flow of the secondary fluid is presented in figure 3.

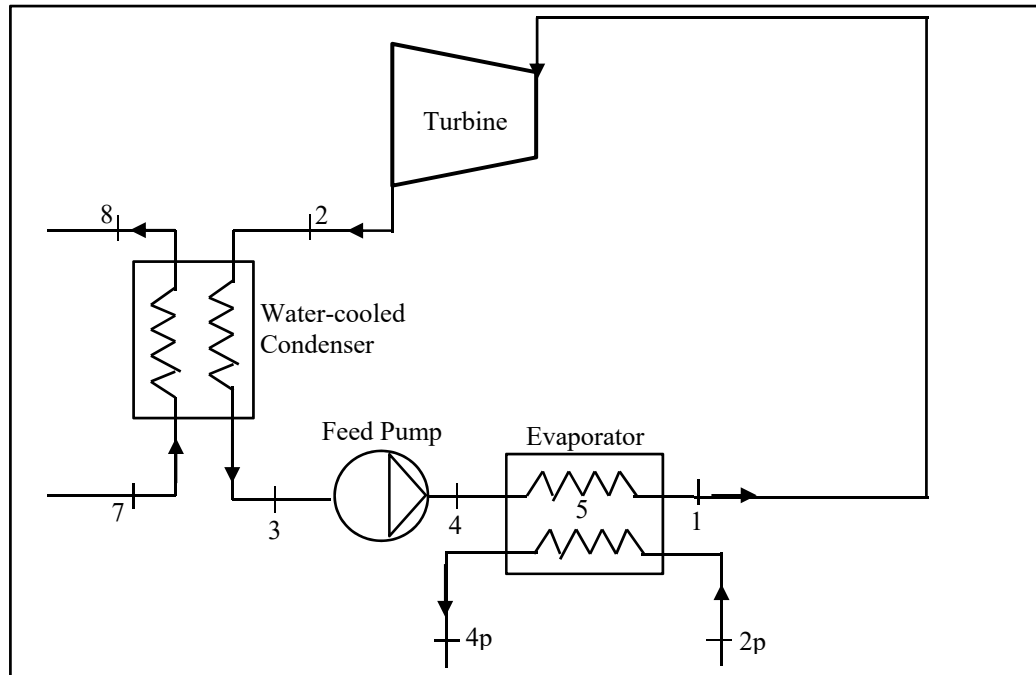


Figure 6.3 Schematic of the binary Organic Rankine Cycle power plant

The inlet high temperature (T_{2p}) of the geofluid was calculated using the coupled wellbores-reservoir-ORC model.

The ORC model is based on the following assumptions:

- 1) The heat losses in pipes and in the ORC heat exchangers, the power consumption of auxiliary components, kinetic and potential energy changes were negligible.
- 2) The working fluid temperature at the outlet of the condenser (T_3) is assumed to be known, coming from the available cooling water temperature (T_7) and a prescribed pinch temperature.
- 3) From the condenser temperature, the saturation pressure is evaluated for a given fluid.
- 4) For a given pressure ratio, the evaporator pressure is evaluated.
- 5) The efficiency of the evaporator is assumed to be known.

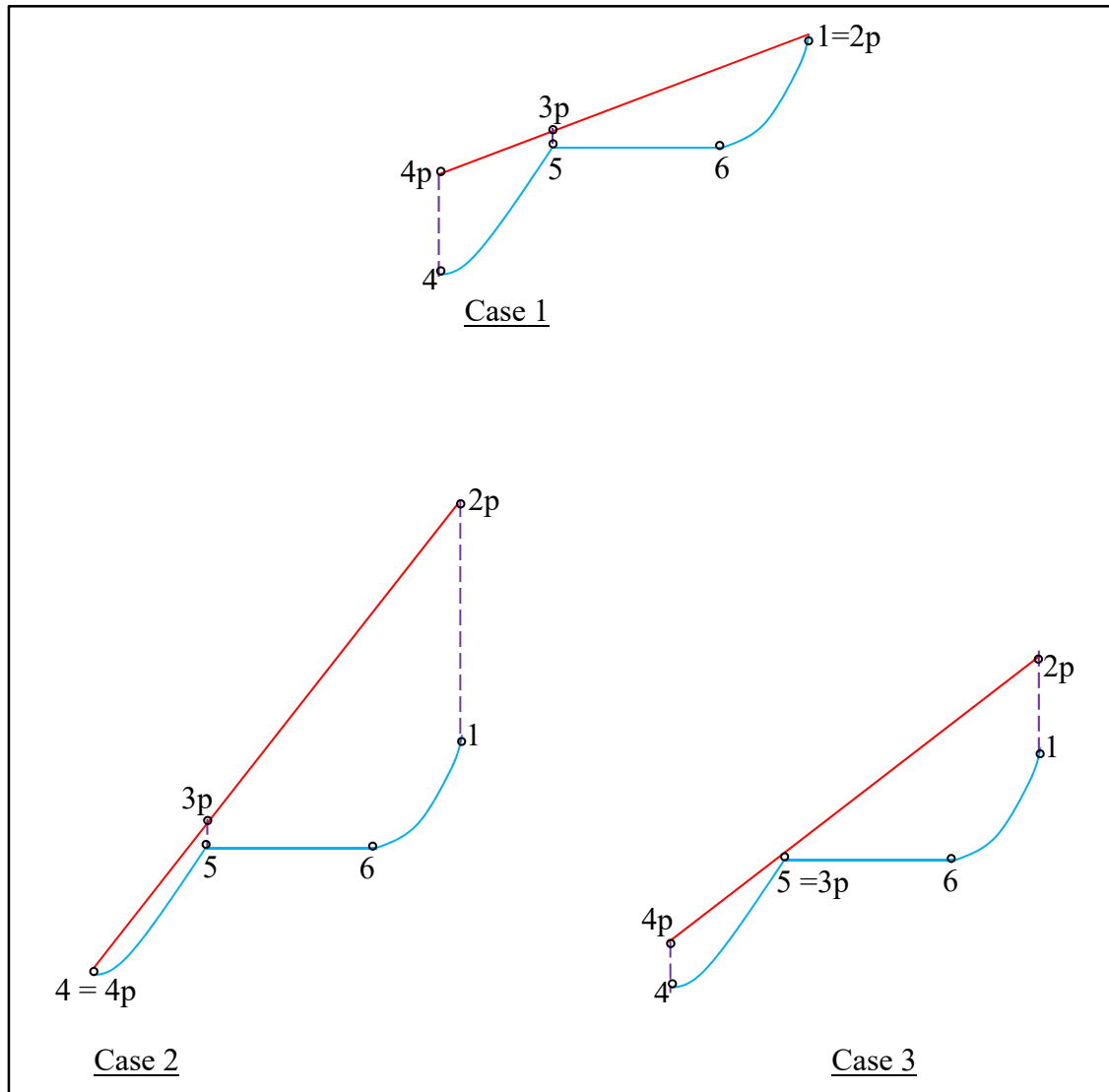


Figure 6.5 Different heat transfer processes between the working fluid and the geothermal fluid

The heat transfer rate in each case is calculated as follows:

Case 1: $T_{2p} = T_1$

$$q_{cm} = \dot{m}_{wf} (h_1 - h_4) \quad (6.34)$$

Case 2: $T_{4p} = T_4$

$$q_{hm} = (\dot{m}_{pro} c_p)_{geo} (T_{2p} - T_{4p}) \quad (6.35)$$

Case 3: $T_{3p} = T_5$

$$q_{hm} = \left(\dot{m}_{pro} c_p \right)_{geo} (T_{2p} - T_5) + \dot{m}_{wf} (h_5 - h_4) \quad (6.36)$$

where the specific enthalpies of the working fluid at the state points showed in Figure 4 and

$$h_4 = h_3 - \frac{h_3 - h_{4s}}{\eta_p} \quad (6.37)$$

in which h_{4s} is the enthalpy at the outlet of the ORC pump in the case of isentropic pumping and η_p is the isentropic efficiency of the ORC pump set to 80% in this paper.

The maximum possible heat transfer rate \dot{q}_{max} is deduced as follows:

$$q_{max} = \min(q_{cm}, q_{hm}, q_{ln}) \quad (6.38)$$

The actual heat transfer rate \dot{q} is calculated as:

$$\dot{q} = \varepsilon_{ev} \dot{q}_{max} \quad (6.39)$$

where ε_{ev} is the heat exchanger effectiveness.

A volume flow rate $Q_v = 50$ l/s is fixed at the inlet of the injection well and the injected fluid temperature is calculated as follows:

$$T_{4p} = T_{pro} - \frac{\dot{q}}{\left(\dot{m}_{pro} c_p \right)_{geo}} \quad (6.40)$$

Evaporator:

The working fluid absorbs the heat from the geothermal fluid at constant pressure in the evaporator. Energy balance of the evaporator gives the heat transfer rate between the working fluid and the geothermal fluid:

$$\dot{Q}_{evap} = \dot{m}_{wf} (h_1 - h_4) \quad (6.41)$$

The exergy loss of the ORC evaporator is calculated as follows:

$$\dot{I}_{evap} = \dot{E}_4 + \dot{E}_{2p} - \dot{E}_1 - \dot{E}_{4p} \quad (6.42)$$

where E_i is the exergy rate of ORC state point and calculated as follows:

$$\dot{E}_i = \dot{m}_{wf} \left[(h_i - h_{env}) - T_{env} (s_i - s_{env}) \right] \quad (6.43)$$

Turbine:

In the turbine, the working fluid vapor leaving the evaporator is expanded from high pressure P_1 to low pressure P_2 . The heat of working fluid vapor is converted into mechanical work.

The power produced by the turbine is calculated as follows:

$$\dot{W}_{turb} = \dot{m}_{wf} (h_1 - h_2) \quad (6.44)$$

where h_2 is the working fluid enthalpy at the outlet of the turbine and calculated as follows:

$$h_2 = h_1 - \eta_{turb} (h_1 - h_{2s}) \quad (6.45)$$

in which h_{2s} is the enthalpy at the outlet of the turbine in the case of isentropic expansion and η_{turb} is the isentropic efficiency of the turbine set to 85% in this paper.

The exergy loss of the ORC turbine is calculated as follows:

$$\dot{I}_{turb} = \dot{E}_1 - \dot{E}_2 - \dot{W}_{turb} \quad (6.46)$$

Condenser:

In the condenser, the expanded working fluid is cooled with cooling water by rejection of heat at constant pressure. The heat transfer rate between the working fluid and the cooling water is calculated as follows:

$$\dot{Q}_{cond} = \dot{m}_{wf} (h_2 - h_3) \quad (6.47)$$

The exergy loss of the ORC condenser is calculated as follows:

$$\dot{I}_{cond} = \dot{E}_2 + \dot{E}_7 - \dot{E}_3 - \dot{E}_8 \quad (6.48)$$

Feed pump:

The working fluid is compressed by increasing the pressure from the condenser to the pressure of the evaporator. The power consumed by the pump is calculated by:

$$\dot{W}_P = \frac{\dot{m}_{wf} (h_4 - h_3)}{\eta_P} \quad (6.49)$$

The net power output is calculated as follows:

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_{turb} - \dot{W}_P \quad (6.50)$$

The thermal efficiency is calculated as follows:

$$\eta_{therm} = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{Q}_{evap}} \quad (6.51)$$

The exergy efficiency is calculated as follows:

$$\eta_{exerg} = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{E}_{geo}} \quad (6.52)$$

where \dot{E}_{geo} is the exergy flow of the geothermal fluid calculated as follows:

$$\dot{E}_{geo} = \dot{m}_{geo} \left[(h_{geo} - h_{env}) - T_{env} (s_{geo} - s_{env}) \right] \quad (6.53)$$

6.4.4 Candidates working fluids

The ORC working fluid choice depends of several factors and this selection can have a significant impact on the performance of the ORC system and on human health. Some of these factors include environmental properties, non-toxicity, safety, Ozone Depletion Potential (ODP), Global Warming Potential (GWP), flammability, thermodynamic properties of the working fluid but also the cycle performance and the geothermal fluid temperatures. The candidate working fluids selected from REFPROP 9.1 are summarized in Table 6.2.

The working fluids types can be predicted by denoting the inverse of the slope of the saturation curve as ξ such that:

$$\xi = \frac{ds}{dT_{evap}} \quad (6.52)$$

calculated using the following equation presented by Liu et al. (Liu, Chien et Wang, 2004) :

$$\xi = \frac{C_p}{T_{evap}} - \frac{(n \cdot T_{r,evap}) / (1 - T_{r,evap}) + 1}{T_{evap}^2} \Delta H_{evap} \quad (6.53)$$

where $T_{r,evap} = T_{evap}/T_{cr}$ is the reduced evaporation temperature of the fluid, T_{evap} is the fluid evaporation temperature, T_{cr} is the fluid critical temperature, ΔH_{evap} is the fluid enthalpy of vaporization, et n a coefficient equal to 0.375 or 0.38 (Poling, Prausnitz et O'connell, 2001). A dry fluid corresponds to $\xi > 0$, a wet fluid to $\xi < 0$ and an isentropic fluid to $\xi = 0$.

Table 6.2 Thermodynamic properties of working fluids considered in this investigation

N°	Working fluids	Fluid Type	T_{cr} (°C)	T_{bp} (°C)	P_{cr} (kPa)	Molar mass (g/mol)	ODP	GWP
1	R601a	Dry	187.20	27.83	3378.0	72.15	0	20
2	R600a	Dry	134.66	-11.75	3629.0	58.12	0	3
3	R1234ze(Z)	Isentropic	150.12	9.73	3530.6	114.04	0	<1
4	R245fa	Dry	153.86	15.05	3651.0	134.05	0	858
5	R152a	Wet	113.26	-24.02	4516.7	66.05	0	133
6	Isobutene	Dry	144.94	-7.00	4009.8	56.10	0	-
7	RE347mcc	Dry	164.55	34.18	2478.2	200.05	0	530
8	R236ea	Isentropic	139.29	6.17	3420.0	152.04	0	1410
9	Isohexane	Dry	224.55	60.21	3040.0	86.17	0	-
10	R1234yf	Isentropic	94.7	-29.48	3382.2	114.04	0	4
11	R236fa	Dry	124.92	-1.49	3200.0	152.04	0	9810
12	R1233zd(E)	Isentropic	166.45	18.26	3623.7	130.5	0	1
13	R365mfc	Dry	186.85	40.19	3266.0	148.07	0	804
14	R600	Dry	151.97	-0.49	3796.0	58.12	0	20
15	RE143a	Dry	104.77	-23.58	3635.0	100.04	0	840
16	RE245cb2	Dry	133.66	5.61	2886.4	150.05	0	654
17	RE245fa2	Dry	171.73	29.25	3433.0	150.05	0	286
18	R1234ze(E)	Isentropic	109.36	-18.97	3634.9	114.04	0	<1
19	R1243zf	Isentropic	103.78	-25.42	3517.9	96.05	0	<150
20	R1336mzz(Z)	Dry	171.35	33.45	2903.0	164.05	0	2

In this paper, the ORC operation conditions are displayed in table 6.3.

Table 6.3 ORC operation conditions

Parameters	Value
Refrigerant mass flow rate	50 kg/s
Evaporator effectiveness	95%
Pump isentropic efficiency	80%
Turbine isentropic efficiency	85%
Turbine inlet pressure	1600 kPa
Condenser temperature	300 K
Ambient temperature	298 K
Environmental pressure	101325 Pa

6.4.5 Meshing sensitivity analysis

In this study investigation, EGS reservoir, wellbores, and ORC power plant were coupled for sustainable and efficient use of multiple-fractures Enhanced Geothermal System. Mathematical and thermodynamic models are solved with Comsol Multiphysics 5.5 coupled to Matlab with REFPROP 9.1. The large-sized reservoir is located 5850 m deep, while the injection and production wells have a very small diameter compared to the large dimensions of the reservoir, which contains fractures with 0.1 mm of thickness.

An adequate mesh technique is essential to have a reliable finite element solution. The surrounding geological formation and the EGS reservoir are meshed with tetrahedron elements, fractures with 2D-elements, injection and production wells are meshed with 1D-elements. Each mesh comprises N1 linear unidimensional elements, N2 triangular elements, and N3 tetrahedral elements. The fractures constitute the main channels for the injected fluid flow and the heat exchange within the EGS reservoir. Thus, a boundary layer mesh is applied on the fractures surface within the reservoir. The time is discretized using Backward

Differentiation Formula which is an implicit method with time step set at 0.1 year. The meshing sensitivity on the numerical results is analyzed with six different meshes computing the production fluid temperature over 40 years (Figure 6.6).

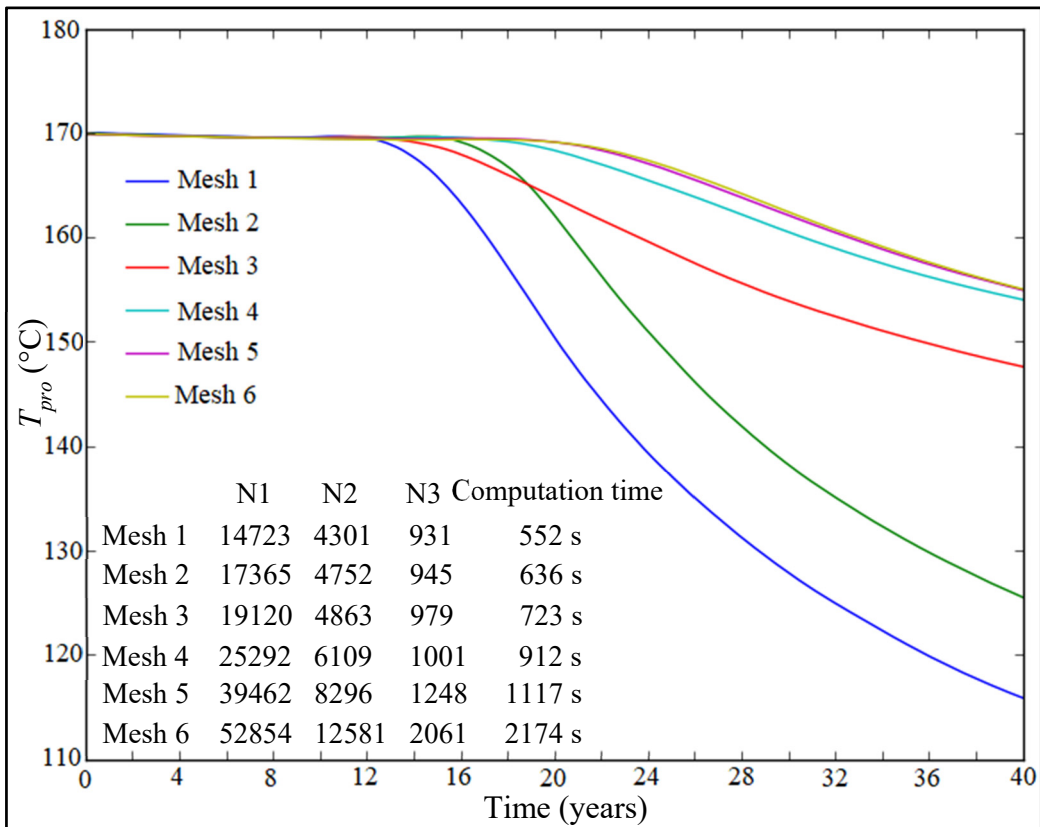


Figure 6.6 Meshes sensitivity analysis on the production temperature as a function of operation time with $Q_v = 50$ l/s, and $\Delta H = 1$ mm/m in the case of isopentane as ORC working fluid.

The geofluid temperature at the outlet of the production well of mesh 5 and mesh 6 show the convergence and the computation time of mesh 5 is shorter. Thus the mesh 5 is adopted and the reservoir and surrounding formation are meshed with finer tetrahedral element, the fractures with triangular finer element. The injection and production wells and open holes were meshed with unidimensional extremely fine element (Figure 6.7).

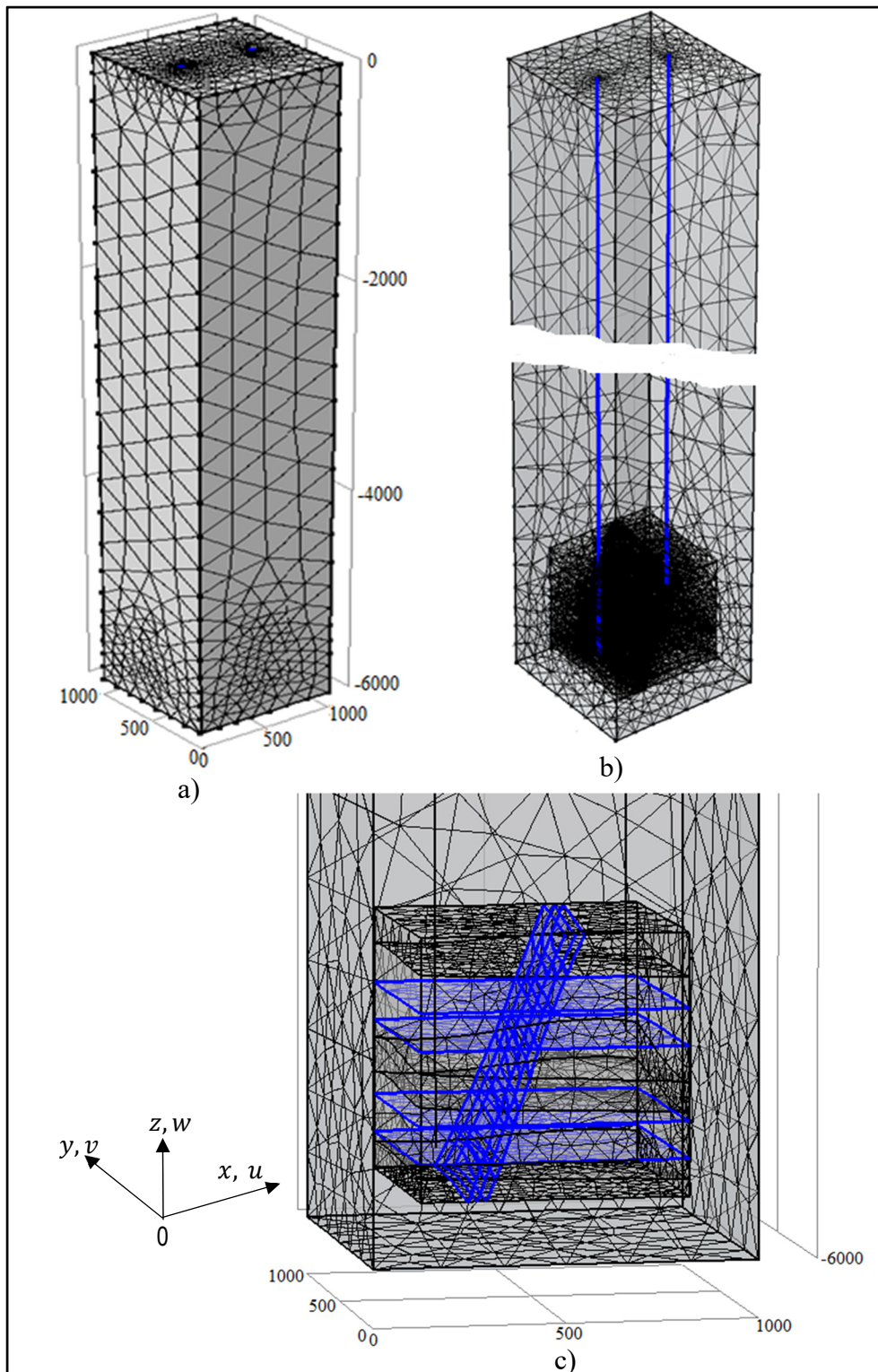


Figure 6.7 Mesh distribution of a) the EGS model, b) injection and production well, c) fractures and EGS reservoir

6.5 Validation of thermos-hydraulic and ORC models

In this study, the validity of the numerical solution was compared to an analytical solution of fracture temperature distribution presented by Barends (Barends, 2010). The fluid is injected through the single horizontal fracture imbedded in the middle of the rock matrix and flows in the x direction (Figure 6.8). Barends (Barends, 2010), based on Lauwerier's concept (Lauwerier, 1955), proposed analytically the fluid temperature $T_{fr}(x, t)$ at the outlet of the fracture as a function of operation time t and location x in the fracture:

$$T_{fr}(x, t) = T_{ro} + (T_{inj} - T_{ro}) \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{k_r x}{\rho_f C_{pf} d_{fr}} \cdot \frac{1}{\sqrt{\frac{U_{inj} (U_{inj} t - x) k_r}{\rho_r C_{pr}}}} \right) \Gamma \left(t - \frac{x}{U_{inj}} \right) \quad (6.57)$$

where T_{ro} (°C) is the initial rock matrix temperature, U_{inj} (m/s) is the injection fluid velocity, T_{inj} (°C) is the injection fluid temperature, d_{fr} (m) is the fracture aperture, Γ is the unit step function. The parameters used in the numerical model are given in Table 6.4.

