

KARAKTERISTIK GEOKIMIA DAN SEJARAH PEMENDAMAN BATUAN INDUK MINYAK DAN GAS BUMI SUMUR RFB-1, RFK-2, dan RFS-3, SUB CEKUNGAN JAMBI, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

**Rafika Fazrina^{1*}, Jana Maulana Supriatna², Dodi Wirasatia²,
Nisa Nurul Ilmi¹, Edy Sunardi¹**

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung,

²KST Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi : rafika18006@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Daerah penelitian terletak pada Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan, yaitu pada sumur RFB-1, RFK-2, dan RFS-3. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengidentifikasi karakteristik geokimia batuan induk, potensi batuan induk dalam menghasilkan hidrokarbon, dan waktu keterbentukan hidrokarbon dikaitkan dengan sejarah pemendaman. Metode yang digunakan dalam penelitian adalah evaluasi geokimia batuan induk untuk mengetahui kuantitas, kualitas, dan kematangan material organik, penentuan asal material organik, lingkungan pengendapan, dan tingkat oksidasi menurut biomarker, kematangan, serta pemodelan 1D sejarah pemendaman. Hasil dari penelitian ini menunjukkan Sumur RFB-1 memiliki batuan induk efektif pada Formasi Talang Akar dengan tipe kerogen III, RFK-2 memiliki batuan induk efektif pada Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) dan Formasi Lahat (LAF) dengan tipe kerogen III, dan RFS-3 memiliki batuan induk efektif pada Formasi Talang Akar (TAF) dan *Lower* Talang Akar (LTAF) dengan tipe kerogen III. Analisis biomarker menunjukkan dominasi material organik *terrestrial* yang cenderung oksidasi pada Sumur RFB-1 dan RFK-2, serta material organik transisional yang cenderung reduksi pada Sumur RFS-3, lingkungan pengendapan alga primer dengan tingkat oksidasi anoksik – suboksik, dan kondisi paleoekologi menunjukkan lingkungan pengendapan laut terbuka / lakustrin dan estuarin / lakustrin dangkal. Sejarah pemendaman menunjukkan proses sedimentasi terjadi sejak Eosen Awal hingga saat ini, dimana Sumur RFB-1 memasuki fase awal matang pada Formasi Air Benakat (ABF), sumur RFK-2 pada Formasi Gumai (GUF), dan sumur RFS-3 pada Formasi Air Benakat (ABF).

Kata kunci : Cekungan Sumatra Selatan, Geokimia Batuan Induk, Biomarker, Sejarah Pemendaman.

ABSTRACT

The research area is located in Jambi Sub Basin, South Sumatra Basin, that which include RFB-1, RFK-2, and RFS-3 well. The purpose of this research is to identify geochemical characteristics of source rock, source rock potential in generating hydrocarbon, and time of hydrocarbon generation associated with burial history. Methods used in this research are geochemical evaluation of source rock to determine organic matter quantity, quality, and maturity, determination of organic matter origin, depositional environment, and oxidation level according to biomarker, maturity, and burial history 1D modelling. The result of this research shows that RFB-1 well has effective source rock in the Talang Akar Formation (TAF) with kerogen type III, RFK-2 well has effective source rock in Lower Talang Akar Formation (LTAF) and Lahat Formation (LAF) with kerogen type III, and RFS-3 well has effective source rock in Talang Akar Formation (TAF) and Lower Talang Akar Formation (LTAF) with kerogen type III. Biomarker analysis shows the dominance of terrestrial organic matter which tend to oxidation in RFB-1 and RFK-2 well, and transitional organic matter which tend to reduction in RFS-3 well, depositional environment of primarily alga with oxidation level from anoxic to suboxic, and paleoecological condition indicates depositional environments of open marine / lacustrine and estuarine / shallow lacustrine. Burial history shows that sedimentation process has occurred since Early Eocene to present, which RFB-1 well entered early mature in Air Benakat Formation (ABF), RFK-2 well in Gumai Formation (GUF), and RFS-3 well in Air Benakat Formation (ABF).

Keyword : South Sumatra Basin, Source Rock Geochemistry, Biomarker, Burial History.

I. PENDAHULUAN

Perkembangan industri minyak dan gas bumi dalam mencari, mengelola, dan mengembangkan cadangan minyak dan gas bumi semakin pesat seiring dengan kebutuhan manusia terhadap sumber energi, khususnya minyak dan gas. Ilmu geokimia minyak dan gas bumi merupakan ilmu yang menerapkan prinsip kimia untuk mempelajari asal-mula, kematangan, migrasi, dan akumulasi hidrokarbon yang dikaitkan dengan eksplorasi minyak dan gas bumi secara berkelanjutan (Hunt, 1979). Salah satu daerah yang menarik untuk dipelajari adalah Sub Cekungan Jambi yang merupakan bagian Cekungan Sumatera Selatan, karena potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon yang telah terbukti pada banyak penelitian terdahulu dan diperkirakan masih memiliki potensi untuk menghasilkan sumber daya hidrokarbon baru (Gambar 1). Oleh karena itu penelitian ini ditujukan untuk mengevaluasi karakteristik geokimia batuan induk, menentukan asal material organik, lingkungan pengendapan, dan tingkat oksidasi batuan induk, serta sejarah pemendaman dan kematangan batuan induk untuk menggenerasikan hidrokarbon.

II. TINJAUAN PUSTAKA

Daerah penelitian terletak pada Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan yang merupakan cekungan belakang busur (*back-arc basin*) berumur Tersier yang merupakan bagian dari Paparan Sunda (Koesoemadinata, 1980). Cekungan Sumatera Selatan secara umum terbagi menjadi empat sub cekungan, meliputi Sub Cekungan Jambi, Sub Cekungan Palembang Utara, Sub Cekungan Palembang Tengah, dan Sub

Cekungan Palembang Selatan (Panggabean & Santy, 2012).

Evolusi Cekungan Sumatera Selatan dipengaruhi oleh tiga periode tektonik yang terdiri atas fase *syn-rift megasequence* (40 – 29 Ma), fase *post-rift megasequence* (29 – 5 Ma), fase *syn-orogenic / inervsion megasequence* (5 Ma – sekarang) (Ginger & Fielding, 2005). Tatahan stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan terdiri atas suatu siklus besar sedimentasi, terdiri atas Fase Transgresi pada awal siklus dan Fase Regresi pada akhir siklus (Robbani et al., 2018). Urutan stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dari tua ke muda meliputi batuan dasar, Formasi Lahat/Lemat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, Formasi Kasai, dan Endapan Kuarter (Gambar 2).

Petroleum system pada Cekungan Sumatera Selatan terdiri atas batuan induk yang berpotensi pada Formasi Lahat/ Lemat dan Formasi Talang Akar. Batuan reservoir pada batuan dasar, Formasi Lahat/Lemat, Formasi Talang Akar, dan Formasi Baturaja. Serta perangkap hidrokarbon yang terdapat pada Formasi Gumai (de Coster, 1974).

III. METODE

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah analisis terhadap data *Rock-Eval Pyrolysis* yang berguna untuk menentukan kuantitas batuan induk dengan parameter *TOC (Total Organic Carbon)*, *S2*, dan *PY (Potential Yield)*. Kualitas batuan induk ditentukan dengan parameter *HI (Hydrogen Index)* dan *OI (Oxygen Index)* untuk mengetahui jenis kerogen dan kecenderungan produk hidrokarbon yang

dihasilkan batuan induk. Kematangan batuan induk ditentukan dengan paramter *Vitrinite Reflectance* (%Ro) dan *Tmax*.

Selain itu dilakukan analisis terhadap data biomarker untuk mengetahui asal material organik, lingkungan pengendapan, dan tingkat oksidasi batuan induk. Biomarker yang digunakan meliputi isoprenoida, triterpana, dan sterana. Pemodelan 1 dimensi sejarah pemendaman dan penyebaran kematangan dilakukan terhadap data-data log sumur yang didukung dengan data-data geokimia dan biomarker untuk menentukan proses sedimentasi, maksimal pemendaman cekungan, waktu pembentukan hidrokarbon, dan penyebaran kematangan hidrokarbon pada batuan induk.

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

1. Kuantitas Material Organik

Parameter yang diperhatikan dalam analisis kuantitas material organik adalah *TOC* (*Total Organic Carbon*), *S2*, dan *PY* (*Potential Yield*). Pada sumur RFB-1 (Gambar 3 dan 4). Formasi Air Benakat (ABF) dengan rentang nilai *TOC* 0,15 – 1,49 wt%, *S2* 0,018 – 0,247 mg HC/g *TOC*, dan *PY* 0,20 – 2,60 mg HC/g diinterpretasikan memiliki kuantitas baik. Formasi Gumai (GUF) dengan rentang *TOC* 0,99 – 15,47 wt%, *S2* 0,067 – 1,733 mg HC/g *TOC*, dan *PY* 1,00 – 21,80 mg HC/g memiliki kuantitas baik – sangat baik. Formasi Talang Akar (TAF) dengan rentang *TOC* 0,20 – 31,00 wt%, *S2* 0,113 – 3,798 mg HC/g *TOC*, dan *PY* 80,50 – 46,20 mg HC/g memiliki kuantitas sangat baik. Batuan induk yang baik untuk menghasilkan hidrokarbon pada RFB-1 berdasarkan kuantitas material organik

adalah Formasi Gumai (GUF) dan Formasi Talang Akar (TAF).

