

**ANALISIS POTENSI BATUAN INDUK BERDASARKAN KARAKTERISTIK
GEOKIMIA DAN SEJARAH PEMENDAMAN 1D BLOK "TB"
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**Dhea Ezra Dulanlebit^{1*}, Yoga Andriana Sendjaja¹, Nisa Nurul Ilmi¹,
Ivan Kharisma Barus², Ardi Julian Samudra²**

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

²Pertamina Hulu Rokan Asset 4

*Korespondensi : dhea20007@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Lokasi lapangan penelitian "TB" terletak di Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan menjadi salah satu cekungan produktif penghasil hidrokarbon. Penelitian ini dilakukan pada tiga sumur batuan induk yaitu Sumur DEA-1, Sumur DEA-2, dan Sumur DEA-3. Tujuan dilakukannya penelitian ini untuk mengetahui potensi batuan induk berdasarkan karakteristik geokimia seperti kualitas, kuantitas, dan kematangan material organik dengan menggunakan metode pirolisis evaluasi batuan dan evaluasi biomarker. selain itu juga dilakukan analisis sejarah pemendaman 1D dengan memanfaatkan perangkat lunak PetroMod. Berdasarkan analisis geokimia, Sumur DEA-2 dan DEA-3 merupakan batuan induk potensial, sedangkan Sumur DEA-1 menjadi batuan induk efektif. Kemudian, berdasarkan pemodelan sejarah pemendaman 1D, dapat diketahui Sumur DEA-1 dan DEA-2 memasuki awal kematangan pada Formasi Baturaja, sedangkan DEA-3 masih belum matang.

Kata Kunci : Cekungan Sumatera Selatan, Batuan Induk, Geokimia, Lingkungan Pengendapan, Sejarah Pemendaman

ABSTRACT

The location of the "TB" research field is located in the South Sumatra Basin. South Sumatra Basin is one of the productive basins producing hydrocarbons. This research was carried out on three source rock wells, namely DEA-1, DEA-2, and DEA-3. The aim of this research is to determine the potential of source rock based on geochemical characteristics such as quality, quantity and maturity of organic material using the pyrolysis method of rock evaluation and biomarker evaluation. Apart from that, 1D burial history analysis was also carried out using PetroMod software. Based on geochemical analysis, Wells DEA-2 and DEA-3 are potential source rocks, while Well DEA-1 is the effective source rock. Meanwhile, based on 1D burial history modeling, it can be seen that Wells DEA-1 and DEA-2 are entering the beginning of maturity in the Baturaja Formation, while DEA-3 is still immature.

Keywords : South Sumatra Basin, Source Rock, Geochemistry, Depositional Environment, Burial History

PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi menjadi salah satu sumber energi utama dunia dengan tingkat kebutuhan yang tinggi. Berdasarkan data *Statistical Review of World Energy British Petroleum* (2022), produksi minyak bumi di Indonesia telah mencapai 31,4 juta ton, sedangkan jumlah konsumen dua kali lipat lebih tinggi yakni sebanyak 69,7 juta ton. Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan yang telah dieksplorasi dan menjadi salah satu daerah potensi penghasil hidrokarbon yang cukup besar di Indonesia. Menurut Ginger dan Fielding (2005), produksi minyak bumi pada Cekungan Sumatera Selatan mencapai 2,3 milyar barel (BBOE) dan sumur yang telah diproduksi sekitar 27% dari keseluruhan cadangan awal. Dengan demikian perlu dilakukan evaluasi lebih lanjut untuk eksplorasi sehingga dapat mengoptimalkan potensi lapangan hidrokarbon tersebut dan untuk terpenuhinya tingkat konsumsi minyak dan gas bumi yang kian meningkat.

Dalam optimalisasi eksplorasi hidrokarbon, diperlukan evaluasi terhadap batuan induk penghasil hidrokarbon yang dapat dilakukan dengan metode geokimia. Metode analisis geokimia dapat dilakukan dengan menerapkan prinsip kimia untuk mengetahui asal mula, tingkat kematangan, migrasi, dan akumulasi hidrokarbon yang kemudian dikaitkan dengan eksplorasi minyak dan gas bumi secara berkelanjutan (Hunt, 1979). Dalam eksplorasi minyak dan gas bumi, *source rock* menjadi salah satu aspek penting karena perannya sebagai penghasil minyak dan gas bumi dan dapat memprediksi kandungan hidrokarbon yang terperangkap. Selain itu, *source rock* juga dapat menentukan kualitas dari suatu hidrokarbon serta kandungan penyusun batuan induk seperti bahan organik yang menjadi aspek utama yang perlu dijadikan perhatian dalam evaluasi karena dapat menjelaskan jenis material organik dan asal-usul terbentuknya.

TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Regional

Secara geografis, Cekungan Sumatera Selatan terletak pada 4° LS - 1°30' LU dan 102°18'27" BT - 104°18'27" BT. Secara umum, cekungan ini dibatasi oleh Bukit Barisan dan Sesar Semangko yang memanjang di sisi barat, Pegunungan Tigapuluh di sisi utara, dan Tinggian Lampung di sisi selatan. Cekungan Sumatera Selatan termasuk kedalam *back-arc basin* yang terbentuk akibat adanya interaksi antar dua lempeng yaitu Lempeng Indo-Australia dan Lempeng Mikro-Sunda. Menurut De Coster (1974), Aktivitas tektonik ini terjadi dalam tiga fase yaitu :

1. Fase Kompresi

Fase ini dimulai pada Mesozoikum Tengah dimana sepanjang palung Sumatera terbentuk sesar mendatar dekstral berarah utara-selatan. Kemudian pada Paleozoikum Akhir diperkirakan sedimen mulai terendapkan, dan diikuti oleh proses pengangkatan yang kemudian patah dan terlipatkan membentuk megablok struktural serta intrusi oleh batuan metamorf batholit granit dan tersingkap sebagai dasar dari cekungan sumatera pada Bukit Barisan (De Coster, 1974).

2. Fase Ekstensional

Fase ini terjadi pada Kapur Akhir – Tersier Awal yang ditandai dengan *event* megasekuen *syn rift* oleh perenggangan antar lempeng Samudera Hindia ke arah barat dan lempeng benua Australia ke arah Timur sehingga terbentuk *horst* dan *graben* berarah utara-selatan. Selama proses fase ini berlangsung, terjadi transgresi dalam waktu yang lama sehingga cekungan sumatera mengalami *subsidence* dan menyebabkan hampir keseluruhan cekungan tergenang membentuk Formasi Talang Akar.

3. Fase Kompresi

Fase ini berlangsung pada Miosen Tengah – Resen dimana pada fase ini terbentuk antiklin sebagai *trap* atau perangkap hidrokarbon utama dalam

Cekungan Sumatera Selatan. Pada fase ini juga terjadi pembentukan Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai. Formasi Air Benakat terbentuk akibat proses pengendapan saat regresi, sedangkan Formasi Muara Enim terbentuk pada Pliosen Awal akibat dari perubahan lingkungan pengendapan yang berangsur menjadi lingkungan transisi dipengaruhi oleh proses transgresi, kemudian Formasi Kasai terbentuk karena aktivitas *subsidence* dan erosi Bukit Barisan pada Pliosen hingga Pleistosen (Robbani et al., 2018).

Menurut Koesomadinata (1980), batuan pada Cekungan Sumatera Selatan terendapkan secara tidak selaras diatas batuan dasar metamorf dan batuan beku berumur Pra-Tersier. Berdasarkan kolom stratigrafi, cekungan sumatera selatan tersusun oleh tujuh (7) formasi sebagai berikut (dari tua sampai muda) :

1. Formasi Lahat
2. Formasi Talang Akar
3. Formasi Baturaja
4. Formasi Gumai
5. Formasi Air Benakat
6. Formasi Muara Enim
7. Formasi Kasai

Batuan Induk

Batuan Induk merupakan batuan karbonat yang berasal dari material organik yang terendapkan oleh batuan sedimen. Terbentuknya suatu batuan induk dapat dipegaruhi oleh tingkat produktivitas biologis yang cukup untuk dapat memproduksi material organik dengan jumlah atau kuantitas yang cukup dan kondisi pengendapan yang sesuai untuk akumulasi dan pengawetan material organik tersebut. Waples (1985) mengklasifikasikan batuan induk menjadi tiga yaitu batuan induk efektif (*effective source rock*), batuan induk berpeluang (*possible source rock*), dan batuan induk potensial (*potential source rock*). Untuk mengetahui tipe batuan induk maka perlu

dilakukan evaluasi batuan induk meliputi tiga aspek analisis :

a. Kualitas Material Organik

Kualitas dapat menjadi penentu sifat dasar produk hidrokarbon yang ditunjukkan berdasarkan tipe kerogennya yaitu nilai kelimpahan unsur hidrogen dan unsur oksigennya (**Tabel 1**).

Tabel 1. Tipe Kerogen Material Organik (Peter & Cassa, 1994)

Tipe Kerogen	HI	Atomic H/C	Potensi Hidrokarbon
I	>600	>1,5	Minyak
II	300-600	1,2-1,5	Minyak
II/III	200-300	1,0-1,2	Minyak/Gas
III	50-200	0,7-1,0	Gas
IV	<50	<0,7	-

b. Kuantitas Material Organik

Kuantitas material organik merupakan jumlah kandungan material organik yang dapat dihitung berdasarkan kandungan TOC (*Total Organic Carbon*) dan S₂ (*Pyrosable Hydrocarbon*) (**Tabel 2**).

