INTERPRETASI GEOKIMIA BATUAN INDUK RIAU MELALUI PIROLISIS ROCK-EVAL: POTENSI DAN KEMATANGAN HIDROKARBON

Asa Aditya Persada[1], Achmad Fahruddin[2], Dhea Maysha Pramesti[2], Rofika Laili Qodriyatti[2], Asep Rohiman[2*]

[1]Teknik Pengolahan Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada no 38 Cepu, Blora, 58315

[2]Pusat Survei Geologi, Badan Geologi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jalan Diponegoro, Bandung, 40122

**E-mail*: asep.rohiman@esdm.go.id

ABSTRAK

Penurunan produksi migas pada lapangan-lapangan tua menuntut ditemukannya cadangan baru melalui evaluasi sistem petroleum yang akurat, khususnya karakterisasi batuan induk (*source rock*). Penelitian ini bertujuan untuk menginterpretasikan kandungan material organik, tipe kerogen, serta tingkat kematangan termal batuan induk guna menilai potensinya sebagai penghasil sumber hidrokarbon (migas). Metode penelitian menggunakan pengujian terintegrasi *Rock-Eval Pyrolysis* dan *Total Organic Carbon* (TOC) terhadap tiga sampel batuan (Sampel 1, 2, dan 3). Hasil analisis menunjukkan bahwa sampel 1 dan 2 memiliki nilai TOC dalam kategori *excellent* (6,96% dan 4,06%), didominasi Kerogen Tipe I (*oil-prone*), serta telah mencapai tingkat matang awal (*early mature*). Sementara itu, sampel 3 memiliki nilai TOC kategori *fair* (0,63%), tergolong Kerogen Tipe II/III (*oil and gas-prone*), dan masih berada pada kondisi belum matang (*immature*). Integrasi analisis Rock-Eval dan TOC secara presisi mampu mengidentifikasi variasi potensi geokimia batuan induk. di mana sampel 1 dan 2 memiliki prospektivitas tinggi dalam menghasilkan hidrokarbon.

Kata kunci: Pirolisis Rock-Eval, Batuan Induk, TOC, Tipe Kerogen, Kematangan Termal

1. PENDAHULUAN

Kebutuhan energi terus meningkat seiring dengan pertumbuhan populasi dan perkembangan ekonomi global. Meskipun transisi menuju sumber energi yang lebih berkelanjutan terus berlangsung, minyak dan gas bumi masih memegang peranan penting dalam memenuhi kebutuhan energi nasional, khususnya pada berbagai sektor industri. Peningkatan kebutuhan energi tersebut mendorong kegiatan eksplorasi untuk menemukan sumber hidrokarbon baru di berbagai cekungan sedimen Indonesia [1]. Keberhasilan eksplorasi hidrokarbon tidak hanya ditentukan oleh keberadaan batuan reservoir dan perangkap, tetapi juga oleh keberadaan dan kemampuan batuan induk (*source rock*) dalam menghasilkan hidrokarbon. Oleh karena itu, pemahaman yang menyeluruh terhadap sistem petroleum (*petroleum system*) menjadi dasar penting dalam evaluasi potensi hidrokarbon suatu cekungan.

Dalam sistem petroleum, batuan induk memegang peranan fundamental karena merupakan batuan kaya material organik yang berpotensi menghasilkan dan mengeluarkan hidrokarbon [2]. Batuan induk umumnya berupa batuan sedimen yang mengandung material organik melalui proses diagenesis dan katagenesis, sehingga dapat mengalami transformasi menjadi hidrokarbon [3]. Hidrokarbon yang dihasilkan selanjutnya dapat bermigrasi menuju batuan reservoir dan terakumulasi pada perangkap geologi tertentu. Dengan demikian, karakterisasi batuan induk secara akurat diperlukan untuk mengidentifikasi bagian cekungan yang memiliki

potensi generasi hidrokarbon [4]. Studi di Sub-Cekungan Jambi menunjukkan bahwa karakterisasi batuan induk melalui analisis geokimia dapat memberikan informasi mengenai potensi generasi hidrokarbon, tipe hidrokarbon yang dihasilkan, dan kondisi batuan sumber [5]. Karakteristik geokimia sangat berguna untuk memprediksi karakter batuan induk yang diperkirakan berkorelasi dengan minyak bumi[6], [7]. Evaluasi tersebut pada dasarnya mencakup beberapa parameter utama, terutama kuantitas material organik, tipe material organik atau kerogen, serta tingkat kematangan termalnya. Analisis geokimia dengan demikian menjadi pendekatan penting untuk mengevaluasi dan mengklasifikasikan kualitas batuan induk secara kuantitatif dan objektif [7]

