

	Bulletin of Scientific Contribution GEOLOGY Fakultas Teknik Geologi UNIVERSITAS PADJADJARAN homepage : http://jurnal.unpad.ac.id/bsc	p-ISSN : 1693 - 4873 e-ISSN : 2541 - 514X Volume 15, No.2 Agustus 2017
---	--	--

ANALISIS FASIES RESERVOIR A FORMASI MENGGALA DI LAPANGAN BARUMUN TENGAH, CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

Nanda Natasia¹, Ildrem Syafri¹, M. Kurniawan Alfadli¹, Kurnia Arfiansyah¹

Corresponding e-mail: nanda.natasia@unpad.ac.id

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran
Jl. Raya Bandung – Sumedang Km.21 Jatinangor 45363

ABSTRAK

Lapangan Barumun Tengah adalah lapangan yang baru dikembangkan semenjak ditemukannya potensi hidrokarbon pada sumur eksplorasi BT-1 pada lapisan batupasir A dan B tahun 1984. Pengambilan data baru berupa sumur pengembangan dan seismik 3D dapat digunakan untuk melihat pola sebaran lateral dan geometri batupasir yang sesuai dengan model lingkungan pengendapan yang diajukan, sehingga diperlukan studi lebih lanjut untuk memahami tipe fasies, distribusi lateral, geometri dan kualitas reservoir pada reservoir batupasir A. Kelompok Sihapas berumur Awal Miosen menindih tidakselaras terhadap Formasi Pematang. Formasi ini mengandung batupasir dengan ukuran butir medium-coarse dan batulempung yang diendapkan pada delta plain- delta front. Ketebalan pada Formasi Lower Sihapas di sumur BT-1 adalah 130 kaki dan terdapat 4 batupasir individu berukuran 40kaki, 8kaki, 30kaki, dan 10kaki masing-masing. Sedangkan pada sumur BT-2 ketebalan Lower Sihapas 150kaki dengan 4 batupasir individu juga masing-masing 53kaki, 23kaki, 5kaki, 22kaki. Berdasarkan deskripsi litofasies, maka dapat diinterpretasikan asosiasi fasies yang terdapat pada sumur BT-3 terdiri dari dua asosiasi fasies (*genetic unit*).

Kata kunci: Fasies, Formasi Menggala, Sumatera Tengah

ABSTRACT

Barumun Tengah is one of newly developed field since the discovery of hydrocarbon potential in BT-1 Well on Sand A and B in 1984. Newly well and seismic data taken was able to determinate the geometry and lateral distribution of the sand facies. But the new integrated study to understand the facies type is needed. The Early Miocene Sihapas group was deposited unconformitely the Older Pematang Group, Consist of medium to coarse sandstone and shale deposited in delta plain to delta front environment. Thickness of the sand in BT-1 sand is approximately 130 ft in total with 4 separated sandstone layer, from bottom to top 40ft, 8 ft, 30ft, and 10ft. while thickness in BT-2 Well 53ft, 23ft, 5ft, and 22ft respectively. Based on litofacies description, there are two genetic unit can be found.

Keyword: *Facies, Menggala Formation, Central Sumatera*

LOKASI DAN RUANG LINGKUP PENELITIAN

Secara geografis lapangan Barumun Tengah terletak pada Provinsi Sumatera Utara (Gambar 1) Lapangan ini merupakan bagian merupakan bagian dari Cekungan Sumatra Tengah. Objek utama pada penelitian ini adalah lapisan batupasir yang memiliki karakteristik batuan reservoir pada skala makro dan mikro, yaitu fokus pada pembahasan analisis fasies pada daerah penelitian.

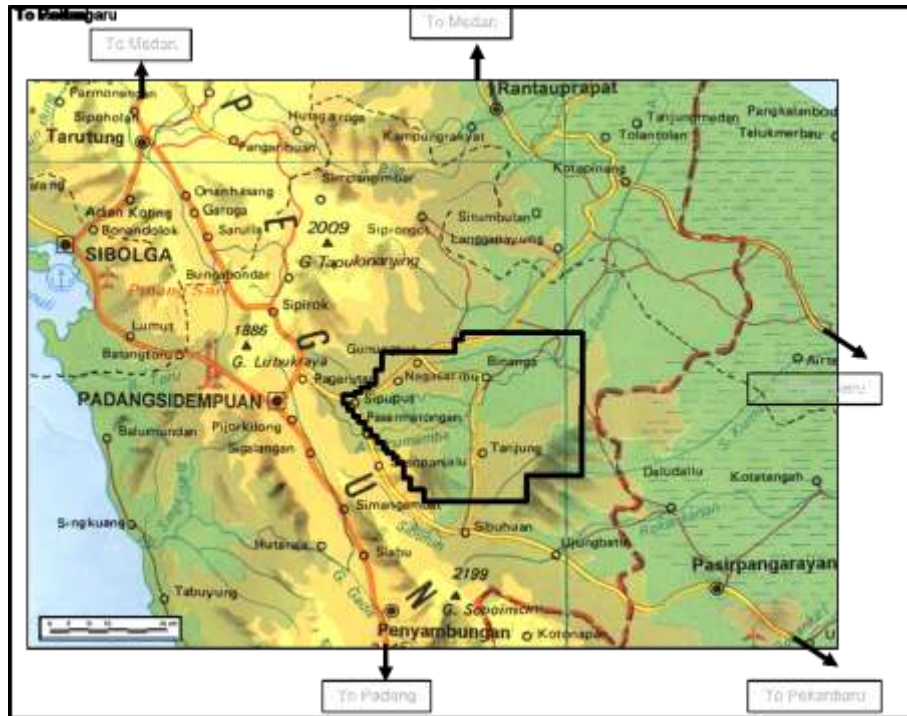
TATANAN GEOLOGI Geologi Regional Tatanan Tektonik Regional

