

**EVALUASI FORMASI DI LAPANGAN “RA” PADA FORMASI LAKAT,
CEKUNGAN SUMATERA TENGAH****Raisha Rahma Azalia*¹, Abdurrokhim¹, Yusi Firmansyah¹**¹Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran*Email: raishazalia29@gmail.com**ABSTRAK**

Lapangan RA terletak di Cekungan Sumatera Tengah, merupakan salah satu lapangan yang menghasilkan minyak bumi. Penelitian ini difokuskan pada Formasi Lakat sebagai zona prospek reservoir. Tujuan dari penelitian ini yaitu untuk mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan, mengetahui sifat fisik reservoir, kemudian mengevaluasi fasies mana yang memiliki potensi reservoir yang paling baik pada Lapangan RA. Penelitian ini menggunakan data sumur (enam sumur), dan data side wall core. Berdasarkan analisis litofasies, pada Lapangan RA terdapat dua jenis litofasies, yaitu fasies batupasir glaukonitan dan batupasir. Hasil analisis elektrofases menunjukkan adanya pola log cylindrical shape, serrated shape, bell shape dan funnel shape. Lingkungan pengendapan pada daerah penelitian yaitu fluvial berupa sungai berkelok. Sedangkan hasil analisis petrofisika menunjukkan tebal net pay pada sumur R-01, hingga R-06 secara berurutan adalah 8,7m, 10,1m, 10,1m, 5m, 8,1m, dan 13,6m, dengan nilai rata-rata volume serpih yaitu 28-58%; rata-rata nilai porositas yaitu 6-9% dengan kualitas buruk (Koesoemadinata, 1978); rata-rata nilai saturasi air yaitu 81-95%. Hasil evaluasi perhitungan petrofisika didapatkan zona reservoir terbaik terdapat pada fasies Batupasir 1 karena zona tersebut memiliki penyebaran yang baik pada daerah penelitian.

Kata kunci: log sumur, litofasies, elektrofases, petrofisika**ABSTRACT**

RA oil field is located in Central Sumatra Basin, one of the fields that produce petroleum. This research is focused on the Lakat Formation as a reservoir prospect zone. The objective of this study was to determine the facies and depositional environment, and physical properties of the reservoir, then evaluate which facies has the best reservoir potential in the RA Field. This study uses well data (six wells) and side wall core data. Based on lithofacies analysis, there are two types of lithofacies in RA Field, namely glauconitic sandstone and sandstone facies. The results of electrofacies analysis showed log cylindrical shape, serrated shape, bell shape and funnel shape pattern. The depositional environment of the study area is fluvial in the form of meandering rivers. Meanwhile, the results of the petrophysical analysis showed that the net pay thickness in wells R-01 to R-06 was 8.7m, 10.1m, 10.1m, 5m, 8.1m and 13.6m respectively, with an average shale volume value of 28-58%; the average porosity values are 6-9% with poor quality (Koesoemadinata, 1978); the average water saturation values are 81-95%. The evaluation results of petrophysical calculations show that the best reservoir zone is found in the Sandstone 1 facies because this zone has a good distribution in the study area.

Keywords: Well Log, Lithofacies, Elektrofases, Petrophysics

PENDAHULUAN

Industri hulu minyak dan gas (migas) masih memegang peran penting dalam mendukung pertumbuhan ekonomi di Indonesia. Cekungan Sumatera Tengah merupakan salah satu daerah yang memiliki prospek terhadap cadangan hidrokarbon. Cekungan Sumatera Tengah terletak di wilayah Sumatera Tengah, mencakup Provinsi Riau, Sumatera Utara bagian selatan, dan sebagian provinsi Jambi. Potensi reservoir penghasil minyak dan gas bumi terdapat pada Batupasir Menggala, Bangko, Bekasap, Duri, Lakat, dan Tualang. Dalam hal menjaga umur cadangan minyak dan gas bumi, perlu dilakukan peningkatan kegiatan eksplorasi. Eksplorasi minyak dan gas bumi dapat dilakukan dengan analisis petrofisika. Analisis petrofisika merupakan metode untuk menentukan zona prospek hidrokarbon dengan cara evaluasi formasi. Analisis petrofisika dilakukan berdasarkan data *well log* dan data *side wall core* sehingga didapatkan hasil sebaran nilai petrofisika untuk mengidentifikasi karakter fisik batuan bawah permukaan baik secara analisis kualitatif maupun kuantitatif, mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan sehingga dapat dilakukan penentuan fasies yang memiliki potensi akumulasi hidrokarbon yang paling baik untuk menentukan arah pengembangan lapangan kedepannya.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

