

**GEOKIMIA BATUAN INDUK DAN PEMODELAN 1D SEJARAH PEMENDAMAN SUMUR MKA-1, MKA-2, DAN MKA-3 PADA SUB-CEKUNGAN JAMBI, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN****Mila Komalasari\*<sup>1</sup>, Jana Maulana Supriatna<sup>2</sup>, Dodi Wirasatia<sup>2</sup>,  
Nisa Nurul Ilmi<sup>1</sup>, Edy Sunardi<sup>1</sup>**<sup>1</sup>Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung,<sup>2</sup>KST Universitas Padjadjaran, Bandung

\*Korespondensi: milakomalasari14@gmail.com

**ABSTRAK**

Daerah penelitian terletak di Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan. Penelitian ini dilakukan pada sumur MKA-1, MKA-2, dan MKA-3 dengan tujuan untuk mengetahui karakteristik geokimia batuan induk, lingkungan pengendapan, dan sejarah pemendaman daerah penelitian. Pada sumur MKA-1 terdapat batuan induk yang efektif, yaitu Formasi Gumai (kerogen tipe II/III dan III) dan Formasi Talangakar (kerogen tipe III). Pada sumur MKA-2, batuan induk yang efektif terdapat pada Formasi Talangakar, Lower Talangakar, dan Lahat dengan kerogen tipe III. Pada, sumur MKA-3 tidak terdapat batuan induk efektif karena ekstrak sampel batuan induk pada sumur ini masih belum matang (Ro). Berdasarkan sejarah pemendaman 1-D, batuan induk pada sumur MKA-1 telah mencapai tingkat kematangan pada Formasi Air Benakat pada umur Miosen Awal, batuan induk pada sumur MKA-2 telah mencapai tingkat kematangan pada Formasi Talangakar pada umur Miosen Awal, dan batuan induk pada sumur MKA-3 telah mencapai tingkat kematangan pada Formasi Lower Talangakar pada umur Miosen akhir. Hasil evaluasi batuan induk dan korelasi antara sumur MKA-1, MKA-2, dan MKA-3 untuk implikasi petroleum system menunjukkan bahwa formasi yang dapat menjadi batuan induk dan *reservoir* yaitu Formasi Lahat, Lower Talangakar, Talangakar, dan Gumai. Sedangkan formasi yang dapat menjadi batuan penutup yaitu Formasi Gumai.

**Kata kunci:** Geokimia, Sub-Cekungan Jambi, Batuan Induk, Lingkungan Pengendapan, Sejarah Pemendaman.

**ABSTRACT**

*Research area is located in Jambi Sub-Basin, South Sumatra Basin. This research was conducted on MKA-1, MKA-2, and MKA-3 wells with the aim of knowing the geochemical characteristics of the source rock, depositional environment, and burial history of research area. The MKA-1 well has effective source rock in Gumai Formation and Talangakar Formation. In the MKA-2 well, the effective source rock is found in the Talangakar, Lower Talangakar, and Lahat Formation. Meanwhile, the MKA-3 well does not contain effective source rock. Based on the history of 1-D burial, the source rock in the MKA-1 well has reached the maturity level in Air Benakat Formation at Early Miocene age, the source rock in the MKA-2 well has reached the maturity level in Talangakar Formation at Early Miocene age, and the source rock in the MKA-3 well has reached the maturity level in Lower Talangakar Formation at late Miocene age. The results of source rock evaluation and correlation between the three wells indicate that the formations that can be source rock and reservoir are Lahat, Lower Talangakar, Talangakar, and Gumai Formation. While the formation that can be used as a seal is Gumai Formation.*

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

## 1. PENDAHULUAN

Kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi telah dilakukan di beberapa cekungan di Indonesia, salah satunya pada Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan. Cekungan Sumatra Selatan memiliki produksi minyak kumulatif melebihi 2 milyar barel dari perkiraan cadangan asli sekitar 3 milyar barel dan cadangan gas asli sekitar 22 TCF (*Trillion Cubic Feet*), dengan kurang dari 6 TCF yang diproduksi hingga saat ini (Ginger & Fielding, 2005). Hingga saat ini, Cekungan Sumatra Selatan merupakan salah satu penyumbang terbesar minyak dan gas bumi di Pulau Sumatra, Provinsi Sumatra Selatan menghasilkan minyak sekitar 73 ribu barel/hari dan gas sekitar 285 ribu barel/hari, selain itu juga Provinsi Jambi menghasilkan minyak sekitar 26 ribu barel/hari dan gas sekitar 42 ribu barel/hari (Dharmasaputra, 2013).

Dalam melakukan eksplorasi minyak dan gas bumi, perlu dilakukan studi terkait batuan induk, hal tersebut dikarenakan batuan induk merupakan sumber terbentuknya minyak dan gas bumi. Salah satu metode yang digunakan untuk studi batuan induk yaitu analisis geokimia. Analisis Geokimia pada batuan induk dapat memberikan informasi terkait jumlah material organik, tipe material organik, kematangan material organik, asal keterbentukan, arah migrasi, hingga menentukan korelasi dengan hidrokarbonnya.

Penelitian ini dilakukan pada sumur MKA-1, MKA-2, dan MKA-3 dengan tujuan untuk mengetahui kualitas, kuantitas, kematangan, dan lingkungan pengendapan material organik pada batuan induk daerah penelitian. Juga, unntuk mengetahui sejarah pemendaman (*burial history*) dan bagaimana implikasi hasil evaluasi batuan induk terhadap *petroleum system* daerah penelitian.

## 2. GEOLOGI REGIONAL

### a. Fisiografi

Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*) yang terbentuk karena interaksi antara Lempeng Hindia – Australia yang bergerak ke arah utara – timurlaut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam. Cekungan Sumatra Selatan dibatasi dengan Tinggian Lampung (*Lampung High*) di bagian tenggara; Pegunungan Dua Belas dan Tiga Puluh di bagian baratlaut; Bukit Barisan di bagian baratdaya; Paparan Sunda di bagian timurlaut. Cekungan Sumatra Selatan terbentuk pada periode tektonik ekstensional Pra Tersier hingga Tersier Awal yang berarah relatif barat – timur (Pertamina BPPKA, 1996).

### b. Tektonik Regional

Evolusi Cekungan Sumatra Selatan dipengaruhi oleh tiga periode tektonik (Ginger & Fielding, 2005), yaitu:

1. Megasikuen *Syn-Rift* (40 – 29 Ma)  
Megasikuen *Syn-Rift* merupakan hasil dari aktivitas subduksi Sumatra Barat. Kerak Benua pada Sumatra Selatan merupakan daerah yang mengalami ekstensional dari Eosen hingga awal Oligosen dengan membentuk *half graben – half graben*.
2. Megasikuen *Post-Rift* (29 – 5 Ma)  
Pada 29 Ma *rifting* berhenti, tetapi bagian kerak benua yang tipis di bawah Cekungan Sumatra Selatan terus mengalami penunjaman karena keseimbangan termal litosfer terbentuk kembali.
3. Megasikuen *Inversi/Syn-Orogenic* (5 Ma – Present)  
Megasikuen *Inversi/Syn-Orogenic* merupakan peristiwa orogenik yang tersebar luas, barisan *orogeny* terjadi di sepanjang Sumatra Selatan. Beberapa *structural trap* yang mengandung hidrokarbon terbentuk di tengah cekungan.

