

**GEOKIMIA BATUAN INDUK DAN PEMODELAN SEJARAH PEMENDAMAN 1-D
PADA SUMUR KPA-1, KPA-2, DAN KPA-3 CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA****Kevin Arya Putra*¹, Jana Maulana Supriatna², Dodi Wirasatia²,
Nisa Nurul Ilmi¹, Edy Sunardi¹**¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung,²KST Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi: kevin.aryaputra354@gmail.com

ABSTRAK

Penelitian berlokasi di perairan Cekungan Jawa Timur Utara pada Sumur KPA-1, KPA-2, dan KPA-3. Penelitian ini dilaksanakan dengan tujuan untuk mengetahui karakteristik geokimia batuan induk seperti kualitas, kuantitas, kematangan, dan lingkungan pengendapan batuan induk, serta sejarah pemendaman daerah penelitian yang divisualisasikan dalam model satu dimensi. Sumur KPA-1 mempunyai batuan induk potensial pada interval *Late Miocene* dan *Pliocene* yang terendapkan di lingkungan *terrestrial*. Sumur KPA-2 mempunyai batuan induk potensial pada interval *Middle Eocene* dan *Late Eocene* yang terendapkan di lingkungan *marine – terrestrial*. Lalu Sumur KPA-3 mempunyai batuan induk potensial pada interval *Paleocene* yang terendapkan di lingkungan *terrestrial* dan interval *Middle Eocene* yang terendapkan di lingkungan transisi. Berdasarkan pemodelan sejarah pemendaman 1-D, batuan induk Sumur KPA-1 dan KPA-3 masih belum matang. Sementara Sumur KPA-2 menunjukkan bahwa batuan induk di sumur ini mulai mencapai fase kematangan awal (*early mature*) pada interval *Middle Eocene* di kedalaman sekitar 6160 ft. Hasil evaluasi batuan induk berimplikasi pada *petroleum system* di daerah penelitian. Endapan yang dapat berpotensi menjadi batuan induk sekaligus *reservoir* adalah endapan *Middle Eocene*, *Late Eocene*, dan *Late Oligocene*. Sedangkan endapan yang dapat berpotensi menjadi batuan tudung atau *seal* adalah endapan *Late Oligocene* dan *Middle Miocene*.

Kata kunci: Cekungan Jawa Timur Utara, Geokimia, Batuan Induk, Lingkungan Pengendapan, Sejarah Pemendaman, *Petroleum System*.

ABSTRACT

The research area was located in the offshore of the North East Java Basin at KPA-1, KPA-2, and KPA-3 wells. This research was conducted with the aim of knowing the quality, quantity, maturity, and environment of the source rock, as well as the burial history of the research area that visualized in a one-dimensional model. The KPA-1 well has potential source rock in the *Late Miocene* and *Pliocene* interval deposited in *terrestrial* environment. The KPA-2 well has potential source rock in the *Middle Eocene* and *Late Eocene* interval deposited in *marine – terrestrial* environment. Then the KPA-3 well has potential source rocks in the *Paleocene* interval deposited in *terrestrial* environment and the *Middle Eocene* interval deposited in transitional environment. Based on the 1-D model of burial history, the source rock of KPA-1 and KPA-3 wells is still immature. Meanwhile, KPA-2 well shows that the source rock in this well began to reach an early maturity phase in the *Middle Eocene* interval about 6160 ft depth. The results of the source rock evaluation have implications for the *petroleum system* in the study area. Deposits that have the potential to become source rocks as well as *reservoirs* are *Middle Eocene*, *Late Eocene*, and *Late Oligocene* deposits. Meanwhile, deposits that have the potential to become seals are *Late Oligocene* and *Middle Miocene* deposits.

Keywords: Geochemistry, Jambi Sub-Basin, Source Rock, Depositional Environment, Burial History.

1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi menjadi sumber energi utama yang digunakan sebagai bahan bakar untuk waktu yang lama. Hingga kini, terutama di Indonesia, minyak dan gas masih menjadi sumber energi utama yang digunakan dalam berkegiatan sehari-hari. Menurut Laporan Kinerja Kementerian ESDM tahun 2021, kebutuhan akan minyak mentah, baik pemenuhan produksi domestik maupun pemenuhan produksi dengan impor minyak mentah, mencapai sebesar 279,07 Juta Barrel.

Salah satu elemen penting dalam menghasilkan minyak dan gas adalah batuan induk. Sementara itu, metode untuk membantu studi batuan induk adalah analisis geokimia. Analisis geokimia dilakukan dalam penelitian ini terhadap Sumur KPA-1, KPA-2, dan KPA-3 yang terletak di perairan Cekungan Jawa Timur Utara untuk mengetahui kuantitas, kualitas, kematangan, dan lingkungan pengendapan material organik pada batuan induk daerah penelitian. Selain itu, tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui sejarah pemendaman dan implikasi evaluasi batuan induk terhadap *petroleum system* di daerah penelitian.

2. GEOLOGI REGIONAL

2.1. Fisiografi

Cekungan Jawa Timur Utara adalah bagian dari salah satu Cekungan Tersier yang terletak di Indonesia bagian barat, tepatnya di bagian utara dari Jawa Timur dengan bentuk memanjang berarah barat – timur sepanjang 250 km. Pada sebelah barat, cekungan ini dibatasi oleh Busur Karimunjawa yang memisahkannya dengan Cekungan Jawa Barat Utara, sebelah timurnya dibatasi oleh Cekungan Lombok, sementara di sebelah utara dibatasi oleh Tinggian Paternoster dan sebelah selatan dibatasi oleh busur vulkanik.

Cekungan belakang busur (*Back-arc*) Tersier Jawa Timur Utara berkaitan dengan subduksi lempeng samudera dengan

lempeng benua. Subduksi ini mengakibatkan aktivitas vulkanik selama Tersier menghasilkan sedimen untuk pengisian hampir setengah Cekungan Jawa Timur bagian Selatan. (Mudjiono & Pireno, 2002).

