

EVALUASI DAN KORELASI BATUAN INDUK-MINYAK BUMI BERDASARKAN ANALISIS GEOKIMIA HIDROKARBON DI LAPANGAN SP, SUB-CEKUNGAN JAMBI

Shalsya Alyahaq Prasetyohadi^{1*}, Jana Maulana Supriatna², Dodi Wirasatia²,
Nisa Nurul Ilmi¹, Edy Sunardi¹

¹ Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

² KST Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi: shalsya18001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Daerah penelitian terletak di Sub-Cekungan Jambi yang merupakan salah satu cekungan produktif di Indonesia. Sampel batuan induk pada daerah penelitian diambil dari Sumur Monpafe-1, Monpafe-2, dan Monpafe-3. Sampel minyak bumi pada daerah penelitian diambil dari Sumur Monpafe-1. Identifikasi batuan induk dan minyak bumi menggunakan metode geokimia hidrokarbon. Berdasarkan analisis geokimia, Sumur Monpafe-1 menunjukkan batuan induk yang efektif mulai dari Formasi Talang Akar Atas (UTAF) hingga Formasi Lahat (LAF) dengan tipe kerogen III yang menghasilkan gas. Sumur Monpafe-2 menunjukkan batuan induk yang efektif mulai dari Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) hingga Formasi Lahat (LAF) dengan tipe kerogen III yang menghasilkan gas. Sumur Monpafe-3 menunjukkan batuan induk yang efektif mulai dari Formasi Gumai (GUF) bagian bawah dengan tipe kerogen II/III yang menghasilkan minyak/gas dan Formasi Talang Akar Atas (UTAF) tipe kerogen III yang menghasilkan gas. Berdasarkan analisis biomarker, batuan induk dan minyak bumi yang ada di Sumur Monpafe-1 menunjukkan korelasi negatif sehingga diinterpretasikan berasal dari proses migrasi sumber lain yaitu sumber pembentuk hidrokarbon area Sumur Monpafe-3 Formasi Lahat atau Formasi Talang Akar. Pemodelan sejarah pemendaman menunjukkan bahwa generasi minyak dimulai di Formasi Gumai (GUF) dan Formasi Talang Akar Atas (UTAF) pada Miosen Awal.

Kata kunci: Batuan Induk; Sub-Cekungan Jambi; Biomarker; Geokimia; Korelasi

ABSTRACT

The research area is located in the Jambi Sub-Basin, part of the South Sumatra Basin which is the most prolific hydrocarbon-bearing basins in Indonesia. Source rock data were evaluated from Monpafe-1, Monpafe-2, and Monpafe-3 wells. Oil data was evaluated from the Monpafe-1 well. The identification of the source rock and oil samples were done by using the geochemical hydrocarbon method. Based on the geochemical analysis of source rock samples, the Monpafe-1 well shows the effective source rock on Upper Talang Akar Formation (UTAF) to Lahat Formation (LAF) and consists of kerogen type III which potential to generate gas. The Monpafe-2 well shows the effective source rock on Lower Talang Akar Formation (LTAF) to Lahat Formation (LAF) and consists of kerogen type III which potential to generate gas. The Monpafe-3 well shows the effective rock on the lower part of Gumai Formation (GUF) and consists of kerogen type II/III which potential to generate mixed oil/gas and Upper Talang Akar Formation (UTAF) with kerogen type III which potential to generate gas. Based on biomarker analysis, the source rock sample shows a negative correlation to the oil sample which interpreted as the migration of oil from another source rock, the oil kitchen of Monpafe-3 well area, either from the Lahat Formation or Talang Akar Formation. Based on burial history modeling, the oil generation began in Gumai Formation (GUF) and Upper Talang Akar Formation (UTAF) in the Early Miocene to the present.

Keywords: Source Rock; Jambi Sub-Basin; Biomarker; Geochemical; Correlation

1. PENDAHULUAN

Eksplorasi minyak dan gas bumi akan terus dilakukan dalam usaha meningkatkan dan mempertahankan angka produksi hidrokarbon di suatu negara. Salah satu bagian dari Cekungan Sumatera Selatan yaitu Sub-Cekungan Jambi yang terletak di bagian utara merupakan cekungan busur belakang atau *back-arc basin* dan salah satu cekungan produktif di Indonesia (De Coster, 1974). Berdasarkan Mirzani (2011) dalam Jamaluddin dkk. (2019), Sub-Cekungan Jambi memiliki rasio keberhasilan dalam menghasilkan hidrokarbon sebesar 51% itupun masih belum dieksplorasi secara intensif. Maka, hadirnya formasi-formasi penting penghasil hidrokarbon seperti Formasi Air Benakat, Formasi Gumai, Formasi Talang Akar dan Formasi Lahat pada Sub-Cekungan Jambi dapat membuktikan cekungan tersebut termasuk dalam kategori cekungan produktif (A Caughey et al., 1996).

Studi geokimia dan analisis biomarker biasa dilakukan terhadap suatu cekungan sedimen sehingga dapat digunakan pada daerah penelitian untuk mendapatkan hasil analisis berupa potensi batuan sedimen sebagai batuan induk, karakteristik, waktu pembentukan, tingkat kematangan, dan lingkungan pengendapan baik pada batuan maupun minyak (Peters & Cassa, 1994). Identifikasi batuan induk pada Sub-Cekungan Jambi berfokus pada tiga sumur penelitian, yaitu Monpafe-1, Monpafe-2, dan Monpafe-3 yang memiliki potensi sebagai batuan induk secara geologi serta korelasi batuan induk dengan minyak bumi mengambil sampel minyak bumi dari Sumur Monpafe-1 (**Gambar 4**).

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Fisiografi

Cekungan Sumatra Selatan terdiri dari sedimen Tersier yang terendapkan secara tidak selaras di atas batuan beku dan metamorf Pra-Tersier serta salah satu cekungan penting di

Pulau Sumatra dalam produksi minyak bumi (De Coster, 1974). Cekungan Sumatra Selatan memiliki arah barat laut-tenggara yang dibatasi oleh Pegunungan Duabelas dan Pegunungan Tigapuluh di barat laut yang memisahkan Cekungan Sumatra Selatan dengan Cekungan Sumatra Tengah, Batuan Pra-Tersier Paparan Sunda di timur laut, Tinggian Lampung pada bagian tenggara memisahkan Cekungan Sumatra Selatan dengan Cekungan Sunda, dan Bukit Barisan dan Sesar Semangko di barat daya (**Gambar 1**) (Setyawan dkk., 2020).

Pembentukan Cekungan Sumatra Selatan merupakan hasil dari interaksi dua sistem struktur utama dan intervensi *basinal sag* sehingga menghasilkan dua deposenter yaitu Sub-Cekungan Jambi dan Sub-Cekungan Palembang (A Caughey et al., 1996). Berdasarkan Jackson (1961) dalam Setyawan dkk. (2020), proses sedimentasi pada Cekungan Sumatra Selatan mengalami dua fase yaitu fase transgresi diendapkannya Kelompok Telisa secara tidak selaras pada batuan induk Pra-Tersier yang mana terdiri dari Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja, dan Formasi Gumai. Selain itu, fase transgresi diendapkannya Kelompok Palembang yang terdiri dari Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai menghasilkan sedimen. Selain itu, dasar cekungan terdiri dari batuan metamorf dan batuan beku yang berumur Mesozoikum.

2.2 Tektonik Regional

Menurut De Coster (1974), selama pembentukannya, Cekungan Sumatra Selatan mengalami 3 peristiwa orogenesis yang membentuk susunan struktur di Cekungan Sumatra Selatan yakni (**Gambar 2**) :

1. Orogenesa Mesozoikum Tengah (Fase Kompresi)

Terjadi subduksi Lempeng Eurasia dan Lempeng Samudra India sehingga menghasilkan sesar-sesar mendatar dekstral berarah relatif utara-selatan di sepanjang Palung Sumatra (A Caughey et al., 1996;

Setiadi et al., 2010). Selama fase ini, lapisan sedimen terendapkan di Sumatra mulai dari Paleozoikum Akhir dan pada Mesozoikum Awal-Tengah lapisan tersebut terangkat, mengalami proses metamorfosis, patah, dan terlipat membentuk blok atau jalur struktural besar dan diintrusi oleh batolit granit lalu tersingkap di Bukit Barisan menjadi dasar Sumatra (De Coster, 1974).

2. Tektonik Kapur Akhir-Tersier Awal (Fase Ekstensional)

Sekitar 40-29 Ma terjadi megasikuen *syn rift* yang diawali oleh peregangan Lempeng Benua Australia ke arah timur dan Lempeng Samudra India ke arah barat selama Eosen hingga Oligosen menghasilkan sekuen *horst* dan *graben* berarah utara-selatan (Bishop, 2001; Ginger & Fielding, 2005). Selanjutnya, *syn rift* Cekungan Sumatra Selatan terhenti karena termal litosfer kembali stabil mengalami *sagging* atau dalam periode tenang secara tektonik yang disebut megasikuen post rift (29-16 Ma) (A Caughey et al., 1996; Ginger & Fielding, 2005). Selama *post rift*, terjadi transgresi yang cukup lama membentuk Formasi Talang Akar sehingga cekungan mengalami tingkat *subsidence* atau penurunan yang tinggi dan kenaikan muka air laut yang relatif tinggi hingga mencapai batas maksimum pada 16 Ma dan mengakibatkan hampir seluruh cekungan tergenang (Ginger & Fielding, 2005).