### c. Stratigrafi Regional

Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan (Gambar 1) tersusun atas *basement* (batuan dasar) yang terdiri dari Batuan Beku Mesozoikum dan Batuan Metamorf Paleozoikum seperti sabak, filit, dan kuarsit; Formasi Lemat/Lahat yang terdiri dari batuan sedimen klastik berasal dari material vulkanik, seperti tuff, batupasir kasar, breksi, konglomerat, dan terkadang berasosiasi dengan batubara; Formasi Talangakar yang terdiri dari batupasir dataran fluvial dan delta, batulanau, serpih, dan batubara; Formasi Baturaja yang terdiri dari batugamping terumbu dan batugamping detritus; Formasi Gumai yang terdiri dari *marine shales*, batulanau, dan batupasir terendapkan dengan karbonat langka; Formasi Air Benakat yang terdiri dari batupasir yang mengalami glaukonitisasi; Formasi Muara Enim yang terdiri dari batulempung dan serpih dengan interkalasi batupasir dan terkadang lapisan batubara; dan Formasi Kasai yang terdiri dari batulempung yang bersilangan dengan batupasir tufaan.

### d. Petroleum System Cekungan Sumatera Selatan

Petroleum System Cekungan Sumatra Selatan (Gambar 2) terdiri atas Batuan Induk (*Source Rock*) berasal dari Formasi Lemat/Lahat, Formasi Talangakar, dan Formasi Gumai. Formasi Lemat/Lahat (Ginger & Fielding, 2005); *Reservoir* dengan Formasi yang memiliki potensi menjadi batuan *reservoir* pada Cekungan Sumatra Selatan yaitu Pra-Tersier *Basement*, Formasi Lemat/Lahat, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, dan Formasi Air Benakat/Gumai (Ginger & Fielding, 2005); Batuan Penutup (*Seal*) dengan Batuan yang berpotensi menjadi batuan penutup *marine shales* berumur Miosen Awal – Miosen Tengah yang terendapkan pada laut terbuka; dan *Trap* dengan antiklin yang berarah baratlaut – tenggara merupakan *trap* pertama yang dieksplorasi dan merupakan *trap* yang paling penting di

Cekungan Sumatra Selatan (Van Bemmelen, 1949 dalam Bishop, 2001).

### 3. TINJAUAN PUSTAKA

Geokimia minyak dan gas bumi merupakan ilmu yang menerapkan prinsip – prinsip dasar kimia untuk mempelajari asal terbentuk, migrasi, akumulasi dan alterasi minyak bumi untuk mencari dan menemukan hidrokarbon (Hunt, 1996). Batuan induk merupakan batuan yang dapat menjadi atau telah menggenerasikan minyak bumi, kualitas batuan induk ditentukan dari jumlah dan tipe kerogen, juga tingkat kematangannya (Tissot & Welte, 1984). Menurut Waples (1985) batuan induk dibagi berdasarkan kemampuan menggenerasikan hidrokarbon, yaitu:

- a. ***Effective Source Rock***, merupakan batuan sedimen yang telah membentuk dan menggenerasikan hidrokarbon.
- b. ***Possible Source Rock***, merupakan batuan sedimen yang belum pernah dievaluasi sebelumnya, namun memiliki kemungkinan untuk membentuk dan menggenerasikan hidrokarbon.
- c. ***Potential Source Rock***, merupakan batuan sedimen yang belum matang tetapi memiliki kemampuan untuk membentuk dan menggenerasikan hidrokarbon jika tingkat kematangannya lebih tinggi.

Keterbentukan batuan induk berasosiasi dengan adanya produksi, akumulasi, dan pengendapan material organik yang tidak terdegradasi (Tissot & Welte, 1984). Material organik pada batuan induk terdiri dari Bitumen dan Kerogen.

### 4. METODE PENELITIAN

Dalam menentukan karakteristik material organik batuan induk, dilakukan analisis – analisis sebagai berikut:

- a. Analisis kuantitas menggunakan data TOC (*Total Organic Carbon*) dan *Potential Yield* (S1+S2)
- b. Analisis kualitas menggunakan data HI (*Hydrogen Index*)

- c. Analisis kematangan menggunakan data %Ro (*Vitrinite Reflectance*) dan Tmax
- d. Analisis lingkungan pengendapan menggunakan data *gas chromatography* (GC) dan *gas chromatography-mass spectrometry* (GC-MS).

Analisis sejarah pemendaman dilakukan menggunakan *software* Genesis 5.7. dengan mengolah data *temperature*, litologi, kematangan, dan formasi.

## 5. HASIL DAN PEMBAHASAN

### Evaluasi Batuan Induk

#### a. Sumur MKA-1

##### Kuantitas Material Organik

Pada Gambar 3, berdasarkan nilai TOC (*Total Organic Carbon*) sumur MKA-1 menunjukkan kandungan material organik pada Formasi Gumai yaitu 0,69 – 1,41 wt% (*Fair – Good*) dan Formasi Talangakar yaitu 0,72 – 1,29 wt% (*Fair – Good*). Dilihat dari nilai *Potential Yield* (S1+S2) untuk menentukan kemampuan menggenerasikan hidrokarbon, Formasi Gumai memiliki nilai 0,89 – 3,43 (*Poor – Fair*) dan Formasi Talangakar 1,11 – 1,36 (*Poor*).

##### Kualitas Material Organik

Hasil *crossplot* pada Gambar 3 menunjukkan bahwa Formasi Gumai pada sumur MKA-1 memiliki dominasi kerogen Tipe III dengan beberapa Tipe II/III, sedangkan Formasi Talangakar memiliki kerogen Tipe III. Kerogen Tipe III cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa *gas prone* dengan material organik yang berasal dari darat seperti tumbuhan tingkat tinggi atau kayu, tipe kerogen ini mengindikasikan sedimen yang terendapkan pada lingkungan *terrestrial*. Kerogen Tipe II/III cenderung menghasilkan hidrokarbon yang berupa *mixed oil* dan *gas prone* dengan material organik campuran yang berasal dari laut seperti alga laut, lemak tanaman dan yang berasal dari darat seperti tumbuhan tingkat tinggi atau kayu, tipe kerogen ini mengindikasikan sedimen yang terendapkan pada lingkungan *transitional*.

### Kematangan Material Organik

Hasil plot Tmax terhadap kedalaman (Gambar 3) terlihat bahwa Formasi Gumai memiliki tingkat kematangan *early mature*, sementara Formasi Talangakar memiliki tingkat kematangan *early mature* hingga *peak mature*. *Oil window* pada sumur ini berada pada kedalaman ±1896 meter dan tidak terdapat *gas window* karena nilai Tmax tidak mencapai batas maksimum kematangan gas.

