



Vol. 08, No. 01, Tahun 2026: 43–56

OPHIOLITE: Jurnal Geologi Terapan

[e-ISSN 2715-4440]

Program Studi Teknik Geologi, Universitas Halu Oleo



[Research Article]

Pemanfaatan Sumur Uji Sintetis Pada Simulasi Numerik Untuk Studi Awal Potensi Penyimpanan Karbon di Sistem Panas Bumi Gunung Rajabasa

I Gede Boy Darmawan¹, Ramot Efraim Frederick Togatorop², Ahmad Nasik², Karyanto²

¹ Program Studi Teknik Geologi, Universitas Lampung, Bandar Lampung, Indonesia

² Program Studi Teknik Geofisika, Universitas Lampung, Bandar Lampung, Indonesia

ARTICLE INFO

Article history:

Received: April 27, 2026

Accepted: May 30, 2026

Published: June 3, 2026

Keywords:

sumur uji sintetis
simulasi numerik
penyimpanan karbon
reservoir panas bumi
Gunung Rajabasa

Corresponding author:

I Gede Boy Darmawan

Email: igedeboy@eng.unila.ac.id

Read online:



Scan this QR code
with your smart
phone or mobile
device to read online.

Copyright © 2026 Authors



This work is
licensed under
a Creative Commons

Attribution-ShareAlike 4.0 International
License.

ABSTRAK

Eksplorasi panas bumi di Gunung Rajabasa telah melalui berbagai tahapan, namun hingga saat ini belum tersedia sumur eksplorasi dalam yang menjadi kendala dalam karakterisasi reservoir untuk studi awal penyimpanan karbon. Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan karakteristik reservoir panas bumi berdasarkan sumur uji sintetis pada simulasi numerik serta menghitung potensi awal penyimpanan karbon di sistem panas bumi Gunung Rajabasa. Pemodelan numerik dilakukan menggunakan perangkat lunak HYDROTHERM dengan menerapkan metode *finite-difference* dan algoritma Newton-Raphson hingga mencapai kondisi *steady-state*, yang divalidasi dengan data sumur eksplorasi dangkal RJB-1A. Tiga sumur uji sintetis (DWR-1, DWR-2, DWR-3) ditempatkan pada model untuk menganalisis profil suhu dan tekanan guna menentukan zona steam cap dan batas reservoir. Hasil pemodelan menunjukkan bahwa reservoir panas bumi Gunung Rajabasa memiliki dimensi panjang sekitar 4 km dengan ketebalan 2 km, *top reservoir* pada kedalaman 700–1200 m, serta rentang suhu fluida reservoir antara 286–337°C. Perhitungan awal potensi penyimpanan karbon menggunakan metode volumetrik menghasilkan kapasitas massa CO₂ sebesar 1,185 Mt CO₂e dengan asumsi injeksi dalam fase terlarut pada suhu 155°C dan tekanan 20 bar. Temuan ini mengindikasikan bahwa sistem panas bumi Gunung Rajabasa memiliki potensi awal untuk penyimpanan karbon, meskipun diperlukan pengembangan model pada lintasan lain serta kajian lebih lanjut mengenai laju injeksi dan perilaku fluida CO₂ di dalam reservoir.

ABSTRACT

Geothermal exploration at Mount Rajabasa has progressed through various stages, however, the absence of deep exploration well remains a constraint for reservoir characterization in preliminary carbon storage studies. This study aims to determine the geothermal reservoir characteristics based on synthetic test wells in numerical simulations and to estimate the initial carbon storage potential of the Mount Rajabasa geothermal system. Numerical modeling was performed using HYDROTHERM software, applying the finite-difference method and the Newton-Raphson algorithm until a steady-state condition was achieved, which was validated against shallow exploration well data (RJB-1A). Three synthetic test wells (DWR-1, DWR-2, DWR-3) were placed in the model to analyze temperature and pressure profiles in order to delineate the steam cap zone and reservoir boundaries. The modeling results indicate that the Mount Rajabasa geothermal reservoir has a lateral extent of approximately 4 km and a thickness of 2 km, with the reservoir top at depths of 700–1200 m and reservoir fluid temperatures ranging from 286°C to 337°C. An initial volumetric estimate of carbon storage capacity yielded a CO₂ mass capacity of 1.185 million metric tons (Mt CO₂e), assuming injection in the dissolved phase at 155°C and 20 bar. These findings suggest that the Mount Rajabasa geothermal system holds initial potential for carbon storage, although further development of models on other transects and additional studies on injection rates and CO₂ fluid behavior within the reservoir are still required.

How to cite: Darmawan, I.G.B, Togatorop, R.E.F, Nasik, A., dan Karyanto (2026). Pemanfaatan Sumur Uji Sintetis Pada Simulasi Numerik Untuk Studi Awal Potensi Penyimpanan Karbon di Sistem Panas Bumi Gunung Rajabasa. OPHIOLITE: Jurnal Geologi Terapan, 8(1), pp. 43–56. <https://doi.org/10.56099/ophi.v8i1.p43-56>

1 Pendahuluan

Target Indonesia untuk mencapai Net Zero Emission pada tahun 2060 merupakan langkah penting dalam menurunkan suhu pemanasan global sesuai dengan kesepakatan dalam Paris Agreement yakni mengurangi emisi CO₂ (Putriyana dkk., 2023). Sejumlah metode alternatif telah diterapkan dalam rangka mengurangi emisi CO₂, termasuk penggunaan panel surya yang bersifat bebas karbon, tenaga angin yang ramah lingkungan, pemanfaatan energi panas bumi dan produksi hidrogen (Chu dan Majumdar, 2012; Kristjánsdóttir dan Kristjánsdóttir, 2021; Wu dan Li, 2020). Sebagai respons, Indonesia mengambil inisiatif untuk menerapkan teknologi penangkapan dan penyimpanan karbon atau *Carbon Capture Storage* (CCS) (Adisaputro dan Saputra, 2017; Syahrial dkk., 2022). CCS merupakan teknologi yang digunakan untuk mengurangi emisi gas CO₂ di atmosfer yang membutuhkan penyimpanan/*carbon storage* seperti di saline akuifer (Bokka dkk., 2022; Ringrose, 2018), seam batubara (Hong, 2022; Rodrigues dkk., 2015; Singh dkk., 2021), reservoir minyak dan gas bumi (Askarova dkk., 2023; Deng dkk., 2022; Rakotondrazaka dkk., 2023; Tsuji dkk., 2014), bahkan reservoir panas bumi (Wu dan Li, 2020; Xue dkk., 2023). Indonesia juga memiliki potensi pengembangan CCS di lapangan panas bumi (Putriyana dkk., 2023), termasuk di lapangan panas bumi Gunung Rajabasa, Lampung Selatan (Gambar 1).

Berbagai kegiatan eksplorasi panas bumi di Gunung Rajabasa telah dilakukan seperti pengamatan geologi dan pengukuran magnetik (Darmawan dkk., 2015, 2021), pengukuran gaya berat (Zaenudin dkk., 2020), aktivitas gempa mikro (Sinaga dkk., 2020), *Fault Fracture Density* (FFD) (Darmawan dkk., 2021), hingga *Magnetotelluric* (MT) (Saefulhak, 2017). Namun, hingga kini, fase eksplorasi di Gunung Rajabasa belum memiliki sumur uji (Darmawan dkk., 2023). Sedangkan kajian penyimpanan karbon di sistem panas bumi memerlukan karakteristik pada zona reservoir (Niknam dkk., 2021). Salah satu pendekatan untuk karakterisasi fisika reservoir adalah simulasi numerik, yang telah diadopsi dalam beberapa penelitian terkait (Biagi dkk., 2015; Darmawan dkk., 2023; Karyanto dkk., 2021). Oleh karena itu, penelitian ini sangat penting untuk mendapatkan karakteristik zona reservoir dalam studi awal potensi CCS di lapangan panas bumi di Gunung Rajabasa.

Simulasi numerik untuk reservoir menjadi tahap penting dan memiliki peran sentral dalam kegiatan eksplorasi panas bumi (Burnell dkk., 2012; Lesmana dkk., 2021). Teknik ini merupakan instrumen andal untuk memprediksi keputusan strategis, mengkaji ketidakpastian, mengoptimalkan produksi, serta mengevaluasi kinerja reservoir panas bumi

(Wang dkk., 2020). Model numerik berperan krusial dalam menilai potensi panas bumi dan merancang strategi pengembangannya (Franco dan Vaccaro, 2014; Jalilinasrabadly dkk., 2021). Selain itu, pemodelan ini memperdalam pemahaman terhadap sistem panas bumi, mulai dari model hidrologi hingga dinamika aliran fluida hidrotermal (Karyanto dkk., 2021; Raguenel dkk., 2019), sehingga mengurangi risiko interpretasi keliru pada fase eksplorasi awal (Supijo dkk., 2018). Selain itu, simulasi numerik menghasilkan representasi akurat tentang interaksi massa dan panas dalam sistem panas bumi (Supijo dkk., 2018; Vehling dkk., 2018).

Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan karakteristik reservoir panas bumi berdasarkan sumur uji sintetis pada simulasi numerik untuk studi awal potensi penyimpanan karbon pada sistem panas bumi Gunung Rajabasa. Model numerik yang digunakan merupakan lanjutan dari penelitian sebelumnya yang telah mendapatkan model *steady-states* sistem panas bumi Gunung Rajabasa (Darmawan dkk., 2023). Data sumur uji sintetis juga difokuskan untuk mendapatkan sebaran suhu dan tekanan serta menghitung potensi area reservoir panas bumi Gunung Rajabasa. Zonasi potensi reservoir panas bumi didasarkan pada data hasil pemodelan numerik pada zona *steam cap* dari sumur uji sintetis yang divalidasi dengan data sumur eksplorasi dangkal (RJB-1A) pada laporan eksplorasi (Kingston Morrison, 1994). Selain itu, penelitian ini diharapkan dapat memberikan gambaran awal besaran potensi penyimpanan karbon di lapangan panas bumi Gunung Rajabasa.