Pada sumur RFK-2 (Gambar 5 dan 6) Formasi Air Benakat (ABF) dengan nilai *TOC* 1,49 wt%, *S2* 2,97 mg HC/g *TOC*, dan *PY* 3,57 mg HC/g diinterpretasikan memiliki kuantitas baik. Formasi Gumai (GUF) dengan rentang nilai *TOC* 0,38 – 1,52 wt%, *S2* 0,35 – 1,80 mg HC/g *TOC*, dan *PY* 0,45 – 1,99 mg HC/g memiliki kuantitas buruk – baik. Formasi Talang Akar (TAF) dengan rentang *TOC* 0,42 – 1,29 wt%, *S2* 0,57 – 2,59 mg HC/g *TOC*, dan *PY* 0,66 – 3,09 mg HC/g memiliki kuantitas buruk – baik. Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) dengan nilai *TOC* 0,83 wt%, *S2* 0,68 mg HC/g *TOC*, dan *PY* 1,09 mg HC/g memiliki kuantitas cukup. Dan Formasi Lemat/Lahat (LAF) dengan rentang *TOC* 1,03 – 3,02 wt%, *S2* 0,71 – 2,09 mg HC/g *TOC*, dan *PY* 1,10 – 2,76 mg HC/g memiliki kuantitas baik – sangat baik. Batuan induk yang baik untuk menghasilkan hidrokarbon pada RFK-2 berdasarkan kuantitas material organik adalah Formasi Air Benakat (ABF), Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF), dan Formasi Lahat/Lemat (LAF).

Pada sumur RFS-3 (Gambar 7 dan 8) Formasi Air Benakat (ABF) dengan rentang nilai *TOC* 1,24 – 1,46 wt%, *S2* 2,29 – 2,42 mg HC/g *TOC*, dan *PY* 2,77 – 4,21 mg HC/g diinterpretasikan memiliki kuantitas baik. Formasi Gumai (GUF) dengan rentang nilai *TOC* 0,58 – 1,02 wt%, *S2* 0,47 – 2,58 mg HC/g *TOC*, dan *PY* 0,60 – 3,23 mg HC/g memiliki kuantitas cukup – baik. Formasi Talang Akar (TAF) dengan rentang *TOC* 0,59 – 1,01 wt%, *S2* 0,25 – 0,47 mg HC/g *TOC*, dan *PY* 0,37 – 0,58 mg HC/g memiliki kuantitas cukup – baik. Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) dengan rentang *TOC* 0,74 – 0,97 wt%, *S2*

0,34 – 0,46 mg HC/g TOC, dan PY 0,45 – 0,57 mg HC/g memiliki kuantitas cukup. Batuan induk yang baik untuk menghasilkan hidrokarbon pada RFS-3 berdasarkan kuantitas material organik adalah Formasi Air Benakat (ABF), Formasi Gumai (GUF), dan Formasi Talang Akar (TAF).

2. Kualitas Material Organik

Kualitas material organik dianalisis dengan memperhatikan parameter *HI* (*Hydrogen Index*), *Tmax*, dan *OI* (*Oxygen Index*). Berdasarkan grafik *Tmax* Vs *HI* pada sumur RFB-1 (Gambar 9) Formasi Air Benakat (ABF) tersusun atas kerogen tipe II/III (*gas prone*). Formasi Gumai (GUF) tersusun atas kerogen tipe II/III (*gas prone*). Formasi Talang Akar (TAF) tersusun atas tipe kerogen III (*gas prone*).

Pada sumur RFK-2 (Gambar 10 dan 11) grafik *Tmax* VS *HI* menunjukkan Formasi Air Benakat (ABF) tersusun atas kerogen tipe II/III dan grafik *HI* VS *OI* menunjukkan tipe kerogen III (*gas prone*). Formasi Gumai (GUF) tersusun atas kerogen tipe II/III (*Tmax* VS *HI*) dan kerogen tipe III (*HI* VS *OI*), bersifat *gas prone*. Formasi Talang Akar (TAF) tersusun atas kerogen tipe II/III (*Tmax* VS *HI*) dan kerogen tipe III (*HI* VS *OI*), bersifat *gas prone*. Formasi Lower Talang Akar tersusun atas tipe kerogen III (*Tmax* VS *HI* dan *HI* VS *OI*), bersifat *gas prone*. Dan Formasi Lemat/Lahat (LAF) tersusun atas tipe kerogen III (*Tmax* VS *HI* dan *HI* VS *OI*), bersifat *gas prone*.

Pada sumur RFS-3 (Gambar 12 dan 13) grafik *Tmax* VS *HI* menunjukkan Formasi Air Benakat (ABF) tersusun atas kerogen tipe II/III dan grafik *HI* VS *OI* menunjukkan tipe kerogen III (*gas prone*). Formasi Gumai (GUF) tersusun atas kerogen tipe II/III (*Tmax* VS *HI*) dan kerogen tipe III (*HI*

VS *OI*), bersifat *gas prone*. Formasi Talang Akar (TAF) tersusun atas kerogen tipe II (*Tmax* VS *HI* dan *HI* VS *OI*), bersifat *gas prone*. Dan Formasi Lower Talang Akar (LTAF) tersusun atas kerogen tipe III (*Tmax* VS *HI* dan *HI* VS *OI*), bersifat *gas prone*.

3. Kematangan Material Organik

Parameter yang diperhatikan dalam penentuan tingkat kematangan adalah *Tmax* dan %Ro. Pada sumur RFB-1 (Gambar 14 dan 15), Formasi Air Benakat memasuki fase belum matang (%Ro) dan awal matang – akhir matang (*Tmax*). Formasi Gumai (GUF) memasuki fase belum matang – akhir matang (%Ro) dan puncak matang – lewat matang (*Tmax*). Formasi Talang Akar (TAF) memasuki fase akhir matang – lewat matang (%Ro) dan lewat matang (*Tmax*). *Oil window* pada sumur RFB-1 diketahui berada pada Formasi Gumai (GUF) (1950 – 2320 m) dan *gas window* pada Formasi Talang Akar (TAF) (2320 m) berdasarkan %Ro. Sedangkan berdasarkan *Tmax*, *oil window* berada pada Formasi Air Benakat (ABF) (513 – 1510 m) dan Formasi Gumai (GUF) (1980 – 2130 m), serta *gas window* pada Formasi Talang Akar (2130 – 2380 m) (Gambar 16).

Pada sumur RFK-2 (Gambar 17 dan 18), Formasi Air Benakat memasuki fase belum matang (%Ro dan *Tmax*). Formasi Gumai (GUF) memasuki fase belum matang (%Ro dan *Tmax*). Formasi Talang Akar (TAF) memasuki fase belum matang – puncak matang (%Ro) dan belum matang – awal matang (*Tmax*). Formasi Lower Talang Akar (LTAF) memasuki fase puncak matang (%Ro dan *Tmax*). Formasi Lahat/Lemat (LAF) memasuki fase akhir matang (%Ro) dan puncak matang – akhir

matang (T_{max}). *Oil window* pada sumur RFK-2 diketahui berada pada Formasi Talang Akar (TAF) (1570 – 1690 m), Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) (1760 – 1950 m), dan Formasi Lahat/Lemat (2000 – 2258 m) berdasarkan %Ro. Sedangkan berdasarkan T_{max} , *oil window* berada pada Formasi Talang Akar (TAF) (1580 – 1870 m), Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) (1870 – 1978 m), dan Formasi Lahat/Lemat (1978 – 2190 m) (Gambar 19).

Pada sumur RFS-3 (Gambar 20 dan 21), Formasi Air Benakat memasuki fase belum matang (%Ro) dan awal matang (T_{max}). Formasi Gumai (GUF) memasuki fase belum matang – puncak matang (%Ro) dan belum matang – awal matang (T_{max}). Formasi Talang Akar (TAF) memasuki fase puncak matang – akhir matang (%Ro) dan awal matang – akhir matang (T_{max}). Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) memasuki fase puncak matang – akhir matang (%Ro) dan puncak matang (T_{max}). *Oil window* pada sumur RFS-3 diketahui berada pada Formasi Gumai (GUF) (1930 – 2330 m), Formasi Talang Akar (TAF) (2330 – 2460 m), dan Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) (2460 – 2580 m) berdasarkan %Ro. Sedangkan berdasarkan T_{max} , *oil window* berada pada Formasi Gumai (GUF) (2150 – 2330 m), Formasi Talang Akar (TAF) (2330 – 2460 m), dan Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) (2460 – 2580 m) (Gambar 22).

4. Potensi Batuan Induk

Berdasarkan analisis kuantitas, kualitas, dan kematangan material organik pada batuan induk diketahui potensi batuan induk pada sumur RFB-1 terdiri atas Formasi Talang Akar (TAF) sebagai batuan induk efektif, serta Formasi Air Benakat (ABF) dan Formasi Gumai (GUF) sebagai

batuan induk potensial. Pada sumur RFK-2 diketahui Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) dan Formasi Lahat/Lemat (LAF) sebagai batuan induk efektif, serta Formasi Air Benakat (ABF), Formasi Gumai (GUF), dan Formasi Talang Akar (TAF) sebagai batuan induk potensial. Pada sumur RFS-3 diketahui Formasi Talang Akar (TAF) dan Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) sebagai batuan induk efektif, serta Formasi Air Benakat (ABF) dan Formasi Gumai (GUF) sebagai batuan induk potensial.