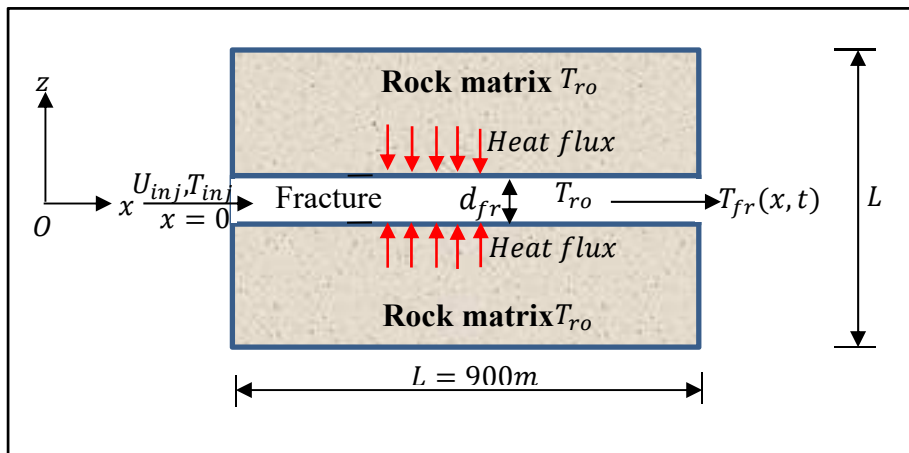


Figure 6.8 Fluid Flow and heat transfer through a single fracture model in 2D plane rock

Table 6.4 Validation model parameters

Parameters	d_{fr}	ρ_f	C_{pf}	ρ_r	C_{pr}	k_r	T_{ro}	U_{inj}	T_{inj}
Value	0.002	1000	4200	2600	920	3.5	170	0.01	60
Unit	m	kg/m ³	J/(kg.K)	kg/m ³	J/(kg.K)	W/(m.K)	°C	m/s	°C

The numerical solution of the fluid temperature at the outlet of the fracture for different positions $x = 500\text{ m}$, $x = 700\text{ m}$ and $x = 900\text{ m}$ over a 40 years period was compared against of the analytical results as showed in Figure 6.9.

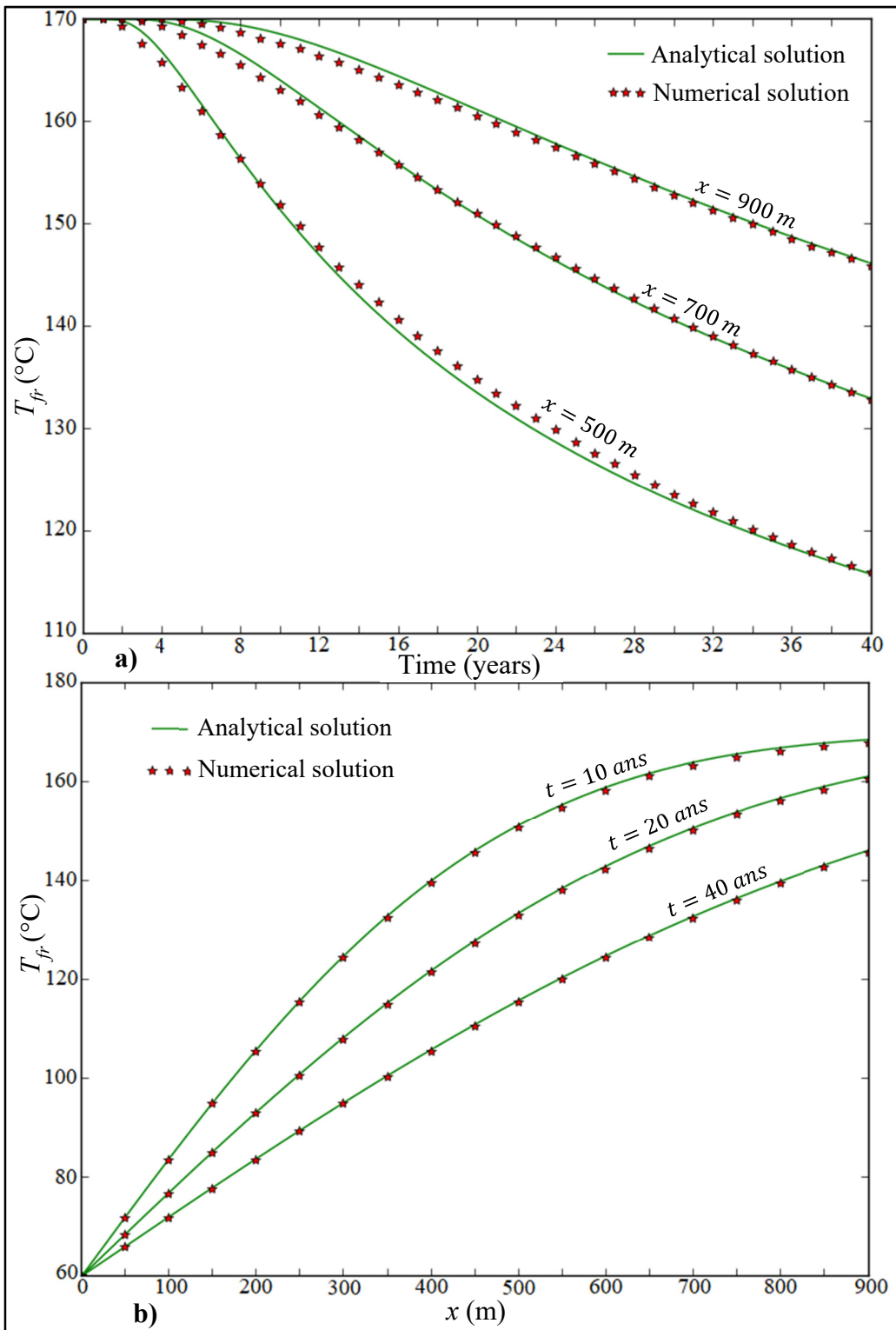


Figure 6.9 Comparison of numerical solution with analytical results of Barends (Barends, 2010) a) for different positions along the 2D single-fracture b) for three different times along the fracture.

The maximum relative error obtained is 0.5%, which is acceptable. The concordance between the numerical and analytical results showed that the numerical model is reliable.

The ORC model was also validated against the Chena Geothermal power plant in Alaska, USA. The validation was made using the same working fluids and operating conditions. Chena Geothermal power plant design data were used to validate our Matlab code. The organic working fluid used in this power plant was R134a. Experimental Chena Geothermal power plant design data were summarized in table 6.5 (Aneke, Agnew et Underwood, 2011).

Table 6.5 ORC operation conditions in Chena Geothermal Power Plant

Parameters	Value
Geothermal mass flow rate	33.39 kg/s
Cooling water mass flow rate	101.68 kg/s
Turbine inlet pressure	1.6 MPa
Turbine outlet pressure	0.439 MPa
Turbine isentropic efficiency	80%
Geothermal fluid inlet temperature	73.33 °C
Geothermal fluid exit temperature	54.44 °C
Cooling water source temperature	4.44 °C
Cooling water exit temperature	10 °C
Pump power	0.04 MW
Gross generator power	0.25 MW
Working fluid mass flow rate	12.17 kg/s
Energy efficiency	8%

Under the same conditions, calculating the maximum heat transfer rate with equation (6.36), the energy efficiency calculated was 8.12%. Compared to the Chena Geothermal power plant data, this is a good agreement with our result with relative error of 3.75%. The reinjection temperature was also calculated. The numerical reinjection temperature found was 54.85 °C

with a temperature difference of 0.41 °C compared to the geothermal fluid exit temperature of Chena geothermal power plant. The numerical cooling water exit temperature found was 9.77 °C and the cooling water exit temperature of the Chena geothermal power plant is 10 °C. The cooling water exit temperature difference is 0.23 °C.

6.6 Results and discussion

In this coupled EGS reservoir-wellbores-ORC power plant model, the influence of the ORC working fluids on the production temperature at the outlet of the production well was first studied.

The working fluids studied are of 4 categories:

- Hydrocarbon refrigerants (HC): R601a, R600a, Isobutene, Isohexane, R600
- Hydrofluorocarbon refrigerants (HFC): R245fa, R152a, R236ea, R236fa, R365mfc
- Hydrofluoroolefin refrigerants (HFO): R1234ze(Z), R1234yf, R1233zd(E), R1234ze(E), R1243zf, R1336mzz(Z)
- Hydrofluoroether refrigerants (HFE): RE347mcc, RE143a, RE245cb2, RE245fa2.

It is readily found that the ORC working fluids have a significant effect on the reinjection geofluid temperature. The effect of working fluids on the production temperature was small. The trend of the geofluid production temperature is the same for all the working fluid studied over the entire 40-year production period. After the thermal breakthrough time, the production temperature drop is rapid for all working fluids. The working fluid has slight impact on the reservoir impedance flow. The production stability period varies from 18.3 to 18.5 years depending on the type of ORC working fluid used.

The production temperature of the geothermal fluid recovered at the production wellhead and the inlet injection well temperature were determined for all refrigerant fluids. The initial inlet injection well temperature ($T_{inj,i} = T_{4p}$), the initial outlet production well temperature $T_{pro,i}$, the geofluid temperature at the end of system operation at the inlet injection well $T_{inj,end}$, and

at the outlet of the production well $T_{pro,end}$ were calculated and summarized in Table 6.6. The thermal rupture time t_{br} , the production and re-injection temperatures at which this time is reached are also calculated (Table 6.6).

Table 6.6 Simulated results of reinjection and production geofluid temperatures with $Q_v = 50$ l/s, $\Delta H = 1$ mm/m, $dist = 500$ m, with different working fluids for $\dot{m}_{wf} = 50$ kg/s and $P_l = 1600$ kPa

N°	Working Fluid	t_{br} (years)	Inlet injection well temperature			Outlet production well temperature			$Z_{R,av}$
			$T_{inj,i}$ (°C)	$T_{inj,br}$ (°C)	$T_{inj,end}$ (°C)	$T_{pro,i}$ (°C)	$T_{pro,br}$ (°C)	$T_{pro,end}$ (°C)	
1	R601a	18.5	73.9	73.8	72.6	170.0	169.5	155.1	0.192
2	R600a	18.4	58.2	58.1	56.5	170.0	169.5	154.9	0.193
3	R1234ze(Z)	18.4	93.5	93.1	84.9	170.0	169.5	155.3	0.192
4	R245fa	18.4	95.4	95.0	86.1	170.0	169.5	155.4	0.192
5	R152a	18.4	66.3	65.9	56.6	170.0	169.5	155.0	0.193
6	Isobutene	18.4	60.5	60.4	58.8	170.0	169.5	154.9	0.193
7	RE347mcc	18.4	108.4	107.6	105.2	170.0	169.5	155.6	0.191
8	R236ea	18.4	103.9	103.5	93.5	170.0	169.5	155.5	0.192
9	Isohexane	18.4	84.5	84.5	83.5	170.0	169.5	155.2	0.192
10	R1234yf	18.3	101.7	101.3	91.4	170.0	169.5	155.4	0.192
11	R236fa	18.5	106.3	105.8	95.9	170.0	169.5	155.5	0.192
12	R1233zd(E)	18.5	99.0	98.6	94.4	170.0	169.5	155.4	0.192
13	R365mfc	18.5	105.5	105.4	104.4	170.0	169.5	155.5	0.192
14	R600	18.4	61.5	61.5	59.9	170.0	169.5	154.9	0.193
15	RE143a	18.4	94.0	93.6	83.8	170.0	169.5	155.3	0.192
16	RE245cb2	18.5	103.0	102.6	92.9	170.0	169.5	155.5	0.192
17	RE245fa2	18.5	98.9	98.4	97.3	170.0	169.5	155.4	0.192
18	R1234ze(E)	18.5	98.9	98.5	88.5	170.0	169.5	155.4	0.192
19	R1243zf	18.4	91.8	91.5	81.8	170.0	169.5	155.3	0.192
20	R1336mzz(Z)	18.5	105.4	105.3	104.2	170.0	169.5	155.5	0.192

Overall, the geofluid temperature at the outlet of the production well is little impacted while the re-injection temperature of the geothermal fluid leaving the evaporator is greatly affected and varies from 56.5 °C to 108.4 °C depending on the ORC working fluid adopted. The period of decline is rapid after this period of stable production.

A pre-selection among the 20 candidate working fluids set out in Table 2 is made based on the steam enthalpy at the turbine inlet. The condition imposed is that the enthalpy of steam at the inlet of the turbine (h_1 (kJ/kg)) should be greater than the enthalpy (h_6 (kJ/kg)) of saturated steam over the entire study period. The entry of water into the turbine are harmful to the blades of the turbine. The change in the enthalpy of each ORC working fluid is determined as a function of the operating time of the system. The enthalpy of saturated vapor h_6 in all the cases studied was calculated. The simulation results of the vapor enthalpies at the beginning and end of operation time are shown in Table 6.7. The working fluid enthalpy at the turbine inlet varies from an initial value and gradually decreases to a certain value below or above the critical value h_6 depending on the type of refrigerant fluid considered. In table 6.7, t_{above} is the operation time during which the enthalpy of the working fluid is greater than the enthalpy of saturated vapor.

From the simulation results, it appears that the 11 fluids below were pre-selected:

- Hydrocarbon refrigerants (HC): R600a
- Hydrofluorocarbon refrigerants (HFC): R152a, R245fa, R236ea, R245fa
- Hydrofluoroolefin refrigerants (HFO): R1234yf, R1233zd(E), R1234ze(E), R1243zf
- Hydrofluoroether refrigerants (HFE): RE143a, RE245cb2.

The evolution of the energy and exergy efficiencies were shown for the 11 working fluids pre-selected among the candidate working fluids (Figures 6.10-6.15). Over the 40 years of operation, the average energy and exergy efficiencies were evaluated and summarized in Table 6.8.

Table 6.7 Comparison of the enthalpy of steam at the turbine inlet to the enthalpy of saturated steam for different working fluids

N°	Working Fluid	Fluid Type	$h_{1,init}$ (kJ/kg)	$h_{1,end}$ (kJ/kg)	h_6 (kJ/kg)	t_{above} (years)
1	R601a	Dry	395.5	338.8	515.4	0.0
2	R600a	Dry	728.8	669.3	666.5	40.0
3	R1234ze(Z)	Isentropic	103.8	76.6	407.3	0.0
4	R245fa	Dry	540.4	517.9	481.6	40.0
5	R152a	Wet	674.8	654.2	540.6	40.0
6	Isobutene	Dry	533.4	474.1	511.8	27.5
7	RE347mcc	Dry	485.6	438.8	457.8	32.5
8	R236ea	Isentropic	502.8	487.1	435.5	40.0
9	Isohexane	Dry	274.3	219.5	531.4	0.0
10	R1234yff	Isentropic	514.2	497.7	395.5	40.0
11	R236fa	Dry	492.1	476.5	413.7	40.0
12	R1233zd(E)	Isentropic	522.7	481.8	481.4	40.0
13	R365mfc	Dry	499.8	444.8	536.5	0.0
14	R600	Dry	715.1	656.0	724.0	0.0
15	RE143a	Dry	549.2	532.1	433.7	40.0
16	RE245cb2	Dry	507.9	490.9	436.2	40.0
17	RE245fa2	Dry	527.9	473.0	499.3	30.2
18	R1234ze(E)	Isentropic	526.3	510.4	424.3	40.0
19	R1243zf	Isentropic	558.2	540.2	438.0	40.0
20	R1336mzz(Z)	Dry	496.1	441.5	478.6	26.8

Table 6.8 Simulation results of energy and exergy efficiencies for different working fluids pre-selected

N°	Working Fluid	Fluid Type	Fluid category	η_{therm} (%)	η_{exerg} (%)
1	R600a	Dry	HC	11.58	40.08
2	R245fa	Dry	HFC	14.25	41.97
3	R152a	Wet	HFC	8.48	35.26
4	R236ea	Isentropic	HFC	12.41	32.27
5	R1234yf	Isentropic	HFO	6.57	17.67
6	R236fa	Isentropic	HFC	11.15	27.90
7	R1233zd(E)	Dry	HFO	15.70	43.20
8	RE143a	Dry	HFE	8.07	24.25
9	RE245cb2	Dry	HFE	12.69	32.25
10	R1234ze(E)	Dry	HFO	8.69	24.36
11	R1243zf	Dry	HFO	7.95	24.60

It is readily found that the working fluid which gives the best performance is R1233zd(E) (Table 6.8, Figures 6.10-6.15). The energy efficiency kept stable at 15.70% during the first 28.5 years of electricity production and decreases slowly after this period of stability until reaching 15.57% at the end of production. The exergy efficiency increases the first 28.5 years of production from 42.43% to 44.00% and slowly decreases to 43.47% at the end of the 40 years of operation. The average energy efficiency of the ORC is 15.70% and the average exergy efficiency of the plant is 43.20%. The working fluid R1233zd(E) is a Hydrofluoroolefin refrigerant (HFO), non-flammable fluid with no impact on ozone depletion and very low greenhouse effect (Global Warming Potential equal to 1).

Based on R1233zd(E) as best working fluid chosen, the effect of the vapor pressure at the inlet of the turbine was analyzed. Six values of the turbine inlet pressure were investigated. The fundamental condition is to have the enthalpy of the vapor of the working fluid greater than the enthalpy of saturation.

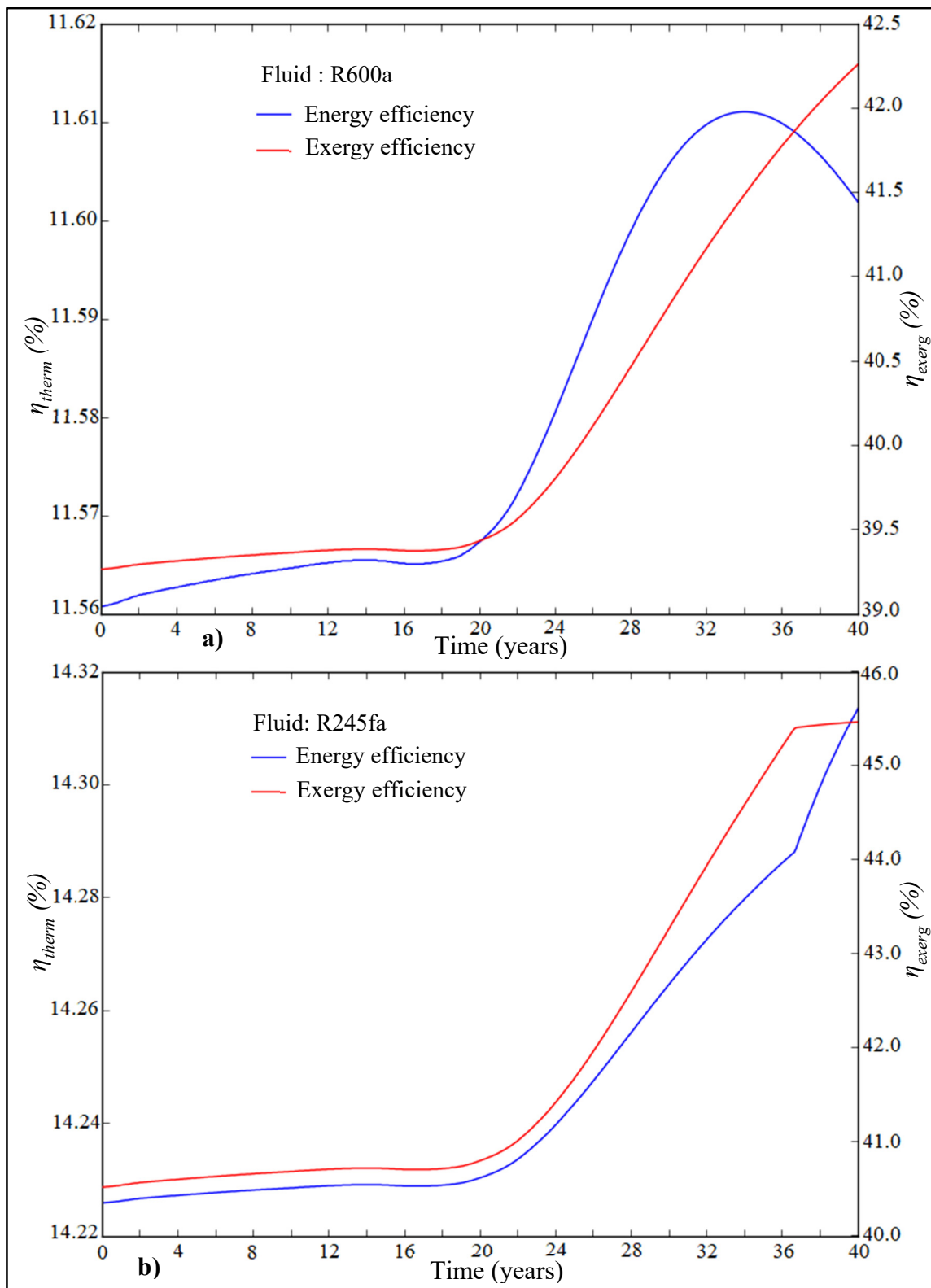


Figure 6.10 Evolution of energy and exergy efficiencies for a) R600a and b) R245fa

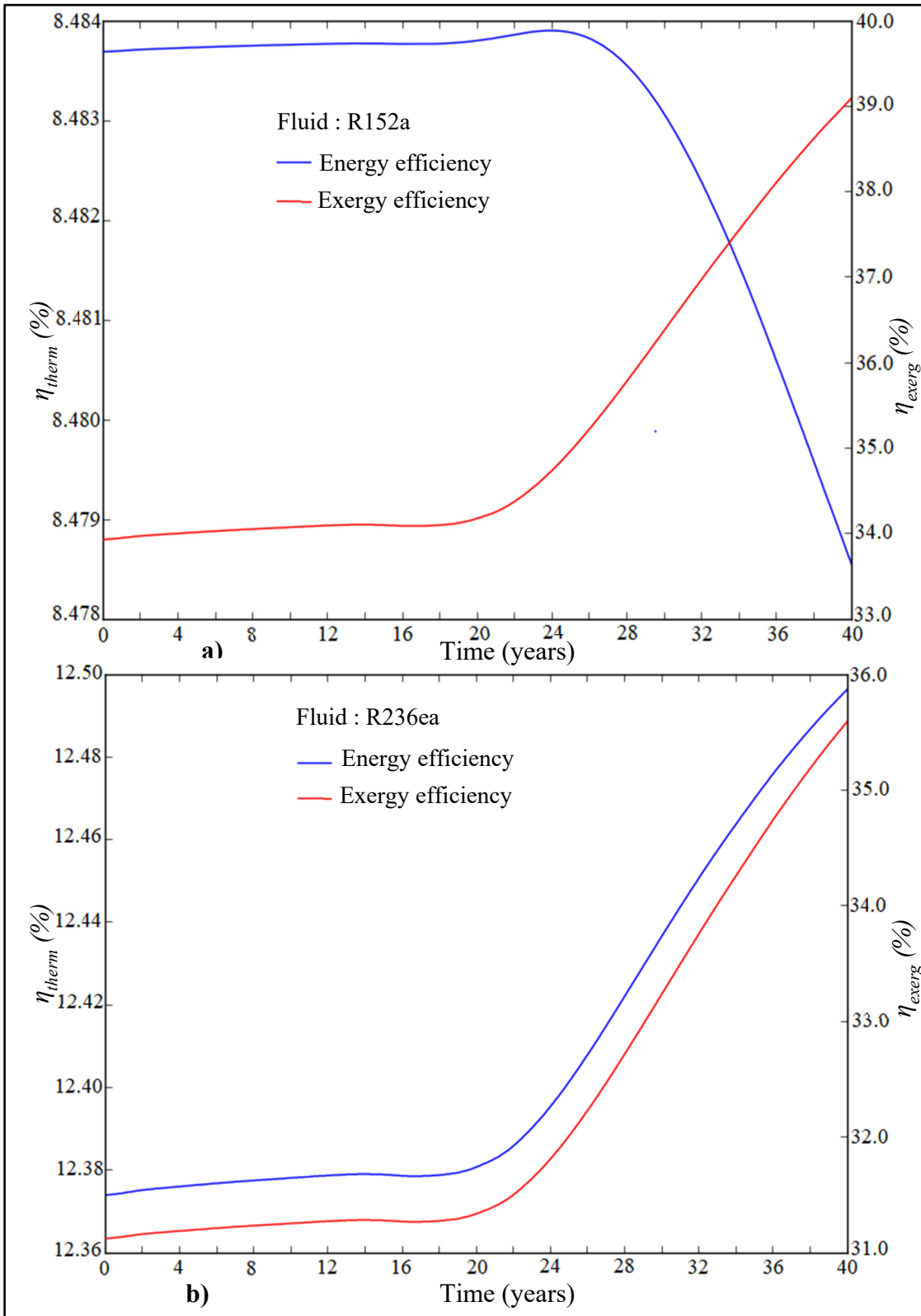


Figure 6.11 Evolution of energy and exergy efficiencies for a) R152a and b) R236ea