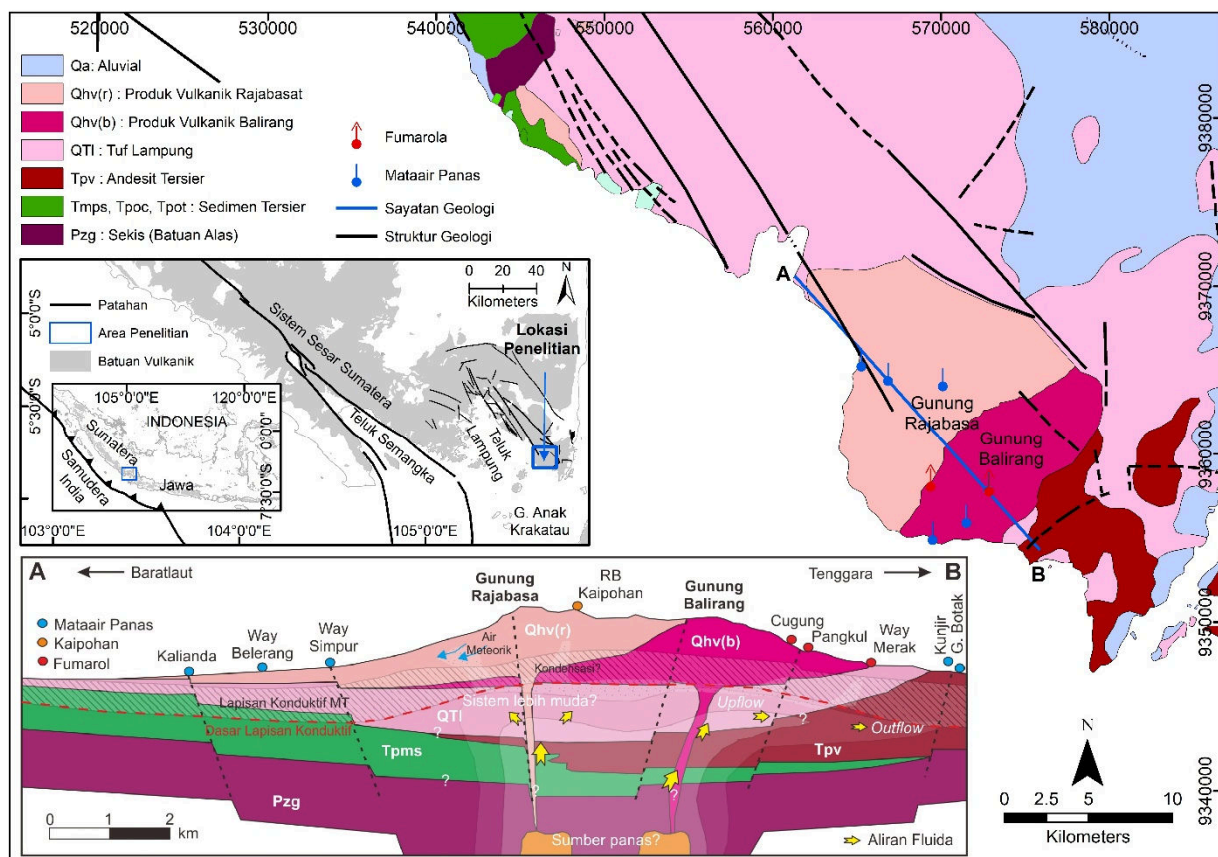
2 Geologi Regional Daerah Penelitian

Secara geologi regional, Gunung Rajabasa terletak pada Formasi Satuan Gunungapi Muda (Qhv) yang terdiri atas lava berkomposisi andesit-basal, breksi, dan tuf sebagaimana dijelaskan pada Gambar 1. Di sekitarnya terdapat Formasi Lampung (QTI) dan Andesit Tersier (Tpv) (Mangga dkk., 1993). Produk vulkanisme berumur Tersier, tersusun oleh lava andesitik, tersebar dari wilayah Barat hingga Tenggara. Selain itu, terdapat batuan sedimen berumur Tersier (Tmps), yang terdiri atas batulempung, lanau, dan batupasir, serta batuan basemen (Pzg) dengan komposisi sekis dan kuarsit; satuan ini merupakan yang tertua di area penelitian. Karakteristik aliran lava yang berada di permukaan menunjukkan bahwa perkembangan satuan andesit ini berdekatan dengan pusat erupsi (Bronto dkk., 2012). Dari segi tektonik dan topografi, daerah penelitian ini memiliki tingkat kompleksitas yang tinggi. Vulkanisme yang berkaitan dengan proses subduksi di Indonesia antara lain tercermin pada keberadaan gunung api Kuarter yang

membentang sepanjang busur Sunda dan Banda. Transisi dari zona depan ke subduksi miring di Selat Sunda diduga sebagai area perluasan akibat pergerakan barat laut dari irisan busur antara parit dan Sistem Sesar Sumatra (Barber dkk., 2005).

Secara regional, struktur sesar di wilayah penelitian menunjukkan kompleksitas dengan arah dominan Baratlaut – Tenggara. Sebaran sesar cukup luas, dengan panjang masing-masing berkisar antara 25 hingga 35 km. Sesar-sesar ini paling banyak ditemukan di Bukit Barisan pada bagian baratdaya, namun diperkirakan juga terdapat di bawah lapisan penutup endapan Kuartar. Bukti adanya sejarah geologi yang rumit pada sesar-sesar terpetakan di Bukit Barisan tampak dari pola pergerakan naik-turun dan pembalikan gerakannya. Sesar utama yang

melewati area penelitian adalah Sesar Lampung – Panjang dan Menanga (Gambar 1). Selain itu, sesar-sesar tersebut ditafsirkan sebagai bagian atau gabungan dari Sistem Sesar Sumatra (Mangga dkk., 1993). Berdasarkan model konseptual panas bumi di Gunung Rajabasa yang ditunjukkan pada Gambar 1, distribusi aliran panas bergerak dari sumber ke zona *upflow* dan *outflow*. Suhu manifestasi teramati bervariasi antara 35 hingga 105°C (Darmawan dkk., 2015; Mussofan dkk., 2016). Distribusi termal pada area prospek ditemukan dalam kisaran 240–280°C di bawah manifestasi Pangkul, Cugung, dan W. Merak (Saefulhak, 2017). Interpretasi suhu reservoir dilakukan berdasarkan hasil perhitungan geothermometer pada mata air panas dan gas, dengan rentang 220–325°C (Darmawan dkk., 2015; Saefulhak, 2017).



Gambar 1 Peta geologi regional dan model konseptual lapangan panas bumi Gunung Rajabasa (dimodifikasi dari Darmawan dkk., 2021, 2023; Mussofan dkk., 2016).

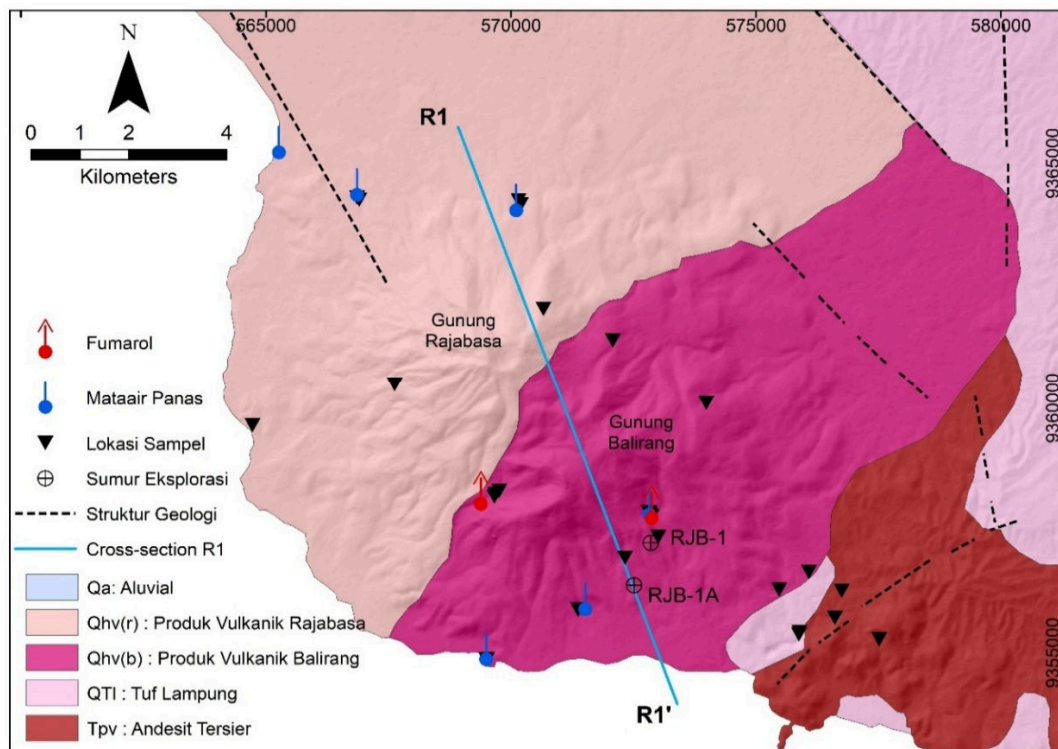
3 Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan 15 (lima belas) sampel batuan segar dan 9 (sembilan) batuan alterasi serta pengambilan data suhu dan pH di area manifestasi panas bumi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2. Pengujian porositas dan densitas dilakukan pada 23 (dua puluh tiga) sampel batuan. Pengukuran tersebut menggunakan metode neraca hidrostatik berdasarkan prinsip Archimedes (Fajrina

dkk., 2016) dengan memanfaatkan perbandingan berat kering, berat basah, berat terapung dan volume total batuan pada densitas air murni dianggap 1 gr/cm³. Pengukuran berat kering dan basah dilakukan menggunakan timbangan digital, sedangkan berat terapung menggunakan neraca pegas. Gelas ukur digunakan dalam menghitung volume batuan dalam air serta oven untuk mengeringkan batuan. Selanjutnya sebanyak 11 (sebelas) sampel batuan dilakukan pengujian permeabilitas di laboratorium

mekanika tanah dengan metode *falling head*. Peralatan utama berupa sel permeameter yang berisi sampel batuan jenuh, pipa tegak (*standpipe*) berdiameter kecil yang terpasang di atas sel, serta *stopwatch* dan penggaris untuk mengamati penurunan muka air. Prosedurnya diawali dengan menjenuhkan sampel, mengisi pipa tegak hingga ketinggian awal, lalu mencatat waktu yang diperlukan

hingga muka air turun ke ketinggian akhir, kemudian menghitung koefisien permeabilitas. Seluruh data hasil pengukuran lapangan dan pengujian laboratorium kemudian direratakan berdasarkan kelompok batuan yang disederhanakan sebagai parameter input simulasi numerik seperti yang ditunjukkan pada Tabel 1.



