



EVALUASI KARAKTERISTIK BATUAN INDUK BERDASARKAN ANALISIS GEOKIMIA HIDROKARBON DAN PEMODELAN 1D SEJARAH PEMENDAMAN PADA SUMUR SFA-3 DI CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Shafa Samratul Fuadah^{1*}, Nisa Nurul Ilmi¹, Billy Gumelar Adhiperdana¹, Edy Sunardi¹

¹ Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran

* Korespondensi: shafa18001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Cekungan Jawa Timur Utara memiliki potensi untuk menghasilkan hidrokarbon. Penelitian dilakukan pada Sumur SFA-3 yang berada di Cekungan Jawa Timur Utara untuk mengetahui karakteristik geokimia batuan induk, organofasies, karakteristik material organik serta sejarah pemendaman. Batuan induk efektif terdapat pada endapan *Middle Eocene* yang memiliki kekayaan material organik buruk – sempurna, kerogen tipe II-III dan III, tingkat kematangan belum matang – puncak matang, dengan organofasies D/E. Batuan induk efektif terdapat pula pada endapan *Paleocene* yang memiliki kekayaan material organik buruk – sangat baik, tipe kerogen tipe II-III dan III, tingkat kematangan puncak matang, dengan organofasies D/E. Material organik endapan *Late Eocene* pada Sumur SFA-3 berasal dari alga dengan lingkungan pengendapan transisi (laguna/tidal flat), kondisi suboksik dan memiliki tingkat kematangan belum matang. Berdasarkan analisis sejarah pemendaman yang di *overlay* dengan kematangan dari %Ro, fase awal matang berada pada endapan *Middle Eocene* kedalaman ±5500 ft.

Kata kunci: Cekungan Jawa Timur Utara, Geokimia, Batuan Induk, Organofasies, Biomarker, Sejarah Pemendaman, Petroleum System

ABSTRACT

North East Java Basin has the potential to produce hydrocarbon. The research was conducted at SFA-3 Well in the North East Java Basin to determine the geochemical characteristics of the source rock, organofacies, characteristics of organic materials and the burial history. The effective source rock is found in *Middle Eocene* deposit which contains poor – excellent organic material, kerogen type II-III and III, immature – peak maturity stage, with D/E organofacies. Effective source rock is also found in *Paleocene* deposit which contain poor – very good organic material, kerogen type II-III and III, peak maturity stage, with D/E organofacies. The organic material of *Late Eocene* deposit in the SFA-3 Well comes from algae with a transitional depositional environment (lagoon/tidal flat), suboxic condition and has an immature maturity stage. Based on the burial history overlaid with maturity of %Ro, the early maturity stage was found in the *Middle Eocene* deposit at depth ±5500 ft.

Keywords: Northeast Java Basin, Geochemistry, Source Rock, Organofacies, Biomarkers, Burial History, Petroleum System

1. PENDAHULUAN

Cekungan Jawa Timur Utara telah diakui sebagai cekungan potensial penghasil hidrokarbon sejak abad-19 dan beberapa sumur mulai dibor oleh perusahaan *oil and gas* Belanda (Nawawi et al., 1996). Pembentukan Cekungan Jawa Timur Utara dikontrol oleh dua sistem sesar berorientasi timur laut – barat daya akibat gaya ekstensional serta berorientasi timur – barat berupa sesar sinistral yang diketahui sebagai Sesar RMKS (Rembang – Madura – Kangean – Sakala). Pada Plio-Pleistosen sebagian wilayah muncul hingga saat ini akibat aktivitas tektonik (Satyana et al., 2003).

Dalam eksplorasi minyak dan gas, umumnya fokus utama tertuju pada evaluasi *reservoir* dan *trap* dibandingkan dengan batuan induk (Adlan, 2012). Batuan induk pada Cekungan Jawa Timur berasal dari batuan serpih dan karbonat yang berasal dari lingkungan *marginal marine*, delta, dan lakustrin (Aprilana, 2018). Melalui geokimia hidrokarbon sifat batuan induk baik dari segi kualitas, kuantitas, serta tingkat kematangan dapat diketahui (Hunt, 1996). Analisis biomarker berguna untuk mengetahui lingkungan pengendapan, tingkat oksidasi, asal material organik, serta tingkat kematangan material organik. Melalui sejarah pemendaman dapat diketahui peristiwa pemendaman pada cekungan di masa lampau baik terkait sedimentasi ataupun kematangan.

Penelitian dilakukan pada Sumur SFA-3 untuk mengetahui karakteristik geokimia batuan induk, karakteristik material organik serta sejarah pemendaman yang dipengaruhi oleh perbedaan *setting* geologi seperti aktivitas tektonik dan sedimentasi pada daerah penelitian.

2. GEOLOGI REGIONAL

Cekungan Jawa Timur Utara termasuk ke dalam cekungan belakang busur yang dibatasi oleh Busur Karimunjawa di bagian timur, Paparan Sunda di bagian barat laut, Dataran Tinggi Meratus di bagian utara dan Tinggian Masalembo di bagian barat (Pandito et al., 2017). Berdasarkan Van Bemmelen (1949), fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara terbagi menjadi Zona Rembang, Zona Randublatung dan Zona Kendeng.

2.1 Tektonik Regional Cekungan Jawa Timur Utara

Cekungan Jawa Timur dipisahkan menjadi tiga mandala struktur (*structural provinces*) dari utara ke selatan (Satyana, 2005) yaitu:

1. Paparan Utara (*Northern Platform*): Busur Bawean dan Paparan Madura/Kangean Utara
2. Tinggian Tengah (*Central High*): Tinggian Kujung, Madura, Kangean dan Lombok
3. Cekungan Selatan (*Southern Basin*): Zona Rembang, Zona Randublatung dan Zona Kendeng

Terdapat dua peristiwa tektonik utama yang terjadi pada Cekungan Jawa Timur Utara yaitu fase ekstensi dan kompresi (Setiawan, 2018). Berdasarkan Aprilana (2018), fase *rifting* pada Cekungan Jawa Timur Utara dimulai pada Paleogen sebagai implikasi dari *sundaland* bagian timur yang dipisahkan oleh subduksi Indo-Australia dan Eurasia. Pada Oligosen – Miosen terjadi transgresif regional. Pada akhir fase transgresif, terjadi peristiwa tektonik yang mengubah paleogeografi cekungan Jawa Timur secara signifikan dan terbentuk RMKS.

