



Evaluasi Karakterisasi Geokimia dan Potensi Batuan Induk pada Formasi Ketungau dan Kantu Guna Mendukung Aktivitas Eksplorasi Hidrokarbon di Cekungan Ketungau

Mochamad Febrian Adhi Patria^{1*}, Raja Hamonangan Manurung², Iwan Sukma Gumilar³, Danny Irawan⁴

¹ Pusat Pengembangan Sumber Daya Minyak dan Gas Bumi, Blora, Indonesia.

² Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Blora, Indonesia

^{3,4} Pusat Survei Geologi, Bandung, Indonesia

DOI: <https://doi.org/10.29303/goescienceed.v7i4.3020>

Article Info

Received : August, 12th 2026

Revised : August, 31st 2026

Accepted: September, 11th 2026

Correspondence:

Mochamad Febrian Adhi Patria

Phone: +6285691222076

Abstract: The Ketungau Basin in West Kalimantan is classified as an unexplored basin, although geological, seismic, and non-seismic data are available for petroleum system evaluation. This study evaluates the geochemical characteristics and source rock potential of the Ketungau and Kantu Formations using Total Organic Carbon (TOC) and Rock-Eval Pyrolysis. The analyses were conducted to determine organic matter abundance, source rock quality, kerogen type, hydrocarbon generation potential, and thermal maturity. The results show that samples AF 01 and AF 02 from the Ketungau Formations have excellent organic matter abundance, good source rock quality, and type III kerogen with gas-prone characteristics. In contrast, the remaining samples in Ketungau and Kantu Formations are dominated by type IV kerogen (inertinite) with poor source rock quality and low hydrocarbon generation potential. Based on Tmax, four samples are classified as immature, five as mature, and one as post-mature. Interpretation of the Production Index (PI) versus Tmax diagram indicates the presence of hydrocarbon staining/contamination in five samples and inert carbon in four samples, supporting the thermal maturity interpretation. Overall, only a limited number of samples exhibit favorable source rock characteristics, while most contain degraded or inert organic matter. These findings provide valuable geochemical information for petroleum system evaluation and future hydrocarbon exploration in the Ketungau Basin.

Keywords: Ketungau Basin, Source Rock, TOC, Rock-Eval pyrolysis, Kerogen, Thermal Maturity

Citation: Patria, M. F. A., Manurung, R. H., Gumilar, I. S., & Irawan, D. (2026). Evaluasi Karakterisasi Geokimia dan Potensi Batuan Induk pada Formasi Ketungau dan Kantu Guna Mendukung Aktivitas Eksplorasi Hidrokarbon di Cekungan Ketungau. *Jurnal Pendidikan, Sains, Geologi, Dan Geofisika (GeoScienceEd Journal)*, 7(4), 5849–5854. <https://doi.org/10.29303/goescienceed.v7i4.3020>

Pendahuluan

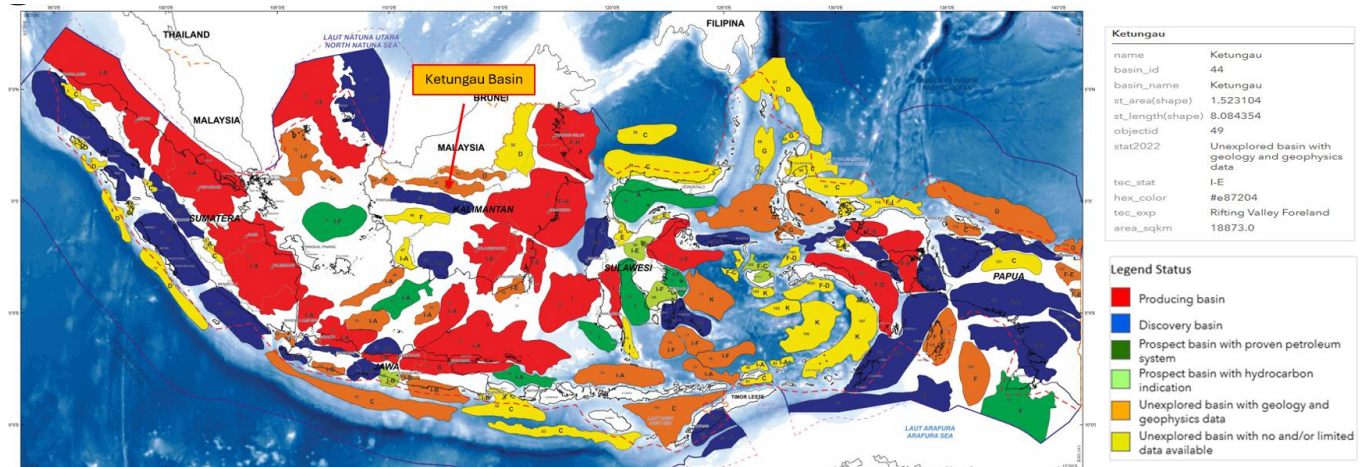
Industri Minyak dan Gas Bumi (Migas) memiliki peranan strategis dalam mendukung ketahanan energi dan pertumbuhan ekonomi nasional. Ditengah meningkatnya kebutuhan energi nasional dan tren penurunan produksi secara alamiah di lapangan-lapangan migas yang semakin tua (*natural decline*),

Pemerintah melalui kementerian ESDM menargetkan Peningkatan produksimigas menjadi 1 juta barel minyak per hari (BOPD) dan 12 miliar standar kaki kubik gas per hari (BSCFD) pada tahun 2030 (Kementerian ESDM, 2025). Pencapaian target tersebut memerlukan berbagai Upaya strategis, salah satunya melalui peningkatan kegiatan eksplorasi migas yang massif dan

