



Karakteristik Batuan Induk dan Pemodelan Cekungan Di Lapangan North Aman, Cekungan Sumatra Tengah.

Abdullah Azam¹, Asep Heri Patria K², Pongga Dikdy W², Ahmad Kurniawan P¹

¹Institut Teknologi Bandung

Jl. Ganesha No. 10, Bandung, 40132, Indonesia.

²Pertamina Corporate University

Jl. Teuku Nyak Arief No. 7, Jakarta Selatan, 12220, Indonesia

ABSTRAK

Artikel Info:

Naskah Diterima:
14 Januari 2025

Diterima setelah
perbaikan:

18 Maret 2025

Disetujui terbit:
19 Maret 2025

Kata Kunci:

batuan induk

kerogen

pemodelan cekungan

migrasi hidrokarbon

Cekungan Sumatra Tengah merupakan cekungan dengan tipe belakang busur dan memiliki gradien geothermal paling panas di Indonesia. Produksi hidrokarbon di cekungan ini telah dimulai sejak abad 19 dan masih memiliki lapangan produksi serta kegiatan eksplorasi sampai sekarang. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis karakteristik batuan induk, merekonstruksi evolusi cekungan, dan mengestimasi waktu generasi dan ekspulsi hidrokarbon di Lapangan North Aman, Cekungan Sumatra Tengah. Data dari dua sumur digunakan, meliputi ketebalan formasi, TOC, Tmax, HI, OI, Rock Eval Pyrolysis, dan reflektansi vitrinit. Hasil analisis menunjukkan bahwa Sumur NA-1 memiliki kualitas batuan induk dari buruk hingga luar biasa, dengan tingkat kematangan mencapai matang (Tmax 426–457 °C; Ro 0,64–1,01), sementara NA-2 berkisar dari buruk hingga sangat baik dan mencapai tingkat kematangan pascamatang (Tmax 406–543 °C; Ro 0,42–1,15). Kedua sumur masuk ke dalam Kerogen Tipe II–III, dengan beberapa sampel Tipe IV. Berdasarkan pemodelan cekungan 1D, perubahan kerogen menjadi hidrokarbon pada sumur NA-1 mulai terjadi pada Oligosen (32.26 juta tahun lalu) kemudian mengalami ekspulsi pada Pleistosen (0,48 juta tahun lalu) dan Sumur NA-2 terjadi pada Oligosen (32.14 juta tahun lalu) kemudian mengalami ekspulsi pada Pleistosen (0,89 juta tahun lalu). Secara keseluruhan, batuan induk pada Sumur NA-1 dan NA-2 menunjukkan potensi menghasilkan hidrokarbon yang komersial.

ABSTRACT

The Central Sumatra Basin is a back-arc type basin with the hottest geothermal gradient in Indonesia. Hydrocarbon production in this basin has started since the 19th century and still has production fields and exploration activities today. This study aims to analyze host rock characteristics, reconstruct basin evolution, and estimate the timing of hydrocarbon generation and expulsion in the North Aman Field, Central Sumatra Basin. Data from two wells were used, including formation thickness, TOC, Tmax, HI, OI, Rock Eval Pyrolysis, and vitrinite reflectance. Analytical results show that Well NA-1 has host rock quality ranging from poor to excellent, with maturity reaching mature (Tmax 426–457 °C; Ro 0.64–1.01), while NA-2 ranges from poor to excellent and reaches post-mature maturity (Tmax 406–543 °C; Ro 0.42–1.15). Both wells fall into Kerogen Types II–III, with some Type IV samples. Based on 1D basin modeling, the change of kerogen to

Korespondensi:

E-mail: abdullahazam005@gmail.com (Abdullah Azam)

hydrocarbons in Well NA-1 began to occur in the Oligocene (32.26 million years ago) then experienced expulsion in the Pleistocene (0.48 million years ago) and Well NA-2 occurred in the Oligocene (32.14 million years ago) then experienced expulsion in the Pleistocene (0.89 million years ago). Overall, the host rocks in Wells NA-1 and NA-2 show the potential to produce commercial hydrocarbons.

© LPMGB - 2025

PENDAHULUAN

Daerah penelitian berada di Lapangan North Aman, Cekungan Sumatra Tengah. Cekungan Sumatra Tengah merupakan salah satu cekungan aktif dan produktif yang sebagian besar berasal dari dua lapangan hidrokarbon yaitu lapangan Minas dan Duri (Siringoringo dkk. 2025). Dapat dilihat pada Gambar 1, di sebelah barat laut, Busur Asahan memisahkan Cekungan Sumatra Tengah dengan Cekungan Sumatra Utara, di tenggara Tinggian Tigapuluh memisahkan Cekungan Sumatra Tengah dengan Cekungan Sumatra Selatan. Kemudian di barat daya, dibatasi oleh Pegunungan Barisan dan timur laut dibatasi oleh Selat Malaka.

Batuan induk merupakan salah satu elemen utama dalam sistem petroleum yang berperan sebagai sumber hidrokarbon. Batuan induk secara luas dapat didefinisikan sebagai komponen fundamental dalam petroleum sistem dengan karakteristik batuan sedimen dengan ukuran butir halus, mengandung material organik yang dapat menghasilkan minyak, dipengaruhi oleh suhu, dan tekanan (Zeng dkk. 2025). Berdasarkan aspek geokimia, terdapat beberapa syarat yang memenuhi batuan induk dapat menghasilkan hidrokarbon dengan kualitas bagus diantaranya kelimpahan material organik, tipe material organik, dan faktor suhu. Dalam eksplorasi hidrokarbon, identifikasi kualitas batuan induk yang potensial dilakukan melalui analisis geokimia dari sampel batuan inti maupun hasil pengeboran sumur.

