



Analisis Geokimia Batuan Induk dan Sejarah Pemendaman Cekungan Sumatera Tengah Daerah Indragiri Hulu dan Pelalawan, Provinsi Riau

Source Rock Geochemical Analysis and Burial History of Central Sumatera Basin Indragiri Hulu and Pelalawan Area, Riau Province

**Munafatin Yumna Atqiya¹, Eko Bayu Purwasatriya¹, Akhmad Khahlil Gibran¹,
 dan Moh. Heri Hermiyanto Zajuli²**

¹Universitas Jenderal Soedirman, Jalan Profesor DR. HR Boenyamin No.708, Dukuhbandong,
 Grendeng, Kec. Purwokerto Utara, Kabupaten Banyumas, Jawa Tengah 53122

²Pusat Survei Geologi, Jalan. Diponegoro No. 57 Bandung
 email: munafatin.yumnaa@gmail.com

Naskah diterima: 03 Desember 2023, Revisi terakhir: 26 Februari 2024, Disetujui: 28 Februari 2024 Online: 08 Mei 2024
 DOI: <http://dx.doi.org/10.33332/jgsm.geologi.v25i2.854>

Abstrak - Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan belakang busur yang terbentuk akibat subduksi Lempeng Indo-Australia dengan Lempeng Eurasia dan diketahui sebagai cekungan penghasil hidrokarbon di kawasan barat Indonesia. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik geokimia batuan induk Formasi Kelesa dan Formasi Lakat, serta kematangannya berdasarkan kurva sejarah pemendaman. Data yang digunakan dalam analisis karakteristik geokimia batuan induk meliputi *total organic carbon* dan *rock eval pyrolysis*. Metode yang digunakan dalam analisis sejarah pemendaman adalah metode Sweeney Burnham. Batuan induk Formasi Kelesa memiliki kuantitas material organik buruk hingga cukup, dan batuan induk Formasi Lakat memiliki kuantitas material organik yang buruk hingga baik. Tipe kerogen yang terbentuk adalah tipe II/III dan III pada Formasi Kelesa; tipe kerogen pada Formasi Lakat yaitu II/III, III, dan IV yang akan menghasilkan minyak/gas, gas, dan tidak menghasilkan minyak maupun gas. Kurva sejarah pemendaman menunjukkan batuan induk pada sumur Agha-1 belum mencapai kematangan, batuan induk pada sumur Rabung-1 juga belum matang, sedangkan batuan induk Formasi Kelesa pada sumur Talau-1 telah mencapai kematangan awal di kedalaman 1.833 m pada 1,43 jtl dan puncak matang di kedalaman 1.896 m pada 0,45 jtl, dan pada Formasi Lakat telah matang awal di kedalaman 1.747 m pada 0,94 jtl.

Katakunci: Batuan induk, Cekungan Sumatera, Tengah Formasi Kelesa, Formasi Lakat geokimia, sejarah pemendaman, .

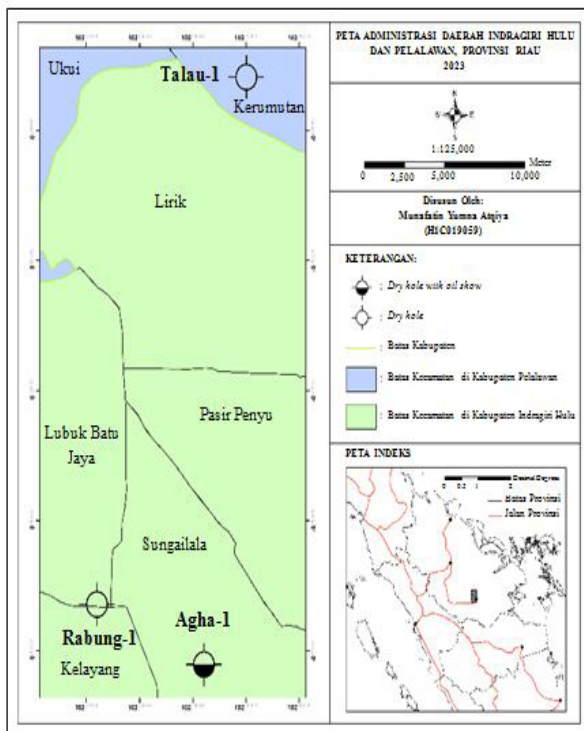
Abstract - The Central Sumatra Basin is a back-arc basin due to the subduction of the Indo-Australian Plate with the Eurasian Plate and is known as a hydrocarbon-producing basin in western Indonesia. This research aims to determine the geochemical characteristics of the Kelesa and Lakat Formation source rocks and maturity based on the burial history curve. The data used in the analysis of the geochemical characteristics of the source rock include *total organic carbon* and *rock eval pyrolysis*. The method used in the analysis of burial history is the Sweeney Burnham method (1990). The source rock of the Kelesa Formation has a poor to fair quantity of organic material, and the source rock of the Lakat Formation has a poor to good quantity of organic material. The kerogen types identified are type II/III and III for the Kelesa Formation, and for the Lakat Formation, they are types II/III, III, and IV, indicating potential for oil/gas, gas, and non-productivity. According to the burial history analysis curve, the source rocks in the Agha-1 well have not reached maturity, the source rocks in the Rabung-1 well are also immature, whereas the source rocks in the Kelesa Formation in the Talau-1 well have reached early maturity at a depth of 1,833 m 1.43 Ma and peak maturity at a depth of 1,896 m 0.45 Ma. In the Lakat Formation, early maturity is reached at a depth of 1,747 m with a 0.94 Ma.

Keyword: Source rock, Central Sumatra Basin, Kelesa Formation, Lakat Formation, geochemistry, burial history,

PENDAHULUAN

Cekungan Sumatera Tengah termasuk salah satu wilayah yang memiliki keprospekan terhadap keberadaan hidrokarbon di kawasan barat Indonesia. Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan belakang busur yang terbentuk akibat gaya subduksi Lempeng Indo-Australia dengan Lempeng Eurasia dan diketahui sebagai cekungan penghasil hidrokarbon di kawasan barat Indonesia. Keberadaan cekungan sedimen memegang peranan penting bagi minyak dan gas untuk terakumulasi. Untuk mengetahui keterdapatan senyawa hidrokarbon lebih lanjut, maka perlu dilakukan analisis geokimia terhadap salah satu unsur *petroleum system* yaitu batuan induk. Analisis sejarah pemendaman juga diperlukan untuk mengetahui sejarah sedimentasi yang berlangsung di suatu cekungan dan waktu kematangan suatu batuan induk. Kegiatan eksplorasi terkait kondisi geologi dan potensi batuan induk khususnya di cekungan Sumatera Tengah telah banyak diteliti oleh peneliti-peneliti terdahulu. Heryant & Hermiyanto (2006) meneliti tentang potensi batuan induk (*source rock*) hidrokarbon di Pegunungan Tigapuluh, Sumatera Tengah, batuan sedimen klastika halus dan kaya akan bahan organik yang dapat menjadi batuan induk ini terdapat pada Formasi Kelesa dan Formasi Lakat.