3. Orogenesa Miosen Tengah-Resen (Fase Kompresi)

Berdasarkan Kusnama dkk. (1993) dan A Caughey et al. (1996) pada Miosen Tengah (16-10 Ma) zona subduksi bergerak mengakibatkan subduksi Lempeng Samudra India dan Lempeng Eurasia sehingga mengaktifkan kembali sesar normal yang telah diam sejak Miosen Awal menjadi sesar naik, terjadinya pembalikan *graben* cekungan membentuk lipatan-lipatan berarah relatif barat laut-tenggara, dan Sesar Semangko berkembang (A Caughey et al., 1996;

Pramudito dkk., 2021). Pada Miosen Tengah-Pliosen Awal (10,5-1,6 Ma) menunjukkan adanya pengangkatan Bukit Barisan dan terjadi pengendapan bersamaan dengan peristiwa regresi (Kusnama dkk., 1993; A Caughey et al., 1996). Pliosen-Pleistosen terjadi pengangkatan dan erosi yang lebih tinggi di Bukit Barisan atau bisa disebut puncak dari pengangkatan sehingga mengakibatkan ketidakselarasan lokal (Kusnama dkk., 1993). Berdasarkan Suhendan (1984) dalam Bishop (2001), selama Pliosen hingga saat ini, terjadi kompresi pada batuan dasar, pembalikan cekungan dan sesar normal sehingga membentuk antiklin yang menjadi jebakan hidrokarbon utama di cekungan tersebut.

2.3 Stratigrafi Regional

Sub-Cekungan Jambi merupakan bagian dari utara Cekungan Sumatra Selatan (A Caughey et al., 1996). Formasi Lahat terdiri dari batupasir tufaan, konglomerat, breksi, dan batulempung (Anggota Kikim) secara selaras terendapkan oleh serpih, batulanau, batupasir, dan batubara di lingkungan lakustrin air tawar hingga air payau (Anggota Benakat) (Ginger & Fielding, 2005). Formasi Talang Akar terdiri atas batupasir, batulanau, serpih, dan batubara (Hutapea, 1981 dalam Bishop, 2001) Formasi Gumai terdiri atas batulanau, batupasir, dan serpih laut yang mengandung banyak fosil dengan batugamping glaukonit tipis hasil dari transgresi maksimum singkat membentuk *seal* regional yang luas (Ginger & Fielding, 2005; Hutchinson, 1996 dalam Bishop, 2001). Formasi Air Benakat tersusun dari batulempung laut dengan glaukonit dan mikroforam yang melimpah, lapisan batupasir pada bagian atas cekungan yang mengandung vulkaniklastik (A Caughey et al., 1996). Formasi Muara Enim terdiri dari batupasir, lumpur, dan batubara (A Caughey et al., 1996; Bishop, 2001). Formasi Kasai terdiri atas batupasir tufaan, batulempung, dan batupasir vulkaniklastik (Kusnama dkk., 1993; A

Caughey et al., 1996; Ginger & Fielding, 2005) (**Gambar 3**).

2.4 Sistem Petroleum Cekungan Sumatra Selatan

Hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Selatan dominan berasal dari Formasi Talang Akar dan Formasi Lahat namun Formasi Gumai dan Formasi Batu Raja juga dapat menggenerasikan di daerah lokal (Bishop, 2001; Ginger & Fielding, 2005). Reservoir yang berpotensi pada batuan dasar, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai (Bishop, 2001). Batuan penutup secara regional berada di Formasi Gumai (Bishop, 2001). Namun, Formasi Talang Akar Atas dan Formasi Batu Raja juga memiliki kualitas yang sangat baik sebagai batuan penutup regional (Ginger & Fielding, 2005). Perangkap umumnya berupa antiklin berorientasi barat laut-tenggara (Bishop, 2001) (**Gambar 5**).

3. METODE

Penentuan batuan induk efektif didasarkan pada aspek-aspek yang harus dicapai yaitu kuantitas material organik, kualitas material organik dan kematangan material organik (Peters & Cassa, 1994). Maka, pada penelitian ini dilakukan analisis sebagai berikut :

1. Kuantitas Material Organik
Menggunakan parameter TOC (*Total Organic Carbon*).
2. Kualitas Material Organik
Menggunakan parameter HI (Indeks Hidrogen)
3. Kematangan Material Organik
Menggunakan parameter Ro (reflektansi vitrinit) dan *Tmaks*.

Penentuan genetik minyak bumi diperlukan agar dapat dilakukan korelasi dengan batuan induk menggunakan analisis biomarker (Peters et al., 2005) melalui analisis kromatografi gas atau *gas chromatograph* (GC) dan kromatografi gas-spektrometri massa atau *gas chromatograph-mass spectrometry* (GC-MS).

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Evaluasi Batuan Induk

4.1.1 Sumur Monpafe-1

Hasil dalam penentuan kuantitas dan kualitas material organik pada Sumur Monpafe-1 (**Gambar 6**) menunjukkan pada Formasi Gumai (GUF) memiliki nilai TOC dengan rentang 0,73-1,41% yang menunjukkan kuantitas baik dengan nilai HI sebesar 100-164 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas. Formasi Talang Akar Atas (UTAF) memiliki nilai TOC dengan rentang 0,74-1,48% yang menunjukkan kuantitas baik dengan nilai HI sebesar 81-130 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas. Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) memiliki nilai TOC dengan rentang 0,72-3,82% yang menunjukkan kuantitas baik dengan nilai HI sebesar 86-139 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas. Formasi Lahat (LAF) memiliki nilai TOC dengan rentang 0,78-0,98% yang menunjukkan kuantitas cukup dengan nilai HI sebesar 100-124 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas.

Penentuan kematangan material organik pada Sumur Monpafe-1 dilakukan dengan menganalisis parameter reflektansi vitrinit (Ro) (**Gambar 7**) dan *Tmaks* (**Gambar 8**) menunjukkan Formasi Gumai (GUF) memiliki nilai Ro sebesar 0,44-0,56% yang mengindikasikan material organik yang belum matang. Namun, berdasarkan nilai *Tmaks* yang berada pada rentang 434-445°C, kematangan material organik berada pada kondisi matang awal, yaitu pada kedalaman 1464 m (jendela minyak). Formasi Talang Akar Atas (UTAF) mulai memasuki jendela minyak pada kedalaman 1850 m dengan nilai Ro sebesar 0,73% yang mengindikasikan kematangan material organik matang awal. Sementara itu, nilai *Tmaks* berada pada rentang 451-453°C yang menunjukkan kematangan material organik berada pada kondisi matang akhir.

Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) memiliki nilai R_o sebesar 0,86-0,92% yang mengindikasikan kematangan material organik puncak matang. Sementara itu, nilai T_{maks} berada pada rentang 461-473°C yang menunjukkan kematangan material organik berada pada kondisi matang akhir. Formasi Lahat (LAF) mulai memasuki jendela gas pada kedalaman 2486 m dengan nilai R_o sebesar 1,33-1,38% yang mengindikasikan kematangan material organik berada pada kondisi matang akhir dan nilai T_{maks} berada pada rentang 448-457°C yang menunjukkan kematangan material organik berada pada kondisi matang akhir.

Maka dari itu, hasil analisis evaluasi batuan induk terhadap Sumur Monpafe-1 menunjukkan batuan induk yang efektif mulai dari UTAF hingga LAF. Sedangkan GUF berpotensi menjadi batuan induk (Peters & Cassa, 1994).

4.1.2 Sumur Monpafe-2

Hasil dalam penentuan kuantitas dan kualitas material organik pada Sumur Monpafe-2 (**Gambar 9**) menunjukkan pada Formasi Gumai (GUF) memiliki nilai TOC dengan rentang 0,52-1,16% yang menunjukkan kuantitas cukup dengan nilai HI sebesar 92-280 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas. Formasi Talang Akar Atas (UTAF) memiliki nilai TOC dengan rentang 0,5-0,6% yang menunjukkan kuantitas cukup dengan nilai HI sebesar 100-170 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas. Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) memiliki nilai TOC dengan rentang 2,13-2,42% yang menunjukkan kuantitas sangat baik dengan nilai HI sebesar 128-136 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas. Formasi Lahat (LAF) memiliki nilai TOC dengan rentang 0,52-5,18% yang menunjukkan kuantitas sangat baik dengan nilai HI sebesar 107-155 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas.

Penentuan kematangan material organik pada Sumur Monpafe-2 dilakukan dengan menganalisis parameter reflektansi vitrinit (R_o) (**Gambar 10**) dan T_{maks} (**Gambar 11**) menunjukkan Formasi Gumai (GUF) memiliki nilai R_o sebesar 0,47-0,58% yang mengindikasikan material organik yang belum matang. Namun, berdasarkan nilai T_{maks} yang berada pada rentang 436-450°C, kematangan material organik berada pada kondisi matang awal, yaitu pada kedalaman 888 m (jendela minyak). Formasi Talang Akar Atas (UTAF) dengan nilai R_o sebesar 0,56-0,62% mengindikasikan kematangan material organik yang belum matang. Sementara itu, nilai T_{maks} berada pada rentang 447-454°C yang menunjukkan kematangan material organik pada puncak matang. Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) mulai memasuki jendela minyak pada kedalaman 1618 m dengan nilai R_o sebesar 0,82-0,98% yang mengindikasikan kematangan material organik pada puncak matang. Sementara itu, nilai T_{maks} berada pada rentang 468-470°C yang menunjukkan kematangan material organik pada matang akhir. Formasi Lahat (LAF) memiliki nilai R_o sebesar 1,01-1,16% yang menunjukkan kematangan material organik berada pada kondisi matang akhir dan nilai T_{maks} berada pada rentang 450-473°C yang menunjukkan kematangan material organik pada matang akhir.