Lapangan Barumun Tengah terletak pada bagian Barat Laut dari Cekungan Sumatra Tengah. Perkembangan tektonik pada struktur Barumun Tengah ini merupakan bagian dari evolusi tektonik Cekungan Sumatra Tengah. Cekungan Sumatra Tengah merupakan salah satu dari serangkaian rift basin yang kedudukannya saat ini berada pada posisi back-arc yang memanjang sepanjang tepi sundaland. Cekungan ini merupakan cekungan minyak utama dan yang paling produktif menghasilkan minyak bumi di Indonesia pada saat ini.

Cekungan Sumatra Tengah dibentuk pada awal tersier (Eosen-Oligosen) yang merupakan serangkaian dari struktur half-graben dengan arah utara-barat laut sub-

paralel dan dipisahkan oleh blok horst (Williams, H. dan R.T. Eubank, 1995). Menurut Hedrick and Aulia, 1993, Terdapat empat periode utama pembentukan struktur yang dikenali pada Cekungan Sumatra Tengah; Termasuk : F0 (Sebelum Mesozoikum.), F1 (Eosen-Oligosen), F2

(Miosen Awal), and F3 (Miosen Tengah - Resen). Karakteristik dari struktur pada setiap periode dan pengaruhnya terhadap geometri perangkat yang dihasilkan dibahas secara berurutan dimulai dari yang tertua sampai yang termuda:



Gambar 1. Peta lokasi lapangan Barumun Tengah yang termasuk dalam wilayah Cekungan Sumatra Tengah

Fase Deformasi Pra-Eosen merupakan yang tertua (F0) di Cekungan Sumatra Tengah. Eubank dan Makki, 1981, yang pertama kali menjelaskan bahwa Batuan Basement Pra-Tersier Cekungan Sumatra Tengah melibatkan tiga terrane dengan litologi yang berbeda (Gambar 2). Kumpulan Mutus dengan arah melintang diagonal arah NNW-NW sepanjang bagian barat daya lokasi penelitian. Pada kumpulan ini terdapat material kerak samudera (ofiolit) yang ditutupi sedimen laut dalam termasuk rijang radiolaria coklat, serpih merah keunguan dan meta-argillite, slate, lapisan tipis batugamping, dan pola sikuen turbidit yang mengandung tuff interkalasi. Penentuan umur pada litologi tuff di Lapangan Duri menunjukkan umur 222 Juta tahun yang lalu (Trias akhir).

Perkembangan tektonik pada cekungan Sumatra Tengah secara sistematis dapat dilihat pada Gambar 3.

Stratigrafi Regional

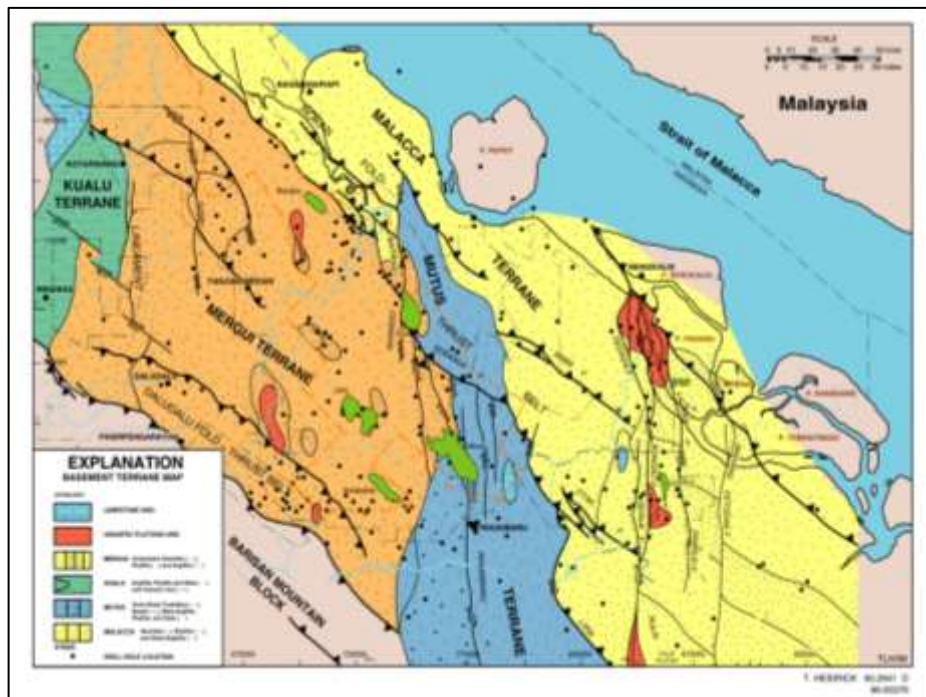
Proses sedimentasi di Cekungan Sumatra tengah dimulai pada awal tersier (Paleogen), mengikuti proses pembentukan cekungan

half graben yang sudah berlangsung sejak zaman Kapur hingga awal tersier. Konfigurasi basement cekungan tersusun oleh batuan-batuan metasedimen berupa greywacke, kuarsit dan argilit. Batuan dasar ini diperkirakan berumur Mesozoik. Pada beberapa tempat, batuan metasedimen ini terintrusi oleh granit (Williams dan Eubank, 1995). Secara umum proses sedimentasi pengisian cekungan ini dapat dikelompokkan menjadi Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani, dan Formasi Minas (Gambar 4).