Email: mfebrianadhi97@gmail.com

berkelanjutan. Berdasarkan Data Peta Cekungan Sedimen Indonesia tahun 2022 yang diterbitkan oleh Badan Geologi Kementerian ESDM tahun 2024, Indonesia memiliki 128 cekungan sedimen dengan tingkat eksplorasi yang beragam. Terdapat 20 cekungan dengan sumur produksi, 27 cekungan dengan sumur penemuan hidrokarbon, 8 cekungan menunjukkan potensi sistem perminyakan, data seismik dan sumur,

dan 6 cekungan dengan ketersediaan rembesan hidrokarbon dan data seismik namun belum ada data sumur Disisi lain, masih terdapat 69 Cekungan yang belum di eksplorasi (*unexplored basin*), dimana 30 cekungan telah tersedia data seismik, non-seismik, data geologi, sedangkan 39 cekungan belum dieksplorasi, data seismik terbatas, tidak ada data sumur (Kementerian ESDM, 2024) .



Gambar 1. Peta Sebaran Cekungan Sedimen Indonesia

Saat ini, Cekungan ketugau berstatus cekungan yang belum di eksplorasi (*unexplored basin*), walaupun data seismic, non seismic dan data geologi telah tersedia. Untuk meningkatkan status cekungan ketugau menjadi cekungan prospek (*prospective basin*), diperlukan berbagai aktivitas eksplorasi, salah satunya analisis geokimia. Penelitian ini bertujuan menganalisis potensi batuan induk berdasarkan karakteristik geokimia. Analisis geokimia dilakukan dengan mengevaluasi kuantitas material organik, potensi pembentukan hidrokarbon, tipe kerogen dan tingkat kematangan batuan induk. Hasil penelitian diharapkan dapat menjadi dasar dalam menentukan potensi hidrokarbon dan sebagai dasar dalam mendukung peningkatan status cekungan ketugau.

Kondisi Geologi

Cekungan Ketungau (*Ketungau Basin*) merupakan salah satu cekungan sedimen di Indonesia yang terletak di Provinsi Kalimantan Barat (Suyono, 2013). Luas Cekungan Ketungau 18.873 km² dengan Lebar Cekungan Ketungau pada peta anomali gayaberasisa ± 35 km dan panjang cekungan ± 60 km membentuk sinklin memanjang arah barat-timur. Cekungan tersebut ditempati oleh Formasi Ketungau, Formasi Tutop, Formasi Kantu (Supriyana & Padmawidjaja, 2020). Berdasarkan Analisa stratigrafi, Formasi Ketungau, Tutop, dan Kantu diperkirakan terbentuk pada kala

Eosen Akhir (*Upper Eocene*). Ketiga formasi tersebut menunjukkan variasi litologi yang mencerminkan perubahan lingkungan pengendapan selama evolusi cekungan.

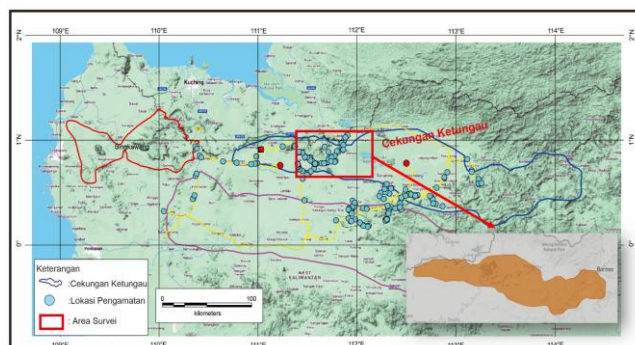
UMUR GEOLOGI		FORMASI	SIMBOL LITOLOGI	TERMINAL	PEMERIAN
KALA					
KUARTER	Holosen	Endapan Alluvium			Alluvium (Qa) : Kerikil, Pasir, Lempau, Lempung dan bahan-bahan organik terdapat sebagai endapan sungai
	Plistosen				
TERSIER	Pliosen				
	Atas				
	Miosen				
	Tengah				
	Bawah				
	Oligosen				
	Atas				
	Bawah				
	Eosen	Atas	Formasi Ketungau		
		Formasi Tutop			Formasi Tutop : Bagian bwan terdiri Batupasir kuarsa, berlapis tebal sampai masif, umumnya berbutir sedang. Bagian atas terdiri dan batupasir berbutir sedang - konglomeratan, berlapis tebal, terdapat struktur sedimen silang siur dan paralel lamasi.
		Formasi Kantu			Formasi Kantu : Batupasir Kuarsa, batupasir kerikilan - konglomeratan, dan batulanau, batulumpur perselingan batupasir, batulumpur - lanau abu-abu, sepih, setempat terdapat lapisan tipis batubara
Tengah					
Bawah					
Paleosen					
MESOZOIKUM	Kapur	Batuan Gunungapi Selangor			Batuan Gunungapi Betung : Basalt, diorit, andesit, dan breksi gunungapi
	Bawah				
	Jura				
	Trias				

Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Ketungau

Formasi Ketungau didominasi oleh serpih hitam dan batulempung, disertai perselingan batulempung-batulanau hitam, batupasir halus berlembar hingga menyerpih, serta lapisan tipis batubara. Dominasi litologi berbutir halus yang kaya material organik menunjukkan lingkungan pengendapan berenergi rendah, seperti dataran banjir, rawa, danau, atau delta plain. Kehadiran serpih hitam dan lapisan batubara mengindikasikan kondisi reduksi yang mendukung preservasi material organik, sehingga formasi ini memiliki potensi sebagai batuan induk hidrokarbon. Penyebaran formasi ini mencakup dataran bergelombang rendah di barat laut lembar Sintang ketebalan formasi ini mencapai kurang dari 1500 m (Gumilar et al., 2017).