2.2. Tektonik Regional

Menurut Bintarto et al. (2020) ada dua periode waktu yang telah menyebabkan relatif jalur magmatik atau pola tektonik pada Cekungan Jawa Timur, yaitu:

- Zaman Paleogen (Eosen – Oligosen)
Berorientasi timur laut – barat daya (searah dengan Pola Meratus). Pola ini menyebabkan terjadinya rejim tektonik regangan.
- Zaman Neogen (Miosen – Pliosen)
Berubah menjadi relatif barat – timur searah dengan memanjangnya Pulau Jawa. Merupakan rejim tektonik kompresi, menyebabkan Cekungan Jawa Timur Utara terangkat.

Selanjutnya berdasarkan (Doust & Noble, 2008) pada Cekungan Jawa Timur Utara terdapat empat tahap evolusi tektonostratigrafi, yaitu:

- Early Synrift* (Eosen Akhir hingga Oligosen Awal)
- Late Synrift* (Oligosen Akhir hingga Miosen Awal)
- Early Postrift* (Miosen Awal hingga Akhir)
- Late Postrift* (Miosen Akhir hingga Kuartar)

2.3. Stratigrafi Regional

Menurut Pringgoprawiro (1983), formasi-formasi pembentuk tatanan stratigrafi pada Cekungan Jawa Timur Utara dari tua ke muda, yaitu Formasi Ngimbang, Formasi Kujung, Formasi Prupuh, Formasi Tuban, Formasi Tawun, Formasi Ngrayong, Formasi Bulu, Formasi Wonocolo, Formasi Ledok, Formasi Mundu, Formasi Paciran, dan Formasi Lidah.

2.4. Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara

Menurut Pertamina BPPKA (1996) batuan induk yang tersebar luas di sebagian besar Cekungan Jawa Timur Utara adalah serpih yang kaya akan organik dan batubara. Endapan utama yang telah terbukti menjadi batuan induk di Cekungan Jawa Timur Utara adalah Endapan Eosen Formasi Ngimbang dan Endapan Oligosen Formasi Kujung.

Lalu endapan yang menjadi batuan *reservoir* utama adalah Endapan Eosen Batupasir Ngimbang, Endapan Oligosen Batupasir dan Batugamping Kujung, serta *Reef Buildup* Kujung berumur Miosen.

Perangkap utama yang berperan dalam *petroleum system* di cekungan ini adalah perangkap Eosen – Oligosen berupa *pinch out* dan stratigraphic on-lap, perangkap Eosen – Pliosen yang berasosiasi dengan *reef buildup* dan tinggian purba, dan perangkap Miosen berupa antiklin dan *antiform*.

Selanjutnya batuan tudung (*seal*) pada Cekungan Jawa Timur Utara diantaranya adalah *Seal* Eosen, *Seal* Oligosen, *Seal* Miosen, dan *Seal* Plio-Plistosen.

3. TINJAUAN PUSTAKA

Batuan Induk atau *source rock* merupakan batuan sedimen yang mengandung material-material organik yang mungkin atau telah mampu menghasilkan minyak bumi. Adanya bahan organik yang tidak larut (kerogen) merupakan syarat utama suatu batuan induk aktif atau potensial (Tissot & Welte, 1984).

Menurut Waples (1985), batuan induk diklasifikasikan menjadi sebagai berikut:

a. **Effective Source Rock**

Merupakan batuan sedimen yang telah menghasilkan hidrokarbon

b. **Possible Source Rock**

Merupakan batuan sedimen yang potensi sumbernya belum dievaluasi, namun mungkin telah menghasilkan hidrokarbon

c. **Potential Source Rock**

Merupakan batuan sedimen belum matang yang diketahui mampu menghasilkan hidrokarbon jika

tingkat kematangan termalnya lebih tinggi

Material organik pada batuan induk dinyatakan dalam *Total Organic Carbon* (TOC) dalam satuan persen dari batuan dalam keadaan kering. Material organik batuan induk dibagi menjadi dua, yaitu bitumen dan kerogen.

Penentuan lingkungan pengendapan dari material organik dapat menggunakan parameter biomarker. Peters et al. (2004) mendefinisikan biomarker sebagai senyawa organik kompleks yang tersusun atas elemen karbon, hidrogen, dan elemen lainnya yang umum ditemukan pada minyak, bitumen, batuan, dan sedimen yang menunjukkan sedikit atau bahkan tidak ada perubahan dalam struktur organik molekul dari asalnya. Adapun metode yang digunakan dalam analisis biomarker adalah analisis *Gas Chromatography* (GC) dan analisis *Gas Chromatography-Mass Spectrometry* (GC-MS).

4. METODE PENELITIAN

Pada penelitian ini untuk menentukan karakteristik material organik yang terkandung dalam batuan induk, dilakukan analisis sebagai berikut:

- Analisis kualitas menggunakan parameter *Total Organic Carbon* (TOC) vs S₂, dan T_{max} vs *Hydrogen Index* (HI)
- Analisis kuantitas menggunakan parameter S₂ vs *Total Organic Carbon* (TOC)
- Analisis kematangan menggunakan parameter Kedalaman (*Depth*) vs *Vitrinite Reflectance* (R_o) atau T_{max} vs Kedalaman (*Depth*)
- Analisis lingkungan pengendapan menggunakan analisis biomarker dengan data *Gas Chromatography* (GC) dan *Gas Chromatography-Mass Spectrometry* (GC-MS).
- Analisis sejarah pemendaman menggunakan software Genesis 5.7. dengan beberapa *input* data seperti data litologi, *vitrite reflectance*

(Ro), *temperature*, dan data geokimia lainnya

5. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Analisis Geokimia Batuan Induk

5.1.1. Sumur KPA-1

Analisis mengenai kualitas material organik yang dilakukan pada Sumur KPA-1 menggunakan perbandingan *Total Organic Carbon* (TOC) vs S₂, dan T_{max} vs *Hydrogen Index* (HI). Berdasarkan hasil analisis, didapatkan bahwa material organik interval *Late Miocene* dan *Pliocene* mengandung kerogen Tipe III dengan jenis hidrokarbon berupa *gas prone*.