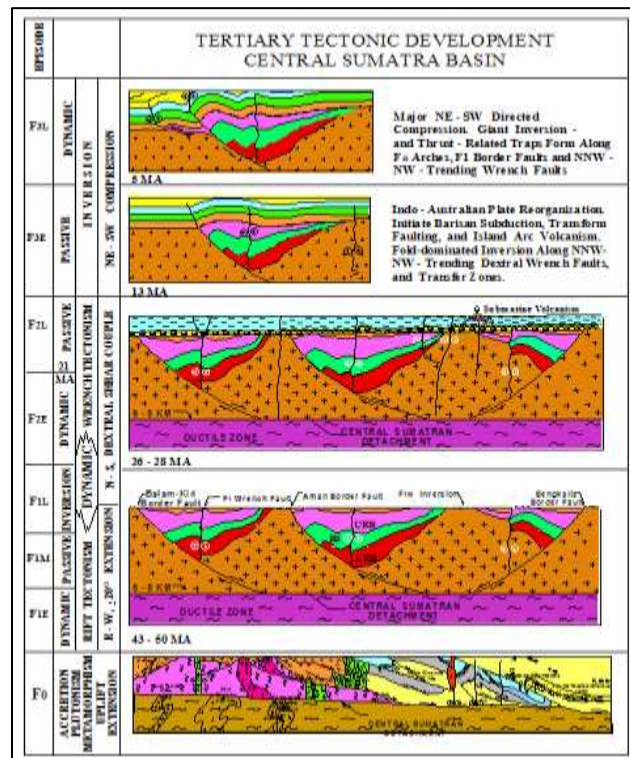
Geologi Lapangan Barumun Tengah

Pada bagian yang lebih dalam dari daerah penelitian dikarakteristikan dengan keterdapat Graben Mandian dimana terendapkan batuan induk. Formasi Brown Shale Pematang mengandung dominasi sphaerosideritic / sideritic berwarna abu-abu kehijauan yang diendapkan di lingkungan transisi, litoral – continental selama Eosen Akhir – Oligosen. Batuan ini dianggap sebagai batuan induk utama dari hidrokarbon pada daerah ini. Geokimia

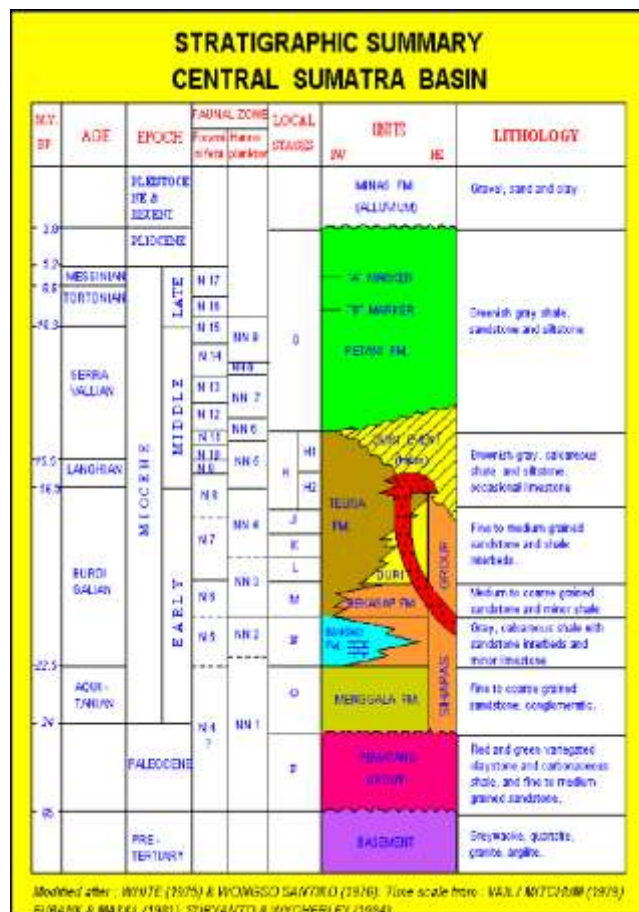
batupasir glauconitic dan dolomit yang seluruhnya diendapkan pada Awal-Pertengahan Miosen. Pengendapan Formasi Telisa terjadi pada rezim regresi mulai dari sub-litoral marine luar sampai pada lingkungan transisi. Analisis geokimia pada formasi ini menunjukkan tipe kerogen yang didominasi oleh tipe kerogen tipe II dan III – woody amorphous kerogen (gas dan minyak). Hasil dari Rock-Eval mengindikasikan TOC: 0.61 – 1.56% (fair – good) dengan rata-rata 1.12%, Ro: 0.29 – 0.37, Tmax: 422 – 432° C, HI: 44 – 357 dan SPI: 0.54 – 4.2.