Tabel 2. Parameter kuantitas *Rock-Eval Pyrolysis* (Peter & Cassa, 1994)

Potensi	TOC (%)	Rock- Eval S ₂
<i>Poor</i>	< 0,5	< 2,5
<i>Fair</i>	0,5 – 1	2,5 – 5
<i>Good</i>	1 – 2	5 – 10
<i>Very Good</i>	1 – 4	10 – 20
<i>Excellent</i>	> 4	> 20

c. Kematangan Material Organik

Kematangan material organik dapat dianalisis menggunakan data *Rock-Eval Pyrolysis* berupa nilai *Temperature Maximum* (T_{max}), rasio pantulan virinit (Ro), dan indeks alterasi termal (TAI) (**Tabel 3**).

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

Tingkat Kematangan Thermal	%Ro	T _{max}	TAI
<i>Immature</i>	0,2-0,5	435	1,5 – 2,6
<i>Mature</i>	<i>Early</i>	0,6-0,65	435-445
	<i>Peak</i>	0,65-0,9	445-450
	<i>Late</i>	0,9-1,35	450-470
<i>Post Mature</i>	>1,35	>470	>3,3

METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan dalam penelitian ini yaitu analisis geokimia dengan memanfaatkan *Microsoft Excel* dan *software* Petromod. Analisis yang dimaksud diantaranya adalah Analisis *Total Organic Carbon* (TOC) dan *Rock Eval Pyrolysis* (REP) untuk mengetahui kualitas, kuantitas, dan tingkat kematangan dari material organik. Selain itu juga dilakukan analisis sejarah pemendaman (*burial history*) untuk mengetahui proses keterbentukan formasi batuan pada saat sedimentasi, ketebalannya, litologi, serta peristiwa yang terjadi selama proses tersebut berlangsung.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Karakteristik batuan induk yang dianalisis dilakukan pada tiga (3) sumur yaitu sumur DEA-1, sumur DEA-2, dan sumur DEA-3 dengan rincian pada **Tabel 4**.

Tabel 4. Data Formasi Sumur Penelitian

Sumur	Sample Type	Formasi
DEA-1	Cuttings	Talang Akar (TAF)
DEA-2	Cuttings	Air Benakat (ABF) Gumai (GUF) Baturaja (BRF) Talang Akar (TAF)
DEA-3	Cuttings	Air Benakat (ABF) Gumai (GUF) Baturaja (BRF) Talang Akar (TAF)

Kualitas Material Organik

Berdasarkan hasil *crossplot* nilai T_{max} vs *Hydrogen Index* (HI) pada Diagram Van Krevelen (**Gambar 1**) didapatkan Material organik pada Sumur DEA-1 merupakan “*Tipe III*” yang merupakan kerogen dengan indikasi kandungan gas yang memiliki kandungan *hydrogen* rendah (nilai HI = 137-198). Namun pada kedalaman 2338 meter cenderung bersifat “*Tipe II-*

III”, dimana kerogen tipe ini mengindikasikan kandungan *hydrogen* menengah (nilai HI = 211) dan bersifat *mixed* atau menghasilkan hidrokarbon jenis campuran minyak dan gas.

Pada Sumur DEA-2 (**Gambar 2**), material organik pada Formasi Air Benakat dan Formasi Gumai merupakan “*Tipe III*”, dimana kerogen tipe ini mengindikasikan adanya kandungan *hydrogen* yang rendah (nilai HI = 39 - 104), dan bersifat menghasilkan gas (*gas prone*). Sedangkan, material organik pada Formasi Baturaja dan Formasi Talang Akar merupakan “*Tipe II - III*”. Kerogen tipe ini cenderung memiliki kandungan *hydrogen* menengah (nilai HI = 0,48-0,57) dan bersifat *mixed hydrocarbon*.

Pada Sumur DEA-3 (**Gambar 3**), material organik pada Formasi Air Benakat, Formasi Gumai, dan Formasi Baturaja merupakan “*Tipe III*”, dimana kerogen tipe ini mengindikasikan adanya kandungan *hydrogen* yang rendah (nilai HI = 52-288) dan bersifat *gas prone*. Sedangkan, pada Formasi Talang Akar merupakan “*Tipe II*” yang cenderung memiliki kandungan *hydrogen* tinggi (nilai HI = 135-389) untuk batuan non-coal sedangkan untuk coal bersifat *oil prone* (nilai HI = 500).

Kuantitas Material Organik

Dalam menganalisis kuantitas pada sampel batuan induk digunakan perbandingan nilai *Rock Eval Pyrolysis* (REP), yaitu nilai *Total Organic Carbon* (TOC) dan nilai S2 (*pyrolysable hydrocarbon*). Berdasarkan *crossplot* nilai tersebut didapatkan bahwa pada Sumur DEA-1 (**Gambar 4**) dengan batuan non-coal memiliki nilai TOC 1,15 – 1,23 wt% (*Good*). Sedangkan pada kedalaman 2334 meter dengan litologi Batubara memiliki nilai TOC 62,10 wt% (*Excellent*). Selanjutnya berdasarkan nilai S2, material organik pada batuan non-coal memiliki rata-rata nilai 1,61 – 2,43 (*Poor*). Sedangkan, coal dengan nilai S2 yang cukup besar yaitu 123,11 (*Excellent*).

