

KARAKTERISTIK GEOKIMIA BATUAN INDUK DAN SEJARAH PEMENDAMAN PADA SUMUR CAS-1, CAS-2, DAN CAS-3, CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Cintia Amalia Syaadah^{1*}, Jana Maulana Supriatna², Dodi Wirasatia²,

Nisa Nurul Ilmi¹, Edy Sunardi¹

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung,

²KST Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi: cintiasyaadah@gmail.com

ABSTRAK

Daerah penelitian terletak di Cekungan Jawa Timur Utara. Penelitian ini dilakukan pada sumur CAS-1, CAS-2, dan CAS-3 untuk mengetahui karakteristik geokimia batuan induk, lingkungan pengendapan, dan sejarah pemendaman daerah penelitian. Batuan induk efektif terdapat pada endapan *Late Eocene* sumur CAS-1 dengan kandungan material organik buruk - baik, kerogen tipe III, dengan tingkat kematangan puncak matang - akhir matang yang terendapkan pada lingkungan transisi dengan kondisi anoksik-suboksik. Berdasarkan hasil pemodelan 1D sejarah pemendaman, batuan induk pada sumur CAS-1 memasuki fase awal kematangan pada Oligosen Akhir (27,9 Ma). Batuan induk pada sumur CAS-2 memasuki fase awal kematangan pada Eosen Akhir (37 Ma). Batuan Induk pada sumur CAS-3 memasuki fase awal kematangan pada Oligosen Akhir (25 Ma). Berdasarkan korelasi penampang antara sumur CAS-1, CAS-2, dan CAS-3 menunjukkan bahwa formasi yang dapat menjadi batuan induk adalah serpih dan batubara pada interval *Paleocene*, *Middle Eocene*, dan *Late Eocene*.

Kata Kunci: Geokimia, Batuan Induk, Lingkungan Pengendapan, Sejarah Pemendaman, Cekungan Jawa Timur Utara

ABSTRACT

The research area is located in the North East Java Basin. This research was conducted on CAS-1, CAS-2, and CAS-3 wells to determine the geochemical characteristics of the source rock, the depositional environment, and the burial history in the study area. The effective source rock is found in the Late Eocene deposit of CAS-1 well, which contains poor-good organic material, type III kerogen, with peak-late maturity stage, which was deposited in a transitional environment with anoxic-suboxic conditions. Based on the results of 1D burial history modeling, the source rock in the CAS-1 well entered early stage of maturity in the Late Oligocene (27.9 Ma). The source rock in the CAS-2 well entered early stage of maturity in the Late Eocene (37 Ma). The source rock in the CAS-3 well entered early stage of maturity in the Late Oligocene (25 Ma). Based on the cross-sectional correlation between wells CAS-1, CAS-2, and CAS-3, the formations that can be source rock are shale and coal in the Paleocene, Middle Eocene, and Late Eocene intervals.

Keywords: Geochemistry, Source Rock, Depositional Environment, Burial History, North East Java Basin

1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi merupakan salah satu sumber energi dengan penggunaan yang tinggi di Indonesia. Total konsumsi bahan bakar minyak di Indonesia pada tahun 2014 sebesar 396,21 juta barel dengan rata-rata kenaikan konsumsi BBM dari tahun 2000-2014 sebesar 5,78 ribu barel/tahun (Sa'adah, et al., 2017). Kebutuhan minyak dan gas bumi semakin bertambah seiring dengan berjalannya waktu, tetapi cadangan minyak dan gas bumi semakin berkurang. Berdasarkan Rencana Strategis Kementerian ESDM Tahun 2015-2019, cadangan minyak bumi Indonesia berjumlah sekitar 3,6 miliar barel dan diperkirakan akan habis dalam waktu 13 tahun (Sa'adah, et al., 2017). Salah satu upaya yang dilakukan oleh pemerintah dalam menjaga umur cadangan minyak dan gas bumi adalah dengan meningkatkan kegiatan eksplorasi.

Dalam rangka mengoptimalkan eksplorasi hidrokarbon, maka diperlukan studi terhadap batuan induk sebagai sumber hidrokarbon. Salah satu metode yang dapat digunakan untuk studi batuan induk adalah dengan pendekatan geokimia. Analisis geokimia pada batuan induk dapat digunakan untuk memprediksi komposisi hidrokarbon yang terperangkap dan meningkatkan keberhasilan eksplorasi. Dalam analisis geokimia, pemodelan sejarah pemendaman (*burial history*) dapat digunakan untuk mengetahui *timing* dan mekanisme generasi hidrokarbon (Pradono & Rakasiwi, 2019).

Cekungan Jawa Timur Utara (*North East Java Basin*) merupakan salah satu cekungan penghasil minyak dan gas bumi yang paling produktif di Indonesia yang terletak di bagian tenggara Paparan Sunda. Pada beberapa blok cekungan ini sudah dilakukan eksplorasi dan berproduksi sejak tahun 1887.

Cekungan Jawa Timur Utara masih sangat menarik untuk dieksplorasi. Cekungan ini memiliki sejarah geodinamik yang aktif. *Basement* dari Cekungan Jawa Timur Utara terbagi menjadi beberapa *horst* dan *graben* yang berarah timurlaut – baratdaya. *Basement* ini mengakomodasi pengendapan sedimen *synrift* dan *postrift* berumur Paleogen dan mengakomodasi perkembangan karbonat (Satyana & Purwaningsih, 2003).

Penelitian dilakukan pada sumur CAS-1, CAS-2, dan CAS-3 untuk mengetahui karakteristik, lingkungan pengendapan, dan sejarah pemendaman batuan induk daerah penelitian sebagai informasi untuk menentukan potensi batuan induk yang terdapat di Cekungan Jawa Timur Utara.

2. GEOLOGI REGIONAL

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan cekungan tersier belakang busur (*back-arc basin*) yang terletak di bagian tenggara Paparan Sunda. Cekungan Jawa Timur Utara berbatasan dengan Busur Karimunjawa di bagian barat, Tinggian Meratus di bagian utara, Tinggian Masalembu di bagian timur, dan Jalur Vulkanik Jawa di bagian selatan (Sribudiyani, et al., 2003).

