

Analiza termalnych efektów geomechanicznych wywołanych przepływami geotermalnymi

Analysis of geomechanical thermal effects caused by geothermal flows

Piotr Ruciński, Wiesław Szott

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: W pracy przedstawiono analizę wpływu efektów temperaturowych na zmianę stanu naprężeń w trakcie pracy złoża geotermalnego. Cel pracy został zrealizowany przy wykorzystaniu metody efektywnego sprzężenia symulacji złożowo-termalnych i geomechanicznych jako sprzężenia hydro-termo-mechanicznego (H-T-M). W ramach tego zadania zbudowano dwa syntetyczne złożowe modele symulacyjne, model przeplywowo-termalny oraz model geomechaniczny. Do przeplywowego modelu symulacyjnego zaimplementowano dublet otworów: jeden otwór zatłaczający zimną wodę i drugi – wydobywający gorącą wodę. Obliczenia różnych wariantów prognoz przepływu płynów złożowych i energii cieplnej dla złoża geotermalnego realizowano przy użyciu symulatorów Eclipse i Visage pod kontrolą oprogramowania Petrel firmy Schlumberger. W wyniku sprzężonych symulacji uzyskano rozkłady zmian parametrów złożowych (ciśnienia i temperatury) oraz zmian parametrów geomechanicznych (naprężeń i odkształceń) w funkcji czasu. Otrzymane wyniki obliczeń posłużyły do analizy stanu geomechanicznego złoża geotermalnego pod wpływem zmian ciśnienia i temperatury. Dzięki temu możliwe było określenie udziałów efektów temperaturowych i efektów ciśnieniowych w zmianie tensora naprężeń. Wykonane analizy pozwoliły również na wykazanie, który z tych czynników odgrywał dominującą rolę w trakcie pozyskiwania energii geotermalnej. Analiza stanu geomechanicznego została także uzupełniona o analizę stabilności skały złożowej z użyciem diagramów koła Mohra, ze szczególnym uwzględnieniem efektów temperaturowych. Sprzężone symulacje wariantowe pozwoliły na określenie optymalnych parametrów operacyjnych pracy złoża geotermalnego. Zbadano zmienność w czasie temperatury wydobywanej wody dla każdego wariantu symulacyjnego. Skorelowano ze sobą następujące parametry operacyjne: wydajność zatłaczania/odbioru wody i temperaturę zatłaczanej wody oraz wynikowe charakterystyki procesu pozyskiwania energii geotermalnej: czas redukcji temperatury wydobywanej wody do zadanej wartości i całkowitą ilość pozyskanej energii cieplnej. Znalezione zależności pomiędzy wspomnianymi parametrami pozwoliły na optymalizację parametrów operacyjnych pod kątem pozyskania maksymalnej ilości energii cieplnej.

Słowa kluczowe: naprężenia termalne, geotermia wodna, procesy transportu w ośrodku porowatym, pozyskiwanie ciepła geotermalnego, sprzężone modele złożowe H-T-M.

ABSTRACT: The paper presents analysis of impact of temperature effects on change of stress state during production heat energy from geothermal reservoir. The aim of this paper was achieved by using a method of effective coupling between reservoir-thermal simulations and geomechanical simulations as a hydro-thermo-mechanical coupling (H-T-M). As a part of this project, two synthetic reservoir simulation models were built, a reservoir-thermal model and a geomechanical model. Well doublet was implemented into the reservoir simulation model, a cold water injection well and a hot water production well. The simulation scenarios of reservoir fluid and heat energy flows were calculated for the geothermal reservoir using Eclipse and Visage simulators under the supervision of Petrel software platform (Schlumberger). The results of coupled simulations included distributions of reservoir parameters (pressure and temperature) and geomechanical parameters (stresses and strains) as functions of time. The received results were used for stress state analysis of a geothermal reservoir under changes of pressure and temperature. Consequently, it was possible to determine the contribution of temperature and pressure effects to the change of the stress tensor. The performed analysis also allowed to show which of these factors played a dominant role in the process of producing geothermal energy. The analysis of geomechanical state was also supplemented with reservoir rock stability analysis using Mohr's circle diagrams, with particular emphasis on temperature effects. Coupled scenario simulations allowed to determine the operating parameters for the maximum thermal energy production from the geothermal reservoir. The time variability of the produced water temperature was investigated for each simulation scenario. The following operational parameters were correlated: the rate of water injection/production and the temperature of the injected water with the resulting characteristics of the geothermal energy production process: the time of reducing the temperature of the produced water to the limiting value and the total

Autor do korespondencji: P. Ruciński, e-mail: piotr.rucinski@inig.pl.

Artykuł nadesłano do Redakcji: 03.11.2022 r. Zatwierdzono do druku: 12.01.2023 r.

amount of thermal energy. The relationships found between the aforementioned parameters allowed for the optimization of operational parameters in terms of obtaining the maximum amount of thermal energy.

Key words: thermal stress, water geothermal system, transport processes in porous media, geothermal energy production, coupled reservoir models H-T-M.

Wstęp

Celem opisywanej pracy było zbadanie wpływu składowej termalnej naprężeń geomechanicznych wywołanych funkcjonowaniem standardowych systemów geotermalnych. Zagadnieniu temu nie poświęcono zbytnej uwagi w krajowej literaturze naukowej i technicznej, co było czynnikiem motywującym do podjęcia niniejszych badań. Przeprowadzone tutaj symulacje złożowe procesu zatłaczania i odbioru nośnika energii zostały wykonane dla określenia podstawowych charakterystyk geomechanicznych pracy typowego złoża geotermalnego.

Obecnie w Polsce energia geotermalna budzi duże zainteresowanie – wykorzystywana jest ona głównie do produkcji ciepła, a także w zakładach balneologicznych, ośrodkach rekreacyjnych oraz kąpieliskach. W większości przypadków stosuje się systemy geotermalne typu pary otworów (tzw. dublety): jeden otwór odbierający gorący płyn oraz drugi – zatłaczający zimny czynnik. W przypadku otworu zatłaczającego następuje kontakt zimnego płynu z gorącą skałą złożową. Takie warunki pracy powodują gwałtowny spadek składowej poziomej naprężeń w strefie wokół otworu iniekcyjnego, za frontem tłoczonego płynu. Co więcej, przebudowa tensora naprężeń pod wpływem iniekcji zimnego płynu do gorącej skały powoduje zmianę warunków stabilności otworu oraz może prowadzić do zniszczenia skały złożowej. W skrajnym przypadku może dojść do zniszczenia ściany otworu oraz zeszczeroczenia formacji złożowej. W opisywanej pracy zostały opracowane i przedstawione bezpieczne warunki pracy złoża geotermalnego. Określono również wpływ geomechaniki na pracę poszczególnych otworów i całego złoża geotermalnego.

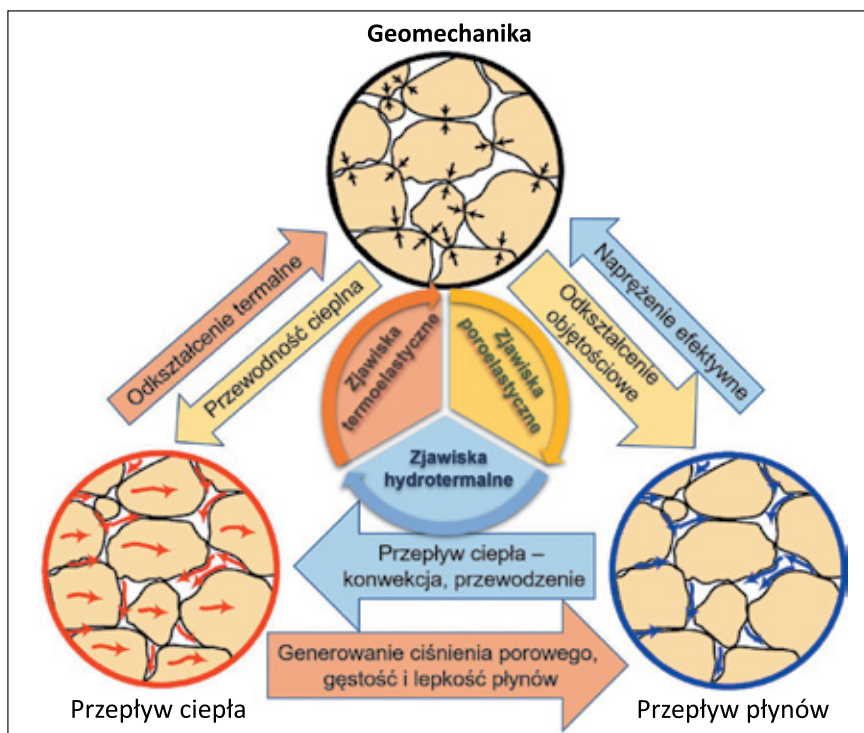
W celu wykonania zadania postawionego w temacie pracy skonstruowano dwa modele symulacyjne syntetycznego złoża geotermalnego. Pierwszy to model złożowy hydrotermalny (przepływowy), a drugi to model złożowy geomechaniczny. Model geomechaniczny powstał na bazie siatki modelu przepływowego, poprzez rozbudowę lateralną (*sideburden*) oraz dodanie nadkładu (*overburden*) wraz z przestrzenią poniżej złoża (*underburden*). Do modelu przepływowego zaimplementowany został dublet otworów: jeden otwór zatłaczający zimną wodę oraz drugi – wydobywający gorący płyn. Założono, że złożo geotermalne będzie pracowało, dopóki front zimnej wody nie dotrze do otworu wydobywczego i nie obniży w nim temperatury o 3°C. Zastosowane podejście do sprzężonych symulacji różni się od wyników przedstawianych do tej pory

w literaturze (Savvatis et al., 2019; Słota-Valim et al., 2021), gdzie wykorzystano sprzężenie jednostronne metodą iteracyjną. W niniejszej pracy wyniki symulacji hydrotermalnych (przepływowych) zostały połączone i użyte wraz z wynikami symulacji geomechanicznych poprzez automatyczne sprzężenie dwustronne (Ahmed i Al-Jawad, 2020). Jako produkt końcowy tych symulacji otrzymano model symulacyjny złoża geotermalnego bazujący na efektywnym sprzężeniu hydro-termo-mechanicznym (H-T-M).

Opis zastosowanej metody

Zmiany w czasie ciśnienia i temperatury w obrębie złoża geotermalnego występują równocześnie. Powoduje to znaczną trudność w opisie kierunku oraz wielkości zmian parametrów określających stan geomechaniczny złoża, a w szczególności poszczególne składowe diagonalne tensora naprężeń. Zmiany stanu naprężeń, pod wpływem odpowiedzi geomechanicznej skały złożowej, przyczyniają się do zmiany dynamiki przepływu w obrębie złoża geotermalnego. Połączenie zjawisk deformacji skały i propagacji ciśnienia pozwala opisać odpowiedź mechaniczną układu porowatej skały nasyconej płynem złożowym. Niezerowe naprężenia termalne występują w układzie, który charakteryzuje się niejednorodnym rozkładem temperatury. Taka sytuacja ma często miejsce w praktyce naftowej, np. w trakcie prac wiertniczych, kiedy to występuje ciągłe chłodzenie przewiercanej skały wywołane obiegiem płuczki wiertniczej. Innym przykładem generowania zjawisk termoelelastycznych jest sam proces pozyskiwania energii cieplnej ze złoża geotermalnego. Do rzetelnej oceny wpływu składowej temperatury na wypadkowy tensor naprężeń potrzebne było użycie efektywnego sprzężenia symulacji geomechanicznych z symulacjami złożowymi przepływowo-termalnymi. Idea takiego sprzężenia, które łączy ze sobą interakcję pomiędzy zjawiskami termoelelastycznymi, poroelastycznymi oraz przepływami hydrotermalnymi została przedstawiona na rysunku 1.

W tej pracy skorzystano z procedury automatycznego dwukierunkowego sprzężenia symulacji geotermalnych i symulacji geomechanicznych realizowanych jako iteracyjne symulacje typu *explicite* sterowane pakietem oprogramowania firmy Schlumberger. Do wykonywania obliczeń zjawisk termoelelastycznych zastosowano symulator geomechaniczny Visage.



Rysunek 1. Schemat ideowy sprzężenia H-T-M (na podstawie: Jafari et al., 2021)

Figure 1. Schematic diagram of H-T-M coupling (based on Jafari et al., 2021)

Do symulacji migracji płynów złożowych w złożu geotermalnym użyto symulatora przepływowego Eclipse z opcją temperaturową oraz programu sprzęgającego w obrębie modułu geomechanicznego pakietu oprogramowania Petrel.