5. Biomarker

Analisis biomarker digunakan dalam menentukan asal material organik lingkungan pengendapan, dan tingkat oksidasi batuan induk. Biomarker yang digunakan adalah isoprenoida, triterpana, dan sterana. Pada sumur RFB-1 (Gambar 23) Formasi Gumai (GUF) memiliki material organik *terrestrial* yang cenderung oksidasi dan memiliki batuan induk marin dengan material organik tumbuhan darat (Gambar 24).

Pada sumur RFK-2 Formasi Gumai (GUF), Formasi Talang Akar (TAF), dan batuan dasar (*basement*) memiliki material organik *terrestrial* yang cenderung oksidasi (Gambar 25). Lingkungan pengendapan Formasi Gumai (GUF), Formasi Talang Akar (TAF), Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF), dan Formasi Lahat (LAF) berada pada lingkungan alga primer dengan kondisi anoksik – suboksik (Gambar 26). Paleoekologi menunjukkan Formasi Gumai (GUF) dan Formasi Talang Akar (TAF) terendapkan pada lingkungan estuarin / lakustrin dangkal dan Sedangkan Formasi Lahat (LAF) memiliki lingkungan pengendapan laut terbuka / lakustrin (Gambar 27).

Pada sumur RFS-3 Formasi Air Benakat (ABF) memiliki material organik *terrestrial* yang cenderung oksidasi. Formasi Gumai (GUF), Formasi Talang Akar (TAF), dan Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) memiliki material organik *transisional* yang cenderung reduksi (Gambar 28). Lingkungan pengendapan Formasi Air Benakat (ABF) dan Formasi Gumai (GUF) berada pada lingkungan alga primer dengan kondisi anoksik – suboksik, sedangkan Formasi Talang Akar (TAF) dan *Lower* Talang Akar (LTAF) berada pada lingkungan alga primer dengan kondisi anoksik (Gambar 29). Paleoekologi menunjukkan Formasi Air Benakat (ABF), Formasi Gumai (GUF), Formasi Talang Akar (TAF), dan Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) terendapkan pada lingkungan lakustrin dangkal / estuarin (Gambar 30). Biomarker sterana pada sumur RFS-3 menunjukkan tingkat kematangan Formasi Gumai (GUF) berada pada fase matang awal. Formasi Talang Akar (TAF) berada pada fase belum matang. Dan Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) juga berada pada fase belum matang (Gambar 31).

6. Sejarah Pemendaman

Berdasarkan analisis pemodelan sejarah pemendaman, diketahui proses sedimentasi batuan induk berlangsung sejak Kala Eosen Awal hingga saat ini. Runtutan proses sedimentasi batuan induk dari tua ke muda, meliputi Batuan dasar (*basement*) terendapkan pada Eosen Awal, Formasi Lahat/Lemat (LAF) terendapkan pada Eosen Awal – Oligosen Awal, Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) terendapkan pada Oligosen Awal – Oligosen Akhir, Formasi Talang Akar (TAF) terendapkan pada Oligosen Akhir – Miosen Awal, Formasi Gumai (GUF) terendapkan pada (Miosen Awal – Miosen Tengah), Formasi

Air Benakat (ABF) terendapkan pada Miosen Tengah – Miosen Akhir, sedimen *YOUNGER* terendapkan pada Miosen Akhir – Pliosen, dan diakhiri dengan inversi/kenaikan cekungan pada Pliosen – Pleistosen.

7. Penyebaran Kematangan

Berdasarkan pemodelan sejarah pemendaman yang dikalibrasikan dengan tren Ro diketahui penyebaran kematangan Sumur RFB-1 fase awal matang terjadi pada Kala Oligosen Akhir sekitar 28 Ma dan terletak pada Formasi Air Benakat (ABF) di kedalaman sekitar 1250 m. Selanjutnya fase puncak matang mulai terjadi pada Kala Miosen Awal sekitar 22 Ma dan terletak pada Formasi Gumai (GUF) di kedalaman sekitar 1750 m (Gambar 32).

Pada sumur RFK-2 fase matang awal terjadi pada Kala Miosen Awal sekitar 20 Ma dan terletak pada Formasi Gumai (GUF) di kedalaman sekitar 1250 m. Selanjutnya fase matang puncak mulai terjadi pada Kala Miosen Awal sekitar 16 Ma dan terletak pada Formasi Talang Akar (TAF) di kedalaman sekitar 1500 m (Gambar 33).

Pada sumur RFS-3 fase matang awal terjadi pada Kala Miosen Awal sekitar 22 Ma dan terletak pada Formasi Air Benakat (ABF) di kedalaman sekitar 1500 m. Selanjutnya fase matang puncak mulai terjadi pada Kala Miosen Awal sekitar 18 Ma dan terletak pada Formasi Gumai (GUF) di kedalaman sekitar 1750 m (Gambar 34).

V. KESIMPULAN

Dari hasil penelitian yang dilakukan untuk menentukan potensi batuan induk

berdasarkan analisis karakteristik geokimia batuan induk serta analisis model 1D sejarah pemendaman dan penyebaran kematangan, diperoleh kesimpulan sebagai berikut.

- Potensi batuan induk pada sumur RFB-1 ditandai oleh Formasi Talang Akar (TAF) sebagai batuan induk efektif, serta Formasi Air Benakat (ABF) dan Formasi Gumai (GUF) sebagai batuan induk potensial. Pada sumur RFK-2 ditandai oleh Formasi *Lower* Talang Akar (LTAF) dan Formasi Lahat (LAF) sebagai batuan induk efektif, serta Formasi Air Benakat (ABF) sebagai batuan induk potensial. Pada sumur RFS-3 ditandai dengan Formasi Talang Akar (TAF) dan Formasi *Lower* Talang Akar sebagai batuan induk efektif, serta Formasi Air Benakat (ABF) dan Formasi Gumai (GUF) sebagai batuan induk potensial.
- Analisis biomarker menunjukkan bahwa pada sumur RFB-1 batuan induk tersusun material organik yang berasal dari *terrestrial* dengan kondisi yang cenderung oksidasi dan batuan induknya terendapkan pada lingkungan laut dangkal dengan material organik tumbuhan darat. Pada sumur RFK-2, batuan induk tersusun atas material organik yang berasal dari *terrestrial* dengan kondisi cenderung oksidasi, terendapkan pada lingkungan alga primer dengan tingkat oksidasi anoksik – sub-oksik, kondisi paleoekologi menunjukkan batuan induk terendapkan pada lingkungan lakustrin – lakustrin dangkal. Pada sumur RFS-3, material organik berasal dari *terrestrial* dan

lingkungan *transisional* (campuran) dengan kondisi cenderung reduksi, terendapkan pada lingkungan alga primer dengan tingkat oksidasi anoksik – suboksik, kondisi paleoekologi menunjukkan batuan induk terendapkan pada lingkungan lakustrin dangkal dan memiliki tingkat kematangan belum matang – matang awal.

- Berdasarkan analisis terhadap pemodelan 1D sejarah pemendaman, diketahui proses sedimentasi batuan induk berlangsung sejak kala Eosen Awal hingga saat ini. Pemodelan sejarah pemendaman yang dikalibrasikan dengan tren Ro menunjukkan penyebaran kematangan menunjukkan fase awal matang pada sumur RFB-1 berada pada Formasi Air Benakat (ABF) dan fase puncak matang pada Formasi Gumai (GUF). Fase awal matang sumur RFK-2 berada pada Formasi Gumai (GUF) dan puncak matang pada Formasi Talang Akar (TAF). Sedangkan fase awal matang sumur RFS-3 berada pada Formasi Air Benakat (ABF) dan fase puncak matang pada Formasi Gumai (GUF).

DAFTAR PUSTAKA

- de Coster, G. L. (1974). The Geology of the Central and South Sumatra. *Proceedings Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention*, 70–110.
- Ginger, D., & Fielding. (2005). The Petroleum System and Future Potential of the South Sumatra Basin. *Thirtieth Annual Convention and Exhibition*.

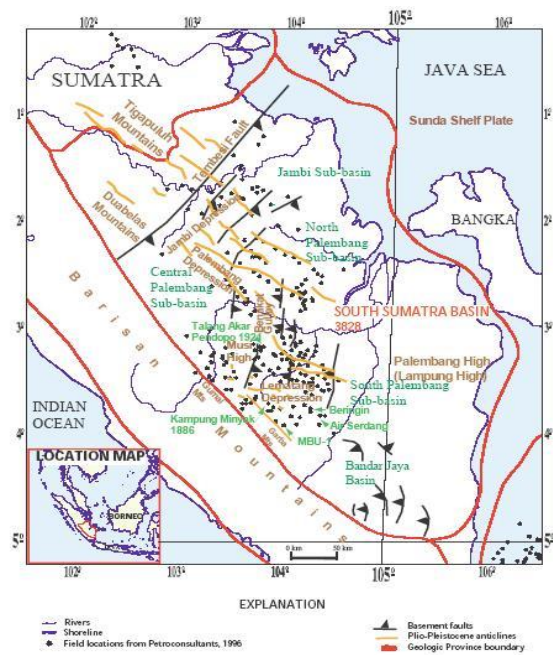
Hunt, J. M. (1979). *Petroleum Geochemistry and Geology* (2nd ed.). W.H. Freeman Company.