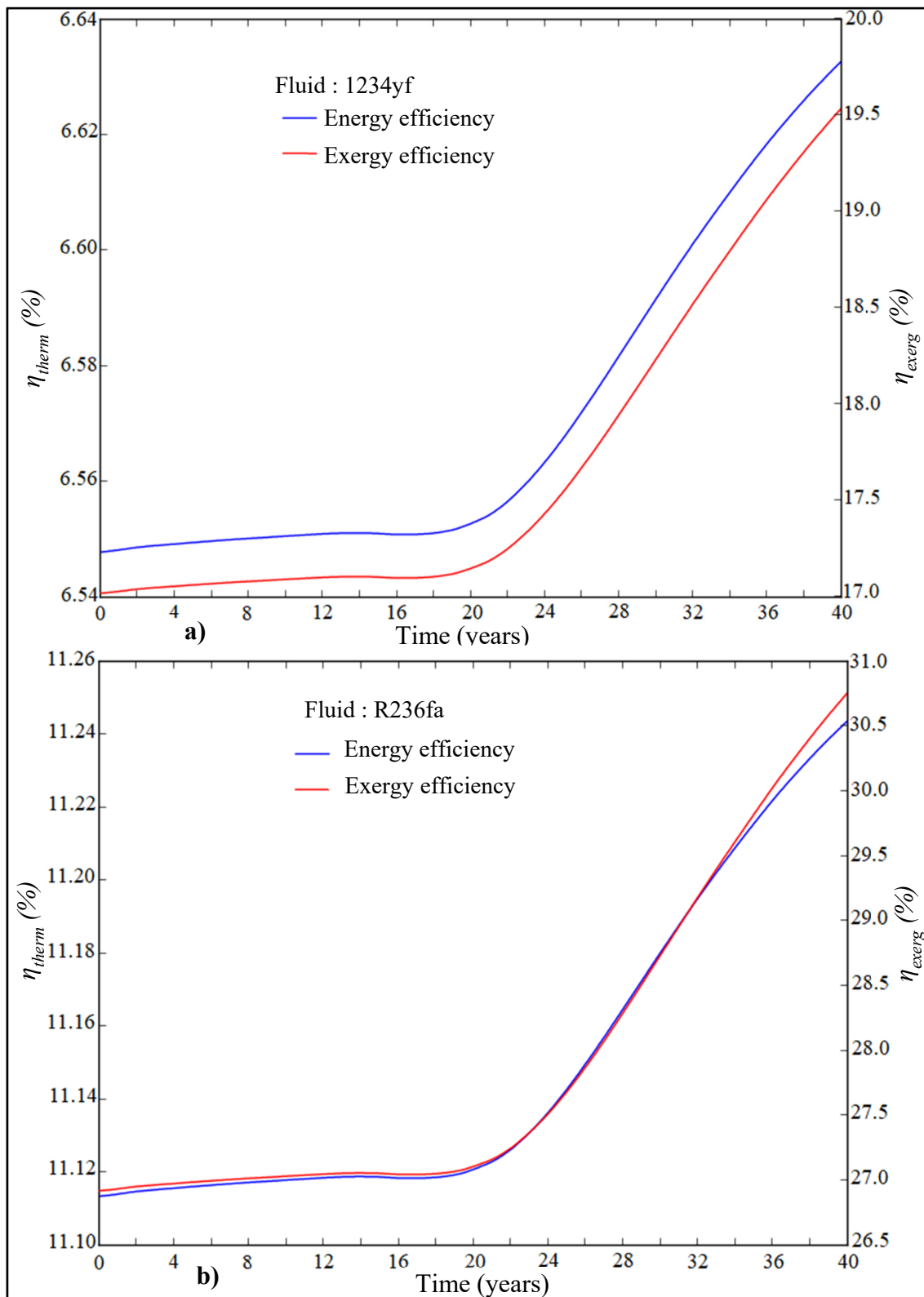


Figure 6.12 Evolution of energy and exergy efficiencies for a) R1234yf and b) R236fa

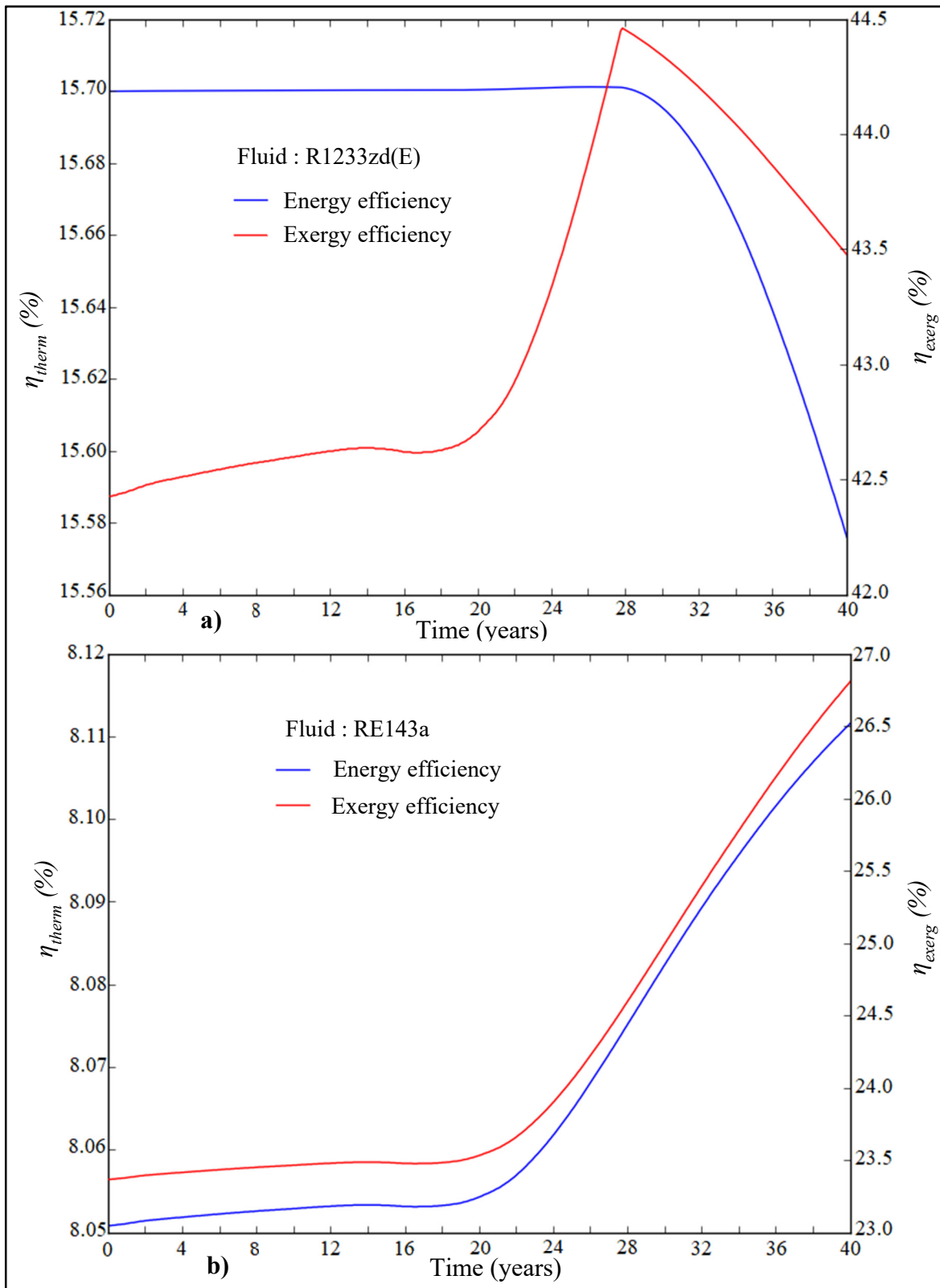


Figure 6.13 Evolution of energy and exergy efficiencies for a) R1233zd(E) and b) RE143a

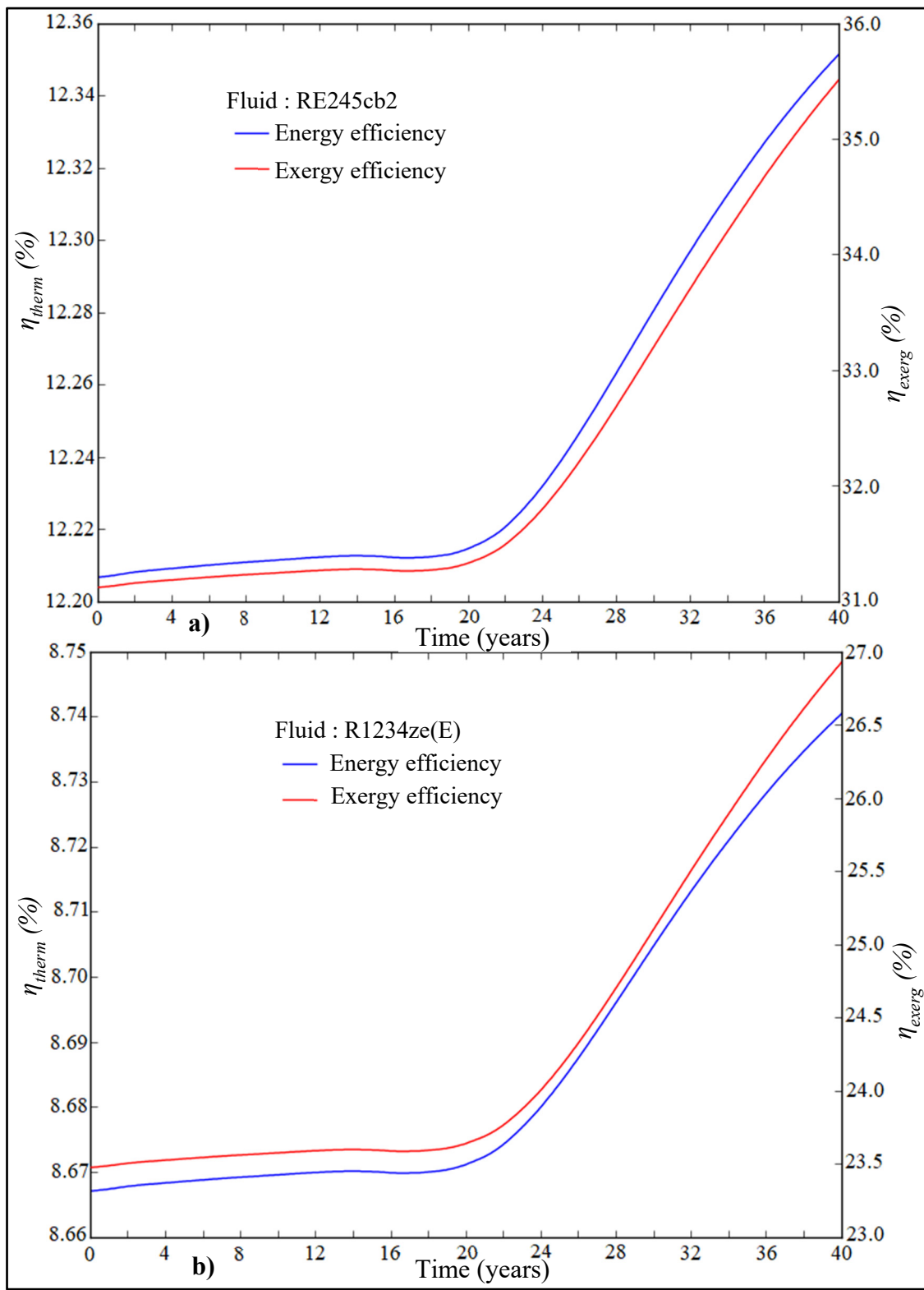


Figure 6.14 Evolution of energy and exergy efficiencies using a) RE245cb2 and b) R1234ze(E)

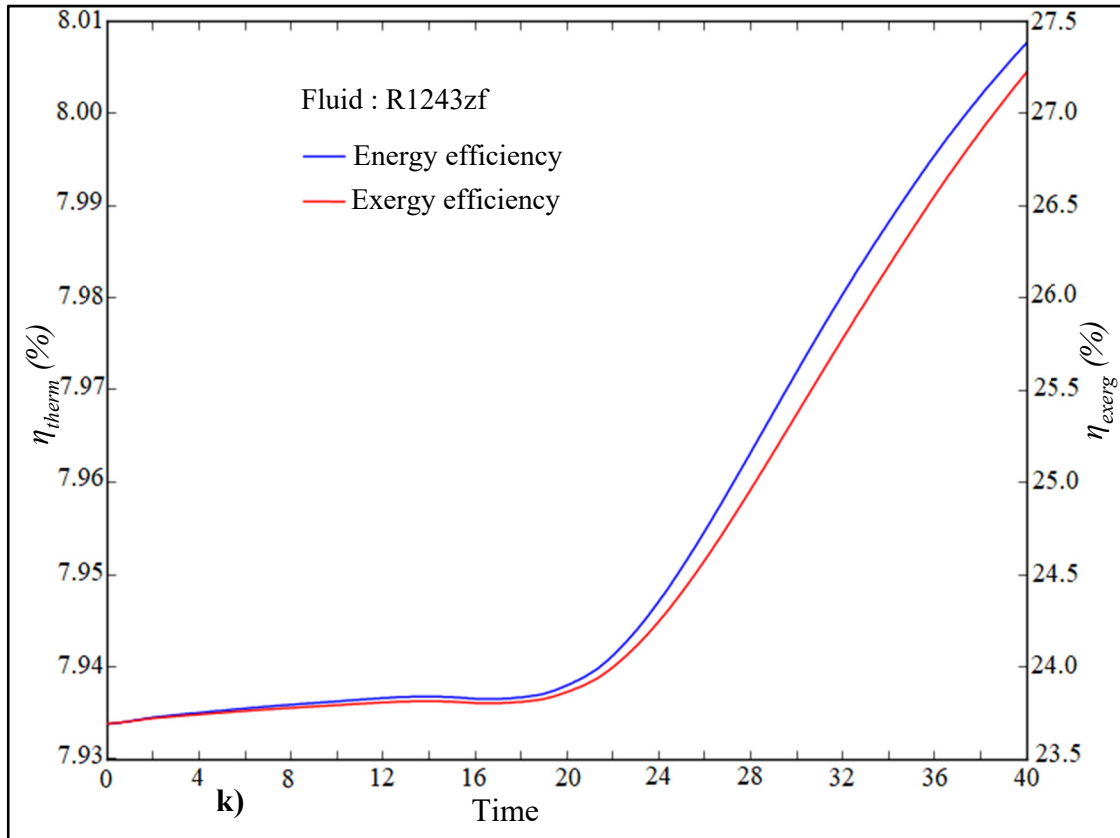


Figure 6.15 Evolution of energy and exergy efficiencies using working fluid R1243zf

The evolution of turbine inlet enthalpy for different value of vapor pressure was displayed (Figure 6.16a-b). Under the conditions in this investigation, it is readily found that for R1233zd(E) vapor pressure greater than 1600 kPa, droplets formation will enter the turbine, which is damaging to the blades of the turbine.

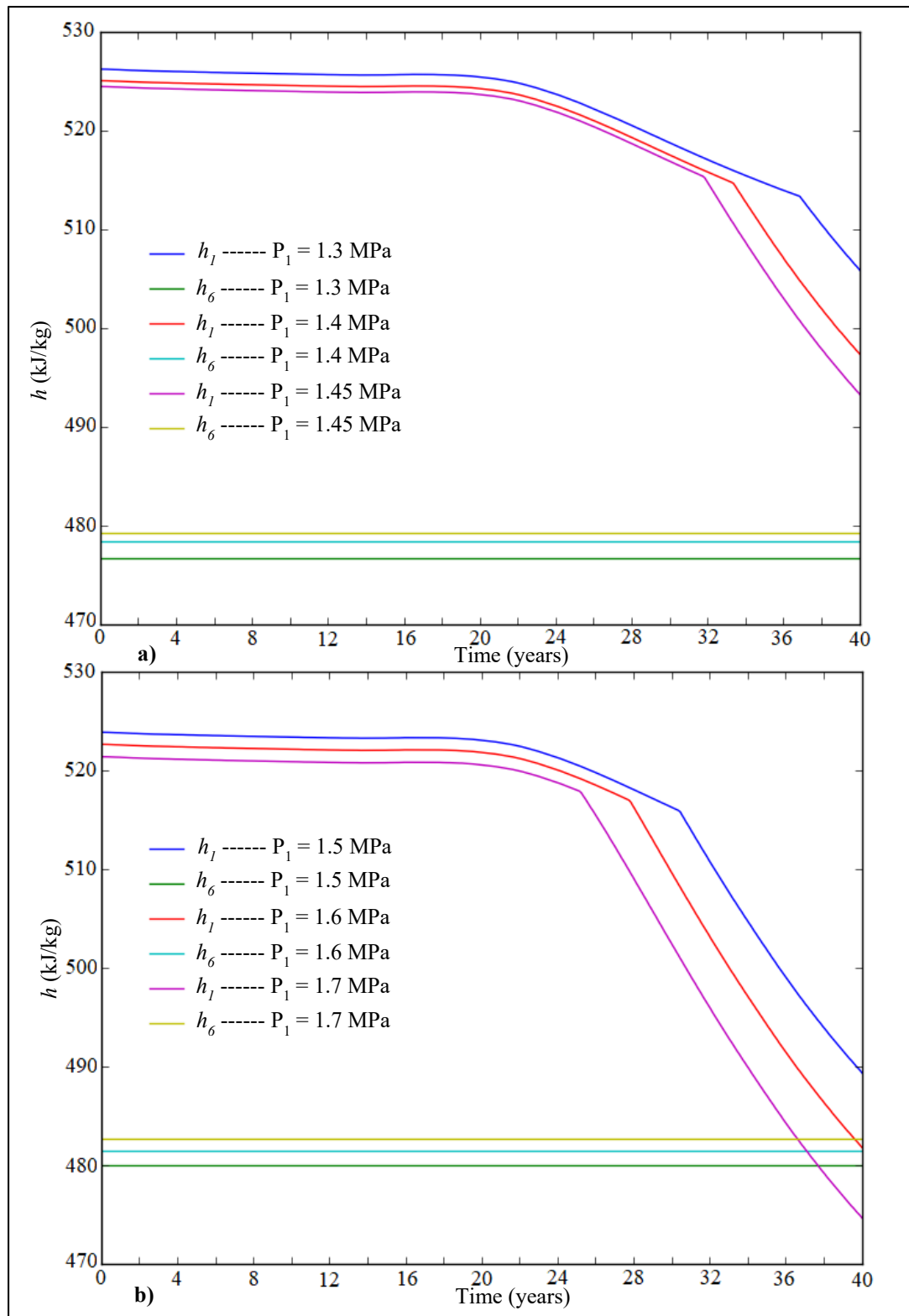


Figure 6.16 Evolution of turbine inlet enthalpy for different value of vapor pressure

The geofluid reinjection temperature for different turbine inlet pressure values at 1, 10, 20, 30 and 40 years were shown (Table 6.9). The reinjection temperature is the temperature of the geothermal fluid at the outlet of the evaporator. The condenser pressure found was 138.5 kPa.

Table 6.9 Geofluid reinjection temperature simulation results for different turbine inlet pressure values at 1, 10, 20, 30 and 40 years

Operation time (years)	Turbine inlet pressure (MPa)				
	1.3	1.4	1.45	1.5	1.6
1	98.1	98.4	98.5	98.6	98.9
10	97.7	98.1	98.2	98.4	98.7
20	97.5	97.8	97.9	98.1	98.4
30	92.7	93.1	93.2	93.4	95.0
40	88.5	90.6	91.6	92.5	94.4

The turbine inlet pressure effect on the energy efficiency as a function of the production temperature is studied (Figure 6.17).

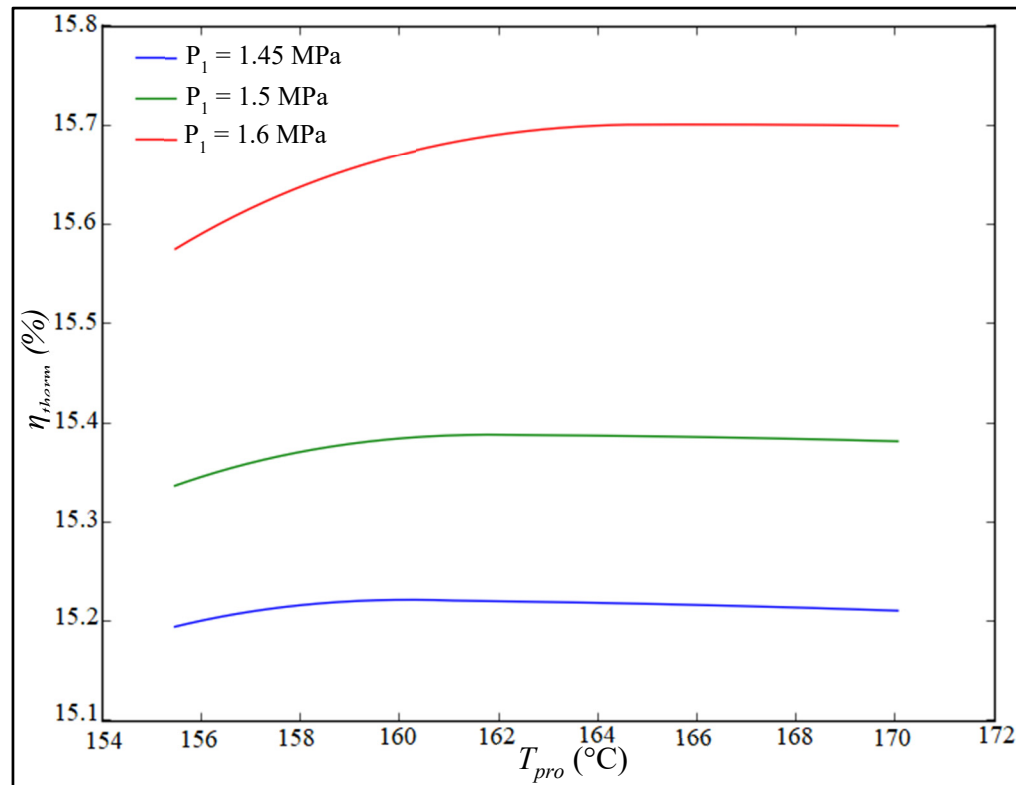


Figure 6.17 Energy efficiency as a function of production temperature for different turbine inlet pressure value

Increasing the turbine inlet pressure from 1.3 MPa to 1.6 MPa leads to a slight increase in the re-injection temperature and the maximum temperature difference between the start and the end of system operation is 9.6 °C and the smallest reinjection temperature difference is 4.5 °C. Over the entire production period, the optimum pressure at the inlet of the turbine for better performance is 1.6 MPa. In this condition, no droplets formation will enter the turbine. The energy efficiency ranges from 15.57% to 15.70% and the exergy efficiency from 42.4% to 43.5%.

The evolution of the energy efficiency as a function of turbine inlet temperature for different value of turbine inlet pressure is displayed (Figure 6.18).

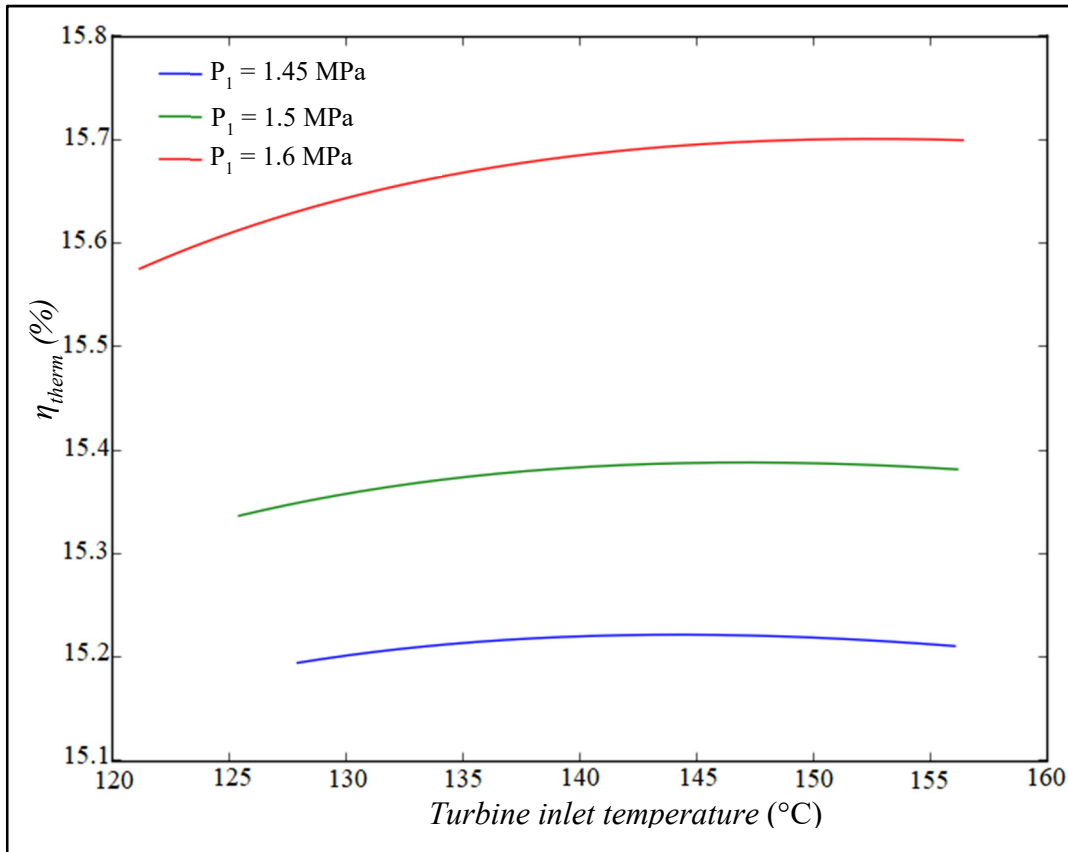


Figure 6.18 Energy efficiency as a function of turbine inlet temperature for different value of turbine inlet pressure

For a given turbine inlet pressure, the energy efficiency increases slightly with the turbine inlet temperature. From the start to the end of the production period, the turbine inlet temperature decreases from 156.0-127.9 °C, 156.2-125.4 °C, 156.3-121.1 °C for turbine inlet pressures of 1.45 MPa, 1.5 MPa and 1.6 MPa respectively.

