



Interpretasi Biomarker dan Korelasi Minyak-Batuan Induk pada Sumur TNG-1, Cekungan Sumatra Tengah

Putri Dwi Afifah^{1*}, Muhammad Agni Gustama¹, Sri Desdita Komari¹, Lusitania¹, Aisyah Minzikhina Masbar Rus¹, Widi Atmoko²

¹ Universitas Sriwijaya, Indralaya, Indonesia.

² Sigma Cipta Utama, Jakarta, Indonesia.

DOI: <https://doi.org/10.29303/goescienceed.v7i1.1742>

Article Info:

Received : 05 Januari 2026
Revised : 22 Januari 2026
Accepted : 16 Februari 2026
Published : 24 Februari 2026

Correspondence:

Putri Dwi Afifah

Phone: +628117142512

Abstract: This study interprets biomarker characteristics and evaluates the genetic relationship between oil samples and potential source rocks from the TNG-1 well in the Cekungan Sumatra Tengah. The analysis was conducted using oil and rock geochemical parameters, n-alkane chromatograms, terpene and sterane distributions, as well as sterane ternary plots (C₂₇-C₂₈-C₂₉). The results indicate that oil samples at intervals of 5238–5277 ft, 5246–5248 ft, and 5266–5268 ft exhibit consistent geochemical characteristics and suggest thermal maturity within the early to mid-mature oil window. In contrast, rock samples at intervals of 4814 ft, 5046 ft, and 5151 ft show immature characteristics, indicated by CPI > 1.0, high Pr/nC₁₇ ratios, and n-alkane distributions biased toward long-chain compounds. Biomarker analysis reveals similarities in n-alkane distribution patterns, isoprenoid ratios, and C₂₇-C₂₈-C₂₉ sterane compositions between oil and source rock samples, indicating a strong genetic relationship. Sterane compositional correlation suggests that most samples, both oil and rock, originated from shallow lacustrine to estuarine depositional environments with significant higher-plant input. Overall, the oil samples show a strong correlation with the source rock at the 5151 ft interval based on the consistency of n-alkane, hopane, and sterane patterns.

Keywords: Biomarker; Source rock; Central Sumatra Basin

Citation: Afifah, P. D., Gustama, M. A., Komari, S. D., Lusitania, Rus, A. M. M., & Atmoko, W. (2026). Interpretasi Biomarker dan Korelasi Minyak-Batuan Induk pada Sumur TNG-1, Cekungan Sumatra Tengah. *Jurnal Pendidikan, Sains, Geologi, Dan Geofisika (GeoScienceEd Journal)*, 7(1), 648–653. <https://doi.org/10.29303/goescienceed.v7i1.1742>

Pendahuluan

Cekungan Sumatra Tengah merupakan salah satu cekungan produktif di Indonesia, dengan potensi hidrokarbon yang dihasilkan terutama dari batuan induk berumur Oligosen-Miosen seperti Formasi Brown Shale dan Formasi Pematang (Darman dan Sidi, 2000). Fokus utama penelitian ini adalah memvalidasi korelasi antara minyak bumi dan batuan induk (*oil-source rock correlation*) untuk memetakan dinamika sistem petroleum, termasuk mekanisme migrasi dan sejarah termal cekungan.

Analisis biomarker melalui metode GC-MS menjadi instrumen standar dalam mengevaluasi tipe kerogen, kondisi paleo-lingkungan, serta sejarah termal

batuan (Peters & Moldowan, 1993). Penelitian pada Sumur TNG-1 ini penting dilakukan untuk memvalidasi apakah akumulasi hidrokarbon bersifat *in-situ* atau hasil migrasi dari deposenter yang lebih matang (Noble et al., 1997).

Selain itu, penggunaan parameter kuantitatif seperti CPI dan rasio hopana diperlukan untuk menentukan jendela maturitas secara presisi dibandingkan data kedalaman semata (Peters et al., 2005). Melalui interpretasi rasio isoprenoid dan sterana, penelitian ini juga bertujuan merekonstruksi kondisi oksidasi-reduksi serta input organik yang mengontrol kualitas hidrokarbon di area tersebut.