Formasi Tutop tersusun atas batupasir kuarsa berlapis tebal hingga masif pada bagian bawah dengan ukuran butir umumnya sedang, sedangkan bagian atas terdiri atas batupasir sedang hingga konglomerat berlapis tebal yang memperlihatkan struktur sedimen silang-siur dan laminasi sejajar. Formasi Tutop lebih berpotensi sebagai batuan reservoir dibandingkan sebagai batuan induk. Penyebaran batupasir Tutop ini searah dengan arah jurus tinggian utama di barat laut Lembar Sintang, dengan ketebalan mencapai kurang dari 1500 m. Formasi ini juga tersingkap baik di lembar Sanggau dan Nangaobat (Gumilar et al., 2017).

Formasi Kantu terdiri atas batupasir kuarsa, batupasir kerikilan hingga konglomerat, batulanau, batulumpur, serta perselingan batupasir dengan batulumpur-batulanau berwarna abu-abu dan serpih, yang pada beberapa lokasi mengandung lapisan tipis batubara. Kehadiran serpih dan lapisan batubara menunjukkan adanya akumulasi material organik pada interval tertentu sehingga formasi ini juga berpotensi sebagai batuan induk, meskipun kualitasnya dipengaruhi oleh kandungan material organik dan tingkat kematangan termal. Penyebaran formasi ini membentuk perbukitan dengan arah jurus tinggian di utara tengah lembar Sintang. Ketebalan formasi ini mencapai kurang dari 4000 m. Formasi Kantu tersebar cukup baik di lembar Sanggau dan Nangaobat (Iwan Sukma Gumilar et al., 2017). Berdasarkan karakteristik litologinya, Formasi Ketungau dan Kantu memiliki potensi sebagai batuan induk, sedangkan Formasi Tutop lebih berperan sebagai batuan reservoir.



Gambar 3. Peta Lintasan dan Titik Pengambilan Sampel Cekungan Ketungau

Metodologi

Penelitian ini menggunakan metode kuantitatif deskriptif dengan pendekatan analisis laboratorium. Data yang diolah merupakan data primer hasil pengambilan sampel di lapangan. Tahapan penelitian dimulai dengan pengambilan sampel batuan induk dari formasi ketungau dan formasi kantu di Cekungan Ketungau. Sampel kemudian dianalisis melalui pengujian Total Organic Carbon (TOC) dan Rock-Eval Pyrolysis di laboratorium. Parameter utama yang diperoleh dari hasil pengujian meliputi TOC, S₁, S₂, S₃ dan Tmax. Selanjutnya parameter lain seperti *Hydrogen Index* (HI), *Oxygen Index* (OI), *Production Index* (PI), *Potential Yield* (PY) dihitung berdasarkan persamaan berikut :

$$HI = \frac{S_2}{TOC} \times 100$$

$$OI = \frac{S_3}{TOC} \times 100$$

$$PI = \frac{S_1}{S_1 + S_2} \times 100$$

$$PY = S_1 + S_2$$

Data yang diperoleh digunakan untuk menganalisis geokimia batuan induk seperti kuantitas material organik, potensi pembentukan hidrokarbon, tipe kerogen, dan tingkat kematangan batuan induk (Ratnayake, 2024). Adapun evaluasi kuantitas dan kualitas material organik, tipe kerogen dan tingkat kematangan batuan induk sesuai dengan Tabel 1, Tabel 2, dan Tabel 3 dibawah ini.

Tabel 1. Parameter Kuantitas Material Organik (Peters & Cassa, 1994)

Potential	TOC (%)	Rock-Eval S ₁	Rock-Eval S ₂	Bintumen (ppm)	HC (ppm)
Miskin (<i>poor</i>)	< 0.5	0 – 0.5	< 2,5	< 500	<300
Cukup (<i>fair</i>)	0.5– 1	0.5 – 1	2,5 - 5	500 -1000	300 -600
Baik (<i>good</i>)	1 – 2	1 – 2	5 - 10	1000-2000	600 -1200
Sangat Baik (<i>very good</i>)	2 – 4	2 – 4	10 - 20	2000-4000	1200-2400
Luar Biasa (<i>excellent</i>)	>4	>4	>20	>4000	> 2400

Tabel 2. Tipe kerogen berdasarkan beberapa parameter Rock-Eval (Peters & Cassa, 1994)

Tipe Kerogen	HI (mg HC/g TOC)	S2/S3	Atom H/C	Hidrokarbon
I	> 600	> 15	> 1,5	Minyak
II	300 - 600	10 - 15	1,2 - 1,5	Minyak
II/III	200 - 300	5 - 10	1,0 - 1,2	Minyak/Gas
III	50 - 200	1 - 5	0,7 - 1,0	Gas
IV	< 50	< 1	< 0,7	Tidak ada

Tabel 3. Tingkat Kematangan (Peters & Cassa, 1994)

Kematangan Hidrokarbon	Pantulan Vitritinit (%Ro)	Indikasi Alterasi Termal (TAI)	Pirolisis Tmaks (°C)
Belum matang (Immature)	0,2 - 0,6	1,5 - 2,6	<435
Awal Matang (Early Mature)	0,6 - 0,65	2,6 - 2,7	435 - 445
Puncak Matang (Peak mature)	0,65 - 0,9	2,7 - 2,9	445 - 450
Akhir Matang (late Mature)	0,9 - 1,35	2,9 - 3,3	450 - 470
Lewat Matang (Post-Mature)	>1,35	>3,3	>470