Tektonik dan Struktur Geologi Cekungan Jawa Timur Utara

Perkembangan tektonik Cekungan Jawa Timur Utara tidak terlepas dari pergerakan Lempeng Samudera Indo-Australia ke arah utara, Lempeng Samudera Filipina dan Pasifik bergerak ke arah barat, serta Lempeng Eurasia yang relatif stabil. Secara regional, terdapat dua kecenderungan struktur dengan orientasi Timur Laut – Barat Daya dan Barat – Timur (Sribudiyani, et al., 2003). Struktur dengan orientasi Timur Laut – Barat Daya terdapat pada

bagian utara cekungan dan berubah menjadi Barat – Timur pada bagian selatan.

Cekungan Jawa Timur Utara dibagi menjadi tiga mandala struktur dari utara ke selatan (Satyana, 2005), meliputi:

- a. Paparan Utara (*Northern Platform*)
- b. Bagian Tengah (*Central High*)
- c. Bagian Selatan (*Southern Basin*)

Doust & Noble (2007) dan Koesoemadinata (2020), mengelompokkan stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara ke dalam urutan tektonostratigrafi sebagai berikut:

- a. Fase *Pre-Rift* (Kapur Akhir)

Basement merupakan unit yang mewakili fase ini, dimana batuan dasar pada Cekungan Jawa Timur Utara merupakan hasil tumbukan dari zona transisi Sundaland dengan mikrokontinen Gondwana pada Kapur Akhir. *Basement* terbagi menjadi beberapa *horst* dan *graben* yang berarah timurlaut – baratdaya.

- b. Fase *Early Syn-Rift* (Eosen Akhir – Oligosen Awal)

Fase ekstensional (*rifting*) menyebabkan terbentuknya *half graben*. Endapan yang mewakili fase ini adalah endapan Formasi *Lower Ngimbang* yang terdiri dari batupasir lakustrin/delta dan *mudstone* serta endapan Formasi *Upper Ngimbang* yang terdiri dari serpih laut dalam dengan perselingan batupasir.

- c. Fase *Late Syn-Rift* (Oligosen Akhir – Miosen Awal)

Pada Oligosen Akhir – Miosen Awal terjadi transgresi regional yang membanjiri cekungan. Endapan yang

mewakili fase ini adalah endapan karbonat Formasi Kujung dan Formasi Tuban.

- d. Fase *Early Post-Rift* (Miosen Awal – Miosen Akhir)

Pada awal Miosen Tengah terjadi inversi yang menyebabkan perubahan subduksi dari timurlaut – baratdaya pada Kapur Akhir menjadi barat – timur pada awal Neogen. Pada fase ini terendapkan serpih Formasi Tuban, batupasir Formasi Ngrayong, dan serpih Formasi Wonocolo.

- e. Fase *Late Post-Rift* (Miosen Akhir – Kuarter)

Pada Miosen Akhir (± 7 Ma) tektonik kompresi berkembang dan vulkanisme aktif secara luas sehingga berbagai sekuen berkembang termasuk endapan lempung laut, vulkaniklastik, endapan karbonat dan batupasir yang diendapkan pada berbagai lingkungan perairan dangkal hingga lebih dalam.

Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur Utara

Menurut Pringgoprawiro (1983) tatanan stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara yang paling tua adalah batuan dasar metasedimen dan batuan vulkanik berumur Kapur Akhir (Gambar 1.). Kemudian dilanjutkan dengan pengendapan Formasi Pra-Ngimbang (Eosen Awal) yang tersusun atas batupasir sisipan serpih, batulanau, dan batubara. Selanjutnya diendapkan secara tidak selaras Formasi Ngimbang pada Eosen Tengah – Oligosen Awal. Formasi Ngimbang bagian atas terdiri dari serpih dengan perselingan batugamping dan batupasir, sedangkan bagian bawah terdiri dari perselingan

batupasir, serpih, dan lanau dengan sisipan tipis batubara.

Formasi Kujung (Oligosen Awal – Miosen Awal) tersusun atas batugamping dan serpih karbonatan dengan sisipan tipis batupasir. Formasi Prupuh (Oligosen Akhir – Miosen Awal) tersusun atas batugamping dan batulanau. Formasi Tuban (Miosen Awal) tersusun atas batugamping terumbu, serpih karbonat, dan batupasir. Formasi Tawun (Miosen Awal – Miosen Tengah) tersusun atas perselingan antara batulempung dengan batupasir dan batugamping. Formasi Ngrayong (Miosen Awal – Miosen Tengah) tersusun atas batupasir dengan perselingan batulempung, lanau, serpih, dan batugamping. Formasi Bulu (Miosen Tengah) tersusun oleh batugamping dengan sisipan napal pasiran.

Formasi Wonocolo (Miosen Tengah – Miosen Akhir) tersusun atas serpih dan *fossiliferous limestone* dengan perselingan tipis batupasir. Formasi Ledok (Miosen Akhir-Pliosen Awal) tersusun atas batulempung karbonat dan unit batugamping terumbu. Formasi Mundu (Pliosen Awal - Pliosen Akhir) tersusun atas perselingan batugamping pasiran dan pasir napalan. Formasi Paciran (Pliosen Awal-Pliosen Akhir) tersusun atas batugamping terumbu pada unit atas dan batupasir pada unit bawah. Formasi Lidah (Pliosen-Plistosen) tersusun oleh batulempung dan batupasir.

Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara

Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara terdiri atas Batuan Induk

(*Source Rock*) yang berasal dari serpih dan batubara Formasi Ngimbang dan Formasi Kujung; Batuan yang berpotensi sebagai *Reservoir* merupakan batupasir dan batugamping Formasi Ngimbang, Formasi Kujung, Formasi Ngrayong, dan Formasi Paciran; Batuan Penutup (*Seal*) yang merupakan serpih dan batuan karbonat Formasi Ngimbang, Formasi Kujung, Formasi Tuban, dan Formasi Lidah; Trap Cekungan Jawa Timur Utara diantaranya adalah *carbonate build-up* dan struktur kompresional/inversi (Pertamina, 1996).

3. METODE PENELITIAN

Karakteristik material organik batuan induk ditentukan berdasarkan analisis – analisis parameter (Peters & Cassa, 1994), sebagai berikut:

- a. Analisis kuantitas menggunakan data TOC (*Total Organic Carbon*) dan S₂ (*Pyrolisable Hydrocarbon*)
- b. Analisis kualitas menggunakan data HI (*Hydrogen Index*)
- c. Analisis kematangan menggunakan data Ro (*Vitrinite Reflectance*) dan T_{maks}
- d. Analisis lingkungan pengendapan menggunakan data biomarker hasil analisis *gas chromatography* (GC) dan *gas chromatography-mass spectrometry* (GC-MS).

