

ANALISIS KARAKTERISTIK BATUAN INDUK BERDASARKAN DATA GEOKIMIA DAN SEJARAH PEMENDAMAN 1D PADA LAPANGAN “X”, CEKUNGAN JAWA TIMUR

Yunika Nur Fauzia^{1*}, Edy Sunardi¹, Nisa Nurul Ilmi¹, Hendra Iriansyah, Miftah Mazied

¹Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi: yunika20001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Studi geokimia minyak dan gas bumi berperan penting dalam mengetahui potensi minyak dan gas bumi di sebuah cekungan. Penelitian ini berfokus pada daerah penelitian yang berlokasi di Cekungan Jawa Timur. Sampel batuan induk yang digunakan dalam penelitian ini berasal dari total 6 (enam) sumur, yakni YF-1, YF-2, YN-1, YN-2, YN-3, dan YN-4. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui karakteristik geokimia batuan induk, mencakup aspek kuantitas, kualitas, dan kematangan material organik pada setiap formasi dengan menggunakan metode pirolisis *rock-eval*, dan reflektansi vitrinit. Hasil analisis geokimia menunjukkan bahwa Formasi Kujung, Formasi CD, dan Formasi Ngimbang menunjukkan kuantitas dan kualitas batuan induk yang baik dan telah mencapai tingkat kematangan puncak. Ketiga formasi ini memiliki kemampuan untuk menghasilkan hidrokarbon dengan jenis gas, campuran minyak dan gas, dan minyak. Analisis sejarah pemendaman berdasarkan pemodelan satu dimensi menunjukkan Formasi Ngimbang, Formasi CD, dan Formasi Kujung telah mengalami kematangan termal, sedangkan Formasi Tuban, Ngrayong, dan Wonocolo belum mengalami proses kematangan termal.

Kata kunci: Cekungan Jawa Timur, Batuan Induk, Geokimia, Pemodelan 1D, Sejarah Pemendaman

ABSTRACT

The geochemical study of oil and gas plays an important role in understanding the oil and gas potential in a basin. This research focuses on an area located in the East Java Basin. The source rock samples used in this study were taken from a total of 6 (six) wells, namely YF-1, YF-2, YN-1, YN-2, YN-3, and YN-4. The research aims to determine the geochemical characteristics of the source rocks, covering aspects of quantity, quality, and the maturity of organic material in each formation, using the rock-eval pyrolysis and vitrinite reflectance methods. The geochemical analysis results show that the Kujung Formation, CD Formation, and Ngimbang Formation exhibit good source rock quantity and quality and have reached peak maturity levels. These three formations have the potential to generate hydrocarbons in the form of gas, a mix of oil and gas, and oil. Burial history analysis based on one-dimensional modeling indicates that the Ngimbang, CD, and Kujung Formations have undergone thermal maturity, while the Tuban, Ngrayong, and Wonocolo Formations have not yet undergone thermal maturation processes.

Keywords: East Java Basin, Source Rock, Geochemistry, 1D Modeling, Burial History

PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang sangat penting dan berperan sebagai sumber utama energi global, termasuk di Indonesia. Menurut laporan *International Energi Agency* pada tahun 2020, minyak dan gas bumi masih akan menjadi sumber energi utama dunia hingga beberapa dekade mendatang. Oleh karena itu, dibutuhkan studi lebih lanjut mengenai batuan induk yang merupakan elemen penghasil hidrokarbon karena kandungan material organik yang dimilikinya. Studi mengenai batuan induk ini dapat dilakukan dengan menggunakan pendekatan geokimia yang mencakup analisis kuantitas, kualitas, dan kematangan material organik (Peters & Cassa, 1994).

Cekungan Jawa Timur merupakan cekungan salah satu cekungan produktif penghasil hidrokarbon. Hal ini dibuktikan dengan 143 penemuan hidrokarbon, dengan total penemuan minyak sebesar 2,2 Bbl (IHS, 2021). Hidrokarbon yang terdapat dan dapat diproduksi pada cekungan ini terdapat pada berbagai lapisan batuan, dan tersebar luas dari barat ke timur. Analisis geokimia pada penelitian ini diharapkan dapat memberikan pemahaman yang lebih baik mengenai karakteristik batuan induk pada Cekungan Jawa Timur sehingga kegiatan eksplorasi dan produksi dapat berlangsung tepat sasaran.

TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Regional

Evolusi tektonik pada Cekungan Jawa Timur terdiri dari dua periode yang mempengaruhinya, yakni periode Paleogen (Eosen-Oligosen) dan periode Neogen (Miosen-Pliosen). Pada periode pertama,

yang berorientasi dominan timur laut-barat daya, timbul rezim tektonik regangan pada Cekungan Jawa Timur. Hal ini berkaitan dengan tiga peristiwa tektonik yang terjadipada Eosen Tengah, yakni collision antara Lempeng India dan Eurasia, perubahan relatif pergerakan Lempeng Samudra Pasifik yang diindikasikan oleh keberadaan Emperor seamount, dan pergerakan Lempeng Australia yang semakin cepat ke arah utara. Batuan dasar cekungan Jawa Timur kemudian terbentuk selama masa penunjaman Lempeng Australia terhadap Lempeng Eurasia yang berada di sepanjang timurlaut-baratdaya arah Sutura Meratus. Serangkaian half-graben berkembang di bagian lepas pantai Cekungan Jawa Timur, yang berisi akumulasi sedimen Tersier dengan ketebalan hingga ribuan meter.

Pada periode selanjutnya, tepatnya pada Miosen Awal, terjadi pengangkatan (*uplifting*) Sundaland yang diakibatkan oleh tabrakan antara Lempeng Australia dengan perpanjangan zona subduksi yang membentang dari Jawa ke Papua Nugini Utara. Hal ini dibuktikan oleh masuknya pasir kuarsa tebal Ngrayong ke dalam cekungan. Rezim kompresional kemudian mendominasi pada periode ini. Wrenching dan inversi cekungan berarah barat-timur terjadi pada Miosen Tengah, berasosiasi dengan subduksi antara Lempeng Samudra India dengan Lempeng Benua Australia di bawah Kraton Sunda (*After* Wayan, 1993).