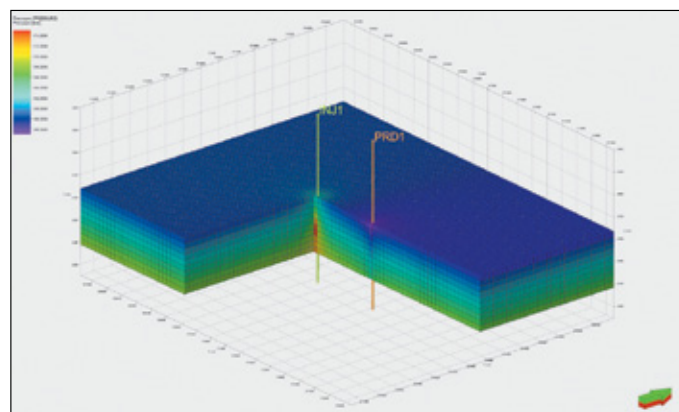
Dla celów analizy stanu geomechanicznego i temperaturowego złoża geotermalnego oraz otoczenia skalnego tego złoża zbudowano dwa modele złożowe, w których zaimplementowano parametry petrofizyczne, transportowe, geomechaniczne oraz termiczne.

Model geologiczny

Model strukturalny 3D (geometryczny)

Na potrzeby tematyki niniejszej pracy skonstruowano przestrzenny model geologiczny syntetycznego złoża geotermalnego w formacji piaskowcowej. Regularny model strukturalny o wymiarach $7,3 \times 5,9 \times 0,1$ km, z siatką bloków o rozmiarze $73 \times 59 \times 10$, przedstawiono na rysunku 2. Rozdzielczość pozioma modelu wynosi 100×100 m. Miąższość warstw modelu w strefie złożowej jest stała i wynosi 10 m, natomiast w obrębie otoczenia, a także nad i pod strefą złożową miąższość jest zmienna, charakterystyczna dla danej formacji skalnej, może sięgać nawet kilkuset metrów. Głębokość bezwzględna modelu strefy złożowej założono w zakresie od -3145 m do -3245 m.

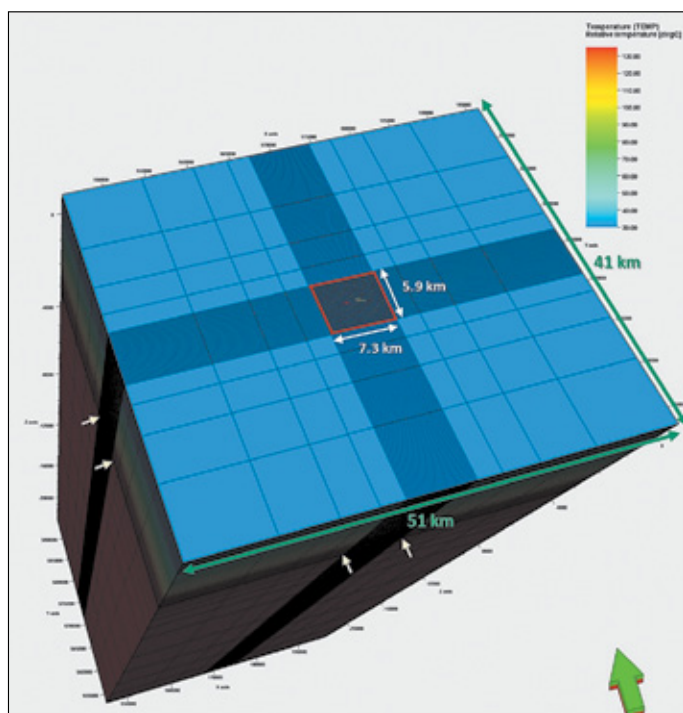
W przypadku strukturalnego modelu geomechanicznego pierwotny obszar modelu został powiększony o nadkład, aż



Rysunek 2. Widok modelu strukturalnego 3D strefy złożowej, rozkład ciśnienia po 20 latach pozyskiwania energii geotermalnej

Figure 2. 3D view of structural model of reservoir area, pressure distribution after 20 years of geothermal activities

do powierzchni terenu (*overburden*), obszar przylegający horyzontalnie (*sideburden*) oraz strefę poniżej złoża (*underburden*). Taka rozbudowa siatki strukturalnej wokół obszaru złożowego została wykonana na potrzeby zachowania naturalnych warunków brzegowych dla symulacji geomechanicznych z użyciem programu Visage, tj. braku odkształceń na brzegu bocznym poszerzonego modelu. Całkowite rozmiary lateralne poszerzonego modelu strukturalnego wynoszą 51×41 km. Natomiast rozmiar pionowy zamknął się w granicach od powierzchni terenu do głębokości około 20 km. Siatka bloków w poszerzonym modelu ma wymiary $81 \times 67 \times 50$ km, tak jak



Rysunek 3. Widok poszerzonego modelu strukturalnego 3D – pierwotny rozkład temperatury. Czerwony prostokąt wyznacza zasięg modelu przepływowego strefy złożowej. Żółte strzałki wyznaczają pozycję głębokościową modelu przepływowego strefy złożowej

Figure 3. 3D view of extended structural model, initial temperature distribution. Red square marks lateral extent of dynamic model of reservoir area. Yellow arrows point depth intervals of the dynamic model of the reservoir area

przedstawiono na rysunku 3. Całkowita liczba bloków modelu strukturalnego strefy złożowej wynosi 43 070, natomiast poszerzonego modelu strukturalnego – 217 350. Tak zbudowany przestrzenny model strukturalny został uzupełniony o odpowiednie parametry złożowe.

Model parametryczny

Parametryzacja modelu strukturalnego objęła obszar złoża geotermalnego, jak również poszerzonego modelu strukturalnego potrzebnego dla obliczeń geomechanicznych. Ze względu na wybór złoża syntetycznego budowa parametryczna modelu została maksymalnie uproszczona.

Model parametryczny powstał poprzez zaimplementowanie jednorodnych rozkładów porowatości oraz przepuszczalności dla części centralnej złoża geotermalnego. Również w modelu rozszerzonym założono jednorodne rozkłady porowatości całkowitej i gęstości dla warstw reprezentujących skały otaczające strefę złożową. Wielkości porowatości i gęstości skał nadkładu zostały przyjęte na podstawie średnich wartości tych parametrów z rejonu niecki podhalańskiej (Miecznik, 2017). Parametry petrofizyczne zaimplementowane do modelu strefy złożowej zostały przedstawione w tabeli 1.

Tabela 1. Parametry petrofizyczne modelu strefy złożowej
Table 1. Petrophysical parameters of reservoir area model

Skała złożowa – piaskowiec (pc)		
Parametr	Wartość	Jednostka
Porowatość, φ	15,0	[%]
Przepuszczalność pozioma, k_x	200,0	[mD]
Przepuszczalność pozioma, k_y	200,0	[mD]
Przepuszczalność pionowa, k_z	20,0	[mD]
Udział skały złożowej, NTG	1,0	–
Ścisłość skały złożowej, c_r	3,816E-06	[1/bar]
Ścisłość wody złożowej, c_w	3,953E-05	[1/bar]
Lepkość wody złożowej, μ_w	0,209–0,405	[cP]

Model statyczny

W celu modelowania procesów wydobywania i zatłaczania wody złożowej oraz przemieszczania w złożu geotermalnym frontu zimnej wody wybrano model typu Black Oil z opcją temperaturową. Wybór ten pozwolił, poza uwzględnieniem pierwotnej zmienności temperatury w obrębie złoża, także na modelowanie zmian termiki płynu złożowego oraz skały złożowej. Na potrzeby tej pracy zbudowano model płynu uwzględniający tylko jedną fazę, można go więc traktować jako model struktury wodonośnej.

Model dynamiczny

Parametry inicjalizacji modelu

Model dynamiczny został uruchomiony przy zastosowaniu pierwotnych rozkładów nasycenia płynami, w warunkach równowagi hydrodynamicznej pomiędzy poszczególnymi fazami. W przypadku opisywanego modelu strefa złoża geotermalnego znajduje się w strefie zawodnionej, gdzie skałę nasycza tylko woda złożowa. Pierwotne ciśnienie złożowe w modelu dynamicznym wynosi 355 bar na głębokości odpowiadającej środkowi interwału modelu, tj. na głębokości bezwzględnej –3195 m. W modelu założono dwa otwory eksploatacyjne w układzie dubletu, tj. pierwszy – zatłaczający zimny płyn oraz drugi – wydobywający gorącą wodę złożową. Odległość pomiędzy otworami dubletu wynosiła 1500 m.

Model hydrotermalny

Parametry termalne modelu

Model hydrotermalny powstał poprzez zdefiniowanie parametrów termalnych w modelu przepływowym oraz dodanie do niego opcji temperaturowej. Inicjalizacja modelu hydrotermalnego uwzględniła parametry takie jak: pierwotna temperatura

złożowa (T_i), przewodność cieplna skały złożowej (λ_r), ciepło właściwe skały złożowej (Cp_r), ciepło właściwe wody złożowej (Cp_w) oraz współczynnik liniowej ekspansji termicznej skały złożowej (β_r).

Ze względu na ograniczenia symulatora Eclipse i modułu Petrel Geomechanics przyjęto pewne uproszczenia dla modelu hydrotermalnego. Polegały one na tym, że uwzględniono zależność od temperatury – ciepła właściwego skały oraz ciepła właściwego wody złożowej, natomiast przewodność cieplna oraz współczynnik liniowej ekspansji termalnej były traktowane jako wielkości niezależne od temperatury.

Jako warunek brzegowy dla modelu hydrotermalnego zadano gradient geotermalny 38°C/km oraz gradient ciśnienia porowego 11,25 MPa/km. Dodatkowo na bocznych ścianach modelu przepływowego zadano pełne bariery dla przepływu masy i energii (ang. *no flow*).

W tabeli 2 podane zostały wielkości i zakresy parametrów termalnych, które zostały zaimplementowane do modelu hydrotermalnego.

Tabela 2. Parametry termalne modelu strefy złożowej

Table 2. Thermal parameters of reservoir area model

Parametr	Wartość	Jednostka	Źródło danych
Średnia pierwotna temperatura złożowa, T_i	135,0	[°C]	Model złożowy
Przewodność cieplna skały, λ_r	145,0	[kJ/m/d/°C]	(Shen et al., 2018)
Ciepło właściwe skały, Cp_r	760–960	[kJ/(m ³ · °C)]	(Somerton, 1992)
Ciepło właściwe wody, Cp_w	4,18–4,27	[kJ/(kg · °C)]	(Engineering ToolBox, 2001)
Współczynnik liniowej ekspansji termicznej skały, β_r	1,05E–05	[1/°C]	(Abdulagaov et al., 2019)

Model geomechaniczny

W trakcie pracy złoża geotermalnego zachodzą dynamiczne zmiany ciśnienia i temperatury. Wokół otworu wydobywającego gorącą wodę spada ciśnienie, natomiast wokół otworu zatłaczającego zimny płyn ciśnienie rośnie, a spada temperatura. Takie warunki pracy otworów powodują znaczne zmiany tensora naprężeń w obrębie złoża geotermalnego, a w szczególności jego składowej poziomej. Wynika to ze zjawiska kurczenia się skały złożowej pod wpływem jej kontaktu z zimną wodą wokół otworu iniekcyjnego, co jest przyczyną generowania ekstensji termoelastycznej (Hassanzadegan et al., 2011). W trakcie wykonywania badań zaobserwowano dwa główne zjawiska zachodzące w analizowanym modelu złoża geotermalnego. Z jednej strony spadek temperatury powoduje znaczną redukcję efektywnych naprężeń poziomych, natomiast z drugiej strony – wzrost ciśnienia w złożu spowodowany ciągłym zatłaczaniem przyczynia się do wzrostu naprężeń. Oba te zjawiska wzajemnie się nakładają, co dodatkowo utrudnia obliczenie względnego

udziału ciśnienia i temperatury w efekcie zmian tensora naprężeń. Jako wynik symulacji hydro-termo-mechanicznych otrzymano zmiany składowych diagonalnych tensora naprężeń i odkształceń pomiędzy poszczególnymi krokami czasowymi w trakcie funkcjonowania złoża geotermalnego.