Pemodelan cekungan merupakan suatu pendekatan ilmiah yang merepresentasikan suatu cekungan dalam bentuk 1D, 2D, dan 3D dengan tujuan untuk memahami dan merekonstruksi peristiwa geologi dari cekungan tersebut. Pemodelan cekungan mengacu pada sejarah termal, waktu pengendapan sedimen, generation hidrokarbon dari batuan induk, ekspulsi, migrasi, sampai akumulasi hidrokarbon tersebut (Cacas-stenz dkk. 2020). Integrasinya dari berbagai data sangat dibutuhkan dalam pemodelan cekungan sehingga dapat memberikan ekspresi pada

sebuah cekungan yang kuantitatif dan komprehensif. Dengan demikian, pemodelan cekungan merupakan metode analitis dan prediktif yang sangat penting dalam kegiatan eksplorasi hidrokarbon.

BAHAN DAN METODE

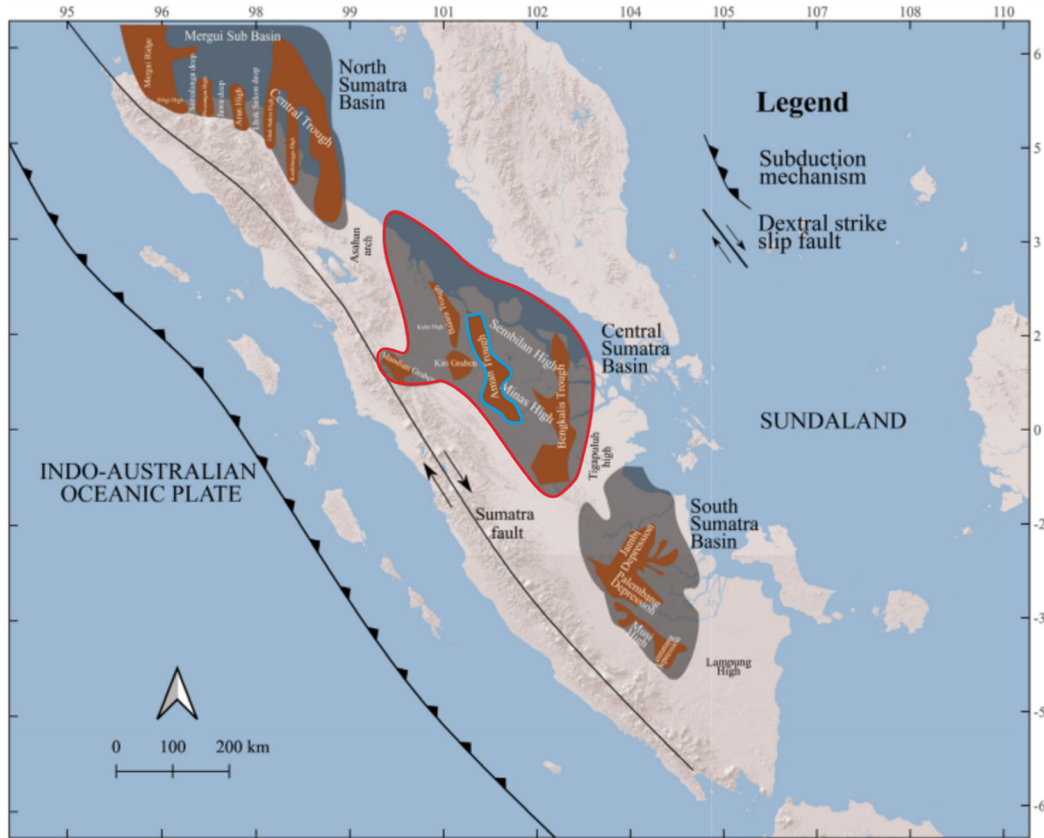
Data yang digunakan berasal dari Pertamina Corporate University yang terbagi menjadi dua kategori yaitu data primer dan data sekunder. Data primer mencakup data geokimia yang terdiri atas TOC, *Rock Eval Pyrolysis*, dan Ro. Selain data geokimia, data geologi yang terdiri atas data dua sumur (Sumur NA-1 dan Sumur NA-2) dengan beberapa *log* talikawat juga digunakan. Data sekunder yang digunakan adalah *top* dari masing-masing formasi dan studi literatur yang telah dilakukan pada daerah penelitian atau berhubungan dengan topik penelitian seperti geologi regional dan sistem petroleum.

Metode yang digunakan pada penelitian ini disesuaikan berdasarkan tujuan data yang diperoleh serta pendekatan integratif untuk memahami dinamika sistem petroleum daerah penelitian. Penentuan litologi diperoleh dari analisis *log gamma ray* dan densitas.

Nilai porositas efektif setiap litologi didapatkan dari *log sonic* dengan menggunakan perhitungan yang dikembangkan oleh Raymer dkk. (1980) yang dapat dilihat pada Persamaan 1. Dalam perhitungan ini, Δt_{ma} mewakili waktu tempuh gelombang melalui matriks batuan yang nilainya bergantung pada jenis litologi dan ditampilkan dalam Tabel 1. sedangkan Δt_{log} merupakan waktu tempuh gelombang dari data *log sonic* actual dari sumur.

Data primer dan sekunder akan diinterpretasi, dianalisis baik itu secara kualitatif dan kuantitatif serta diintegrasikan. Hasil integrasi ini digunakan sebagai dasar dalam pemodelan cekungan untuk merekonstruksi sejarah penguburan, waktu generasi serta migrasi hidrokarbon.

Karakteristik Batuan Induk dan Pemodelan Cekungan Di Lapangan *North Aman*, Cekungan Sumatra Tengah (Abdullah Azam dkk.)