Salah satu parameter utama dalam evaluasi batuan induk adalah kuantitas material organik, yang umumnya dinyatakan sebagai *Total Organic Carbon* (TOC). Kandungan TOC memberikan indikasi mengenai kelimpahan material organik dalam batuan dan menjadi salah satu dasar dalam menilai kualitas batuan induk. Namun, kandungan material organik yang tinggi tidak secara otomatis menunjukkan kemampuan generatif yang tinggi. Potensi tersebut juga dipengaruhi oleh tipe kerogen yang terkandung dalam batuan. Kerogen merupakan material organik kompleks yang terdapat dalam batuan sedimen dan menjadi prekursor utama pembentukan minyak dan gas bumi. Variasi sumber material organik dan lingkungan pengendapan menghasilkan tipe kerogen yang berbeda, yang selanjutnya memengaruhi kecenderungan batuan induk dalam menghasilkan minyak, gas, atau keduanya [8]. Tipe kerogen tercermin dari persebaran kandungan material organiknya, yang berasal dari alga, plankton, hingga tumbuhan darat [9]. Oleh karena itu, identifikasi tipe kerogen merupakan bagian penting dalam evaluasi potensi generatif batuan induk [10].

Selain tipe kerogen, kematangan termal merupakan parameter yang menentukan suatu material organik dalam batuan induk telah mencapai kondisi yang memungkinkan terjadinya generasi hidrokarbon. Batuan induk dengan kandungan material organik dan tipe kerogen yang potensial belum tentu mampu menghasilkan hidrokarbon secara efektif apabila tingkat kematangannya masih rendah. Sebaliknya, batuan yang telah mencapai tingkat kematangan sangat tinggi (*over-mature*) dapat mengalami penurunan potensi generatif karena sebagian besar hidrokarbon yang terbentuk telah terakumulasi atau terdegradasi. Evaluasi kematangan termal juga penting dalam memahami sejarah pemendaman dan evolusi termal cekungan serta dalam memperkirakan *hydrocarbon generation window* pada suatu wilayah [11]. Dengan demikian, evaluasi TOC, tipe kerogen, dan kematangan termal secara terpadu diperlukan untuk memperoleh gambaran yang lebih komprehensif mengenai kualitas dan potensi generatif batuan induk.

Salah satu metode yang banyak digunakan untuk mengkarakterisasi batuan induk adalah *Rock-Eval Pyrolysis*. Metode ini merupakan teknik pirolisis terprogram yang memanaskan sampel batuan pada kondisi terkendali untuk mengevaluasi kandungan material organik dan potensi generasi hidrokarbon. Analisis *Rock-Eval Pyrolysis* dapat menghasilkan beberapa parameter penting, antara lain *Total Organic Carbon* (TOC), S1 (*free hydrocarbons*), S2 (*remaining hydrocarbon potential*), dan T_{max}, yaitu suhu pada saat mencapai puncak S2 [3]. Parameter-parameter tersebut dapat digunakan secara terpadu untuk mengevaluasi kuantitas material organik, potensi generatif, kecenderungan tipe kerogen, serta tingkat kematangan termal batuan induk. Oleh karena itu, *Rock-Eval Pyrolysis* merupakan metode yang sesuai untuk karakterisasi geokimia batuan induk dalam penelitian ini. dengan tipe kerogen, kecenderungan produk hidrokarbon, dan tingkat kematangan batuan induk.

Provinsi Riau merupakan bagian dari Cekungan Sumatra Tengah, salah satu cekungan sedimen belakang busur (*back-arc basin*) yang memiliki prospek hidrokarbon, sehingga karakterisasi geokimia batuan induk penting dilakukan untuk mengevaluasi potensi generasi hidrokarbon [1]. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kuantitas material organik

berdasarkan nilai TOC, menentukan tipe kerogen dan kecenderungan produk hidrokarbon, serta mengidentifikasi tingkat kematangan termal batuan induk pada sampel batuan serpih (shale) dari daerah Provinsi Riau menggunakan analisis *Rock-Eval Pyrolysis*. Hasil penelitian diharapkan dapat memberikan informasi geokimia yang mendukung evaluasi potensi generatif batuan induk dan pemahaman sistem petroleum di wilayah penelitian..