Relatywnie najbardziej trywialnym problemem w trakcie estymowania tensora naprężeń jest wyznaczenie jego składowej pionowej, gdyż jest ona wprost proporcjonalna do zmian gęstości ośrodka skalnego w funkcji głębokości (Zoback et al., 2003). Składową naprężenia pionowego można obliczyć, stosując wzór (1), podany poniżej:

$$\sigma_v = \int_0^z \rho_z \cdot g \cdot d_z + \sigma_T \approx (\rho_z \cdot g \cdot d_z) + \sigma_T \quad (1)$$

gdzie:

- σ_v – składowa pionowa tensora naprężeń,
- σ_T – składowa termalna tensora naprężeń,
- ρ_z – gęstość skał nadkładu,
- g – przyspieszenie ziemskie,
- d_z – głębokość pomiaru.

Zmiany składowych poziomych tensora naprężeń w obrębie złoża geotermalnego, jak i jego otoczenia można wyznaczyć analitycznie, stosując podejście jak dla ośrodka izotropowego warstwowanego poziomo (ang. *vertically transverse isotropic*, VTI) (Kisra et al., 2015), jak przedstawiono poniżej we wzorach (2) i (3), z uwzględnieniem naprężenia termalnego:

$$\sigma_h = \frac{E_h}{E_v} \cdot \frac{\nu_v}{1-\nu_h} \cdot (\sigma_v - \alpha \cdot P_p) + \alpha \cdot P_p + \frac{E_h}{1-\nu_h^2} \cdot \varepsilon_h + \frac{E_h \cdot \nu_h}{1-\nu_h^2} \cdot \varepsilon_H + \sigma_T \quad (2)$$

$$\sigma_H = \frac{E_h}{E_v} \cdot \frac{\nu_v}{1-\nu_h} \cdot (\sigma_v - \alpha \cdot P_p) + \alpha \cdot P_p + \frac{E_h}{1-\nu_h^2} \cdot \varepsilon_H + \frac{E_h \cdot \nu_h}{1-\nu_h^2} \cdot \varepsilon_h + \sigma_T \quad (3)$$

gdzie:

- σ_h – minimalna składowa pozioma tensora naprężeń,
- σ_H – maksymalna składowa pozioma tensora naprężeń,
- P_p – ciśnienie porowe,
- α – współczynnik poroelastyczny Biota,
- d_z – głębokość pomiaru,
- ν_v – składowa pionowa współczynnika Poissona,
- ν_h – składowa pozioma współczynnika Poissona,
- E_v – składowa pionowa modułu Younga,
- E_h – składowa pozioma modułu Younga,
- ε_h – minimalna składowa pozioma odkształcenia,
- ε_H – maksymalna składowa pozioma odkształcenia.

Według Hassanzadegana et al. (2011) naprężenie termalne (σ_T) jest w przybliżeniu funkcją zmiany temperatury (ΔT), przy uwzględnieniu stałych parametrów materiałowych, tj. modułu Younga (E), współczynnika Poissona (ν) oraz współczynnika termalnej ekspansji liniowej (λ).

Składową termalną naprężenia można obliczyć za pomocą wzoru (4):

$$\sigma_T = \frac{E \cdot \lambda \cdot \Delta T}{1 - \nu} \quad (4)$$

W przypadku zatłaczania zimnych płynów do gorącej skały składowa termalna naprężenia (σ_T) może kilkukrotnie przewyższać wartość naprężeń poroelastycznych (σ_p). W tej sytuacji na skałę złożową silnie oddziałują efekty termoelastyczne. Nie można więc ignorować wpływu temperatury na wypadkowy tensor naprężeń. Stosunek naprężenia termalnego do naprężenia poroelastycznego daje względną informację o wpływie temperatury na zmiany stanu naprężeń. Iloraz ten można wyznaczyć analitycznie, stosując wzory (5) i (6) (Segall i Fitzgerald, 1998), znając zmianę temperatury (ΔT) i zmianę ciśnienia (ΔP) oraz parametry materiałowe, tj. moduł sprężystości objętościowej skały (K), współczynnik termalnej ekspansji liniowej (λ) oraz współczynnik poroelastyczny Biota (α):

$$\frac{\sigma_T}{\sigma_p} = \frac{3 \cdot K \cdot \lambda \cdot \Delta T}{\alpha \cdot \Delta P} \quad (5)$$

gdzie:

$$K = \frac{E}{3 \cdot (1 - 2\nu)} \quad (6)$$

Spadek temperatury wywołuje efekt zmniejszenia objętości skały złożowej, a tym samym prowadzi do zwiększenia ekstensji termoelastycznej. Redukcja naprężeń w schłodzonej strefie skały złożowej jest tym większa, im większa jest różnica temperatur między skałą a zatłaczanym płynem. Zmianę odkształcenia objętościowego ($\Delta \varepsilon_V$) wynikającego ze zmiany temperatury w warunkach jednoosiowych można obliczyć za pomocą poniższego wzoru (7):

$$\Delta \varepsilon_V = \frac{1 + \nu}{1 - \nu} \cdot \lambda \cdot \Delta T \quad (7)$$

Ciągle obniżanie temperatury zatłaczanego płynu lokalnie prowadzi stopniowo do redukcji efektywnego minimalnego naprężenia horyzontalnego (σ_h^{eff}). Według Fjaera et al. (1992) kryterium zniszczenia skały złożowej zostanie spełnione, jeśli

efektywne minimalne naprężenie horyzontalne osiągnie lub przekroczy wartość wytrzymałości skały na rozrywanie (T_0), zgodnie ze wzorem (8):

$$\sigma_h^{eff} = \sigma_h + \alpha \cdot P_p \geq T_0 \quad (8)$$

gdzie:

σ_h^{eff} – efektywne minimalne naprężenie horyzontalne,

T_0 – wytrzymałość skały na rozrywanie.

Ciśnienie szczelinowania (P_p), można wyznaczyć, stosując wzór (9). Pokazane tutaj podejście bazuje na metodzie naprężeń obwodowych (ang. *hoop stress*) występujących na ścianie otworu wiertniczego (Zoback, 2007):

$$P_f = 3 \cdot \sigma_h - \sigma_H - (\alpha \cdot P_p) + T_0 + \sigma_T \quad (9)$$

Parametry modelu geomechanicznego

Model geomechaniczny został uruchomiony przy zastosowaniu parametrów wsadowych, w warunkach równowagi naprężeń i odkształceń oraz po zadaniu warunków brzegowych. Inicjalizacja modelu geomechanicznego uwzględniła niezbędne parametry wsadowe, tj. moduł Younga (E), współczynnik Poissona (ν), współczynnik poroelastyczny Biota (α), wytrzymałość na ściskanie jednoosiowe (UCS), wytrzymałość na rozrywanie (T_0), kąt tarcia wewnętrzznego (ϕ), kąt dylatacji (ψ) oraz kryterium zniszczenia (FC).

Wymienione powyżej parametry geomechaniczne dla zadanej litologii zmieniają się w funkcji temperatury. Ze względu na ograniczenia symulatora Visage i modułu Petrel Geomechanics przyjęto uproszczenie o braku zależności temperaturowej parametrów geomechanicznych.

Parametry te zostały rozpropagowane na całą siatkę rozszerzonego modelu strukturalnego. Ze względu na przyjęty model syntetyczny założono jednorodny rozkład parametrów geomechanicznych w poszczególnych interwałach modelu geomechanicznego.

Dla parametrów geomechanicznych zostały określone typowe wartości charakterystyczne dla zadanej litologii, na podstawie dostępnych danych literaturowych przedstawionych w tabeli 3.

Tabela 3. Parametry geomechaniczne modelu strefy złożowej

Table 3. Geomechanical parameters of reservoir area model

Parametr	Wartość	Jednostka	Źródło danych
Moduł Younga, E	18	[GPa]	(Liu et al., 2020)
Współczynnik Poissona, ν	0,3	–	(Bukowska et al., 2015)
Współczynnik Biota, α	1,0	–	Model złożowy
Wytrzymałość na ściskanie jednoosiowe, UCS	52	[MPa]	(Mavko et al., 2009; Moradian i Behnia, 2009; Różański et al., 2021)
Wytrzymałość na rozrywanie, T_0	-7,65	[MPa]	(Lü et al., 2017; Su et al., 2016; Abdulaqov et al., 2019)

cd. Tabela 3/ cont. Table 3

Parametr	Wartość	Jednostka	Źródło danych
Kąt tarcia wewnętrznego, ϕ	30	[°]	Model złożowy
Kąt dylatacji, ψ	5	[°]	Model złożowy
Kryterium zniszczenia, FC	Coulomb-Mohr	–	Model złożowy

Warunki brzegowe modelu geomechanicznego

Na potrzeby tej pracy przyjęto założenie, że rejon opisywanego syntetycznego złoża geotermalnego oraz obszar otaczający są pod wpływem zrzutowo-przesuwczego reżimu naprężeń. Założenie to wynika z dominującego współcześnie na większości obszaru Polski reżimu naprężeń (Jarosiński, 2006a, 2006b; Heidbach et al., 2016; Ruciński et al., 2017; Kenar et al., 2018; Jarosiński et al., 2021).

Warunki brzegowe zadane do modelu geomechanicznego zostały zdefiniowane jako globalne naprężenia tektoniczne – minimalne naprężenie horyzontalne (σ_h) oraz maksymalne naprężenie horyzontalne (σ_H), które zostały przyjęte za Rucińskim et al. (2017). Składowa pionowa tensora naprężenia (σ_v) została wyznaczona na podstawie uśrednionych wartości gęstości z rejonu niecki podhalańskiej (Miecznik, 2017). Parametry regionalnego stanu naprężeń zostały przedstawione w tabeli 4.

Tabela 4. Parametry regionalnego stanu naprężeń dla otoczenia modelu strefy złożowej

Table 4. Stress parameters of area surrounding the reservoir model

Parametr	Wartość	Jednostka	Źródło danych
Gradient minimalnego naprężenia horyzontalnego, $\nabla\sigma_h$	0,0256	[MPa/m]	(Ruciński et al., 2017)
Gradient maksymalnego naprężenia horyzontalnego, $\nabla\sigma_H$	0,0313	[MPa/m]	(Ruciński et al., 2017)
Gradient naprężenia pionowego, $\nabla\sigma_v$	0,0309	[MPa/m]	(Miecznik, 2017)
Azymut biegu maksymalnego naprężenia horyzontalnego, $A\sigma_H$	0	[°]	(Heidbach et al., 2016)

Sprężone symulacje hydro-termo-mechaniczne (H-T-M)

Znaczenie efektów geomechanicznych wywołanych zmianami temperatury dla wydajności pracy złoża geotermalnego jest możliwe do określenia jedynie przy efektywnym wykorzystaniu sprężenia H-T-M. Praktyczne połączenie analizy stanu geomechanicznego ośrodka skalnego z przepływami płynu złożowego dla zróżnicowanych rozkładów ciśnienia porowego i temperatury pozwoliło na analizę odpowiedzi geomechanicznej skały złożowej.