Stratigragi Regional

Cekungan Jawa Timur, dari utara hingga selatan, dapat dibagi menjadi tiga daerah pengendapan utama, yakni Platform Utara (*Northern Platform*), Tinggian Sentral (*Central High*), dan Daerah

Terangkat Selatan (*Southern Uplift*). Berdasarkan kolom stratigrafi, Cekungan Jawa Timur pada daerah penelitian tersusun 6 (enam) formasi dari tua hingga muda sebagai berikut (Mudijono & Pireno, 2001).

1. Formasi Ngimbang
2. Formasi CD
3. Formasi Kujung
4. Formasi Tuban
5. Formasi Ngrayong
6. Formasi Wonocolo

Evaluasi Batuan Induk

Batuan induk merupakan batuan sedimen yang memiliki kemampuan untuk membentuk hidrokarbon dengan kualitas dan kuantitas tertentu (Waples, 1985). Evaluasi batuan induk dilakukan untuk mengetahui karakteristik batuan induk serta mengetahui potensinya dengan menganalisis beberapa aspek, yakni kuantitas, kualitas, dan kematangan material organik (Peters & Cassa, 1994).

a. Kuantitas Material Organik

Analisis kuantitas material organik dilakukan untuk mengetahui jumlah kandungan material organik pada batuan induk dengan parameter yang digunakan merupakan hasil *rock-eval pyrolysis*, yakni nilai *Total Organic Carbon* (TOC) dan S2 (**Tabel 1**).

Tabel 1. Parameter Kuantitas Batuan Induk (Peters & Cassa, 1994)

Kuantitas	TOC (%)	S2 (mg HC/g)
Buruk	<0.5	<2.5
Cukup	0.5-1	2.5-5
Baik	1-2	5-10
Sangat Baik	2-4	10-20
Luar Biasa	>4	>20

b. Kualitas Material Organik

Analisis kualitas material organik dilakukan untuk mengetahui tipe kerogen material organik. Kualitas material organik dapat membantu dalam menjelaskan produk petroleum yang dapat dihasilkan, seperti minyak, gas, ataupun minyak dan gas. Analisis ini dilakukan dengan menggunakan nilai indeks hidrogen (**Tabel 2**).

Tabel 2. Tipe Kerogen Material Organik (Peters & Cassa, 1994)

Tipe Kerogen	HI	Produk
I	>600	Minyak
II	300-600	Minyak
II/III	200-300	Minyak/Gas
III	50-200	Gas
IV	<50	Tidak ada

c. Kematangan Material Organik

Analisis kematangan material organik dilakukan untuk mengetahui tingkat kematangan material organik pada batuan induk dengan menggunakan Nilai reflektansi vitrinit (**Tabel 3**).

Tabel 3. Kematangan Material Organik (Peters & Cassa, 1994)

Kematangan		Ro (%)	Tmaks (°C)
Belum Matang		0.20-0.60	>435
Matang	Awal	0.60-0.65	435-445
	Puncak	0.65-0.90	445-450
	Akhir	0.90-1.35	450-470
Terlalu Matang		>1.35	>470

METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan dalam penelitian ini mencakup analisis geokimia batuan induk dengan metode *Rock-Eval Pyrolysis* dan reflektansi vitrinit yang dilakukan pada 6 sumur batuan induk untuk mengetahui karakteristik batuan induk, mencakup kuantitas, kualitas, dan kematangan material organik. Selain itu, dilakukan pula pembuatan pemodelan sejarah pemendaman 1D dengan bantuan perangkat lunak Genesis untuk mengetahui keberadaan *oil window* atau awal kematangan batuan induk pada formasi tertentu berdasarkan sejarah pemendamannya.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Karakteristik batuan induk yang dianalisis pada penelitian ini dilakukan pada enam sumur sebagai berikut.

Tabel 4. Data Formasi Sumur Penelitian

Sumur	Formasi	Lokasi
YF-1	Kujung, CD, Ngimbang	<i>Central Deep</i>
YF-2	Tuban, Kujung, CD	<i>Central Deep</i>
YN-1	Tuban, CD, Ngimbang	Sub-Cekungan Madura
YN-2	CD, Ngimbang	Sub-Cekungan Madura
YN-3	Ngrayong, Tuban	Sub-Cekungan Madura
YN-4	Tuban, Kujung	Sub-Cekungan Madura

Kuantitas Material Organik

Berdasarkan hasil analisis yang didapat dari data sumur YN-3, Formasi Ngrayong (**Gambar 1**) memiliki nilai TOC 0.24-4.85% (*poor-excellent*), dan nilai S2 0.32-16.39 (*poor-very good*).

Hasil analisis yang didapat dari data sumur YF-2, YN-1, YN-3, dan YN-4 (**Gambar 2**) menunjukkan bahwa Formasi Tuban memiliki nilai TOC 0.31-7.42% (*poor-excellent*) dan nilai S2 0.26-26.71 mg HC/g (*poor-excellent*).

Hasil analisis yang didapat dari data sumur YF-1, YF-2, dan YN-4 (**Gambar 3**) menunjukkan bahwa Formasi Kujung memiliki nilai TOC berkisar antara 0.61-2.56% (*fair-very good*) dan nilai S2 1.59-11.90 mg HC/g (*poor-very good*).

Hasil analisis yang didapat dari data sumur YF-1, YF-2, YN-1, dan YN-2 (**Gambar 4**) menunjukkan Formasi CD memiliki nilai TOC *non-coal* 0.58-9.31% (*fair-excellent*), *coal* 49.67% (*excellent*), nilai S2 *non-coal* 0.45-16.00 mg HC/g (*poor-very good*) dan *coal* 214.59 mg HC/g (*excellent*).