Secara administrasi, lokasi penelitian berada di daerah Indragiri Hulu dan Pelalawan, Provinsi Riau (Gambar 1) dan termasuk ke dalam Cekungan Sumatera Tengah dengan 3 sumur penelitian, diantaranya sumur Agha-1, sumur Rabung-1, dan sumur Talau-1.



Gambar 1. Lokasi Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui karakteristik batuan induk berdasarkan analisis data geokimia berupa kuantitas dan kualitas material organik pada Formasi Kelesa dan Formasi Lakat; dan mengetahui kematangan batuan induk berdasarkan gambaran sejarah pemendaman sumur Agha-1, Rabung-1, dan Talau-1.

GEOLOGI REGIONAL

Daerah penelitian termasuk ke dalam Cekungan Sumatera Tengah, Provinsi Riau. Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan belakang busur, yang berbatasan dengan Cekungan Sumatera Utara di bagian utara dan Cekungan Sumatera Selatan di bagian selatan. Ketiga cekungan di pulau Sumatera ini terbentuk akibat adanya gaya subduksi Lempeng Indo-Australia yang menunjam ke bawah Lempeng Eurasia di sebelah barat daya *Sunda Land* pada umur Miosen sehingga mengakibatkan terbentuknya cekungan belakang busur (*back arc basin*; Eubank & Makki, 1981).

Fase tektonik yang mengontrol Cekungan Sumatera Tengah terbagi menjadi 4 fase berdasarkan Heidrick & Turlington (1994), diantaranya: (1) Fase F-0 (Mesozoikum), fase ini diiringi dengan terbentuknya batuan dasar Cekungan Sumatera Tengah, disebut juga dengan fase *pre-rift*; (2) Fase F-1 (Eosen-Oligosen), fase ini disebut juga fase *rifting* dan *rifting infill*. Fase tektonik ini juga diketahui sebagai *intracratonic rifting phase*. Aktivitas tektonik *rifting* yang terjadi pada batuan dasar ditandai dengan terbentuknya graben berarah utara-selatan dan *half graben* yang kemudian terisi oleh endapan sedimen dari Kelompok Pematang; (3) Fase F-2 (Oligosen Akhir-Miosen Tengah), fase ini disebut juga fase *interior sag basin*. Proses tektonik yang terjadi pada fase ini yaitu *crustal sagging* dan *dextral wrenching* yang menyebabkan terbentuknya zona rekahan *transtensional* dengan strike $N0^{\circ}E-N20^{\circ}E$ dan pengangkatan *transpressional* dengan strike $N0^{\circ}W-N20^{\circ}W$. Selama fase ini terjadi penurunan total cekungan; (4) Fase F-3 (Miosen Akhir-sekarang), fase ini disebut juga fase kompresi. Aktivitas tektonik F-3 termasuk dengan *sea floor spreading* Laut Andaman, pengangkatan regional, terbentuknya jalur pegunungan vulkanik, *right lateral strike slip* sepanjang Bukit Barisan dan kompresi *upthrusting* sepanjang Cekungan Sumatera Utara dan Tengah dengan gaya NE-SW.

Faktor utama yang mengontrol struktur geologi regional di Cekungan Sumatera Tengah adalah Sesar Sumatera yang terbentuk pada zaman Kapur. Penunjaman lempeng tektonik yang miring dari arah

baratdaya Pulau Sumatera menyebabkan terjadinya gaya tarik dekstral yang kuat di Cekungan Sumatera Tengah (Wibowo, 1995). Ada dua pola struktur di Cekungan Sumatera Tengah, yaitu pola-pola yang lebih tua cenderung berarah utara-selatan dan pola-pola yang lebih muda yang berarah barat laut-tenggara (Mertosono & Nayoan, 1974).

Stratigrafi regional di Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari Formasi Kelesa, Formasi Lakat, Formasi Tualang, Formasi Telisa, Formasi Binio, dan Formasi Korinci. Formasi Kelesa terdiri dari konglomerat aneka bahan dan batupasir kerakalan sampai bongkahan, bersisipan batulempung, batulanau dan batubara. Lingkungan pengendapannya berupa sungai sampai lakustrin dengan umur Eosen-Oligosen Awal (Suwarna dkk., 1994); Formasi Lakat, pada bagian atas terdiri dari campuran batupasir kuarsa dan batulempung lanauan atau karbonan yang mengandung bintal pirit dan kayu yang terkresikkan. Bagian bawahnya terdiri dari konglomerat berbagai jenis material seperti batupasir kuarsa, batulempung, tuf, batulanau, kuarsa, dan batubara. Formasi Tualang terbentuk pada masa Oligosen Akhir - Miosen Awal dan mengalami pengendapan di lingkungan fluvial, lakustrin payau, dan dataran pasang surut; Formasi Tualang, bagian bawahnya terdiri dari batupasir kuarsa bersisipan batulempung, serta terdapat gampingan dan lanauan di daerah tertentu. Formasi ini mengandung bintal batupasir gampingan, serta mineral glaukonit dan muskovit. Sementara itu, bagian atasnya terdiri dari batulempung yang bercampur dengan batupasir kuarsa. Formasi Tualang terbentuk pada zaman Miosen Awal (umur N5-N7). Lingkungan pengendapannya diduga berada di dasar laut dangkal hingga perairan luar; Formasi Telisa terdiri dari serpih, batulempung dan batulumpur, sisipan batupasir, umumnya gampingan, sedikit karbonan, mengandung bintal dan kanta (*lenses*) batugamping mikrit, serta foraminifera kecil yang melimpah. Struktur sedimennya terdiri dari perlapisan sejajar (Suwarna dkk., 1994); Formasi Binio terdiri atas perselingan batulempung, batupasir, serpih, dan batulanau, bersisipan batupasir tufan dan berkanta, batupasir kuarsa dan batubara. Setempat dijumpai batulempung bersifat gampingan berselingan dengan batupasir atau konglomerat pada alas runtunan. Berdasarkan kedudukan stratigrafi ini, maka umur relatif Formasi Binio adalah Miosen Tengah bagian akhir-Miosen Akhir, dengan lingkungan pengendapan laut dangkal yang berangsur menjadi peralihan atau darat dengan kondisi awal dari susut laut (Suwarna dkk., 1987); Formasi Korinci terdiri dari perselingan batupasir tufan dengan batulempung tufan, serpih tufan dan tuf, sisipan dan lensa lignit serta kayu

terarangkan, sisipan dan urat oksida besi. Struktur sedimen berupa perlapisan sejajar, silang siur, dan buluh. Formasi ini menjemari dengan Formasi Binio dan setempat menindihnya secara selaras, tertindih secara tidak selaras oleh Formasi Kasai dan Formasi Kerumutan. Berdasarkan kedudukan stratigrafinya, umur relatif Formasi Korinci adalah Miosen Akhir bagian akhir sampai Pliosen, dengan lingkungan pengendapan peralihan yang kemudian berubah menjadi darat atau air tawar (Suwarna dkk., 1987).

