

PENENTUAN FASIES, LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN IDENTIFIKASI SEBARAN BATUBARA DI FORMASI PALEMBANG, RIAU, SUMATERA

DETERMINATION OF FACIES, DEPOSITIONAL ENVIRONMENT AND IDENTIFICATION OF COAL DISTRIBUTION IN PALEMBANG FORMATION, RIAU, SUMATERA

Sandy Wesly Simatupang¹, Angga Jati Widiatama^{2*}, Happy Christin Natalia³

^{1,2,3}Institut Teknologi Sumatera; Jalan Terusan Ryacudu, Way Huwi, Jati Agung, Lampung Selatan;
0271-8030188

Received: 2024, July 1st

Accepted: 2024, November 6th

Keywords:

Seam distribution;
Palembang Formation;
Modeling;
Riau.

Correspondent Email:

angga.widiatama@gl.itera.ac.id

How to cite this article:

Simatupang, S. W., Widiatama, A.J. & Natalia, H. C. (2024).
Penentuan Fasies, Lingkungan
Pengendapan, dan Identifikasi
Sebaran Batubara di Formasi
Palembang, Riau, Sumatera. *JGE*

Abstrak. Cekungan Sumatra Tengah memiliki cadangan batubara melimpah yang dikelompokkan dalam Formasi Palembang. Formasi Palembang memiliki ekuivalensi dengan Formasi Muaraenim di Cekungan Sumatra Selatan. Penelitian pada Formasi Palembang masih relatif minim sehingga diperlukan pembahasa terkait fasies, asosiasi fasies, lingkungan pengendapan, dan juga geometri persebaran lapisan agar dapat digunakan sebagai rujukan kegiatan eksplorasi. Metode penelitian berupa analisis data petrofisika dan pemodelan bawah permukaan dari delapan data sumur pemboran. Dari interpretasi litologi yang dilakukan terdapat empat litologi dan tiga endapan pada daerah penelitian yang terdiri dari batubara, *shaly coal*, batupasir, batulempung, endapan konglomerat, endapan pasir, endapan lempung. Litofasies pada daerah penelitian terdiri dari fasies endapan lempung, endapan pasir, endapan konglomerat, batulempung, batupasir, *shaly coal*, dan fasies batubara. Asosiasi fasies pada daerah penelitian terdiri dari *channel*, *sandy bedform*, *overbank fines*, dan *swamps* yang menginterpretasikan bahwa litologi yang ada pada daerah penelitian terendapkan pada daerah *fluvial*. Berdasarkan pemodelan bawah permukaan, litologi batubara pada daerah penelitian memiliki geometri melensa/membaji yang persebarannya dominan ke arah timur. Batubara pada daerah penelitian diinterpretasikan terbentuk pada lingkungan pengendapan *swamp*.

Abstract. The Central Sumatra Basin has abundant coal reserves contained in the Palembang Formation. The Palembang Formation has equivalence with the Muaraenim Formation in the South Sumatra Basin. Research on the Palembang Formation is still relatively limited so that discussions related to

(*Jurnal Geofisika Eksplorasi*),
10(03), 204-216.

© 2024 JGE (Jurnal Geofisika
Eksplorasi). This article is an open-access
article distributed under the terms and
conditions of the Creative Commons
Attribution (CC BY NC)

facies, facies associations, depositional environments, and also the geometry of layer distribution are needed. This is important to use as a reference for exploration activities. Petrophysical data analysis methods and subsurface modelling from eight drilling well data were used. From the lithology interpretation conducted, there are four lithologies and three deposit in the study area consisting of coal, shaly coal, sandstone, mudstone, conglomerate deposits, sand deposits, and clay deposits. The lithofacies in the study area consist of clay deposit facies, sand deposit facies, conglomerate deposit facies, mudstone, sandstone, shaly coal, and coal facies. Facies associations in the study area consist of channels, sandy bedforms, overbank fines, and swamps which interpret that the lithology in the study area was deposited in a fluvial area. Based on subsurface modelling, the coal lithology in the study area has a lenticular / lens-shaped geometry which is predominantly distributed to the East. Coal in the study area is interpreted to have formed in a swamp depositional environment. The swamp was previously part of a floodplain.

1. PENDAHULUAN

Indonesia dikenal sebagai negara yang kaya akan cadangan batubara. Di Pulau Sumatra, Cekungan Sumatra Selatan dan Cekungan Sumatra Tengah dikenal memiliki cadangan batubara yang melimpah (Wolff, 2023). Berdasarkan Data Kementerian Energi Sumber Daya Mineral (2022) Produksi batubara saat ini cukup besar sehingga harga komoditinya bersaing dengan sumber bahan bakar lainnya seperti minyak bumi dan gas. Potensi batubara saat ini cukup besar sehingga dapat bersaing dengan sumber bahan bakar lainnya seperti minyak bumi dan gas yang ditunjukkan dengan pemanfaatan batubara domestik tumbuh cukup tinggi hingga mencapai 12% per tahun. Hal tersebut juga menjadi salah satu pemutar ekonomi masyarakat (Junita & Handoko, 2020).

Salah satu hal terpenting dalam eksplorasi batubara adalah penentuan geometri sebaran batubara (Widiarso & Nirmala, 2022; Shaddad dkk., 2024) karena meskipun Cekungan Sumatra Tengah dan Cekungan Sumatra Selatan berdekatan namun memiliki karakteristik batubara yang berbeda (Wolff, 2023). Formasi Palembang di Cekungan Sumatra Tengah memiliki ekuivalensi dengan Formasi Muaraenim di Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan formasi batuan pembawa batubara. Meskipun begitu penelitian

pada Formasi Palembang masih relatif minim sehingga diperlukan pembahasa terkait fasies, asosiasi fasies, lingkungan pengendapan, dan juga geometri persebaran lapisan agar dapat digunakan sebagai rujukan kegiatan eksplorasi sumber daya batubara di Cekungan Sumatra Tengah

2. TINJAUAN PUSTAKA

Secara Fisiografi, daerah penelitian merupakan bagian dari Cekungan Sumatra Tengah, menurut Heidrick dan Aulia (1993), cekungan ini dibatasi pada bagian barat laut oleh Busur Asahan yang memisahkan Cekungan Sumatra Tengah dengan Sumatra Utara, bagian timur oleh Paparan Sunda, bagian barat oleh Bukit Barisan dan bagian tenggara oleh Pegunungan Tigapuluh yang memisahkan Cekungan Sumatra Tengah dan Cekungan Sumatra Selatan.