Pada Sumur DEA-2 (**Gambar 5**) Formasi Air Benakat dan Formasi Gumai dengan nilai TOC 0,52 - 0,89 wt% menunjukkan kuantitas *fair*. Sedangkan berdasarkan nilai S2 menunjukkan kuantitas *poor* (nilai S2 < 2 mg/g). Kemudian pada Formasi Baturaja dan Formasi Talang Akar dengan batuan non-coal memiliki nilai TOC 0,82 - 6,21 wt% menunjukkan kuantitas *fair-good*. Sedangkan berdasarkan nilai S2 menunjukkan kuantitas *poor-good* (nilai S2 < 5 mg/g). Sedangkan pada *coal* memiliki kuantitas *Excellent* (nilai TOC = 58 wt% ; S2 = 290,15).

Pada Sumur DEA-3 (**Gambar 6**) Formasi Air Benakat dan Formasi Talang Akar memiliki nilai TOC 0,9 - 1,04 wt% menunjukkan kuantitas *fair-good*. Kemudian pada Formasi Gumai dengan TOC 0,82 - 2,36 wt% menunjukkan kuantitas *fair-very good*, dan Formasi Baturaja dengan nilai TOC 0,83 wt% menunjukkan kuantitas (*fair*). Sedangkan berdasarkan nilai S2, keempat formasi menunjukkan kuantitas *poor* (S2 < 1,04 mg/g), namun pada kedalaman 1914 meter terdapat *coal* bersifat *excellent* (TOC = 36,68 wt% ; s2 = 98,4 mg/g).

Kematangan Material Organik

Analisis tingkat kematangan material organik digunakan *crossplot* nilai Tmax dan Kedalaman serta nilai %Ro dan kedalaman. Pada Sumur DEA-1, berdasarkan nilai Tmax dan kedalaman (**Gambar 7**) Formasi Talang Akar sudah memasuki fase matang atau *mature* (nilai Tmax = 436 - 442°C). Sedangkan berdasarkan nilai Ro dan kedalamannya, formasi ini bersifat *early mature* - *peak mature* (nilai Ro non coal = 0,61 - 0,66 ; Ro coal = 0,69).

Pada Sumur DEA-2 (**Gambar 8**) Berdasarkan nilai Tmax dan Kedalaman di Formasi Air Benakat, Formasi Gumai, dan Formasi Baturaja bersifat *immature* (nilai Tmax = 430 - 438°C). Sedangkan Formasi Talang Akar cenderung *immature* - *mature* (nilai Tmax = 434 - 441). Kemudian

berdasarkan nilai Ro, pada keempat formasi ini memiliki tingkat kematangan yang sama yakni *immature* (Ro = 0,31 - 0,57).

Pada Sumur DEA-3 (**Gambar 9**) berdasarkan nilai Tmax dan kedalaman di keempat formasi memiliki tingkat kematangan *Immature* - *Mature* (nilai Tmax = 423 - 443°C). Sedangkan berdasarkan nilai Ro, keempat formasi masih bersifat *immature* (nilai Ro = 0,39 - 0,52).

SEJARAH PEMENDAMAN

Sejarah pemendaman (*burial history*) dilakukan untuk dapat menjelaskan bagaimana proses pemendaman yang ada pada setiap sumur baik dari generasi hidrokarbon dan tingkat kematangannya. Proses pemendaman ini menggunakan kalibrasi model kinetik Sweeney Burnham (1990) pada aplikasi *software* PetroMod dengan data yang dibutuhkan seperti *top* dan *bottom*, ketebalan, umur, dan litologi setiap formasi. Sumur DEA-1 dan Sumur DEA-2 memasuki tingkat kematangan *immature* pada Formasi Kasai hingga Formasi Gumai dan mencapai fase *early mature* saat memasuki Formasi Baturaja pada Pliosen Awal (4.78 Ma) dan Formasi Talang Akar pada Pliosen Awal (4.46 Ma) (**Gambar 10**), hal ini didukung oleh nilai rata-rata *vitrite reflectance* sumur yang berkisar pada 0,63% sehingga menunjukkan tingkat kematangan *early mature*. Sedangkan, pada Sumur DEA-3 menunjukkan tingkat kematangan *immature* (**Gambar 11**) dengan rata-rata nilai Ro berada pada 0,47%. Hal ini mungkin dapat terjadi dikarenakan material organik yang dihasilkan berupa material kayu atau telah teroksidasi sehingga tidak dapat menghasilkan hidrokarbon.

KESIMPULAN

Karakteristik geokimia pada batuan induk menunjukkan bahwa Sumur DEA-1 merupakan Batuan Induk Efektif,

sedangkan Sumur DEA-2 dan DEA-3 merupakan Batuan Induk Potensial. Hal tersebut ditinjau berdasarkan hasil analisis kualitas mencangkup nilai HI dan Tmax, analisis kuantitas mencangkup nilai TOC dan S2, serta analisis tingkat kematangan mencangkup nilai %Ro, Tmax, dan kedalaman.