W tej pracy użyto automatycznej, iteracyjnie sprężonej dwukierunkowej procedury obliczeniowej. Dla każdego kroku czasowego wykonywana była pętla obliczeniowa, która polegała na naprzemiennym wywoływaniu symulatora Eclipse

i Visage, pod kontrolą modułu geomechanicznego programu Petrel. W pierwszej kolejności wywoływany był symulator przeplywowo-termalny Eclipse, który obliczał początkowy rozkład ciśnień i temperatury. Następnie symulator geomechaniczny obliczał stan naprężeń i odkształceń dla zadanych rozkładów ciśnień i temperatur. W wyniku wewnętrznych obliczeń program Petrel generował tabelę korelującą zmiany parametrów transportowych (porowatości i przepuszczalności) w funkcji zmian ciśnienia. Na tej podstawie przygotowywany był nowy rozkład parametrów transportowych, implementowany następnie w kolejnej iteracji do obliczenia zaktualizowanych rozkładów ciśnień i temperatury w modelu symulacyjnym. Pętla była powtarzana wielokrotnie (co najmniej 2 razy), aż osiągnięte zostało kryterium zbieżności procedury. Na koniec pętli iteracyjnej wygenerowany został ostateczny rozkład parametrów transportowych, który stanowił wartości

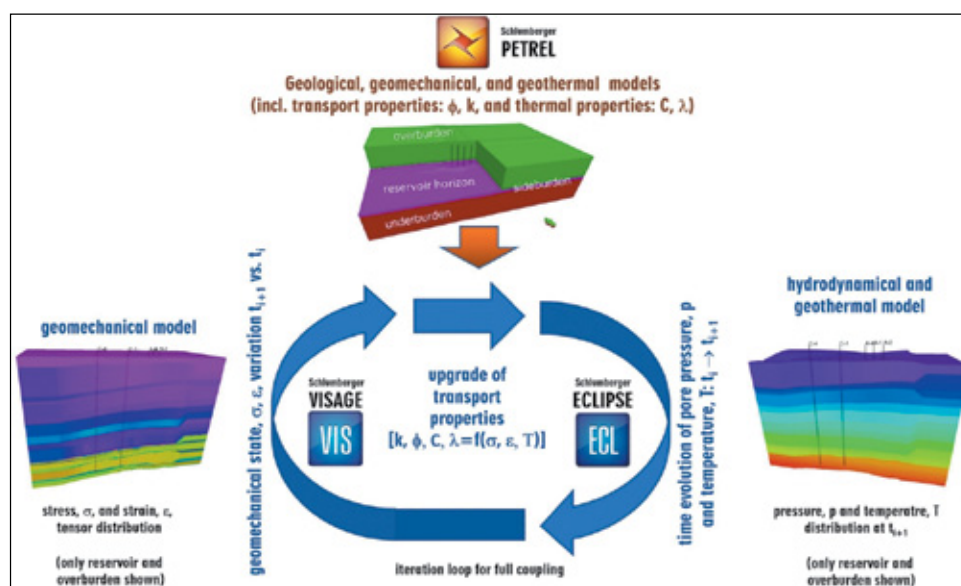
początkowe dla symulacji w kolejnym kroku czasowym.

Taka procedura wielokrotnego naprzemiennego wywoływania symulatora Eclipse i Visage była powtarzana w każdym kroku czasowym symulacji złożowej. Niewątpliwym atutem tej metody jest brak potrzeby wykonywania czasochłonnych korelacji zmian parametrów transportowych w funkcji zmian ciśnienia poza środowiskiem obliczeniowym. Niedogodnością podejścia iteracyjnego do

sprężenia jest to, że symulacje obarczone są długimi czasami realizacji obliczeń (Dean et al., 2006). Obliczenia zmian stanu geomechanicznego traktowane są skokowo, natomiast obliczenia dla części przepływowej charakteryzują się ciągłością zmian (Settari i Walters, 1999). Schemat procedury efektywnej sprężenia H-T-M realizowanej za pomocą oprogramowania firmy Schlumberger został przedstawiony na rysunku 4 (Słota-Valim et al., 2021).

Symulacje pracy złoża geotermalnego z wykorzystaniem sprężenia H-T-M

W ramach 28 wariantów symulacyjnych pracy złoża geotermalnego wykonano obliczenia dla 26 kroków czasowych



Rysunek 4. Schemat efektywnie sprzężonej procedury symulacyjnej (Słota-Valim et al., 2021)

Figure 4. Diagram of effectively coupled simulation procedure (Słota-Valim et al., 2021)

dokumentujących stan złoża względem stanu początkowego (po 10, 20, 22, 24, ..., 52, 54, 60, 80, 100, 120, 140, 160, 180 latach). Parametrami zmiennymi dla wariantów symulacyjnych były temperatura zatłaczanego płynu oraz wydajności zatłaczania i odbioru płynu złożowego. Wszystkie warianty zostały przedstawione w tabeli 5.

Tabela 5. Lista wariantów symulacyjnych dla prognoz pracy złoża geotermalnego

Table 5. List of simulation scenarios for production forecasts of geothermal reservoir

Warianty		Temperatura zatłaczanego płynu			
		$T_0 = 135^{\circ}\text{C}$ ($\Delta T = 0^{\circ}\text{C}$)	$T_1 = 100^{\circ}\text{C}$ ($\Delta T = 35^{\circ}\text{C}$)	$T_2 = 70^{\circ}\text{C}$ ($\Delta T = 65^{\circ}\text{C}$)	$T_3 = 30^{\circ}\text{C}$ ($\Delta T = 105^{\circ}\text{C}$)
Wydajność zatłaczania i odbioru	$q_1 = 1000 \text{ m}^3/\text{d}$	CASE_01	CASE_4	CASE_1	CASE_7
	$q_2 = 2000 \text{ m}^3/\text{d}$	CASE_02	CASE_5	CASE_2	CASE_8
	$q_3 = 3000 \text{ m}^3/\text{d}$	CASE_03	CASE_6	CASE_3	CASE_9
	$q_4 = 4000 \text{ m}^3/\text{d}$	CASE_10	CASE_11	CASE_12	CASE_13
	$q_5 = 5000 \text{ m}^3/\text{d}$	CASE_14	CASE_15	CASE_16	CASE_17
	$q_6 = 6000 \text{ m}^3/\text{d}$	CASE_18	CASE_19	CASE_20	CASE_21
	$q_7 = 7000 \text{ m}^3/\text{d}$	CASE_25	CASE_22	CASE_23	CASE_24

Warunki pracy dubletu otworów

Otwory dubletu zaimplementowane do modelu złożowego były kontrolowane zadanymi wydajnościami zatłaczania i odbioru wody złożowej w zakresie od $1000 \text{ Nm}^3/\text{d}$ do $7000 \text{ Nm}^3/\text{d}$. Ograniczenia, jakie wprowadzono dla tych otworów, to:

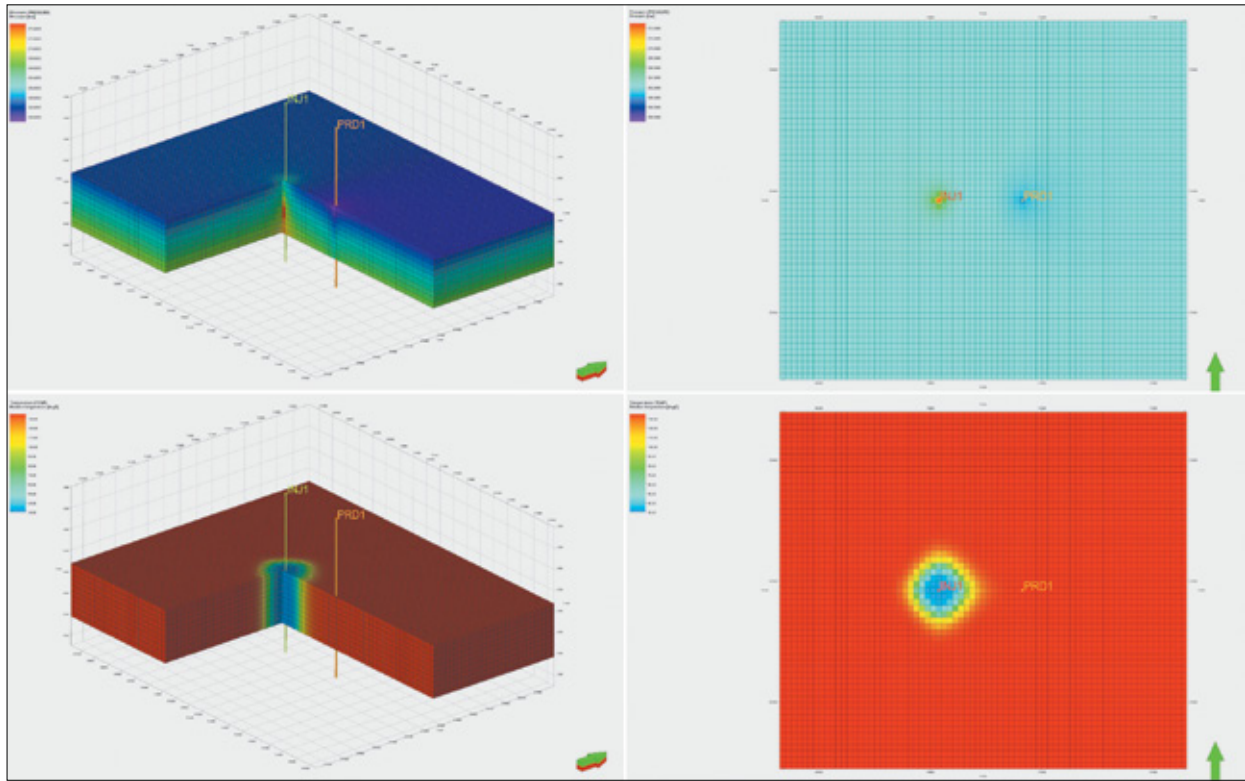
- minimalne ciśnienie denne dynamiczne (305 bar), które pozwala na samoczynne wydobywanie bez wspomaganie oraz nie generuje zbyt dużej depresji w formacji złożowej, która mogłaby dodatkowo maskować efekty termoelastyczne;

- maksymalne ciśnienie denne dynamiczne (415 bar), które ma zapobiec szczelinowaniu formacji skalnej przez zbyt intensywne zatłaczanie wody złożowej;
- minimalna średnia temperatura w otworze wydobywczym (133°C), która gwarantuje ciągłość strumienia energii cieplnej ze złoża geotermalnego.

Założono, że złożo geotermalne zaczyna pracę z jednoczesnym zatłaczaniem i wydobywaniem z zadaną wydajnością w poszczególnych wariantach symulacyjnych. Pracę złoża przerywa przebiecie się do otworu wydobywczego frontu zimnej wody, w którym zaobserwowano spadek temperatury o 3°C względem temperatury początkowej, tj. spadek o około 2%.

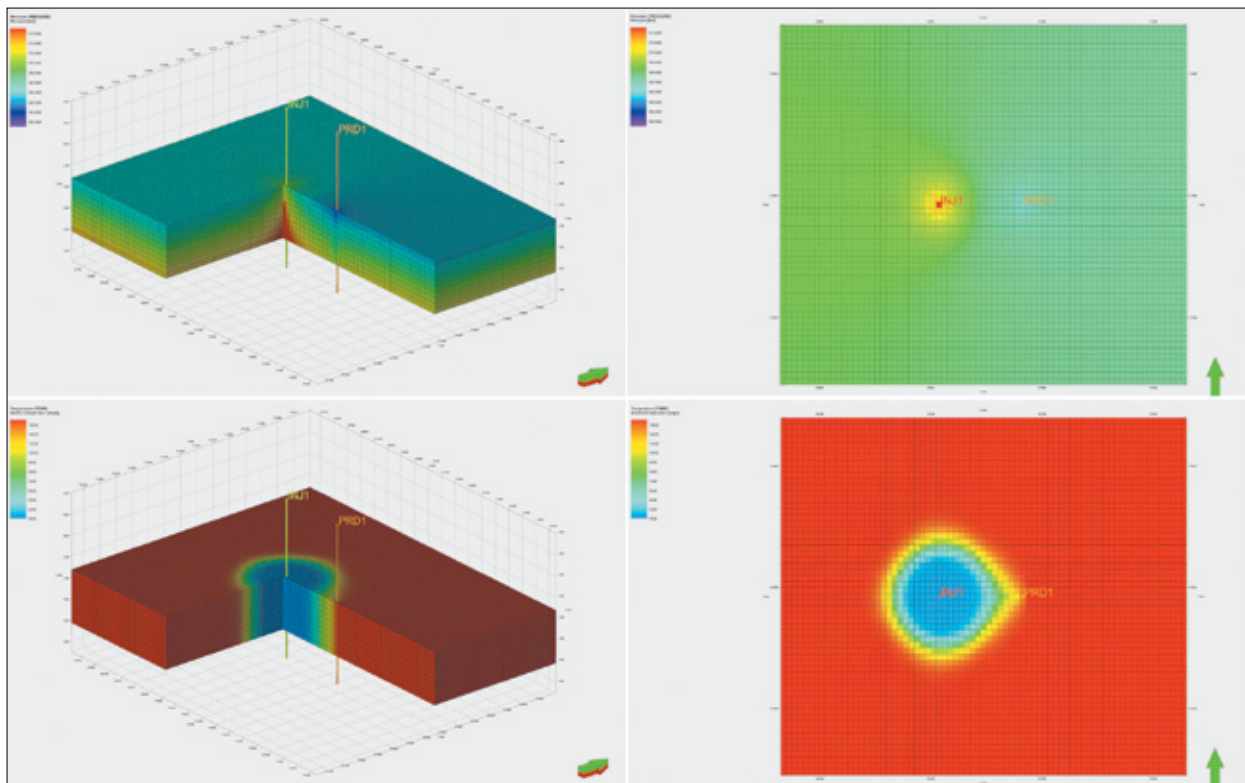
Analiza wyników

W pierwszej kolejności zostały wykonane symulacje dla wariantów bazowych, tj. bez uwzględnienia efektów temperaturowych, $T_{inj0} = 135^{\circ}\text{C}$ (CASE_01, CASE_02, CASE_03, CASE_10, CASE_14, CASE_18 i CASE_25), dla wszystkich zakresów wydajności zatłaczania i odbioru wody złożowej. W dalszej kolejności przeprowadzono symulacje dla pozostałych wariantów, w których założono temperaturę zatłaczanego płynu niższą niż temperatura złożowa, tj. $T_{inj} = (30, 70, 100)^{\circ}\text{C}$ (tabela 5). Przykładowe rozkłady ciśnienia i temperatury dla 20 i 40 lat pozyskiwania energii geotermalnej można zaobserwować na rysunkach 5 i 6.