Gambar 1. Lokasi Cekungan Sumatra Tengah (garis merah) dan lapangan *North Aman* (garis biru) yang merupakan daerah penelitian (Siringoringo dkk. 2024).

$$\emptyset = 0,63 \times (1 - (\Delta tma/\Delta tlog)) \quad (1)$$

Tabel 1. Nilai waktu tempuh gelombang melalui matriks batuan dalam penentuan porositas.

Batuan	Δtma ($\mu s/ft$)
Batupasir	55.5
Batugaming	49
Dolomit	44
Serpilh	67.5
Batulanau	60

Untuk mengetahui karakteristik batuan induk, dengan menggunakan data geokimia seperti TOC, *Rock Eval Pyrolysis*, dan Ro akan diketahui berdasarkan modifikasi Diagram Van Krevelen dari Hart dan Steen, 2015. TOC merupakan jumlah karbon yang terdapat dalam bahan organik pada sampel batuan induk dan digunakan untuk mengetahui kuantitas batuan induk. Nilai TOC memberikan indikasi awal mengenai potensi suatu

Table 2. Total *organic carbon* (Peters & Cassa 1994).

Kualitas	TOC
Kurang	0 – 0.5
Cukup	0.5 – 1
Bagus	1 – 2
Sangat Bagus	2 – 4
Luar Biasa	>4

batuan dalam menghasilkan hidrokarbon.

Rock Eval Pyrolysis merupakan suatu metode untuk mengevaluasi batuan yang berpotensi sebagai hidrokarbon yang menggunakan metode mengukur kandungan bahan organik melalui pemanasan sampel batuan dengan menggunakan alat yang bernama LECO. *Rock Eval Pyrolysis* yang terdiri atas S1, S2, S3, HI, dan OI untuk mengetahui produk hidrokarbon yang akan dihasilkan serta asal material organik dari batuan induk. Sedangkan analisis terhadap Tmax dan Ro akan menghasilkan tingkat kematangan

batuan induk. Ro merupakan parameter yang dapat digunakan dalam penentuan tingkat kematangan batuan induk. Kurva antara Ro vs kedalaman dapat menunjukkan keberadaan struktur geologi, ketebalan erosi, dan perubahan gradien panas bumi yang sangat

Table 3. Parameter tingkat kematangan batuan induk berdasarkan nilai Ro dan Tmax (Peters & Cassa 1994).

Kematangan	Ro	Tmax
Belum Matang	0.2 – 0.6	<435
Matang Awal	0.6 – 0.65	435 – 445
Puncak matang	0,65 – 0,9	445 – 450
Akhir matang	0,9 – 1,35	450 – 470
Pasca matang	>1,35	>470

berguna dalam analisis sejarah pemendaman.

HASIL DAN DISKUSI

Pembahasan difokuskan pada pemahaman terhadap evolusi termal cekungan, potensi generasi hidrokarbon, serta kualitas dan kematangan batuan induk berdasarkan parameter-parameter seperti TOC, nilai Tmax, HI, OI serta Ro. Selanjutnya, hasil pemodelan digunakan untuk mengevaluasi sistem petroleum yang berkembang dan mengidentifikasi waktu generasi dan migrasi hidrokarbon pada cekungan yang diteliti.

Cekungan Sumatra Tengah merupakan salah satu cekungan sedimen utama di Indonesia yang secara tektonik diklasifikasikan sebagai cekungan belakang busur. Karakteristik tektonik ini memberikan pengaruh signifikan terhadap pola pengendapan sedimen yang bervariasi, mencerminkan lingkungan pengendapan yang kompleks mulai dari darat hingga laut dangkal. Dalam konteks sistem petroleum, cekungan ini memiliki potensi hidrokarbon yang signifikan, berasal dari batuan induk pengendapan pada fase rifting, yang ditandai dengan pembentukan Grup Pematang yang terdiri atas *Formasi Lower Red Bed*, *Formasi Brown Shale*, dan *Formasi Upper Red Bed*.

Karakteristik batuan induk

Kualitas dan kuantitas batuan induk pada Sumur NA-1 dan NA-2 dievaluasi berdasarkan parameter geokimia yang mencakup analisis TOC, *Rock Eval Pyrolysis*, dan Ro. Analisis geokimia pada Sumur

NA-1 menunjukkan bahwa batuan induk memiliki rentang kuantitas material organik yang sangat bervariasi, dengan kadar TOC berkisar antara 0,48 – 63,8 wt%. Nilai ini mencerminkan kondisi yang berkisar dari kategori buruk hingga luar biasa dalam hal potensi sumber hidrokarbon. Dari aspek kualitas, interpretasi terhadap Diagram Van Krevelen menggunakan parameter Tmax vs HI serta OI vs HI menunjukkan bahwa batuan induk di Sumur NA-1 umumnya mengandung kerogen tipe II – III. Kerogen tipe ini mengindikasikan potensi untuk menghasilkan minyak dan gas, serta berasal dari campuran material organik laut dan terestrial. Hal ini merefleksikan kontribusi lingkungan pengendapan transisi.

Tingkat kematangan termal batuan induk pada sumur ini diidentifikasi melalui parameter Ro, yang menunjukkan nilai antara 0,64% - 1,01%, sehingga diklasifikasikan ke dalam awal kematangan hingga puncak jendela minyak. Temuan ini diperkuat oleh nilai Tmax yang berkisar antara 426 – 457°C, mendukung interpretasi bahwa sebagian besar sampel telah mengalami pemanasan yang cukup untuk memulai dan mempertahankan proses generasi hidrokarbon. Sumur NA-2 memiliki rentang kuantitas material organik yang tergolong buruk - sangat baik, dengan kadar TOC berkisar antara 0,05 – 5,81 wt%. Rentang ini menunjukkan variasi potensi sumber hidrokarbon, sebagian interval formasi mungkin kurang produktif, namun terdapat juga zona-zona yang menunjukkan kapasitas generatif yang tinggi.