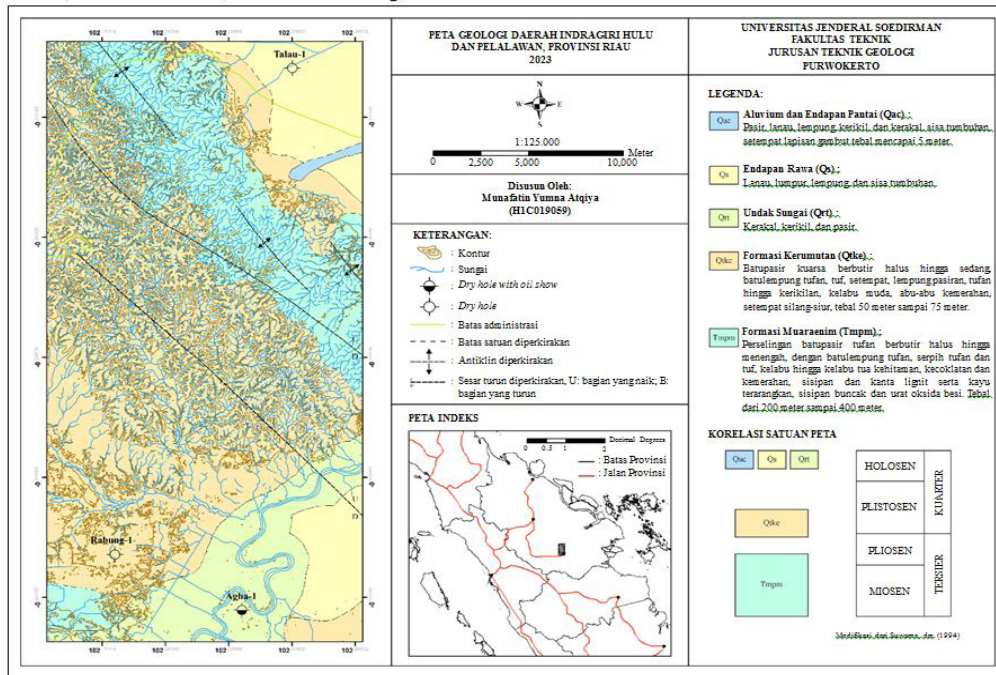
METODOLOGI

Metodologi ini dilakukan dengan beberapa tahap yang akan diawali mengumpulkan data dan informasi awal kondisi geologi daerah penelitian dan sekitarnya yang bersumber dari penelitian terdahulu (Suwarna, dr., 1994), dilanjutkan pengumpulan dan analisis data. Pada tahap pengumpulan data, data-data yang dibutuhkan pada penelitian ini meliputi: data litologi; data geokimia batuan induk meliputi analisis *total organic carbon* dan *rock eval pyrolysis* yang digunakan untuk memperoleh karakteristik material organik yang terkandung pada batuan induk; data *vitrinite reflectance* untuk mengkalibrasi kematangan material organik; data temperatur, mikropaleontologi dan litologi yang didapatkan dari data sumur. Selanjutnya, analisis geokimia meliputi kuantitas material organik menggunakan nilai TOC yang diplot terhadap kedalaman, kualitas material organik menggunakan nilai HI untuk mengetahui tipe kerogennya. Analisis sejarah pemendaman menggunakan metode Sweeney Burnham (1990) yang kemudian dikalibrasikan kematangannya menggunakan nilai *vitrinite reflectance*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

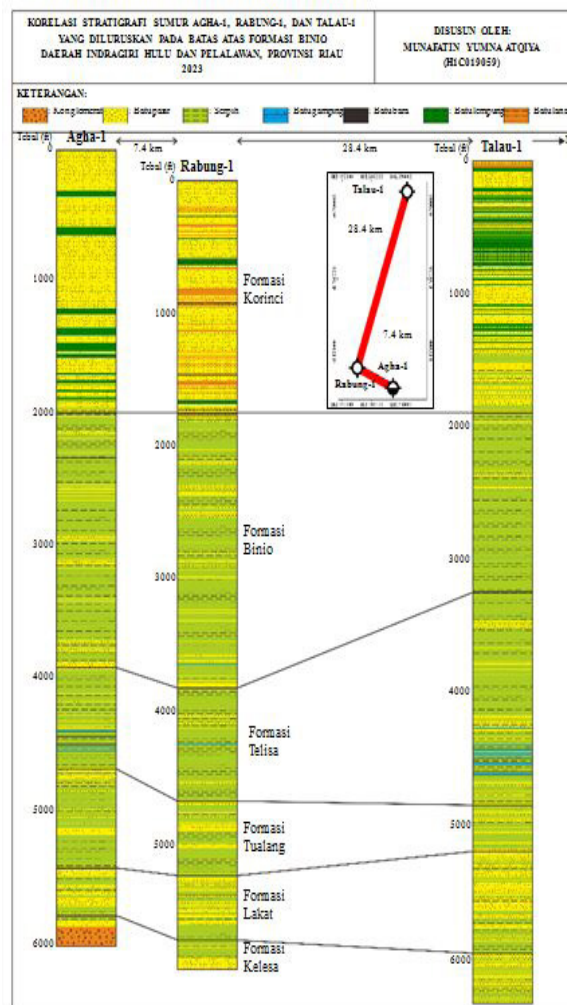
Geologi Daerah Penelitian

Litologi yang tersingkap di permukaan pada daerah Indragiri Hulu dan Pelalawan merupakan batuan sedimen berumur Miosen dan endapan-endapan pada periode Kuartar (Gambar 2). Kolom Litologi dari ketiga sumur penelitian dapat dilihat pada (Gambar 3). Data yang digunakan dalam penyusunan kolom litologi menggunakan *mudlog*. Kemudian dilakukan korelasi stratigrafi berdasarkan kesamaan litologinya. Korelasi stratigrafi sumur ini dilakukan dengan menentukan *marker beds* yang diluruskan pada batas atas Formasi Binio sehingga didapatkan variasi ketebalan tiap formasinya. Stratigrafi daerah penelitian terdiri dari beberapa formasi dari tua ke muda diantaranya Formasi Kelesa, Formasi Lakat, Formasi Tualang, Formasi Telisa, Formasi Binio, dan Formasi Korinci



sumber :Modifikasi Suwarna, dkk, (1994)

Gambar 2. Peta geologi daerah penelitian.



Gambar 3. Korelasi stratigrafi.

Karakteristik Batuan Induk

Analisis karakteristik batuan induk berdasarkan kandungan material organik pada sampel batuan induk meliputi analisis kuantitas material organik dan kualitas material organik. Data analisis geokimia yang digunakan meliputi data analisis kandungan TOC (*total organic carbon*) untuk mengetahui jumlah material organik yang terkandung, dan *rock eval Pyrolysis* untuk mengetahui tipe kerogen dari ketiga sumur penelitian.

