



Journal of Mining and Earth Sciences

Website: <http://jmes.humg.edu.vn>



Analysis of the stress state around wellbores in saturated porothermoelastic rock



Hung Nam Tran ¹, Truong Hung Trieu ^{2,*}, Nga Thu Thi Nguyen ¹

¹ Le Quy Don Technical University, Hanoi, Vietnam

² Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

ARTICLE INFO

Article history:

Received 26th Dec. 2022

Revised 02nd Mar. 2023

Accepted 17th Mar. 2023

Keywords:

Cooling,
Fully thermo-hydro-mechanical
model,
Heating,
Stress state,
Wellbore.

ABSTRACT

In the oil and gas exploitation or geo-thermal energy exploitation industries, wellbores can be drilled at great depths where the formation would be hot and saturated. In such case, a large temperature difference between the rock mass and drilling fluid can occur and cannot be ignored. During drilling the wellbores, thermic, hydraulic and mechanical phenomena appear simultaneously and interact with each other within the rock. This study presents the analysis of stress state around the wellbore located in saturated hot rock based on the fully thermo-hydro-mechanical behavior model of the rock mass by the finite element method. Two scenarios involving thermal conditions at the well wall are taken into account, i.e. the drilling fluid temperature is lower or higher than the formation temperature so-called the cases of "cooling" and "heating", respectively. In this study, the influence of some thermic, hydraulic and initial stress field parameters of the rock mass on the stress state around the wellbore was also clarified. The obtained results showed that, in the cooling case, the well wall may be destabilized by fracture failure while in the heating case this would be collapse failure. The maximum points of tangential and axial stresses appear at the same locations for the two scenarios. In addition, the thermal expansion coefficient, the initial shear stress in the rock mass greatly affect the stress state around the wellbore whilst the permeability of the formation does not influence on the stresses on the well wall but only on the stresses inside the surrounding formation.

Copyright © 2023 Hanoi University of Mining and Geology. All rights reserved.

*Corresponding author

E - mail: trieuhungtruong@humg.edu.vn

DOI: 10.46326/JMES.2023.64(2).10



Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn>

Phân tích trạng thái ứng suất xung quanh giếng khoan trong môi trường đá nóng - đàn hồi - bão hòa

Trần Nam Hưng¹, Triệu Hùng Trường^{2,*}, Nguyễn Thị Thu Nga¹

¹ Đại học kỹ thuật Lê Quý Đôn, Hà Nội, Việt Nam

² Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:

Nhận bài 26/12/2022

Sửa xong 02/3/2023

Chấp nhận đăng 17/3/2023

Từ khóa:

Giếng khoan,

Làm mát,

Làm nóng,

Mô hình ứng xử kết hợp nhiệt-

thủy-cơ học,

Trạng thái ứng suất.

TÓM TẮT

Trong các ngành công nghiệp khai thác dầu khí hoặc năng lượng địa nhiệt, các giếng khoan có thể được thi công ở độ sâu lớn nơi mà tầng đá có nhiệt độ cao và có thể ở trạng thái bão hòa. Trong trường hợp đó, có thể có sự khác biệt lớn về nhiệt độ giữa khối đá và dung dịch khoan và nó không thể được bỏ qua. Quá trình khoan giếng xung quanh giếng xảy ra các hiện tượng cơ học, thủy lực và nhiệt học một cách đồng thời và tương tác với nhau. Nghiên cứu này trình bày phân tích trạng thái ứng suất xung quanh giếng khoan nằm trong đá nóng-đàn hồi-bão hòa dựa trên mô hình ứng xử kết hợp nhiệt-thủy-cơ học của khối đá theo phương pháp phần tử hữu hạn. Hai kịch bản liên quan đến điều kiện nhiệt ở thành giếng được tính đến là nhiệt độ dung dịch khoan thấp hơn hoặc cao hơn nhiệt độ của khối đá tương ứng với các trường hợp "làm mát" và "làm nóng" giếng. Trong nghiên cứu này, ảnh hưởng của một số tham số về nhiệt học, thủy lực và trường ứng suất nguyên sinh của khối đá đến trạng thái ứng suất xung quanh giếng cũng được làm rõ. Các kết quả thu được chỉ ra rằng, đối với trường hợp "làm mát", vách giếng có thể bị mất ổn định theo dạng nứt gãy còn ở trường hợp "làm nóng", vách giếng có thể bị mất ổn định theo kiểu sụp đổ. Các điểm cực đại của ứng suất tiếp tuyến và dọc trục xuất hiện tại những vị trí giống nhau cho cả hai kịch bản trên. Thêm vào đó, hệ số giãn nở nhiệt, ứng suất cắt nguyên sinh trong khối đá ảnh hưởng rất lớn đến trạng thái ứng suất xung quanh giếng trong khi độ thấm của môi trường không ảnh hưởng đến ứng suất trên vách giếng mà chỉ ảnh hưởng đến ứng suất bên trong khối đá.

© 2023 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

1. Mở đầu

Giếng khoan được sử dụng nhiều trong các lĩnh vực như khoan thăm dò và khai thác dầu khí, khai thác địa nhiệt hay khai thác nước dưới đất,...

Sự cố mất ổn định giếng khoan trong các ngành nêu trên tiêu tốn hàng tỷ đô la trong việc khắc phục hậu quả trên toàn thế giới mỗi năm (Sayers và Dewhurst, 2008). Do đó, việc đánh giá độ ổn định của hệ thống giếng khoan trở thành vấn đề quan trọng trong suốt vòng đời của giếng, từ khi khoan và hoàn thành giếng đến khai thác, bảo dưỡng, phục hồi và nâng cấp.

*Tác giả liên hệ

E - mail: trieuhungtruong@humg.edu.vn

DOI: 10.46326/JMES.2023.64(2).10

Ở độ sâu lớn, các tầng địa chất bị chi phối bởi các hiện tượng địa nhiệt. Nhiệt độ của vật liệu địa sâu có thể lên tới vài trăm độ (Zhu và nnk., 2021). Bên cạnh đó, hệ thống các lỗ rỗng liên kết với nhau và các khe nứt trong đá thường ở trạng thái bão hòa chất lỏng một phần hoặc toàn bộ (Jaeger và nnk., 2007). Trong quá trình khoan giếng, về mặt cơ học, quá trình khoan sẽ gây ra sự phân bố lại trường ứng suất và áp suất lỗ rỗng xung quanh giếng. Trong quá trình này, dung dịch khoan cũng được bơm vào giếng để tăng tính ổn định của thành giếng (Aadnoy và Ong, 2003). Nếu nhiệt độ dung dịch khoan khác với nhiệt độ của vật liệu đá thì hiện tượng truyền nhiệt, co giãn nhiệt sẽ xảy ra làm thay đổi ứng suất và áp lực lỗ rỗng. Sự phân bố lại của áp lực lỗ rỗng sẽ ảnh hưởng đến ứng suất và quá trình truyền nhiệt trong chất lỏng. Ứng suất hiệu quả của đá thì ảnh hưởng đến áp lực lỗ rỗng. Vì vậy, trạng thái ứng suất xung quanh giếng lúc này là kết quả của các hiện tượng cơ học, nhiệt học, thủy lực gây ra một cách đồng thời và sự tương tác qua lại giữa chúng với nhau. Đánh giá ảnh hưởng của sự thay đổi nhiệt độ và ảnh hưởng của áp lực dung dịch khoan đến trạng thái ứng suất xung quanh vách giếng là cần thiết để có thể đánh giá độ bền vững của giếng trong môi trường đá nóng đàn hồi có lỗ rỗng bão hòa, cả trong thiết kế và thi công giếng.

Trong các tài liệu có sẵn, nhiều nghiên cứu về trạng thái ứng suất xung quanh giếng và sự ổn định của thành giếng đã được đề cập đến. Một số công trình tập trung vào phân tích trạng thái ứng suất xung quanh giếng chỉ xem xét đến các hiện tượng cơ học (Bradley, 1979; Aadnoy và Ong,

2003). Một số đóng góp khác dựa trên các mô hình ứng xử cơ học - thủy lực của vật liệu đá xốp bão hòa (Kanfar và nnk., 2015; Do và nnk., 2017; Tran và nnk., 2022). Khi tính đến nhiệt độ của khối đá, các công trình của Ghassemi và Diek (2002), Abousleiman và Ekbote (2005), Kanfar và nnk. (2016) dựa trên các mô hình ứng xử kết hợp nhiệt - thủy - cơ học của đá đàn hồi bất đẳng hướng có lỗ rỗng.

Trong bài báo này, dựa trên phương pháp phần tử hữu hạn, nhóm nghiên cứu trình bày về trạng thái ứng suất xung quanh giếng khoan đặt trong môi trường đá nóng, đàn hồi đồng nhất, đẳng hướng và ở trạng thái bão hòa. Hai trường hợp là nhiệt độ dung dịch khoan thấp hơn và cao hơn nhiệt độ của khối đá tương ứng với sự "làm mát" và "làm nóng" giếng được xem xét. Hơn nữa, ảnh hưởng của một vài thông số khác nhau như: hệ số giãn nở nhiệt, độ thấm của đá, trường ứng suất nguyên sinh đến trạng thái ứng suất xung quanh thành giếng cũng được làm rõ.