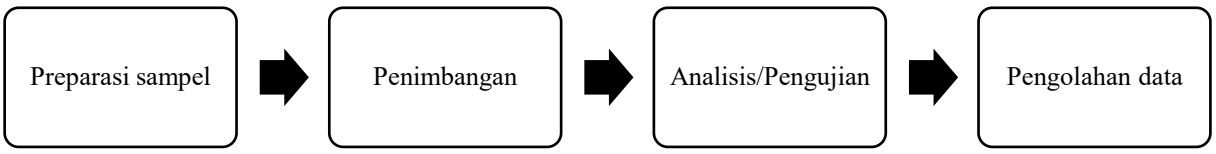
2. METODE

A. Bahan dan Alat

Sampel utama yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari tiga sampel batuan induk (*source rock*) asal Riau. Ketiga sampel diambil dari lokasi berbeda namun masih berada dalam wilayah Provinsi Riau untuk merepresentasikan variasi karakteristik geokimia batuan induk di region studi yang diberi kode sampel 1, 2, dan 3. Untuk menjaga keandalan dan validasi instrumen, digunakan bahan standar kalibrasi *Certified Reference Material* (CRM). Peralatan laboratorium yang digunakan meliputi ayakan standar 200 mesh, neraca analitik, cawan krusibel, pinset, spatula, oven, instrumen *Rock Eval-7 Analyzer* yang terintegrasi dengan aliran gas H_2, N_2, dan udara tekan, serta komputer yang telah terinstal perangkat lunak *Rock-Eval Reader*.

B. Prosedur kerja

Prosedur analisis geokimia batuan induk mengikuti standar pengujian pirolisis Rock-Eval di laboratorium Pusat Survei Geologi yang terdiri dari 4 tahapan seperti pada Gambar 1.



Gambar 1. Tahapan Prosedur Kerja

Sampel batuan yang telah digerus menjadi serbuk dituang ke atas saringan 200 mesh dan diayak. Sampel hasil ayakan ditampung dalam kantong plastik yang telah diberi label kode sampel. Kemudian, peralatan ayakan dibersihkan dengan air dan dikeringkan di dalam oven untuk mencegah kontaminasi silang antar sampel.

Setelah preparasi sampel, proses selanjutnya adalah penimbangan. Penimbangan diawali pada standar CRM, kemudian dilanjutkan pada sampel batuan. Sampel dimasukkan ke dalam krusibel dan ditimbang hingga mencapai bobot presisi antara 60–61 mg, lalu dimasukkan ke dalam wadah sampel sesuai urutan nomor dan sampel siap dianalisis.

Pada tahap analisis, krusibel dimasukkan ke dalam autosampler instrumen *Rock-Eval Analyzer,* dimulai dari posisi nomor 1 untuk CRM. Setelah memastikan aliran gas pembawa (H_2, N_2, dan udara) mengalir stabil, parameter dan bobot sampel diinput ke aplikasi kontrol. Ketika status siap (*ready*/indikator hijau), proses analisis berjalan secara otomatis.

Data hasil analisis selanjutnya diolah menggunakan perangkat lunak *Rock-Eval Reader*. Validasi data dilakukan melalui evaluasi grafik kromatogram puncak S1 (hidrokarbon bebas), S2 (hidrokarbon perengkahan kerogen), dan CO_2 pirolisis,

3. PEMBAHASAN

Setiap sampel dianalisis dengan satu kali pengujian Rock-Eval terhadap CRM (*Certified Reference Material*) sebagai standar validasi. Validasi keandalan hasil dilakukan dengan membandingkan data sampel terhadap kurva standard CRM dan memastikan nilai CRM berada dalam range yang dapat diterima secara laboratorium. Validasi tambahan dilakukan melalui evaluasi grafik kromatogram dan konsistensi data pada software *Rock-Eval Reader* untuk memastikan hasil yang dapat diandalkan.