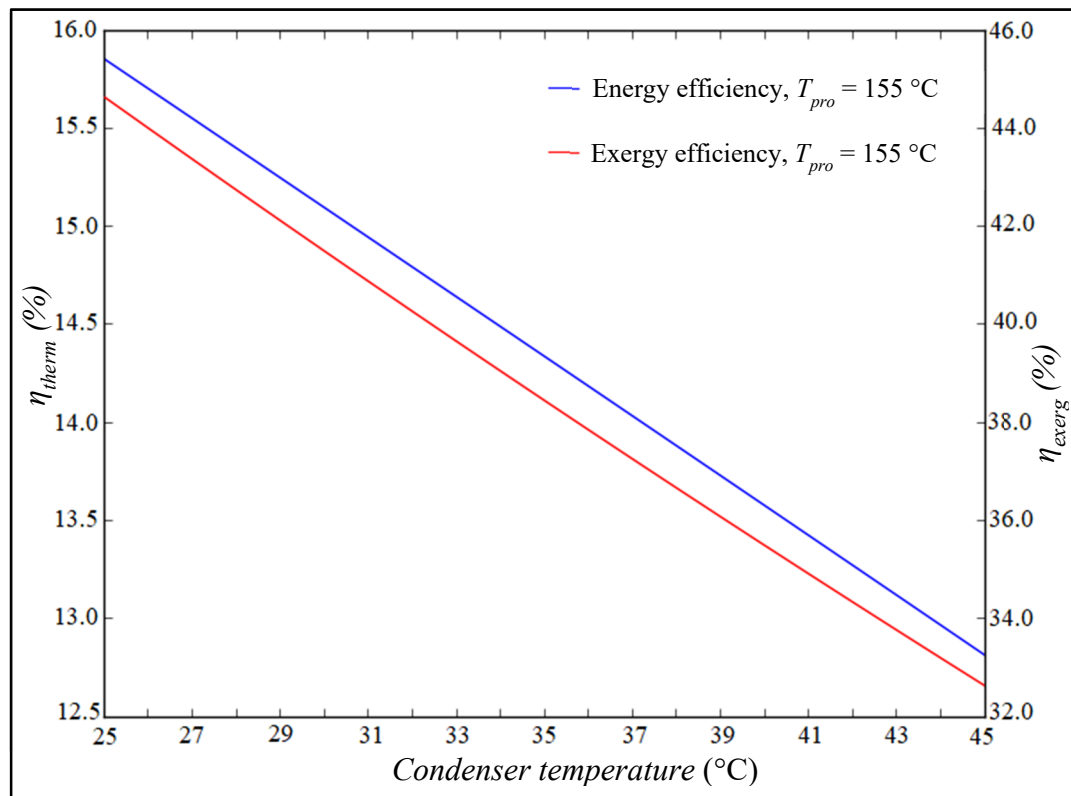


Figure 6.19 Energy efficiency and exergy efficiency as a function of condenser temperature for a production temperature $T_{pro} = 155$ °C

The condensation temperature effect on the energy efficiency and exergy efficiency a production temperature $T_{pro} = 155$ °C is analyzed (Figure 6.19). The energy efficiency and exergy efficiency decrease with increasing the condenser temperature. It is found that, the increase of the condenser temperature from 25 to 45 °C leads to a decrease in the net electric power from 2.32-1.97 MW to 1.71-1.45 MW, a decrease in energy efficiency from 16.0 - 15.8% to 12.8-12.9%, and a decrease in exergy efficiency from 43.5-44.6% to 32.1-32.6%. An improvement in the performance of the system is obtained for a low value of the condensing temperature of 25 to 30 °C.

Table 6.10 Geofluid reinjection temperature simulation results for different condensation temperature values at 1, 10, 20, 30 and 40 years with $P_1 = 1.6$ MPa

Operation time (years)	condensation temperature (°C)				
	25	30	35	40	45
1	98.5	98.9	99.8	99.9	102.6
10	98.2	98.7	99.5	98.7	102.4
20	97.9	98.4	99.3	98.4	102.1
30	94.5	95.0	95.9	96.0	98.7
40	93.9	94.4	95.3	95.4	98.1

The simulation results for different condensation temperature values over 40 years of operation time with $P_1 = 1.6$ MPa were summarized in table 6.11.

Table 6.11 Performance simulation results for different condensation temperature values over 40 years of operation time with $P_1 = 1.6$ MPa

T_3 (°C)	η_{therm} (%)	η_{exerg} (%)	T_1 (°C)	\dot{W}_{net} (MW)
25	16.0 – 15.8	43.5 – 44.6	156.3 – 121.3	2.32 - 1.97
30	15.2 – 15.0	40.5 – 41.5	156.5 – 121.3	2.16 – 1.84
35	14.4 – 14.3	37.6 – 38- 5	156.8 – 121.5	2.01 – 1.70
40	13.6 – 13.5	34.8 – 35.5	157.1 – 122.1	1.85 – 1.57
45	12.8 – 12.9	32.1 – 32.6	157.4 – 122.3	1.71 – 1.45

The results found are justified because the main function of the turbine is to expand the R1233zd (E) vapor by lowering the temperature and the pressure. The lower the temperature at the outlet of the turbine, the less efficient the turbine and the net power output would drop. The reduction in net output power systematically leads to a reduction in energy and exergy

efficiencies. Also as a result, for a fixed value of the condensing temperature, increasing the turbine inlet temperature leads to the increase in the net output power and therefore the energy and exergy efficiency are improved. Under the operating conditions of the EGS reservoir, a combination of a maximum turbine inlet pressure of 1.6 MPa, a maximum refrigerant flow rate of 50 kg/s and a condensing temperature of 25 °C gives better performance with an energy efficiency of 15.8-16.0%, an exergy efficiency of 43.5–44.6%, a turbine inlet temperature of 121.3-156.3 °C, a net electric power of 1.97-2.32 MW.

According to DiPippo (DiPippo, 2004), the energy efficiency is between 8 and 12% in general and with some improvement in the output power, the energy efficiency could be between 10 to 20% and the exergy efficiency greater than or equal to 40%. In this study, the R1233zd(E) working fluid chosen provides an energy efficiency of 15.8-16.0% and the exergy efficiency found is between 43.5–44.6% over the 40 years of production. The results of this investigation are in perfect agreement with reality.

6.7 Conclusion

In this study, a coupled reservoir-wellbores-ORC power plant model for sustainable and efficient use of a multiple-fracture Enhanced Geothermal System is performed. The paper focuses also on the working fluid selection and the performance analysis of the Organic Rankine Cycle Power Plant over 40 years of operation time. Twenty candidate working fluids were chosen from REFPROP 9.1 taking into account environmental properties, safety, non-toxicity, Global Warming Potential (GWP), Ozone Depletion Potential (ODP), and thermodynamic properties. The established model was validated against analytical solution and experimental data.

A superheated Organic Rankine Cycle using working fluid was considered. The enthalpy of vapor at the inlet of the turbine should be greater than the enthalpy of saturated steam over the entire study period. The coupling of the wellbores, the EGS reservoir and the geothermal power plant allows complete management of the system combining thermo-hydraulic processes

and different aspects of power plant. In this model, the temperature of the geofluid leaving the outlet of the production well and the temperature of the geofluid leaving the ORC evaporator were calculated simultaneously. In the ORC model, the steam at the inlet of the turbine is often assumed to be saturated but in this coupled model, the type of steam admitted into the turbine is checked to avoid breaking the turbine blades. Comsol Multiphysics, Matlab and REFPROP 9.1 were combined to solve governing equations and thermodynamics model. Based on the simulation results, the following conclusions are made:

- 1) The working fluids have a slight effect on the production temperature and the reservoir flow impedance but their influence on the reinjection geofluid temperature is greater. The reinjection temperature varies from 56.5 °C to 108.4 °C depending on the ORC working fluid used. The period of production temperature decline is rapid after a certain period of stable production varying between 18.3 and 18.5 years.
- 2) Based on the turbine inlet superheated vapor condition, 11 working fluids were pre-selected:
 - Hydrocarbon refrigerants (HC): R600a
 - Hydrofluorocarbon refrigerants (HFC): R152a, R245fa, R236ea, R245fa
 - Hydrofluoroolefin refrigerants (HFO): R1234yf, R1233zd(E), R1234ze(E), R1243zf
 - Hydrofluoroether refrigerants (HFE): RE143a, RE245cb2.

Based on the energy efficiency and the exergy efficiency, the best performing working fluid was R1233zd(E), a hydrofluoroolefin refrigerant, non-flammable with zero impact on ozone depletion and very low Global Warming Potential.

- 3) Performance analysis was conducted based on the R1233zd(E). The effects of turbine inlet pressure on re-injection temperature, energy efficiency, and exergy efficiency were investigated. The energy efficiency and exergy efficiency decrease with increasing the condenser temperature. Under the operating conditions of the EGS reservoir and operations power plant, a combination of a maximum turbine inlet

pressure of 1.6 MPa, a maximum refrigerant mass flow rate of 50 kg/s and a condensing temperature of 25 °C prevents droplets formation in the turbine. This combination gives better performance with energy efficiency of 15.8-16.0%, exergy efficiency of 43.5-44.6%, turbine inlet temperature of 121.3-156.3°C, and net electric power of 2.32–1.97 MW.

6.8 Acknowledgements

The authors would thank Islamic Development Bank, Saudi Arabia (600027539) (IDB) and Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada (NSERC) (RGPIN-2014-06240) for their financial support.

6.9 Appendix

Appendix 6.A: Fluid properties dependent of temperature

The fluid density is expressed as follows (Qu, Zhang et Guo, 2017):

$$\rho_f = 3.7182 \times 10^{-7} T^3 - 0.0030 T^2 + 1.4005 T + 838.4661, \quad 273.15 \text{ K} \leq T \leq 553.75 \text{ K} \quad (6.A.1)$$

The dynamic viscosity of the fluid μ_f is expressed as a function of the fluid temperature:

$$\begin{aligned} \mu_f = & 1.3799 - 0.0212 T + 1.3604 \times 10^{-4} T^2 - 4.6454 \times 10^{-7} T^3 \\ & + 8.9043 \times 10^{-10} T^4 - 9.0791 \times 10^{-13} T^5 + 3.8457 \times 10^{-16} T^6 \end{aligned} \quad (6.A.2)$$

for a fluid temperature in range of 273.15 K and 413.15 K, and

$$\mu_f = 0.0040 - 2.1075 \times 10^{-5} T + 3.8577 \times 10^{-8} T^2 - 2.3973 \times 10^{-11} T^3 \quad (6.A.3)$$

for a fluid temperature in range of 413.15 K and 553.75 K.

The variation of isobaric heat capacity is expressed with temperature as:

$$c_{pf} = 12010.1471 - 80.4073T + 0.3098T^2 - 5.3818 \times 10^{-4}T^3 + 3.6254 \times 10^{-7}T^4 \quad (6.A.4)$$

for a fluid temperature in range of 273.15 K and 553.75 K.

The variation of fluid thermal conductivity with temperature is given as:

$$k_f = -0.8691 + 0.0089T - 1.5837 \times 10^{-5}T^2 + 7.9754 \times 10^{-9}T^3 \quad (6.A.5)$$

for a fluid temperature in range of 273.15 K and 553.75 K.

CHAPITRE 7

DISCUSSIONS GLOBALES

La production d'électricité par la géothermie profonde est d'une réalité incontestable capable de couvrir une bonne partie des besoins énergétiques avec moins d'impact sur l'environnement. Quatre parties sont développées dans ce projet de thèse en vue d'atteindre les objectifs fixés en introduction.

La durabilité du système géothermique amélioré est très préoccupante et il est important de fournir à l'industrie une gestion améliorée des stratégies d'injection de fluide dans le réservoir afin de maximiser le taux d'extraction de chaleur.

En effet premièrement, nous avons analysé et proposé, sur la base d'un nouveau modèle, la meilleure option d'injecter le fluide dans le réservoir d'un système géothermique amélioré afin d'améliorer les performances du système. La stratégie de réinjection de fluide géothermal dans le réservoir est très importante pour obtenir de meilleures performances. Pendant longtemps, la conception et l'agencement des puits d'injection et de production ont été faits en fonction des progrès technologiques de l'industrie pétrolière et gazière. Dans la plupart des articles antérieurs, l'injection est faite sur toute la profondeur du réservoir considéré comme un milieu poreux isotrope (Jiang et al., 2014; Lei et al., 2020; Ma et al., 2020b). Or les propriétés thermophysiques et hydrauliques du réservoir ne sont pas en réalité constantes dans toutes les directions. Avec notre proposition, une analyse approfondie s'impose pour identifier les zones les plus favorables pour injecter le fluide dans le réservoir. Toutes les possibilités d'injection ont été explorées afin d'avoir une meilleure performance du système géothermique amélioré d'après nos études. Les puits verticaux d'injection et de production sont positionnés à différentes profondeurs afin de réduire potentiellement les coûts de forage de puits et augmenter le temps de rétention hydraulique dans le réservoir. Les résultats ont montré qu'une injection sur 100 m dans la 4ème couche réservoir donne la meilleure puissance électrique effective de 9,65 MWe. La température de production

augmente de 167,9 °C à une valeur maximale de 170,44 °C puis diminue à mesure que l'injection se poursuit jusqu'à une valeur de 166 °C et l'impédance d'écoulement du réservoir est d'environ 0,222 MPa/(kg/s). Pour une exploitation commerciale du système géothermique amélioré, Garnish et Shock ont suggéré la chute de température de production devrait être inférieure à 10% pendant une période de production de 15 à 20 ans sans restimuler le réservoir, la perte d'eau inférieure à 10% et le volume du réservoir stimulé supérieur à $2 \times 10^8 \text{ m}^3$ (Zeng et al., 2013). Dans la même foulée, Evans (2010) a démontré que pour un débit d'injection d'eau de 50 kg/s et une température d'injection de 60 °C, la puissance électrique moyenne est de 3,5 MW et l'impédance du réservoir est de 0,2 MPa/(kg/s). Compte tenu du fait que toutes les formations géologiques n'ont pas les mêmes propriétés, une analyse profonde de la stratégie d'injection s'avère indispensable pour une estimation réaliste du potentiel d'électricité.

Le réservoir d'un système géothermique amélioré est fortement hétérogène en raison de la préexistence de fractures naturelles et de différentes formations. Étant donné que les frontières du réservoir sont généralement ouvertes pratiquement, l'injection d'eau dans le réservoir sous forte pression provoque inévitablement des pertes d'eau du réservoir vers la formation environnante. La prise en compte des pertes en eau dans l'analyse d'extraction de la chaleur est très importante pour une estimation plus réaliste. La plupart des études antérieures ignorent l'influence des pertes d'eau, l'hétérogénéité du réservoir et l'anisotropie de perméabilité dans l'analyse de chaleur extraite du système. Même si l'eau peut être complétée à la réinjection au puits d'injection, la quantité d'eau perdue a un impact important sur la puissance thermique extraite. La perte d'eau constitue un manque de contrôle sur la gestion du réservoir et les frais de pompage pour injecter l'eau perdue constituent des frais supplémentaires d'exploitation. L'eau qui s'échappe du réservoir peut emporter une quantité importante d'énergie thermique pouvant raccourcir la durée de vie du réservoir. De plus, plusieurs réservoirs fracturés sont modélisés avec la méthode des milieux poreux équivalents et le réservoir a été considéré comme homogène, imperméable et isotrope. Il est très rare de voir dans les travaux antérieurs, la prise en compte des effets combinés de l'hétérogénéité du réservoir, des pertes d'eau inévitables et de l'anisotropie de perméabilité du réservoir. Cette

partie du projet de thèse apporte une analyse quantitative des effets de l'hétérogénéité du réservoir et des pertes d'eau. En prenant en compte les pertes d'eau, l'hétérogénéité du réservoir et l'anisotropie en perméabilité, une analyse quantitative de l'influence de l'inclinaison du puits, de l'espacement des puits afin de fournir un espacement maximal et minimal pour une exploitation rentable des systèmes géothermiques améliorés a été conduite de façon judicieuse. Cet article apporte une contribution significative pour une exploitation d'énergie géothermique durable avec plus de réalisme. La recherche de solution pour limiter la perte d'eau est au cœur de la recherche dans ce domaine. Jusqu'à date, les mesures de contrôle des pertes d'eau utilisées comprennent le forage de plus d'un puits de production pour intercepter les fuites d'eau et l'utilisation de pompes au fond des puits de production pour faciliter l'aspiration de fluide de production (Abé et al., 1999). Une étude judicieuse sur le nombre optimal de puits de production s'impose. De plus il faut faire circuler l'eau dans la plus grande partie du réservoir sans pour autant raccourcir la durée de vie du réservoir constitue un enjeu majeur.

C'est pour cette raison que dans la troisième partie de cette thèse, la conception et l'optimisation de la disposition des puits d'injection et de production ont été abordées pour une exploitation optimale. En effet, dans un système géothermique amélioré, le phénomène qui contraint véritablement son développement est l'écoulement préférentiel observé entre le puits d'injection vers le puits de production pour un système conventionnel à deux puits. Ce phénomène a un impact direct sur la durée de vie du réservoir et une rupture thermique prématurée apparaît. Falcone et al. ont rapporté que le développement du système géothermique amélioré doublet présente des défis techniques et économiques avec deux puits. Cependant, le fluide injecté ne pourrait pas circuler dans toute la masse rocheuse. Il faut envisager des solutions alternatives pour faire circuler l'eau dans la grande partie du réservoir en étudiant la possibilité d'essayer plusieurs puits d'injection et de production. Le défi est de limiter le nombre de puits d'injection car beaucoup d'eau froide injectée dans le réservoir pourrait refroidir rapidement le réservoir et sa durée de vie serait aussi réduite. Les configurations un puits d'injection avec deux puits de production et trois puits d'injection avec deux puits de production présentent des résultats intéressants. La configuration qui

fournit une exploitation optimale de l'extraction de la chaleur est trois puits d'injection et deux de production. Cette configuration proposée est nouvelle et constitue une contribution non négligeable à la meilleure compréhension de la production d'électricité par le système géothermique amélioré.

Pour une exploitation durable et efficace des ressources géothermiques à faible ou moyenne enthalpie, une intégration complète du réservoir à la centrale est indispensable. Cette approche permet de faire une gestion globale du système. L'effet de tous les paramètres intervenant dans le système pourrait être analysé. C'est dans cette optique, que dans cette dernière partie de la thèse, un couplage de puits, réservoir et centrale est établi et résolu numériquement sur une période de 40 ans de production. Une modélisation numérique est faite et la validation des résultats avec ceux analytiques et expérimentaux concordent parfaitement.

Vingt fluides de travail ORC ont été pris en compte afin de sélectionner le meilleur fluide de travail en fonction du rendement énergétique et du rendement exergetique. Les résultats trouvés montrent que les fluides de travail ont un effet significatif sur la température de réinjection du fluide. L'impact des fluides de travail est et un léger effet sur la température de production et l'impédance d'écoulement du réservoir. La température de réinjection varie de 56,5 °C à 108,4 °C selon le fluide de travail ORC utilisé. Le fluide de travail le plus performant était le R1233zd(E). Dans les conditions de fonctionnement du réservoir EGS, une combinaison d'une pression d'entrée maximale de la turbine de 1,6 MPa, d'un débit massique maximal de réfrigérant de 50 kg/s et d'une température de condensation de 25 °C empêche la formation de gouttelettes dans la turbine. Cette combinaison donne de meilleures performances avec un rendement énergétique de 16,0-15,8%, un rendement exergetique de 43,5 - 44,6%, une température d'entrée de la turbine de 156,3 - 121,3 ° C, une puissance électrique nette de 2,32 - 1,97 MW.

En se basant sur la revue de littérature, une comparaison des rendements énergétique et exergetique donne une rigidité aux solutions obtenues (Tableau 7.1).

Tableau 7.1 Tableau comparatif des rendements énergétique et exergetique de quelques centrales géothermiques existantes

Quelques centrales géothermiques existantes		η_{therm} (%)	η_{exerg} (%)
Yari (2010b)	Centrales géothermiques binaires avec configurations diverses	12.6 – 15.3	32.2 - 38.7
Kalinci, Hepbasli et Dincer (2014)	Centrale géothermique binaire d'une capacité de 2,18 MWe	11.0	30.8
Kanoglu et Bolatturk (2008)	Centrale géothermique binaire d'une capacité de 20 MWe	10.2	33.5
DiPippo (2015)	Centrale géothermique binaire de Wabuska de capacité 0,6 MWe	8.0	26.6
DiPippo (2004)	Centrale géothermique binaire de Nigorikawa de capacité 1 MWe	9.8	21.6
Ganjehsarabi, Gungor et Dincer (2012)	Centrale géothermique binaire d'une capacité de 9,5 MWe	10.7	29.6
DiPippo (2015)	Centrale géothermique binaire de Raft River (4,6 MWe)	10.4	39.7
Yekoladio, Bello-Ochende et Meyer (2015)	Centrales binaires géothermiques avec différentes configurations	8.0 -15.0	37.0 – 47.0
DiPippo (2015)	Centrale géothermique binaire Heber 2 de capacité 33 MWe	10.6	38.6
DiPippo (2004)	Centrale binaire Heber de 6,8 MWe	13.2	43.4
Coskun, Oktay et Dincer (2009)	Centrale géothermique binaire de 7,5 MWe	17.3	42.6
DiPippo (2015)	Centrale géothermique binaire de Las Pailas de 35 MWe	15.1	33.2
Altun et Kilic (2020)	Centrale géothermique binaire AFJET d'une capacité de 3MWe	11.24	39.03

CONCLUSION

Dans cette thèse, la production d'électricité par le système géothermique amélioré à fractures multiples a été étudiée de fond en comble. L'énergie géothermique peut être divisée en ressources conventionnelles hydrothermales et de roches sèches chaudes qu'on appelle en anglais Hot Dry Rock (HDR). L'énergie hydrothermale peut être exploitée en extrayant le fluide contenu dans le réservoir géothermique. Cependant, la distribution spatiale des ressources hydrothermales est très incohérente. Même dans les champs hydrothermaux éprouvés, le « trou sec » est un échec courant dans l'exploration géothermique en raison de l'imprévisibilité élevée des caractéristiques de circulation des eaux souterraines. L'énergie géothermique des roches sèches chaudes est l'énergie thermique stockée dans les roches cristallines chaudes et à faible perméabilité souterraines, qui sont normalement situées à des profondeurs de 3 à 10 km. L'énergie contenue dans les ressources HDR peut être extraite en stimulant la formation pour former un réservoir artificiellement modifié appelé système géothermique amélioré ou système géothermique stimulé.

Des résultats issus de cette étude, il ressort que la température de production est principalement affectée par le débit d'injection d'eau dans le réservoir, la température d'injection de fluide et la distance entre puits d'injection et de production. Le débit de production de fluide dépend du débit d'injection et des pertes d'eau. L'augmentation du débit d'injection augmentera la pression d'injection de la pompe de circulation, qui consommera une puissance substantielle. Si la pression d'injection au fond du puits dépasse la contrainte principale minimale du réservoir, la fracture se dilate ; en conséquence, la croissance du réservoir secondaire et les pertes d'eau seront induites. L'évaluation des performances d'extraction de chaleur d'un système géothermique amélioré implique un choix judicieux de couplage Thermique-Hydraulique (TH). L'efficacité énergétique du système est le rapport entre l'énergie électrique totale produite et la consommation d'énergie interne. Ses principaux facteurs d'influence sont la perméabilité du réservoir, le débit d'injection et la température d'injection. Augmenter la perméabilité du réservoir, diminuer le débit d'injection ou augmenter la température d'injection (valeur limite 80 °C) augmentera l'efficacité

énergétique. Une diminution du débit d'injection ou une augmentation de la température d'injection ou de la surface d'échange de chaleur (surface des fractures) augmentera la température de production. La pression d'injection est principalement influencée par la perméabilité du réservoir, le débit d'injection et la température d'injection. Augmenter la perméabilité du réservoir, diminuer le débit d'injection ou améliorer la température d'injection réduira évidemment la pression d'injection. La consommation d'énergie interne comprend principalement la consommation d'énergie des pompes de circulation. Il est principalement affecté par la perméabilité du réservoir, le débit d'injection et la température d'injection. Augmenter la perméabilité du réservoir, diminuer le débit d'injection ou augmenter la température d'injection diminuera la puissance de la pompe. Le contrôle des pertes d'eau est d'une préoccupation majeure dans l'exploitation même si la quantité d'eau perdue peut être complétée lors de la réinjection, la perte d'eau a un important effet sur la puissance thermique extraite. Les mesures de contrôle des pertes d'eau utilisées jusqu'à présent ont inclus le forage de puits de production pour intercepter les fuites d'eau et l'utilisation de pompes au fond des puits de production pour aspirer l'eau vers les puits de production. Aucun travail sur le terrain n'a été effectué pour tenter de bloquer intentionnellement les voies de perte d'eau, et toute tentative de ce type nécessiterait la mise en place d'un programme onéreux.

Le chapitre 3 faisant l'objet du premier article porte sur les stratégies d'injection dans un système géothermique amélioré par la méthode de fractures discrètes. La stratégie d'injection de fluide dans le réservoir est un facteur déterminant pour la rentabilité du système géothermique amélioré. La durabilité du système géothermique amélioré est très préoccupante et cette contribution scientifique a fourni à l'industrie une gestion améliorée des stratégies d'injection de fluide dans le réservoir afin de maximiser l'extraction de chaleur. Une analyse de sensibilité des paramètres de fracture hydraulique a été faite : effet de l'ouverture de fracture, la distance entre fractures et la conductivité thermique de fractures sur la température de production et la puissance électrique. Les résultats trouvés sont plus réalistes et cette étude pousserait le monde de la recherche dans ce domaine à analyser les stratégies d'injection avant toute évaluation du potentiel d'énergie géothermique pour la

production d'électricité. Une distance entre fractures hydrauliques de 25 m présente une meilleure performance du système. Les valeurs d'ouverture de fracture supérieures à 10^{-4} m affectent le temps de percée thermique. Sous les conditions imposées dans l'étude, les résultats trouvés ont montré qu'une injection sur 100 m dans la 4^{ème} couche réservoir donne la meilleure puissance électrique effective de 9,65 MWe.