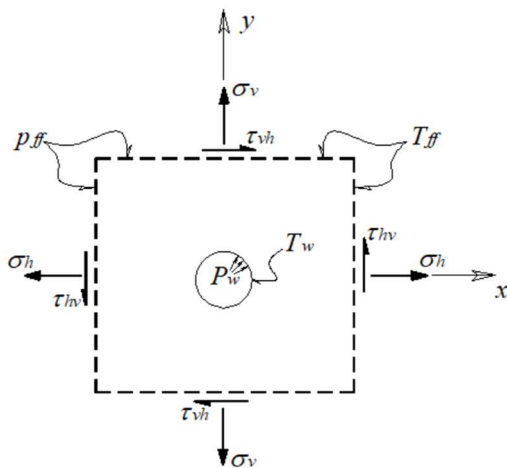
2. Mô tả bài toán và các phương trình cơ bản

2.1. Mô tả bài toán

Nghiên cứu một giếng khoan nằm ngang bán kính r_0 được khoan ở tầng đá sâu có lỗ rỗng bão hòa nước. Giả thiết rằng, vật liệu đá là đàn hồi tuyến tính, đồng nhất và đẳng hướng. Hệ trục tọa độ Đề-các vuông góc được gắn với giếng như mô tả trên Hình 1 với trục của giếng nằm trên trục z và mặt cắt ngang giếng nằm trong mặt phẳng $x-y$. Vì giếng được đặt ở độ sâu lớn, hơn nữa đường kính của giếng khoan thường nhỏ (cỡ vài chục cm), nên có thể coi giếng khoan nằm trong môi trường vô hạn. Giả thiết rằng, nhiệt độ và áp lực nước lỗ rỗng nguyên sinh của khối đá (tức là ở vô cùng) lần lượt bằng T_{ff} và p_{ff} , nhiệt độ dung dịch khoan tại vách giếng là T_w và áp lực dung dịch khoan lên vách giếng là P_w (Hình 1). Vì chiều dài của giếng lớn hơn nhiều so với đường kính giếng, bài toán có thể được nghiên cứu với điều kiện biên dạng phẳng trong mặt phẳng $x-y$.

2.2. Các phương trình cơ bản

Dựa trên một mô hình ứng xử nhiệt - thủy - cơ học kết hợp, tất cả các điểm trong khối đá xung quanh giếng phải thỏa mãn các phương trình cơ bản cho bài toán biến dạng phẳng trong mặt



Hình 1. Giếng khoan nằm ngang trong đá nóng đồng nhất, đẳng hướng và bão hòa.

phẳng $x-y$ của phương trình truyền nhiệt và phương trình truyền lưu chất như sau:

Sự truyền nhiệt trong khối đá tuân theo định luật Fourier. Định luật này thiết lập mối liên hệ giữa sự biến thiên nhiệt độ theo thời gian (τ) và không gian (các tọa độ x, y) với các tính chất nhiệt học của vật liệu. Trong khi đó, quá trình lưu chuyển chất lỏng tuân theo định luật Darcy. Định luật Darcy mô tả mối quan hệ giữa áp lực nước lỗ rỗng với các tính chất thủy lực của vật liệu địa kỹ thuật có lỗ rỗng. Đối với vật liệu đồng nhất, đẳng hướng ta có các phương trình vi phân truyền nhiệt và truyền lưu chất lần lượt như sau (Abousleiman và Ekbote, 2005; Roland và nnk., 2004):

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda^T \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda^T \frac{\partial T}{\partial y} \right) = \rho C_p \frac{\partial T}{\partial \tau} \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_w^H \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_w^H \frac{\partial p}{\partial y} \right) = \frac{\partial \chi}{\partial \tau} \quad (2)$$

Trong đó: λ^T [$\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$], λ_w^H [mD] - hệ số truyền nhiệt và hệ số truyền lưu chất; ρ [kg.m^{-3}] - khối lượng riêng của địa vật liệu; C_p [$\text{J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$] - nhiệt dung riêng của đá; χ [$\text{m}^3.\text{m}^{-3}$] - sự thay đổi của thể tích nước lỗ rỗng trong một đơn vị thể tích vật liệu.

Hệ số truyền nhiệt của địa vật liệu có lỗ rỗng bão hòa nước được xác định theo các hệ số truyền nhiệt của các pha của nó như sau:

$$\lambda^T = (1 - \phi)\lambda_s^T + \phi\lambda_w^T \quad (3)$$

Với λ_s^T , λ_w^T - hệ số truyền nhiệt của pha rắn và pha lỏng, ϕ [-] - độ rỗng của vật liệu.

Hệ số truyền lưu chất của đá có mối liên hệ với độ thấm nội tại của vật liệu có lỗ rỗng K^{int} theo biểu thức sau:

$$\lambda_w^H = \frac{K^{int}}{\mu_w} \quad (4)$$

Trong đó: μ_w [Pa.s] - độ nhớt của lưu chất.

Phương trình cân bằng viết trong mặt phẳng $x-y$:

$$\frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} = 0; \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_y}{\partial y} = 0 \quad (5)$$

Trong đó: σ_x , σ_y , τ_{xy} - lần lượt là các thành phần ứng suất pháp trong các phương x, y và ứng suất tiếp trong mặt phẳng $x-y$.

Phương trình tương thích biến dạng trong mặt phẳng $x-y$:

$$2 \frac{\partial^2 \epsilon_{xy}}{\partial x \partial y} = \frac{\partial^2 \epsilon_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \epsilon_y}{\partial x^2} \quad (6)$$

Trong đó: ϵ_x , ϵ_y , ϵ_{xy} - lần lượt là các thành phần biến dạng trong các phương x, y và trong mặt phẳng $x-y$.

Phương trình nhiệt-đàn hồi của vật liệu có lỗ rỗng bão hòa nước cho bài toán biến dạng phẳng:

$$\begin{pmatrix} \epsilon_x \\ \epsilon_y \\ \epsilon_{xy} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} s_{11} & s_{12} & 0 \\ s_{21} & s_{22} & 0 \\ 0 & 0 & s_{33} \end{pmatrix} \left[\begin{pmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \tau_{xy} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} b \\ b \\ 0 \end{pmatrix} p \right] + \begin{pmatrix} \alpha_s \\ \alpha_s \\ 0 \end{pmatrix} T \quad (7)$$

Với α_s - hệ số giãn nở nhiệt của pha rắn; b - hệ số Biot; T - sự thay đổi nhiệt độ bên trong khối đá; s_{ij} ($i, j=1 \div 3$) - các hệ số mềm của vật liệu mà các trị số của nó liên hệ với mô-đun Young E , mô-đun cắt G và hệ số Poisson ν của vật liệu đẳng hướng như sau (Abousleiman và Ekbote, 2005):

$$\begin{aligned} s_{11} = s_{22} &= \frac{1 - \nu^2}{E}; s_{12} = s_{21} \\ &= -\frac{\nu(1 + \nu)}{E}; s_{33} = \frac{1}{G} \end{aligned} \quad (8)$$

Mối liên hệ giữa biến dạng, nhiệt độ và áp lực nước lỗ rỗng (Abousleiman và Ekbote, 2005):

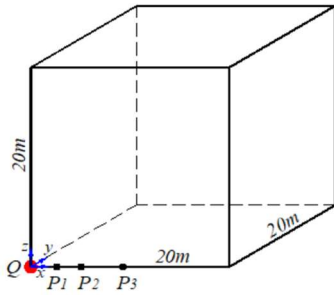
$$\begin{aligned} p &= M(\chi - b\epsilon_v + \beta T); \\ \beta &= 3b\alpha_s + (\alpha_f - 3\alpha_s)\phi \end{aligned} \quad (9)$$

Trong đó: M - mô-đun Biot, α_f - hệ giãn nở nhiệt của chất lỏng.