Analisis mengenai kuantitas material organik yang dilakukan pada Sumur KPA-1 menggunakan perbandingan nilai *Rock Eval Pyrolysis* yaitu S₂ vs *Total Organic Carbon* (TOC). Berdasarkan hasil analisis, nilai TOC pada material organik pada interval *Late Miocene* bernilai 0,36 – 0,95 wt% (*Fair*) dan *Pliocene* bernilai 0,55 – 1,29 wt% (*Fair – Good*). Selanjutnya berdasarkan nilai S₂, material organik pada interval *Late Miocene* bernilai 0,37 – 1,13 (*Poor*) dan *Recent* bernilai 0,36 – 1,39 (*Poor*). Dapat disimpulkan bahwa material organik Sumur KPA-1 pada interval *Late Miocene* maupun *Pliocene* ketika tingkat kematangannya sudah matang, dapat berpotensi sebagai batuan induk atau dapat diklasifikasikan sebagai *potential source rock* (Waples, 1985).

Analisis kematangan material organik pada Sumur KPA-1 dilakukan dengan menggunakan perbandingan nilai *vitrit reflectance* dengan *depth* (kedalaman). Material organik Sumur KPA-1 pada interval *Late Miocene* dan *Pliocene* diklasifikasikan memiliki tingkat kematangan *immature* karena nilai %Ro tidak mencapai batas maksimum kematangan minyak dan gas (Peters & Cassa, 1994).

Penentuan lingkungan pengendapan pada sumur KPA-1 mengacu pada tipe kerogen yang terkandung pada batuan induk di interval *Late Miocene* dan *Pliocene*. Hasilnya dapat disimpulkan

bahwa batuan induk interval *Late Miocene* maupun *Pliocene* terendapkan pada lingkungan *terrestrial* karena mengandung kerogen Tipe III.

5.1.2. Sumur KPA-2

Analisis mengenai kualitas material organik yang dilakukan pada Sumur KPA-2 menggunakan perbandingan *Total Organic Carbon* (TOC) vs S₂ dan T_{max} vs *Hydrogen Index* (HI). Berdasarkan hasil analisis, didapatkan bahwa material organik pada interval *Middle Eocene* dominan mengandung kerogen Tipe III dengan jenis hidrokarbon berupa *gas prone* dan beberapa Tipe II/III dengan jenis hidrokarbon berupa *oil and gas prone*. Sementara material organik interval *Late Eocene* dominan mengandung kerogen Tipe III (*gas prone*) hingga Tipe II/III (*oil and gas prone*) dan beberapa Tipe II (*oil prone*).

Analisis mengenai kuantitas material organik yang dilakukan pada Sumur KPA-2 menggunakan perbandingan nilai *Rock Eval Pyrolysis* yaitu S₂ vs *Total Organic Carbon* (TOC). Berdasarkan hasil analisis, nilai TOC pada material organik pada interval *Middle Eocene* bernilai 0,26 – 0,78 wt% (*Poor – Fair*) dan *Late Eocene* bernilai 0,28 – 0,86 wt% (*Poor – Fair*). Selanjutnya berdasarkan nilai S₂, material organik pada interval *Middle Eocene* bernilai 0,25 – 1,66 (*Poor*) dan *Late Eocene* bernilai 0,40 – 2,05 (*Poor*). Dapat disimpulkan bahwa material organik Sumur KPA-2 pada interval *Middle Eocene* maupun *Late Eocene* ketika tingkat kematangannya sudah matang, dapat berpotensi sebagai batuan induk atau dapat diklasifikasikan sebagai *potential source rock* (Waples, 1985).

Analisis kematangan material organik pada Sumur KPA-2 dilakukan dengan menggunakan perbandingan nilai *vitrit reflectance* dengan *depth* (kedalaman). Material organik Sumur KPA-2 pada interval *Middle Eocene* diklasifikasikan memiliki tingkat kematangan *immature* karena nilai %Ro tidak mencapai batas maksimum

kematangan minyak dan gas, sementara interval *Late Eocene* memiliki tingkat kematangan *immature – early mature* (Peters & Cassa, 1994). Interval *Late Eocene* memiliki tingkat kematangan yang lebih tinggi dibandingkan interval *Middle Eocene* karena interval *Late Eocene* terendapkan lebih dahulu dibandingkan interval *Middle Eocene* sehingga %Ro nya semakin tinggi dan melewati batas maksimum kematangan minyak.

Penentuan lingkungan pengendapan pada sumur KPA-2 mengacu pada tipe kerogen yang terkandung pada batuan induk di interval *Middle Eocene* dan *Late Eocene*. Hasilnya dapat disimpulkan bahwa batuan induk interval *Middle Eocene* maupun *Late Eocene* terendapkan pada lingkungan *marine – terrestrial* karena mengandung kerogen Tipe III hingga Tipe II.

5.1.3. Sumur KPA-3

Analisis mengenai kualitas material organik yang dilakukan pada Sumur KPA-3 menggunakan perbandingan *Total Organic Carbon* (TOC) vs S2 dan Tmax vs *Hydrogen Index* (HI). Berdasarkan hasil analisis, didapatkan bahwa material organik interval *Paleocene* dominan mengandung kerogen Tipe III (*gas prone*). Sementara material organik pada interval *Middle Eocene* dominan mengandung kerogen Tipe III (*gas prone*) hingga Tipe II/III (*oil and gas prone*).

Analisis mengenai kuantitas material organik yang dilakukan pada Sumur KPA-3 menggunakan perbandingan nilai *Rock Eval Pyrolysis* yaitu S2 vs *Total Organic Carbon* (TOC). Berdasarkan hasil analisis, nilai TOC pada material organik pada interval *Paleocene* bernilai 1,38 – 1,47 wt% (*Good*) dan *Middle Eocene* bernilai 0,92 – 2,20 wt% (*Fair – Very Good*). Selanjutnya berdasarkan nilai S2, material organik pada interval *Paleocene* bernilai 2,24 – 2,49 (*Poor – Fair*) dan *Middle Eocene* bernilai 0,75 – 2,78 (*Poor – Fair*). Dapat disimpulkan bahwa material organik Sumur KPA-3 pada interval *Paleocene*

maupun *Middle Eocene* ketika tingkat kematangannya sudah matang, dapat berpotensi sebagai batuan induk atau dapat diklasifikasikan sebagai *potential source rock* (Waples, 1985).

Analisis kematangan material organik pada Sumur KPA-3 dilakukan dengan menggunakan perbandingan nilai *vitrinite reflectance* dengan *depth* (kedalaman). material organik Sumur KPA-3 pada interval *Paleocene* maupun *Middle Eocene* diklasifikasikan memiliki tingkat kematangan *immature* karena nilai %Ro tidak mencapai batas maksimum kematangan minyak dan gas (Peters & Cassa, 1994).