Gambar 2. Peta batuan dasar pada Cekungan Sumatra Tengah (Heidric, dkk., 1996)



Gambar 3. Perkembangan Tektonik pada Cekungan Sumatra Tengah. (Heidrick dan Aulia, 1993)



Gambar 4. Kolom stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Williams dan Eubank, 1995)

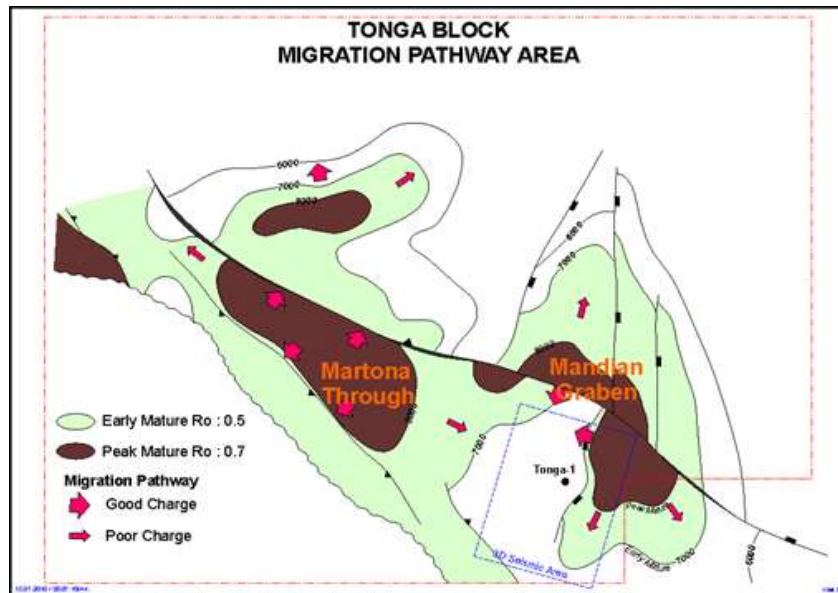
Struktur Geologi Daerah Penelitian

Tektonik Pliosen – Plistosen merupakan awal dimulainya dari perkembangan kontrol perangkat struktural berumur Miosen Tengah yang berkembang pada Cekungan Sumatra Tengah. Tektonik event ini menghasilkan fitur struktur yang dikenal sebagai Sesar Sumatra berarah Barat Laut – Tenggara. Pengaruh kondisi tektonik ini membentuk perangkat umum yang ada pada Cekungan Sumatra Tengah, sebagai berikut : Antiklin Tersesarkan: Perangkat antiklin ini mudah diidentifikasi pada permukaan dan terbentuk saat tahap akhir deformasi.

Perangkat Ketidakselarasan: Perangkat ini berasosiasi dengan batupasir Sihapas/ Kelompok Pematang tidak selaras diatas basement.

Perangkat Stratigrafi: Perangkat ini berasosiasi dengan perubahan fasies lateral antara batupasir dan batulempung.

Peta Struktural pada bagian atas Formasi Menggala (Gambar 5) menunjukkan bahwa area Barumun Tengah memiliki pola yang memanjang berarah Utara-Selatan dengan tiga arah kemiringan ke bagian timur turun ke patahan normal bagian timur.



Gambar 5. Pola struktur pada bagian atas Formasi Menggala pada lapangan Barumun Tengah (Laporan internal perusahaan PT.EMP Tonga)

Stratigrafi Daerah Penelitian

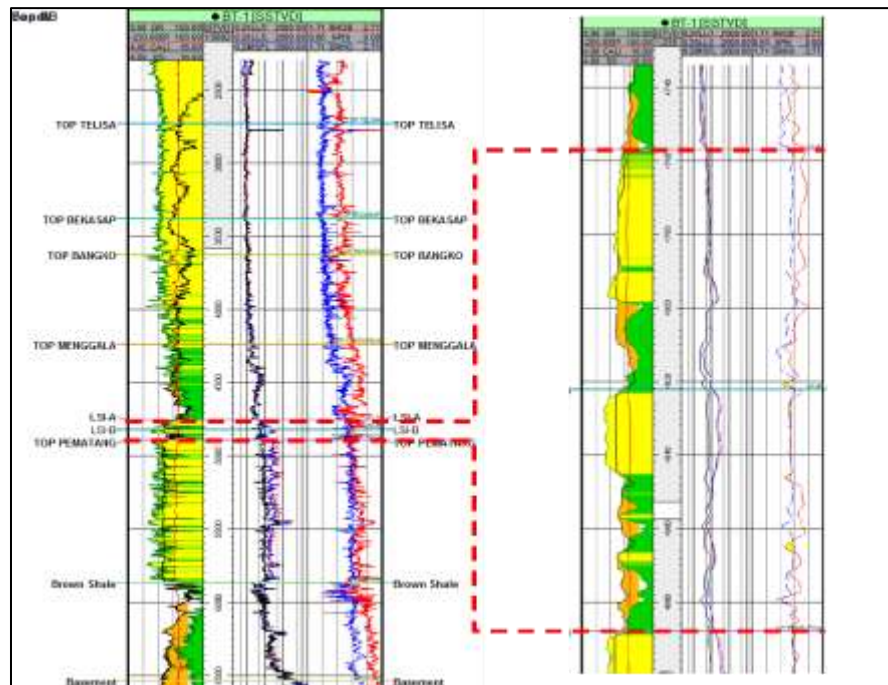
Stratigrafi Lapangan Barumun Tengah tersusun atas Batuan Dasar, Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa dan Petani. Berdasarkan data sumur yang ada, tidak ditemukan Formasi Minas.