Hasil analisis yang didapat dari data sumur YF-1, YN-1, dan YN-2 (**Gambar 5**) menunjukkan bahwa Formasi Ngimbang memiliki nilai TOC 1.00-3.71 (*good-very good*), dan nilai S2 0.73-13.33 mg HC/g (*poor-very good*).

Kualitas Batuan Induk

Berdasarkan hasil plot silang antara nilai Tmax dan HI dengan data yang didapat dari sumur YN-3 (**Gambar 6**), material organik pada Formasi Ngrayong mengandung kerogen tipe III dan tipe II, nilai HI 133-522 mg HC/g TOC. Kandungan hidrogen yang rendah hingga cukup tinggi ini mengindikasikan jenis hidrokarbon yang dapat dihasilkan berupa gas dan minyak.

Hasil plot silang antara nilai Tmax dan HI dengan data yang didapat dari sumur YF-2, YN-1, YN-3, dan YN-4 (**Gambar 7**), menunjukkan bahwa material

organik pada Formasi Tuban mengandung kerogen tipe IV hingga tipe I, nilai HI 25-931 mg HC/g TOC. Hal ini mengindikasikan jenis hidrokarbon yang dapat dihasilkan berupa gas, gas/minyak, dan minyak

Hasil plot silang antara nilai Tmax dan HI dengan data yang didapat dari sumur YF-1, YF-2, dan YN-4 (**Gambar 8**) menunjukkan bahwa material organik pada Formasi Kujung mengandung kerogen tipe III hingga tipe I, nilai HI 133-655 mg HC/g TOC. Hal ini mengindikasikan jenis hidrokarbon yang dapat dihasilkan berupa gas, gas/minyak, dan minyak.

Hasil plot silang antara nilai Tmax dan HI dengan data yang didapat dari sumur YF-1, YF-2, YN-1, dan YN-2 (**Gambar 9**), menunjukkan material organik pada Formasi CD mengandung kerogen tipe IV hingga tipe II dengan nilai HI 42-573 mg HC/g TOC. Hal ini mengindikasikan jenis hidrokarbon yang dapat dihasilkan berupa gas, gas/minyak, dan minyak.

Hasil plot silang antara Tmax vs HI dengan data yang didapat dari sumur YF-1, YN-1, dan YN-2 (**Gambar 10**), menunjukkan material organik pada Formasi Ngimbang mengandung kerogen tipe III hingga tipe II, nilai HI 72-450 mg HC/g TOC. Hal ini mengindikasikan jenis hidrokarbon yang dapat dihasilkan berupa gas, gas/minyak, dan minyak.

Kematangan Material Organik

Hasil plot silang antara nilai Ro dan kedalaman dengan data yang didapat dari sumur YF-2, YN-3, dan YN-4 (**Gambar 11**), menunjukkan material organik pada batuan induk di Formasi Ngrayong menunjukkan tingkat kematangan

immature, nilai Ro 0.30-0.43. Hal ini didukung dengan nilai Tmax yang menunjukkan angka 415-428°C (*immature*).

Hasil plot silang antara nilai Ro dan kedalaman dengan data yang didapat dari sumur YF-2, YN-1, YN-3, dan YN-4 (**Gambar 12**), menunjukkan material organik pada batuan induk di Formasi Tuban menunjukkan tingkat kematangan *immature*, nilai Ro 0.37-0.55 (*immature*). Nilai Tmax pada batuan induk di Formasi Tuban menunjukkan sedikit perbedaan, yakni di angka 400-443°C (*immature-early mature*).

Hasil plot silang antara Ro dan kedalaman dengan data yang didapat dari sumur YF-1, YF-2, YN-3, dan YN-4 (**Gambar 13**), menunjukkan material organik pada batuan induk di Formasi Kujung menunjukkan tingkat kematangan *immature-peak mature*, nilai Ro 0.37-0.88. Hal ini didukung dengan nilai Tmax yang menunjukkan angka 420-449°C (*immature-peak mature*).

Hasil plot silang antara Ro dan kedalaman dengan data yang didapat dari sumur YF-1, YF-2, YN-1, dan YN-2 (**Gambar 14**), menunjukkan material organik pada batuan induk di Formasi CD menunjukkan tingkat kematangan *immature-post mature*, nilai Ro 0.45-1.52. Nilai Tmax pada batuan induk di Formasi CD menunjukkan sedikit perbedaan tingkat kematangan, yakni di angka 418-453°C (*immature-late mature*).

Hasil plot silang antara Ro dan kedalaman dengan data yang didapat dari sumur YF-2 dan YN-2 (**Gambar 15**), menunjukkan material organik pada batuan induk di Formasi Ngimbang menunjukkan tingkat kematangan *immature-peak mature*, nilai Ro 0.50-0.87. Nilai Tmax pada batuan

induk di Formasi Ngimbang menunjukkan sedikit perbedaan tingkat kematangan, yakni di angka 400-441°C (*immature-early mature*).

Sejarah Pemendaman

Interpretasi sejarah pemendaman pada penelitian ini dilakukan dengan pembuatan model cekungan 1D pada dua titik terdalam yang terdapat di *Central Deep* (Pseudowell-1) dan Sub Cekungan Madura (Pseudowell-2) yang dapat dilihat pada **Gambar 16 & 17**. Pemodelan ini dilakukan untuk mengetahui kapan hidrokarbon mulai tergenerasi dan pada formasi mana hidrokarbon tersebut tergenerasi. Berdasarkan pemodelan sejarah pemendaman dan data kalibrasi *vitritinite reflectance*, diketahui bahwa hidrokarbon mulai memasuki fase *early oil* pada kedalaman 2800 m di *Central Deep* dan 2300 m di Sub Cekungan Madura dan termasuk ke dalam Formasi Kujung dan memasuki fase *main oil* pada kedalaman sekitar 4300 m di *Central Deep* dan 3100 m di Sub Cekungan Madura dan termasuk ke dalam Formasi Kujung.