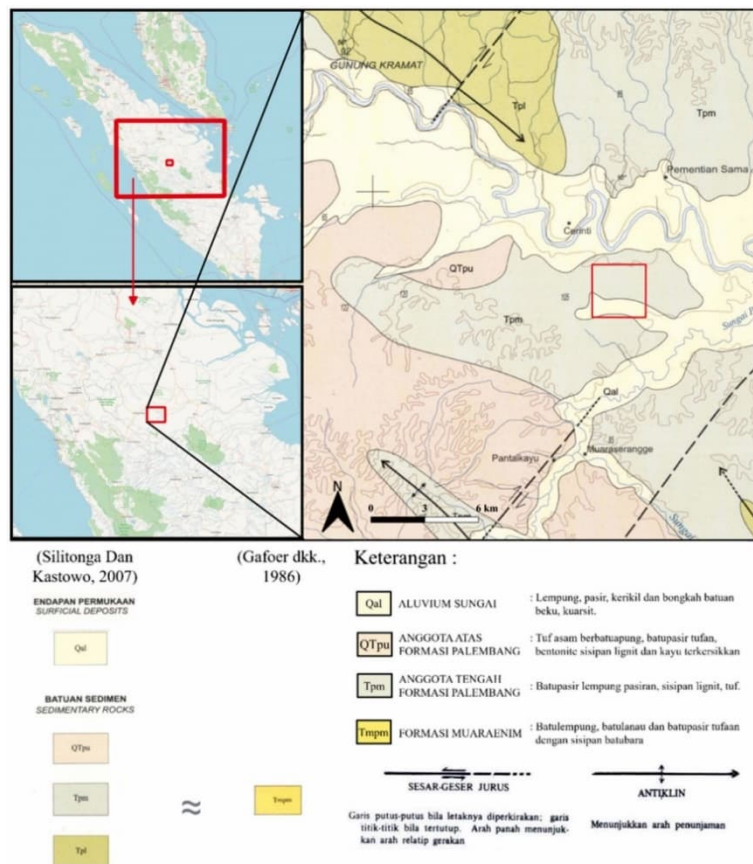
Menurut Heidrick dan Aulia (1993), berdasarkan perkembangan proses tektonik dari Cekungan Sumatra Tengah dapat dibagi menjadi empat tahap deformasi. Pada daerah penelitian terendapkan Formasi Petani/Korinci dan Formasi Minas/Nilo (De Smet & Barber, 2005) yang secara tektonik terendapkan pada Fase keempat yang merupakan fase kompresi pada zaman Miosen Akhir sampai sekarang (13 juta tahun yang lalu - sekarang).

Fase ini ditandai dengan berakhirnya pengendapan Formasi Telisa dan dimulainya pengendapan Formasi Petani pada Miosen Tengah-Pleistosen. Pengendapan Formasi Petani menandai akhir fase *transgresi* dan awal fase regresi di Cekungan Sumatra Tengah. Formasi Minas yang terbentuk pada lingkungan pengendapan fluvial kemudian mengendap di atas Formasi Petani dengan kontak ketidakselarasan dan berlanjut hingga saat ini.

Pada Peta Geologi Regional Lembar Solok (Silitonga & Kastowo, 2007) formasi dari yang muda hingga tua pada daerah penelitian yaitu Aluvium Sungai (Holosen), terdiri dari

lempung, pasir, kerikil, dan bongkah batuan beku, kuarsit. Anggota Atas Formasi Palembang (Plio-Pleistosen), terdiri dari tuff asam batu apung, batu pasir tufaan, bentonit sisipan batubara, dan kayu terkersikkan.

Anggota Tengah Formasi Palembang (Miosen - Pliosen), terdiri dari batu lempung pasir sisipan lignit dan tuff. Batubara pada penelitian diidentifikasi berada pada Anggota Tengah Formasi Palembang yang ekuivalen dengan Formasi Muaraenim (Gafoer dkk., 1986) yang terdiri dari batulempung, batulanau dan batupasir tufaan dengan sisipan batubara (**Gambar 1**).



Gambar 1. Lokasi Penelitian (kotak merah) merupakan bagian dari Cekungan Sumatra Tengah serta secara regional masuk dalam Formasi Palembang (Silitonga dan Kastowo, 2007; Gafoer dkk., 1986).

3. METODE PENELITIAN

Data sekunder berupa data petrofisika/ data *log* dan data *core* diperoleh dari PT. FKIE. Data Petrofisika yang digunakan sebanyak 8 titik

sumur bor yang terdiri dari data *log* berupa kaliper, *gamma ray*, dan densitas. Data *core* yang dianalisis sebanyak 8 titik sumur bor sesuai dengan data petrofisika dengan

persebaran yang ada pada **Gambar 2**. Koordinat spesifik lokasi tidak dicantumkan/ dirahasiakan berdasarkan permintaan dari perusahaan.

3.1. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika meliputi identifikasi defleksi kurva dari data log *gamma ray* dan log densitas yang didapatkan dari data log. Analisis petrofisika menggunakan pendekatan kualitatif untuk interpretasi litologi dan ketebalan litologi pada data log yang diolah menggunakan perangkat lunak Petrel 2017 dan CorelDraw. Pendekatan kualitatif dapat dilakukan dengan cara menentukan defleksi kurva dari data log *gamma ray* dan densitas dengan gambar respon litologi data log *gamma ray* dan densitas (Wang dkk., 2019; Sephiana dkk., 2023).