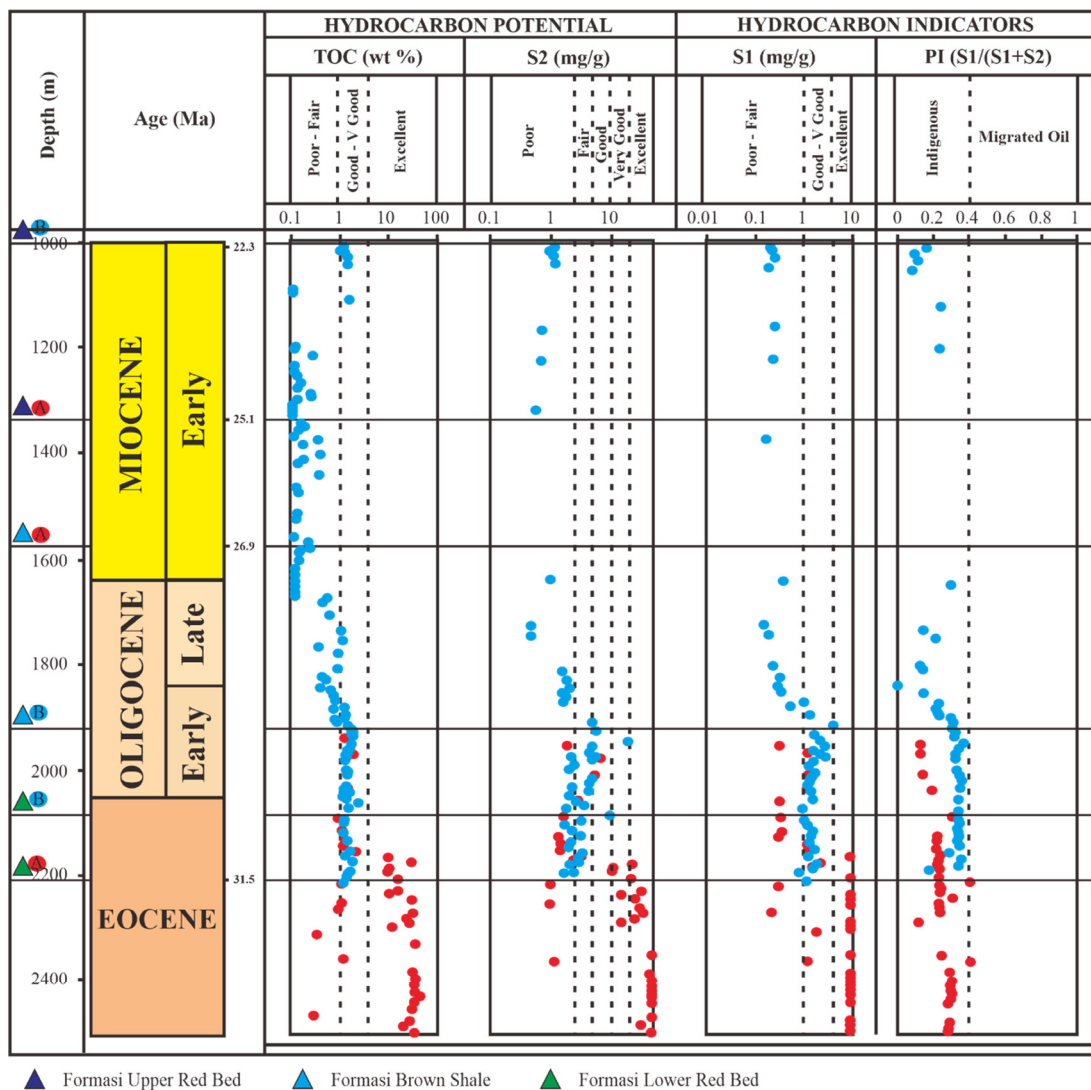
Dari segi kualitas, interpretasi terhadap Diagram Van Krevelen menggunakan plot Tmax vs HI serta OI vs HI menunjukkan pola yang serupa dengan Sumur NA-1, yaitu dominasi kerogen tipe II - III. Tingkat kematangan termal batuan induk pada Sumur NA-2 bervariasi lebih luas dibandingkan Sumur NA-1. Berdasarkan nilai Ro yang berkisar antara 0,42% - 1,15%, batuan induk diinterpretasikan berada dalam kondisi tidak matang hingga puncak jendela minyak. Nilai ini didukung oleh Tmax yang mencapai 406 – 543°C, mencerminkan bahwa sebagian zona pada batuan induk telah mengalami kematangan termal yang cukup signifikan.