Email: putridafifah@ft.unsri.ac.id

Geologi Daerah Penelitian

Secara tektonik, daerah penelitian merupakan bagian *back-arc basin* yang diisi oleh endapan *syn-rift lacustrine* dan *post-rift fluvial* (Waples, 1985). Secara struktural, cekungan ini didominasi oleh deformasi *syn-rift* Utara-Selatan pada periode Eosen hingga Oligosen Awal, yang kemudian mengalami inversi akibat tekanan kompresional di kala Plio-Pleistosen sehingga tercipta jebakan-jebakan hidrokarbon (Heidrick & Aulia, 1993). Penyusun sistem petroleum utamanya terdiri atas Formasi Brown Shale dan Formasi Pematang sebagai batuan induk serta Formasi Sihapas sebagai reservoir (Darman & Sidi, 2000).

Metode

Data penelitian ini diperoleh dari *well report* Sumur TNG-1 yang berisi data geokimia organik dan hasil analisis biomarker pada beberapa interval batuan. Data primer yang digunakan meliputi kromatogram GC-MS, n-alkana, sterana (m/z 217), hopana (m/z 191), serta rasio biomarker standar yang tercantum pada laporan tersebut. Seluruh data kemudian dianalisis kembali menggunakan pendekatan interpretasi biomarker yang umum digunakan dalam kajian batuan induk. Analisis dilakukan melalui beberapa tahap: (1) evaluasi pola fingerprint n-alkana untuk mengidentifikasi kecenderungan rantai karbon, dominasi hidrokarbon ringan atau berat, serta nilai CPI sebagai indikator kematangan awal; (2) interpretasi diagram segitiga sterana (C27-C28-C29) untuk menentukan asal material organik dan proporsi kontribusi algae-lakustrin dan daratan; (3) analisis distribusi hopana pada m/z 191 untuk menilai bakteriolitik, tingkat reduksi, serta indikator kematangan relatif seperti Ts/Tm dan C31 S/(S+R); serta (4) integrasi rasio biomarker seperti Pr/Ph, Pr/nC17, dan Ph/nC18 untuk menafsirkan lingkungan pengendapan dan kondisi oksidasi-reduksi. Hasil dari setiap tahapan tersebut kemudian dibandingkan dengan standar interpretasi biomarker dari literatur untuk memperoleh karakter batuan induk dan potensi genetik hidrokarbon pada interval Sumur TNG-1.

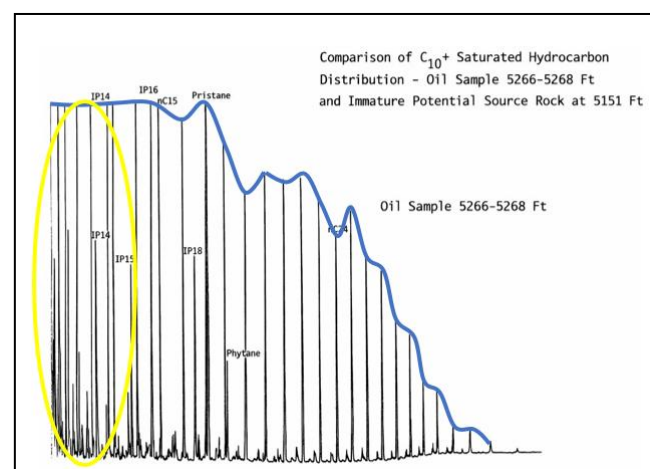
Hasil dan Diskusi

Distribusi n-Alkana

Pola antara minyak 5266–5268 ft dan batuan 5151 ft hampir identik, menunjukkan hubungan genetik kuat. Analisis kromatografi gas (GC) dilakukan untuk membandingkan distribusi hidrokarbon jenuh pada sampel minyak (kedalaman 5266–5268 ft) dan sampel batuan induk potensial (5151 ft) (Gambar. 1).

Berdasarkan kromatogram yang dihasilkan, terdapat beberapa observasi penting terkait maturitas termal dan lingkungan pengendapan. Distribusi n-Alkana Sampel Minyak (5266–5268 ft) menunjukkan distribusi n-alkana yang lengkap dan halus (*smooth distribution*) dari rantai karbon rendah hingga tinggi.