### Lingkungan Pengendapan

Penentuan lingkungan pengendapan dilihat dari tipe kerogen yang terkandung pada batuan induk di Formasi Gumai dan Formasi Talangakar. Berdasarkan tipe kerogennya, batuan induk Formasi Gumai terendapkan pada lingkungan *transitional – terrestrial* dan batuan induk Formasi Talangakar terendapkan pada lingkungan *terrestrial*.

#### b. Sumur MKA-2

##### Kuantitas Material Organik

Pada Gambar 4, berdasarkan nilai TOC (*Total Organic Carbon*) sumur MKA-2 menunjukkan kandungan material organik pada Formasi Gumai yaitu 0,35 – 1,31 wt% (*Poor – Good*), Formasi Talangakar yaitu 0,50 – 2,13 wt% (*Fair – Very Good*), Formasi Lower Talangakar yaitu 1,51 wt% (*Good*), dan Formasi Lahat yaitu 1,14 – 1,19 wt% (*Good*). Dilihat dari nilai *Potential Yield* (S1+S2) untuk menentukan kemampuan menggenerasikan hidrokarbon, Formasi Gumai memiliki nilai 0,58 – 3,05 (*Poor – Fair*), Formasi Talangakar 0,62 – 4,55 (*Poor – Fair*), Formasi Lower Talangakar 2,43 (*Fair*), dan Formasi Lahat 1,28 – 2,12 (*Poor – Fair*).

##### Kualitas Material Organik

Hasil *crossplot* HI vs Tmax pada Gambar 4, menunjukkan bahwa Formasi Gumai pada sumur MKA-2 memiliki dominasi kerogen Tipe III dengan beberapa Tipe II/III, Formasi Talangakar memiliki kerogen Tipe III, Formasi Lower Talangakar memiliki kerogen Tipe III, dan Formasi Lahat memiliki kerogen Tipe III. Kerogen Tipe III cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa *gas prone* dengan

material organik yang berasal dari darat seperti tumbuhan tingkat tinggi atau kayu, tipe kerogen ini mengindikasikan sedimen yang terendapkan pada lingkungan *terrestrial*. Kerogen Tipe II/III cenderung menghasilkan hidrokarbon yang berupa *mixed oil* dan *gas prone* dengan material organik campuran yang berasal dari laut seperti alga laut, lemak tanaman dan yang berasal dari darat seperti tumbuhan tingkat tinggi atau kayu, tipe kerogen ini mengindikasikan sedimen yang terendapkan pada lingkungan *transitional*.

#### **Kematangan Material Organik**

Hasil plot %Ro terhadap kedalaman (Gambar 4) terlihat bahwa Formasi Gumai memiliki tingkat kematangan *immature*, Formasi Talangakar memiliki tingkat kematangan *early mature*, Formasi Lower Talangakar memiliki tingkat kematangan *early mature*, dan Formasi Lahat memiliki tingkat kematangan *early mature* hingga *peak mature*. Berdasarkan %Ro *oil window* pada sumur ini berada pada kedalaman  $\pm 1740$  meter dan tidak terdapat *gas window* karena nilai %Ro tidak mencapai batas maksimum kematangan gas. Berdasarkan hasil plot Tmax terhadap kedalaman (Gambar 4) terlihat bahwa Formasi Gumai memiliki tingkat kematangan *immature* hingga *early mature*, Formasi Talangakar memiliki tingkat kematangan *early mature*, Formasi Lower Talangakar memiliki tingkat kematangan *early mature*, dan Formasi Lahat memiliki tingkat kematangan *early mature* hingga *peak mature*. Berdasarkan Tmax *oil window* pada sumur ini berada pada kedalaman  $\pm 1620$  meter dan tidak terdapat *gas window* karena nilai Tmax tidak mencapai batas maksimum kematangan gas.

#### **Lingkungan Pengendapan**

Hasil analisis biomarker menggunakan data GC dilakukan analisis melalui diagram plot nilai rasio *Pristana/Fitana* terhadap *Pristana/nC<sub>17</sub>* dan *Pristana/nC<sub>17</sub>* terhadap *Fitana/nC<sub>18</sub>*. Berdasarkan hasil *crossplot* Pr/Ph vs Pr/nC<sub>17</sub> (Gambar 5) didapatkan hasil bahwa pada kedalaman 1240 meter Formasi Gumai terendapkan pada kondisi

lingkungan suboksik dengan jenis asal material organik berupa *mixed alga bacterial* dan *higher plant* dengan dominasi *higher plant*, sedangkan pada kedalaman 1620 meter Formasi Gumai, terendapkan pada kondisi lingkungan suboksik dengan jenis material organik berupa *higher plant*. Formasi Talangakar terendapkan pada kondisi lingkungan oksik dengan jenis material organik berupa *higher plant*. Formasi Lower Talangakar dan Formasi Lahat terendapkan pada kondisi lingkungan suboksik dengan jenis material organik berupa *higher plant*. Hasil *crossplot* Ph/nC<sub>18</sub> vs Pr/nC<sub>17</sub> (Gambar 5) menunjukkan bahwa Formasi Gumai terendapkan pada lingkungan *transitional* dengan jenis *mixed kerogen*, Formasi Talangakar, Formasi Lower Talangakar, dan Formasi Lahat terendapkan pada lingkungan *terrestrial* atau *peat swamp* dengan jenis *humic* kerogen.

Berdasarkan hasil analisis biomarker menggunakan data GC-MS melalui diagram plot %  $\alpha\alpha 20R$  Sterana C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, dan C<sub>29</sub>. Berdasarkan komposisi sterana (Gambar 5), pada kedalaman 1240 meter Formasi Gumai memiliki komposisi C<sub>27</sub> yang sedikit lebih dominan dari C<sub>29</sub>, hal tersebut mengindikasikan bahwa asal material organik pada kedalaman tersebut didominasi oleh alga (*marine*) dan *higher plant*, komposisi sterana tersebut kemungkinan berasal dari material organik yang terendapkan di lingkungan delta yang berasosiasi dengan lingkungan *marine*. Sedangkan, pada kedalaman 1620 meter Formasi Gumai, Formasi Talangakar, Lower Talangakar, dan Lahat memiliki komposisi C<sub>29</sub> yang lebih dominan, hal tersebut mengindikasikan bahwa asal material organik pada formasi tersebut didominasi oleh *higher plant* yang terendapkan pada lingkungan delta.

#### **c. Sumur MKA-3**

##### **Kuantitas Material Organik**

Pada Gambar 6, berdasarkan nilai TOC (*Total Organic Carbon*) sumur MKA-3 kandungan material organik pada Formasi Gumai yaitu 0,52 wt% (*Poor*), Formasi

Talangakar yaitu 0,85 – 2,41 wt% (*Fair – Very Good*), dan Formasi Lower Talangakar yaitu 1,4 wt% (*Good*). Dilihat dari nilai *Potential Yield* (S1+S2) (Gambar 6) untuk menentukan kemampuan menggenerasikan hidrokarbon, Formasi Gumai memiliki nilai 0,45 (*Poor*), Formasi Talangakar 1,35 – 2,88 (*Poor – Fair*), dan Formasi Lower Talangakar 1,87 (*Poor*).