Pemodelan cekungan

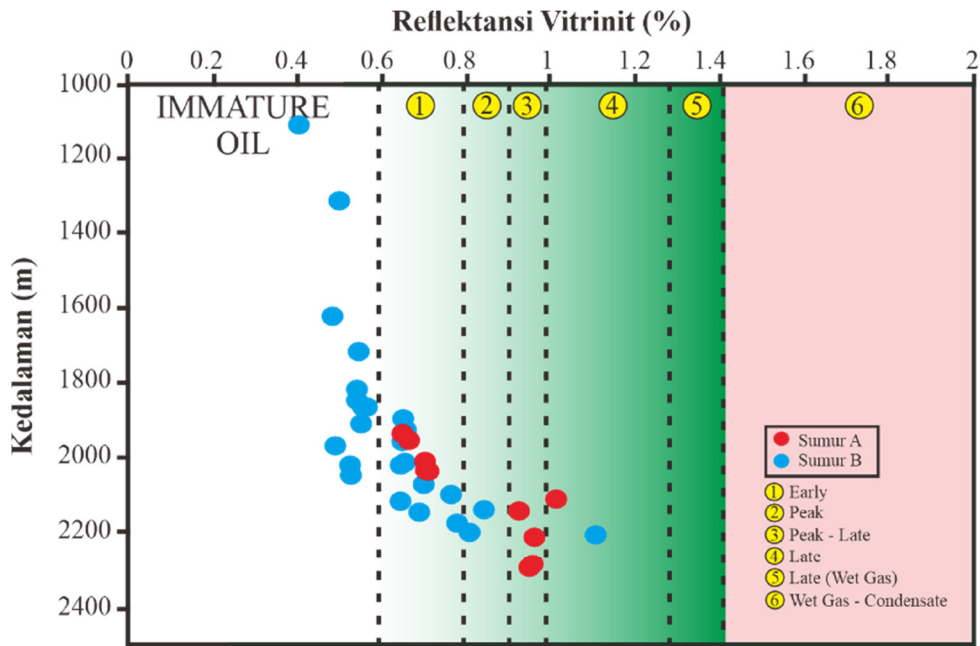
Dalam penelitian ini, dilakukan pemodelan cekungan 1D yang berfokus pada analisis evolusi termal dan sistem petroleum berdasarkan satu titik pengamatan, yaitu pada lokasi sumur dengan kelengkapan data geokimia batuan induk dan log talikawat. Pemodelan cekungan 1D merupakan pendekatan awal yang menggunakan satu sumur

dan digunakan untuk merekonstruksi sejarah pengendapan sedimen serta perkembangan termal suatu titik lokasi secara linier terhadap waktu. Model ini sangat berguna untuk memahami perilaku termal batuan induk, termasuk mengidentifikasi waktu terjadinya generasi dan migrasi hidrokarbon secara lebih detail. Dengan menggunakan data geokimia seperti TOC, HI, Tmax, dan ro serta data log talikawat seperti gamma ray, *sonic*, dan densitas, pemodelan ini memungkinkan peneliti mengevaluasi kemampuan batuan induk dalam menghasilkan hidrokarbon serta menilai dinamika sistem petroleum secara temporal di lokasi sumur tersebut. Sebelum melakukan pemodelan cekungan 1D, parameter-parameter penting seperti *bottom hole temperature* (BHT), reflektansi vitrinit, dan porositas telah dikalibrasi dengan cermat untuk memastikan akurasi input dalam pemodelan termal

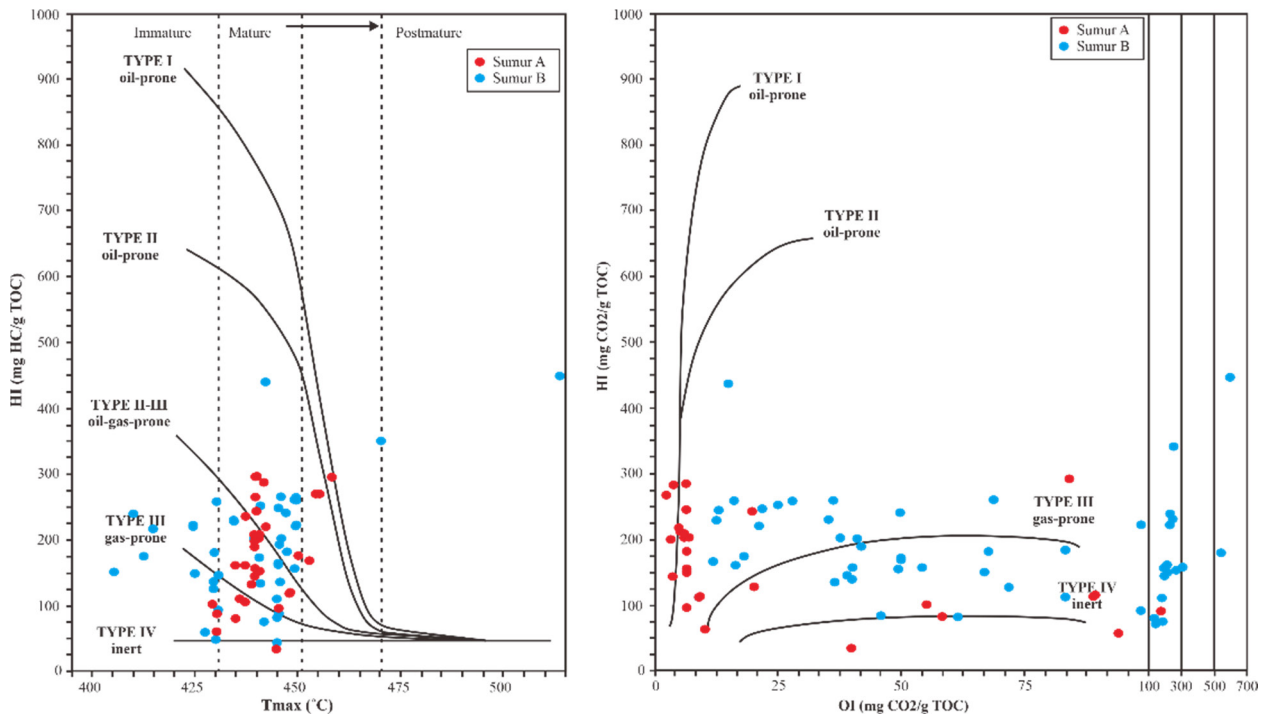
dan sejarah penguburan untuk Sumur NA-1 dan NA-2. Berdasarkan hasil pemodelan cekungan 1D pada Sumur NA-1, Ro menunjukkan bahwa batuan induk pada lokasi ini didominasi oleh minyak. Proses generasi hidrokarbon diperkirakan mulai berlangsung pada Miosen Akhir (11,51 juta tahun yang lalu) dan mencapai tahap ekspulsi pada Pleistosen (0,36 juta tahun yang lalu). Berdasarkan Waples, 1985 hidrokarbon yang dihasilkan dari batuan induk dapat terekspulsi pada kondisi *transformation ratio* lebih dari 50%. Sementara itu, pemodelan cekungan 1D pada Sumur NA-2, menunjukkan bahwa batuan induk juga masih didominasi oleh produksi minyak, meskipun indikasi awal pembentukan gas telah mulai terlihat yang menunjukkan kematangan lanjut. Generasi hidrokarbon pada Sumur NA-2 diperkirakan dimulai lebih awal, yakni pada Oligosen (28,39 juta tahun yang lalu), dan mengalami ekspulsi