Tabel 1. Hasil data pengujian melalui Rock Eval-7

Sampel	TOC (wt.%)	S1 (mg HC/g)	S2 (mg HC/g)	S3 (mg CO_2/g)	T_{max} (°C)	PI	HI (mg HC/g TOC)	OI (mg CO_2/g TOC)
CRM	3,24	0,11	12,46	0,7	416	0,01	385	22
1	6,96	0,71	49,05	0,66	440	0,01	704	10
2	4,06	0,38	28,27	0,32	437	0,01	696	8
3	0,63	0,01	1,76	0,21	431	0,01	279	33

Pengujian pirolisis Rock-Eval dan pembacaan *Total Organic Carbon* (TOC) terhadap tiga sampel batuan induk dari wilayah Riau menghasilkan parameter geokimia kuantitatif yang disajikan pada Tabel 1. Evaluasi TOC merupakan langkah pertama dalam menentukan potensi generatif batuan induk terhadap penghasilan hidrokarbon. Parameter S1 (*free hydrocarbons*) dan S2 (*remaining hydrocarbon potential*) memberikan informasi penting tentang kemampuan batuan dalam menghasilkan dan melepaskan hidrokarbon. Tipe kerogen dapat dievaluasi melalui parameter *Hydrogen Index* (HI). Tingkat kematangan diindikasikan melalui nilai T_{max}. Nilai PI (*Production Index*) menunjukkan proporsi ekspor hidrokarbon, sedangkan nilai OI (*Oxygen Index*) menunjukkan kandungan relatif oksigen dalam kerogen.

A. Analisis Total Organic Carbon (TOC)

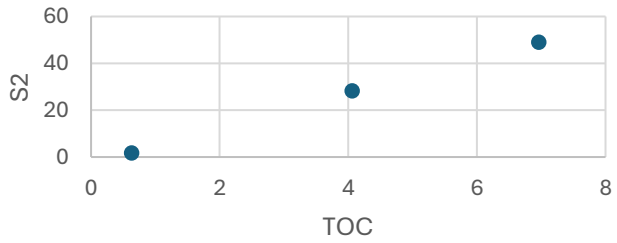
Hasil analisis Rock-Eval menunjukkan adanya perbedaan yang cukup signifikan dalam kandungan material organik pada ketiga sampel. Sampel 1 memiliki nilai TOC sebesar 6,96%, sedangkan sampel 2 memiliki nilai TOC sebesar 4,06%. Kedua nilai tersebut menunjukkan bahwa batuan mengandung material organik dalam jumlah sangat tinggi sehingga dapat dikategorikan memiliki kekayaan organik yang sangat baik atau *excellent* (Tabel 2). Kandungan TOC yang tinggi merupakan salah satu indikator awal bahwa batuan memiliki potensi untuk berperan sebagai batuan induk hidrokarbon, meskipun penilaian tersebut tetap harus dikombinasikan dengan parameter Rock-Eval lainnya seperti S2, HI, dan tingkat kematangan termal [3].

Tabel 2. Kategori Potensi Migas dari Batuan Induk Berdasarkan nilai TOC [12]

Kategori Potensi	TOC (wt.%)
Poor	0 – 0,5
Fair	0,5 - 1

Good	1 - 2
Very Good	2 - 4
Excellent	>4

Potensi kedua sampel tersebut semakin diperkuat oleh nilai S2 yang sangat tinggi, yaitu 49,05 mg HC/g batuan pada sampel 1 dan 28,27 mg HC/g batuan pada sampel 2. Nilai S2 menggambarkan jumlah hidrokarbon yang masih dapat dihasilkan melalui proses pemecahan termal kerogen sehingga dapat digunakan untuk memperkirakan potensi generatif suatu batuan induk [13]. Hubungan TOC dan S2 pada Gambar 2. menunjukkan bahwa kenaikan kandungan karbon organik diikuti oleh peningkatan kemampuan menghasilkan hidrokarbon, sehingga sampel 1 dan 2 dapat dikategorikan sebagai batuan dengan potensi yang sangat baik. Meskipun hanya tiga sampel yang dianalisis, pola hubungan linear antara TOC dan S2 yang ditunjukkan pada ketiga sampel cukup konsisten untuk menunjukkan korelasi positif antara peningkatan kandungan karbon organik dan potensi generatif batuan. Trend ini selaras dengan prinsip geokimia umum bahwa batuan dengan kandungan organik lebih tinggi umumnya memiliki kapasitas S2 yang lebih besar.