Rysunek 5. Przykładowy rozkład ciśnienia i temperatury w sprzężonym modelu symulacyjnym po 20 latach pozyskiwania energii geotermalnej na przekroju pionowym i w środkowej warstwie modelu

Figure 5. Sample distribution of pressure and temperature after 20 years of geothermal energy production, cross-section (left) and middle layer (right)

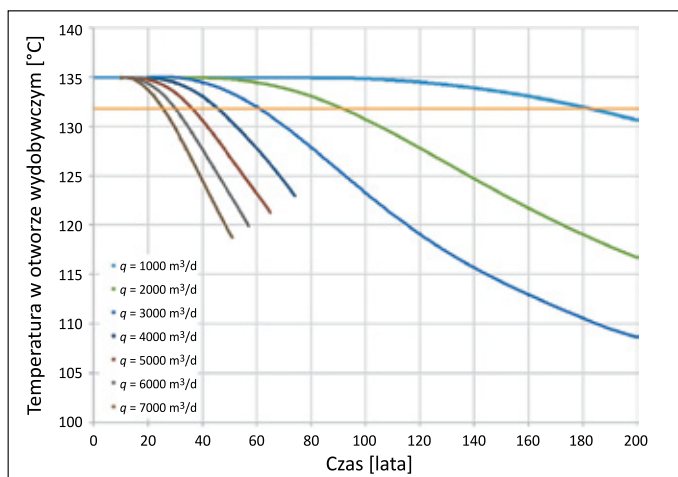


Rysunek 6. Przykładowy rozkład ciśnienia i temperatury w sprzężonym modelu symulacyjnym po 40 latach pozyskiwania energii geotermalnej na przekroju pionowym i w środkowej warstwie modelu

Figure 6. Sample distribution of pressure and temperature after 40 years of geothermal energy production, cross-section (left) and middle layer (right)

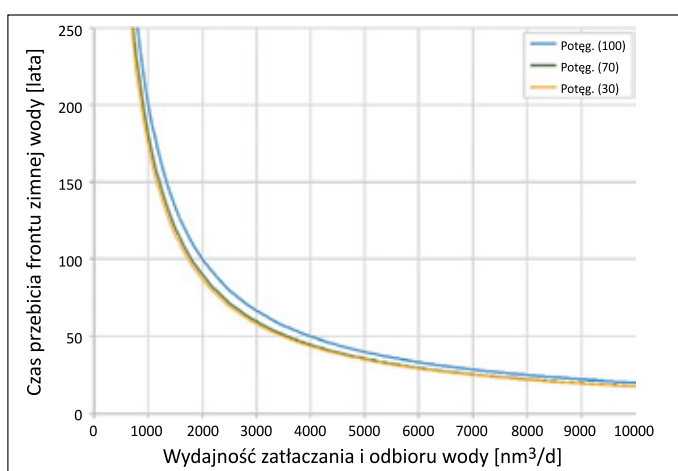
Czas przebiecia się frontu zimnej wody do otworu wydobywczego w funkcji zadanej wydajności zatłaczania i odbioru wody określa zależność potęgowa. Temperatura w otworze wydobywczym spada tym wolniej, im mniejsza jest zadana wydajność zatłaczania i odbioru wody, co można zaobserwować na rysunku 7.

Przy zadanej wydajności wzrost temperatury zatłaczanej wody od 30°C do 70°C, od 30°C do 100°C oraz od 30°C do 135°C powoduje zwiększenie czasu przebiecia frontu zimnej wody o odpowiednio 4%, 16% i 62%. Zastosowanie niższej



Rysunek 7. Średnia temperatura w otworze wydobywczym w funkcji czasu – w zależności od wydajności zatłaczania i odbioru wody. Linia pomarańczowa wskazuje minimalną temperaturę ($T_{\min} = 132^{\circ}\text{C}$), przy której następuje zatrzymanie pracy otworu wydobywczego

Figure 7. Average temperature in production well as a function of time, depending on water production/injection rate. Orange line represents minimal allowable temperature ($T_{\min} = 132^{\circ}\text{C}$) for production well to be stopped.

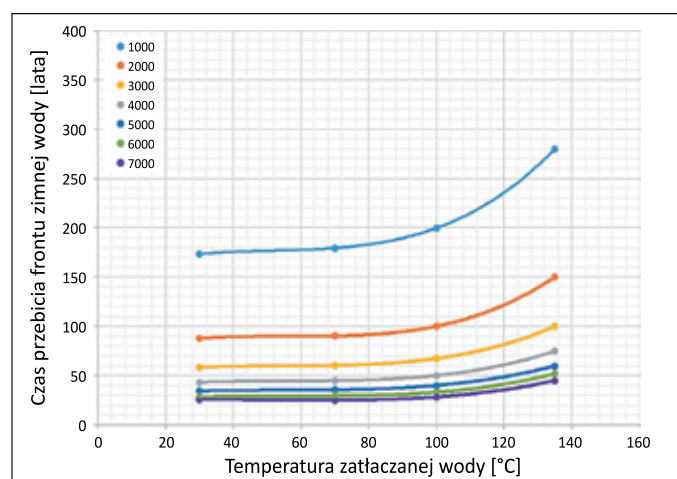


Rysunek 8. Czas dotarcia frontu zimnej wody do otworu wydobywczego w funkcji zmiany wydajności zatłaczania i odbioru wody – w zależności od temperatury zatłaczanej wody

Figure 8. Time of reaching cold water to production well as a function of water production/injection rate, depending on water injection temperature

wydajności oznacza większy zasięg strefy przejściowej poprzez większe jej rozmycie. Przy niskich wydajnościach zatłaczania i odbioru proces przemieszczania zimnej wody trwa dłużej, gdyż większa objętość skały jest zaangażowana w ogrzewanie wody. Opisane powyżej zjawisko zostało przedstawione na rysunku 8.

W przypadku zadanej wydajności zatłaczania i odbioru im jest ona wyższa, tym czas przebiecia frontu zimnej wody zależy od temperatury zatłaczanego płynu. Dla najwyższej wydajności ($q_{ip} = 7000 \text{ Nm}^3/\text{d}$) zmienność czasu przebiecia frontu zimnej wody wynosi 20 lat, a w przypadku niższych wydajności wartość ta rośnie potęgowo odpowiednio do: 22, 25, 34, 62 i 107 lat. Przy utrzymywaniu zadanej wydajności najbardziej optymalna temperatura zatłaczanego płynu występuje w zakresie od 30°C do 70°C. Opisana tutaj charakterystyka produkcyjna złoża geotermalnego została przedstawiona na rysunku 9.



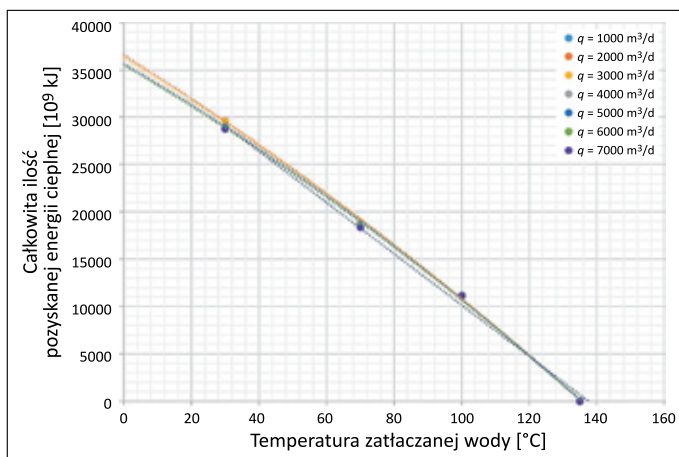
Rysunek 9. Temperatura zatłaczanej wody w funkcji czasu dotarcia frontu zimnej wody do otworu wydobywczego – w zależności od wydajności zatłaczania i odbioru wody

Figure 9. Water injection temperature as a function of time of reaching cold water to production well, depending on water production/injection rate

Całkowita ilość pozyskiwanej energii cieplnej ze złoża geotermalnego jest funkcją temperatury zatłaczanego płynu. Im większa różnica temperatury między gorącą skałą a zatłaczanym płynem, tym więcej potencjalnie można pozyskać sumarycznie ciepła z układu. Wpływ wydajności zatłaczania i odbioru wody na sumaryczną ilość pozyskiwanego ciepła jest pomijalny dla wybranej temperatury zatłaczanego płynu, co można zaobserwować na rysunku 10.

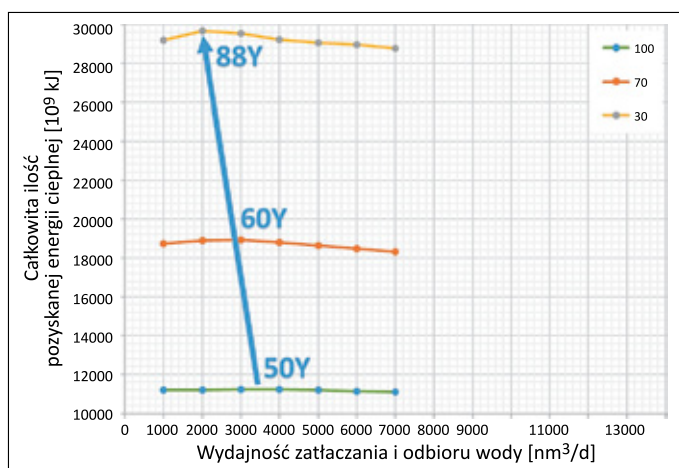
Dla każdej temperatury zatłaczanego płynu można znaleźć lokalne optimum wydajności zatłaczania i odbioru, przy którym uzyskuje się największą sumaryczną ilość energii cieplnej. W przypadku temperatur zatłaczanego płynu wynoszących 100°C, 70°C i 30°C znaleziono optymalne wydajności zatłaczania i odbioru o wartościach odpowiednio 3500 Nm^3/d , 3000 Nm^3/d i 2000 Nm^3/d , które odpowiadają czasom przejścia

frontu zimnego płynu odpowiednio po 40, 50 i 88 latach. Zmienność pomiędzy lokalnym maksimum i minimum jest tym większa, im niższa jest temperatura zatłaczanego płynu. Dla temperatur zatłaczanej wody wynoszących 100°C, 70°C i 30°C zmienność ta jest równa odpowiednio $150 \cdot 10^9$ kJ, $600 \cdot 10^9$ kJ i $910 \cdot 10^9$ kJ. Zjawisko to zostało przedstawione na rysunku 11.