Adapun pola tektonik yang terdapat pada Cekungan Jawa Timur Utara terbagi menjadi beberapa pola sebagai berikut (Bintarto et al., 2020):

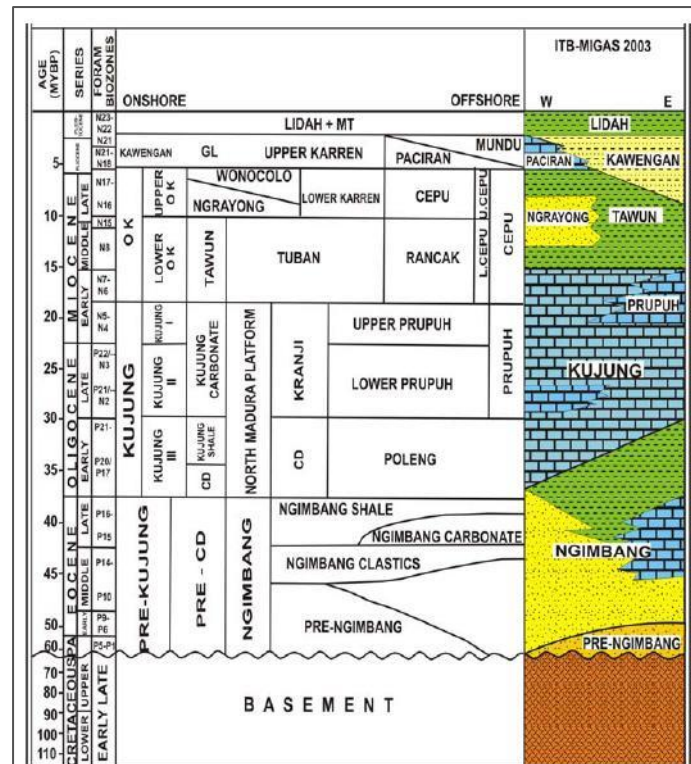
1. Paleogen (Eosen – Oligosen): Pola tektonik berorientasi Timur Laut – Barat Daya (Pola Meratus) yang menyebabkan rezim tektonik regangan.
2. Neogen (Miosen – Pliosen): Pola orientasi berubah menjadi relatif Barat – Timur (Pola Jawa) yang merupakan rezim tektonik kompresi dan menyebabkan cekungan Jawa Timur Utara terangkat.

Tektonik yang berkembang pada masa kini merupakan zona penunjaman (*convergent zone*) antara lempeng Eurasia dengan lempeng Hindia - Australia.

2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur Utara

Berdasarkan Pringgoprawiro (1983), stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara (Gambar 1) dari tua ke muda tersusun oleh:

- **Batuan Dasar (Pra-Tersier):** Terdiri atas batuan beku, ofiolit, metasedimen dan metamorf
- **Formasi Ngimbang (Eosen Tengah – Oligosen Bawah):** Formasi Ngimbang bagian bawah terdiri dari perulangan batupasir, serpih, dan lanau dengan sisipan tipis batubara sementara formasi bagian atas tersusun oleh batugamping dengan sisipan serpih gampingan dan napal.
- **Formasi Kujung (Oligosen Atas – Miosen Bawah):** Formasi Kujung tersusun oleh batulempung gampingan, napal dan sisipan batugamping bioklastik.
- **Formasi Prupuh (Oligosen Atas – Miosen Bawah):** Formasi ini tersusun oleh litologi perselingan batugamping berwarna putih dengan batugamping bioklastik.
- **Formasi Tuban (Miosen Bawah):** Formasi Tuban tersusun oleh perlapisan batulempung dengan beberapa sisipan batugamping, napal dengan sedikit lapisan batulanau.
- **Formasi Tawun (Miosen Bawah – Miosen Tengah):** Formasi Tawun tersusun oleh batulempung, batugamping, batupasir, dan serpih.
- **Formasi Ngrayong (Miosen Tengah):** Formasi ini terkadang dianggap sebagai anggota dari Formasi Tawun. Formasi ini tersusun oleh batugamping serta batupasir dengan sisipan batugamping.
- **Formasi Bulu (Miosen Tengah – Miosen Atas):** Formasi ini tersusun oleh batugamping pasir, batugamping terumbu, serta sisipan napal.
- **Formasi Wonocolo (Miosen Atas):** Formasi Wonocolo tersusun oleh litologi napal, napal lempungan hingga napal pasir, serta batugamping kalkarenit.
- **Formasi Ledok (Miosen Akhir):** Formasi Ledok tersusun oleh napal pasir, kalkarenit dengan napal dan batupasir.
- **Formasi Mundu (Pliosen):** Formasi ini terdiri dari litologi napal kaya akan foraminifera planktonik, perselingan batugamping pasir dan pasir napal. Bagian atas formasi ini biasa disebut Anggota Selorejo.
- **Formasi Paciran (Pliosen – Pleistosen):** Formasi Paciran tersusun oleh batugamping mulai dari batugamping terumbu, batugamping dengan sifat 'oolitik' dan kapuran
- **Formasi Lidah (Pliosen - Pleistosen):** Formasi ini tersusun oleh litologi batulempung sebagian berselingan dengan batupasir.