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

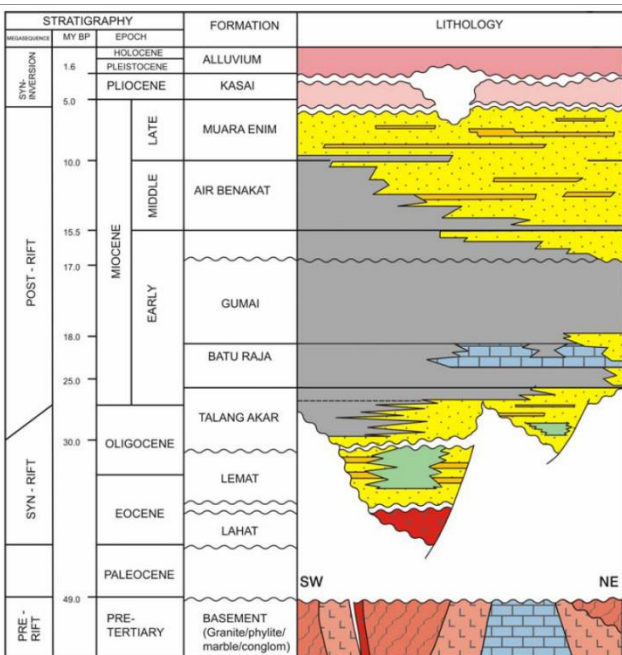
Panggabean, H., & Santy, L. D. (2012). Geo-Resources SEJARAH PEMENDAMAN CEKUNGAN SUMATERA SELATAN DAN IMPLIKASINYA TERHADAP WAKTU GENERASI HIDROKARBON BURIAL HISTORY OF THE SOUTH SUMATERA BASINS AND ITS IMPLICATION TO THE TIME OF

THE HYDROCARBON GENERATION. *JSD.Geol*, 22(4).

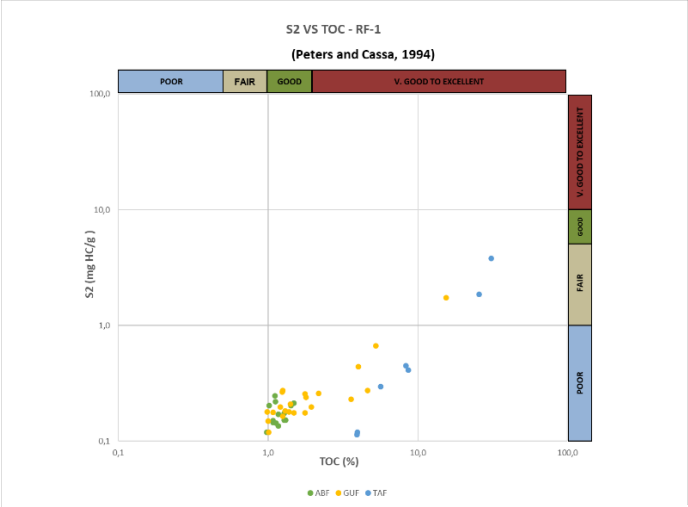
Robbani, A. Q., Luthfi, M., Witasta, N., & Sufi, M. (2018). PERHITUNGAN CADANGAN HIDROKARBON BERDASARKAN ANALISIS PEMETAAN GEOLOGI BAWAH PERMUKAAN LAPANGAN “X” FORMASI AIR BENAKAT CEKUNGAN SUMATERA SELATAN. *Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Pakuan*.



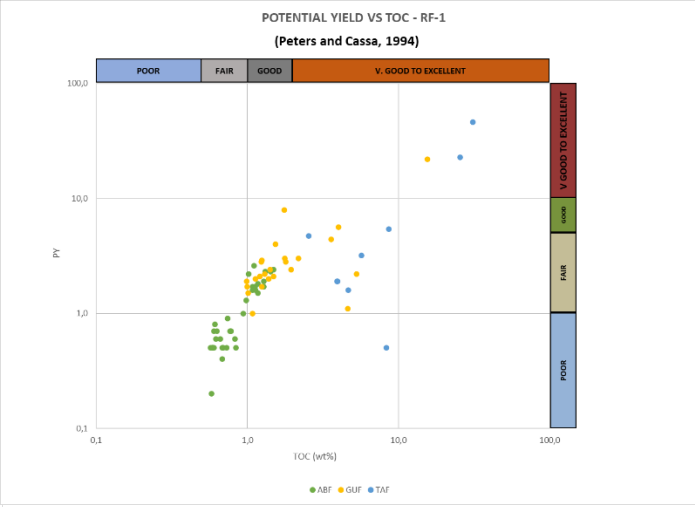
Gambar 1 Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001)



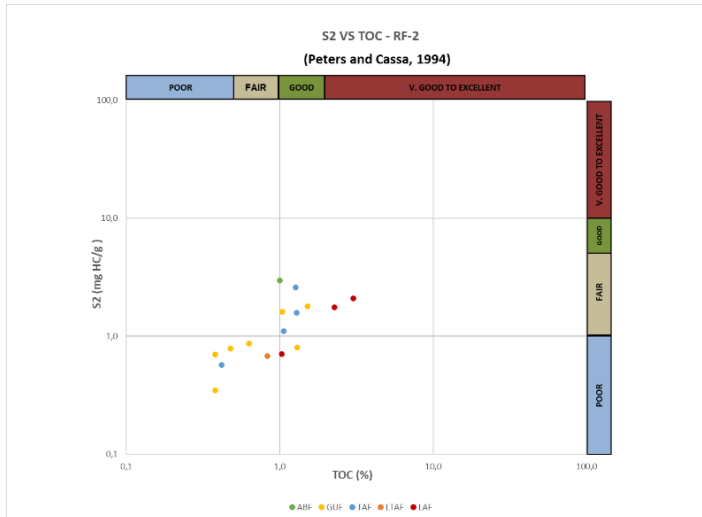
Gambar 2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger & Fielding, 2005)



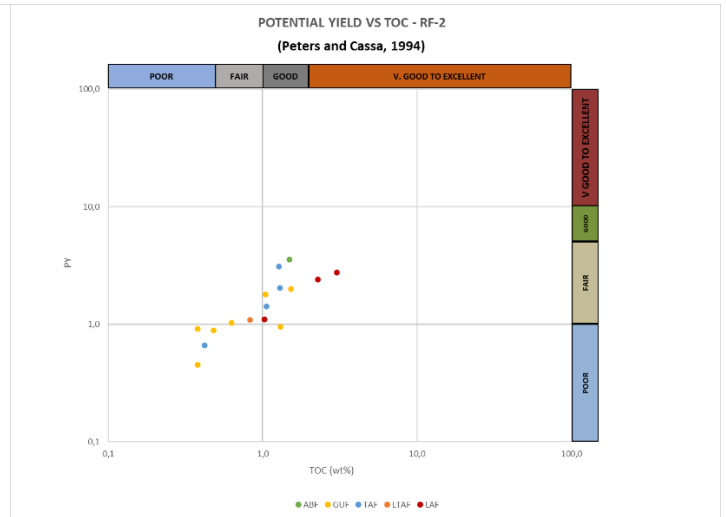
Gambar 3 TOC VS S2 sumur RFB-1 (Peters & Cassa, 1994)



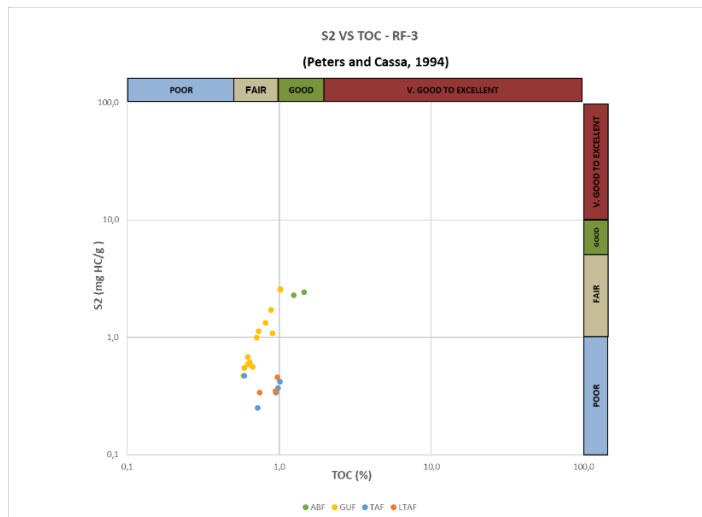
Gambar 4 TOC VS PY sumur RFB-1 (Peters & Cassa, 1994)