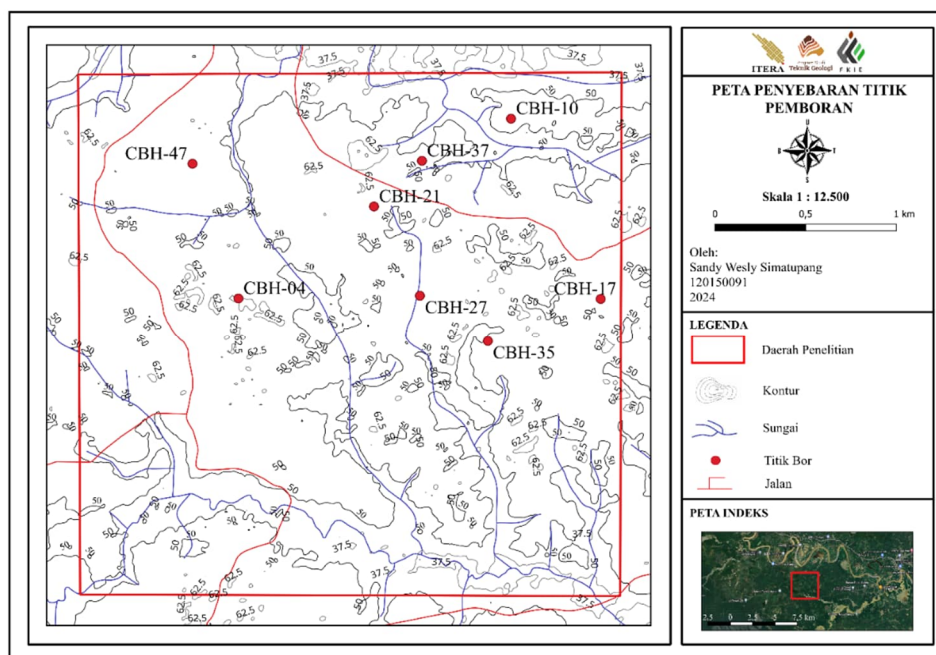
Pada log *gamma ray* dilakukan penentuan *cut off* untuk mengetahui bagian yang *permeable* dan *impermeable* pada litologi dengan menggunakan persamaan berikut.

$$GR_{log} = \frac{GR_{max} - GR_{min}}{2} \quad (1)$$

Pada log densitas juga dilakukan penentuan *cut off* untuk mengetahui densitas dan porositas dari suatu litologi dengan menggunakan persamaan berikut.

$$D_{log} = \frac{D_{max} - D_{min}}{2} \quad (2)$$

Log *gamma ray* dan log densitas jika digabungkan akan mendapatkan jenis litologi pada data petrofisika.

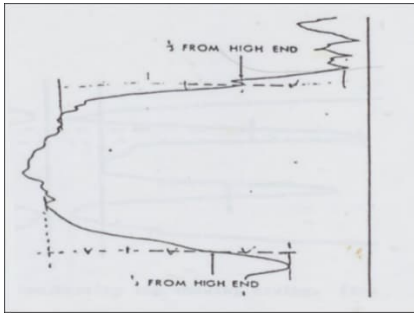


Gambar 2. Peta persebaran titik sumur pemboran.

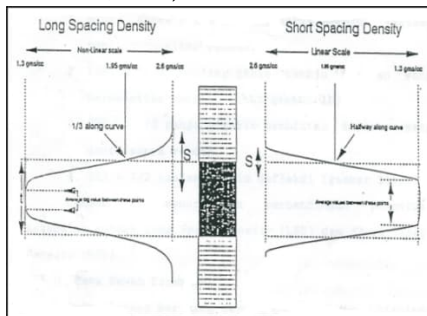
Dalam menentukan ketebalan dari suatu lapisan batubara digunakan data dari log *gamma ray* dan juga densitas yang dapat dilihat pada **Gambar 3** dan **Gambar 4**.

Batasan untuk setiap log adalah sebagai berikut.

- GR = 1/3 panjang garis defleksi
- LSD = 1/3 panjang garis defleksi
- SSD = 1/2 panjang garis defleksi



Gambar 3. Penentuan ketebalan menggunakan log gamma ray (BPB Mannual, 1981).



Gambar 4. Penentuan ketebalan antara log LSD (Long Spacing Density) dan SSD (Short Spacing Density) (BPB Mannual, 1981).

3.2. Analisis Fasies dan Asosiasi Fasies

Pada penentuan fasies dan asosiasi fasies dilakukan pembuatan Profil Penampang

Stratigrafi yang diolah berdasarkan interpretasi data litologi dari validasi data petrofisika dan data *core*. Penentuan fasies dilakukan berdasarkan konsep litofasies yang diamati dari deskripsi atau karakteristik litologi pada data *core*. Fasies batuan ditentukan berdasarkan karakter-istik litologi pada data *core*. Asosiasi fasies ditentukan berdasarkan kelompok fasies batuan dan ditentukan berdasarkan tabel kalsifikasi asosiasi fasies endapan *fluvial* (Tabel 1) menurut Miall (2022).

3.3. Pemodelan Bawah Permukaan

Pemodelan bawah permukaan dilakukan menggunakan data hasil pengolahan delapan data sumur hasil interpretasi litologi sebelumnya. Pemodelan bawah permukaan dilakukan menggunakan perangkat lunak RockWorks17 dengan memasukkan data koordinat, elevasi, litologi, dan ketebalan lapisan dari delapan titik bor. Pengolahan data pada perangkat lunak RockWorks17 menggunakan metode *krigging* yang akan menghasilkan korelasi litologi, batas litologi, dan arah persebaran khususnya litologi batubara. Korelasi dilakukan berdasarkan konsep litostratigrafi yang dilihat dari karakteristik litologi.

Tabel 1. Klasifikasi asosiasi fasies endapan fluvial (Miall, 2022).