3. Kiểm chứng mô hình số

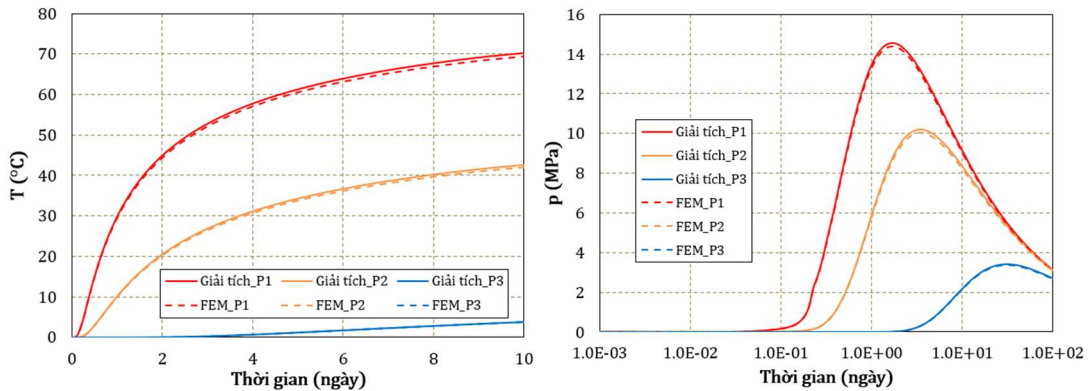
Trong nghiên cứu này, nhóm nghiên cứu sử dụng phương pháp số để giải quyết bài toán đặt ra. Với ứng xử đa vật lý nhiệt - thủy - cơ học của vật liệu thì việc sử dụng phương pháp phần tử hữu hạn là phù hợp. Các tính toán sẽ được thực hiện dựa trên mã nguồn mở Aster được phát triển bởi Tập đoàn Điện lực Pháp (Granel, 2014). Để kiểm chứng mô hình số, lời giải giải tích của Booker và Savidou (1985) được chọn làm lời giải đối chứng. Lời giải này dành cho ứng xử đa trường vật lý nhiệt - thủy - cơ học xung quanh một nguồn nhiệt trong môi trường có lỗ rỗng bão hòa. Người đọc có thể xem chi tiết mô tả bài toán và lời giải trong

Booker và Savidou (1985). Nguồn nhiệt ở đây được chọn là $Q = 1.000 \text{ W}$ nằm ở tâm một khối hình lập phương với kích thước đủ lớn để đại diện



Hình 2. Mô hình kiểm chứng lời giải số với lời giải giải tích của Booker và Savidou (1985).

cho một miền vô hạn (Hình 2). Vì sự đối xứng của mô hình, một phần tám mô hình được lựa chọn cho mô phỏng số. Điều kiện biên được áp đặt như sau. Mặt bên trái, mặt bên dưới và mặt trước được áp đặt điều kiện đối xứng, tức là dòng nhiệt, dòng thấm và chuyển vị bằng không. Mặt bên trên, mặt bên phải và mặt sau áp đặt điều kiện biên ở vô cùng, có nghĩa là nhiệt độ, áp lực lỗ rỗng bằng không trong khi chuyển vị tự do. So sánh kết quả của lời giải giải tích và lời giải số được thể hiện tại ba điểm P1(0,25; 0; 0), P2(0,5; 0; 0) và P3(1,5; 0; 0). Hình 3 cho thấy sự phù hợp rất tốt giữa lời giải số và lời giải giải tích do đó chứng minh sự chính xác của mô hình số được sử dụng trong nghiên cứu này.



Hình 3. So sánh kết quả về nhiệt độ và áp lực lỗ rỗng giữa lời giải số và lời giải giải tích (FEM).

Bảng 1. Giá trị các tham số được dùng trong ví dụ mô phỏng số.

Tham số tính toán	Thứ nguyên	Giá trị
Mô-đun Young, E	GPa	24,14
Hệ số Poisson, ν	-	0,3
Ứng suất nguyên sinh nhỏ nhất theo phương ngang, σ_h	MPa	-25
Ứng suất nguyên sinh lớn nhất theo phương ngang, σ_H	MPa	-34
Ứng suất nguyên sinh theo phương đứng, σ_v	MPa	-30
Nhiệt độ nguyên sinh của khối đá, T_{ff}	°C	100
Áp lực lỗ rỗng nguyên sinh của khối đá, p_{ff}	MPa	9,8
Hệ số giãn nở nhiệt của pha rắn, α_s	1/K	18×10^{-6}
Hệ số giãn nở nhiệt của pha lỏng, α_f	1/K	3×10^{-4}
Hệ số truyền nhiệt của pha rắn, λ_s^T	$W.m^{-1}.K^{-1}$	1,3
Hệ số truyền nhiệt của pha lỏng, λ_w^T	$W.m^{-1}.K^{-1}$	0,586
Nhiệt dung riêng của pha rắn, C_s	$J.kg^{-1}.K^{-1}$	768
Nhiệt dung riêng của pha lỏng, C_w	$J.kg^{-1}.K^{-1}$	4181
Nhiệt độ vách giếng (nhiệt độ dung dịch khoan), T_w	°C	50 (150)
Độ rỗng của khối đá, ϕ	-	0,10
Hệ số lưu chuyển chất lỏng, λ_w^H	mD	$7,66 \times 10^{-8}$
Độ nhớt của chất lỏng, μ_w	Pa.s	3×10^{-4}
Mô-đun nén của chất lỏng, K_f	GPa	2,30
Áp lực dung dịch khoan, P_w	MPa	12
Hệ số Biot	-	0,76

4. Ví dụ tính toán số

Ví dụ số trong nghiên cứu này là một giếng khoan nằm ngang ở độ sâu 4.000 m dưới bề mặt đất với bán kính $r_0 = 0,1$ m. Các tính chất của đá phiến sét (Ghassemi và Diek, 2002; Kanfar và nnk., 2016) được sử dụng với các tham số tính toán và nhiệt độ của dung dịch khoan, áp lực dung dịch khoan, trường ứng suất nguyên sinh được cho trong Bảng 1.

Mô hình hình học và các điều kiện biên của bài toán được minh họa như trên Hình 4a. Khoảng cách từ tim giếng khoan theo các phương thẳng đứng và nằm ngang đến biên bên ngoài của mô hình hình học bằng 100 lần bán kính. Với khoảng cách đủ xa này, biên của mô hình hình học được xem như là ở vô cùng và điều kiện biên không ảnh hưởng đến diễn biến của ứng suất, biến dạng, nhiệt độ và áp lực nước lỗ rỗng xung quanh giếng. Hình 4b thể hiện chi tiết vách giếng với các điều kiện biên.

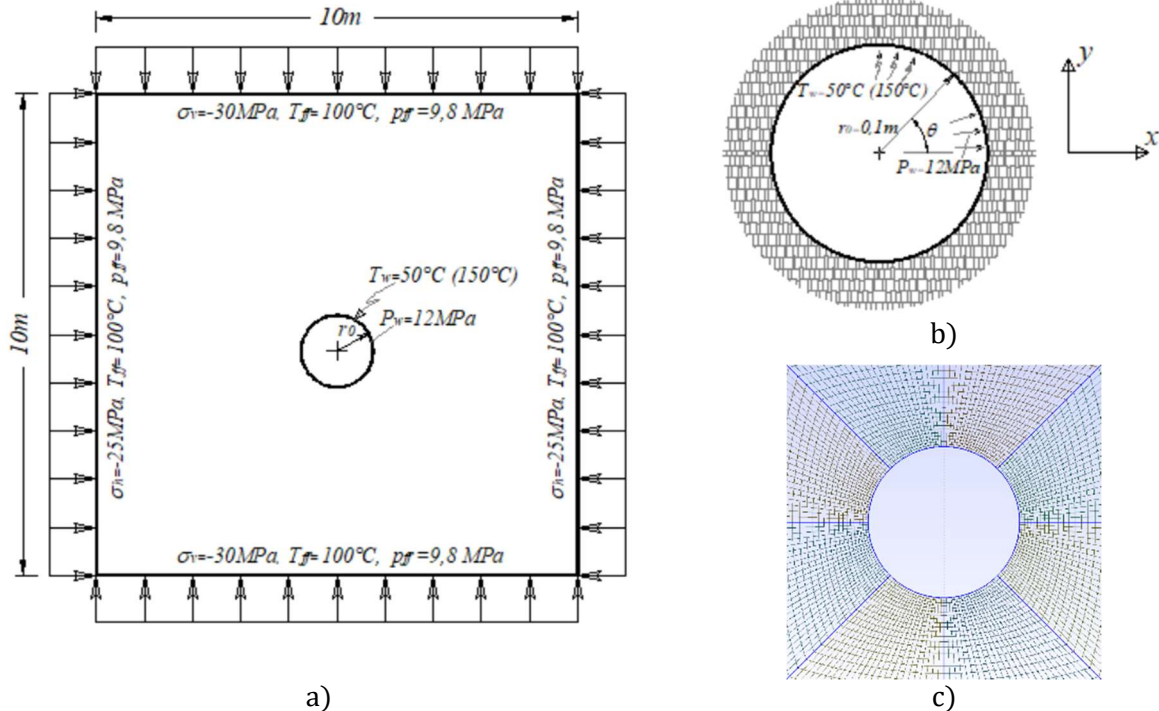
Trong mô phỏng số, các phần tử hữu hạn biến dạng phẳng bậc 2 với tám điểm nút được lựa chọn và cung vách giếng được rời rạc thành 200 phần tử để đảm bảo độ chính xác cho kết quả nhận được (Hình 4c).

Để đánh giá ảnh hưởng của nhiệt độ dung dịch khoan đến trạng thái ứng suất xung quanh giếng, hai kịch bản mô phỏng số được thực hiện. Trường hợp thứ nhất ứng với nhiệt độ dung dịch khoan (50°C) nhỏ hơn nhiệt độ nguyên sinh của khối đá (100°C), tương ứng với sự “làm mát” giếng. Trường hợp thứ hai xét đến nhiệt độ dung dịch khoan (150°C) lớn hơn nhiệt độ nguyên sinh của khối đá là kịch bản tương ứng với sự “làm nóng” giếng. Kịch bản này thường là hệ quả của việc dung dịch khoan đã có lịch sử đi qua khối đá có nhiệt độ nóng hơn nhiệt độ của khối đá đang nghiên cứu, tức là nó đã được nhận một lượng nhiệt lớn từ khối đá trước đó.