#### **Kualitas Material Organik**

Hasil *crossplot* pada Gambar 6 menunjukkan bahwa Formasi Gumai, Formasi Talangakar, dan Formasi Lower Talangakar pada sumur MKA-3 memiliki kerogen Tipe III. Kerogen Tipe III cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa *gas prone* dengan material organik yang berasal dari darat seperti tumbuhan tingkat tinggi atau kayu, tipe kerogen ini mengindikasikan sedimen yang terendapkan pada lingkungan *terrestrial*.

#### **Kematangan Material Organik**

Hasil plot %Ro terhadap kedalaman (Gambar 6) terlihat bahwa Formasi Gumai, Formasi Talangakar, dan Formasi Lower Talangakar memiliki tingkat kematangan *immature*. Berdasarkan %Ro sumur MKA-3 tidak terdapat *oil window* dan *gas window* karena nilai %Ro tidak mencapai batas maksimum kematangan *oil* maupun *gas*. Berdasarkan hasil plot Tmax terhadap kedalaman (Gambar 6) terlihat bahwa Formasi Gumai memiliki tingkat kematangan *early mature*, Formasi Talangakar memiliki tingkat kematangan *early mature* hingga *late mature*, dan Formasi Lower Talangakar memiliki tingkat kematangan *late mature*. Berdasarkan Tmax *oil window* pada sumur ini berada pada kedalaman ±1430 meter dan tidak terdapat *gas window* karena nilai Tmax tidak mencapai batas maksimum kematangan gas. Tetapi, walaupun nilai Tmax pada semua formasi menunjukkan telah matang, hal tersebut tidak dapat dijadikan acuan sebagai penentuan jenis batuan induk.

#### **Lingkungan Pengendapan**

Penentuan lingkungan pengendapan dilihat dari tipe kerogen yang terkandung

pada batuan induk di Formasi Gumai, Formasi Talangakar, dan Formasi Lower Talangakar. Berdasarkan tipe kerogennya, batuan induk Formasi Gumai, Formasi Talangakar, dan Formasi Lower Talangakar terendapkan pada lingkungan *terrestrial*.

#### **Sejarah Pemendaman**

Berdasarkan hasil dari pemodelan sejarah pemendaman 1-D pada sumur MKA-1, MKA-2, dan MKA-3 (Gambar 7) dapat diinterpretasikan sebagai berikut:

##### **a. Eosen Akhir – Oligosen Awal**

Pada rentang umur ini, terendapkan Formasi Lahat dengan kecepatan akumulasi sedimen yang cukup cepat dan ketebalan sedimen yang tidak terlalu tebal pada sumur MKA-1 dan MKA-3. Pada sumur MKA-2 kecepatan akumulasi sedimen lebih rendah dan ketebalan cukup tebal, hal tersebut diakibatkan karena kecepatan akumulasi yang rendah dan cukup lama mengakibatkan input sedimen yang terjadi secara terus menerus. Formasi ini terendapkan dengan litologi batupasir dan serpih. Pada rentang umur ini juga, terjadi fase *rifting* yang mengakibatkan *input* sedimen cukup rendah.

##### **b. Oligosen Awal – Miosen Awal**

Pada rentang umur ini, terendapkan Formasi Lower Talangakar dan Talangakar dengan kecepatan akumulasi sedimen yang cukup tinggi dan ketebalan sedimen yang tidak terlalu tebal pada sumur MKA-1 dan MKA-2, tetapi pada sumur MKA-3 kecepatan akumulasi sedimen cukup rendah dan ketebalan sedimen pun cukup tebal, hal tersebut diakibatkan karena kecepatan akumulasi yang rendah dan cukup lama mengakibatkan input sedimen yang terjadi secara terus menerus. Formasi ini terendapkan dengan litologi batupasir, serpih, dan sedikit batubara pada sumur MKA-2.

##### **c. Miosen Awal – Miosen Tengah**

Pada rentang umur ini, terendapkan Formasi Gumai yang selaras di atas Formasi Talangakar. Pada formasi ini

terdapat pelenturan cekungan yang diakibatkan karena berakhirnya fase *rifting* dan terjadi fase *sagging*. Formasi ini terendapkan dengan kecepatan akumulasi sedimen yang cukup tinggi dan ketebalan sedimen yang cukup tebal, hal tersebut diakibatkan karena terjadinya fase *sagging* sehingga *input* sedimen menjadi lebih tinggi. Tetapi, pada sumur MKA-3 ketebalan sedimen lebih tipis karena kecepatan akumulasi sedimen yang jauh lebih tinggi dibanding sumur lainnya. Formasi ini terendapkan dengan litologi batupasir, serpih, sedikit batulanau pada sumur MKA-1 dan MKA-2, dan sedikit batugamping pada sumur MKA-3.

#### d. Miosen Tengah – Miosen Akhir

Pada rentang umur ini, terendapkan Formasi Air Benakat dengan kecepatan akumulasi sedimen yang tinggi dan ketebalan sedimen yang tebal. Hal tersebut, diakibatkan karena formasi ini terendapkan pada fase *post-rift* sehingga proses tektonik sudah tidak aktif dan sedimen *input* semakin bertambah karena adanya erosi. Formasi ini terendapkan dengan litologi batupasir, serpih, sedikit batulanau pada sumur MKA-1 dan MKA-2, sedikit batugamping pada sumur MKA-3, dan sedikit batubara pada sumur MKA-1.

#### e. Miosen Akhir – Pliosen

Pada rentang umur ini, terendapkan Formasi Muara Enim dengan kecepatan akumulasi sedimen yang tinggi dan ketebalan sedimen yang cukup tebal. Hal tersebut diakibatkan karena adanya pengangkatan bukit barisan yang disebabkan oleh tektonik kompresi secara regional sehingga terjadi erosional dan sedimen *input* meningkat. Formasi ini terendapkan dengan litologi batupasir, serpih, sedikit batubara, dan sedikit batulanau pada sumur MKA-2.

#### Pemodelan Kematangan

Hasil analisis sejarah pemendaman pada Gambar 7, Batuan induk pada sumur MKA-1 tersebut telah mencapai tingkat kematangan pada Formasi Air Benakat

dengan interval kedalaman  $\pm 1400$  meter (*early mature*) pada umur Miosen Awal ( $\pm 22$  Ma).

Batuan induk pada sumur MKA-2, telah mencapai tingkat kematangan pada Formasi Talangakar dengan interval kedalaman  $\pm 1740$  meter (*early mature*) pada umur Miosen Awal ( $\pm 21,5$  Ma).

Batuan induk pada sumur MKA-3, telah mencapai tingkat kematangan pada Formasi *Lower* Talangakar dengan interval kedalaman  $\pm 1950$  meter (*early mature*) pada umur Miosen akhir ( $\pm 7$  Ma).