Pemodelan sejarah pemendaman 1D pada Sumur DEA-1 dan DEA-2 menunjukkan peningkatan kematangan menuju *early mature* saat memasuki Formasi Baturaja yang dibuktikan dengan nilai %Ro yang berkisar 0,6 - 0,65. Sedangkan, pada Sumur DEA-3 masih belum mencapai fase matang ditandai dengan nilai %Ro dan kedalaman yang relatif rendah.

DAFTAR PUSTAKA

- De Coster, G.L. (1974). The geology of the central and south Sumatra basins. Proc. Indon. Petrol. Assoc., 3rd Ann. Conv., 77–110.
- Ginger, D., & Fielding, K. (2005). The Petroleum System and Future Potential

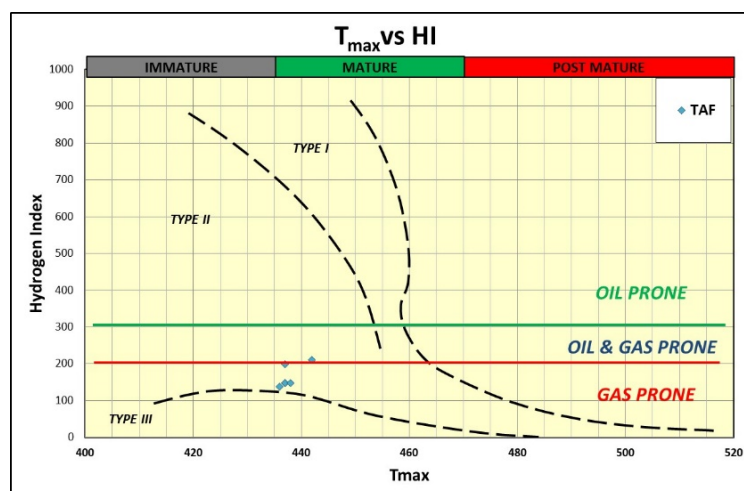
of the South Sumatra Basins. IPA 05-G-039. Proceeding Indonesian Petroleum Association., 67–89.

Hunt, J. M. (1979). Petroleum Geochemistry and Geology (2nd ed.). W.H. Freeman Company.

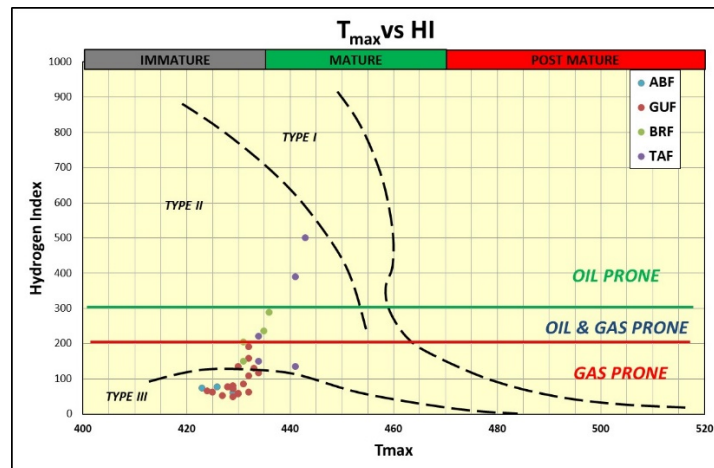
Koesoemadinata. (1980). Geologi Minyak dan Gas Bumi (2nd ed., Vols. 1 and 2). Institut Teknologi Bandung.

Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied source rock geochemistry. The Petroleum System - from Source to Trap, 93–120. Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2004). The Biomarker Guide, Volume 1&2: Biomarkers and Isotopes in The Environment and Human History. Cambridge University Press.

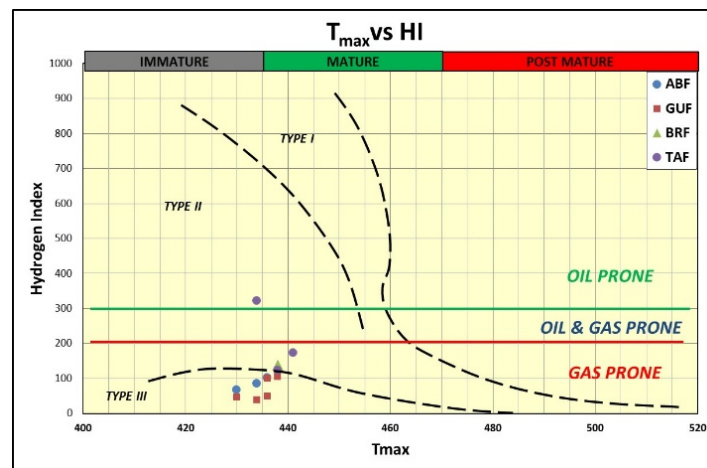
Robbani, A. Q., Luthfi, M., Witasta, N., & Sufi, M. (2018). Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Berdasarkan Analisis Pemetaan Geologi Bawah Permukaan Lapangan “X” Formasi Air Benakat Cekungan Sumatera Selatan. Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Pakuan