Hasil dan Diskusi

Tabel 4 Data Hasil Pengujian Total Organic Carbon (TOC) dan Rock-Eval Pyrolysis

No	Sample ID	Formasi	Litologi	TOC (%wt)	S1	S2	S3	Tmax (°C)	HI	OI	PI	PY
					mg/g							
1	AF 01	F.Ketungau	Serpih	5,820	0,63	7,66	0,26	439	132	4	0,08	8,29
2	AF 02	F.Ketungau	Serpih	5,390	0,91	5,71	6,30	397	106	117	0,14	6,62
3	AF 03A	F.Ketungau	Serpih	1,680	0,07	0,70	0,15	439	42	9	0,09	0,77
4	AF 03B	F.Ketungau	Serpih	0,831	0,01	0,03	0,22	304	4	26	0,25	0,04
5	AF 04	F.Ketungau	Serpih	1,290	0,05	0,04	0,23	449	3	18	0,56	0,09
6	AF 05	F.Ketungau	Serpih	0,927	0,01	0,21	0,18	430	23	19	0,05	0,22
7	AF 06	F.Ketungau	Serpih	0,655	0,01	0,03	0,23	543	5	35	0,25	0,04
8	AF 07	F.Kantu	Serpih	0,697	0,07	0,21	0,10	468	30	14	0,25	0,28
9	AF 08	F.Kantu	Serpih	0,581	0,01	0,03	0,12	578	5	21	0,25	0,04
10	AF 09	F.Kantu	Serpih	0,463	0,03	0,04	0,08	459	9	17	0,43	0,07

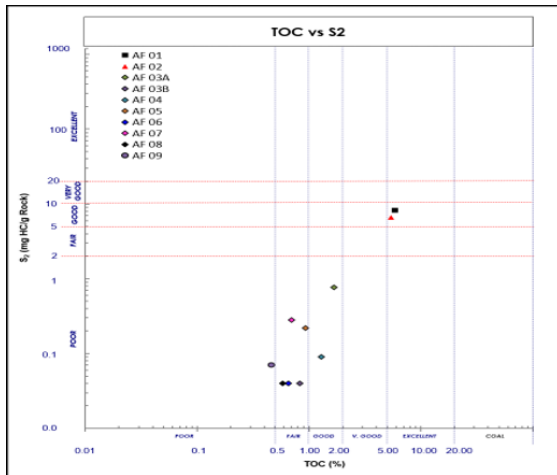
Analisa Kuantitas Material Organik

Pengujian *Total Organic Carbon* (TOC) bertujuan untuk mengetahui jumlah material organik yang terkandung dalam sampel batuan induk (El-Khadragy, Shazly, Mousa, Ramadan, & El-Sawy, 2018). Pengujian ini menjadi dasar dalam menganalisa kuantitas material organik yang terkandung dalam batuan induk. Hasil pengujian menunjukan sampel AF 01 dan AF 02 masuk dalam kategori *excellent* (TOC > 4%), dimana sampel tersebut memiliki kandungan material organik sangat tinggi dan berpotensi menghasilkan jumlah hidrokarbon dalam jumlah yang besar. Sampel AF 03A and AF 04 masuk dalam kategori *good* (TOC = 1-2%) menandakan material organik cukup dan mampu menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah sedang hingga besar. Lima sampel masuk dalam kategori *fair* (TOC = 0,5 - 1%) yakni AF 03B, AF 05, AF 06 KT, AF 07, dan AF 08 menandakan material organik terbatas walaupun masih dapat menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah yang relative kecil. Sedangkan sampel AF 09 masuk dalam kategori *poor* (TC < 0,5%) yang menandakan kandungan material organik sangat

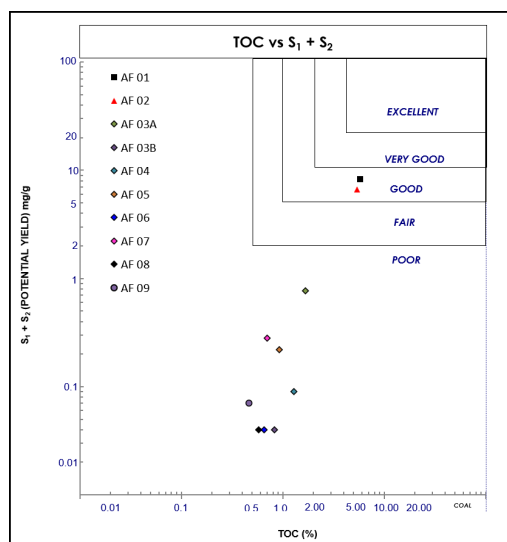
sedikit (Peters & Cassa, 1994). Secara keseluruhan, kandungan Total Organic Carbon (TOC) Formasi Ketungau berkisar antara 0,655% - 5,820% berada dalam kategori *fair-excellent*. Sedangkan Kandungan TOC Formasi Kantu berkisar antara 0,463% - 0,697 % berada dalam kategori *poor-fair*.

Nilai TOC yang tinggi tidak selalu menunjukkan bahwa batuan induk tersebut dapat menghasilkan hidrokarbon. Grafit atau karbon mati dapat menaikkan nilai TOC karena sama-sama ikut terbakar dalam analisis TOC, namun material ini tidak dapat menghasilkan hidrokarbon (Peters & Cassa, 1994). Untuk itu, perlu dilakukan analisa dengan parameter lain yaitu S2 dan Potensial Yield (S1+S2) untuk menentukan kualitas dan potensi generasi hidrokarbon. Diagram TOC Vs S2 pada Gambar 4 digunakan untuk mengevaluasi kualitas batuan induk berdasarkan potensi hidrokarbon yang masih dapat dihasilkan oleh kerogen (*remaining hydrocarbon generation potential*). Sedangkan Gambar 5 Menunjukan hubungan antara Total Organic Carbon (TOC) dan Potential Yield (PY = S₁ + S₂) untuk mengevaluasi potensi generasi

hidrokarbon dan kualitas batuan induk (Ahmed & Khan, 2021; Edilbi et al., 2019; Peters & Cassa, 1994).