#### Implikasi Hasil Evaluasi Batuan Induk terhadap *Petroleum System*

Hasil evaluasi batuan induk dan korelasi antara sumur MKA-1, MKA-2, dan MKA-3 (Gambar 8) menunjukkan bahwa formasi yang dapat menjadi batuan induk yaitu Formasi Lahat, *Lower* Talangakar, Talangakar, dan Gumai. Formasi yang dapat menjadi *reservoir* yaitu Formasi Lahat, *Lower* Talangakar, Talangakar, dan Gumai, sedangkan formasi yang dapat menjadi batuan penutup yaitu Formasi Gumai, hal ini sesuai yang disampaikan oleh Ginger & Fielding (2005) terkait *petroleum system* pada Cekungan Sumatra Selatan. Dalam yang berpotensi menjadi *oil kitchen* yaitu dalam yang berada pada sebelah kiri sumur MKA-1. Pada sumur MKA-1 ditemukan *oil show* pada Formasi Gumai, *oil show* tersebut menunjukkan bahwa hidrokarbon sempat melewati Formasi Gumai dengan interval kedalaman 1948 – 1949 meter, *oil show* tersebut diindikasikan bermigrasi dari batuan induk formasi di bawahnya seperti Formasi Talangakar, *Lower* Talangakar, dan Lahat. Selain itu, *oil show* juga ditemukan pada Formasi Talangakar sumur MKA-2 pada interval kedalaman 1780 – 1784 meter, *oil show* tersebut diindikasikan bermigrasi dari batuan induk formasi di bawahnya seperti Formasi *Lower* Talangakar dan Lahat.

## 6. KESIMPULAN

1. Berdasarkan analisis karakteristik batuan induk, didapatkan hasil sebagai berikut:

- Pada sumur MKA-1, Formasi Gumai memiliki karakteristik material organik dengan kandungan TOC *Good*, kerogen tipe II/III dan III, dan memiliki tingkat kematangan *early mature*. Formasi Talangakar memiliki karakteristik material organik dengan kandungan TOC *Good*, kerogen tipe III, dan memiliki tingkat kematangan *early mature – peak mature*. Sehingga, Formasi Gumai dan Talangakar diklasifikasikan sebagai batuan induk yang efektif.
- Pada sumur MKA-2, Formasi Gumai memiliki karakteristik material organik dengan kandungan TOC *Fair*, kerogen tipe II/III dan III, dan memiliki tingkat kematangan *immature*. Formasi Talangakar memiliki karakteristik material organik dengan kandungan TOC *Good*, kerogen tipe III, dan memiliki tingkat kematangan *early mature*. Formasi *Lower* Talangakar memiliki karakteristik material organik dengan kandungan TOC *Good*, kerogen tipe III, dan memiliki tingkat kematangan *early mature*. Pada Formasi Lahat memiliki kandungan TOC *Good*, kerogen tipe III, dan memiliki tingkat kematangan *early mature – peak mature*. Sehingga, Formasi Talangakar, *Lower* Talangakar, dan Lahat diklasifikasikan sebagai batuan induk yang efektif.
- Pada sumur MKA-3, Formasi Gumai memiliki karakteristik material organik dengan kandungan TOC *Fair*, kerogen tipe III, dan memiliki tingkat kematangan *immature*. Formasi Talangakar memiliki karakteristik material organik dengan kandungan TOC sebesar *Good*, kerogen tipe III, dan memiliki tingkat kematangan *immature*. Formasi *Lower*

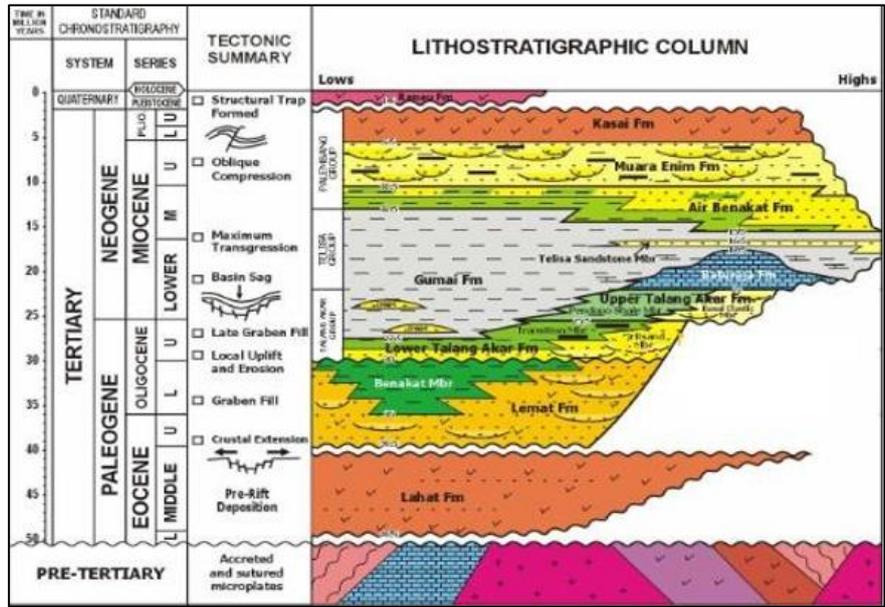
Talangakar memiliki karakteristik material organik dengan kandungan TOC *Good*, kerogen tipe III, dan memiliki tingkat kematangan *immature*. Tidak terdapat batuan induk efektif pada sumur MKA-3 karena ekstrak sampel batuan induk pada sumur ini masih belum matang (Ro) sehingga batuan induk pada sumur ini diklasifikasikan sebagai batuan induk potensial.

2. Berdasarkan tipe kerogennya Formasi Gumai pada sumur MKA-1 terendapkan pada lingkungan *terrestrial – transitional* dan Formasi Talangakar terendapkan pada lingkungan *terrestrial*. Formasi Gumai pada sumur MKA-2, berdasarkan tipe kerogen dan analisis biomarker terendapkan pada lingkungan *Terrestrial – Deltaic Marine*, Formasi Talangakar, *Lower* Talangakar, dan Lahat terendapkan pada lingkungan *Terrestrial – Delta*. Formasi Gumai, Talangakar, dan *Lower* Talangakar pada sumur MKA-3 berdasarkan tipe kerogennya, terendapkan pada lingkungan *Terrestrial*.
3. Berdasarkan sejarah pemendaman 1-D, batuan induk pada sumur MKA-1 telah mencapai tingkat kematangan pada Formasi Air Benakat dengan interval kedalaman  $\pm 1400$  meter (*early mature*) pada umur Miosen Awal ( $\pm 22$  Ma). Batuan induk pada sumur MKA-2, telah mencapai tingkat kematangan pada Formasi Talangakar dengan interval kedalaman  $\pm 1740$  meter (*early mature*) pada umur Miosen Awal ( $\pm 21,5$  Ma). Batuan induk pada sumur MKA-3 telah mencapai tingkat kematangan pada Formasi *Lower* Talangakar dengan interval kedalaman  $\pm 1950$  meter (*early mature*) pada umur Miosen akhir ( $\pm 7$  Ma).
4. Berdasarkan hasil evaluasi batuan induk dan korelasi antara sumur MKA-1, MKA-2, dan MKA-3 untuk implikasi *petroleum system* menunjukkan bahwa formasi yang dapat menjadi batuan induk yaitu Formasi Lahat, *Lower*