Gambar 1. Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur Utara (Sribudiyani et al., 2003)

2.3 Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara

Batuan induk pada Cekungan Jawa Timur Utara terdapat pada Formasi Ngimbang serta Formasi Kujung. Batuan *reservoir* terdiri dari batupasir Formasi Ngimbang serta batupasir dan batugamping Formasi Kujung. *Trap* pada Cekungan Jawa Timur Utara berupa *pinchout*, *tilted fault block*, *carbonate buildup*, serta struktur lipatan. Batuan penudung yang berada pada Cekungan Jawa Timur Utara adalah serpih Formasi Ngimbang, serpih dan karbonat Formasi Kujung, serpih Formasi Tuban, serta serpih Formasi Lidah

3. METODE PENELITIAN

Penelitian dilakukan untuk menganalisis karakteristik batuan induk, organofasies, kandungan material organik serta sejarah pemendaman. Analisis karakteristik batuan induk dilakukan dengan beberapa parameter hasil REP (*Rock Eval Pyrolysis*) diantaranya adalah TOC (*Total Organic Carbon*), S₂, HI (*Hydrogen Index*), Tmax dan Ro untuk mengetahui kuantitas, kualitas serta tingkat kematangan pada batuan sehingga dapat diketahui potensi dari batuan induk. Analisis kandungan material organik dilakukan hasil GC (*Gas Chromatography*) dan GC-MS (*Gas Chromatography – Mass Spectrometry*) dengan beberapa parameter yaitu Isoprenoida, Triterpana, Sterana dan isotop karbon. Adapun analisis sejarah pemendaman dilakukan menggunakan pemodelan 1D menggunakan perangkat lunak ‘Genesis’.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Analisis Karakteristik Batuan Induk

Analisis batuan induk terdiri dari tiga parameter yaitu kualitas, kuantitas dan tingkat kematangan berdasarkan data geokimia hasil *Rock Eval Pyrolysis*. Adapun tabel ketersediaan data untuk analisis karakteristik batuan induk terdapat pada tabel di bawah (Tabel 1). *Marker* yang digunakan dalam penelitian adalah *marker* umur. Jika dibandingkan menggunakan formasi mengacu pada geologi regional (Pringgoprawiro, 1983), formasi pada daerah penelitian berada pada tabel di bawah (Tabel 2).

A. Kuantitas Batuan Induk

Kuantitas batuan induk didapatkan dengan melihat nilai TOC dan S₂. Berdasarkan Peters & Cassa (1994), kekayaan material organik dilihat dari nilai TOC. Nilai TOC <0,5 wt% termasuk *poor*, 0,5 – 1 wt% termasuk *fair*, 1 – 2 wt% termasuk *good*, 2 – 4 termasuk *very good*, dan >4 termasuk *excellent*. Adapun potensi hidrokarbon yang dapat dihasilkan dapat dilihat melalui nilai S₂ dimana nilai S₂ 0 – 2,5 termasuk *poor*, 2,5 – 5 termasuk *fair*, 5 – 10 termasuk *good*, 10 – 20 termasuk *very good* dan >20 termasuk *excellent* (Peters & Cassa, 1994).

Pada Sumur SFA-3 dilakukan analisis pada endapan *Late Oligocene – Basement*. Hasil analisis nilai TOC dan S₂ (Gambar 2) menunjukkan bahwa kuantitas pada sumur ini memiliki rentang *poor – excellent*. Rata – rata nilai TOC berkisar 0,09 – 4,68 wt% (*Poor – Excellent*). Endapan yang memiliki

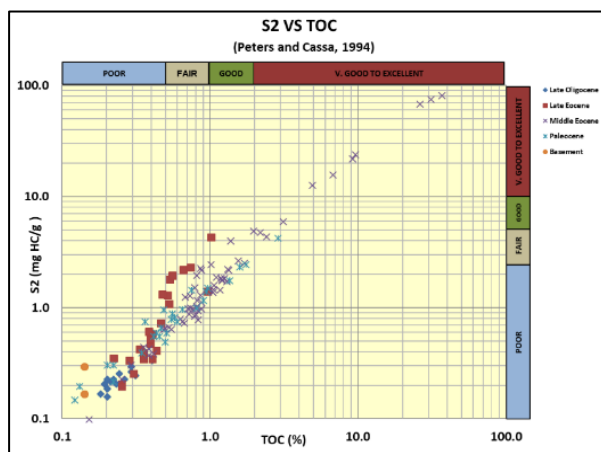
Tabel 1. Ketersediaan data hasil *Rock Eval Pyrolysis*

Well	Marker	Depth (ft)	Lithology	TOC	S2	HI	Tmax	Ro
SFA-3	Late Oligocene	1630 - 2470	batugamping, batupasir, batulempung, batuserpih	√ (n=15)	√ (n=15)	√ (n=15)	√ (n=15)	√ (n=3)
	Late Eocene	2530 - 4500	batugamping, batupasir, batulempung, batuserpih	√ (n=27)	√ (n=27)	√ (n=27)	√ (n=27)	√ (n=8)
	Middle Eocene	4620 - 7120	batugamping, batupasir, batulempung, batuserpih, batubara	√ (n=64)	√ (n=64)	√ (n=64)	√ (n=64)	√ (n=18)
	Paleocene	7140 - 7870	batupasir, batulempung, batuserpih	√ (n=30)	√ (n=30)	√ (n=30)	√ (n=30)	√ (n=9)
	Basement	7900 - 8140	batupasir, batulempung, batuserpih, batuan metamorf	√ (n=6)	√ (n=6)	√ (n=6)	√ (n=6)	√ (n=2)

Tabel 2. Kesebandingan *marker* umur dengan formasi pada daerah penelitian

Marker	Formasi (Pringgoprawiro, 1983)
Younger Pliocene	Formasi Paciran/Lidah
Late Miocene	
Middle Miocene	Formasi Tuban/Tawun
Late Oligocene	Formasi Kujung/Prupuh
Late Eocene	Formasi Ngimbang
Middle Eocene	
Paleocene	
Basement	Basement

kuantitas tertinggi berada pada endapan *Middle Eocene* akibat pengaruh keberadaan litologi batubara yang terbentuk oleh hasil akumulasi tumbuhan berkayu sehingga material organik menunjukkan nilai yang tinggi. Kuantitas terendah pada Sumur SFA-3 berada pada *Basement*. Hal tersebut dapat dipengaruhi oleh tekanan dan temperatur yang tinggi sehingga menyebabkan material organik rusak didukung oleh keberadaan batuan metamorf yang terbentuk oleh tekanan dan temperatur tinggi. Adapun nilai S2 menunjukkan rata-rata 0,23 – 10,72 sehingga diketahui potensi *poor* – *very good* untuk menghasilkan hidrokarbon (Tabel 3).