Gambar 4. Diagram Total Organic Carbon (TOC) Vs S_2 untuk menentukan potensi hidrokarbon yang tersisa



Gambar 5. Diagram Hubungan TOC vs Potensial Yield (S_1+S_2) dalam Menentukan Potensi Generasi Hidrokarbon

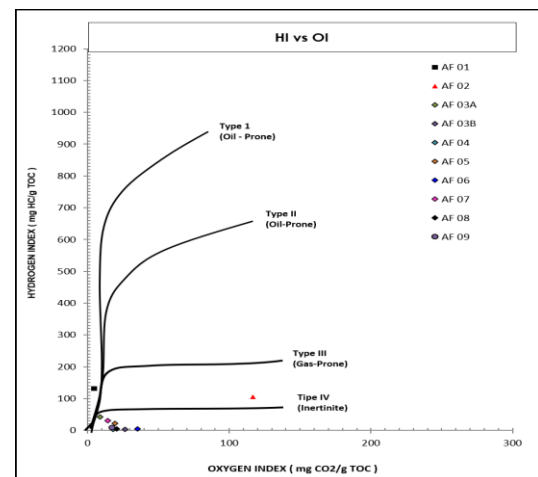
Hasil analisis diagram TOC versus S_2 dan TOC versus Potential Yield ($PY = S_1 + S_2$) menunjukkan pola interpretasi yang konsisten. Terdapat dua sampel, yaitu AF 01 dan AF 02, yang termasuk dalam kategori *Good*, menunjukkan bahwa batuan induk tersebut tidak hanya memiliki kandungan material organik yang tinggi, tetapi juga masih memiliki potensi generasi hidrokarbon yang relatif baik. Nilai S_2 dan Potential Yield yang tinggi pada kedua sampel mengindikasikan bahwa kerogen masih mampu menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah yang signifikan. (Rashid et al., 2022).

Sebaliknya, sampel AF 03A, AF 03B, AF 04, AF 05, AF 06, AF 07, AF 08, dan AF 09 umumnya memiliki

kandungan TOC yang bervariasi dari kategori buruk (*poor*) hingga baik (*good*), dan nilai S_2 dan *Potential Yield* kategori buruk (*poor*). Kondisi ini menunjukkan bahwa meskipun beberapa sampel masih memiliki kandungan karbon organik yang cukup tinggi, kemampuan kerogen untuk menghasilkan hidrokarbon telah menurun. Rendahnya nilai S_2 dan *Potential Yield* mengindikasikan bahwa sebagian besar material organik telah mengalami degradasi, meningkatnya kematangan termal, kehilangan kandungan hidrogen, atau didominasi oleh karbon inert sehingga potensi generasi hidrokarbon menjadi sangat terbatas (Khan et al., 2026)

Analisa Tipe Material Organik

Penentuan tipe material organik pada batuan induk dilakukan menggunakan diagram Van Krevelen (Peters & Cassa, 1994) yang menggambarkan hubungan antara *Hydrogen Index* (HI) dan *Oxygen Index* (OI). Dalam penelitian ini digunakan diagram Van Krevelen hasil modifikasi yang dikembangkan oleh (Abdullah et al., 2017; Albeyati, Abdula, & Othman, 2021) untuk menginterpretasikan tipe kerogen berdasarkan data Sampel hasil pengujian Rock-Eval Pyrolysis.



Gambar 6. Diagram Hubungan Antara Oxygen Index (OI) VS Hydrogen Index (HI) untuk Menentukan Tipe Kerogen

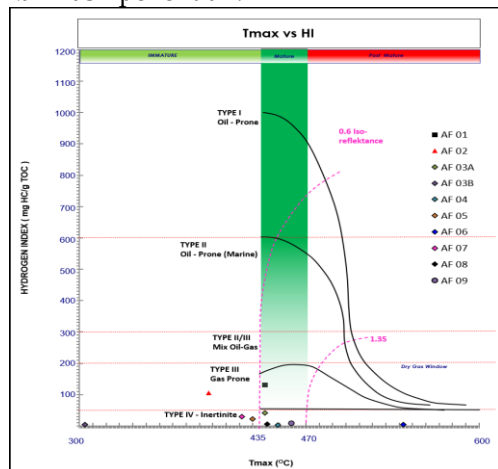
Hasil interpretasi diagram pada Gambar 6 menunjukkan sampel AF 01 ($HI = 132 \text{ mg HC/g TOC}$) dan AF 02 ($HI = 106 \text{ mg HC/g TOC}$) termasuk kerogen Tipe III. Namun, terjadi anomali pada sampel AF 01 dimana hasil plotting berada di luar bidang klasifikasi Tipe I, II, III dan IV pada diagram Van Krevelen. Hal tersebut diduga berkaitan dengan perubahan karakteristik material organik akibat proses oksidasi selama singkapan (*outcrop*) di permukaan. Meskipun demikian, berdasarkan nilai HI sebesar 132 mg HC/g TOC , sampel AF 01 masih diklasifikasikan sebagai Kerogen Tipe III. Kerogen tipe ini umumnya berasal dari

material organik tumbuhan darat (*terrestrial organic matter*) yang kaya lignin dan miskin hidrogen, sehingga memiliki kecenderungan menghasilkan hidrokarbon berupa gas (*gas-prone*) dibandingkan minyak (Edilbi et al., 2019; Maulana, Setyawan, & Dalimunthe, 2023).