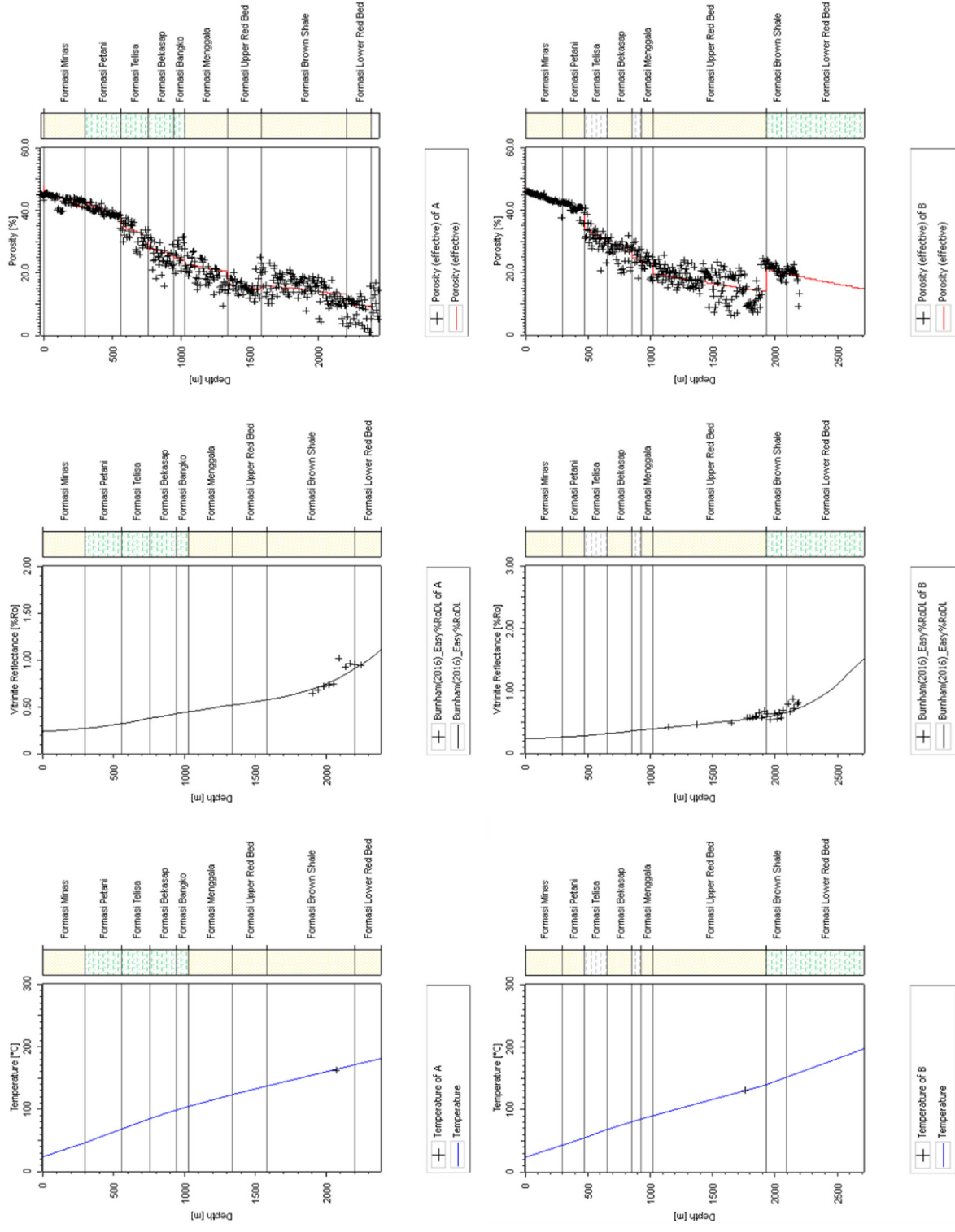
Gambar 2. Kuantitas material organik Sumur NA-1 (lingkaran merah) dan Sumur NA-2 (lingkaran biru).