Element	Symbol	Geometry and Relationships
Channels	CH	finger, lens or sheet, concave-up erosional bas; scale and shape highly variable; internal concave-up 3rd-order erosion surfaces common.
Gravel bars and bedform	GB	lens, blanket; usually tabular bodies; commonly interbedded with SB
Sandy bedform	SB	lens, sheet, blanket, wedge, occurs as channel-fills, crevassesplays, minor bars
Downstream-accretion macroforms	DA	lens resting on flat or channelled base, with convex-up 3rd-order internal erosion surfaces and upper 4th-order bounding surface
Lateral-accretion macroform	LA	wadge, sheet, lobe; characterized by internal lateral-accretion 3rd-order surfaces
Sediment gravity flow	SG	lobe, sheet, typically interbedded with GB
Laminated sand sheet	LS	sheet, blanket
Overbank fines	OF	thin to thick blankets; commonly interbedded with SB; may fill abandoned channels

Channels	CH	finger, lens or sheet, concave-up erosional bas; scale and shape highly variable; internal concave-up 3rd-order erosion surfaces common.
Gravel bars and bedform	GB	lens, blanket; usually tabular bodies; commonly interbedded with SB

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan hasil pengolahan dan analisis data yang telah dilakukan pada daerah penelitian dapat diketahui beberapa hal sebagai berikut.

4.1. Interpretasi Litologi

Interpretasi litologi dilakukan pada delapan titik sumur dengan dua cara yaitu menggunakan data petrofisika dan data *core*. Data *core* akan dilakukan evaluasi terkait jenis litologi, ketebalan, dan deskripsi litologi bawah permukaan yang didapatkan dari data *well report* pada saat dilakukannya pengeboran. Sedangkan data petrofisika/ *well logging* dilakukan interpretasi litologi dari data log *gamma ray* dan log densitas untuk mengetahui nilai *cut off*, jenis litologi, nilai log *gamma ray* dan log densitas yang menginterpretasikan litologi batubara, dan juga menentukan ketebalan batubara (Adrian & Mulyatno, 2018; Ogara dkk., 2023).

4.1.1. Data Core

Pada data *core* didapatkan empat jenis batuan dan tiga jenis endapan yang terdiri dari endapan lempung, endapan pasir, endapan konglomerat, batulempung, batu-pasir, batubara lempungan (*shaly coal*), dan batubara. Dilakukan tabulasi pada setiap lapisan batubara yang ada pada masing-masing sumur pemboran untuk mengetahui ketebalan dari setiap lapisan batubara (Tabel 2).

Terdapat data inti yang hilang (*core loss*) di beberapa sumur pemboran yang nantinya akan divalidasi kembali pada data *well logging*. Terjadinya *core loss* kemungkinan disebabkan oleh adanya lubang (*caving*) pada suatu kedalaman litologi tertentu, yang bisa saja disebabkan oleh kurang terkompaknya suatu batuan atau batuan yang memiliki porositas yang baik seperti endapan konglomerat atau batulempung.

Tabel 2. Tabulasi Data *Core*.

Kode Sumur	Elevasi (mdpl)	Kedalaman (m)		Litologi	Ketebalan (m)	Deskripsi
		Top	Bottom			
CBH-04	53	29,10	32,10	Batubara	3,00	Hitam gelap, kilap tanah (dull), mengandung resin, agak keras, dan segar
		32,10	33,45	Batubara	1,35	Hitam gelap, kilap tanah (dull), mengandung resin, agak keras, dan segar
		33,50	35,10	Batubara	1,60	Hitam gelap, kilap tanah (dull), mengandung resin, agak keras, dan segar
CBH-10	69	61,01	61,53	Batubara	0,52	Hitam gelap, kilap tanah (dull), agak keras, dan segar
		75,26	75,54	Batubara	0,28	Hitam gelap, kilap tanah (dull), agak keras, dan segar.
		78,79	82,79	Batubara	4,00	Hitam gelap, kilap tanah (dull), agak keras, dan segar
		95,57	102,19	Batubara	6,62	Hitam gelap, kilap tanah (dull), agak keras, dan segar
CBH-17	56	82,00	86,25	Batubara	4,25	Hitam kecoklatan, mengandung resin, dan segar
		102,00	106,82	Batubara	4,82	Hitam kecoklatan, mengandung resin, dan segar.
CBH-21	72	14,10	14,20	Batubara	0,10	Hitam kecoklatan

		15,30	15,60	Batubara	0,30	Hitam kecoklatan
CBH-27	70	66,40	67,80	Batubara	1,40	Hitam gelap, kilap tanah (dull), mengandung resin, agak keras, dan segar.
		73,00	73,20	Batubara	0,20	Hitam gelap, kilap tanah (dull), agak keras, dan segar.
		99,37	100,48	Batubara	1,11	Hitam gelap, kilap tanah (dull), mengandung resin, agak keras, dan segar.
CBH-35	49	34,20	37,20	Batubara	3,00	Hitam, kilap tanah (dull), dan agak keras.
		51,20	57,00	Batubara	5,80	Hitam, kilap tanah (dull), dan agak keras.
CBH-37	52	16,60	20,20	Batubara	3,60	Hitam, kilap tanah (dull), mengandung resin dan segar.
		32,70	36,30	Batubara	3,60	Hitam, kilap tanah (dull), mengandung resin dan segar.
		36,85	37,20	Batubara	0,35	Hitam, kilap tanah (dull), mengandung resin dan segar.
CBH-47	63	12,96	15,50	Batubara	2,54	Hitam dengan garis coklat, kilap tanah (dull), berbentuk konkoid dan agak keras.
		16,71	17,15	Batubara	0,44	Hitam dengan garis coklat, kilap tanah (dull), berbentuk konkoid dan agak keras.