Analisis sejarah pemendaman dilakukan menggunakan *software* pemodelan Genesis dengan mengolah data temperatur, litologi, umur, dan kematangan.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Karakteristik Batuan Induk

Karakteristik geokimia batuan induk pada daerah penelitian ditentukan

berdasarkan tiga parameter yaitu proporsi material organik (kuantitas), jenis material organik/kerogen (kualitas), dan tingkat kematangan.

a. Sumur CAS-1

Kuantitas Material Organik

Sampel batuan pada sumur CAS-1 memiliki nilai TOC bekisar antara 0,04 - 1,14 wt% (buruk-baik) dan S2 bekisar antara 0,02-2,5 (buruk-cukup). Berdasarkan hasil *crossplot* TOC terhadap S2 (Gambar 2.), maka dapat diketahui pada sumur CAS-1 endapan *Late Miocene*, *Late Oligocene*, *Late Eocene*, dan *Middle Eocene* memiliki kapasitas buruk atau berpotensi kecil menghasilkan hidrokarbon sebagai batuan induk. Sedangkan, endapan *Middle Miocene* memiliki kapasitas buruk-cukup sebagai batuan induk.

Kualitas Material Organik

Sampel batuan pada sumur CAS-1 memiliki nilai HI bekisar antara 13-284 mg HC/g TOC. Hasil *crossplot* HI vs Tmaks (Gambar 2.), menunjukkan bahwa endapan *Late Miocene* dan *Middle Miocene* didominasi oleh kerogen tipe III dan beberapa kerogen tipe II/III. Endapan *Late Oligocene*, *Late Eocene*, dan *Middle Eocene* didominasi oleh kerogen tipe III. Berdasarkan Peters dan Cassa (1994), kerogen tipe II/III cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa campuran minyak dan gas. Sedangkan, kerogen tipe III cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas.

Kematangan Material Organik

Sampel batuan pada sumur CAS-1 memiliki nilai %Ro bekisar antara 0,3-1,19 (belum matang-akhir matang). Nilai Ro cenderung meningkat seiring bertambahnya kedalaman. Hasil

crossplot Ro terhadap kedalaman (Gambar 2.), menunjukkan bahwa pada sumur CAS-1 endapan *Late Miocene* dan *Middle Miocene* memiliki tingkat kematangan belum matang. Endapan *Late Oligocene* memiliki tingkat kematangan belum matang-puncak matang. Endapan *Late Eocene* memiliki tingkat kematangan puncak matang-akhir matang. Endapan *Middle Eocene* memiliki tingkat kematangan akhir matang. Material organik mulai mencapai kematangan (*oil window*) pada kedalaman ± 7000 ft. Pada sumur CAS-1 tidak terdapat *gas window* karena material organik belum mencapai batas kematangan gas. Berdasarkan analisis kuantitas dan kematangan, maka endapan *Late Eocene* merupakan batuan induk efektif atau batuan induk yang telah menghasilkan dan mengeluarkan hidrokarbon.

b. Sumur CAS-2

Kuantitas Material Organik

Sampel batuan pada sumur CAS-2 memiliki nilai TOC bekisar antara 0,19-1,11 wt% (buruk-baik) dan S2 bekisar antara 0,69-3,29 (buruk-cukup). Berdasarkan hasil *crossplot* TOC terhadap S2 (Gambar 3.), maka dapat diketahui pada sumur CAS-2 endapan *Early Pliocene* memiliki kapasitas buruk-cukup sebagai batuan induk. Endapan *Late Miocene*, *Middle Miocene*, dan *Late Oligocene* memiliki kapasitas buruk atau berpotensi kecil menghasilkan hidrokarbon sebagai batuan induk.

Kualitas Material Organik

Sampel batuan pada sumur CAS-2 memiliki nilai HI bekisar antara 92-299 mg HC/g TOC. Hasil *crossplot* HI vs Tmaks (Gambar 3.), menunjukkan

bahwa endapan *Early Pliocene* didominasi oleh kerogen tipe II/III dan beberapa kerogen tipe III. Endapan *Late Miocene*, *Middle Miocene*, dan *Late Oligocene* pada sumur CAS-2 didominasi oleh kerogen tipe III. Berdasarkan Peters dan Cassa (1994), kerogen tipe II/III cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa campuran minyak dan gas. Sedangkan, kerogen tipe III cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas.

Kematangan Material Organik

Sumur CAS-2 tidak memiliki data R_o , sehingga analisis kematangan menggunakan data T_{maks} . Berdasarkan *crossplot* antara T_{maks} terhadap kedalaman (Gambar 3.), diketahui bahwa endapan *Early Pliocene*, *Late Miocene*, *Middle Miocene*, dan *Late Oligocene* pada sumur CAS-2 memiliki nilai T_{maks} bekisar antara 421 - 430°C yang memiliki tingkat kematangan belum matang. Pada sumur CAS-2 tidak terdapat *oil* dan *gas window* karena material organik belum mencapai batas kematangan minyak dan gas.

c. Sumur CAS-3

Kuantitas Material Organik

Sampel batuan pada sumur CAS-3 memiliki nilai TOC bekisar antara 0,2-3,53 wt% (buruk-sangat baik) dan S_2 bekisar antara 0,11-8,68 (buruk-baik). Berdasarkan hasil *crossplot* TOC terhadap S_2 (Gambar 4.), maka dapat diketahui pada sumur CAS-3 endapan *Early Pliocene* memiliki kapasitas buruk-baik sebagai batuan induk. Endapan *Late Miocene* dan *Late Eocene* memiliki kapasitas buruk-cukup sebagai batuan induk. Endapan *Middle Miocene*, *Late Oligocene*, dan *Paleocene* memiliki kapasitas buruk

atau berpotensi kecil untuk menghasilkan hidrokarbon sebagai batuan induk.