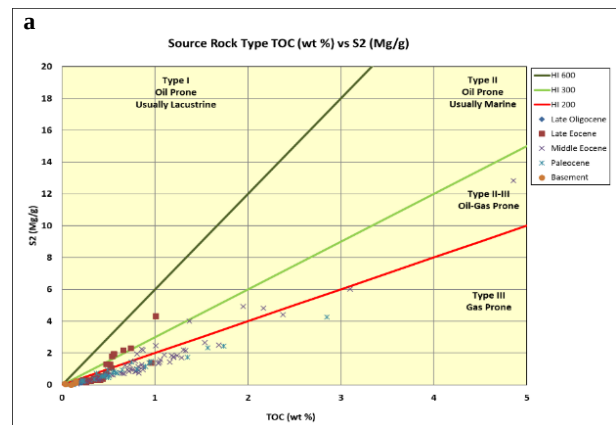
Gambar 2. Hasil crossplot S2 vs TOC untuk mengetahui kuantitas batuan induk (Peters & Cassa, 1994)

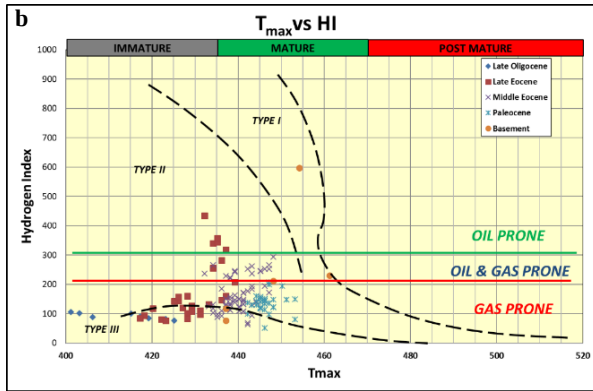
B. Kualitas Batuan Induk

Kualitas batuan induk dilihat melalui nilai HI. Melalui nilai tersebut, produk yang dihasilkan batuan induk dapat diketahui. Peters & Cassa (1994) membagi tipe kerogen berdasarkan nilai HI yaitu kerogen tipe I dengan nilai HI >600 (*oil-prone*), tipe

II dengan nilai HI 300 – 600 (*oil-prone*), tipe II/III dengan nilai HI 200 – 300 (*oil-gas prone*), tipe III dengan nilai HI 50 – 200 (*gas prone*) dan tipe IV dengan nilai HI <50 (*inert*).

Hasil analisis nilai HI serta *crossplot* (Gambar 3) yang dilakukan pada Sumur SFA-3 endapan *Late Oligocene* - *Basement* menunjukkan tipe kerogen yang didominasi oleh tipe II/III dan tipe III (Tabel 3). Dari tipe kerogen tersebut diketahui bahwa produk yang akan dihasilkan jika telah mencapai fase matang adalah campuran minyak-gas serta gas. Endapan *Middle Eocene* serta *Late Eocene* cenderung memiliki nilai HI yang lebih besar untuk menghasilkan campuran minyak-gas daripada endapan lainnya. Hal tersebut menunjukkan bahwa degradasi pada endapan tersebut lebih lambat. Tipe kerogen II/III berasal dari material plankton, alga laut serta tumbuhan tingkat tinggi pada lingkungan *marine* – darat sedangkan kerogen tipe III berasal dari material tumbuhan tingkat tinggi pada lingkungan darat.

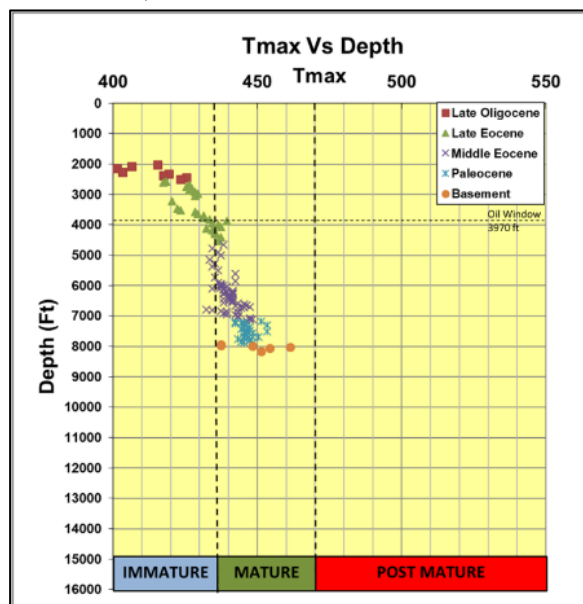




Gambar 3. Analisis kualitas batuan induk. a) TOC vs S2; b) Tmax vs HI (Peters & Cassa, 1994)

C. Tingkat Kematangan

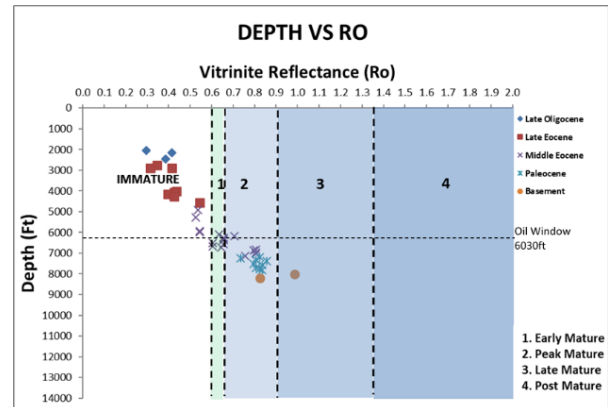
Tingkat kematangan batuan induk dapat diketahui berdasarkan nilai Tmax hasil dari *Rock Eval Pyrolysis* maupun nilai Ro hasil dari *Vitrinite Reflectance*. Peters & Cassa (1994) mengklasifikasikan tingkat kematangan menjadi *immature*, *mature* dan *postmature*. Kematangan *immature* memiliki nilai Tmax < 435 °C dan nilai Ro 0,2 – 0,6%. Kematangan *early mature* memiliki nilai Tmax 435 – 445 °C dan nilai Ro 0,6 – 0,65%. Kematangan *peak mature* memiliki nilai Tmax 445 – 450 °C dan nilai Ro 0,65 – 0,9%. Kematangan *late mature* memiliki nilai Tmax 450 – 470 °C dan nilai Ro 0,9 – 1,35%. Kematangan *postmature* memiliki nilai Tmax > 470 °C dan nilai Ro > 1,35% (Peters & Cassa, 1994).