Terdapat dua interval dari target reservoir pada Formasi Menggala. Yaitu batupasir A dan B (Gambar 6).

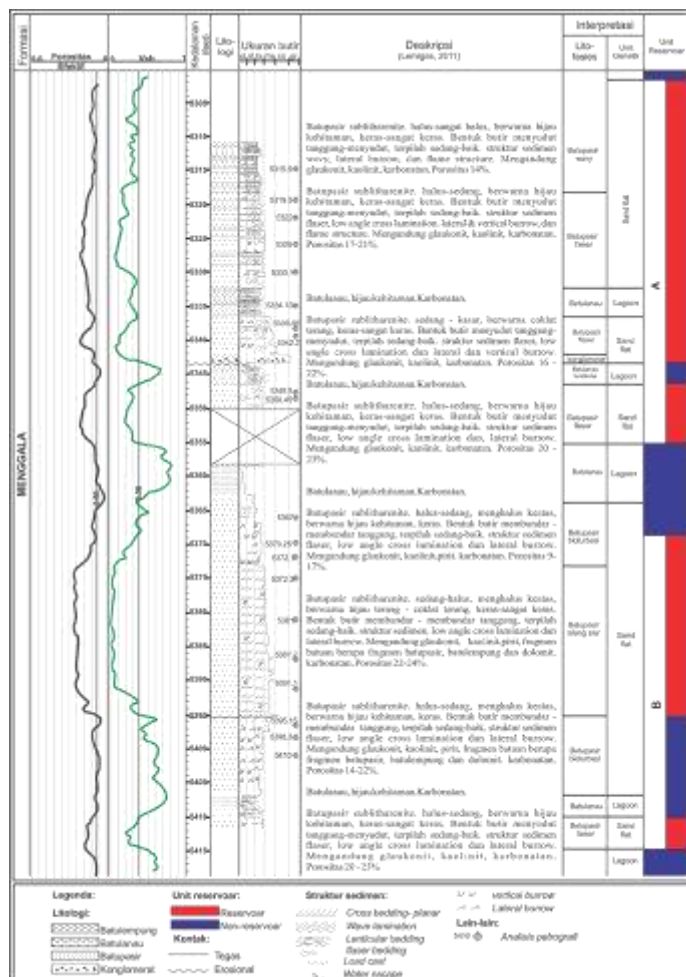
Kelompok Sihapas berumur Awal Miosen menindih tidakselarasan terhadap Formasi Pematang. Formasi ini mengandung batupasir dengan ukuran butir medium-coarse dan batulempung yang diendapkan pada delta plain- delta front. Ketebalan pada Formasi Lower Sihapas di sumur BT-1 adalah 130 kaki dan terdapat 4 pasir individu berukuran 40kaki, 8kaki, 30kaki, dan 10kaki masing-masing. Sedangkan pada sumur BT-2 ketebalan Lower Sihapas 150kaki dengan 4

pasir individu juga masing-masing 53kaki, 23kaki, 5kaki, 22kaki. Pada BT-3 ketebalan Lower Sihapas 140kaki dengan ketebalan pasir 42kaki, 8kaki, 30kaki, 6kaki. BT-4 ketebalan Lower Sihapas 124kaki dan mengandung 4 individu pasir (Gambar 7).

Formasi Telisa dikenal sebagai batuan tudung secara regional terlepas dari keterdapatan seal intraformasi Kelompok Sihapas. Formasi Telisa akan berfungsi baik sebagai seal hidrokarbon juga berfungsi sebagai pelindung terhadap flushing reservoir oleh air meteorik. Batulempung ini pun membentuk batuan tudung seperti halnya pada Kelompok Sihapas dimana batulempung ini menutupi batupasir fluvio-deltaic. Batuan tudung intraformasi pada Upper Sihapas ini bisa berperan sebagai seal sekunder.



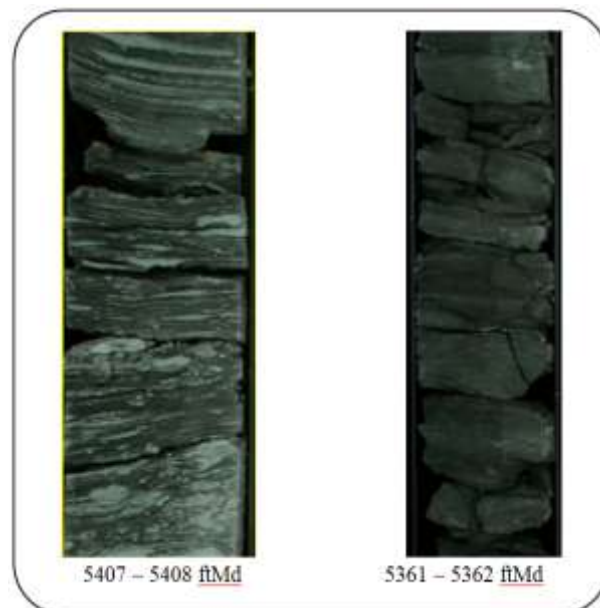
Gambar 6. Stratigrafi Lapangan Barumun Tengah berdasarkan Sumur BT-1