Le chapitre 4 présente le 2^e article et se concentre sur l'évaluation plus judicieuse du potentiel d'électricité avec un modèle de fractures discrètes avec la prise en compte de l'hétérogénéité, de la perte d'eau et de l'anisotropie en perméabilité du réservoir. Dans un système géothermique amélioré, le réservoir est fortement hétérogène en raison de la préexistence de fractures naturelles et de différentes formations géologiques. L'eau est injectée sous forte pression, ce qui provoque des pertes d'eau du réservoir vers les formations géologiques environnantes. Cette étude propose un nouveau modèle prenant en compte ces trois aspects importants pour évaluer le potentiel de production d'électricité avec un modèle de fractures discrètes et analyser les principaux facteurs influençant les performances du système : hétérogénéité du réservoir, pertes d'eau, angle d'inclinaison du puits par rapport à l'axe vertical, espacement des puits et direction de l'écoulement régional. Dans la majorité des études antérieures réalisées sur les effets d'hétérogénéité des réservoirs, une formule mathématique exprimant la perméabilité en fonction de la porosité est souvent utilisée. Une analyse quantitative des pertes d'eau et des effets d'hétérogénéité des réservoirs a été réalisée avec le modèle de fracture discrète. Afin de quantifier l'effet de l'hétérogénéité du réservoir sur les performances du système, une méthode basée sur la perméabilité moyenne pondérée, la porosité moyenne pondérée, la conductivité thermique moyenne pondérée et la capacité thermique moyenne pondérée du réservoir, est adoptée. Ainsi, une combinaison de couches de réservoir a été considérée et la moyenne pondérée des propriétés thermophysiques des couches combinées a été évaluée pour étudier quatre scénarios, dont 3 cas où le réservoir est hétérogène et un cas où le réservoir est homogène.

Le 5^e chapitre est consacré au troisième article scientifique portant sur la conception et l'optimisation de la disposition de puits multiples pour la production d'électricité à partir

d'un système géothermique amélioré avec un modèle de fractures discrètes. Le temps de percée thermique précoce et un écoulement de chemin préférentiel pourraient être améliorés en injectant de l'eau à travers plusieurs puits d'injection et une récupération par plusieurs puits de production dont l'emplacement doit être optimisé pour faire circuler le fluide dans la majeure partie du réservoir et extraire une quantité suffisante d'énergie. L'objectif de ce chapitre était de concevoir et d'optimiser la disposition des puits d'injection et de production et d'améliorer les performances du système. De nouveaux modèles ont été proposés pour l'exploitation d'un système géothermique amélioré afin de maximiser la production d'énergie et de vérifier les concepts mis en avant avec des simulations numériques de réservoir pour améliorer la compréhension des écoulements de fluide et des processus de transfert de chaleur. Afin d'améliorer les performances du système, plusieurs fractures parallèles ont été étudiées pour la première fois avec une géométrie inclinée, ce qui a permis au fluide injecté de s'écouler à travers plusieurs voies plus larges.

Le chapitre 6 est consacré au quatrième article scientifique issu de ce projet. Il présente une analyse de performance et sélection de fluides de travail d'une centrale géothermique couplée à un système géothermique amélioré à fractures multiples pour la production d'électricité. Dans ce chapitre une modélisation numérique est faite en couplant les composants de la centrale au réservoir géothermique profond par le biais de puits d'injection et de production. Vingt fluides secondaires destinés à circuler dans les principaux composants de la centrale ont été analysés et une sélection est faite sur la base de la meilleure performance du système. Le fluide de travail le plus performant était le R1233zd(E), un réfrigérant hydrofluorooléfine, ininflammable avec un impact nul sur l'appauvrissement de la couche d'ozone et un très faible potentiel de réchauffement climatique. Dans les conditions de fonctionnement du réservoir EGS, une combinaison d'une pression d'entrée maximale de la turbine de 1,6 MPa, d'un débit massique maximal de réfrigérant de 50 kg/s et d'une température de condensation de 25 °C évite une formation de gouttelettes dans la turbine. Cette combinaison donne de meilleures performances avec un rendement énergétique de 15,8 – 16,0%, un rendement exergetique de 43,5 - 44,6%, une température d'entrée de la turbine de 121,3 - 156,3 ° C, une puissance électrique nette de 1,97 - 2,32 MW sur les 40 ans de production.

RECOMMANDATIONS

La modélisation des réservoirs d'un système géothermique amélioré est un travail très complexe qui nécessite un long temps de calcul et un choix raisonnable de couplage de processus hydrauliques, thermiques, mécaniques voire chimiques. Nous souhaiterions dans les travaux futurs de mener une investigation sur la réponse thermo-hydro-mécanique (THM) du réservoir à l'injection et à la production de fluide. La pression d'injection doit être contrôlée pour éviter non seulement le microséisme mais aussi une déformation des fractures hydrauliques. L'impact du modèle THM avec déformation des fractures sur les performances à long terme du réservoir pourra faire l'objet d'étude dans les travaux futurs.

L'étude pourra être étendue vers l'influence du processus chimique sur le taux d'extraction dans un couplage thermo-hydro-mécano-chimique.

De plus, l'influence de l'hétérogénéité du réservoir et des pertes sur l'extraction de chaleur dans les EGS utilisant le CO₂ comme fluide de transmission considérant les fractures et la déformation du réservoir à long terme en modélisant les processus thermo-hydro-mécaniques-chimiques pourra être étudiée. Les résultats seront comparés à ceux obtenus en utilisant l'eau comme fluide de transmission dans le réservoir EGS.

L'étude technico-économique fera aussi l'objet d'étude pour tenir compte des coûts et de la technique pour élargir le champ d'étude.

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Abé, Hiroyuki, Dave V. Duchane, Roger H. Parker et Michio Kuriyagawa. 1999. « Present status and remaining problems of HDR/HWR system design ». *Geothermics*, vol. 28, n° 4, p. 573-590.
- Acuña, Jorge A., James Stimac, Lutfhie Sirad-Azwar et Riza Glorius Pasikki. 2008. « Reservoir management at Awibengkok geothermal field, West Java, Indonesia ». *Geothermics*, vol. 37, n° 3, p. 332-346.
- Aghahosseini, Arman, et Christian Breyer. 2020. « From hot rock to useful energy: A global estimate of enhanced geothermal systems potential ». *Applied Energy*, vol. 279, p. 115769.
- Ahmadi, A., M. El Haj Assad, D. H. Jamali, R. Kumar, Z. X. Li, T. Salameh, M. Al-Shabi et M. A. Ehyaei. 2020. « Applications of geothermal organic Rankine Cycle for electricity production ». *Journal of Cleaner Production*, vol. 274, p. 122950.
- Ahmadi, Mohammad Hossein, Mahyar Ghazvini, Milad Sadeghzadeh, Mohammad Alhuyi Nazari, Ravinder Kumar, Abbas Naeimi et Tingzhen Ming. 2018. « Solar power technology for electricity generation: A critical review ». *Energy Science & Engineering*, vol. 6, n° 5, p. 340-361.
- Ahmed, Tarek. 2010. « Part 2 - Fundamentals of Rock Properties ». In *Working Guide to Reservoir Rock Properties and Fluid Flow*, sous la dir. de Ahmed, Tarek. p. 31-115. Boston: Gulf Professional Publishing. <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781856178259000028> >.
- Aklin, Michaël, et Johannes Urpelainen. 2018. *Renewables: The politics of a global energy transition*. MIT Press.
- Al-Douri, Y., S. A. Waheeb et Mohd Rafie Johan. 2019. « Exploiting of geothermal energy reserve and potential in Saudi Arabia: A case study at Ain Al Harrah ». *Energy Reports*, vol. 5, p. 632-638.
- Aliyu, Musa D., et Hua-Peng Chen. 2017a. « Optimum control parameters and long-term productivity of geothermal reservoirs using coupled thermo-hydraulic process modelling ». *Renewable Energy*, vol. 112, p. 151-165.
- Aliyu, Musa D., et Hua-Peng Chen. 2017b. « Sensitivity analysis of deep geothermal reservoir: Effect of reservoir parameters on production temperature ». *Energy*, vol. 129, p. 101-113.

- Allahvirdizadeh, Payam. 2020. « A review on geothermal wells: Well integrity issues ». *Journal of Cleaner Production*, vol. 275, p. 124009.
- Altun, A. F., et M. Kilic. 2020. « Thermodynamic performance evaluation of a geothermal ORC power plant ». *Renewable Energy*, vol. 148, p. 261-274.
- Andersen, Wendy C., et Thomas J. Bruno. 2005. « Rapid screening of fluids for chemical stability in organic rankine cycle applications ». *Industrial and Engineering Chemistry Research*, vol. 44, n° 15, p. 5560-5566.
- Anderson, Austin, et Behnaz Rezaie. 2019. « Geothermal technology: Trends and potential role in a sustainable future ». *Applied Energy*, vol. 248, p. 18-34.
- Anderson, J. 1970. « A Vapor Turbine Geothermal Power Plant ». *Geothermics*, vol. 2, n° 2, p. 1530–1532.
- Aneke, Mathew, Brian Agnew et Chris Underwood. 2011. « Performance analysis of the Chena binary geothermal power plant ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 31, n° 10, p. 1825-1832.
- Arana, V., O. Pena-Chaparro et E. Cortes-Rubio. 2009. « A practical numerical approach for modeling multiporosity naturally fractured reservoirs ». In *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference 2009, LACPEC 09, May 31, 2009 - June 3, 2009*. (Cartagena, Colombia) Vol. 3, p. 1444-1455. Coll. « SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings »: Society of Petroleum Engineers (SPE).
- Arbogast, Todd, Jr. J. Douglas et Ulrich Hornung. 1990. « Derivation of the Double Porosity Model of Single Phase Flow via Homogenization Theory ». *SIAM Journal on Mathematical Analysis*, vol. 21, n° 4, p. 823-836.
- Asai, Pranay, Palash Panja, John McLennan et Joseph Moore. 2018. « Performance evaluation of enhanced geothermal system (EGS): Surrogate models, sensitivity study and ranking key parameters ». *Renewable Energy*, vol. 122, p. 184-195.
- Asai, Pranay, Palash Panja, John McLennan et Joseph Moore. 2019. « Efficient workflow for simulation of multifractured enhanced geothermal systems (EGS) ». *Renewable Energy*, vol. 131, p. 763-777.
- Ascencio, Fernando, Fernando Samaniego et Jesús Rivera. 2014. « A heat loss analytical model for the thermal front displacement in naturally fractured reservoirs ». *Geothermics*, vol. 50, p. 112-121.
- Astolfi, M., E. Martelli et L. Pierobon. 2017. « 7 - Thermodynamic and techno-economic optimization of Organic Rankine Cycle systems ». In *Organic Rankine Cycle (ORC)*

Power Systems, sous la dir. de Macchi, Ennio, et Marco Astolfi. p. 173-249. Woodhead Publishing. <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081005101000077> >.

- Astolfi, Marco, Matteo C. Romano, Paola Bombarda et Ennio Macchi. 2014. « Binary ORC (organic Rankine cycles) power plants for the exploitation of medium–low temperature geothermal sources – Part A: Thermodynamic optimization ». *Energy*, vol. 66, n° 0, p. 423-434.
- Axelsson, Gudni. 2008. « Importance of geothermal reinjection ». *Fridleifsson, IB, Holm, DH*.
- Babaei, Masoud, et Hamidreza M. Nick. 2019. « Performance of low-enthalpy geothermal systems: Interplay of spatially correlated heterogeneity and well-doublet spacings ». *Applied Energy*, vol. 253, p. 113569.
- Baca, R. G., R. C. Arnett et D. W. Langford. 1984. « Modelling fluid flow in fractured-porous rock masses by finite-element techniques ». *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, vol. 4, n° 4, p. 337-48.
- Bächler, D., et T. Kohl. 2005. « Coupled thermal–hydraulic–chemical modelling of enhanced geothermal systems ». *Geophysical Journal International*, vol. 161, n° 2, p. 533-548.
- Bai, Mao, Derek Elsworth et Jean-Claude Roegiers. 1993. « Multiporosity/multipermeability approach to the simulation of naturally fractured reservoirs ». *Water Resources Research*, vol. 29, n° 6, p. 1621–1633
- Banks, Jonathan, et Nicholas B. Harris. 2018. « Geothermal potential of Foreland Basins: A case study from the Western Canadian Sedimentary Basin ». *Geothermics*, vol. 76, p. 74-92.
- Barbacki, Antoni. 2012. « Classification of geothermal resources in Poland by exergy analysis—Comparative study ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n° 1, p. 123-128.
- Barbier, Enrico. 2002. « Geothermal energy technology and current status: an overview ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 6, n° 1–2, p. 3-65.
- Barends, Frans. 2010. « Complete solution for transient heat transport in porous media, following Lauwerier ». In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Baria, Roy, Jörg Baumgärtner, Fritz Rummel, Robert J. Pine et Yoshiteru Sato. 1999. « HDR/HWR reservoirs: concepts, understanding and creation ». *Geothermics*, vol. 28, n° 4, p. 533-552.

- Baçoğul, Yusuf. 2019. « Environmental assessment of a binary geothermal sourced power plant accompanied by exergy analysis ». *Energy Conversion and Management*, vol. 195, p. 492-501.
- Bataillé, Arnaud. 2004. « Modélisation de la circulation thermoconvective en milieu fracturé: application à la géothermie des roches chaudes et fracturées à Soult-sous-Forêts (France) ». Toulouse, France, Paul Sabatier, 201 p. < <http://books.google.ca/books?id=kweNtgAACAAJ> >.
- Bataillé, Arnaud, Pierre Genthon, Michel Rabinowicz et Bertrand Fritz. 2006. « Modeling the coupling between free and forced convection in a vertical permeable slot: Implications for the heat production of an Enhanced Geothermal System ». *Geothermics*, vol. 35, n° 5, p. 654-682.
- Bear, J. 2013. *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Dover Publications.
- Bédard, Karine, Félix-Antoine Comeau, Emmanuelle Millet, Jasmin Raymond, Michel Malo et Erwan Gloaguen. 2016b. *Évaluation des ressources géothermiques du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent*. INRS, Centre Eau Terre Environnement.
- Bédard, Karine, Félix-Antoine Comeau, Jasmin Raymond, Michel Malo et Maher Nasr. 2018. « Geothermal Characterization of the St. Lawrence Lowlands Sedimentary Basin, Québec, Canada ». *Natural Resources Research*, vol. 27, n° 4, p. 479-502.
- Benderitter, Y, et G Cormy. 1990. « Possible approach to geothermal research and relative cost ». In: Dickson MH, Fanelli M, editors. *Small geothermal resources: a guide to development and utilization*. New York: UNITAR.
- Bertani, Ruggero. 2012. « Geothermal power generation in the world 2005-2010 update report ». *Geothermics*, vol. 41, p. 1-29.
- Bertani, Ruggero. 2016. « Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report ». *Geothermics*, vol. 60, p. 31-43.
- Blöcher, Guido, Stefan Kranz, G Zimmermann, S Frick, A Hassanzadegan, I Moeck, W Brandt, A Saadat et E Huenges. 2010a. « Conceptual model for coupling geothermal power plants with deep reservoirs ». *Proc. World Geoth.*
- Blöcher, M. G., G. Zimmermann, I. Moeck, W. Brandt, A. Hassanzadegan et F. Magri. 2010b. « 3D numerical modeling of hydrothermal processes during the lifetime of a deep geothermal reservoir ». *Geofluids*, vol. 10, p. 406-421.
- Bo-Tau, Liu, Chien Kuo-Hsiang et Wang Chi-Chuan. 2004. « Effect of working fluids on organic Rankine cycle for waste heat recovery ». *Energy*, vol. 29, n° 8, p. 1207-17.

- Bonab, Zahra Farzaneh, et Mohammad Javidi. 2020. « Higher order methods for fractional differential equation based on fractional backward differentiation formula of order three ». *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 172, p. 71-89.
- Borgia, Andrea, Karsten Pruess, Timothy J. Kneafsey, Curtis M. Oldenburg et Lehua Pan. 2012. « Numerical simulation of salt precipitation in the fractures of a CO₂-enhanced geothermal system ». *Geothermics*, vol. 44, p. 13-22.
- Breede, Katrin, Khatia Dzebisashvili, Xiaolei Liu et Gioia Falcone. 2013. « A systematic review of enhanced (or engineered) geothermal systems: past, present and future ». *Geothermal Energy*, vol. 1, n° 1, p. 4.
- Breeze, Paul. 2019. « Chapter 12 - Geothermal Power ». In *Power Generation Technologies (Third Edition)*, sous la dir. de Breeze, Paul. p. 275-291. Newnes. < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081026311000122> >.
- Bundschuh, Jochen, et Mario César Suárez A. 2010. *Introduction to the Numerical Modeling of Groundwater and Geothermal Systems: Fundamentals of Mass, Energy and Solute Transport in Poroelastic Rocks*. CRC Press, 552 p.
- Can, M., et A. B. Etemoglu. 2007. « Classification of geothermal resources in Turkey by exergy analysis ». *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, n° 7, p. 1596-606.
- Cao, Wenjiong, Wenbo Huang et Fangming Jiang. 2016. « A novel thermal-hydraulic-mechanical model for the enhanced geothermal system heat extraction ». *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 100, p. 661-671.
- Cengel, Y.A., M.A. Boles et M. Lacroix. 2009. *Thermodynamique: Une approche pragmatique*. De Boeck Supérieur.
- Çengel, Yunus A., Michael A. Boles et M. Lacroix. 2008. *Thermodynamique : une approche pragmatique* (2008). Montréal: Chenelière McGraw-Hill, xiv, 768 p. p.
- Chamorro, C. R., M. E. Mondejar, R. Ramos, J. J. Segovia, M. C. Martin et M. A. Villamanan. 2012a. « World geothermal power production status: energy, environmental and economic study of high enthalpy technologies ». *Energy*, vol. 42, n° 1, p. 10-18.
- Chamorro, César R., José L. García-Cuesta, María E. Mondéjar et Alfonso Pérez-Madrado. 2014. « Enhanced geothermal systems in Europe: An estimation and comparison of the technical and sustainable potentials ». *Energy*, vol. 65, p. 250-263.
- Chamorro, César R., María E. Mondéjar, Roberto Ramos, José J. Segovia, María C. Martín et Miguel A. Villamañán. 2012b. « World geothermal power production status: Energy,

environmental and economic study of high enthalpy technologies ». *Energy*, vol. 42, n° 1, p. 10-18.

- Chandrasiri Ekneligoda, Thushan, et Ki-Bok Min. 2014. « Determination of optimum parameters of doublet system in a horizontally fractured geothermal reservoir ». *Renewable Energy*, vol. 65, p. 152-160.
- Chen, Biguang, Erxiang Song et Xiaohui Cheng. 2013. « Plane-symmetrical simulation of flow and heat transport in fractured geological media: A discrete fracture model with Comsol ». *Springer Series in Geomechanics and Geoengineering*, vol. 3, p. 149-154.
- Chen, Guibing, Qingsong An, Yongzhen Wang, Jun Zhao, Nini Chang et Junaid Alvi. 2019. « Performance prediction and working fluids selection for organic Rankine cycle under reduced temperature ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 153, p. 95-103.
- Chen, Hongwei, Qihong Feng, Xianmin Zhang, Sen Wang, Wensheng Zhou et Chen Liu. 2018a. « Well placement optimization for offshore oilfield based on Theil index and differential evolution algorithm ». *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 8, n° 4, p. 1225-1233.
- Chen, Huijuan, D. Yogi Goswami et Elias K. Stefanakos. 2010. « A review of thermodynamic cycles and working fluids for the conversion of low-grade heat ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, n° 9, p. 3059-3067.
- Chen, Jiliang, et Fangming Jiang. 2015. « Designing multi-well layout for enhanced geothermal system to better exploit hot dry rock geothermal energy ». *Renewable Energy*, vol. 74, p. 37-48.
- Chen, Tairu, Gang Liu et Shengming Liao. 2019. « Impacts of boundary conditions on reservoir numerical simulation and performance prediction of enhanced geothermal systems ». *Energy*, vol. 181, p. 202-213.
- Chen, Yun, Guowei Ma, Huidong Wang et Tuo Li. 2018b. « Evaluation of geothermal development in fractured hot dry rock based on three dimensional unified pipe-network method ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 136, p. 219-228.
- Chen, Yun, Guowei Ma, Huidong Wang, Tuo Li, Yang Wang et Zizheng Sun. 2020. « Optimizing heat mining strategies in a fractured geothermal reservoir considering fracture deformation effects ». *Renewable Energy*, vol. 148, p. 326-337.
- Cheng, A. H.-D., A. Ghassemi et E. Detournay. 2001. « Integral equation solution of heat extraction from a fracture in hot dry rock ». *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, vol. 25, n° 13, p. 1327-1338.

- Cheng, Wen-Long, Jian Liu, Yong-Le Nian et Chang-Long Wang. 2016a. « Enhancing geothermal power generation from abandoned oil wells with thermal reservoirs ». *Energy*, vol. 109, p. 537-545.
- Cheng, Wen-Long, Chang-Long Wang, Yong-Le Nian, Bing-Bing Han et Jian Liu. 2016b. « Analysis of influencing factors of heat extraction from enhanced geothermal systems considering water losses ». *Energy*, vol. 115, p. 274-288.
- Churchill, Stuart W. 1977. « Friction-factor Equation spans all Fluid-Flow Regimes ». *Chemical Engineering (New York)*, vol. 84, n° 24, p. 91-92.
- Ciriaco, Anthony E., Sadiq J. Zarrouk et Golbon Zakeri. 2020. « Geothermal resource and reserve assessment methodology: Overview, analysis and future directions ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 119, p. 109515.
- Cloetingh, S., J. D. van Wees, P. A. Ziegler, L. Lenkey, F. Beekman, M. Tesauro, A. Förster, B. Norden, M. Kaban, N. Hardebol, D. Bonté, A. Genter, L. Guillou-Frottier, M. Ter Voorde, D. Sokoutis, E. Willingshofer, T. Cornu et G. Worum. 2010. « Lithosphere tectonics and thermo-mechanical properties: An integrated modelling approach for Enhanced Geothermal Systems exploration in Europe ». *Earth-Science Reviews*, vol. 102, n° 3, p. 159-206.
- Coskun, C., Z. Oktay et I. Dincer. 2011. « Modified exergoeconomic modeling of geothermal power plants ». *Energy*, vol. 36, n° 11, p. 6358-6366.
- Coskun, C., Zuhul Oktay et I. Dincer. 2009. « New energy and exergy parameters for geothermal district heating systems ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 29, n° 11, p. 2235-2242.
- Dabbour, Mohamed, Wei Yu, Rosalind Archer et Brent Young. 2017. « Coupled Geothermal Process and Reservoir Management ». In *Proceedings 39th New Zealand Geothermal Workshop*. Vol. 22, p. 24.
- Dershowitz, W., et I. Miller. 1995. « Dual porosity fracture flow and transport ». *Geophysical Research Letters*, vol. 22, n° 11, p. 1441-4.
- Desideri, Umberto, et Francesco Di Maria. 2000. « Simulation code for design and off design performance prediction of geothermal power plants ». *Energy Conversion and Management*, vol. 41, n° 1, p. 61-76.
- Dickson, Mary H., et Mario Fanelli (2p.). 2003. *Geothermal energy: utilization and technology*. 7, place de Fontenoy F-75352 Paris 07 SP: United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, 221 p.

- Diersch, H.J. 2013. *FEFLOW: Finite Element Modeling of Flow, Mass and Heat Transport in Porous and Fractured Media*. Springer.
- Dietrich, P. 2005. *Flow and Transport in Fractured Porous Media*. Springer.
- Dincer, Ibrahim, et Marc A. Rosen. 2021. « Chapter 11 - Exergy analyses of renewable energy systems ». In *Exergy (Third Edition)*, sous la dir. de Dincer, Ibrahim, et Marc A. Rosen. p. 241-324. Elsevier. < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128243725000117> >.
- Ding, Junfeng, et Shimin Wang. 2018. « 2D modeling of well array operating enhanced geothermal system ». *Energy*, vol. 162, p. 918-932.
- DiPippo, Ronald. 2004. « Second Law assessment of binary plants generating power from low-temperature geothermal fluids ». *Geothermics*, vol. 33, n° 5, p. 565-586.
- DiPippo, Ronald. 2008. *Geothermal power plants : principles, applications, case studies and environmental impact* (2008), 2nd ed. Amsterdam Boston London: Elsevier/Butterworth-Heinemann, xxiv, 493 p. p.
- DiPippo, Ronald. 2013. « Geothermal double-flash plant with interstage reheating: An updated and expanded thermal and exergetic analysis and optimization ». *Geothermics*, vol. 48, p. 121-131.
- DiPippo, Ronald. 2015. « Geothermal power plants: Evolution and performance assessments ». *Geothermics*, vol. 53, p. 291-307.
- DiPippo, Ronald. 2016a. « Chapter 5 - Single-Flash Steam Power Plants ». In *Geothermal Power Plants (Fourth Edition)*, sous la dir. de DiPippo, Ronald. p. 107-142. Oxford: Butterworth-Heinemann. < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081008799000057> >.
- DiPippo, Ronald. 2016b. « Chapter 6 - Double- and Triple-Flash Steam Power Plants ». In *Geothermal Power Plants (Fourth Edition)*, sous la dir. de DiPippo, Ronald. p. 143-168. Oxford: Butterworth-Heinemann. < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081008799000069> >.
- DiPippo, Ronald. 2016c. « Chapter 8 - Binary Cycle Power Plants ». In *Geothermal Power Plants (Fourth Edition)*, sous la dir. de DiPippo, Ronald. p. 193-239. Oxford: Butterworth-Heinemann. < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081008799000082> >.
- DiPippo, Ronald. 2016d. « Chapter 22 - Enhanced Geothermal Systems—Projects and Plants ». In *Geothermal Power Plants (Fourth Edition)*, sous la dir. de DiPippo, Ronald. p.