KESIMPULAN

Berdasarkan analisis geokimia batuan induk dengan meninjau aspek kuantitas, kualitas, dan kematangannya diketahui bahwa Formasi Ngimbang merupakan formasi dengan potensi penghasil hidrokarbon terbaik, dengan rincian karakteristik masing-masing formasi sebagai berikut.

a) Formasi Ngrayong yang merupakan formasi termuda di daerah penelitian memiliki kuantitas *poor-excellent* dengan tipe kerogen III dan II (*gas dan oil prone*) dan tingkat kematangan *immature*.

b) Formasi Tuban memiliki kuantitas dan kualitas yang menonjol, yakni *poor-excellent* dengan tipe kerogen dari mulai tipe IV hingga I sehingga memiliki potensi menghasilkan berbagai jenis hidrokarbon. Namun, tingkat kematangan formasi ini masih belum matang (*immature*).

c) Formasi Kujung memiliki kuantitas *poor-excellent* dengan tipe kerogen III hingga I sehingga memiliki potensi menghasilkan berbagai jenis hidrokarbon. Tingkat kematangan formasi ini *immature-peak mature*.

d) Formasi CD memiliki kuantitas *poor-excellent (non-coal)*, *excellent (coal)* dengan tipe kerogen IV hingga II dan tingkat kematangan *immature* hingga *post mature*.

e) Formasi Ngimbang yang merupakan formasi terdalam serta tertua di daerah penelitian memiliki kuantitas *poor-excellent* dengan tipe kerogen III hingga II dan tingkat kematangan *immature-peak mature*.

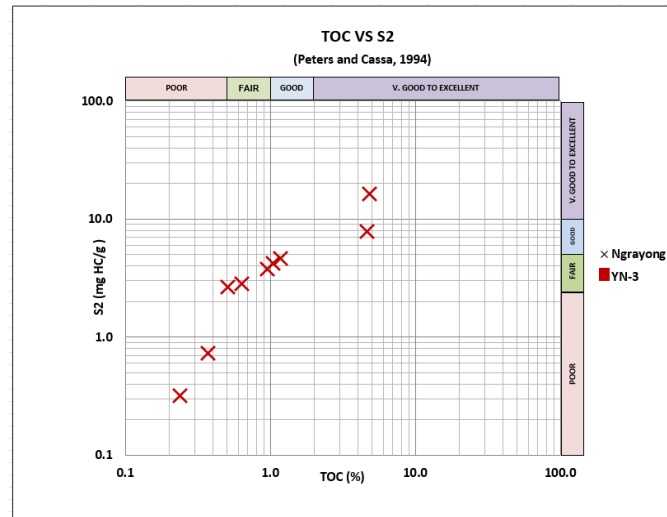
Pemodelan sejarah pemendaman menunjukkan bahwa Formasi Ngimbang, Formasi CD, dan Formasi Kujung telah mengalami kematangan termal, sedangkan Formasi Tuban, Ngrayong, dan Wonocolo belum mengalami proses kematangan termal.

UCAPAN TERIMA KASIH

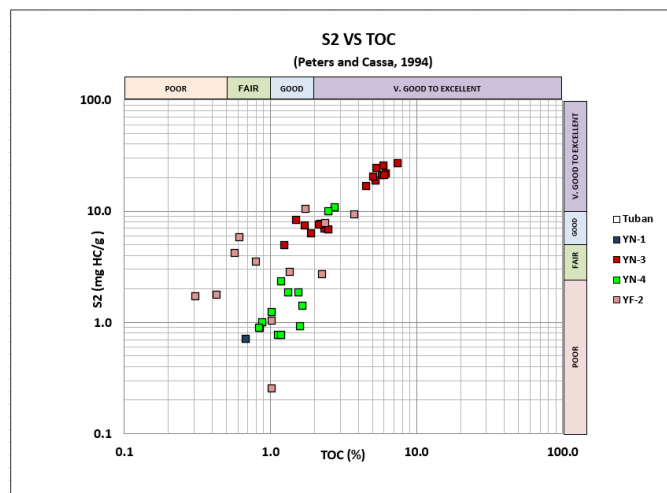
Penulis mengucapkan terima kasih kepada terima kasih kepada Kang Hendra Iriansyah Darmawan dan Kang Miftah Mazied yang selalu bersedia membimbing serta memberi masukan dan wawasan kepada penulis selama pelaksanaan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

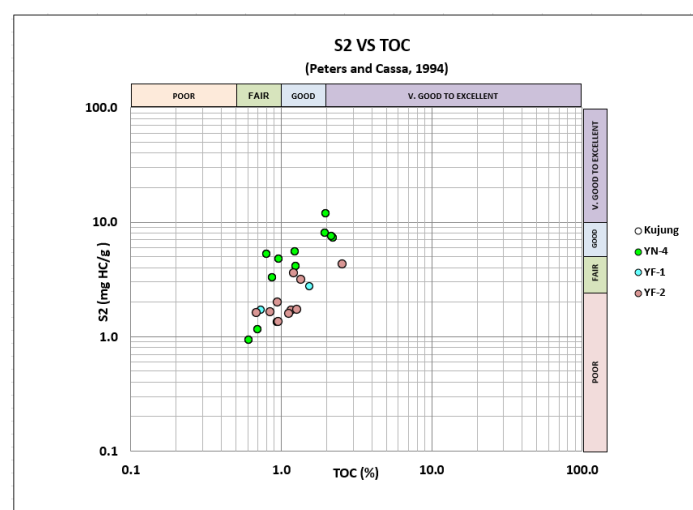
- Bransden PJE, and Matthews SJ. 1992. Structural and stratigraphic evolution of the East Java Sea, Indonesia. Proceedings Indon. Petrol. Assoc., Twenty First Annual Convention. Indonesia. IPA 92–11.24.
- Chinn, E. W. 1991. The Roles of Organic Geochemistry in Petroleum Exploration. Basin Research Institute Bulletin of Louisiana State University, pp. 15-23. Baton Rouge: Louisiana State University.
- International Energy Agency (IEA). 2020. World Energy Outlook 2020. IEA Publications.
- Mudjiono, R. and Pireno, G.E. 2002. Exploration of the north Madura Platform, offshore East Java, Indonesia. Proceedings Indonesian Petroleum Association 28th Annual Convention. IPA01-G-138.
- Peters, Kenneth E. dan Mary Rose Cassa. 1994. Applied Source Rock Geochemistry.