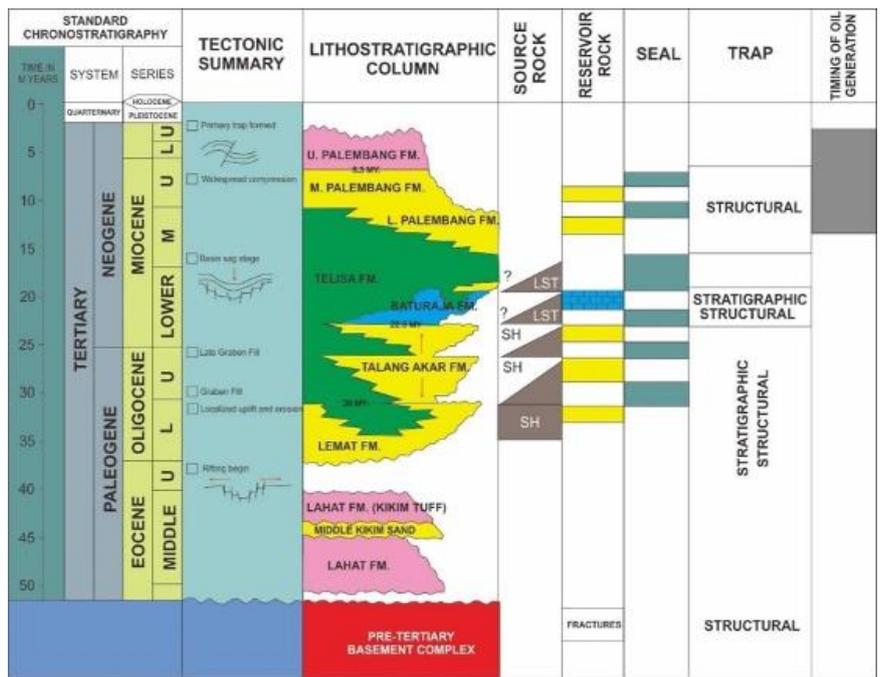
Talangakar, Talangakar, dan Gumai. Formasi yang dapat menjadi reservoir yaitu Formasi Lahat, Lower Talangakar, Talangakar, dan Gumai, sedangkan formasi yang dapat menjadi batuan penutup yaitu Formasi Gumai.

#### DAFTAR PUSTAKA

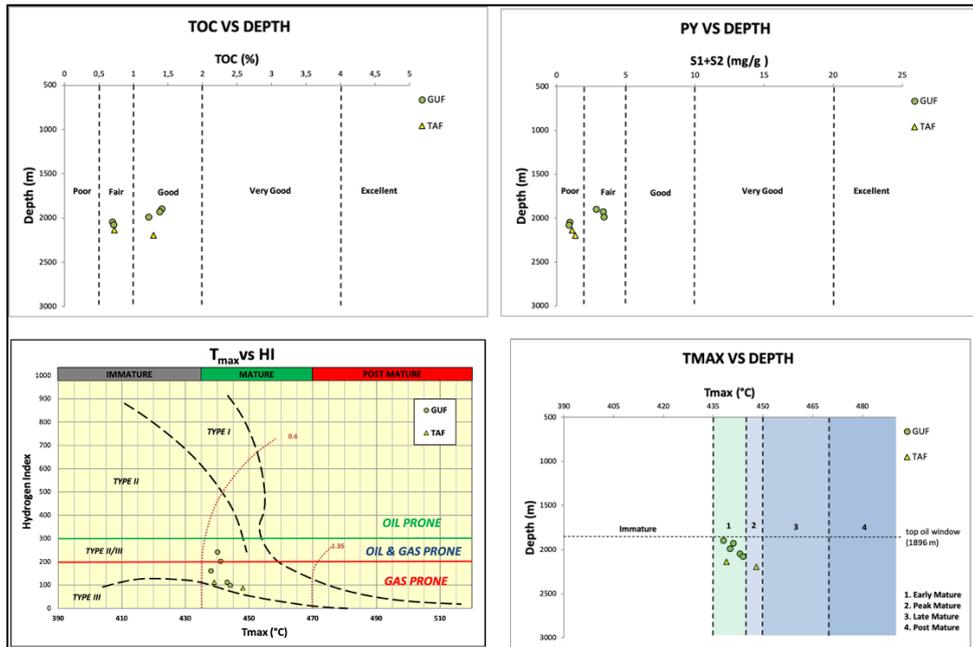
- Aprillia, G. V., Ilmi, N. N., & Gani, R. M. G. (2019). Potensi Batuan Induk Sumur GR-2 dan GR-3 Formasi Talang Akar, Blok Jambi Merang, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 3, 497–511.
- Argakoesoemah, R. M. I., & Kamal, A. (2004). Ancient Talang Akar deepwater sediments in South Sumatra Basin: a new exploration play. *Indonesian Petroleum Association Proceedings, Deepwater And Frontier Exploration In Asia & Australasia Symposium*.  
<https://doi.org/10.29118/ipa.1730.251.267>
- Bishop, M. G. (2001). South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System. *USGS Open File Report*, (99-50-S), 22.
- Bissada, K. K., Elrod, L. W., Robison, C. R., Darnell, L. M., Szymczyk, H. M., & Trostle, J. L. (1993). Geochemical Inversion - A Modern Approach to Inferring Source-Rock Identity from Characteristics of Accumulated Oil and Gas. *Energy Exploration & Exploitation*, 11(3-4), 295–328.  
<https://doi.org/10.1177/0144598793011003-405>
- De Coster, G. L. (1974). The Geology of the Central and South Sumatra Basins. *Proceedings Indonesian Petroleum Association Third Annual Convention*, 77–110.  
<https://doi.org/10.29118/ipa.670.77.1>
- 10
- Dharmasaputra, M. dkk. (2013). Wajah Baru Industri Migas Indonesia: Potret industri hulu minyak dan gas nasional di era Orde Lama, Order Baru, dan lanskap baru pasca-reformasi. In *Katadata*. Jakarta: PT Katadata Indonesia.
- Ginger, D., & Fielding, K. (2005). The petroleum systems and future potential of the South Sumatra basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention & Exhibition*, 67–89.  
<https://doi.org/10.29118/ipa.2226.05.g.039>
- Hunt, J. M. (1996). *Petroleum Geochemistry and Geology* (2nd ed.). New York: W.H. Freeman.
- Pertamina BPPKA. (1996). *Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods and Application*. Jakarta: Pertamina BPPKA.
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. *The Petroleum System - from Source to Trap*, (March), 93–120.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence* (2nd ed.). Berlin: Springer-Verlag.
- Van Bemmelen, R. W. (1949). *The Geology of Indonesia: General Geology of Indonesia and Adjacent Archipelagoes*. Netherlands: Government Printing Office, Martinus Nijhoff, The Hague.
- Waples, D. W. (1985). *Geochemistry in petroleum exploration*. USA: D. Reidel Publishing Company.