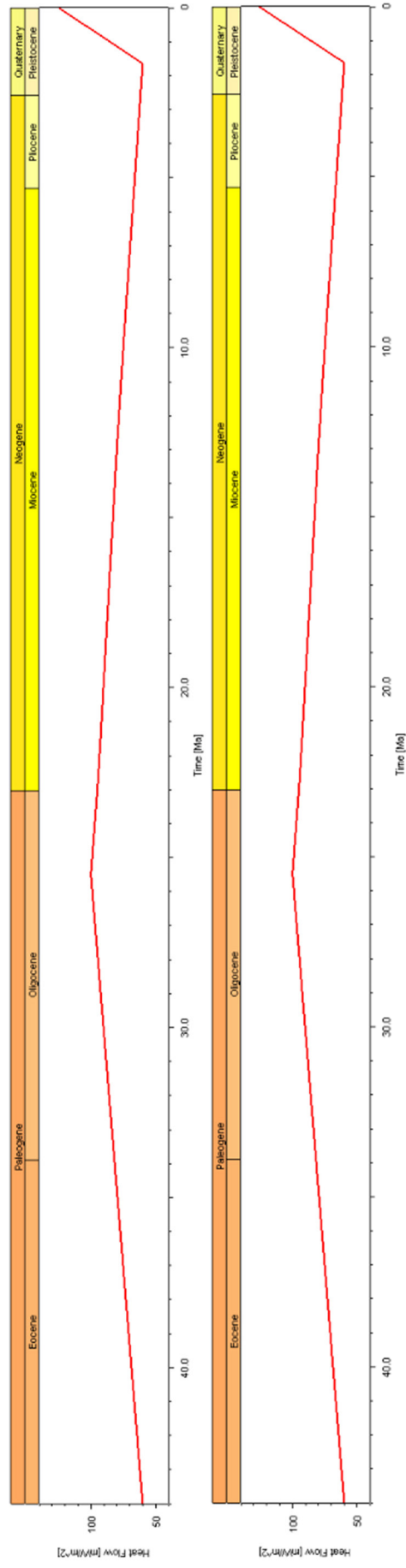
Gambar 3. Reflektansi vitrinit sumur NA-1 dan Sumur NA-2 yang merepresentasikan potensi hidrokarbon yang dihasilkan.



Gambar 4. Kualitas batuan induk sumur NA-1 (lingkaran merah) dan Sumur NA-2 (lingkaran biru).

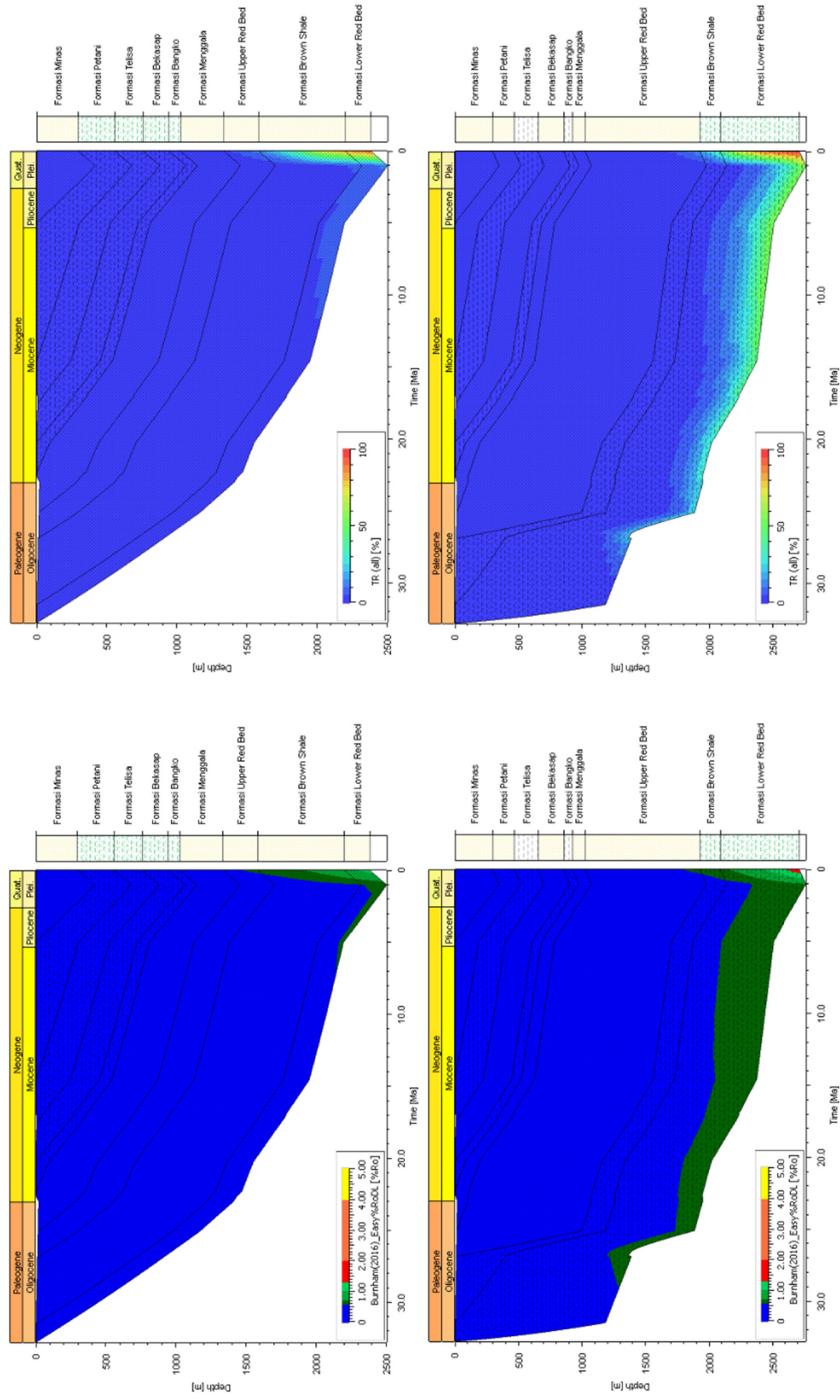


Gambar 5. Kalibrasi bottom hole temperature, reflektansi vitrinit, dan porositas Sumur NA-1 (atas) dan Sumur NA-2 (bawah).



Gambar 6. Heat flow sumur NA-1 (atas) dan Sumur NA-2 (bawah).

Karakteristik Batuan Induk dan Pemodelan Cekungan Di Lapangan North Aman, Cekungan Sumatra Tengah (Abdullah Azam dkk.)



Gambar 7. Sisi kiri merupakan reflektansi vitrit yang mencerminkan hasil dari batuan induk (Burnham, 2016) dan sisi kanan merupakan Transformation Ratio yang mencerminkan waktu hidrokarbon ekspulsi dari batuan induk. sumur NA-1 (atas) dan Sumur NA-2 (bawah).

pada Miosen Tengah (10,26 juta tahun yang lalu).