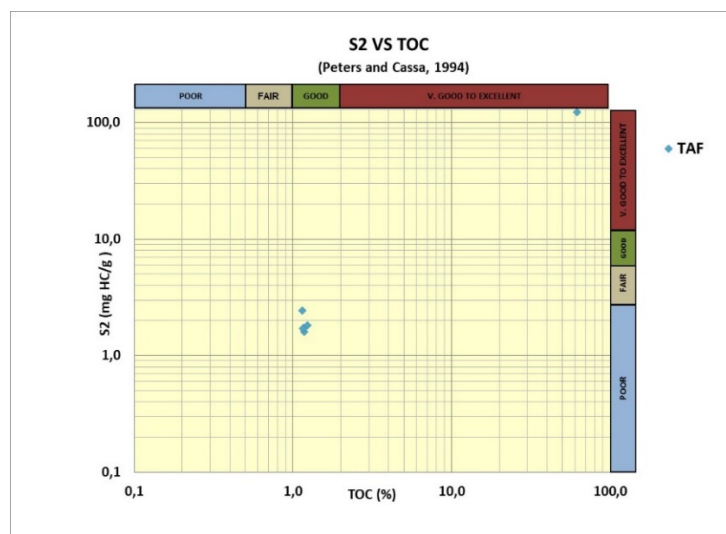
Gambar 1. Diagram *Crossplot* Tmax vs HI pada Sumur DEA-1 (Peters & Cassa, 1994)



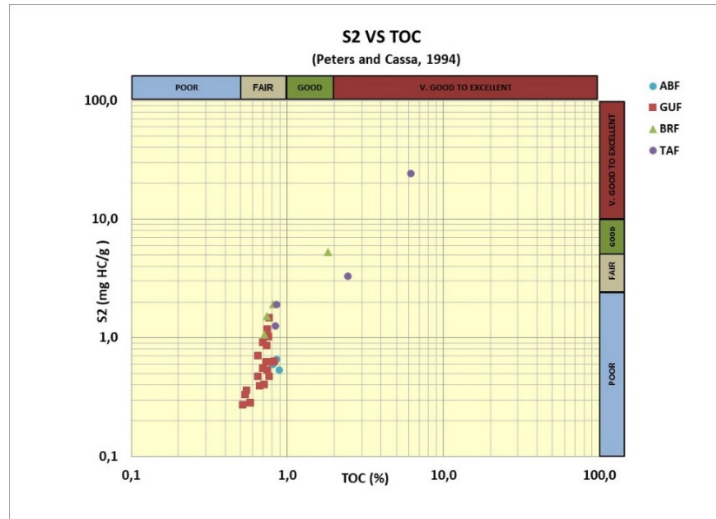
Gambar 2. Diagram *Crossplot* Tmax vs HI pada Sumur DEA-2 (Peters & Cassa, 1994)



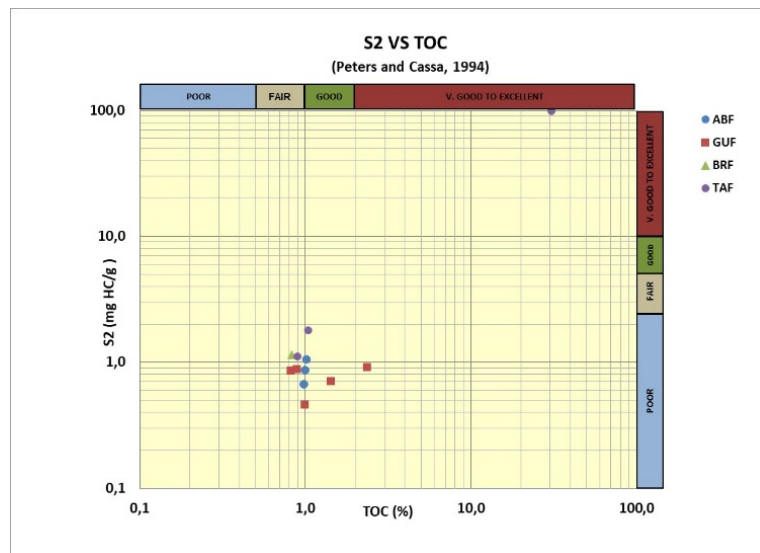
Gambar 3. Diagram *Crossplot* Tmax vs HI pada Sumur DEA-3 (Peters & Cassa, 1994)