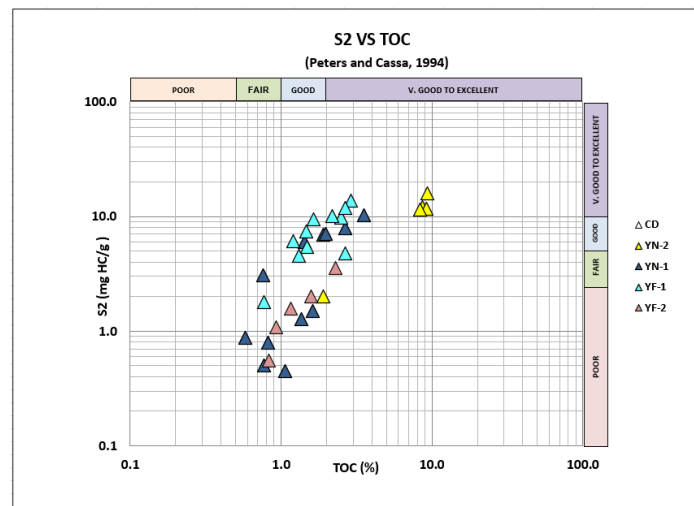
Gambar 1. Diagram Plot Silang TOC vs S2 Fm. Ngrayong (Peters & Cassa, 1994)



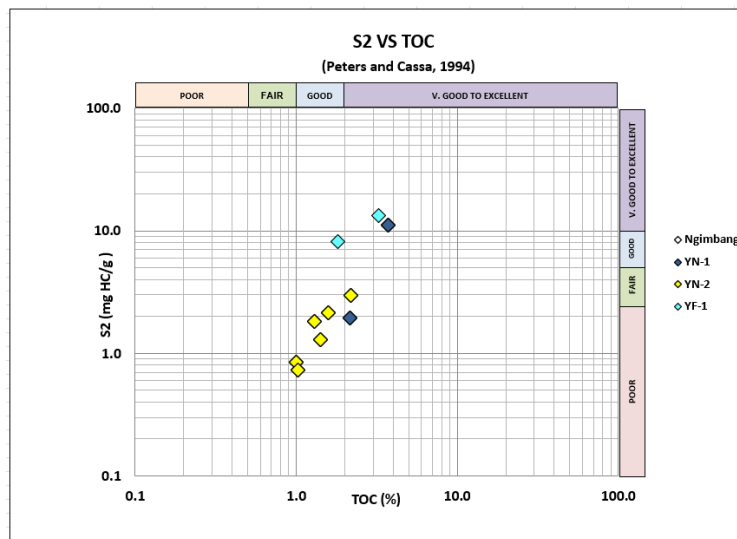
Gambar 2. Diagram Plot Silang TOC vs S2 Fm. Tuban (Peters & Cassa, 1994)



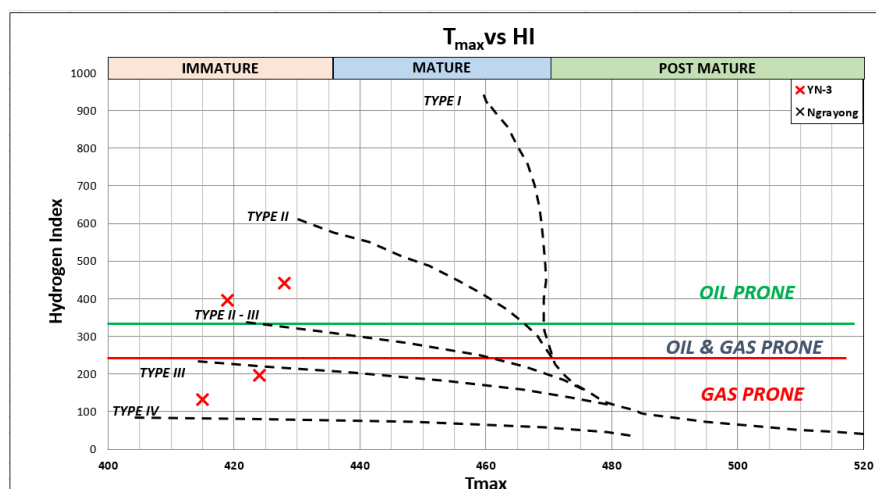
Gambar 3. Diagram Plot Silang TOC vs S2 Fm. Kujung (Peters & Cassa, 1994)



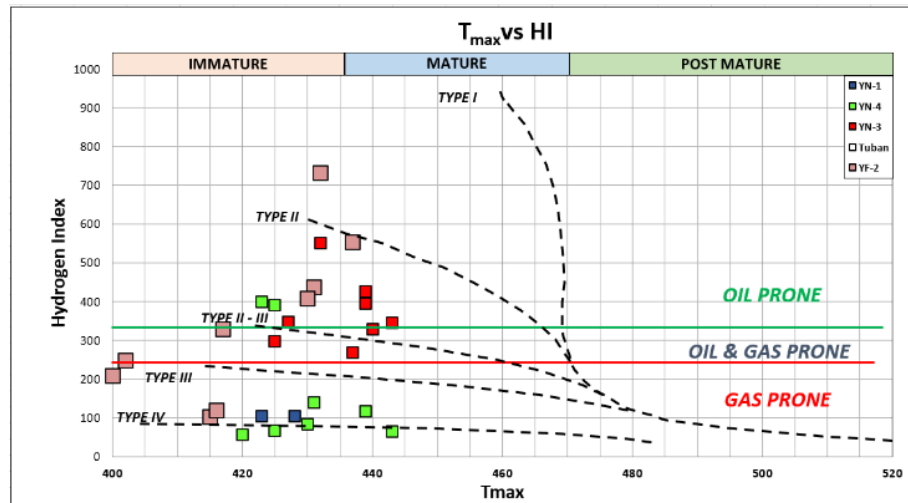
Gambar 4. Diagram Plot Silang TOC vs S2 Fm. CD (Peters & Cassa, 1994)