Gambar 4. Analisis tingkat kematangan batuan induk berdasarkan Tmax vs Depth (Peters & Cassa, 1994)

Berdasarkan nilai Tmax (Gambar 4), *oil window* Sumur SFA-3 terdapat pada endapan *Late Eocene*. Berdasarkan nilai Ro (Gambar 5), diketahui bahwa fase *early mature* yang menunjukkan pula *oil window*

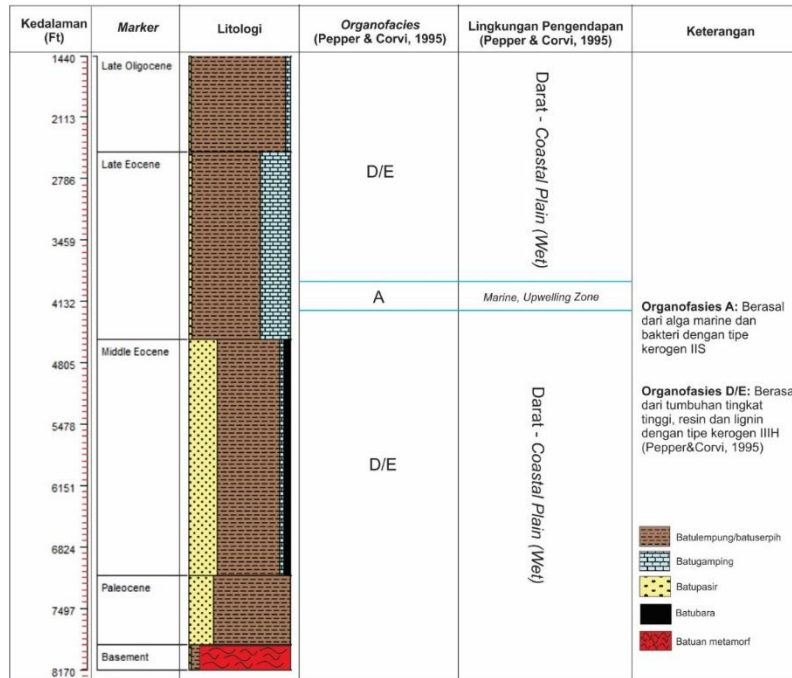
pada Sumur SFA-3 berada pada endapan *Middle Eocene*. Dilihat dari hasil nilai rata – rata dari Tmax dan Ro (Tabel 3), diketahui bahwa semakin dalam endapan semakin tinggi tingkat kematangannya akibat gradien termal yang semakin meningkat. Nilai Ro cenderung lebih akurat karena dilakukan pembacaan dari sinar pantul maseral vitrinite yang sangat dipengaruhi oleh perubahan suhu (Hunt, 1996).



Gambar 5. Analisis tingkat kematangan batuan induk berdasarkan Ro vs Depth (Peters & Cassa, 1994)

4.2. Organofasies

Organofasies pada Sumur SFA-3 menunjukkan organofasies A dan D/E (Gambar 6). Organofasies A memiliki material organik yang berasal dari alga *marine* pada lingkungan *marine* atau *upwelling zone* sedangkan organofasies D/E berasal dari tumbuhan tingkat tinggi, resin dan lignin pada lingkungan darat – *coastal plain (wet)* (Pepper & Corvi, 1995). Berdasarkan organofasies tersebut dapat terlihat bahwa pada *Late Eocene* terjadi transgresi yang menyebabkan perubahan lingkungan pengendapan ditandai dengan perubahan organofasies D/E menjadi fasies A didukung pula oleh keberadaan litologi batubara yang terbentuk pada *Middle Eocene* dan berhenti pada *Late Eocene* yang kemudian terdapat pertumbuhan karbonat pada *Late Eocene*. Jika dilihat melalui geologi regional, pada Eosen terjadi *synrift* yang menyebabkan pendalaman dan pembentukan *half-graben* (Satyana, 2003). Melalui organofasies tersebut dapat diketahui bahwa lingkungan pengendapan pada daerah penelitian berada pada lingkungan darat – *marginal marine* dilihat dari kerogen yang didominasi oleh tipe II/III dan III.



Gambar 6. Organofasies Sumur SFA-3

Tabel 3. Kesimpulan karakteristik dan potensi batuan induk Sumur SFA-3

SFA-3							
Keterangan		<i>L. Oligocene</i>	<i>L. Eocene</i>	<i>M. Eocene</i>	<i>Paleocene</i>	<i>Basement</i>	
Kuantitas	TOC	Min	0,18	0,22	0,11	0,06	0,02
		Max	0,40	1,00	67,44	2,84	0,14
		Avg	0,24	0,45	4,68	0,66	0,09
		Summary	<i>Poor</i>	<i>Poor</i>	<i>Excellent</i>	<i>Fair</i>	<i>Poor</i>
	S2	Min	0,16	0,20	0,08	0,05	0,03
Max		0,34	4,37	161,63	4,31	0,30	
Avg		0,23	0,95	10,72	0,96	0,13	
Summary		<i>Poor</i>	<i>Poor</i>	<i>Very Good</i>	<i>Poor</i>	<i>Poor</i>	
Kualitas	HI	Min	80	80	66	54	33
		Max	115	437	297	211	600
		Avg	96	180	164	139	213
		Summary	<i>Tipe Kerogen III (Gas Prone)</i>	<i>Tipe Kerogen III (Gas Prone)</i>	<i>Tipe Kerogen III (Gas Prone)</i>	<i>Tipe Kerogen III (Gas Prone)</i>	<i>Tipe Kerogen II/III (Oil & Gas Prone)</i>
	Tingkat Kematangan	Tmax	Min	355	417	432	442
Max			425	439	448	453	461
Avg			394	429	440	446	448
Summary			<i>Immature</i>	<i>Immature</i>	<i>Early Mature</i>	<i>Peak Mature</i>	<i>Peak Mature</i>
Ro		Min	0,29	0,31	0,52	0,73	0,82
		Max	0,41	0,54	0,80	0,85	0,98
		Avg	0,36	0,41	0,66	0,81	0,90
		Summary	<i>Immature</i>	<i>Immature</i>	<i>Early Mature</i>	<i>Peak Mature</i>	<i>Late Mature</i>
		D/E	A dan D/E	D/E	D/E	D/E	
Klasifikasi Source Rock		-	-	Effective Source Rock	Effective Source Rock	-	