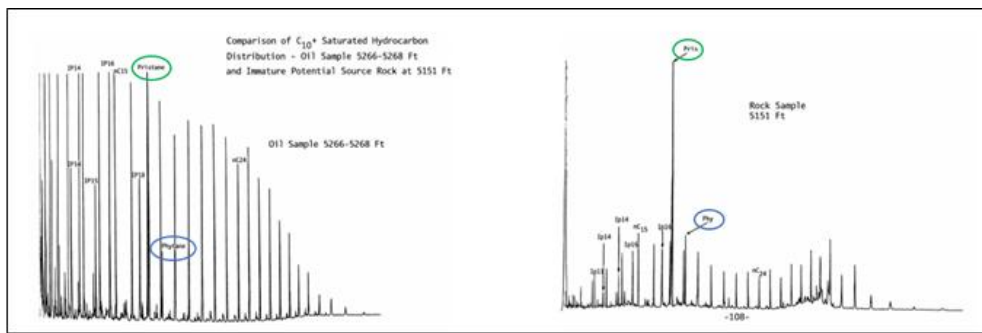
Kelimpahan relatif yang tinggi pada fraksi ringan hingga menengah (ditunjukkan oleh lingkaran kuning) menginterpretasikan bahwa minyak ini telah mengalami maturitas termal yang cukup baik. Sampel Batuan (5151 ft) Menunjukkan profil yang berbeda dengan dominasi puncak yang sangat kontras pada senyawa isoprenoid tertentu. Hal ini mengindikasikan bahwa sampel batuan tersebut masih berada pada tahap imatur (belum matang), di mana proses pemecahan rantai hidrokarbon menjadi n-alkana yang lebih pendek belum terjadi secara masif.



Gambar 1. Pola fingerprint n-alkana dan distribusi senyawa isoprenoid pada sampel minyak dan batuan Sumur TNG-1.

Rasio Pristane/Phytane (Pr/Ph)

Rasio Pristana (Pr) dan Fitana (Ph) digunakan untuk menginterpretasikan kondisi redoks pada lingkungan pengendapan. Keberadaan puncak pristana dan fitana yang jelas pada kromatogram fraksi hidrokarbon jenuh (Gambar 2) memungkinkan perhitungan rasio Pr/Ph sebagai indikator kondisi redoks lingkungan pengendapan. Rasio Pr/Ph yang tinggi pada sampel minyak dan batuan mengindikasikan lingkungan pengendapan yang bersifat oksik dengan kontribusi material organik terestrial yang dominan (Didyk et al., 1978; Peters et al., 2005). Hal ini didukung oleh nilai CPI yang menunjukkan adanya input dari kutikula tumbuhan darat (Tabel 1). (Powell & McKirdy, 1973).



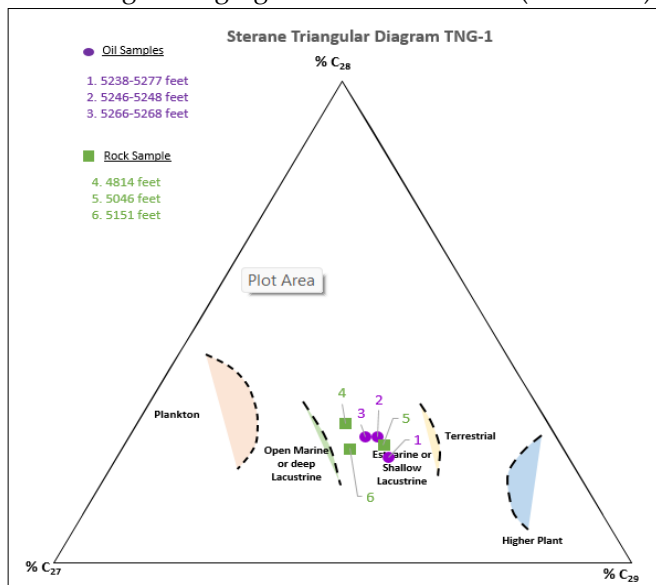
Gambar 2. Kromatogram fraksi hidrokarbon jenuh yang menunjukkan puncak pristana (Pr) dan fitana (Ph) pada sampel minyak dan batuan induk dari Sumur TNG-1.