5. Các kết quả và thảo luận

5.1. Ảnh hưởng của sự làm mát giếng và làm nóng giếng đến phân bố ứng suất xung quanh giếng

Hình 5 cho thấy sự thay đổi nhiệt độ và áp lực lỗ rỗng của khối đá xung quanh giếng theo thời gian cho hai kịch bản. Có thể dễ dàng thấy rằng, đối với trường hợp thứ nhất, do nhiệt độ của dung dịch khoan nhỏ hơn nhiệt độ ban đầu của khối đá



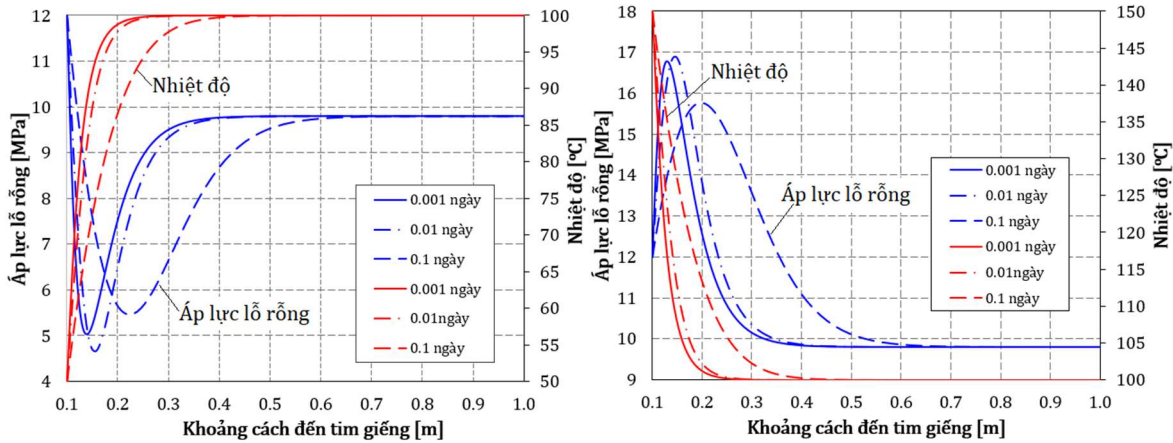
Hình 4. Mô hình hình học và điều kiện biên của bài toán (a), chi tiết vách giếng (b) và lưới phần tử hữu hạn xung quanh vách giếng (c).

nên nhiệt độ khối đá xung quanh giếng giảm dần theo thời gian. Trong trường hợp sau, khi nhiệt độ dung dịch khoan lớn hơn nhiệt độ ban đầu của khối đá thì nhiệt độ của khối đá xung quanh giếng tăng dần theo thời gian. Đối với áp lực lỗ rỗng, sẽ giảm mạnh ở vùng lân cận của vách giếng và ở khoảng thời gian đầu khi khối đá tiếp xúc với dung dịch khoan trong kịch bản đầu tiên. Hiện tượng này là do pha lỏng có hệ số giãn nở/co ngót do nhiệt lớn hơn so với pha rắn của khối đá. Ở kịch bản thứ hai, trái ngược với trường hợp trước, áp lực nước lỗ rỗng lân cận vách giếng tăng lên rất lớn, vượt cả áp lực lỗ rỗng ban đầu của khối đá cũng như áp lực của dung dịch khoan. Điều này là do sự tác động của áp lực dung dịch khoan và đặc biệt là do nhiệt độ vách giếng được tăng cao. Do pha lỏng có hệ số giãn nở nhiệt lớn hơn pha rắn

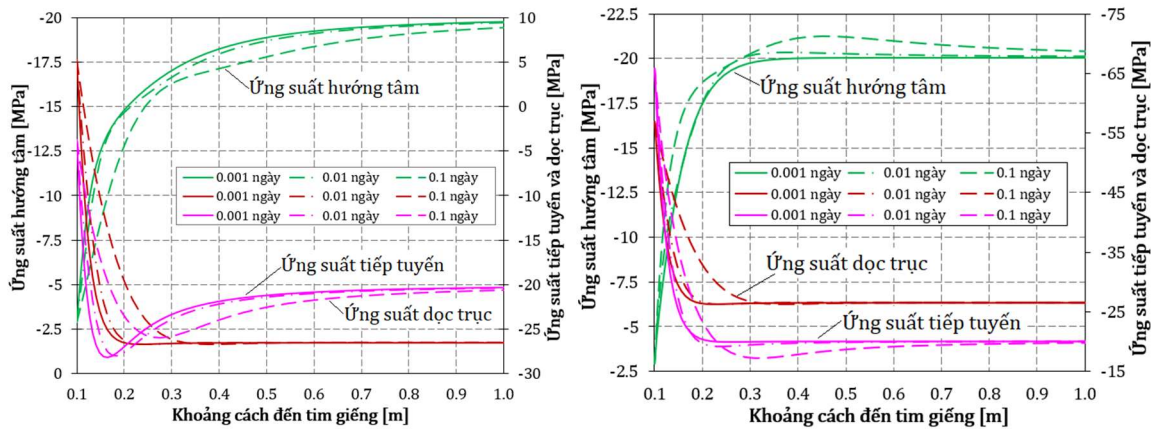
của khối đá, nó đã làm tăng áp lực lỗ rỗng. Hơn nữa, vì môi trường có độ thấm nhỏ nên áp suất lỗ rỗng không tiêu tán kịp thời dưới tác động của nhiệt độ cao. Như vậy, xung quang vách giếng tồn tại một trường áp lực lỗ rỗng dư.

Sự khác biệt có tính chất trái ngược nhau về quy luật thay đổi nhiệt độ và áp lực lỗ rỗng xung quanh giếng của hai trường hợp, được dự báo, sẽ dẫn đến sự khác biệt lớn về trường ứng suất hiệu quả trong khối đá giữa hai kịch bản.

Hình 6 biểu thị các ứng suất hiệu quả hướng tâm, tiếp tuyến và dọc trục theo thời gian trên cạnh nghiêng một góc 45° so với phương ngang và đi qua tim giếng. Có thể thấy, rằng ứng suất nén hiệu quả hướng tâm ngay lân cận vách giếng không thay đổi nhiều qua hai trường hợp trong khi các ứng suất hiệu quả tiếp tuyến và dọc trục



Hình 5. Diễn biến của nhiệt độ và áp lực lỗ rỗng theo thời gian: trường hợp làm mát giếng (a) và trường hợp làm nóng giếng (b).



Hình 6. Các ứng suất hiệu quả hướng tâm, tiếp tuyến và dọc trục theo thời gian trên cạnh đi qua tim giếng và nghiêng với phương ngang một góc 45°: trường hợp làm mát giếng (a) và trường hợp làm nóng giếng (b).

thay đổi rất nhiều từ trường hợp làm mát giếng qua trường hợp làm nóng giếng. Đối với trường hợp làm mát giếng (Hình 6a), một vùng ứng suất kéo dọc trục xuất hiện trong vùng lân cận của vách giếng (~5 MPa). Đây có thể là khởi đầu của các vết nứt do ứng suất kéo và đe dọa đến ổn định vách giếng nếu vật liệu đá có sức chịu kéo kém. Khác với trường hợp làm mát giếng, trong trường hợp làm nóng giếng, ứng suất nén hiệu quả tiếp tuyến và dọc trục có giá trị rất lớn ở lân cận vách giếng. Chẳng hạn ứng suất nén dọc trục đạt đến giá trị xấp xỉ 57 MPa trong khi ứng suất nén tiếp tuyến xấp xỉ 65 MPa (Hình 6b). Điều này cho thấy khu vực lân cận vách giếng có thể bị mất ổn định nếu các giá trị ứng suất nén này vượt quá khả năng chịu nén của đá. Như vậy, sự mất ổn định vách giếng có thể xảy ra theo các kịch bản khác nhau tùy theo trường hợp giếng được làm mát hay làm nóng.