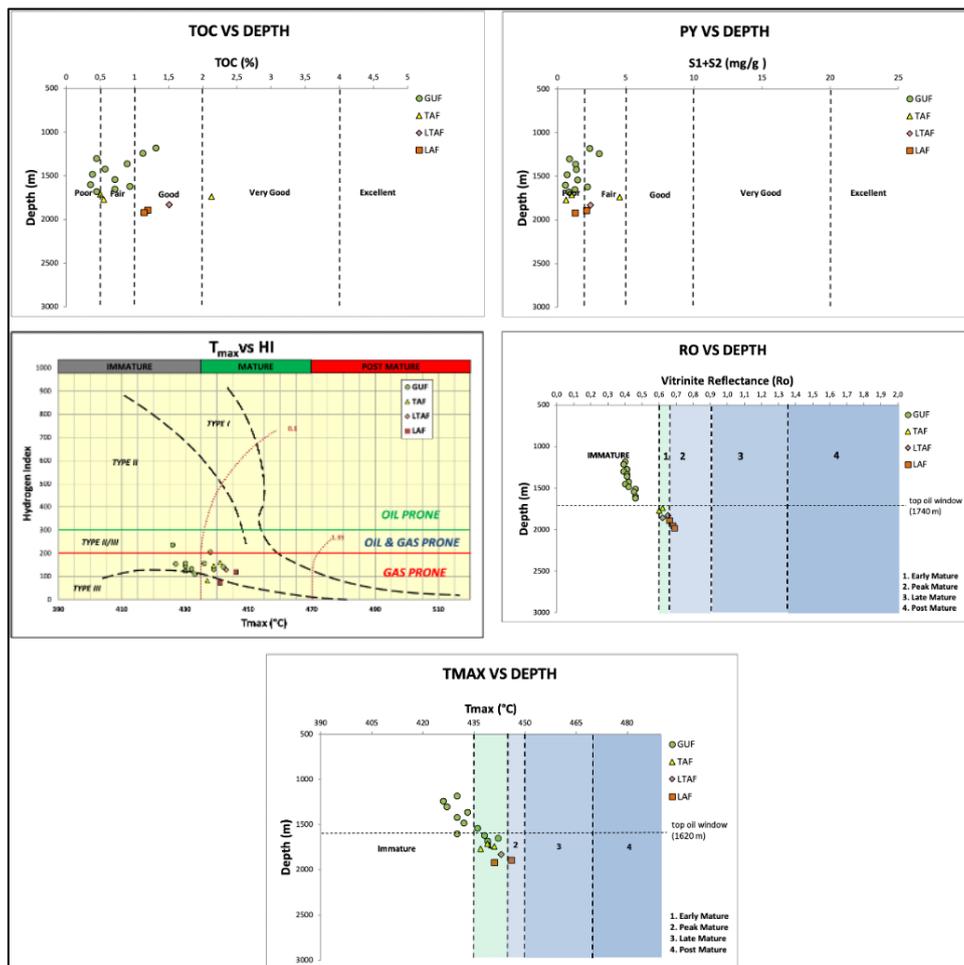
Gambar 1. Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan (Argakoesoemah & Kamal, 2004)



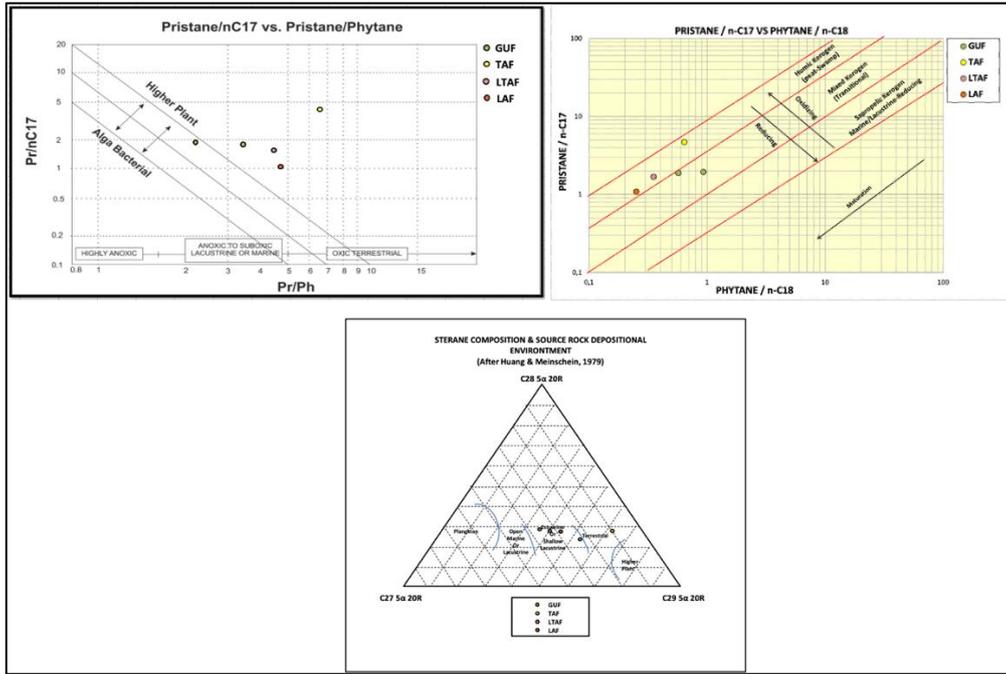
Gambar 2. Tatanan Petroleum System Cekungan Sumatra Selatan (De Coster, 1974) dalam (Aprillia et al., 2019)