Gambar 2. Hubungan TOC dan S2

Sebaliknya, sampel 3 hanya memiliki TOC sebesar 0,63%, jauh lebih rendah dibandingkan dua sampel lainnya. Berdasarkan klasifikasi yang digunakan pada penelitian ini, nilai tersebut termasuk kategori *fair*, yang menunjukkan bahwa batuan masih mengandung material organik tetapi dalam jumlah relatif terbatas. Kondisi tersebut juga ditunjukkan oleh nilai S2 sebesar hanya 1,76 mg HC/g batuan, sehingga jumlah hidrokarbon yang masih berpotensi dihasilkan relatif rendah dan termasuk kategori *poor*. Dengan demikian, meskipun TOC sampel 3 masih menunjukkan keberadaan material organik, kemampuan generatifnya jauh lebih rendah dibandingkan sampel 1 dan 2. Hal ini menegaskan bahwa kandungan TOC tidak seharusnya digunakan sebagai satu-satunya parameter dalam menentukan kualitas batuan induk, tetapi perlu dievaluasi bersama nilai S2 dan parameter geokimia lainnya [14].

Secara keseluruhan, hubungan TOC dan S2 menunjukkan bahwa sampel 1 merupakan sampel dengan kualitas batuan induk terbaik, diikuti oleh sampel 2, sedangkan sampel 3 memiliki potensi yang jauh lebih rendah. Perbedaan tersebut menunjukkan adanya heterogenitas kandungan dan kualitas material organik pada batuan yang dianalisis.

B. Analisis Tipe Kerogen

Penentuan tipe kerogen pada penelitian ini terutama didasarkan pada nilai *Hydrogen Index* (HI) dan *Oxygen Index* (OI) yang diperoleh dari analisis Rock-Eval. HI merupakan parameter yang menggambarkan jumlah relatif hidrogen dalam material organik dan berkaitan dengan kemampuan kerogen menghasilkan hidrokarbon, sedangkan OI merepresentasikan kandungan

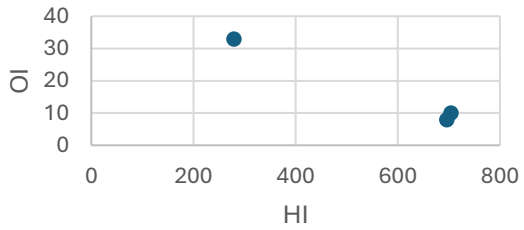
relatif oksigen dalam material organik [3]. Hubungan kedua parameter tersebut dapat digunakan untuk memperkirakan tipe kerogen serta kecenderungan produk hidrokarbon yang dihasilkan.

Tabel 3. Kategori Tipe Kerogen dari Batuan Induk Berdasarkan nilai HI [12]

Tipe Kerogen	HI (mg HC/g TOC)
I	>600
II	300 - 600
II/III[b]	200 - 300
III	50 - 200
IV	<50

Sampel 1 memiliki nilai HI sebesar 704 mg HC/g TOC dengan OI sebesar 10 mg CO_2/g TOC, sedangkan sampel 2 mempunyai HI sebesar 696 mg HC/g TOC dengan OI hanya 8 mg CO_2/g TOC. Nilai HI yang sangat tinggi dan OI yang rendah menunjukkan bahwa material organik pada kedua sampel sangat kaya hidrogen dan relatif miskin oksigen. Berdasarkan klasifikasi numerik yang digunakan dalam interpretasi Rock-Eval, karakter tersebut menunjukkan dominasi kerogen Tipe I (Tabel 3).

Kerogen Tipe I pada umumnya mempunyai kapasitas pembentukan hidrokarbon cair yang tinggi sehingga bersifat dominan *oil-prone*. Oleh karena itu, nilai HI sebesar 704 dan 696 mg HC/g TOC pada sampel 1 dan 2 mengindikasikan bahwa material organiknya mempunyai kecenderungan kuat untuk menghasilkan minyak apabila mengalami kondisi kematangan termal yang sesuai. Tingginya nilai HI tersebut juga konsisten dengan tingginya nilai S2 pada kedua sampel, sehingga memperkuat interpretasi bahwa keduanya merupakan kandidat batuan induk yang sangat baik dengan kecenderungan utama menghasilkan minyak.