Gambar 2 Peta lokasi pengambilan sampel, pengukuran manifestasi dan lintasan *cross-section* model numerik

3.1 Simulasi Numerik

Simulasi numerik digunakan untuk memodelkan mekanisme aliran fluida hidrotermal serta menghitung massa dan entalpi dari fluida panas bumi (Saibi, 2011) serta pola aliran panas, dan tren mass flux (Setyawan dkk., 2010). Simulasi numerik dilakukan menggunakan perangkat lunak

HYDROTHERM dengan menerapkan algoritma Newton-Raphson untuk menyelesaikan sistem diferensial nonlinier, serta metode *Slice Successive Over Relaxation* (SSOR) maupun *Generalized Minimum Residual* (GMRES) pada sistem linier. Untuk pemodelan perpindahan energi panas diaplikasikan baik pada fase fluida maupun padat sesuai dengan Pers. 1 (Kipp dkk., 2008).

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi(\rho_a S_a + \rho_u S_u)] - \nabla \cdot \frac{k k_{ra} \rho_a}{\mu_a} [\nabla P_a + \rho_a g \hat{e}_z] - \nabla \cdot \frac{k k_{ru} \rho_u}{\mu_u} [\nabla P_u + \rho_u g \hat{e}_z] - q_{sf} = 0 \quad (1)$$

Dengan ϕ adalah porositas, ρ dan S sebagai densitas dan saturasi, k adalah tensor permeabilitas medium berpori, k_r adalah permeabilitas relatif, μ adalah viskositas, P adalah tekanan, g adalah konstanta gravitasi, $\hat{e}_z$ adalah satuan vektor ke arah z , q_{sf} adalah intensitas laju aliran dari sumber massa fluida, serta t dan ∇ adalah waktu dan gradien spasial, yang seluruhnya dalam fase air (a) dan uap (u).

HYDROTHERM memanfaatkan teknik *finite-difference* untuk melakukan diskritisasi baik secara spasial maupun temporal terhadap Pers. 1. Persamaan terkait perpindahan aliran dan panas, yang berfungsi

sebagai *residual-rate* pada setiap simpul aktif, dijabarkan dalam Pers. 2 (Kipp dkk., 2008).

$$\mathbf{J}(\mathbf{u}^{(V)})(\mathbf{u}^{(V+1)} - \mathbf{u}^{(V)}) + \mathbf{f}(\mathbf{u}^{(V)}) = 0 \quad (2)$$

Dengan $\mathbf{f}$ merupakan vektor *residual-rate*. Sedangkan $\mathbf{u}$ dan $\mathbf{J}$ merupakan 2×1 blok vektor tekanan dan entalpi serta blok matriks Jacobian 2×2 . Kemudian $\mathbf{u}^{(V)}$ adalah vektor dari nilai tekanan dan entalpi pada setiap iterasi simpul aktif (V).

Model numerik disederhanakan menjadi tiga jenis kerapatan *grid* secara horizontal, yaitu 100 m, 200 m, dan 250 m, masing-masing digunakan mulai

dari lapisan model paling atas. Untuk *grid* vertikal, interval 100 m diterapkan di area sumber panas (*heat source*) serta wilayah manifestasi panas bumi W. Simpur, Cugung, W. Merak dan G. Botak. Sementara itu, area di antara sumber panas dan manifestasi memakai interval 200 m, sedangkan sisanya menggunakan interval 250 m. Pemilihan jenis dan ukuran *grid* ini didasarkan pada kebutuhan untuk mengamati pola aliran fluida panas bumi di Gunung Rajabasa. Jalur *cross-section* yang dipilih melintasi area manifestasi panas bumi dan sumur eksplorasi

dangkal (RJB-1A), bertujuan memperoleh referensi kondisi terkini berdasarkan hasil pengukuran langsung, uji sampel laboratorium, maupun penelitian sebelumnya (Bronto dkk., 2012; Darmawan dkk., 2013, 2015, 2021, 2023; Suharno dkk., 2010; Zaenudin dkk., 2020). Parameter hasil pengujian yang dimasukkan ke dalam sistem *Hydrotherm-Interactive* setelah melalui beberapa penyesuaian dengan metode *trial and error* untuk mendapatkan model konvergen dalam proses iterasi sesuai batas toleransi pada formula Newton-Rapson seperti ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1 Parameter input batuan yang disederhanakan untuk model awal simulasi numerik Gunung Rajabasa

Litologi	Qhv _(r) Andesit Rajabasa	Qhv _(b) Andesit Balirang	QTI Piroklastik Kuarter	Tpv Andesit Tersier	Tmps Sedimen Tersier	Pzg Sekis
Porositas	0,10	0,10	0,11	0,12	0,12	0,01
Permeabilitas (m ²)	1x10 ⁻¹⁶	1x10 ⁻¹⁶	1x10 ⁻¹⁶	1,1x10 ⁻¹⁶	1x10 ⁻¹⁶	1x10 ⁻¹⁷
Konduktivitas Termal (W/mK)	2,20	2,20	2,10	2,20	2,10	3,50
Kalor Jenis (J/gK)	1080	1080	1080	1080	1080	1000
Densitas (g/cm ³)	2,61	2,61	2,60	2,60	2,50	3

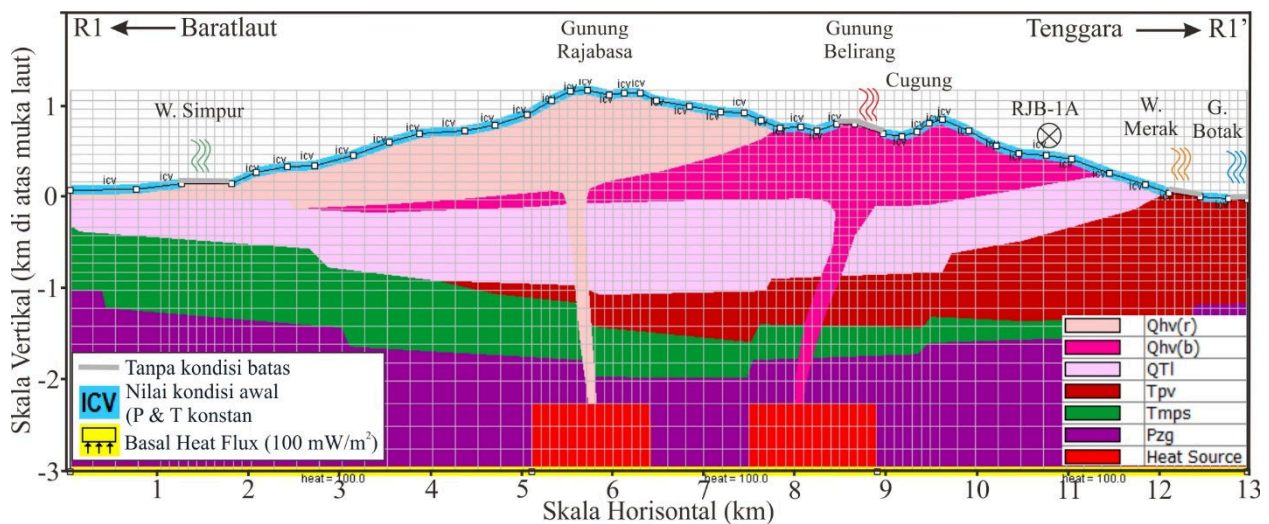
Model awal yang dibangun untuk simulasi numerik menggunakan tipe aliran air tanah tertekan (*confined groundwater*), pembobotan menggunakan formula *upstream* (ambang batas 2×10^{-4}) dan sumber fluida menggunakan *enthalpy*. Fungsi permeabilitas relatif menggunakan tipe linier dengan residual saturasi air 0,3 dan uap adalah 0. Kondisi tekanan awal menggunakan tekanan atmosfer permukaan normal (1.013×10^6 Pa) sedangkan temperatur awal ditentukan secara *trial and error* dengan memperhatikan suhu sumber panas 700°C dan suhu permukaan maksimal 30°C. Untuk parameter *mass balance* dan *energy balance convergence* dari teknik Newton-Raphson secara berurutan menggunakan nilai 1×10^{-12} g/s.cm³ dan 0,01 erg/s.cm³. Teknik *solver* tidak menggunakan metode GMRES melainkan menggunakan persamaan *linear direct band*.

Kondisi batas dalam simulasi numerik ditetapkan melalui batas domain sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 3. Bagian atas domain menerapkan kondisi *constant values from initial condition* yang telah diaktifkan, sementara sisi kanan dan kiri domain tidak diwarnai untuk menandakan kondisi *no flow*. Sisi bawah domain yang berwarna kuning merepresentasikan kondisi *basalt heat flux*. Kondisi ini sesuai dengan keadaan di lapangan dimana fluida panas muncul di permukaan sebagai manifestasi mata air panas. Untuk lapisan bawah dari model awal, diberikan nilai *basal flux* sebesar 100 wM/m². Nilai ini diperoleh dari hasil studi pustaka dan merujuk pada beberapa model panas bumi (Borović dkk., 2019; Fujimitsu dkk., 2015; Pashkevich dan

Pavlov, 2019; Ragueneel dkk., 2019). Seluruh profil geologi dimodelkan dalam *grid*, dan proses iterasi dilakukan pada setiap sel *grid* untuk mendukung perhitungan numerik. Kepadatan *grid* yang tinggi dimaksudkan untuk memperoleh resolusi tajam dan detail, khususnya pada zona reservoir panas bumi dan area manifestasi. Simulasi numerik ini dijalankan dengan batas waktu iterasi maksimum selama 100.000 iterasi. Batas ini berdasarkan penelitian sebelumnya menunjukkan bahwa transfer panas dari *heat source* telah jauh menurun dan melewati kondisi *steady-state* (Darmawan dkk., 2023).