Rysunek 10. Całkowita ilość pozyskanej energii cieplnej w funkcji temperatury zatłaczanej wody – w zależności od wydajności zatłaczania i odbioru wody

Figure 10. Heat energy production total as a function of water injection temperature, depending on water production/injection rate



Rysunek 11. Całkowita ilość pozyskanej energii cieplnej w funkcji wydajności zatłaczania i odbioru wody – w zależności od temperatury zatłaczanej wody. Niebieska strzałka wskazuje trend przesuwania się lokalnego optimum operacyjnego złoża geotermalnego

Figure 11. Heat energy production total as a function of water injection/production rate, depending on water injection temperature. Blue arrow marks trend of moving operational optimum of geothermal reservoir

Wpływ temperatury i ciśnienia na tensor naprężeń

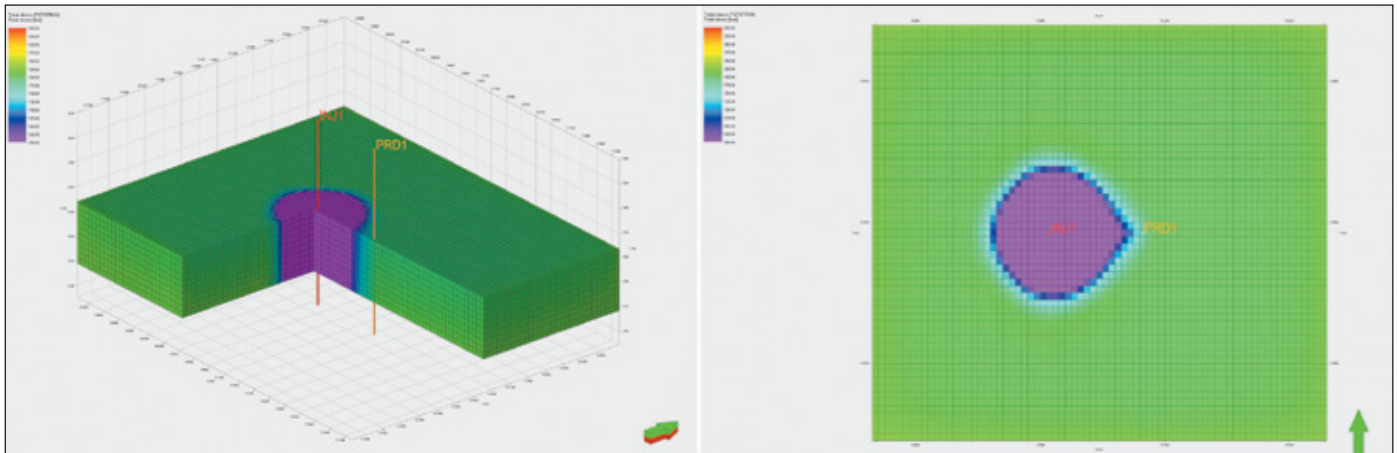
W ramach pracy przeanalizowano wyniki wszystkich symulacji wariantowych, aby ocenić wpływ temperatury na

stan naprężeń i odkształceń oraz na możliwość wystąpienia zniszczeń w strefie dubletu otworów. W tym celu wykonana została korelacja pomiędzy wynikami wariantów zerowych (bez efektów temperaturowych) a wariantami, w których efekty temperaturowe zostały uwzględnione. Dodatkowo przeanalizowane zostały rozkłady odkształceń elastycznych i plastycznych, aby wskazać potencjalne strefy zniszczeń oraz określić optymalne zakresy pracy złoża geotermalnego. Uzupełnieniem analizy wpływu naprężeń termalnych było pokazanie stanu naprężeń i zniszczeń w formie diagramów koła Mohra dla poszczególnych etapów pracy złoża geotermalnego.

Po rozpoczęciu pracy złoża geotermalnego można zaobserwować, że rozkład przestrzenny składowych diagonalnych tensorów naprężeń i odkształceń nie jest jednorodny. Zachodzące w złożu zjawiska termoelastyczne powodują zmianę stanu naprężeń i odkształceń. Zasięg tych zmian koreluje się z postępem przemieszczania frontu zimnej wody. Na koniec pracy złoża geotermalnego silna pozioma ekstensja termoelastyczna jest obserwowana w centralnej części modelu symulacyjnego, co dokumentują rysunki 12 i 13. Składowa pionowa naprężenia nie ulega dużym zmianom w trakcie cyklu pracy złoża geotermalnego, co przedstawia rysunek 14. Przesunięcie się frontu zimnej wody spowodowało wyraźną zmianę odkształcenia objętościowego w centralnej części modelu, co można zaobserwować na rysunku 15. Odkształceń plastycznych i zniszczeń (YieldMod = 0) w sprzężonym modelu symulacyjnym nie stwierdzono.

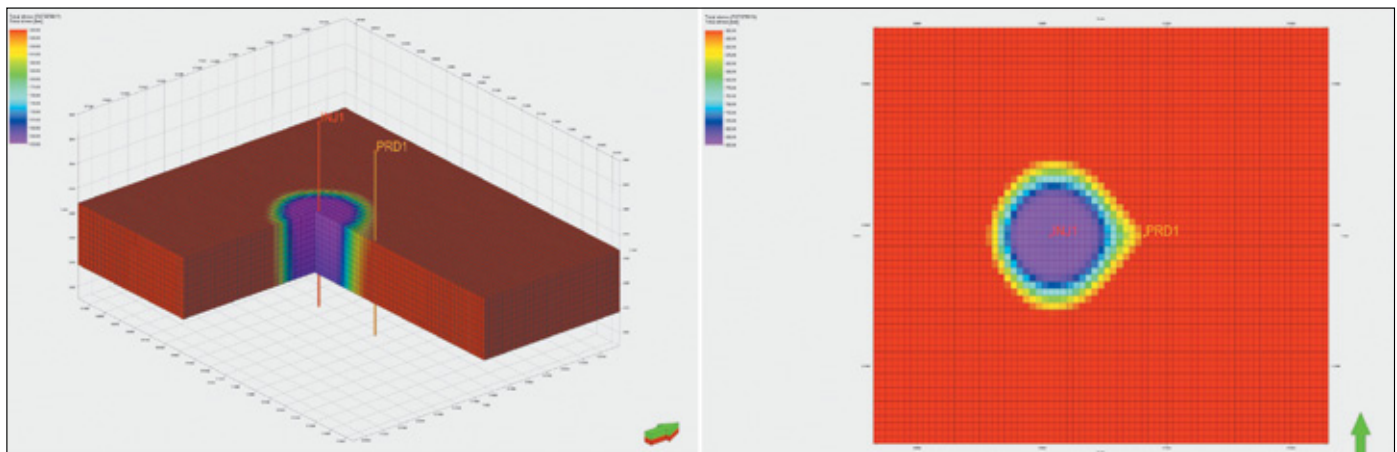
W celu określenia wpływu ciśnienia na składową pionową tensora naprężenia (σ_v) przeprowadzono korelacje pomiędzy względną zmianą składowej pionowej tensora naprężenia a względną zmianą ciśnienia i względną zmianą temperatury. Wpływ ciśnienia (rysunek 16a) jest średnio dwukrotnie większy od wpływu temperatury (rysunek 16b) na składową pionową naprężeń. Wpływ temperatury na składową pionową naprężenia jest tym większy, im mniejsza jest względna zmiana ciśnienia, ale nie więcej niż w przypadku wpływu ciśnienia. Podobne korelacje jak wskazane powyżej przygotowano w celu opisanie wpływu względnych zmian ciśnienia i temperatury na względną zmiany składowych poziomych tensora naprężenia (σ_h , σ_H). W kierunku poziomym wpływ temperatury (rysunek 17b) dominuje ponad dwukrotnie nad wpływem ciśnienia (rysunek 17a) na składowe poziome tensora naprężeń. Względna zmiana ciśnienia ma pomijalny wpływ na zależność względnej zmiany temperatury od względnej zmiany składowej poziomej tensora naprężeń.

W ramach tego opracowania wykonano również analizę zmiany stanu naprężeń i stabilności skały złożowej z wykorzystaniem diagramów koła Mohra. Opisywana analiza została przeprowadzona dla bloków modelu geotermalnego, w obrębie których występują najsilniejsze zmiany stanu naprężeń



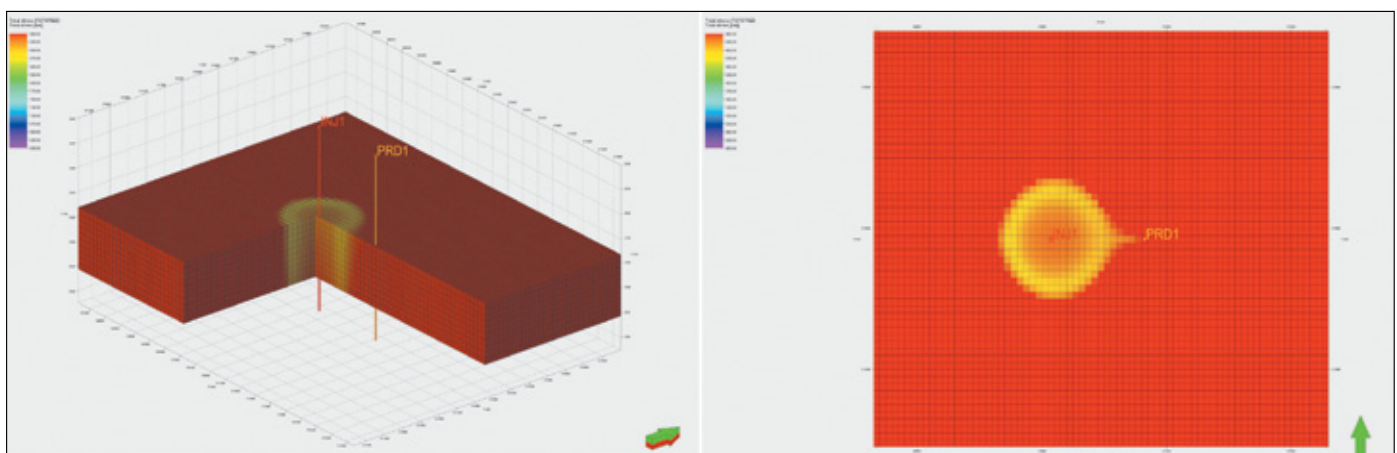
Rysunek 12. Przykładowy rozkład minimalnej składowej naprężenia horyzontalnego (σ_h) w sprzężonym modelu symulacyjnym po 40 latach pozyskiwania energii geotermalnej przy $T_{inj} = 30^\circ\text{C}$ na przekroju pionowym i w środkowej warstwie modelu

Figure 12. Sample distribution of minimal horizontal stress (σ_h) in coupled simulation model after 40 years of thermal energy production for $T_{inj} = 30^\circ\text{C}$, cross-section (left) and middle layer (right)



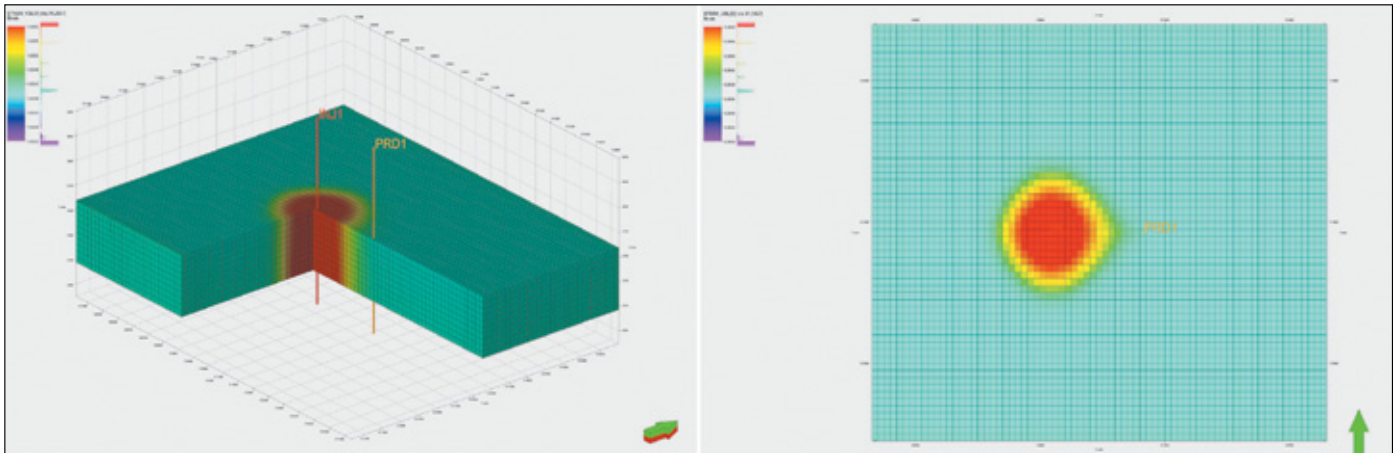
Rysunek 13. Przykładowy rozkład maksymalnej składowej naprężenia horyzontalnego (σ_H) w sprzężonym modelu symulacyjnym po 40 latach pozyskiwania energii geotermalnej przy $T_{inj} = 30^\circ\text{C}$ na przekroju pionowym i w środkowej warstwie modelu

Figure 13. Sample distribution of maximal horizontal stress (σ_H) in coupled simulation model after 40 years of thermal energy production for $T_{inj} = 30^\circ\text{C}$, cross-section (left) and middle layer (right).