Gambar 3. Hubungan HI dan OI

Berbeda dengan kedua sampel tersebut, sampel 3 memiliki nilai HI sebesar 279 mg HC/g TOC dan OI sebesar 33 mg CO_2/g TOC. Nilai HI yang jauh lebih rendah menunjukkan bahwa material organik pada sampel ini tidak sekaya hidrogen seperti sampel 1 dan 2. Berdasarkan klasifikasi yang digunakan, nilai HI tersebut berada pada kisaran kerogen Tipe II/III, sehingga material organiknya memiliki karakter campuran antara material yang berpotensi menghasilkan minyak dan material yang lebih cenderung menghasilkan gas. Kerogen Tipe II/III umumnya mempunyai kemampuan generatif yang lebih rendah dibandingkan kerogen Tipe I, terutama dalam menghasilkan hidrokarbon cair [3].

Pola diagram HI–OI pada Gambar 3. menunjukkan adanya dua kelompok karakter material organik. Sampel 1 dan 2 terkonsentrasi pada nilai HI sangat tinggi dengan OI rendah sehingga mengarah pada kerogen Tipe I, sedangkan sampel 3 memiliki HI lebih rendah dan OI lebih tinggi sehingga mengarah pada kerogen Tipe II/III. Perbedaan ini menunjukkan bahwa karakter material organik ketiga sampel tidak sepenuhnya homogen dan kemungkinan merepresentasikan variasi kualitas material organik pada batuan yang dianalisis.

C. Analisis Tingkat Kematangan Termal

Tingkat kematangan material organik dalam penelitian ini dianalisis berdasarkan parameter T_{max}, yaitu temperatur saat puncak maksimum S2 tercapai selama proses pirolisis. Parameter T_{max} banyak digunakan sebagai indikator evolusi termal material organik karena nilainya cenderung meningkat seiring meningkatnya tingkat kematangan kerogen [3]. Interpretasi T_{max} sebaiknya dilakukan bersama parameter lain, salah satunya *Production Index* (PI), agar tingkat kematangan tidak ditentukan hanya berdasarkan satu parameter.

Tabel 4. Kategori Tingkat Kematangan dari Batuan Induk Berdasarkan nilai T_{max} [12]

Tingkat Kematangan	T_{max} (°C)
Immature	<435
Early mature	435 - 445
Peak mature	445 - 450
Late mature	450 - 470
Postmature	>470

Sampel 1 memiliki T_{max} sebesar 440°C, sedangkan sampel 2 memiliki T_{max} sebesar 437°C. Berdasarkan kategori tingkat kematangan pada Tabel 4, kedua nilai tersebut berada pada tahap matang awal (*early mature)*. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa material organik pada kedua sampel telah mulai mengalami transformasi termal menuju tahap pembentukan hidrokarbon. Sampel 1 dengan T_{max} 440°C menunjukkan tingkat kematangan sedikit lebih tinggi dibandingkan sampel 2 dengan T_{max} 437°C, meskipun keduanya masih berada dalam kelompok kematangan yang sama.

Kombinasi antara kematangan awal tersebut dan tipe kerogen Tipe I menjadi hal penting dalam evaluasi potensi batuan induk. Sampel 1 dan 2 tidak hanya memiliki kandungan organik dan S2 yang tinggi, tetapi juga memiliki material organik yang sangat kaya akan hidrogen serta telah mulai mencapai tingkat kematangan yang memungkinkan terbentuknya hidrokarbon. Dengan demikian, kedua sampel menunjukkan karakter batuan induk yang relatif lebih prospektif dibandingkan dengan sampel lainnya.

Sampel 3 memiliki T_{max} sebesar 431°C, lebih rendah dibandingkan dua sampel lainnya. Nilai tersebut menunjukkan bahwa material organik masih berada dalam kondisi belum matang (*immature*). Pada kondisi ini, kerogen belum memperoleh paparan termal yang cukup untuk menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah signifikan. Kondisi tersebut juga sejalan dengan rendahnya nilai S1 sebesar 0,01 mg HC/g batuan dan S2 sebesar 1,76 mg HC/g batuan, sehingga kemampuan batuan untuk menghasilkan hidrokarbon pada kondisi saat ini masih rendah.