Cekungan Sumatera Tengah berada di Pulau Sumatera bagian tengah, yaitu terletak diantara Cekungan Sumatera Utara dan Cekungan Sumatera Selatan (**Gambar 1**). Cekungan Sumatera Tengah pada bagian

barat dibatasi oleh busur vulkanik dan Pegunungan Barisan yang tersusun atas batuan pra-tercier. Cekungan Sumatera Tengah merupakan salah satu rangkaian *rift basin* yang berada pada cekungan belakang busur (*back arc basin*) dan berkembang memanjang pada tepi barat dan selatan paparan Sunda yang terletak di barat daya Asia Tenggara.

Tektonik Regional

Perkembangan tektonik pada Cekungan Sumatera Tengah menurut Heidrick dan Aulia (1993) terbagi menjadi empat episode, yaitu episode tektonik F0, F1, F2, dan F3 (**Gambar 2**). Pada episode F0 (deformasi pra-tercier) terbentuk *basement* yang tersusun oleh lempeng benua dan lempeng samudera. Pada episode F1 (*rifting* pada kala eosen-akhir oligosen) terjadi sistem rekahan ekstensional (*rifting*) pada batuan dasar yang membentuk struktur *graben* dan *half-graben*. Pada episode F2 (*sagging*) terjadi penurunan atau *crustal sagging*, yaitu ketika Cekungan Sumatera tengah mengalami penurunan dan terjadinya transgresi, yang terjadi pada miosen awal-miosen tengah. Pada episode F3 (deformasi pada Miosen tengah – resen) terjadi kompresi yang menyebabkan pembalikan struktur (*structure inversion*).

Stratigrafi Regional

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah menurut De Coster (1974) dari yang tertua hingga muda terdiri dari *Basement* Pra-tercier, Formasi Kelesa, Formasi Lakat, Formasi Tualang, Formasi Telisa, Formasi Binio, Formasi Korinci, dan Formasi Nilo (**Gambar 3**).

Petroleum system Cekungan Sumatera Tengah

Batuan induk pada Cekungan Sumatera Tengah berasal dari Kelompok Pematang,

yaitu pada *Brown Shale* yang berumur Oligosen Tengah. Batuan reservoir pada Cekungan Sumatera Tengah terdapat pada Kelompok Sihapas, yang terdiri dari Batupasir Menggala, Bangko, Bekasap, Duri, Lakat, dan Tualang.

METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan adalah analisis kualitatif dan kuantitatif pada 6 sumur. Analisis kualitatif dilakukan untuk menentukan fasies dan lingkungan pengendapan pada daerah penelitian berdasarkan deskripsi data *sidewall core* dan analisis elektrofases. Sedangkan analisis kuantitatif dilakukan untuk perhitungan parameter-parameter petrofisika yang meliputi kandungan serpih, porositas, dan saturasi air. Setelah nilai-nilai parameter petrofisika didapatkan, dilakukan penentuan nilai penggal atau *cut off* untuk mendapatkan net pay reservoir. Hasil analisis kualitatif dan kuantitatif dikombinasikan untuk mengetahui zona potensi hidrokarbon.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Fasies

a. Litofasies

Analisis litofasies dilakukan menggunakan data *sidewall core*. Data *sidewall core* yang tersedia yaitu data *sidewall core* pada sumur R-06 kedalaman 1126 – 1166meter (**Tabel 1**). Berdasarkan deskripsi pada *sidewall core* R-06, fasies yang berkembang pada Lapangan RA yaitu:

- Batupasir Glaukonitan

Litofasies Batupasir Glaukonitan berada pada kedalaman 1126.5 – 1147.5meter yang didominasi oleh litologi batupasir dengan karakteristik berwarna putih kecoklatan, berukuran butir halus

hingga sangat kasar, subangular hingga subrounded, sortasi sedang hingga buruk, mengandung mineral kuarsa dan sedikit mineral glaukonit.

- Batupasir

Litofasies batupasir berada pada kedalaman 1147.5 – 1166.7meter yang didominasi oleh litologi batupasir dengan karakteristik berwarna putih kecoklatan, berukuran butir halus hingga kasar, subangular hingga subrounded, sortasi sedang hingga baik, mengandung mineral kuarsa.

b. Elektrofases

Analisis elektrofases dilakukan menggunakan data *wireline log* yaitu *gamma ray log*. Analisis elektrofases dilakukan pada sumur R-06 (**Tabel 2**). Berdasarkan hasil analisis bentuk kurva log *gamma ray* pada Formasi Lakat di sumur R-06, didapatkan pola elektrofases *serrated* dan *bell*. Pola *bell* menjadi bentuk yang dominan pada interval Formasi Lakat. Berdasarkan analisis pada log GR di sumur R-06, terdapat delapan interval elektrofases yang teridentifikasi, yaitu *bell – bell – serrated – bell – bell – serrated – bell – bell*. Batupasir di sumur ini lebih banyak dibandingkan dengan batuserpih. Pola *serrated* mengindikasikan adanya kenaikan bidang banjir (*flooding surface*) sehingga terendapkan litologi berbutir halus berupa batuserpih (*shale*). Setelah pola log *serrated*, terdapat pola log *bell* yang mengindikasikan terendapkannya material berbutir lebih kasar dan menghalus ke atas, berupa batupasir yang berukuran butir sangat kasar hingga sangat halus.

c. Korelasi fasies

Seluruh fasies pada tiap sumur di daerah penelitian dilakukan korelasi berdasarkan marker tiap fasies untuk mengetahui penyebaran fasies pada daerah penelitian. Korelasi fasies dilakukan

berarah baratlaut – tenggara secara berurutan yaitu sumur R-04, R-03, R-01, R-02, R-06, dan R-05 (**Gambar 4**).

Lingkungan Pengendapan

Berdasarkan asosiasi fasies menurut Nichols (2009), fasies yang dijumpai pada Formasi Lakat di Lapangan RA terendapkan pada lingkungan pengendapan fluvial berupa *meandering river* atau sungai berkelok. Material *bedload* terangkut oleh aliran pada *channel*. Material *bedload* berukuran butir paling kasar terangkut pada bagian channel paling dalam dan material *bedload* yang lebih halus terangkut pada bagian yang lebih dangkal. Hal ini yang menyebabkan material pada *channel* memiliki karakteristik yang menghalus ke atas, yaitu material paling kasar berada pada dasar dan menjadi semakin halus ke atas. Kemudian ketika debit melebihi kapasitas *channel*, air dengan material *suspended load* akan mengalir melewati tepian sungai dan keluar ke lingkungan pengendapan *floodplain*.

Parameter Petrofisika

a. Kandungan Serpih

Perhitungan kandungan serpih atau volume *shale* dilakukan menggunakan metode Linear dengan menghitung nilai dari indeks *gamma ray* maksimum dan minimum.

Tabel. Nilai rata-rata kandungan serpih di Lapangan "RA"

Sumur	Kandungan serpih
R-01	27%
R-02	58%
R-03	28%
R-04	40%
R-05	32%
R-06	28%

b. Porositas

Perhitungan porositas dilakukan menggunakan metode Neutron-Densitas. Kemudian nilai porositas yang didapatkan diklasifikasikan menggunakan klasifikasi porositas oleh Koesoemadinata (1978).