Penentuan lingkungan pengendapan pada Sumur KPA-3 ini menggunakan metode yang berbeda untuk interval *Paleocene* dan *Middle Eocene*. Lingkungan pengendapan interval *Paleocene* mengacu pada tipe kerogen yang terkandung pada batuan induknya, bahwa batuan induk interval *Paleocene* terendapkan pada lingkungan *terrestrial* karena mengandung kerogen Tipe III. Sementara untuk interval *Middle Eocene* dilakukan analisis biomarker dengan *Gas Chromatography* (GC) dan *Gas Chromatography – Mass Spectrometry* (GC-MS) pada kedalaman 7790 – 8410 ft (interval *Middle Eocene*) untuk menentukan lingkungan pengendapannya.

Berdasarkan hasil analisis *Gas Chromatography* (GC), pada interval *Middle Eocene* kedalaman 7790 – 7800 ft mengandung material organik dominan *alga bacterial* dan terendapkan di lingkungan *suboxic*. Lalu pada kedalaman 7870 – 7880 ft mengandung material organik dominan *alga bacterial* dan terendapkan di lingkungan *suboxic*. Selanjutnya pada kedalaman 8400 – 8410 ft mengandung material organik dominan *alga bacterial* dan terendapkan di lingkungan *suboxic*. Lalu pada interval *Middle Eocene* kedalaman 7790 – 7800 ft terendapkan pada lingkungan *marine* dengan jenis *sapropelic kerogen*, lalu kedalaman 7870 – 7880 ft terendapkan

pada lingkungan *transitional* dengan jenis *mixed kerogen*, dan kedalaman 8400 – 8410 ft terendapkan pada lingkungan *marine* dengan jenis *sapropelic kerogen*.

Hasil analisis *Gas Chromatography – Mass Spectrometry* (GC-MS) pada interval *Middle Eocene* menunjukkan kedalaman 7870 – 7880 ft maupun kedalaman 8400 – 8410 ft terendapkan pada lingkungan *estuarine/shallow lacustrine*. Interval *Middle Eocene* pada kedalaman 7870 – 7880 ft maupun 8400 – 8410 ft terendapkan pada lingkungan *anoxic – suboxic* dengan pengaruh input material organik *terrestrial*. Kematangan interval *Middle Eocene* kedalaman 7870 – 7880 ft maupun 8400 – 8410 ft memiliki tingkat kematangan material organik *immature*.

5.2. Sejarah Pemendaman (Burial History)

Analisis sejarah pemendaman dilakukan untuk merekonstruksi sejarah pemendaman, erosi, dan pematangan termal dari suatu batuan induk. Selain itu, sejarah pemendaman juga bermanfaat untuk mengetahui tingkat akumulasi sedimen dan kecepatan total penurunan cekungan.

Hasil pemodelan sejarah pemendaman 1-D Sumur KPA-1, Sumur KPA-2, dan Sumur KPA-3 menunjukkan bahwa pada batuan induk Sumur KPA-1 dan KPA-3 belum mencapai kematangan atau masih *immature*. Hal ini dikarenakan Sumur KPA-1 maupun KPA-3 berada di daerah tinggian sehingga belum mencapai kedalaman yang cukup untuk batuan induk mencapai tingkat kematangan.

Sementara pada Sumur KPA-2, pemodelan sejarah pemendaman 1-D menunjukkan bahwa batuan induk di sumur ini mulai mencapai fase kematangan awal (*early mature*) pada interval *Middle Eocene* yang berawal dari umur *Early Miocene* (± 19 Ma) di kedalaman sekitar 6160 ft.

5.3. Implikasi Evaluasi Batuan Induk Terhadap Petroleum System

Evaluasi batuan induk pada Sumur KPA-1, KPA-2, dan KPA-3, menunjukkan bahwa endapan yang dapat berpotensi menjadi batuan induk adalah endapan *Middle Eocene*, *Late Eocene*, dan *Late Oligocene*. Endapan yang dapat berpotensi menjadi *reservoir* adalah endapan *Middle Eocene*, *Late Eocene*, dan *Late Oligocene* dengan litologi batupasir dan batugamping. Sedangkan endapan yang dapat berpotensi menjadi batuan tudung atau *seal* adalah endapan *Late Oligocene* dan *Middle Miocene* (Pertamina BPPKA, 1996). Pada ketiga sumur tidak ditemukan *oil show* karena ketiganya masih merupakan batuan induk potensial. Namun, dapat diinterpretasikan bahwa dalaman yang berpotensi untuk menjadi *oil kitchen* adalah dalaman yang berada di antara Sumur KPA-1 dan KPA-2.

6. KESIMPULAN

1) Berdasarkan analisis batuan induk, secara garis besar semua batuan induk pada Sumur KPA-1, KPA-2, dan KPA-3 dapat diklasifikasikan sebagai *potential source rock* (Waples, 1985). Karakteristik geokimia batuan induk pada masing-masing sumur adalah sebagai berikut:

- Sumur KPA-1 terdiri dari interval *Late Miocene* dan *Pliocene*. Interval *Late Miocene* memiliki kuantitas *fair* dengan tipe kerogen III (*gas prone*) dan tingkat kematangan *immature* (T_{max} vs $Depth$). Interval *Pliocene* memiliki kuantitas *fair – good* dengan tipe kerogen III (*gas prone*) dan tingkat kematangan *immature* (T_{max} vs $Depth$).
- Sumur KPA-2 terdiri dari interval *Middle Eocene* dan *Late Eocene*. Interval *Middle Eocene* memiliki kuantitas *poor – fair* dengan tipe kerogen III (*gas prone*) hingga tipe II-III (*oil-gas prone*) dan tingkat kematangan *immature – early mature* (R_o vs $Depth$). Interval *Late*

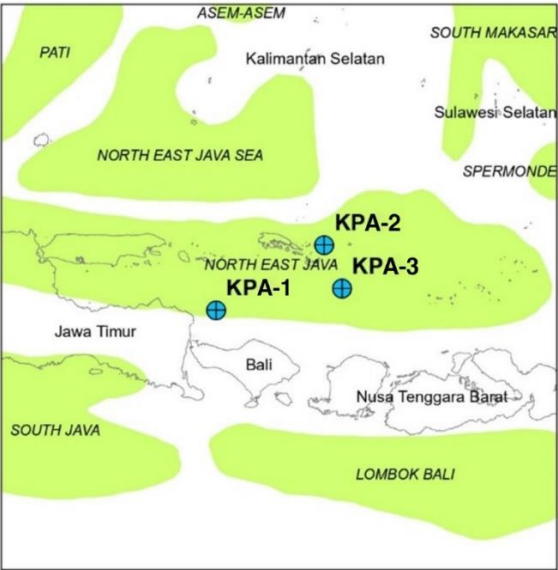
Eocene memiliki kuantitas *poor – fair* dengan tipe kerogen III (*gas prone*) hingga Tipe II (*oil prone*) dan tingkat kematangan *immature* (Ro vs Depth).