3.2 Penyimpanan Karbon (*Carbon Storage*)

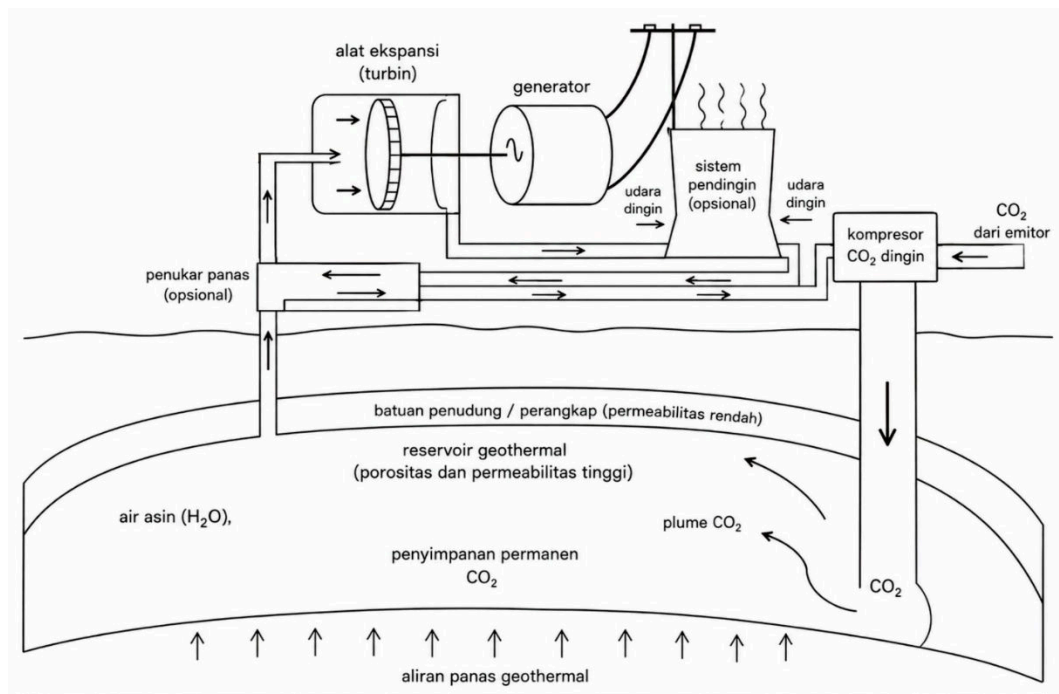
Parameter geologi yang mempengaruhi pemilihan calon formasi potensial untuk penyimpanan CO₂ meliputi jenis cekungan yaitu reservoir, volume reservoir, porositas, permeabilitas, kedalaman, ketebalan serta permeabilitas batuan penutup. Jenis cekungan yang paling tepat untuk penyimpanan CO₂ adalah cekungan sedimen di mana sebagian besar formasi geologi (reservoir hidrokarbon, lapisan batu bara, dan salin akuifer batuan permeabel dengan pori-pori yang terisi air asin seperti reservoir panas bumi) sebagai lokasi penyimpanan potensial berada (Aminu dkk., 2017). Kombinasi teknologi penyimpanan CO₂ dari proses CCS dengan pembangkit listrik tenaga panas bumi merupakan subjek penelitian baru (Fleming dkk., 2022). Metode ekstraksi energi panas bumi ini memanfaatkan CO₂ sebagai fluida atau CO₂-*Enhanced Geothermal Systems* (EGS) adalah yang pertama kali



Gambar 3 Profil sayatan geologi, kondisi batas dan parameter input pada model simulasi numerik

diperkenalkan (Brown, 2000). CO₂ dapat menciptakan efek *thermosiphon* dan memiliki tingkat ekstraksi panas yang lebih tinggi daripada air garam (Atrens dkk., 2009; Pruess, 2006). Namun, karena volume reservoir yang terbatas, CO₂-EGS juga memiliki potensi penyimpanan yang terbatas (Randolph dan Saar, 2011). Oleh karena itu, konsep kopling panas bumi dengan CO₂ yang baru dengan sistem CO₂-*plume* (CPG) dan reinjeksi mulai diteliti (Gambar 4). Model ini memiliki potensi penyimpanan CO₂ yang cukup besar, permeabilitas alami yang tinggi, dan adanya *cap*

rock yang dapat membatasi kebocoran CO₂ sebagai respons terhadap kekurangan sebelumnya di EGS (Buscheck dkk., 2014; Randolph dan Saar, 2011). Kopling energi panas bumi dan penyimpanan CO₂ memiliki kapasitas yang besar dan risiko pengeboran yang lebih rendah dibandingkan dengan aliran hidrotermal (Buscheck dkk., 2014). Banyak peneliti telah menyelidiki sistem CO₂-*plume* (CPG) dan reinjeksi lebih efisien dibandingkan dengan sistem panas bumi konvensional (Adams dkk., 2014; Garapati dkk., 2015).



Gambar 4 Skema sistem penyimpanan karbon melalui sumur injeksi panas bumi (dimodifikasi dari McDonnell dkk., 2020)

Metode yang digunakan untuk estimasi potensi penyimpanan karbon pada penelitian ini merujuk pada penelitian Altar dkk., (2024). Studi awal dilakukan melalui pendekatan berdasarkan massa

CO₂ yang terinjeksi dan densitas CO₂ pada kondisi reservoir. Karena dalam penelitian ini CO₂ diasumsikan selalu berada dalam fase terlarut, maka volume karbon efektif dapat dihitung dari massa CO₂

terlarut dibagi dengan densitas CO_2 pada tekanan dan temperatur setempat, atau lebih tepatnya dengan menghitung volume fluida reservoir yang mengandung CO_2 terlarut. Parameter kunci yang ditemukan adalah efisiensi injeksi mencapai 97,6–98,0% ketika menggunakan *brine* sebagai fluida pembawa, serta tidak ada kebocoran permukaan selama 30 tahun. Untuk menghitung kapasitas penyimpanan CO_2 pada kondisi *steady-state* model numerik digunakan Pers. 3 berikut (Bachu, 2015).

$$V_{\text{CO}_2t} = V_{\text{bulk}} \phi (1 - S_{\text{wirr}}) = Ah \phi (1 - S_{\text{wirr}}) \quad (3)$$

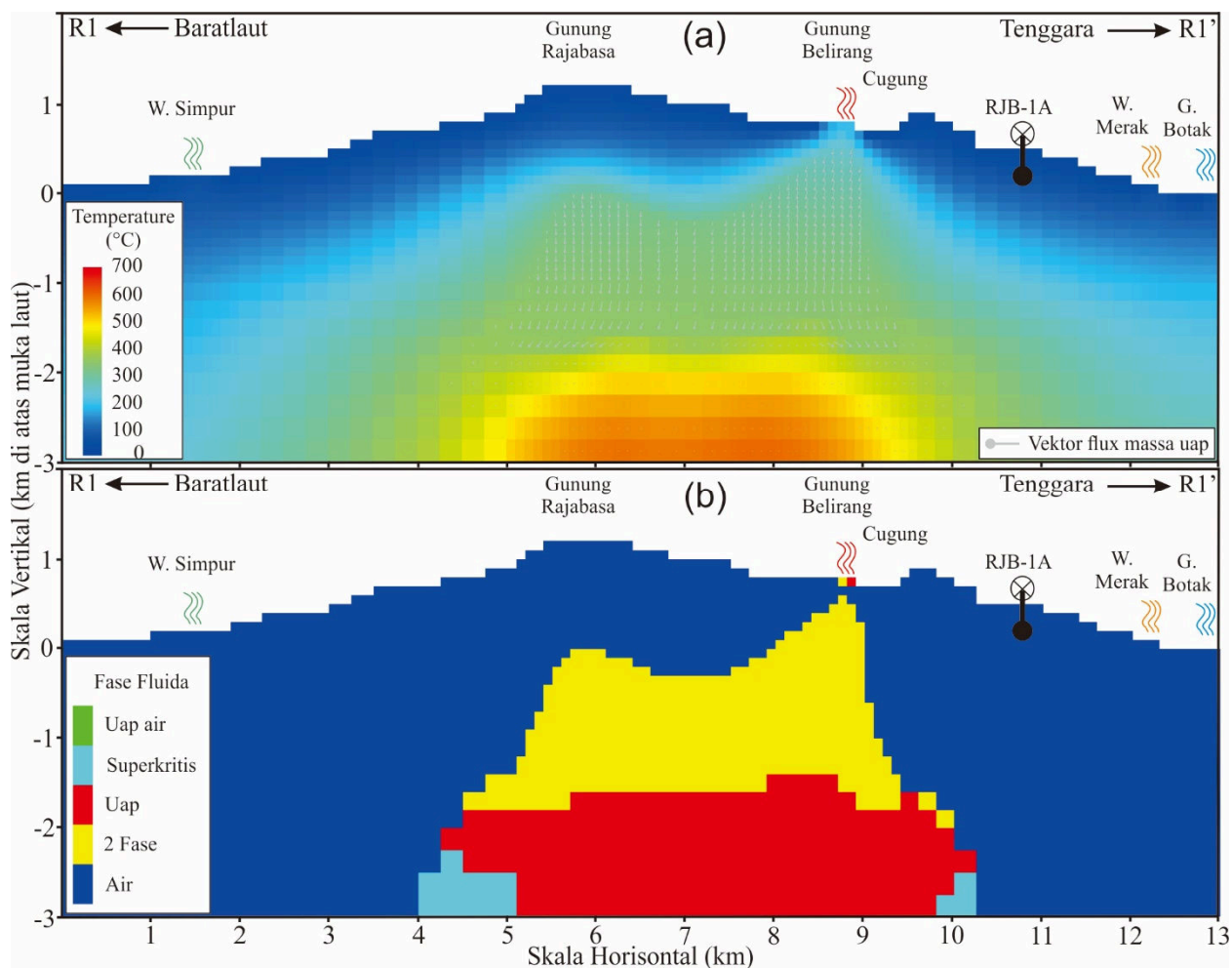
Dengan A dan h masing-masing adalah luas area dan ketebalan formasi, volume teoritis yang tersedia untuk penyimpanan CO_2 (V_{CO_2t}), volume bulk (V_{bulk}), porositas (ϕ) dan saturasi air yang tidak dapat direduksi (S_{wirr}). Laju aliran massa fluida CO_2 dalam fluida reservoir dan total massa fluida dalam volume pori (V_{bulk}) diperoleh dari model numerik, sehingga volume CO_2 dapat dihitung dengan Pers. 3. Sebagai pembandingan maka *enthalpy* aliran massa fluida CO_2

hasil pemodelan numerik divalidasi dengan data sekunder yang diperoleh dari tabel properti CO_2 oleh Span dan Wagner, (1996).