Maka dari itu, hasil analisis evaluasi batuan induk terhadap Sumur Monpafe-2 menunjukkan batuan induk yang efektif mulai dari LTAF hingga LAF. Sedangkan GUF hingga UTAF menunjukkan batuan induk yang potensial (Peters & Cassa, 1994).

4.1.3 Sumur Monpafe-3

Hasil dalam penentuan kuantitas dan kualitas material organik pada Sumur Monpafe-3 (**Gambar 12**) menunjukkan pada Formasi Recent memiliki nilai TOC dengan rentang 0,54-0,68% yang menunjukkan kuantitas cukup dengan nilai HI sebesar 99-100

mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas. Formasi Air Benakat (ABF) memiliki nilai TOC dengan rentang 0,38-2,12% yang menunjukkan kuantitas cukup dengan nilai HI sebesar 52-168 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas. Formasi Gumai (GUF) memiliki nilai TOC dengan rentang 0,36-1,15% yang menunjukkan kuantitas cukup dengan nilai HI sebesar 98-524 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen II/III penghasil campuran minyak dan gas. Formasi Talang Akar Atas (UTAF) memiliki nilai TOC dengan rentang 0,36-1,25% yang menunjukkan kuantitas cukup dengan nilai HI sebesar 66-330 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas. Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) memiliki nilai TOC dengan rentang 0,59-2,85% yang menunjukkan kuantitas baik dengan nilai HI sebesar 52-432 mg HC/gTOC yang menunjukkan tipe kerogen III penghasil gas.

Penentuan kematangan material organik pada Sumur Monpafe-3 dilakukan dengan menganalisis parameter reflektansi vitrinit (R_o) (**Gambar 13**) dan T_{maks} (**Gambar 14**) menunjukkan Formasi Recent memiliki nilai R_o sebesar 0,39% yang mengindikasikan kematangan material organik belum matang dan T_{maks} berada pada rentang 419-422°C yang menunjukkan kematangan material organik belum matang. Formasi Air Benakat (ABF) memiliki nilai R_o sebesar 0,31-0,45% yang mengindikasikan kematangan material organik belum matang dan T_{maks} berada pada rentang 416-429°C yang menunjukkan kematangan material organik belum matang.

Kematangan material organik pada Formasi Gumai (GUF) terbagi menjadi dua yaitu pada bagian atas formasi memiliki nilai R_o sebesar 0,32-0,6% yang mengindikasikan material organik yang belum matang dan bagian bawah formasi, yaitu pada kedalaman 2190 m memiliki nilai R_o sebesar 0,7-0,86% yang mengindikasikan material organik memasuki jendela minyak pada puncak matang.

Sedangkan, berdasarkan nilai T_{maks} berada pada rentang 331-433°C yang menunjukkan kematangan material organik belum matang. Formasi Talang Akar Atas (UTAF) mulai memasuki jendela gas pada kedalaman 2910 m dengan nilai R_o sebesar 0,96-2,53% yang mengindikasikan kematangan material organik berada pada kondisi pasca matang. Sementara itu, nilai T_{maks} berada pada rentang 368-517°C yang menunjukkan kematangan material organik berada pada kondisi matang awal. Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) tidak didapatkan nilai R_o sehingga tidak dapat diketahui tingkat kematangannya. Namun, berdasarkan nilai T_{maks} , yaitu 390-423°C menunjukkan kematangan material organik belum matang.

Maka dari itu, hasil analisis evaluasi batuan induk terhadap Sumur Monpafe-3 menunjukkan batuan induk yang efektif mulai dari GUF bagian bawah hingga UTAF. Sedangkan Formasi Recent, ABF, GUF bagian atas, dan LTAF menunjukkan batuan induk yang potensial (Peters & Cassa, 1994).

4.2 Korelasi Batuan Induk dan Minyak Bumi

4.2.1 Analisis Biomarker Batuan Induk

Analisis biomarker yaitu mendata biomarker alkana normal dan isoprenoida dengan memvisualisasikan perbandingan nilai $Pristana/nC_{17}$ dengan $Fitana/nC_{18}$ dan perbandingan nilai $Pristana/nC_{17}$ dengan rasio $Pristana/Fitana$ berdasarkan klasifikasi Bissada et al. (1993) dalam bentuk diagram plot. Berdasarkan diagram plot perbandingan nilai $Pristana/nC_{17}$ dengan $Fitana/nC_{18}$ (**Gambar 15**) menunjukkan sampel batuan induk pada Formasi Gumai (GUF) berasal dari material organik campuran alga/bakteri dengan tumbuhan tingkat tinggi pada lingkungan pengendapan transisi dalam kondisi reduksi. Hal ini juga ditunjukkan pada Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) namun pada sampel di kedalaman 2114-2116 meter menunjukkan kondisi yang oksidasi. Sedangkan pada

Formasi Lahat (LAF) menunjukkan material organik berasal dari sapropelik laut. Ketiga formasi tersebut juga menunjukkan kerogen yang matang.

Selanjutnya perbandingan nilai $P_{\text{ristana}}/nC_{17}$ dengan rasio $P_{\text{ristana}}/F_{\text{itana}}$. **Gambar 16** menunjukkan Formasi Gumai (GUF) memiliki material organik yang dominan berupa alga/bakteri pada lingkungan anoksik tinggi. Hal tersebut juga ditunjukkan oleh Formasi Talang Akar Bawah. Namun, sampel pada kedalaman 2114-2116 m menunjukkan material organik berupa campuran alga/bakteri dengan tumbuhan tingkat tinggi pada lingkungan anoksik hingga suboksik. Begitupun pada Formasi Lahat yang menunjukkan material organik dominan alga/bakteri pada lingkungan anoksik tinggi.

Selanjutnya, analisis sidik jari GC pada sampel batuan induk Monpafe-1 ditunjukkan pada **Gambar 17**. GUF, LTAF hingga LAF mengindikasikan material organik alga dan bakteri (lingkungan pengendapan laut) ditandai dengan pola titik puncak berada pada rantai karbon pendek ($nC_{12}-nC_{21}$). Rasio nilai pristana dengan fitana dari keempat sampel sebesar 0,93-3,24 mengindikasikan material organik berasal dari lingkungan yang anoksik hingga suboksik.

Tahap selanjutnya mendata komposisi sterana yang dapat menunjukkan lingkungan pengendapan batuan induk dengan memvisualisasikan perbandingan nilai C_{27} , C_{28} dan C_{29} . Berdasarkan klasifikasi Huang & Meinschein (1979) dalam bentuk diagram segitiga yang ditunjukkan pada **Gambar 18** menunjukkan GUF, LTAF dan LAF memiliki material organik campuran alga/bakteri dan tumbuhan tingkat tinggi yang berasal dari lingkungan estuari/lakustrin dangkal.

GUF dan LTAF menunjukkan nilai C_{29} yang dominan namun masih memiliki nilai C_{27} yang cukup sehingga mengindikasikan kandungan material organik tumbuhan tingkat tinggi yang dominan namun masih dipengaruhi

alga/bakteri laut. Diinterpretasikan bahwa GUF dan LTAF diendapkan di lingkungan delta. Sedangkan pada LAF menunjukkan nilai C_{29} yang dominan namun tidak terlalu jauh dengan nilai C_{27} sehingga mengindikasikan kandungan material organik tumbuhan tingkat tinggi namun masih dipengaruhi material organik alga/bakteri laut. Diinterpretasikan bahwa LAF diendapkan di lingkungan delta laut.

Selanjutnya, analisis sidik jari GC-MS dilakukan terhadap hopana, trisiklik triterpana dan pentasiklik triterpana, melalui analisis m/z 191 pada sampel batuan induk Monpafe-1 ditunjukkan pada **Gambar 19**. Pada trisiklik triterpana, GUF ditemukan nilai karbon C_{19} dan C_{20} (diwakili oleh nomor pik 7 dan 8) yang lebih kecil daripada nilai karbon C_{23} (diwakili oleh nomor pik 10) sehingga mengindikasikan bahwa material organik berasal dari lingkungan laut. LTAF ditemukan nilai karbon C_{19} yang lebih besar namun nilai karbon C_{20} lebih kecil daripada nilai karbon C_{23} yang mengindikasikan bahwa material organik berasal dari lingkungan transisi. LAF ditemukan nilai karbon C_{19} dan C_{20} lebih kecil daripada nilai karbon C_{23} yang mengindikasikan bahwa material organik berasal dari lingkungan laut.

Pada pentasiklik triterpana, GUF ditemukan nilai oleanana yang tinggi sehingga mengindikasikan material organik tumbuhan tingkat tinggi yang berasal dari lingkungan darat. LTAF juga ditemukan nilai oleanana mengindikasikan material organik tumbuhan tingkat tinggi yang berasal dari lingkungan darat. Sedangkan pada LAF ditemukan nilai gamaserana namun masih lebih rendah daripada nilai oleanana yang mengindikasikan material organik campuran alga/bakteri dengan tumbuhan tingkat tinggi yang berasal dari lingkungan transisi.