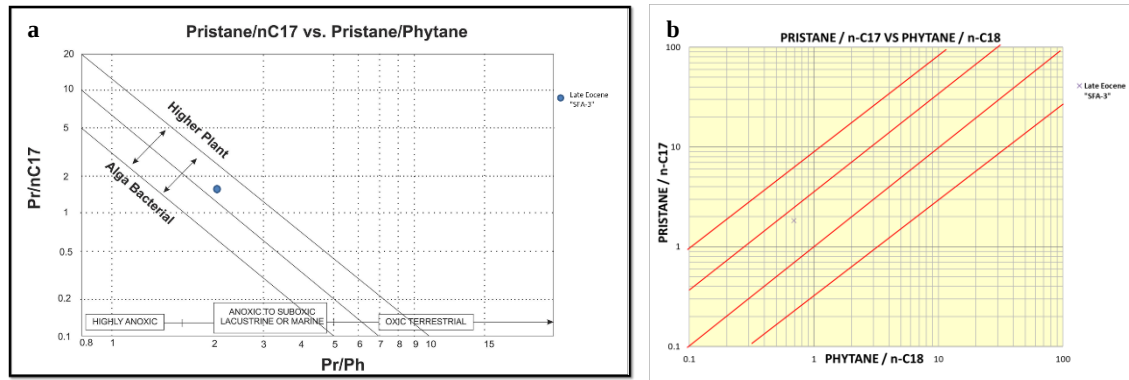
4.3. Potensi Batuan Induk

Waples (1985) membagi batuan induk menjadi tiga klasifikasi yaitu sebagai berikut:

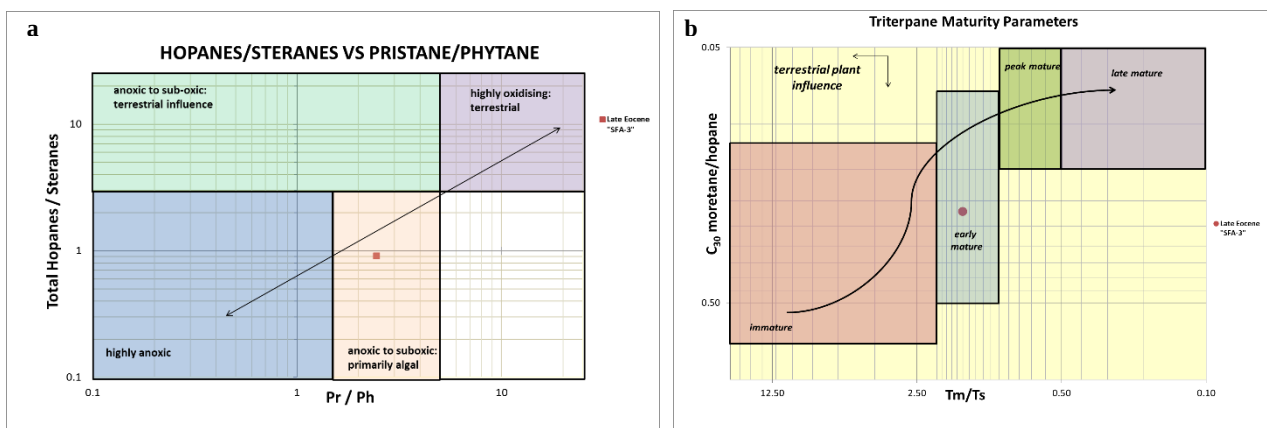
1. Batuan induk efektif (*effective source rock*): Batuan sedimen yang telah membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon.
2. Batuan induk memungkinkan (*possible source rock*): Batuan sedimen yang memiliki potensi namun belum dievaluasi dan kemungkinan telah menghasilkan juga mengeluarkan hidrokarbon.
3. Batuan induk potensial (*potential source rock*): Batuan sedimen yang belum matang tetapi memiliki kemampuan membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon saat kematangan termalnya meningkat.

Batuan induk efektif pada Sumur SFA-3 terdapat pada endapan *Middle Eocene* dan *Paleocene* (Tabel 3). Endapan *Middle Eocene* yang terdiri dari litologi

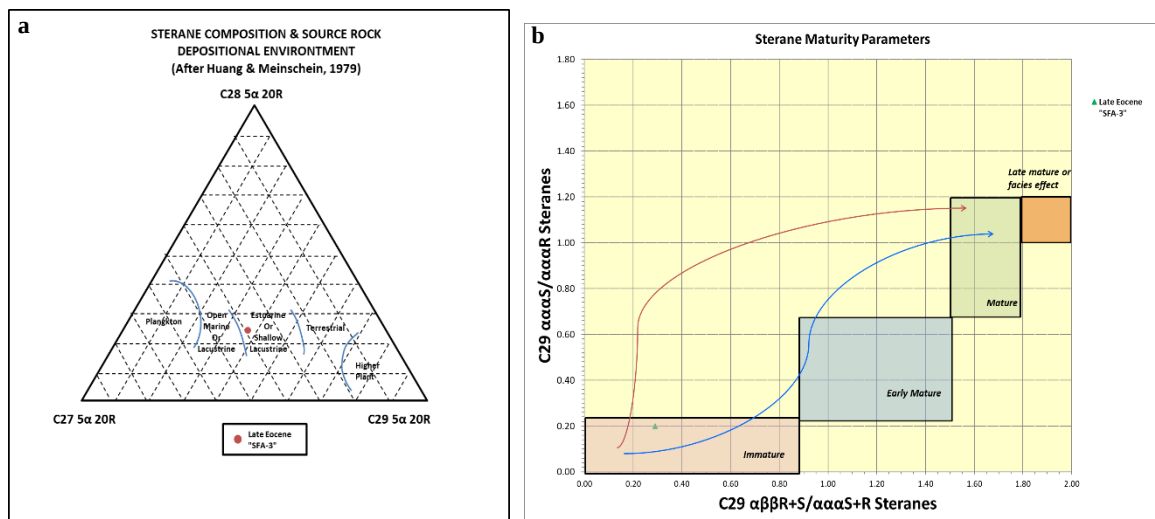
batugamping, batupasir, batulempung, batuserpih dan batubara telah memasuki fase *early mature* dengan kekayaan material organik *excellent* berdasarkan nilai rata – rata TOC dan menggenerasikan hidrokarbon berupa gas (Tipe III). Endapan *Paleocene* yang terdiri dari litologi batupasir, batulempung dan batuserpih telah memasuki fase *peak mature* dengan kekayaan material organik *fair* berdasarkan nilai rata – rata TOC dan menggenerasikan hidrokarbon berupa gas (Tipe III). Kedua endapan memiliki organofasies D/E. Pada interval *Eocene* – *Paleocene* merupakan fase *rifting* pada Cekungan Jawa Timur Utara yang menyebabkan terbentuk *haf-graben* pada cekungan sehingga endapannya pun akan semakin berada di dalam dan menyebabkan pemendaman maksimal serta sedimentasi yang relatif cepat mendukung alasan batuan induk efektif berada pada endapan tersebut.