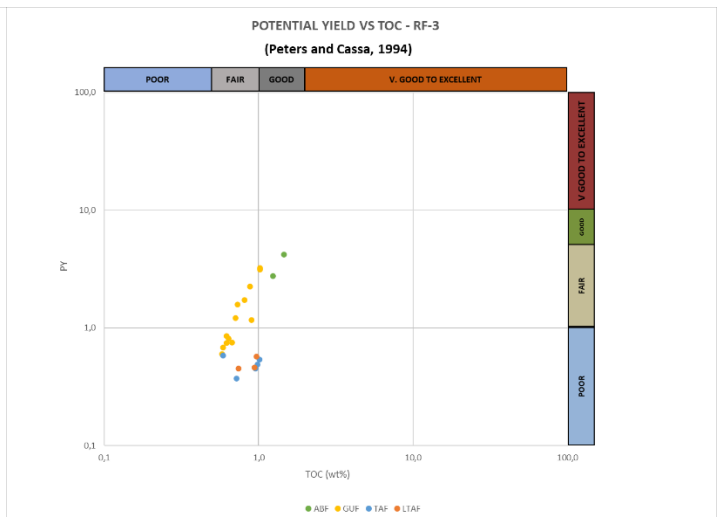
Gambar 5 TOC VS S2 sumur RFK-2 (Peters & Cassa, 1994)



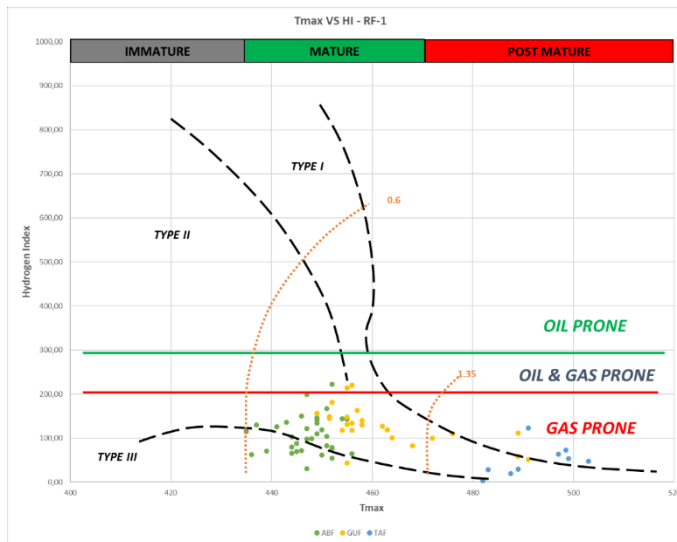
Gambar 6 TOC VS PY sumur RFK-2 (Peters & Cassa, 1994)



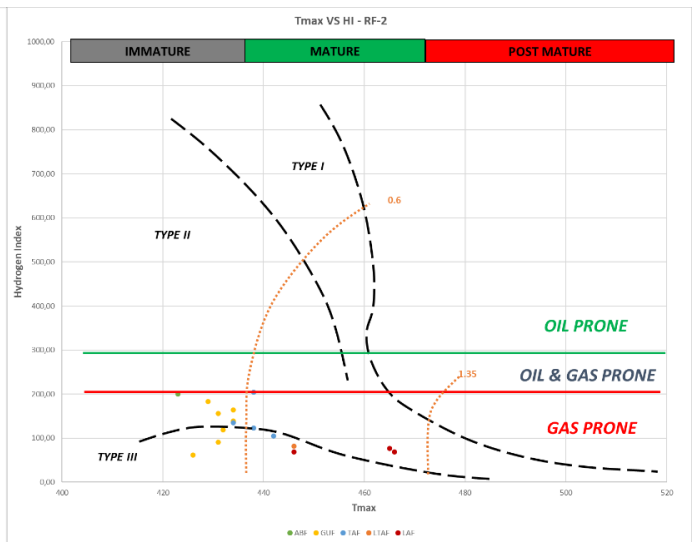
Gambar 7 TOC VS S2 sumur RFS-3 (Peters & Cassa, 1994)



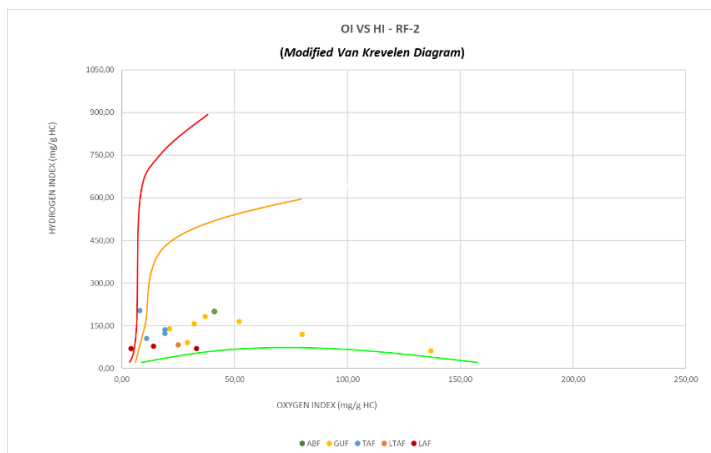
Gambar 8 TOC VS PY sumur RFS-3 (Peters & Cassa, 1994)



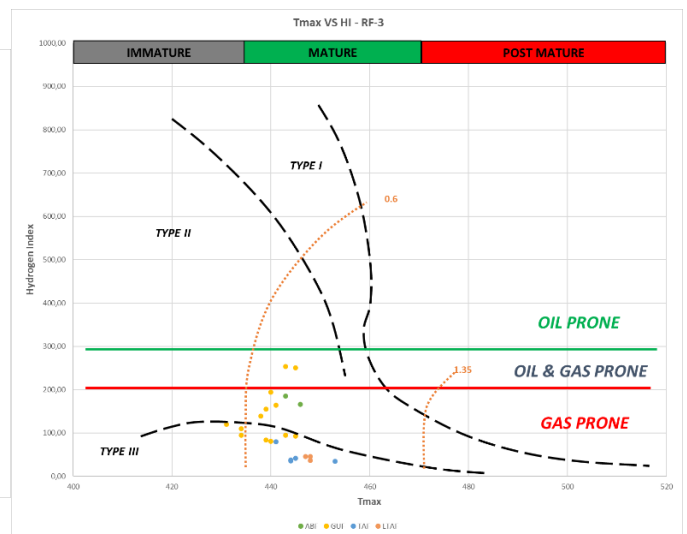
Gambar 9 Tmax VS HI sumur RFB-1 (Peters & Cassa, 1994)



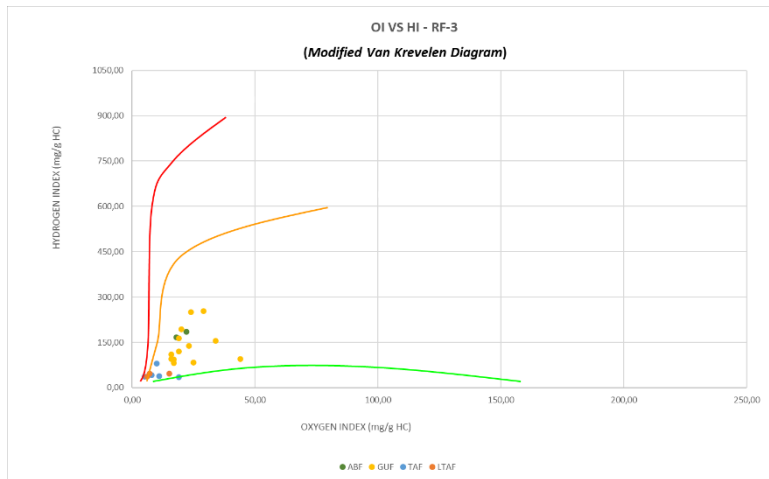
Gambar 10 Tmax VS HI sumur RFK-2 (Peters & Cassa, 1994)



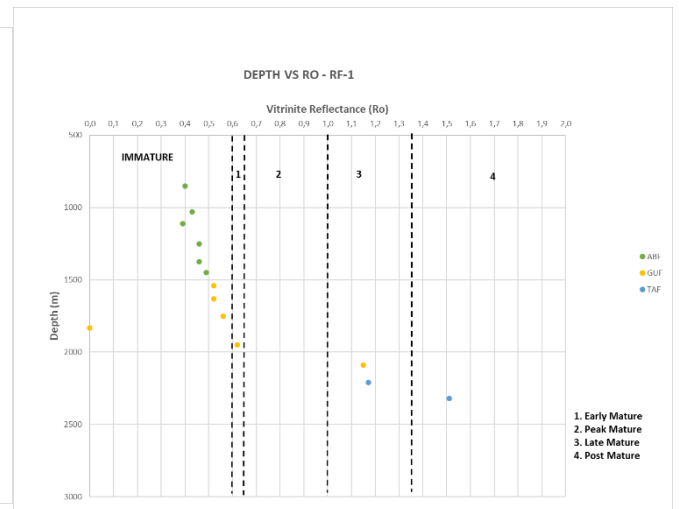
Gambar 11 HI VS OI sumur RFK-2 (Peters & Cassa, 1994)