Ketiga sampel memiliki nilai *Production Index* (PI) sebesar 0,01. Nilai PI yang sangat rendah menunjukkan bahwa proporsi hidrokarbon bebas yang telah terbentuk relatif kecil

dibandingkan jumlah hidrokarbon yang berpotensi dihasilkan dari kerogen. Karena nilai PI ketiga sampel sama-sama sangat rendah, interpretasi kematangan pada penelitian ini lebih kuat bila didasarkan pada T_{max} dan dikombinasikan dengan HI serta karakter kurva S2. Perbedaan antara PI yang rendah dan T_{max} 437–440°C pada dua sampel pertama juga menunjukkan bahwa PI tidak sebaiknya digunakan secara tunggal untuk menentukan tingkat kematangan, sebagaimana praktik evaluasi batuan induk yang mengintegrasikan beberapa parameter geokimia [1].

Secara keseluruhan, data menunjukkan urutan kematangan dari yang paling tinggi adalah 1, 2, dan 3. Sampel 1 dan 2 berada pada tahap matang awal dan memiliki kerogen Tipe I yang bersifat dominan *oil-prone*, sedangkan sampel 3 masih belum matang serta memiliki kerogen Tipe II/III dengan kecenderungan menghasilkan campuran minyak dan gas.

4. SIMPULAN

Penelitian ini telah mengungkapkan karakteristik geokimia organik batuan induk dari daerah Riau melalui analisis *Rock-Eval Pyrolysis*. Berdasarkan hasil pengujian, sampel 1 dan 2 menunjukkan nilai *Total Organic Carbon* (TOC) yang sangat tinggi yaitu masing-masing 6,96% dan 4,06%, mengindikasikan kandungan bahan organik yang *excellent* dan memiliki potensi tinggi untuk menghasilkan hidrokarbon. Kedua sampel juga menunjukkan tipe kerogen I dengan nilai *Hydrogen Index* (HI) masing-masing 704 dan 696 mg HC/g TOC, yang mengindikasikan bahan organik kaya hidrogen dengan kecenderungan utama menghasilkan minyak. Tingkat kematangan termal kedua sampel yang ditunjukkan oleh nilai T_{max} 440°C dan 437°C berada dalam fase early mature, merupakan tahap optimal untuk menghasilkan minyak. Sementara itu, sampel 3 dengan TOC 0,63%, HI 279 mg HC/g TOC (kerogen Tipe II/III), dan T_{max} 431°C menunjukkan potensi yang jauh lebih rendah. Kesimpulannya, berdasarkan tiga sampel batuan yang dianalisis, area penelitian menunjukkan sistem petroleum yang valid dengan kehadiran batuan induk berkualitas *excellent* (sampel 1 dan 2) yang berada dalam tahap kematangan optimal untuk eksplorasi minyak bumi. Hasil ini perlu dikonfirmasi dengan sampling lebih intensif di berbagai lokasi Provinsi Riau untuk penilaian potensi regional yang lebih komprehensif.

5. DAFTAR PUSTAKA

[1] A. Azam, A. H. Patria K, P. Dikdya W, and A. Kurniawan P, "Karakteristik Batuan Induk dan Pemodelan Cekungan di Lapangan North Aman, Cekungan Sumatra Tengah," *Lembaran publikasi minyak dan gas bumi*, vol. 59, no. 1, pp. 9–19, Aug. 2025, doi: 10.29017/lpmgb.59.1.1791.

[2] R. A. Prabowo, A. H. F. Rizqi, and H. D. K. Wijayanti, "Analisis Geokimia Total Organic Carbon & Rock Eval Pyrolisis Pada Black Shale di Formasi Campur Darat Daerah Cakul, Kecamatan Dongko, Kabupaten Trenggalek, Jawa Timur," *Geoda*, vol. 1, no. 2, pp. 29–42, Sep. 2020.

[3] Moh. H. H. Zajuli and J. Wahyudiono, "Rock-Eval Pyrolysis of the Oligocene Fine-grained Sedimentary Rocks from the Pamaluan Formation, Gunung Bayan Area, West Kutai Basin, East Kalimantan : Implication for Hydrocarbon Source Rock Potential," *Journal of Geology and Mineral Resources*, vol. 19, no. 2, pp. 73–82, Jun. 2018, doi: 10.33332/jgsm.geologi.19.2.73-82.