Tahap selanjutnya mendata isotop karbon dengan memvisualisasikan perbandingan nilai aromatik dan saturat sampel batuan induk. Hal

ini dilakukan untuk memperkuat penentuan lingkungan pengendapan batuan induk di tiap formasinya. Berdasarkan klasifikasi Bissada et al. (1993) dalam bentuk diagram yang ditunjukkan pada **Gambar 21** menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan GUF adalah darat sehingga dapat mengindikasikan material organik dominan berupa tumbuhan tingkat tinggi. Sedangkan pada LTAF dan LAF mengindikasikan material organik alga laut/non-laut.

Tahap selanjutnya menentukan tingkat kematangan. Berdasarkan nilai CPI dari GUF (1,02), LTAF (1-1,01) dan LAF (1) menunjukkan angka mendekati 1 sehingga mengindikasikan ketiga formasi sudah memasuki tingkat kematangannya.

Hal tersebut diperkuat oleh parameter biomarker triterpana rasio C_{30} moretana/hopana dengan interval 0,11-0,16 maka dapat diinterpretasikan sampel batuan induk mencapai tingkat kematangannya.

Berdasarkan analisis GC, GC-MS, dan isotop karbon maka dapat dinyatakan bahwa batuan induk pada Sumur Monpafe-1 bahwa pada GUF dan LTAF berasal dari material organik campuran alga/bakteri dan tumbuhan tingkat tinggi di lingkungan delta. Sedangkan LAF berasal dari material campuran alga/bakteri dan tumbuhan tingkat tinggi di lingkungan delta laut. Ketiga formasi tersebut sudah mencapai tingkat kematangannya.

4.2.2 Analisis Biomarker Minyak Bumi

Parameter yang digunakan merupakan hasil analisis kromatografi gas (GC), kromatografi gas-spektrometri massa (GC-MS), dan isotop karbon. Sampel minyak bumi yang digunakan berasal dari sumur yang sama dengan sampel batuan induk yaitu Sumur Monpafe-1 di kedalaman 1947,5-1949,5 meter pada Formasi Talang Akar Atas (UTAF). Tahap awal korelasi yaitu mendata biomarker alkana normal dan isoprenoida dengan memvisualisasikan perbandingan nilai $Pristana/nC_{17}$ dengan $Fitana/nC_{18}$ dan perbandingan nilai $Pristana/nC_{17}$ dengan rasio

$Pristana/Fitana$ berdasarkan klasifikasi Bissada et al. (1993) dalam bentuk diagram. Berdasarkan diagram plot perbandingan nilai $Pristana/nC_{17}$ dengan $Fitana/nC_{18}$ (**Gambar 21**) menunjukkan sampel minyak bumi berasal dari material organik tumbuhan tingkat tinggi pada lingkungan pengendapan darat dalam kondisi oksidasi. Perbandingan nilai $Pristana/nC_{17}$ dengan rasio $Pristana/Fitana$ (**Gambar 22**) menunjukkan minyak bumi memiliki material organik berupa tumbuhan tingkat tinggi dengan lingkungan oksidasi tinggi.

Selanjutnya, analisis sidik jari GC pada sampel batuan induk Monpafe-1 ditunjukkan pada **Gambar 23**. Sampel minyak bumi mengindikasikan material organik alga dan bakteri (lingkungan pengendapan laut) ditandai dengan pola titik puncak berada pada rantai karbon pendek (nC_{12} - nC_{21}). Namun, rasio nilai pristana dengan fitana dari sampel minyak bumi sebesar 6,47 mengindikasikan material organik berasal dari lingkungan darat. Terdapat kelemahan dalam menggunakan parameter pristana dan fitana dalam analisis minyak bumi karena besar kemungkinan telah dipengaruhi oleh kematangan yang tinggi (Peters et al., 2005) sehingga membuat rasio pristana/fitana juga tinggi. Parameter ini dapat menggugurkan analisis dan harus diperkuat dengan parameter biomarker lainnya.

Tahap selanjutnya mendata komposisi sterana yang dapat menunjukkan lingkungan pengendapan minyak bumi dengan memvisualisasikan perbandingan nilai C_{27} , C_{28} dan C_{29} . Berdasarkan klasifikasi Huang & Meinschein (1979) dalam bentuk diagram segitiga yang ditunjukkan pada **Gambar 24** menunjukkan minyak bumi memiliki material organik yang berasal dari lingkungan laut terbuka karena memiliki nilai C_{27} yang lebih tinggi daripada nilai C_{29} .

Selanjutnya, analisis sidik jari GC-MS dilakukan terhadap hopana, yaitu trisiklik triterpana dan pentasiklik triterpana, melalui analisis m/z 191 ditunjukkan pada **Gambar 25**.

Berdasarkan trisiklik triterpana, pada sampel minyak bumi ditemukan nilai karbon C_{19} dan C_{20} (diwakili oleh nomor pik 7 dan 8) yang lebih kecil daripada nilai karbon C_{23} (diwakili oleh nomor pik 10) sehingga mengindikasikan bahwa material organik berasal dari lingkungan laut. Berdasarkan pentasiklik triterpana, pada sampel minyak bumi ditemukan nilai gamaserana yang mengindikasikan material organik alga/bakteri yang berasal dari lingkungan laut.

Tahap selanjutnya mendata isotop karbon dengan memvisualisasikan perbandingan nilai aromatik dan saturat sampel minyak bumi. Berdasarkan klasifikasi Bissada et al. (1993) dalam bentuk diagram yang ditunjukkan pada **Gambar 26** mengindikasikan bahwa sampel minyak bumi berasal dari material organik alga laut/non-laut.

Tahap selanjutnya menentukan tingkat kematangan. Berdasarkan nilai CPI sampel minyak bumi yaitu 0,97 menunjukkan angka mendekati 1 sehingga mengindikasikan sampel sudah memasuki tingkat kematangannya. Hal tersebut diperkuat oleh parameter biomarker triterpana rasio C_{30} moretana/hopana yaitu 0,11, maka dapat diinterpretasikan sampel batuan induk mencapai tingkat kematangannya.

Berdasarkan analisis GC, GC-MS, dan isotop karbon, maka dapat dinyatakan bahwa minyak bumi pada Sumur Monpafe-1 berasal dari material organik alga/bakteri di lingkungan laut dan sudah mencapai tingkat kematangannya.

Maka, dapat disimpulkan bahwa minyak bumi yang terdapat di Sumur Monpafe-1 berkorelasi negatif dengan batuan induk di Sumur Monpafe-1 karena memiliki asal material organik dari lingkungan pengendapan yang berbeda dengan batuan induk meskipun memiliki tingkat kematangan yang sama sehingga diinterpretasikan berasal dari proses migrasi sumber sumur lain yaitu berasal dari Formasi Lahat atau Formasi Talang Akar.

Berdasarkan Ginger & Fielding (2005) dan Doust & Noble (2008), hidrokarbon pada batuan induk di Sub-Cekungan Jambi umumnya berasal dari Formasi Lahat dan Formasi Talang Akar yang memiliki karakteristik material organik dari lingkungan lakustrin hingga paralik dengan litologi dominan berupa serpih.

4.3 Sejarah Pemendaman

Berdasarkan pemodelan 1D sejarah pemendaman, maka ditunjukkan bahwa Sumur Monpafe-1 (**Gambar 27**) menunjukkan batuan induk yang memasuki awal kematangan di GUF pada kedalaman ± 1400 meter pada umur Miosen Awal ($\pm 22,5$ Ma). Sumur Monpafe-2 (**Gambar 28**) menunjukkan batuan induk yang memasuki awal kematangan di UTAF pada kedalaman ± 1700 meter pada umur Miosen Awal (± 16 Ma). Sumur Monpafe-3 (**Gambar 29**) menunjukkan batuan induk yang memasuki awal matang hingga puncak matang di GUF pada kedalaman ± 1600 meter pada umur Miosen Awal (± 21 Ma). Hal tersebut menunjukkan Formasi Talang Akar dan Formasi Lahat merupakan formasi yang berpotensi sebagai batuan induk paling efektif.

5. KESIMPULAN

1. Hasil evaluasi batuan induk pada Sumur Monpafe-1 menunjukkan batuan induk efektif pada UTAF, LTAF, dan LAF. Sedangkan batuan induk potensial pada GUF. Sumur Monpafe-2 menunjukkan batuan induk efektif pada LTAF dan LAF. Sedangkan batuan induk potensial pada GUF dan UTAF. Sumur Monpafe-3 menunjukkan batuan induk efektif pada GUF bagian bawah dan UTAF. Sedangkan batuan induk potensial pada Formasi Recent, ABF, GUF bagian atas, dan LTAF. Pada ketiga sumur tersebut, diindikasikan memiliki tipe kerogen III yang menghasilkan gas kecuali GUF pada Sumur

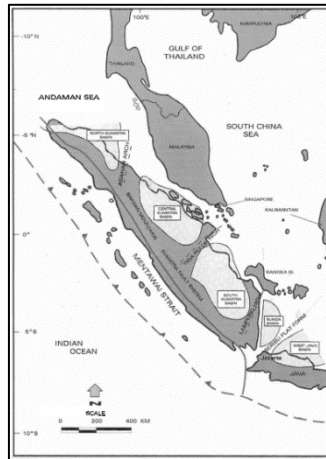
Monpafe-3 diindikasikan memiliki tipe kerogen II/III yang menghasilkan minyak/gas.