Sementara itu, sampel lainnya yakni AF 03A, AF 03B, AF 04, AF 05, AF 06, AF 07, AF 08, dan AF 09 memiliki nilai Hydrogen Index (HI) kurang dari 50 mg HC/g TOC sehingga diklasifikasikan sebagai Kerogen Tipe IV (*inertinite*). Kerogen Tipe IV dicirikan oleh kandungan hidrogen yang sangat rendah, sehingga memiliki potensi generasi hidrokarbon yang sangat kecil atau hampir tidak ada. Kondisi ini mengindikasikan bahwa material organik pada sampel-sampel tersebut merupakan material organik yang teroksidasi yang tidak lagi efektif menghasilkan hidrokarbon (Munafatin et al., 2024). Kerogen Tipe IV bersifat *inert* sehingga tidak memberikan kontribusi yang signifikan terhadap nilai S₂, akan tetapi, tetap berkontribusi terhadap nilai TOC. Hal tersebut yang menyebabkan nilai *Hydrogen Index* (HI) menjadi lebih rendah dan batuan tersebut terlihat memiliki kecenderungan sebagai batuan penghasil gas (*gas-prone*) (Rashid et al., 2022).

Analisa Tingkat Kematangan Batuan Induk

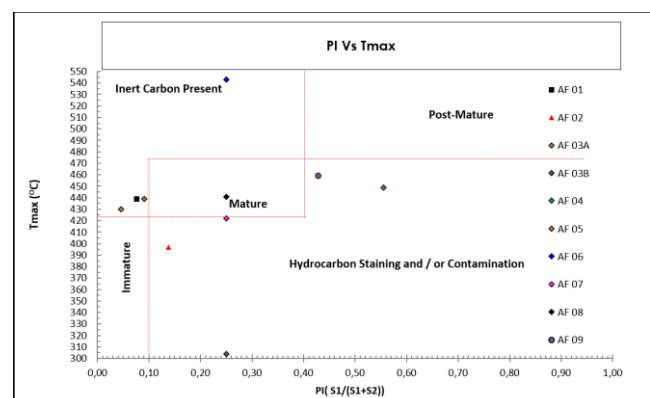
Tujuan analisa kematangan termal untuk mengetahui sejauh mana kerogen telah mengalami transformasi menjadi hidrokarbon akibat peningkatan temperature dan waktu selama proses penguburan. Penentuan kematangan termal ditentukan berdasarkan temperature maksimum (T_{max}) hasil pengujian pyrolysis (Peters & Cassa, 1994). Diagram T_{max} Vs *Hydrogen Index* (HI) pada penelitian (Farouk et al., 2023) (Vlček et al., 2020) dibuat untuk menintegrasikan tingkat kematangan, tipe kerogen dan hydrocarbon yang dihasilkan hasil penelitian.



Gambar 7. Hubungan antara T_{max} Vs *Hydrogen Index* (HI) Untuk menentukan tipe kerogen, tingkat kematangan dan hidrokarbon

Hasil interpretasi pada Gambar 7 menunjukkan bahwa empat sampel, yaitu AF 02, AF 03B, AF 05, dan AF 07, berada pada kategori *immature*, lima sampel, yaitu AF 01, AF 03A, AF 04, AF 08, dan AF 09, berada pada kategori *mature*, sedangkan satu sampel, yaitu AF 06, termasuk dalam kategori *post-mature*. Berdasarkan klasifikasi tingkat kematangan termal menurut Peters dan Cassa (1994), sampel yang berada pada kategori *mature* dapat dibedakan menjadi tiga tahapan kematangan, yaitu *early mature* (T_{max} = 435–445°C), *peak mature* (T_{max} = 445–450°C), dan *late mature* (T_{max} = 450–470°C). Dari lima sampel tersebut, tiga sampel termasuk dalam tahap *early mature*, satu sampel berada pada tahap *peak mature*, dan satu sampel lainnya berada pada tahap *late mature*. Tahapan ini menunjukkan perkembangan proses transformasi kerogen menjadi hidrokarbon, di mana pembentukan minyak mulai berlangsung pada tahap *early mature*, mencapai kondisi optimum pada *peak mature*, kemudian berlanjut menuju pembentukan gas akibat proses *thermal cracking* pada tahap *late mature*.

Lebih lanjut, hubungan antara *Production Index* (PI) dan T_{max} dianalisis untuk mengevaluasi tingkat kematangan termal batuan induk sekaligus mengidentifikasi adanya indikasi hidrokarbon bebas (*hydrocarbon staining/contamination*) maupun keberadaan karbon inert (*inert carbon present*) (Avendaño-Sánchez, García-González, Cruz-Guevara, & Cruz-Ceballos, 2021). Diagram PI versus T_{max} memberikan informasi tambahan mengenai kemungkinan pengaruh migrasi hidrokarbon atau keberadaan karbon inert yang dapat memengaruhi interpretasi hasil *Rock-Eval Pyrolysis* (Shalaby, Hakimi, & Abdullah, 2013).



Gambar 8. Hubungan antara *Production Index* (PI) vs T_{max} dalam menentukan tingkat kematangan batuan induk

Berdasarkan hasil interpretasi pada Gambar 8, Sebanyak lima sampel, yaitu AF 02, AF 03B, AF 04, AF 07, dan AF 09, berada pada zona *hydrocarbon staining/contamination*. Posisi ini menunjukkan nilai

Production Index (PI) yang relatif tinggi dibandingkan nilai Tmax, sehingga mengindikasikan kemungkinan adanya hidrokarbon bebas yang berasal dari migrasi hidrokarbon, impregnasi minyak, atau kontaminasi sampel selama proses pengambilan maupun analisis. Sementara itu, empat sampel, yaitu AF 01, AF 03A, AF 05 dan AF 06, berada pada zona *inert carbon present*. Zona ini mengindikasikan bahwa material organik didominasi oleh karbon inert atau karbon residual yang memiliki kemampuan generasi hidrokarbon sangat rendah. Interpretasi ini konsisten dengan nilai *Hydrogen Index* (HI) yang rendah pada ketiga sampel tersebut, sehingga menunjukkan bahwa sebagian besar kandungan hidrogen dalam kerogen telah hilang akibat degradasi, oksidasi, atau proses pematangan termal yang lanjut. Hanya satu sampel, yaitu AF 08, yang berada pada zona *mature*. Hal ini menunjukkan bahwa sampel tersebut memiliki hubungan PI dan Tmax yang sesuai dengan proses pematangan termal normal, tanpa indikasi yang kuat terhadap keberadaan hidrokarbon hasil migrasi maupun karbon inert. Dengan demikian, AF 08 merupakan sampel yang paling merepresentasikan karakteristik kematangan termal berdasarkan parameter PI dan Tmax.