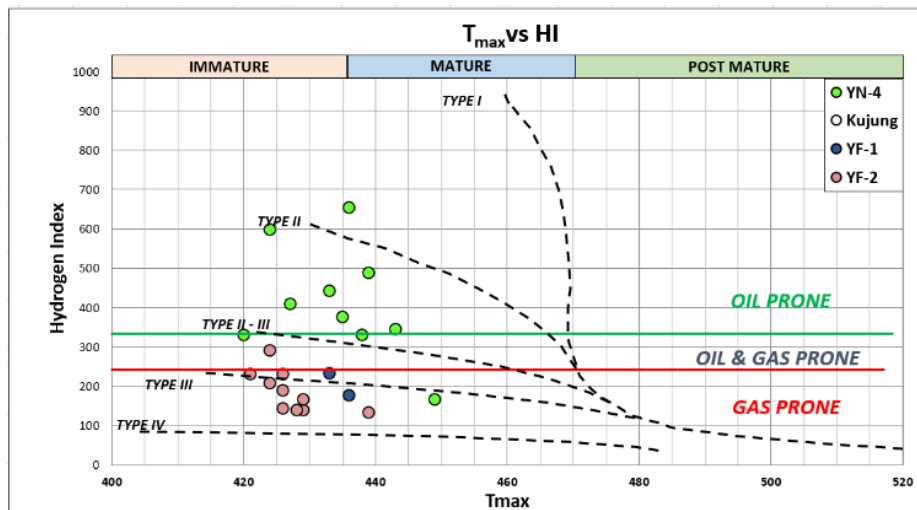
Gambar 5. Diagram Plot Silang TOC vs S2 Fm. Ngimbang (Peters & Cassa, 1994)



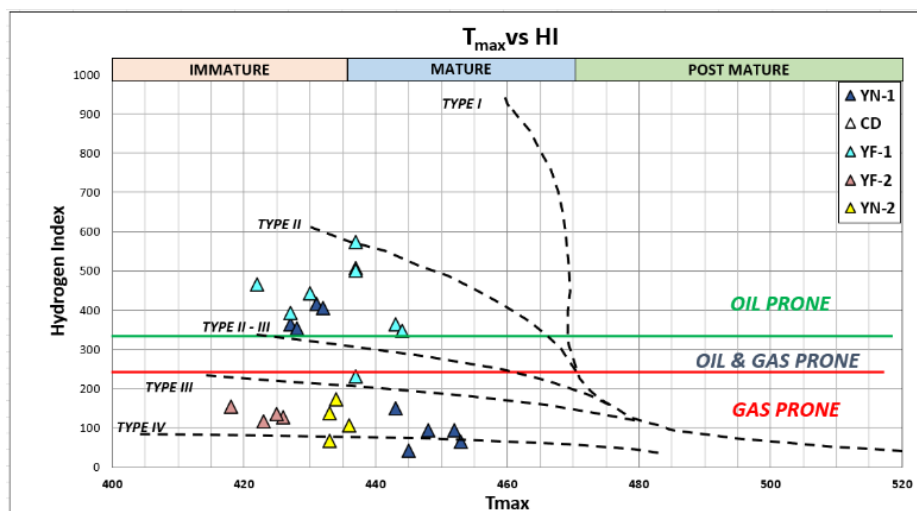
Gambar 6. Diagram Plot Silang Tmax vs HI Fm. Ngrayong (Peters & Cassa, 1994)



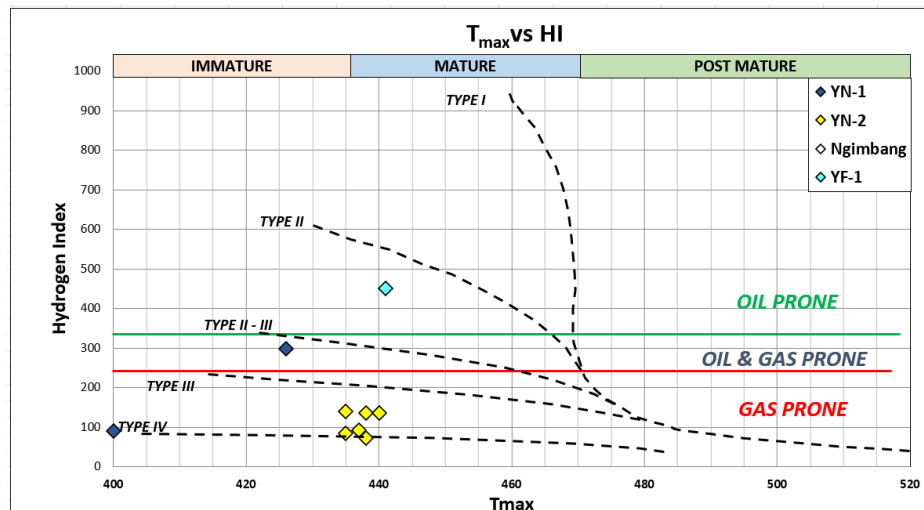
Gambar 7. Diagram Plot Silang Tmax vs HI Fm. Tuban (Peters & Cassa, 1994)