2. Hasil analisis GC, GC-MS, dan isotop karbon pada sampel batuan induk Sumur Monpafe-1 menunjukkan GUF dan LTAF memiliki material organik campuran alga/bakteri dan tumbuhan tingkat tinggi di lingkungan delta. LAF memiliki material organik campuran alga/bakteri dan tumbuhan tingkat tinggi di lingkungan delta laut. Ketiga formasi sudah mencapai tingkat kematangannya.
3. Hasil analisis GC, GC-MS, dan isotop karbon pada sampel minyak bumi Sumur Monpafe-1 yang ditemukan di UTAF menunjukkan material organik alga/bakteri di lingkungan laut dan sudah mencapai tingkat kematangannya sehingga berkorelasi negatif dengan sampel batuan induk karena memiliki asal material organik dari lingkungan pengendapan yang berbeda dengan batuan induk meskipun memiliki tingkat kematangan yang sama sehingga diinterpretasikan berasal dari proses migrasi sumber lain.
4. Hasil pemodelan 1D sejarah pematangan Sumur Monpafe-1 menunjukkan batuan induk yang memasuki awal kematangan di GUF pada kedalaman ± 1400 meter pada umur Miosen Awal ($\pm 22,5$ Ma). Sumur Monpafe-2 menunjukkan batuan induk yang memasuki awal kematangan di UTAF pada kedalaman ± 1700 meter pada umur Miosen Awal (± 16 Ma). Sumur Monpafe-3 menunjukkan batuan induk yang memasuki awal matang hingga puncak matang di GUF pada kedalaman ± 1600 meter pada umur Miosen Awal (± 21 Ma).

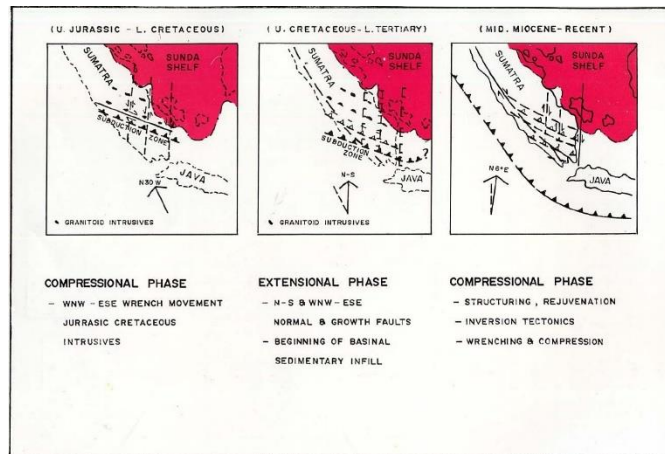
DAFTAR PUSTAKA

- A Caughey, C., Nawawi, A., Anwar, S., Heriyanto, N., Abdullah, M., & Mertani, B. (1996). South Sumatra Basins. In A. Nawawi, A. Suseno, & N. Heriyanto (Ed.), *Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods, and Application*. Pertamina BPPKA (Foreign Contractors Ventures Development Body).
- Bishop, M. G. (2001). South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System. *United States Geological Survey (USGS) Open-File Report*, 99-50-S.
- 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. *Proc. Indon. Petrol. Assoc., 3rd Ann. Conv.*, 1974, 77-110. <https://doi.org/10.29118/ipa.670.77.110>
- Doust, H., & Noble, R. A. (2008). Petroleum systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 25(2), 103-129. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2007.05.007>
- Ginger, D., & Fielding, K. (2005). The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatra Basin. *Proc. Indon. Petrol. Assoc., 30th Ann. Conv.*, 2005, 67-89. <https://doi.org/10.29118/ipa.2226.05.g.039>
- Huang, W., & Meinschein, W. G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), 739-745.
- Jamaluddin, Maria, & Ryka, H. (2019). Karakterisasi Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Berdasarkan Analisis Geokimia Material Organik Sumur Jmb, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan. *Prosiding Seminar Nasional Teknologi V*, 18-26. <http://e-journals.unmul.ac.id/index.php/SEMNASTEK/article/view/2782>

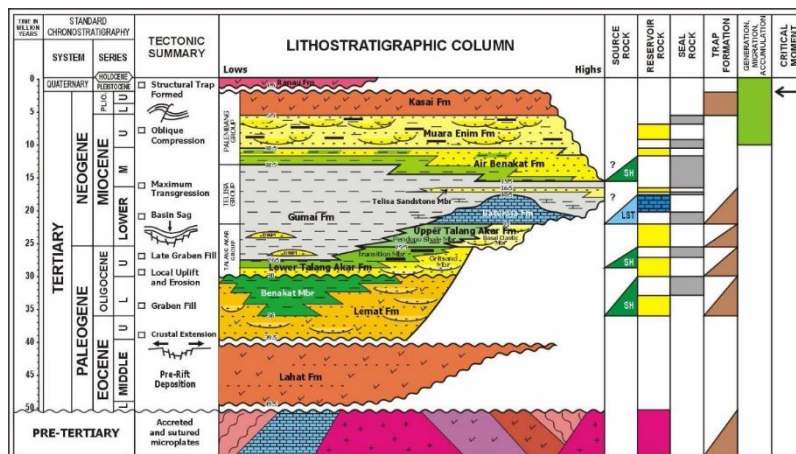
- Kusnama, K., Mangga, S. A., & Sukarna, D. (1993). Tertiary stratigraphy and tectonic evolution of southern Sumatra. *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, 33, 143–152. <https://doi.org/10.7186/bgsm33199311>
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. In L. B. Magoon & W. G. Dow (Ed.), *The Petroleum System - From Source to Trap* (hal. 93–120). The American Association of Petroleum Geologist Memoir 60.
- Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). The Biomarker Guide, Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. In *The Biomarker Guide*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/cbo9781107326040>
- Pramudito, D., Nugroho, D., & Abdurrachman, M. (2021). KARAKTERISASI RESERVOIR DAN KOMPARTEMEN ENDAPAN POSTRIFT FORMASI TALANGAKAR ATAS, LAPANGAN BELUT, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN. *Bulletin of Geology*, 5(2), 638–651. <https://doi.org/10.5614/bull.geol.2021.5.2.6>
- Setiadi, I., Setyanta, B., & Widiyono, B. S. (2010). Delineasi Cekungan Sedimen Sumatra Selatan Berdasarkan Analisis Data Gaya Berat. *Jurnal Sumber Daya Geologi*, 20(2), 93–106.
- Setyawan, R., Subroto, E. A., Sapiie, B., Condronogoro, R., & Syam, B. (2020). Shale Gas Potential In Jambi Sub-Basin, Indonesia: Insights From Geochemical And Geomechanical Studies. *Journal of Geoscience, Engineering, Environment, and Technology*, 5(2), 81–88. <https://doi.org/10.25299/jgeet.2020.5.2.4191>



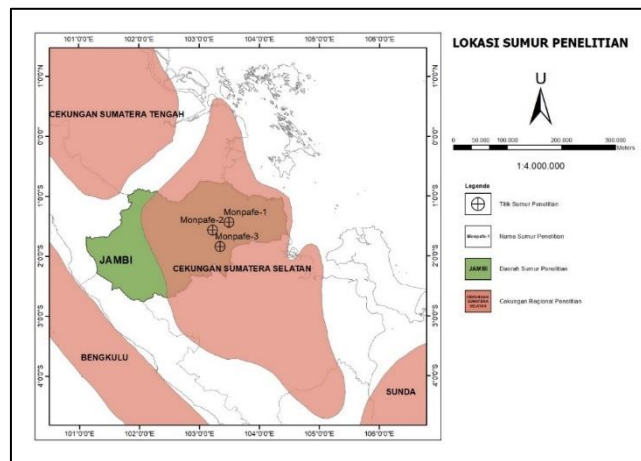
Gambar 2. Lokasi Cekungan Sumatra Selatan (A Caughey et al., 1996)



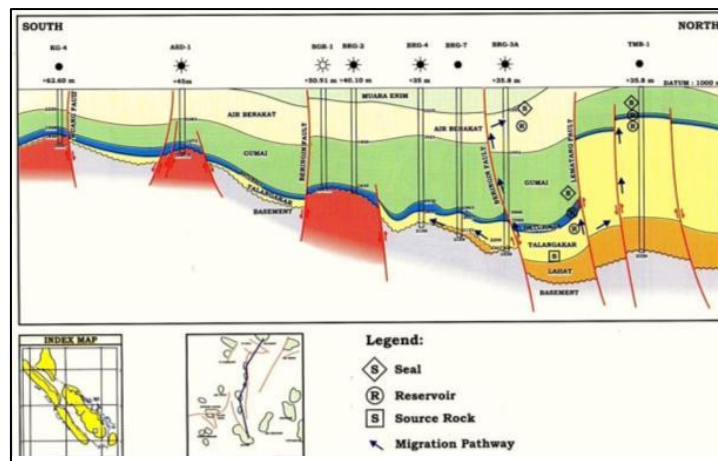
Gambar 1. Tektonik regional Sumatra Selatan (Pulunggono dkk., 1992)