4 Hasil dan Pembahasan

4.1 Kondisi *Steady-State* Model Numerik

Proses simulasi numerik yang dijalankan dengan waktu maksimal di 100.000 iterasi, hingga menghasilkan pola aliran fluida hidrotermal yang mendekati keadaan *steady-state* dan berkorelasi dengan data sumur eksplorasi dangkal RJB-1. Untuk mengidentifikasi kondisi *steady-state*, model simulasi dicuplik pada setiap kelipatan iterasi 10.000. Berdasarkan pola sebaran suhu pada model perpindahan panas terus diamati hingga terlihat sebaran suhu berkisar $>100^\circ\text{C}$ mencapai permukaan di daerah manifestasi mulai pada iterasi tahun ke 20.000 hingga 50.000. Oleh karena itu proses pendekatan kondisi *steady-state* difokuskan pada iterasi ini. Sedangkan hasil sebaran fase fluida menun-



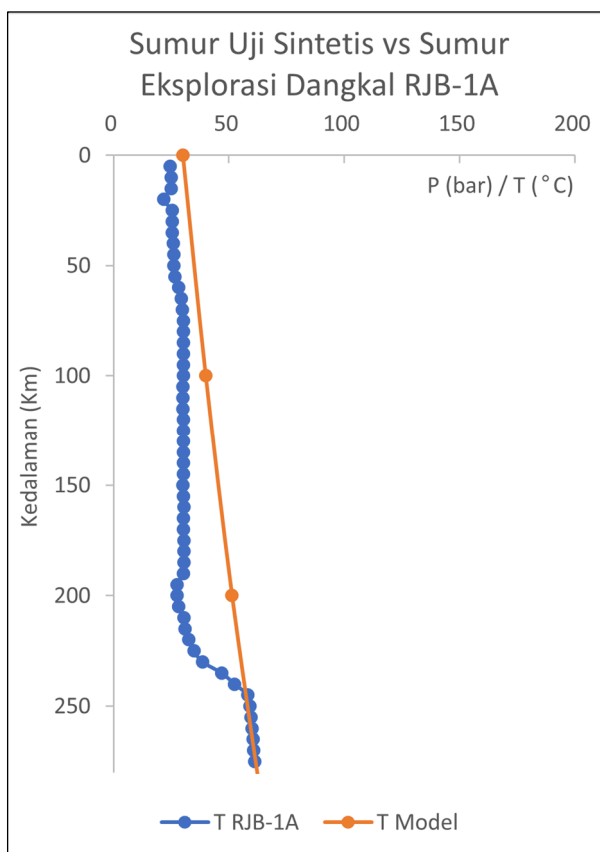
Gambar 5 Model numerik dengan kondisi *steady-state* pada (a) suhu dan aliran massa uap dan (b) fase fluida

jukkan bahwa potensi kondisi *steady-state* hasil pemodelan numerik di Gunung Rajabasa berada pada rentang iterasi ke 30.000 – 40.000 tahun. Pola sebaran

suhu yang cukup menarik dan mendekati kondisi manifestasi permukaan ditunjukkan pada iterasi tahun ke 40.000. Hasil pemodelan pada iterasi ini

kemudian divalidasi dengan profil suhu pada area sumur eksplorasi dangkal RJB-1A seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.

Grafik profil suhu antara model numerik dengan data sumur eksplorasi dangkal RJB-1A pada Gambar 6 menunjukkan bahwa suhu model (°C) dan suhu sumur mempunyai kecenderungan suhu yang sama. Ketika semakin dalam kedalaman, maka suhu pada kurva tersebut semakin meningkat, dikarenakan oleh arus konveksi, yakni pergerakan massa fluida yang disebabkan karena perbedaan suhu. Arus konveksi yang berada di dalam bumi terjadi karena panas yang berasal dari inti bumi, panas kemudian terdistribusi ke arah luar melalui batuan dan fluida yang berada di dalam bumi. Ketika semakin bertambahnya kedalaman, maka suhu batuan serta fluida akan semakin meningkat, dikarenakan batuan dan fluida telah menyerap lebih banyak panas dari inti bumi.



Gambar 6 Grafik profil suhu antara model numerik dengan data sumur eksplorasi dangkal RJB-1A

Hasil korelasi data sumur pada Gambar 6 menunjukkan bahwa kedua suhu tersebut berasal dari sumber yang sama dan memiliki karakteristik yang serupa. Selain itu, kemiringan dari kedua kurva menunjukkan karakter yang mirip. Karakter yang serupa inilah yang menjadikan petunjuk jika kedua suhu tersebut mengalami proses yang mirip, tetapi

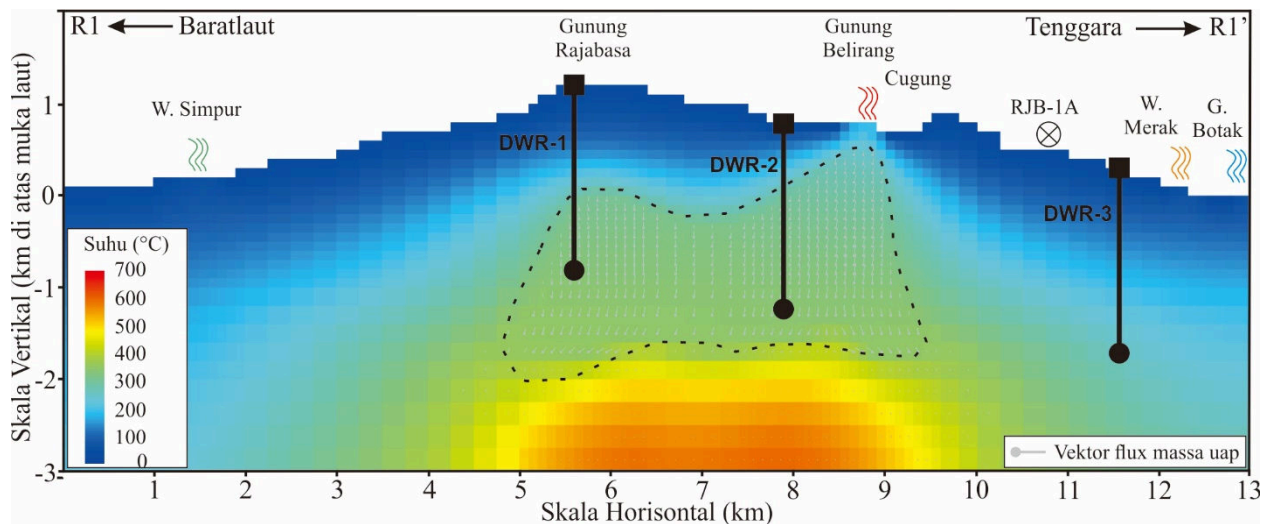
pada beberapa titik, suhu model mempunyai sedikit perbedaan nilai dan kemiringan dikarenakan keterbatasan *cell grid* yang mempengaruhi interval per kedalaman pada suhu model.

4.2 Interpretasi Reservoir Model Numerik

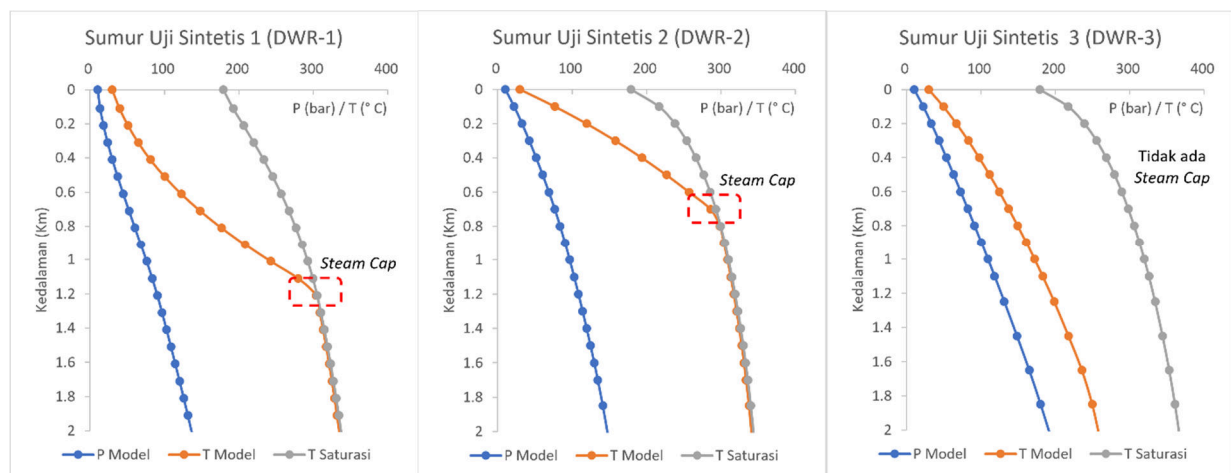
Karakteristik reservoir hasil pemodelan numerik diperoleh melalui uji sumur sintesis (*dummy well*) pada model *steady-states*. Pada penelitian ini dilakukan tiga uji sumur sintesis yaitu sumur DWR-1, DWR-2 dan DWR-3 seperti yang ditunjukkan pada Gambar 7. Seluruh sumur uji tersebut dianalisis menggunakan profil suhu dan tekanan yang kemudian dibandingkan dengan model suhu saturasi dari tabel uap hasil konversi data tekanan pada model. Analisis ini dilakukan untuk mendapatkan batas zona uap yang terjebak oleh batuan penutup atau *cap rocks*. Zona ini kemudian ditandai dengan zona *steam cap* sekaligus sebagai batas atas dari zona reservoir.