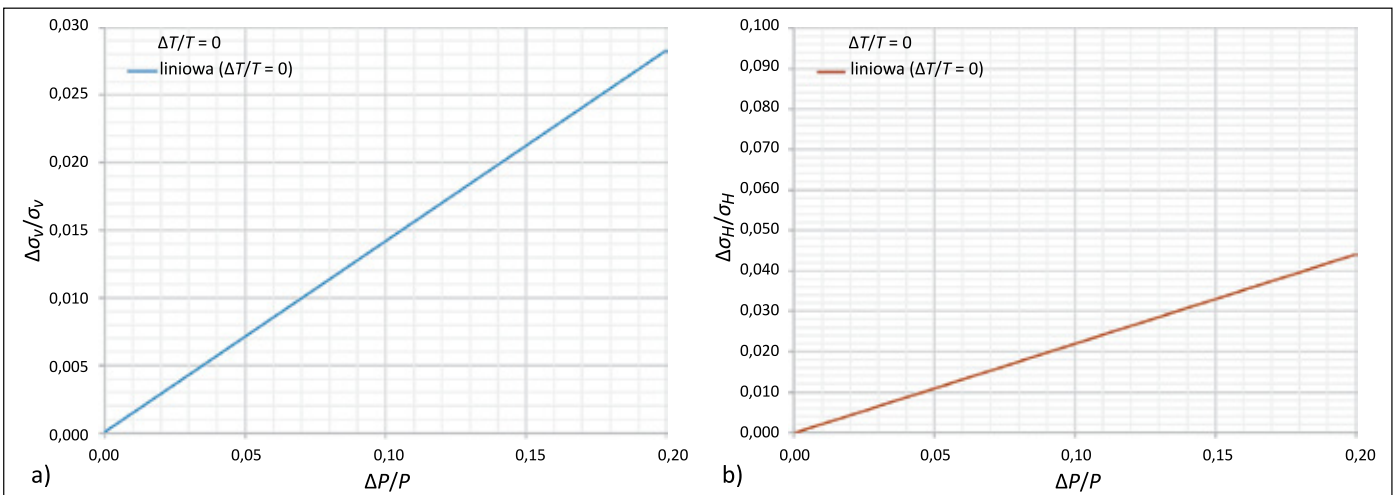
Rysunek 14. Przykładowy rozkład składowej pionowej naprężenia (σ_v) w sprzężonym modelu symulacyjnym po 40 latach pozyskiwania energii geotermalnej przy $T_{inj} = 30^\circ\text{C}$ na przekroju pionowym i w środkowej warstwie modelu

Figure 14. Sample distribution of vertical stress (σ_v) in coupled simulation model after 40 years of thermal energy production for $T_{inj} = 30^\circ\text{C}$, cross-section (left) and middle layer (right)



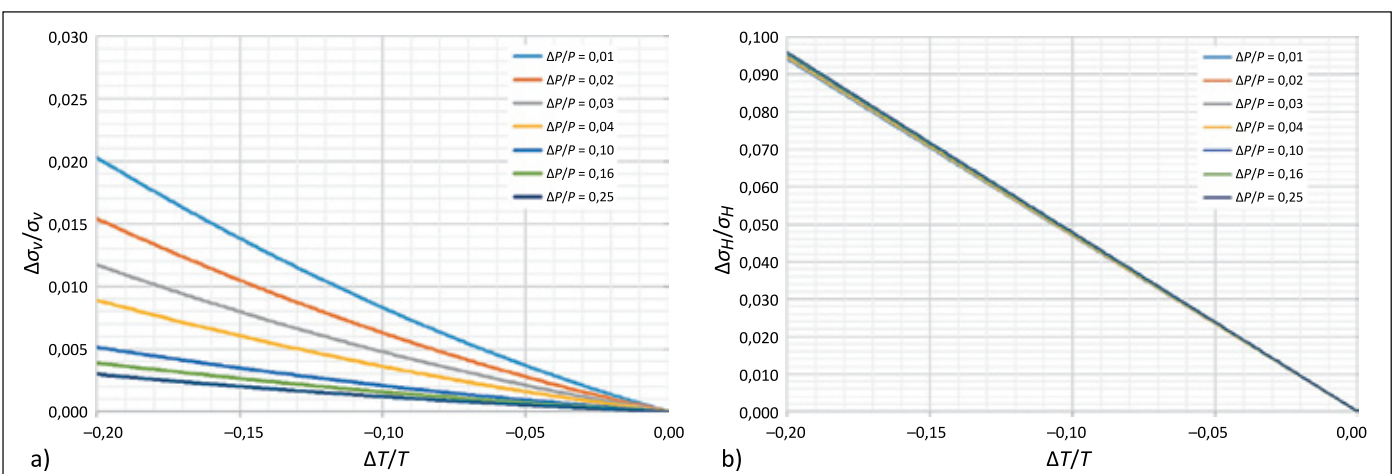
Rysunek 15. Przykładowy rozkład odkształcenia objętościowego (ϵ_v) w sprzężonym modelu symulacyjnym po 40 latach pozyskiwania energii geotermalnej przy $T_{inj} = 30^\circ\text{C}$ na przekroju pionowym i w środkowej warstwie modelu

Figure 15. Sample distribution of volumetric strain (ϵ_v) in coupled simulation model after 40 years of thermal energy production for $T_{inj} = 30^\circ\text{C}$, cross-section (left) and middle layer (right)



Rysunek 16. Udział składowej ciśnieniowej w zmianie składowej tensora naprężeń: a) pionowej, b) poziomej

Figure 16. Contribution of pressure component in change of stress tensor component: a) vertical, b) horizontal



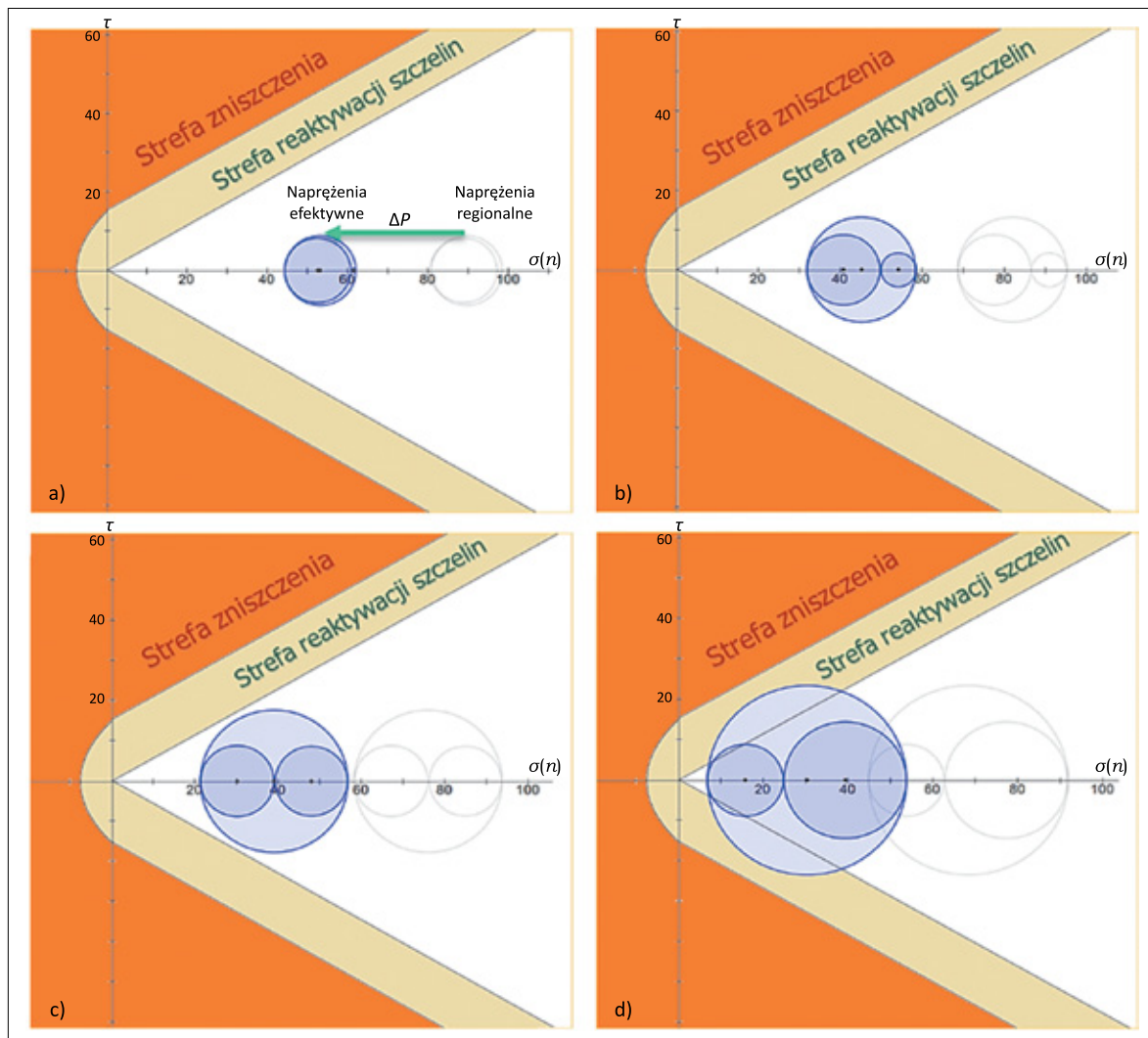
Rysunek 17. Udział składowej termalnej w zmianie składowych tensora naprężeń: a) pionowej, b) poziomej – w zależności od wydajności zatłaczania/odbioru wody

Figure 17. Contribution of temperature component in change of stress tensor components: a) vertical, b) horizontal, depending on water injection/production rate

wywołane zmianami temperatury, tj. w pobliżu otworu zatłaczającego zimny płyn.

Koło Mohra skonstruowane jest tak, że oś X reprezentuje naprężenie normalne efektywne (σ_n), natomiast oś Y – naprężenia ścinające (τ). Dzięki temu możliwe jest przedstawienie na płaszczyźnie pierwotnego stanu naprężeń regionalnych, jak również śledzenie zmian stanu naprężeń pod wpływem zmian ciśnienia porowego i temperatury. Taka analiza pozwala na ocenę stabilności górotworu w dowolnym punkcie modelu geomechanicznego pod kątem spełnienia kryterium reaktywacji szczelin lub potencjalnego wystąpienia zniszczenia skały. Analiza stabilności górotworu jest prowadzona w odniesieniu do zadanego kryterium zniszczenia, w tym przypadku jest to kryterium Coulomba–Mohra. Dodatkowo, w celu pełnego opisu obwiedni zniszczenia, potrzebne jest zdefiniowanie kąta tarcia wewnętrznego (ϕ), wytrzymałości skały na rozrywanie (T_0) oraz kohezji (c).

Analiza stabilności skały złożowej została przeprowadzona dla trzech wariantów temperatury zatłaczanej wody, tj. 30°C, 70°C, 100°C, oraz wariantu bazowego dla temperatury 135°C. Stan naprężeń w przypadku wariantu bazowego został przedstawiony na rysunku 18a. Wraz ze spadkiem temperatury zatłaczanej wody można zaobserwować nieznaczny spadek składowej pionowej naprężenia (σ_v) – od 4% w przypadku temperatury 100°C do maksymalnie 9% w przypadku temperatury 30°C. Składowa minimalna naprężenia poziomego (σ_h) ulega silniejszej redukcji w wyniku zatłaczania zimnej wody – od 15% w przypadku temperatury 100°C do 45% w przypadku 100°C. Również dla składowej maksymalnej naprężenia poziomego (σ_H) notowana jest znaczna redukcja – od 11% dla temperatury 100°C do 36% dla temperatury 30°C. Zatłaczanie zimnej wody do modelowanego złoża geotermalnego powoduje zmianę reżimu naprężeń ze zrzutowo-przesuwczego na normalny. Tak drastyczne zmiany składowych poziomych



Rysunek 18. Analiza stanu naprężeń i stabilności formacji złożowej za pomocą diagramu koła Mohra dla różnych temperatur (T_{inj}) zatłaczanej wody: a) $T_{inj} = 135^{\circ}\text{C}$, b) $T_{inj} = 100^{\circ}\text{C}$, c) $T_{inj} = 70^{\circ}\text{C}$, d) $T_{inj} = 30^{\circ}\text{C}$

Figure 18. Analysis of stress state and reservoir formation stability using Mohr circle diagram for various injected water temperatures (T_{inj}): a) $T_{inj} = 135^{\circ}\text{C}$, b) $T_{inj} = 100^{\circ}\text{C}$, c) $T_{inj} = 70^{\circ}\text{C}$, d) $T_{inj} = 30^{\circ}\text{C}$

tensora naprężeń (σ_h, σ_H) pokrywają się z dominującymi kierunkami przepływu zimnego płynu w złożu geotermalnym, tj. wzdłuż osi X i Z, pomiędzy otworem zatłaczającym a otworem wydobywczym.