Dari dua puluh lima sampel pada sumur Agha-1 sebagian besar sampel mengandung TOC kurang dari 0,5%wt. Berdasarkan klasifikasi Peters & Cassa (1994), sumur Agha-1 memiliki nilai TOC antara 0,09%wt hingga 0,51%wt pada Formasi Kelesa dan 0,12%wt hingga 0,54%wt pada Formasi Lakat, rentang nilai ini mengindikasikan bahwa batuan induk sumur Agha-1 memiliki kuantitas material organik yang tidak berpotensi hingga cukup (*fair*).

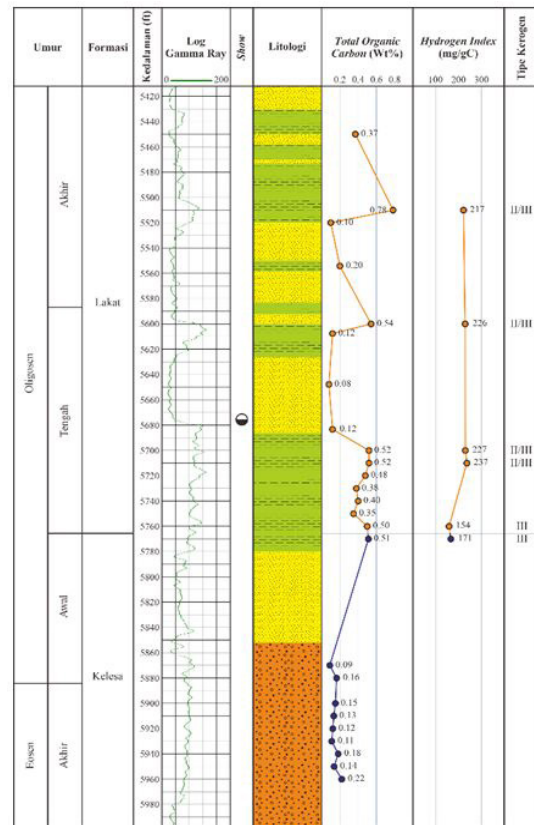
Kualitas material organik atau tipe kerogen sampel Formasi Kelesa dari sumur Agha-1 termasuk ke dalam kerogen tipe III yang cenderung menghasilkan gas. Pada sampel Formasi Lakat empat sampel termasuk ke dalam kerogen tipe II/III

Hasil analisis TOC sumur Rabung-1 menunjukkan Formasi Kelesa memiliki kuantitas material organik cukup dengan nilai TOC yaitu 0.65%wt. Begitu juga dengan sampel Formasi Lakat juga menunjukkan kuantitas material organik cukup dengan nilai 0.63%wt. Nilai ini dapat dilihat pada (Tabel 2).

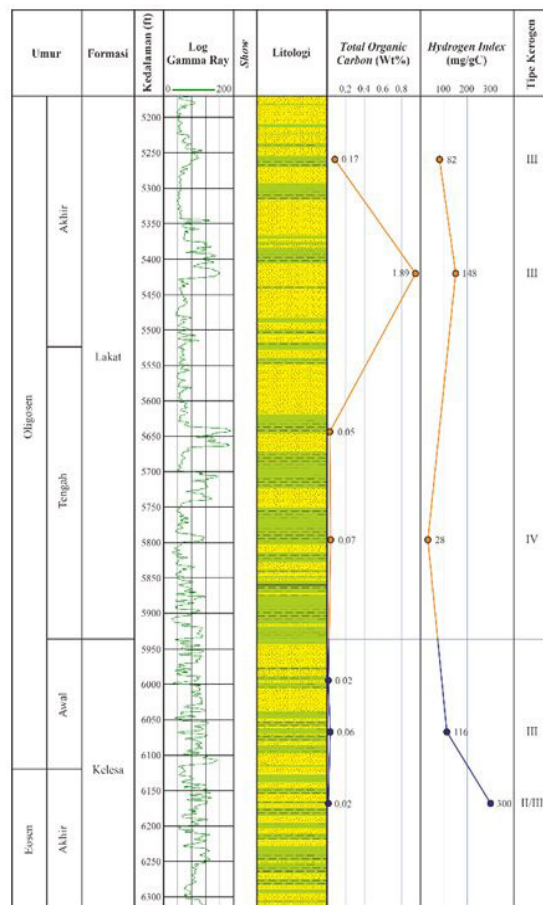
Tipe kerogen pada sampel Formasi Kelesa termasuk ke dalam tipe kerogen III yang cenderung menghasilkan gas dan tipe kerogen II/III (*oil/gas prone*). Pada sampel Formasi Lakat, semuanya menunjukkan kerogen tipe II/III (*oil/gas prone*; Tabel 1).

Berdasarkan klasifikasi Peters & Cassa (1994), hasil analisis TOC pada Formasi Kelesa sumur Talau-1 menunjukkan kuantitas material organik yang rendah, dengan nilai TOC yaitu 0.02%wt hingga 0,06%wt. Tiga sampel Formasi Lakat juga menunjukkan kuantitas material organik yang rendah berkisar 0,05%wt hingga 0,17%wt, hanya satu sampel Formasi Lakat dengan nilai TOC 1,89%wt yang termasuk dalam kategori baik (Gambar 5).

Sampel Formasi Kelesa sumur Talau-1 di kedalaman 6.068 kaki termasuk ke dalam kerogen tipe III yang cenderung menghasilkan gas, pada kedalaman 6167 kaki termasuk tipe kerogen II/III (*oil/gas prone*). Pada Formasi Lakat empat sampel termasuk ke dalam kerogen tipe III (*gas prone*) dan kerogen tipe IV yang tidak menghasilkan hidrokarbon.



Gambar 4. Geokimia batuan induk sumur Agha-1.



Gambar 5. Geokimia batuan induk sumur Talau-1.

Tabel 1. Tipe kerogen sumur Rabung-1

No	Kedalaman (m)	Formasi	Hydrogen Index (mg/gC)	Tipe Kerogen (Peters dan Cassa, 1994)
1	-	Lakat	95	III
2	-	Lakat	117	III
3	-	Lakat	163	III
4	-	Lakat	143	III
5	-	Lakat	134	III
6	-	Kelesa	225	II/III
7	-	Kelesa	218	II/III
8	-	Kelesa	185	III
9	-	Kelesa	135	III

Tabel 2. Kuantitas material organik sumur Rabung-1

No	Kedalaman (m)	Formasi	TOC (wt.%)	Kekayaan Batuan Induk (Peters dan Cassa, 1994)
1	1597-1736	Lakat	0.63	Cukup
2	1736-1801	Kelesa	0.65	Cukup

Analisis Sejarah Pemendaman

Analisis sejarah pemendaman dilakukan pada sumur Agha-1, Rabung-1, dan Talau-1. Penggambaran sejarah pemendaman dilakukan berdasarkan data sumur pengeboran meliputi data litologi, kedalaman, umur, lingkungan batimetri, serta data temperatur secara 1 dimensi untuk mengetahui waktu dan kedalaman pembentukan minyak dan gas bumi.