Tabel 1. Perbandingan parameter antara sampel minyak dan batuan untuk evaluasi korelasi sumber (*oil-source rock correlation*).

Sample Depth (ft)	Pris/Phy	Pris/nC ₁₇	CPI	$\delta^{13}C_{SAT}$	Tn/Ts	%17ahopanes	C ₂₉ + C ₃₀ hop / C ₂₇ hop	C ₃₀ hop / OL	GM x 100 / 17ahop	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉
Oil Samples												
5238-5277	10.65	4.04	1.14	-28.7	2.13	82.48	5.65	17.69	8.30	31.0	22.0	47.0
5246-5248	9.53	3.55	1.16	-28.7	1.90	81.60	6.31	9.63	2.70	30.9	26.2	42.9
5266-5268	9.17	3.13	1.16	-28.8	1.84	79.93	5.76	11.67	3.33	32.9	26.3	40.8
Rock Samples												
4814	2.13	3.02	1.02	-	1.60	75.00	8.13	0.78	OL	11	2.78	35.9
5046	3.15	5.30	1.32	-	1.70	68.21	8.17	0.71	3.07	3.04	24.6	44.7
5151	4.03	4.51	1.47	-	1.83	76.41	7.53	1.02	2.80	3.29	23.8	39.3

Sterane (C₂₇-C₂₈-C₂₉)

Diagram segitiga sterana C₂₇-C₂₈-C₂₉ (Gambar 3).



Gambar 3. Diagram segitiga sterana C₂₇-C₂₈-C₂₉ sebagai indikator sumber material organik dan lingkungan pengendapan sampel minyak dan batuan induk Sumur TNG-1.

Hal ini menunjukkan bahwa sampel minyak dan batuan dari TNG-1 terplot pada bidang *marine* hingga *shallow lacustrine*, dengan dominasi relatif sterana C₂₇-C₂₈ dan kontribusi C₂₉ yang rendah. Pola ini mengindikasikan input bahan organik planktonik-algale dengan pengaruh material terestrial yang minimal. Kedekatan posisi antara sampel minyak dan batuan menunjukkan korelasi genetik yang baik, yang mengindikasikan bahwa minyak kemungkinan berasal dari batuan induk yang terendapkan pada lingkungan laut terbuka hingga lakustrin dangkal. Pola ini umum pada minyak *lacustrine* Sumatra Tengah (Peters et al., 2005; Noble et al., 1997).

Hopane & Terpane

Analisis biomarker terpane (m/z 191) memberikan informasi krusial mengenai asal muasal material organik dan tingkat kematangan termal. Perbandingan antara sampel batuan induk (5151 ft) dan sampel minyak (5266-5268 ft) menunjukkan perbedaan genetik yang signifikan. Distribusi Terpane dan Hopane Sampel Batuan (5151 ft) menunjukkan distribusi terpane yang kompleks dengan puncak-puncak yang tajam (Gambar 4), mencerminkan kondisi imatur (belum matang). Puncak dominan pada area hopane menunjukkan bahwa proses degradasi biologis awal masih terekam jelas dalam struktur sedimen. Sampel Minyak (5266-5268 ft) Menunjukkan profil yang lebih bersih dengan dominasi puncak tertentu yang mencirikan minyak yang telah mengalami pematangan termal. Perbandingan rasio *Norhopane* terhadap *Hopane* menunjukkan litologi *shale*. Puncak *Oleanane* (OL) adalah bukti definitif input tanaman berbunga (Angiospermae).