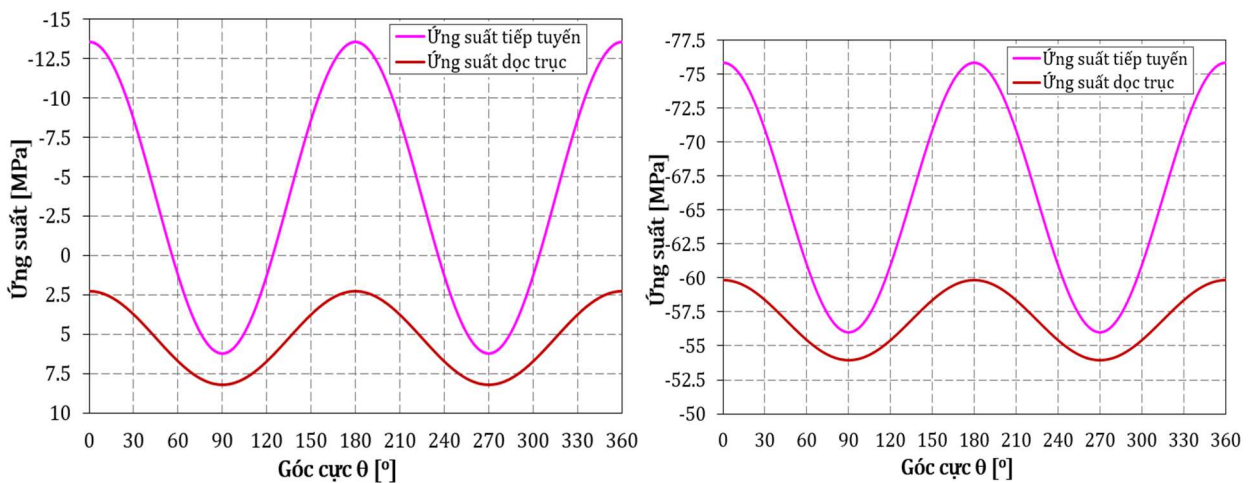
Để minh họa rõ hơn sự phân bố của trường ứng suất trên vách giếng, Hình 7 trình bày các ứng suất hiệu quả tiếp tuyến và dọc trục dọc theo vòng tròn vách giếng cho hai trường hợp làm mát và làm nóng giếng. Có thể thấy rằng, đối với trường hợp làm mát giếng, ứng suất kéo tiếp tuyến xuất hiện tại lân cận các điểm tương ứng với các góc cực $\theta=90^\circ, \theta=270^\circ$ (trong phạm vi $\Delta\theta=60^\circ$) và ứng suất nén tiếp tuyến lớn nhất xuất hiện tại lân cận các điểm tương ứng với các góc cực $\theta=0^\circ, \theta=180^\circ$. Trong khi đó, ứng suất kéo dọc trục xuất hiện trên toàn bộ chu tuyến vách giếng và giá trị lớn nhất

của chúng đạt được tại các điểm có các góc cực $\theta=90^\circ, \theta=270^\circ$. Như vậy, hai khu vực xung quanh các điểm có góc cực $\theta=90^\circ, \theta=270^\circ$ là những vùng nguy hiểm do chịu ứng suất kéo.

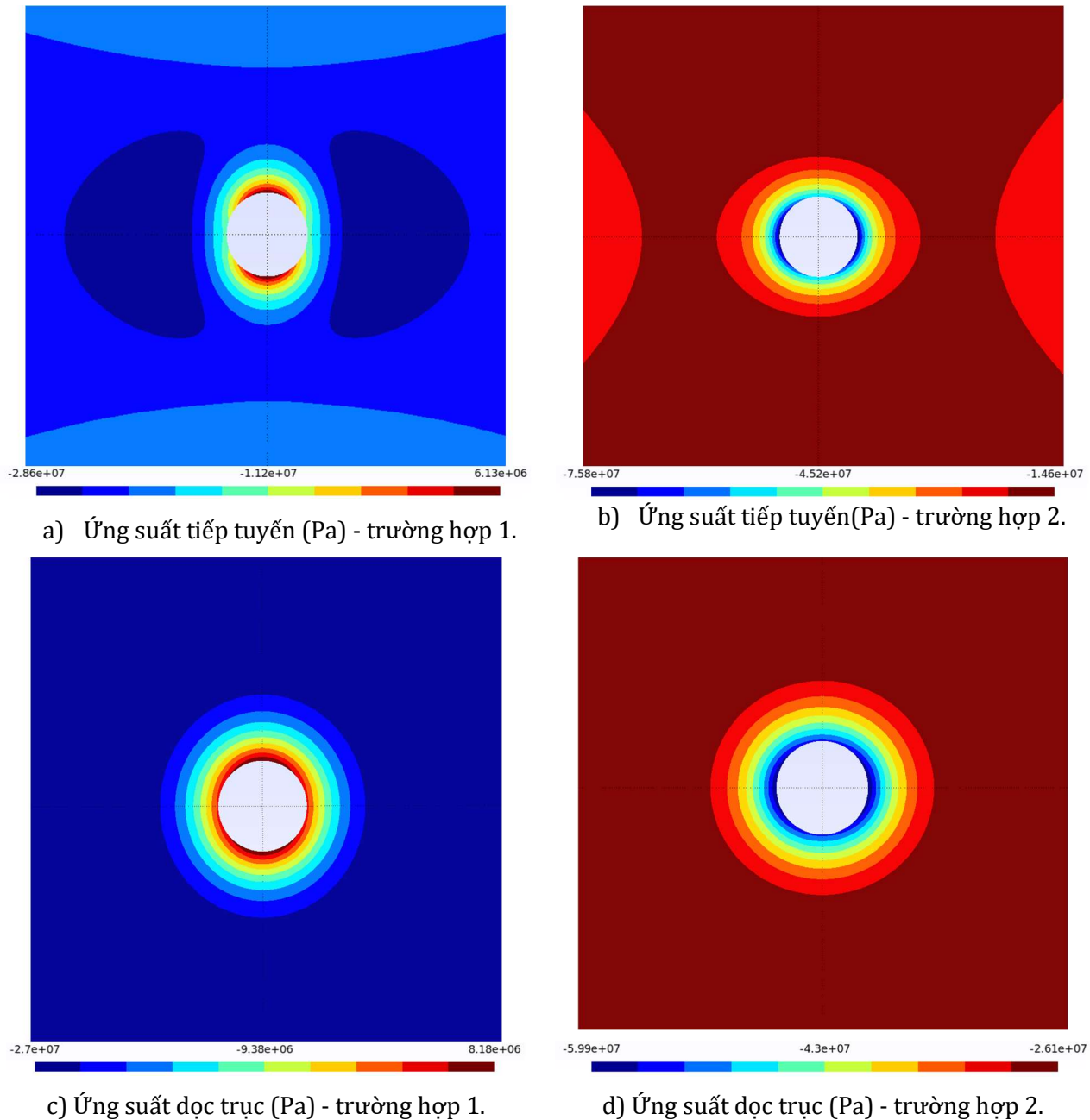
Các nghiên cứu chỉ ra rằng, phá hoại nứt gãy xung quanh giếng sẽ xảy ra khi mà ứng suất hiệu quả trên vách giếng vượt quá sức chịu kéo của đá (Jaeger và nnk., 2007; Aadnoy và Looyeh, 2019). Ở đây, trong trường hợp làm mát, ứng suất kéo dọc trục lớn nhất có thể đạt tới trên 8,2 MPa, là một giá trị tương đối lớn và có thể làm cho vật liệu đá, có sức chịu kéo kém, bị nứt gãy và gây ra sự mất ổn định vách giếng.

Đối với trường hợp làm nóng giếng, sự phân bố ứng suất dọc theo vách giếng có sự thay đổi rõ rệt so với trường hợp làm mát giếng. Đây là hệ quả của sự khác nhau về điều kiện biên về nhiệt của hai kịch bản nghiên cứu. Cụ thể là, ứng suất tiếp tuyến và dọc trục đều là ứng suất nén và nhận giá trị lớn, biến thiên 53,75÷76 MPa tùy theo vị trí trên vách giếng. Các điểm cực trị của các ứng suất này cũng xuất hiện tại các vị trí tương tự như với kịch bản làm mát giếng, có nghĩa là tại các điểm với các góc cực θ bằng $0^\circ, 90^\circ, 180^\circ$ và 270° . Đối với trường hợp này, trạng thái phá hoại của vật liệu nếu xảy ra thì chỉ do ứng suất nén lớn gây ra.

Hình 8 minh họa rõ hơn sự phân bố của trường ứng suất hiệu quả xung quanh giếng cho hai kịch bản. Đối với trường hợp làm mát, vùng màu nâu đậm là vùng có ứng suất kéo lớn nhất trong khi vùng màu xanh là vùng chịu kéo. Đối với



Hình 7. Ứng suất hiệu quả tiếp tuyến và dọc trục trên vách giếng tại thời điểm $t=0,1$ ngày: trường hợp làm mát giếng (a) và trường hợp làm nóng giếng (b).



Hình 8. Các trường ứng suất hiệu quả tiếp tuyến và dọc trục xung quanh vách giếng tại thời điểm $t=0,1$ ngày: trường hợp làm mát giếng (a, c) và trường hợp làm nóng giếng (b, d).

trường hợp làm nóng, vùng màu xanh đậm là vùng chịu ứng suất nén lớn nhất.

Qua hai kịch bản được nghiên cứu ở trên, có thể thấy rằng điều kiện biên về nhiệt trên vách giếng ảnh hưởng rất lớn đến sự phân bố ứng suất xung quanh giếng khoan. Biết được đặc điểm này để có thể thiết kế giếng khoan đảm bảo an toàn phù hợp với đặc điểm chịu lực riêng của từng loại đá.