Ketebalan tiap formasi dihitung berdasarkan interpretasi data *well*, pada batas atas stratigrafi tiap *layer*. Data umur atau waktu terendapkannya batuan didapatkan dari analisis mikropaleontologi pada foraminifera planktonik. Sedangkan litologi dominan ditentukan berdasarkan data sumur dari deskripsi *mudlog*.

1. Kondisi Batas

Parameter kondisi batas (*boundary conditions*) diperlukan untuk menetapkan kondisi dasar perkembangan temperatur tiap lapisan dan pengaruhnya terhadap kematangan material organik.

a. *Paleo Water Depth*

Kurva *paleo water depth* menunjukkan perubahan lingkungan pengendapan (*paleo-environment*) atau perubahan kedalaman air (batimetri) yang terjadi pada suatu cekungan. Kurva *paleo water depth* sumur Agha-1, Rabung-1, dan Talau-1 dapat dilihat pada (Gambar 6). Akibat keterbatasan data, kurva PWD sumur Agha-1 dibuat menggunakan data mikropaleontologi sumur Rabung-1.

Pada Eosen hingga Oligosen Akhir lingkungan pengendapan masih berupa darat hingga transisi, pada masa ini proses pembentukan cekungan berupa *rifting* terjadi, yaitu ketika kerak benua mengalami penipisan dan pemekaran yang kemudian mulai terisi sedimen. Kemudian terjadi perubahan lingkungan pengendapan menjadi laut dari neritik dalam ke

batial atas yang terjadi pada Oligosen Akhir hingga Miosen Tengah, pada fase ini terjadi penurunan total cekungan (*subsiden*) yang menyebabkan kedalaman air meningkat. Lingkungan batimetri mengalami perubahan lagi pada Miosen Tengah hingga Miosen Akhir dari lingkungan batimetri batial atas hingga neritik luar, hal ini disebabkan *sea level* mengalami penurunan, suplai sedimen yang besar, dan proses tektonik berupa pengangkatan yang terjadi hingga saat ini. Pada Miosen hingga Plistosen terjadi perubahan lingkungan transisi menjadi darat.

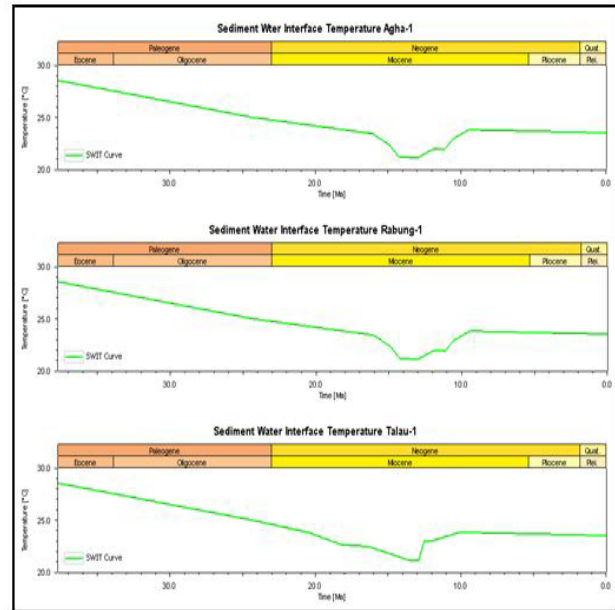
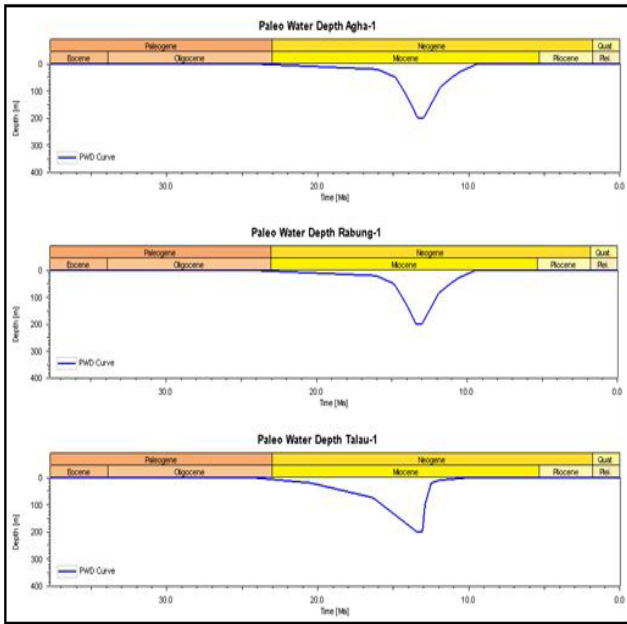
b. *Sediment Water Interface Temperature*

Kurva *sediment water interface temperature* diperoleh dari koreksi *paleo water depth* dengan letak daerah penelitian saat ini yaitu Asia Tenggara dengan koordinat Sumur Agha-1 berada pada *latitude* 1° S berdasarkan model distribusi paleo temperatur global oleh Wygrala (1989) yang menjelaskan perubahan temperatur global diiringi dengan perpindahan posisi *latitude* daerah penelitian dari waktu ke waktu. Kurva *sediment water interface temperature* (SWIT) sumur Agha-1, Rabung-1, dan Talau-1 dapat dilihat (Gambar 7).

Pada kurva SWIT memperlihatkan perubahan temperatur permukaan sedimen, pada Eosen terus mengalami penurunan temperatur permukaan hingga Miosen seiring bertambahnya kedalaman sedimen terhadap muka air laut, selanjutnya temperatur permukaan sedimen mengalami kenaikan lagi diiringi oleh penurunan muka air laut, hal ini sesuai dengan kondisi kurva *paleo Water Depth*.

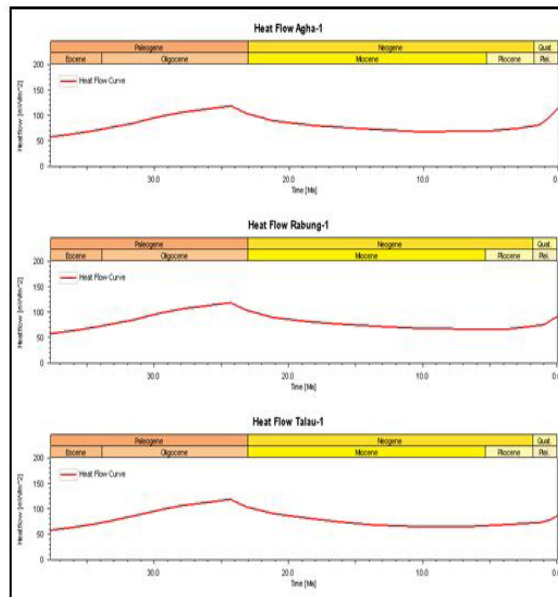
c. *Heat Flow*

Kurva *heat flow* dapat menjelaskan sejarah termal dari suatu cekungan dengan kejadian tektoniknya. Kurva ini dibuat berdasarkan model McKenzie & Jarvis (1980), kurva *heat flow* sumur Agha-1, Rabung-1, dan Talau-1 dapat dilihat pada (Gambar 8).