Dla wariantów temperatur zatłaczanej wody o wartości 70°C i 100°C, jak również w wariacie bazowym 135°C formacja złożowa pozostaje stabilna, co zostało przedstawione na rysunkach 18a, b i c. Im niższa temperatura zatłaczanego płynu, tym koło Mohra ma większą średnicę i przesuwa się w kierunku początku układu współrzędnych. Dla najniższej temperatury zatłaczanej wody (30°C) koło Mohra przekracza linię reaktywacji naturalnych szczelin zgodnie z kryterium Coulomba–Mohra, co oznacza ponowne otwieranie szczelin istniejących w złożu w wyniku przekroczenia ich wytrzymałości na ścinanie. Stan naprężeń w opisanej sytuacji geomechanicznej został przedstawiony na rysunku 18d. Taka sytuacja wymaga bardziej wnikliwych analiz, gdyż w przypadku występowania i otwarcia naturalnych szczelin w złożu następuje przebudowa modelu porowatości, co pociąga za sobą przygotowanie nowego modelu złożowego o podwójnej porowatości i/lub podwójnej przepuszczalności. Opiswane tutaj zjawisko może być korzystne w kontekście pozyskiwania energii geotermalnej ze skał o słabych i przeciętnych parametrach transportowych, pod warunkiem że generowane szczeliny są zorientowane zgodnie z kierunkiem przepływu płynów.

Podsumowanie i wnioski

Badania opisane w tym artykule dotyczą zagadnienia termalnych efektów geomechanicznych wywołanych zatłaczaniem zimnych płynów w trakcie pracy typowego złoża geotermalnego. Przeprowadzone badania były ukierunkowane na określenie wpływu składowej termalnej naprężenia na zmianę wypadkowego tensora naprężeń oraz opisanie, jak pod wpływem tych zmian zachowywało się złożo geotermalne. Niniejszy artykuł stanowi podsumowanie tych badań – zawiera on między innymi założenia, użytą metodę numeryczną, jak również wnioski dotyczące optymalizacji operacyjnej pracy złoża geotermalnego.

W wyniku realizacji powyższych zadań sformułowano następujące wnioski:

- zatłaczanie zimnych płynów do gorącej skały złożowej powoduje istotną przebudowę pierwotnego tensora naprężeń, w tym przejście od reżimu naprężeń rzutowo-przesuwczego do normalnego uskokowania;
- procesy związane z przepływem frontu zimnej wody w złożu generują znaczną redukcję składowej poziomej tensora naprężeń, a tym samym przyczyniają się do powstania znacznej ekstensji termoeelastycznej;

- udziały składowej hydrodynamicznej (ciśnieniowej) i składowej termoeelastycznej (temperaturowej) w całkowitej zmianie składowej pionowej tensora naprężeń są porównywalne;
- udziały składowej hydrodynamicznej (ciśnieniowej) są ponad dwukrotnie mniejsze od składowej termoeelastycznej (temperaturowej) w całkowitej zmianie składowych poziomych tensora naprężeń;
- zbyt niska temperatura zatłaczanego płynu może powodować reaktywację naturalnych szczelin w wyniku przekroczenia wytrzymałości na ścinanie;
- należy zaznaczyć, że jako wynik symulacji sprzężonych nie uzyskano zniszczenia w obrębie złoża geotermalnego (Yield-Mod = 0, brak odkształceń plastycznych), co zostało potwierdzone w trakcie analizy stabilności skały złożowej (koła Mohra);
- ilość pozyskanej energii cieplnej dla geotermii jest wprost proporcjonalna do różnicy temperatur pomiędzy zatłaczającym płynem a skałą złożową;
- ilość pozyskanej energii cieplnej można zoptymalizować poprzez dobranie odpowiednich wielkości operacyjnych, tj. wydajności zatłaczania wody i temperatury zatłaczanego płynu, po zbudowaniu reprezentatywnych modeli struktury złożowej oraz wykonaniu serii sprzężonych symulacji wariantowych hydro-termo-mechanicznych (H-T-M).

Zaobserwowane w trakcie badań efekty geotermalne są ważne z punktu widzenia geomechaniki. Zjawiska termoeelastyczne (temperaturowe) odgrywają dominującą rolę w zmianie tensora naprężeń, przeważając nad zjawiskami poroeelastycznymi (ciśnieniowymi). Wpływ zjawisk termoeelastycznych na stan geomechaniczny złoża geotermalnego jest istotny i nie można ich pomijać.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Analiza termalnych efektów geomechanicznych wywołanych przepływami geotermalnymi*, praca INiG – PIB, nr zlecenia: 0095/KZ/2022, nr archiwalny: DK-4100-0003/2022.

Literatura

- Abdulagaov I.M., Abdulagatova Z.Z., Kallaev S.N., Omarov Z.M., 2019. Heat-capacity measurements of sandstone at high temperatures. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 5(B5). DOI: 10.1007/s40948-018-0099-1.
- Ahmed B.I., Al-Jawad M.S., 2020. Geomechanical modelling and two-way coupling simulation for carbonate gas reservoir. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10: 3619–3648. DOI: 10.1007/s13202-020-00965-7.
- Bukowska M., Sygala A., 2015. Deformation properties of sedimentary rocks in the process of underground coal gasification. *Journal of Sustainable Mining*, 14: 144–156. DOI: 10.1016/j.jsm.2015.11.003.
- Dean R.H., Gai X., Stone C., Minkoff S., 2006. A Comparison of Techniques for Coupling Porous Flow and Geomechanics. *SPE*

- Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, USA. DOI: 10.2118/79709-MS.
- Engineering ToolBox, 2001. <https://www.engineeringtoolbox.com> (dostęp: 07.03.2022 r.).
- Fjaer E., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R., Holt R.M., 1992. Petroleum Related Rock Mechanics. *Development in Petroleum Science*, 33: 1–337. ISBN 9780080868912.
- Hassanzadegan A., Blöcher G., Moeck I.S., 2011. Induced Stress in a Geothermal Doublet System. *Proceedings of Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California*: 1–8. SGP-TR-191.
- Heidbach O., Rajabi M., Reitner K., Ziegler M., 2016. World Stress Map 2016. *DFZ Data Services*. DOI: 10.5880/WSM.2016.002.
- Jafari A., Vahab M., Broumand P., Khalili N., 2021. An eX-tended Finite Element Method Implementation in COMSOL Multiphysics: Thermo-Hydro-Mechanical Modeling of Fluid Flow in Discontinuous Porous Media. *Computer Science: Mathematical Software*, 1–42. arXiv:2112.11918.
- Jarosiński M., 2006a. Recent tectonic stress field investigations in Poland: a state of the art. *Geological Quarterly*, 50(3): 303–321.
- Jarosiński M., 2006b. Sources of the present-day tectonic stresses in Central Europe: Inferences from finite element modelling. *Geological Review*, 54(8): 700–709.
- Jarosiński M., Bobek K., Głuszyński A., Durkowski K., 2021. Present-day tectonic stress from borehole breakouts in the North-Sudetic Basin (northern Bohemian Massif, SW Poland) and its regional context. *International Journal of Earth Sciences*, 110: 2247–2265. DOI: 10.1007/s00531-021-02073-1.
- Kenar P., Piętko W., Ruciński P., Chlebosz R., 2018. Feasibility Study of Hydraulic Fracturing Technology for Zechstein Formation from the Edge Area. *12. Polski Kongres Naftowców i Gazowników, Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, 16–18.05.2018, Kraków, Poland*.
- Kisra S., Donald J.A., De Gennaro V., 2015. Workflow for Determining Stresses and/or Mechanical Properties in Anisotropic Formations. *Schlumberger International Patent*, WO 2015/077581A1. PCT/US2014/066855.
- Liu W., Zhang L., Luo N., 2020. Elastic modulus evolution of rocks under heating–cooling cycles. *Nature: Scientific Reports*, 13(13835): 1–8. DOI: 10.1038/s41598-020-70920-3.
- Lü C., Sun Q., Zhang W., Geng J., Qi Y., Lu L., 2017. The effect of high temperature on tensile strength of sandstone. *Applied Thermal Engineering*, 111: 573–579. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2016.09.151.
- Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J., 2009. The Rock Physics Handbook: Tool for Seismic Analysis of Porous Media. *Cambridge University Press, 2nd Ed.*: 1–511. DOI: 10.1017/CBO9780511626753.
- Miecznik M., 2017. Model zrównoważonej eksploatacji zbiornika wód geotermalnych w centralnej części Podhala do produkcji energii cieplnej i elektrycznej. *Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*, 202: 1–184. ISBN 978-83-62922-80-2.
- Moradian Z., Behnia M., 2009. Predicting the uniaxial compressive strength and static Young's modulus of intact sedimentary rocks using the ultrasonic test. *International Journal of Geomechanics*, 9: 14–19. DOI: 10.1061/(ASCE)1532-3641(2009)9:1(14).
- Różański A., Różańska A., Sobótka M., Pachnicz M., Bukowska M., 2021. Identification of changes in mechanical properties of sandstone subjected to high temperature: meso- and micro-scale testing and analysis. *Archives of Civil and Mechanical Engineering*, 21(28): 1–22. DOI: 10.1007/s43452-021-00187-6.
- Ruciński P., Kenar P., Pańko A., 2017. 1-D Geomechanical Modelling vs. Hydraulic Fracturing Results, Examples from Unconventional Lublin Basin, Poland. *51st U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, California, USA, 25–28.06.2017*. OnePetro, ARMA-2017-0541.
- Savvatis A., Steiner U., Krzikalla F., Meinecke M., Dirner S., 2019. 4D-geomechanical Simulations (VISAGE™) to Evaluate Potential Stress Relocation in Geothermal Targeted Fault System in Munich (South Germany). *European Geothermal Congress*: 1–8. ISBN 978-2-9601946-1-6.
- Segall P., Fitzgerald S.D., 1998. A note on induced stress changes in hydrocarbon and geothermal reservoirs. *Tectonophysics*, 289: 117–128. DOI: 10.1016/S0040-1951(97)00311-9.
- Settari A., Walters D.A.B., 1999. Advances in Coupled Geomechanical and Reservoir Modeling With Applications to Reservoir Compaction. *SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, USA*. DOI: 10.2118/51927-MS.
- Shen Y., Yang Y., Yang G., Hou X., Ye W., You Z., Xi J., 2018. Damage characteristics and thermos-physical properties changes of limestone and sandstone during thermal treatment from –30°C to 1000°C. *Heat and Mass Transfer*, 54(14): 1–18. DOI: 10.1007/s00231-018-2376-5.
- Ślota-Valim M., Gołąbek A., Szott W., Sowizdzał K., 2021. Analysis of Caprock Tightness for CO₂ Enhanced Oil Recovery and Sequestration: Case Study of a Depleted Oil and Gas Reservoir in Dolomite, Poland. *Energies*, 14(11): 3065. DOI: 10.3390/en14113065.
- Somerton W.H., 1992. Thermal properties and temperature-related behavior of rock/fluid systems. *Elsevier*.
- Su H., Jing H., Du M., Wang C., 2016. Experimental investigation on tensile strength and its loading rate effect of sandstone after high temperature treatment. *Arabian Journal of Geosciences*, 9, 616. DOI: 10.1007/s12517-016-2639-8.
- Zoback M.D., 2007. Reservoir Geomechanics. *Cambridge University Press, Cambridge*. DOI: 10.1017/CBO9780511586477.
- Zoback M.D., Barton C.A., Brudy M., Castillo D.A., Finkbeisner T., Grollmund B.R., Moos P., Peska P., Ward C.D., Wiprut D.J., 2003. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 40(7–8): 1049–1076. DOI: 10.1016/j.ijrmm.2003.07.001.



Dr inż. Piotr RUCIŃSKI
Adiunkt w Zakładzie Symulacji Złóż Węglowodorów
i Podziemnych Magazynów Gazu
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: piotr.rucinski@inig.pl



Dr Wiesław SZOTT
Kierownik Zakładu Symulacji Złóż Węglowodorów
i Podziemnych Magazynów Gazu
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: wieslaw.szott@inig.pl