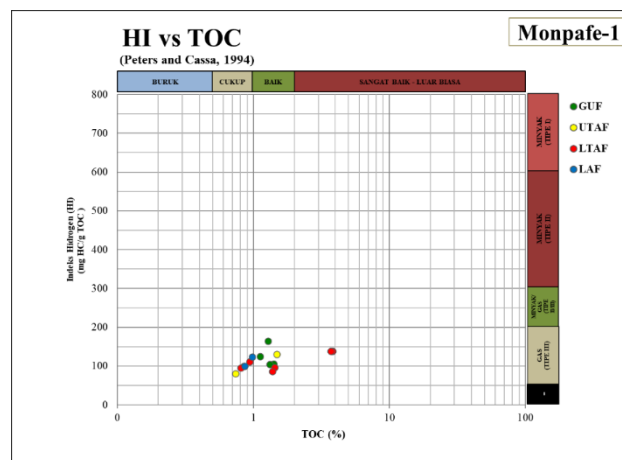
Gambar 3. Stratigrafi regional Sub-Cekungan Jambi (Argakoesoemah dan Kamal, 2005)



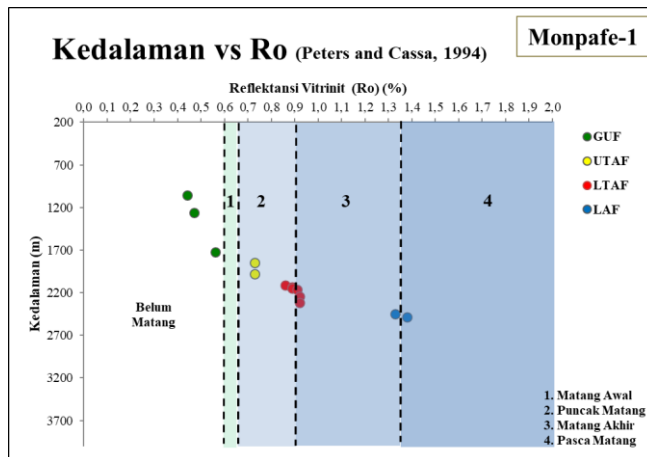
Gambar 4. Peta lokasi sumur penelitian



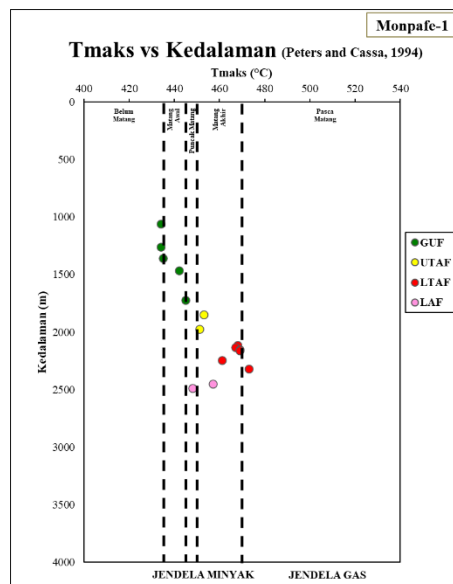
Gambar 5. Sistem petroleum di Cekungan Sumatra Selatan (Patra Nusa Data, 2006 dalam Setyawan et al., 2020)



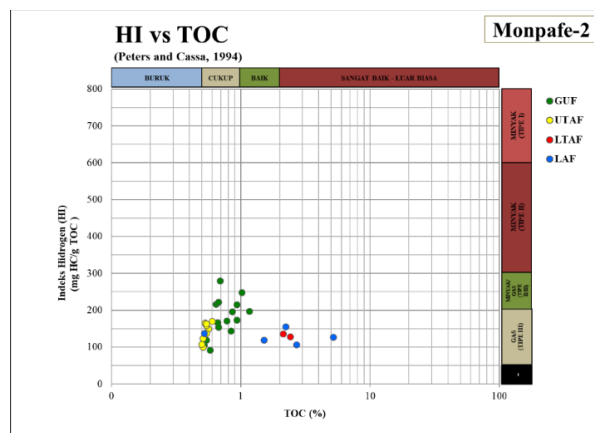
Gambar 6. Diagram plot nilai HI dengan TOC pada Sumur Monpafe-1



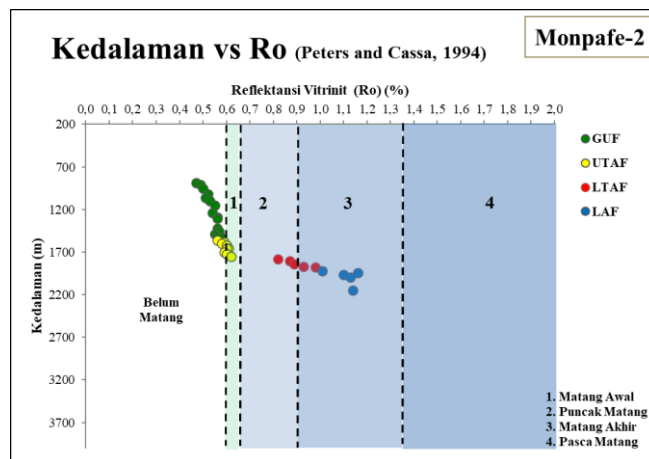
Gambar 7. Diagram plot nilai kedalaman dengan Ro pada Sumur Monpafe-1



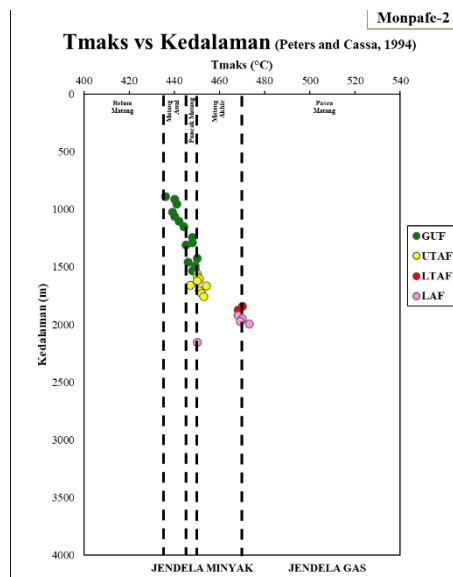
Gambar 8. Diagram plot nilai kedalaman dengan Tmaks pada Sumur Monpafe-1



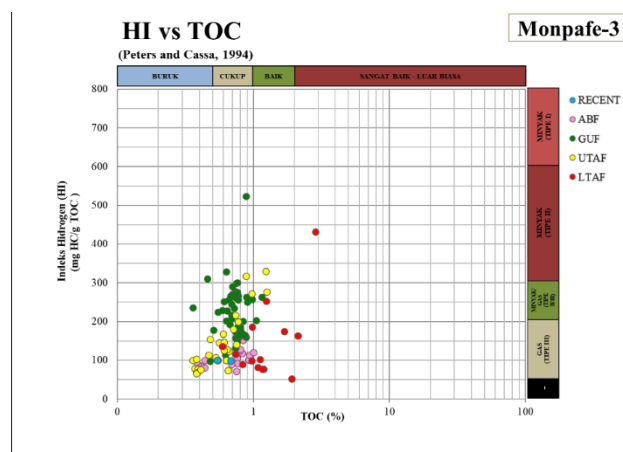
Gambar 9. Diagram plot nilai HI dengan TOC pada Sumur Monpafe-2



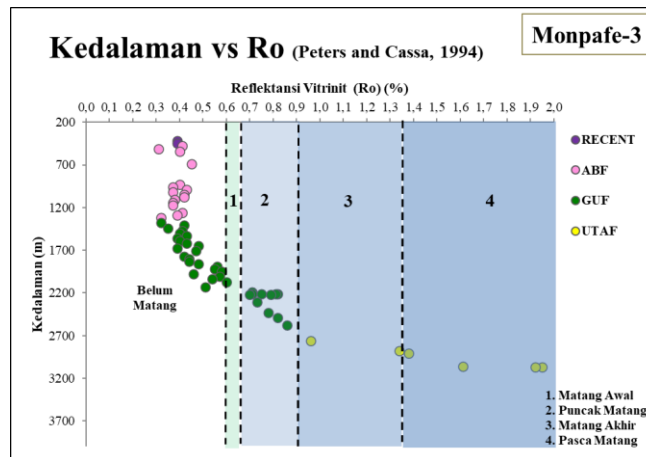
Gambar 11. Diagram plot nilai kedalaman dengan Ro pada Sumur Monpafe-2



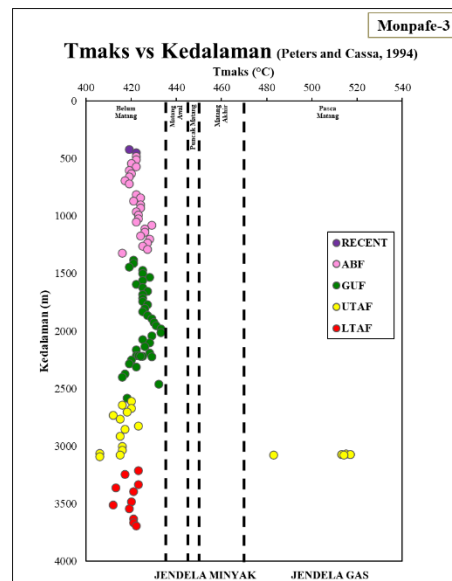
Gambar 10. Diagram plot nilai kedalaman dengan Tmax pada Sumur Monpafe-2