Secara keseluruhan, hanya sampel AF 01 dan AF 02 dari formasi ketungau yang menunjukan kandungan material organik yang tinggi disertai dengan potensi hidrokarbon yang baik. Kedua Sampel tersebut diklasifikasikan sebagai kerogen tipe III yang cenderung menghasilkan gas (*gas-prone*). Berdasarkan evaluasi tingkat kematangan termal menggunakan parameter Tmax dan *Production Index* (PI), sampel AF 01 telah mencapai kondisi *mature* (*oil window*). Namun, keberadaan karbon inert yang diindikasikan oleh nilai HI yang rendah dibandingkan kandungan TOC menyebabkan peningkatan nilai TOC tidak diikuti oleh peningkatan potensi generasi hidrokarbon. Sementara itu, sampel AF 02 masih berada pada kondisi *immature*. Nilai PI yang relatif tinggi dibandingkan nilai Tmax pada sampel AF 02 mengindikasikan kemungkinan adanya hidrokarbon bebas atau kontaminasi hidrokarbon. Sampel lainnya di formasi ketungau dan formasi kantu memiliki kandungan material organik buruk hingga baik dengan potensi hidrokarbon pembentukan hidrokarbon yang rendah (*poor*). Berdasarkan nilai HI, Sampel-sampel tersebut didominasi kerogen tipe IV yang cenderung tidak menghasilkan hidrokarbon. Analisis kematangan termal menunjukkan bahwa hanya AF 08 yang berada dalam kondisi *mature*, sedangkan sampel lainnya berada dalam kondisi *immature*, *mature*, dan *post mature* dengan beberapa sampel memperlihatkan adanya indikasi keberadaan karbon inert maupun hidrokarbon bebas/kontaminasi.

Kesimpulan

Penelitian ini menunjukkan bahwa karakteristik geokimia batuan induk pada Formasi Ketungau dan Kantu bervariasi berdasarkan hasil analisis *Total Organic Carbon* (TOC) dan Rock-Eval Pyrolysis. Kandungan TOC Formasi Ketungau sebesar 0,655% – 5,820 % yang termasuk kategori *fair* hingga *excellent*), sedangkan kandungan Formasi Kantu memiliki nilai TOC sebesar 0,463% – 0,697% yang berada dalam kategori *poor* hingga *fair*. Berdasarkan evaluasi TOC vs S₂ dan TOC vs *Potential Yield* (PY), hanya sampel AF 01 dan AF 02 yang memiliki kualitas batuan induk kategori baik (*good*), sedangkan sampel lainnya umumnya termasuk kategori buruk (*poor*). Analisis tipe kerogen menunjukkan bahwa AF 01 dan AF 02 termasuk Kerogen tipe III yang berpotensi menghasilkan gas (*gas-prone*), sementara sebagian besar sampel lainnya didominasi oleh Kerogen tipe IV (*inertinite*) dengan potensi generasi hidrokarbon yang sangat rendah.

Evaluasi kematangan termal berdasarkan integrasi parameter Tmax, *Hydrogen Index* (HI), dan *Production Index* (PI) menunjukkan bahwa sampel AF 02, AF 03B, AF 05, dan AF 07 berada pada tahap *immature*, sampel AF 01, AF 03A, AF 04, AF 08, dan AF 09 berada pada tahap *mature*, sedangkan sampel AF 06 telah mencapai tahap *post-mature*. Hubungan antara *Production Index* (PI) dan Tmax pada beberapa sampel mengindikasikan adanya *hydrocarbon staining/contamination* maupun keberadaan *inert carbon*, sehingga interpretasi kematangan termal perlu mempertimbangkan seluruh parameter Rock-Eval secara terpadu dan tidak hanya didasarkan pada satu parameter.

Secara keseluruhan, hasil penelitian menunjukkan bahwa Formasi Ketungau memiliki potensi batuan induk yang lebih baik dibandingkan Formasi Kantu, meskipun hanya sebagian kecil sampel yang memenuhi karakteristik geokimia sebagai batuan induk yang prospektif. Temuan ini memberikan informasi penting mengenai kualitas, tipe kerogen, dan tingkat kematangan batuan induk yang dapat digunakan sebagai dasar dalam evaluasi sistem perminyakan serta mendukung kegiatan eksplorasi hidrokarbon di Cekungan Ketungau.

Ucapan Terimakasih

Ucapan terima kasih kami tujukan kepada Pusat Survei Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral yang telah memfasilitasi dalam penulisan karya tulis ilmiah ini.

Referensi

Abdullah, W. H., Togunwa, O. S., Makeen, Y. M., Hakimi, M. H., Mustapha, K. A., Baharuddin, M.