[4] R. T. Tuska, A. H. F. Rizqi, M. Erlandi, and S. R. Ramadhani, "Evaluasi Batuan Induk Minyak Bumi Berdasarkan Total Organic Carbon dan Rock Eval Pyrolysis Pada Daerah Nampu, Kecamatan Juwangi, Kabupaten Boyolali, Jawa Tengah," in *Prosiding Nasional Rekayasa Teknologi Industri dan Informasi (ReTII) ke-20*, Institut Teknologi Nasional Yogyakarta, Nov. 2025, pp. 40–52. [Online]. Available: http://journal.itny.ac.id/index.php/ReTII

[5] Jamaluddin, Maria, and H. Ryka, "Karakterisasi Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Berdasarkan Analisis Geokimia Material Organik Sumur Jmb, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan," in *PROSIDING SEMINAR NASIONAL TEKNOLOGI V*, Samarinda: Fakultas Teknik - Universitas Mulawarman, Oct. 2019, pp. 18–26.

[6] A. Fahruddin, E. Ariyono Subroto, V. Susanto, L. Dwita Santy, and R. Adlan, "Karakteristik Geokimia dan Biomarker Rembesan Minyak di Daerah Torete, Morowali, Sulawesi Tengah," *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, vol. 25, no. 4, pp. 205–216, Nov. 2024, doi: 10.33332/jgsm.geologi.v25i4.806.

[7] A. Rohiman *et al.*, "Analisis Geokimia untuk Pemetaan Geologi Skala 1 : 50.000 Lembar Kandangan Bagian Selatan, Kalimantan Selatan," in *Prosiding SNIPS*, Jul. 2017, pp. 128–137.

[8] N. Manik, Jamaluddin, and A. Ibnu Taslim, "Studi Lingkungan Pengendapan dan Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Formasi Balikpapan Daerah Palaran, Kalimantan Timur," *Geosapta*, vol. 11, no. 01, pp. 9–15, Jan. 2025, doi: 10.20527/jg.v11i1.19936.

[9] B. Rahmad, L. Listriyanto, and M. O. B. Nugroho, "Petrologi Organik Batuan Induk Serpih Formasi Talang Akar, Daerah Ujungali, Tebing Tinggi, Kabupaten Lahat, Sumatra Selatan, Indonesia," *SEMITAN Jurnal Sumberdaya Bumi Berkelanjutan*, vol. 1, no. 2, pp. 607–615, Feb. 2023, Accessed: Sep. 02, 2026. [Online]. Available: https://ejurnal.itats.ac.id/jsemitan/article/view/4910

[10] N. N. Ilmi and E. Sunardi, "Evaluasi Batuan Induk Berdasarkan Parameter Hasil Pengukuran Rock Eval Analisis dan TOC di Sub-Cekungan Leles, Garut Jawa Barat," p. 55.

[11] I. Hanif, R. Mulyasari, A. Kurniawan, and R. Destawan, "Pemodelan Sejarah Pemendaman 1d Sumur Aire pada Area Sub-Cekungan Jambi Berdasarkan Analisis Geokimia Batuan Induk," *JoP*, vol. 11, no. 2, pp. 44–56, 2026.

[12] K. E. Peters and M. R. Cassa, "Applied Source Rock Geochemistry," in *The Petroleum system—from source to trap*, Dallas: AAPG Memoir, 1994, ch. 5, pp. 93–120.

[13] J. Pires, E. A. Subroto, and A. H. P. Kesumajana, "Studi Geokimia Organik Batuan Sedimen Berumur Trias Di Cekungan Maliana, Timor-Leste: Tinjauan Awal Kemungkinan Sebagai Batuan Induk," *Lembaran publikasi minyak dan gas bumi*, vol. 58, no. 1, pp. 29–38, Apr. 2024, doi: 10.29017/lpmgb.58.1.1614.

[14] I. U. Meidji, D. Gede, E. Setiawan, A. P. Sari, W. Atmoko, and H. Jayadi, "Tingkat Karakteristik Batuan Induk Sebagai Sumber Kandungan Minyak dan Gas Bumi : Studi Kasus Cekungan Lariang-Karama-Sulawesi Barat," *Journal of Physics and Applied*, vol. 1, no. 2, pp. 13–20, 2023, [Online]. Available: http://ejurnal.ung.ac.id/index.php/FAF