Kualitas Material Organik

Sampel batuan pada sumur CAS-3 memiliki nilai HI bekisar antara 33-388 mg HC/g TOC. Hasil *crossplot* HI vs T_{maks} (Gambar 4.), menunjukkan bahwa endapan *Early Pliocene*, *Late Miocene*, *Middle Miocene*, dan *Late Eocene* didominasi oleh kerogen tipe III dan sebagian merupakan kerogen tipe II/III. Endapan *Late Oligocene* didominasi oleh kerogen tipe II/III serta beberapa kerogen tipe II dan kerogen tipe III. Endapan *Paleocene* pada sumur CAS-3 didominasi oleh kerogen tipe III. Berdasarkan Peters dan Cassa (1994), kerogen tipe II cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa minyak. Kerogen tipe II/III cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa campuran minyak dan gas. Sedangkan, kerogen tipe III cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas.

Kematangan Material Organik

Sampel batuan pada sumur CAS-3 memiliki nilai $\%R_o$ bekisar antara 0,32-0,82 (belum matang-puncak matang). Hasil *crossplot* R_o terhadap kedalaman (Gambar 4.), menunjukkan bahwa pada sumur CAS-3 endapan *Early Pliocene*, *Late Miocene*, *Middle Miocene*, *Late Oligocene*, *Late Eocene*, dan *Middle Eocene* memiliki tingkat kematangan belum matang. Endapan *Paleocene* memiliki tingkat kematangan belum matang-puncak matang. Material organik mulai mencapai kematangan (*oil window*) pada kedalaman ± 10700 ft. Pada sumur CAS-3 tidak terdapat *gas window* karena material organik belum mencapai batas kematangan gas. Berdasarkan analisis kematangan

tersebut, maka dapat diketahui endapan *Paleocene* merupakan batuan induk potensial yang dapat menggenerasikan hidrokarbon seiring meningkatnya kematangan.

4.2 Lingkungan Pengendapan

a. Sumur CAS-1

Berdasarkan hasil analisis biomarker (Gambar 5.), dapat disimpulkan bahwa pada sumur CAS-1 material organik endapan *Late Oligocene* berasal dari campuran alga dan tumbuhan tingkat tinggi yang diendapkan pada lingkungan transisi - *marine* dengan kondisi anoksik-suboksik. Endapan *Late Eocene* berasal dari campuran alga dan tumbuhan tingkat tinggi yang diendapkan pada lingkungan transisi dengan kondisi anoksik-suboksik.

b. Sumur CAS-2

Berdasarkan hasil analisis biomarker (Gambar 6.), dapat disimpulkan bahwa pada sumur CAS-2 material organik endapan *Late Miocene* dan *Middle Miocene* berasal dari alga yang diendapkan pada lingkungan *marine/lacustrine* dengan kondisi anoksik. Material organik endapan *Late Oligocene* berasal dari alga yang diendapkan pada lingkungan transisi-*marine* dengan kondisi anoksik-suboksik.

4.3 Sejarah Pemendaman

a. Sumur CAS-1

Berdasarkan analisis sejarah pemendaman (Gambar 7.), dapat diketahui bahwa pengendapan dimulai pada kala Paleosen (55,8 Ma). Kecepatan pengendapan pada Paleosen

– Eosen Tengah berlangsung cenderung lambat dengan ketebalan sedimen yang cukup tipis. Pengendapan pada Eosen Akhir – Oligosen Akhir berlangsung cenderung cepat dengan ketebalan sedimen yang cukup tebal. Pengendapan pada Miosen Awal – Miosen Akhir kembali berlangsung cenderung lambat dengan ketebalan sedimen yang cukup tipis. Pengendapan pada Pliosen Awal berlangsung cenderung cepat dengan ketebalan sedimen yang tebal. Pengendapan pada Pliosen Akhir hingga saat ini cenderung melambat kembali dengan ketebalan sedimen yang sangat tipis.

Hidrokarbon pada sumur CAS-1 memasuki fase awal kematangan (*oil window*) pada Oligosen Akhir (27,9 Ma) dan *gas window* pada Pliosen Akhir (2,7 Ma). Dapat disimpulkan pada waktu sekarang (resen) sumur CAS-1 mulai memasuki fase awal matang pada kedalaman ± 6850 ft yang terdapat pada endapan *Late Oligocene*. Fase puncak matang dimulai pada kedalaman ± 7200 ft yang terdapat pada endapan *Late Oligocene*. Fase akhir matang dimulai pada kedalaman ± 8800 ft yang terdapat pada endapan *Late Oligocene*. *Gas window* dimulai pada kedalaman ± 12070 ft yang terdapat pada endapan *Paleocene*.

b. Sumur CAS-2

Berdasarkan analisis sejarah pemendaman (Gambar 7.), dapat diketahui bahwa pengendapan dimulai pada kala Paleosen (55,8 Ma). Kecepatan pengendapan pada Paleosen – Eosen Tengah berlangsung cenderung lambat dengan ketebalan sedimen yang cukup tebal. Pengendapan pada Eosen Akhir – Oligosen Akhir berlangsung cenderung cepat dengan ketebalan

sedimen yang cukup tebal. Pengendapan pada Miosen Awal hingga saat ini berlangsung cenderung lambat dengan ketebalan sedimen yang tipis.

Hidrokarbon pada sumur CAS-2 mulai memasuki awal kematangan (*oil window*) pada Eosen Akhir (37 Ma). Dapat disimpulkan pada waktu sekarang (resen) sumur CAS-2 mulai memasuki fase awal matang pada kedalaman ± 13300 ft yang terdapat pada endapan *Middle Eocene*. Fase puncak matang dimulai pada kedalaman ± 13800 ft yang terdapat pada endapan *Middle Eocene*. Fase akhir matang dimulai pada kedalaman ± 15600 ft yang terdapat endapan *Paleocene*.

c. Sumur CAS-3

Berdasarkan analisis sejarah pemendaman (Gambar 7.), dapat diketahui bahwa pengendapan dimulai pada kala Paleosen (55,8 Ma). Kecepatan pengendapan pada Paleosen berlangsung cenderung cepat dengan ketebalan sedimen yang tebal. Pengendapan pada Eosen Awal – Miosen Akhir berlangsung cenderung lambat dengan ketebalan sedimen yang cukup tipis. Pengendapan pada Pliosen Awal hingga saat ini berlangsung cenderung cepat dengan ketebalan sedimen yang cukup tebal.

Hidrokarbon pada sumur CAS-3 mulai memasuki awal kematangan (*oil window*) pada Oligosen Akhir (25 Ma). Dapat disimpulkan pada waktu sekarang (resen), sumur CAS-3 mulai memasuki awal kematangan pada kedalaman ± 10500 ft yang terdapat pada endapan *Paleocene*. Fase puncak matang dimulai pada kedalaman $\pm$

10880 ft yang terdapat pada endapan *Paleocene*.