- H., ... Tongkul, F. (2017). Hydrocarbon source potential of Eocene-Miocene sequence of Western Sabah, Malaysia. *Marine and Petroleum Geology*, 83, 345–361.
<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.02.031>
- Ahmed, A., & Khan, M. A. (2021). Geochemical evaluation of early cretaceous massive sand member of lower goru formation, bitrism block, thar platform, Pakistan. *Bahria University Research Journal of Earth Sciences*, 6, 16–22.
- Albeyati, F. M. O., Abdula, R. A., & Othman, R. S. (2021). Organic Geochemistry Of The Middle To Upper Jurassic Source Rocks Succession In Balad-1 Well, Balad Oil Field, Central Iraq. *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, 71, 125–138.
<https://doi.org/10.7186/bgsm71202111>
- Avendaño-Sánchez, G. M., García-González, M., Cruz-Guevara, L. E., & Cruz-Ceballos, L. F. (2021). Análisis geoquímico y petrográfico de las formaciones Los Cuervos y Molino, Subcuenca Cesar (Colombia): implicaciones en la evolución del sistema petrolero. *Boletín de Geología*, 43(2).
<https://doi.org/10.18273/revbol.v43n2-2021006>
- Edilbi, A. N. F., Kolo, K., Muhammed, N. R., Yasin, S. R., Mamaseni, W. J., & Akram, R. (2019). Source rock evaluation of shale intervals of the Kurra Chine Formation, Kurdistan Region-Iraq: An organic geochemical and basin modeling approach. *Egyptian Journal of Petroleum*, 28(4), 315–321.
<https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2019.06.003>
- El-Khadragy, A. A., Shazly, T. F., Mousa, D. A., Ramadan, M., & El-Sawy, M. Z. (2018). Integration of well log analysis data with geochemical data to evaluate possible source rock. Case study from GM-ALEF-1 well, Ras Ghara oil Field, Gulf of Suez-Egypt. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(4), 911–918.
<https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.01.005>
- Farouk, S., Lofty, N. M., Qteishat, A., Ahmad, F., Shehata, A. M., Al-Kahtany, K., & Hsu, C. S. (2023). Source and thermal maturity assessment of the Paleozoic-Mesozoic organic matter in the Risha gas field, Jordan. *Fuel*, 335, 126998.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.126998>
- Gumilar, I. S., Widhiyatmoko, M., Sumarjadi, Sofyana, D., & Yolandy, B. (2017). *Survei shale gas Melawi-Ketungau, Provinsi Kalimantan Barat*. Bandung, Indonesia: Pusat Survei Geologi.
- Kementerian ESDM. (2024). Peta Cekungan Sedimen Indonesia. In *One Map ESDM*. Retrieved from <https://geoportal.esdm.go.id/emo/>
- Kementerian ESDM. (2025, November 25). Kejar Target Produksi 1 Juta Barel, Pemerintah Ajak Investor Garap 108 Cekungan Migas. Retrieved July 27, 2026, from Kejar Target Produksi 1 Juta Barel, Pemerintah Ajak Investor Garap 108 Cekungan Migas website:
<https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/kejar-target-produksi-1-juta-barel-pemerintah-ajak-investor-garap-108-cekungan-migas>
- Khan, A., Jamil, M., Yao, L., Haq, E. U., Ullah, I., Shah, S. T. H., & Khan, I. (2026). Petroleum Geochemistry of Jurassic Source Rocks in the Frontier Kohat Basin, Northwest Pakistan: An Oil-Source Rock Correlation Study. *Processes*, 14(10), 1507.
<https://doi.org/10.3390/pr14101507>
- Maulana, R., Setyawan, R., & Dalimunthe, H. (2023). *Studi Potensi Batuan Induk Berdasarkan Analisis Geokimia Hidrokarbon di Sekitar Kabupaten Kebumen dan Kabupaten Kulon Progo*.
- Munafatin, Eko Bayu Purwasatriya, Akhmad Kahlil Gibran, & Moh. Heri Hermiyanto Zajuli. (2024). Analisis Geokimia Batuan Induk dan Sejarah Pemendaman Cekungan Sumatera Tengah Daerah Indragiri Hulu dan Pelalawan, Provinsi Riau. *Jurnal Geologi Dan Sumberdaya Mineral*, 25(2), 83–93.
<https://doi.org/10.33332/jgsm.geologi.v25i2.854>
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). *Applied source rock geochemistry*.
- Rashid, A., Siddiqui, N. A., Bavoh, C. B., Haque, A. E., Usman, M., Kasim, S. A., ... Ridha, S. (2022). Organic Matter Distribution and Characteristics among Rock Formations in Malaysia: Implications on Hydrocarbon Generation Potential. *Applied Sciences*, 12(19), 9470.
<https://doi.org/10.3390/app12199470>
- Ratnayake, A. S. (2024). An overview of organic geochemical indices to evaluate conventional petroleum source rocks: a summary of examples from the Indian Subcontinent. *Petroleum Science and Technology*, 42(7), 749–767.
<https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2134893>
- Shalaby, M. R., Hakimi, M. H., & Abdullah, W. H. (2013). Modeling of gas generation from the Alam El-Bueib formation in the Shoushan Basin, northern Western Desert of Egypt. *International Journal of Earth Sciences*, 102(1), 319–332.
<https://doi.org/10.1007/s00531-012-0793-0>
- Supriyana, E., & Padmawidjaja, T. (2020). KORELASI CEKUNGAN KETUNGAU DAN MELAWI BERDASARKAN ANALISIS DATA GAYABERAT. *Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 54(1), 37–47.
- Suyono, S. (2013). Stratigraphy and Tectonics of the East Ketungau Basin, West Kalimantan during Palaeogene. *Indonesian Journal on Geoscience*, 8(4), 205–214.
<https://doi.org/10.17014/ijog.8.4.205-214>

Vlček, T., Hudackova, N., Jamrich, M., Halášová, E., Francu, J., Nováková, P., ... Kovac, M. (2020). Hydrocarbon potential of the Oligocene and Miocene sediments from the Modrany-1 and Modrany-2 wells (Danube Basin, Slovakia). *Acta Geologica Slovaca*, 12, 43–55.