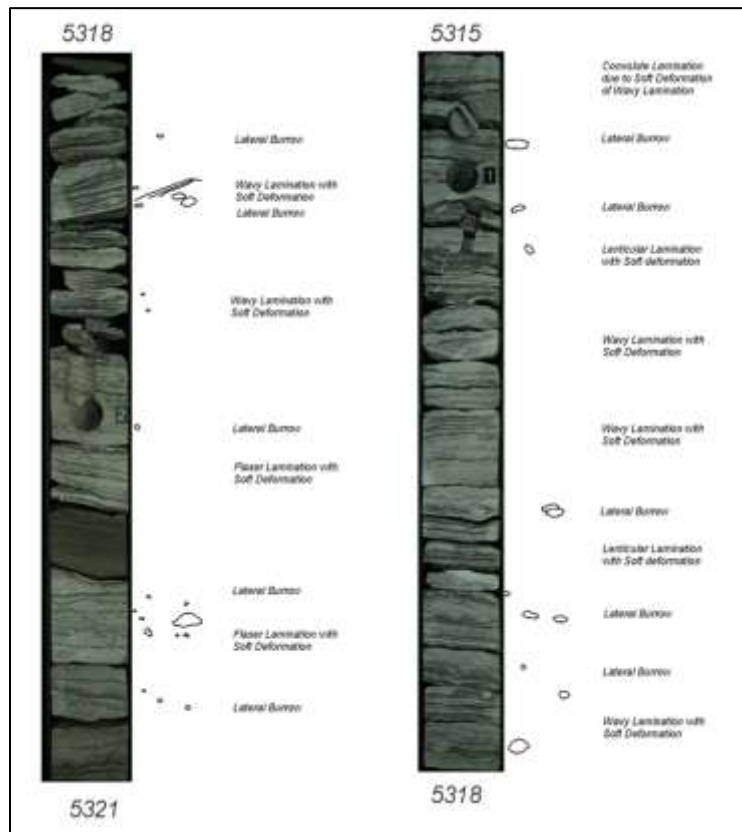
Gambar 7. Kolom stratigrafi Formasi Mengala pada Sumur BT-3

Litofasies dan Asosiasi Fasies

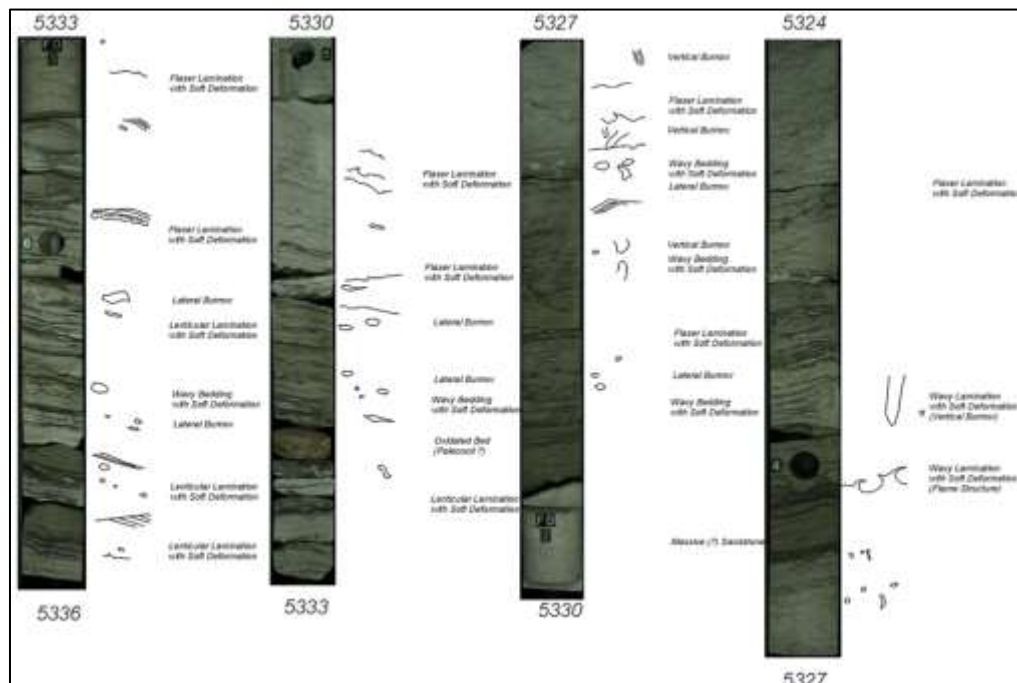
1. Litofasies Batulanau
Litofasies ini mempunyai ciri-ciri didominasi oleh batulanau dengan sisipan batulempung dan batupasir sangat halus. struktur sedimen lentikular berupa batupasir berwarna hijau kecoklatan. Batulempung berwarna hijau kecoklatan, karbonatan (Gambar 8). Litofasies ini terdapat pada kedalaman 5410 ft – 5406,7 ft, 5364 ft – 5358,5 ft, dan 5356,5 ft – 5332,2 ftMd pada sumur BT-3.
2. Litofasies Batupasir Wavy
Litofasies ini mempunyai ciri-ciri didominasi oleh batupasir berukuran pasir sedang-halus, hijau kehitaman-coklat, bentuk butir menyudut tanggung-menyudut, terpilah sedang-baik. keras-sangat keras. Struktur sedimen wavy, lateral burrow, dan flame structure. mengandung glaukonitik, kaolinit, karbonatan. Litofasies ini terdapat pada kedalaman 5318 ft – 5311 ftMd (Gambar 9).
3. Litofasies Batupasir flaser
Litofasies ini mempunyai ciri-ciri litologi sama dengan fasies batupasir wavy, dengan struktur sedimen flaser, perlapisan silang siur bersudut rendah, vertical dan lateral burrow (opiomorpha, skhlolitos), load cast (flame structure). Litofasies ini terdapat pada kedalaman 5411ft – 5410 ft, 5350 ft – 5346,5 ft, 5342 ft – 5336,5 ft, 5332,2 ft – 5318 ftMd (Gambar 10).
4. Litofasies Batupasir Bioturbasi
Litofasies ini mempunyai ciri-ciri litologi berupa batupasir berwarna hijau kehitaman, ukuran butir pasir halus-sedang, bentuk butir membundar-membundar tanggung, terpilah sedang-baik, keras. Struktur sedimen bioturbasi berupa opiomorpha dan skhlolitos, laminasi silang siur bersudut rendah. mengandung glaukonit, pirit, fragmen batuan berupa fragmen batupasir, batulempung, dan dolomit. karbonatan. Litofasies ini terdapat pada kedalaman 5406,5 ft – 5395 ftMd, dan 5372,2 ft – 5364 ftMd (Gambar 11)
5. Litofasies Batupasir cross lamination
Litofasies ini mempunyai ciri-ciri litologi berupa batupasir berwarna hijau kecoklatan, ukuran butir pasir sedang – halus, bentuk butir membundar-membundar tanggung, terpilah sedang-baik, keras. Struktur sedimen laminasi silang siur, lateral burrow. Mengandung glaukonit, kaolinit, pirit, fragmen batuan berupa fragmen batupasir, batulempung, dan dolomit. karbonatan. Litofasies ini terdapat pada kedalaman 5395 ft – 5374 ftMd (Gambar 12).
6. Litofasies Konglomerat
Litofasies ini mempunyai ciri-ciri litologi berupa batupasir kasar konglomeratan berwarna coklat muda, sangat keras. komponen penyusun berupa fragmen batupasir dan konkresi karbonat. terletak pada kedalaman 5339,4 ft – 5345.5 ftMd (Gambar 13).