- Sumur KPA-3 terdiri dari interval *Paleocene* dan *Middle Eocene*. Interval *Paleocene* memiliki kuantitas *good* dengan tipe kerogen III (*gas prone*) dan tingkat kematangan *immature* (Ro vs Depth). Interval *Middle Eocene* memiliki kuantitas *fair – very good* dengan tipe kerogen III (*gas prone*) hingga Tipe II-III (*oil-gas prone*) dan tingkat kematangan *immature* (Ro vs Depth).
- 2) Interval *Late Miocene* dan *Pliocene* pada Sumur KPA-1 memiliki kerogen tipe III diendapkan pada lingkungan *terrestrial*. Interval *Middle Eocene* Sumur KPA-2 memiliki kerogen kerogen III – II/III dan interval *Late Eocene* memiliki kerogen tipe III – tipe II diendapkan pada lingkungan *marine – terrestrial*. Interval *Paleocene* Sumur KPA-3 memiliki kerogen tipe III diendapkan pada lingkungan *terrestrial* dan berdasarkan analisis biomarker pada interval *Middle Eocene* diendapkan pada lingkungan *transitional*.
- 3) Berdasarkan pemodelan sejarah pemendaman 1-D, batuan induk Sumur KPA-1 dan KPA-3 belum mencapai kematangan atau masih *immature*. Sementara Sumur KPA-2 menunjukkan bahwa batuan induk di sumur ini mulai mencapai fase kematangan awal (*early mature*) pada interval *Middle Eocene* pada umur *Early Miocene* (± 19 Ma) di kedalaman sekitar 6160 ft.
- 4) Hasil evaluasi batuan induk di daerah penelitian menunjukkan bahwa endapan yang dapat berpotensi menjadi batuan induk adalah endapan *Middle Eocene*, *Late Eocene*, dan *Late Oligocene*. Endapan yang dapat berpotensi menjadi *reservoir* adalah endapan *Middle Eocene*, *Late Eocene*, dan *Late Oligocene*. Sedangkan endapan yang

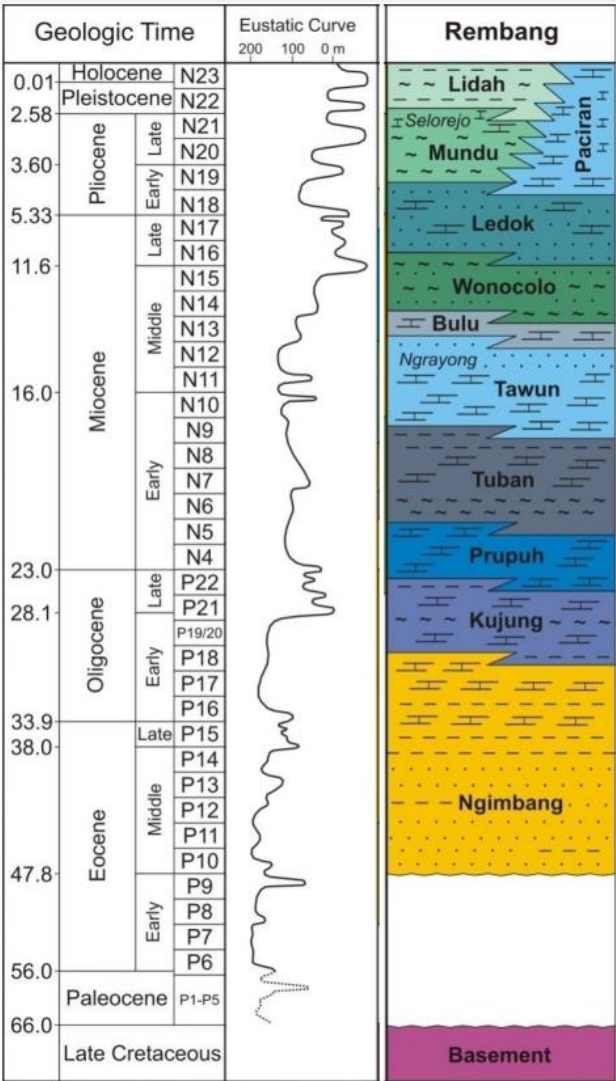
dapat berpotensi menjadi batuan tudung atau *seal* adalah endapan *Late Oligocene* dan *Middle Miocene*.