Korelasi Minyak-Batuan Induk

Poin krusial dalam studi sistem petroleum adalah membuktikan hubungan genetik antara hidrokarbon yang ditemukan di reservoir dengan batuan induknya. Berdasarkan integrasi data geokimia pada Sumur TNG-1, korelasi antara sampel minyak (5238-5277 ft) dan

batuan induk (5151 ft) didasarkan pada parameter berikut:

Keseragaman Isotop Karbon

Data isotop karbon merupakan parameter yang paling stabil dan tidak mudah terpengaruh oleh proses maturasi termal atau biodegradasi ringan. Nilai $\delta^{13}C$ fraksi saturat untuk seluruh sampel minyak dan batuan induk berada pada rentang yang sangat sempit, yaitu -28,7 ‰ hingga -28,8 ‰ (tabel 1). Keseragaman nilai isotop ini merupakan bukti kuat bahwa seluruh hidrokarbon tersebut berasal dari kumpulan material organik (kerogen) yang sama.

Rasio Biomarker Terpana dan Sterana

Meskipun terdapat perbedaan intensitas puncak pada kromatogram akibat perbedaan tingkat kematangan, rasio biomarker tertentu menunjukkan kesamaan fasies:

Indikator Oleanana

Kehadiran Oleanana pada sampel minyak dan batuan induk menunjukkan keduanya mengandung input dari tumbuhan berbunga (Angiospermae). Perbedaan rasio $C_{30}hop/OL$ (Minyak: 9,63-17,69; Batuan: 1,02) lebih mencerminkan pengayaan relatif akibat proses pematangan dan migrasi, bukan perbedaan sumber.

Rasio Tm/Ts

Nilai Tm/Ts yang serupa antara minyak (1,84) dan batuan induk (1,83) pada kedalaman

5151 ft memperkuat indikasi bahwa keduanya berasal dari lingkungan pengendapan dengan kontrol litologi yang identik.

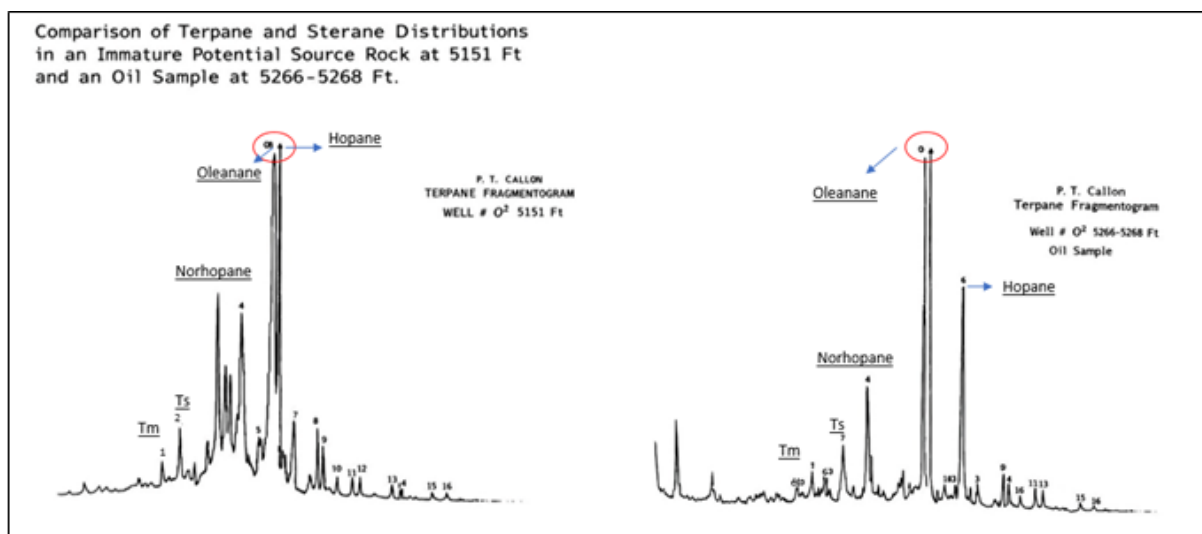
Komposisi Sterana

Plot pada diagram segitiga sterana menunjukkan bahwa kedua jenis sampel terkelompok pada area shallow lacustrine hingga estuarine. Hal ini menunjukkan konsistensi sumber material organik yang didominasi oleh alga dengan kontribusi tumbuhan darat.