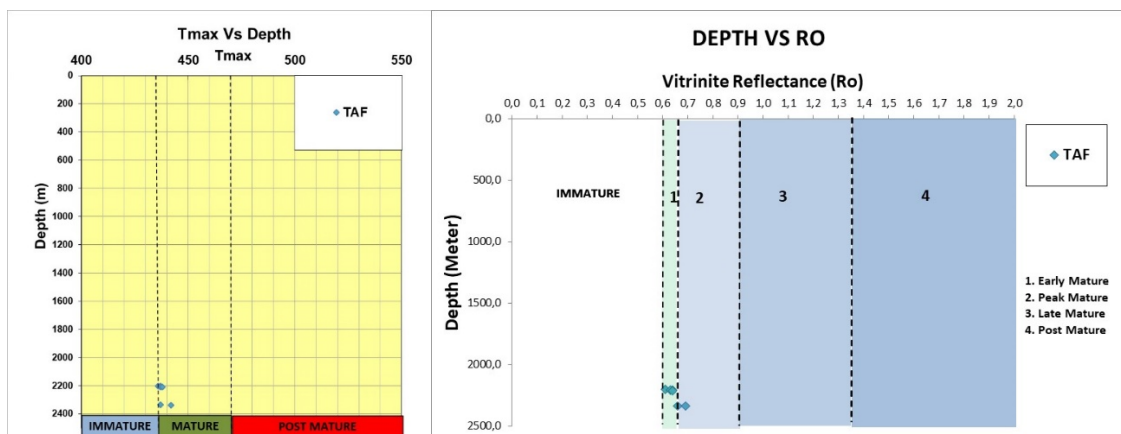
Gambar 4. Diagram *Crossplot* S2 vs TOC pada Sumur DEA-1 (Peters & Cassa, 1994)



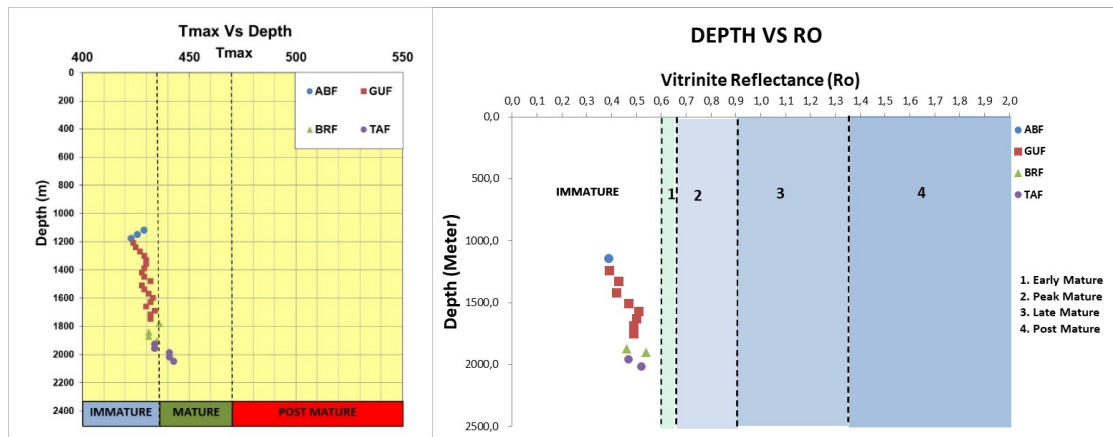
Gambar 5. Diagram *Crossplot* S2 vs TOC pada Sumur DEA-2 (Peters & Cassa, 1994)



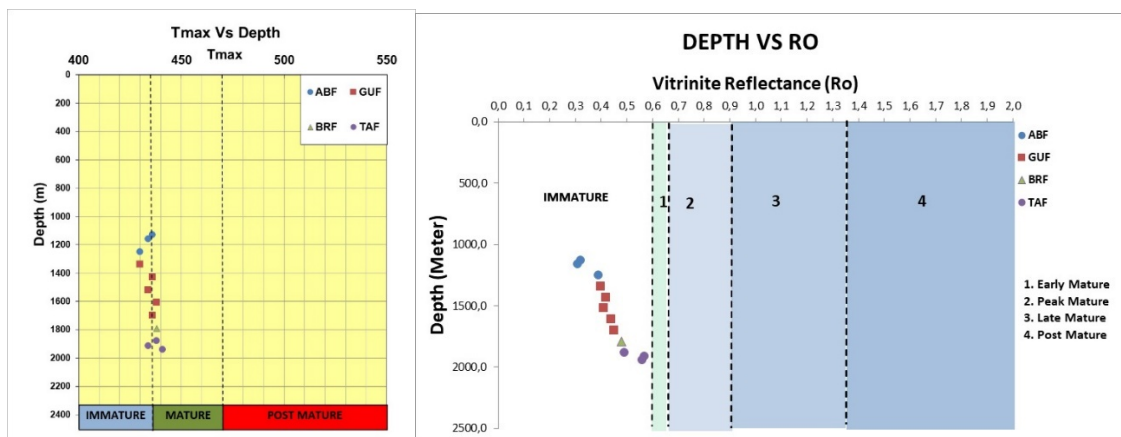
Gambar 6. Diagram *Crossplot* S2 vs TOC pada Sumur DEA-3 (Peters & Cassa, 1994)