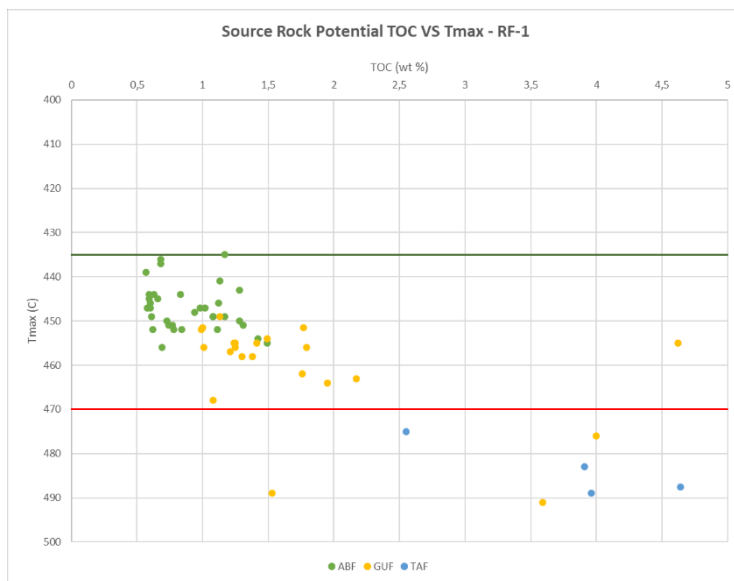
Gambar 12 Tmax VS HI sumur RFS-3 (Peters & Cassa, 1994)



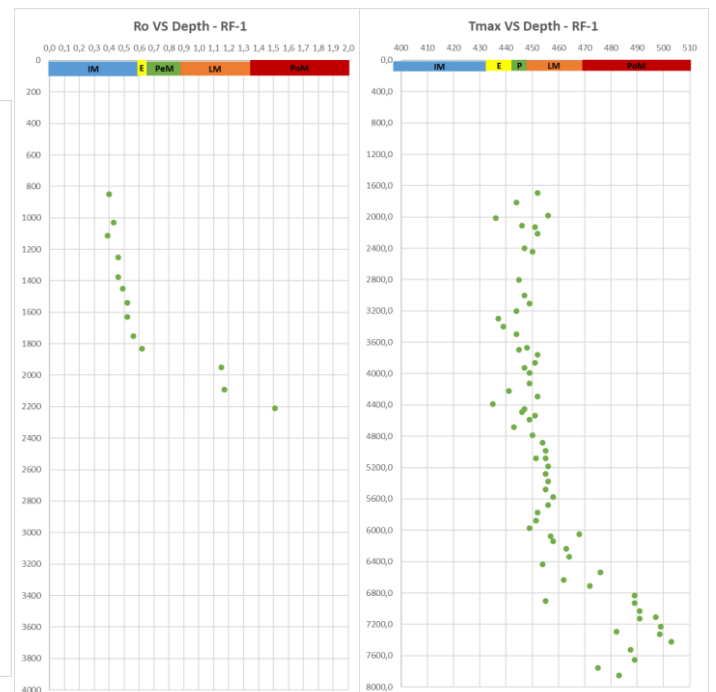
Gambar 13 HI VS OI sumur RFS-3 (Peters & Cassa, 1994)



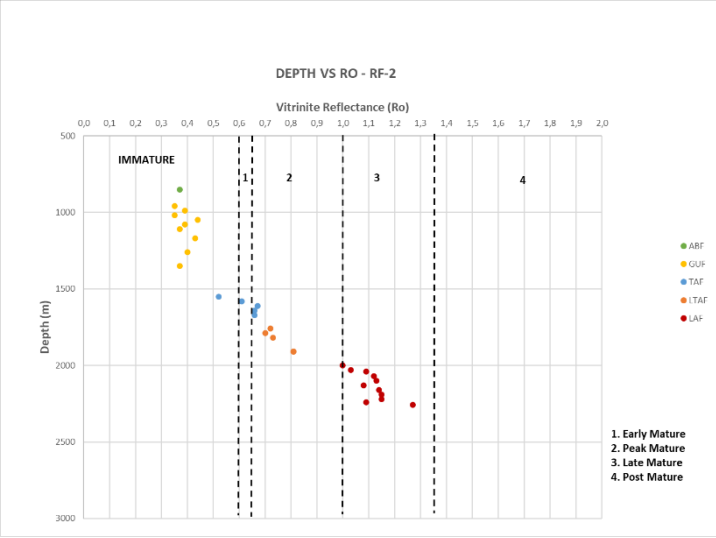
Gambar 14 Ro VS Depth sumur RFB-1 (Peters & Cassa, 1994)



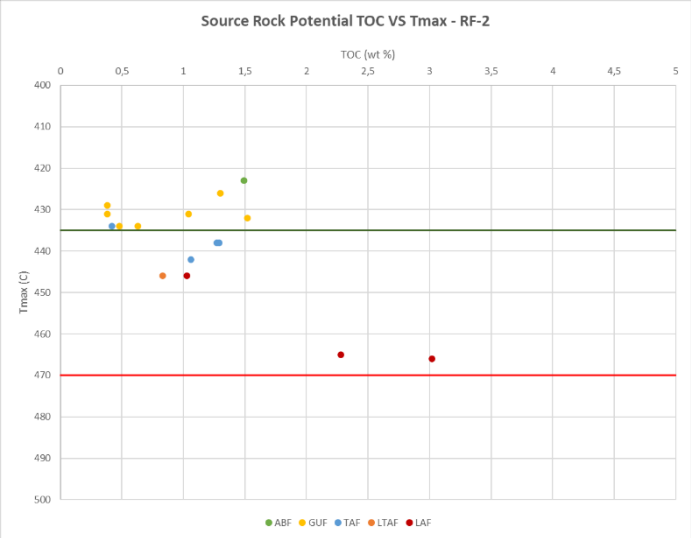
Gambar 15 Tmax VS TOC sumur RFB-1 (Peters & Cassa, 1994)



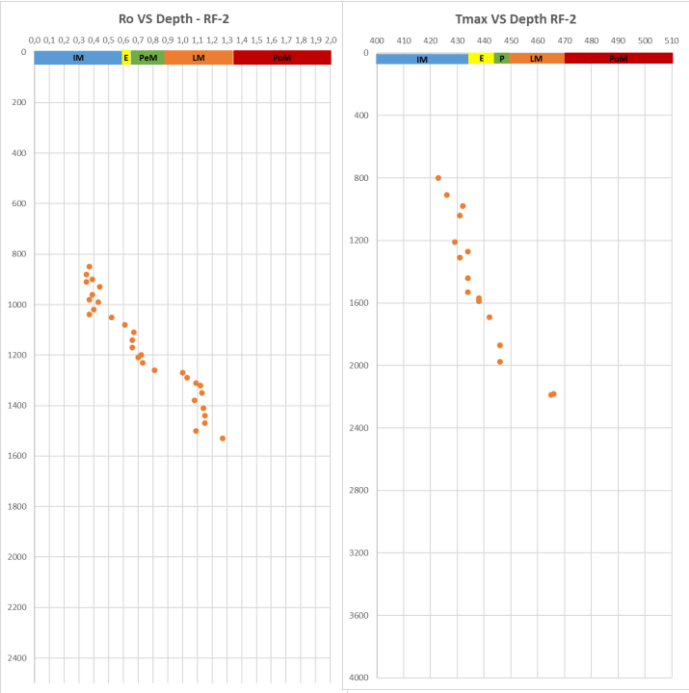
Gambar 16 Oil window dan gas window sumur RFB-1



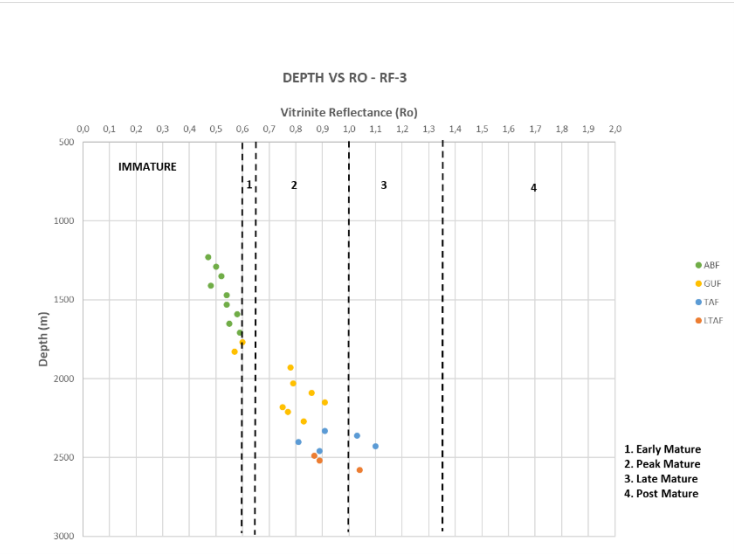
Gambar 17 Ro VS Depth sumur RFK-2 (Peters & Cassa, 1994)