Gambar 6. Kurva Paleo Water Depth sumur Agha-1, Rabung-1, dan Talau-1.

Gambar 7. Kurva SWIT sumur Agha-1, Rabung-1, dan Talau-1.

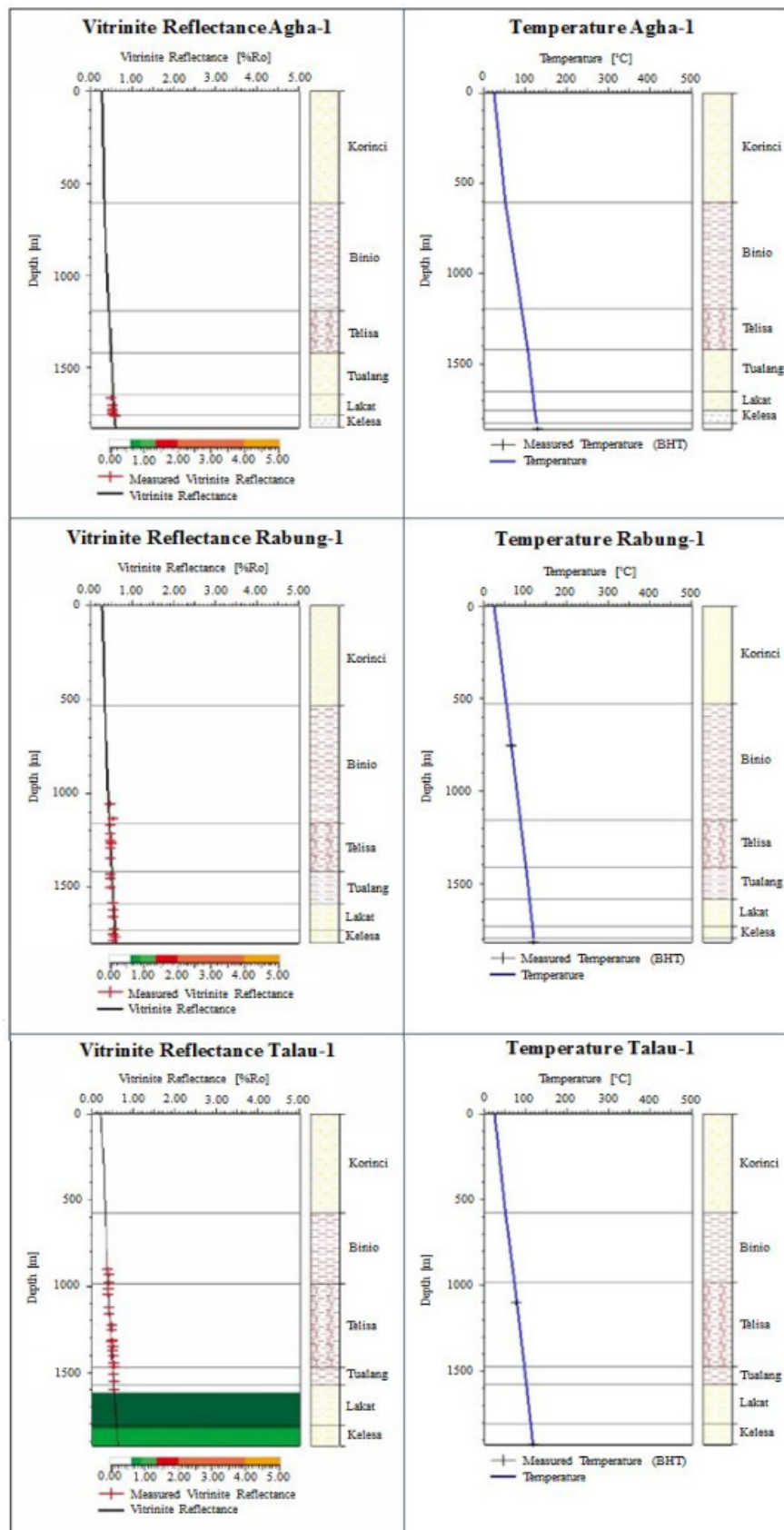


Gambar 8. Kurva Heat Flow sumur Agha-1, Rabung-1, dan Talau-1.

Ketika terjadinya fase *syn-rift* nilai *heat flow* meningkat disebabkan kerak mengalami peregangan sehingga temperatur dari dalam bumi naik. Kemudian nilai *heat flow* mengalami penurunan setelah memasuki fase *post-rift* seiring dengan terjadinya proses sedimentasi yang mengisi cekungan. *Heat flow* mengalami kenaikan lagi, keadaan ini dapat berhubungan dengan adanya aktivitas tektonik pengangkatan pada kala Plio-Plistosen, sehingga dapat diinterpretasikan daerah penelitian merupakan cekungan belakang busur yang aktif.

2. Kalibrasi

Kalibrasi dilakukan untuk memvalidasi ketepatan dari pemodelan yang telah dibuat. Kalibrasi pada kurva temperatur dilakukan menggunakan nilai *bottom hole temperature* (BHT). Nilai *vitritine reflectance* (%Ro) di kedalaman tertentu diplot pada kurva *vitritine reflectance* pemodelan. Hasil kalibrasi sumur Agha-1, Rabung-1, dan Talau-1 dapat dilihat pada (Gambar 9).



Gambar 9. Kalibrasi untuk validasi ketepatan pemodelan.

Berdasarkan hasil kalibrasi, dapat dilihat kurva *vitrite reflectance* pemodelan memiliki hasil korelasi yang baik. Hasil kalibrasi BHT juga menunjukkan korelasi yang baik, Sehingga kurva sejarah pemendaman sumur ketiga sumur tersebut dapat diterima.

3. Sejarah Pemendaman

Berdasarkan kurva sejarah pemendaman sumur Agha-1, Rabung-1, dan Talau-1 maka sejarah pemendaman yang terjadi pada daerah ini dapat diinterpretasikan sebagai berikut:

Pada Eosen, lempeng benua India bertumbukan dengan tepi lempeng Eurasia. Pada saat ini terjadi peningkatan pemekaran lempeng samudera Antartika dan Australia. *System rift* utama dari Sumatera, Malaysia, Thailand, Jawa, dan Borneo mulai terbentuk selama Eosen. Konvergensi yang terjadi berarah utara-utara timur laut.

Sedimentasi dimulai dengan terendapkannya Formasi Kelesa secara tidak selaras di atas batuan dasar pada Eosen Akhir hingga Oligosen Awal, sedimentasi pada saat itu diawali dengan lingkungan lakustrin dangkal dicirikan oleh litologi batupasir dan serpih yang berperan sebagai batuan induk.

Saat graben telah terisi sedimen dari Formasi Kelesa, terjadi perubahan aktivitas tektonik pada 32 juta tahun lalu, terbentuk dua zona pemekaran baru pada Laut China Selatan dengan arah baratdaya-timur laut. Kemudian lempeng Hindia dan Australia bersatu akibat tidak adanya pematang samudera yang aktif di bagian selatan pulau Sumatera.