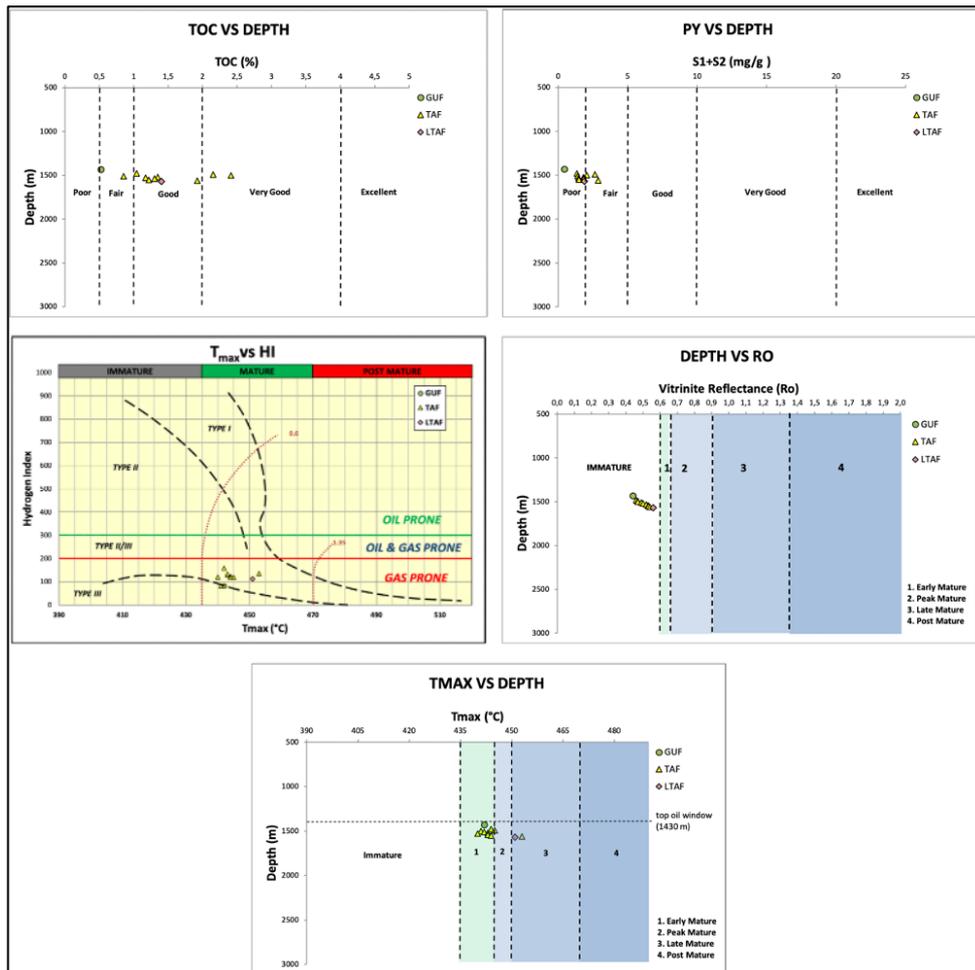
Gambar 3. Evaluasi Batuan Induk Sumur MKA-1 (Peters & Cassa, 1994)



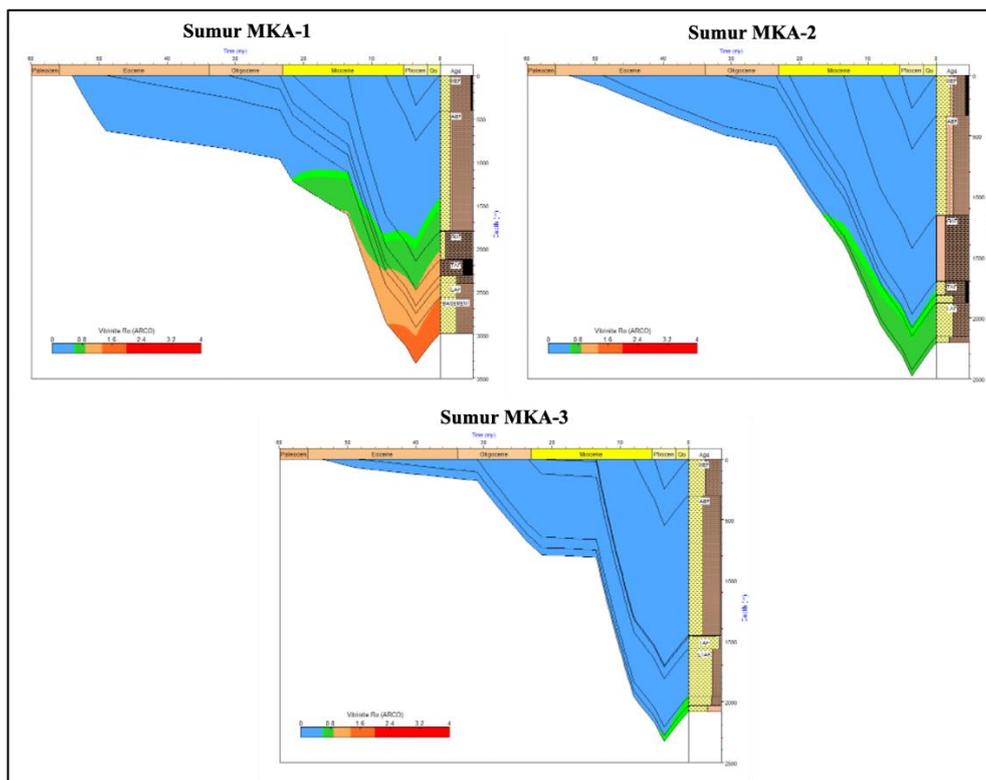
Gambar 4. Evaluasi Batuan Induk Sumur MKA-2 (Peters & Cassa, 1994)



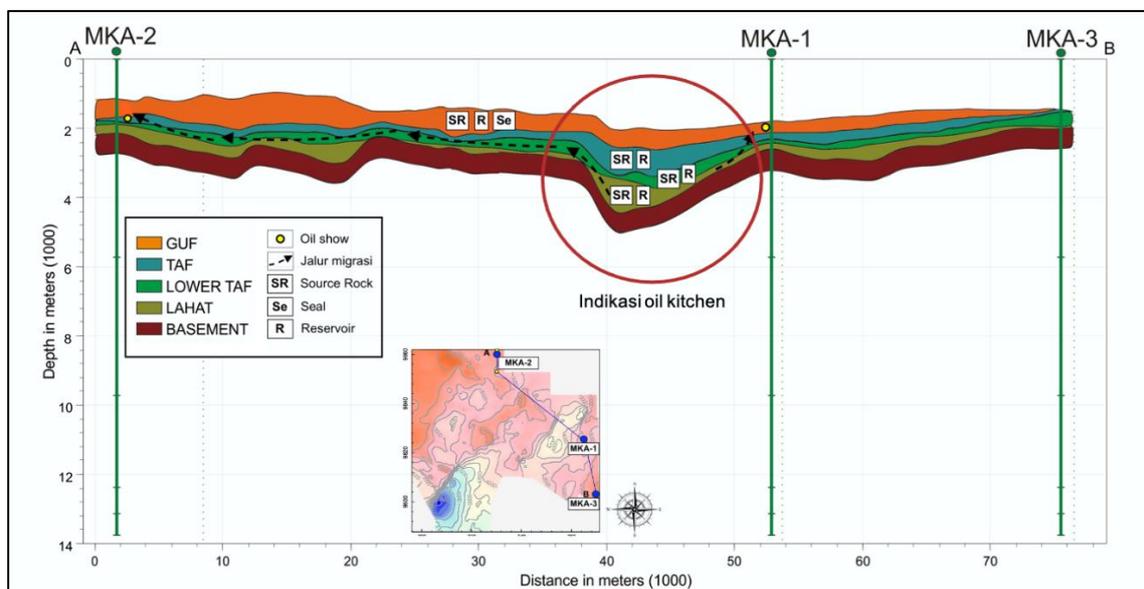
Gambar 5. Analisis Biomarker Sumur MKA-2 (Bissada et al., 1993)



Gambar 6. Evaluasi Batuan Induk Sumur MKA-3 (Peters & Cassa, 1994)



Gambar 7. Sejarah Pemendaman Sumur MKA-1, MKA-2, dan MKA-3



Gambar 8. Penampang Stratigrafi A-B Sumur MKA-1, MKA-2, dan MKA-3