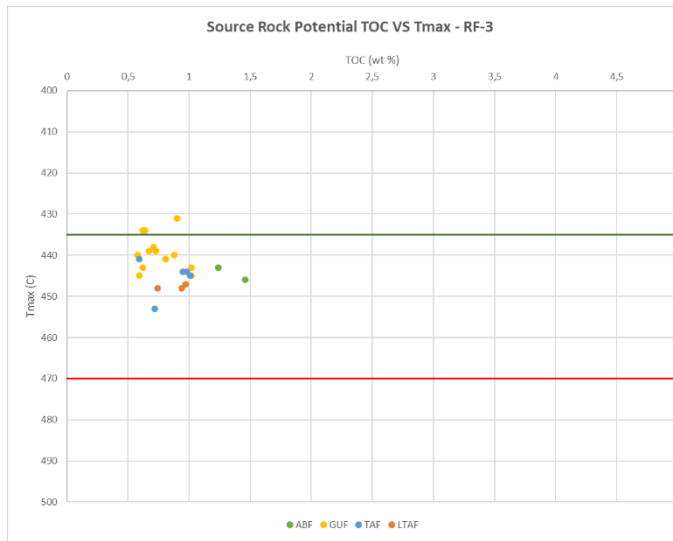
Gambar 18 Tmax VS TOC sumur RFK-2 (Peters & Cassa, 1994)



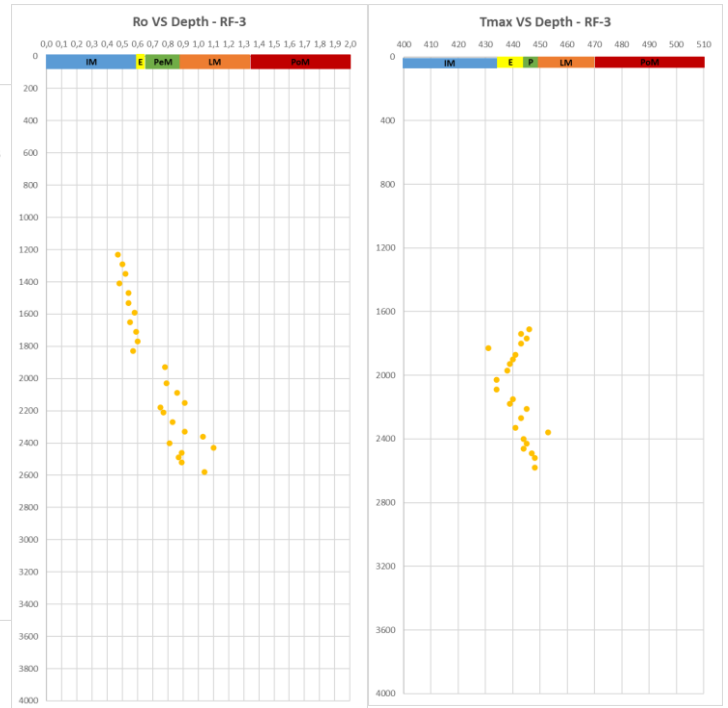
Gambar 19 Oil window dan gas window sumur RFK-2



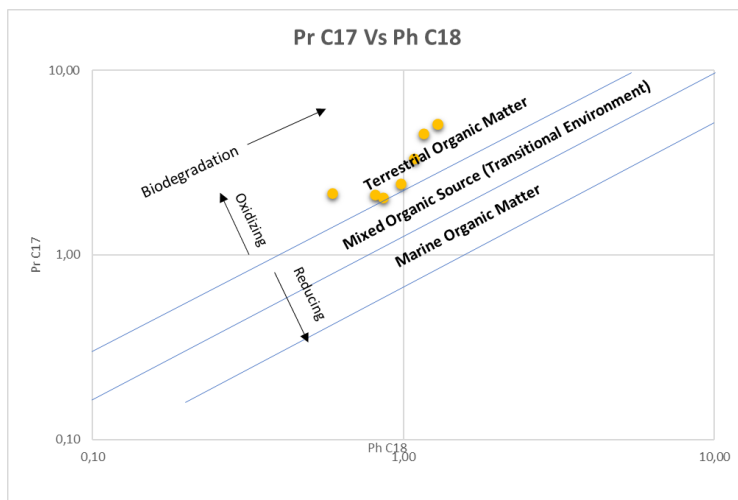
Gambar 20 Ro VS Depth sumur RFS-3 (Peters & Cassa, 1994)



Gambar 21 *Tmax VS TOC* sumur RFS-3 (Peters & Cassa, 1994)



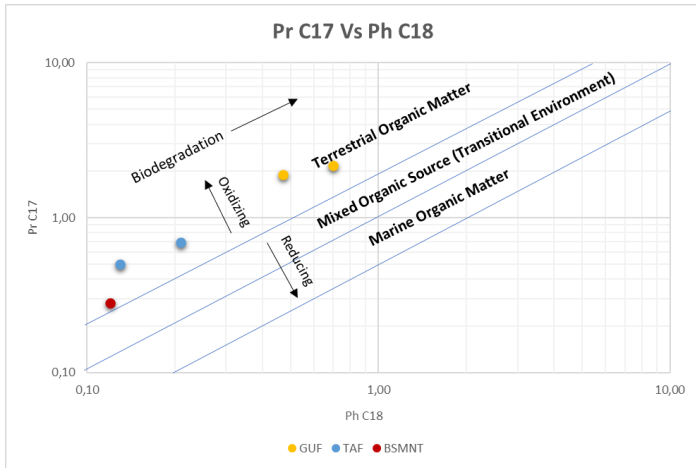
Gambar 22 *Oil window dan gas window* sumur RFS-3



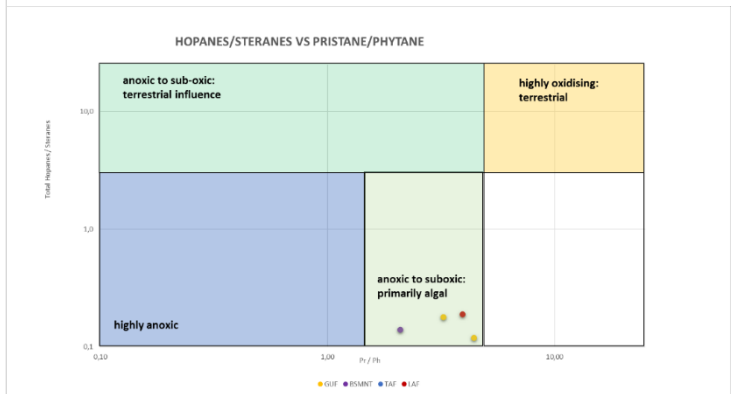
Gambar 23 *Pristana VS Fitana* RFB-1 (Connan & Cassou dalam Hunt,

Depth (m)	Formation	Pr/Ph	Pristane/Phytane (Visser, 2010)
1510 - 1540	GUF	4,05	Batuan induk marin dengan material organik tumbuhan darat
1540 - 1570	GUF	4,15	Batuan induk marin dengan material organik tumbuhan darat
1570 - 1600	GUF	2,92	Batuan induk marin dengan material organik tumbuhan darat
1600 - 1630	GUF	2,44	Batuan induk marin dengan material organik tumbuhan darat
1690 - 1720	GUF	2,13	Batuan induk marin dengan material organik tumbuhan darat
1720 - 1750	GUF	2,36	Batuan induk marin dengan material organik tumbuhan darat
1860 - 1890	GUF	3,43	Batuan induk marin dengan material organik tumbuhan darat

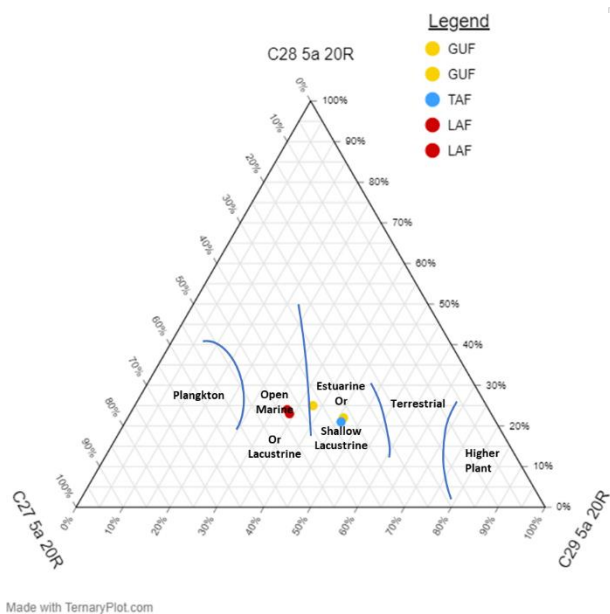
Gambar 24 *Lingkungan pengendapan* RFB-1 menurut Visser (2010)



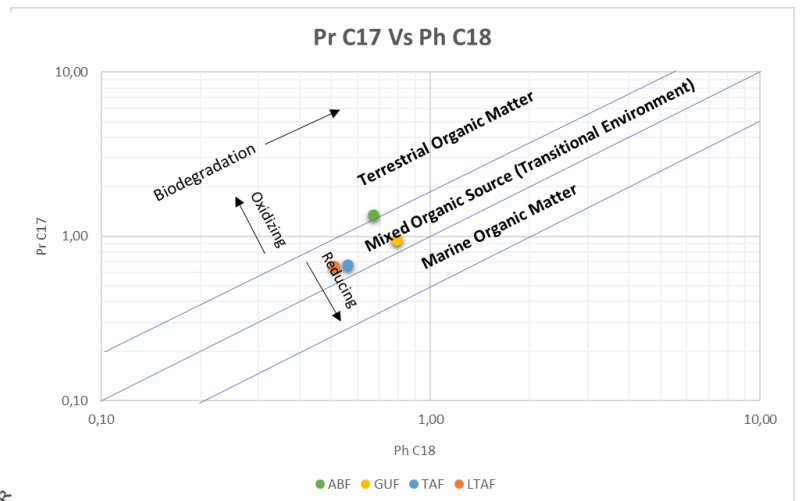
Gambar 25 Pristana VS Fitana RFK-2 (Connan & Cassou dalam