5.2. Ảnh hưởng của tính chất nhiệt của vật liệu đến phân bố ứng suất xung quanh giếng

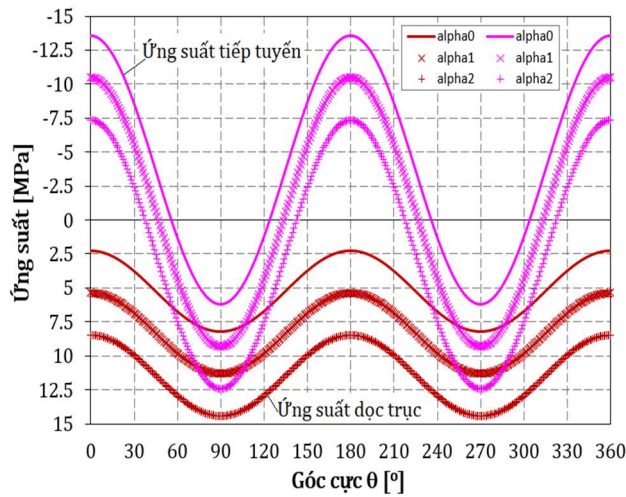
Trong nghiên cứu này, nhóm nghiên cứu khảo sát ảnh hưởng của hệ số giãn nở nhiệt và nhiệt dung riêng của pha rắn của đá đến sự phân bố ứng suất xung quanh giếng khoan. Mỗi tham số sẽ được tăng lên lần lượt 10% và 20% so với giá trị ban đầu cho trong Bảng 1. Khi khảo sát ảnh

hưởng của một tham số, tất cả các tham số còn lại của vật liệu được giữ nguyên.

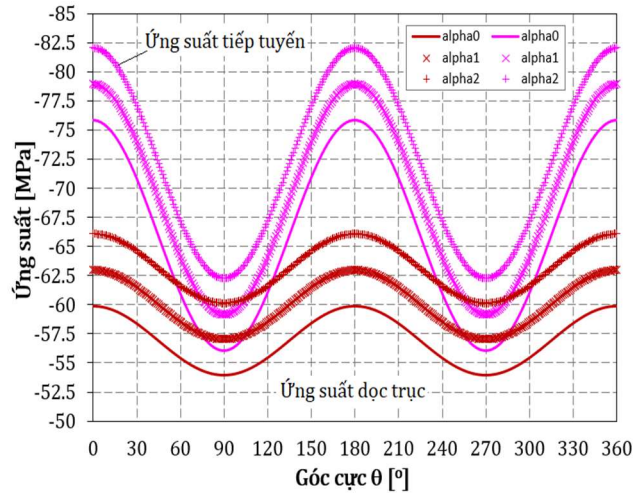
Đối với tham số nhiệt dung riêng, với mức thay đổi như nêu ở trên, gần như không có sự thay đổi về trạng thái ứng suất trên vách giếng và xung quanh giếng. Do đó, nhóm nghiên cứu không thể hiện các kết quả so sánh ở đây.

Hình 9 thể hiện ứng suất trên vách giếng khi thay đổi hệ số giãn nở nhiệt của pha rắn. Các ký hiệu α_0 , α_1 và α_2 lần lượt tương ứng với trường hợp ban đầu và các trường hợp khi tăng hệ số giãn nở nhiệt lên 10% và 20%.

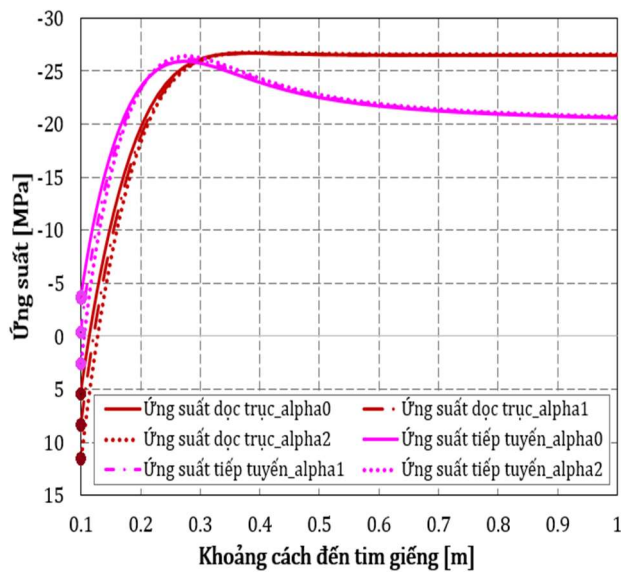
Có thể thấy rằng, với cả hai kịch bản, hệ số giãn nở nhiệt của pha rắn ảnh hưởng rất lớn đến giá trị ứng suất trên vách giếng, do đó cả vùng vật liệu xung quanh giếng. Cụ thể, đối với trường hợp làm mát giếng, ứng suất kéo dọc trục tăng thêm 2,8÷3,5 MPa dọc theo chu tuyến vách giếng mỗi khi hệ số giãn nở nhiệt tăng lên 10%, trong khi đó ứng suất kéo tiếp tuyến cũng tăng lên giá trị, như vậy tại các góc cực 90° và 270° còn ứng suất nén tiếp tuyến giảm tại các góc cực 0° và 180° (Hình 9a). Như vậy, với kịch bản này khi tăng hệ số giãn nở nhiệt pha rắn ứng suất kéo trên vách giếng có



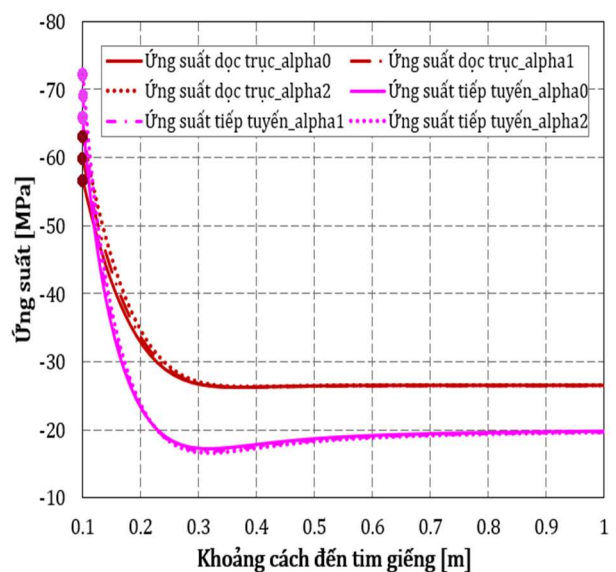
a) Trên vách giếng - làm mát giếng.



b) Trên vách giếng - làm nóng giếng.



c) Trên cạnh nghiêng góc 45° - làm mát giếng.



d) Trên cạnh nghiêng góc 45° - làm nóng giếng.

Hình 9. Ứng suất hiệu quả tiếp tuyến và dọc trục theo hệ số giãn nở nhiệt tại thời điểm $t = 0,1$ ngày.

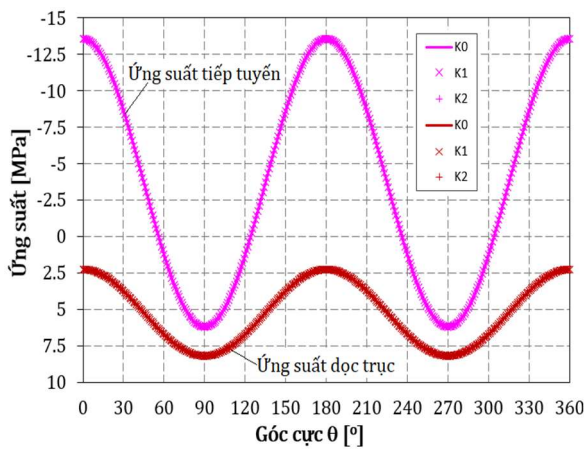
xu hướng gia tăng và ứng suất nén có xu hướng giảm. Điều đó có nghĩa là, làm tăng nguy cơ phá hoại vách giếng theo dạng nứt gãy. Đối với kịch bản làm nóng giếng, cả ứng suất nén tiếp tuyến và dọc trục trên chu tuyến vách giếng gia tăng với lượng 2,8÷3,5 MPa cùng với mỗi sự gia tăng của hệ số giãn nở nhiệt lên 10% (Hình 9b).

Các Hình 9c và 9d cho thấy, sự thay đổi của ứng suất lớn nhất ở trên vách giếng và giảm dần khi xa vách. Ở khoảng cách 0,2 m từ vách giếng thì sự khác biệt về ứng suất khi thay đổi hệ số giãn nở nhiệt là không đáng kể.

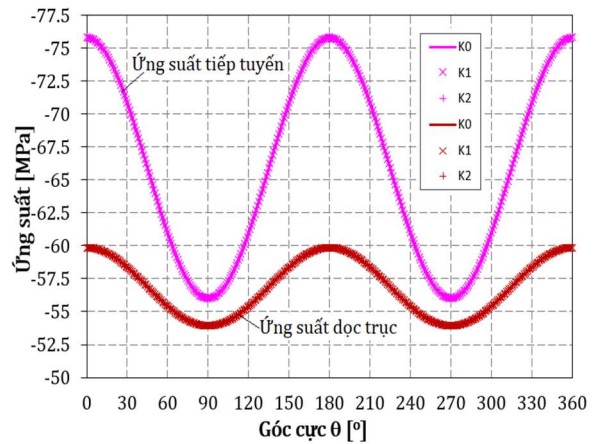
5.3. Ảnh hưởng của tính chất thủy lực của vật liệu đến phân bố ứng suất xung quanh giếng

Ở đây, nhóm nghiên cứu đánh giá ảnh hưởng của độ thấm của môi trường đến ứng suất xung quanh giếng. Hình 10 trình bày sự phụ thuộc của ứng suất xung quanh giếng vào độ thấm của đá, trong đó ký hiệu *K0*, *K1*, *K2* lần lượt tương ứng với giá trị ban đầu của độ thấm và khi độ thấm được tăng lên 100 lần và 10.000 lần. Cũng tương tự như ở phần trên, khi khảo sát ảnh hưởng của độ thấm môi trường, tất cả các tham số khác của vật liệu được giữ không đổi.