Saat pemekaran berpindah ke bagian timur samudra Hindia, terjadi pemekaran berumur Oligosen diikuti pembentukan sesar geser berarah utara-selatan membentuk sistem *wrench fault* menganan regional dengan zona rekahan transpresional berarah barat-laut-tenggara. Kemudian terendapkan Formasi Lakat dengan litologi perselingan batupasir serpih, sedimen klastik ini terendapkan di lingkungan darat hingga transisi. Sumber batuan klastika penyusun batupasir Formasi Lakat adalah Satuan Granit Jura dan batuan Permo-Karbon yang tersingkap di Pegunungan Tigapuluh dan Pegunungan Barisan di sebelah tenggara serta selatan Cekungan Sumatera Tengah (Heryanto, 2006).

Setelah aktivitas tektonik mulai berkurang, terendapkan sedimen transgresif akibat proses subsiden. Selama Miosen Awal, sedimentasi terus berlanjut ditandai dengan adanya pengendapan batupasir berbutir halus Formasi Tualang di neritik

dalam. Formasi Tualang berperan sebagai batuan reservoir.

Sekitar 17 juta tahun lalu pemekaran di Laut China Selatan terhenti dan terendapkan Formasi Telisa di akhir fase transgresif pada Miosen Awal-Miosen Tengah di neritik tengah hingga batial atas, litologinya dicirikan oleh serpih karbonatan dan batugamping di tempat tertentu.

Selanjutnya, kerak samudra yang baru terbentuk di laut Andaman sekitar 13 juta tahun lalu. Diikuti oleh perubahan jenis subduksi secara tiba-tiba yang membentuk subduksi andean di sepanjang palung Sunda selama Miosen Akhir, akibat tektonik regional ini terbentuk tektonisme barisan yang menyebabkan terjadinya subduksi lempeng Indo-Australia di bawah *Sunda Land* berarah utara timur laut, fase ini disebut fase kompresional barisan.

Terjadinya pemekaran di Laut Andaman mengaktifkan pergerakan Sesar Semangko. Terjadi deformasi *back arc* di cekungan sumatera tengah membentuk *trust* dan *reverse fault*, terjadi regresi epikontinental Miosen bersamaan dengan pembesaran pegunungan barisan. Fase regresif Miosen Tengah menyebabkan lingkungan batimetri mengalami perubahan kembali ke neritik luar.

Selanjutnya memasuki fase regresi, Formasi Binio terendapkan selama Miosen Tengah hingga Miosen Akhir dengan litologi yang terendapkan didominasi oleh batupasir dan serpih di lingkungan laut sampai transisi. Sumber sedimen berpindah dari *Sunda Land* ke Pegunungan Barisan selama Miosen Akhir.

Selanjutnya di atas Formasi Binio terendapkan Formasi Korinci di lingkungan transisi, ditunjukkan dengan litologi yang tersusun dari batupasir, batulempung dan lapisan batubara. kemudian diikuti oleh pengendapan endapan Kuartar yang diendapkan tidak selaras di atas Formasi Korinci yang diperkirakan berumur Plio-Pleistosen berdasarkan asosiasinya dengan proses orogenesis. Struktur geologi yang terbentuk pada Pulau Sumatera merupakan hasil dari kompresi berarah barat daya-timur laut dari zaman Plio-Plistosen.

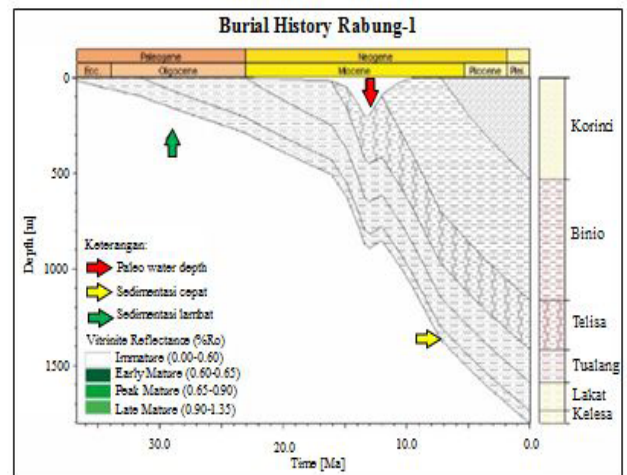
4. Kematangan Batuan Induk

Berdasarkan kurva sejarah pemendaman, batuan induk pada sumur Agha-1 (Gambar 10) masih belum matang. Batuan induk pada sumur Rabung-1 (Gambar 11) juga masih belum matang. Hal ini dapat disebabkan karena waktu yang diperlukan untuk proses kematangan hidrokarbon masih belum cukup lama.

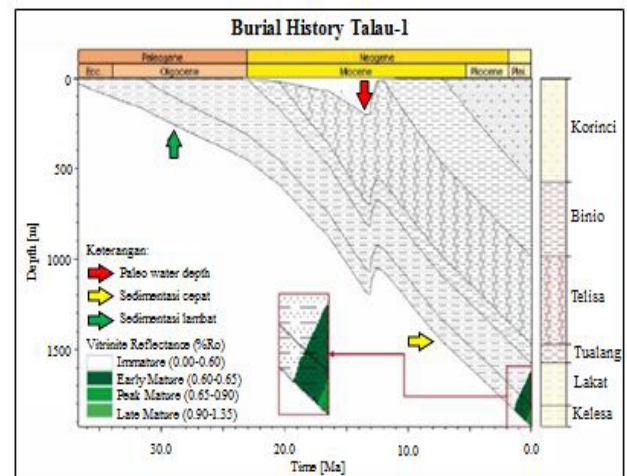
Pada sumur Talau-1, batuan induk Formasi Kelesa (Gambar 12) sudah memasuki *early mature* pada 1,43 juta tahun lalu di kedalaman 1833 m dan *peak mature* pada 0,45 juta tahun lalu di kedalaman 1896 m. Formasi Lakat mencapai *early mature* pada 0,94 juta tahun lalu di kedalaman 1.747 m.