4.4 Implikasi Hasil Evaluasi Batuan Induk Terhadap *Petroleum System*

Hasil evaluasi batuan induk, pemodelan sejarah pemendaman, dan korelasi penampang sumur CAS-1, CAS-2, dan CAS-3 (Gambar 8.) menunjukkan bahwa formasi yang dapat menjadi batuan induk adalah serpih dan batubara pada interval *Paleocene*, *Middle Eocene*, dan *Late Eocene*. Formasi yang dapat menjadi reservoir adalah batupasir dan batugamping pada interval *Middle Eocene*, *Late Eocene*, dan *Late Oligocene*. Sedangkan, formasi yang dapat menjadi seal adalah batulempung pada interval *Late Eocene*, *Late Oligocene*, dan *Middle Miocene*. Daerah dalam yang merupakan indikasi *oil kitchen* berada di bagian barat sumur CAS-2 dan CAS-3. Pada sumur CAS-3 ditemukan *oil show* pada kedalaman 8214-8230 ft (*Late Eocene-Middle Eocene*) yang diindikasikan bermigrasi dari formasi di bawahnya yaitu *Paleocene*.

5. KESIMPULAN

Dari analisis yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan beberapa hal sebagai berikut:

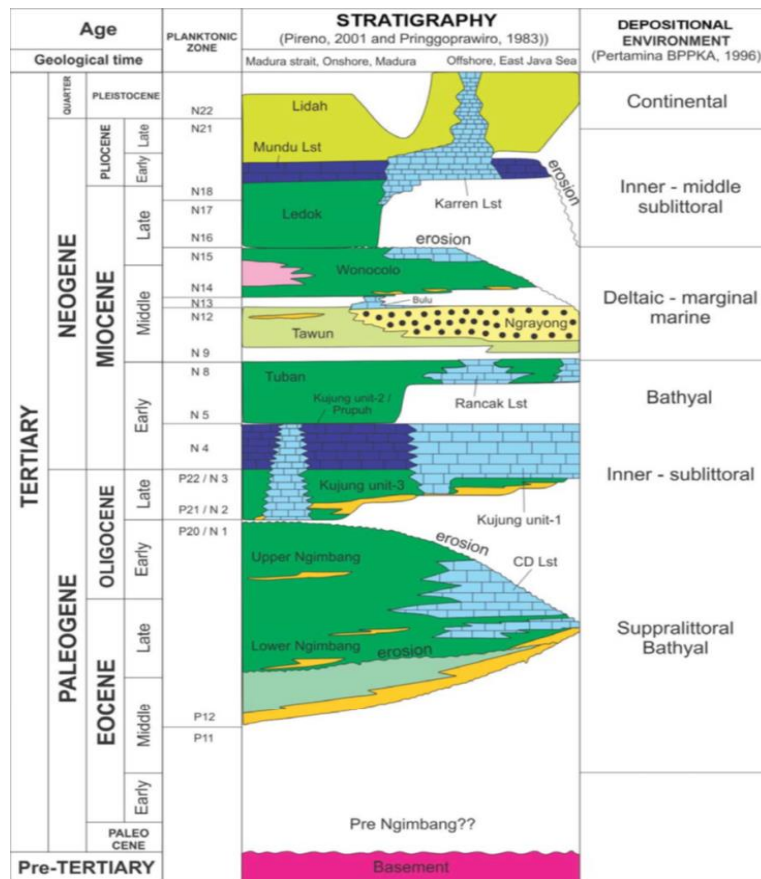
1. Kuantitas, kualitas, dan kematangan material organik pada daerah penelitian adalah pada sumur CAS-1 memiliki kandungan material organik buruk - baik, kerogen tipe III dan tipe II/III dengan tingkat kematangan belum matang – akhir matang. Pada sumur CAS-2 memiliki kandungan material organik buruk – baik, kerogen tipe

- III dan tipe II/III dengan tingkat kematangan belum matang. Pada sumur CAS-3 memiliki kandungan material organik buruk-sangat baik, kerogen tipe III, tipe II/III, dan tipe II dengan tingkat kematangan belum matang – puncak matang.
2. Batuan induk efektif terdapat pada endapan *Late Eocene* sumur CAS-1 yang memiliki kandungan material organik buruk - baik, kerogen tipe III, dan tingkat kematangan puncak matang - akhir matang. Sedangkan, pada sumur CAS-2 dan CAS-3 tidak terdapat batuan induk efektif karena sampel batuan induk masih belum mencapai kematangan termal, sehingga batuan induk pada kedua sumur diklasifikasikan sebagai batuan induk potensial.
 3. Berdasarkan analisis biomarker, material organik endapan *Late Miocene* dan *Middle Miocene* berasal dari alga yang diendapkan pada lingkungan *marine/lacustrine* dengan kondisi anoksik. Endapan *Late Oligocene* berasal dari campuran alga dan tumbuhan tingkat tinggi yang diendapkan pada lingkungan transisi - *marine* dengan kondisi anoksik - suboksik. Endapan *Late Eocene* berasal dari campuran alga dan tumbuhan tingkat tinggi yang diendapkan pada lingkungan transisi dengan kondisi anoksik - suboksik.
 4. Berdasarkan hasil pemodelan 1D sejarah pemendaman, batuan induk sumur CAS-1 memasuki fase awal kematangan pada Oligosen Akhir (27,9 Ma). *Top oil window* terdapat pada kedalaman ± 6850 ft dan *gas window* pada kedalaman ± 12070 ft. Pada sumur CAS-2 batuan induk memasuki fase awal kematangan pada Eosen Akhir (37 Ma). *Top oil window* terdapat pada kedalaman ± 13300 ft. Pada sumur CAS-3 batuan induk memasuki fase awal kematangan pada Oligosen Akhir (25 Ma). *Top oil window* terdapat pada kedalaman ± 10500 ft.
 5. Berdasarkan hasil evaluasi batuan induk, pemodelan sejarah pemendaman, dan korelasi penampang antara sumur CAS-1, CAS-2, dan CAS-3 menunjukkan bahwa formasi yang dapat menjadi batuan induk adalah serpih dan batubara pada interval *Paleocene*, *Middle Eocene*, dan *Late Eocene*. Formasi yang dapat menjadi *reservoir* adalah batupasir dan batugamping pada interval *Middle Eocene*, *Late Eocene*, dan *Late Oligocene*. Sedangkan, formasi yang dapat menjadi *seal* adalah batulempung pada interval *Late Eocene*, *Late Oligocene*, dan *Middle Miocene*.