Gambar 7. Hasil analisis material organik berdasarkan Isoprenoida. a) Pristana/nC17 vs Pristana/Phytana (After Hwang, 1988). b) Pristana/nC17 vs Phytana/nC18 (Conan&Cassou dalam Hunt, 1996)



Gambar 8. Hasil analisis material organik berdasarkan Triterpana. a) Hopana/Sterana vs Pristana/Phytana. b) C30 Moretana/Hopana vs Tm/Ts (Miles, 1989)

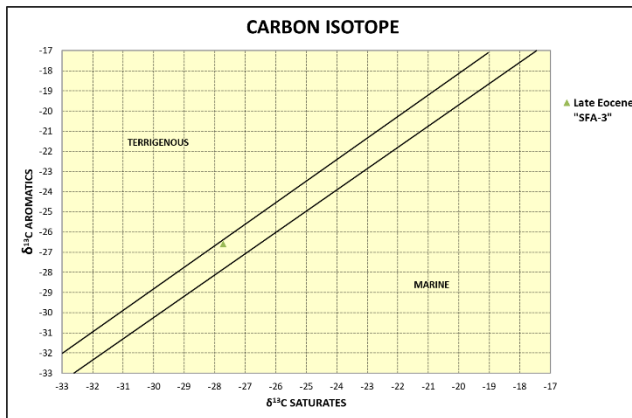


Gambar 9. Hasil analisis material organik berdasarkan Sterana Sumur SFA-1. a) Plot C27, C28, C29 (Huang & Meinschein, 1979). b) C29 αβR+S/ααS+R Sterana vs C29 ααS/ααR Sterana

4.4. Analisis Kandungan Material Organik

Hasil analisis GC dan GC-MS dengan melihat parameter Isoprenoida (Gambar 7), Triterpana (Gambar 8), Sterana (Gambar 9) dan Isotop Karbon (Gambar 10), menunjukkan bahwa material organik endapan *Late Eocene* Sumur SFA-3 berasal dari alga

dengan lingkungan pengendapan transisi (*laguna/tidal flat*) yang mendukung pertumbuhan karbonat, tingkat oksidasi *suboxic* dan memiliki tingkat kematangan *immature* (Tabel 4).

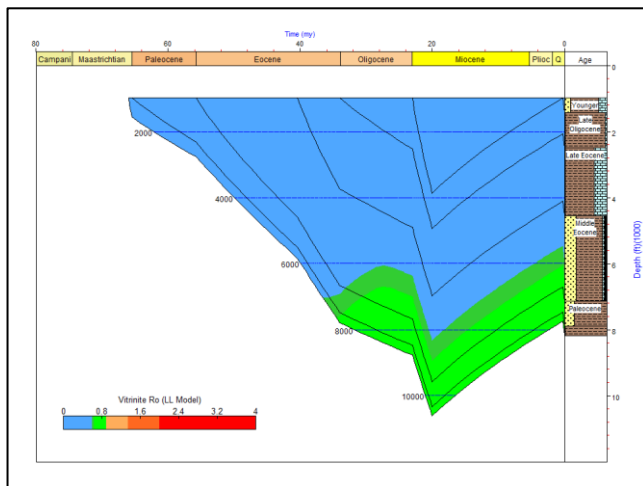


Gambar 10. Hasil analisis material organik berdasarkan isotop karbon (Sofer, 1984)

Tabel 4. Kesimpulan analisis material organik Sumur SFA-3

SFA-3 (Late Eocene)				
Keterangan	Asal Material Organik	Lingkungan Pengendapan	Tingkat Oksidasi	Tingkat Kematangan
Isoprenoida	Campuran Alga dan Higher Plant	Transisi - Lakustrin/Marine	Anoxic - Suboxic	-
Triterpana	Alga	-	Anoxic - Suboxic	Early Mature
Sterana	Alga	Estuarine/Shallow Lacustrine	-	Immature
Isotop Karbon	-	Transisi	-	-
Kesimpulan	Alga	Transisi (Tidal Flat/Laguna)	Suboxic	Immature

4.5. Analisis Sejarah Pemendaman



Gambar 11. Pemodelan 1D sejarah pemendaman

Pemodelan 1D sejarah pemendaman yang di *overlay* dengan koreksi %Ro (Sweeney & Burnham, 1990) (Gambar 11), menunjukkan bahwa kecepatan akumulasi sedimen pada *Late Cretaceous* – *Late Eocene* termasuk cepat dilihat dari grafik yang menunjam dan kemudian melambat mulai *Late Eocene* – *Late Oligocene*. Pada *Late Oligocene* – *Early-Mid Miocene* kecepatan akumulasi sedimen meningkat disusul dengan kejadian tektonik inversi yang menyebabkan *uplift* dan endapan di atasnya tererosi. Saat kecepatan sedimentasi cepat, ketebalan endapan relatif tebal dan sebaliknya. Berdasarkan

hasil pemodelan pun diketahui bahwa pada Sumur SFA-3 hidrokarbon memasuki tingkat kematangan *early mature* pada endapan *Middle Eocene* pada kedalaman ±5500 ft, kematangan *peak mature* berada pada endapan *Middle Eocene* kedalaman ±6000 ft.