Tabel. Nilai rata-rata porositas

Sumur	Porositas	Klasifikasi (Koesoemadinata, 1978)
R-01	8%	Buruk
R-02	8%	Buruk
R-03	9%	Buruk
R-04	6%	Buruk
R-05	9%	Buruk
R-06	8%	Buruk

c. Saturasi Air

Perhitungan saturasi air dilakukan pada penelitian menggunakan metode Archie.

Tabel. Nilai rata-rata saturasi air

Sumur	Saturasi Air
R-01	81%
R-02	83%
R-03	86%
R-04	95%
R-05	84%
R-06	81%

d. Nilai Penggal

Nilai penggal dilakukan pada parameter petrofisika, menghasilkan nilai penggal pada kandungan serpih sebesar ≤ 0.3 , nilai penggal porositas ≥ 0.1 , dan nilai penggal saturasi air ≤ 0.73 (**Gambar 5**).

e. Lumping

Lumping dilakukan untuk mendapatkan nilai zona *net sand*, *net reservoir*, dan *net pay* pada setiap sumur penelitian. Hasil

lumping akan dicocokkan dengan pembagian fasies sehingga dapat diketahui fasies yang memiliki nilai net pay terbaik (Tabel 3).

Zona Potensi Hidrokarbon

Hasil evaluasi perhitungan petrofisika di Lapangan RA menunjukkan nilai rata-rata kandungan serpih dan nilai rata-rata porositas yang tidak jauh berbeda satu sama lain. Enam fasies yang terdapat di Lapangan RA memiliki nilai yang cukup baik untuk menjadi reservoir. Nilai kandungan serpih pada keenam fasies cenderung kecil yaitu berkisar antara 10% hingga 17%. Nilai porositas pada setiap fasies menunjukkan kualitas yang baik hingga sangat baik menurut klasifikasi kualitas porositas oleh Koesoemadinata (1978). Nilai saturasi air pada setiap fasies berkisar antara 43% hingga 55%. Berdasarkan nilai-nilai tersebut dapat disimpulkan bahwa Fasies Batupasir 1 merupakan zona hidrokarbon terbaik, karena pada Fasies Batupasir 1 memiliki nilai volume shale yang cukup rendah dibanding dengan fasies lainnya, nilai porositas yang tergolong sangat baik, dan nilai saturasi air yang cukup rendah jika dibandingkan dengan fasies lainnya.

KESIMPULAN

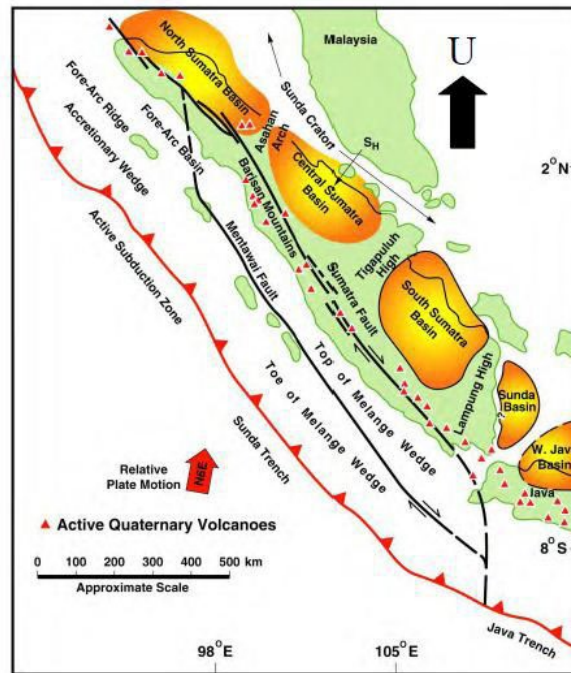
Berdasarkan hasil penelitian yang sudah dilakukan di Lapangan "RA", maka dapat disimpulkan bahwa:

- Berdasarkan analisis fasies dan elektrofases, pada Lapangan RA Formasi Lakat terdapat 6 fasies, yaitu: Fasies Batupasir Glaukonitan 1, Fasies Batupasir Glaukonitan 2, Fasies Batupasir Glaukonitan 3, Fasies Batupasir 1, Fasies Batupasir 2, dan Fasies Batupasir 3. Fasies pada Lapangan RA diendapkan pada lingkungan pengendapan fluvial berupa meandering river atau sungai berkelok (Nichols, 2009).
- Berdasarkan hasil analisis kuantitatif perhitungan petrofisika (kandungan serpih, porositas, dan saturasi air) didapatkan nilai penggal kandungan serpih sebesar ≤ 0.3 , nilai penggal porositas ≥ 0.1 , dan nilai penggal saturasi air ≤ 0.73 .
- Berdasarkan pengamatan zonasi potensi hidrokarbon dari perhitungan dengan petrofisika, didapatkan bahwa zona kandungan hidrokarbon potensial berada pada Fasies Batupasir 1, karena pada Fasies Batupasir 1 memiliki nilai kandungan serpih yang cukup rendah dibanding dengan fasies lainnya, nilai porositas yang tergolong sangat baik, dan nilai saturasi air yang cukup rendah

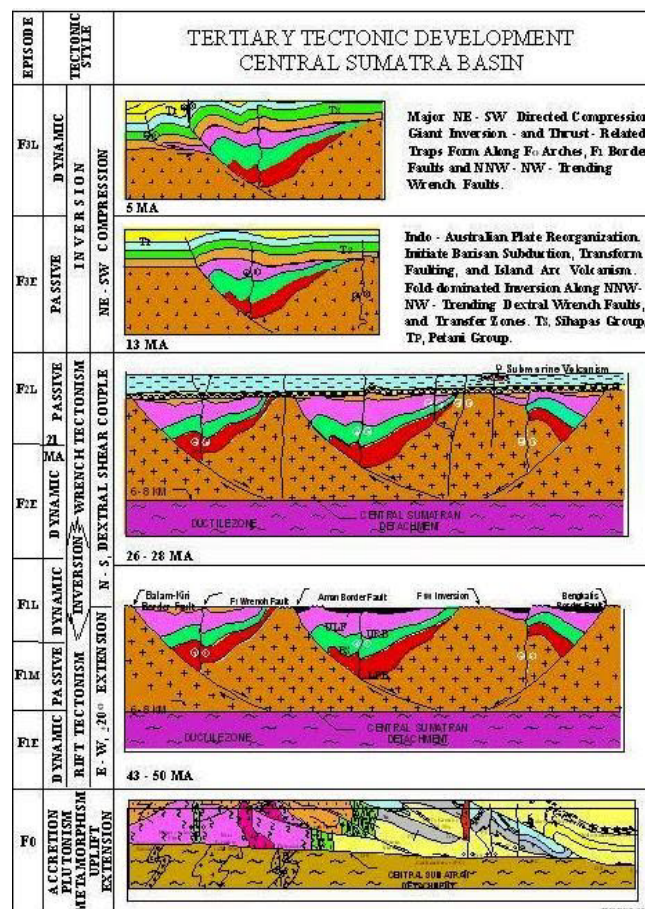
jika dibandingkan dengan fasies lainnya. Keberadaan Fasies ini juga menyebar pada semua sumur.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G. B. (1982). Basic Well Log Analysis for Geologists. Oklahoma.
- Barber, A. J., Crow, M. J., & Milsom, J. S. (2005). Sumatra: Geology, Resources and Tectonic Evolution.
- Boggs, S. (2014). Principles of Sedimentology and Stratigraphy. New Jersey: Pearson Education.
- Coster, G. L. (1974). The Geology of The Central and South Sumatra Basins.
- Doust, H., & Noble, R. A. (2008). Petroleum systems of Indonesia. Marine and Petroleum Geology, 103-129.
- Ellis, D. V., & Julian, M. (2008). Well Logging For Earth Scientist 2nd Edition. Dordrecht: Springer.
- Eubank, R. T., & Makki, A. C. (1981). Structural Geology of The Central Sumatra Back-Arc Basin.
- Harsono, A. (1997). Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service.
- Heidrick, T. L., & Aulia, K. (1993). A Structural and Tectonic Model Of The Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin, Indonesia.
- Kendall. (2003). Carbonate and Relatives Change in Sea Level. Marine Geology.
- Koesoemadinata, R. P. (1978). Geologi Minyak dan Gas Bumi. Bandung: ITB.
- Koning, T., & Darmono, F. X. (1984). The Geology Of The Beruk Northeast Field, Central Sumatra: Oil Production From Pre-tertiary Basement Rocks.
- Nichols, G. (2009). Sedimentology and Stratigraphy second edition. United Kingdom: Blackwell Publishing.
- Plunggono, A., & Cameron, N. R. (1984). Sumatran microplates, Their Characteristic and Their Role in The Evolution Of The Central and South SUMatra Basins.
- Rider, M. (2002). The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition. Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Walker, R. G., & James, N. P. (1992). Facies Models-Response tp Sea Level Change. Ontari: Canada: Love Printing Service Ltd.