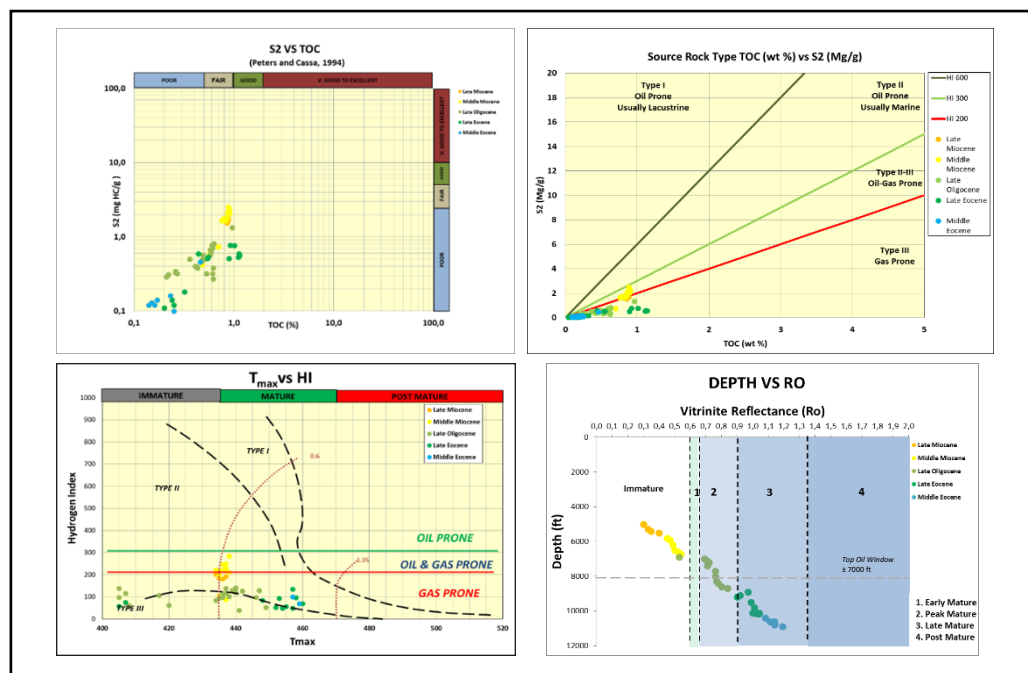
DAFTAR PUSTAKA

- Doust, H., & Noble, R. A. (2007). Petroleum Systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 25, 103-129.
- Hunt, J. M. (1996). *Petroleum Geochemistry and Geology*. New York: W.H. Freeman & Company.
- Pertamina, B. (1996). *Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods and Application*. Indonesia: Pertamina-BPPKA.
- Peters, K. E., & Moldowan, J. M. (1993). *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. New Jersey: Prentice Hall.

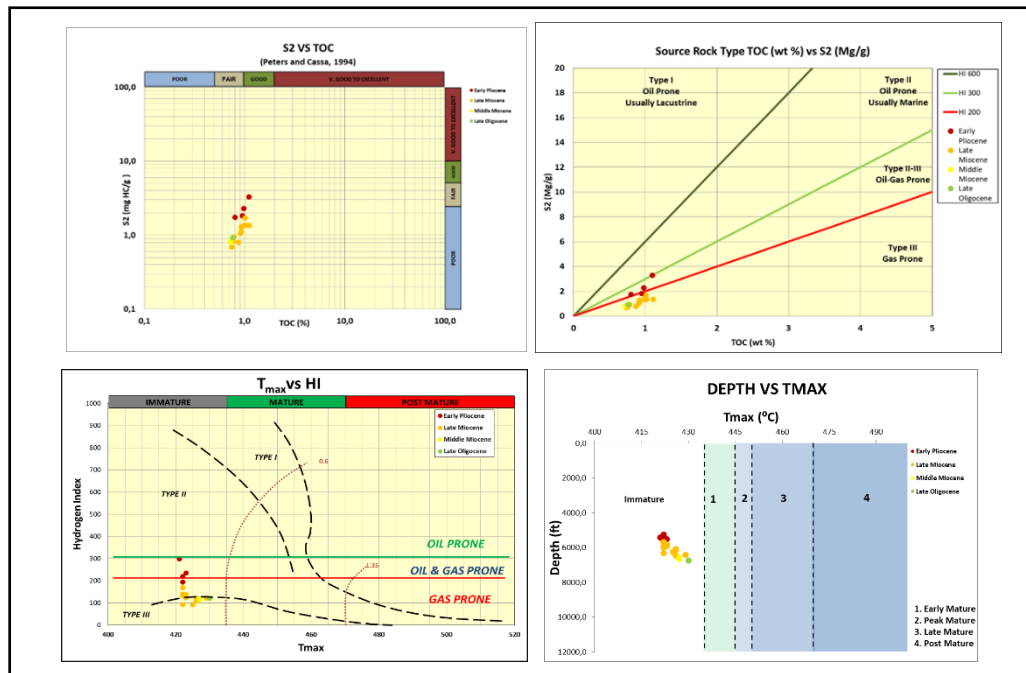
- Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). *The Biomarker Guide Second Edition: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History*. Cambridge University Press.
- Peters, K., & Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. *The Petroleum System from Source to Trap: AAPG Memoir* 60, 93-117.
- Pradono, A., & Rakasiwi, D. (2019). Burial History, Thermal Maturation, and Source Rock Evaluation of Ngimbang Formation in East Java Basin . *Journal of Physics: Conference Series*, 1-6.
- Pringgoprawiro, H. (1983). *Biostratigrafi dan Paleogeogerafi Cekungan Jawa Timur Utara: Suatu Pendekatan Baru*. Disertasi Doktor, ITB: Tidak Diterbitkan.
- Sa'adah, A. F., Fauzi, A., & Juanda, B. (2017). Peramalan Penyediaan dan Konsumsi Bahan Bakar Minyak Indonesia dengan Model Sistem Dinamik. *Jurnal Ekonomi dan Pembangunan Indonesia*, 118-137.
- Satyana, A. H. (2005). Oligo-Miocene Carbonatae of Java Indonesia: Tectonic-Volcanic Setting and Petroleum Implications. *Proceedings Of Indonesia Petroleum Association 30th Annual Convention & Exhibition*.
- Satyana, A. H., & Purwaningsih, M. (2003). Geochemistry of the East Java Basin: New Observations on Oil Grouping, Genetic Gas Types and Trends of Hydrocarbon Habitats. *Proceedings Indonesian Petroleum Association 29th Annual Convention & Exhibition*, 1, 1-23.
- Sribudiyani, Muchsin, N., Ryacudu, R., Kunto, T., Astono, P., Prasetya, I., . . . Yulianto, I. (2003). The Collision of the East Java Microplate and Its Implication for Hydrocarbon Occurences in the East Java Basin. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association 29th Annual Convention & Exhibition*.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurence Second Revised and Enlarged Edition*. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Waples. (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Boston: D. Reidel Publishing Company.