DAFTAR PUSTAKA

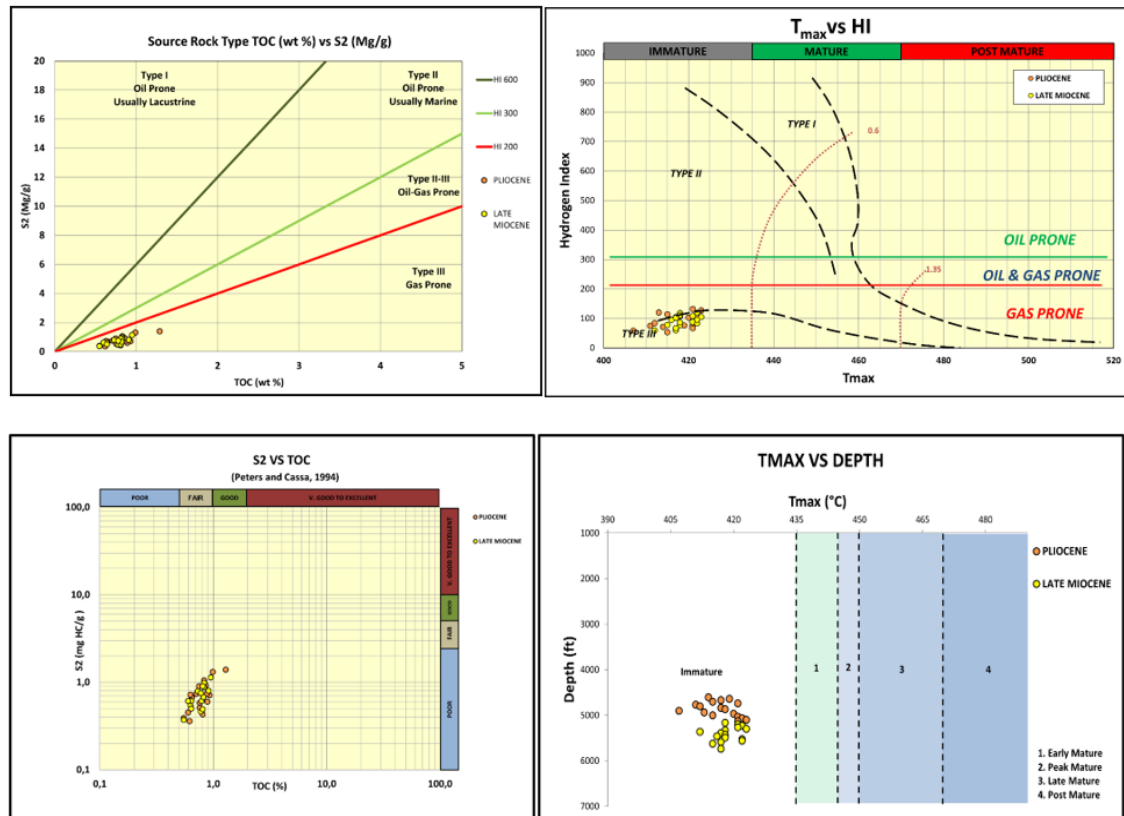
- Bintarto, B., Swadesi, B., Choiriah, S. U., & Kaesti, E. Y. (2020). *Pemetaan Singkapan di Indonesia Berdasarkan pada Karakteristik Reservoir Migas Studi Kasus “Cekungan Jawa Timur Utara.”* Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
- Doust, H., & Noble, R. A. (2008). *Petroleum Systems of Indonesia. Marine and Petroleum Geology*, 25(2), 103–129. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2007.05.007>
- Mudjiono, R., & Pireno, G. E. (2002). *Exploration of The North Madura Platform, Offshore East Java, Indonesia. IPA, 2006 - 28th Annual Convention Proceedings*, 1, 707–726.
- Pertamina BPPKA. (1996). *Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods, and Application: Vol. IV*. Pertamina BPPKA.
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). *Applied Source Rock Geochemistry. The Petroleum System - from Source to Trap*, 93–120. <https://www.researchgate.net/publication/267838577>
- Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2004). *The Biomarker Guide, Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History* (Vol. 2). Cambridge University Press.
- Pringgoprawiro, H. (1983). *Biostratigrafi dan Paleogeografi Cekungan Jawa Timur Utara Suatu Pendekatan Baru*. Institut Teknologi Bandung.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence* (2nd ed.). Springer-Verlag.
- Waples, D. W. (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*. D.Reidel Publishing Company.



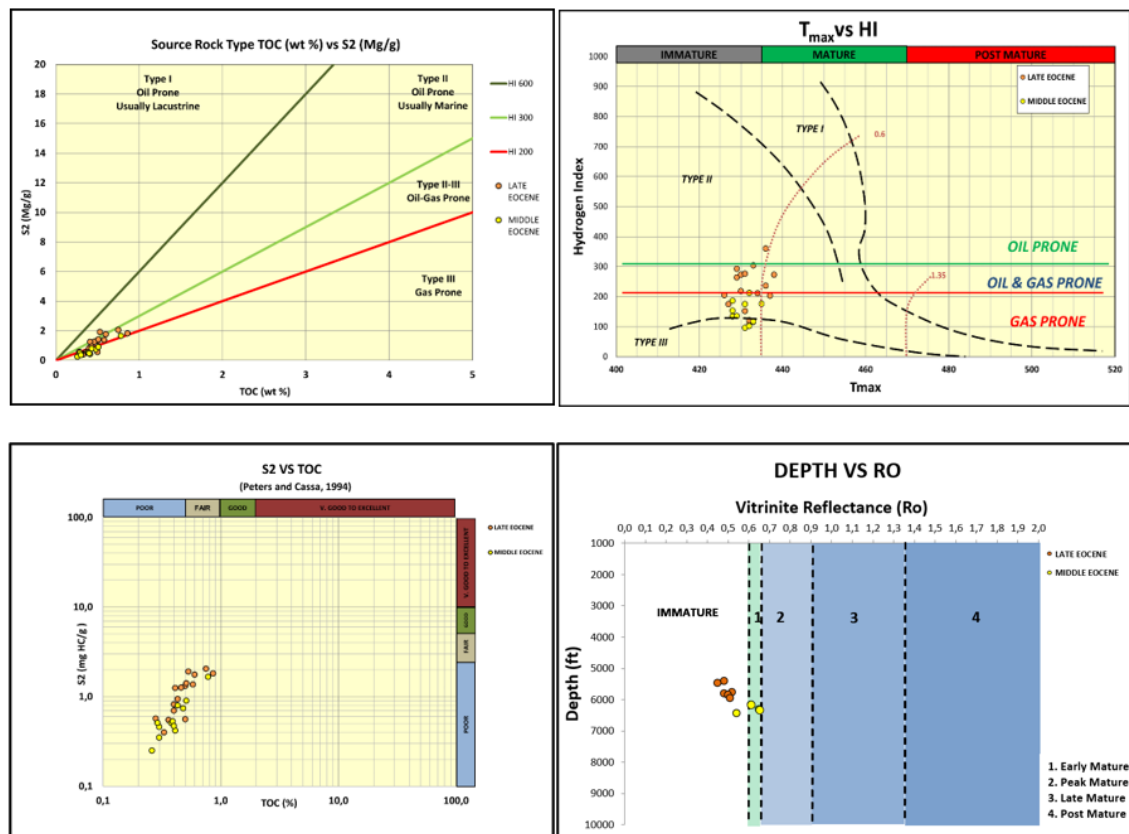
Gambar 1. Peta Lokasi Sumur Daerah Penelitian