Berdasarkan model sebaran fase fluida pada Gambar 7, dapat diidentifikasi bahwa potensi reservoir panas bumi di Gunung Rajabasa memiliki dimensi panjang kurang lebih 4 km dengan ketebalan sekitar 2 km yang ditandai dengan area vektor flux massa uap. Tipe fluida yang mengisi reservoir diperkirakan pada model merupakan dominasi air pada zona dua fase. Posisi reservoir berada di bawah puncak Gunung Rajabasa dan Balirang yang sedikit menyebar ke arah barat laut dan tenggara dengan penyebaran lebih tebal di arah tenggara. Kedalaman top reservoir dari permukaan berkisar antara 700–1200 meter dengan lapisan penudung (*cap rock*) yang cukup tebal di bawah puncak Rajabasa. Temuan ini memperkuat penelitian sebelumnya yang menemukan rentang ketebalan 2–2,5 km (Darmawan dkk., 2023) dengan kedalaman 1000–1500 m (Sarkowi dan Wibowo, 2021; Suwarno dkk., 2023). Model ini kemudian dianalisis lebih lanjut untuk mendapatkan sebaran data potensi reservoir menggunakan tiga uji sumur sintesis yaitu sumur DWR-1, DWR-2 dan DWR-3 (Gambar 8).

Secara termodinamik, *steam cap* umumnya berada pada kondisi dua-fase jenuh (air dan uap), di mana suhu dan tekanan mengikuti kurva saturasi uap-air. Suhu yang terukur di zona ini akan selalu bertepatan dengan suhu saturasi (*Boiling Point for Depth*), yaitu suhu didih air untuk tekanan hidrostatik setempat (Pervin dkk., 2016). Oleh karena itu, untuk mendapatkan kurva suhu saturasi, dilakukan konversi nilai tekanan hasil pemodelan menggunakan kurva saturasi uap-air. Pertemuan antara kurva suhu model dengan suhu saturasi kemudian diinterpretasikan sebagai *steam cap* (Supijo dkk., 2018) seperti yang ditunjukkan pada Gambar 8.



Gambar 7 Zona potensi reservoir hasil pemodelan numerik di Gunung Rajabasa



Gambar 8 Profil suhu dan tekanan pada sumur uji sintesis DWR-1, DWR-2 dan DWR-3

Berdasarkan analisis profil suhu dan tekanan dari sumur uji sintesis pada Gambar 8, diperoleh petunjuk bahwa pada area di bawah puncak Rajabasa dan Balirang terdapat zona *steam cap* dengan kedalaman mulai dari 700 hingga 1200 meter dari permukaan pada sumur DWR-1 dan DWR-2. Sedangkan pada sumur uji sintesis DWR-3 di dekat Way Merak belum menunjukkan adanya zona *steam cap*. Hal ini selaras dengan tidak adanya manifestasi fumarol di area manifestasi tersebut. Untuk nilai suhu pada awal zona steam cap berkisar di angka 300°C. Sedangkan rentang suhu fluida reservoir berdasarkan sebaran suhu sumur uji berada antara 286–337°C. Dibandingkan penelitian sebelumnya, suhu reservoir hasil pemodelan masih dekat dengan rentang suhu penelitian Saefulhak, (2017) dengan rentang 240–300°C untuk reservoir Cugung dan 250–380°C dari penelitian Darmawan dkk., (2023). Namun hasil ini juga sedikit lebih tinggi jika dibandingkan dengan perhitungan suhu dari geotermometer fluida yaitu 230–270°C (Suwarno dkk., 2023) dan sekitar 260°C

(Kusumasari dkk., 2023). Perbedaan ini dapat digunakan sebagai pertimbangan tambahan dalam penelitian selanjutnya.

4.3 Potensi Penyimpanan Karbon

Studi potensi penyimpanan karbon yang diintegrasikan pada sistem panas bumi Gunung Rajabasa dibangun dari perhitungan awal volume reservoir (V_{bulk}). Dimensi reservoir hanya diambil dari satu model numerik hasil penelitian ini dengan luas sekitar 8 km². Luas ini merupakan estimasi kasar yang masih dipengaruhi oleh jumlah model yang digunakan yaitu hanya satu model. Sehingga nilai ini memiliki ketidakpastian pada area yang tidak dilakukan pemodelan. Namun demikian, pendekatan menggunakan satu model ini dilakukan sesuai tujuan yaitu untuk studi awal. Setiap grid model numerik menggunakan *Hydroterm Interactive* secara otomatis memiliki ketebalan horizontal ke arah dalam sebesar 0,2 km (Kipp dkk., 2008) sehingga diperoleh volume reservoir (V_{bulk}) sebesar 1,6 km³. Hasil ini digunakan

untuk mendapatkan volume CO₂ (V_{CO_2t}) berdasarkan Pers. 3 sehingga diperlukan nilai porositas dan saturasi air jenuh dalam reservoir. Parameter ini diekstrak dari model numerik pada tiap sumur uji sintetis khususnya pada zona reservoir.

Nilai porositas diperoleh sebesar 11% sedangkan saturasi air memiliki rentang 50,6–90,5%. Penelitian ini menggunakan pendekatan bahwa massa CO₂ yang diinjeksikan diasumsikan selalu berada dalam fase

terlarut (*brine*) (Altar dkk., 2024), sehingga digunakan nilai saturasi air rata-rata pada sumur DWR-1 sebesar 73,4%. Selain itu, untuk model injeksi fluida, nilai suhu (T_i) dan tekanan (P_i) disederhanakan dengan menggunakan referensi data dari penelitian Altar dkk., (2024). Sedangkan untuk densitas CO₂(ρ) juga diambil dari (Span dan Wagner, 1996). Seluruh parameter dan hasil perhitungan awal untuk potensi kapasitas penyimpanan karbon di Gunung Rajabasa ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2 Parameter dan hasil perhitungan awal untuk potensi kapasitas penyimpanan karbon di Gunung Rajabasa

Parameter	Nilai	Unit	Sumber
Volume reservoir (V_{bulk})	1,6	km ³	Model numerik
Porositas reservoir (ϕ)	11	%	Model numerik
Saturasi air reservoir (S_{wirr})	73,4	%	Model numerik
Volume CO ₂ (V_{CO_2t})	0,0167	km ³	Perhitungan (Pers. 5)
Suhu injeksi (T_i)	155	°C	Altar dkk., 2024
Tekanan injeksi (P_i)	20	bar	Altar dkk., 2024
Densitas CO ₂ (ρ)	25,314	kg/m ³	Span dan Wagner, 1996
Potensi kapasitas massa CO ₂ (dalam juta)	1.185.100 1,185	<i>metric ton</i> Mt CO ₂ e	Perhitungan

Hasil perhitungan potensi awal penyimpanan karbon pada Tabel 2 menunjukkan bahwa nilai volume CO₂ (V_{CO_2t}) sekitar 0,0167 km³. Hasil ini kemudian dikalikan dengan nilai densitas CO₂ pada suhu 155°C dan tekanan 20 bar sehingga diperoleh potensi kapasitas massa CO₂ mencapai 1.185.100 *metric ton* atau setara 1,185 Juta *metric ton* (Mt CO₂e). Hasil ini masih cukup kecil jika dibandingkan dengan hasil penelitian penyimpanan karbon di lokasi panas bumi lainnya seperti di Kizildere sebesar 200 Mt (Sevindik dkk., 2024), bahkan di Arun sebesar 1,2 Gt (Zhang dan Lau, 2022), Central Luconia sebesar 75 Gt (Yerima dkk., 2024) dan 76.5 Gt CO₂e di Al-Wajj basin (Yalcin dkk., 2024). Namun demikian, hasil penelitian ini hanya dilakukan pada satu lintasan model numerik, sehingga masih bisa dikembangkan pada lintasan lain untuk memperjelas dimensi reservoir. Temuan ini cukup krusial dalam mendukung agenda pengurangan emisi karbon khususnya dengan memanfaatkan reservoir panas bumi sebagai sumber energi terbarukan sekaligus tempat penyimpanan CO₂. Selain itu, studi awal ini belum mempertimbangkan laju injeksi dan perilaku fluida injeksi di reservoir. Oleh karena itu, penelitian ini masih perlu dilanjutkan khususnya menghitung kapasitas laju injeksi dan perilaku CO₂ di dalam reservoir.

5 Kesimpulan

Penelitian ini telah berhasil memanfaatkan sumur uji sintetis dalam simulasi numerik untuk mengkarakterisasi reservoir panas bumi Gunung

Rajabasa sebagai studi awal potensi penyimpanan karbon. Hasil pemodelan menunjukkan bahwa reservoir memiliki dimensi panjang sekitar 4 km dengan ketebalan 2 km, zona *steam cap* pada kedalaman 700–1200 meter, serta suhu fluida reservoir berkisar antara 286–337°C. Perhitungan volumetrik menggunakan pendekatan fase terlarut menghasilkan kapasitas massa CO₂ sebesar 1,185 juta metrik ton (Mt CO₂e). Meskipun nilai ini masih relatif kecil dibandingkan beberapa lokasi lainnya secara global, temuan ini memberikan bukti awal bahwa sistem panas bumi Gunung Rajabasa dapat dipertimbangkan untuk integrasi teknologi CCS.