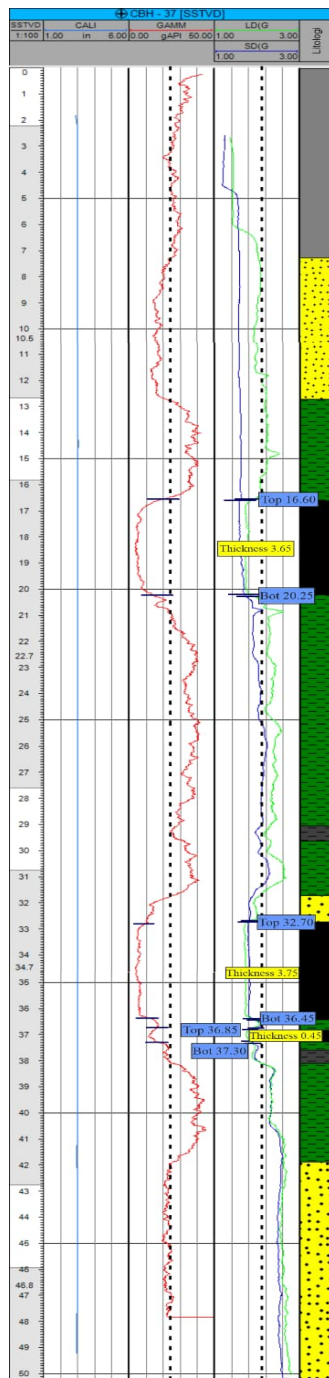
4.1.2. Data Petrofisika/ *Well Logging*

Dilakukan penentuan *cut off* pada data *well logging* pada masing-masing sumur pemboran (**Gambar 5**), sesuai dengan penentuan *cut off* pada log *gamma ray* (Persamaan 1) dan juga pada log densitas (Persamaan 2). *Cut off* dilakukan untuk menginterpretasi litologi pada sumur pemboran khususnya pada bagian sumur yang mengalami *core loss*. Penentuan ketebalan pada setiap lapisan batubara yang ada pada masing-masing sumur pemboran menggunakan *Long Spacing Detector* (LSD) atau detektor panjang pada log densitas (Lubis dkk., 2024). Ditentukan juga nilai log *gamma ray* dan log densitas dari setiap lapisan batubara yang ditabulasikan pada **Tabel 3**.

Berdasarkan hasil pengolahan data *core* dan data *well logging* menunjukkan perbedaan data yang tidak terlalu berkontradiksi, terutama pada penentuan ketebalan litologi batubara.

Dapat dilihat ketebalan litologi batubara pada data *core* dan data *well logging*, selisih perbedaan yang tertinggi terdapat pada sumur CBH-04 dengan selisih perbedaan ketebalan lapisan batubara yaitu 1,35 meter (**Tabel 4**). Hal ini bisa terjadi disebabkan oleh adanya kesalahan ketika pengeboran atau adanya pengaruh dari lubang atau dinding lubang pengeboran sehingga menyebabkan perbedaan data antara data *core* dengan data *well logging*.

Pada daerah penelitian terdapat tujuh litologi atau disebut juga dengan fasies yaitu; 1) fasies endapan lempung, 2) fasies endapan pasir, 3) fasies endapan konglomerat, 4) fasies batulempung, 5) fasies batupasir, 6) fasies *shaly coal*, dan 7) fasies batubara.



Gambar 5. Interpretasi litologi pada data well logging.

4.2. Identifikasi Asosiasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Berdasarkan klasifikasi asosiasi fasies oleh Miall (2022) daerah penelitian terdiri dari empat asosiasi fasies yaitu; 1) *channel*, 2) *sandy bedform*, 3) *overbank fines*, dan 4) *swamps*. Asosiasi fasies *channel* terdiri dari fasies endapan lempung, endapan pasir, dan endapan konglomerat ditafsirkan sebagai bagian *channel* pada morfologi sungai. Asosiasi fasies *sandy bedform* terdiri dari fasies batupasir yang ditafsirkan sebagai bagian *channel bar/point bar*. Asosiasi fasies *overbank fines* terdiri dari fasies batulempung yang ditafsirkan sebagai bagian *floodplain* dan asosiasi fasies *swamps* terdiri dari fasies batubara lempungan (*shaly coal*) dan batubara (*coal*) yang ditafsirkan sebagai bagian *floodplain* yang berubah menjadi rawa (*swamp*). Berdasarkan asosiasi fasies maka lingkungan pengendapan diinterpretasikan berada pada lingkungan pengendapan fluvial.

Secara stratigrafi daerah penelitian terdiri dari satu formasi dan satu endapan. Fasies batulempung, fasies batupasir, fasies *shaly coal*, dan fasies batubara diinterpretasikan merupakan bagian dari Formasi Palembang sedangkan fasies endapan lempung, fasies endapan pasir, fasies endapan konglomerat merupakan bagian dari endapan aluvium muda berdasarkan Peta Geologi Lembar Solok (Silitonga & Kastowo, 2007). Fasies batuan pada daerah penelitian mirip dengan karakteristik batubara di berbagai tambang di Cekungan Sumatra Selatan seperti di Bangko (Amriansyah & Sihombing, 2021), Muara Enim (Kurniawan, 2021), dan Lahat (Idarwati & Maulia, 2024) atau di Cekungan Ombilin (Patria & Anggara, 2022).

Tabel 3. Tabulasi Data Petrofisika/ *Well Logging*.

Kode Sumur	Elevasi (mdpl)	Kedalaman (m)		Litologi	Ketebalan (m)	Log <i>Gamma Ray</i> (g/cc)		Log Densitas (CPS & g/cc)	
		Top	Bottom			Top	Bottom	Top	Bottom
CBH-04	53	27,90	32,25	Batubara	4,35	4	14	4000	6000
		32,55	32,95	Batubara	0,40	17	23	3500	4500
		33,45	34,20	Batubara	0,75	25	35	3000	4300

CBH-10	69	60,80	61,60	Batubara	0,80	11,86	21	1,72	2,22
		74,90	75,40	Batubara	0,50	15,12	26,64	1,84	1,96
		78,80	82,65	Batubara	3,85	1	26	1,69	1,8
		95,55	102,19	Batubara	6,64	1,8	29	1,7	2
CBH-17	56	78,35	82,70	Batubara	4,35	1,7	21	1,7	1,8
		100,70	106,30	Batubara	5,60	2	17	1,7	1,8
CBH-21	72	14,10	14,60	Batubara	0,50	9	18	1,8	1,9
		15,50	15,80	Batubara	0,30	14	21	2,1	2,3
CBH-27	70	66,40	67,85	Batubara	1,45	7	23	1,7	1,9
		73,00	73,30	Batubara	0,30	23	26	2,3	2,4
		99,40	100,50	Batubara	1,10	8	17	1,9	2,4
CBH-35	49	34,80	37,20	Batubara	2,40	9	40	1,1	1,8
		51,00	56,80	Batubara	5,80	4	16	1,1	1,3
CBH-37	52	16,60	20,25	Batubara	3,65	4	13	1,7	1,8
		32,70	36,45	Batubara	3,75	3	9	1,6	1,7
		36,85	37,30	Batubara	0,45	11	13	1,7	1,8
CBH-47	63	12,90	15,55	Batubara	2,65	4	13	1,7	1,8
		16,80	17,35	Batubara	0,55	16	22	1,8	2,3

Tabel 4. Perbandingan data petrofisika/Well Logging dan core batuan.