5 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis karakteristik batuan induk, organofasies, analisis kandungan material organik serta analisis sejarah pemendaman dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Kekayaan material organik berdasarkan nilai rata-rata TOC pada sumur SFA-3 adalah *poor* – *excellent*. Adapun kualitas batuan induk pada daerah penelitian didominasi oleh kerogen tipe II/III dan III yang cenderung menghasilkan campuran minyak-gas dan gas. Tingkat kematangan pada daerah penelitian berdasarkan rata – rata Ro diketahui bahwa fase matang dimulai pada endapan *Middle Eocene*.
2. Organofasies pada Sumur SFA-3 menunjukkan organofasies A dan D/E yang menunjukkan kerogen tipe II dan III. pada *Late Eocene* terjadi transgresi yang menyebabkan perubahan lingkungan pengendapan ditandai dengan perubahan organofasies D/E menjadi A.
3. *Effective source rock* Sumur SFA-3 terdapat pada endapan *Middle Eocene* dan *Paleocene* yang terendapkan saat *fase rifting* sehingga endapannya semakin berada di dalam dan menyebabkan pemendaman maksimal serta sedimentasi yang relatif lebih cepat.
4. Pada Sumur SFA-3, material organik endapan *Late Eocene* berasal dari alga dengan lingkungan pengendapan transisi (laguna/tidal flat), tingkat oksidasi *suboxic* dan memiliki tingkat kematangan *immature*.
5. Berdasarkan pemodelan sejarah pemendaman yang di *overlay* dengan kematangan dari %Ro, diketahui bahwa fase *early oil* berada pada *Middle Eocene* di kedalaman ±5500 ft.

DAFTAR PUSTAKA

- Adlan, Q. (2012). Genesis dan Korelasi Hidrokarbon Menggunakan Analisis Geokimia Batuan Induk dan Minyak Bumi, Dilapangan Lepas Pantai Barat Madura, Cekungan Laut Jawa *Students E-Journal*, April. <http://jurnal.unpad.ac.id/ejournal/article/view/1003>
- Allen, P. A., & Allen, J. R. (1990). *Basin Analysis Principles and Applications* (p. 563). Blackwell Publishing Company.
- Aprilana, C., Premonowati, P., Hanif, I. S., Choiratunnisa, C., Shirley, A., Utama, M. K., Sinulingga, Y. R., & Syafitra, F. (2018). New Perspective Paleogeography of East Java Basin;

- Implication respond to Oil and Gas Eksploration at Kujung Formation Carbonate Reservoir. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 132(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/132/1/012006>
- 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".
- Bou Daher, S., Littke, R., & Swennen, R. (2016). *Source rock characterization and petroleum generation modelling of the Levant Basin, onshore-offshore Lebanon: an integrated approach* (No. RWTH-2016-02116). Fachgruppe für Geowissenschaften und Geographie.
- GORENEKLI, S. Y. (2018). Geochemical characterization of the lower Pennsylvanian Morrow shale in the Anadarko Basin of Oklahoma.
- Hill, T. J. (2011). *Potential source rocks in the western Kansas petroleum province* (Doctoral dissertation, Kansas State University).
- Huang, W.-Y., & Meinschein, W. G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), 739–745.
- Hunt, J. M. (1996). *Petroleum Geochemistry and Geology* (2nd ed). W. H. Freeman and Company.
- Miles, J. A. (1989). *Illustrated Glossary of Petroleum Geochemistry*. Oxford University Press.
- Nawawi, A., Suseno, A., & Heriyanto, A. (1996). East Java Basins. *Pertamina BPPKA*, 107.
- Pandito, R. H., Haris, A., Zainal, R. M., & Riyanto, A. (2017). Hydrocarbon potential assessment of Ngimbang formation, Rihen field of Northeast Java Basin. *AIP Conference Proceedings*, 1862(July 2017). <https://doi.org/10.1063/1.4991295>
- Pepper, A. S., & Corvi, P. J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and petroleum geology*, 12(3), 291-319.
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied source rock geochemistry. *The Petroleum System - from Source to Trap, January 1994*, 93–120.
- Peters, K. E., Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). *The biomarker guide* (Vol. 1). Cambridge university press.
- Ramos, C. A. (2015). Geochemical Source Rock Evaluation in the Lusitanian Basin (Portugal) Using TG/DSC Analysis.
- Satyana, A. H., & Purwaningsih, M. E. (2003). Geochemistry of the East Java Basin: new observations on oil grouping, genetic gas types and trends of hydrocarbon habitats.
- Satyana, A. H., Erwanto, E., & Prasetyadi, C. (2004). Rembang-Madura-Kangean-Sakala (RMKS) Fault Zone, East Java Basin: The Origin and Nature of a Geologic Border. *INDONESIAN ASSOCIATION OF GEOLOGISTS 33rd ANNUAL CONVENTION, December*, 1–23.
- Setiawan, D. (2018). *Compressional Tectonic Influence to The Structural Configuration and Its Contribution to the Petroleum System on the Northern Platform of East Java Basin*. May. <https://doi.org/10.29118/ipa.50.17.71.g>
- Sofer, Z. (1984). Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration. *AAPG Bulletin*, 68(1), 31–49.
- Sribudiyani, N. M., Ryacudu, R., Kunto, T., Astono, P., Prasetya, I., Sapiie, B., Asikin, S., Harsolumakso, A. H., & Yulianto, I. (2003). The collision of the East Java Microplate and its implication for hydrocarbon occurrences in the East Java Basin. *PROCEEDINGS, INDONESIAN PETROLEUM ASSOCIATION*.
- Sweeney, J. J., & Burnham, A. K. (1990). Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *AAPG Bulletin*, 74(10), 1559–1570.
- Waples, D. W. (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*. D. Riedel Publishing Company.