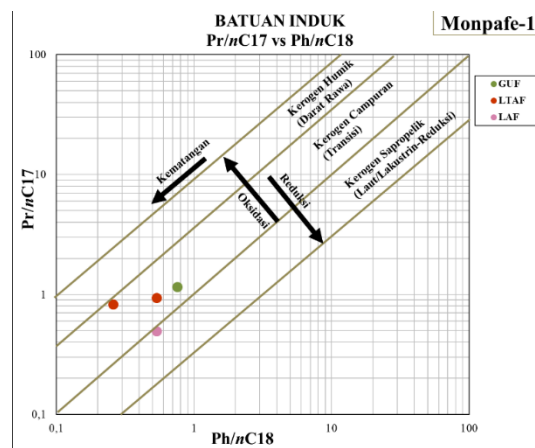
Gambar 12. Diagram plot nilai HI dengan TOC pada Sumur Monpafe-3



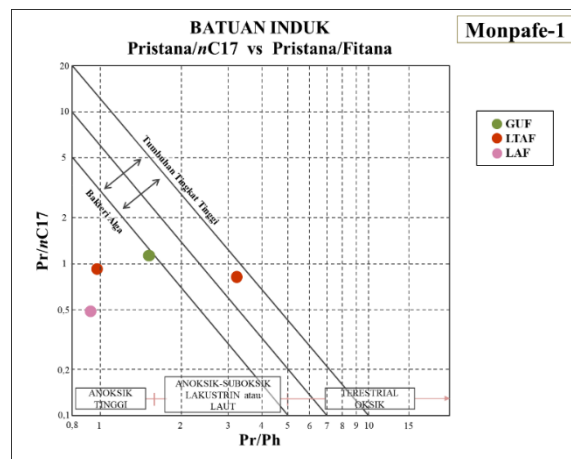
Gambar 14. Diagram plot nilai kedalaman dengan Ro pada Sumur Monpafe-3



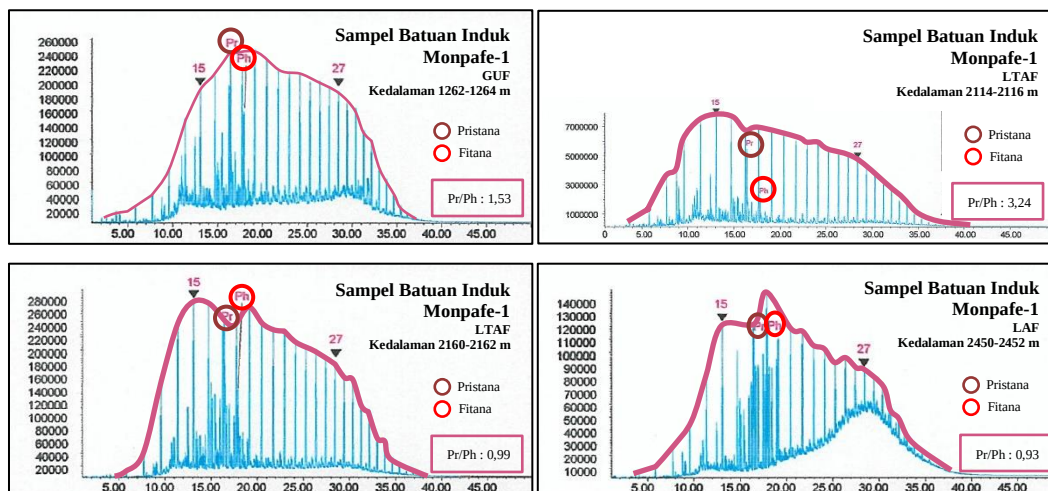
Gambar 13. Diagram plot nilai kedalaman dengan Tmax pada Sumur Monpafe-3



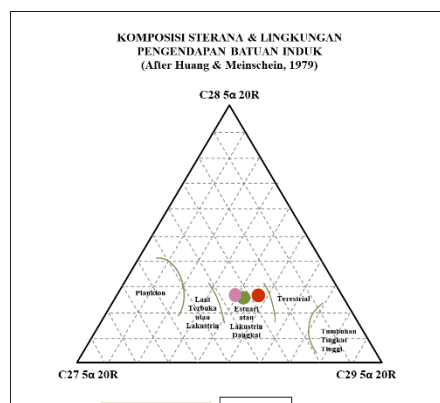
Gambar 15. Diagram nilai Pristana/nC17 dengan Fitana/nC18 pada sampel batuan induk



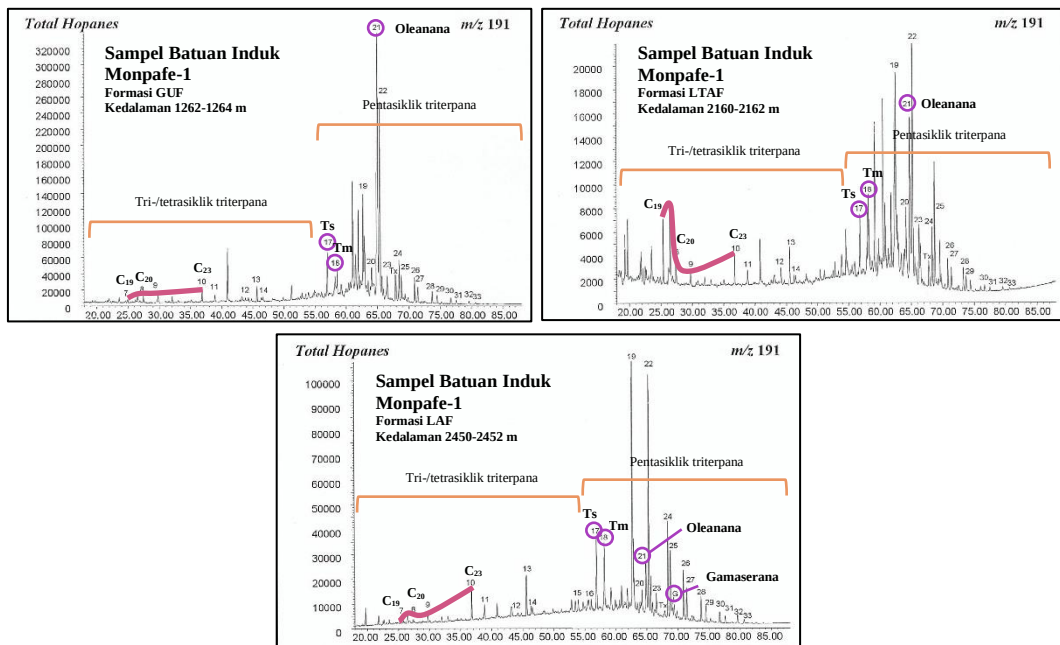
Gambar 16. Diagram nilai Pristana/nC17 dengan rasio Pr/Ph pada sampel batuan induk Sumur Monpafe-1



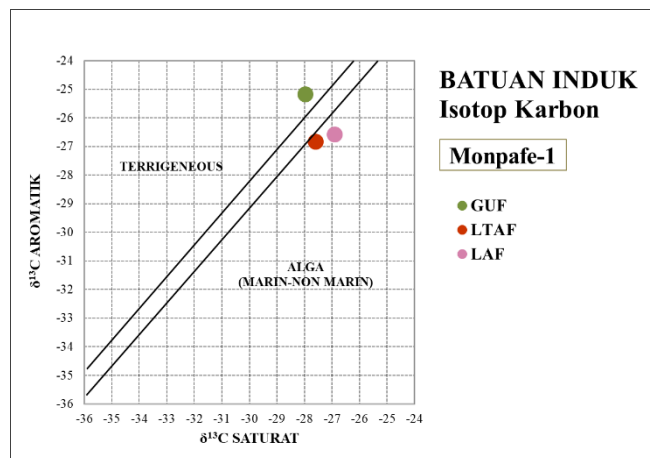
Gambar 17. Sidik jari kromatografi gas *n*-alkana pada sampel batuan induk Sumur Monpafe-1



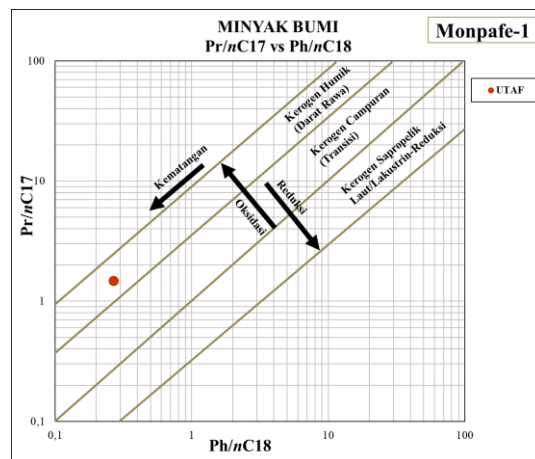
Gambar 18. Diagram komposisi sterana C₂₇, C₂₈, dan C₂₉ pada sampel batuan induk Sumur Monpape-1