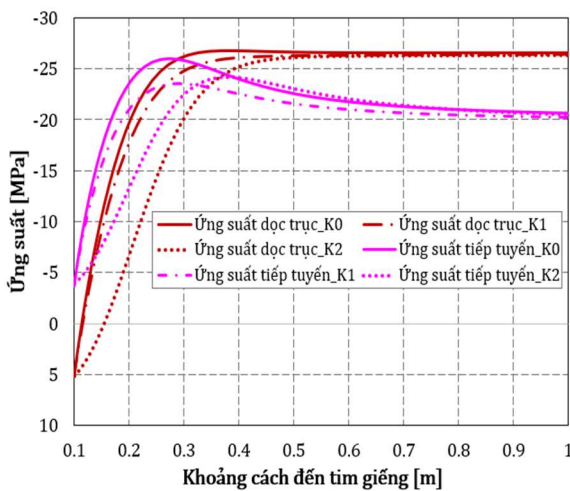
Các Hình 10a, b cho thấy, không có sự thay đổi nào về ứng suất dọc theo chu tuyến vách giếng khi thay đổi độ thấm của đá. Điều này có thể được giải thích là, hiện tượng thủy lực trên vách giếng chỉ bị chi phối bởi áp lực dung dịch khoan và là một giá trị không đổi. Lúc này, độ thấm của môi trường



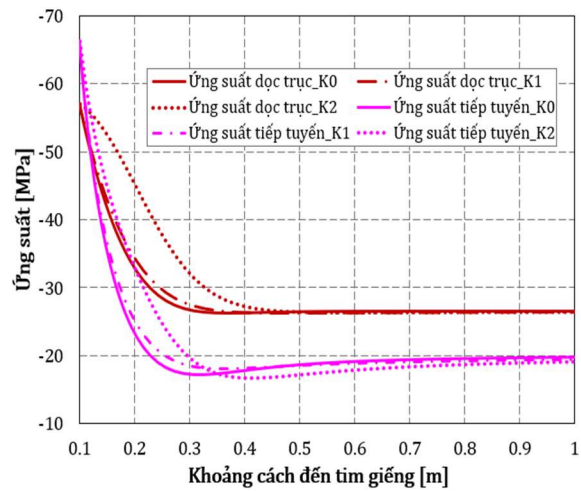
a) Trên vách giếng - làm mát giếng.



b) Trên vách giếng - làm nóng giếng.



c) Trên cạnh nghiêng góc 45⁰- làm mát giếng.



d) Trên cạnh nghiêng góc 45⁰- làm nóng giếng.

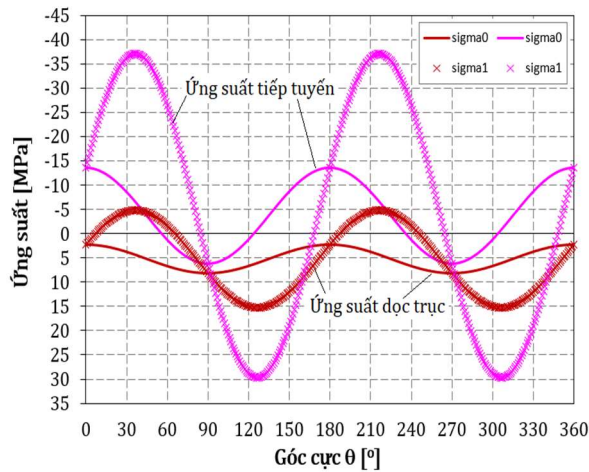
Hình 10. Ứng suất hiệu quả tiếp tuyến và dọc trục theo hệ số thấm tại thời điểm $t = 0,1$ ngày.

không làm ảnh hưởng đến sự phân bố áp lực nước lỗ rỗng trên vách giếng. Tuy nhiên, độ thấm của môi trường sẽ ảnh hưởng đến sự phân bố áp lực nước lỗ rỗng khi đi xa khỏi vách giếng, do đó trạng thái ứng suất xung quanh giếng như được quan sát thấy trên các Hình 10c, d. Cụ thể, ứng suất thay đổi lớn khi tăng độ thấm, đặc biệt khi tăng độ thấm từ trạng thái $K1$ đến $K2$. Đối với trường hợp làm mát, ngoại trừ ứng suất dọc trục trong phạm vi từ vách giếng đến khoảng cách 0,06 m (ứng suất kéo), các ứng suất hiệu quả có xu hướng giảm khi tăng độ thấm (Hình 10c). Đối với trường hợp làm nóng, diễn tiến ứng suất có xu hướng ngược lại. Có nghĩa là, ứng suất tăng khi độ thấm tăng (Hình 10d).

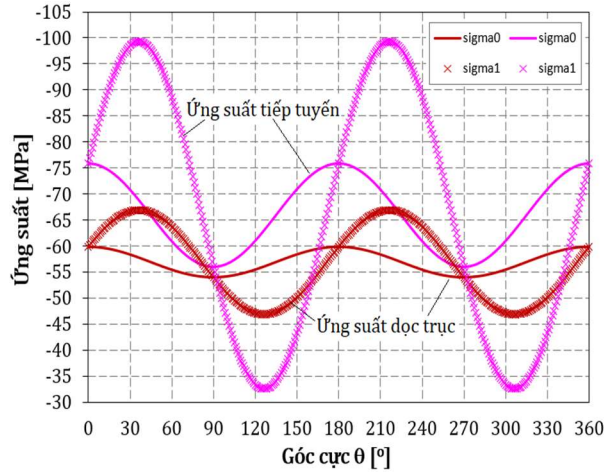
5.4. Ảnh hưởng của trường ứng suất nguyên sinh đến phân bố ứng suất xung quanh giếng

Việc đánh giá ảnh hưởng của trường ứng suất nguyên sinh đến ứng suất xung quanh giếng có ý nghĩa quan trọng để thiết kế giếng khoan, đặc biệt là phương của giếng khoan đối với phương của các thành phần ứng suất nguyên sinh. Trong khảo sát này, thêm một mô phỏng số cho trường hợp mà mặt cắt ngang của giếng nằm trong mặt phẳng có cả thành phần ứng suất pháp nguyên sinh và ứng suất cắt nguyên sinh được thực hiện, khác với trường hợp ban đầu khi giếng được khoan trong phương chính.

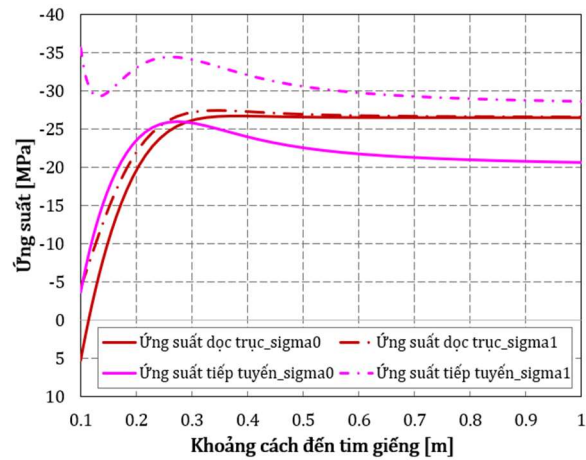
Các Hình 11 a, b thể hiện ứng suất trên vách giếng cho trường hợp ban đầu trong so sánh với trường hợp khi có thành phần ứng suất cắt



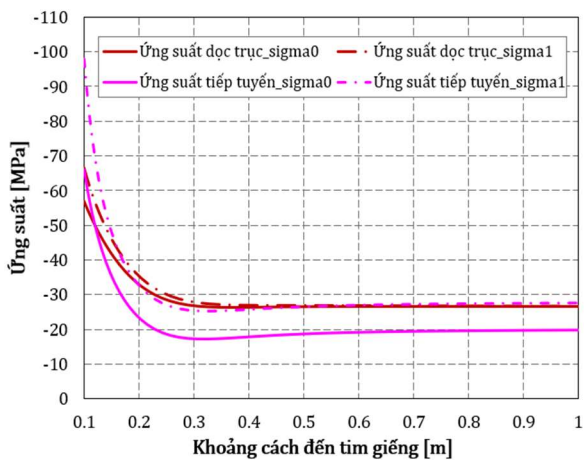
a) Trên vách giếng - làm mát giếng.



b) Trên vách giếng - làm nóng giếng.



c) Trên cạnh nghiêng góc 45°- làm mát giếng.



d) Trên cạnh nghiêng góc 45°- làm nóng giếng.