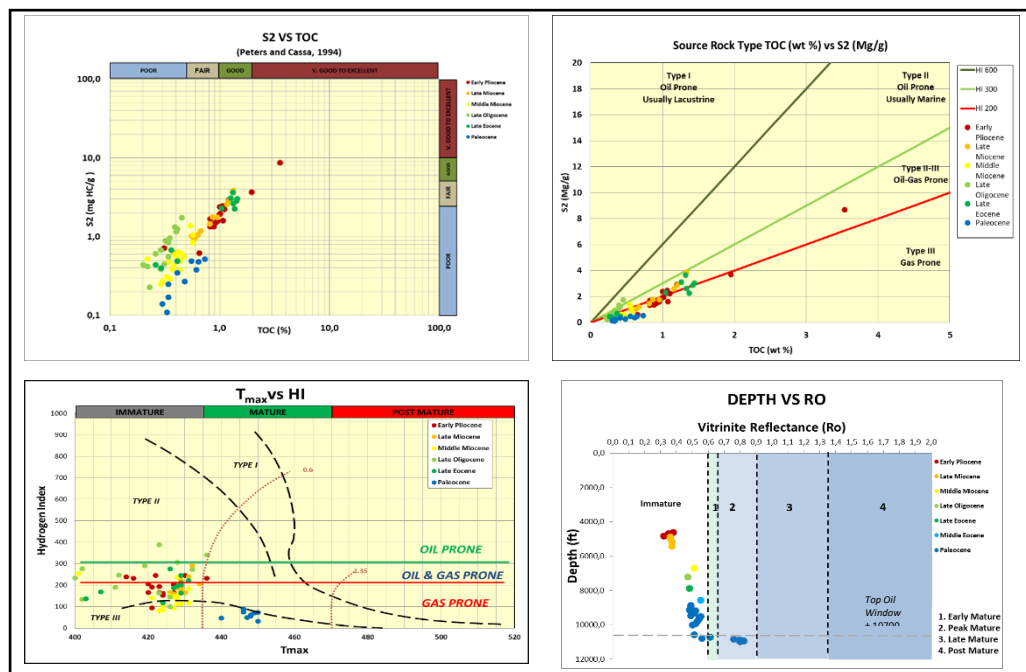
Gambar 1. Kolom stratigrafi regional Cekungan Jawa Timur Utara (modifikasi setelah Mudjiono & Pireno, 2001; Pringgoprawiro, 1983; dan Pertamina BPPKA, 1996)



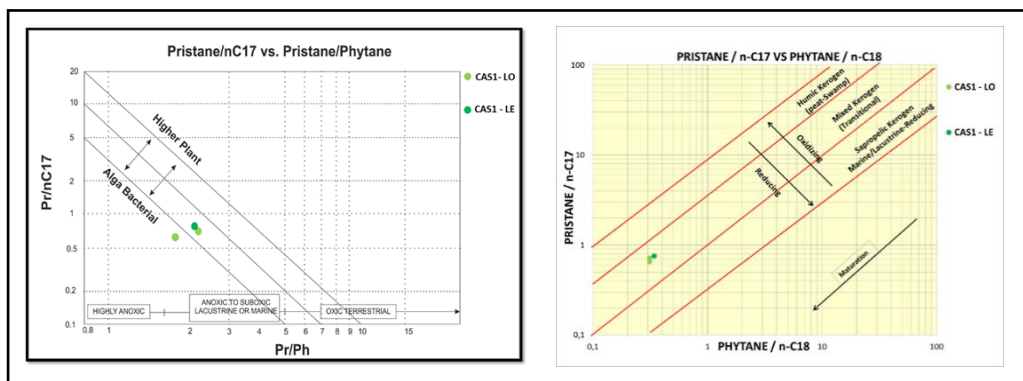
Gambar 2. Evaluasi Batuan Induk Sumur CAS-1 (Peters & Cassa, 1994)



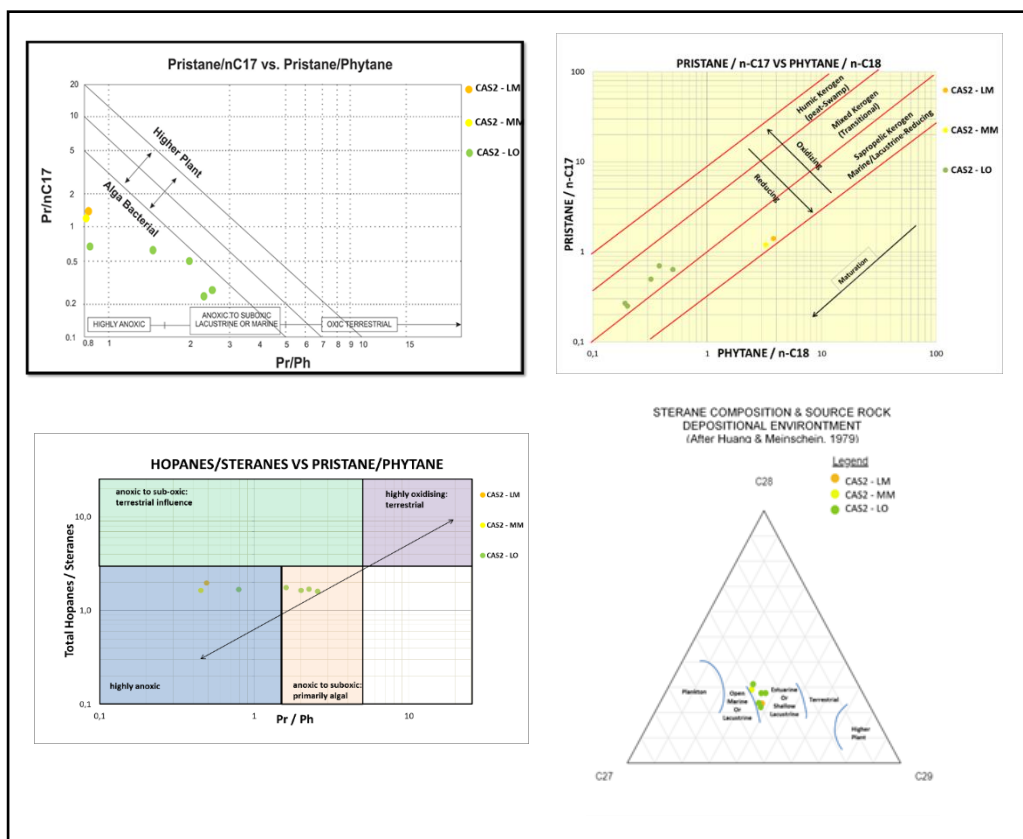
Gambar 3. Evaluasi Batuan Induk Sumur CAS-2 (Peters & Cassa, 1994)