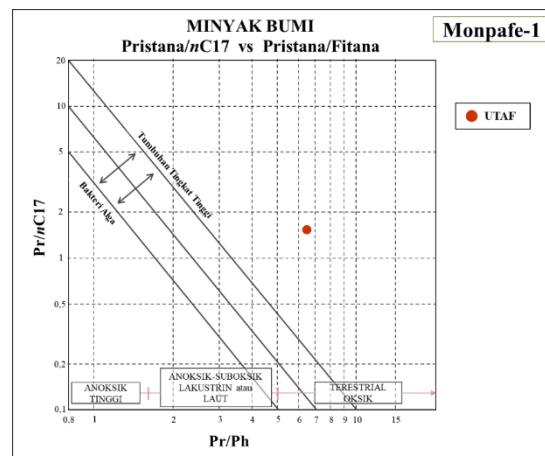
Gambar 19. Sidik jari kromatografi gas-spektrometri massa triterpana pada sampel batuan induk di Sumur Monpafe-1



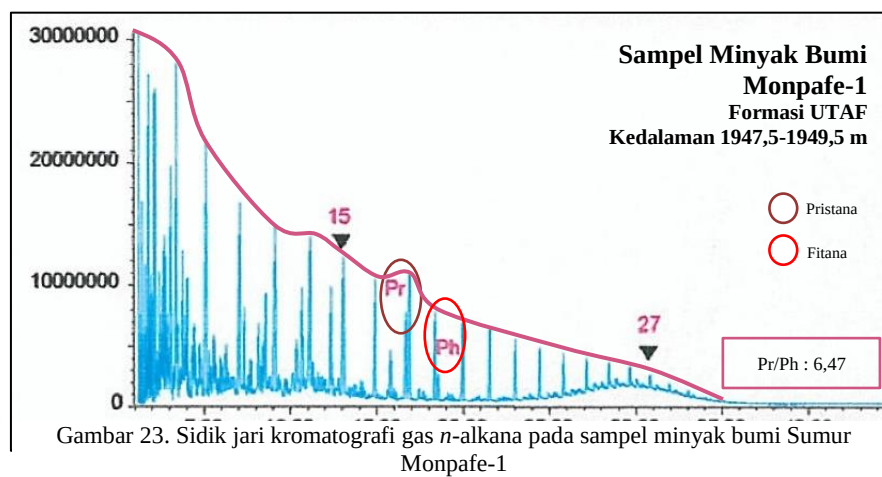
Gambar 20. Diagram isotop karbon pada sampel batuan induk Sumur Monpafe-1



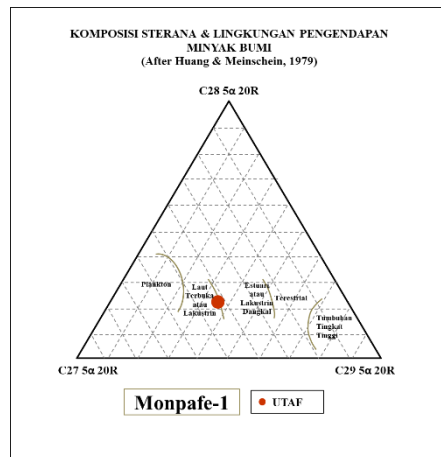
Gambar 21. Diagram nilai Pristana/ n C17 dengan Fitana/ n C18 pada sampel minyak bumi Sumur Monpafe-1



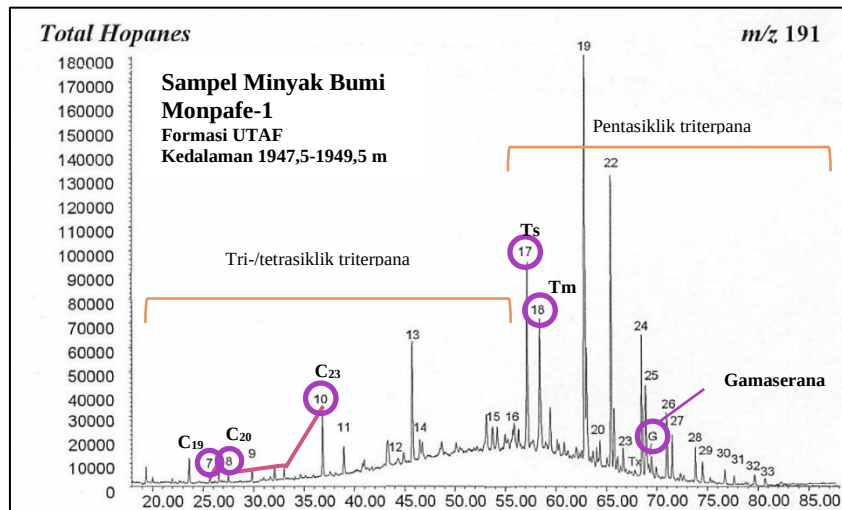
Gambar 22. Diagram nilai Pristana/ n C17 dengan rasio Pr/Ph pada sampel minyak bumi Sumur Monpafe-1



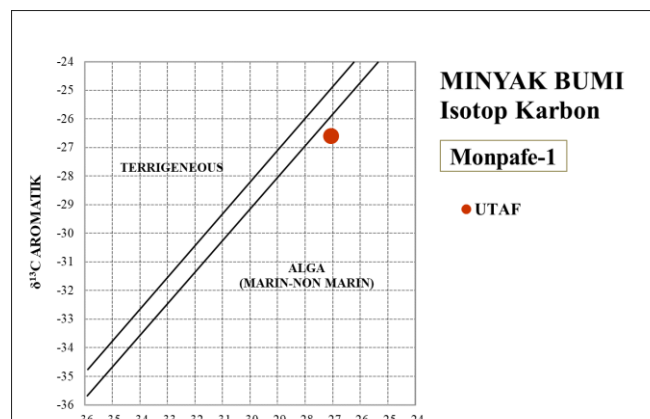
Gambar 23. Sidik jari kromatografi gas n -alkana pada sampel minyak bumi Sumur Monpafe-1



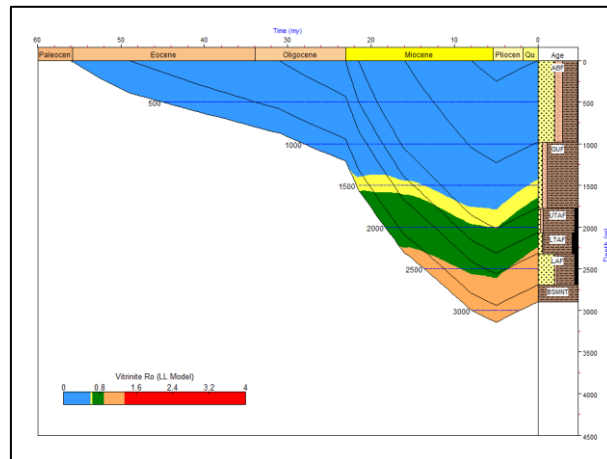
Gambar 24. Diagram komposisi sterana C₂₇, C₂₈, dan C₂₉ pada sampel minyak bumi Sumur Monpafe-1



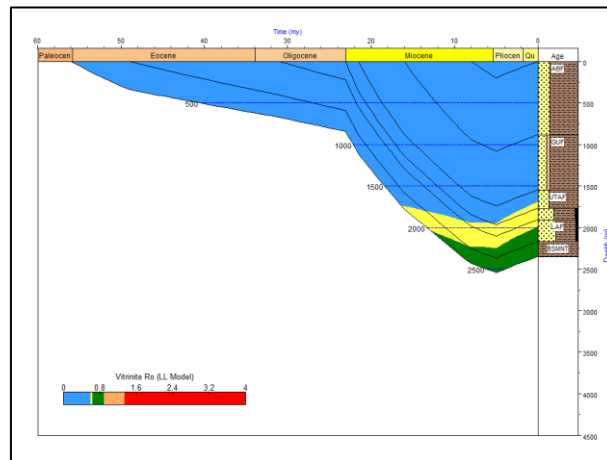
Gambar 25. Sidik jari kromatografi gas-spektrometri massa pada sampel minyak bumi Sumur Monpafe-1



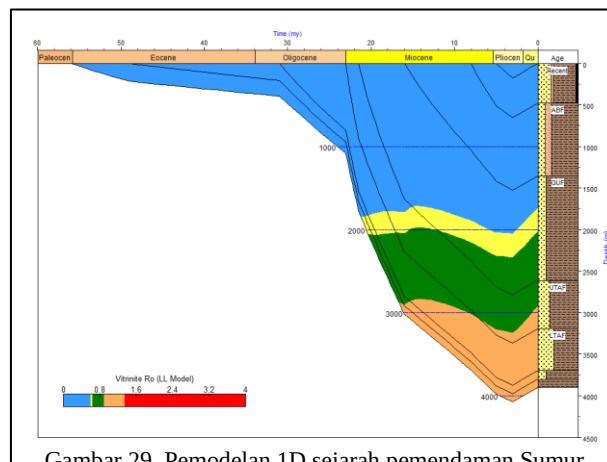
Gambar 26. Diagram isotop karbon pada sampel minyak bumi Sumur Monpafe-1



Gambar 27. Pemodelan 1D sejarah pemendaman Sumur Monpafe-1



Gambar 28. Pemodelan 1D sejarah pemendaman Sumur Monpafe-2



Gambar 29. Pemodelan 1D sejarah pemendaman Sumur Monpafe-3