Temuan ini memberikan kontribusi penting bagi upaya pengurangan emisi karbon di Indonesia, khususnya dalam memanfaatkan reservoir panas bumi tidak hanya sebagai sumber energi terbarukan tetapi juga sebagai tempat penyimpanan CO₂ jangka panjang. Penelitian lebih lanjut direkomendasikan untuk dilakukan pada lintasan model numerik yang lain guna memperjelas dimensi reservoir secara lebih komprehensif. Selain itu, diperlukan kajian lanjutan yang mempertimbangkan laju injeksi, perilaku aliran fluida CO₂ di dalam reservoir, serta analisis risiko kebocoran guna mendukung kelayakan teknis penyimpanan karbon di Gunung Rajabasa.

Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terima kasih kepada LPPM Universitas Lampung yang telah mendanai penelitian ini dalam skema Penelitian Dasar (No. 576/UN26.21/PN/2024). Penulis juga mengucapkan

terima kasih kepada Jurusan Teknik Geofisika yang telah membantu dalam penyediaan akses laboratorium.

Referensi

- Adams, B. M., Kuehn, T. H., Bielicki, J. M., Randolph, J. B., & Saar, M. O. 2014. On the importance of the thermosiphon effect in CPG (CO₂ plume geothermal) power systems. *Energy*, 69. pp. 409-419. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.03.032>
- Adisaputro, D., & Saputra, B. 2017. Carbon Capture and Storage and Carbon Capture and Utilization: What Do They Offer to Indonesia? *Frontiers in Energy Research*, 5. pp. 6. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2017.00006>
- Altar, D. E., Kaya, E., & Zarrouk, S. J. 2024. Structural and Dissolution Trapping of Carbon in Geothermal Reservoirs: A Numerical Assessment. *Proceedings 49th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, pp. 1–12.
- Aminu, M. D., Nabavi, S. A., Rochelle, C. A., & Manovic, V. 2017. A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 208, pp. 1389–1419. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.015>
- Askarova, A., Mukhametdinova, A., Markovic, S., Khayrullina, G., Afanasev, P., Popov, E., & Mukhina, E. 2023. An Overview of Geological CO₂ Sequestration in Oil and Gas Reservoirs. *Energies*, 16(6), pp. 2821. <https://doi.org/10.3390/en16062821>
- Atrons, A. D., Gurgenci, H., & Rudolph, V. 2009. CO₂ Thermosiphon for competitive geothermal power generation. *Energy and Fuels*, 23(1). pp. 553-557. <https://doi.org/10.1021/ef800601z>
- Bachu, S. 2015. Review of CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40. pp. 188-202. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.01.007>
- Barber, A. J., Crow, M. J. & Milsom, J. S. 2005. Sumatra: Geology, Resources and Tectonic Evolution. Geological Society, London, Memoirs. <https://doi.org/10.1144/gsl.Mem.2005.031>
- Biagi, J., Agarwal, R., & Zhang, Z. 2015. Simulation and optimization of enhanced geothermal systems using CO₂ as a working fluid. *Energy*, 86, pp. 627–637. <https://doi.org/10.1016/j.ENERGY.2015.04.020>
- Bokka, H. K., Zhang, K., & Lau, H. C. 2022. Carbon capture and storage opportunities in the west coast of India. *Energy Reports*, 8. pp. 3930-3947. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.03.012>
- Borović, S., Pola, M., Bačani, A., & Urumović, K. 2019. Constraining the recharge area of a hydrothermal system in fractured carbonates by numerical modelling. *Geothermics*, 82, pp. 128–149. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.05.017>
- Bronto, S., Asmoro, P., Hartono, G., & Sulistiyono, S. 2012. Evolution of Rajabasa Volcano in Kalianda Area and Its Vicinity, South Lampung Regency. *Indonesian Journal on Geoscience*, 7(1), pp. 11–25. <https://doi.org/10.17014/ijog.v7i1.132>
- Brown, D. 2000. A Hot Dry Rock Geothermal Energy Concept Utilizing Supercritical CO₂ Instead of Water. *PROCEEDINGS: Twenty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, California. SGP-TR-165.
- Burnell, J., Clearwater, E., Croucher, A., Kissling, W., O'Sullivan, J., O'Sullivan, M., & Yeh, A. 2012. Future directions in geothermal modelling. *Proceedings 34th New Zealand Geothermal Workshop 2012*, 2.
- Buscheck, T. A., Bielicki, J. M., Chen, M., Sun, Y., Hao, Y., Edmunds, T. A., Saar, M. O., & Randolph, J. B. 2014. Integrating CO₂ storage with geothermal resources for dispatchable renewable electricity. *Energy Procedia*, 63. pp. 7619-7630. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.796>
- Chu, S., & Majumdar, A. 2012. Opportunities and challenges for a sustainable energy future. *Nature*, 488(7411), pp. 294–303. <https://doi.org/10.1038/nature11475>
- Darmawan, I. G. B., Fahlevi, D. I., Yassar, M. F., & Pramudya, F. A. 2021. Identifikasi Zona Reservoir Panas Bumi Berdasarkan Analisis Fault Fracture Density Citra Digital Elevation Model ALOS PALSAR di Gunung Rajabasa. *Buletin Sumber Daya Geologi*, 16(2), pp. 119–131. <https://doi.org/10.47599/bsdg.v16i2.315>
- Darmawan, I. G. B., Rustadi, & Karyanto. 2023. Hydrothermal fluid flow modeling using numerical simulation to identify potential reservoir zones in the Mount Rajabasa geothermal field. *Kuwait Journal of Science*, 50(3), pp. 376–386. <https://doi.org/10.1016/j.kjs.2023.02.025>

- Darmawan, I. G. B., Setijadji, L. D., & Wintolo, D. 2013. Interpretasi Geologi Gunung Rajabasa Berdasarkan Integrasi Citra Aster, DEM dan Geologi Permukaan. Prosiding Seminar Nasional Kebumihan Ke-6, pp. 285–298.
- Darmawan, I. G. B., Setijadji, L. D., & Wintolo, D. 2015. Geology and Geothermal System in Rajabasa Volcano South Lampung Regency, Indonesia (Approach to Field Observations, Water Geochemistry and Magnetic Method). Proceedings World Geothermal Congress.
- Deng, Q., Ling, X., Zhang, K., Tan, L., Qi, G., & Zhang, J. 2022. CCS and CCUS Technologies: Giving the Oil and Gas Industry a Green Future. *Frontiers in Energy Research*, 10, 919330. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.919330>
- Fajrina, Y. N., Lestari, W., & Syaifuddin, F. 2016. Karakterisasi Fisis Hubungan Densitas, Resistivitas, Kecepatan (Vp), dan Atenuasi Pada Batuan Vulkanik (Studi Kasus Gunung Arjuno-Welirang, Jawa Timur). *Jurnal Teknik ITS*, 5(2), pp. 359–361. <https://doi.org/10.12962/j23373539.v5i2.18383>
- Fleming, M. R., Adams, B. M., Ogland-Hand, J. D., Bielicki, J. M., Kuehn, T. H., & Saar, M. O. 2022. Flexible CO₂-plume geothermal (CPG-F): Using geologically stored CO₂ to provide dispatchable power and energy storage. *Energy Conversion and Management*, 253, 115082. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.115082>
- Franco, A., & Vaccaro, M. 2014. Numerical simulation of geothermal reservoirs for the sustainable design of energy plants: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, pp. 987–1002. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.041>
- Fujimitsu, Y., Ito, Y., Nishijima, J., & Oka, D. 2015. Numerical Modeling of Hydrothermal Systems around Kuju Volcanic Field -An Attempt of Numerical Modeling for a Broad Geothermal System-. Proceeding World Geothermal Congress.
- Garapati, N., Randolph, J. B., & Saar, M. O. 2015. Brine displacement by CO₂, energy extraction rates, and lifespan of a CO₂-limited CO₂-Plume Geothermal (CPG) system with a horizontal production well. *Geothermics*, 55, pp. 182–194. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2015.02.005>
- Hong, W. Y. 2022. A techno-economic review on carbon capture, utilisation and storage systems for achieving a net-zero CO₂ emissions future. *Carbon Capture Science & Technology*, 3, 100044. <https://doi.org/10.1016/j.ccst.2022.100044>
- Jalilinasrabad, S., Tanaka, T., Itoi, R., & Goto, H. 2021. Numerical simulation and production prediction assessment of Takigami geothermal reservoir. *Energy*, 236, 121503. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121503>
- Karyanto, Haerudin, N., Suharno, Darmawan, I., Adli, M., & Manurung, P. 2021. Numerical modeling for the steady-state condition of the geothermal system in Way Ratai. *Journal of Applied Science and Engineering*, 25(3), pp. 447–456. [https://doi.org/https://doi.org/10.6180/jase.202206_25\(3\).0011](https://doi.org/https://doi.org/10.6180/jase.202206_25(3).0011)
- Kingston Morrison. 1994. Geoscientific Assesment of South Sumatra Geothermal Systems, Rajabasa (Exploration Report). Kingston Morrison, Architects Engineers Planners Scientists.
- Kipp, K. L., Hsieh, P. A., & Charlton, S. R. 2008. Guide to the Revised Ground-Water Flow and Heat Transport Simulator : HYDROTHERM – Version 3. Dalam U.S. Geological Survey (Nomor Techniques and Methods 6-A25). <https://doi.org/10.3133/tm6A25>
- Kristjánssdóttir, H., & Kristjánssdóttir, S. 2021. Carbfix and Sulfix in Geothermal Production, and the Blue Lagoon in Iceland: Grindavík Urban Settlement, and Volcanic Activity. *Baltic Journal of Economic Studies*, 7(1), pp. 1–9. <https://doi.org/10.30525/2256-0742/2021-7-1-1-9>
- Kusumasari, B. A., Iqbal, M., & Herdianita, N. R. 2023. Comparison of Solute and Multicomponent Geothermometry: a Study Case of Mount Rajabasa Geothermal Field. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1159(1), 012004. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1159/1/012004>
- Lesmana, A., Pratama, H. B., Ashat, A., & Saptadji, N. M. 2021. Sustainability of geothermal development strategy using a numerical reservoir modeling: A case study of Tompaso geothermal field. *Geothermics*, 96, 102170. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102170>
- Mangga, S. A., Amirudin, Suwanti, T., Gafoer, S., & Sidarto. 1993. Peta Geologi Lembar Tanjungkarang, Sumatera. Bandung: Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.