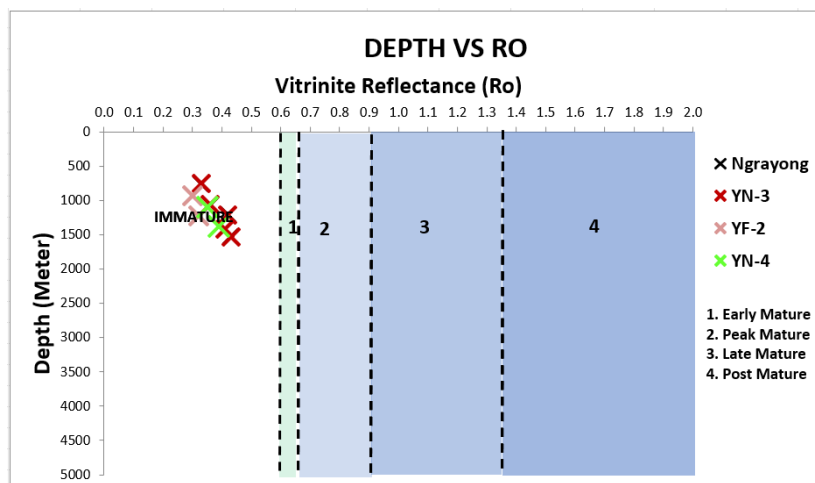
Gambar 8. Diagram Plot Silang Tmax vs HI Fm. Kujung (Peters & Cassa, 1994)



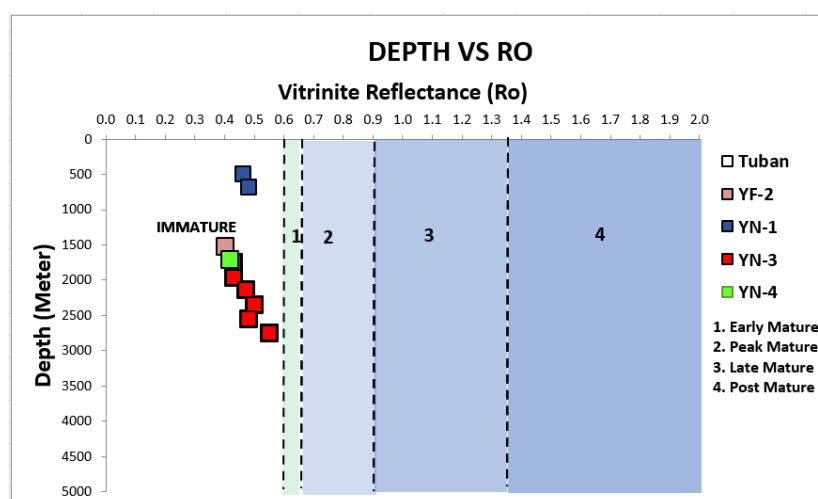
Gambar 9. Diagram Plot Silang Tmax vs HI Fm. Kujung (Peters & Cassa, 1994)



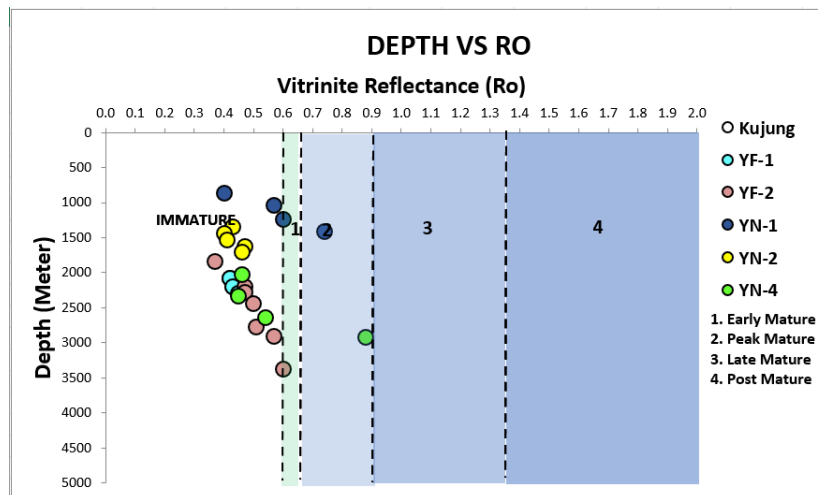
Gambar 10. Diagram Plot Silang Tmax vs HI Fm. Ngimbang (Peters & Cassa, 1994)



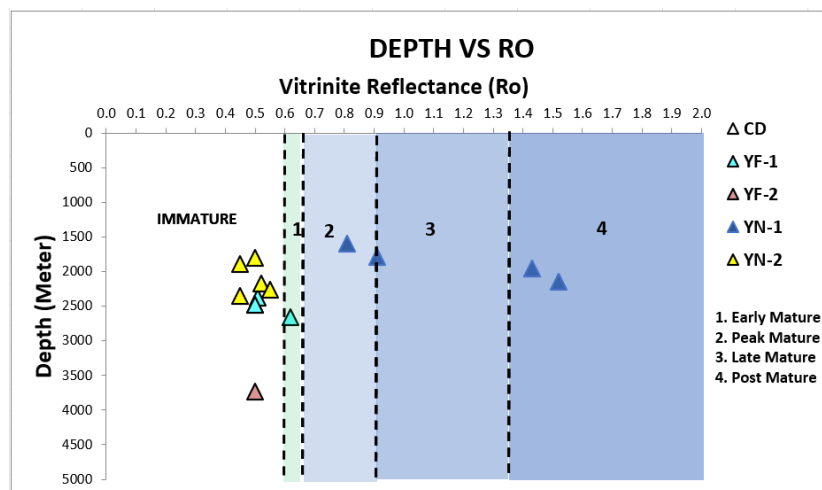
Gambar 11. Diagram Plot Silang Ro vs Kedalaman Fm. Ngrayong (Peters & Cassa, 1994)