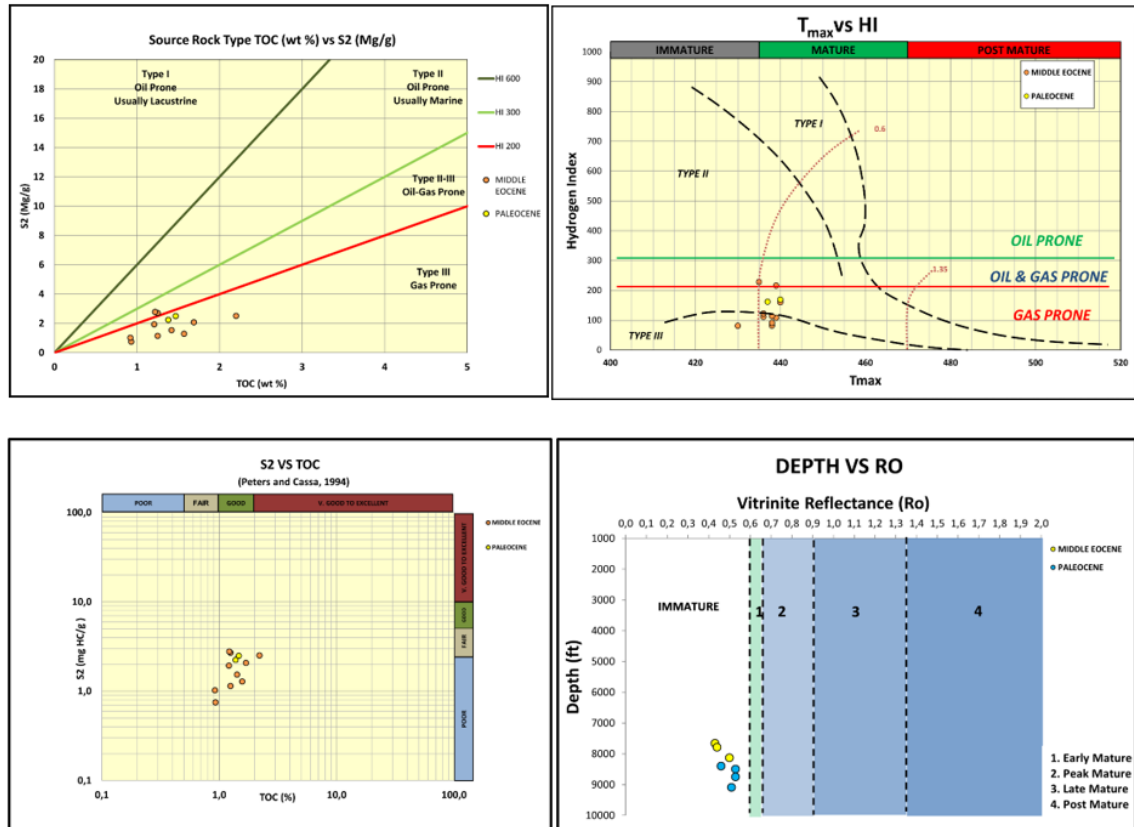
Gambar 2. Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara



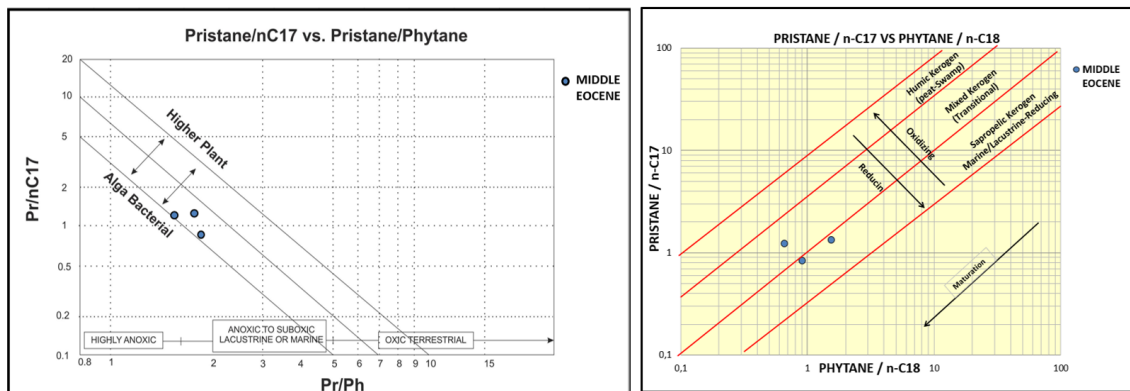
Gambar 3. Hasil Evaluasi Batuan Induk Sumur KPA-1



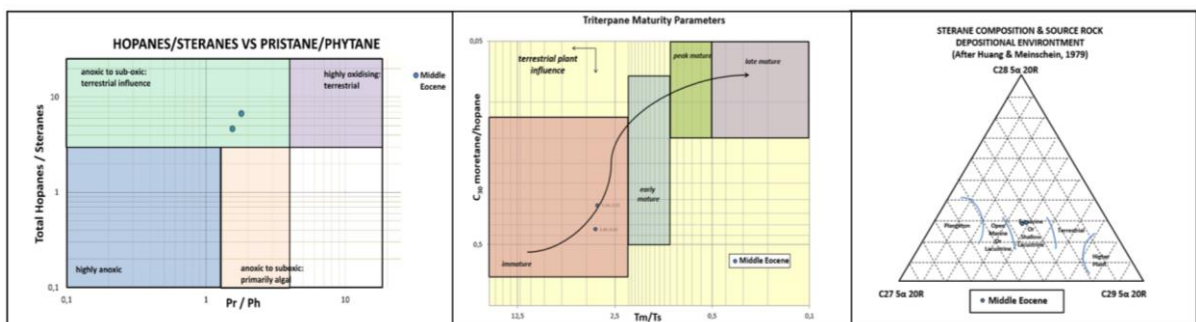
Gambar 4. Hasil Evaluasi Batuan Induk Sumur KPA-2