- McDonnell, K., Molnár, L., Harty, M., & Murphy, F. 2020. Feasibility study of carbon dioxide plume geothermal systems in Germany—utilising carbon dioxide for energy. *Energies*, 13(10), 2416. <https://doi.org/10.3390/en13102416>
- Mussofan, W., Sutrisno, L., Ramadhan, I., & Aulia, N. 2016. Geological Aspects to Constrain Geothermal Conceptual Model: Gunung Rajabasa Case Study. *Proceedings The 4th Indonesia International Geothermal Convention & Exhibition*, pp. 1–7.
- Niknam, P. H., Talluri, L., Fiaschi, D., & Manfrida, G. 2021. Sensitivity analysis and dynamic modelling of the reinjection process in a binary cycle geothermal power plant of Larderello area. *Energy*, 214, 118869. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118869>
- Pashkevich, R. I., & Pavlov, K. A. 2019. Thermal power potential assessment of Avacha geothermal system. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 367, 012016. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/367/1/012016>
- Pervin, M., Ghergut, I., Graf, T., & Peche, A. 2016. Hydrogeologic controls on saturation profiles in heat-pipe-like hydrothermal systems: numerical study. *EGU General Assembly Conference*, EPSC2016-16288.
- Pruess, K. 2006. Enhanced geothermal systems (EGS) using CO₂ as working fluid—A novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon. *Geothermics*, 35(4), pp. 351–367. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2006.08.002>
- Putriyana, L., Daud, Y., Aziz, M., Hesty, N. W., & Nasruddin. 2023. Evaluation and ranking of the CO₂ storage potential in low to medium temperature geothermal fields in Indonesia. *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering*, 8, 100406. <https://doi.org/10.1016/j.csee.2023.100406>
- Raguenel, M., Driesner, T., & Bonneau, F. 2019a. Numerical modeling of the geothermal hydrology of the Volcanic Island of Basse-Terre, Guadeloupe. *Geothermal Energy*, 28(7), pp. 1–16. <https://doi.org/10.1186/s40517-019-0144-5>
- Rakotondrazaka, I. H., Johnson, R. L., Li, X., & Bracho, A. 2023. Optimising the transition from CO₂ EOR-EGR towards CCS for a mature oil and gas reservoir. *The APPEA Journal*, 63(1), pp. 321–335. <https://doi.org/10.1071/aj22112>
- Randolph, J. B., & Saar, M. O. 2011. Combining geothermal energy capture with geologic carbon dioxide sequestration. *Geophysical Research Letters*, 38(10), L10401. <https://doi.org/10.1029/2011GL047265>
- Ringrose, P. S. 2018. The CCS hub in Norway: Some insights from 22 years of saline aquifer storage. *Energy Procedia*, 146, pp. 166–172. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.021>
- Rodrigues, C. F. A., Dinis, M. A. P., & Lemos de Sousa, M. J. 2015. Review of European energy policies regarding the recent “carbon capture, utilization and storage” technologies scenario and the role of coal seams. *Environmental Earth Sciences*, 74(3), pp. 2553–2561. <https://doi.org/10.1007/s12665-015-4275-0>
- Saefulhak, Y. 2017. *Potensi Panas Bumi Indonesia (Jilid 1)*. Direktorat Panas Bumi, Ditjen EBTKE Kementerian ESDM.
- Saibi, H. 2011. 3D Numerical model of the Obama hydrothermal-geothermal system, Southwestern Japan. *Computational Geosciences*, 15(4), pp. 709–719. <https://doi.org/10.1007/s10596-011-9237-3>
- Sarkowi, M., & Wibowo, R. C. 2021. Geothermal Reservoir Identification based on Gravity Data Analysis in Rajabasa Area—Lampung. *RISSET Geologi dan Pertambangan*, 31(2), pp. 77–97. <https://doi.org/10.14203/risetgeotam2021.v31.1164>
- Setyawan, A., Ehara, S., Fujimitsu, Y., & Nishijima, J. 2010. An Estimate of the Resources Potential of Ungaran Geothermal Prospect for Indonesia Power Generation. *Proceedings World Geothermal Congress*.
- Sevindik, D. B., Erol, S., & Akin, S. 2024. Numerical modeling of the CO₂ injection in the Kizildere geothermal field using multiple inter-well tracer tests. *Geothermics*, 119, 102964. <https://doi.org/10.1016/J.GEOTHERMICS.2024.102964>
- Sinaga, R. P., Rosid, M. S., & Ramadhan, I. 2020. Delineation of the permeable zone using microearthquake data in the geothermal field R. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 481(1), 012048. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/481/1/012048>



- Singh, U., Sharma, N., & Dunn, J. B. 2021. Revisiting Geologic Storage Potential in Unconventional Formations Is Key to Proactive Decision Making on CCS in India. *Frontiers in Climate*, 3, 708320. <https://doi.org/10.3389/fclim.2021.708320>
- Span, R., & Wagner, W. 1996. A New Equation of State for Carbon Dioxide Covering the Fluid Region from the Triple-Point Temperature to 1100 K at Pressures up to 800 MPa. *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, 25(6), pp. 1509–1596. <https://doi.org/10.1063/1.555991>
- Suharno, Soengkono, S., & Hidayatika, A. 2010. Magnetic Analysis to Determine the Permeability of a Geothermal Reservoir: Case Study of the Mt. Rajabasa Geothermal System, Lampung Selatan Indonesia. *Proceeding World Geothermal Congress*, pp. 1–4.
- Supijo, M. C., Wahyono, A. D., Lesmana, A., Harahap, A. H., Sutopo, Berian, H., & Prabata, W. 2018. Updating Conceptual Model Using Numerical Modelling for Geothermal Green Field Prospect Area in Atadei, East Nusa Tenggara, Indonesia. *The 6th Indonesia International Geothermal Convention & Exhibition (IIGCE)*, pp. 1–12.
- Suwarno, E., Herdianita, N. R., Mussofan, W., & Azis, H. 2023. Geology and Fluid Geochemistry of the Mt. Rajabasa Geothermal System, Lampung. *Proceedings of the 4th ITB Graduate School Conference*, pp. 700–712.
- Syahrial, E., Pasarai, U., & Iskandar, U. P. 2022. Understanding Carbon Capture And Storage (Ccs) Potential In Indonesia. *Scientific Contributions Oil and Gas*, 33(2), pp. 129–134. <https://doi.org/10.29017/scog.33.2.816>
- Tsuji, T., Matsuoka, T., Kadir, W. G. A., Hato, M., Takahashi, T., Sule, M. R., Kitamura, K., Yamada, Y., Onishi, K., Widarto, D. S., Sebayang, R. I., Prasetyo, A., Priyono, A., Ariadji, T., Sapiie, B., Widiyanto, E., & Asikin, A. R. 2014. Reservoir characterization for site selection in the Gundih CCS project, Indonesia. *Energy Procedia*, 63, pp. 6335–6343. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.666>
- Vehling, F., Hasenclever, J., & Rüpke, L. 2018. Implementation Strategies for Accurate and Efficient Control Volume-Based Two-Phase Hydrothermal Flow Solutions. *Transport in Porous Media*, 121(2), pp. 233–261. <https://doi.org/10.1007/s11242-017-0957-2>
- Wang, Y., Voskov, D., Khait, M., & Bruhn, D. 2020. An efficient numerical simulator for geothermal simulation: A benchmark study. *Applied Energy*, 264, 114693. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114693>
- Wu, Y., & Li, P. 2020. The potential of coupled carbon storage and geothermal extraction in a CO₂-enhanced geothermal system: a review. *Geothermal Energy*, 8(1), 19. <https://doi.org/10.1186/s40517-020-00173-w>
- Xue, Z., Ma, H., & Chen, Z. 2023. Numerical Investigation of Energy Production from an Enhanced Geothermal System Associated with CO₂ Geological Sequestration. *SPE Western Regional Meeting Proceedings*, 2023-May. <https://doi.org/10.2118/213041-MS>
- Yalcin, B., Ezekiel, J., & Mai, P. M. 2024. Potential for CO₂ plume geothermal and CO₂ storage in an onshore Red Sea Rift basin, Al-Wajj, Saudi Arabia: 3D reservoir modeling and simulations. *Geothermics*, 119, 102966. <https://doi.org/10.1016/J.GEOTHERMICS.2024.102966>
- Yerima, A. I., Tsegab, H., Hermiana, M., Piccoli, L. H., & Al-Masgari, A. A. S. 2024. Feasibility of CO₂ plume geothermal systems in Miocene carbonate reservoirs of Central Luconia province, offshore Sarawak: A systematic review of technologies, challenges, mitigation mechanisms and economic prospects. *Journal of Cleaner Production*, 468, 143032. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2024.143032>
- Zaenudin, A., Darmawan, I. G. B., & Laimheheriwa, G. 2020. 2D Gravity Qualitative Modeling to Identify Bedrock and Volcanic Rocks in South Lampung Region. *Jurnal Ilmiah Pendidikan Fisika Al-Biruni*, 9(1), pp. 161–175. <https://doi.org/10.24042/jipfалbiruni.v9i1.5859>
- Zhang, K., & Lau, H. C. 2022. Utilization of a high-temperature depleted gas condensate reservoir for CO₂ storage and geothermal heat mining: A case study of the Arun gas reservoir in Indonesia. *Journal of Cleaner Production*, 343, 131006. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2022.131006>