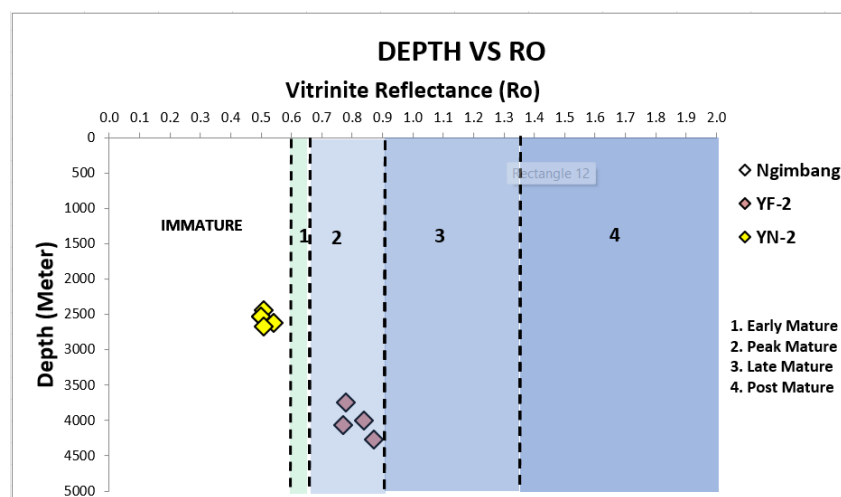
Gambar 12. Diagram Plot Silang Ro vs Kedalaman Fm. Tuban (Peters & Cassa, 1994)



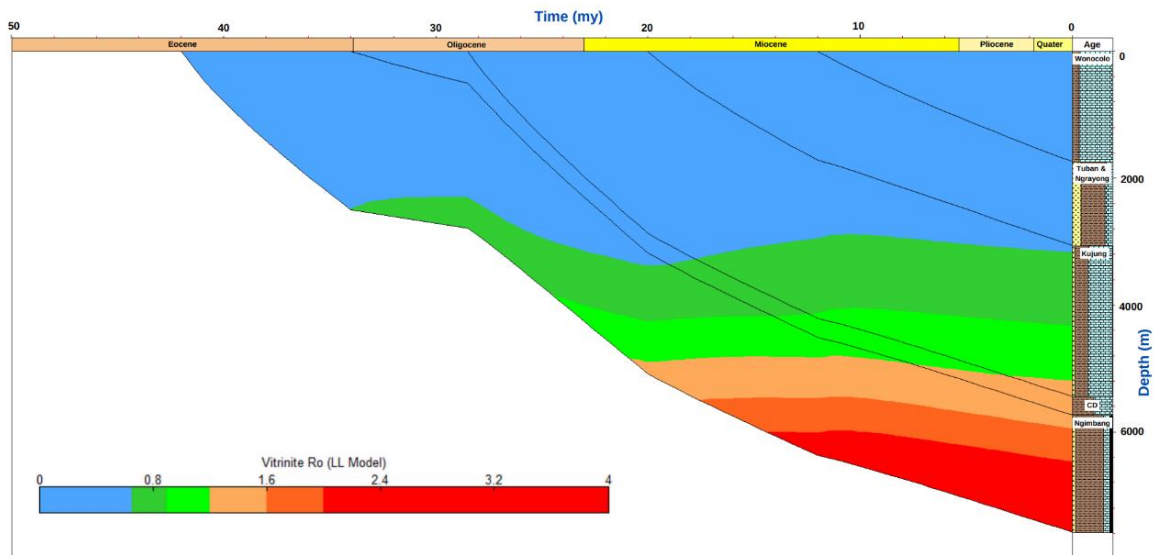
Gambar 13. Diagram Plot Silang Ro vs Kedalaman Fm. Kujung (Peters & Cassa, 1994)



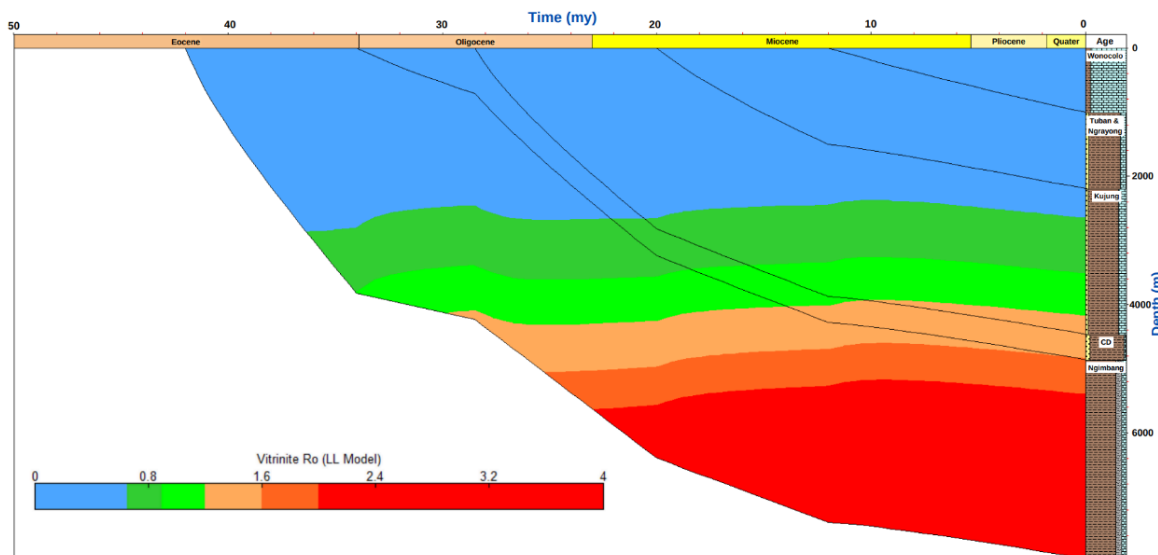
Gambar 14. Diagram Plot Silang Ro vs Kedalaman Fm. CD (Peters & Cassa, 1994)



Gambar 15. Diagram Plot Silang Ro vs Kedalaman Fm. Ngimbang (Peters & Cassa, 1994)



Gambar 16. Pemodelan 1D Pseudowell-1 (Central Deep)



Gambar 17. Pemodelan 1D Pseudowell-2 (Sub Cekungan Madura)