609-656. Oxford: Butterworth-Heinemann. <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081008799000227>>.

Eren, Tuna, et Vural Sander Suicmez. 2020. « Directional drilling positioning calculations ». *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 73, p. 103081.

Etemoglu, A. B., et M. Can. 2007. « Classification of geothermal resources in Turkey by exergy analysis ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, n° 7, p. 1596-1606.

Evans, K. 2010. « Enhanced/engineered geothermal system: An introduction with overviews of deep systems built and circulated to date ». *China Geothermal Development Forum.*, p. 395-418.

Falcone, Gioia, Xiaolei Liu, Roy Radido Okech, Ferid Seyidov et Catalin Teodoriu. 2018. « Assessment of deep geothermal energy exploitation methods: The need for novel single-well solutions ». *Energy*, vol. 160, p. 54-63.

Fan, Wei, Zhonghe Han, Peng Li et Yalei Jia. 2020. « Analysis of the thermodynamic performance of the organic Rankine cycle (ORC) based on the characteristic parameters of the working fluid and criterion for working fluid selection ». *Energy Conversion and Management*, vol. 211, p. 112746.

Fanchi, John R. 2010a. « 4 - Porosity and Permeability ». In *Integrated Reservoir Asset Management*, sous la dir. de Fanchi, John R., p. 49-69. Boston: Gulf Professional Publishing. <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123820884000049>>.

Fanchi, John R. 2010b. « 5 - Geophysics ». In *Integrated Reservoir Asset Management*, sous la dir. de Fanchi, John R., p. 71-88. Boston: Gulf Professional Publishing. <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123820884000050>>.

Fanchi, John R. 2010c. « 16 - Modern Reservoir Management Applications ». In *Integrated Reservoir Asset Management*, sous la dir. de Fanchi, John R., p. 279-293. Boston: Gulf Professional Publishing. <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123820884000165>>.

Fangming, Jiang, Luo Liang et Chen Jiliang. 2013. « A novel three-dimensional transient model for subsurface heat exchange in enhanced geothermal systems ». *International Communications in Heat and Mass Transfer*, vol. 41, p. 57-62.

Farajzadeh, R., C. Zaal, P. van den Hoek et J. Bruining. 2019. « Life-cycle assessment of water injection into hydrocarbon reservoirs using exergy concept ». *Journal of Cleaner Production*, vol. 235, p. 812-821.

- Feng, Yong-qiang, Tzu-Chen Hung, Ya-Ling He, Qian Wang, Shuang Wang, Bing-xi Li, Jaw-Ren Lin et Wenping Zhang. 2017. « Operation characteristic and performance comparison of organic Rankine cycle (ORC) for low-grade waste heat using R245fa, R123 and their mixtures ». *Energy Conversion and Management*, vol. 144, p. 153-163.
- Fitch, Peter J. R., Mike A. Lovell, Sarah J. Davies, Tim Pritchard et Peter K. Harvey. 2015. « An integrated and quantitative approach to petrophysical heterogeneity ». *Marine and Petroleum Geology*, vol. 63, p. 82-96.
- Flury, François, Peter Meier, Olivier Zingg, Patrick Dewarrat, Johan Donzé et Daniel Urfer. 2012. *Géothermie profonde – Etude du potentiel cantonal*. Géo-Energie Suisse.
- Fonroche Géothermie. 2014. « F.A.Q Géothermie Profonde ». < http://fonroche.fr/sites/default/files/GEO_STRAS_Brochure_A6_FAQ_32pages%20WEB.pdf >. Consulté le 20 Novembre 2014.
- Förster, Andrea, Hans-Jürgen Förster et Ottomar Krentz. 2018. « Exploration of the enhanced geothermal system (EGS) potential of crystalline rocks for district heating (Elbe Zone, Saxony, Germany) ». *International Journal of Earth Sciences*, vol. 107, n° 1, p. 89-101.
- Fox, Don B., Daniel Sutter, Koenraad F. Beckers, Maciej Z. Lukawski, Donald L. Koch, Brian J. Anderson et Jefferson W. Tester. 2013. « Sustainable heat farming: Modeling extraction and recovery in discretely fractured geothermal reservoirs ». *Geothermics*, vol. 46, p. 42-54.
- Franco, A., et M. Vaccaro. 2014. « Numerical simulation of geothermal reservoirs for the sustainable design of energy plants: a review ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, p. 987-1002.
- Franco, Alessandro, et Maurizio Vaccaro. 2012. « Design strategy of geothermal plants for water dominant medium-low temperature reservoirs based on sustainability issues ». In *25th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization and Simulation of Energy Conversion Systems and Processes, ECOS 2012, June 26, 2012 - June 29, 2012*. (Perugia, Italy) Vol. 8, p. 38-49. Coll. « Proceedings of the 25th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization and Simulation of Energy Conversion Systems and Processes, ECOS 2012 »: Aabo Akademi University.
- Franco, Alessandro, et Marco Villani. 2009. « Optimal design of binary cycle power plants for water-dominated, medium-temperature geothermal fields ». *Geothermics*, vol. 38, n° 4, p. 379-391.

- Frick, Stephanie, Martin Kaltschmitt et Gerd Schröder. 2010. « Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs ». *Energy*, vol. 35, n° 5, p. 2281-2294.
- Gabbrielli, Roberto. 2012. « A novel design approach for small scale low enthalpy binary geothermal power plants ». *Energy Conversion and Management*, vol. 64, n° 0, p. 263-272.
- Ganat, Tarek Al-Arbi Omar. 2020a. « Permeability ». In *Fundamentals of Reservoir Rock Properties*, sous la dir. de Ganat, Tarek Al-Arbi Omar. p. 25-54. Cham: Springer International Publishing. < https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3_3 >.
- Ganat, Tarek Al-Arbi Omar. 2020b. « Porosity ». In *Fundamentals of Reservoir Rock Properties*. Ganat2020. p. 5-24. Cham: Springer International Publishing. < https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3_2 >.
- Ganjehsarabi, Hadi, Ali Gungor et Ibrahim Dincer. 2012. « Exergetic performance analysis of Dora II geothermal power plant in Turkey ». *Energy*, vol. 46, n° 1, p. 101-108.
- Gehring, Magnus, et Victor Loksha. 2012. « Guide Géothermique : planification et financement de la production d'énergie ». < https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/ESMAP_Geothermal%20Handbook_FR_ENCH.pdf >. Consulté le 24 Octobre 2014.
- Gelet, R., B. Loret et N. Khalili. 2012. « A thermo-hydro-mechanical coupled model in local thermal non-equilibrium for fractured HDR reservoir with double porosity ». vol. 117, n° B7, p. 205-228.
- Gelet, R. M., B. Loret et N. Khalili. 2015. « The significance of local thermal non-equilibrium in simulations of enhanced geothermal recovery ». In *14th International Conference of International Association for Computer Methods and Recent Advances in Geomechanics, IACMAG 2014, September 22, 2014 - September 25, 2014*. (Kyoto, Japan), p. 1713-1718. Coll. « Computer Methods and Recent Advances in Geomechanics - Proceedings of the 14th Int. Conference of International Association for Computer Methods and Recent Advances in Geomechanics, IACMAG 2014 »: Taylor and Francis - Balkema.
- Gelet, Rachel, Benjamin Loret et Nasser Khalili. 2013. « Thermal recovery from a fractured medium in local thermal non-equilibrium ». *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, vol. 37, n° 15, p. 2471-2501.
- Gerard, A., et O. Kappelmeyer. 1987. « The Soultz-sous-Forets project ». *Geothermics*, vol. 16, n° 4, p. 393-399.

- Gérard, André, Albert Genter, Thomas Kohl, Philippe Lutz, Peter Rose et Fritz Rummel. 2006. « The deep EGS (Enhanced Geothermal System) project at Soultz-sous-Forêts (Alsace, France) ». *Geothermics*, vol. 35, n° 5, p. 473-483.
- Gerber, Léda, et François Maréchal. 2012. « Defining optimal configurations of geothermal systems using process design and process integration techniques ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 43, p. 29-41.
- Gnielinski, V. 1976. « New Equations for Heat and Mass Transfer in Turbulent Pipe and Channel Flow ». *Int. Chem. Eng.*, vol. 16, n° 2.
- Goddard, J. V., et J. P. Evans. 1995. « Chemical changes and fluid-rock interaction in faults of crystalline thrust sheets, northwestern Wyoming, USA ». *Journal of Structural Geology*, vol. 17, n° 4, p. 533-533.
- Gong, Facheng, Tiankui Guo, Wei Sun, Zhaomin Li, Bin Yang, Yimei Chen et Zhanqing Qu. 2020. « Evaluation of geothermal energy extraction in Enhanced Geothermal System (EGS) with multiple fracturing horizontal wells (MFHW) ». *Renewable Energy*, vol. 151, p. 1339-1351.
- Gonzalez-Garcia, R., O. Huseby, J. F. Thovert, B. Ledésert et P. M. Adler. 2000. « Three-dimensional characterisation of a fractured granite and transport properties ». *Journal of Geophysical Research*, vol. 105, n° B9, p. 21387–21401.
- Grasby, S E ; , D M; Allen, S; Bell, Z; Chen, G; Ferguson, A; Jessop, M; Kelman, M; Ko, J; Majorowicz, M; Moore, J; Raymond et R; Therrien. 2012. « Geothermal Energy : Resource Potential of Canada, Geological Survey of Canada, Open File 6914 (revised) ». p. 322.
- Guo, Bin, Pengcheng Fu, Yue Hao, Catherine A. Peters et Charles R. Carrigan. 2016. « Thermal drawdown-induced flow channeling in a single fracture in EGS ». *Geothermics*, vol. 61, p. 46-62.
- Guo, Cong, Xiaoze Du, Lijun Yang et Yongping Yang. 2014. « Performance of organic rankine cycle using zeotropic working fluids for geothermal utilization ». *Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao/Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering*, vol. 34, n° 32, p. 5701-5708.
- Guo, Liang-Liang, Yong-Bo Zhang, Zhi-Chao Wang, Jian Zeng, Yan-Jun Zhang et Zhi-Xiang Zhang. 2020. « Parameter sensitivity analysis and optimization strategy research of enhanced geothermal system: A case study in Guide Basin, Northwestern China ». *Renewable Energy*, vol. 153, p. 813-831.
- Guo, Liang-Liang, Yong-Bo Zhang, Yan-Jun Zhang, Zi-Wang Yu et Jia-Ning Zhang. 2018. « Experimental investigation of granite properties under different temperatures and

- pressures and numerical analysis of damage effect in enhanced geothermal system ». *Renewable Energy*, vol. 126, p. 107-125.
- Guo, Tiankui, Facheng Gong, Xiaozhi Wang, Qiang Lin, Zhanqing Qu et Wei Zhang. 2019. « Performance of enhanced geothermal system (EGS) in fractured geothermal reservoirs with CO₂ as working fluid ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 152, p. 215-230.
- Guzovic, Z., P. Raskovic et Z. Blataric. 2014. « The comparison of a basic and a dual-pressure ORC (Organic Rankine Cycle): Geothermal Power Plant Velika Ciglena case study ». *Energy*, vol. 76, p. 175-86.
- Guzović, Zvonimir, Boris Majcen et Svetislav Cvetković. 2012. « Possibilities of electricity generation in the Republic of Croatia from medium-temperature geothermal sources ». *Applied Energy*, vol. 98, n° 0, p. 404-414.
- Haenal, R, L Rybach et L Stegena. 1988. *Handbook of terrestrial heat-flow density determination with guidelines and recommendations of the International Heat Flow Commission*. Dordrecht, Netherlands: Kluwer Academic Publishers, xiv+486 p.
- Han, Songcai, Yuanfang Cheng, Qi Gao, Chuanliang Yan, Zhongying Han et Jincheng Zhang. 2019. « Investigation on heat extraction characteristics in randomly fractured geothermal reservoirs considering thermo-poroelastic effects ». *Energy Science & Engineering*, vol. 7, n° 5, p. 1705-1726.
- Han, Songcai, Yuanfang Cheng, Qi Gao, Chuanliang Yan et Jincheng Zhang. 2020. « Numerical study on heat extraction performance of multistage fracturing Enhanced Geothermal System ». *Renewable Energy*, vol. 149, p. 1214-1226.
- Han, Zhong-he, et Yi-lin Je. 2011. « Selection of working fluids for low-temperature solar thermal power generation organic rankine cycles system ». *East China Electric Power*, vol. 39, n° 6, p. 952-6.
- Hao, Yue, Pengcheng Fu et Charles R Carrigan. 2013. « Application of a dual-continuum model for simulation of fluid flow and heat transfer in fractured geothermal reservoirs ». In *Proceedings, 38th Workshop On Geothermal Reservoir Engineering, vol SGP-TR-198. Stanford University, Stanford, California*. p. 462-469.
- Havlicek, Jiri, et Milan Hokr. 2008. « Simulation of fractured rock solute transport with a multidimensional dual-porosity model ». In *International Conference on Calibration and Reliability in Groundwater Modelling: Credibility of Modelling, ModelCARE2007, September 9, 2007 - September 13, 2007*. (Copenhagen, Denmark), 320, p. 52-57. Coll. « IAHS-AISH Publication »: IAHS Press.

- Hayashi, Kazuo, Jonathan Willis-Richards, Robert J. Hopkirk et Yuichi Niibori. 1999. « Numerical models of HDR geothermal reservoirs—a review of current thinking and progress ». *Geothermics*, vol. 28, n° 4–5, p. 507-518.
- Heberle, F., P. Bassermann, M. Preicinger et D. Bruggemann. 2012. « Exergoeconomic optimization of an organic rankine cycle for low-temperature geothermal heat sources ». *International Journal of Thermodynamics*, vol. 15, n° 2, p. 119-126.
- Heberle, F., et D. Bruggemann. 2014. « Thermo-economic Analysis of Hybrid Power Plant Concepts for Geothermal Combined Heat and Power Generation ». *Energies*, vol. 7, n° 7, p. 4482-97.
- Heberle, Florian, et Dieter Bruggemann. 2010. « Exergy based fluid selection for a geothermal Organic Rankine Cycle for combined heat and power generation ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 30, n° 11-12, p. 1326-1332.
- Heberle, Florian, et Dieter Bruggemann. 2015. « Thermo-economic evaluation of organic rankine cycles for geothermal power generation using zeotropic mixtures ». *Energies*, vol. 8, n° 3, p. 2097-2124.
- Held, Sebastian, Albert Genter, Thomas Kohl, Thomas Kölbl, Judith Sausse et Martin Schoenball. 2014. « Economic evaluation of geothermal reservoir performance through modeling the complexity of the operating EGS in Soultz-sous-Forêts ». *Geothermics*, vol. 51, n° 0, p. 270-280.
- Hepbasli, Arif. 2011. « A comparative investigation of various greenhouse heating options using exergy analysis method ». *Applied Energy*, vol. 88, n° 12, p. 4411-4423.
- Hernández Martínez, Emilio, M. C. Patricia Avitia Carlos, José Isaac Cisneros Solís et M. C. María del Carmen Prieto Avalos. 2020. « Thermodynamic simulation and mathematical model for single and double flash cycles of Cerro Prieto geothermal power plants ». *Geothermics*, vol. 83, p. 101713.
- Hettiarachchi, H. D. M., M. Golubovic, W. M. Worek et Y. Ikegami. 2007. « Optimum design criteria for an organic Rankine cycle using low-temperature geothermal heat sources ». *Energy*, vol. 32, n° 9, p. 1698-706.
- Hochstein, MP. 1990. « Classification and assessment of geothermal resources ». In: *Dickson MH, Fanelli M, editors. Small geothermal resources: a guide to development and utilization*, p. 31-57.
- Hofmann, Hannes, Simon Weides, Tayfun Babadagli, Günter Zimmermann, Inga Moeck, Jacek Majorowicz et Martyn Unsworth. 2014. « Potential for enhanced geothermal systems in Alberta, Canada ». *Energy*, vol. 69, p. 578-591.

- Hu, Haoran, Lijun Wu et Lihua Zhang. 2013. « Optimization of Working Fluids for Low Temperature Geothermal Water Power Generation Based on Organic Rankine Cycles ». *Electric Power Construction*, vol. 34, n° 5, p. 44-8.
- Hu, J., Z. Su, N. Y. Wu, H. Z. Zhai et Y. C. Zeng. 2014. « Analysis on temperature fields of thermal-hydraulic coupled fluid and rock in Enhanced Geothermal System ». *Progress in Geophysics*, vol. 29, n° 3, p. 1391-1398.
- Huang, Man, Yuyong Jiao, Jin Luo, Chengzeng Yan, Lianghong Wu et Peng Guan. 2020. « Numerical investigation on heat extraction performance of an enhanced geothermal system with supercritical N₂O as working fluid ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 176, p. 115436.
- Huang, Wenbo, Wenjiong Cao et Fangming Jiang. 2017. « Heat extraction performance of EGS with heterogeneous reservoir: A numerical evaluation ». *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 108, p. 645-657.
- Huang, Xiaoxue, Jialing Zhu, Jun Li, Chengyu Lan et Xianpeng Jin. 2016. « Parametric study of an enhanced geothermal system based on thermo-hydro-mechanical modeling of a prospective site in Songliao Basin ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 105, p. 1-7.
- Huang, Zhao-Qin, Qing-Dong Zeng, Xia Yan et Jun Yao. 2018. « Chapter 5 - Hydraulic Fracturing Modeling and Its Extension to Reservoir Simulation Based on Extended Finite-Element Method (XFEM) ». In *Hydraulic Fracture Modeling*, sous la dir. de Wu, Yu-Shu. p. 111-154. Gulf Professional Publishing. < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128129982000059> >.
- Hung, T. C., S. K. Wang, C. H. Kuo, B. S. Pei et K. F. Tsai. 2010. « A study of organic working fluids on system efficiency of an ORC using low-grade energy sources ». *Energy*, vol. 35, n° 3, p. 1403-11.
- IRENA. 2018. « Featured dashboard – capacity generation ». < <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16> >.
- Islam, M. Rafiqul, et M. Enamul Hossain. 2021. « Chapter 3 - Advances in directional drilling ». In *Drilling Engineering*, sous la dir. de Islam, M. Rafiqul, et M. Enamul Hossain. p. 179-316. Gulf Professional Publishing. < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128201930000034> >.
- Jacquemont, B. 2002. « Etude des interactions eau-roche dans le granite de Soultz-sous-Forêts. Quantification et modélisation des transferts de matière par les fluides ». Louis Pasteur, Strasbourg, France, 189 p.

- Jain, Charitra, Christian Vogt et Christoph Clauser. 2015. « Maximum potential for geothermal power in Germany based on engineered geothermal systems ». *Geothermal Energy*, vol. 3, n° 1, p. 15.
- Jalilinasrabady, S., G. Saevarsdottir et P. Valdimarsson. 2008. « Exergy analysis of double flash geothermal power plant, Sabalan, Iran ». In *Clean Technology 2008: Bio Energy, Renewables, Green Building, Smart Grid, Storage and Water. 2008 CTSI Clean Technology and Sustainable Industries Conference and Trade Show. Clean Technology 2008, 1-5 June 2008*. (Danville, CA, USA), p. 140-3. Coll. « Clean Technology 2008: Bio Energy, Renewables, Green Building, Smart Grid, Storage and Water. Technical Proceedings of the 2008 CTSI Clean Technology and Sustainable Industries Conference and Trade Show. Clean Technology 2008 »: CSI Events.
- Jalilinasrabady, Saeid, et Ryuichi Itoi. 2013. « Classification of Geothermal Energy Resources in Japan Applying Exergy Concept ». *International Journal of Energy Research*, vol. 37, n° 14, p. 1842-1850.
- Jalilinasrabady, Saeid, Ryuichi Itoi, Hiroki Gotoh et Hiroyuki Kamenosono. 2010. « Energy and exergy analysis of Takigami Geothermal Power Plant, Oita, Japan ». In *Geothermal Resources Council Annual Meeting 2010, Geothermal 2010, October 24, 2010 - October 27, 2010*. (Sacramento, CA, United states) Vol. 34 2, p. 966-971. Coll. « Transactions - Geothermal Resources Council »: Geothermal Resources Council.
- Jalilinasrabady, Saeid, Ryuichi Itoi, Hiroki Gotoh et Rie Yamashiro. 2011. « Exergetic optimization of proposed Takigami binary geothermal power plant, Oita, Japan ». In *Geothermal Resources Council Annual Meeting 2011, Geothermal 2011, October 23, 2011 - October 26, 2011*. (San Diego, CA, United states) Vol. 35 2, p. 1305-1311. Coll. « Transactions - Geothermal Resources Council »: Geothermal Resources Council.
- Jalilinasrabady, Saeid, Ryuichi Itoi, Pall Valdimarsson, Gudrun Saevarsdottir et Hikari Fujii. 2012. « Flash cycle optimization of Sabalan geothermal power plant employing exergy concept ». *Geothermics*, vol. 43, p. 75-82.
- Janiga, Damian, Robert Czarnota, Jerzy Stopa, Paweł Wojnarowski et Piotr Kosowski. 2019. « Utilization of nature-inspired algorithms for gas condensate reservoir optimization ». *Soft Computing*, vol. 23, n° 14, p. 5619-5631.
- Janiga, Damian, Daniel Podsobiński, Paweł Wojnarowski et Jerzy Stopa. 2020. « End-Point Model for Optimization of Multilateral Well Placement in Hydrocarbon Field Developments ». *Energies*, vol. 13, n° 15, p. 3926.
- Janiga, Damian, Paweł Wojnarowski, Jerzy Stopa et Robert Czarnota. 2015. « Technical conditions of well application for EOR- CCS project in Polish conditions ». In., p.

821-826. Coll. « International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM »: International Multidisciplinary Scientific Geoconference.

- Jessop, Alan M., Morteza M. Ghomshei et Malcolm J. Drury. 1991. « Geothermal energy in Canada ». *Geothermics*, vol. 20, n° 5, p. 369-385.
- Jiang, Fangming, Jiliang Chen, Wenbo Huang et Liang Luo. 2014. « A three-dimensional transient model for EGS subsurface thermo-hydraulic process ». *Energy*, vol. 72, p. 300-310.
- Jiang, Fangming, Liang Luo et Jiliang Chen. 2013. « A novel three-dimensional transient model for subsurface heat exchange in enhanced geothermal systems ». *International Communications in Heat and Mass Transfer*, vol. 41, p. 57-62.
- Jiang, Pei-Xue, et Ze-Pei Ren. 2001. « Numerical investigation of forced convection heat transfer in porous media using a thermal non-equilibrium model ». *International Journal of Heat and Fluid Flow*, vol. 22, n° 1, p. 102-110.
- Jiang, Peixue, Xiaolu Li, Ruina Xu et Fuzhen Zhang. 2016. « Heat extraction of novel underground well pattern systems for geothermal energy exploitation ». *Renewable Energy*, vol. 90, p. 83-94.
- Jiang, Peixue, Le Zhang et Ruina Xu. 2017. « Experimental study of convective heat transfer of carbon dioxide at supercritical pressures in a horizontal rock fracture and its application to enhanced geothermal systems ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 117, p. 39-49.
- Jing, Z., J. Willis-Richards, K. Watanabe et T. Hashida. 2000. « A three-dimensional stochastic rock mechanics model of engineered geothermal systems in fractured crystalline rock ». *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, vol. 105, n° B10, p. 23663-23679.
- Jinliang, Xu, et Yu Chao. 2014. « Critical temperature criterion for selection of working fluids for subcritical pressure Organic Rankine cycles ». *Energy*, vol. 74, p. 719-33.
- Jochen, Bundschuh, et M.C. Suarez Arriaga. 2010. *Introduction to the numerical modeling of groundwater and geothermal systems: fundamentals of mass, energy and solute transport in poroelastic rocks*. CRC Press, 552 p.
- Jun, Yao, Zhang Xu, Sun Zhixue, Huang Zhaoqin, Liu Junrong, Li Yang, Xin Ying, Yan Xia et Liu Wenzheng. 2018. « Numerical simulation of the heat extraction in 3D-EGS with thermal-hydraulic-mechanical coupling method based on discrete fractures model ». *Geothermics*, vol. 74, p. 19-34.