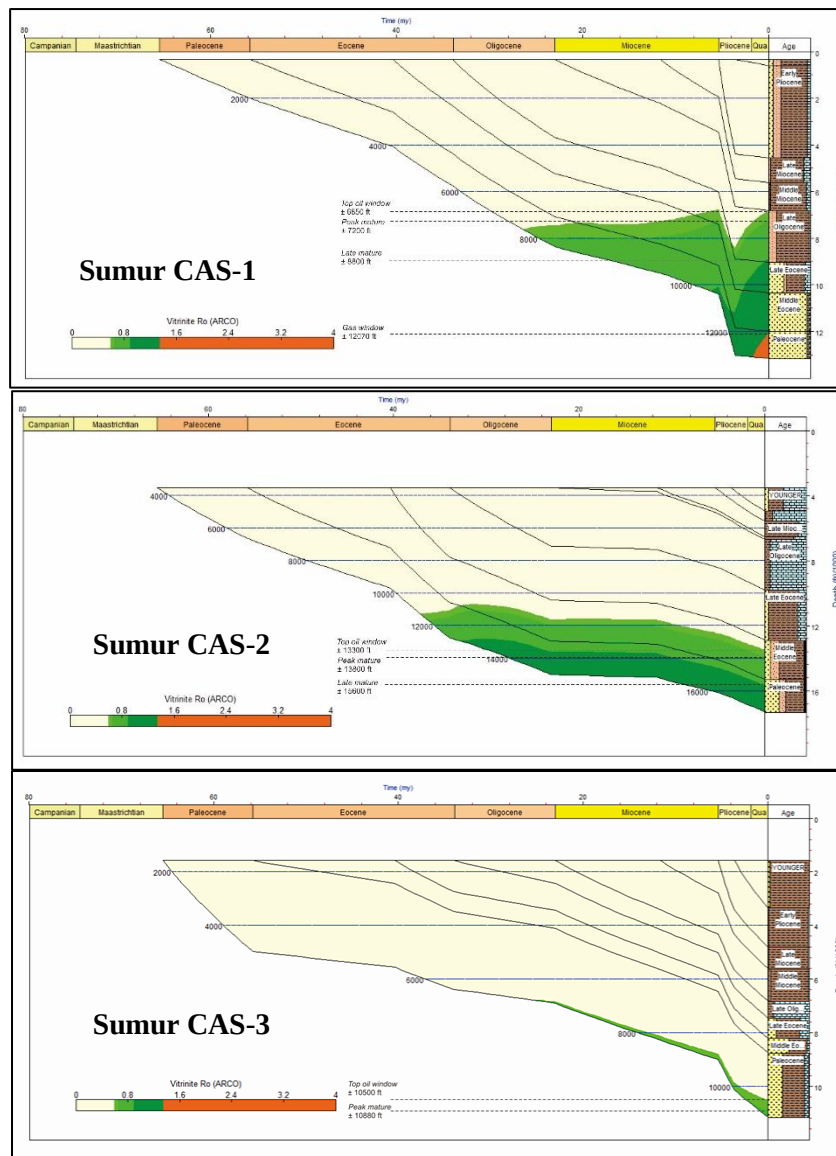
Gambar 4. Evaluasi Batuan Induk Sumur CAS-3 (Peters & Cassa, 1994)



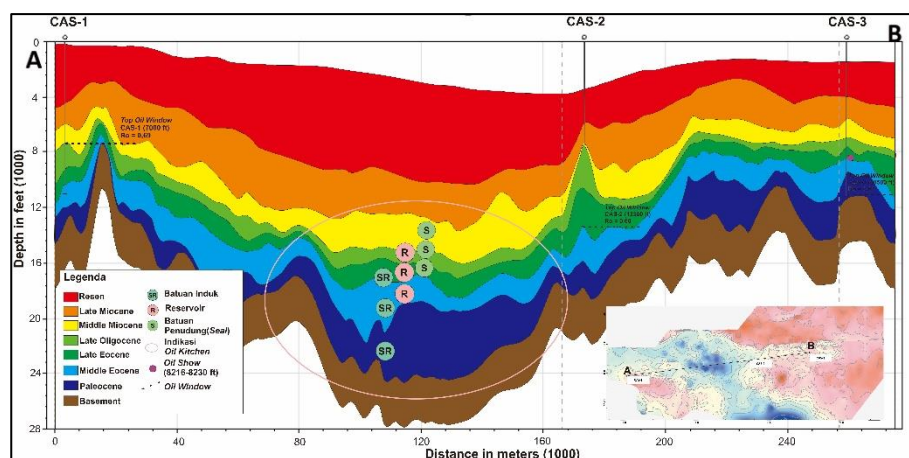
Gambar 5. Analisis Biomarker Sumur CAS-1



Gambar 6. Analisis Biomarker Sumur CAS-2



Gambar 7. Sejarah Pemendaman Sumur CAS-1, CAS-2, dan CAS-3



Gambar 8. Korelasi Penampang Sumur CAS-1, CAS-2, dan CAS-3