Hình 11. Ứng suất hiệu quả tiếp tuyến và dọc trục theo trạng thái ứng suất nguyên sinh tại thời điểm $t = 0,1$ ngày.

nguyên sinh $\tau_{vh} = 8$ MPa. Dễ nhận thấy, khi mặt cắt ngang giếng nằm trong mặt phẳng có cả thành phần ứng suất pháp và ứng suất cắt nguyên sinh thì ứng suất xung quanh giếng có thay đổi đặc biệt lớn. Các điểm cực trị của ứng suất trên vách giếng thay đổi từ các vị trí $\theta = 0^\circ, 90^\circ, 180^\circ$ và 270° đến các vị trí khoảng $\theta = 40^\circ, 130^\circ, 220^\circ$ và 310° trong cả hai kịch bản. Cực trị ứng suất cũng tăng lên đặc biệt lớn, do đó biên độ thay đổi ứng suất dọc theo chu tuyến vách giếng cũng đặc biệt lớn. Chẳng hạn đối với trường hợp làm mát ứng suất nén tiếp tuyến lớn nhất đạt đến khoảng 37 MPa tại $\theta = 40^\circ$ và 220° , trong khi ứng suất kéo lớn nhất xấp xỉ 30 MPa tại $\theta = 130^\circ$ và 310° , một giá trị rất lớn so với sức chịu kéo của các loại đá. Đối với trường hợp làm nóng giếng, ứng suất nén tiếp tuyến lớn nhất khoảng 98 MPa tại $\theta = 40^\circ$ và 220° . Hình 11 a, b cho thấy, khi xét thêm thành phần ứng suất cắt nguyên sinh, biểu đồ ứng suất tiếp tuyến và dọc trục bị kéo dẫn ra theo phương trục tung và bị kéo lệch đi theo phương trục hoành.

Các Hình 11 c, d thể hiện so sánh ứng suất trên cạnh nghiêng góc 45° với phương ngang khi không xét đến và có xét đến thành phần ứng suất cắt nguyên sinh. Có thể quan sát thấy rằng, sự thay đổi ứng suất tiếp tuyến lớn hơn so với ứng suất dọc trục và sự thay đổi lớn nhất trên vách giếng, càng xa vách giếng sự thay đổi này giảm dần.

Những kết quả trên cho phép nhận định rằng, thành phần ứng suất cắt nguyên sinh có ảnh hưởng rất lớn trạng thái ứng suất xung quanh giếng và có thể đe dọa đến sự ổn định của vách giếng. Do đó, một gợi ý có thể được đưa ra cho công tác thiết kế là giếng khoan nên được bố trí dọc theo các thành phần ứng suất chính nguyên sinh, tức là trong mặt phẳng mặt cắt ngang của giếng không tồn tại thành phần ứng suất cắt.

6. Kết luận và kiến nghị

Trong nghiên cứu này, một giếng khoan nằm ngang trong môi trường đá nóng - đàn hồi - bão hòa đã được thực hiện dựa trên một mô hình ứng xử đa vật lý nhiệt - thủy - cơ học. Hai kịch bản làm mát giếng và làm nóng giếng tương ứng với nhiệt độ dung dịch khoan nhỏ hơn và lớn hơn nhiệt độ nguyên sinh của khối đá được xem xét. Trạng thái ứng suất xung quanh giếng được phân tích dựa trên các mô phỏng số bởi phương pháp phần tử hữu hạn. Ảnh hưởng của các tham số nhiệt học, thủy lực và trạng thái ứng suất nguyên sinh của

khối đá cũng được đánh giá. Một số nhận xét được rút ra như sau:

Điều kiện nhiệt độ trên vách giếng, nhiệt độ dung dịch khoan, ảnh hưởng rất lớn đến sự phân bố ứng suất trên vách và xung quanh giếng. Đối với việc làm mát giếng, ứng suất nén xung quanh giếng không lớn, tuy nhiên ứng suất kéo có thể xuất hiện với giá trị khá lớn, đặc biệt đối với thành phần ứng suất dọc trục. Điều này có thể dẫn đến sự phá hoại vách giếng dưới dạng nứt gãy. Đối với việc làm nóng giếng, xung quanh giếng chỉ tồn tại các ứng suất nén song với giá trị rất lớn. Do đó, trong trường hợp này sự phá hoại vách giếng theo dạng sụp đổ có thể xảy ra. Các điểm cực trị của ứng suất tiếp tuyến và dọc trục xuất hiện tại những vị trí giống nhau cho hai kịch bản, trong đó sự mất ổn định vách giếng nếu xảy ra thì sẽ xuất hiện đầu tiên tại các điểm cực đại ứng suất kéo hoặc nén.

Hệ số giãn nở nhiệt của pha rắn ảnh hưởng rất lớn đến giá trị ứng suất trên vách giếng. Hệ số này càng lớn thì ứng suất kéo hoặc nén lớn nhất trên vách giếng càng lớn và ngược lại.

Độ thấm của vật liệu không ảnh hưởng đến ứng suất trên vách giếng mà chúng chỉ ảnh hưởng đến phân bố ứng suất bên trong khối đá.

Trường ứng suất nguyên sinh ảnh hưởng rất lớn đến trạng thái ứng suất xung quanh giếng. Khi trong mặt cắt ngang giếng có tồn tại thành phần ứng suất cắt nguyên sinh, nó làm cho ứng suất trên vách giếng và xung quanh giếng tăng lên đặc biệt lớn và có thể đe dọa đến sự ổn định của giếng. Điều này gợi ý việc thiết kế giếng được định hướng theo các phương ứng suất chính để giảm thiểu nguy cơ vách giếng bị mất ổn định.

Trong nghiên cứu này, nhóm nghiên cứu mới giới hạn mô hình vật liệu ở giai đoạn đàn hồi. Việc phân tích trạng thái ứng suất xung quanh giếng và ổn định của giếng có tính đến các tiêu chuẩn phá hoại là một sự mở rộng của nghiên cứu này trong tương lai.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Quỹ Phát triển khoa học và công nghệ Quốc gia (NAFOSTED) trong đề tài mã số 105.99-2020.21.

Đóng góp của các tác giả

Trần Nam Hưng – lên ý tưởng, tổng hợp tài liệu, thực hiện các mô phỏng số, viết bản thảo bài

báo; Triệu Hùng Trường – tổng hợp tài liệu, đánh giá các kết quả mô phỏng số và chỉnh sửa bản thảo bài báo; Nguyễn Thị Thu Nga – tham gia thực hiện mô phỏng số, chỉnh sửa bản thảo bài báo.

Tài liệu tham khảo

- Aadnoy, B. S., & Looyeh, R., (2019). *Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design*. Gulf professional publishing.
- Aadnoy, B. S., & Ong, S., (2003). Introduction to special issue on borehole stability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 3(38), 79-82.
- Abousleiman Y., Ekbote S., (2005). Solutions for the inclined borehole in a porothermoelastic transversely isotropic medium. *Jour. Appl. Mech.*, 72, 102-114.
- Booker, J. R., & Savvidou, C., (1985). Consolidation around a point heat source. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 9(2), 173-184.
- Bradley, W.B., (1979). Failure of inclined boreholes. *J. Energy Resour. Technol., Trans. AIME*, 102, 232-239.
- Do D. P., Tran N.H., Hoxha D., Dang H. L., (2017). Assessment of the influence of hydraulic and mechanical anisotropy on the fracture initiation pressure in permeable rocks using a complex potential approach. *Int. Jour. Rock Mech. & Min. Scien.* 100, 108-123.
- Ghassemi, A., Diek, A., (2002). Porothermoelasticity for swelling shales. *J. Pet. Sci.Eng.*, 34, 123-135.
- Granet S., (2014). Modelings THHM. General information and algorithms: https://code-aster.org/V2/doc/default/en/man_r/r7/r7.01.10.pdf.
- Kanfar M. F., Chen Z., Rahman S. S., (2015). Effect of material anisotropy on time-dependent wellbore stability. *Int. Jour. Rock Mech. & Min. Scien.* 78, 36-45.
- Kanfar M.F., Chen Z., Rhaman S.S., (2016). Fully coupled 3D anisotropic conductive-convective porothermoelasticity modeling for inclined boreholes. *Geothermics*, 61, 135-148.
- Jaeger, J. C., Cook, N. G. W., & Zimmerman, R. W., (2007). Fundamentals of rock mechanics, 4th edn Blackwell. *Maiden, MA*.
- Roland W. L., Perumal N., Seetharamu K. N., (2004). Fundamentals of the Finite Element Method for Heat and Fluid Flow. *John Wiley & Sons*, 3.
- Sayers, C., & Dewhurst, D., (2008). Introduction to this special section—Shale geophysics. *The Leading Edge*, 27(6), 736-737.
- Tran N.H., Do D. P., Vu M. N., Nguyen T. T. N., Pham D. T., Trieu H. T., (2022). Com-bined effect of anisotropy and uncertainty on the safe mud pressure window of horizontal wellbore drilled in anisotropic saturated rock. *Int. Jour. Rock Mech. & Min. Scien.* 152, 105061, 1-20.
- Zhu, Z., Wang, C., Guan, Z., & Lei, W., (2021). Thermal Characteristics of Borehole Stability Drilling in Hot Dry Rock. *ACS omega*, 6(29), 19026-19037.