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil yang telah diuraikan, dapat disimpulkan bahwa Lapangan North Aman, Cekungan Sumatra Tengah memiliki potensi sistem petroleum yang signifikan dengan karakteristik batuan induk yang bervariasi. Analisis geokimia menunjukkan bahwa Sumur NA-1 memiliki potensi batuan induk kategori luar biasa dengan kandungan TOC yang tinggi, kualitas kerogen dominan tipe II–III, serta tingkat kematangan termal yang berada pada tahap awal hingga puncak jendela minyak. Sementara itu, Sumur NA-2 memperlihatkan potensi batuan induk yang lebih bervariasi, baik dari segi kuantitas maupun kematangan, namun tetap menunjukkan dominasi kerogen yang mampu menghasilkan minyak, meskipun indikasi awal pembentukan gas telah mulai terlihat yang menunjukkan kematangan lebih lanjut. Pemodelan cekungan 1D yang dilakukan berhasil merekonstruksi sejarah termal serta memetakan waktu generasi dan ekspulsi hidrokarbon secara lebih akurat. Sumur NA-2 mengalami generasi lebih awal dibandingkan Sumur NA-1.

Sebagai saran, untuk memperoleh pemahaman yang lebih komprehensif terhadap sistem petroleum di wilayah ini, disarankan agar dilakukan pemodelan lanjutan dalam bentuk 2D atau 3D, yang mencakup lebih banyak sumur dan data seismik untuk mengevaluasi jalur migrasi dan perangkap hidrokarbon. Selain itu, integrasi antara pemodelan cekungan dengan data reservoir dan data struktur geologi sangat penting dalam mendukung eksplorasi hidrokarbon yang lebih efisien dan berisiko rendah di Cekungan Sumatra Tengah. Penelitian lanjutan juga perlu mempertimbangkan pengaruh variasi tektonik dan laju penguburan terhadap dinamika generasi hidrokarbon untuk menghasilkan estimasi potensi cadangan yang lebih akurat. materi dan metode dengan perbedaan signifikan yang ditunjukkan dalam tabel dengan catatan kaki atau dalam teks dengan pernyataan.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis menyampaikan penghargaan dan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada Pertamina Corporate University yang telah memberikan izin serta kesempatan untuk melakukan penelitian dengan menggunakan data yang sangat bernilai ini. Dukungan institusional ini sangat berperan

penting dalam kelancaran dan keberhasilan proses penelitian. Ucapan terima kasih juga disampaikan kepada Bapak Dr. Ir. Asep Heri Patria Kesumajana, M.T selaku pembimbing dalam penelitian ini, atas segala arahan, bimbingan, serta masukan yang sangat berarti sehingga penelitian ini dapat dilaksanakan dan disusun dengan lebih terarah dan mendalam. Tidak lupa, penulis juga mengucapkan terima kasih kepada seluruh rekan dan sahabat yang telah meluangkan waktunya untuk berdiskusi, bertukar pikiran, dan memberikan saran selama proses penelitian berlangsung. Kontribusi mereka turut memberikan

DAFTAR ISTILAH/SINGKATAN

Singkatan	Defenisi	Unit
1D	Satu Dimensi	
2D	Dua Dimensi	
3D	Tiga Dimensi	
HI	Hydrogen Index	
OI	Oxygen Index	
Ro	Reflektansi Vitrinit	
Tmax	Temperature Maximum	
TOC	Total Organic Carbon	

perspektif yang memperkaya hasil penelitian ini.

KEPUSTAKAAN

- Burnham, A.K., Peters, K.E., & Schenk, O., 2016, Evolution of vitrinite reflectance models. Jurnal dipresentasikan di *AAPG Annual Convention & Exhibition*, Calgary.
- Cacas-Stenz, M., Reinert-Brüch, A., Frey, J., Colombo, D., Barthelon, J., Cornu, T., & Gouc, C., 2020, Basin modeling for shifting the petroleum system models to the needs of the energy transition. *1st Geoscience & Engineering in Energy Transition Conference*, pp. 1-5. November 2020.
- Hart, B.S., & Steen, A.S., 2015, Programmed pyrolysis (rock-eval) data and shale paleoenvironmental analyses: a review.

- Interpretation*, pp. 41-58. Januari 2015.
- Raymer, L., Hunt, E.R., & John, S.G., 1980, An improved sonic transit time-to-porosity transform. *SPWLA 21st Annual Logging Symposium*. Juli 1980.
- Siringoringo, L.P., Sapiie, B., Rudyawan, A., & Sucipta, I.G.B., 2024, *Origin of high heat flow in the back-arc basins of Sumatra: an opportunity for geothermal energy development*. *Energy Geoscience*, vol. 5, no. 3, 100289. Juli 2024.
- Siringoringo, L.P., Situmeang, Z., & Meka, N., 2025, Central Sumatra Basin: *the first sedimentary basin for geothermal energy development in Indonesia?*. *Rudarsko-geološko-naftnizbornik*, vol 40, no. 1, pp. 1-12. [Februari 2025].
- Peters, K. E., dan Cassa, M. R. (1994). Applied source rock geochemistry. *American Association of Petroleum Geologists Memoir 60*, pp. 93-120. [1994].
- Waples, D.W., 1985, *Geochemistry in petroleum exploration*, Boston: International Human Resources Development Corporation.
- Zeng, B., Qu, J., Mi, Z., Xie, E., Fu, H., Yang, S., Yang, S., & Li, M., 2025, *The control of effective source rocks on the distribution of hydrocarbon reservoirs in a lacustrine-rift basin: insight from a 3D basin modeling study*. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol 15, no. 2.