Hubungan Maturitas dan Migrasi

Analisis kromatogram menunjukkan bahwa sampel minyak telah mencapai fase matang awal hingga menengah (CPI 1,14-1,16), sedangkan batuan induk pada kedalaman 5151 ft masih berada pada tahap imatur (CPI 1,47). Ketidaksesuaian tingkat maturitas ini menunjukkan bahwa minyak yang ditemukan pada interval 5238-5277 ft kemungkinan besar tidak dihasilkan langsung secara in-situ dari batuan di kedalaman tersebut, melainkan hasil migrasi dari unit batuan induk yang sama (interval 5151 ft atau serpih setara) yang berada di bagian cekungan yang lebih dalam (deposenter) di mana suhu telah cukup untuk mematangkan kerogen.

Kesimpulan ini konsisten dengan model generasi minyak Formasi Brown Shale pada Cekungan Sumatera Tengah (Noble et al., 1997; Waples, 1985). Penelitian ini memperkuat temuan sebelumnya bahwa sistem petroleum di Cekungan Sumatera Tengah dikontrol oleh batuan induk lakustrin dengan kontribusi material terestrial yang signifikan, serta menegaskan peran migrasi vertikal dalam pembentukan akumulasi hidrokarbon (Afifah, 2023).



Gambar 4. Distribusi biomarker terpana dan hopana pada sampel minyak dan batuan induk Sumur TNG-1.

Kesimpulan

1. Biomarker sterana dan terpane menunjukkan bahwa material organik pada seluruh sampel berasal dari campuran alga lakustrin dan kontribusi tumbuhan darat tingkat tinggi. Rasio (Pr/Ph) yang tinggi mengonfirmasi bahwa lingkungan pengendapan berada pada kondisi oksik (kaya oksigen) dalam sistem lakustrin dangkal hingga estuarin.
2. Analisis menunjukkan perbedaan maturitas yang jelas, di mana sampel minyak telah mencapai fase matang awal hingga menengah dengan nilai CPI 1,14-1,16, sedangkan batuan induk pada kedalaman 5151 ft masih bersifat imatur dengan nilai CPI 1,47.
3. Korelasi kuat antara minyak (5238-5277 ft) dan batuan induk (5151 ft) dibuktikan oleh keseragaman nilai isotop karbon, kemiripan rasio Tm/Ts, serta keberadaan biomarker Oleanane sebagai penanda input terestrial yang identik pada kedua sampel.
4. Perbedaan maturitas pada kedalaman yang sama mengindikasikan bahwa minyak bumi tersebut merupakan hasil migrasi dari unit batuan induk yang sama di bagian cekungan yang lebih dalam (deposenter) menuju reservoir di Sumur TNG-1

Ucapan Terimakasih

Penulis menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada seluruh pihak yang telah memberikan dukungan, kontribusi, dan kerja sama sehingga kegiatan ini dapat terlaksana dengan baik dan lancar.

Referensi

- Afifah, P.D., Amijaya, H., Winardi, S., dan Atmoko, W. (2023). Source rock quality and 1D maturity model in Pandalian Sub-basin, Central Sumatra Basin. *Journal of Applied Geology*, 8(1), 48-55. <https://doi.org/10.22146/jag.78104>.
- Darman, H., & Sidi, H. (2000). *An Outline of Indonesian Sedimentary Basins*.
- Didyk, B., Simoneit, B., Brassell, S. C., & Eglinton, G. (1978). Organic geochemical indicators of paleoenvironment. *Nature*, 272, 216-222.
- Heidrick, T. L., & Aulia, K. (1993). A structural and tectonic model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention*, 285-317.
- Noble, R. A., Pratomo, K. H., Nugrahanto, K., Ibrahim, A. M. T., Prasetya, I., Mujahidin, N., Wu, C. H., & Howes, J. V. C. (1997). Petroleum systems of Central Sumatra. *Proceedings of the Petroleum*

Systems of SE Asia and Australasia Conference, 273-316.

- Peters, K. E., & Moldowan, J. M. (1993). *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments (1st Ed.)*. Prentice-Hall.
- Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). *The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History (2nd Ed.)*. Cambridge University Press.
- Powell, T. G., & McKirdy, D. M. (1973). Relationship between ratio of pristane to phytane, local environment and sedimentary facies in Australia. *Nature*, 243, 37-39.
- Waples, D. W. (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corporation.