Gambar 1. Fisiografi regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)



Gambar 2. Perkembangan Episode Tektonik Tersier Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)

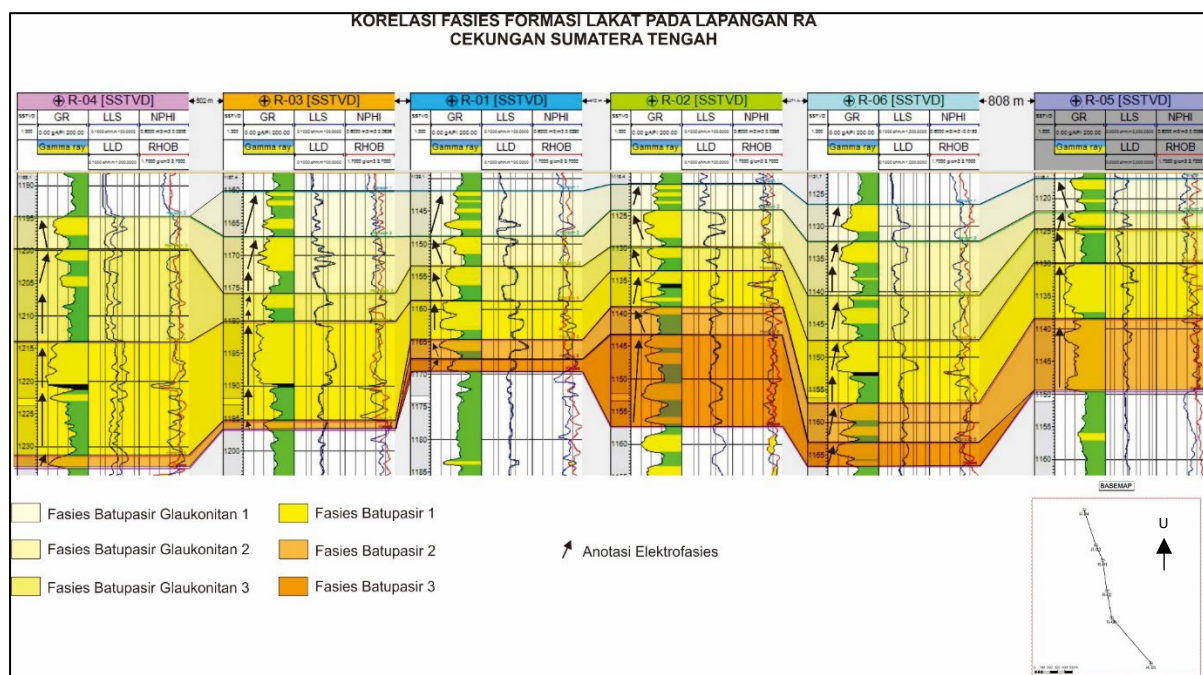
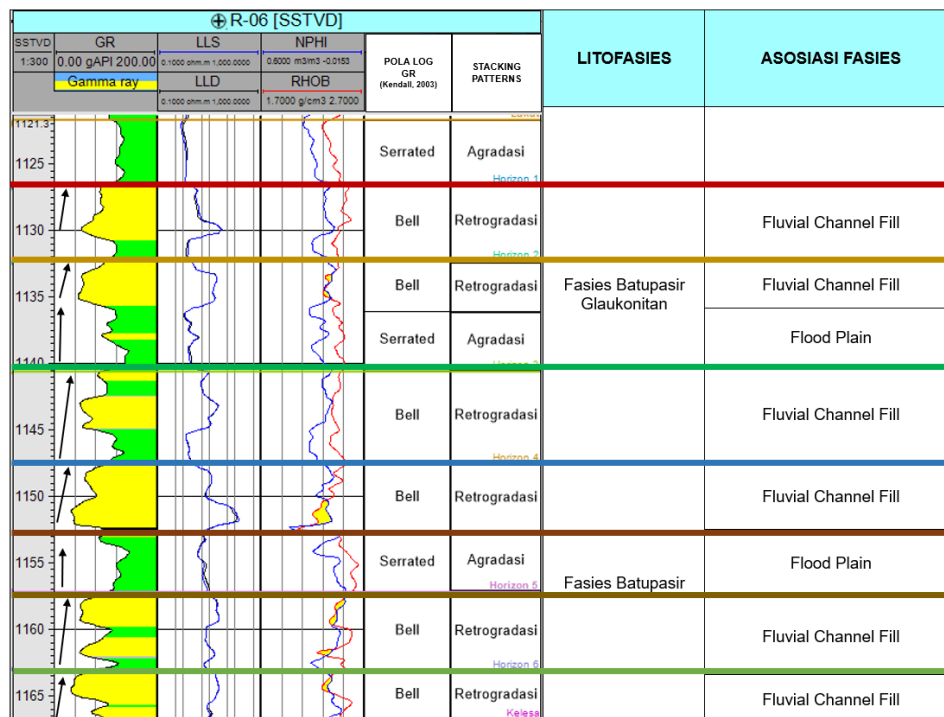
CENTRAL SUMATRA BASIN, DEVELOPMENT OF STRATIGRAPHIC TERMINOLOGY									
APPROXIMATE AGE		MUSPER 1937 VAN BEMMELEN 1949	DE COSTER 1974 (STANVAC)	MERTOSONO & NAYOAN 1974 (PT CALTEX)	CAMERON <i>et al.</i> 1983	PRAPTONO <i>et al.</i> 1989			
TERTIARY	QUATERNARY								
	PLIOCENE	Upper Palembang Beds	Nilo Formation	Minas Formation	Minas Formation	Minas Formation			
		NEOGENE	Middle Palembang Beds	Korinci Formation	Petani Formation	Petani Formation	Petani Formation		
			Lower Palembang Beds	Bimio Formation					
	MIOCENE	Telisa Beds	Telisa Formation	Telisa Formation	Telisa Formation	Telisa Formation			
		EARLY		Tualang Formation	Duri Fm Bekasap Fm	Sihapas Formation (with several members)	Sihapas Formation		
			Mica Sandstone Formation	Lakat Formation	Bangko Fm (restr. marine)		Transition Formation		
	OLIGOCENE			Mengalla Formation		Mengalla Formation			
		PALEOGENE							
	EARLY								
ECENE		Mica Quartz Breccia	Kelasa Formation	Pematang Formation	Pematang Formation	Pematang Brown Shale Fm			
						PEMATANG GROUP			