Hubungan Geokimia Batuan Induk dan Kondisi Geologi

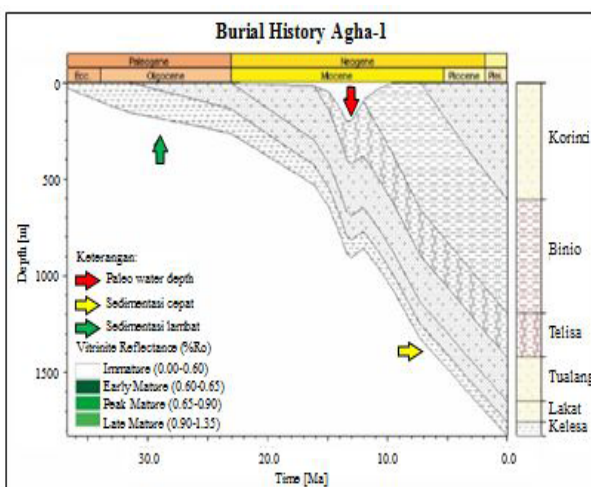
Hasil analisis geokimia batuan induk, didapatkan nilai TOC yang bervariasi, batuan induk Formasi Kelesa memiliki kekayaan buruk hingga cukup dan batuan induk Formasi Lakat memiliki kekayaan yang buruk hingga baik. Menurut Hermiyanto (2017), perbedaan kandungan nilai TOC ini berhubungan dengan oleh fluktuasi muka air yang bervariasi pada saat pengendapan. Fluktuasi muka air mengakibatkan kondisi air bisa menjadi oksik, anoksik ataupun sub-oksik. TOC akan terbentuk lebih melimpah pada saat kondisi anoksik, sementara itu pada kondisi oksik kandungan karbon kurang melimpah. Menurut Einsele (1992), dalam kondisi oksik batuan sedimen cenderung memiliki kadar organik karbon yang lebih rendah, yaitu sekitar 0,5-1%, dibandingkan dengan kondisi anoksik yang memiliki kandungan organik karbon berkisar antara 2-10%. Selain itu jenis litologi dapat berpengaruh terhadap nilai kandungan TOC, pada sedimen yang berukuran lebih halus kandungan TOC-nya memiliki korelasi positif sehingga kandungan TOC nya semakin banyak (Hakim dkk., 2015). Tingginya nilai TOC dalam sedimen disebabkan oleh faktor preservasi, bukan karena tingkat produktivitas organiknya (Hunt, 1996).



Gambar 11. Sejarah pemendaman Rabung-1.



Gambar 12. Sejarah pemendaman Talau-1.



Gambar 10. Sejarah pemendaman Agha-1.

Tipe kerogen yang terkandung pada batuan induk Formasi Kelesa adalah tipe II/III dan III, tipe kerogen ini menurut Peters & Cassa (1994) akan menghasilkan minyak/gas dan gas ketika mencapai tingkat kematangannya. Pada Formasi Lakat, tipe kerogen yang terkandung yaitu tipe II/III yang akan menghasilkan minyak/gas, tipe III yang akan menghasilkan gas, dan tipe IV yang tidak menghasilkan apa-apa (Peters & Cassa, 1994). Menurut Waples (1985), kerogen tipe II biasanya terbentuk pada lingkungan pengendapan peralihan sampai laut dengan kondisi reduksi. Tipe ini terdiri atas resinit, kutinit dan liptinit memiliki kemampuan untuk membentuk minyak dan sedikit gas. Sementara itu kerogen tipe III terbentuk dari campuran material organik seperti kayu atau selulosa dari tumbuhan-tumbuhan darat, kandungan vitrinit dapat berasal dari lingkungan sekitar atau hasil transportasi material vitrinit dari tempat lain (Hermiyanto, 2017).

Kandungan kerogen tipe IV merupakan kerogen yang mengandung material rombakan dari berbagai sumber dan di bawah kondisi oksidasi yang tinggi.

KESIMPULAN

Batuan induk Formasi Kelesa memiliki kuantitas material organik buruk hingga cukup, dan batuan induk Formasi Lakat memiliki kuantitas material organik yang buruk hingga baik. Tipe kerogen yang terbentuk adalah tipe II/III dan III pada Formasi

Kelesa; tipe kerogen pada Formasi Lakat yaitu II/III, III, dan IV.

Batuan induk pada sumur Agha-1 belum mencapai kematangan, batuan induk pada sumur Rabung-1 juga belum matang, sedangkan batuan induk Formasi Kelesa pada sumur Talau-1 telah mencapai kematangan awal di kedalaman 1833 m pada 1,43 jtl dan puncak matang di kedalaman 1896 m pada 0,45 jtl, dan pada Formasi Lakat telah matang awal di kedalaman 1747 m pada 0,94 jtl.

ACUAN

- Einsele, G., 1992. *Sedimentary Basin*. Springer-Verlag: New York.
- Eubank, R. T. and Makki, A. C., 1981. *Structural Geology of the Central Sumatera Back-arc Basin*. IPA.
- Hakim, Rachman, A., Muslim and Makmur, M., 2015. Hubungan Ukuran Butir Sedimen dengan Kandungan Total Organic Carbon pada Sedimen Perairan Pulau Tikus, Bengkulu. *Jurnal Oseanografi*, 4(3), 585 – 589.
- Heidrick, T. and Turlington, B., 1994. Structural and Tectonic Synthesis: Eastern Care area A Central Sumatera Basin, Indonesia. PT Chevron Pacific Indonesia. Jakarta: Pertamina BPPKA.
- Hermiyanto, H., 2017. Hubungan Kelompok Maseral Liptinit dan Vitritinit dengan Tipe Kerogen Batuan Sumber Hidrokarbon pada Serpih Formasi Kelesa Bagian Atas, Kuburan Panjang, Riau. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 18, 1.
- Heryanto, R., 2006. Perbandingan karakteristik lingkungan pengendapan, batuan sumber, dan diagenesis Formasi Lakat di lereng timur laut dengan Formasi Talangakar di tenggara Pegunungan Tigapuluh, Jambi. *Jurnal Geologi Indonesia*, 1(4), 173-184
- Heryanto, R., dan Hermiyanto, M. H., 2006. Potensi Batuan Sumber (Source Rock) Hidrokarbon Di Pegunungan Tigapuluh, Sumatera Tengah. *Jurnal Geologi Indonesia*, Badan Geologi, 1(1)
- Hunt, J. M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company: New York.
- McKenzie, D., and Jarvis, G., 1980. The conversion of heat into mechanical work by mantle convection. *Journal of Geophysical Research. Solid Earth*, 85, 6093-6096.
- Mertosono, S., and Nayoan, G. A. S., 1974. The Tertiary Basinal Area of Central Sumatera, *Proceedings Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention*, Jakarta.
- Peters, K. E., and Cassa, M. R., 1994. Applied Source Rock Geochemistry. Dalam L. B. barker, and W. G. Dow, eds., *The Petroleum system From source to trap, AAPG Memoir 60*, Tulsa, Oklahoma, p.93-117.
- Suwarna, N., Budhitrisna, T., and Santosa, S., 1987. *Laporan geologi Lembar Rengat, Sumatra*. Open File Report, Geological Research and Development Centre.
- Suwarna, N., Budhitrisna, T., Santosa, S., dan Andi Mangga, S., 1994. *Peta Geologi Lembar Rengat, Sumatera Skala 1:250.000*. Bandung: Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Sweeney, J. J., and Burnham, A. K., 1990. Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics. *AAPG Bulletin*, 74.
- Waples, D. W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Boston: International Human Resources Development Corporation.
- Wibowo, R. A., 1995. *Pemodelan Termal Sub-Cekungan Aman Utara Sumatra Tengah*. Bidang Studi Ilmu Kebumihan – Program Pasca Sarjana Institut Teknologi Bandung.
- Wygrala, B. P., 1989. Integrated study of an oil field in the Southern Po Basin Northern Italy. *Ph.D. dissertation*, University of Cologne, Germany.