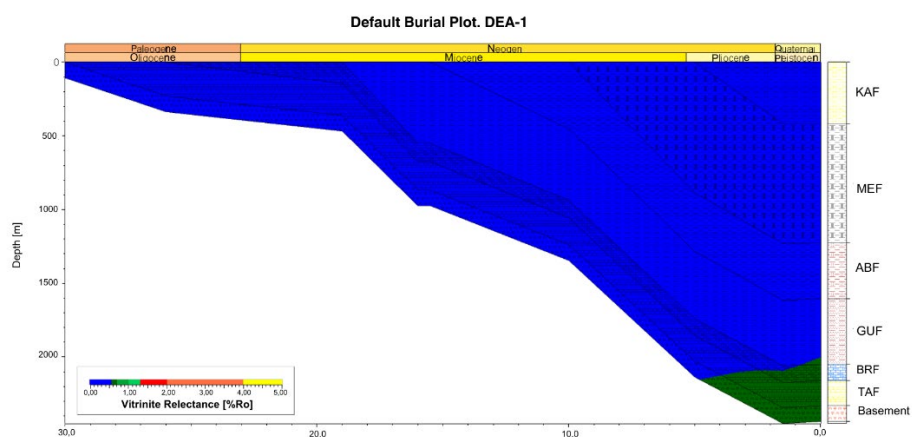
Gambar 7. Diagram *Crossplot* Tmax vs Depth dan Ro vs Depth Sumur DEA-1 (Peters & Cassa, 1994)



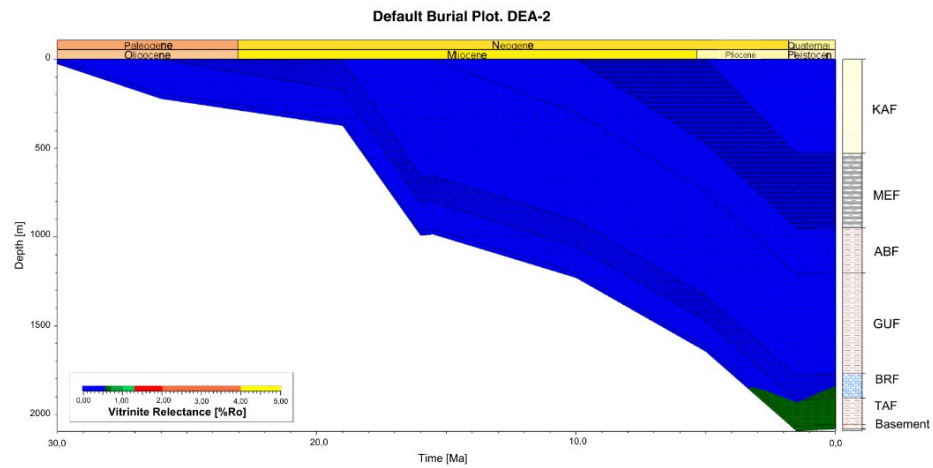
Gambar 8. Diagram *Crossplot* Tmax vs Depth dan Ro vs Depth Sumur DEA-2 (Peters & Cassa, 1994)



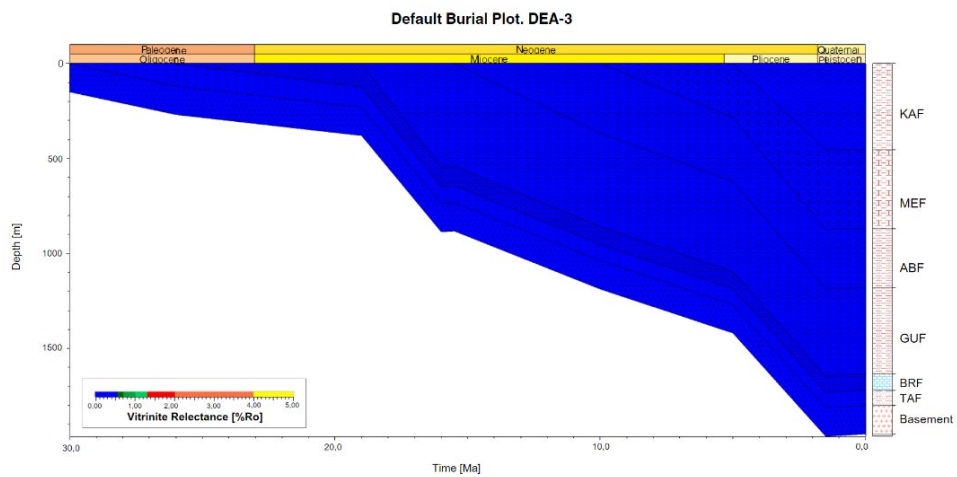
Gambar 9. Diagram *Crossplot* Tmax vs Depth dan Ro vs Depth Sumur DEA-3 (Peters & Cassa, 1994)



Gambar 10. Pemodelan 1D Kematangan Batuan Induk dan Sejarah Pemendaman Sumur DEA-1



Gambar 11. Pemodelan 1D Kematangan Batuan Induk dan Sejarah Pemendaman Sumur DEA-2



Gambar 12. Pemodelan 1D Kematangan Batuan Induk dan Sejarah Pemendaman Sumur DEA-3