- Kabeyi, Moses Jeremiah Barasa, et Oludolapo A. Olanrewaju. 2021. « Central versus wellhead power plants in geothermal grid electricity generation ». *Energy, Sustainability and Society*, vol. 11, n° 1, p. 7.
- Kahraman, Murat, Ali Bahadır Olcay et Esra Sorgüven. 2019. « Thermodynamic and thermoeconomic analysis of a 21 MW binary type air-cooled geothermal power plant and determination of the effect of ambient temperature variation on the plant performance ». *Energy Conversion and Management*, vol. 192, p. 308-320.
- Kalina, A. I. 1984. « Combined-Cycle System With Novel Bottoming Cycle ». *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, vol. 106, n° 4, p. 737-742.
- Kalinci, Yildiz, Arif Hepbasli et Ibrahim Dincer. 2014. « Exergetic Performance Assessment of a Binary Geothermal Power Plant ». In *Progress in Exergy, Energy, and the Environment*, sous la dir. de Dincer, Ibrahim, Adnan Midilli et Haydar Kucuk. Kalinci2014. p. 23-32. Cham: Springer International Publishing. < https://doi.org/10.1007/978-3-319-04681-5_3 >.
- Kalinina, Elena A., Katherine A. Klise, Sean A. McKenna, Teklu Hadgu et Thomas S. Lowry. 2014. « Applications of fractured continuum model to enhanced geothermal system heat extraction problems ». *SpringerPlus*, vol. 3, p. 110.
- Kalinina, Elena, Sean A. McKenna, Teklu Hadgu et Thomas Lowry. 2012. « Analysis of the Effects of Heterogeneity on Heat Extraction in an EGS Represented with the Continuum Fracture Model ». In *Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. (Stanford, California), p. 436–445. Stanford University.
- Kanoglu, M., et A. Bolatturk. 2008. « Performance and parametric investigation of a binary geothermal power plant by exergy ». *Renewable Energy*, vol. 33, n° 11, p. 2366-74.
- Karimi, Shahram, et Sima Mansouri. 2018. « A comparative profitability study of geothermal electricity production in developed and developing countries: Exergoeconomic analysis and optimization of different ORC configurations ». *Renewable Energy*, vol. 115, p. 600-619.
- Kaya, Eylem, Sadiq J. Zarrouk et Michael J. O'Sullivan. 2011. « Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide experience ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n° 1, p. 47-68.
- Kazemi, A. R., S. B. Mahbaz, A. R. Dehghani-Sanij, M. B. Dusseault et R. Fraser. 2019. « Performance Evaluation of an Enhanced Geothermal System in the Western Canada Sedimentary Basin ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 113, p. 109278.

- Kharseh, Mohamad, Mohammed Al-Khawaja et Ferri Hassani. 2019. « Optimal utilization of geothermal heat from abandoned oil wells for power generation ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 153, p. 536-542.
- Khashan, S. A., A. M. Al-Amiri et I. Pop. 2006. « Numerical simulation of natural convection heat transfer in a porous cavity heated from below using a non-Darcian and thermal non-equilibrium model ». *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 49, n° 5–6, p. 1039-1049.
- Kichonge, Baraka. 2018. « The Status and Future Prospects of Hydropower for Sustainable Water and Energy Development in Tanzania ». *Journal of Renewable Energy*, vol. 2018, p. 12.
- Kim, Kwang-Il, Ki-Bok Min, Kwang-Yeom Kim, Jai Won Choi, Kern-Shin Yoon, Woon Sang Yoon, Byungjoon Yoon, Tae Jong Lee et Yoonho Song. 2018. « Protocol for induced microseismicity in the first enhanced geothermal systems project in Pohang, Korea ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, p. 1182-1191.
- Klee, G., et F. Rummel. 1993. « Hydrofrac stress data for the European HDR research project test site Soultz-Sous-Forets ». *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, vol. 30, n° 7, p. 973-976.
- Koh, Joshua, Abdul Ravoof Shaik et Sheik S. Rahman. 2011. « An innovative 3D thermo-poroelastic model for studying the long term behavior of geothermal systems ». In *Geothermal Resources Council Annual Meeting 2011, Geothermal 2011, October 23, 2011 - October 26, 2011*. (San Diego, CA, United states) Vol. 35 1, p. 431-437. Coll. « Transactions - Geothermal Resources Council »: Geothermal Resources Council.
- Kohl, T., et T. Mégel. 2007. « Predictive modeling of reservoir response to hydraulic stimulations at the European EGS site Soultz-sous-Forêts ». *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, vol. 44, n° 8, p. 1118-1131.
- Kuk, Michał, Edyta Kuk, Damian Janiga, Paweł Wojnarowski et Jerzy Stopa. 2020. « Optimization Wells Placement Policy for Enhanced CO₂ Storage Capacity in Mature Oil Reservoirs ». *Energies*, vol. 13, n° 16, p. 4054.
- Kumari, W. G. P., et P. G. Ranjith. 2019. « Sustainable development of enhanced geothermal systems based on geotechnical research – A review ». *Earth-Science Reviews*, vol. 199, p. 102955.
- Kurashige, M. 1989. « A thermoelastic theory of fluid-filled porous materials ». *International Journal of Solids and Structures*, vol. 25, n° 9, p. 1039-52.
- Kwon, Seoyoon, Gayoung Park, Youngho Jang, Jinhyung Cho, Min-gon Chu et Baehyun Min. 2020. « Determination of oil well placement using convolutional neural network

coupled with robust optimization under geological uncertainty ». *Journal of Petroleum Science and Engineering*, p. 108118.

Lamarche, Louis. 2017. « Mixed arrangement of multiple input-output borehole systems ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 124, p. 466-476.

Lamarche, Louis, et Philippe Pasquier. 2019. « Higher-order temporal scheme for ground heat exchanger analytical models ». *Geothermics*, vol. 78, p. 111-117.

Lauwerier, H. A. 1955. « The transport of heat in an oil layer caused by the injection of hot fluid ». *Applied Scientific Research, Section A*, vol. 5, n° 2, p. 145-150.

Lei, Haiyan, et Jialing Zhu. 2013. « Numerical modeling of exploitation and reinjection of the Guantao geothermal reservoir in Tanggu District, Tianjin, China ». *Geothermics*, vol. 48, p. 60-68.

Lei, Zhihong, Yanjun Zhang, Ziwang Yu, Zhongjun Hu, Liangzhen Li, Senqi Zhang, Lei Fu, Ling Zhou et Yangyang Xie. 2019. « Exploratory research into the enhanced geothermal system power generation project: The Qiabuqia geothermal field, Northwest China ». *Renewable Energy*, vol. 139, p. 52-70.

Lei, Zhihong, Yanjun Zhang, Senqi Zhang, Lei Fu, Zhongjun Hu, Ziwang Yu, Liangzhen Li et Jian Zhou. 2020. « Electricity generation from a three-horizontal-well enhanced geothermal system in the Qiabuqia geothermal field, China: Slickwater fracturing treatments for different reservoir scenarios ». *Renewable Energy*, vol. 145, p. 65-83.

Lemale, Jean (4). 2012. *La géothermie - 2e éd.* Dunod, 320 p.

Li, Hui, Xinling Ma, Xinli Wei et Shugui Yin. 2012. « Selection of working fluids for low-temperature waste heat recovery using organic Rankine cycle ». In *1st International Conference on Energy and Environmental Protection, ICEEP 2012, June 23, 2012 - June 24, 2012*. (Hohhot, China) Vol. 512-515, p. 1217-1222. Coll. « Advanced Materials Research »: Trans Tech Publications. < <http://dx.doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.512-515.1217> >.

Li, Mengying, et Noam Lior. 2015. « Energy analysis for guiding the design of well systems of deep Enhanced Geothermal Systems ». *Energy*, vol. 93, Part 1, p. 1173-1188.

Li, Wei, Keith Yost et Rita Sousa. 2013. « Heat transfer between fluid flow and fractured rocks ». In *Geothermal Resources Council Annual Meeting: A Global Resource, from Larderello to Las Vegas, GRC 2013, September 29, 2013 - October 2, 2013*. (Las Vegas, NV, United states), PART 1 Vol. 37, p. 165-171. Coll. « Transactions - Geothermal Resources Council »: Geothermal Resources Council.

- Liao, Jianxing, Zhengmeng Hou, Muhammad Haris, Ye Tao, Yachen Xie et Ye Yue. 2020a. « Numerical evaluation of hot dry rock reservoir through stimulation and heat extraction using a three-dimensional anisotropic coupled THM model ». *Geothermics*, vol. 83, p. 101729.
- Liao, Jianxing, Zhengmeng Hou, Muhammad Haris, Ye Tao, Yachen Xie et Ye Yue. 2020b. « Numerical evaluation of hot dry rock reservoir through stimulation and heat extraction using a three-dimensional anisotropic coupled THM model ». *Geothermics*, vol. 83.
- Liu, Bo-Tau, Kuo-Hsiang Chien et Chi-Chuan Wang. 2004. « Effect of working fluids on organic Rankine cycle for waste heat recovery ». *Energy*, vol. 29, n° 8, p. 1207-1217.
- Liu, Qiang, Yuanyuan Duan et Zhen Yang. 2013. « Performance analyses of geothermal organic Rankine cycles with selected hydrocarbon working fluids ». *Energy*, vol. 63, p. 123-132.
- Liu, Shuyang, Ramesh Agarwal, Baojiang Sun, Bin Wang, Hangyu Li, Jianchun Xu et Guangming Fu. 2021. « Numerical simulation and optimization of injection rates and wells placement for carbon dioxide enhanced gas recovery using a genetic algorithm ». *Journal of Cleaner Production*, vol. 280, p. 124512.
- Liu, Xi, Huashan Li, Xianbiao Bu, Lingbao Wang, Ning Xie et Jie Zeng. 2018. « Performance characteristics and working fluid selection for low-temperature binary-flashing cycle ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 141, p. 51-60.
- Liu, Xiaomin, Xing Wang et Chuhua Zhang. 2014. « Sensitivity analysis of system parameters on the performance of the Organic Rankine Cycle system for binary-cycle geothermal power plants ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 71, n° 1, p. 175-183.
- Liu, Xueling, Xin Jiang, Jinsong Liu, Jun Li et Wanyi Li. 2017. « The effect of the injection salinity and clay composition on aquifer permeability ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 118, p. 551-560.
- Lu-Wu, He, et Jin Zhi-He. 2010. « A local thermal nonequilibrium poroelastic theory for fluid saturated porous media ». *Journal of Thermal Stresses*, vol. 33, n° 8, p. 799-813.
- Lu, Shyi-Min. 2018. « A global review of enhanced geothermal system (EGS) ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, p. 2902-2921.
- Lu, Wei, et Yanyong Xiang. 2012. « Analysis of the instantaneous local thermal equilibrium assumption for heat exchange between rock matrix and fracture water ». In *2012 Global Conference on Civil, Structural and Environmental Engineering, GCCSEE 2012 and the 3rd International Symposium on Multi-field Coupling Theory of Rock and Soil Media and Its Applications, MCTRSM 2012, October 20, 2012 - October 21,*

2012. (Yichang, China) Vol. 594-597, p. 2430-2437. Coll. « Advanced Materials Research »: Trans Tech Publications. < <http://dx.doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.594-597.2430> >.

Luo, Feng, Rui-Na Xu et Pei-Xue Jiang. 2014. « Numerical investigation of fluid flow and heat transfer in a doublet enhanced geothermal system with CO₂ as the working fluid (CO₂-EGS) ». *Energy*, vol. 64, p. 307-322.

Ma, Yuanyuan, Shibin Li, Ligang Zhang, Songze Liu, Zhaoyi Liu, Hao Li et Erxiu Shi. 2020a. « Study on the effect of well layout schemes and fracture parameters on the heat extraction performance of enhanced geothermal system in fractured reservoir ». *Energy*, vol. 202, p. 117811.

Ma, Yuanyuan, Shibin Li, Ligang Zhang, Songze Liu, Zhaoyi Liu, Hao Li, Erxiu Shi et Haijun Zhang. 2020b. « Numerical simulation study on the heat extraction performance of multi-well injection enhanced geothermal system ». *Renewable Energy*, vol. 151, p. 782-795.

Ma, Yuanyuan, Shibin Li, Ligang Zhang, Songze Liu, Zhaoyi Liu, Hao Li, Erxiu Shi et Haijun Zhang. 2019a. « Numerical Simulation Study on the Heat Extraction Performance of Multi-well Injection Enhanced Geothermal System ». *Renewable Energy*.

Ma, Yueqiang, Yanjun Zhang, Yibin Huang, Yu Zhang et Zhongjun Hu. 2019b. « Experimental study on flow and heat transfer characteristics of water flowing through a rock fracture induced by hydraulic fracturing for an enhanced geothermal system ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 154, p. 433-441.

Maffucci, R., S. Bigi, S. Corrado, A. Chiodi, L. Di Paolo, G. Giordano et C. Invernizzi. 2015. « Quality assessment of reservoirs by means of outcrop data and "discrete fracture network" models: The case history of Rosario de La Frontera (NW Argentina) geothermal system ». *Tectonophysics*, vol. 647, p. 112-131.

Mahbaz, S. B., A. R. Dehghani-Sani, M. B. Dusseault et J. S. Nathwani. 2020. « Enhanced and integrated geothermal systems for sustainable development of Canada's northern communities ». *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 37, p. 100565.

Majorowicz, Jacek, et Stephen E. Grasby. 2014. « Geothermal energy for northern Canada: is it economical? ». *Natural resources research*, vol. 23, n° 1, p. 159-173.

Majorowicz, Jacek, et Stephen E. Grasby. 2010. « Heat flow, depth-temperature variations and stored thermal energy for enhanced geothermal systems in Canada ». *Journal of Geophysics and Engineering (Online)*, vol. 7, n° 3, p. 232-241.

- Majorowicz, Jacek, et Stephen E. Grasby. 2019. « Deep geothermal energy in Canadian sedimentary basins VS. Fossils based energy we try to replace – Exergy [KJ/KG] compared ». *Renewable Energy*, vol. 141, p. 259-277.
- Majorowicz, Jacek, et Vasile Minea. 2015. « Geothermal energy potential in low enthalpy Areas as a future energy resource: Identifying feasible targets, Quebec, Canada, Study Case ». *Resources*, vol. 4, n° 3, p. 524-547.
- Majorowicz, Jacek, et Michal Moore. 2014. « The feasibility and potential of geothermal heat in the deep Alberta foreland basin-Canada for CO2 savings ». *Renewable Energy*, vol. 66, p. 541-549.
- Malo, Michel, Félix-Antoine Comeau, Karine Bédard, René Lefebvre et René Therrien. 2012. « Assessing the geothermal potential of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin in Quebec, Canada ».
- Manning, C. E., et S. E. Ingebritsen. 1999. « Permeability of the continental crust: implications of geothermal data and metamorphic systems ». *Reviews of Geophysics*, vol. 37, n° 1, p. 127-50.
- Matuszewska, Dominika, Marta Kuta et Jan Gorski. 2018. « Multi-objective optimization of ORC geothermal conversion system integrated with life cycle assessment ». In *17th International Conference Heat Transfer and Renewable Sources of Energy, HTRSE 2018, September 2, 2018 - September 5, 2018*. (Miedzyzdroje, Poland) Vol. 70. Coll. « E3S Web of Conferences »: EDP Sciences. < <http://dx.doi.org/10.1051/e3sconf/20187001012> >.
- McClure, Mark W., et Roland N. Horne. 2014. « An investigation of stimulation mechanisms in Enhanced Geothermal Systems ». *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, vol. 72, p. 242-260.
- McDermott, Christopher I., Andreas R. L. Randriamanjatoa, Helmut Tenzer et Olaf Kolditz. 2006. « Simulation of heat extraction from crystalline rocks: The influence of coupled processes on differential reservoir cooling ». *Geothermics*, vol. 35, n° 3, p. 321-344.
- McTigue, D. F. 1986. « Thermoelastic response of fluid-saturated porous rock ». *Journal of Geophysical Research*, vol. 91, n° B9, p. 9533-42.
- Meng, Nan, Tailu Li, Yanan Jia, Haosen Qin, Qinghua Liu, Wenqiang Zhao et Guobin Lei. 2020. « Techno-economic performance comparison of enhanced geothermal system with typical cycle configurations for combined heating and power ». *Energy Conversion and Management*, vol. 205, p. 112409.

- Minea, Vasile, et Jacek Majorowicz. 2011a. « Assessment of enhanced geothermal systems potential in Québec, Canada ». In. AAPG/SPE/SEG Hedberg Research Conference.
- Minea, Vasile, et Jacek Majorowicz. 2011b. « Assessment of enhanced geothermal systems potential in Québec, Canada ». In *Proceedings of the AAPG/SPE/SEG HEDBERG Research Conference Enhanced Geothermal Systems, Napa, CA, USA*. Vol. 1418.
- Minea, Vasile, et Jacek Majorowicz. 2012a. « Preliminary assessment of deep geothermal resources in Trois- Rivières Area, Quebec ». In *Geothermal Resources Council Annual Meeting 2012 - Geothermal: Reliable, Renewable, Global, GRC 2012, September 30, 2012 - October 3, 2012*. (Reno, NV, United states) Vol. 36 1, p. 709-715. Coll. « Transactions - Geothermal Resources Council »: Geothermal Resources Council.
- Minea, Vasile, et Jacek Majorowicz (709-715). 2012b. *Preliminary assessment of deep geothermal resources in Trois- Rivières Area, Québec*, 36.
- Minea, Vasile, et Jacek Majorowicz. 2012c. « Preliminary Assessment of Deep Geothermal Resources in Trois-Rivières Area, Québec ». *GRC Transactions*, vol. 36, p. 1-13.
- Moeck, Inga S. 2014. « Catalog of geothermal play types based on geologic controls ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 37, p. 867-882.
- Mohammadzadeh Bina, Saeid, Saeid Jalilinasrabady et Hikari Fujii. 2017. « Energy, economic and environmental (3E) aspects of internal heat exchanger for ORC geothermal power plants ». *Energy*, vol. 140, p. 1096-1106.
- Mohammadzadeh Bina, Saeid, Saeid Jalilinasrabady et Hikari Fujii. 2018. « Exergoeconomic analysis and optimization of single and double flash cycles for Sabalan geothermal power plant ». *Geothermics*, vol. 72, p. 74-82.
- Mohammadzadeh Bina, Saeid, Saeid Jalilinasrabady, Hikari Fujii et Nugroho Agung Pambudi. 2018. « Classification of geothermal resources in Indonesia by applying exergy concept ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, p. 499-506.
- Moloney, Francesca, Eydhah Almatrafi et D. Y. Goswami. 2020. « Working fluid parametric analysis for recuperative supercritical organic Rankine cycles for medium geothermal reservoir temperatures ». *Renewable Energy*, vol. 147, p. 2874-2881.
- Moya, Diego, Clay Aldás et Prasad Kaparaju. 2018. « Geothermal energy: Power plant technology and direct heat applications ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, p. 889-901.
- Muffler, P., et R. Cataldi. 1977. « METHODS FOR REGIONAL ASSESSMENT OF GEOTHERMAL RESOURCES ». *Geothermics*, vol. 7, n° 2-4, p. 53-89.

- Murphy, Hugh, Donald Brown, Reinhard Jung, Isao Matsunaga et Roger Parker. 1999. « Hydraulics and well testing of engineered geothermal reservoirs ». *Geothermics*, vol. 28, n° 4, p. 491-506.
- Nandanwar, Manish S, et Brian J Anderson. 2014. « Coupled reservoir, wellbore and surface plant simulations for enhanced geothermal systems ». In *Proceedings*.
- Nield, D.A., et A. Bejan. 2012. *Convection in Porous Media*. Springer.
- Novak, Craig F. 1993. « Modelling mineral dissolution and precipitation in dual-porosity fracture-matrix systems ». *Journal of Contaminant Hydrology*, vol. 13, n° 1-4, p. 91-115.
- O'Sullivan, Michael J., Karsten Pruess et Marcelo J. Lippmann. 2001. « State of the art geothermal reservoir simulation ». *Geothermics*, vol. 30, n° 4, p. 395-429.
- Olasolo, P., M. C. Juárez, M. P. Morales, Sebastiano D'Amico et I. A. Liarte. 2016a. « Enhanced geothermal systems (EGS): A review ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, p. 133-144.
- Olasolo, P., M. C. Juárez, J. Olasolo, M. P. Morales et D. Valdani. 2016b. « Economic analysis of Enhanced Geothermal Systems (EGS). A review of software packages for estimating and simulating costs ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 104, p. 647-658.
- Ozturk, Harun Kemal, Oner Atalay, Ahmet Yilanci et Arif Hepbasli. 2006. « Energy and exergy analysis of kizildere geothermal power plant, Turkey ». *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, vol. 28, n° 15, p. 1415-1424.
- Pahud, Daniel. 2002. « Geothermal energy and heat storage ». *Table*, vol. 2, p. 30.
- Pambudi, N. A., R. Itoi, S. Jalilinasraby et K. Jaelani. 2014a. « Exergy analysis and optimization of Dieng single-flash geothermal power plant ». *Energy Conversion and Management*, vol. 78, p. 405-11.
- Pambudi, Nugroho Agung, Ryuichi Itoi, Saeid Jalilinasraby et Khasani Jaelani. 2014b. « Exergy analysis and optimization of Dieng single-Flash geothermal power plant ». *Energy Conversion and Management*, vol. 78, p. 405-411.
- Pan, Shu-Yuan, Mengyao Gao, Kinjal J. Shah, Jianming Zheng, Si-Lu Pei et Pen-Chi Chiang. 2019. « Establishment of enhanced geothermal energy utilization plans: Barriers and strategies ». *Renewable Energy*, vol. 132, p. 19-32.

- Pouladi, Behzad, Abdorreza Karkevandi-Talkhoonchah, Mohammad Sharifi, Shahab Gerami, Alireza Nourmohammad et Akram Vahidi. 2020. « Enhancement of SPSA algorithm performance using reservoir quality maps: Application to coupled well placement and control optimization problems ». *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 189, p. 106984.
- Prananto, Lukman Adi, Firman Bagja Juangsa, Riza Mochamad Iqbal, Muhammad Aziz et Tubagus Ahmad Fauzi Soelaiman. 2018. « Dry steam cycle application for excess steam utilization: Kamojang geothermal power plant case study ». *Renewable Energy*, vol. 117, p. 157-165.
- Pruess, K. 2004. « The TOUGH codes—A family of simulation tools for multiphase flow and transport processes in permeable media ». *Vadose Zone Journal*, vol. 3, n° 3, p. 738-746.
- Pruess, Karsten. 2008. « On production behavior of enhanced geothermal systems with CO₂ as working fluid ». *Energy Conversion and Management*, vol. 49, n° 6, p. 1446-1454.
- Qiang, Liu, Shen Aijing et Duan Yuanyuan. 2015. « Parametric optimization and performance analyses of geothermal organic Rankine cycles using R600a/R601a mixtures as working fluids ». *Applied Energy*, vol. 148, p. 410-20.
- Qu, Zhan-qing, Wei Zhang et Tian-kui Guo. 2017. « Influence of different fracture morphology on heat mining performance of enhanced geothermal systems based on COMSOL ». *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, n° 29, p. 18263-18278.
- Quoilin, S., V. Lemort et J. Lebrun. 2010. « Experimental study and modeling of an Organic Rankine Cycle using scroll expander ». *Applied Energy*, vol. 87, n° 4, p. 1260-8.
- Ramezanizadeh, Mahdi, Mohammad Alhuyi Nazari, Mohammad Hossein Ahmadi et Lingen Chen. 2019. « A review on the approaches applied for cooling fuel cells ». *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 139, p. 517-525.
- Ran, Xinquan. 2013. *Advanced water injection for low permeability reservoirs: theory and practice*. Gulf Professional Publishing.
- Rao, S.S. 1996. *Engineering Optimization: Theory and Practice*. Wiley.
- Raskovic, P., Z. Guzovic et S. Cvetkovic. 2013. « Performance analysis of electricity generation by the medium temperature geothermal resources: Velika Ciglena case study ». *Energy*, vol. 54, p. 11-31.
- Rayegan, R., et Y. X. Tao. 2011. « A procedure to select working fluids for Solar Organic Rankine Cycles (ORCs) ». *Renewable Energy*, vol. 36, n° 2, p. 659-670.

- Raymond, Jasmin, Michel Malo, Félix-Antoine Comeau, Karine Bédard, René Lefebvre et René Therrien. 2012. « Assessing the geothermal potential of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin in Quebec ». *Centre for Applied Groundwater Research*.
- Redoloza, Fleford, et Liangping Li. 2019. « A novel method for well placement design in groundwater management: Extremal optimization ». *Advances in Water Resources*, vol. 132, p. 103405.
- Redouane, Kheireddine, Nouredine Zeraibi et Menad Nait Amar. 2019. « Adaptive surrogate modeling with evolutionary algorithm for well placement optimization in fractured reservoirs ». *Applied Soft Computing*, vol. 80, p. 177-191.
- Rees, D. A. S., A. P. Bassom et P. G. Siddheshwar. 2008. « Local thermal non-equilibrium effects arising from the injection of a hot fluid into a porous medium ». *Journal of Fluid Mechanics*, vol. 594, p. 379-98.
- Richards, H. G., R. H. Parker, A. S. P. Green, R. H. Jones, J. D. M. Nicholls, D. A. C. Nicol, M. M. Randall, S. Richards, R. C. Stewart et J. Willis-Richards. 1994. « The performance and characteristics of the experimental hot dry rock geothermal reservoir at Rosemanowes, Cornwall (1985–1988) ». *Geothermics*, vol. 23, n° 2, p. 73-109.
- Rivera Diaz, Alexandre, Eylem Kaya et Sadiq J. Zarrouk. 2016. « Reinjection in geothermal fields – A worldwide review update ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, p. 105-162.
- Royer, J. J., et L. Flores. 1994. « Two-dimensional natural convection in an anisotropic and heterogeneous porous medium with internal heat generation ». *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 37, n° 9, p. 1387-99.
- Rybach, Ladislaus, et Leroy J Patrick Muffler. 1981. « Geothermal systems: principles and case histories ». *Chichester, Sussex, England and New York, Wiley-Interscience, 1981. 371 p.*, vol. 1.
- Sahu, Bikash Kumar. 2018. « Wind energy developments and policies in China: A short review ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, p. 1393-1405.
- Sakai, Y. 2017. « 19 - Advanced geothermal steam turbines ». In *Advances in Steam Turbines for Modern Power Plants*, sous la dir. de Tanuma, Tadashi. p. 455-486. Woodhead Publishing. <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081003145000191> >.
- Saleh, Bahaa, Gerald Koglbauer, Martin Wendland et Johann Fischer. 2007. « Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles ». *Energy*, vol. 32, n° 7, p. 1210-1221.