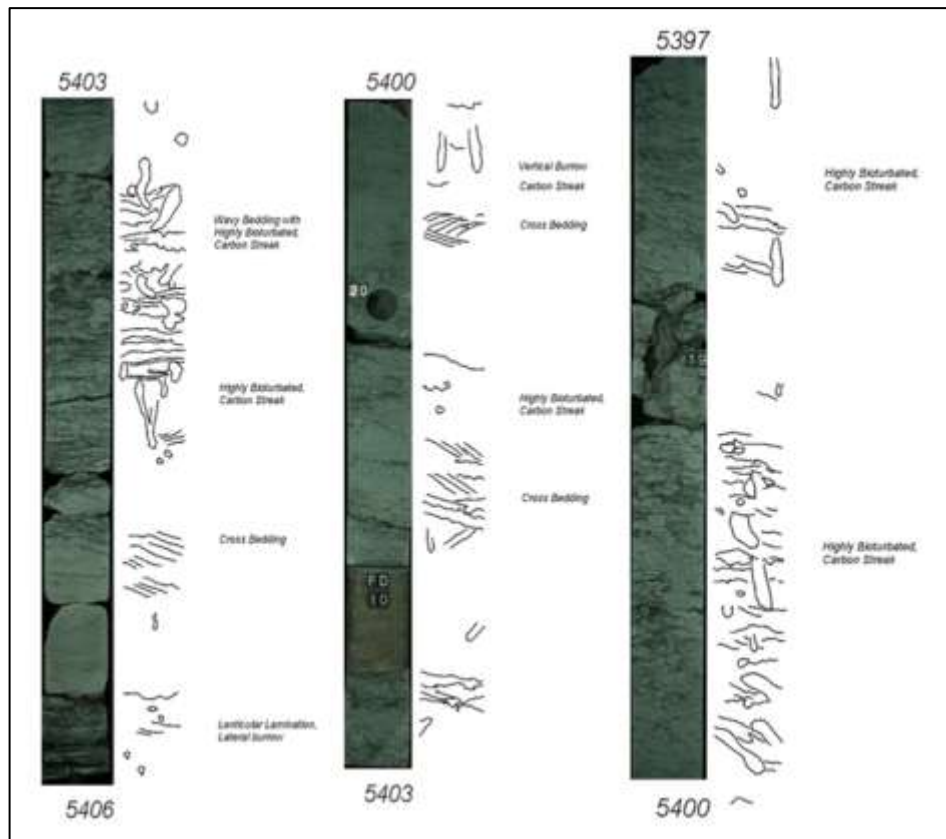
Gambar 8. Litofasies Batulanau



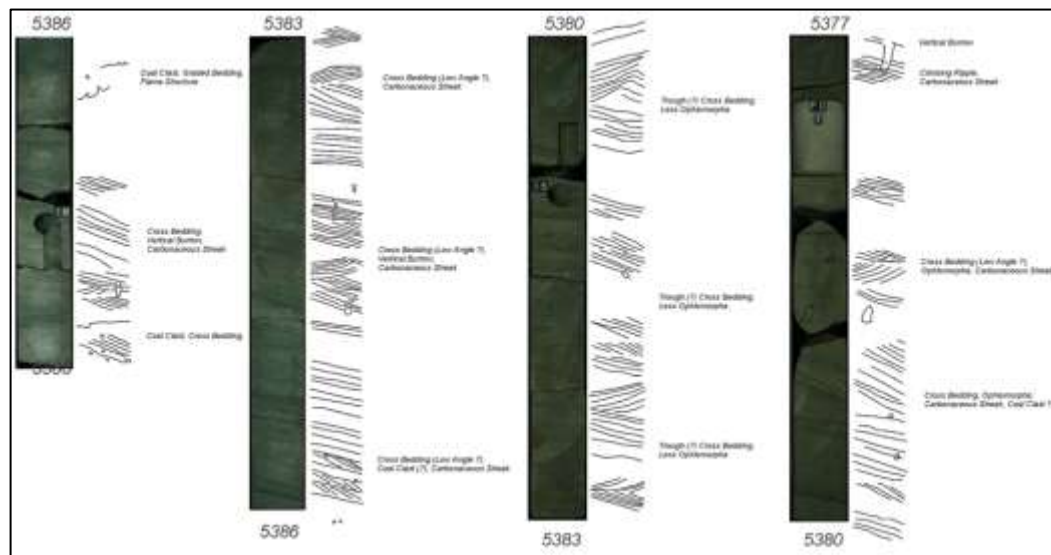
Gambar 9. Litofasies Batupasir wavy



Gambar 10. Litofasies Batupasir flaser



Gambar 11. Litofasies Batupasir Bioturbasi



Gambar 12 Litofasies Batupasir Cross Lamination



Gambar 13. Litofasies Konglomerat

KESIMPULAN

Berdasarkan deskripsi litofasies tersebut, maka dapat diinterpretasikan asosiasi fasies yang terdapat pada sumur BT-3 terdiri dari dua asosiasi fasies (genetic unit), yaitu:

1. Serpih Lagoon.

Asosiasi ini terdiri dari litofasies batulanau. Ciri khusus pada unit genetik ini adalah berukuran butir lanau-lempung, berwarna hijau dan karbonatan. Pada kurva log sinar gamma, Asosiasi fasies ini dicirikan dengan nilai yang tinggi (>100 API)

2. Sand flat.

Asosiasi fasies ini terdiri dari litofasies batupasir bioturbasi, batupasir wavy, Batupasir Bioturbasi, batupasir silang-siur dan batupasir flaser. Pada kurva log sinar gamma, asosiasi fasies ini dicirikan dengan nilai log sinar gamma rendah.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G., dan Krygowski, D., (2004): Basic Well Log Analysis, AAPG Methods in Exploration 16, 245 p., Tulsa, Oklahoma – Amerika Serikat.
- Cameron, N.R. (1983) : The stratigraphy of the Sihapas Formation in the North West of the Central Sumatra Basin. Proceedings Indonesian Petroleum Association, 12th Ann. Convention 1983-1, Jakarta.
- Eubank, R.T. dan A.C. Makki (1981) : Structural geology of the Central Sumatra back-arc basin. Proceeding Indonesian Petroleum Association, 10th Annual Convention.