Gambar 3. Perkembangan terminologi stratigrafi Tersier Cekungan Sumatera Tengah (De Smet dan Barber, 2005)

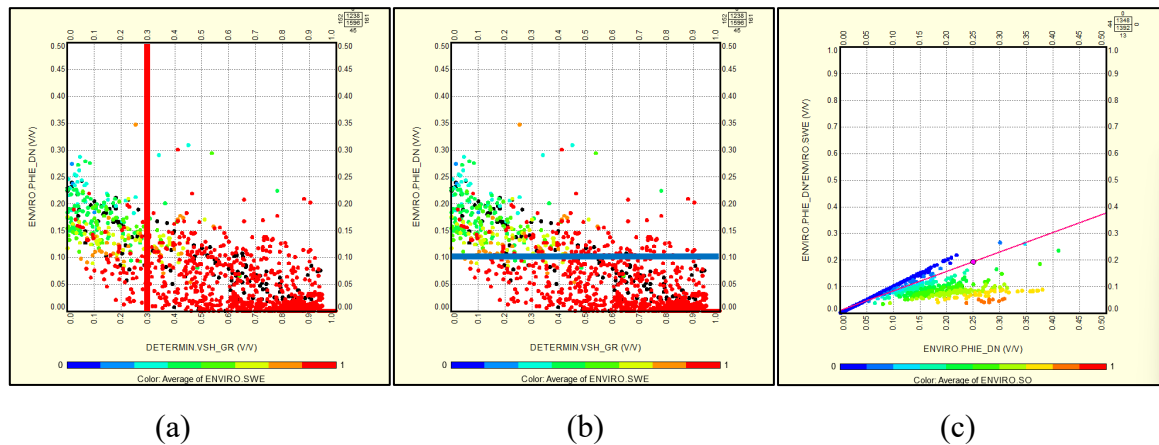
Tabel 1. Litofasies sumur R-06

SUMUR R-06			
SSTVD	GR	Deskripsi <i>sidewall core</i>	Litofasies
1:300	0.00 gAPI 200.00		
	Gamma ray		
1130		batupasir, putih kecoklatan, ukuran butir halus – sangat kasar, subangular – subrounded, sortasi sedang – buruk, mengandung kuarsa dan sedikit glaukonit	Batupasir Glaukonitan
1135		batupasir, putih kecoklatan, ukuran butir halus – sangat kasar, subangular – subrounded, sortasi sedang – buruk, mengandung kuarsa dan sedikit glaukonit	
1140		batupasir, putih kekuningan, ukuran butir halus – sedang, kasar – sangat kasar, subangular – subrounded, sortasi sedang – buruk, mengandung kuarsa dan sedikit glaukonit	
1145			Batupasir
1150		batupasir, putih kecoklatan, ukuran butir halus – sangat kasar, subangular – subrounded, sortasi sedang – buruk, mengandung kuarsa	
1155			
1160		batupasir, putih kecoklatan, ukuran butir sangat halus –kasar, subangular – subrounded, sortasi sedang – baik, mengandung kuarsa	Batupasir
1165		batupasir, putih kecoklatan, ukuran butir sangat halus –halus, subangular – subrounded, sortasi sedang – baik, mengandung kuarsa	

Tabel 2. Elektrofases sumur R-06 dan asosiasi fasiesnya



Gambar 4. Korelasi fasies Formasi Lakat pada Lapangan RA relatif berarah barat laut-tenggara



Gambar 5. Nilai penggal parameter petrofisika (a) kandungan serpih (b) porositas (c) saturasi air

Tabel 3. Rekapitulasi nilai rata-rata parameter petrofisika pada setiap fasies

Fasies	Kandungan serpih	Porositas	Saturasi Air
Batupasir Glaukonitan 1	17%	14%	55%
Batupasir Glaukonitan 2	16%	19%	43%
Batupasir Glaukonitan 3	17%	17%	48%
Batupasir 1	12%	21%	46%
Batupasir 2	11%	17%	50%
Batupasir 3	10%	18%	49%