Kode Sumur	Lapisan Batubara	Ketebalan Batubara (m)		Selisih Ketebalan (m)
		Data <i>Core</i>	Data <i>Well Logging</i>	
CBH-04	1	3	4,35	1,35
	2	1,35	0,4	0,95
	3	1,6	0,75	0,85
CBH-10	1	0,52	0,8	0,28
	2	0,28	0,5	0,22
	3	4	3,85	0,15
	4	6,62	6,64	0,02
CBH-17	1	4,25	4,35	0,1
	2	4,82	5,6	0,78
CBH-21	1	0,1	0,5	0,4
	2	0,3	0,3	0
CBH-27	1	1,4	1,45	0,05
	2	0,2	0,3	0,1
	3	1,11	1,1	0,01
CBH-35	1	3	2,4	0,6
	2	5,8	5,8	0
CBH-37	1	3,6	3,65	0,05
	2	3,6	3,75	0,15
	3	0,35	0,45	0,1
CBH-47	1	2,54	2,65	0,11
	2	0,44	0,55	0,11

4.3. Persebaran dan Genesis Batubara

Pada pemodelan bawah permukaan, litologi seperti endapan konglomerat dan juga batubara memiliki lapisan litologi yang tidak menerus ke

arah timur, utara, dan barat laut sehingga menunjukkan geometri melensa atau membaji (**Gambar 6**). Dimensi lensa batubara pada daerah penelitian memiliki panjang berkisar

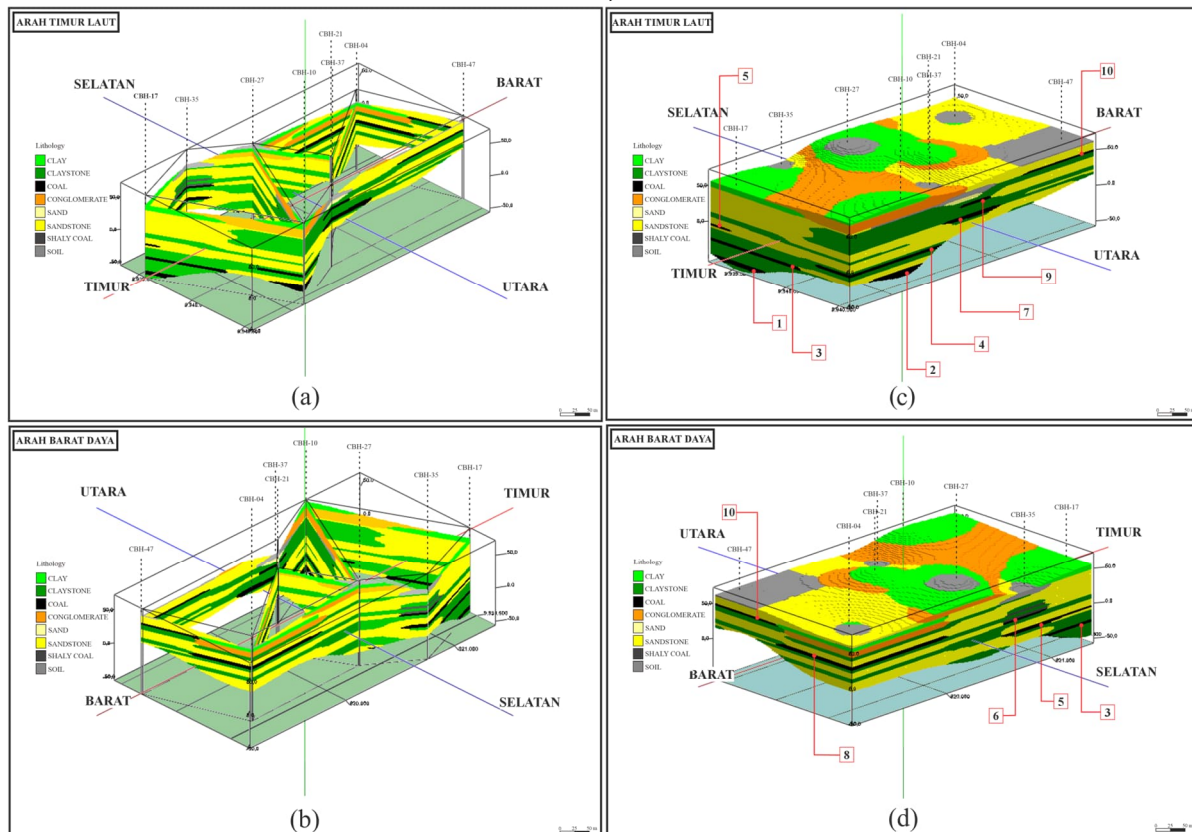
antara ± 49 s.d. ± 158 m dan tebal antara 2,40 - 6,64 m. Geometri batubara memperlihatkan struktur melensa yang ditunjukkan dengan ketidakterusan litologi batubara.

Menurut Miall (2022), geometri lensa atau ketidakterusan batubara dapat disebabkan oleh perubahan fasies secara lateral atau erosi oleh endapan yang memiliki energi yang lebih besar. Litologi batulempung pada daerah penelitian cenderung menebal ke arah timur

sehingga diinterpretasikan pada bagian timur daerah penelitian memiliki karakteristik lingkungan pengendapan dengan arus yang lebih lemah sehingga akan berasosiasi dengan pembentukan batubara (Santoso, 2015). Perhitungan volume batubara menunjukkan bahwa volume total batubara pada daerah penelitian adalah 11.443.200 m³ yang rincian volume tiap lensa batubara disajikan pada **Tabel 5**.