- Heidrick, T.L., K. Aulia, B. Mertani, dan Yarmanto (1996) : Petroleum geology of Indonesian basins, II: Central Sumatra basin. Pertamina BPPKA.
- Heidrick, T.L. dan K. Aulia (1993) : A structural and tectonic model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra basin, Indonesia. Proceeding Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention, Jakarta.
- Koning, T. dan F.X. Darmono (1984) : The Geology of The Beruk Northeast Field, Central Sumatra, Proceedings Indonesian Petroleum Association, Thirteenth Annual Convention, Jakarta.
- Mertosono, S. dan G.A.S. Nayoan (1974) : The Tertiary basinal area of Central Sumatra. Proceeding Indonesian Petroleum Association. 3rd Annual Convention, Jakarta.
- Moulds, P.J. (1989) : Development Of The Bengkalis Depression, Central Sumatra and Its Subsequent Deformation – A Model for Other Sumatran Grabens, Proceedings Indonesian Petroleum Association, Eighteenth Annual Convention vol.1, Jakarta.
- Posamentier, H.W., dan Walker, R.G. (2006): Facies Models Revisited, Society for Sedimentary Geology Special Publication 84, Tulsa, Oklahoma.

- Wain, A.S. dan Jackson, B.A. (1995) : New Pematang Depocentres on The Kampar Uplift, Central Sumatra, Proceedings Indonesian Petroleum Association , Twenty Fourth Annual Convention vol.1, Jakarta.
- Williams, H.H. dan R.T. Eubank (1995) : Hydrocarbon habitat in the rift graben of the Central Sumatra Basin, Geological Society of London Special Publication, London. Twenty Fourth Annual Convention vol.1, Jakarta.
- Zuo, G., Lu, F., Fan, G., dan Shao, D. : Study of Hydrocarbon Detection Methods in Offshore Deepwater Sediments, Gulf of Guinea, Search and Discovery Article, 2012, California.