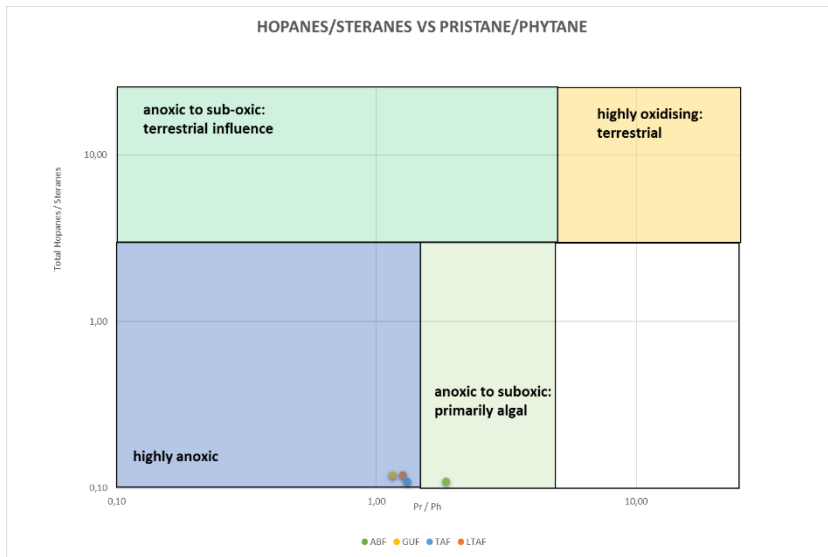
Gambar 26 Pr/Ph VS Total Hopana/Total Sterana RFK-2 (Peters & Cassa, 1994)



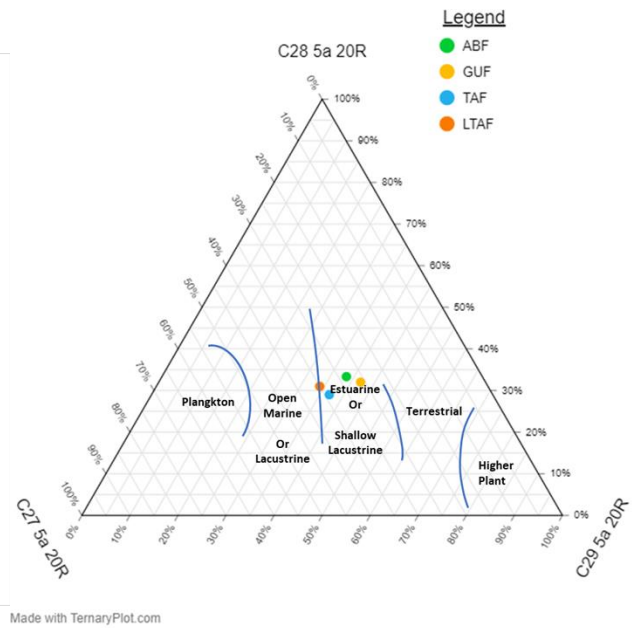
Gambar 27 Diagram C27 – C29 RFK-2 (Huang & Meinschein, 1979)



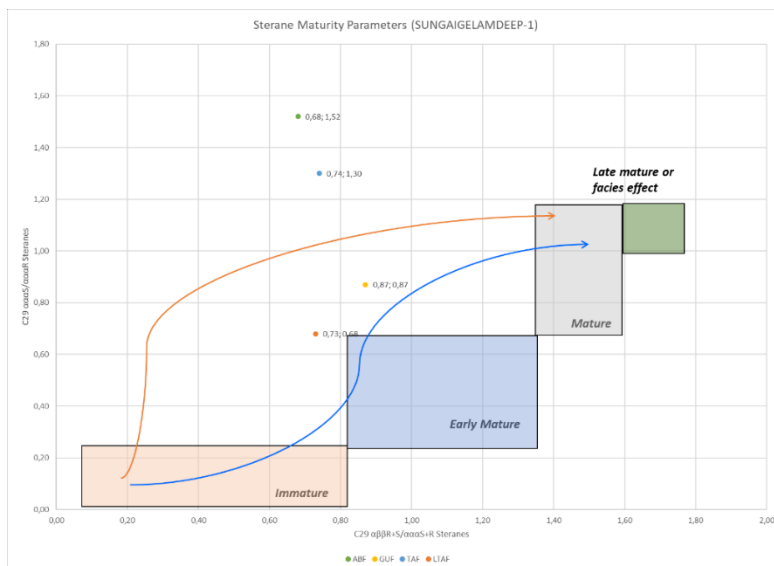
Gambar 28 Pristana VS Fitana RFS-3 (Connan & Cassou dalam Hunt, 1979)



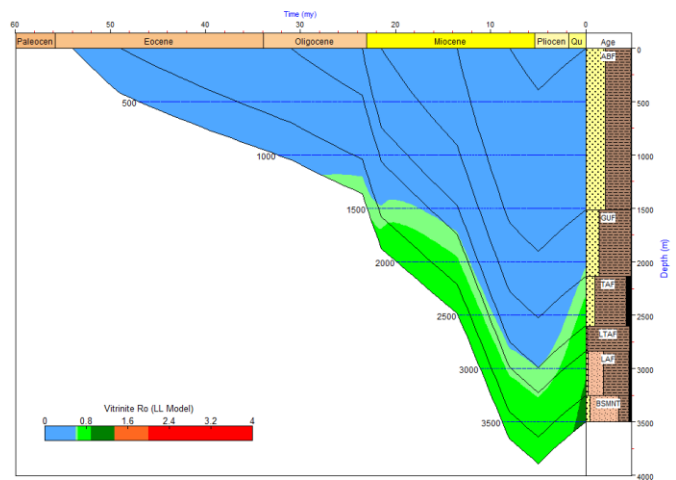
Gambar 29 Pr/Ph VS Total Hopana/Total Sterana RFS-3



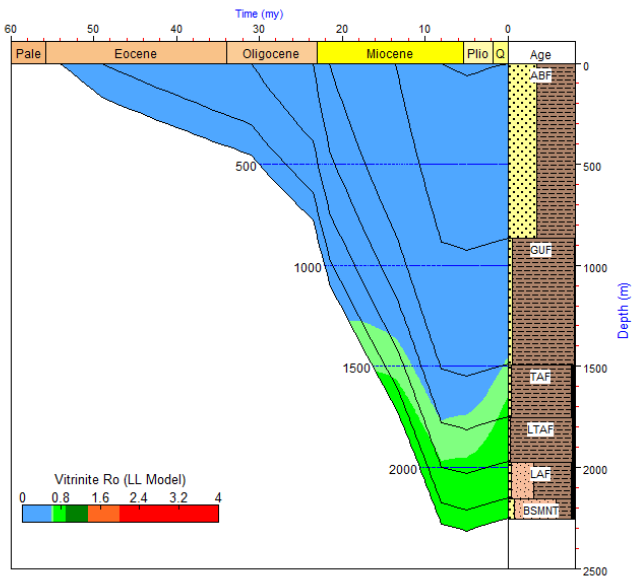
Gambar 30 Diagram C27 – C29 RFS-3 (Huang & Meinschein, 1979)



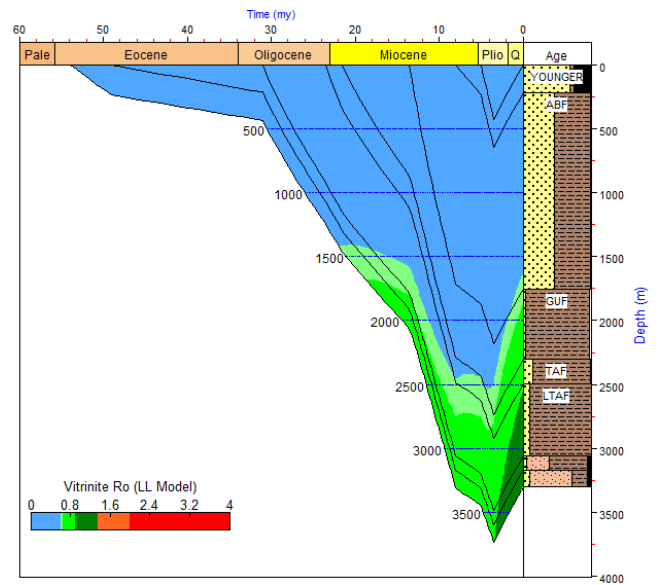
Gambar 31 Diagram sterana C29 $\alpha\alpha S/\alpha\alpha R$ VS C29 $\alpha\beta R/S/\alpha\alpha S+R$ RFS-3



Gambar 32 Sejarah pemendaman dan pemodelan kematangan sumur RFB-1



Gambar 33 Sejarah pemendaman dan pemodelan kematangan sumur RFB-1



Gambar 34 Sejarah pemendaman dan pemodelan kematangan sumur RFB-2