Tabel 5. Rekapitulasi ketebalan dan selisih lapisan batubara.

No	Nama Lensa	Ketebalan Maksimal (meter)	Arah persebaran
1	Lensa Batubara - 1	5,60 meter	Utara - Selatan
2	Lensa Batubara - 2	6,64 meter	Barat - Timur
3	Lensa Batubara - 3	4,35 meter	Utara - Selatan
4	Lensa Batubara - 4	3,85 meter	Barat - Timur
5	Lensa Batubara - 5	5,80 meter	Barat - Timur
6	Lensa Batubara - 6	2,40 meter	Barat - Timur
7	Lensa Batubara - 7	3,75 meter	Barat - Timur
8	Lensa Batubara - 8	4,35 meter	Barat - Timur
9	Lensa Batubara - 9	3,65 meter	Barat - Timur
10	Lensa Batubara - 10	2,65 meter	Barat - Timur



Gambar 6. Model persebaran batubara (a) Diagram pagar arah Timur Laut. (b) Diagram pagar arah Barat Daya. (c) Diagram 3D arah Timur Laut. (d) Diagram 3D arah Barat Daya.

Menurut De Smet & Barber (2005) Formasi batuan pembawa batubara pada cekungan belakang busur Pulau Sumatra didominasi formasi batuan berumur Miosen Tengah hingga Pleistosen yang merupakan implikasi dari berakhirnya fase kenaikan muka air laut maksimal pada Miosen Tengah sehingga terhentinya siklus sedimentasi laut, berganti dengan pembentukan daerah rawa dan fluvial yang berkembang luas (Mayasari & Amijaya, 2024). Hal tersebut mendukung data pada daerah penelitian yang memiliki lingkungan pengendapan fluvial dan ditafsirkan merupakan bagian dari Formasi Palembang yang berumur Miosen Akhir hingga Pleistosen (Gafoer dkk., 1986). Secara stratigrafi Formasi Palembang terangkat pada Pleistosen akibat pengangkatan bukit barisan yang dikontrol oleh tektonik kompresional Sumatra (Heidrick & Aulia, 1993; Barber dkk., 2005).

Menurut Zamroni dkk. (2020), Ayustiyana dkk. (2021), Hanum dkk. (2024), Ningrum (2024), Formasi Palembang yang menjadi formasi batuan sedimen pembawa batubara pada daerah penelitian dapat dibandingkan dengan Formasi Muara Enim yang berumur Miosen Akhir - Pliosen (**Gambar 7**). Pada zaman Pliosen Sumatra mengalami fase tektonik kompresional (Heidrick & Aulia, 1993; De Smet & Barber., 2005) sehingga pengangkatan bukit barisan lebih cepat dibandingkan pembentukan cekungan. Tektonik kompresional ini terbentuk akibat tumbukan antar lempeng benua *Sundaland* dengan lempeng Samudera Indo-Australia. Hal tersebut menyebabkan batuan pada daerah penelitian tersingkap identik dengan tambang batubara yang ada di Lahat (Rahmad dkk., 2020) atau Sungai Lilin (Kesumah dkk., 2023) atau di Muara Enim.

UMUR GEOLOGI		REGIONAL TECTONO-STRATIGRAPHIC STAGES	CEKUNGAN SUMATERA TENGAH		CEKUNGAN SUMATERA SELATAN	
			De Smet dan Barber (2005)	Silitonga dan Kastowo (2007)	De Smet dan Barber (2005)	Gafoer dkk., (1986)
QUATERNARY	PLEISTOCENE	REGRESSIVE STAGE Emergence of Barisan Mountains leads to increasing elastic input	Erosion Minas / Nilo	QTpu	Erosion Kasai	
TERTIARY	NEOGENE		Upper Petani / Korinci	Tpm	Muaraenim	Tmpm

Gambar 7. Stratigrafi regional (Gafoer, dkk., 1986; De Smet dan Barber, 2005; Silitonga dan Kastowo, 2007).

5. KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa fasies batuan atau litofasies yang terdapat daerah penelitian terdiri dari fasies endapan lempung, fasies endapan pasir, fasies endapan konglomerat, fasies batulempung, fasies batupasir, fasies *shaly coal*, dan fasies batubara. Asosiasi fasies pada daerah penelitian terdiri dari *channel*, *sandy bedform*, *overbank fines*, dan *swamps* yang menginterpretasikan lingkungan pengendapan fluvial. Pemodelan persebaran batubara cenderung lebih ke arah timur, hal ini disebabkan pada arah timur banyak terendapkan material sedimen yang berbutir halus yang umumnya berasosiasi dengan

batubara. Persebaran batubara membentuk geometri melensa yang diinterpretasikan lapisan batubara terbentuk pada lingkungan pengendapan *swamp* yang sebelumnya merupakan bagian dataran banjir (*floodplain*).