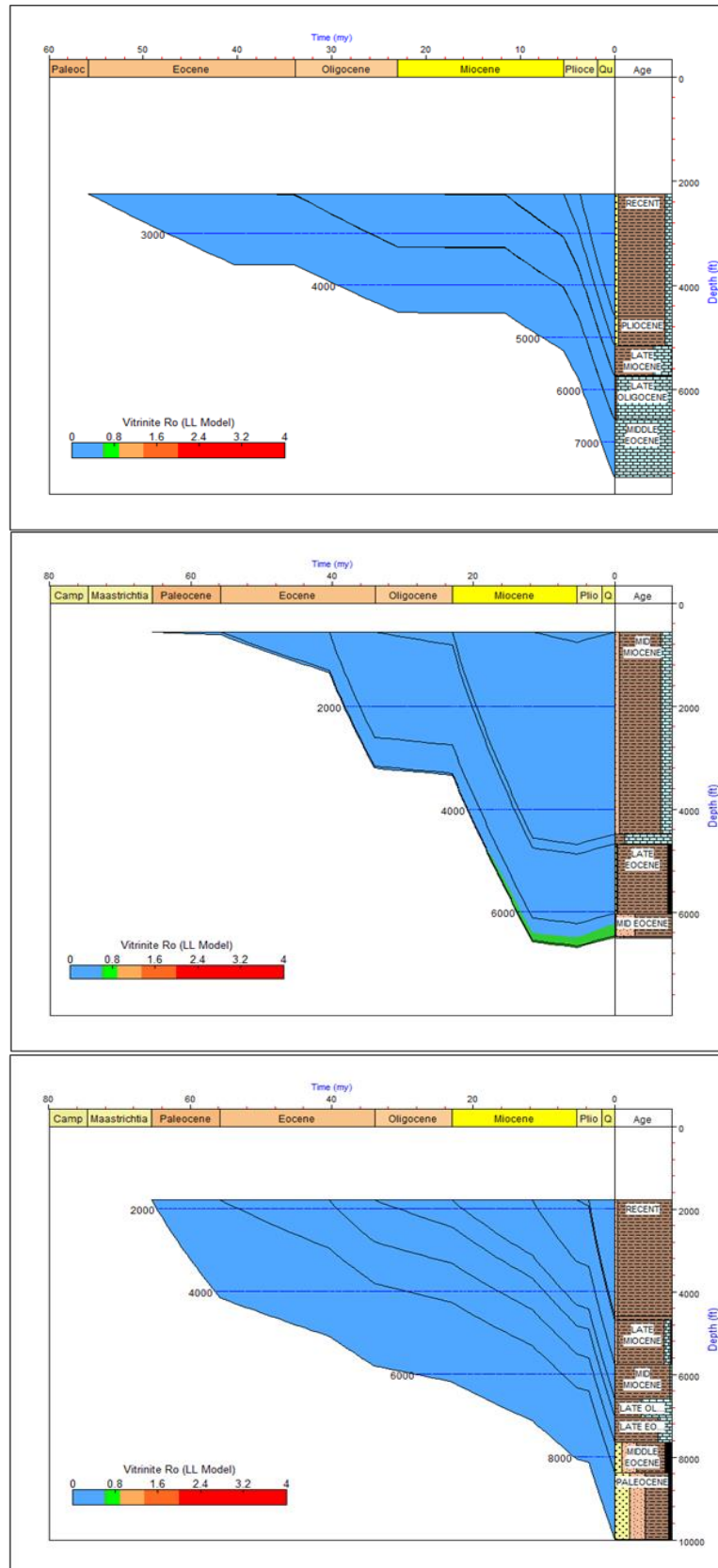
Gambar 5. Hasil Evaluasi Batuan Induk Sumur KPA-3



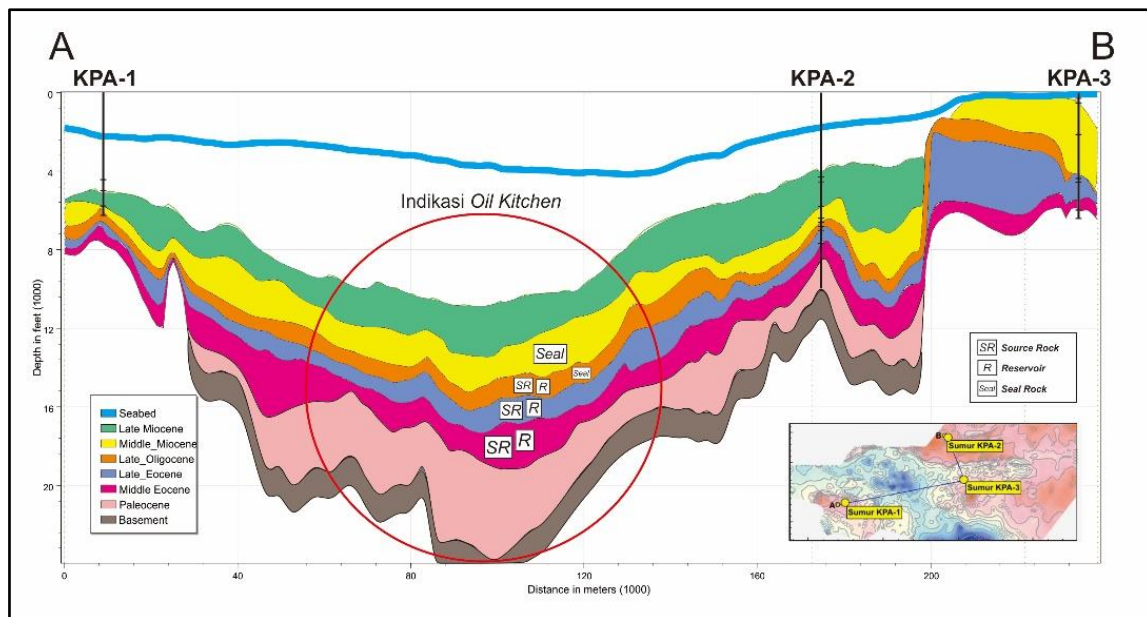
Gambar 6. Analisis Gas Chromatography (GC) Interval Middle Eocene Sumur KPA-3



Gambar 7. Analisis Gas Chromatography - Mass Spectrometry (GC-MS) Interval Middle Eocene Sumur KPA-3



Gambar 8. Pemodelan Sejarah Pemendaman 1-D Sumur KPA-1, KPA-2, dan KPA-3



Gambar 9. Penampang Stratigrafi A-B Sumur KPA-1, KPA-2, dan KPA-3