- Salimzadeh, Saeed, Adriana Paluszny, Hamidreza M. Nick et Robert W. Zimmerman. 2018. « A three-dimensional coupled thermo-hydro-mechanical model for deformable fractured geothermal systems ». *Geothermics*, vol. 71, p. 212-224.
- Samardzioska, T., et V. Popov. 2005a. « Dual porosity DRM formulation for flow and transport through fractured porous media ». In *27th World Conference on Boundary Elements and Other Mesh Reduction Methods, BEM XXVII, March 15, 2005 - March 17, 2005*. (Orlando, FL, United states), p. 407-416. Coll. « WIT Transactions on Modelling and Simulation »: Wit Press.
- Samardzioska, Todorka, et Viktor Popov. 2005b. « Numerical comparison of the equivalent continuum, non-homogeneous and dual porosity models for flow and transport in fractured porous media ». *Advances in Water Resources*, vol. 28, n° 3, p. 235-255.
- Samin, Maleaha Y., Asaad Faramarzi, Ian Jefferson et Ouahid Harireche. 2019. « A hybrid optimisation approach to improve long-term performance of enhanced geothermal system (EGS) reservoirs ». *Renewable Energy*, vol. 134, p. 379-389.
- Sanyal, S. K., et S. J. Butler. 2005a. « An analysis of power generation prospects from enhanced geothermal systems ». In *Transactions - Geothermal Resources Council*. Vol. 29, p. 131-137. In *Scopus*. < <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-33745182881&partnerID=40&md5=0e96180576fbd19c54381ac7a8da7b67> >.
- Sanyal, Subir K, et Steven J Butler. 2005b. « An analysis of power generation prospects from enhanced geothermal systems ». *Geothermal Resources Council Transactions*, vol. 29, p. 131-8.
- Satter, Abdus, et Ghulam M. Iqbal. 2016. « 3 - Reservoir rock properties ». In *Reservoir Engineering*, sous la dir. de Satter, Abdus, et Ghulam M. Iqbal. p. 29-79. Boston: Gulf Professional Publishing. < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128002193000036> >.
- Sausse, Judith, Chrystel Dezayes, Louis Dorbath, Albert Genter et Joachim Place. 2010. « 3D model of fracture zones at Soultz-sous-Forêts based on geological data, image logs, induced microseismicity and vertical seismic profiles ». *Comptes Rendus Geoscience*, vol. 342, n° 7, p. 531-545.
- Schill, E., A. Genter, N. Cuenot et T. Kohl. 2017. « Hydraulic performance history at the Soultz EGS reservoirs from stimulation and long-term circulation tests ». *Geothermics*, vol. 70, p. 110-124.
- Schuster, A., S. Karellas et R. Aumann. 2010. « Efficiency optimization potential in supercritical Organic Rankine Cycles ». *Energy*, vol. 35, n° 2, p. 1033-9.

- Shaik, Abdul Ravoof, Sheik S. Rahman, Nam H. Tran et Thanh Tran. 2011. « Numerical simulation of Fluid-Rock coupling heat transfer in naturally fractured geothermal system ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 31, n° 10, p. 1600-1606.
- Sharma, Hari Bhakta, Ajit K. Sarmah et Brajesh Dubey. 2020. « Hydrothermal carbonization of renewable waste biomass for solid biofuel production: A discussion on process mechanism, the influence of process parameters, environmental performance and fuel properties of hydrochar ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 123, p. 109761.
- Shi, Yu, Xianzhi Song, Jiacheng Li, Gaosheng Wang, Feixue YuLong et Lidong Geng. 2019a. « Analysis for effects of complex fracture network geometries on heat extraction efficiency of a multilateral-well enhanced geothermal system ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 159, p. 113828.
- Shi, Yu, Xianzhi Song, Jiacheng Li, Gaosheng Wang, Rui Zheng et Feixue YuLong. 2019b. « Numerical investigation on heat extraction performance of a multilateral-well enhanced geothermal system with a discrete fracture network ». *Fuel*, vol. 244, p. 207-226.
- Shi, Yu, Xianzhi Song, Zhonghou Shen, Gaosheng Wang, Xiaojiang Li, Rui Zheng, Lidong Geng, Jiacheng Li et Shikun Zhang. 2018. « Numerical investigation on heat extraction performance of a CO₂ enhanced geothermal system with multilateral wells ». *Energy*, vol. 163, p. 38-51.
- Shi, Yu, Xianzhi Song, Gaosheng Wang, Jiacheng Li, Lidong Geng et Xiaojiang Li. 2019c. « Numerical study on heat extraction performance of a multilateral-well enhanced geothermal system considering complex hydraulic and natural fractures ». *Renewable Energy*, vol. 141, p. 950-963.
- Shi, Yu, Xianzhi Song, Gaosheng Wang, John McLennan, Bryan Forbes, Xiaojiang Li et Jiacheng Li. 2019d. « Study on wellbore fluid flow and heat transfer of a multilateral-well CO₂ enhanced geothermal system ». *Applied Energy*, vol. 249, p. 14-27.
- Shinta, A. A., et Hossein Kazemi. 1993. « Tracer transport in characterization of dual-porosity reservoirs ». In *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Part 3 (of 5), October 3, 1993 - October 6, 1993*. (Houston, TX, USA) Vol. Sigma, p. 285-299. Coll. « Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition »: Publ by Society of Petroleum Engineers (SPE).
- Shokati, N., F. Ranjbar et M. Yari. 2015. « Exergoeconomic analysis and optimization of basic, dual-pressure and dual-fluid ORCs and Kalina geothermal power plants: a comparative study ». *Renewable Energy*, vol. 83, p. 527-42.

- Slatlem Vik, Hedda, Saeed Salimzadeh et Hamidreza M. Nick. 2018. « Heat recovery from multiple-fracture enhanced geothermal systems: The effect of thermoelastic fracture interactions ». *Renewable Energy*, vol. 121, p. 606-622.
- Song, Xianzhi, Yu Shi, Gensheng Li, Ruiyue Yang, Gaosheng Wang, Rui Zheng, Jiacheng Li et Zehao Lyu. 2018. « Numerical simulation of heat extraction performance in enhanced geothermal system with multilateral wells ». *Applied Energy*, vol. 218, p. 325-337.
- Sowizdzal, Anna. 2018. « Geothermal energy resources in Poland – Overview of the current state of knowledge ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, p. 4020-4027.
- Stefansson, Valgarður. 1997. « Geothermal reinjection experience ». *Geothermics*, vol. 26, n° 1, p. 99-139.
- Sun, Zhi-Xue, Xu Zhang, Yi Xu, Jun Yao, Hao-Xuan Wang, Shuhuan Lv, Zhi-Lei Sun, Yong Huang, Ming-Yu Cai et Xiaoxue Huang. 2017. « Numerical simulation of the heat extraction in EGS with thermal-hydraulic-mechanical coupling method based on discrete fractures model ». *Energy*, vol. 120, p. 20-33.
- Sun, Zhixue, Chuanyin Jiang, Xiaoguang Wang, Qinghua Lei et Herve Jourde. 2020. « Joint influence of in-situ stress and fracture network geometry on heat transfer in fractured geothermal reservoirs ». *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 149, p. 119216.
- Suresh Kumar, G. 2014. « Mathematical modeling of groundwater flow and solute transport in saturated fractured rock using a dual-porosity approach ». *Journal of Hydrologic Engineering*, vol. 19, n° 12.
- Sureshjani, Mohammadhossein Heidari, Shahab Gerami et Mohammad Ali Emadi. 2012. « Explicit Rate-Time Solutions for Modeling Matrix-Fracture Flow of Single Phase Gas in Dual-Porosity Media ». *Transport in Porous Media*, vol. 93, n° 1, p. 147-169.
- Tenzer, Helmut. 2001. « Development of hot dry rock technology ». *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin*, vol. 22, n° 4.
- Tester, Jefferson W., Brian J. Anderson, Batchelor Anthony S., Blackwell David D., DiPippo Ronald, Drake Elisabeth M., Garnish John, Livesay Bill, Moore Michal C., Nichols Kenneth, Petty Susan, Toksöz M. Nafi, Veatch Ralph W., Baria Roy, Augustine Chad, Murphy Enda, Negraru Petru et Richards Maria. 2006. *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, 372 p.

- Thorsteinsson, Hildigunnur, C Augustine, BJ Anderson, MC Moore et JW Tester. 2008. « The impacts of drilling and reservoir technology advances on EGS exploitation ». In *Proceedings, Thirty-Third Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Institute for Sustainable Energy, Environment, and Economy (ISEEE)*. p. 1-14.
- Tiab, Djebbar, et Erle C. Donaldson. 2016. « Chapter 3 - Porosity and Permeability ». In *Petrophysics (Fourth Edition)*, sous la dir. de Tiab, Djebbar, et Erle C. Donaldson. p. 67-186. Boston: Gulf Professional Publishing. < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128031889000036> >.
- Tomac, Ingrid, et Martin Sauter. 2018. « A review on challenges in the assessment of geomechanical rock performance for deep geothermal reservoir development ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, p. 3972-3980.
- Tomasini-Montenegro, C., E. Santoyo-Castelazo, H. Gujba, R. J. Romero et E. Santoyo. 2017. « Life cycle assessment of geothermal power generation technologies: An updated review ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 114, p. 1119-1136.
- Trim, Sean J., Samuel L. Butler et Raymond J. Spiteri. 2021. « Benchmarking multiphysics software for mantle convection ». *Computers & Geosciences*, vol. 154, p. 104797.
- Tumen Ozdil, N. Filiz, M. Ridvan Segmen et Atakan Tanteekin. 2015. « Thermodynamic analysis of an Organic Rankine Cycle (ORC) based on industrial data ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 91, p. 43-52.
- Wallach, R., et J. Y. Parlange. 1998. « Modeling transport in a single crack by the dual-porosity concept with a boundary layer at the interface ». *Journal of Contaminant Hydrology*, vol. 34, n° 1-2, p. 121-138.
- Wang, Changlong, Zhijia Huang, Yuehong Lu, Gang Tang et Huan Li. 2019a. « Influences of Reservoir Heterogeneity and Anisotropy on CO₂ Sequestration and Heat Extraction for CO₂-Based Enhanced Geothermal System ». *Journal of Thermal Science*, vol. 28, n° 2, p. 319-325.
- Wang, Gaosheng, Xianzhi Song, Yu Shi, Rui Zheng, Jiacheng Li et Zhen Li. 2020. « Production performance of a novel open loop geothermal system in a horizontal well ». *Energy Conversion and Management*, vol. 206, p. 112478.
- Wang, Hui-tao, et Hua Wang. 2009. « Selection of working fluids for low-temperature solar thermal power generation organic Rankine cycles ». *Journal of Power Engineering*, vol. 29, n° 3, p. 287-91.
- Wang, Xin-yue, Yue-feng Yu, Da Hu, Liang-le Chen, Cheng-hao Min et Zheng-wen Dong. 2013. « Analysis of Geothermal Power Generation by Total Flow System with Binary Cycle ». *Journal of Shanghai Jiaotong University*, vol. 47, n° 4, p. 560-4.

- Wang, Yang, Tuo Li, Yun Chen et Guowei Ma. 2019b. « Numerical analysis of heat mining and geological carbon sequestration in supercritical CO₂ circulating enhanced geothermal systems inlaid with complex discrete fracture networks ». *Energy*, vol. 173, p. 92-108.
- Wang, Yang, Tuo Li, Yun Chen et Guowei Ma. 2019c. « A three-dimensional thermo-hydro-mechanical coupled model for enhanced geothermal systems (EGS) embedded with discrete fracture networks ». *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, vol. 356, p. 465-489.
- Watanabe, Norihiro, Wenqing Wang, Christopher I. McDermott, Takeo Taniguchi et Olaf Kolditz. 2010. « Uncertainty analysis of thermo-hydro-mechanical coupled processes in heterogeneous porous media ». *Computational Mechanics*, vol. 45, n° 4, p. 263-280.
- Wewer, Manuel, Juan Pablo Aguilar-López, Matthijs Kok et Thom Bogaard. 2021. « A transient backward erosion piping model based on laminar flow transport equations ». *Computers and Geotechnics*, vol. 132, p. 103992.
- Willems, Cees J. L., Hamidreza M. Nick, Gert Jan Weltje et David F. Bruhn. 2017. « An evaluation of interferences in heat production from low enthalpy geothermal doublets systems ». *Energy*, vol. 135, p. 500-512.
- Williams, Colin F, Marshall J Reed et Arlene F Anderson. 2011. « Updating the classification of geothermal resources ». In *Proceedings, Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.
- Willis-Richards, J., et T. Wallroth. 1995. « Approaches to the modelling of HDR reservoirs: A review ». *Geothermics*, vol. 24, n° 3, p. 307-332.
- Xia, Liangyu, et Yabo Zhang. 2019. « An overview of world geothermal power generation and a case study on China—The resource and market perspective ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, p. 411-423.
- Xia, Yidong, Mitchell Plummer, Earl Mattson, Robert Podgorney et Ahmad Ghassemi. 2017. « Design, modeling, and evaluation of a doublet heat extraction model in enhanced geothermal systems ». *Renewable Energy*, vol. 105, p. 232-247.
- Xing, Huilin, Yan Liu, Jinfang Gao et Shaojie Chen. 2015. « Recent development in numerical simulation of enhanced geothermal reservoirs ». *Journal of Earth Science*, vol. 26, n° 1, p. 28-36.
- Xing, Wang, Liu Xiaomin et Zhang Chuhua. 2014. « Parametric optimization and range analysis of Organic Rankine Cycle for binary-cycle geothermal plant ». *Energy Conversion and Management*, vol. 80, p. 256-65.

- Xu, Tianfu, Nicolas Spycher, Eric Sonnenthal, Guoxiang Zhang, Liange Zheng et Karsten Pruess. 2011. « TOUGHREACT Version 2.0: A simulator for subsurface reactive transport under non-isothermal multiphase flow conditions ». *Computers & Geosciences*, vol. 37, n° 6, p. 763-774.
- Xu, Tianfu, Yilong Yuan, Xiaofeng Jia, Yude Lei, Shengtao Li, Bo Feng, Zhaoyun Hou et Zhenjiao Jiang. 2018. « Prospects of power generation from an enhanced geothermal system by water circulation through two horizontal wells: A case study in the Gonghe Basin, Qinghai Province, China ». *Energy*, vol. 148, p. 196-207.
- Xu, Weicong, Li Zhao, Samuel S. Mao et Shuai Deng. 2020. « Towards novel low temperature thermodynamic cycle: A critical review originated from organic Rankine cycle ». *Applied Energy*, vol. 270, p. 115186.
- Yamamoto, T., T. Furuhashi, N. Arai et K. Mori. 2001. « Design and testing of the organic Rankine cycle ». *Energy*, vol. 26, n° 3, p. 239-51.
- Yang, Shaw-Yang, et Hund-Der Yeh. 2009. « Modeling heat extraction from hot dry rock in a multi-well system ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 29, n° 8-9, p. 1676-1681.
- Yao, Chi, Yulong Shao et Jianhua Yang. 2018. « Numerical Investigation on the Influence of Areal Flow on EGS Thermal Exploitation Based on the 3-D T-H Single Fracture Model ». *Energies*, vol. 11, n° 11, p. 3026.
- Yao, Jun, Xu Zhang, Zhixue Sun, Zhaoqin Huang, Junrong Liu, Yang Li, Ying Xin, Xia Yan et Wenzheng Liu. 2018. « Numerical simulation of the heat extraction in 3D-EGS with thermal-hydraulic-mechanical coupling method based on discrete fractures model ». *Geothermics*, vol. 74, p. 19-34.
- Yari, M. 2010a. « Exergetic analysis of various types of geothermal power plants ». *Renewable Energy*, vol. 35, n° 1, p. 112-21.
- Yari, Mortaza. 2010b. « Exergetic analysis of various types of geothermal power plants ». *Renewable Energy*, vol. 35, n° 1, p. 112-121.
- Yekoladio, P. J., T. Bello-Ochende et J. P. Meyer. 2015. « Thermodynamic analysis and performance optimization of organic rankine cycles for the conversion of low-to-moderate grade geothermal heat ». *International Journal of Energy Research*, vol. 39, n° 9, p. 1256-1271.
- Zambrano, Miller, Alan D. Pitts, Ali Salama, Tiziano Volatili, Maurizio Giorgioni et Emanuele Tondi. 2019. « Analysis of Fracture Roughness Control on Permeability Using SfM and Fluid Flow Simulations: Implications for Carbonate Reservoir Characterization ». *Geofluids*, vol. 2019, p. 19.

- Zarrouk, Sadiq J., et Katie McLean. 2019. « Chapter 2 - Geothermal systems ». In *Geothermal Well Test Analysis*, sous la dir. de Zarrouk, Sadiq J., et Katie McLean. p. 13-38. Academic Press. <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128149461000025> >.
- Zarrouk, Sadiq J., et Hyungsul Moon. 2014. « Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review ». *Geothermics*, vol. 51, p. 142-153.
- Zeng, Yu-Chao, Zheng Su et Neng-You Wu. 2013. « Numerical simulation of heat production potential from hot dry rock by water circulating through two horizontal wells at Desert Peak geothermal field ». *Energy*, vol. 56, p. 92-107.
- Zeng, Yu-Chao, Neng-You Wu, Zheng Su, Xiao-Xing Wang et Jian Hu. 2013. « 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*, vol. 63, p. 268-282.
- Zeng, Yu-Chao, Jie-Min Zhan, Neng-You Wu, Ying-Ying Luo et Wen-Hao Cai. 2016a. « Numerical investigation of electricity generation potential from fractured granite reservoir through a single vertical well at Yangbajing geothermal field ». *Energy*, vol. 114, p. 24-39.
- Zeng, Yu-chao, Jie-min Zhan, Neng-you Wu, Ying-ying Luo et Wen-hao Cai. 2016b. « Numerical simulation of electricity generation potential from fractured granite reservoir through vertical wells at Yangbajing geothermal field ». *Energy*, vol. 103, p. 290-304.
- Zeng, Yuchao. 2019. « Numerical Investigation of Influence of Reservoir Heterogeneity on Electricity Generation Performance of Enhanced Geothermal System ». *Processes*, vol. 7, n° 4, p. 202-202.
- Zeng, Yuchao, Liansheng Tang, Nengyou Wu et Yifei Cao. 2017. « Analysis of influencing factors of production performance of enhanced geothermal system: A case study at Yangbajing geothermal field ». *Energy*, vol. 127, p. 218-235.
- Zeng, Yuchao, Liansheng Tang, Nengyou Wu et Yifei Cao. 2018. « Numerical simulation of electricity generation potential from fractured granite reservoir using the MINC method at the Yangbajing geothermal field ». *Geothermics*, vol. 75, p. 122-136.
- Zeng, Yuchao, Liansheng Tang, Nengyou Wu, Jing Song et Zhanlun Zhao. 2019. « Numerical Investigation of Influence of Reservoir Heterogeneity on Electricity Generation Performance of Enhanced Geothermal System ». *Processes*, vol. 7, n° 4, p. 202.

- Zeng, Yuchao, Jiemin Zhan, Nengyou Wu, Yingying Luo et Wenhao Cai. 2016c. « Numerical investigation of electricity generation potential from fractured granite reservoir by water circulating through three horizontal wells at Yangbajing geothermal field ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 104, p. 1-15.
- Zhang, Chao, Guangzheng Jiang, Xiaofeng Jia, Shengtao Li, Shengsheng Zhang, Di Hu, Shengbiao Hu et Yibo Wang. 2019a. « Parametric study of the production performance of an enhanced geothermal system: A case study at the Qiabuqia geothermal area, northeast Tibetan plateau ». *Renewable Energy*, vol. 132, p. 959-978.
- Zhang, Fu-Zhen, et Pei-Xue Jiang. 2012. « Thermodynamic analysis of a binary power cycle for different EGS geofluid temperatures ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 48, n° 0, p. 476-485.
- Zhang, Fu-Zhen, Rui-Na Xu et Pei-Xue Jiang. 2016. « Thermodynamic analysis of enhanced geothermal systems using impure CO₂ as the geofluid ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 99, p. 1277-1285.
- Zhang, Hongyuan, Zhongwei Huang, Shikun Zhang, Zheqi Yang et John D. McLennan. 2020a. « Improving heat extraction performance of an enhanced geothermal system utilizing cryogenic fracturing ». *Geothermics*, vol. 85, p. 101816.
- Zhang, Jie, et Jingxuan Xie. 2020. « Effect of reservoir's permeability and porosity on the performance of cellular development model for enhanced geothermal system ». *Renewable Energy*, vol. 148, p. 824-838.
- Zhang, Jie, Jingxuan Xie et Xueling Liu. 2019. « Numerical evaluation of heat extraction for EGS with tree-shaped wells ». *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 134, p. 296-310.
- Zhang, Jiyuan, Qihong Feng, Xianmin Zhang, Jia Bai, C. Özgen Karacan, Ya Wang et Derek Elsworth. 2020b. « A two-stage step-wise framework for fast optimization of well placement in coalbed methane reservoirs ». *International Journal of Coal Geology*, vol. 225, p. 103479.
- Zhang, Wei, Zhanqing Qu, Tiankui Guo et Zhiyuan Wang. 2019b. « Study of the enhanced geothermal system (EGS) heat mining from variably fractured hot dry rock under thermal stress ». *Renewable Energy*.
- Zhang, Wei, Zhanqing Qu, Tiankui Guo et Zhiyuan Wang. 2019c. « Study of the enhanced geothermal system (EGS) heat mining from variably fractured hot dry rock under thermal stress ». *Renewable Energy*, vol. 143, p. 855-871.

- Zhang, Xinxin, Congtian Zhang, Maogang He et Jingfu Wang. 2019d. « Selection and Evaluation of Dry and Isentropic Organic Working Fluids Used in Organic Rankine Cycle Based on the Turning Point on Their Saturated Vapor Curves ». *Journal of Thermal Science*, vol. 28, n° 4, p. 643-658.
- Zhang, Yan-Jun, Zheng-Wei Li, Liang-Liang Guo, Ping Gao, Xian-Peng Jin et Tian-Fu Xu. 2014. « Electricity generation from enhanced geothermal systems by oilfield produced water circulating through reservoir stimulated by staged fracturing technology for horizontal wells: A case study in Xujiaweizi area in Daqing Oilfield, China ». *Energy*, vol. 78, p. 788-805.
- ZhongHe, Han, et Yu YiDa. 2012. « Selection of Working Fluids for Low-temperature Power Generation Organic Rankine Cycles System ». *Advanced Materials Research*, vol. 557-559, n° 2, p. 1509-13.
- Zhou, Ling, Yanjun Zhang, Zhongjun Hu, Ziwang Yu, Yinfei Luo, Yude Lei, Honglei Lei, Zhihong Lei et Yueqiang Ma. 2019. « Analysis of influencing factors of the production performance of an enhanced geothermal system (EGS) with numerical simulation and artificial neural network (ANN) ». *Energy and Buildings*, vol. 200, p. 31-46.
- Zhou, Yuhong, Shanshan Li, Lei Sun, Shupeng Zhao et Seyed Saman Ashraf Talesh. 2020. « Optimization and thermodynamic performance analysis of a power generation system based on geothermal flash and dual-pressure evaporation organic Rankine cycles using zeotropic mixtures ». *Energy*, vol. 194, p. 116785.
- Zhu, Jialing, Kaiyong Hu, Xinli Lu, Xiaoxue Huang, Ketao Liu et Xiujie Wu. 2015. « A review of geothermal energy resources, development, and applications in China: Current status and prospects ». *Energy*, vol. 93, p. 466-483.
- Zinsalo, Joël M, et Louis Lamarche. 2019. « Scénario d'injection et de récupération pour améliorer la performance d'un système géothermique avec fractures multiples ». In *XIVème Colloque International Franco-Québécois en Énergie : Énergies durables (CIFQ 2019)*. (Baie St-Paul, QC, Canada 16-20 juin 2019), p. 6.
- Zinsalo, Joel M., Louis Lamarche et Jasmin Raymond. 2020a. « Injection strategies in an enhanced geothermal system based on discrete fractures model ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 169.
- Zinsalo, Joel M., Louis Lamarche et Jasmin Raymond. 2021. « Sustainable electricity generation from an Enhanced Geothermal System considering reservoir heterogeneity and water losses with a discrete fractures model ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 192.

Zinsalo, Joël M., Louis Lamarche et Jasmin Raymond. 2020b. « Injection strategies in an enhanced geothermal system based on discrete fractures model ». *Applied Thermal Engineering*, vol. 169, p. 114812.