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak terkait yang telah memberi dukungan terhadap penelitian ini antara lain PT. Fabrik Komponen Industri Energi (FKIE), dan juga Kelompok Riset Woyla yang telah membantu diskusi dan pengerjaan manuskrip tulisan ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Adrian, D., & Mulyatno, B. (2020). Identifikasi Dan Estimasi Sumber Daya Batubara Menggunakan Metode Poligon Berdasarkan Interpretasi Data Logging Pada Lapangan "Ada", Sumatera Selatan. *JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi)*, 4(1), 73-87. doi:<https://doi.org/10.23960/jge.v4i1.8>
- Amriansyah, M. A., & Sihombing, F. M. H. (2021). Study of Ash and Total Moisture Effects on Calorific Value in Coal Seam at West Banko Field, PT. Bukit Asam, Tbk., Tanjung Enim, South Sumatra. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 830 (1), p. 012044. IOP Publishing.
- Ayustiana, E., Wibisono, S. A., & Sihombing, F. M. H. (2021). Coal characterization of South Sumatera basin using the unsupervised machine learning method. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 830 (1), p. 012043. IOP Publishing.
- Barber, A. J., Crow, M. J., & De Smet, M. E. M. (2005). Chapter 14 tectonic evolution. *Geological Society, London, Memoirs*, 31(1), 234-259.
- BPB Manual, (1981). *British Petroleum Book*. United Kingdom: British Company.
- De Smet, M.E.M. & Barber, A.J. (2005). Chapter 7 tertiary stratigraphy. *Geological Society, London, Memoirs*, 31(1), pp.86-97.
- Gafoer, S., Purnomo, J. & Cobrie, T. (1986). *Peta Geologi Lembar Lahat, Sumatra Selatan*. Bandung, Indonesia: Direktorat Geologi.
- Hanum, F. H., Hapsauqi, I., Jamilatun, S., & Nirmalasari, J. (2024). Comparative Analysis of Coal Quality across Various Coal Basins in Sumatra: A Case Study of Calorific Value, Moisture Content, and Sulfur Content. *Indonesian Journal of Chemical Research*, 12(1), 64-70.
- Heidrick, T. L. & Aulia, K. (1993). *A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin, Indonesia*. Jakarta, Proceedigs Indonesia Petroleum Association, pp. 285-317.
- Idarwati, I., & Maulia, D. (2024). Neogene Coal Characteristics and Depositional Environments in the Kikim Area of South Sumatra Basin; Insights from logging, proximate test, sulfur test and electrofacies. *Berita Sedimentologi*, 50(1), 75-92.
- Junita, A., & Handoko, T. (2020). Kebijakan Ekonomi-Politik Lokal: Studi Pengaruh Pertambangan Galian C Tanpa Izin Terhadap Pendapatan Asli Daerah Kabupaten Kuantan Singingi Tahun 2015-2019. *PUBLIKA: Jurnal Ilmu Administrasi Publik*, 6(2), 166-178.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) (2022). *Indonesian Minerals, Coal, and Geothermal Resources and Reserves 2021*, Bandung: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Kesumah, P. P., Amin, S. S., Wiratama, J., & Adhitya, B. (2023). Identification of Coal Distribution Pattern Using Well Logging Method Based on Gamma Ray Log Data and Log Density in Area X PT PMC Site Sungai Lilin: Identification of coal distribution pattern. *Journal of BiGME*, 3(2), 47-59.
- Kurniawan, P. (2021). Coal Geometry Modeling and Resources Estimation in Darmo and Surrounding Area, Muara Enim, South Sumatra. *Indonesian Journal of Economic Geology (IJEG)*, 1(1), 85-91.
- Lubis, A. M., Larang, M. P., Fahmi, K., & Shah, A. A. (2024). An Analysis of Coal Seam Lithology using The Well-logging Method for Correlation of Location X, Musi Banyuasin Coalfields, South Sumatra. *Indonesian Journal on Geoscience*, 11(2), 221-229.
- Mayasari, E. D., & Amijaya, D. H. (2024). Transgression patterns of Muara Enim Formation at Tanjung Agung Village based on stratigraphic data measurements. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 1373, No. 1, p. 012052). IOP Publishing.
- Miall, A. D. (2022). Facies models. In *Stratigraphy: a modern synthesis* (pp. 175-230). Cham: Springer International Publishing.
- Ningrum, Wulan Sari Puspita, Coal Analysis and Depositional Environments Between South Sumatra-Jambi Basin (January 18, 2024). Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=4698931> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4698931>
- Ogara, E., Fadhilah, A., & Ilham, A. (2023). Penentuan Peringkat Dan Pengaruh Karakteristik Batubara Terhadap Nilai Kalori. *JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi)*, 9(2), 122-130. doi:<https://doi.org/10.23960/jge.v9i2.275>
- Patria, A. A., & Anggara, F. (2022). Petrological, mineralogical, and geochemical compositions of coal in the Ombilin Basin, West Sumatra,

- Indonesia. *International Journal of Coal Geology*, 262, 104099.
- Rahmad, B., Sugeng, S., Ediyanto, E., Daryono, S. K., Putra, G. P., Simatupang, I., & Rahman, M. R. (2020). Sclerotinia Maceral Analysis to Predict Facies Condition on Coal of Muara Enim Formation, Marapi Area, Lahat, South Sumatera. In *Proceeding of LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta Conference Series 2020-Engineering and Science Series* (Vol. 1, No. 1, pp. 656-668).
- Santoso, B. (2015). *Petrologi Batu Bara Sumatra dan Kalimantan: Jenis, Peringkat, dan Aplikasi*. LIPI Press.
- Shaddad, A. R., Kurnia, H., Priyana, Y. L. O., Amir, M. K., Bakri, S., Kadar, M. I., & Dullah, N. M. (2024). *Rekayasa Perencanaan Tambang*. Tohar Media.
- Sephiana, S., Karyanto, K., & Sinambela, R. (2023). Analisis Petrofisika Dalam Mengidentifikasi Zona Potensi Hidrokarbon Pada Formasi Tualang Dan Lakat. *JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi)*, 9(3), 165-183. doi:<https://doi.org/10.23960/jge.v9i3.273>
- Silitonga, P. H. & Kastowo. (2007). *Peta Geologi Lembar Solok Sumatera : Geological map of the Solok Quadrangle Sumatera*. Bandung, Indonesia: Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Wang, Y., Liu, D., Cai, Y., & Li, X. (2019). Variation of petrophysical properties and adsorption capacity in different rank coals: An experimental study of coals from the Junggar, Ordos and Qinshui Basins in China. *Energies*, 12(6), 986.
- Widiarso, D. A., & Nirmala, F. (2022). Analisa Kualitas Dan Sumberdaya Batubara Lapangan X, Pt. Bukit Asam (Persero) Tbk., Tanjung Enim, Sumatera Selatan. *Jurnal Geominerba (Jurnal Geologi, Mineral dan Batubara)*, 7(1), 64-80.
- Wollff, I. (2023). Coal resources, production, and use in Indonesia. In *The Coal Handbook* (pp. 361-430). Woodhead Publishing.
- Zamroni, A., Sugarbo, O., Prastowo, R., Widiatmoko, F. R., Safii, Y., & Wijaya, R. (2020, July). The relationship between Indonesian coal qualities and their geologic histories. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 2245, No. 1). AIP Publishing.